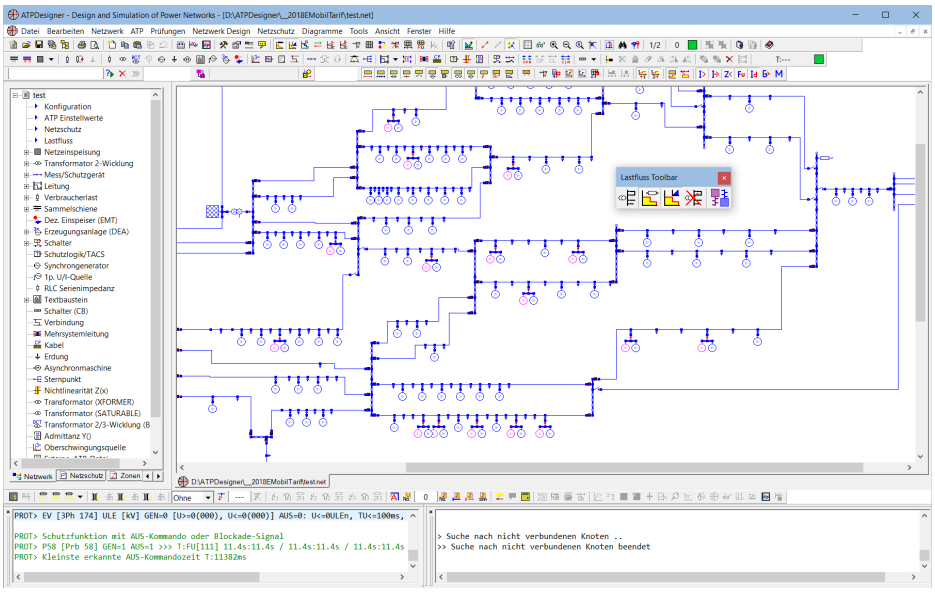
Power Engineering Saar

Einführung in ATPDesigner

Band 1: Grundlagen und Bedienung

Anwendung der grafischen Benutzeroberfläche *ATPDesigner* und des Netzwerkberechnungsprogramms *ATP* (Alternative Transients Program) zur Berechnung der stationären Zustände und dynamischen Vorgänge in Elektroenergieversorgungsnetzen



Power Engineering Saar
Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar, www.powerengs.de

Inhalt Band 1

1 Einleitung 12
1.1 Wozu kann ATPDesigner verwendet werden ? 12
1.1.1 Das ATP - Grundlage der Stromnetzberechnung in ATPDesigner 13
1.1.2 Nachbildung von Stromnetzen in ATPDesigner 14
1.1.3 Lastflussberechnung mit ATPDesigner 15
1.1.4 Netzschutztechnik in ATPDesigner 16
1.1.5 Ergebnisse der Lastflussberechnung in Netzgrafik, Tooltips und Bericht 17
1.1.6 Der Rechenkern ATP – Alternative Transients Programm 21
1.1.7 Funktionen von ATPDesigner -eine (kleine) Auswahl 22
1.1.8 Wie setzt ATPDesigner den Rechenkern ATP ein ? 23
1.1.9 ATPDesigner und Datensicherheit 24
1.1.10 ATP Supporting Routines – Präprozessor für Modelle von Betriebsmitteln 24
1.2 ATPDesigner - ein Programm zur Berechnung von Stromnetzen 27
1.2.1 Berechnung dynamischer Netzvorgänge und stationärer Netzzustände 28
1.2.2 Erweiterte Lastflussberechnung für Normal- und Kurzschlussbetrieb 28
1.2.3 Flexibilitäten, Fahrpläne, E-Mobilität, Netzauslastung 29
1.2.4 Netzschutz in ATPDesigner – Aufgabe des Netzschutzes 29
1.2.4.1 Referenzsystem für Auslegung und Überprüfung von Netzschutzkonzepten 30
1.2.4.2 Prüfung von Netzschutzgeräten 30
1.3 ATPDesigner in englischer und deutscher Sprache 31
1.3.1 Bezeichnungen in englischer Sprache – Bedeutung in deutscher Sprache 32
1.4 Haftungsausschluss 32
1.4.1 ATP – Alternative Transients Program (www.eeug.org) 32
1.4.2 Mängelanzeige 33
1.4.3 Dokumentation von Änderungen und Fehlern 33
1.4.4 Kontaktdaten 33
1.5 Für ATPDesigner zulässige Versionen des ATP als Rechenkern 33
1.6 Kompilierungsversionen des ATP: GNU- und Intel-kompilierte Version 35
1.7 ATPDesigner und Netzschutztechnik 35
1.7.1 Generische d.h. herstellerneutrale Modelle von Schutzfunktionen 36
1.8 Grundeinstellung der Programmeinstellwerte von ATPDesigner 36
1.9 Dateitypen und Dateierweiterungen 37
1.10 Die grafische Benutzeroberfläche von ATPDesigner 41
1.10.1 Toolbars in ATPDesigner 42
1.10.1.1 Erläuterungstexte zu den Elementen der Toolbars anzeigen 43
1.10.1.2 Toolbars am Programmrahmen andocken oder frei positionieren 43
1.10.1.3 Haupttoolbar 43
1.10.1.4 Netzwerk Design Toolbar 46
1.10.1.5 Toolbar Netzwerkelemente 47
1.10.1.6 Toolbar Netzschutz und Tooltips 48
1.10.1.7 Einstellung der Icon-Größe der Toolbar-Buttons - *Customize* 48

1.10.1.8 Größe aller Toolbar-Icons in einem Schritt umstellen ... 49
1.10.1.9 Toolbar-Buttons hinzufügen oder entfernen - *Customize* ... 49
1.10.1.10 Suchen Toolbar ... 50
1.10.1.11 Lastfluss Toolbar ... 54
1.10.1.12 Toolbar für Flexibilitäten ... 57
1.10.1.13 Toolbar zum Umschalten der Registerkarten der Projektinformation ... 57
1.10.1.14 Netzwerk Einfügen Toolbar ... 58
1.10.1.15 Statusleiste ... 59
1.10.2 Bedienmenü von ATPDesigner ... 59
1.10.2.1 Menü *Datei* ... 61
1.10.2.2 Menü *Bearbeiten* ... 63
1.10.2.3 Menü *Netzwerk* ... 64
1.10.2.4 Menü *ATP* ... 65
1.10.2.5 Menü *Prüfungen* ... 66
1.10.2.6 Menü *Netzwerk Design* ... 68
1.10.2.7 Menü *Netzschutz* ... 69
1.10.2.8 Menü *Diagramme* ... 70
1.10.2.9 Menü *Tools* ... 71
1.10.2.10 Menü *Ansicht* ... 72
1.10.2.11 Menü *Fenster* ... 73
1.10.2.12 Menü *Hilfe* ... 73
1.10.3 Ausgabefenster für Meldungen, Ergebnisse, etc. ... 73
1.10.3.1 Ausgabefenster *ATP Meldungen* ... 74
1.10.3.2 Schließen eines Ausgabefensters ... 74
1.10.3.3 Öffnen eines Ausgabefensters ... 74
1.10.3.4 Meldungsfenster - Ausgabefenster für allgemeine Meldungen ... 75
1.10.3.5 Netzschutzmeldungen - Ausgabefenster für Schutzfunktionen ... 77
1.10.3.6 Netzschutzmeldungen - Einfärbung der Meldungen ... 78
1.10.3.7 Meldungen aus den Ausgabefenster in die Zwischenablage kopieren ... 78
1.10.3.8 Begrenzung der maximalen Anzahl Zeilen in den Ausgabefenstern ... 78
1.10.4 *Projektinformationen* - Ausgabefenster für Projektinformationen ... 79
1.10.4.1 Einstelldialog *Einstellung Lastflussberechnung* ... 81
1.10.4.2 Registerkarte *Netzwerk* ... 98
1.10.4.3 Registerkarte *Favoriten* ... 102
1.10.4.4 Registerkarte *Betriebsmittel* ... 104
1.10.4.5 Registerkarte *Zonen* ... 105
1.10.4.6 Registerkarte *Netzschutz* ... 110
1.10.4.7 Registerkarte *Un Ebenen* ... 111
1.10.4.8 Registerkarte *Varianten* ... 115
1.10.4.9 Registerkarte *Bereiche* ... 123
1.10.4.10 Umschalten zwischen den Registerkarten ... 123
1.10.5 Tastenkürzel (Short Cuts) ... 124
1.10.5.1 Strg + Alt + … ... 124
1.10.5.2 Strg + … ... 125
1.10.5.3 Shift + … ... 126
1.10.5.4 Alt + … ... 126
1.10.5.5 Funktionstasten Fx ... 126
1.10.5.6 Funktionstaste ESC ... 126
1.11 Integrierte Hilfedatei mit den Handbüchern - F1 ... 127
1.12 Beschreibung des Projektes ... 127
1.13 Der Datei-Browser – *Datei suchen …* ... 128
1.14 Suchen – Ein Netzwerkelement in der Netzgrafik suchen ... 130

1.15 Bericht - Dokumentation des Stromnetzes ... 131
1.15.1 Bericht des Stromnetzes - Einstellwerte und Kennwerte des Stromnetzes ... 131
1.15.2 Berichte von Funktionen - Netzberechnung, Netzschutztechnik, … ... 132
1.16 Statusanzeige der Ergebnisse – Grüne, rote Error- und Warn-LED ... 133
1.17 Liste der Betriebsmitteldaten ... 134
1.17.1 Registerkarte *Einstellwerte* ... 136
1.17.1.1 Einstellwerte für GIS-Import, Identifikationsmerkmale, etc. ... 140
1.17.1.2 Änderung einer Auswahl von Einstellwerten mit Strg + U ... 140
1.17.1.3 ID und ID Name – Automatische Zuweisung von Werten ... 140
1.17.1.4 Auswählen einzelner Zellen der Tabelle ... 141
1.17.1.5 Auswählen eines zusammenhängenden Bereiches einer Tabellenspalte 143
1.17.2 Registerkarte *Analyse Un* ... 145
1.17.3 Registerkarte *Import* ... 146
1.17.3.1 Einlesen einer .CSV-Datei zum Datenimport ... 148
1.17.3.2 Manuelle Synchronisierung ... 149
1.17.3.3 Erkennung einer schon durchgeführten Synchronisierung ... 151
1.17.3.4 ID, ID Name, ID Type - Zuweisung beim erstmaligen Export ... 152
1.17.3.5 Automatische Synchronisierung ... 152
1.17.3.6 Zuordnung der Betriebsmittel zu Zonen ... 154
1.17.3.7 Import: Einstellwerte von Leitungen ... 154
1.17.3.8 Import: Einstellwerte von Mess/Schutzgeräten ... 155
1.17.3.9 Import: Einstellwerte von Transformatoren 2-Wicklung ... 155
1.17.3.10 Import: Flexibilitäten ... 155
1.17.4 Registerkarte *Schutzprüfung* ... 156
1.17.5 Registerkarte *Kurzschluss* ... 157
1.17.5.1 Sammelschiene: Kurzschlussleistung S_k und Kurzschlussstrom I_k ... 157
1.17.5.2 Leitung: Thermisch gleichwertiger Kurzschlussstrom I_{th} ... 158
1.17.6 Registerkarte *Flexibilitätstest* ... 162
1.17.7 Registerkarte *Ergebnisse Lastfluss* ... 163
1.18 Web Service ATPDesigner - Homepage, Web Services, Updates, etc. ... 164
1.18.1 Änderungsdokumentation von ATPDesigner ... 165
1.18.2 Download einer aktuellen Setupdatei von ATPDesigner ... 166
1.19 Bezeichner *ABCG* für die Leiter L1, L2 und L3 in ATPDesigner ... 166
1.20 Start von ATPDesigner mit Kommandozeile (.BAT-Job) ... 167
1.21 Import und Export von Daten ... 168
1.21.1 Identifikationsmerkmale *ID*, *ID Name* und *ID Type* ... 170
1.21.1.1 Grundeinstellung der Identifikationsmerkmale *ID*, *ID Name* und *ID Type* 170
1.21.1.2 Manuelle Eingabe der Identifikationsmerkmale ... 171
1.21.1.3 Automatisierte Definition der Identifikationsmerkmale ... 171
1.21.2 Import von Daten ... 172
1.21.2.1 Automatisierte Synchronisierung der importierten Daten ... 174
1.21.2.2 Manuelle Synchronisierung der importierten Daten ... 175
1.21.2.3 Import: Flexibilitätsdatei ... 175
1.21.2.4 Import: Daten für Netzwerkelement ... 177
1.21.3 Automatisierter Netzaufbau mit GIS-Daten *Datei mit GIS-Daten* ... 182
1.21.3.1 Empfehlung zur Vorgehensweise der manuellen Nacharbeit ... 184

1.21.4 Export von Daten ... 187
1.21.4.1 ID und ID Name – Bedeutung und Behandlung beim Export ... 188
1.21.4.2 ID und ID Name – Automatische Zuweisung von Werten ... 189
1.21.4.3 Dateiname der Exportdatei ... 189
1.21.4.4 Export: Flexibilitätsdatei Format 1 ... 190
1.21.4.5 Export: Mess/Schutzgerät ... 190
1.21.4.6 Export: Leitung ... 190
1.21.4.7 Export: Prognose (JSON) ... 190
1.21.4.8 Export: Prognose mit Flexibilitäten (JSON) ... 199
1.21.4.9 Export: Admittanzmatrix und Inverse der Admittanzmatrix ... 205
1.21.4.10 Export: Knotenspannung- und Zweigstrom-Sensitivitätsmatrix ... 213
1.21.4.11 Export: PandaPower © 2018 ... 222
1.21.4.12 Export: Stromnetz Daten ... 223
1.21.4.13 Export: Bericht: Einstellwerte ... 239
1.21.4.14 Export: Stromnetz Datei Base64 ... 240
1.22 .BNET-Datei - Dateierweiterung der verschlüsselten .NET-Datei ... 241
1.22.1 Aktivierung der anwenderspezifischen Verschlüsselung ... 241
1.22.2 Definition des anwenderspezifischen Schlüssels ... 242
1.22.3 Verschlüsselung beim erstmaligen Speichern der .NET-Datei ... 242
1.22.4 Eingabe des Schlüssels beim Einlesen der .BNET-Datei ... 243
1.22.5 Verwendung eines nicht passenden anwenderspezifischen Schlüssels ... 243
1.22.6 Verschlüsselung einer vorhandenen unverschlüsselten .NET-Datei ... 244
1.22.7 Anzeige der Verschlüsselung in der Registerkarte des Zeichenbereiches 245
1.23 .PNET-Datei - verschlüsselte und weitgehend pseudonymisierte .NET-Datei ... 245
1.23.1 Eine .PNET-Datei erzeugen ... 245
1.23.2 Pseudonymisierung der Stromnetzdaten in der .PNET-Datei ... 245
1.23.3 Sperren von Bedienfunktionen nach dem Einlesen einer .PNET-Datei ... 246
1.24 Automatisierte Benachrichtigungen per E-Mail ... 246
1.25 Menüpunkt *Neu* – Anlegen eines leeren Zeichenbereiches ... 249
1.26 Menüpunkt *Öffnen* 249
1.26.1 Mehrfaches Einlesen und Bearbeiten der gleichen .NET-Datei (Schreibschutz) 249
1.27 Menüpunkt *Speichern* – Netzdaten in einer .NET-Datei speichern ... 252
1.28 Menüpunkt *Speichern unter* 253
1.28.1 Inhalt der Ansicht: Elektrisches Stromversorgungsnetz ... 253
1.28.2 Inhalt der Ansicht: Diagramm ... 253
1.29 Datenkonvertierung ... 254
1.29.1 RLM Datenformat V1 ... 254
1.29.1.1 Datenkonvertierung: RLM-Datenformat V1 nach JSON-Prognosedaten ... 254
1.29.1.2 Struktur der Kopfzeile (Header) ... 255
1.29.1.3 Struktur der Messwertzeile ... 255
1.29.2 RLM Datenformat V2 ... 257
1.29.2.1 Datenkonvertierung: RLM-Datenformat V2 nach JSON-Prognosedaten ... 257
1.29.2.2 Struktur der Kopfzeile (Header) ... 258
1.29.2.3 Struktur der Messwertzeile ... 258
2 Ein Stromversorgungsnetz erstellen ... 261

2.1 Erstellen eines neuen Zeichenbereiches für ein Stromversorgungsnetz 261
2.2 Löschen aller Netzwerkelemente einer Zeichenfläche 262
2.3 Ein-/Ausschalten des Punkterasters in der Zeichenfläche 262
2.4 Erstellen eines neuen Netzes in einer leeren Zeichenfläche 263
2.4.1 Einfügen neuer Netzwerkelemente mit *Drag&Drop* 263
2.4.2 Einfügen neuer Netzwerkelemente mit *Toolbar-Buttons* 264
2.4.3 Einfügen neuer Netzwerkelemente mit dem Hauptmenü *Netzwerk Design* 264
2.4.4 Einfügen spezieller Netzwerkelemente 265
2.4.4.1 Einfügen einer Sammelschiene 265
2.4.4.2 Einfügen einer der Leitungen *Line 1..3* 265
2.4.4.3 Einfügen der Netzeinspeisung 1 266
2.4.4.4 Einfügen der Schalter (CB) Cb1...*5* 266
2.4.4.5 Einfügen der Netzeinspeisung durch *Drag&Drop* 267
2.4.5 Erstellen des neuen Stromversorgungsnetzes 268
2.4.6 Netzwerkelemente mit fester Form in der Netzgrafik 270
2.4.7 Netzwerkelemente mit flexibler Form in der Netzgrafik 271
2.4.7.1 Netzwerkelement *Leitung* im Zeichenmodus einfügen 271
2.4.7.2 Umschalten zwischen der „S"-Form und der Diagonalform 272
2.4.7.3 Umschalten zwischen fester und veränderlicher Form 273
2.5 Erstellen eines Projektes 274
2.5.1 Aufbau des Projektverzeichnis 274
2.6 Öffnen der Einstelldialoge der Netzwerkelemente 278
2.6.1 Öffnen eines Einstelldialogs: Left Mouse Button Double Click 278
2.6.2 Öffnen eines Einstelldialogs: Kontextsensitives Right Mouse Button Menu 278
2.6.3 Öffnen des Einstelldialogs mit *EINEM* Left Mouse Button Click 279
2.7 Einstellen der Netznennfrequenz f_n 280
2.7.1 Netzeinspeisung Phasenwinkel phi (U) – Referenzphasenwinkel im Mitsystem 281
2.8 Textbaustein – Texte, Grafiken, Markierungsrahmen 282
2.8.1 Option *Feste Position* – Fixierung der Grafik in der Zeichenfläche 284
2.8.2 Option *Feste Position* – Markieren mehrerer Netzwerkelemente 284
2.8.3 Option *Feste Position* – Größe der eingebetteten Grafik verändern 284
2.8.4 Markierungsrahmen mit und ohne Text, Grafik im Vorder-/Hintergrund 285
2.8.5 Option *Unsichtbar* – Textbaustein in der Zeichenfläche unsichtbar 286
2.8.6 Textbaustein als Hintergrundgrafik – Verschieben der Netzwerkelemente 286
2.8.7 Anonymisierten Darstellung eines Stromnetzes – Unsichtbare Textbausteine 287
2.9 Speichern des neuen Stromversorgungsnetzes 288
2.10 Automatisches Anlegen einer .BAK-Datei vor dem Speichern 288
2.11 Archivieren des Stromversorgungsnetzes als .ZIP-Datei 289
2.12 Archivieren des Projektverzeichnisses als .ZIP-Datei 289
2.13 Aktivierung aller deaktivierten Netzwerkelemente in einem Schritt 289

2.14 Einstellen der Betriebsmittelparameter ... 290
2.14.1 Grundeinstellung der Einstellwerte eines Einstelldialogs ... 290
2.14.2 Einstelldialog für *Netzeinspeisung 1* ... 291
2.14.3 Einstelldialog für das Mess- und Schutzgerät ... 292
2.14.4 Einstelldialog für den 2-Wicklungs-Transformator ... 293
2.14.5 Einstelldialog für die Sammelschiene ... 294
2.14.6 Einstelldialog für die Leitung ... 295
2.14.7 Einstelldialog für die Verbraucherlast ... 296
2.15 Das Stromversorgungsnetz überprüfen ... 298
2.15.1 Nennspannung der Betriebsmittel erkennen und überprüfen ... 298
2.15.1.1 Markierung von als fehlerhaft erkannten Betriebsmitteln ... 302
2.15.2 Elektrische Versorgungsbereiche identifizieren und überprüfen ... 303
2.15.3 Stromnetz: Un Ebenen – Identifikation und Einstellung der Nennspannung U_n 307
2.15.4 Überprüfung des Stromnetzes mit Hilfe der Netzzustandsdiagnose ... 311
2.16 Ausführen einer Netzberechnung ... 312
2.16.1 Berechnung des stationären Netzzustandes ... 312
2.16.2 Aktivierung und Deaktivierung der Tooltips ... 312
2.16.3 Anzeige der Berechnungsergebnisse in Tooltips und in der Netzgrafik ... 312
2.16.4 Anpassen von Schriftart und Schriftgröße der Tooltips ... 314
2.16.5 Aktivierung und Deaktivierung der Pfeile für Wirk- und Blindleistungsfluss ... 314
2.16.6 Entfernen der Ergebnisse der Netzberechnung ... 314
2.16.7 Ausführen einer Lastflussberechnung ... 314
2.16.7.1 Algorithmische, modellbedingte Unschärfen, Konvergenzüberwachung 315
2.16.7.2 Optionen der Lastflussberechnung - Getrenntes EIN-/AUS-Schalten ... 316
2.16.7.3 Lastflussberechnung von Netzzuständen im Kurzschlussfall ... 317
2.16.7.4 Einstellung der Konvergenzkriterien der Lastflussberechnung ... 317
2.16.7.5 Konvergenz und Divergenz der Lastflussberechnung ... 320
2.16.8 Ausgabe der Ergebnisse der Lastflussberechnung in einem Bericht ... 321
2.16.9 Überwachung der Sammelschienenspannungen ... 323
2.16.10 Ausgabe der Sammelschienenspannungen im *Meldungsfenster* ... 323
2.16.11 Kurzschluss an einem Netzknoten oder an einer Leitung ... 323
2.16.12 Berechnung dynamischer Netzvorgänge ... 326
2.17 Vorlagen basiertes Design von Stromnetzen ... 332
2.17.1 Zielsetzung des Vorlagen basierten Designs von Stromnetzen ... 332
2.17.2 Netzplan als Grafik in der Zeichenfläche einbetten ... 332
2.17.2.1 Option *Feste Position* – Verschieben der eingebetteten Grafik ... 334
2.17.2.2 Option *Feste Position* – Markieren mehrerer Netzwerkelemente ... 334
2.17.2.3 Option *Feste Position* – Größe der eingebetteten Grafik verändern ... 335
2.17.3 Aktivieren der Betriebsart *Vorlagen basiertes Netzdesign* ... 335
2.17.4 Einfügen von Leitungen bei aktiver Betriebsart Vorlagen basiertes Netzdesign 335

2.17.5 Deaktivieren der Betriebsart *Vorlagen basiertes Design* ... 337
2.17.6 Einstellen der Leitungstypen ... 337
2.17.7 Ermittlung der Leitungslängen ... 337
2.17.7.1 Behandlung kurzer Leitungen mit Längen < 1m (Zone 100) ... 337
2.18 Vorschau (Preview) der vollständigen Netzgrafik ... 338
3 Bearbeiten von Netzwerkelementen und des Netzwerkes ... 340
3.1 Änderungsschutz - Netzwerk Design Mode (Strg + W) ... 340
3.1.1 Änderungsschutz inaktiv = Netzwerk Design Mode aktiv ... 340
3.1.2 Änderungsschutz aktiv = Netzwerk Design Mode inaktiv ... 340
3.1.3 Aktivieren bzw. Deaktivieren von Netzwerkelementen ... 342
3.2 Öffnen des Einstelldialogs eines Netzwerkelementes ... 343
3.3 Einfügen neuer Netzwerkelemente ... 343
3.3.1.1 Einfügen eines neuen Netzwerkelementes mit der *Netzwerk Einfügen Toolbar* 345
3.3.2 Einfügen durch Kopieren eines vorhandenen Netzwerkelementes ... 345
3.4 Einfügen neuer Netzwerkelemente per *Drag&Drop* ... 346
3.5 Kopieren und Einfügen mit der Zwischenablage ... 347
3.5.1 Kopieren und Einfügen eines Netzwerkelementes ... 347
3.5.2 Kopieren und Einfügen mehrerer Netzwerkelemente ... 347
3.5.3 Kopieren eines oder mehrerer Netzwerkelementes in einem Schritt ... 348
3.5.4 Kopieren des Inhaltes einer Ansicht in die Zwischenablage ... 348
3.5.5 Kopieren der vollständigen Netzgrafik in die Zwischenablage ... 348
3.6 Markieren von Netzwerkelementen ... 348
3.6.1 Markieren eines einzelnen Netzwerkelementes: *Left Mouse Button Click* ... 349
3.6.2 Markieren mehrerer Netzwerkelemente: *Left Mouse Button Click* ... 349
3.6.3 Markieren aller Netzwerkelemente *Strg + A* ... 349
3.6.4 Markierung entfernen: *Shift + Left Mouse Button Click* ... 349
3.6.5 Markieren mehrerer Netzwerkelemente mit einem Markierungsrahmen ... 349
3.6.6 Markierung von Netzwerkelementen entfernen ... 350
3.6.7 Automatisches Markieren der Netzwerkelemente in einem Leitungsabgang ... 350
3.7 Löschen eines einzelnen oder mehrerer Netzwerkelemente ... 350
3.8 Alle Netzwerkelemente des Zeichenbereiches gleichzeitig löschen ... 350
3.9 Drehen eines Netzwerkelementes ... 351
3.9.1 Drehen von Leitungen, Kabel, Verbindungen ... 352
3.10 Netzwerkelement in den Vorder- oder Hintergrund setzen ... 353
3.11 Netzwerkelement deaktivieren oder aktivieren ... 353
3.11.1 Deaktivieren einer *Sammelschiene* ... 353
3.12 Gruppieren von Netzwerkelementen ... 354

3.13 Zoomen der Netzgrafik 354
3.13.1 Zoom - Toolbar-Buttons und Ziffernblock + und - 354
3.13.2 Zoom - Strg-Taste drücken und Mausrad drehen 355
3.13.3 Zoom - Strg + Left Mouse Button Click 355
3.13.4 Zoom - Netzgrafik *Zoom* und *Reset Zoom* 355
3.14 Verschieben der Netzgrafik 355
3.14.1 Verschieben der Netzgrafik: *Shift + Left Mouse Button Click* 355
3.14.2 Verschieben aller Netzwerkelemente 356
3.14.3 Netzgrafik scrollen – mit dem Mausrad nach oben und unten rollen 356
3.15 Position eines Netzwerkelementes fixieren 356
3.16 Zeichenfarbe von mehreren Netzwerkelementen ändern 357
3.17 Anwenderspezifisches Einfärben von Spannungsebenen 357
3.17.1.1 Manuelle Zuordnung einer Farbe zu einer Spannungsebene 357
3.17.1.2 Automatische Identifikation und Einfärben von Spannungsebenen 358
3.18 *Zonen* - Netzwerkelemente einer Zone zuordnen 358
3.18.1 *Zonenfarben EIN* - Umschalten zur Einfärbung der Betriebsmittel 360
3.18.1.1 Betriebsart: Einfärben der Netzwerkelemente mit anwenderspezifischen Farben ohne Berücksichtigung der Zuordnung zu einer Zone 360
3.18.1.2 Betriebsart: Einfärben der Netzwerkelemente mit den Farben der Zonen 360
3.18.2 *Zonennummer definieren* - Zonennummer zuordnen 361
3.18.3 Löschen von Zonennummern 361
3.18.4 Zone einfärben 361
3.18.5 *Zone suchen* – Einfärben einer einzigen Zone 361
3.18.6 Rücksetzen der Einfärbungen von Zonennummern 361
3.18.7 Änderung der zonenspezifischen Teillastfaktoren , ... 361
3.18.8 Änderung des anwenderspezifischen Bezeichners der Zone 362
3.18.9 Änderung der globalen Teilastfaktoren , ... 362
3.18.10 Resultierender Teillastfaktor der Betriebsmittel in einer Zone 363
3.18.11 Betriebsmittelspezifische Teillastfaktoren 363
3.18.12 Berechnung des elektrisch wirksamen Teillastfaktors eines Betriebsmittels 363
3.18.13 Einfärbung von Zonen - Einfärbung von Überlastungen der Betriebsmittel 363
3.18.13.1 Verhalten der Einfärbung nach Start einer Netzberechnung 364
3.18.13.2 Verhalten beim Zurücksetzen der Berechnungsergebnisse 364
3.19 Kontextsensitive Menüs – *Right Mouse Button Menu* 365
3.19.1 Allgemeines kontextsensitives *Right Mouse Button Menu* 365
3.19.2 Kontextsensitives *Right Mouse Button Menu* für spezifische Netzwerkelemente 366
3.19.2.1 Trennschalter - Untermenü für das Öffnen und Schließen von Schaltern 368

3.19.2.2 Öffnen oder Schließen der Trennschalter von Leitungen und Sammelschienen 369
3.19.2.3 Transformator: Externe Verbraucherlast an Wicklung B hinzufügen 369
3.19.2.4 Leitung: Externe Verbraucherlast zu einer Leitung hinzufügen 371
3.20 Bereiche – Netzwerkelemente einer Bereichsnummer zuordnen 374
3.20.1 *Bereichsnummer definieren* - Bereichsnummer Netzwerkelementen zuordnen 374
3.20.2 Löschen von Bereichsnummern 375
3.20.3 Bereich einfärben 375
3.20.4 Änderung des anwenderspezifischen Bezeichners der Zone 375
3.20.5 Änderung des bereichspezifischen Teillastfaktors , ... 375
3.20.6 Änderung der globalen Teilastfaktoren , ... 375
3.21 Weitere Bedienfunktionen 376
3.21.1 Undo-Funktion 376
3.21.2 Bildschirm ausschneiden 376
3.21.3 Kopieren der Einstellwerte von einem Netzwerkelement zu einem anderen . 377
3.22 Automatische Identifikation eines Leitungsabgangs 378
4 Bewegen und Verbinden von Netzwerkelementen 382
4.1 Knoten, Referenzname, Anwenderspezifischer Name 382
4.2 Netzwerkelemente mit Trennschaltern 384
4.2.1 Beispiel: Leitungsabgang mit Trennschalter 385
4.3 Netzwerkelemente im Zeichenbereich verschieben 385
4.3.1 Verschieben mit der Maus an einem Knoten 385
4.3.2 Verschieben mit der Maus mit Hilfe des grafischen Abbildes 386
4.3.3 Verschieben mit den Cursor-Tasten 386
4.4 Netzwerkelemente verbinden 387
4.5 Netzwerkelemente mit flexibler Form: *Leitung* und *Verbindung* , ... 387
4.5.1 Zeichnen einer Leitung in „S“-Form oder Diagonalform 388
4.5.2 Auswahl „S“-Form oder Diagonalform vor dem Einfügen , ... 389
4.6 Knoten der Netzwerkelemente nicht sichtbar darstellen 389

Mängelanzeige: Der Anwender von ATPDesigner und der dazu gehörenden Dokumentation ist verpflichtet, jegliches Fehlverhalten der Software ATPDesigner oder Fehler oder unzulässige Inhalte in der dazu gehörenden Dokumentation dem Autor der Dokumentation oder dem Lizenzgeber von ATPDesigner unverzüglich schriftlich mitzuteilen.

Änderungs- und Fehlerdokumentation: Erweiterungen und Änderungen sowie bekannte Fehler in ATPDesigner werden in dem Dokument **ATPDesigner – Änderungs- und Fehlerdokumentation** dokumentiert. Das Dokument kann in der jeweils aktuellen Fassung vom Autor des vorliegenden Dokumentes oder dem Lizenzgeber von ATPDesigner oder über die Homepage des Instituts für Elektrische Energiesysteme www.powerengs.de unter **Downloads** oder im **ATPDesigner OneDrive** bezogen werden.

1 Einleitung

1.1 Wozu kann ATPDesigner verwendet werden ?

Das Netzberechnungsprogramm **ATPDesigner** ist eine Software zur Berechnung von Spannungen, Strömen, Leistungen, etc. sowie verschiedenen mechanischen Parametern in Stromversorgungsnetzen aller Spannungsebenen. Die Stromversorgungsnetze können über mehrere Spannungsebenen hinweg in ATPDesigner aufgebaut werden.

Die folgenden Hauptfunktionen sind in ATPDesigner enthalten:

- Lastflussberechnungen und Leistungsflussberechnungen
- Lastflussberechnungen mit Lastprofilen (Zeitreihenberechnungen)
- Berechnung dynamischer Netzvorgänge
- Berechnung eines stationären Netzzustandes
- Berechnung des transienten Verhaltens von elektrischen Netzen
- Netzberechnungen mit und ohne Kurzschluss

ATPDesigner verwendet eine einfach zu erlernende, intuitive grafische Benutzeroberfläche, um Stromversorgungsnetze interaktiv aufbauen zu können. Es werden die von Windows®-basierten Softwaretools bekannten Bedienkonzepte und Bedienfunktionen wie z.B. Strg+C und Strg+V zum Kopieren und Einfügen oder das Mausrad zum horizontalen und vertikalen Verschieben oder Zoomen der Netzansicht verwendet. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Benutzeroberfläche mit dem Farbschema **Standard**.

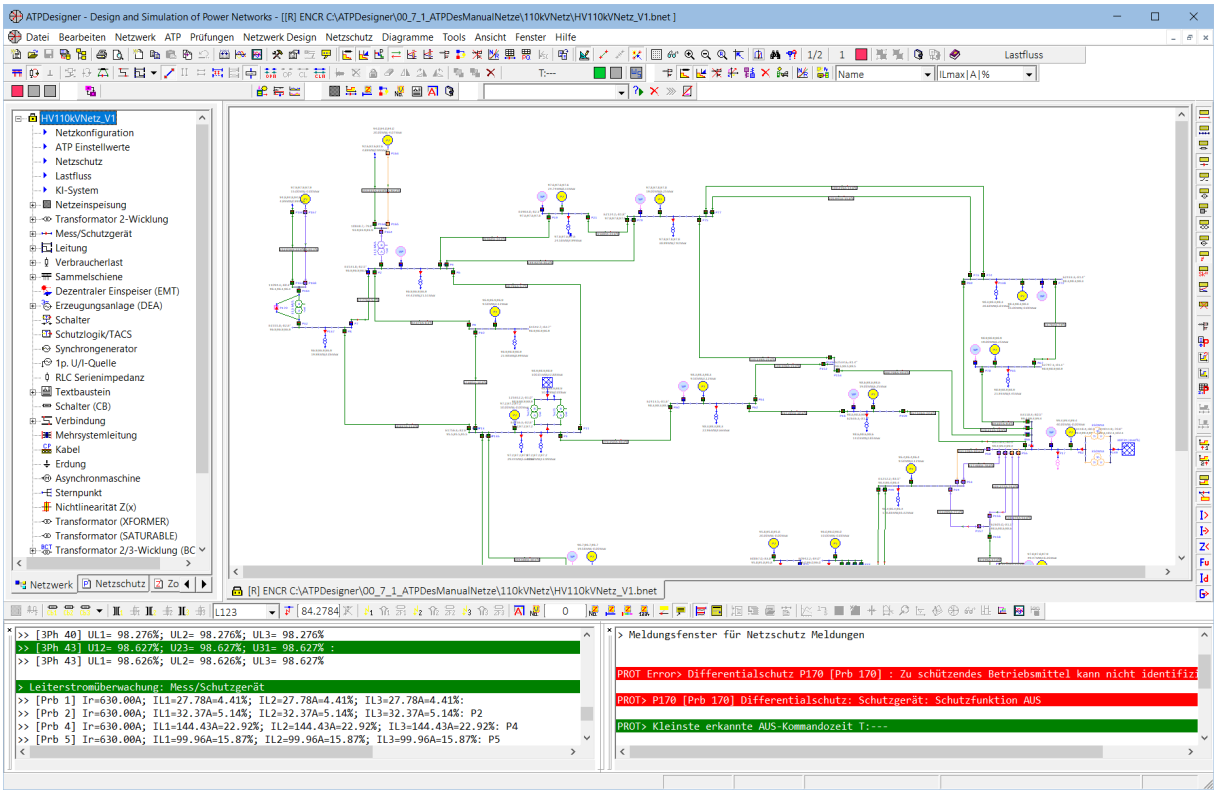


Abbildung 1: Intuitive grafische Benutzeroberfläche - Farbschema *Standard*

Alternativ kann das Farbschema **Dark Mode** verwendet werden, das in der nachfolgenden Abbildung dargestellt ist. Darüber hinaus können die Zeichenfarben auch anwenderspezifisch eingestellt werden.

⇨ Es wird allerdings empfohlen, eines der beiden Farbschema zu verwenden.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Netzkonfiguration**, Registerkarte **Farben**
- Auswahlliste **Farbschema**

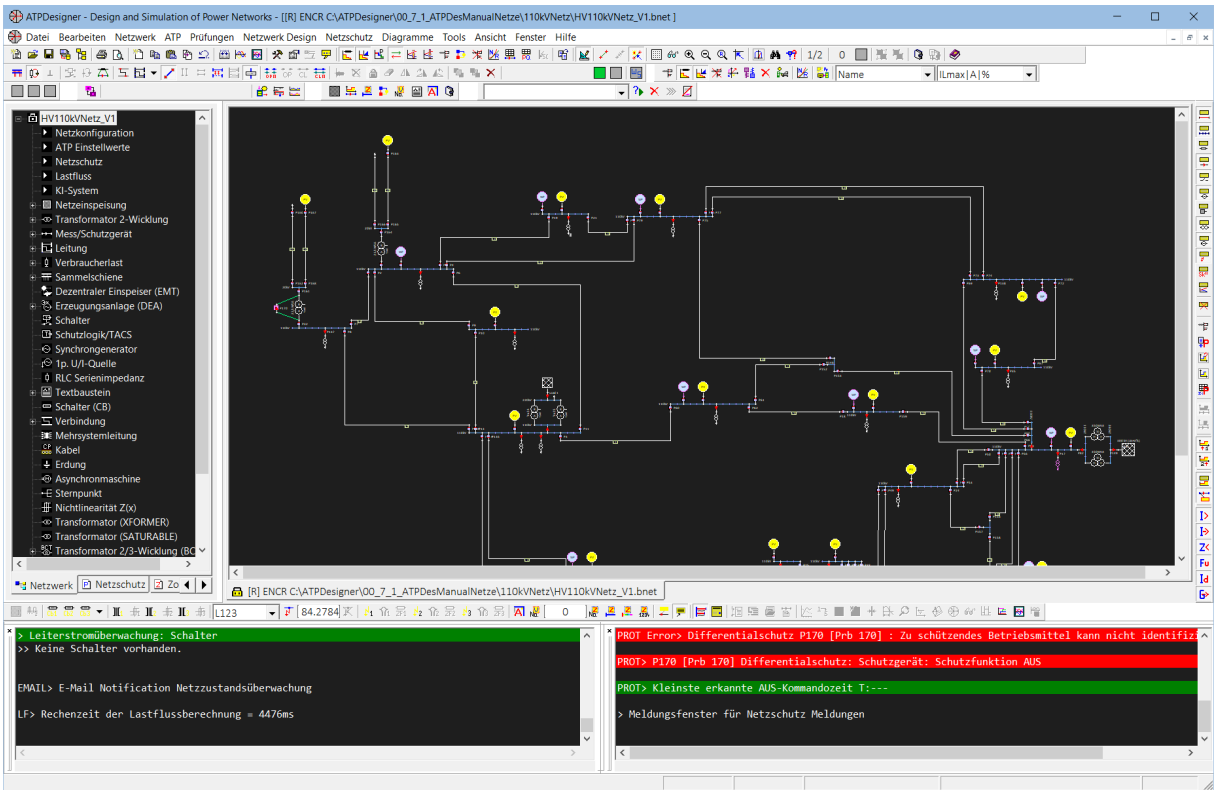


Abbildung 2: Intuitive grafische Benutzeroberfläche - Farbschema *Dark Mode*

ATPDesigner verwendet als internen Rechenkern das Netzberechnungsprogramm **ATP** (**A**lternative **T**ransients **P**rogram, www.eeug.org) [20], einen der leistungsstärksten und zugleich zuverlässigsten Rechenkerne für Stromversorgungsnetze weltweit. Mit Hilfe des ATP können sowohl stationäre Netzzustände von als auch dynamische Netzvorgänge in elektrischen Stromnetzen berechnet werden. Dabei stellt das ATP eine Vielzahl von Modellen zur Simulation der Betriebsmittel von Stromnetzen wie z.B. Leitungen oder Generatoren als auch einfache Modelle wie z.B. Impedanzen bestehend aus R, X und C zur Verfügung. ATPDesigner nutzt beide Eigenschaften des ATP zur Berechnung von Stromnetzen und stellt in Erweiterung des ATP eine Vielzahl neuer Betriebsmittel, wie z.B. Dezentrale Erzeugungsanlagen oder Mess- und Schutzgeräte zur Verfügung.

1.1.1 Das ATP - Grundlage der Stromnetzberechnung in ATPDesigner

Die Nachbildung der Stromnetze erfolgt im natürlichen System (Leitersystem L1, L2 und L3) mit 3-phasigen Modellen der Betriebsmittel wie z.B. das vollständige Π-Ersatzschaltbild für Leitungen. Damit können sowohl symmetrische als auch beliebig unsymmetrische Netzzustände im fehlerfreien Normalbetrieb als auch im Kurzschlussbetrieb nachgebildet und berechnet werden. Der interne Rechenkern ATP selbst stellt ein Verfahren zur Berechnung elektrischer Netze auf Basis der Knotenpotentialanalyse zur Verfügung.

Diese Fähigkeit wird von ATPDesigner entweder direkt verwendet oder im Sinne eines Stromiterationsverfahrens zur Ausführung einer Lastflussberechnung.

Die Schnittstelle zwischen ATPDesigner und dem ATP wird über Textdateien hergestellt. Bei der Berechnung erzeugt ATPDesigner eine Textdatei (**.ATP**-Datei) entsprechend dem Regelwerk des **ATP**, die alle erforderlichen Daten des elektrischen Stromversorgungsnetzes, d.h. das digitale Netzmodell beinhaltet, vom Rechenkern **ATP** ausgewertet und als Eingangsdaten der Netzberechnung verwendet wird. ATPDesigner verwendet die Funktionen des **ATP** zur **Berechnung des stationären Netzzustandes** [Bd. 3] und für Lastflussberechnungen und Leistungsflussberechnungen sowie zur **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** [Bd. 3]. Durch die Kombination des Rechenkerns **ATP** mit dem Netzberechnungsprogramm ATPDesigner ist es nicht erforderlich, sich mit dem komplexen Regelwerk und den digitalen Betriebsmittelmodellen des **ATP** auseinanderzusetzen.

Als Ergebnis liefert das **ATP** eine Textdatei (**.LST**-Datei) mit den Ergebnissen der Netzberechnung insbesondere der Lastflussberechnung und eine Diagrammdatei (**.PL4**-Datei), welche die zeitlichen Verläufe der berechneten Signale wie z.B. Spannungen, Ströme, Leistungen, etc. beinhaltet. Die Signale können mit einem in ATPDesigner integrierten Diagrammviewer [Bd. 3] angezeigt und mit signalanalytischen Verfahren ausgewertet werden. Auf die einzelnen Dateitypen wird später eingegangen.

Die Ergebnisdatei (**.LST**-Datei) beinhalte die Ergebnisse der **Berechnung des stationären Netzzustandes** [Bd. 3], die mit einer Knotenpotentialanalyse ermittelt werden. In der Ergebnisdatei sind Knotenspannungen und Zweigströme als Vektoren mit Betrag und Phasenwinkel gespeichert. ATPDesigner wertet die Ergebnisdatei aus, ordnet die Ergebnisse den Betriebsmitteln zu und zeigt die Ergebnisse in Tabellen, in Tooltips oder direkt in der Netzgrafik an.

ATPDesigner mit **ATP** kann auch für Lastflussberechnungen und Leistungsflussberechnungen verwendet werden. Mit dem **ATP** als Rechenkern führt ATPDesigner eine Lastflussberechnung unter Verwendung des Stromiterationsverfahrens aus. Dieses Verfahren ist eine mathematisch-algorithmische Alternative zu dem Newton-Raphson-Verfahren zur Lastflussberechnung.

1.1.2 Nachbildung von Stromnetzen in ATPDesigner

Stromnetze können in ATPDesigner über mehrere Spannungsebenen hinweg nachgebildet und berechnet werden. Die Nachbildung der Stromnetze und der darin enthaltenen Betriebsmittel und sonstiger Hauptkomponenten wie z.B. die Netzschutzgeräte erfolgt in natürlichen, d.h. Leiterkomponenten L1, L2 und L3 als 3-phasige Betriebsmittel. Abhängig von den netzphysikalischen Eigenschaften der Betriebsmittel und der sonstigen Hauptkomponenten werden diese elektrisch symmetrisch, d.h. mit einer diagonalsymmetrischen Impedanzmatrix oder elektrisch unsymmetrisch mit einer zyklisch symmetrischen Impedanzmatrix wie z.B. für **Synchrongeneratoren**. Es ist auch möglich, spezielle Eigenschaften von Betriebsmitteln wie z.B. die Mastgeometrie von Freileitungen und die dadurch entstehende Unsymmetrie durch geeignete Impedanzmodelle, wie z.B. das Π-Ersatzschaltbild von Leitungen zu berücksichtigen.

ATPDesigner stellt ein **Mess/Schutzgerät** zur Verfügung, das als universelles Netzwerkelement sowohl zur Messung von Strömen, Spannungen, Leistungen, etc. in Leitergrößen als auch in Symmetrischen Komponenten (012-System) verwendet werden kann. Auch wird eine Berechnung der Clarke-Komponenten (0αβ-System) oder der Park-Komponenten (0dq-System) unterstützt.

Die Betriebsmittel können zu Stromnetzen beliebiger Komplexität verschaltet werden. Folgende Betriebsmittel und Hauptkomponenten stehen zur Verfügung (Auswahl).

Netzwerkelement	
Netzeinspeisung	
Sammelschiene	▪ Einfachsammelschiene ▪ Doppelsammelschiene
Leitung	▪ Leitungsbibliothek ▪ Freileitung ▪ Kabel ▪ Doppelleitung ▪ Mehrsystemleitung ▪ Parallel geführte Leitungen
Mess/Schutzgerät	▪ Sicherung ▪ Leistungsschalter ▪ Überstromzeitschutz ▪ Distanzschutz ▪ Differentialschutz ▪ QU-Schutz ▪ Erdschlussschutz ▪ Schutzlogik und Signalvergleich
Schalter	▪ Leistungsschalter ▪ Lasttrennschalter ▪ Trennschalter
2-Wicklungs-Transformator	▪ Transformatorbibliothek
3-Wicklungs-Transformator	▪ 3 Leistungswicklungen ▪ Dreiecksausgleichswicklung
Verbraucherlast	
Dezentrale Erzeugungsanlage (DEA)	▪ Windkraftanlagen ▪ Solarstrom- und PV-Anlagen ▪ E-Mobil Ladestationen ▪ Verhalten nach VDE-AR-N 4xxx und MSR2008 z.B. LVRT-Verhalten im Kurzschlussfall
Asynchronmotoren	
Synchrongeneratoren	

1.1.3 Lastflussberechnung mit ATPDesigner

Unter einer Lastflussberechnung wird i.a. die „*Bestimmung des stationären Betriebszustandes eines elektrischen Energieübertragungssystems*“ [26] verstanden.

Die Lastflussberechnung von ATPDesigner verwendet die Knotenpotentialanalyse des ATP zur Berechnung des stationären Netzzustandes. Alle weiteren Funktionen zur

Durchführung einer Lastflussberechnung wie z.B. das Iterationsverfahren und die Konvergenzkontrolle sind in ATPDesigner selbst implementiert. Das im Rechenkern ATP implementierte Verfahren zur Lastflussberechnung auch **ATP Load Flow** genannt wird nicht verwendet.

Das in ATPDesigner implementierte Verfahren zur Lastflussberechnung kann als Stromiterationsverfahren bezeichnet werden. Es bietet gegenüber anderen Lastflussberechnungsverfahren den Vorteil, symmetrische und unsymmetrische Netzzustände im fehlerfreien Normalbetrieb als auch im Kurzschlussbetrieb berechnen zu können.

1.1.4 Netzschutztechnik in ATPDesigner

Das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner ist speziell für die Nachbildung elektrischer Netze aller Spannungsebenen und die darin eingesetzte **Netzschutztechnik** [Bd. 2] und **dezentrale Erzeugungsanlagen** geeignet. Die in ATPDesigner implementierten numerischen Modelle von Schutzfunktionen sind generische d.h. herstellerneutrale Modelle. Netzschutzkonzepte können mit ATPDesigner einfach nachgebildet, simuliert und die Ergebnisse ausgewertet werden.

ATPDesigner stellt generische Modelle für die üblichen Schutzfunktionen sowie viele Schutzzusatzfunktionen zur Verfügung.

- Sicherungen wie z.B. NH- und HH-Sicherungen
- Niederspannungs-Leistungsschalter
- Überstromzeitschutz mit und ohne Kurzschlussrichtungserfassung
- Distanzschutz mit 8 Distanzzonen
- Differentialschutz (2- und 3-Bein-Schutz) für Transformatoren und Leitungen
- Signalvergleichschutz
- Automatische Wiedereinschaltung
- Schutzlogik
- Wattmetrische Erdschlussortung
- Über- und Unterspannungsschutz
- Unterimpedanzanregung
- …

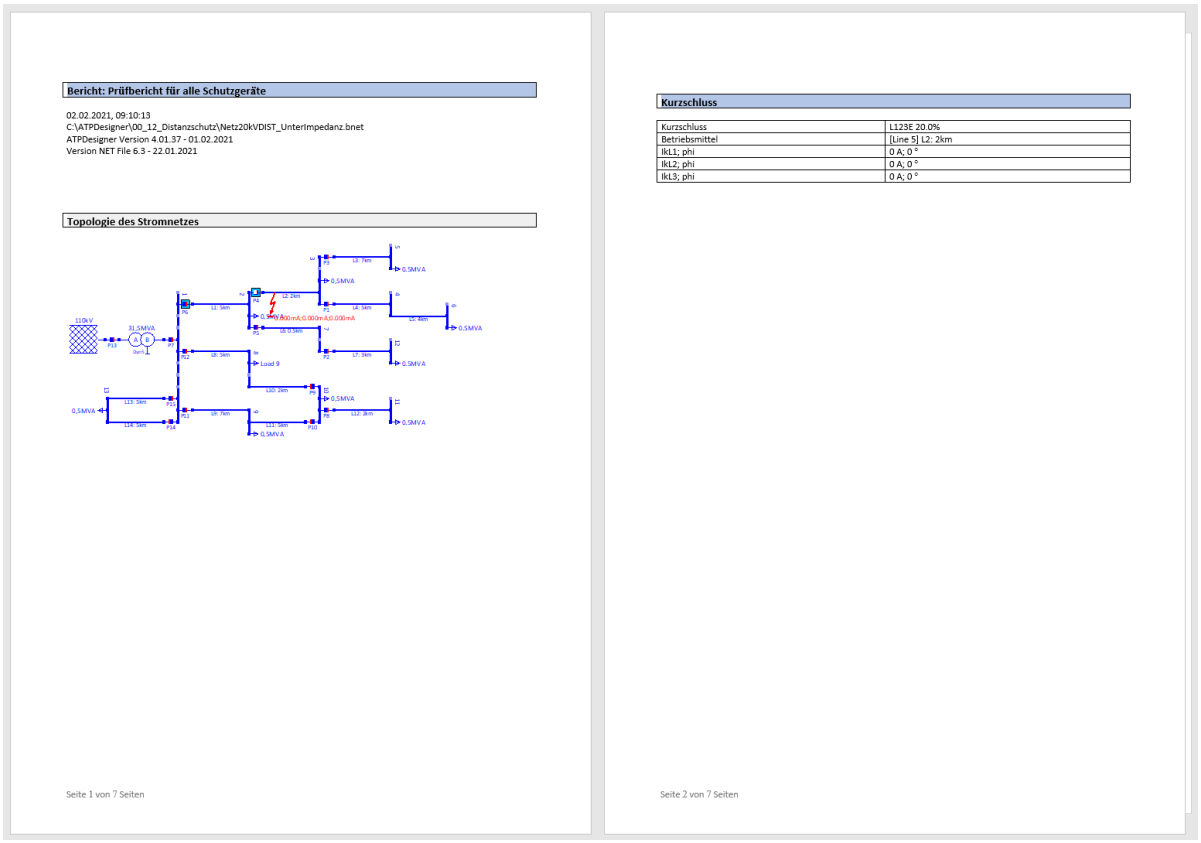
1.1.5 Ergebnisse der Lastflussberechnung in Netzgrafik, Tooltips und Bericht

Die Ergebnisse der **Berechnung des stationären Netzzustandes** [Bd. 3] insbesondere der Lastflussberechnung und die Ergebnisse der Netzschutzprüfung werden direkt in der Netzgrafik und mit Hilfe von **Tooltips** [Bd. 3] an der Position des Mauszeigers angezeigt. Die Netzgrafik kann mit Copy&Paste (**Strg+C**, **Strg+V**) als Bild (**Enhanced Meta File Format** (**EMF**)) in andere Applikationen mit Hilfe der Zwischenablage übertragen werden. Auch kann das Bild als .EMF-Datei gespeichert werden.

Die Ergebnisse der Lastflussberechnung und insbesondere der Netzschutzprüfung können als **Bericht** im Format einer **.XML-Datei im Office Open XML Format** [21] gespeichert und direkt in Textverarbeitungsprogrammen wie z.B. Word eingelesen und weiterverarbeitet werden.

Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft Ausschnitte eines automatisiert erstellten Berichtes, der als XML-Datei [21] direkt in Word eingelesen wurde.

Die beiden ersten Seiten des Berichtes sind für alle Berichtsarten standardisiert und enthalten immer den Namen der .NET-Datei, Datum und Uhrzeit der Ausgabe sowie eine Abbildung des dazugehörenden Stromnetzes als Screenshot der Netzansicht von ATPDesigner.



Bericht: Prüfbericht für alle Schutzgeräte

02.02.2021, 09:10:13
C:\ATPDesigner\00_12_Distanzschutz\Netz20kVDIST_UnterImpedanz.bnet
ATPDesigner Version 4.01.37 - 01.02.2021
Version NET File 6.3 - 22.01.2021

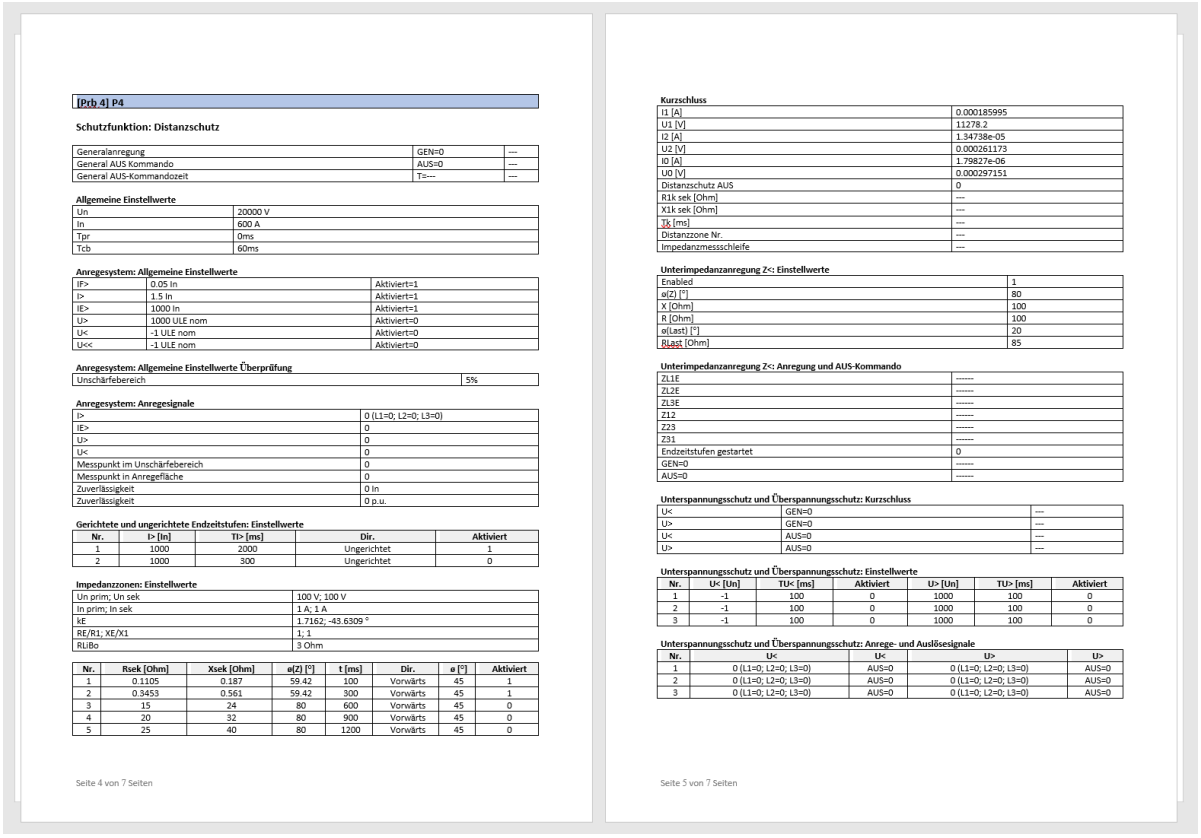
Topologie des Stromnetzes

Seite 1 von 7 Seiten

Kurzschluss

Kurzschluss	L123E 20.0%
Betriebsmittel	[Line 5] L2: 2km
IkL1; phi	0 A; 0 °
IkL2; phi	0 A; 0 °
IkL3; phi	0 A; 0 °

Seite 2 von 7 Seiten



[Prb 4] P4

Schutzfunktion: Distanzschutz

Generalanregung	GEN=0	---
General AUS Kommando	AUS=0	---
General AUS-Kommandozeit	T=---	---

Allgemeine Einstellwerte

Un	20000 V
In	600 A
Tpr	0ms
Tcb	60ms

Anregesystem: Allgemeine Einstellwerte

IF>	0.05 In	Aktiviert=1
I>	1.5 In	Aktiviert=1
IE>	1000 In	Aktiviert=1
U>	1000 ULE nom	Aktiviert=0
U<	-1 ULE nom	Aktiviert=0
U<<	-1 ULE nom	Aktiviert=0

Anregesystem: Allgemeine Einstellwerte Überprüfung

Unschärfebereich	5%

Anregesystem: Anregesignale

I>	0 (L1=0; L2=0; L3=0)
IE>	0
U>	0
U<	0
Messpunkt im Unschärfebereich	0
Messpunkt in Anregefläche	0
Zuverlässigkeit	0 In
Zuverlässigkeit	0 p.u.

Gerichtete und ungerichtete Endzeitstufen: Einstellwerte

Nr.	I> [In]	TI> [ms]	Dir.	Aktiviert
1	1000	2000	Ungerichtet	1
2	1000	300	Ungerichtet	0

Impedanzzonen: Einstellwerte

Un prim; Un sek	100 V; 100 V
In prim; In sek	1 A; 1 A
kE	1.7162; -43.6309 °
RE/R1; XE/X1	1; 1
RLiBo	3 Ohm

Nr.	Rsek [Ohm]	Xsek [Ohm]	ø(Z) [°]	t [ms]	Dir.	ø [°]	Aktiviert
1	0.1105	0.187	59.42	100	Vorwärts	45	1
2	0.3453	0.561	59.42	300	Vorwärts	45	1
3	15	24	80	600	Vorwärts	45	0
4	20	32	80	900	Vorwärts	45	0
5	25	40	80	1200	Vorwärts	45	0

Seite 4 von 7 Seiten

Kurzschluss

I1 [A]	0.000185995
U1 [V]	11278.2
I2 [A]	1.34738e-05
U2 [V]	0.000261173
I0 [A]	1.79827e-06
U0 [V]	0.000297151
Distanzschutz AUS	0
R1k sek [Ohm]	---
X1k sek [Ohm]	---
Tk [ms]	---
Distanzzone Nr.	---
Impedanzmessschleife	---

Unterimpedanzanregung Z<: Einstellwerte

Enabled	1
ø(Z) [°]	80
X [Ohm]	100
R [Ohm]	100
ø(Last) [°]	20
RLast [Ohm]	85

Unterimpedanzanregung Z<: Anregung und AUS-Kommando

ZL1E	------
ZL2E	------
ZL3E	------
Z12	------
Z23	------
Z31	------
Endzeitstufen gestartet	0
GEN=0	------
AUS=0	------

Unterspannungsschutz und Überspannungsschutz: Kurzschluss

U<	GEN=0	---
U>	GEN=0	---
U<	AUS=0	---
U>	AUS=0	---

Unterspannungsschutz und Überspannungsschutz: Einstellwerte

Nr.	U< [Un]	TU< [ms]	Aktiviert	U> [Un]	TU> [ms]	Aktiviert
1	-1	100	0	1000	100	0
2	-1	100	0	1000	100	0
3	-1	100	0	1000	100	0

Unterspannungsschutz und Überspannungsschutz: Anrege- und Auslösesignale

Nr.	U<	U<	U>	U>
1	0 (L1=0; L2=0; L3=0)	AUS=0	0 (L1=0; L2=0; L3=0)	AUS=0
2	0 (L1=0; L2=0; L3=0)	AUS=0	0 (L1=0; L2=0; L3=0)	AUS=0
3	0 (L1=0; L2=0; L3=0)	AUS=0	0 (L1=0; L2=0; L3=0)	AUS=0

Seite 5 von 7 Seiten

Abbildung 3: Automatisiert erstellter *Bericht* als XML-Datei [21] in Word eingelesen

In der nachfolgenden Abbildung ist ein vermascht betriebenes 110-kV-Stromnetz abgebildet, das die Ergebnisse der Lastflussberechnung als Textelemente anzeigt und die

Betriebsmittel abhängig von der Stromauslastung einfärbt. Die dazu erforderlichen Farben sind im Sinne einer Grundeinstellung (Default) voreingestellt, können aber anwenderspezifisch verändert werden. Die Netzgrafik ist mit einem Zoomfaktor 5 als **Bild** im erweiterten **Meta File Format EMF** (Windows Enhanced Metafile) direkt über die Zwischenablage in das Handbuch eingefügt worden. Es ist auch möglich, die Netzgrafik als .EMF-Datei zu speichern. Ein Zoomfaktor ≥5 ist empfehlenswert, um die Auflösung des gespeicherten Bildes in ausreichender Auflösung zu erhalten.

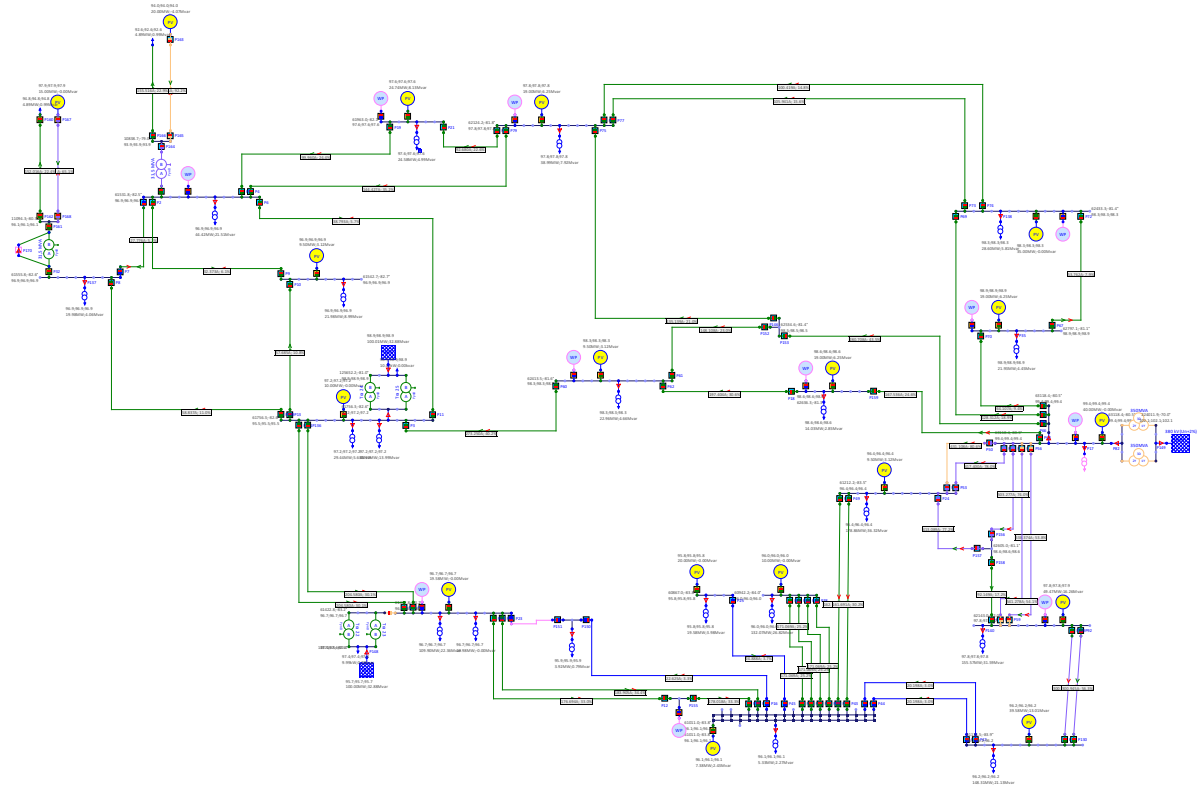


Abbildung 4: Stromversorgungsnetz – Ergebnisse der Lastflussberechnung in der Netzgrafik

Das nachfolgende Bild zeigt das Stromnetz mit den Reaktionen der Netzschutzgeräte, die direkt in der Netzgrafik angezeigt werden.

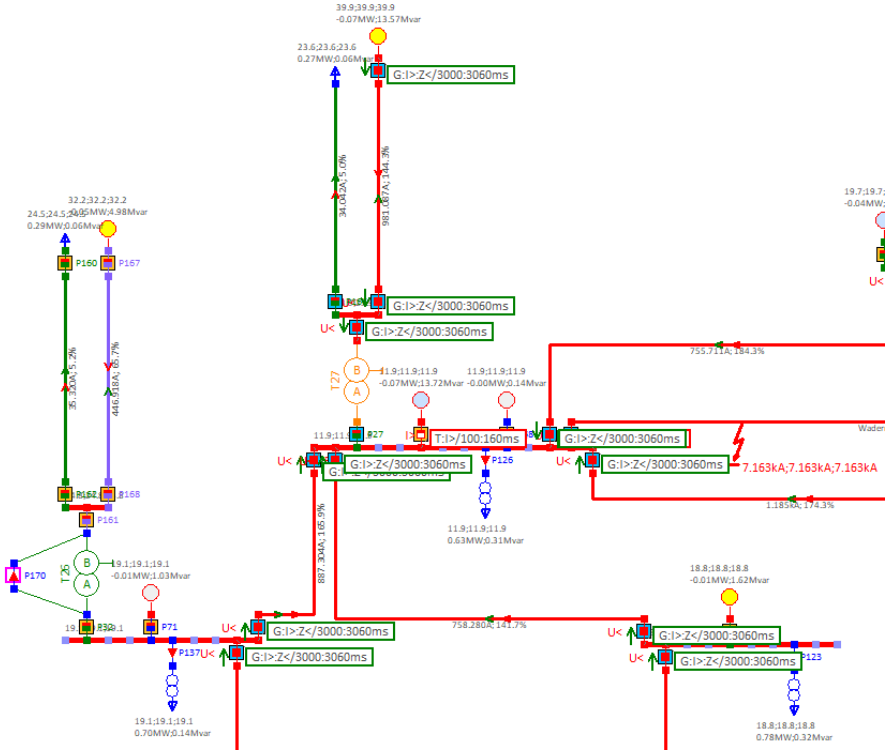


Abbildung 5: Stromversorgungsnetz – Ergebnisse der Lastflussberechnung in der Netzgrafik

Auch die Anzeige Berechnungsergebnissen direkt in der Netzgrafik ist möglich. So werden in der nachfolgenden Abbildung die maximale Leiter-Leiter- bzw. Leiter-Erd-Spannung an den Sammelschienen zusätzlich zu den Werten auch mit Hilfe einer Balkenanzeige dargestellt. Die Balkenanzeigen können für die Netzwerkelemente **Sammelschiene**, **Erzeugungsanlagen (DEA)** und **Leitung** getrennt ein- oder ausgeschaltet und individuell eingestellt werden. Die Anzeige von Berechnungsergebnissen mit Balkenanzeige ist mit und ohne Kurzschluss möglich.

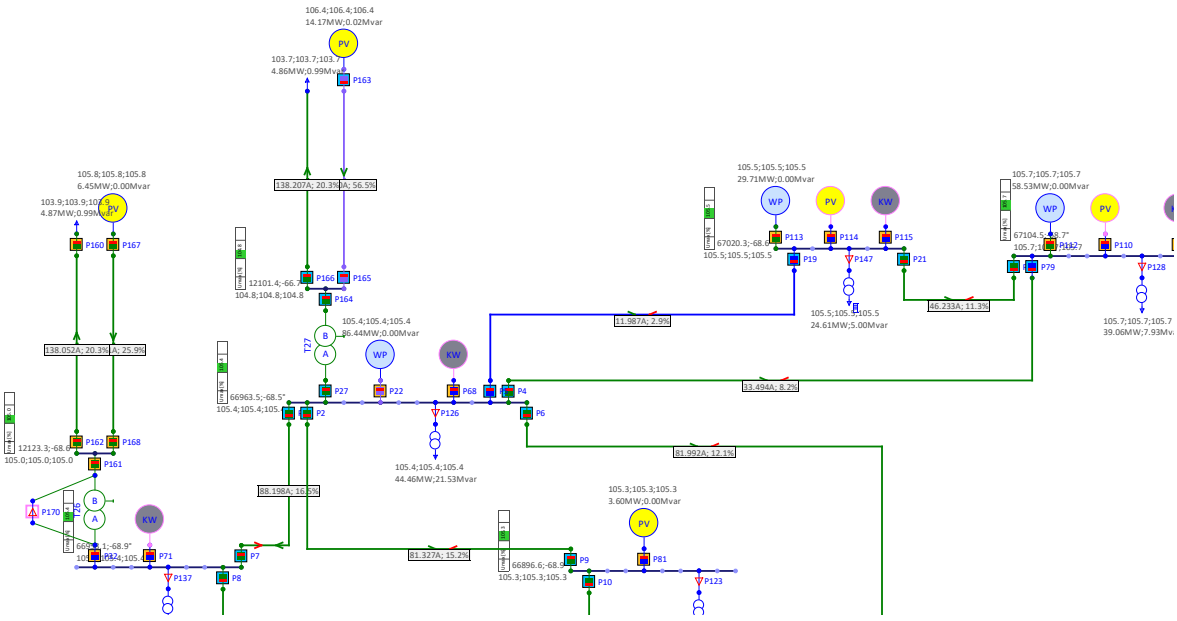


Abbildung 6: Balkenanzeigen der Netzspannung im Normalbetrieb

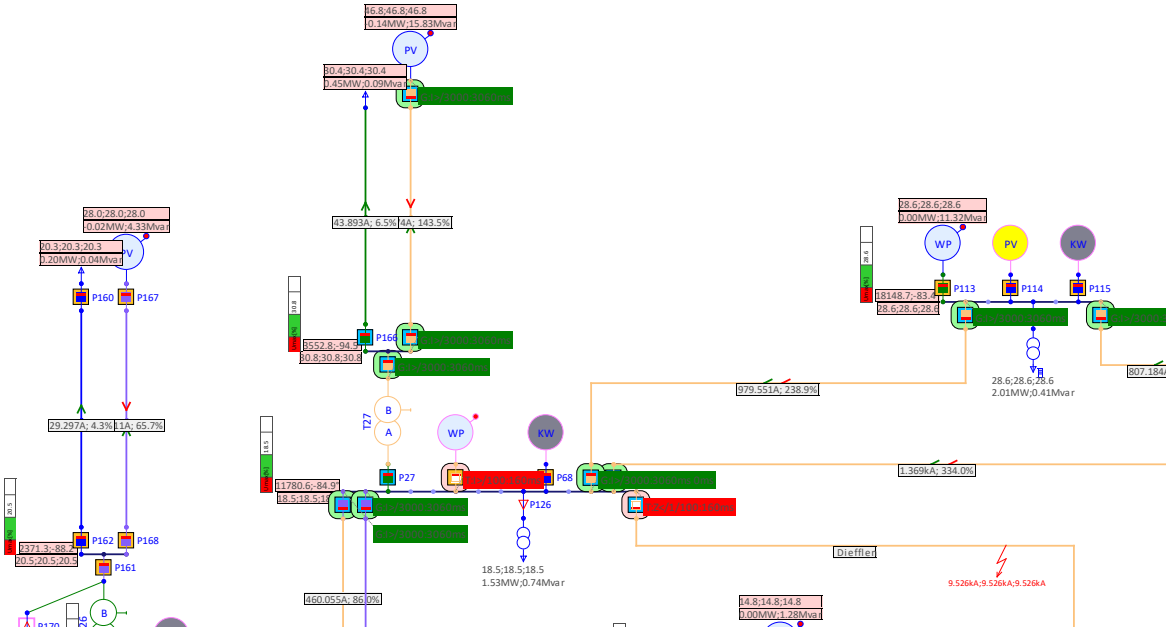
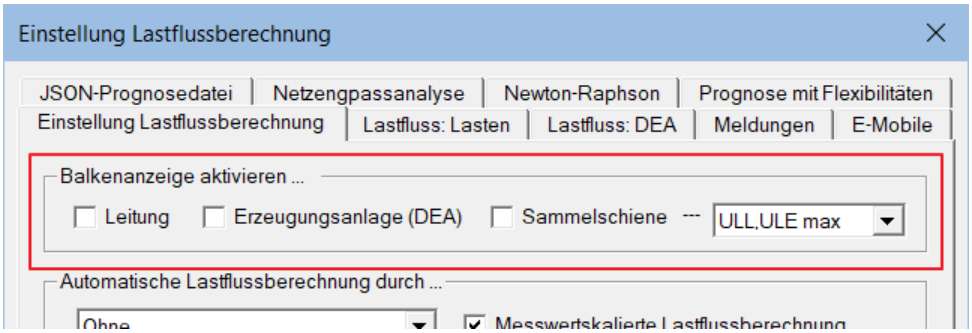


Abbildung 7: Balkenanzeigen der Netzspannung im Kurzschlussbetrieb^

Die Balkenanzeigen können im Einstelldialog **Einstellung Lastflussberechnung**, Registerkarte **Einstellung Lastflussberechnung** aktiviert werden.

- Hauptmenü ATP
- Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**, Registerkarte **Einstellung Lastflussberechnung**



1.1.6 Der Rechenkern ATP – Alternative Transients Programm

Das **ATP** [20] ist ein weltweit eingesetztes Softwarewerkzeug zur Berechnung speziell 3-phasiger, elektrischer Stromnetze. Mit Hilfe des Programms ATPDesigner als grafische Benutzeroberfläche lassen sich auf einfache Art auch komplexe und umfangreiche elektrische Stromnetze aufbauen und berechnen. Eine Kenntnis des ATP-spezifischen Regelwerkes im Einzelnen ist nicht erforderlich. ATPDesigner enthält alle wichtigen Betriebsmittel der Stromversorgung wie z.B. Transformatoren oder Leitungen als Vorlagen. Die Betriebsmittel lassen sich in ihren physikalischen Eigenschaften verändern und so den jeweiligen Betriebsverhältnissen anpassen. Durch die einfache Auswahl der gewünschten Betriebsmittel und durch die einfachen Verbindungsmöglichkeiten der Betriebsmittel untereinander lassen sich schnell auch große elektrische Stromnetze erstellen und berechnen. Mit Hilfe von ATPDesigner ist es auch möglich, Netzstörungen wie z.B. einen 1pE/2p/2pE/3p/3pE Kurzschluss zu berechnen.

Das Stromnetz kann von ATPDesigner mit dem Rechenkern **ATP** in seinem stationären als auch in seinem transienten Verhalten untersucht werden.

- **Berechnung des stationären Netzzustandes** [Bd. 3]
- **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** [Bd. 3]

- Lastflussberechnungen
- Leistungsflussberechnungen
- Lastflussberechnungen mit Lastprofilen (Zeitreihenberechnungen)
- Netzberechnungen mit und ohne Kurzschluss

Daher ist ATPDesigner für die Analyse und Auswertung von Kurzschlüssen in Stromversorgungsnetzen geeignet, aber auch zur Lastflussberechnung.

1.1.7 Funktionen von ATPDesigner -eine (kleine) Auswahl

ATPDesigner bietet als integrierte Benutzeroberfläche vielfältige Möglichkeiten:

- Planung und Überprüfung von elektrischen Stromversorgungsnetzen mit den typischen Betriebsmitteln wie z.B. Transformatoren und Leitungen.
- **Berechnung des stationären Netzzustandes** [Bd. 3] auf Basis der komplexen Wechselstromrechnung, Darstellung der Messwerte in Tooltips oder direkt an den Betriebsmitteln in der Netzgrafik.
- Berechnung von Fahrplänen und Lastgängen mit Lastprofilen und Prognosen, Bewertung der Betriebsmittelauslastung z.B. nach einem Ampelkonzept
- Berechnung von Netzverlusten und Netzauslastungsanalysen
- Kurzschlussstromberechnung in Anlehnung an VDE 0102 (IEC 60909) [2]
- **Netzschutztechnik** [Bd. 2] und Analyse von Netzschutzkonzepten wie z.B. Zeitstaffelpläne
- **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** [Bd. 3] in elektrischen Stromversorgungsnetzen, Berechnung der Zeitverläufe von Spannungen und Strömen an beliebigen Netzknoten, Darstellung der berechneten Zeitverläufe von Spannungen und Strömen in Diagrammen.
- Analyse der Zeitverläufe mit Hilfe der Diskreten Fourier Transformation (DFT) und Berechnung der komplexen Zeiger, Effektivwertberechnung.
- Darstellung der komplexen Zeiger in Listenform oder als Zeigerdiagramm.
- Import und Export der zeitlichen Verläufe von Spannungen, Strömen, etc. als spaltenorientierte Textdatei oder in Textdateien entsprechend dem Format **COMTRADE** [33] als universelle Schnittstelle zu anderen Analysesystemen.
- Nachbildung von Netzschutzfunktionen in Höchst-, Hoch-, Mittel- und Niederspannungsnetzen
- Analyse der Reaktionen der Netzschutzfunktionen

1.1.8 Wie setzt ATPDesigner den Rechenkern ATP ein ?

Der Rechenkern **ATP** [20] wird von ATPDesigner im Hintergrund als Prozess unsichtbar für den Anwender von ATPDesigner verwendet. Im Bedarfsfall kann der Rechenkern ATP auch im Windows Kommandoprozessor (CMD.EXE) gestartet werden. Dadurch ist es möglich, textuelle Ausgaben des ATP zu erkennen. Der dafür benötigte Einstellwert **Task Priorität** ist im Hauptmenü Tools, Menüpunkt **Programmeinstellungen [Bd. 2]** enthalten.

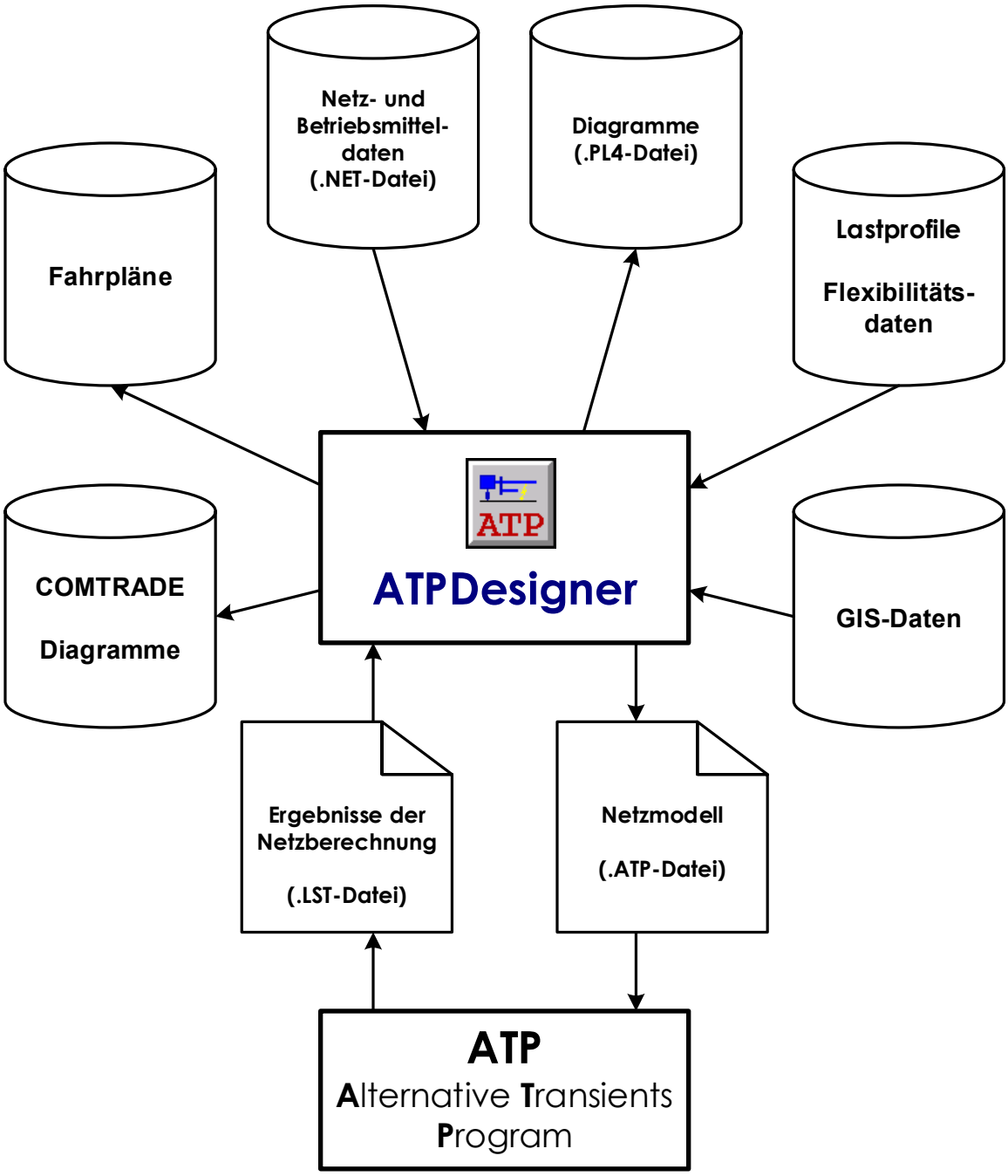


Abbildung 8: ATPDesigner und ATP

1.1.9 ATPDesigner und Datensicherheit

Die zum Aufbau der Stromnetze in einem Netzberechnungsprogramm verwendeten Daten müssen in Bezug auf die Datensicherheit und den zugehörigen Regelungen betrachtet werden. Um ein Mindestmaß an Datensicherheit sicherzustellen, bietet ATPDesigner dem Anwender verschiedene Funktionen.

- Verwendung eines Zugangsschutzes mit **Anwender PIN [Bd. 2]**
- Verschlüsselung der .NET-Datei mit dem Dateityp **BNET**
- Verschlüsselung und Pseudonymisierung der .NET-Datei mit dem Dateityp **PNET** in Verbindung mit der Sperre ausgewählter Bedienfunktionen

1.1.10 ATP Supporting Routines – Präprozessor für Modelle von Betriebsmitteln

Komplexe Modelle für Betriebsmittel wie z.B. Freileitungen, die durch Mastgeometrien definiert werden oder das Modell des 3-Wicklungstransformators BCTRAN werden mit Hilfe der **Supporting Routines** des ATP erstellt. Diese Berechnungsmethoden werden durch einen Präprozessor vor der eigentlichen Berechnung des Stromnetzes ausgeführt.

"*Supporting routines are used to translate some input data, which is known for the user, to some other output data which directly can be used in an EMTP application.*"
(ATP/EMTP Handbuch, Kapitel XIX. Supporting routines)

Folgende Präprozessoren (Supporting Routines) werden von ATPDesigner verwendet.

Netzwerkelement	Supporting Routine des ATP
Transformator 2/3-Wicklung (BCTRAN)	**BCTRAN** ▪ BCTRAN ausgeben und ATP starten
Transformator (XFORMER)	**XFORMER** ▪ XFORMER ausgeben und ATP starten
Leitung Freileitungen, die durch Mastgeometrien definiert werden	**LINE CONSTANTS** ▪ LINE CONSTANTS ausgeben und ATP starten
Kabel	**CABLE PARAMETERS** ▪ CABLE ausgeben und ATP starten
Mehrsystemleitung	**LINE CONSTANTS** ▪ Mehrsystemleitung ausgeben und ATP starten
ZNO Ableiter	**ZNO FITTER** ▪ ZNO FITTER ausgeben und ATP starten

Der Einsatz des Präprozessors des ATP wird von ATPDesigner abhängig von den im Stromnetz eingesetzten Netzwerkelementen vorgenommen. Es ist auch möglich, nur den Präprozessor für ein Modell eines entsprechenden Netzwerkmodells zu starten. Damit können die Ergebnisse des Präprozessors, die in einer .PCH-Datei ($PUNCH-Datei) von dem ATP gespeichert werden separat berechnet und kontrolliert werden.

Basierend auf den Eingabedaten der Netzwerkelemente wird eine .ATP-Datei erstellt und durch den Präprozessor des ATP die Admittanz- oder Impedanzmatrix des Netzwerkelementes mit spezifischen Zusatzdaten berechnet. Die Ergebnisse werden in einer.PCH-Datei in die .ATP-Datei mit Hilfe eines $INCLUDE Befehls eingebunden wird.

Die .PCH-Datei wird von ATPDesigner im temporären Verzeichnis gespeichert. Nachfolgend ist ein Beispiel für das Netzwerkelement **Transformator (XFORMER)** dargestellt.

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **XFORMER ausgeben und starten**

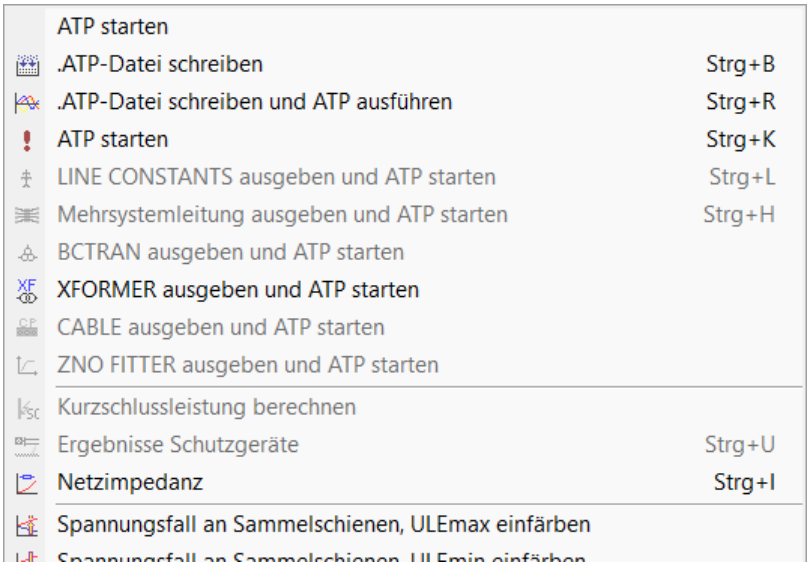


Abbildung 9: Supporting Routines – Präprozessor für Modelle von Netzwerkelementen

In der nachfolgenden Abbildung ist die Ausgabe des Präprozessors dargestellt, die für eine fehlerfreie Berechnung des Modells für das Netzwerkelement **Transformator (XFORMER)** im Meldungsfenster ausgegeben wird.

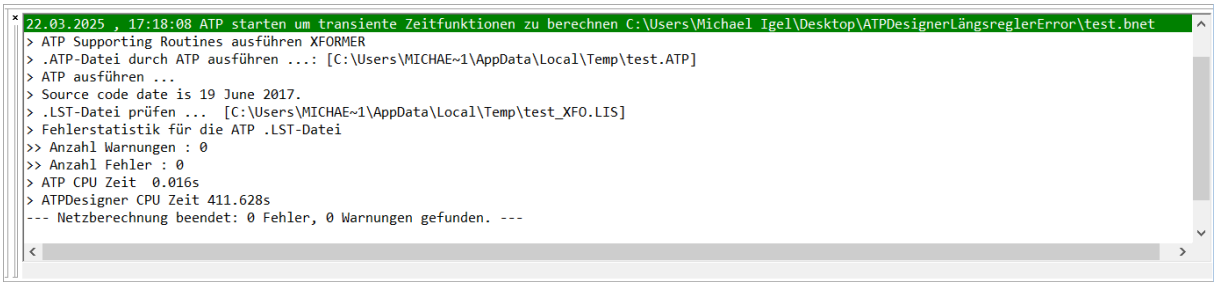


Abbildung 10: Präprozessor - Ausgabe von Meldungen im *Meldungsfenster*

Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft die Ausgabe im Meldungsfenster, wenn ein Fehler durch den Präprozessor während der Berechnung der .PCH-Datei erkannt wurde. In Fehlerfall wird die .PCH-Datei nicht generiert und im Meldungsfehler als fehlend angezeigt.

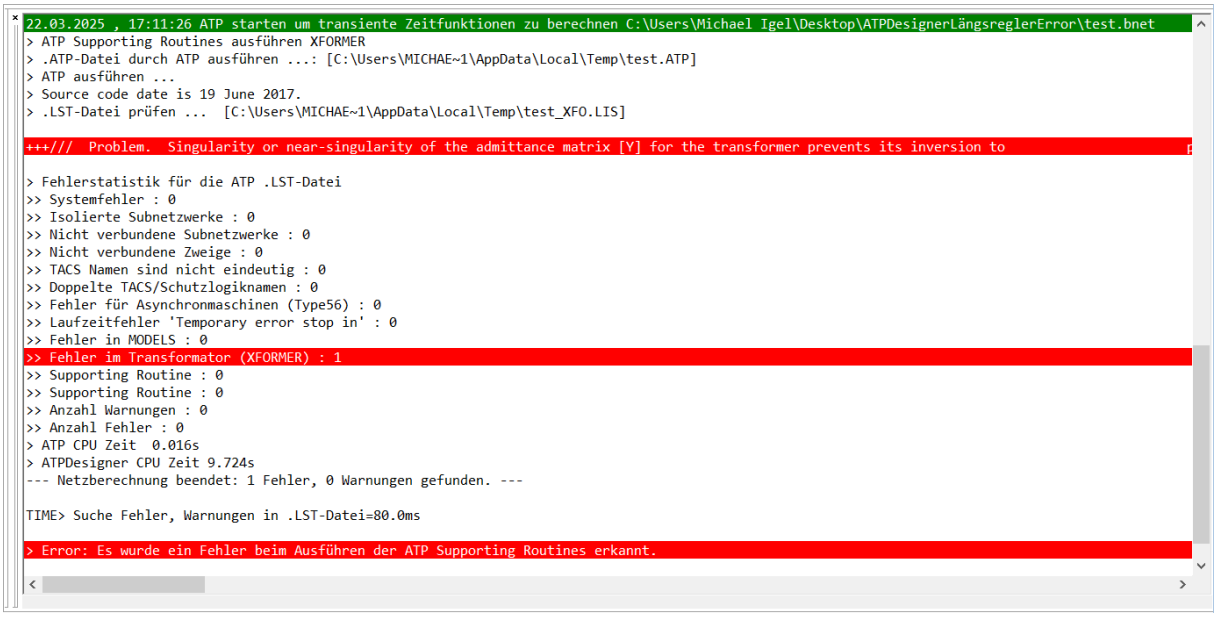


Abbildung 11: Präprozessor - Ausgabe von Fehlermeldungen im *Meldungsfenster*

1.2 ATPDesigner - ein Programm zur Berechnung von Stromnetzen

Unter einem Netzberechnungsprogramm wird i.a. eine Software verstanden, die eine Berechnung elektrischer Größen wie z.B. Spannungen, Ströme und Leistungen in Stromnetzen aller Spannungsebenen und beliebiger Topologien ermöglicht. Basis der Netzberechnung sind numerische Modelle bestehend aus den Grundelementen der Elektrotechnik Resistanz R, Induktivität L und Kapazität C, die von physikalischen Eigenschaften der in Stromnetzen eingesetzten Betriebsmittel wie z.B. **Transformator** oder **Leitungen** abgeleitet werden. So können z.B. Π-Ersatzschaltbilder für Leitungen und T-Ersatzschaltbilder für Transformatoren verwendet werden.

Abhängig von den in den Stromnetzen eingesetzten Betriebsmitteln wird im Sinne eines Baukastensystems ein Modell des jeweiligen Stromnetzes erstellt, das die netzphysikalischen Zusammenhänge vollständig beschreibt. Diese Beschreibung ist für beliebige Stromnetze mit beliebiger Netztopologie möglich. Da für jedes Grundelement der Zusammenhang zwischen Spannungen, Strömen und Leistungen mit Hilfe mathematischer Gleichungen beschrieben werden kann, ist damit auch das jeweilige Stromnetz durch mathematische Gleichungen vollständig beschrieben.

In den 1970er Jahren wurden mit dem verstärkten Aufkommen von Mikroprozessoren und Softwaresystemen in der elektrischen Energieversorgung die Grundlagen für die numerische Berechnung von Stromnetzen mit Software gelegt, seit mehr als 30 Jahren gehört diese Technologie zum Stand der Technik insbesondere bei Planung (Netzplanung) und Betrieb von Stromnetzen (Netzbetrieb oder Netzführung) aller Spannungsebenen, wird stetig weiterentwickelt und an neue Anforderungen angepasst. So ist der **Digitale Zwilling von Stromnetze**" schon seit einigen Jahrzehnten Stand der Technik im Arbeitsgebiet der elektrischen Energieversorgung.

Mit einem Netzberechnungsprogramm können **Stromnetze beliebiger Topologie und Komplexität** in ihrem netzphysikalischen Verhalten simuliert, d.h. berechnet werden. Nur so können Erkenntnisse gewonnen werden, um neue Stromnetze zu planen oder vorhandene Stromnetze an neue Herausforderungen z.B. der Energiewende anpassen zu können.

Die für die Erstellung eines numerischen Modells von Stromnetzen benötigten Daten sind heutzutage oftmals in einem **Grafischen Informationssystem (GIS)** eingepflegt und stehen somit der Stromnetzberechnung zur Verfügung. Die Daten werden aus dem GIS exportiert und in das Netzberechnungsprogramm importiert. Die Erstellung der Netztopologie des Stromnetzes erfolgt automatisiert z.B. mit Hilfe von Gauß-Krüger-Koordinaten. In einem weiteren Schritt werden die technischen Stammdaten der Betriebsmittel ebenfalls importiert und den Betriebsmitteln des Stromnetzes automatisiert zugeordnet, d.h. synchronisiert. Damit liegt ein vollständiges Modell des Stromnetzes vor.

Mit Hilfe des Netzberechnungsprogrammes können Spannungen, Ströme und Leistungen berechnet werden. Als Folge können z.B. die Auslastung der Betriebsmittel und die Netzspannung an beliebigen Knoten des Stromnetzes ermittelt und unter Berücksichtigung normativer Vorgaben z.B. von VDE-Normen überprüft und bewertet werden. Im Arbeitsgebiet der elektrischen Energieversorgung wird diese Vorgehensweise i.a. Regel als Netzzustandsanalyse und Netzzustandsdiagnose oder Netzzustandsbewertung bezeichnet.

Die Validität des zur Verfügung stehenden Stammdatensatzes als Grundlage der Stromnetzberechnung muss stets sichergestellt sein, um das numerisch physikalische Netzmodell richtig initialisieren und eine Stromnetzberechnung durchführen zu können.

1.2.1 Berechnung dynamischer Netzvorgänge und stationärer Netzzustände

Grundlegend kann die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** und die **Berechnung stationärer Netzzustände** unterschieden werden.

Für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge werden Modelle basierend auf i.a. linearen Differentialgleichungen höherer Ordnung verwendet, die durch Integrationsverfahren numerisch gelöst werden. Ergebnis sind zeitliche Verläufe der physikalischen Größen wie z.B. der Spannungen u(t) oder der Ströme i(t). Näheres zu den Lösungsverfahren kann u.a. im ATP Theory Book [19] nachgelesen werden.

Wird auf den Aspekt der Netzdynamik verzichtet genügt es, eine **Lastflussberechnung** oder **erweiterte Lastflussberechnung** zu verwenden. Ausgehend von einem physikalisch eingeschwungenen Netzzustand (d.h. alle dynamischen Netzvorgänge sind vollständig abgeklungen) können Spannungen, Ströme, etc. an beliebigen Netzknoten gegen Bezugspotenzial (i.a. Erde) oder zwischen zwei beliebigen Netzknoten als komplexe Zeiger mit Hilfe z.B. der Knotenpotenzialanalyse berechnet werden. Die komplexen Zeiger geben entweder Betrag (z.B. in V oder A) und den absoluten Phasenwinkel in Grad oder Real- und Imaginärteil im Sinne einer komplexen Zahl an. Voraussetzung einer Lastflussberechnung ist u.a. eine konstante Netzfrequenz, die nicht zwangsweise Nennfrequenz betragen muss.

Mit Hilfe der Zeiger (auch Vektoren genannt) von Spannungen und Strömen an allen Knoten und in allen Zweigen können in den Stromnetzen die Leistungen getrennt nach Scheinleistung S, Wirkleistung P und Blindleistung Q berechnet werden. Die Auswertung der Phasenwinkel ermöglicht es, die Flussrichtung von Strömen und Leistungen bezogen auf die Spannungen als Referenzgröße zu ermitteln. Diese Vorgehensweise wird i.a. Regel als **Lastflussberechnung von Stromnetzen** bezeichnet.

1.2.2 Erweiterte Lastflussberechnung für Normal- und Kurzschlussbetrieb

Historisch gesehen versteht man unter einer Lastflussberechnung die Berechnung von Leistungsflüssen (Wirk- und Blindleistung) im fehlerfreien symmetrischen Normalbetrieb von Stromnetzen. Insofern berechnet die klassische Lastflussberechnung lediglich das Mitsystem der Stromnetze. Im symmetrischen fehlerfreien Normalbetrieb können Gegensystem und Nullsystem unberücksichtigt bleiben. Da in Stromnetzen der Kurzschlussbetrieb also das Eintreten eines Kurzschlusses z.B. durch einen Blitzeinschlag in eine Freileitung grundsätzlich nicht zu verhindern ist, muss die Stromnetzberechnung auch für den Kurzschlussbetrieb der Stromnetze erweitert und angewendet werden.

Der Begriff der erweiterten Lastflussberechnung soll aufzeigen, dass mit einem Netzberechnungsprogramm neben den symmetrischen auch unsymmetrische Netzzustände mit und ohne Kurzschluss berechnet werden können, die eine Betrachtung von Mit-, Gegen- und Nullsystem der Stromnetze erfordern.

Als Ergebnis der erweiterten Lastflussberechnung stehen Daten zu Verfügung, um die mechanischen und thermischen Auswirkungen von Kurzschlussströmen auf die Betriebsmittel in den Stromnetzen oder unzulässig hohe Netzspannungen z.B. in Folge eines Blitzeinschlages in eine Freileitung bewerten und planerische Maßnahmen zur Vermeidung dauerhafter Schäden an den Betriebsmitteln aber auch zum Schutz von Personen ergreifen zu können.

Die Ergebnisse der erweiterten Lastflussberechnung werden durch im Netzberechnungsprogramm verfügbare **Mess/Schutzgeräte** auf Verletzung definierter Grenzwerte überwacht: Verletzung des zulässigen Spannungsbandes, Überlastung von Betriebsmitteln, etc. Die Ergebnisse werden durch **anwenderspezifische Farbbänder** in der Netzgrafik visualisiert und können zur weiteren Verarbeitung durch nachgelagerte Software in Textdateien exportiert werden. Umgekehrt können Randbedingungen einer wie z.B. Wirk- und Blindleistung von Lasten und/oder Einspeiser oder Schaltzustände von Schaltern aus Textdateien importiert und in der Lastflussberechnung verarbeitet werden. Insofern können Aufgaben der **Netzschutztechnik** in ATPDesigner simuliert und die Ergebnisse bewertet werden.

1.2.3 Flexibilitäten, Fahrpläne, E-Mobilität, Netzauslastung

ATPDesigner bietet die Möglichkeit, das zeitliche Verhalten von Einspeise- und Bezugsanlagen mit Hilfe von Lastprofilen nachzubilden. Netzauslastung sowie die Auslastung der Betriebsmittel können über beliebige Zeiträume mit den für die Energiewirtschaft typischen 15min-Zeitscheiben berechnet und mit einem Ampelkonzept hinsichtlich der Leiterströme und Spannungen überprüft und bewertet werden. Die Fahrpläne können als zeitliche Diagramme angezeigt werden.

Weiterhin ist es möglich, das Ladeverhalten von E-Mobilen entweder durch geeignete Lastprofile oder durch technische Merkmale wie Ein-/Ausschaltzeitpunkte und Ladeleistung zu berücksichtigen.

⇨ Die Verfahren, die in ATPDesigner zur Analyse von Stromnetzen zur Verfügung stehen, werden in Band 3 [Bd. 3] des Handbuches erläutert.

1.2.4 Netzschutz in ATPDesigner – Aufgabe des Netzschutzes

Die Aufgabe des Netzschutzes ist es, den physikalischen Netzzustand kontinuierlich zu überwachen, unzulässige Netzzustände zu erkennen und in angemessener Zeit das Stromnetz wieder in einen zulässigen Betriebszustand zurückzuführen. Kurzschlüsse sind eine der kritischsten unzulässigen Netzzustände, da die im Kurzschlussfall auftretenden sehr großen Kurzschlussströme Personengefährdungen sowie unzulässige mechanische und thermische Belastungen der Betriebsmittel verursachen können. Das Grundprinzip des Netzschutzes ist der Selektivschutz. Fehler als Ursache unzulässiger Netzzustände werden fehlerortselektiv und fehlerartselektiv erkannt und die fehlerverursachenden oder fehlerbetroffenen Betriebsmittel allpolig und allseitig vom Stromnetz getrennt. Dieser Vorgang wird im Kurzschlussfall i.a. als Kurzschlussauslösung oder kurz Auslösung bezeichnet. Nach der Auslösung ist das Stromnetz wieder fehlerfrei im Normalbetrieb und steht für die Versorgungsaufgabe zur Verfügung.

Das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner ist u.a. für die Nachbildung von **Netzschutzkonzepten** und **Netzschutzgeräten** [Bd. 2] in allen Spannungsebenen in Kombination mit **Dezentralen Erzeugungsanlagen** wie Wind- oder Solarstromanlagen entwickelt worden und wird kontinuierlich weiterentwickelt. Nicht nur die Nachbildung und Simulation von Netzschutzkonzepten und Netzschutzgeräten, sondern auch die Überprüfung und Bewertung des Netzschutzkonzeptes und der Arbeitsweise der einzelnen Netzschutzgeräte können mit ATPDesigner durchgeführt und in Berichten dokumentiert werden.

Daher eignet sich ATPDesigner sowohl zum Entwurf neuer Netzschutzkonzepte als auch zur Überprüfung und Erweiterung bestehender Netzschutzkonzepte.

1.2.4.1 Referenzsystem für Auslegung und Überprüfung von Netzschutzkonzepten

Netzschutzgeräte werden in ATPDesigner durch generische, d.h. herstellerunabhängige Modelle nachgebildet. Dadurch ist es möglich, die Ergebnisse, die mit ATPDesigner erarbeitet werden, auf bestehende Netzschutzkonzepte unabhängig von der produkttechnischen Ausprägung anzuwenden. Die generischen Modelle der Netzschutzgeräte sichern auch eine einfache und rückwärtskompatible Erweiterbarkeit der Netzschutzkonzepte und die Anwendung auch für zukünftige Aufgaben in der Netzschutztechnik.

Folgende Haupt- und Zusatzschutzfunktionen sind u.a. in den generischen Modellen der Netzschutzgeräte verfügbar. Die Schutzfunktionen sind in [Bd. 2] näher erläutert.

Hauptschutzfunktionen	Zusatzschutzfunktionen
Überstromzeitschutz	**Schutzlogik z.B. für Signalvergleichsschutz**
Distanzschutz	**Erdschlusserfassung und -ortung**
Differentialschutz	**Q-U-Schutz**
Schmelzsicherungen	**Unterimpedanzanregung**
Leistungsschalter	**…**
…	

1.2.4.2 Prüfung von Netzschutzgeräten

Das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner unterstützt die Prüfung von Netzschutzgeräten mit Sekundärprüfeinrichtungen CMCxxx der Firma Omicron. ATPDesigner wird über eine IKT (Ethernet) - Verbindung unter Nutzung eines Kommunikationsinterfaces mit der Sekundärprüfeinrichtung verbunden. Mit Hilfe der **Berechnung netzdynamischer Ausgleichsvorgänge** [Bd. 3] werden zeitliche Spannungs- und Stromverläufe berechnet und zur Sekundärprüfeinrichtung per IKT-Verbindung übertragen. Die Echtzeitreaktionen des Netzschutzgerätes werden mit Hilfe der binären Eingänge der Sekundärprüfeinrichtung erfasst, die Schutzreaktionen ausgemessen und in einem Dialog direkt in ATPDesigner dargestellt.

Da das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner über ein generisches Modell für Dezentrale Erzeugungsanlagen in Anlehnung an VDE-AR-N 4110 [18] bzw. VDE-AR-N 4120 [30] verfügt, können die Reaktionen von Netzschutzgeräten unter Berücksichtigung **Dezentraler Erzeugungsanlagen** mit Netzstromrichtern untersucht werden. Dadurch können Feldtest vermieden werden.

1.3 ATPDesigner in englischer und deutscher Sprache

Das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner ist in deutscher und englischer Sprache verfügbar. Das vorliegende Handbuch verwendet Bilder der Einstelldialoge etc. der deutschen Version. Einige Begriffe werden im vorliegenden Handbuch wegen der besseren Verständlichkeit in englischer Sprache verwendet.

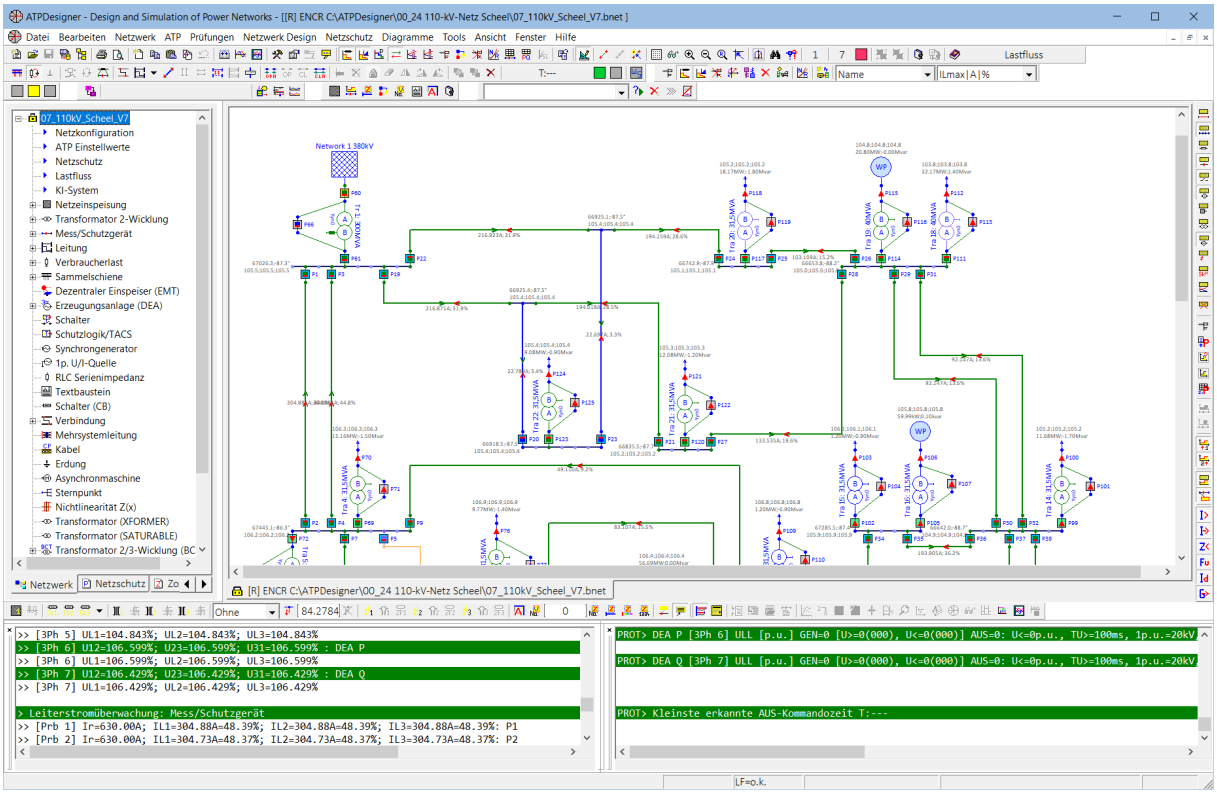


Abbildung 12: ATPDesigner in deutscher Sprache

Die Bezeichner der beiden ausführbaren Programme (**.EXE-Dateien**), das im Falle der Installation mit der vorgeschlagenen Grundeinstellung im Verzeichnis **c:\atpdesigner\exe** gespeichert ist, sind wie folgt:

- Programmversion in **Deutsch**: ATPDesigner_DE.exe
- Programmversion in **Englisch**: ATPDesigner.exe

1.3.1 Bezeichnungen in englischer Sprache – Bedeutung in deutscher Sprache

ATPDesigner war ursprünglich in englischer Sprache entwickelt. Im vorliegenden Handbuch werden daher typische Fachbegriffe der IT- und Software-Technologie in englischer Sprache verwendet, um eine eindeutige Bezeichnung sicherzustellen.

Englische Bezeichnung	Deutsche Bezeichnung
Left Mouse Button Click	Linke Maustaste einfach anklicken
Left Mouse Button Double Click	Linke Maustaste doppelt anklicken
Right Mouse Button Click	Rechte Maustaste einfach anklicken
Right Mouse Button Menu	Kontextsensitives Menü, das mit einem **Right Mouse Button Click** geöffnet wird.

1.4 Haftungsausschluss

Der Autor der vorliegenden Dokumentation übernimmt keine Gewährleistung dafür, dass die vorliegende Dokumentation und/oder die vom Anwender verwendete Software ATPDesigner nicht mit Fehlern behaftet ist, welche die Tauglichkeit der Software mindern oder aufheben können. Auch Bezüge, Zitate, oder sonstige Verweise zu anderen Dokumenten, Normen und sonstigen Vorschriften können fehlerhaft sein. Der Autor macht darauf aufmerksam, dass es nach dem Stand der Technik nicht möglich ist, Software oder Dokumentation so zu erstellen, dass diese in allen denkbaren Anwendungen und Kombinationen fehlerfrei arbeitet bzw. ohne Fehler sind.

Mit der Verwendung der Software ATPDesigner und der dazugehörenden Dokumentation erkennt der Anwender der Software ATPDesigner und der dazugehörenden Dokumentation an, dass jegliche Haftungsansprüche gegenüber dem Autor und/oder dem Lizenzgeber von ATPDesigner und/-oder anderen an der Entwicklung von ATPDesigner oder der Erstellung der Dokumentation von ATPDesigner Beteiligten ausgeschlossen sind.

1.4.1 ATP – Alternative Transients Program (www.eeug.org)

Es wird darauf hingewiesen, dass die Lizenz für ATPDesigner nicht die Verwendung des Programms ATP (**A**lternative **T**ransients **P**rogram) autorisiert und die Lizenz für das ATP nicht Bestandteil einer Lizenz von ATPDesigner ist.

Es wird weiter darauf hingewiesen, dass der von ATPDesigner verwendete Rechenkern **ATP** (**Alternative Transients Program**, www.eeug.org) eine von ATPDesigner unabhängig entwickelte und zu lizenzierende Software ist, die permanent weiterentwickelt wird, und nicht zur Software ATPDesigner gehört. Der Autor hat keinen Anteil an Entwicklung oder Lizenzierung des ATP oder Einfluss auf die Entwicklung oder Fehlerbehebung des ATP. Der Autor und/oder Lizenzgeber von ATPDesigner geht davon aus, dass der Anwender des ATP die zu ATP gehörenden Lizenzierungsbedingungen und Anwendungshinweise beachtet. Darüber hinaus ist vom Anwender von ATPDesigner unbedingt zu beachten, für welche Versionen des ATP die Software ATPDesigner freigegeben ist. Der Autor oder Lizenzgeber von ATPDesigner übernimmt keine Gewährleistung für das ATP sowie dessen Fehlerfreiheit und Funktionen.

1.4.2 Mängelanzeige

Der Anwender von ATPDesigner und der dazu gehörenden Dokumentation ist verpflichtet, jegliches Fehlverhalten der Software ATPDesigner oder Fehler oder unzulässige Inhalte in der dazu gehörenden Dokumentation direkt dem Autor der Dokumentation oder dem Lizenzgeber von ATPDesigner schriftlich mitzuteilen.

1.4.3 Dokumentation von Änderungen und Fehlern

Erweiterungen und Änderungen sowie bekannte Fehler werden in dem Dokument **ATPDesigner – Änderungs- und Fehlerdokumentation** dokumentiert. Das Dokument kann in der jeweils aktuellen Fassung vom Autor des vorliegenden Dokumentes oder dem Lizenzgeber von ATPDesigner oder über die Homepage des Instituts für Elektrische Energiesysteme www.powerengs.de unter Downloads oder im ATPDesigner OneDrive bezogen werden.

1.4.4 Kontaktdaten

Die Kontaktdaten des Autors sind unter den Adressen www.atpdesigner.de oder www.powerengs.de einsehbar.

1.5 Für ATPDesigner zulässige Versionen des ATP als Rechenkern

ATPDesigner verwendet als Rechenkern das ATP (**A**lternative **T**ransients **P**rogram), eine unabhängig von ATPDesigner entwickelte und zu lizenzierende Software. In Tabelle 1 sind die ATP Versionen aufgelistet, die für ATPDesigner als Rechenkern verwendet werden können.

Die Softwareversion des ATP kann in der .LST-Datei durch das Datum des **Source Code Date** eindeutig identifiziert werden.

- Netzberechnung ausführen, z.B. **Berechnung eines stationären Netzzustandes**
- Öffnen der .LST-Datei
  - Hauptmenü **Ansicht**
  - Menüpunkt **.LST-Datei öffnen**

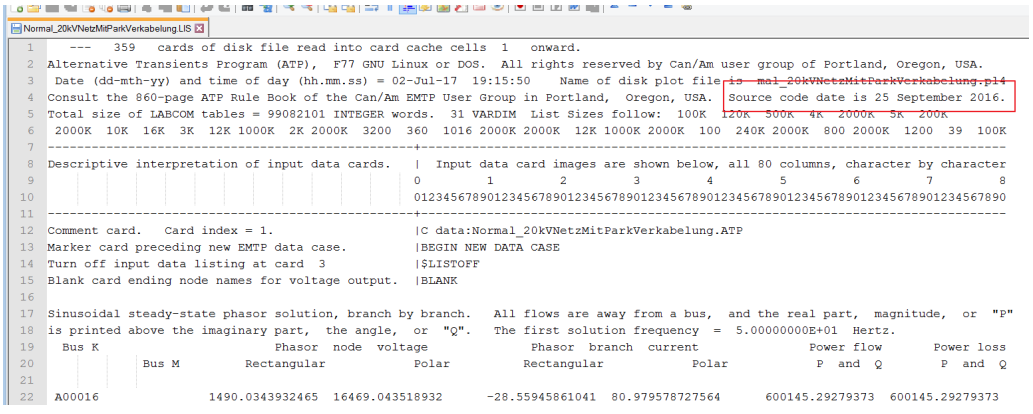


Abbildung 13: Softwareversion des ATP identifizieren – Source Code Date

In der obigen Abbildung ist beispielhaft eine .LST-Datei in einem Texteditor dargestellt. Die Information **Source Code Date** ist **rot** umrandet. Der Texteditor kann in dem Einstelldialog **Programmeinstellungen** wie nachfolgend dargestellt eingestellt werden.

- Hauptmenü **Tools**
- Menüpunkt: **Programmeinstellungen**, Registerkarte **Programmeinstellungen**

ATP Programmname	Source Code Date (ATP Version)
TPGIGG64.EXE **64-Bit-Version des GNU-Compilers**	**25 September 2016**
TPGIGG64.EXE **64-Bit-Version des GNU-Compilers**	**19 June 2017**
TPGIGI64.EXE **64-Bit-Version des Intel Visual Fortran-Compilers**	**19 June 2017**

Tabelle 1-1: Zu ATPDesigner kompatible Versionen des ATP

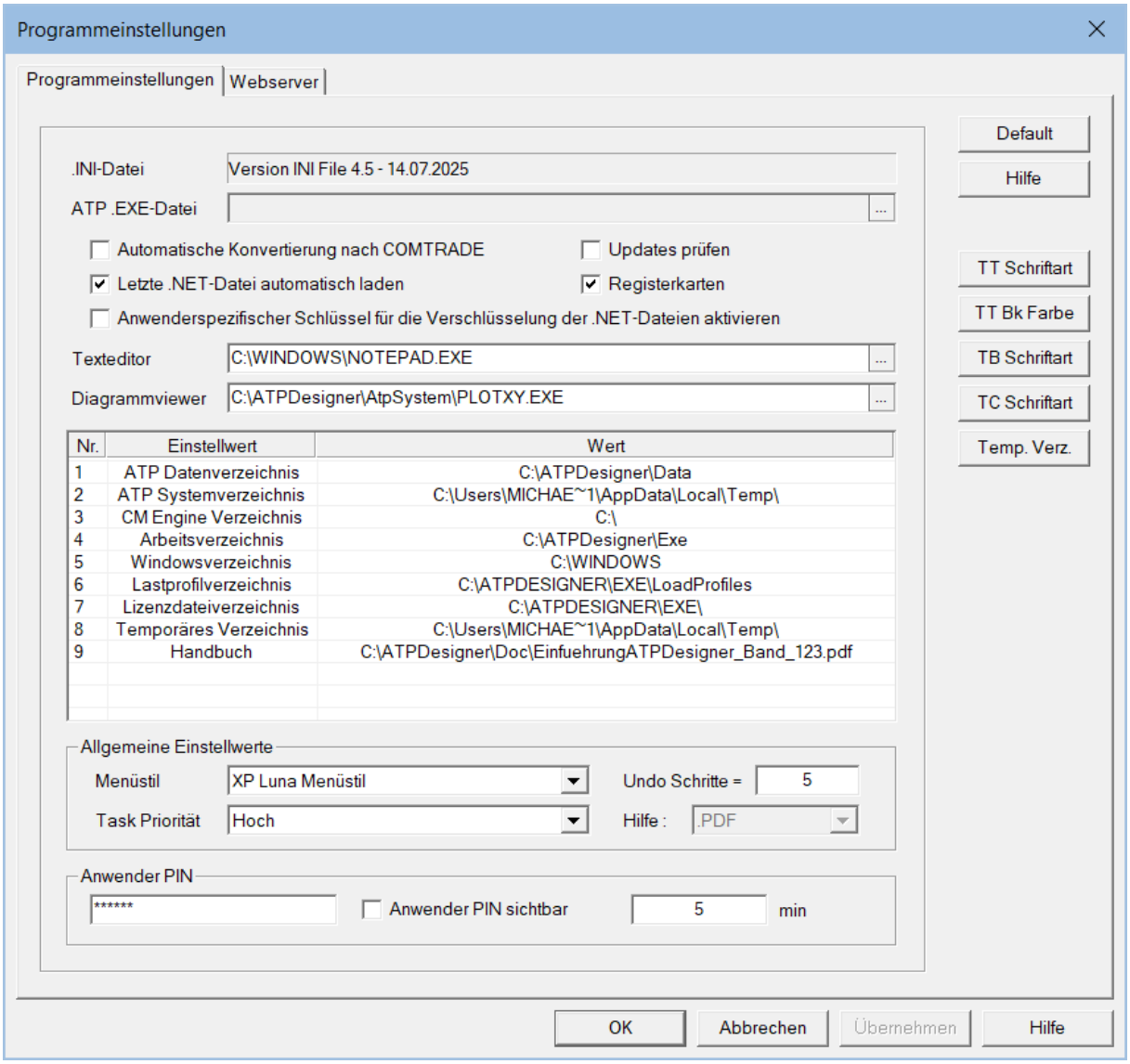


Abbildung 14: Einstelldialog Programmeinstellungen – Name des ATP-Programms

Der Programmname des ATP wird im Einstelldialog **Programmeinstellungen** [Bd. 2] mit dem Einstellwert **ATP .exe-Datei** wie oben dargestellt nicht angezeigt, da in der Grundeinstellung das ATP als geschützte Datei im Verzeichnis **ATP Systemverzeichnis** ausgeführt wird. Es wird das temporäre Windowsverzeichnis verwendet.

⇨ In besonderen Anwendungsfällen ist es möglich, das ATP manuell zu konfigurieren. In diesen Fällen sollte mit dem Lizenzgeber von ATPDesigner Rücksprache über die weitere Vorgehensweise gehalten werden.

⇨ Wegen der ca. 3…5-fach schnelleren Ausführungszeit wird empfohlen, die Intel Visual Fortran kompilierte Version des ATP **TPGIGI64.EXE** zu verwenden.

1.6 Kompilierungsversionen des ATP: GNU- und Intel-kompilierte Version

Der rechenkern ATP steht in zwei Kompilierungsversionen zur Verfügung. Die Kompilierungsversionen können an den Buchstaben G und I (siehe Fettdruck unten) im Dateinamen des ATP und am Inhalt der Headerzeilen der .LST-Datei erkannt werden.

Die GNU-kompilierte Version des ATP ist zeitliche gesehen die ältere und sollte im Zweifelsfall als Referenz dienen. Die Intel-kompilierte Version des ATP ist erst seit einigen Jahren verfügbar und könnte ggfs. funktionale Einschränkungen aufzeigen, ist allerdings in der Programmausführung ca. 3…5x schneller.

- **GNU**-Compiler Version TPGIG**G**64.EXE
- **Intel**-Compiler Version TPGIG**I**64.EXE

In der Grundeinstellung wird von ATPDesigner die Intel-kompilierte Version des ATP verwendet. Bei nicht-Intel-Prozessoren kann es hier zu Kompatibilitätsproblemen kommen.

⇨ Bei Verwendung von nicht-Intel-Prozessoren sollte mit dem Lizenzgeber von ATPDesigner Rücksprache über die weitere Vorgehensweise gehalten werden.

1.7 ATPDesigner und Netzschutztechnik

ATPDesigner ist speziell für die Nachbildung elektrischer Netze aller Spannungsebenen und die darin eingesetzte Netzschutztechnik und dezentrale Erzeugungsanlagen geeignet. Es wird empfohlen das Applikationshandbuch „**Netzschutztechnik in ATPDesigner - Applikationshandbuch zur Verwendung von Netzschutztechnik im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner**“ zu lesen. In diesem Applikationshandbuch wird die Verwendung der Netzschutztechnik mit Anwendungsbeispielen in ATPDesigner an einem Beispielnetz erläutert.

Die Ergebnisse der Analyse des Netzschutzkonzeptes werden sowohl in der Netzgrafik als auch detailliert in einem eigenen Meldungsfenster **Netzschutzmeldungen** dargestellt. Darüber hinaus kann optional ein **Bericht** [21] im Open Office XML – Format generiert werden, der mit einem Textverarbeitungsprogramm wie z.B. Word weiterverarbeitet werden kann.

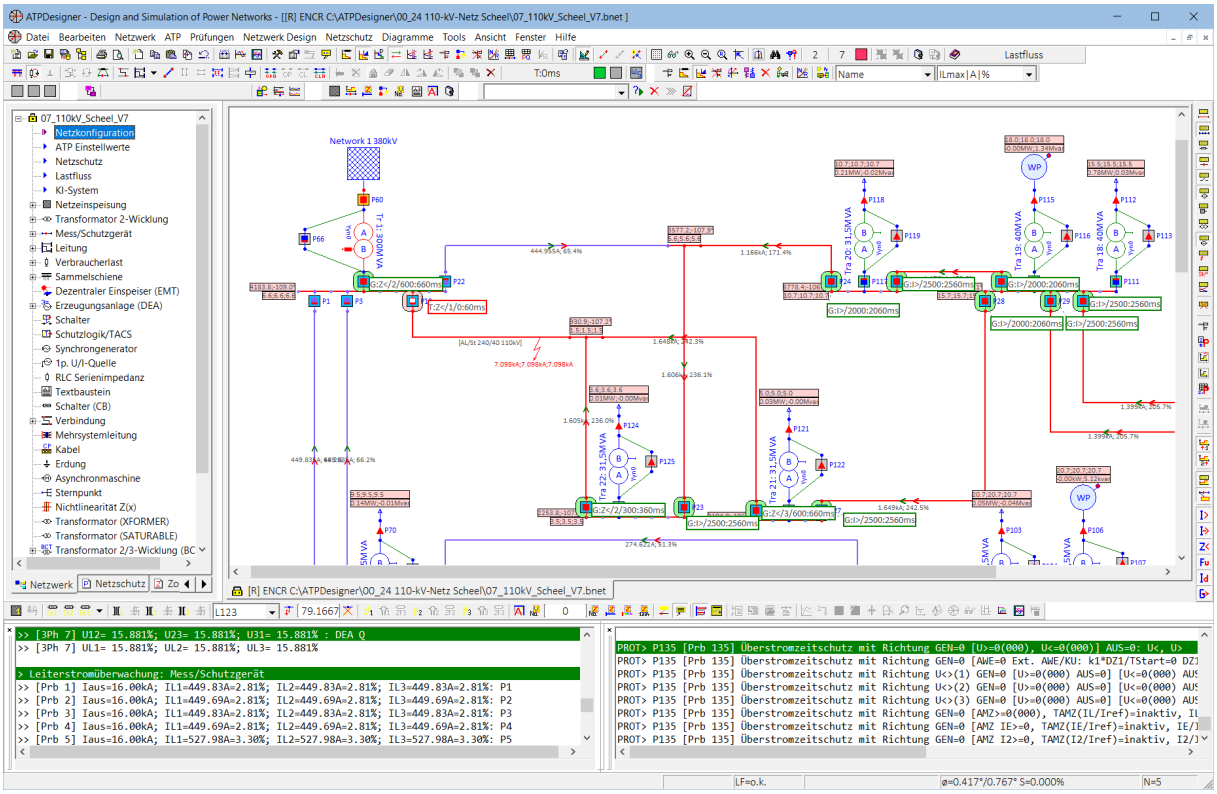


Abbildung 15: Netzschutz in ATPDesigner – Darstellung der Ergebnisse in der Netzgrafik

1.7.1 Generische d.h. herstellerneutrale Modelle von Schutzfunktionen

Die in ATPDesigner implementierten numerischen Modelle von Schutzfunktionen sind generische d.h. herstellerneutrale Modelle, keine Modelle ehemaliger, am Markt noch existierender oder ggfs. zukünftig am Markt existierender Schutzgeräte oder Schutzeinrichtungen von Herstellern dieses Produktbereiches (im Folgenden *Marktprodukte* genannt). Der Anwender von ATPDesigner akzeptiert, dass Funktionen von Marktprodukten nur teilweise oder nicht mit den generischen Schutzfunktionen von ATPDesigner nachgebildet werden können.

Es wird weiter darauf hingewiesen, dass die numerischen Modelle für die **Berechnung dynamischer Ausgleichsvorgänge** mit geringerem oder abweichendem Funktionsumfang in ATPDesigner implementiert sind als die numerischen Modelle für die **Berechnung stationärer Netzzustände**.

1.8 Grundeinstellung der Programmeinstellwerte von ATPDesigner

Die vorliegende Dokumentation bezieht sich auf die Programmeinstellungen von ATPDesigner, die in der Grundeinstellung unmittelbar nach der Installation eingestellt sind. Die Grundeinstellung der Programmeinstellwerte kann im Zweifelsfall dadurch wiederhergestellt werden, die Datei **ATPDesigner.ini** im Verzeichnis der ausführbaren Datei **ATPDesigner.exe** (als Grundeinstellung: **c:\atpdesigner\exe**) zu löschen. Nach einem Neustart von **ATPDesigner** wird die Initialisierungsdatei mit der Grundeinstellung neu erzeugt und gespeichert. Die darin enthaltenen Einstellwerte können im Einstelldialog **Programmeinstellungen** anwenderspezifisch eingestellt werden.

- Hauptmenü **Tools**
- Menüpunkt: **Programmeinstellungen**, Registerkarte **Programmeinstellungen**

1.9 Dateitypen und Dateierweiterungen

ATPDesigner arbeitet mit unterschiedlichen Dateitypen, deren Bedeutung hier kurz erläutert wird. Die Dateitypen werden als Erweiterung des Dateinamens (File Extension) durch einen Dezimalpunkt „.“ getrennt an den restlichen Dateinamen angehängt.

- Beispiel: Dateiname.**BNET**

⇨ Die im Handbuch beschriebenen Funktionen von ATPDesigner mit Bezug zur **.NET**-Datei gelten auch für die **.BNET**-Datei.

Dateier-weiterung	Bedeutung
NET	Die **.NET-Datei** beinhaltet alle grafischen Daten des Stromversorgungsnetzes und der darin enthaltenen Betriebsmittel mit den Betriebsmitteldaten. Aus einer .NET-Datei lassen sich alle anderen, nachfolgend genannten Dateien mit dem ATP erzeugen. Zur Datensicherung genügt es daher, die .NET-Datei zu sichern. ATPDesigner stellt dazu eine Sicherung eines Projektes als gepackte Datei im .zip-Format zur Verfügung. Das Format der .NET-Datei ist proprietär. Die Datenkonsistenz der .NET-Datei wird durch Checksummen überwacht. Es sollte daher unbedingt vermieden werden, den Inhalt der .NET-Datei ohne Verwendung von ATPDesigner z.B. durch einen Texteditor manuell zu verändern. ⇨ Die .NET-Datei mit der Dateityp **NET** ist nicht verschlüsselt.
BNET	Der Dateityp **BNET** zeigt an, dass die Daten in der .NET-Datei verschlüsselt gespeichert sind. Die Entschlüsselung und Verschlüsselung der Daten erfolgt zur Programmlaufzeit im Hauptspeicher. Es wird keine entschlüsselte temporäre Kopie der .NET-Datei auf einem Speichermedium wie z.B. einer lokalen Festplatte gespeichert. ⇨ Die .NET-Datei mit dem Dateityp **BNET** ist verschlüsselt. ⇨ Die .NET-Datei mit dem Dateityp **BNET** wird nachfolgend auch als **.BNET-Datei** bezeichnet. **Vorsicht !!!** **Bei Verlust des anwenderspezifischen Schlüssels ist eine Entschlüsselung von damit verschlüsselten .NET-Dateien (Dateierweiterung .BNET) nicht möglich, auch nicht durch das Entwicklungsteam.** **Es muss beachtet werden, dass der Verlust eines anwenderspezifischen Schlüssels immer dazu führt, dass die damit verschlüsselten .NET-Dateien nicht mehr entschlüsselt werden können. In ATPDesigner existiert für diesen Notfall keine**

	Backdoor oder sonstige Notmaßnahmen. Der anwenderspezifische Schlüssel wir nur in der damit verschlüsselten .NET-Datei gespeichert. Es wird dem Anwender dringendst angeraten, anwenderspezifische Schlüssel mit geeigneten Werkzeugen oder Maßnahmen zu sichern.
PNET	Der Dateityp **PNET** zeigt, wie der Dateityp **BNET** an, dass die Daten in der .NET-Datei verschlüsselt gespeichert sind. Es gelten die gleichen Hinweise, Vorgehensweisen und Randbedingungen wie für den Dateityp **BNET**. Auch eine anwenderspezifische Verschlüsselung ist möglich. ⇨ Im Unterschied zur .NET-Datei mit dem Dateityp **BNET** sind die Daten der .NET-Datei mit dem Dateityp **PNET** weitgehend **pseudonymisiert**. ⇨ Die .NET-Datei mit dem Dateityp **PNET** kann mit Hilfe der Speichern unter – Funktion aus der .NET-Datei mit dem Dateityp **BNET** einfach algorithmisch erzeugt werden. ⇨ Die .NET-Datei mit dem Dateityp **PNET** wird nachfolgend auch als **.PNET-Datei** bezeichnet. **Die Pseudonymisierung der Daten in der .NET-Datei mit Dateityp PNET ist irreversibel, kann also nicht rückgängig gemacht werden. Eine .NET-Datei mit dem Dateityp PNET kann aber immer aus der zugehörigen .NET-Datei mit dem Dateityp BNET algorithmisch erzeugt werden. Es wird daher empfohlen, die zu einer .NET-Datei mit dem Dateityp PNET zugehörige .NET-Datei mit dem Dateityp BNET nicht zu löschen und geeignet zu sichern.**
PL4	Die .PL4-Datei (**Diagrammdatei**) wird als Ergebnis der Netzberechnung vom ATP selbst erzeugt. Diese Datei beinhaltet die berechneten Spannungen und Ströme als Momentanwerte (Abtastwerte) und wird für die Darstellung der Zeitverläufe von Strömen und Spannungen in **Diagrammen** verwendet. Das Format der .PL4-Datei ist proprietär und Teil des ATP.
ATP	Die **.ATP-Eingabedatei** beinhaltet die Befehle und Anweisungen für die Berechnung des elektrischen Stromversorgungsnetzes mit dem ATP. Die .ATP-Ausgabedatei wird von ATPDesigner erstellt und basiert auf den Daten der .NET-Datei. Das Format der .PL4-Datei ist proprietär und Teil des ATP.
LST **LIS**	Die **.LST-Ausgabedatei** wird durch ATP als Textdatei mit den Ergebnissen der Netzberechnung erstellt. In der .LST-Ausgabedatei kann optional eine Kopie der ursprünglichen .ATP-Ausgabedatei sowie zusätzliche Kommentare und Fehlermeldungen enthalten. Daher dient die .LST-Ausgabedatei ATPDesigner zur Analyse von Fehlermeldungen des ATP. Das Format der .PL4-Datei ist proprietär und Teil des ATP. ⇨ Die Dateierweiterung .LST wird ab dem ATPDesigner Release 4.00.63 durch die Dateikennung .LIS ersetzt. Die Menge der Informationen in der .LST-Ausgabedatei kann durch den Einstellwert **$LISTON** in der Registerkarte **Einstellungen ATP** aktiviert werden.

	▪ Hauptmenü **Netzwerk** ▪ Menüpunkt: **Netzkonfiguration**, Registerkarte **Einstellungen ATP**
CFG	Das **COMTRADE**-Format ist ein weltweit genormtes Ausgabeformat (IEC60255-24) [33] zum Austausch von Zeitverläufen physikalischer Signale wie z.B. Spannungen und Ströme. Mit Hilfe der .CFG-Datei können die vom ATP berechneten Daten auch mit anderen Software-Tools weiterverarbeitet und analysiert werden. Eine **COMTRADE** - Ausgabe besteht mindestens aus zwei Dateien: ▪ einer **.CFG**-Datei mit den Konfigurationen der Spannungen und Ströme ▪ einer **.DAT**-Datei mit den berechneten Abtastwerten.
ZIP	ATPDesigner kann z.B. die .NET-Dateien alternativ als komprimierte .ZIP-Datei speichern.
TXT	ATPDesigner kann .TXT-Dateien in einem Texteditor darstellen. Darüber hinaus ist es möglich, zeitliche Signalverläufe, die spaltenorientiert in der Textdatei gespeichert sind, in einem **Diagramm** darzustellen.
CSV	ATPDesigner kann ‚CSV-Dateien einlesen und darin enthaltene zeitliche Signalverläufe, die spaltenorientiert durch Semikolon „;“ getrennt sind, in einem **Diagramm** darstellen. Darüber hinaus werden **VDEW-Lastprofile** [23] und **BDEW-Lastprofile** [39] aus .CSV-Dateien eingelesen und z.B. mit Lastflussberechnungen mit Lastprofilen verarbeitet.
MOD	ATPDesigner speichert **MODELS** Skripte in Textdateien mit der Dateierweiterung **.MOD**.
BAK	Wird mit Hilfe des Menüpunktes **File Save** im Hauptmenü **File** oder dem entsprechenden Toolbar-Button das aktuelle Netz in der .NET-Datei gespeichert, so wird vor dem Speichern (d.h. vor dem Speichern der ggfs. durchgeführten Änderungen) eine Kopie der .NET-Datei mit der Dateierweiterung .BAK angelegt. Eine ggfs. schon vorhandene .BAK-Datei gleichen Namens wird überschrieben. ⇨ **Wiederherstellung einer .NET-Datei aus einer .BAK-Datei** Die .BAK-Datei kann einfach wieder in eine .NET-Datei umgewandelt werden, indem manuell z.B. in einem Dateiexplorer die Dateierweiterung .BAK in .NET geändert wird.
INI	Weitere Information im Kapitel **Programmeinstellungen** [Bd. 2]
XML	Datei im **Office Open XML** Format (www.officeopenxml.com) zum direkten Einlesen z.B. in **Word** oder in **Excel** [21] „*Office Open XML, also known as OpenXML or OOXML, is an XML-based format for office documents, including word processing documents, spreadsheets, presentations, as well as charts, diagrams, shapes, and other graphical material. The specification was developed by Microsoft and adopted by ECMA International as ECMA-376 in 2006. A second version was released in December, 2008, and a third version of the standard released in June, 2011. The specification has been adopted by ISO and IEC as ISO/IEC 29500.* *It is important to keep in mind that OOXML is not the same as Open Office XML or the Open Document Format (ODF) that underlies the OpenOffice.org and other open source office software. Office Open XML and Open Office*

	XML or ODF are in some sense competing XML standards for office documents. *Although the older binary formats (.doc, xls, and .ppt) continue to be supported by Microsoft, OOXML is now the default format of all Microsoft Office documents (.docx, .xlsx, and .pptx).*" (Quelle: (www.officeopenxml.com)
EMF	Das Dateiformat **Windows Enhanced Metafile (EMF)** ist ein Grafikformat von Microsoft zur Speicherung von Grafiken. Es ist ein skalierbares Vektorgrafikformat und bietet die Möglichkeit, Grafik in skalierbar großer Auflösung zu speichern und weiterzuverarbeiten. ATPDesigner verwendet das .EMF-Format z.B. in Copy&Paste mit Hilfe der Zwischenablage.
JSON	**JSON** (JavaScript Object Notation) ist textbasiertes Dateiformat, das es erlaubt, Daten objektorientiert zu strukturieren und zu speichern. Das Format basiert auf einer Untermenge der JavaScript Programmiersprache, Standard ECMA-262 dritte Edition - Dezember 1999. (Quelle: www.json.org)

1.10 Die grafische Benutzeroberfläche von ATPDesigner

ATPDesigner besitzt eine leicht zu bedienende, grafische Benutzeroberfläche. Wie bei Windows-Applikationen üblich wird ein Menü am oberen Programmrahmen und Toolbars verwendet. Darüber hinaus werden andockbare Zusatzfenster angezeigt, die im Hauptmenü **Ansicht** ein- und ausschaltbar sind.

- Hauptmenü **Ansicht**
- Menüpunkte **Meldungsfenster**, **Netzschutzmeldungen**, etc.

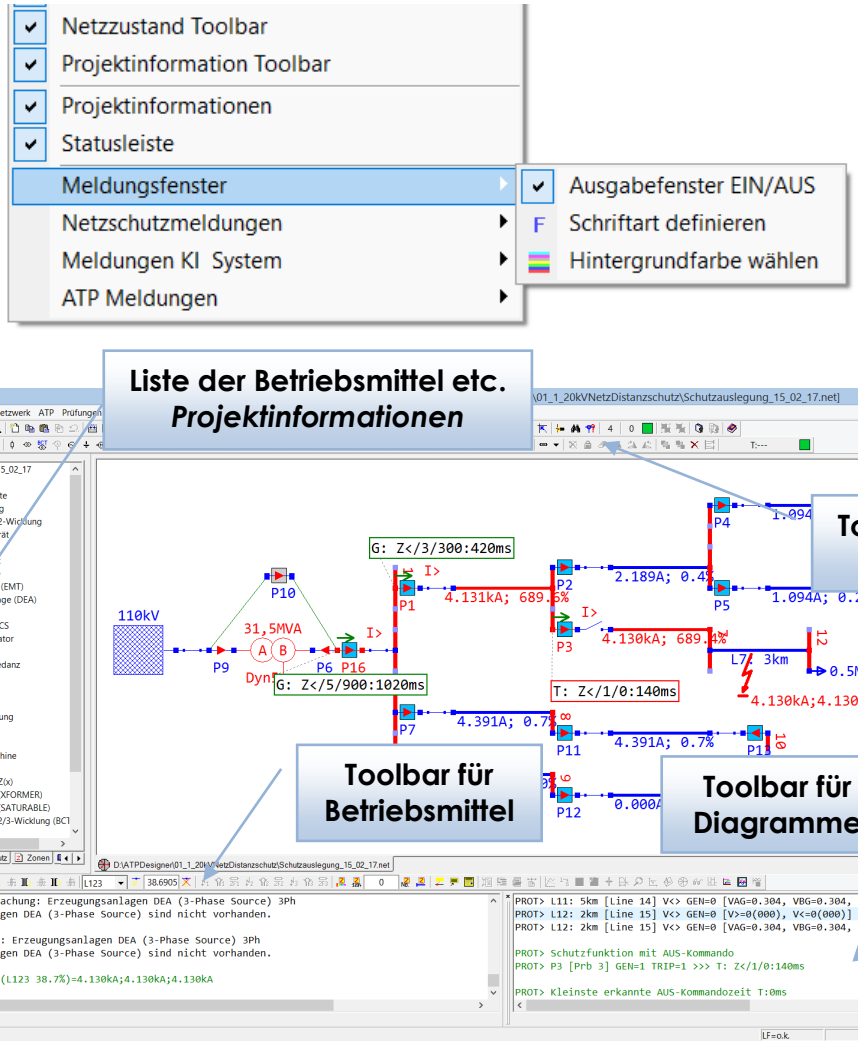


Abbildung 16: Die grafische Benutzeroberfläche von ATPDesigner

Für Windows-Applikationen typische Funktionen wie z.B. das Kopieren über die Zwischenablage sind in den z.B. von Word oder Excel bekannten Menüs bzw. mit den bekannten Tastenkombinationen bedienbar.

- Ausgabefenster für allgemeine Meldungen des ATP und von ATPDesigner ein-/ausschalten ➔ Ein-/Ausschalten im Hauptmenü **Ansicht**, Menüpunkt **Meldungsfenster**

- Ausgabefenster für Meldungen der Netzschutzfunktionen in ATPDesigner ein-/ausschalten ➔ Ein-/Ausschalten im Hauptmenü **Ansicht**, Menüpunkt **Netzschutzmeldungen**

- Ausgabefenster für Meldungen der Funktion für KI-Systeme in ATPDesigner ein-/ausschalten ➔ Ein-/Ausschalten im Hauptmenü **Ansicht**, Menüpunkt **Meldungen KI-System**

- Ausgabefenster für Meldungen des internen Rechenkerns ATP in ATPDesigner ein-/ausschalten ➔ Ein-/Ausschalten im Hauptmenü **Ansicht**, Menüpunkt **ATP Meldungen**

- Ausgabefenster für **Projektinformationen** ➔ Ein-/Ausschalten im Hauptmenü **Ansicht**, Menüpunkt **Projektinformationen**

1.10.1 Toolbars in ATPDesigner

Die Toolbars beinhalten alle zur Erstellung und Berechnung des Stromnetzes wichtigen Funktionen. Darüber hinaus können fast alle Berechnungs- und Darstellungsfunktionen damit gestartet werden. Es muss allerdings beachtet werden, dass nicht zu jedem Menüpunkt ein Toolbar-Button vorhanden ist. Wird der Mauszeiger über ein Element der Toolbar positioniert, so wird in einem Tooltip ein Hilfetext angezeigt. Die Toolbars können mit großen oder kleinen Toolbar-Icons angezeigt werden. Dadurch können die Toolbars an die Bildschirmauflösung angepasst werden. In der nachfolgenden Abbildung sind beide Größen dargestellt.

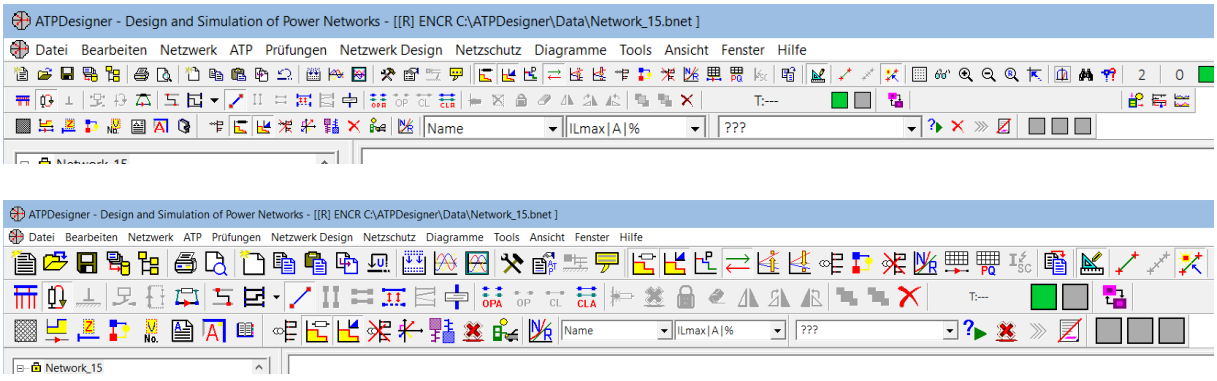


Abbildung 17: Toolbars in ATPDesigner mit kleinen und großen Toolbar-Icons

Die Größe der Toolbar-Icons kann für jede Toolbar getrennt oder für alle Toolbars gemeinsam eingestellt werden.

1.10.1.1 Erläuterungstexte zu den Elementen der Toolbars anzeigen

Wird der Mauszeiger über ein Toolbar-Icon positioniert, so wird ein Erläuterungstext angezeigt.

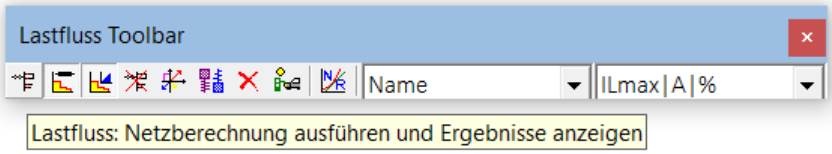


Abbildung 18: Erläuterungstexte zu der Funktion eines Elementes in einer Toolbar anzeigen

1.10.1.2 Toolbars am Programmrahmen andocken oder frei positionieren

Die Toolbars können in Windows basierten Programmen üblich vom Programmrahmen an- bzw. abgedockt oder frei verschiebbar verwendet werden. Dazu muss wie in der nachfolgenden Abbildung durch den roten Pfeil angedeutet der Mauszeiger über dem äußeren linken Rand der Toolbar positioniert werden. Bei dauerhaft gedrückten **Left Mouse Button** kann die Toolbar abgedockt und verschoben werden. Durch das Loslassen des **Left Mouse Button** kann die Toolbar beliebig auch außerhalb des ATPDesigner Fensters positioniert werden.

⇨ Die Positionen der Toolbars werden beim Schließen des Programms in der Registry (Windows-Registrierungsdatenbank) gespeichert und beim nächsten Programmstart wiederhergestellt.

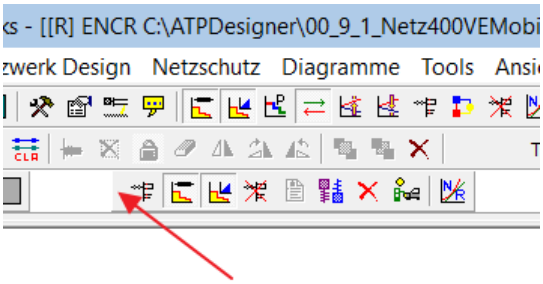


Abbildung 19: Mausposition zum Abdocken einer Toolbar

Im abgedockten Zustand können Toolbars auch mehrzeilig dargestellt werden.

1.10.1.3 Haupttoolbar

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Haupttoolbar mit kleinen und großen Icons im abgedockten Zustand. Die Toolbar stellt u.a. allgemeine Bedienfunktionen wie das Öffnen uns Speichern von .NET-Dateien, Zoomen und vieles mehr zur Verfügung.

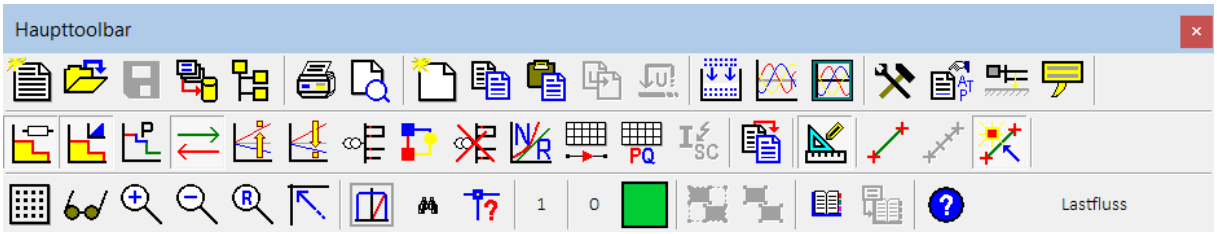
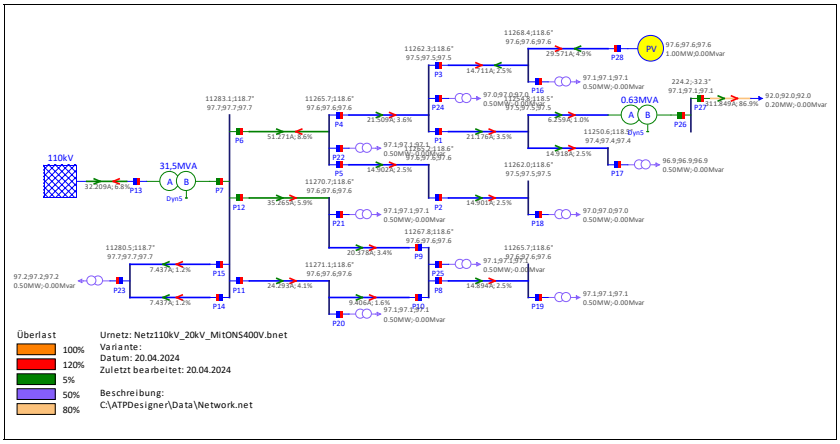


Abbildung 20: Haupttoolbar mit kleinen und großen Icons

Lastflussberechnung	Bedeutung
	Lastflussberechnung **Lastfluss PU, PQ-Knoten** ein-/ausschalten
	Lastflussberechnung **Lastfluss: DEA** ein-/ausschalten
	Auswertung der Verlustleistungen von **Leitung** und **Transformator**, Einfärbung der Betriebsmittel ➔ **Farben Pv**
	Anzeige der Leistungsflussrichtung an **Leitungen** ein-/ausschalten
	Auswertung der dem Betrag nach größten Leiter-Erd-Spannungen, Einfärbung des Netzes ➔ **Farben U<>**
	Auswertung der dem Betrag nach kleinsten Leiter-Erd-Spannungen, Einfärbung des Netzes ➔ **Farben U<>**
	Berechnung eines stationären Netzzustandes durch eine Lastflussberechnung oder eine stationäre Netzberechnung ausführen ⇨ Diese Verfahren verwendet für die Lastflussberechnung die Methode der Stromiteration und ist bzgl. der Netztopologie und der Netzwerkelemente nicht eingeschränkt.
	Nennspannungen der Betriebsmittel identifizieren und Netz einfärben ➔ **Farben Un**, **Un Ebenen**
	Ergebnisse der Netzberechnung aus der Netzgrafik entfernen
	Anzeige der Messwerte Mess/Schutzgerät, **Leitung**, etc. in einer Tabelle
	Anzeige der Auslastung von Betriebsmitteln in einer Tabelle
	Erzeugungsanlage (DEA) **PQ-Grenzkennlinie** und **PQ-Arbeitspunkt** einer dezentralen Erzeugungsanlage in einem Diagramm anzeigen
	Entfernen der Ergebnisse der Lastflussberechnung aus der Netzgrafik, zurücksetzen von Einfärbungen z.B. zur Anzeige von Auslastungen oder dem Markierungsrahmen nach einem **Suchen**
	Lastflussberechnung mit Newton-Raphson ⇨ Diese Verfahren verwendet für die Lastflussberechnung die Methode nach Newton-Raphson und ist bzgl. der Netztopologie und der Netzwerkelemente eingeschränkt.
	Zeigerdiagramm für Lastflussberechnung Die Ergebnisse der Lastflussberechnung können z.B. für das Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** als Zeigerdiagramm angezeigt werden.

Dynamische Netzvorgänge	Bedeutung
	Berechnung dynamischer Netzvorgänge ausführen
	Lesen der Diagrammdatei und erzeugen eines **Diagramms**

	Die in einer Diagrammdatei (.PL4-Datei) gespeicherten zeitlichen Verläufe von Spannungen, Strömen, Leistungen, etc. können in andere Dateiformate z.B. eine .CSV-Datei oder **COMTRADE** [33] konvertiert werden.

Bedienung	Bedeutung
	Netzwerk Design Mode – Änderungsschutz aktivieren und deaktivieren
	Netzgrafik zoomen (vergrößern)
	Netzgrafik zoomen (verkleinern)
	Leeres Dokument (Zeichenfläche) anlegen
	Datei öffnen
	Projekt als .ZIP-Datei speichern
	Datei speichern
	Alle Netzwerkelemente löschen
	Dateiexplorer öffnen
	Kopieren ▪ Sind ein oder mehrere Netzwerkelemente markiert: Es werden alle markierten Netzwerkelemente in die Zwischenablage markiert. ▪ Ist kein Netzwerkelement markiert: Es wird das vollständige Stromnetz als Bild (erweiterte .EMF-Metadatei) in die Zwischenablage kopiert.
	Einfügen ▪ Es werden alle Netzwerkelemente, die vorher in die Zwischenablage kopiert wurden, am oberen rechten Rand an die Netzgrafik angehängt.
	Einstelldialog **Netzkonfiguration** [Bd. 2] ▪ Hauptmenü **Netzwerk** ▪ Menüpunkt **Netzkonfiguration**
	Einstelldialog **ATP Einstellwerte** [Bd. 2] ▪ Hauptmenü **Netzwerk** ▪ Menüpunkt **ATP Einstellwerte**
	Es wird ein Punktraster im Hintergrund er Netzgrafik eingeblendet.
	Die Netzgrafik wird neu gezeichnet.
	In der Netzgrafik werden die Netzknoten unsichtbar geschaltet und wie nachfolgend dargestellt ein Rahmen und eine Legende in der Netzgrafik eingeblendet. 
	Der Zoomfaktor wird auf ¼ gesetzt und die Netzgrafik neu gezeichnet.

	Die Netzgrafik wird in die linke obere Ecke des sichtbaren Bildschirmbereiches verschoben.
	Die markierten Netzwerkelemente können zu einer Gruppe zusammengefasst werden.
	Die Gruppe von Netzwerkelementen kann aufgelöst werden. Es werden keine Netzwerkelemente gelöscht.
	Ein markiertes Netzwerkelement kann in einem Schritt in die Zwischenablage kopiert und in die Netzgrafik eingefügt werden.

1.10.1.4 Netzwerk Design Toolbar

Die **Netzwerk Design Toolbar** stellt Funktionen zur Verfügung, um neue Betriebsmittel in das Stromnetz einzufügen oder nach vorheriger Markierung mit einem **Left Mouse Button Click** deren Eigenschaften und Betriebsmitteldaten zu verändern. Zum Einfügen neuer Betriebsmittel wird allerdings die Drag&Drop - Funktion von ATPDesigner empfohlen.

Abbildung 21: Netzwerk Design Toolbar

Bei der Anwendung der Toolbar-Buttons muss berücksichtigt werden, dass Toolbar-Buttons ggfs. erst aktiviert werden, wenn Netzwerkelemente allgemein oder eines bestimmten Typs mit einem **Left Mouse Button Click** markiert wurden.

Toolbar	Bedeutung
	Doppelsammelschiene: nicht verbundene Abgänge werden in der Netzgrafik nicht gezeichnet
	Verbraucherlast: Grafisches Symbol für umschalten
	Verbraucherlast: Starre Sternpunkterdung ein-/ausschalten
	Mess/Schutzgerät: Interner Schalter öffnen oder schließen
	Mess/Schutzgerät: Kleines oder großes grafisches Symbol auswählen
	Mess/Schutzgerät: Messleitung auch für **Differentialschutz** einfügen
	Verbindung: mit 2x **Left Mouse Button Click** flexibel einfügen
	Leitung: mit 2x **Left Mouse Button Click** flexibel einfügen
	Leitung, **Verbindung**, **Mehrsystemleitung** und **Kabel**: Die grafisch flexiblen Netzwerkelemente können per Maus interaktiv in Diagonalform zwischen zwei beliebigen Knoten eingefügt werden. Die Länge des Netzwerkelementes ist dabei flexibel.
	Ist eine **Leitung** markiert und an keinem oder nur einem Knoten mit einem anderen Netzwerkelement verbunden, so wird die Leitung vertikal ausgerichtet.
	Ist eine **Leitung** markiert und an keinem oder nur einem Knoten mit einem anderen Netzwerkelement verbunden, so wird die Leitung horizontal ausgerichtet.
	Leitung: Kabel und Freileitungen werden in verschiedenen Stricharten gezeichnet. ▪ Kabel mit gestrichelten Linien ▪ Freileitungen mit durchgezogenen Linien

	Leitung ▪ Ist nur **eine Leitung markiert**, so arbeitet der Toolbar-Button als Schalter. Es erfolgt ein Umschalten zwischen S-Form und Diagonalform. ▪ Sind **mehrere Leitungen markiert**, so werden alle markierten Leitungen in die Diagonalform umgeschaltet.
	Leitung: Die Beschriftung der Leitung wird unabhängig von der Zeichenart horizontal ausgerichtet.
	Mess/Schutzgerät, **Schalter**, **Schalter (CB)**: Alle Schalter öffnen
	Mess/Schutzgerät, **Schalter**, **Schalter (CB)**: Markierter Schalter öffnen
	Mess/Schutzgerät, **Schalter**, **Schalter (CB)**: Markierter Schalter schließen
	Mess/Schutzgerät, **Schalter**, **Schalter (CB)**: Alle Schalter schließen
	Prüfung der Netzknotenverbindungen
	Alle markierten Netzwerkelemente aktivieren oder deaktivieren
	Leitung, **Verbindung**, **Mehrsystemleitung** und **Kabel** Netzwerkelemente mit einem flexiblen grafischen Symbol können bzgl. des Symbols, d.h. der Linienführung entsperrt (**unlocked**) oder gesperrt (**locked**) verwendet werden. Im Zustand **locked** wird z.B. Verschieben mit dem Mauscursor an einem Knoten ohne Veränderung der Linienführung durchgeführt. Im Zustand **unlocked** wird die Linienführung verändert. ⇨ Daher werden diese Netzwerkelemente auch als **flexibel** oder mit **flexiblem grafischem Symbol** bezeichnet. ▪ Ist nur **ein flexibles Netzwerkelement markiert**, so arbeitet der Toolbar-Button als Schalter. Es erfolgt ein Umschalten zwischen locked und unlocked. ▪ Sind **mehrere flexible Netzwerkelemente markiert**, so werden alle markierten Netzwerkelemente **unlocked** umgeschaltet.
	Alle markierten Netzwerkelemente löschen
	Markiertes Netzwerkelement um 180° drehen
	Markiertes Netzwerkelement um 90° nach rechts drehen
	Markiertes Netzwerkelement um 90° nach links drehen
	Alle markierten Netzwerkelemente in den Vordergrund
	Alle markierten Netzwerkelemente in den Hintergrund
	Alle markierten Netzwerkelemente demarkieren
	Netzschutz: global aus- oder eingeschaltet
	FileWatcher: aktivieren oder deaktivieren mit Anzeige des Zustandes

1.10.1.5 Toolbar Netzwerkelemente

Die nachfolgende Toolbar stellt unter anderem Funktionen zur Verfügung, mit deren Hilfe man die Eigenschaften der Stromwandler, der Leistungsschalter mit Messort und der Fehler ändern kann oder wenn ein **Diagramm** angezeigt wird. Die Symbole des rechten Teils der Symbolleiste repräsentieren Funktionen, mit deren Hilfe man angezeigte Strom und Spannungszeitverläufe in Diagrammen verändert und mit signalanalytischen Methoden untersucht werden kann.

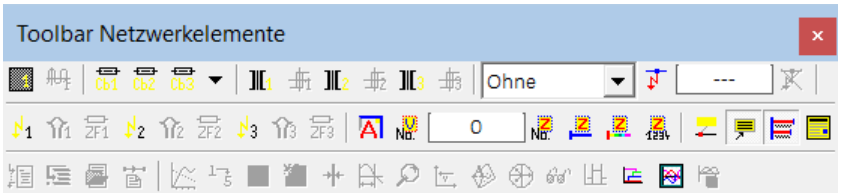


Abbildung 22: Toolbar Netzwerkelemente

1.10.1.6 Toolbar Netzschutz und Tooltips

ATPDesigner ist auch dafür entwickelt, **Netzschutzkonzepte** nachzubilden und zu untersuchen. Daher ist am rechten Rand eine eigene **Toolbar für Netzschutz** vorhanden, um die Funktionen des Hauptmenüs **Netzschutz** einfacher verwenden zu können. Die nachfolgende Abbildung zeigt eine Toolbar mit kleinen und großen Icons in angedockter Form.

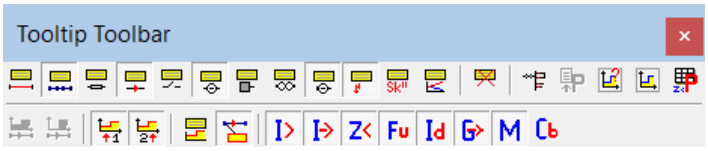


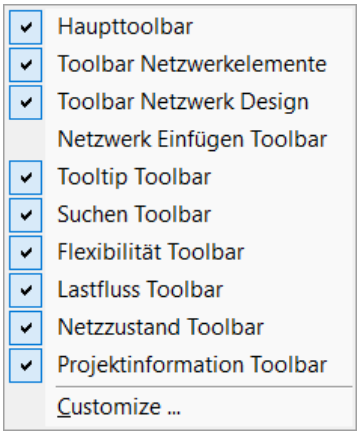
Abbildung 23: Tooltip Toolbar - Toolbar für Netzschutz und Tooltips

1.10.1.7 Einstellung der Icon-Größe der Toolbar-Buttons - *Customize*

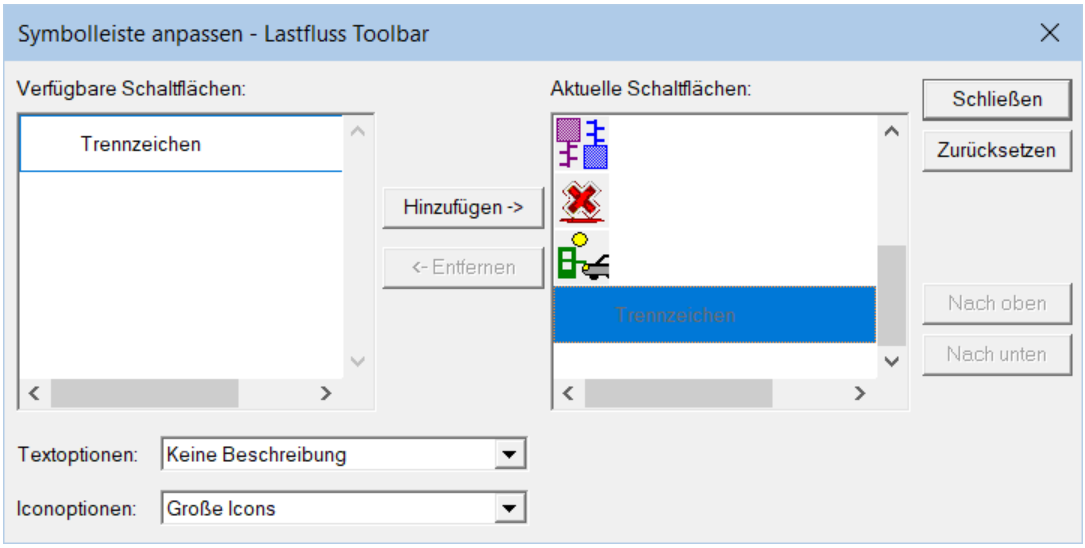
Die Größe der Icons der Toolbar-Buttons kann zwischen **Kleine Icons** und **Große Icons** umgeschaltet werden.

1. Der Mauszeiger muss über der Toolbar positioniert werden.

2. Mit einem **Right Mouse Button Click** kann das nachfolgende Menü geöffnet werden.



3. Durch einen **Left Mouse Button Click** wird der Einstelldialog zur Anpassung der Toolbar geöffnet.



Mit dem Einstellwert **Iconoptionen** kann die Größe der Toolbar-Icons eingeschaltet werden.

Der Einstelldialog **Symbolleiste anpassen** kann für jede Toolbar auch im Hauptmenü **Tools** geöffnet werden.

1.10.1.8 Größe aller Toolbar-Icons in einem Schritt umstellen

Die Toolbar Icons können gleichzeitig mit einem **Left Mouse Button Click** als kleine oder große Icons eingestellt werden.

- Hauptmenü **Tools**
- Menüpunkt **Toolbars einstellen**
- Menüpunkt **Alle Toolbars: Große Icons** oder **Alle Toolbars: Kleine Icons**

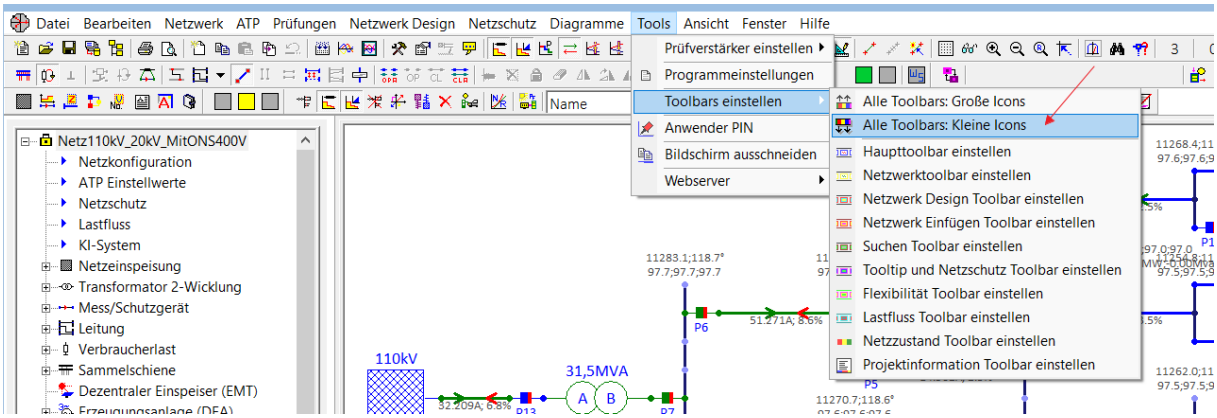


Abbildung 24: Größe aller Toolbar-Icons in einem Schritt umstellen

1.10.1.9 Toolbar-Buttons hinzufügen oder entfernen - *Customize*

Mit Hilfe der beschriebenen Vorgehensweise kann der nachfolgend abgebildete Einstelldialog geöffnet werden. Die zur Toolbar gehörenden Buttons können zur im Programm sichtbaren Toolbar hinzugefügt oder aus ihr entfernt werden.

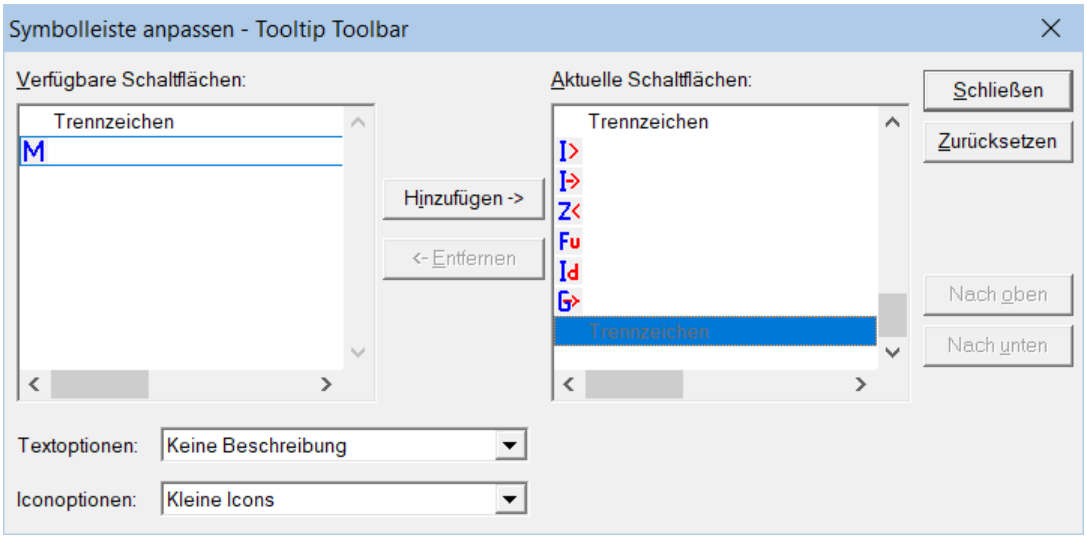


Abbildung 25: Toolbar-Buttons hinzufügen oder entfernen – *Customize*

Bedienelement	Bedeutung
Schließen	Der Dialog wird geschlossen.
Zurücksetzen	Die Toolbar wird auf den Default-Zustand zurückgesetzt.
Hinzufügen	Der im rechten Auswahlfenster markierte Toolbar-Button wird zur im Programm sichtbaren Toolbar hinzugefügt.
Entfernen	Der im linken Auswahlfenster markierte Toolbar-Button wird aus der im Programm sichtbaren Toolbar entfernt.
Iconoptionen	Es kann die Anzeige kleiner oder großer Icons für die Toolbar eingestellt werden.

Die Konfiguration jeder Toolbar wird in der Registry (Windows-Registrierungsdatenbank) gespeichert und nach dem nächsten Programmstart wiederhergestellt.

1.10.1.10 Suchen Toolbar

ATPDesigner bietet die Möglichkeit, nach Suchbegriffen in den Daten der Netzwerkelemente der Netzgrafik zu suchen. Der Suchalgorithmus durchsucht nach einem intelligenten Verfahren Textelemente in den Einstellwerten der Netzwerkelemente. So werden bei der Prüfung eines Textelementes Leerzeichen ggfs. nicht ausgewertet, um die Trefferquote zu erhöhen. Es kann die nachfolgend dargestellte **Suchen Toolbar** verwendet werden. Das Steuerelement ist ein Editierfeld mit integrierter Auswahlliste.

Abbildung 26: *Suchen Toolbar* – Suchen und Markieren von Netzwerkelementen

Die Toolbar kann durch einen **Left Mouse Button Click** auf das Kreuz am rechten Rand der Kopfzeile geschlossen werden. Die Toolbar kann ein- bzw. ausgeschaltet werden.

- Hauptmenü **Ansicht**
- Menüpunkt **Suchen Toolbar**

Toolbar	Bedeutung
P22	Eingabefeld zur Eingabe des Suchbegriffs In dem Beispiel ist der Name eines **Mess/Schutzgerät** angegeben.
	Start der Suche Die Suche kann auch durch die **Enter**-Taste gestartet werden.
	Rücksetzen der Suche, Löschen der **roten Markierungsfläche**
	Weitersuchen, nachdem ein Netzwerkelement erstmalig mit dem Suchbegriff gefunden wurde.
	Zurücksetzen von **roter Markierungsfläche** und der Zeichenfarbe ▪ in der Haupttoolbar ▪ in der Lastfluss Toolbar
	Die Suchbegriffe in der Auswahlliste werden gelöscht.

Der Suchbegriff wird in das Eingabefeld eingegeben und die Suche mit dem Toolbar-Button gestartet. Der Suchbegriff wird in der Auswahlliste gespeichert. Eine Suche kann auch gestartet werden, in dem ein Suchbegriff aus der Auswahlliste mit einem **Left Mouse Button Click** auf das Pfeilsymbol am rechten Rand der Auswahlliste ausgewählt wird.

⇨ Wird ein Netzwerkelement gefunden, so wird das Netzwerkelement durch eine **rote Markierungsfläche** markiert, wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt.

Wurde ein Netzwerkelement gefunden, das außerhalb des sichtbaren Zeichenbereiches liegt, so wird die Netzgrafik so verschoben, dass das gefunden Netzwerkelement etwa in der Mitte des sichtbaren Zeichenbereiches liegt. Die Markierung kann mit dem Toolbar-Button oder im Hauptmenü **ATP**, Menüpunkt **Netzberechnung entfernen** aus der Netzgrafik entfernt werden.

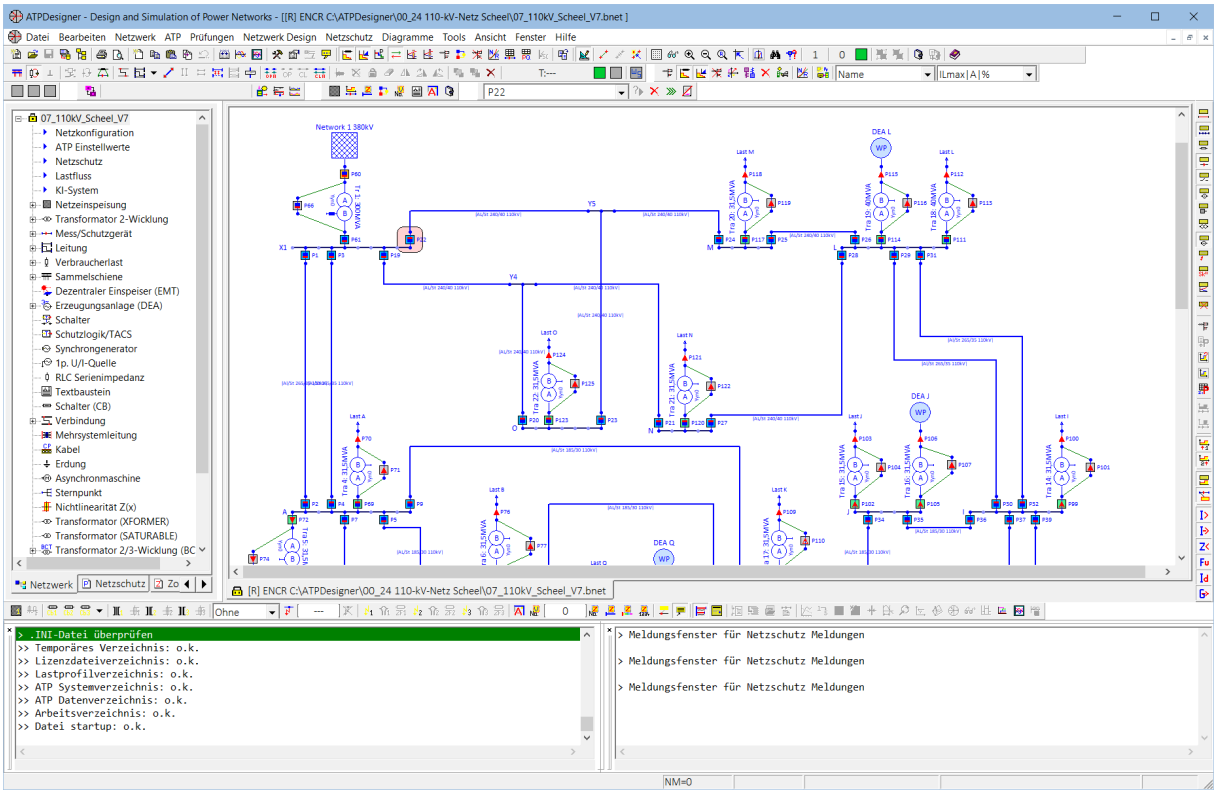


Abbildung 27: Netzwerkelement mit einer roten Markierungsfläche

Die Toolbar kann wie alle anderen Toolbars abgedockt und auch geschlossen werden. Ist die Toolbar geschlossen, so kann die Toolbar wie nachfolgend erläutert geöffnet werden.

- Hauptmenü **Ansicht**
- Menüpunkt **Suchen Toolbar**

1.10.1.10.1 Suchen Toolbar – Suchbegriffe und Suchmethoden

Mit der **Suchen Toolbar** kann wie nachfolgend erläutert nach Suchbegriffen (Textelementen) gesucht werden.

Für alle Netzwerkelemente:

- Suchen nach dem **anwenderspezifischen Namen**
- Suchen nach **Referenznamen** z.B. **Tra 1**
- Suchen nach **Referenznamen ohne Leerzeichen** z.B. **Tra1**
- Suchen nach der **FNumber**
- Suchen nach der **OBJ_ID**
- Suchen nach dem **Alternativen Namen (Alias) [Bd. 2]**

Für spezielle Netzwerkelemente

- Netzwerkelement **Textbaustein** : Suche nach beliebigen Texten in den Inhalten des Textbausteins.
- Netzwerkelement **Transformator 2-Wicklung**: Suche in dem anwenderspezifischen Namen der internen **Verbraucherlast**, falls diese aktiviert ist.

1.10.1.10.2 Suche nach der kleinsten Leiter-Erd- und Leiter-Leiter-Spannung

Zusätzlich zur Suche nach textuellen Suchbegriffen kann mit dem Schlüsselwort **UMIN** nach dem Netzwerkelement gesucht werden, welches dem Betrage nach die kleinste Leiter-Erd-Spannung U_{LE} oder Leiter-Leiter-Spannung U_{LL} als Ergebnis der Lastflussberechnung aufweist. Das Netzwerkelement wird durch eine **rote Markierungsfläche** markiert. Im Bedarfsfall wird die Netzgrafik so verschoben, dass das Netzwerkelement in der Mitte der Zeichenfläche angezeigt wird.

- **Mess/Schutzgerät**
- **Sammelschiene**
- **Erzeugungsanlage (DEA)**
- **Netzeinspeisung**
- **Schalter**

1.10.1.10.3 Speicherung der Suchbegriffe in der Registrierungsdatenbank

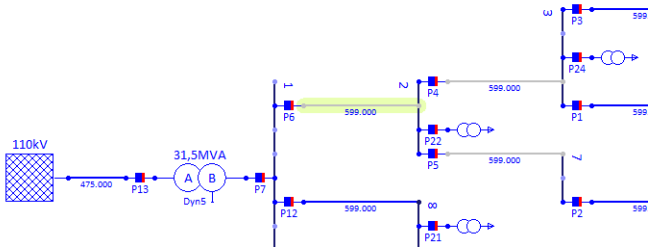
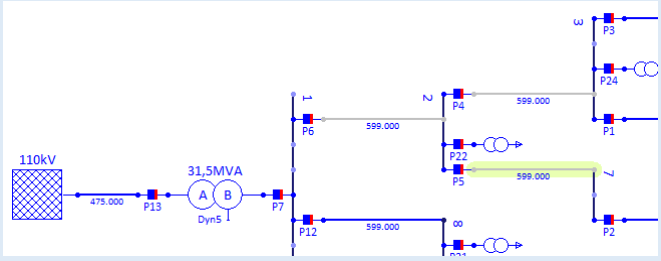
Die in der Auswahlliste enthaltenen Suchbegriffe werden während des Programmendes in der Windows-Registrierungsdatenbank (Registry) gespeichert und während des Programmstartes aus der Windows-Registrierungsdatenbank eingelesen und in der Auswahlliste angezeigt. Der Inhalt der Auswahlliste kann mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar Button gelöscht werden.

1.10.1.11 Lastfluss Toolbar

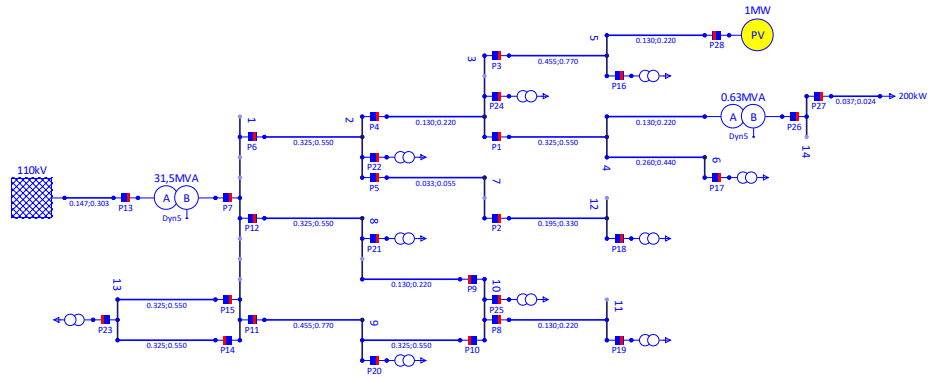
Die **Lastfluss Toolbar** stellt wichtige Funktionen der Lastflussberechnung in einer Toolbar zur Verfügung. Es wird für einen höheren Bedienkomfort empfohlen, die Toolbar im abgedockten Zustand mit großen Icons einzustellen. Toolbar Einstellungen werden in der Registry (Windows-Registrierungsdatenbank) automatisch beim Programmende gespeichert und beim nächsten Programmstart eingelesen und verwendet.

Lastflussberechnung	Bedeutung
	Berechnung eines stationären Netzzustandes ausführen
	Lastflussberechnung **Lastfluss PU, PQ-Knoten** ein-/ausschalten
	Lastflussberechnung **Lastfluss: DEA** ein-/ausschalten
	Ergebnisse der Netzberechnung aus der Netzgrafik entfernen
	Lastfluss: Ausgabe der Ergebnisse in einem Bericht (.XML-Datei) [Bd. 3]
	Elektrischer Versorgungsbereich identifizieren
	Suchen: Suchmarkierungen entfernen
	E-Mobile: Lastfluss, Reichweite, Ranking [Bd. 3]
	Lastflussberechnung mit Newton-Raphson Diese Verfahren verwendet für die Lastflussberechnung die Methode nach Newton-Raphson und ist bzgl. der Netztopologie und der Netzwerkelemente eingeschränkt.
Auswahlliste links: Einstellwerte	Für das Netzwerkelement **Leitung** können Einstellwerte ausgewählt, die in der Netzgrafik angezeigt werden. Darüber hinaus werden ggfs. weitere Analysewerte in der Statusleiste angezeigt, wenn mehrere Leitungen z.B. per **Left Mouse Button Click** markiert wurden.

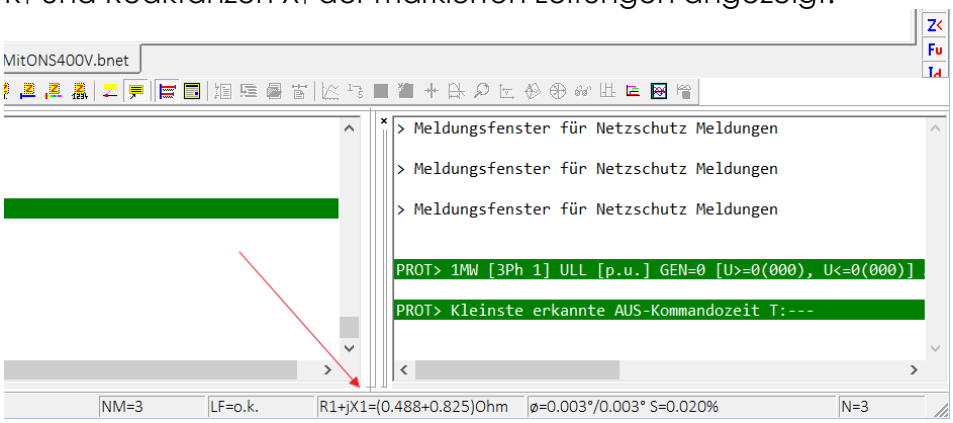
Einstellwert	Bedeutung
Name	Anwenderspezifischer Bezeichner
R1 | Ohm;X1 | Ohm	Resistanz R_1 und Reaktanz X_1 im Mitsystem In der Statusleiste: Summe der Resistanzen R_1 und Reaktanzen X_1 der markierten Leitungen $R_{1\,Statusbar} = \sum_k R_{1k}$ $X_{1\,Statusbar} = \sum_k X_{1k}$ R1+jX1=(0.812+1.375)Ohm ø
X1 | Ohm; L | km	Reaktanz X_1 im Mitsystem, Länge In der Statusleiste: Summe der Reaktanzen X_1 und Summe der Längen der markierten Leitungen

	$X_{1\,Statusbar} = \sum_k X_{1k}$ $L_{Statusbar} = \sum_k L_k$ X1=0.825Ohm; L=7.500km
Imin | A	Minimaler zulässiger Leiterstrom In der Statusleiste: Referenzname der Leitung mit dem minimal zulässigen Leiterstrom Imin[Line 4]=599.000A Die Leitung mit dem minimal zulässigen Leiterstrom wird in der Netzgrafik **hellgrün** markiert. 
Imax | A	Maximaler zulässiger Leiterstrom In der Statusleiste: Referenzname der Leitung mit dem maximal zulässigen Leiterstrom Imax[Line 6]=599.000A Die Leitung mit dem minimal zulässigen Leiterstrom wird in der Netzgrafik **hellgrün** markiert. 
Name; L | km	Anwenderspezifischer Bezeichner und Länge

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Beschriftung der Leitungen für den Wert **Name; L | km**



Sind mehrere Leitungen in der Netzgrafik z.B. per **Left Mouse Button Click** markiert, so werden abhängig von dem Einstellwert der Auswahlliste Zusatzfunktionen ausgeführt und die Ergebnisse in der Statusleiste angezeigt. Wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt sind i der Netzgrafik des Stromnetzes **NM=3** Netzwerkelemente, in diesem Fall Leitungen, markiert. In der Statusleiste wird die Summe der Resistanzen R_1 und Reaktanzen X_1 der markierten Leitungen angezeigt.



Auswahlliste Mitte: Ergebnisse

Für das Netzwerkelement **Leitung** werden Ergebnisse der Lastflussberechnung ausgewählt, die in der Netzgrafik an dem Netzwerkelement angezeigt werden.

Einstellwert	Bedeutung
ILmax | A | %	Maximaler Leiterstrom I_{L123} in A und $\%I_r$
P | MW;Q | Mvar	über die Leitung übertragene Wirkleistung P und Blindleistung Q
P | kW;Q | kvar	über die Leitung übertragene Wirkleistung P und Blindleistung Q

Auswahlliste Rechts: Ergebnisse

Für das Netzwerkelement Sammelschiene werden Ergebnisse der Lastflussberechnung ausgewählt, die in der Netzgrafik an dem Netzwerkelement angezeigt werden.

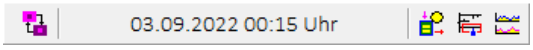
Einstellwert	Bedeutung
Ohne	Keine Anzeige von Ergebnissen
U1 | V,°; ULE%	Betrag der Mitsystemspannung U_1 in Volt, absoluter Phasenwinkel der Mitsystemspannung U_1 in Grad, Betrag der Leiter-Erd-Spannungen U_{L1}, U_{L2} und U_{L3} in $\%U_n/\sqrt{3}$

	U1,U0|%; ULE%	Betrag der Mitsystemspannung $\underline{U}_1$ und der Nullsystemspannung $\underline{U}_0$ in $\%U_n/\sqrt{3}$, Betrag der Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L1}$, $\underline{U}_{L2}$ und $\underline{U}_{L3}$ in $\%U_n/\sqrt{3}$

Abbildung 28: Lastfluss Toolbar

1.10.1.12 Toolbar für Flexibilitäten

Die **Toolbar für Flexibilitäten** ermöglicht es, z.B. zeitabhängige Fahrpläne unter Verwendung zeitabhängiger Lastprofile zu berechnen. Zusätzlich werden in dem betrachteten Zeitraum die Netzverluste berechnet.



Flexibilitäten	Bedeutung
	Berechnung von zeitabhängigen Fahrplänen unter Verwendung von Lastprofilen [Bd. 3]
	Berechnung von zeitabhängigen Fahrplänen unter Verwendung von Lastprofilen und dem zeitabhängigen Lastverhalten von Elektromobilen [Bd. 3]
01.01.2018 00:15 Uhr	Ausgabe des aktuellen 15min – Intervalls während der Fahrplanberechnung [Bd. 3]
	Lastprofile und Flexibilitäten: Wirkungsbereich von Flexibilitäten ▪ **Flexibilitäten: Ermittlung des Wirkungsbereiches für Einspeiseanlagen** [Bd. 3]
	Start der Lastflussberechnung **Lastfluss: Messwertskalierung** [Bd. 3]

1.10.1.13 Toolbar zum Umschalten der Registerkarten der Projektinformation

In den Registerkarten der Projektinformationen werden dem Anwender vielseitige Informationen zum Stromnetz angezeigt. Mit Hilfe der Toolbar kann sehr einfach zwischen den Registerkarten umgeschaltet werden. Die Toolbar kann im Hauptmenü **Ansicht** mit dem Menüpunkt **Projektinformation Toolbar** ein- oder ausgeschaltet werden.

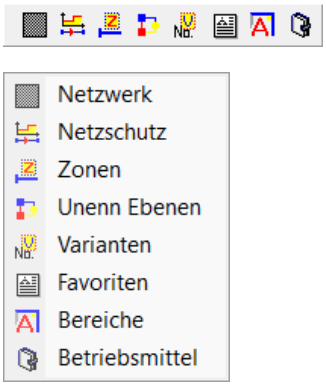


Abbildung 29: Projektinformationen - Menü zum Umschalten der Registerkarten

Alternativ kann ein **Right Mouse Button Click** ein kontextsensitives Menü geöffnet werden, wenn der Mauszeiger sich über einer der Registerkarten der **Projektinformationen** befindet und kein Element außer dem Root-Element in der Baumstruktur markiert ist.

1.10.1.14 Netzwerk Einfügen Toolbar

Mit Hilfe der Netzwerk Einfügen Toolbar können Netzwerkelemente in das Stromnetz eingefügt werden. Einstellung und Arbeitsweise der Netzwerkelemente sind in [Bd. 2] näher erläutert. Darüber hinaus muss beachtet werden, dass nicht alle Netzwerkelemente für die **Berechnung stationärer Netzzustände** oder die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** verwendet werden kann.

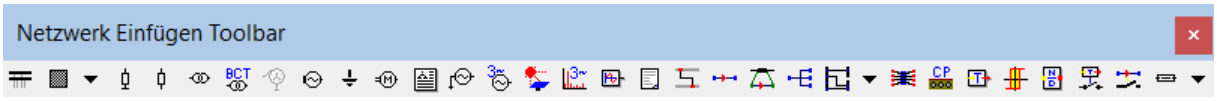


Abbildung 30: Netzwerk Einfügen Toolbar

Toolbar	Bedeutung	Berechnung stationärer Netzzustand	Berechnung dynamischer Netzvorgänge
	Sammelschiene	x	x
	Netzeinspeisung	x	x
	Verbraucherlast	x	x
	RLC-Impedanz	x	x
	Transformator 2-Wicklung	x	x
	Transformator 2/3-Wicklung (BCTRAN)	x	x
	Synchrongenerator	x	x
	Erdung	x	x
	Asynchronmaschine	x	x
	Textbaustein	x	x
	1p. U/I-Quelle	x	x
	Erzeugungsanlage (DEA)	x	---
	Dezentraler Einspeiser (EMT)	---	x
	Oberschwingungsquelle	---	x
	Empirische Funktion	---	x
	Externe .ATP-Datei	---	x
	Verbindung	x	x
	Mess/Schutzgerät	x	x
	Messleitung für ein Mess/Schutzgerät	x	---
	Sternpunkt	x	x
	Leitung	x	x
	Mehrsystemleitung	x	x
	Kabel	x	x
	Schutzlogik / TACS	x	x
	Nichtlinearität	---	x
	Admittanz	---	x
	Schalter mit großem Symbol	x	x
	Schalter mit kleinem Symbol	x	x
	Schalter (Circuit-Breaker CB)	x	x

1.10.1.15 Statusleiste

Die Statusleiste kann im Hauptmenü **Ansicht** ein- und ausgeschaltet werden und befindet sich in der Grundeinstellung am unteren Rand des Programmfensters. In der Statusleiste werden verschiedene Informationen abhängig von den verwendeten Funktionen von ATPDesigner ausgegeben.

Abbildung 31: Statusleiste

1.10.1.15.1 Statusleiste – Konvergenz oder Divergenz der Lastflussberechnung

Die wohl wichtigsten Informationen werden nach Ausführung der Berechnung stationärer Netzzustände und der Lastflussberechnung hinsichtlich der Konvergenz oder Divergenz und der erreichten Konvergenzgenauigkeiten ausgegeben.

Statusleiste	Bedeutung
LF = o.k.	Konvergenz der Lastflussberechnung
LF = fehlerhaft	Divergenz der Lastflussberechnung

Im Weiteren sind wie nachfolgend erkennbar Genauigkeitsangaben enthalten, die in [Bd. 3] näher erläutert werden.

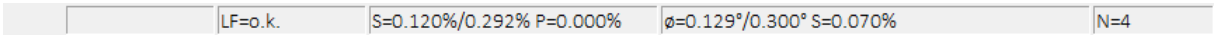


Abbildung 32: Statusleiste – Konvergenz oder Divergenz der Lastflussberechnung

1.10.2 Bedienmenü von ATPDesigner

Das Bedienmenü von ATPDesigner ist in nachfolgend dargestellt. Das Bedienmenü besteht aus dem Hauptmenü mit darin enthaltenen Menüpunkten. Die Menüs werden den nachfolgenden Kapiteln dargestellt und verlinken zu korrespondierenden Kapiteln des Handbuches.

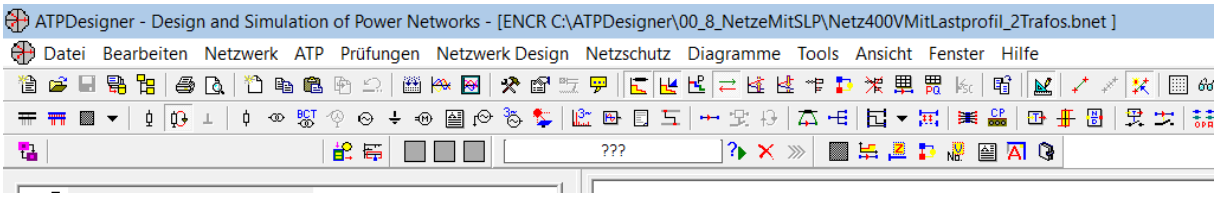


Abbildung 33: Bedienmenü von ATPDesigner

- Datei
- Bearbeiten
- Netzwerk
- ATP
- Prüfungen
- Netzwerk Design

- Netzschutz
  In diesem Menü sind alle den **Netzschutz** betreffenden Menüpunkte zusammengefasst.

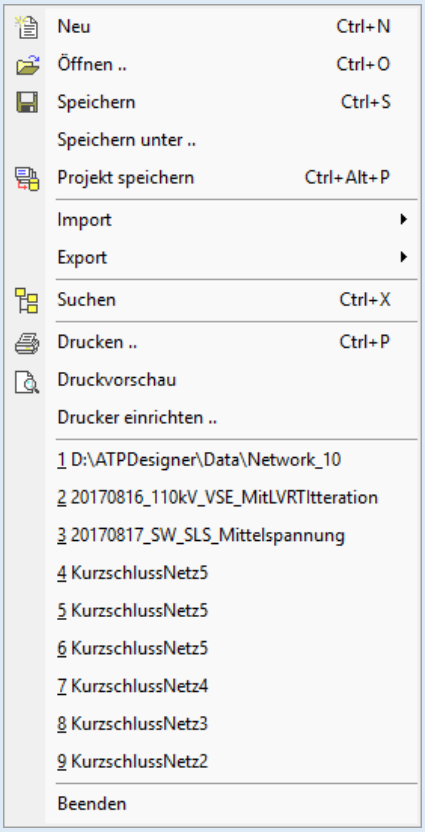
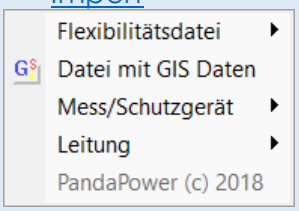
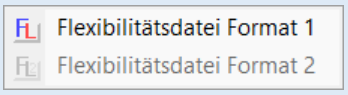
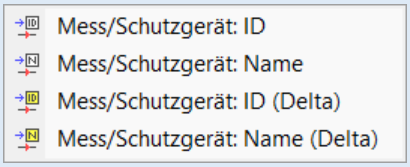
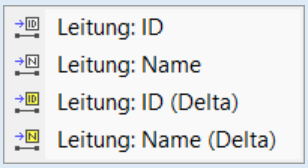
- Diagramme
  In diesem Diagramm ermöglichen die Menüpunkte die Anzeige von zeitabhängigen Verläufen von Spannungen und Strömen als Ergebnis der **Berechnung dynamischer Ausgleichsvorgänge**. Darüber hinaus können auch Ergebnisse der Lastflussberechnung angezeigt werden z.B. die P(Q)-Grenzkennlinie einer Erzeugungsanlage (DEA) mit den berechneten Arbeitspunkten.

- Tools
  Hier können programmspezifische Einstellungen wie z.B. die allgemeinen **Programmeinstellungen** [Bd. 2] oder die Toolbars vom Anwender vorgenommen werden.

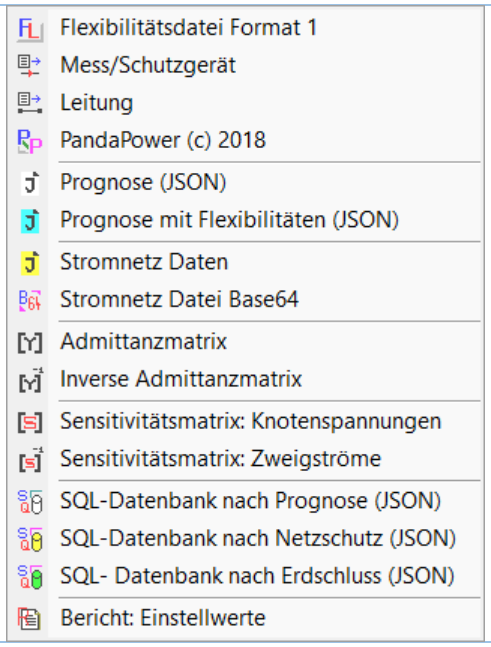
- Ansicht
- Fenster

- Hilfe
  In diesem Menü wird z.B. die Versionsnummer von ATPDesigner angezeigt.

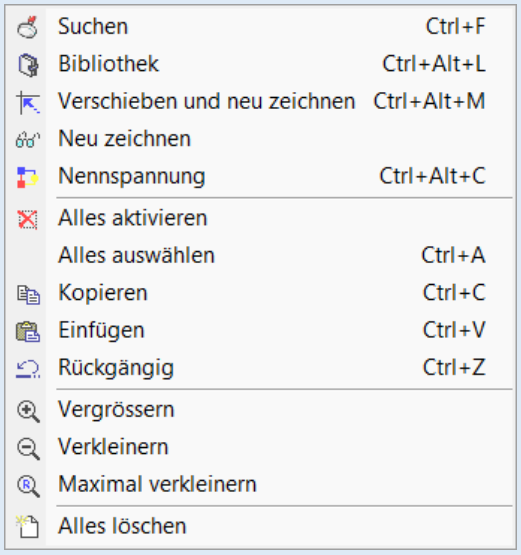
1.10.2.1 Menü *Datei*

Menü	Bedeutung
	▪ Neu ▪ Öffnen .. ▪ Speichern ▪ Speichern unter .. ▪ Projekt speichern ▪ Suchen ▪ Import    

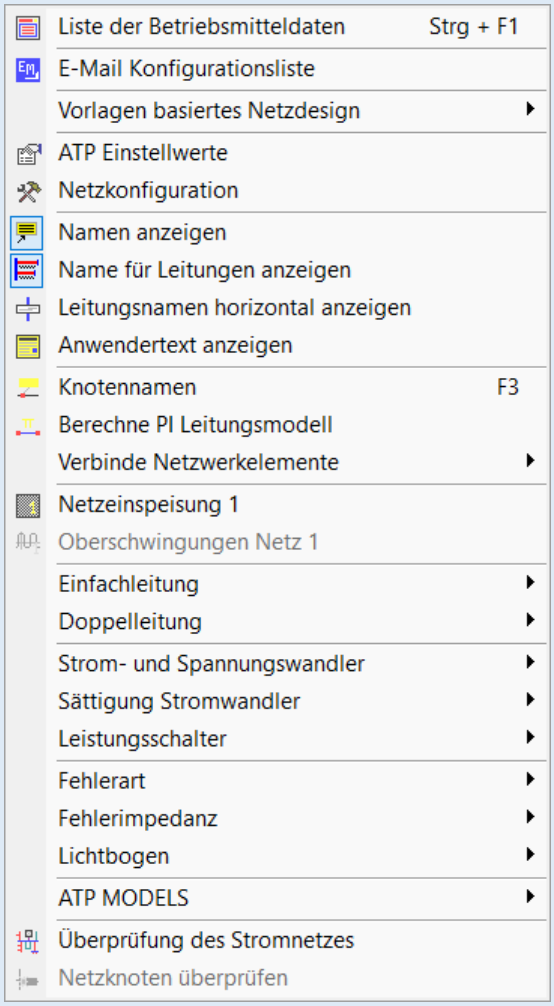
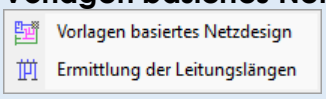
	▪ Export
	  ▪ Flexibilitätsdatei Format 1
	  ▪ Mess/Schutzgerät
	  ▪ Leitung
	  ▪ PandaPower
	  ▪ Prognose (JSON)
	  ▪ Prognose mit Flexibilitäten (JSON)
	  ▪ Stromnetz Daten
	  ▪ Stromnetz Datei Base64
	  ▪ Admittanzmatrix, Inverse Admittanzmatrix
	  ▪ SQL-Datenbank nach Prognose (JSON) [Bd. 3]
	  ▪ SQL-Datenbank nach Netzschutz (JSON) [Bd. 3]
	  ▪ SQL-Datenbank nach Erdschluss (JSON) [Bd. 3]
	  ▪ Bericht: Einstellwerte


Flexibilitätsdatei Format 1
Mess/Schutzgerät
Leitung
PandaPower (c) 2018
Prognose (JSON)
Prognose mit Flexibilitäten (JSON)
Stromnetz Daten
Stromnetz Datei Base64
Admittanzmatrix
Inverse Admittanzmatrix
Sensitivitätsmatrix: Knotenspannungen
Sensitivitätsmatrix: Zweigströme
SQL-Datenbank nach Prognose (JSON)
SQL-Datenbank nach Netzschutz (JSON)
SQL- Datenbank nach Erdschluss (JSON)
Bericht: Einstellwerte

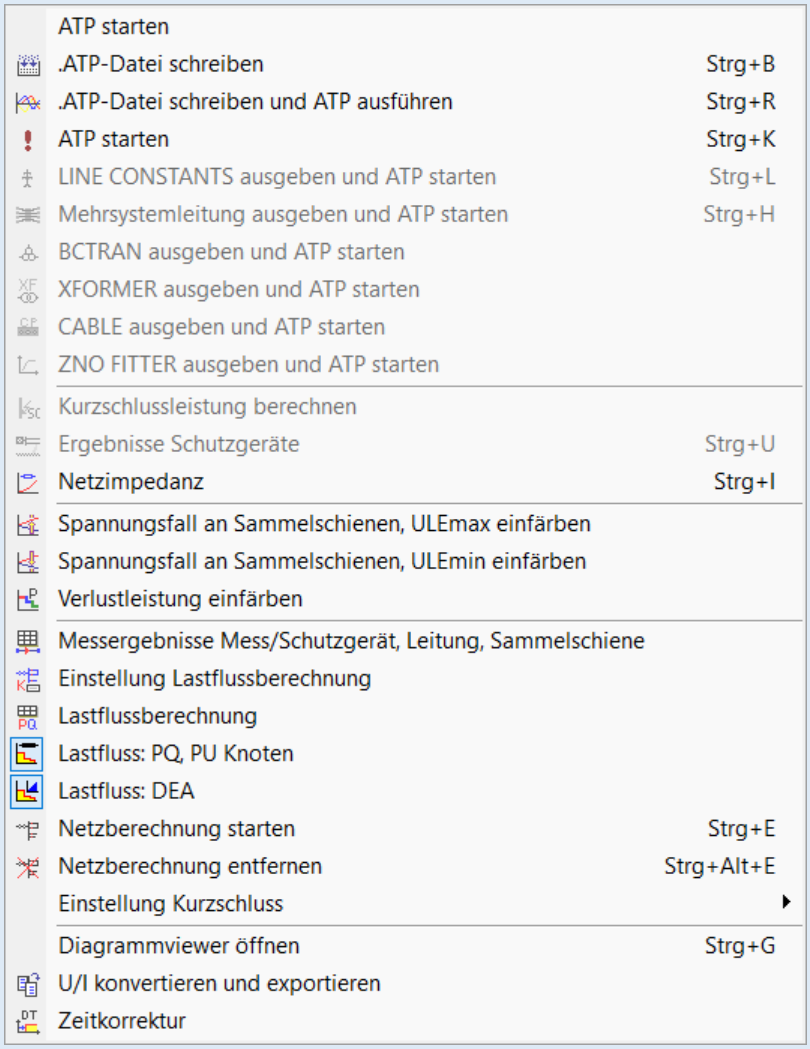
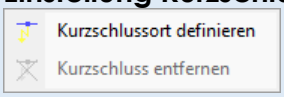
1.10.2.2 Menü *Bearbeiten*

Menü	Bedeutung
	▪ Suchen ▪ Alles aktivieren ▪ Alles auswählen ▪ Kopieren ▪ Einfügen ▪ Vergrößern ▪ Verkleinern ▪ Maximal verkleinern ▪ Alles löschen

1.10.2.3 Menü *Netzwerk*

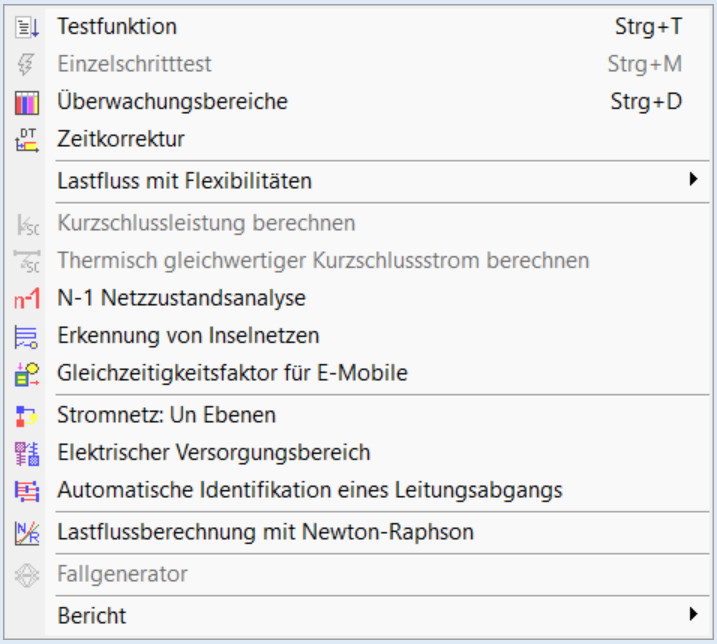
Menü	Bedeutung
	▪ Liste der Betriebsmitteldaten ▪ Namen anzeigen [Bd. 2] ▪ Name für Leitungen anzeigen [Bd. 2] ▪ Anwendertext anzeigen [Bd. 2] **Vorlagen basiertes Netzdesign**  ▪ Vorlagen basiertes Netzdesign ▪ Ermittlung der Leitungslängen ▪ **Überprüfung des Stromnetzes** Es wird die topologische Struktur des Stromnetzes, d.h. die internen Knotenverbindungen geprüft.

1.10.2.4 Menü *ATP*

Menü	Bedeutung
	**Einstellung Kurzschluss** 
▪ Einstellung Lastflussberechnung ▪ Lastfluss: PQ, PU Knoten ▪ Lastfluss: DEA	

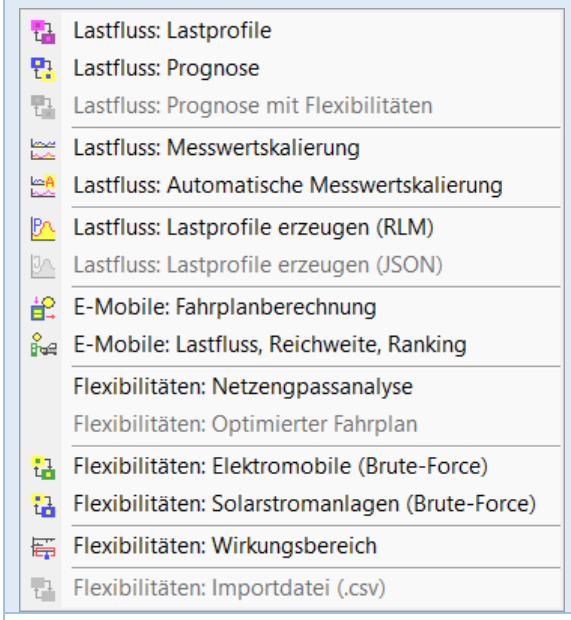
1.10.2.5 Menü *Prüfungen*

Menü



- Testfunktion [Bd. 3]
- Einzelschritttest [Bd. 3]
- Überwachungsbereiche [Bd. 3]
- Zeitkorrektur [Bd. 3]
- **Kurzschlussleistung berechnen**
- **Thermisch gleichwertiger Kurzschlussstrom berechnen**
- Lastfluss mit Flexibilitäten [Bd. 3]
- N-1 Netzzustandsanalyse [Bd. 3]
- **Automatische Identifikation eines Leitungsabgangs**
- **Stromnetz: Un-Ebenen**
- **Elektrische Versorgungsbereich**
- Fallgenerator [Bd. 3]

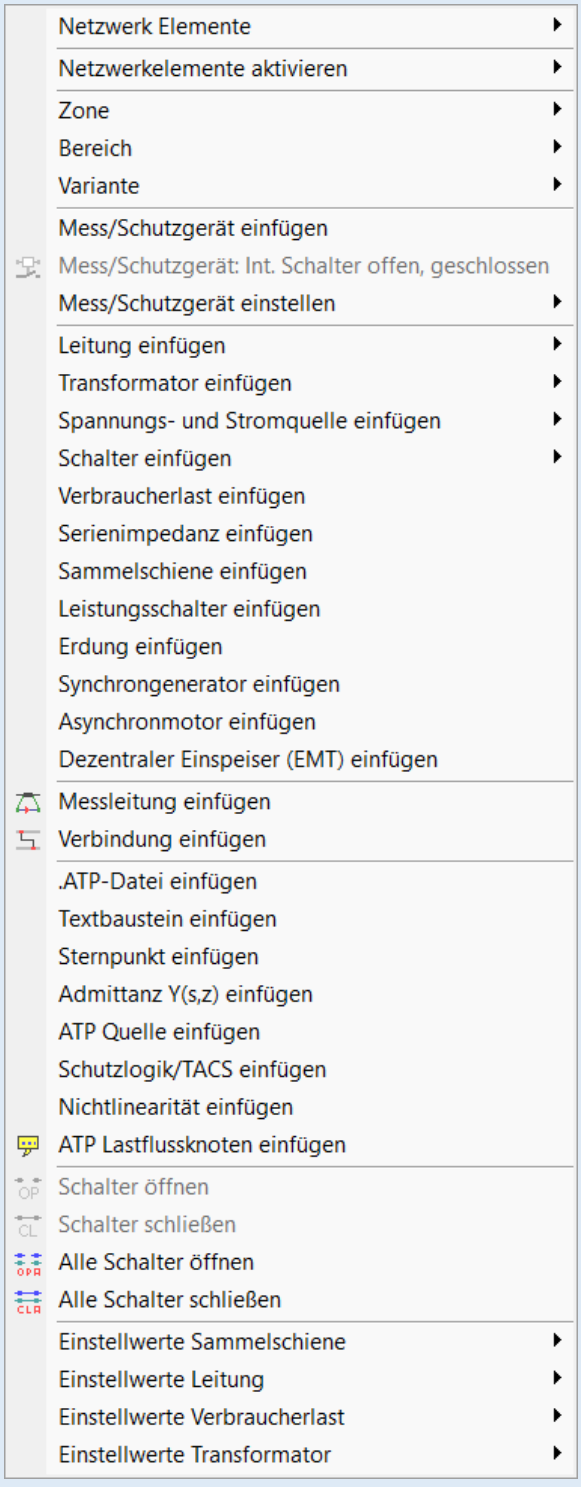
Lastfluss mit Flexibilitäten



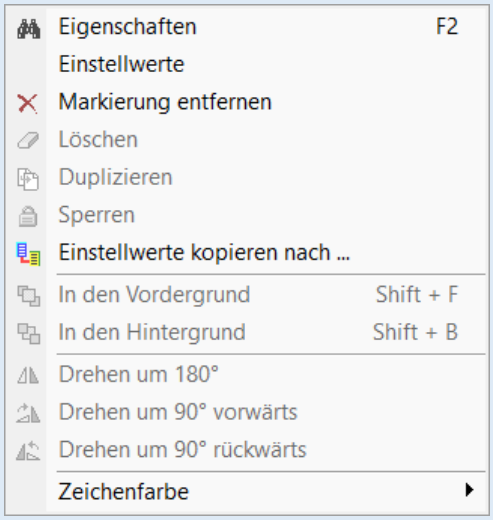
Weitere Erläuterungen zu den Menüpunkten sind in [Bd. 3] enthalten.

1.10.2.6 Menü *Netzwerk Design*

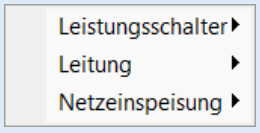
Menü	Bedeutung



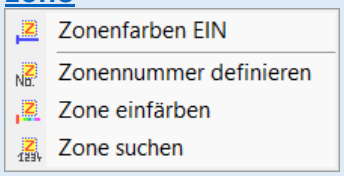
Netzwerk Elemente



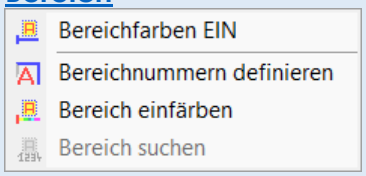
Netzwerkelemente aktivieren



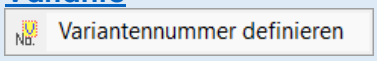
Zone



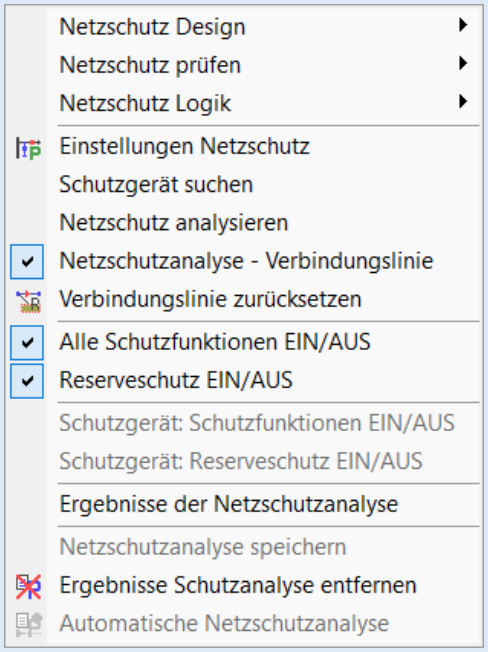
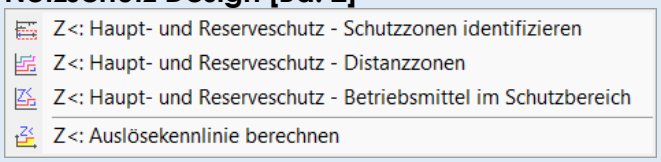
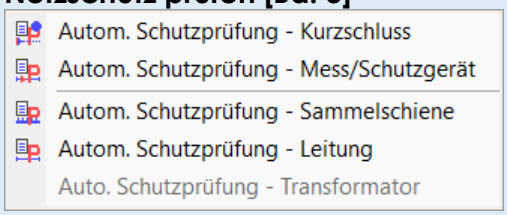
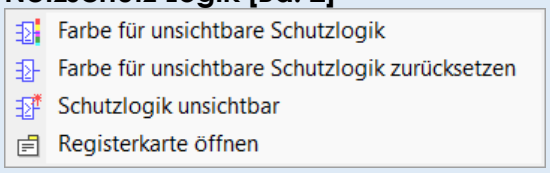
Bereich



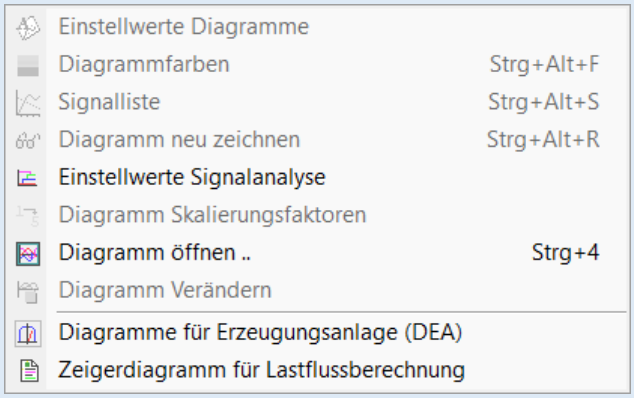
Variante



1.10.2.7 Menü *Netzschutz*

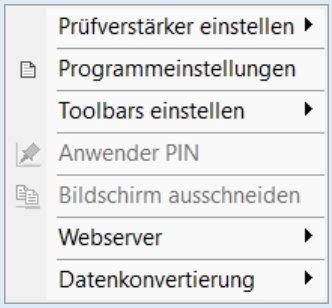
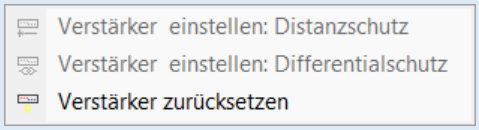
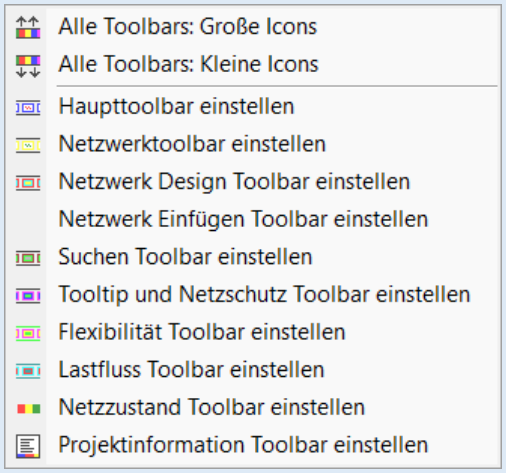
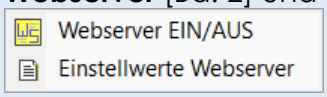
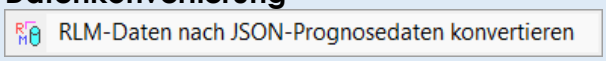
Menü	Bedeutung
	**Netzschutz Design [Bd. 2]**  **Netzschutz prüfen [Bd. 3]**  **Netzschutz Logik [Bd. 2]**  ▪ **Einstellungen Netzschutz** [Bd. 2]

1.10.2.8 Menü *Diagramme*

Menü	Bedeutung
	▪ Diagramme für Erzeugungsanlagen (DEA) [Bd. 2] ▪ Zeigerdiagramm für Lastflussberechnung [Bd. 3]

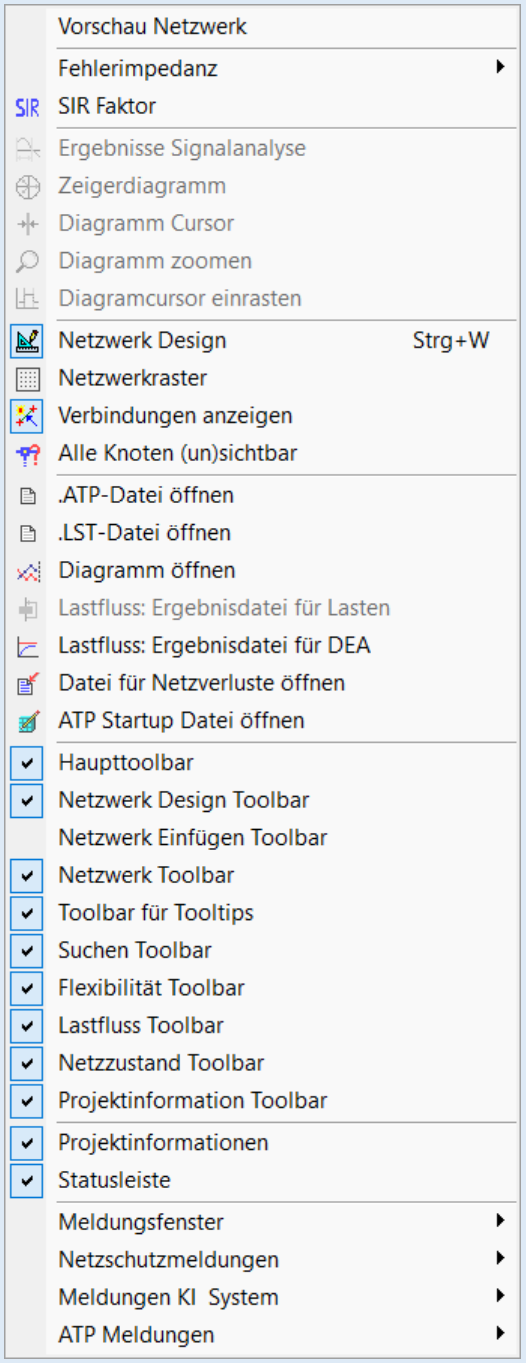
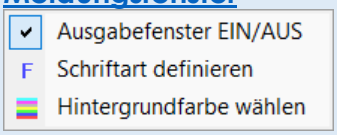
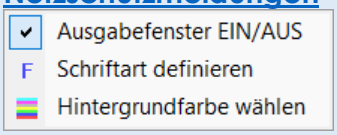
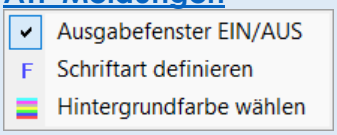
Die Menüpunkte des Hauptmenüs können ggfs. nur für die **Berechnung stationärer Netzzustände** [Bd. 3] bzw. Lastflussberechnung oder die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** [Bd. 3] verwendet werden.

1.10.2.9 Menü *Tools*

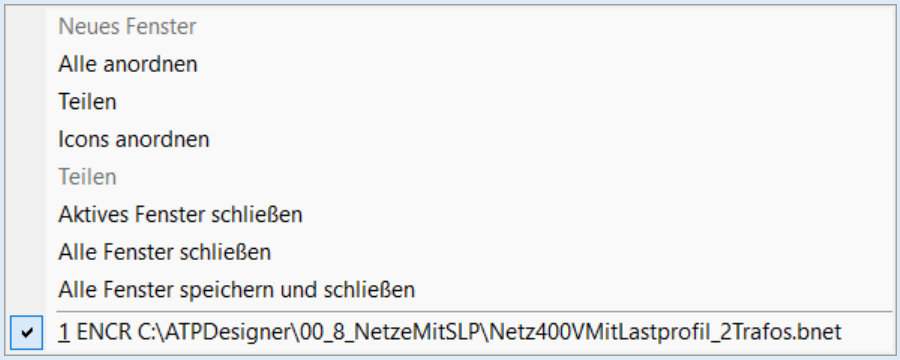
Menü	Bedeutung
 ▪ **Programmeinstellungen** [Bd. 2] ▪ Bildschirm ausschneiden	**Prüfverstärker einstellen**  **Toolbars einstellen**  ▪ Bildschirm ausschneiden ▪ Alle Toolbars: Große Icons ▪ Alle Toolbars: Kleine Icons **Webserver** [Bd. 2] und [Bd. 3]  **Datenkonvertierung**  RLM-Daten konvertieren

Toolbars können ein- und ausgeschaltet sowie individuell verändert werden.

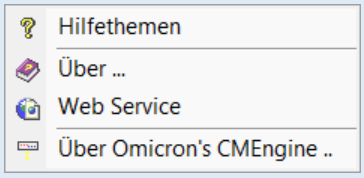
1.10.2.10 Menü *Ansicht*

Menü	Bedeutung
	▪ Netzwerk Design ▪ Verbindungen anzeigen ▪ Alle Knoten unsichtbar ▪ Diagramm öffnen ▪ Haupttoolbar ▪ Netzwerk Design Toolbar ▪ Netzwerk Einfügen Toolbar ▪ Netzwerk Toolbar ▪ Suchen Toolbar ▪ Flexibilität Toolbar ▪ Lastfluss Toolbar ▪ Projektinformation Toolbar ▪ Projektinformationen ▪ Statusleiste **Meldungsfenster**  **Netzschutzmeldungen**  **ATP Meldungen** 

1.10.2.11 Menü *Fenster*

Menü	Bedeutung
	

1.10.2.12 Menü *Hilfe*

Menü	Bedeutung
	▪ Hilfethemen ▪ Web Services

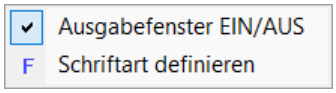
1.10.3 Ausgabefenster für Meldungen, Ergebnisse, etc.

ATPDesigner gibt Meldungen in mehreren Ausgabefenstern den sog. **Dockable Windows** aus, die innerhalb des Programmrahmens andockbar sind oder aber auch außerhalb des Rahmens des Programms beliebig auf dem Bildschirm positioniert werden können. Werden die Meldungsfenster außerhalb des Rahmens positioniert, kann die sichtbare Zeichenfläche für das Stromnetz vergrößert werden.

Folgende Ausgabefenster sind verfügbar und können im Hauptmenü **Ansicht** mit Menüpunkten geöffnet und geschlossen werden.

Ausgabefenster	Bedeutung
Meldungsfenster	Allgemeines Meldungsfenster
Netzschutzmeldungen	Ergebnisse der Netzschutzanalyse
ATP Meldungen	Interne insbesondere den Rechenkern ATP betreffende Meldungen

Mit Hilfe der Menüpunkte im Menü



kann das Ausgabefenster **EIN** (sichtbar) oder **AUS** (unsichtbar) geschaltet und eine Schriftart ausgewählt werden.

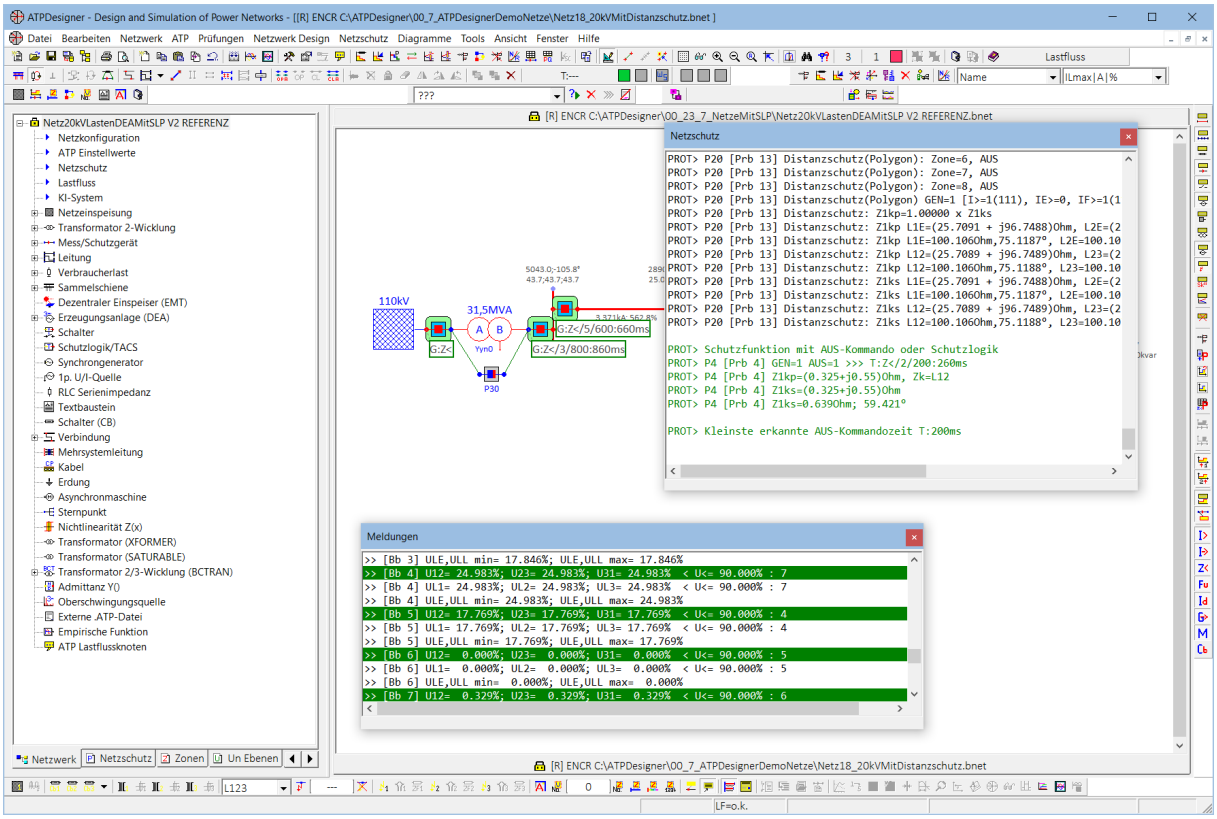


Abbildung 34: ATPDesigner mit nicht angedockten Ausgabefenstern

Die Fenster können wie bei Windows basierten Programmen übliche mit der Maus bewegt und wieder an den grafischen Markierungsrahmen des Programms an jeder Seite angedockt werden.

1.10.3.1 Ausgabefenster *ATP Meldungen*

Im Ausgabefenster **ATP Meldungen** werden interne Meldungen des Rechenkerns ATP und von **ATPDesigner** selbst gespeichert, die z.B. im Falle von Problemen bei der Netzberechnung im Sinne von internen Debugging-Meldungen ausgewertet werden können. Diese Meldungen sind nicht in dem vorliegenden Handbuch erläutert.

1.10.3.2 Schließen eines Ausgabefensters

Die nicht angedockten Ausgabefenster können durch einen **Left Mouse Button Click** auf das Kreuz in der rechten oberen Ecke des Ausgabefensters geschlossen werden. Darüber hinaus können die Ausgabefenster im Hauptmenü **Ansicht** geschlossen werden.

1.10.3.3 Öffnen eines Ausgabefensters

Ein geschlossenes Ausgabefenster kann mit Hilfe der Menüpunkte **Meldungsfenster** und **Netzschutzmeldungen** im Hauptmenü **Ansicht** wieder geöffnet, aber auch geschlossen werden. Mit einem sichtbaren „Haken“ vor der Menüzeile im Hauptmenü **Ansicht** ist das Ausgabefenster geöffnet, sonst geschlossen.

1.10.3.4 Meldungsfenster - Ausgabefenster für allgemeine Meldungen

Im unteren Bereich werden in einem Ausgabefenster Meldungen von **ATPDesigner** und ATP insbesondere **Fehlermeldungen und Warnungen** aber auch Ergebnisse von Netzberechnungen angezeigt. Die Ausgabe der Meldungen und Ergebnisse der Schutzfunktionen erfolgt im Fenster für **Netzschutzmeldungen**. In der nachfolgenden Abbildung sind die beiden Ausgabefenster innerhalb des grafischen Markierungsrahmens des Programms angedockt.

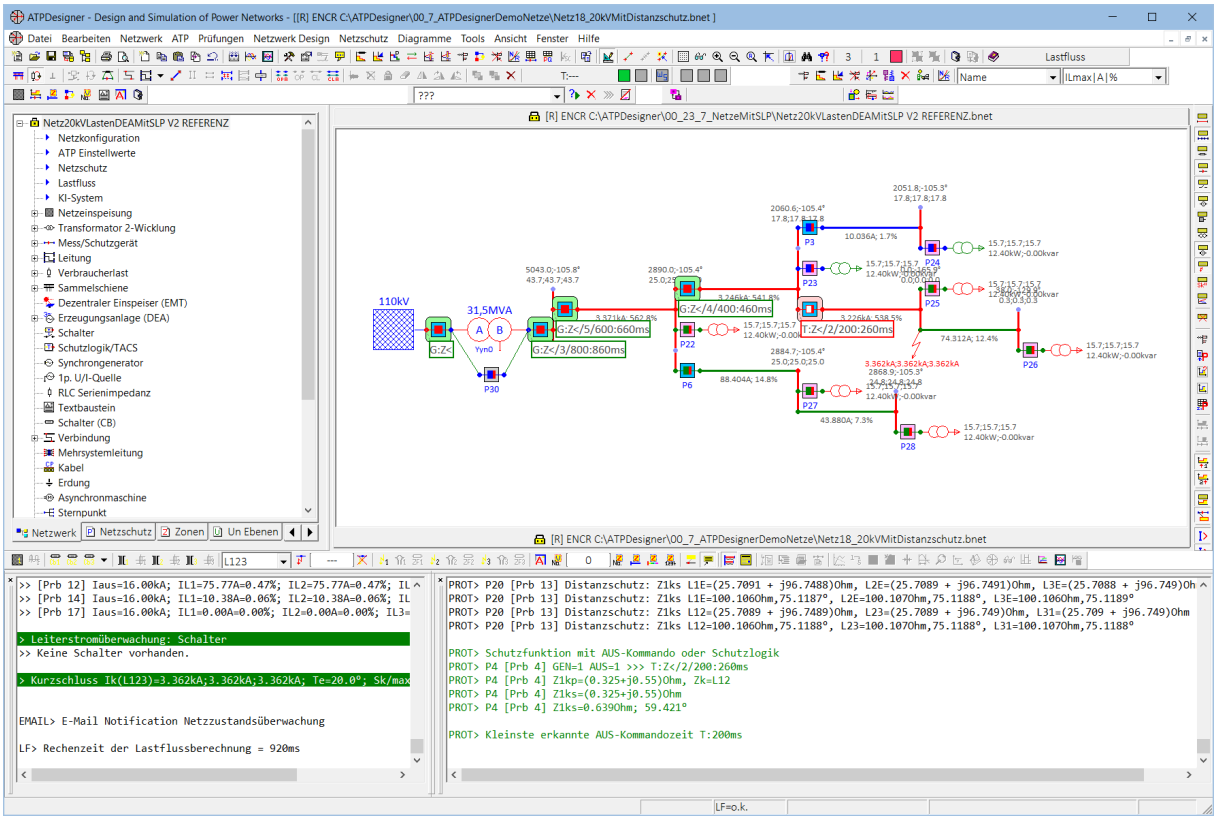


Abbildung 35: *Meldungsfenster* – Ausgabefenster für Meldungen, Berechnungsergebnisse, ...

Das Ausgabefenster kann durch einen **Left Mouse Button Click** auf das "**x**"-Symbol oder mit Hilfe des Menüpunktes **Meldungsfenster** im Hauptmenü **View** ausgeschaltet werden. Das Einschalten kann nur mit Hilfe des Menüpunktes **Meldungsfenster** im Hauptmenü **Ansicht** vorgenommen werden. Mit einem Doppelklick auf den Markierungsrahmen oder den "Grip" des Ausgabefensters kann das Ausgabefenster vom Markierungsrahmen abgekoppelt und dann in Größe und Position beliebig verändert werden. Das Ausgabefenster ist an alle Seiten des Markierungsrahmens andockbar und verfügt über ein **Right Mouse Button Menu**, das durch einen **Right Mouse Button Click** geöffnet werden kann, wenn der Mauszeiger sich innerhalb des Ausgabefensters befindet.

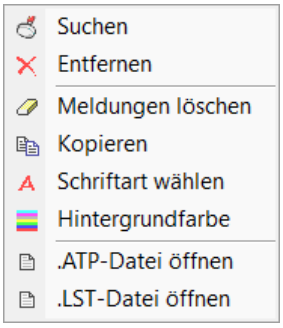


Abbildung 36: Ausgabefenster für Meldungen - *Right Mouse Button Menu*

Menüpunkt	Bedeutung
Suchen	Das vom Mauszeiger ausgewählte Netzwerkelement wird im Netzwerk gesucht und mit einer **roten Markierungsfläche** markiert. ATPDesigner verschiebt den sichtbaren Bereich des Netzes so, dass das gesuchte Netzwerkelement etwa in die Mitte des sichtbaren Bereiches verschoben wird.
Entfernen	Die Markierung wird allen Netzwerkelementen entfernt.
Meldungen löschen	Der Inhalt des Meldungsfensters wird gelöscht.
Kopieren	Der Inhalt des Meldungsfensters wird in die Zwischenablage kopiert (**Strg + A**, **Strg + C**)
Schriftart wählen	Eine neue Schriftart kann für das Meldungsfenster gewählt werden. Die Schriftart wird für jedes Meldungsfenster getrennt in der .INI-Datei **ATPDesigner.ini** im Verzeichnis **c:\atpdesigner\exe** gespeichert, nicht in der .NET-Datei des elektrischen Netzes.
Hintergrundfarbe	Die Hintergrundfarbe des Meldungsfensters kann eingestellt werden. Die Hintergrundfarbe wird für jedes Meldungsfenster getrennt in der .INI-Datei **ATPDesigner.ini** im Verzeichnis **c:\atpdesigner\exe** gespeichert
.ATP-Datei öffnen	Die .ATP-Eingabedatei wird in einem **Texteditor** geöffnet. Die .ATP-Eingabedatei enthält die Steuerbefehle für das ATP.
.LST-Datei öffnen	Die .LST-Ergebnisdatei wird in einem **Texteditor** geöffnet. Die .LST-Ergebnisdatei enthält die Ergebnisse der ATP-basierten Netzberechnung u.a. die Ergebnisse der Knotenpotentialanalyse.

1.10.3.4.1 Ausgabefenster für Meldungen - Berechnung I_k nach VDE 0102

Die Ergebnisse der **Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102** werden in dem Anzeigefenster angezeigt. Der Inhalt ist identisch mit dem Inhalt der Tooltips, die nach erfolgter Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 mit Hilfe des Tooltips am Kurzschlussort angezeigt werden.

1.10.3.4.2 Berechnung des stationären Netzzustandes - Ausgabe von Spannungen

Nach der **Berechnung eines stationären Netzzustandes** werden die Spannungen an den folgenden Netzwerkelementen im **Meldungsfenster** angezeigt:

- **Sammelschiene**
- **Erzeugungsanlage (DEA)**

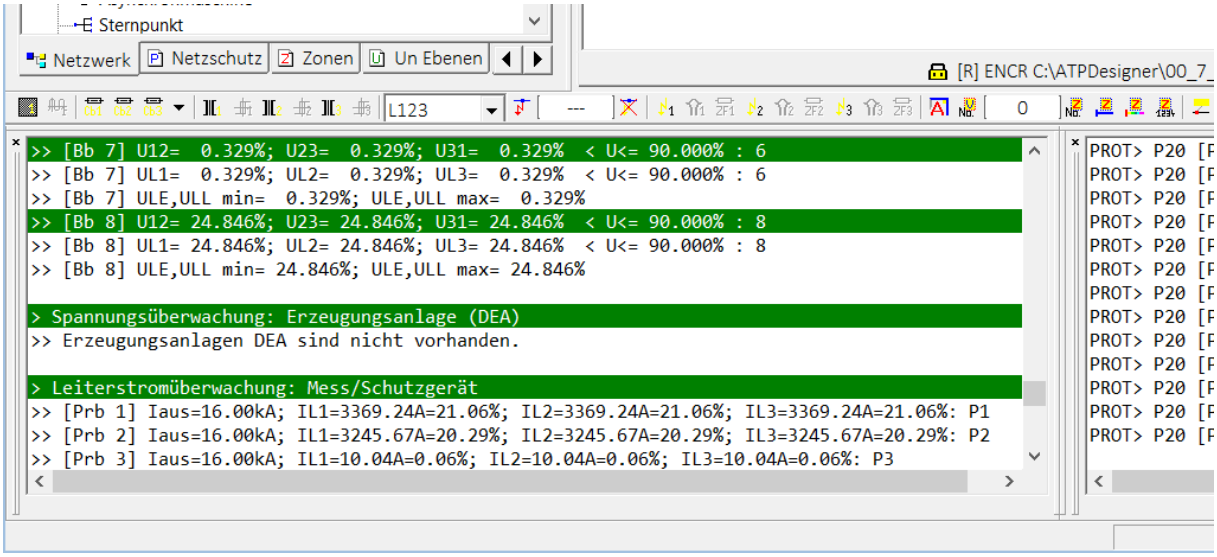


Abbildung 37: *Meldungsfenster* - Ausgabe von Ergebnissen der Netzberechnung

1.10.3.5 Netzschutzmeldungen - Ausgabefenster für Schutzfunktionen

Die Meldungen der **Schutzfunktionen** werden von ATPDesigner in dem Ausgabefenster **Netzschutzmeldungen** ausgegeben. Auch hier kann wie im **Meldungsfenster** ein **Right Mouse Button Menu** geöffnet werden. Die Ausgabe der Netzschutzmeldungen kann im Einstelldialog **Meldungen** anwenderspezifisch definiert werden.

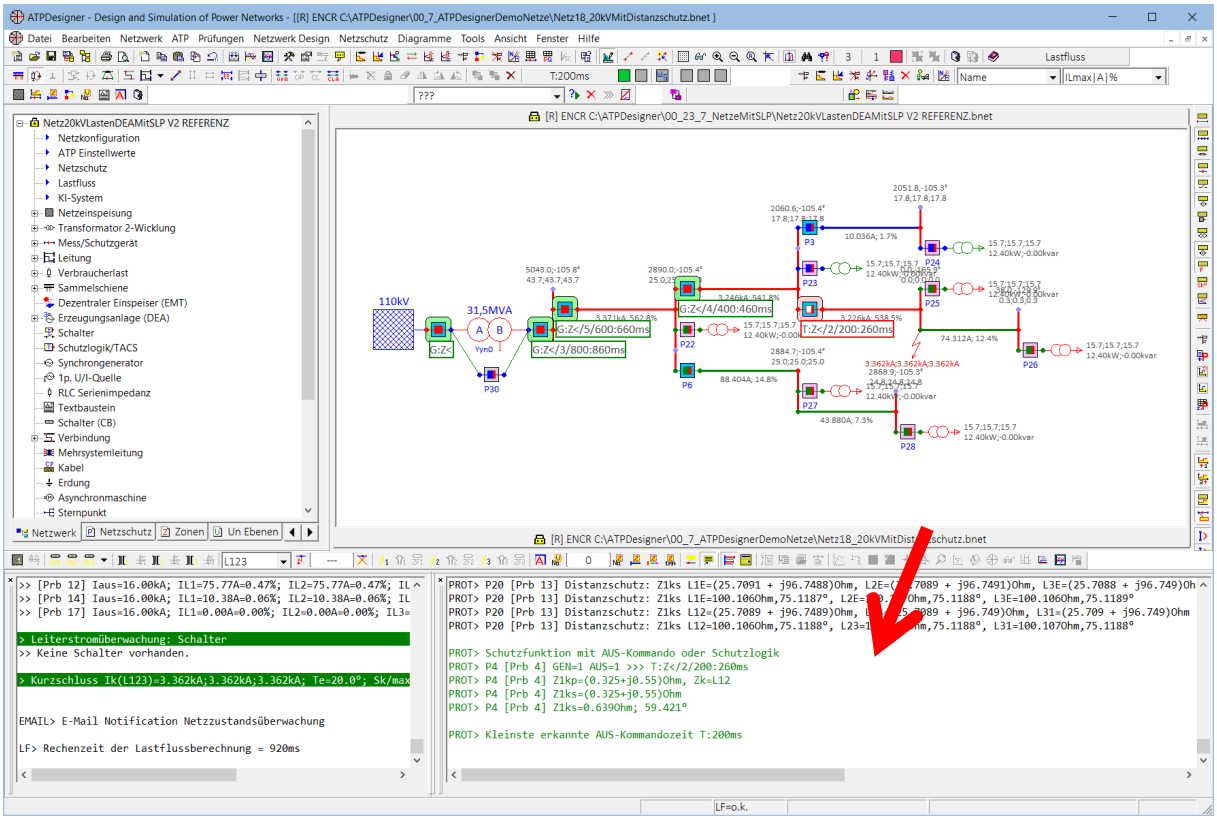


Abbildung 38: Ausgabe von Ergebnissen der Schutzfunktionen – *Netzschutzmeldungen*

1.10.3.6 Netzschutzmeldungen - Einfärbung der Meldungen

Die Textausgaben werden je nach Bedeutung mit unterschiedlichen Schrifttfarben ausgegeben.

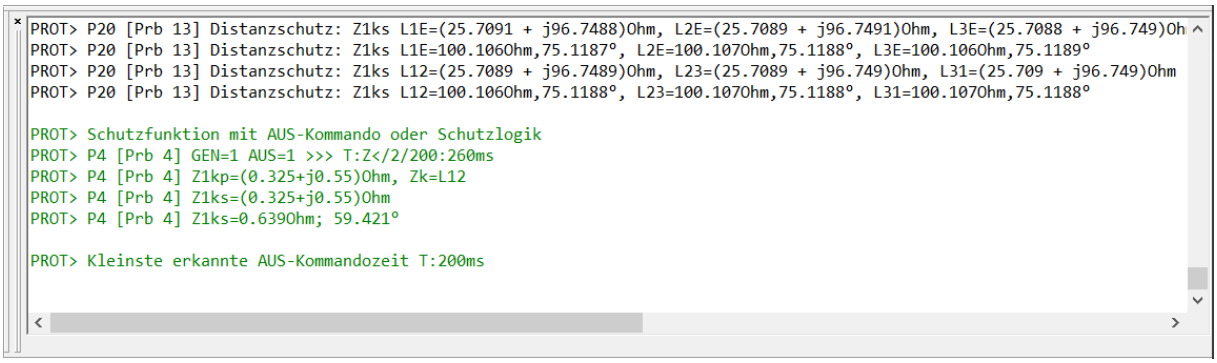


Abbildung 39: Schriftfarben für Meldungen im *Netzschutzmeldungen Window*

- **grün** Zeiten für AUS-Kommandos (TRIP)
- **rot** Fehlermeldungen

1.10.3.7 Meldungen aus den Ausgabefenster in die Zwischenablage kopieren

Meldungen können aus den Ausgabefenstern einfach in die Zwischenablage kopiert werden.

1.10.3.7.1 Strg + A – Kopieren aller Meldungen eines Ausgabefensters

Im ersten Schritt muss mindestens eine Ausgabezeile innerhalb des Ausgabefensters mit einem **Left Mouse Button Click** markiert werden. Der Hintergrund der markierten Zeile ist dann vollständig z.B. mit dunkelblauer Farbe eingefärbt. Durch das gleichzeitige Drücken der Tastenkombination **Strg + A** werden alle Zeilen des Ausgabefensters in die Zwischenablage kopiert und können von anderen Programmen weiterverarbeitet werden.

1.10.3.7.2 Strg + C – Kopieren markierter Meldungen eines Ausgabefensters

Nachdem eine oder mehrere Zeilen wie bei Windows üblich mit **Left Mouse Button Click** zusammenhängend oder nicht zusammenhängend markiert wurden, können die markierten Zeilen durch das gleichzeitige Drücken der Tastenkombination **Strg + C** in die Zwischenablage kopiert und können von anderen Programmen weiterverarbeitet werden.

1.10.3.8 Begrenzung der maximalen Anzahl Zeilen in den Ausgabefenstern

Die Anzahl von Zeilen ist in den Ausgabefenstern begrenzt, aktuell auf 30.000. Wird die letzte freie Zeile beschrieben, so wird im Falle der nächsten Ausgabe die 1. Zeile überschrieben, dann Zeile 2 usw. Die Anzahl Zeilen ist als Ringspeicher organisiert, die älteste Zeile wird im Bedarfsfall überschrieben.

1.10.4 *Projektinformationen* - Ausgabefenster für Projektinformationen

Im linken Bereich des Programmfensters werden Informationen über das angezeigte Stromnetz in einem Ausgabefenster mit mehreren Registerkarten angezeigt. Darüber hinaus können die Eigenschaften der Netzwerkelemente oder allgemeine Einstelldialoge verändert werden. Das Ein- und Ausschalten erfolgt mit Hilfe des Menüpunktes **Projektinformationen** im Hauptmenü **Ansicht**.

In den **Projektinformationen** können wichtige und sehr häufig verwendete Einstelldialoge als weitere Registerkarten geöffnet werden.

- Einstelldialog **Netzkonfiguration** [Bd. 2]

  Einstellungen zur Netzwerkkonfiguration *Netzwerk Konfiguration*

- Einstelldialog **ATP Einstellwerte** [Bd. 2]

  Allgemeine Parameter *ATP Einstellwerte*

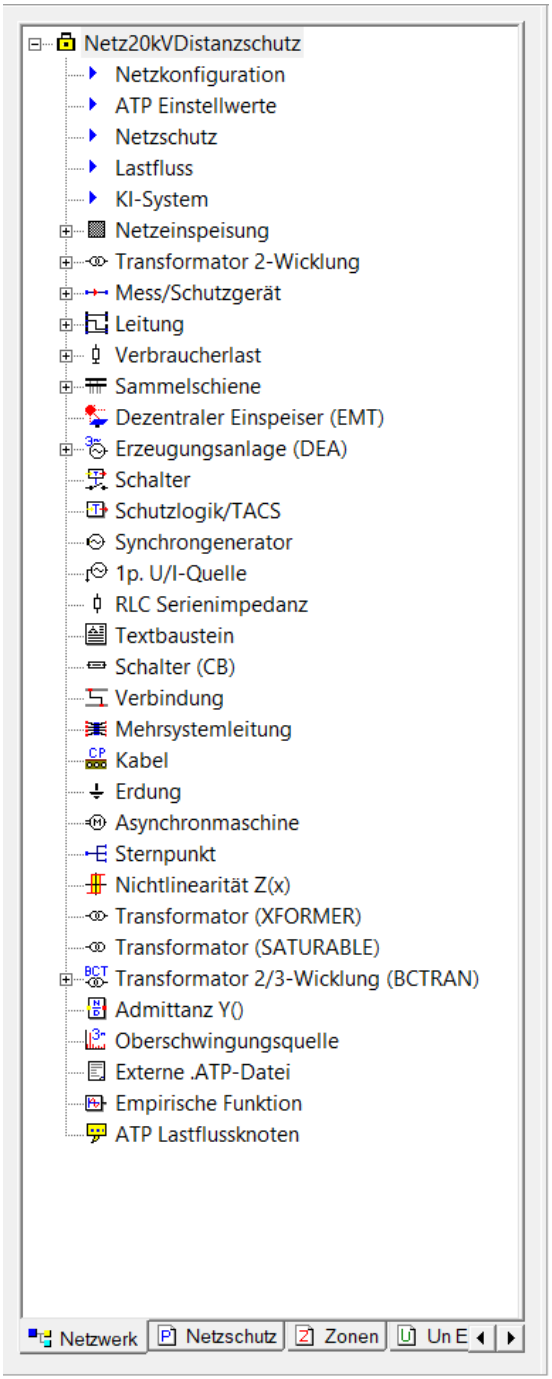
- Einstelldialog **Netzschutz** [Bd. 2]

- Einstelldialog **Lastfluss**

  Einstellung Lastflussberechnung

- Einstelldialog **KI-System**

- Registerkarte **Netzwerk**
- Registerkarte **Zonen**
- Registerkarte **Favoriten**
- Registerkarte **Bereiche**
- Registerkarte **Betriebsmittel**
- Registerkarte **Un Ebenen**
- Registerkarte **Varianten**



Darüber hinaus ist es möglich, wichtige Einstelldialoge durch einen **Left Mouse Button Double Click** direkt zu öffnen. Diese Einstelldialoge sind mit Ausnahme der Registerkarte **Betriebsmittel** in allen Registerkarten der **Projektinformationen** enthalten.

Menüpunkt	Bedeutung
Netzkonfiguration	Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz** [Bd. 2] öffnen ▪ Hauptmenü **Netzwerk** ▪ Menüpunkt **Netzkonfiguration**
ATP Einstellwerte	Einstelldialog **ATP Einstellwerte** [Bd. 2] öffnen ▪ Hauptmenü **Netzwerk** ▪ Menüpunkt **ATP Einstellwerte**
Netzschutz	Einstelldialog **Einstellungen Netzschutz und Kurzschluss** mit den Registerkarten **Netzschutz Analyse**, **Netzschutz** und **Kurzschluss** öffnen [Bd. 2]. Die Registerkarten **Netzschutz** und **Kurzschluss** sind auch im Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz** [Bd. 2] enthalten. ▪ Hauptmenü **Netzschutz** ▪ Menüpunkt **Einstellungen Netzschutz**
Lastfluss	Einstelldialog **Einstellungen Lastflussberechnungen**

1.10.4.1 Einstelldialog *Einstellung Lastflussberechnung*

Der Einstelldialog fasst wichtige und häufig verwendete Einstellwerte für die Lastflussberechnung zusammen und stellt neue Einstellungen zur Verfügung. Die Registerkarten sind teilweise in anderen Einstelldialogen wie z.B. **Einstellungen Elektrisches Netz** [Bd. 2] oder **ATP Einstellwerte** [Bd. 2] enthalten.

1.10.4.1.1 Registerkarte *Einstellung Lastflussberechnung*

Die Registerkarte stellt verschiedene Gruppen von Einstellwerten zur Lastflussberechnung, zur Konfiguration der Netzgrafik des Stromnetzes und zur zusätzlichen Anzeige von Ergebnissen der Lastflussberechnung z.B. als Balkenanzeige zur Verfügung.

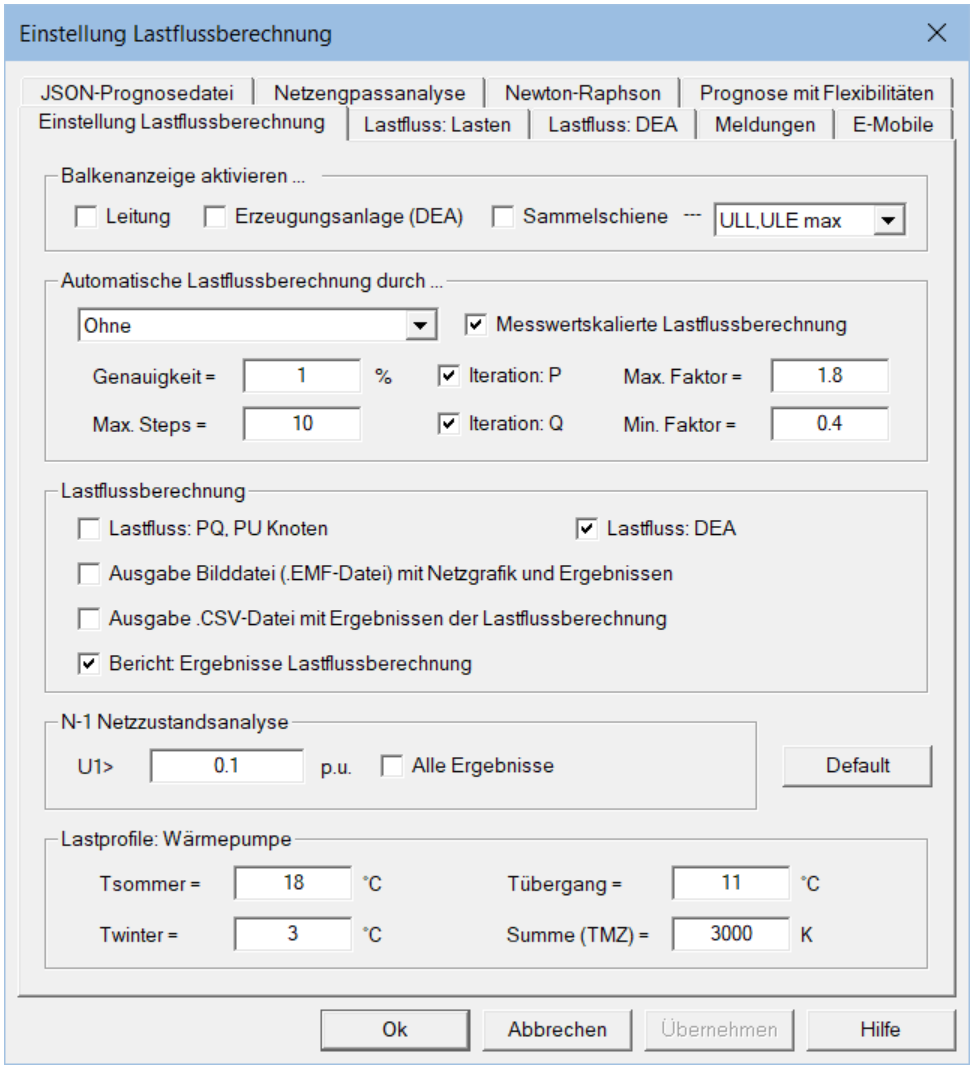


Abbildung 40: Einstelldialog *Einstellung Lastflussberechnung*

Einstellwert	Bedeutung: Lastflussberechnung
Ausgabe Bilddatei (.EMF-Datei) mit Netzgrafik und Ergebnissen	Der Anwender kann für die nachfolgend definierten Funktionen automatisch die Netzgrafik mit allen darin enthaltenen Textelementen und Grafiken also auch mit den Ergebnissen der Lastflussberechnung als Bilddatei (.EMF-Datei) im jeweiligen Projektverzeichnis speichern.

	Für die **Berechnung eines stationären Netzzustandes** (Erweiterte Lastflussberechnung): Im Hauptmenü **Prüfungen**, Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten** enthalten. ▪ **Lastfluss: Lastprofile** ▪ **Lastfluss: Prognose** ▪ **Fahrplanberechnung für E-Mobile** ▪ **Messwertskalierte Lastflussberechnung**
Ausgabe.CSV-Datei mit Netzgrafik und Ergebnissen	Der Anwender kann für die nachfolgend definierten Funktionen automatisch die Ergebnisse der Lastflussberechnung im Tabellenformat der Messstellen (.CSV-Datei) im jeweiligen Projektverzeichnis speichern. Für die **Berechnung eines stationären Netzzustandes** (Erweiterte Lastflussberechnung): Im Hauptmenü **Prüfungen**, Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten** enthalten. ▪ **Lastfluss: Lastprofile** ▪ **Lastfluss: Prognose** ▪ **Fahrplanberechnung für E-Mobile** ▪ **Messwertskalierte Lastflussberechnung**
Bericht: Ergebnisse Lastflussberechnung	Ergebnisse der Lastflussberechnung als Bericht speichern Die Ergebnisse werden in einem Bericht als XML-Datei [21] im **Projektverzeichnis** gespeichert. Der Dateiname ist wie folgt definiert. Der ***NetDateiname*** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**. **JJJJMMTThhmmss**_***NetDateiname***_**LF**.xml
Lastfluss: PQ, PU Knoten	▪ Optionen Lastflussberechnung – Getrenntes EIN-/AUS-Schalten ▪ **Warum zwei getrennte Schalter zum EIN/AUS – Schalten** **?** [Bd. 2]
Lastfluss: DEA	▪ Optionen Lastflussberechnung – Getrenntes EIN-/AUS-Schalten ▪ **Warum zwei getrennte Schalter zum EIN/AUS – Schalten** **?** [Bd. 2]
N-1 Netzzustandsanalyse	▪ siehe [Bd. 3] ▪ Einstellwerte N-1 Netzzustandsanalyse
Balkenanzeige aktivieren …	Ergebnisse der Lastflussberechnung können zusätzlich als Balkenanzeige angezeigt werden. Nähere Erläuterungen sind u.a. in den Kapiteln der entsprechenden Netzwerkelemente enthalten. ▪ **Leitungen** [Bd. 2] und Balkenanzeige für Leitungen ▪ **Erzeugungsanlage (DEA)** [Bd. 2] und Balkenanzeige für Erzeugungsanlagen (DEA)

	▪ **Sammelschiene** [Bd. 2] und Balkenanzeige für Sammelschienen

1.10.4.1.2 Registerkarten *Lastfluss: PQ, PU Knoten* und *Lastfluss: DEA*

Die Registerkarten **Lastfluss: PQ, PU Knoten** und **Lastfluss: DEA** sind identisch im Einstelldialog **ATP Einstellwerte** [Bd. 2] enthalten und erläutert.

1.10.4.1.3 Registerkarte *Meldungen*

Die Registerkarte stellt Einstellwerte zur Verfügung, um die automatisierte Erzeugung von Textdateien, .CSV-Dateien und Berichten (XML-Datei [21]) anwenderspezifisch einzustellen. Nähere Erläuterungen sind in Registerkarte **Meldungen** [Bd. 2] enthalten.

1.10.4.1.4 Registerkarte *E-Mobile*

In der Registerkarte sind die Einstellwerte enthalten, um das Ladeverhalten, d.h. die Wirkleistung des Ladevorgangs von Elektromobilen in Lastflussberechnungen berücksichtigen zu können. Die Verfahren der Lastflussberechnung sind in Kapitel **Nachbildung des zeitlichen Ladeverhaltens von E-Mobilen** [Bd. 3] erläutert.

Einstellwert	Bedeutung
Default	Grundeinstellung der Einstellwerte der Registerkarte einstellen

Die in der Tabelle als Grundeinstellung enthaltene Kennlinie zur Ermittlung eines Gleichzeitigkeitsfaktors ist dem Dokument ***E-Mobilität Netzanschluss und Netzverträglichkeit von Ladeeinrichtungen*** des VBEW e.V. entnommen [31]. Mit **Öffnen** und **Speichern** können anwenderspezifische Kennlinien verwendet werden.

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**, Registerkarte **E-Mobile**

Darüber hinaus kann eine Kennlinie mit Hilfe der Einstellwerte auch manuell erstellt werden. Die nachfolgende Tabelle zeigt die Grundeinstellung (Default) der Kennlinie.

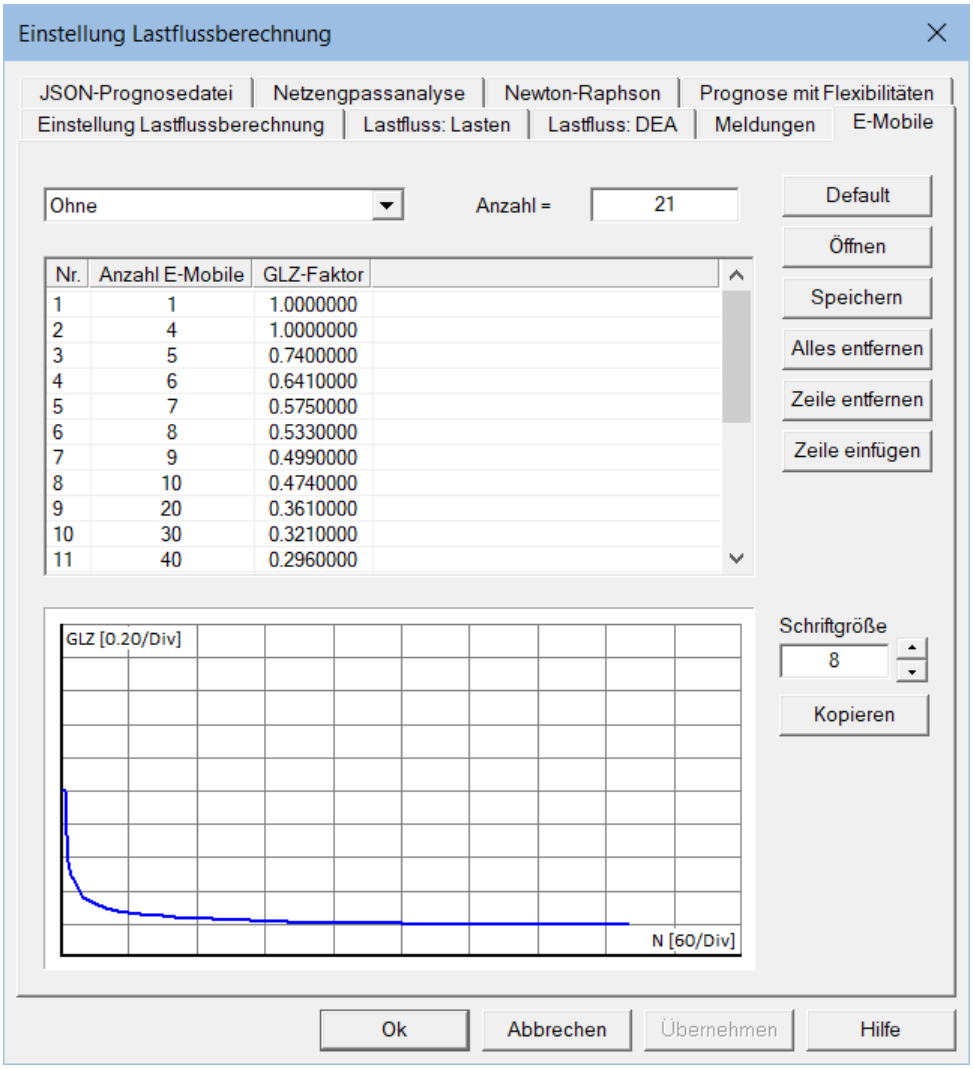


Abbildung 41: Einstelldialog der Registerkarte *E-Mobile*

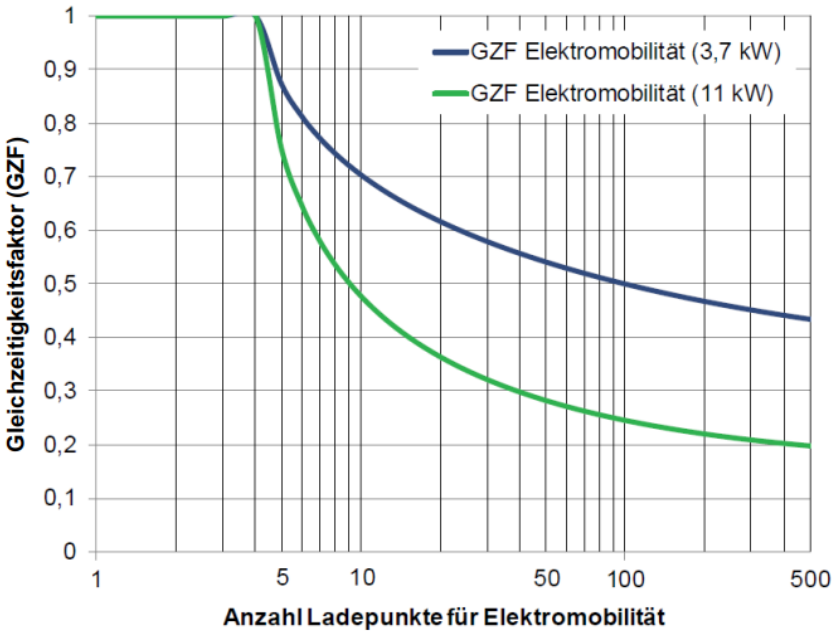


Abbildung 42: Gleichzeitigkeitsfaktor für E-Mobil Ladestationen [31]

Weitere Kennlinien wurden in Anlehnung an das Dokument ***Ermittlung von Gleichzeitigkeitsfaktoren für Ladevorgänge an privaten Ladepunkten*** des VDE/FNN [34] generiert.

„*Die Bedeutung von Elektro-PKW für den Individualverkehr in Deutschland nimmt zügig zu, sodass sich mit Blick auf die Stromversorgung u. a. die Frage stellt, welche Auswirkungen Ladevorgänge dieser Fahrzeuge auf die Stromnetze haben. Ziel dieser Studie ist es, die von Elektrofahrzeugen durch ungesteuerte Ladevorgänge an Heimladepunkten verursachten Lastbeiträge abzuschätzen und ein Berechnungswerkzeug zur Anwendung in der Netzplanung zu entwickeln.*“ [34]

Um eine praxisrelevante Anzahl von typischen Ladesystemen für Elektromobile in Niederspannungsnetzen abzudecken, wurden Gleichzeitigkeitskennlinien für die **Bemessungsleistungen 3,7kW, 11kW und 22kW** generiert. Diese Kennlinien sind in dem Verzeichnis **C:\ATPDesigner\Exe\EMob_GLZFactor_Profiles** gespeichert. Die .CSV-Dateien können mit **Öffnen** eingelesen werden.

- ⇨ **Chargingpower_3_7kW** ➔ **P = 3,7kW**
- ⇨ **Chargingpower_11kW** ➔ **P = 11kW**
- ⇨ **Chargingpower_22kW** ➔ **P = 22kW**

Vor der Anwendung der Kennlinien wird dringend empfohlen, das genannte Dokument [34] aufmerksam zu lesen und den Empfehlungen zur Anwendung der Kennlinien z.B. in der Netzplanung zu folgen. Insbesondre wird darauf hingewiesen, dass sich die Studie und damit die daraus abgeleiteten Kennlinien des Gleichzeitigkeitsfaktors "*primär … auf natürliches Ladeverhalten ohne externe Steuerung fokussiert*“ [34].

Im Weiteren ist hinsichtlich des Dokumentes [34] und der daraus abgeleiteten Kennlinien zu beachten (Auszug).

- Der Fokus liegt auf „natürlichem“ Ladeverhalten ohne externe Vorgaben oder Anreize.
- Es werden ausschließlich private Ladepunkte (Heimladepunkte) in Niederspannungsnetzen betrachtet. Lademanagementsysteme o.ä. werden nicht berücksichtigt.
- Es werden nur E-Mobile mit rein batterieelektrischem Antrieb (BEV) betrachtet.

Einstellwert	Bedeutung
Ohne	Die Nennwirkleistung der E-Mobil Ladestation wird nicht verändert. Die Kennlinie wird nicht verwendet.
Gleichzeitigkeitsfaktor (Zone)	Die Nennwirkleistung der E-Mobil Ladestation wird mit einem Gleichzeitigkeitsfaktor bewertet, der durch die Anzahl aktiver E-Mobil Ladestationen in der Zone festgelegt wird.
Gleichzeitigkeitsfaktor (Bereich)	Die Nennwirkleistung der E-Mobil Ladestation wird mit einem Gleichzeitigkeitsfaktor bewertet, der durch die Anzahl aktiver E-Mobil Ladestationen in der Bereich festgelegt wird.
Öffnen	Eine .CSV-Datei mit Header-Informationen und eine Kennlinie einlesen

Speichern	Die angezeigte Kennlinie mit Header-Informationen in einer .CSV-Datei speichern
Alles entfernen	Die Zeilen in der Tabelle vollständig löschen
Zeile entfernen	Eine vorher mit einem **Left Mouse Button Click** markierte Zeile aus der Tabelle löschen
Zeile einfügen	Eine neue Zeile oberhalb der vorher mit einem **Left Mouse Button Click** markierte Zeile in die Tabelle einfügen
Schriftgröße	Schriftgröße der Texte in dem Diagramm in Pixel
Kopieren	Diagramm als Bilddatei (.EMF-Datei) in die Zwischenablage kopieren

Die Kennlinie wird zur Ermittlung eines Gleichzeitigkeitsfaktors für die Bezugswirkleistung der E-Mobil Ladestationen in einer Zone oder einem Bereich abhängig von der Anzahl darin enthaltener E-Mobil Ladestationen (Ladepunkte für Elektromobilität) verwendet.

Es werden nur E-Mobil Ladestationen berücksichtigt, die wie folgenden nachgebildet werden:

- mit dem Netzwerkelement **Verbraucherlast**
- mit dem Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)**
- mit der internen Verbraucherlast des Netzwerkelementes **Transformator 2-Wicklung**
- mit der internen Verbraucherlast des Netzwerkelementes **Leitung**

Das Netzwerkelement, das eine E-Mobil Ladestation nachbildet, muss einer Zone oder einem Bereich zugeordnet werden. Die Zuordnung kann in dem Ausgabefenster Projektinformationen, Registerkarte Zone oder Registerkarte Bereich überprüft werden. ATPDesigner ermittelt die Anzahl der E-Mobil Ladestationen getrennt für jede **Zone** oder jeden **Bereich**.

1.10.4.1.4.1 E-Mobil Ladestation: *Verbraucherlast*

Die E-Mobil Ladestation wird mit Hilfe der Anlagenliste definiert.

⇨ Die **Definition der E-Mobil Ladestation** erfolgt unabhängig vom Berechnungsverfahren nur mit Hilfe der Anlagenliste in der Registerkarte **Anlagenliste**.

Die nachfolgende Abbildung zeigt, wie die Anlagenliste in der Registerkarte **Allgemeine Daten** des Netzwerkelementes aktiviert werden kann.

Einstellwert	Bedeutung
Anlagenliste verwenden	aktivieren

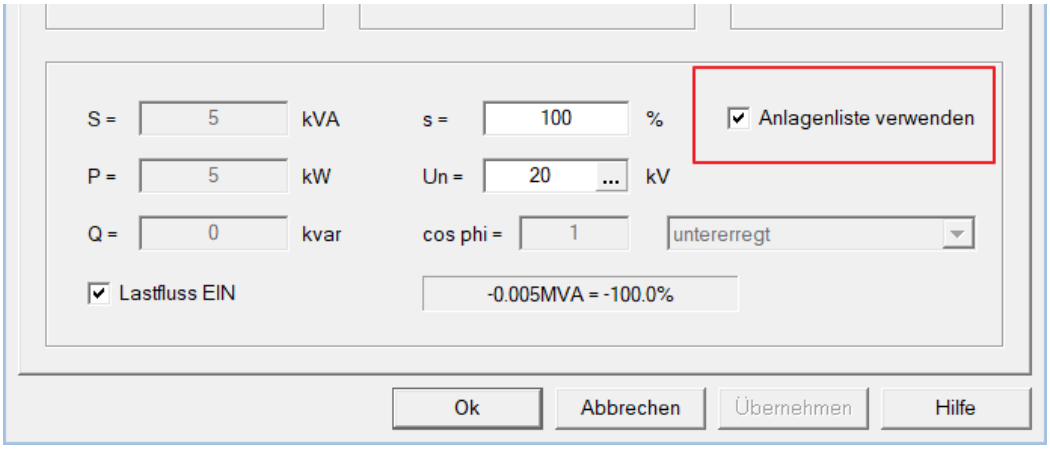


Abbildung 43: Anlagenliste der *Verbraucherlast* aktivieren

In der Registerkarte **Anlagenliste** wird die E-Mobil Ladestation wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt eingestellt. In der nachfolgenden Tabelle sind die Einstellwerte enthalten, die zur Definition der E-Mobil Ladestation verwendet werden müssen.

Einstellwert	Bedeutung
Anlagen	▪ **EMOB(ID)** d.h. Elektromobil ▪ Wirkleistung **P [kW] > 0**

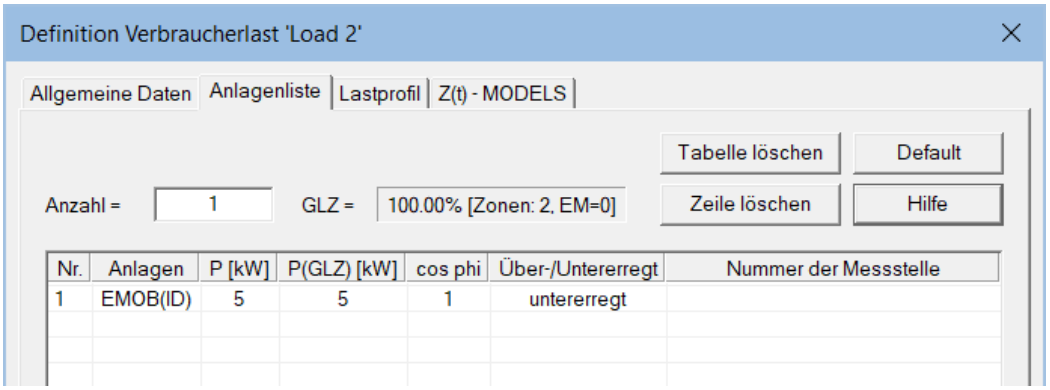


Abbildung 44: *Verbraucherlast* - Einstellung einer E-Mobil Ladestation

1.10.4.1.4.2 E-Mobil Ladestation: *Leitung*

Die E-Mobil Ladestation wird mit Hilfe der Anlagenliste der **internen Verbraucherlast** des Netzwerkelementes **Leitung** definiert.

⇨ Die **Definition der E-Mobil Ladestation** erfolgt unabhängig vom Berechnungsverfahren nur mit Hilfe der Anlagenliste in der Registerkarte **Anlagenliste**.

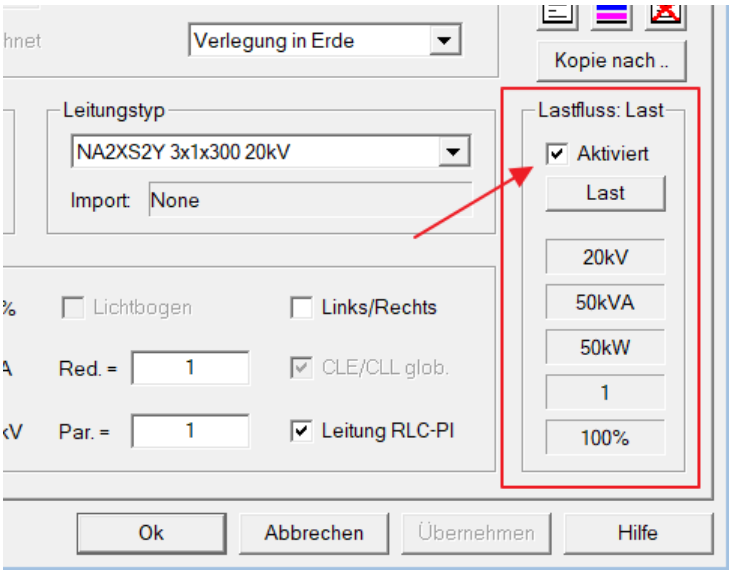


Abbildung 45: *Leitung* – Interne Verbraucherlast aktivieren und Einstelldialog öffnen

Die nachfolgende Abbildung zeigt, wie die Anlagenliste in der Registerkarte **Allgemeine Daten** der internen Verbraucherlast des Netzwerkelementes aktiviert werden kann.

Einstellwert	Bedeutung
Anlagenliste verwenden	aktivieren

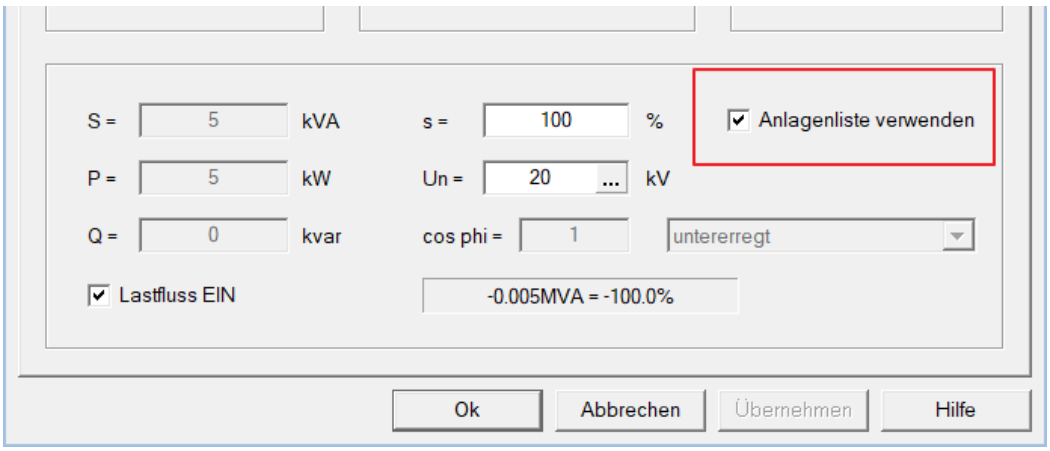


Abbildung 46: Anlagenliste der internen Verbraucherlast der *Leitung* aktivieren

In der Registerkarte **Anlagenliste** wird die E-Mobil Ladestation wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt eingestellt. In der nachfolgenden Tabelle sind die Einstellwerte enthalten, die zur Definition der E-Mobil Ladestation verwendet werden müssen.

Einstellwert	Bedeutung
Anlagen	▪ **EMOB(ID)** d.h. Elektromobil ▪ Wirkleistung **P [kW] > 0**

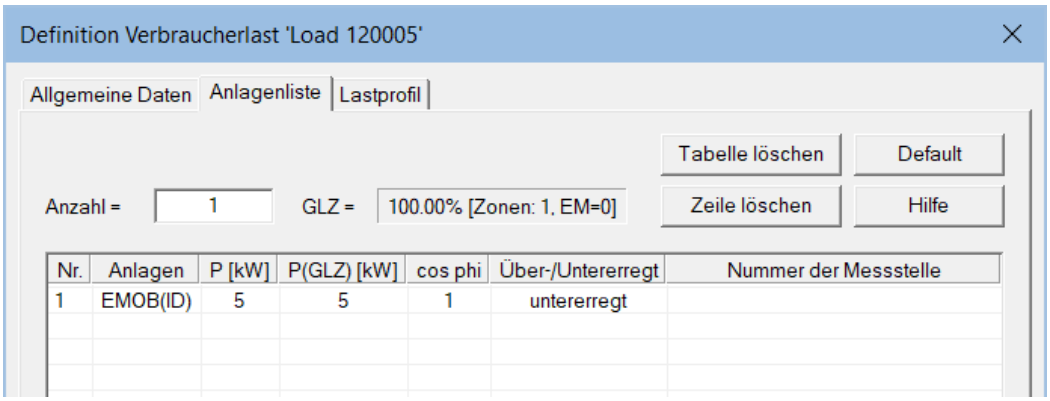


Abbildung 47: *Leitung* - Einstellung einer E-Mobil Ladestation

1.10.4.1.4.3 E-Mobil Ladestation: *Transformator 2-Wicklung*

Die E-Mobil Ladestation wird mit Hilfe der Anlagenliste definiert.

⇨ Die **Definition der E-Mobil Ladestation** erfolgt unabhängig vom Berechnungsverfahren nur mit Hilfe der Anlagenliste in der Registerkarte **Anlagenliste**.

Einstellwert	Bedeutung
Netzstation aktivieren	aktivieren
Verbraucherlast aktivieren	aktivieren

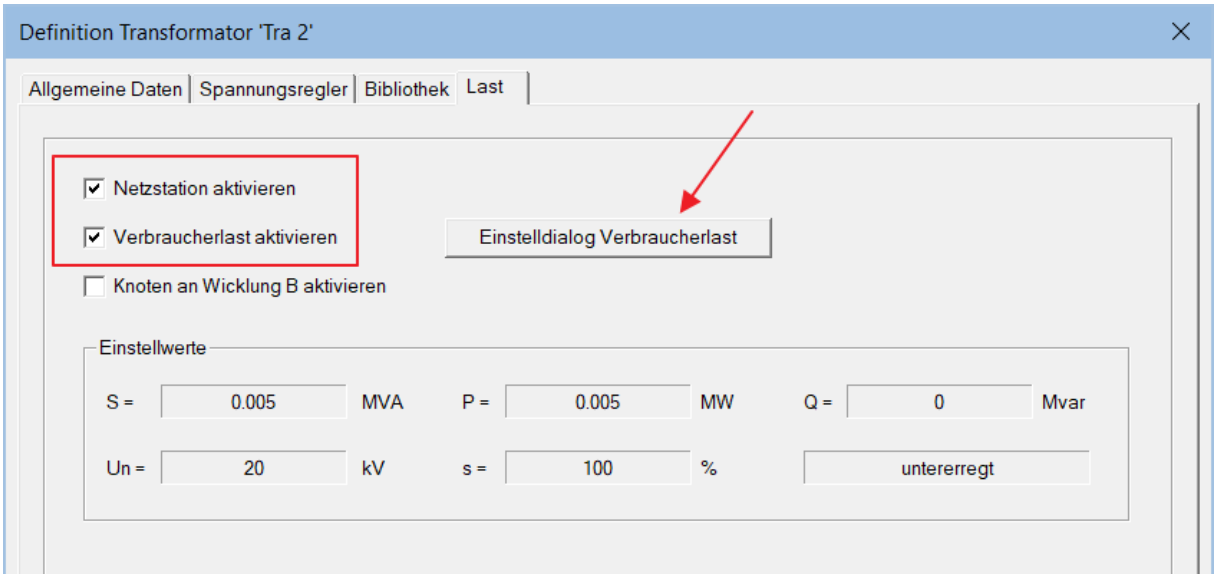


Abbildung 48: Transformator - Interne Verbraucherlast aktivieren und Einstelldialog öffnen

Die nachfolgende Abbildung zeigt, wie die Anlagenliste in der Registerkarte **Allgemeine Daten** der internen Verbraucherlast des Netzwerkelementes aktiviert werden kann.

Einstellwert	Bedeutung
Anlagenliste verwenden	aktivieren

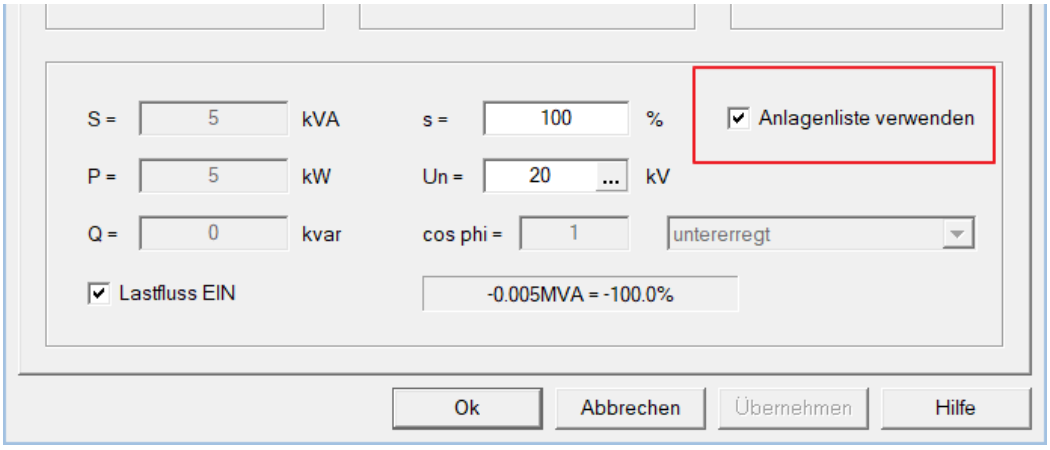


Abbildung 49: Anlagenliste der *Verbraucherlast* aktivieren

In der Registerkarte **Anlagenliste** wird die E-Mobil Ladestation wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt eingestellt. In der nachfolgenden Tabelle sind die Einstellwerte enthalten, die zur Definition der E-Mobil Ladestation verwendet werden müssen.

Einstellwert	Bedeutung
Anlagen	▪ **EMOB(ID)** d.h. Elektromobil ▪ Wirkleistung **P [kW] > 0**

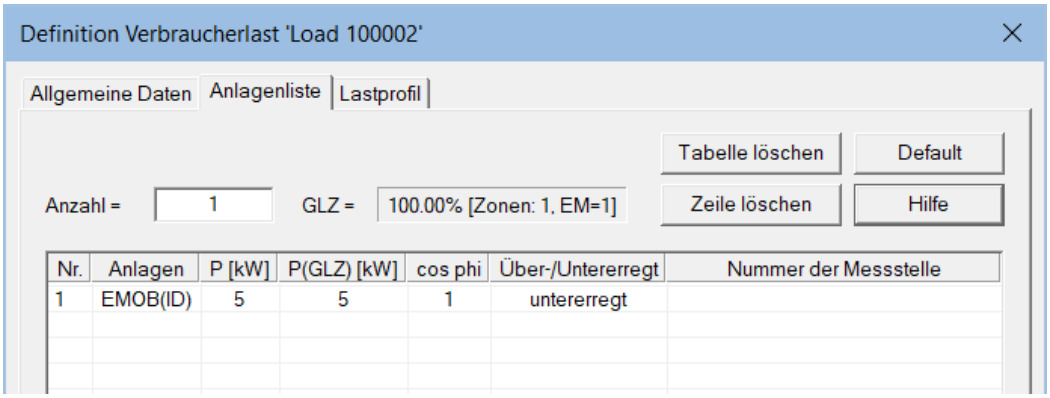


Abbildung 50: *Transformator 2-Wicklung* - Einstellung einer E-Mobil Ladestation

1.10.4.1.4.4 E-Mobil Ladestation: *Erzeugungsanlage (DEA)*

In der Registerkarte **Allgemeine Daten** des Netzwerkelementes muss die Nennwirkleistung $P_n < 0$ eingestellt werden, da für das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** das Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) verwendet wird.

Einstellwert	Bedeutung
Wirkleistung **Pn**	Wirkleistung **P < 0** Das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** verwendet das Erzeugerzählpfeilsystem (EZS), daher muss für eine Bezugsanlage die Wirkleistung $P_n < 0$ eingestellt werden.

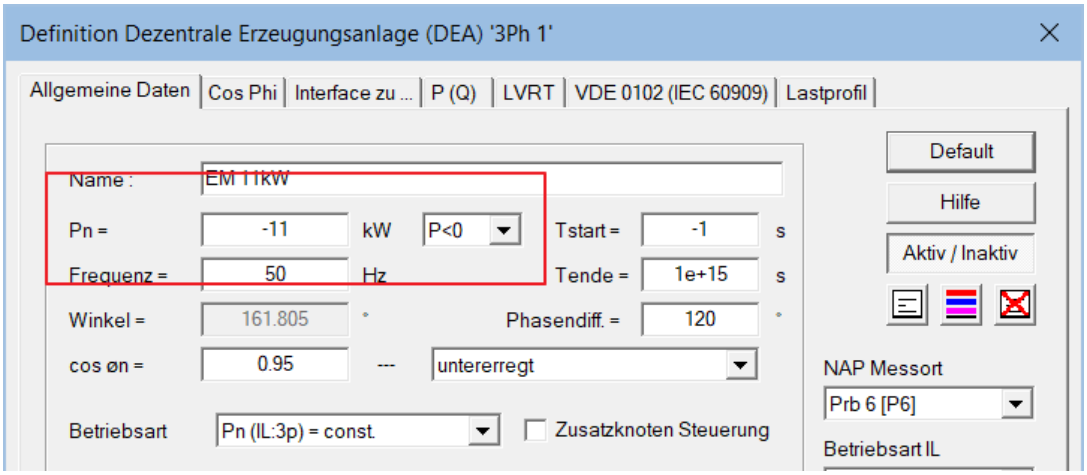


Abbildung 51: *Erzeugungsanlage (DEA)* - Nennwirkleistung $P_n < 0$

In der Registerkarte **Lastprofil** wird die E-Mobil Ladestation wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt eingestellt. In der nachfolgenden Tabelle sind die Einstellwerte enthalten, die zur Definition der E-Mobil Ladestation verwendet werden müssen.

Einstellwert	Bedeutung
Betriebsart	Elektromobil

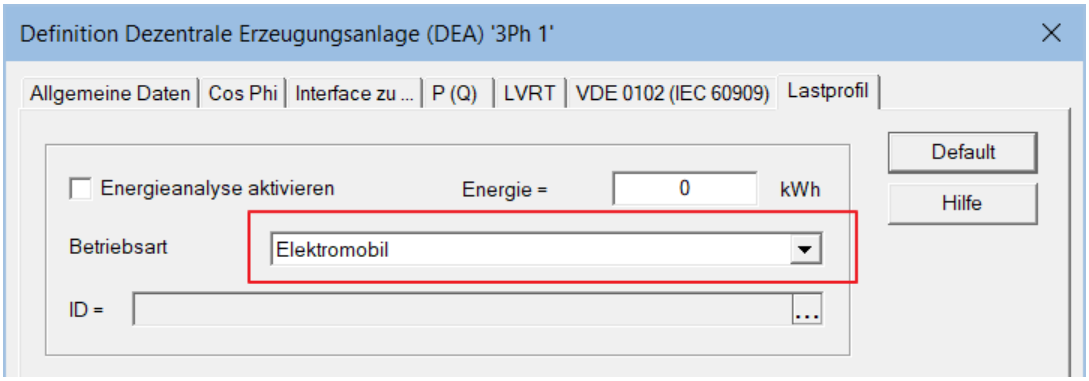


Abbildung 52: *Erzeugungsanlage (DEA)* - Einstellung einer E-Mobil Ladestation

1.10.4.1.4.5 Berechnung des Gleichzeitigkeitsfaktors für E-Mobile

Der auf Basis der Kennlinie und der Anzahl E-Mobil Ladestationen einer Zone oder eines Bereiches ermittelte Gleichzeitigkeitsfaktor wird von ATPDesigner dazu verwendet, die Nennwirkleistung P_n der E-Mobil Ladestation der Zone oder des Bereiches zu skalieren. In der Lastflussberechnung wird die skalierte Wirkleistung P_{GLZ} verwendet.

$$N = \sum_{Zone\ oder\ Bereich} E-Mobil\ Ladestation$$

mit N = Anzahl Ladepunkte für Elektromobilität (E-Mobil Ladestation)

$$GLZ = f_{Kennlinie}\left(N, Zone\ oder\ Bereich\right)$$

$$P_{GLZ} = GLZ \cdot P_n\left(E-Mobil\ Ladestation\right)$$

⇨ Es muss weiter beachtet werden, dass in einem Stromnetz der Gleichzeitigkeitsfaktor GLZ sich entweder nur für **Zonen** oder **Bereiche** angewendet werden kann. Eine gleichzeitige Nutzung des Gleichzeitigkeitsfaktors für Zonen und Bereiche in einer Lastflussberechnung ist nicht möglich.

⇨ Werte zwischen den Stützstellen der Kennlinie des Gleichzeitigkeitsfaktors werden vom Programm linear interpoliert.

Es wird hier darauf hingewiesen, dass zusätzlich zu dem hier beschriebenen Gleichzeitigkeitsfaktor weitere Skalierungsfaktoren z.B. einer **Zone** oder für die genannten Netzwerkelemente eingestellt werden können. Der resultierende netzphysikalisch wirksame Skalierungsfaktor wird aus allen für das jeweilige Netzwerkelement verfügbaren Gleichzeitigkeits- und Skalierungsfaktoren ermittelt.

Beispielhaft ist in der nachfolgenden Abbildung der **anlagenspezifische Skalierungsfaktor s** für die Netzwerkelemente **Verbraucherlast** im deren Einstelldialog [Bd. 2] dargestellt.

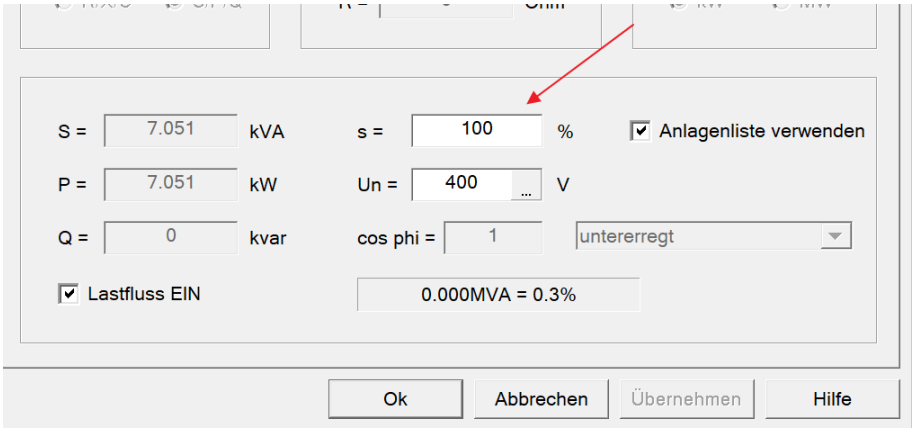


Abbildung 53: Spezifischer Skalierungsfaktor s für eine *Verbraucherlast*

1.10.4.1.4.6 Definition der .CSV-Datei der E-Mobil GLZ-Kennlinie

Die Daten der Kennlinie des Gleichzeitigkeitsfaktors können in einer .CSV-Datei gespeichert oder aus dieser eingelesen werden. Die Datei besteht aus Kopfzeilen (Headerinformationen), die mit der Kennung **##** beginnen und daran anschließend den Datenzeilen im Format **X;Y**. Headerinformationen können verpflichtend oder optional sein,

```
##DATE=02.08.2022
##TIME=16:28:53
##VERSION=Version 4.01.70 - 01.08.2022
##NETFILE=C:\ATPDesigner\00_8_NetzeMitSLP\Netz20kVMitLastprofil.bnet
##OPMODE=0
##NO=21
1;1
4;1
5;0.74
6;0.641
7;0.575
8;0.533
```

```
9;0.499
10;0.474
20;0.361
```

Abbildung 54: .CSV-Datei der E-Mobil Gleichzeitigkeitsfaktor (GLZ) Kennlinie

Bezeichner	Bedeutung	m/o
DATE	Datum des Speicherns der .CSV-Datei	**o**
TIME	Uhrzeit des Speicherns der .CSV-Datei	**o**
VERSION	Version von ATPDesigner	**o**
NETFILE	Dateiname der .NET-Datei	**o**
OPMODE	Betriebsart der Auswahlliste	**m**
NO	Anzahl X;Y-Stützstellen der Kennlinie	**m**
X	Anzahl E-Mobile > 0	**m**
Y	Gleichzeitigkeitsfaktor im Intervall [0, 1]	**m**

- **m/o** = **m**andatory (verpflichtend) oder **o**ptional

1.10.4.1.5 Registerkarte *JSON-Prognosedatei*

ATPDesigner kann Informationen zum Stromnetz wie z.B. Betriebsmitteldaten oder Leistungsprognosen für Zeitreihenberechnungen mit Lastprofile [Bd. 3] mit Hilfe einer Textdatei im JSON-Format [28] einlesen und verarbeiten. Format und Inhalte der ATPDesigner spezifischen **JSON-Prognosedatei** sind in [Bd. 3] erläutert.

Die **JSON-Prognosedatei** besteht aus mehreren Sektionen. Die Verarbeitung der einzelnen Sektionen können in der gleichnamigen Registerkarte, die nachfolgend abgebildet ist, anwenderspezifisch definiert werden. Ist eine Sektion deaktiviert, so werden die in der JSON-Prognosedatei dazu vorgegebenen Daten nicht von ATPDesigner berücksichtigt. Im Zusammenhang mit dem Konzept der **Automatisierte Netzberechnung als gesicherter Cloud-Service** [Bd. 3] können damit Sicherheitskonzepte realisiert werden, die die Datensicherheit der in der Cloud gespeicherten Daten unterstützen. Die Einstellwerte der Registerkarte sind in **Automatisierte Netzberechnung als gesicherter Cloud-Service** [Bd. 3] erläutert.

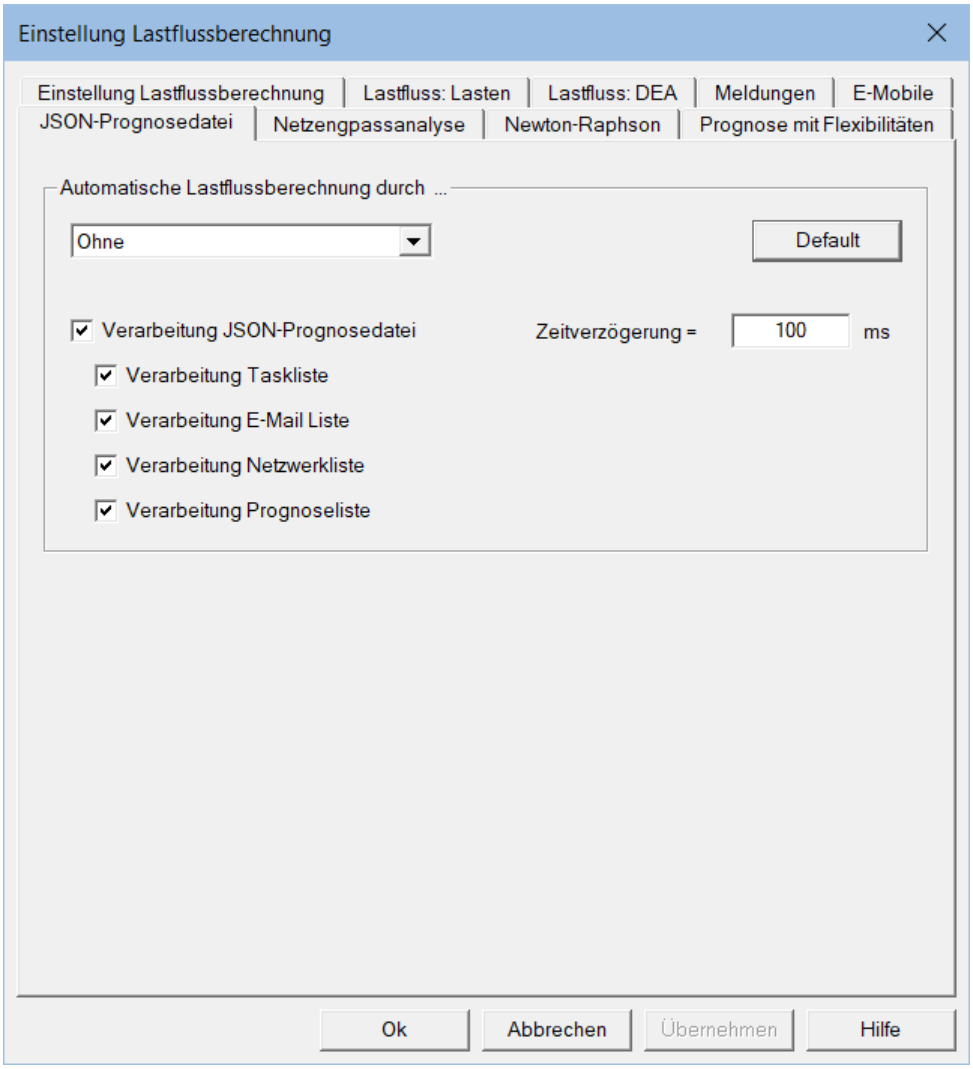


Abbildung 55: Einstellung Lastflussberechnung, Registerkarte *JSON-Prognosedatei*

Darüber hinaus kann die **JSON-Prognosedatei** auch mit dem in ATPDesigner integrierten **Webserver mit REST-API** [Bd. 3] verwendet werden, um Daten wie z.B. Lastprofile als Zeitreihe von 15min-Intervallen von einem Webclient mit Hilfe der JSON-Prognosedatei an ATPDesigner zu übertragen und Verarbeitungsprozesse wie z.B. eine Lastflussberechnung mit Lastprofilen zu starten.

Einstellwert	Bedeutung
Default	Die Grundeinstellung der Einstellwerte wird eingestellt.
Zeitverzögerung	Um Laufzeiteffekte und Verzögerungen des Betriebssystems zu kompensieren, kann eine Zeitverzögerung zwischen dem Start des FileWatcher und der Suche der zeitlich jüngsten JSON-Prognosedatei eingestellt werden.
Verarbeitung JSON-Prognose-datei	Die Verarbeitung der JSON-Prognosedatei wird aktiviert.
Verarbeitung Taskliste	Ausführung von Funktionen (Tasks) aktivieren oder deaktivieren
Verarbeitung E-Mail Liste	Die in der JSON-Prognosedatei enthaltene E-Mail Liste wird ausgeführt.

Verarbeitung Netzwerkliste	Die in der JSON-Prognosedatei enthaltenen Einstellwerte werden übernommen.
Verarbeitung Prognosedatei	Die Zeitreihen der Prognosen in der JSON-Prognosedatei werden verarbeitet.

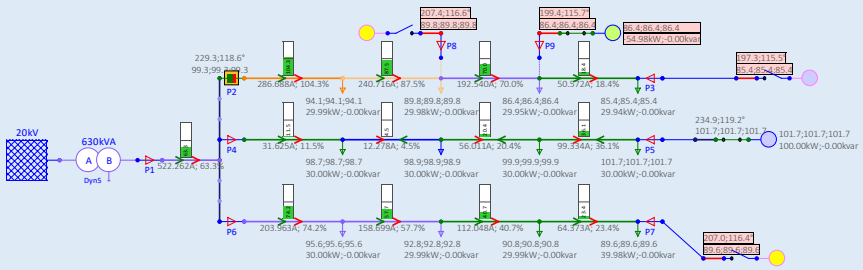
1.10.4.1.6 Registerkarte *Prognose mit Flexibilitäten*

Die Registerkarte **Prognose mit Flexibilitäten** Beinhaltet die Einstellwerte des gleichnamigen Netzberechnungsverfahrens **Prognose mit Flexibilitäten**. Einstellwerte und Verfahren sind in Band [Bd. 3] näher erläutert.

1.10.4.1.7 Balkenanzeige - Auslastung von Leitungen

Die Auslastung des Netzwerkelementes **Leitung** kann mit der nachfolgend dargestellten Balkenanzeige direkt in der Netzgrafik angezeigt werden. Die Balkenanzeige muss in der Registerkarte Einstellung Lastflussberechnung in der Gruppe **Balkenanzeige aktivieren** aktiviert werden.

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**, Registerkarte **Einstellung Lastflussberechnung**, Gruppe **Balkenanzeige aktivieren …**

Einstellwert	Bedeutung: Balkenanzeige aktivieren …
Leitungen	Die Auslastung der Leitungen in % des maximal zulässigen Leiterstromes I_{Lmax} unter Berücksichtigung des Reduktionsfaktors **Red.** sowie weiterer Faktoren wird direkt in der Netzgrafik mit Balkenanzeigen visualisiert. Die nachfolgende Abbildung zeigt ein Beispiel. 

1.10.4.1.8 Balkenanzeige - Messwerte *Erzeugungsanlage (DEA)*

Ergebnisse der Lastflussberechnung für das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** [Bd. 2] können zusätzlich zu den Textelementen als Balkenanzeige in der Netzgrafik angezeigt werden. Die Konfiguration der Balkenanzeige kann individuell für jedes Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** in dessen Einstelldialog in der Registerkarte **Interface zu …**, Gruppe **Balkenanzeige** eingestellt werden. Die Balkenanzeige muss in der Registerkarte Einstellung Lastflussberechnung in der Gruppe **Balkenanzeige aktivieren** aktiviert werden.

- Hauptmenü **ATP**

- Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**, Registerkarte **Einstellung Lastfluss-berechnung**, Gruppe **Balkenanzeige aktivieren …**

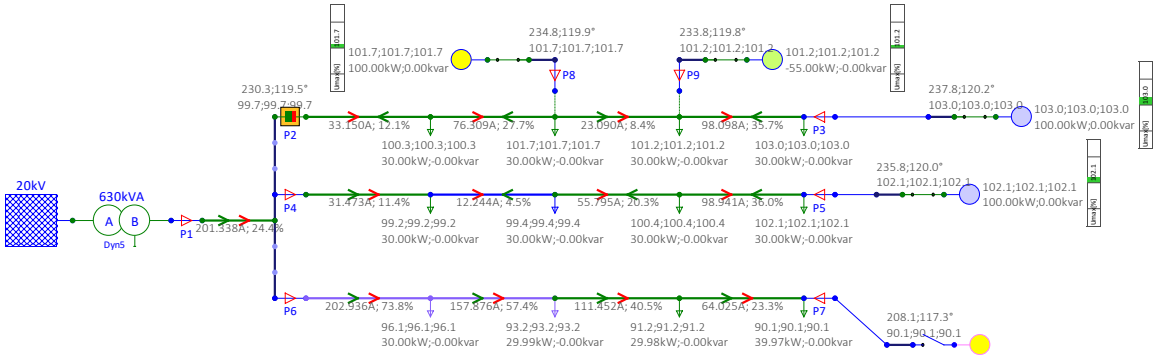


Abbildung 56: Messwerte einer *Erzeugungsanlage (DEA)* als Balkenanzeige

1.10.4.1.9 Balkenanzeige – Messwerte Sammelschiene

Ergebnisse der Lastflussberechnung für das Netzwerkelement **Sammelschiene** [Bd. 2] können zusätzlich zu den Textelementen als Balkenanzeige in der Netzgrafik angezeigt werden. Die Balkenanzeige muss in der Registerkarte Einstellung Lastflussberechnung in der Gruppe **Balkenanzeige aktivieren** aktiviert werden.

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**, Registerkarte **Einstellung Lastfluss-berechnung**, Gruppe **Balkenanzeige aktivieren …**

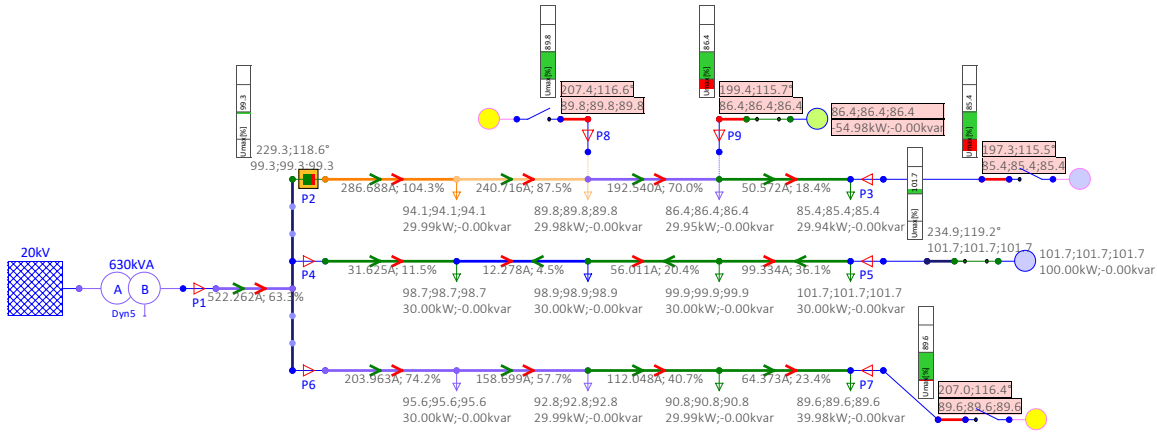


Abbildung 57: Messwerte einer *Sammelschiene* als Balkenanzeige

1.10.4.1.10 Einstellwerte *N-1 Netzzustandsanalyse*

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Einstellwerte für die **N-1 Netzzustandsanalyse**. Das Verfahren wird in Kapitel **N-1 Netzzustandsanalyse** [Bd. 3] erläutert.

Einstellwert	Bedeutung: N-1 Netzzustandsanalyse
U1>	Kleinster Wert des Betrages der Mitsystemspannung $\underline{U}_1$ an einem Netzknoten, um die daran angeschlossenen Betriebsmittel als mit Netzspannung versorgt zu bewerten. Der Einstellwert wird im Sinne einer Überspannungsanregung verwendet.
Alle Ergebnisse	Falls aktiviert werden die Ergebnisse vollständig ausgegeben. Falls deaktiviert werden nur die Ergebnisse ausgegeben, die bzgl. einer Nicht-Spannungsversorgung erkannt wurden.

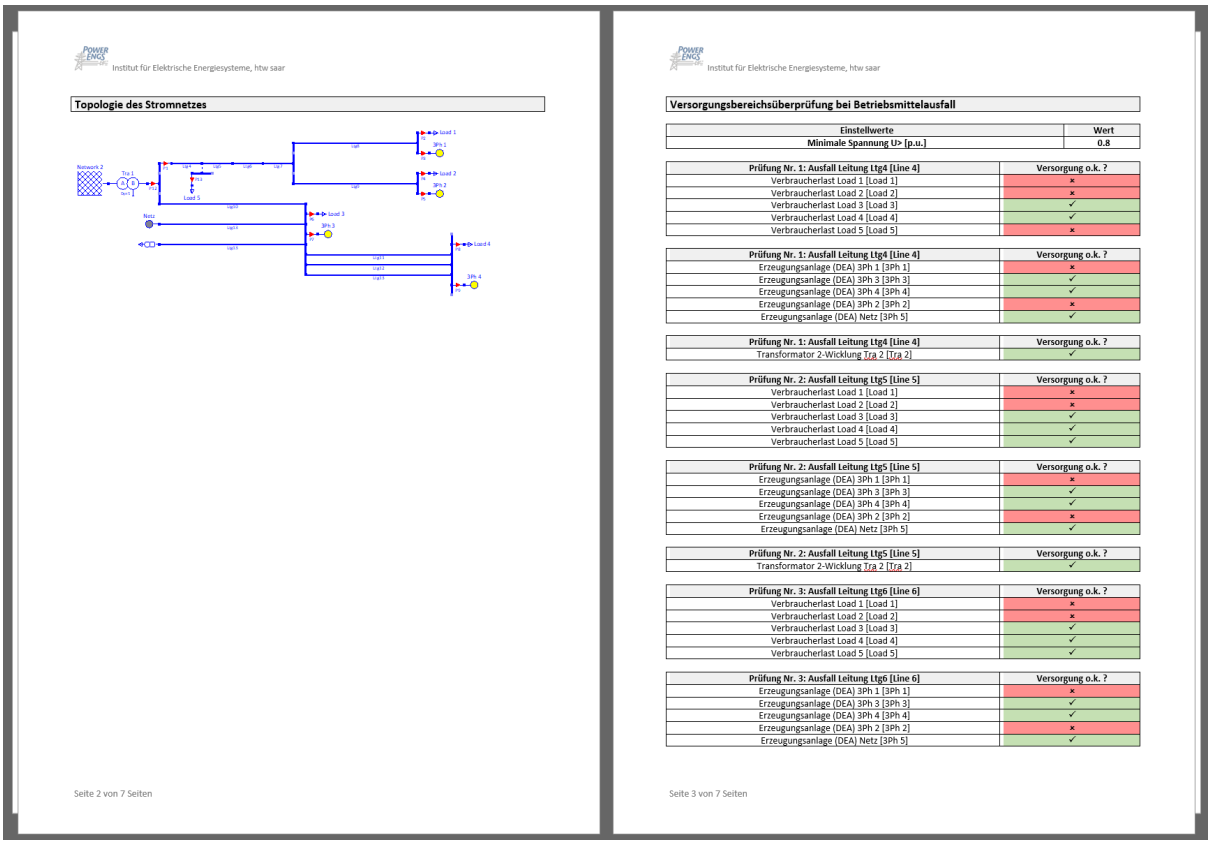


Abbildung 58: Beispiel für den Bericht mit den Ergebnissen der N-1 Netzzustandsanalyse

1.10.4.1.11 Einstellwerte Lastprofil: Wärmepumpe

ATPDesigner bietet dem Anwender die Möglichkeit, Lastflussberechnungen mit Lastprofile nach VDEW [23] durchzuführen. Die Berechnungsmethode für Lastflussberechnung mit Zeitreihen wird in Kapitel **Lastfluss: Lastprofile** in [Bd. 3] erläutert. Die nachfolgende Tabelle erläutert die Einstellwerte der Bezugsanlage **Wärmepumpe**.

Einstellwert	Bedeutung: Lastprofile: Wärmepumpe
Tsommer	Mittlere Temperatur im Sommer
Tübergang	Mittlere Temperatur in der Übergangszeit
Twinter	Mittlere Temperatur Winter
Energie	Spezifischer Energieverbrauch

1.10.4.2 Registerkarte *Netzwerk*

In diesem Ausgabefenster werden die im Netzwerk verwendeten Betriebsmittel aufgelistet. Durch einen **Left Mouse Button Double Click** auf den Namen des Netzwerkelementes wird der zugehörige Einstelldialog geöffnet.

Wird wie nachfolgende abgebildet der Name eines Netzwerkelementes mit einem **Left Mouse Button Click** markiert und die rechte Maustaste gedrückt, wird ein kontextsensitives Menü angezeigt. Für ausgewählte Netzwerkelemente werden wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt summarische Einstell- oder betriebsmittelspezifische Kennwerte angezeigt.

Anzeigewert	Bedeutung: N-1 Netzzustandsanalyse
N = …	Summe der Kurzschlussleistungen S_{kmax}, S_k und S_{kmin}, Summe I_{k3}

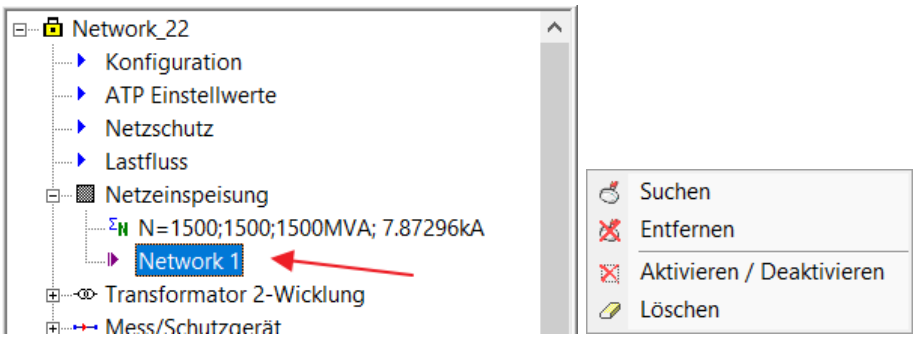


Abbildung 59: Ausgabefenster *Netzwerk* - *Right Mouse Button Menu*

Menüpunkt	Bedeutung
Suchen	Das vom Mauszeiger ausgewählte Netzwerkelement wird im Stromnetz gesucht und mit einer **roten Markierungsfläche** markiert. ATPDesigner verschiebt den sichtbaren Bereich des Netzes so, dass das gesuchte Netzwerkelement etwa in die Mitte des sichtbaren Bereiches verschoben wird.
Entfernen	Die Markierung wird allen Netzwerkelementen entfernt.
Aktivieren/Deaktivieren	Das mit dem Mauszeiger ausgewählte Netzwerkelement wird aktiviert (= in Netzberechnung berücksichtigt) oder deaktiviert (= in Netzberechnung nicht berücksichtigt)).
Löschen	Das markierte Netzwerkelement wird gelöscht.

Der Aktiviert/Deaktiviert - Status der Netzwerkelemente wird durch vor dem Namen des Netzwerkelementes angezeigten Symbole und deren Farbe angezeigt.

Status	
Line 6 [[NA2XS2Y 3x1x500 20kV]]	Netzwerkelement ist **deaktiviert** – **disabled**
Line 8 [[NA2XS2Y 3x1x300 20kV] Line 7]	Netzwerkelement ist **aktiviert** - **enabled**
Line 4 [[NA2XS2Y 3x1x300 20kV] Line 4]	Netzwerkelement ausgewählt mit **Left** oder **Right Mouse Button Click**

Für das Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** wird ein weiteres Symbol verwendet, wenn die Option als **Fahrplanmessgerät** aktiviert ist.

Status	
Prb 4 [Fahrplanmessgerät]	Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** wird als Fahrplan-messgerät verwendet

⇨ Mit dem Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** als **Fahrplanmessgerät** ist es möglich, die am Messort berechnet elektrischen Größen wie Leistungen, Spannungen, Ströme, etc. als Fahrplan während einer **Lastflussberechnung mit Lastprofilen** intern zu speichern und als **Fahrplan**[4] in eine .CSV-Datei, die sog. **Fahrplandatei** auszugeben. Die Fahrplandatei wird von ATPDesigner automatisch im Unterverzeichnis Results des Projektverzeichnis ausgegeben. Weiteres zu **Fahrplanberechnungen** oder **Zeitreihenberechnung** ist in [Bd. 3] enthalten.

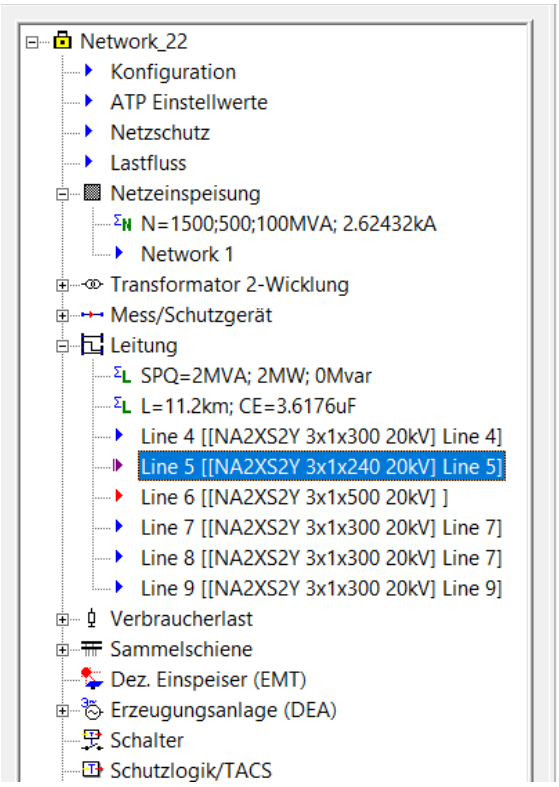


Abbildung 60: Symbole in der Registerkarte *Netzwerk*

Für ausgewählte Netzwerkelemente werden Zusatzinformationen in dem Zweig direkt unterhalb des Bezeichners des Netzwerkelementes angezeigt.

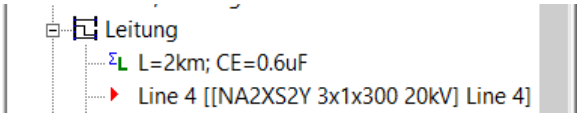


Abbildung 61: Zusatzinformationen am Beispiel der *Leitung*

Zusatzinformation	Bedeutung
Leitung	Summe der Leitungslängen **L** ▪ Die generischen Leitungsmodelle, für die die Leitungslänge nicht im Einstelldialog eingegeben werden kann, werden nicht berücksichtigt. Summe der Leiter-Erd-Kapazitäten **C_E** Summe der Schein-, Wirk- und Blindleistungen S, P und Q
2-Wicklungs-Transformator	Summe der Bemessungsleistungen S_{rt}, der Wirk- und Blindleistung P und Q
Netzeinspeisung	Summe der Kurzschlussleistungen S_{kmax}, S_k und S_{kmin} und Summe der Kurzschlussströme I_{k3}
Verbraucherlast	Summe der Schein-, Wirk- und Blindleistungen S, P und Q

1.10.4.2.1 Anzeige der Verschlüsselung der .NET-Datei in der Baumstruktur

ATPDesigner zeigt in allen Registerkarten mit einer Baumstruktur an, ob die .NET-Datei unverschlüsselt oder verschlüsselt ist. Die Verschlüsselung wird durch wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt durch ein gelbes oder grünes Schlosssymbol links neben dem Dateinamen der .NET-Datei angezeigt.

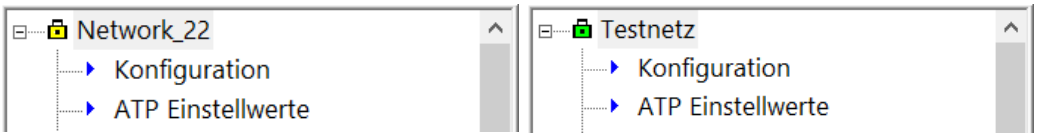
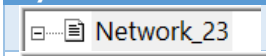
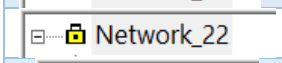
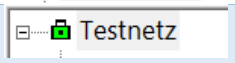


Abbildung 62: Anzeige der Verschlüsselung in den Baumansichten

Symbol	Bedeutung
	.NET-Datei ist nicht verschlüsselt.
	.NET-Datei ist mit dem allgemeinen Schlüssel verschlüsselt.
	.NET-Datei ist mit dem anwenderspezifischen Schlüssel verschlüsselt.

1.10.4.2.2 Kontextsensitive Right Mouse Button Menüs

Wird in der Baumstruktur der **Projektinformationen** durch einen **Left Mouse Button Click** der Bezeichner eines Netzwerkelementes markiert, so kann ein kontextsensitives Menü durch einen **Right Mouse Button Click** geöffnet werden. In der nachfolgenden Abbildung ist beispielhaft das kontextsensitive Menü für das Netzwerkelement **Leitung** dargestellt.

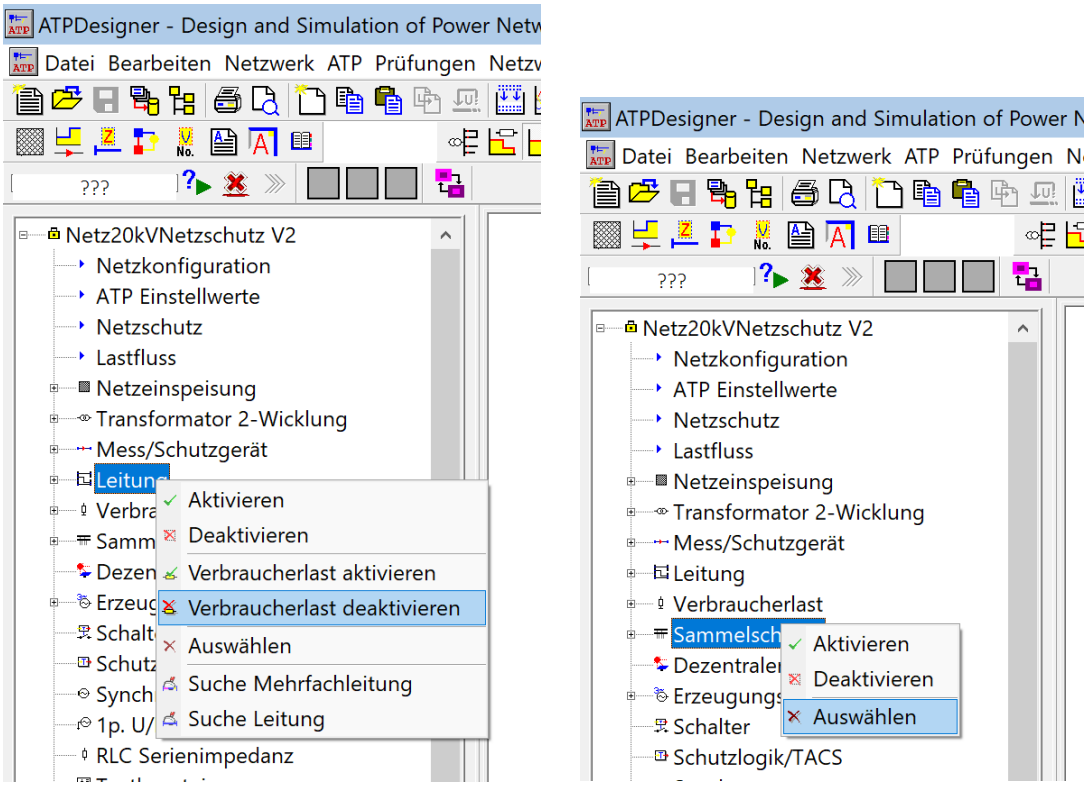


Abbildung 63: Kontextsensitives Menü in der Registerkarte *Netzwerk*

Leitung: Menüpunkt	Bedeutung
Aktivieren	Das Netzwerkelement wird elektrisch aktiviert, d.h. im Stromnetz mit einem Modell berücksichtigt.
Deaktivieren	Das Netzwerkelement wird elektrisch deaktiviert, d.h. im Stromnetz nicht berücksichtigt.
Auswählen	Es werden alle Netzwerkelemente des Typs markiert.
Verbraucherlast aktivieren	Die interne **Verbraucherlast** der Leitung wird aktiviert.
Verbraucherlast deaktivieren	Die interne **Verbraucherlast** der Leitung wird deaktiviert
Suche Mehrfach-leitungen	Es werden alle **Mehrfachleitungen** im Stromnetz gesucht und eingefärbt.
Suche Leitungen	Es werden alle **Leitungen** im Stromnetz gesucht und eingefärbt.

1.10.4.3 Registerkarte *Favoriten*

In diesem Ausgabefenster können Einstellwerte, die unabhängig von Netzwerkelementen in Einstelldialogen gruppiert sind, verändert werden.

Menüpunkt	Bedeutung
Netzkonfiguration	Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz**
ATP Einstellwerte	Einstelldialog **ATP Einstellwerte**
Netzschutz	Einstelldialog **Netzschutz und Kurzschluss**
Lastfluss	Einstelldialog **Einstellungen Lastflussberechnung**
Beschreibung	Texteditor zur Definition einer textuellen Beschreibung des Projektes öffnen
Lastfluss: PQ, PU Knoten	Einstelldialog **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **Lastfluss: PQ, PU Knoten**
Lastfluss: DEA	Einstelldialog **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **Lastfluss: DEA**
Diagramm erzeugen	Öffnen eines Diagramms
Signalanalyse	Einstelldialog **Einstellwerte Signalanalyse**
Diagramm Einstellwerte	Einstelldialog **Einstellwerte Diagramme**
Kurzschluss	Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz** Registerkarte **Kurzschluss**
VDE 0102 (IEC 60909)	Einstelldialog **ATP Einstellwerte** Registerkarte **VDE 0102 (IEC 60909)**
Netzschutz	Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz** Registerkarte **Netzschutz**
Meldungen	Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz** Registerkarte **Meldungen**
Farben	Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz** Registerkarte **Farben**
Farben Un	Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz** Registerkarte **Farben Un**
Farben U<>	Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz** Registerkarte **Farben U<>**
Farben Verlustleistung	Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz** Registerkarte **Farben Pv**
Datensicherheit	Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz** Registerkarte **Datensicherheit**
Überwachung Netzzustand	Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz** Registerkarte **Überwachung Netzzustand**
JSON-Prognosedatei	Einstelldialog **Einstellungen Lastflussberechnung** Registerkarte **JSON-Prognosedatei** [Bd. 3]
KI-System	Einstelldialog **KI-System** [Bd. 3]

Die Registerkarte **Favoriten** ist nachfolgend dargestellt.

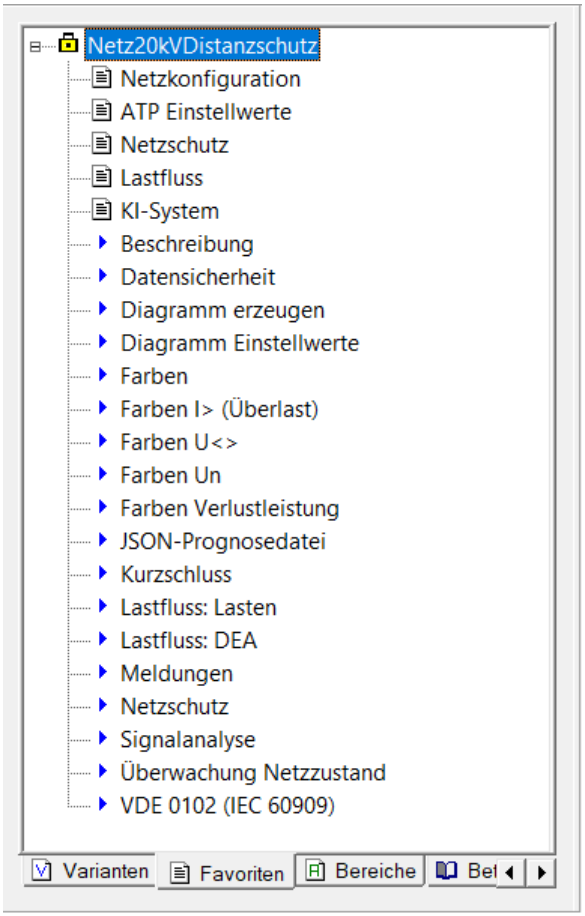
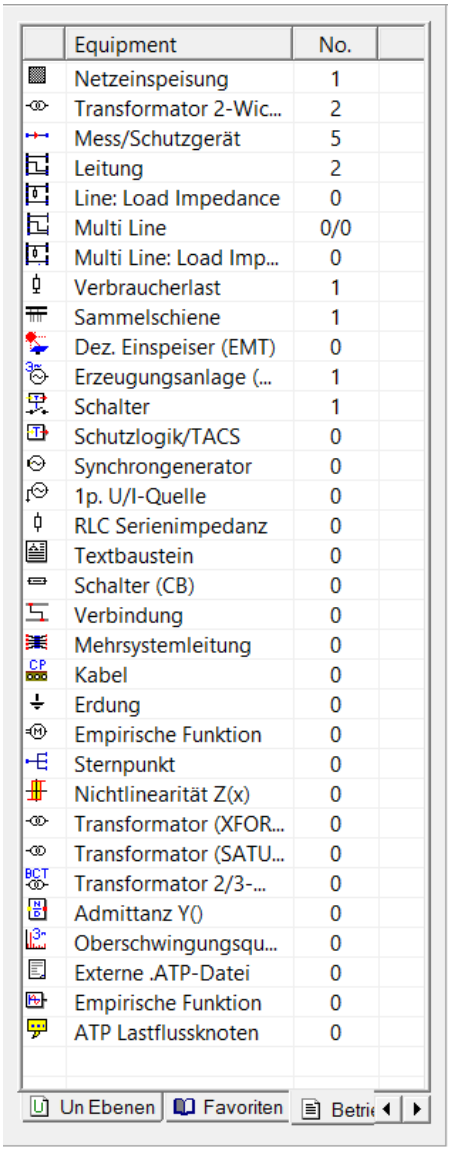


Abbildung 64: Registerkarte *Favoriten*

1.10.4.4 Registerkarte *Betriebsmittel*

In der Registerkarte befindet sich eine Liste der verfügbaren Netzwerkelemente nach Betriebsmitteltypen und deren Anzahl aufgelistet.



Einfügen eines neuen Netzwerkelementes
Mit Hilfe der Liste können ähnlich wie mit dem Menü oder den Toolbars neue Netzwerkelemente in ein Stromversorgungsnetz eingefügt werden.

1. Auswahl der Zeile mit einem **Left Mouse Button Click** auf die Zeile

2. Mit einem **Left Mouse Button Double Click** auf die Zeile wird das neue Netzwerkelement eingefügt.

Aktivieren bzw. Deaktivieren aller Netzwerkelemente eines Typs
Darüber hinaus ist es möglich, alle Netzwerkelemente eines Typs gleichzeitigt zu aktivieren (= **Enable**) oder zu deaktivieren (= **Disable**).

1. Auswahl der Zeile mit einem **Left Mouse Button Click** auf die Zeile

2. Öffnen des **Right Mouse Button Menu**

3. Durch Auswahl eines der Menüpunkte **Aktivieren** oder **Deaktivieren** werden alle im Stromversorgungsnetz enthaltenen Netzwerkelemente des ausgewählten Typs aktiviert oder deaktiviert.

Alternativ können die Netzwerkelemente des ausgewählten Typs ausgewählt und z.B. gelöscht oder zu einer Gruppe zusammengefasst werden.

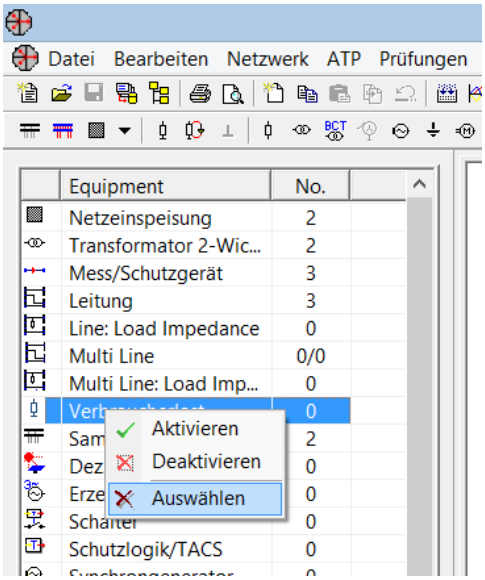
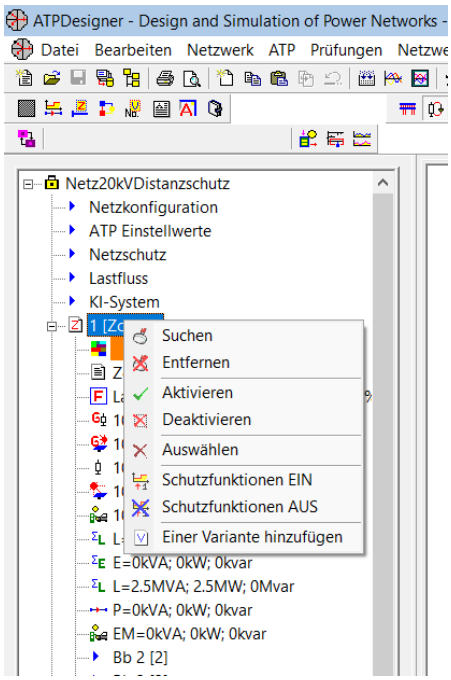


Abbildung 65: Registerkarte *Betriebsmittel - Right Mouse Button Menu*

1.10.4.5 Registerkarte *Zonen*

Das in ATPDesigner implementierte Konzept der **Zonen** ermöglicht es dem Anwender, Netzwerkelemente nach verschiedenen Gesichtspunkten zu ordnen. So können z.B. die einem Leitungsabgang zugehörigen Netzwerkelemente einer Zone zugeordnet werden. Ein Netzwerkelemente kann dabei nur einer einzigen Zone zugeordnet werden. Eine Mehrfachzuordnung eines Netzwerkelementes zu mehreren Zonen ist nicht möglich.



Jeder Zone können bezüglich folgender Eigenschaften individuell eingestellt werden.

- : Zonenfarbe, d.h. zonenspezifische Einfärbung der zugeordneten Netzwerkelemente
- Zonenspezifische Teillastfaktoren getrennt für **Erzeugungsanlage (DEA)** und **Verbraucherlast**

In der Registerkarte werden in einer Baumstruktur in der ersten Ebene die Zonennummern und in einer nachfolgend angeordneten Ebene die zugeordneten Netzwerkelemente sowie weitere zonenspezifische Einstellwerte dargestellt.

1.10.4.5.1 Zonen – Kontextsensitives Menü mit *Right Mouse Button Click* öffnen

Wird in der Baumstruktur der Bezeichner der Zone nach dem Symbol mit einem **Left Mouse Button Click** markiert, so kann ein kontextsensitives Menü mit einem **Right Mouse Button Click** geöffnet werden.

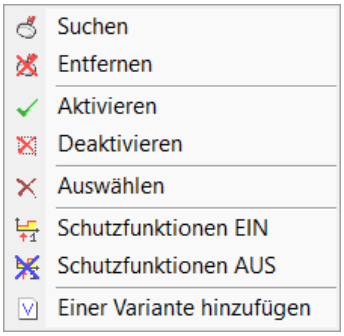
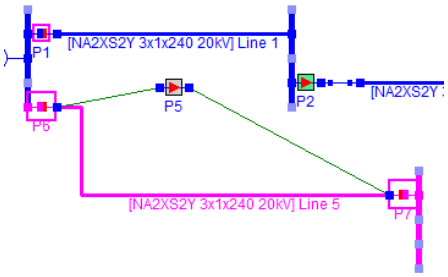
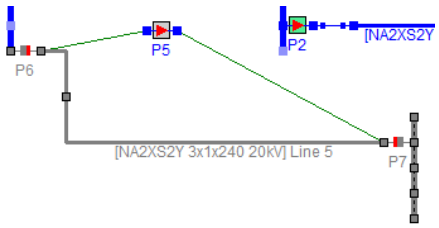


Abbildung 66: Kontextsensitives Menü für eine *Zone*

- **Suchen**: Die der Zonennummer zugeordneten Netzwerkelemente werden gesucht und mit einer **roten Markierungsfläche** markiert.
- **Entfernen**: Die Markierung der Netzwerkelemente wird aus der Netzgrafik entfernt.
- **Aktivieren:** Die der Zonennummer zugeordneten Netzwerkelemente werden aktiviert.
- **Deaktivieren:** Die der Zonennummer zugeordneten Netzwerkelemente werden deaktiviert.

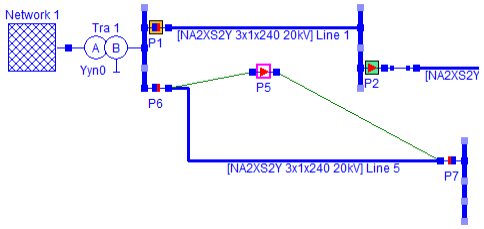


- **Auswählen:** Die der Zonennummer zugeordneten Netzwerkelemente werden ausgewählt und markiert.



- **Schutzfunktion EIN**
  Die Schutzfunktionen für alle der Zone zugeordneten **Mess/Schutzgeräte** werden eingeschaltet.

- **Schutzfunktion AUS**
  Die Schutzfunktionen für alle der Zone zugeordneten **Mess/Schutzgeräte** werden ausgeschaltet. Schutzgeräte mit ausgeschalteter Schutzfunktion werden mit einem **magenta** Markierungsrahmen gezeichnet.



- **Einer Variante hinzufügen**
  Die beiden zonenspezifischen Teillastfaktoren können einer **Variante** zugeordnet werden. Als Nummer der **Variante** wird die Nummer in dem Eingabefeld der Toolbar

  verwendet. Damit ist es möglich, aus Sicht einer **Variante** jeder Zone andere Teillastfaktoren zuzuordnen. Die zonenspezifischen Teillastfaktoren einer **Variante** werden erst dann in einer Netzberechnung verwendet, wenn die **Variante** aktiviert wurde.

Wird ein Netzwerkelement innerhalb der Zone markiert wird das **Right Mouse Button Menu** entsprechend der nachfolgenden Abbildung verwendet.

- **Löschen**
  Das in der Zone mit dem **Left Mouse Button Click** ausgewählte Netzwerkelement wird gelöscht.

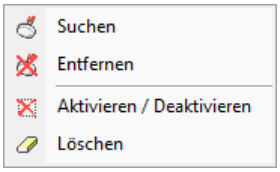


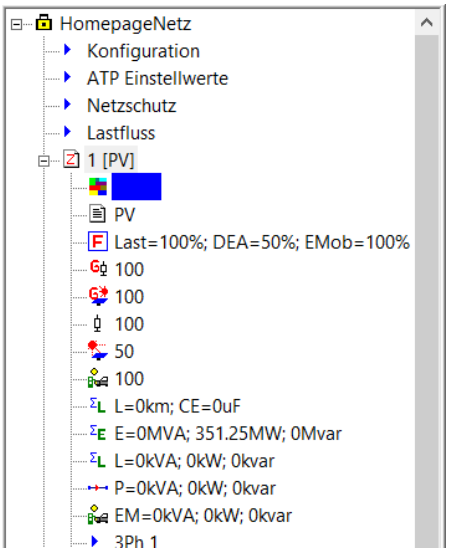
Abbildung 67: Zonen – *Right Mouse Button* Menü

1.10.4.5.2 Öffnen des Einstelldialogs eines Netzwerkelementes

Durch einen **Left Mouse Button Double Click** auf den Namen des Netzwerkelementes in der Baumstruktur der Zone wird der Einstelldialog geöffnet.

1.10.4.5.3 Zonenspezifische Einstellungen

Unmittelbar zu Beginn werden in der Baumstruktur unterhalb der Ebene der Zonennummern mehrere Einstellwerte und Anzeigewerte dargestellt, die teilweise zonenspezifisch und teilweise netzspezifisch sind:



- Zeichenfarbe
- anwenderspezifischer Bezeichner
- **Resultierender Teillastfaktor einer Zone** für Lasten **Last=…** (**Verbraucherlast**, **Leitung**) und dezentrale Erzeugungsanlagen **DEA=…** (**Erzeugungsanlage (DEA)**) als Anzeigewert
- Globaler d.h. netzspezifischer Teillastfaktor für **Verbraucherlasten**
- Globaler d.h. netzspezifischer Teillastfaktor für **Erzeugungsanlagen (DEA)** (netzspezifisch)
- Zonenspezifischer Teillastfaktor für **Verbraucherlasten**
- Zonenspezifischer Teillastfaktor für **Erzeugungsanlagen (DEA)** sofern nicht mit der Betriebsart **Elektromobil** eingestellt
- Zonenspezifischer Teillastfaktor für **Erzeugungsanlagen (DEA)** in der Betriebsart **Elektromobil**

Die Einstellwerte können durch einen **Left Mouse Button Click** auf das Element geändert werden. Der anwenderspezifische Bezeichner der Zone wird nach Änderung automatisch in der überlagerten Ebene zusammen mit der Zonennummer angezeigt.

- ΣL L=40.532km; CE=9.86549uF Gesamtlänge und Summe der Leiter-Erd-Kapazitäten aller der Zone zugeordneten Leitungen
- ΣE E=0MVA; 2.5MW Summe der Schein- und Wirkleistungen aller der Zone zugeordneten dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA)
- ΣL L=0kVA; 0kW; 0kvar Summe der Schein-, Blind- und Wirkleistungen aller der Zone zugeordneten Verbraucherlasten

Es muss hier beachtet werden, dass die resultierende Summe der Leistungen unter Berücksichtigung der Leistungsflussrichtung gebildet wird. So können sich Einspeise- und Bezugsleistungen im Sinne einer Leistungsbilanz zu Null kompensieren.

1.10.4.5.4 Resultierender Teillastfaktor der Betriebsmittel in einer Zone

Für einige der Betriebsmittel können betriebsmittelspezifische Teillastfaktoren definiert werden, die zusammen mit den globalen und zonenspezifischen Teillastfaktoren den elektrisch wirksamen d.h. resultierenden Teillastfaktor festlegen.

1.10.4.5.5 Zonennummer, Zonenbezeichner, etc. definieren, löschen, etc.

Das Zuordnen einer Zonennummer zu einem oder mehreren Netzwerkelementen oder das Löschen von Zonennummern wird in Netzwerkelemente einer Zonennummer zuordnen erläutert.

1.10.4.5.6 Zuordnung von Zonennummern zu Netzwerkelementen

Die Zuordnung einer Zonennummer zu einem Netzwerkelement erfolgt immer aus Sicht des Netzwerkelementes. Es gelten folgende Regeln.

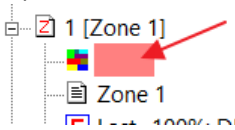
- Einem Netzwerkelement kann nur eine einzige Zonennummer zugeordnet werden.
- Die Zuordnung der Zonennummer 0 hat zur Folge, dass das Netzwerkelement keiner Zone zugeordnet ist.
- Die Zonennummer 0 wird als ungültige Zone behandelt und deshalb nicht in der Registerkarte innerhalb der Baumstruktur dargestellt.

1.10.4.5.7 Zonen – Anwendung als topologisches Ordnungskriterium

Zonen sollten vom Anwender als Ordnungskriterium für die im Netz vorhandenen Netzwerkelemente aus netztopologischer Sicht verwendet werden. So können z.B. die Netzwerkelemente jedes Abgangs einer Umspannanlage einer Zone zugeordnet werden. Durch die zonenspezifische Einfärbung kann die netztopologische Zuordnung optisch hervorgehoben werden.

1.10.4.5.8 Zonen – Netzwerkelemente einer Zone zonenspezifisch einfärben

Die einer Zone zugeordneten Netzwerkelemente können mit der zonenspezifischen Farbe eingefärbt werden.

- Zonenspezifische Farbe mit einem **Left Mouse Button Double Click** auf das Farbfeld 

auswählen
- Zonennummer in das Eingabefeld

eintragen
- Einfärbung mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Button aktivieren

- Rücksetzen der zonenspezifischen Einfärbung mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Button

1.10.4.6 Registerkarte *Netzschutz*

In der Registerkarte **Netzschutz** werden die **Mess/Schutzgeräte**, die eine **Schutzfunktion** ausführen oder als **Messgerät** zur Netzzustandsbewertung verwendet werden, nach Funktionen getrennt in einem Menübaum ausgegeben. Durch einen **Left Mouse Button Double Click** auf den Namen des Netzwerkelementes kann der Einstelldialog des Netzwerkelementes geöffnet werden. Mit einem **Right Mouse Button Click** kann ein kontextsensitives Menü geöffnet werden, wenn vorher entweder der Name eines **Mess/-Schutzgerätes** oder der Bezeichner der Schutzfunktion mit einem **Left Mouse Button Click** markiert wurde.

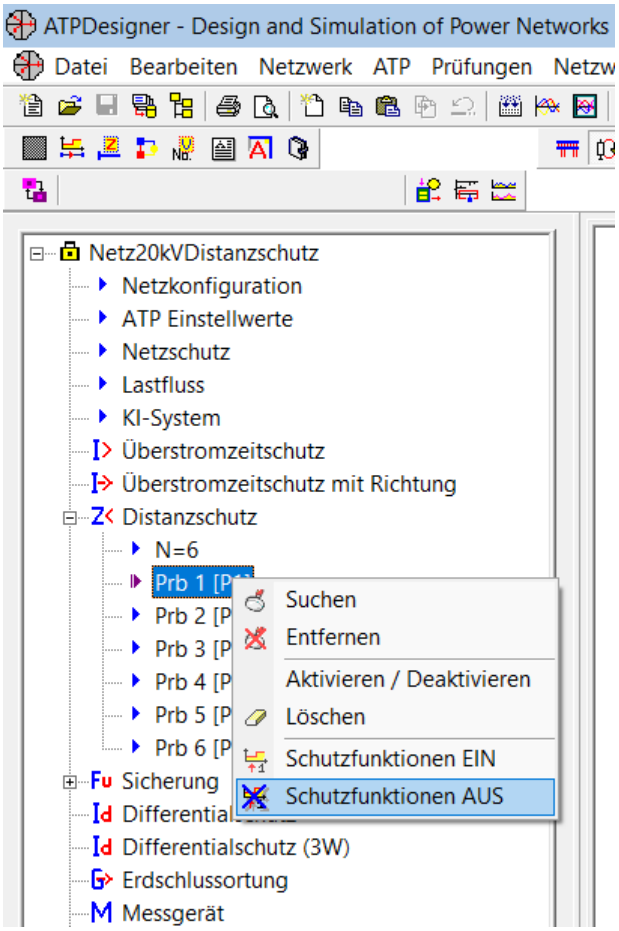


Abbildung 68: Registerkarte *Netzschutz* – Bearbeiten eines *Mess/Schutzgerätes*

Menüpunkt	Bedeutung
Suchen	Netzwerkelement in der Netzgrafik suchen und mit einer **roten Markierungsfläche** markieren. Die Netzgrafik wird so verschoben, dass das gesuchte Netzwerkelement innerhalb des sichtbaren Bildschirmbereiches liegt.
Entfernen	Die **rote Markierungsfläche** wird aus der Netzgrafik entfernt.
Aktivieren/De-aktivieren	Das Netzwerkelement wird aktiviert oder deaktiviert.

Löschen	Das Netzwerkelement wird aus der Netzgrafik gelöscht.
Schutzfunktionen EIN oder AUS	Falls ein **Mess/Schutzgerät** markiert wurde, können dessen Schutzfunktionen ein- oder ausgeschaltet werden.

1.10.4.7 Registerkarte *Un Ebenen*

Mit dem Toolbar-Button in der **Haupttoolbar** oder dem Menüpunkt **Nennspannung** im Hauptmenü **Bearbeiten** kann die automatische Identifikation von Spannungsebenen durchgeführt werden. Darüber hinaus können die Einstellwerte der Netzwerkelemente einzeln oder der einer Spannungsebene zugeordneten Netzwerkelemente gemeinsam geändert werden.

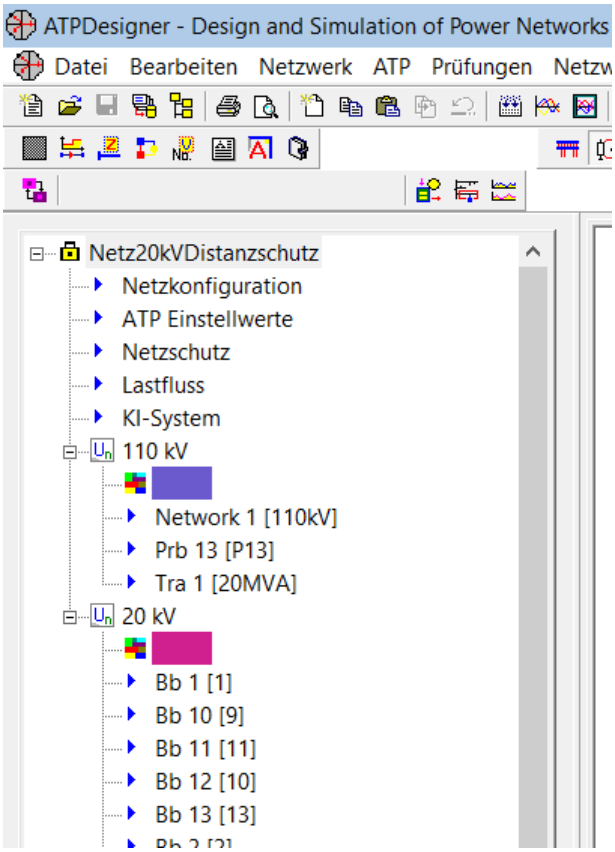


Abbildung 69: Registerkarte *Un Ebenen* – Spannungsebenen im Netz

Die Darstellung der Betriebsmittel nach Nennspannungen wird auch von den nachfolgenden Such- und Prüffunktionen verwendet.

- Stromnetz: Un-Ebenen – Identifikation und Einstellung von Nennspannungen
- Elektrische Versorgungsbereiche identifizieren und überprüfen
- **Automatische Identifikation der Nennspannung** [Bd. 3]

1.10.4.7.1 Spannungsebene - Kontextsensitives Menü öffnen

Wird der Bezeichner einer Spannungsebene z.B. **110 kV** mit einem **Left Mouse Button Click** markiert, so kann das kontextsensitive Menü in der nachfolgenden Abbildung mit einem **Right Mouse Button Click** geöffnet werden.

Menüpunkt	Bedeutung
Suchen	Netzwerkelemente in der Netzgrafik suchen und mit einer **roten Markierungsfläche** markieren.
Entfernen	Die **rote Markierungsfläche** wird aus der Netzgrafik entfernt.
Aktivieren, Deaktivieren	Die Netzwerkelemente werden aktiviert oder deaktiviert.
Auswählen	Die Netzwerkelemente werden markiert.
Schutzfunktionen EIN oder AUS	Die Schutzfunktionen der **Mess/Schutzgeräte** oder die Messfunktion eines Messgerätes werden ein-/ausgeschaltet.
Sichtbar, Unsichtbar	Die Netzwerkelemente werden unsichtbar oder sichtbar gezeichnet.

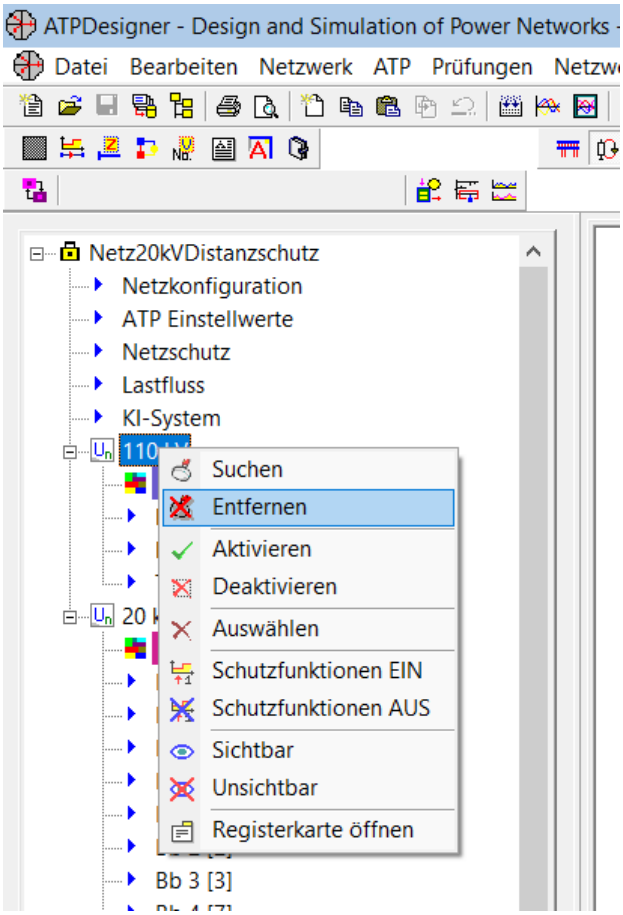


Abbildung 70: Kontextsensitives Menü für Spannungsebenen

1.10.4.7.2 Netzwerkelement - Kontextsensitives Menü öffnen

Wird der Bezeichner eines Netzwerkelementes mit einem **Left Mouse Button Click** markiert so können abhängig vom Typ des Netzwerkelementes die kontextsensitiven Menüs in der nachfolgenden Abbildung mit einem **Right Mouse Button Click** in geöffnet werden.

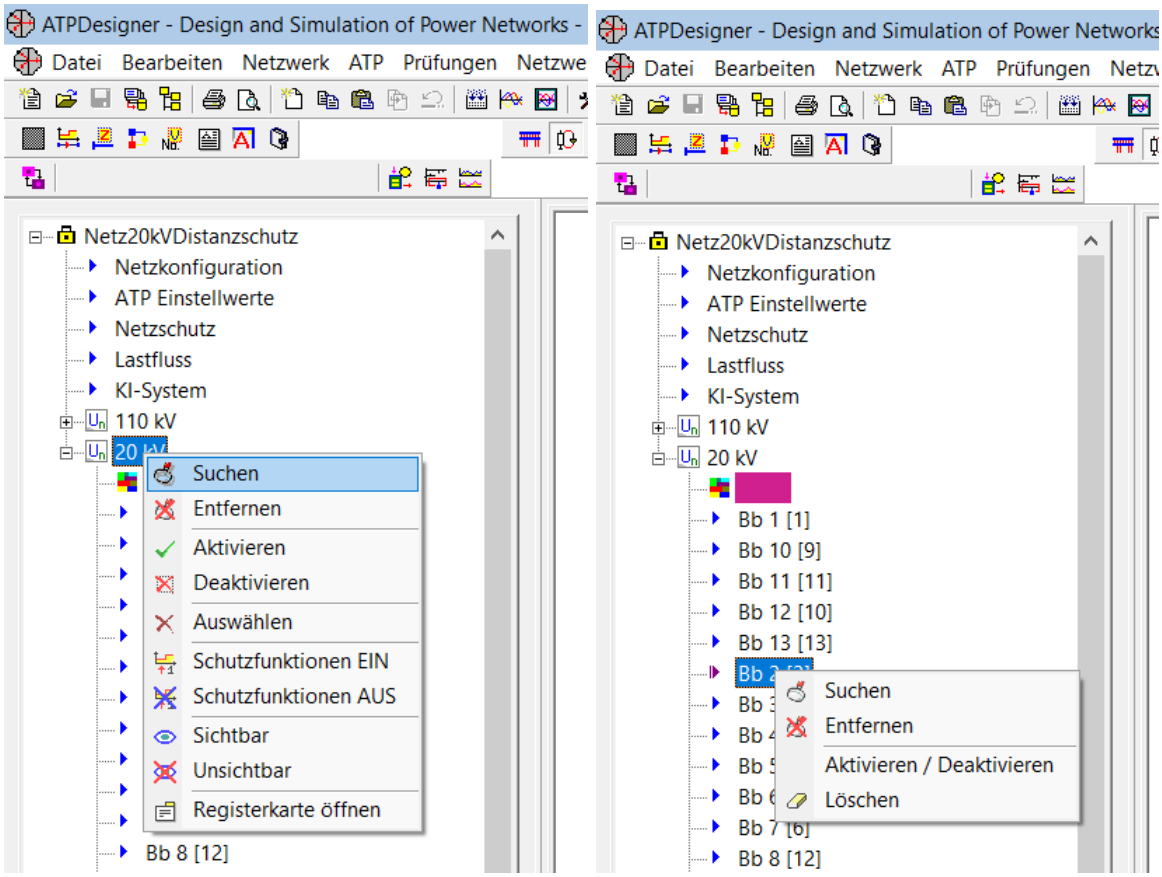


Abbildung 71: Kontextsensitive Menüs für Netzwerkelemente in einer Spannungsebene

Menüpunkt	Bedeutung
Suchen	Netzwerkelement in der Netzgrafik suchen und mit einer **roten Markierungsfläche** markieren. Die Netzgrafik wird so verschoben, dass das gesuchte Netzwerkelement innerhalb des sichtbaren Bildschirmbereiches liegt.
Entfernen	Die **rote Markierungsfläche** wird aus der Netzgrafik entfernt.
Aktivieren/Deaktivieren	Das Netzwerkelement wird aktiviert oder deaktiviert.
Löschen	Das Netzwerkelement wird aus der Netzgrafik gelöscht.
Schutzfunktionen EIN oder AUS	Falls ein **Mess/Schutzgerät** markiert wurde, können dessen Schutzfunktionen oder die Messfunktion eines Messgerätes ein- oder ausgeschaltet werden.

1.10.4.7.3 Netzwerkelement - Öffnen des Einstelldialogs

Durch einen **Left Mouse Button Double Click** auf den Bezeichner des Netzwerkelementes z.B. **Network 1** wird dessen Einstelldialog geöffnet.

1.10.4.7.4 Netzwerkelemente einer Spannungsebene „unsichtbar“ zeichnen

Wird eine Spannungsebene wie in Abbildung 33 dargestellt mit einem **Left Mouse Button Click** markiert, so kann mit einem **Right Mouse Button Click** ein kontextsensitives Menü geöffnet werden. Die der Spannungsebene zugeordneten Netzwerkelemente,

mit Ausnahme der **Schutzlogik**, können in einer anwenderspezifisch einstellbaren Farbe „unsichtbar“ gezeichnet werden.

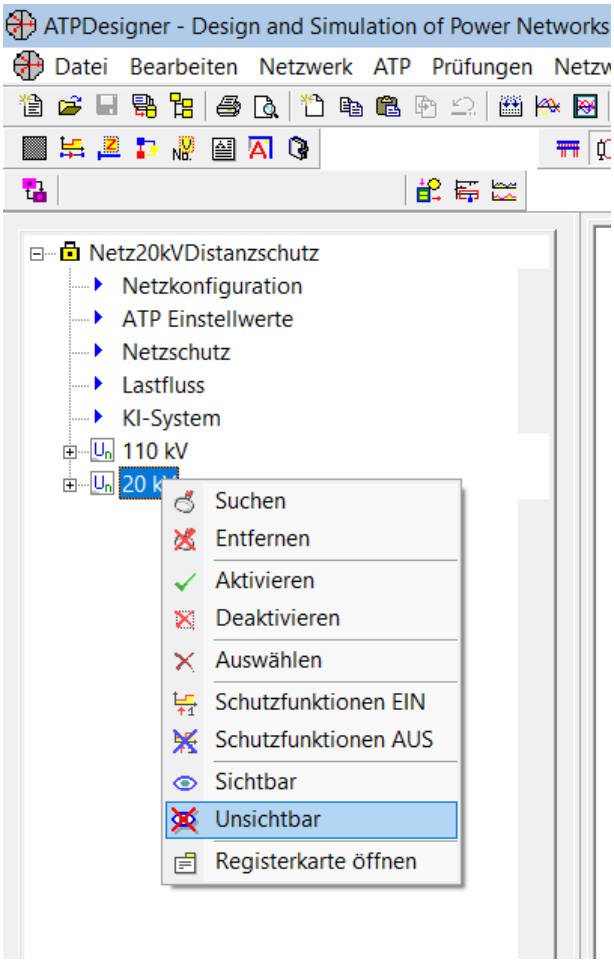


Abbildung 72: Netzwerkelemente einer Spannungsebene als *unsichtbar* zeichnen

1.10.4.8 Registerkarte *Varianten*

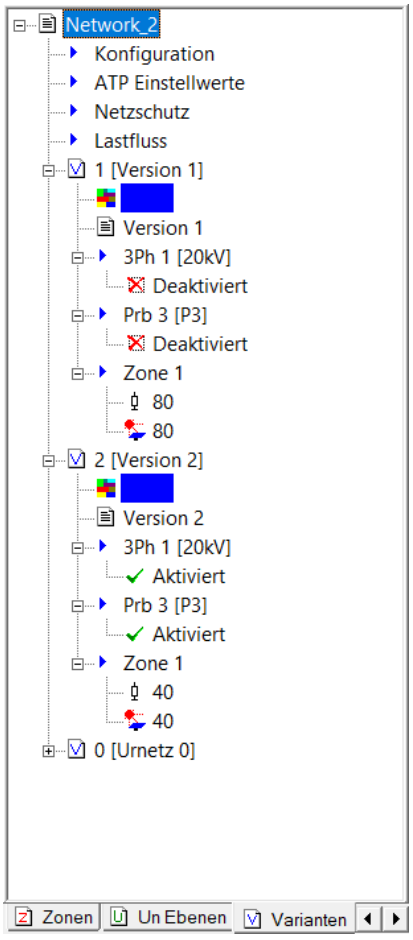
Das in ATPDesigner implementierte Konzept der **Varianten** ermöglicht es dem Anwender, ausgehend von der **Basisvariante** des Netzes Eigenschaften von Netzwerkelementen und Zonen zu verändern und als **Variante 1..N** zu speichern. Die Eigenschaften der Basisvariante bleiben dabei unverändert. Eigenschaften in diesem Sinne können Einstellwerte von Netzwerkelementen oder deren Eigenschaften als grafisches Netzwerkelement wie z.B. die Aktivierung oder Deaktivierung sein oder im Falle der Zonen z.B. die zonenspezifischen Teillastfaktoren.

Wird eine der Varianten 1..N aktiviert, so werden ausgehend von der **Basisvariante** die in der zu aktivierenden Variante gespeicherten Netzwerkelemente und Zonen mit den in der Variante gespeicherten Eigenschaften verändert. Die Änderungen werden unmittelbar in dem Netz, das in der aktiven Ansicht dargestellt ist, wirksam und wie im Falle der Aktivierung oder Deaktivierung ggfs. zusätzlich sichtbar.

In der Registerkarte **Varianten** ist die **Basisvariante** als **Variante 0** immer enthalten. Zusätzlich können beliebig viele weitere vom Anwender definierte **Varianten 1..N** in der Registerkarte gespeichert werden.

Die Daten der **Variante 1..N** werden in der .NET-Datei gespeichert. Die **Basisvariante** wird beim Einlesen der .NET-Datei von ATPDesigner automatisch aus den in der.NET-Datei gespeicherten Daten erzeugt.

In der Abbildung rechts sind zusätzlich zur **Basisvariante** die **Varianten 1** und **2** enthalten. Wie zu erkennen ist, enthalten die beiden Varianten sowohl Netzwerkelemente und Zonen der Basisvariante.



Folgende Eigenschaften der **Varianten** sind zu beachten:

- Es können beliebig viele **Varianten 1..N** vom Anwender angelegt werden.
- Die Nummerierung der anwenderspezifischen Varianten verwendet ganze Zahlen und beginnt mit 1.
- Die Nummerierung der Varianten kann lückenhaft z.B. 1, 5 und 6 sein.
- Ein Netzwerkelement kann beliebig vielen **Variante 1..N** mit je Variante unterschiedlichen Eigenschaften angehören.
- Eine Zone kann beliebig vielen **Variante 1..N** mit je Variante unterschiedlichen Eigenschaften angehören.

1.10.4.8.1 Basisvariante

In der **Basisvariante** sind alle Netzwerkelemente sowie Zonen mit deren Eigenschaften enthalten, die beim Einlesen der .NET-Datei erkannt wurden. Die Basisvariante wird beim Einlesen der .NET-Datei von ATPDesigner automatisch erzeugt und immer in der Registerkarte Varianten angezeigt. Die Zonen der Basisvariante werden im Zweig der Basisvariante nicht angezeigt.

- Die Basisvariante kann aus der Registerkarte **Varianten** nicht gelöscht werden.
- Es können keine Netzwerkelemente aus der Basisvariante entfernt werden.

Im Gegensatz zu den **Variante 1..N** werden für die Basisvariante keine eigenen Eigenschaften in der .NET-Datei gespeichert, da die Basisvariante bei jedem Einlesen der .NET-Datei oder nach einem Undo aus denn dann aktuellen Daten neu erzeugt wird.

1.10.4.8.2 Basisvariante - Öffnen des Einstelldialogs eines Netzwerkelementes

Durch einen **Left Mouse Button Double Click** auf den Namen des Netzwerkelementes in der Basisvariante kann dessen Einstelldialog geöffnet und Einstellwerte geändert werden. Diese Änderung der Einstellwerte werden unmittelbar im angezeigten Netz wirksam und das Änderungssymbol für das veränderte Netz aktiviert. Beim Programmende oder beim Speichern des Netzes werden die veränderten Einstellwerte in der .NET-Datei gespeichert.

1.10.4.8.3 Basisvariante aktivieren

Um die Basisvariante zu aktivieren, muss zuerst der Bezeichner der Basisvariante in der Baumstruktur mit einem **Left Mouse Button Click** markiert und danach mit einem **Right Mouse Button Click** das nachfolgend abgebildete kontextsensitive Menü geöffnet werden. Durch die Auswahl des Menüpunktes **Variante aktivieren** wird die Basisvariante aktiviert.

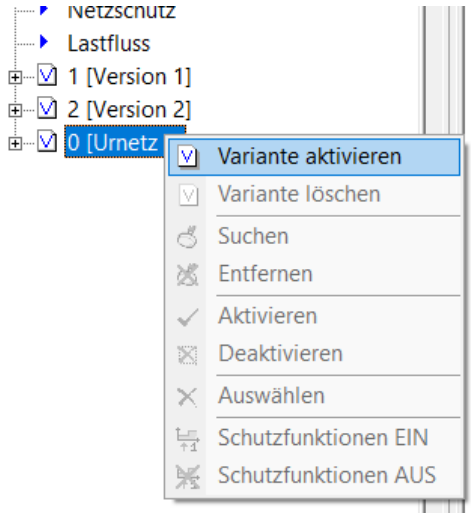


Abbildung 73: Kontextsensitives Menü zur Aktivierung der *Basisvariante*

Wird die Basisvariante aktiviert, so wird nach einer Sicherheitsabfrage die zum angezeigten Netz gehörende .NET-Datei geladen und die variantenspezifischen Eigenschaften von Netzwerkelemente und Zonen, d.h. deren in den **Varianten 1..N** änderbaren Eigenschaften, angepasst.

Es muss hier beachtet werden, dass die Aktivierung der Basisvariante nicht dem üblichen Einlesen einer .NET-Datei z.B. mit dem **Datei Öffnen** Dialog entspricht. Die .NET-Datei wird intern eingelesen und nur die **variantenspezifischen Eigenschaften** des in der aktiven Ansicht angezeigten Netzes und der aktuell darin enthaltenen Netzwerkelemente und **Zonen** werden verändert.

Es muss auch beachtet werden, dass nur die variantenspezifische Eigenschaften von Netzwerkelementen und Zonen, die die in den **Varianten 1..N** geändert werden können, verändert werden. Alle anderen Eigenschaften von Netzwerkelementen und Zonen bleiben unverändert.

1.10.4.8.3.1 Variantenspezifische Eigenschaften von Netzwerkelementen und Zonen

Unter den variantenspezifischen Eigenschaften von Netzwerkelementen und Zonen werden die Eigenschaften wie z.B. Einstellwerte, Aktivierungs- oder Deaktivierungszustand oder auch Teillastfaktoren verstanden, die in der Registerkarte **Varianten** in den darin enthaltenen **Varianten 1..N** angezeigt und verändert werden können.

1.10.4.8.3.2 Netzwerkelement fehlt im angezeigten Netz

Fehlen nach der Aktivierung der Basisvariante im angezeigten Netz gegenüber der .NET-Datei Netzwerkelemente oder **Zonen**, so wird nur mit einer Meldung darauf hingewiesen, fehlende Netzwerkelemente oder **Zonen** aber nicht in das angezeigte Netz eingefügt. Die im Netz vorhandenen Netzwerkelemente und Zonen werden bzgl. der variantenspezifischen Eigenschaften verändert.

1.10.4.8.3.3 Netzwerkelement gegenüber der .NET-Datei eingefügt

Sind im dargestellten Netz gegenüber der.NET-Datei Netzwerkelemente oder Zonen eingefügt worden sein, so erfolgt keine Meldung und die Eigenschaften der neu eingefügten Netzwerkelemente und Zonen bleiben unverändert.

1.10.4.8.4 Aktivieren einer Variante 1…N

Um eine **Varianten 1…N** zu aktivieren muss zuerst der Bezeichner der Variante in der Baumstruktur mit einem **Left Mouse Button Click** markiert und danach mit einem **Right Mouse Button Click** das nachfolgend abgebildete kontextsensitive Menü geöffnet werden. Durch die Auswahl des Menüpunktes **Variante aktivieren** wird die Variante aktiviert. Darüber hinaus sind weitere Funktionen für die Variante ausführbar.

Wird eine Variante aktiviert, so wird die zum angezeigten Netz gehörende .NET-Datei geladen und die variantenspezifischen Eigenschaften von Netzwerkelemente und Zonen angepasst. Hinsichtlich fehlender oder neu hinzugefügter Netzwerkelemente oder **Zonen** wird wie beim Aktivieren der Basisvariante vorgegangen.

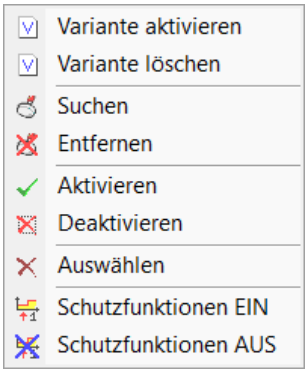


Abbildung 74: *Right Mouse Button Menu* einer markierten Varianten

Mit Hilfe des oberhalb kontextsensitiven Menüs können weitere Funktionen für die markierte Variante ausgeführt werden.

Menüpunkt	Bedeutung
Variante aktivieren	Die Variante wird aktiviert.
Variante löschen	Die Variante wird aus der Registerkarte **Varianten** gelöscht.
Suchen	Es werden die einer Variante zugeordneten Netzwerkelemente gesucht und mit einer **roten Markierungsfläche** in der Netzgrafik gekennzeichnet.
Entfernen	Die **rote Markierungsfläche** der Netzwerkelemente werden in der Netzgrafik entfernt.
Aktivieren	Es werden die einer Variante zugeordneten Netzwerkelemente aktiviert.
Deaktivieren	Es werden die einer Variante zugeordneten Netzwerkelemente deaktiviert.
Auswählen	Es werden die einer Variante zugeordneten Netzwerkelemente markiert.
Schutzfunktion EIN	Die Schutzfunktionen der markierten Schutzgeräte werden eingeschaltet.
Schutzfunktion AUS	Die Schutzfunktionen der markierten Schutzgeräte werden ausgeschaltet.

1.10.4.8.5 Varianten 1…N

In den **Varianten 1...N** können Eigenschaften von Netzwerkelementen und Zonen verändert werden. Die Änderung der Eigenschaften erfolgt mit einem **Left Mouse Button Double Click** auf die Eigenschaft. Der Einstelldialog eines Netzwerkelementes kann in den **Varianten 1..N** nicht geöffnet werden.

1.10.4.8.6 Variante löschen

Um eine Variante aus der Registerkarte **Varianten** zu löschen, muss die zu löschende Variante mit einem **Left Mouse Button Click** markiert und danach mit einem **Right Mouse Button Click** das kontextsensitive Menü nach Abbildung 35 geöffnet werden. Mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Menüpunkt **Variante löschen** wird nach einer Sicherheitsabfrage die Variante gelöscht.

Es muss hier beachtet werden, dass **Varianten 1…N** wie z.B. Einstellwerte von Netzwerkelementen in der .NET-Datei gespeichert werden. Durch ein erneutes Einlesen der .NET-datei z.B. durch den Datei Öffnen Dialog werden alle darin gespeicherten Varianten restauriert.

1.10.4.8.7 Variantenspezifische Einstellungen – Farbe und Bezeichner

In der Baumstruktur werden unterhalb der Ebene der Variantennummern mehrere Eigenschaften angezeigt.

- anwenderspezifische Zeichenfarbe
- anwenderspezifischer Bezeichner

Diese variantenspezifische Einstellwerte können durch einen **Left Mouse Button Click** auf das Element geändert werden. Der anwenderspezifische Bezeichner der Variante wird nach Änderung automatisch in der überlagerten Ebene zusammen mit der Variantennummer angezeigt.

1.10.4.8.8 Netzwerkelemente der Varianten 1..N einfärben

Durch einen **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar Button werden alle Netzwerkelemente, die in einer der **Varianten 1..N** enthalten sind, mit der Variantenfarbe gezeichnet.

1.10.4.8.9 Netzwerkelement oder Zone aus einer Variante entfernen

Um ein Netzwerkelement oder eine Zone aus einer Variante zu entfernen, muss das zu entfernende Element in der Variante mit einem **Left Mouse Button Click** markiert und mit einem **Right Mouse Button Click** das kontextsensitive Menü geöffnet werden. Mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Menüpunkt **Aus Variante entfernen** wir nach einer Sicherheitsabfrage das Element aus der Variante entfernt.

1.10.4.8.10 Netzwerkelement zu einer Variante hinzufügen

Um ein Netzwerkelement in eine Variante einzufügen muss zuerst das Netzwerkelement markiert und die Nummer der Variante für das Netzwerkelement festgelegt werden. Es können auch mehrere Netzwerkelemente markiert werden. Der Anwender kann die Nummer einer schon vorhandenen Variante oder eine noch nicht vorhandene Variantennummer in das Eingabefeld in der Toolbar wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt eingeben. Ist die gewünschte Variante noch nicht in der Registerkarte **Varianten** vorhanden, wird diese automatisch in die Registerkarte eingefügt.

Abbildung 75: Netzwerkelemente in eine Variante einfügen

Die Zuordnung der markierter Netzwerkelemente zu einer Variante kann auch wie nachfolgend erläutert mit den nachfolgenden Menüpunkten erfolgen.

- Hauptmenü **Netzwerk Design**
- Menüpunkt: **Variante**, **Variantennummer definieren**

Alternativ kann auch das nachfolgend abgebildete kontextsensitive **Right Mouse Button Menu** verwendet werden, wenn zuvor mindestens ein Netzwerkelement markiert wurde.

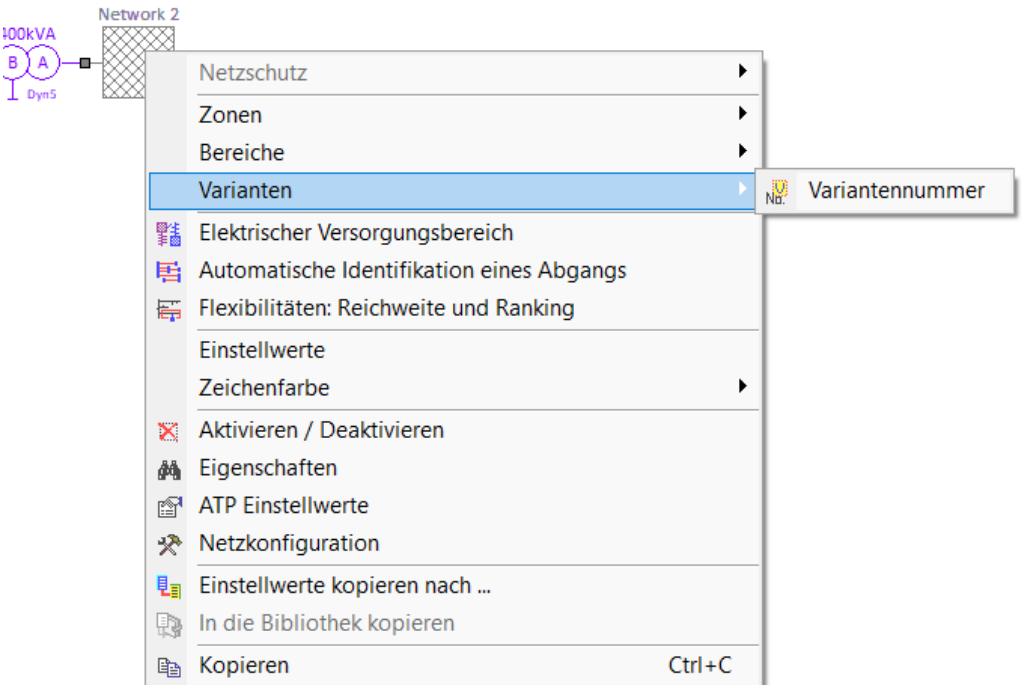


Abbildung 76: Netzwerkelemente in eine Variante einfügen

1.10.4.8.11 Zone zu einer Variante hinzufügen

Um eine Zone in eine Variante einzufügen muss zuerst die Nummer der Variante festgelegt werden. Der Anwender kann die Nummer einer schon vorhandenen Variante oder eine noch nicht vorhandene Variantennummer in das Eingabefeld in der nachfolgend abgebildeten Toolbar eingeben.

Abbildung 77: Definition der Variantennummer

Im nächsten Schritt muss eine Zone in der Registerkarte Zonen mit einem **Left Mouse Button Click** markiert und mit einem **Right Mouse Button Click** das nachfolgend abgebildete kontextsensitive Menü geöffnet werden.

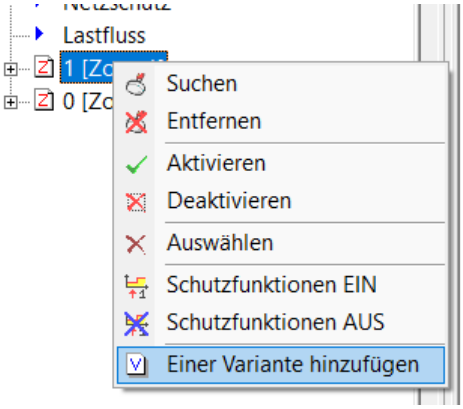


Abbildung 78: Zone in eine Variante einfügen

Durch einen **Left Mouse Button Click** auf den Menüpunkt wird die Zone mit deren variantenspezifischen Eigenschaften in die Variante eingefügt.

1.10.4.8.12 Einstellungen der Varianten in einem Bericht speichern

Die Einstellungen der **Basisvariante** sowie der **Varianten 1..N** können als **Bericht** in einer .XML-Datei [21] gespeichert und in anderen Programmen wie z.B. WORD eingelesen und weiterverarbeitet werden. Für die Eigenschaften der Varianten wird kein eigener Bericht erzeugt, sondern die Varianten sind im Bericht des Suchen - Dialogs zusammen mit allen Einstellwerten der .NET-Datei enthalten.

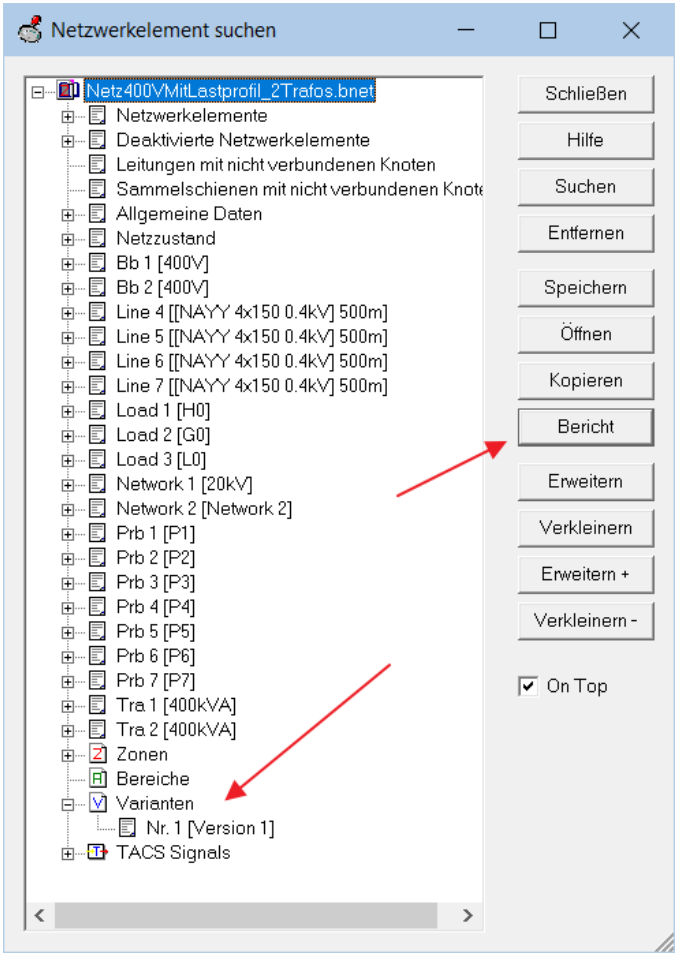
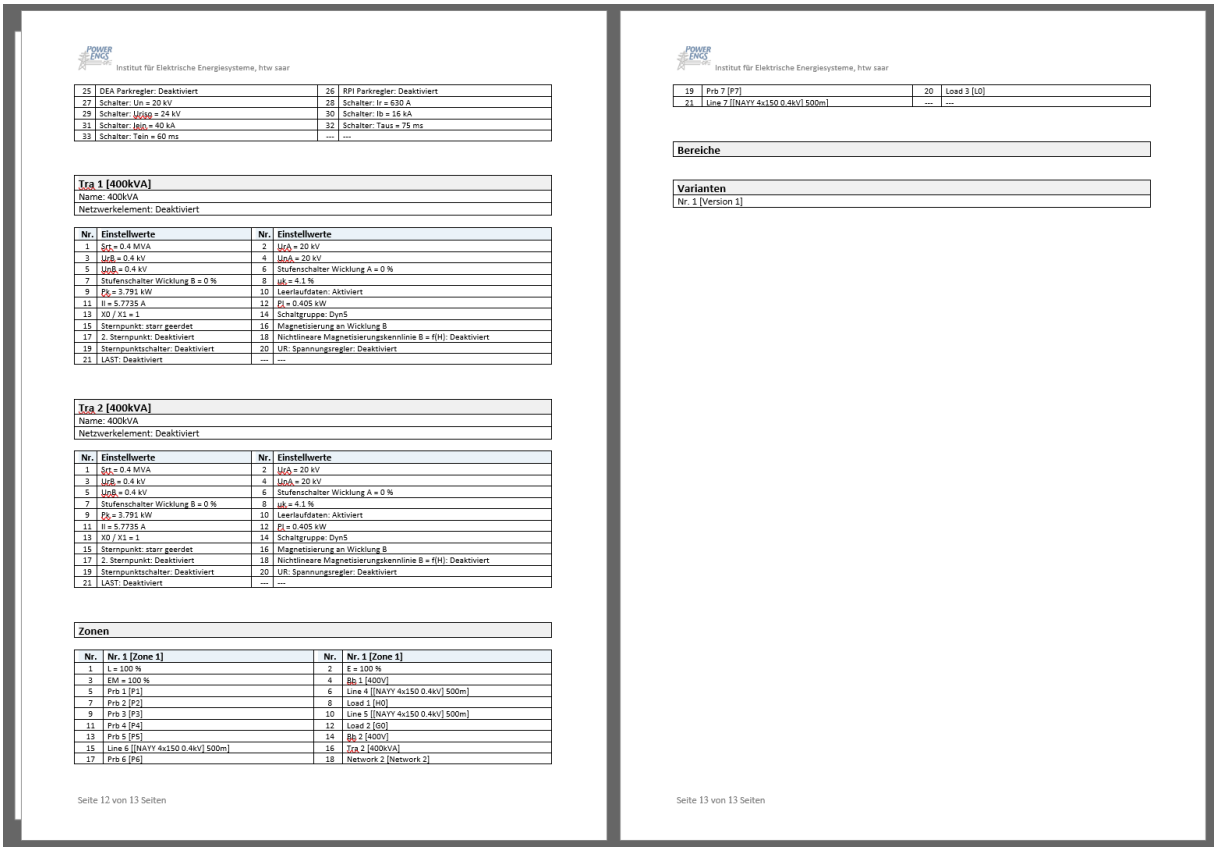


Abbildung 79: Varianten im *Suchen – Dialog* (Strg + F)

- Öffnen des Suchen - Dialogs z.B. mit **Strg + F**
- Dokumentation des Stromnetzes als Bericht ausgeben

Der Bericht wird im Projektverzeichnis der .NET-Datei gespeichert.



Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

25	DEA Parkregler: Deaktiviert	26	RPI Parkregler: Deaktiviert
27	Schalter: Un = 20 kV	28	Schalter: Ir = 630 A
29	Schalter: Urisg = 24 kV	30	Schalter: Ib = 16 kA
31	Schalter: Iein = 40 kA	32	Schalter: Taus = 75 ms
33	Schalter: Tein = 60 ms	---	---

Tra 1 [400kVA]

Name: 400kVA

Netzwerkelement: Deaktiviert

Nr.	Einstellwerte	Nr.	Einstellwerte
1	Srt = 0.4 MVA	2	UrA = 20 kV
3	UrB = 0.4 kV	4	UnA = 20 kV
5	UnB = 0.4 kV	6	Stufenschalter Wicklung A = 0 %
7	Stufenschalter Wicklung B = 0 %	8	uk = 4.1 %
9	Pk = 3.791 kW	10	Leerlaufdaten: Aktiviert
11	Il = 5.7735 A	12	Pl = 0.405 kW
13	X0 / X1 = 1	14	Schaltgruppe: Dyn5
15	Sternpunkt: starr geerdet	16	Magnetisierung an Wicklung B
17	2. Sternpunkt: Deaktiviert	18	Nichtlineare Magnetisierungskennlinie B = f(H): Deaktiviert
19	Sternpunktschalter: Deaktiviert	20	UR: Spannungsregler: Deaktiviert
21	LAST: Deaktiviert	---	---

Tra 2 [400kVA]

Name: 400kVA

Netzwerkelement: Deaktiviert

Nr.	Einstellwerte	Nr.	Einstellwerte
1	Srt = 0.4 MVA	2	UrA = 20 kV
3	UrB = 0.4 kV	4	UnA = 20 kV
5	UnB = 0.4 kV	6	Stufenschalter Wicklung A = 0 %
7	Stufenschalter Wicklung B = 0 %	8	uk = 4.1 %
9	Pk = 3.791 kW	10	Leerlaufdaten: Aktiviert
11	Il = 5.7735 A	12	Pl = 0.405 kW
13	X0 / X1 = 1	14	Schaltgruppe: Dyn5
15	Sternpunkt: starr geerdet	16	Magnetisierung an Wicklung B
17	2. Sternpunkt: Deaktiviert	18	Nichtlineare Magnetisierungskennlinie B = f(H): Deaktiviert
19	Sternpunktschalter: Deaktiviert	20	UR: Spannungsregler: Deaktiviert
21	LAST: Deaktiviert	---	---

Zonen

Nr.	Nr. 1 [Zone 1]	Nr.	Nr. 1 [Zone 1]
1	L = 100 %	2	E = 100 %
3	EM = 100 %	4	Bb 1 [400V]
5	Prb 1 [P1]	6	Line 4 [NAYY 4x150 0.4kV] 500m]
7	Prb 2 [P2]	8	Load 1 [H0]
9	Prb 3 [P3]	10	Line 5 [[NAYY 4x150 0.4kV] 500m]
11	Prb 4 [P4]	12	Load 2 [G0]
13	Prb 5 [P5]	14	Bb 2 [400V]
15	Line 6 [[NAYY 4x150 0.4kV] 500m]	16	Tra 2 [400kVA]
17	Prb 6 [P6]	18	Network 2 [Network 2]

Seite 12 von 13 Seiten

Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

19	Prb 7 [P7]	20	Load 3 [L0]
21	Line 7 [[NAYY 4x150 0.4kV] 500m]	---	---

Bereiche

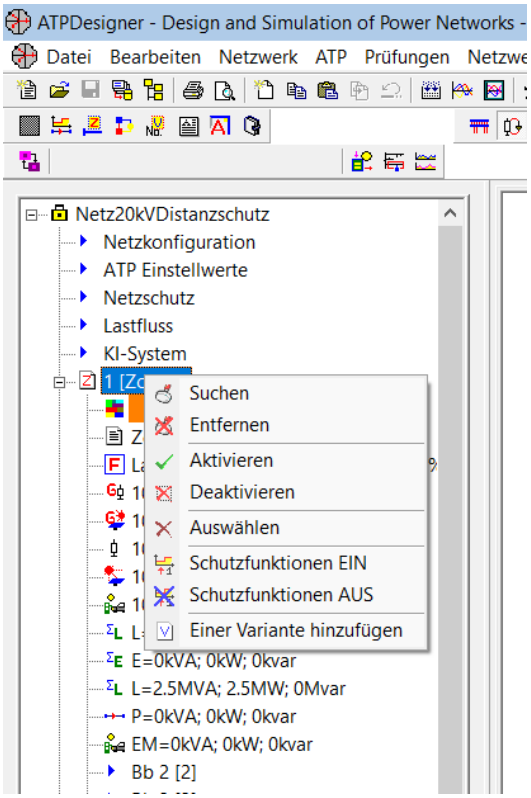
Varianten

Nr. 1 [Version 1]

Seite 13 von 13 Seiten

Abbildung 80: Zonen, Bereiche und Varianten im Bericht des Stromnetzes

1.10.4.9 Registerkarte *Bereiche*



Konzept und Bedienung der **Bereiche** sind nahezu dem der Zonen identisch. Daher werden hier nur die wichtigsten Aspekte erläutert.

Ein Netzwerkelement kann nur einem einzigen Bereich zugeordnet werden. Die Zuordnung eines Netzwerkelementes zu einem **Bereich** erfolgt ähnlich wie die Zuordnung zu einer Zone.

Folgende Funktionen sind für einen **Bereich** verfügbar:

- ΣE : Die Summe aller Einspeise- bzw. Bezugsleistungen (Einstellwerte) **Erzeugungsanlagen (DEA)** wird unter Berücksichtigung der Leistungsflussrichtung berechnet.
- ΣL L=0kVA; 0kW; 0kvar : Die Summe aller Einspeise- bzw. Bezugsleistungen (Einstellwerte) von **Verbraucherlasten** wird unter Berücksichtigung der Leistungsflussrichtung berechnet.
- : Die Summe aller Leistungsmessungen (Berechnungsergebnisse) von **Mess/-Schutzgeräten** wird unter Berücksichtigung der Leistungsflussrichtung angezeigt.
- ΣL L=0km : Die Länge aller einem Bereich zugeordneten Leitungen wird angezeigt.

Weitere Erläuterungen zu den Bereichen können in Bereiche – Netzwerkelemente einer Bereichsnummer zuordnen nachgelesen werden.

1.10.4.10 Umschalten zwischen den Registerkarten

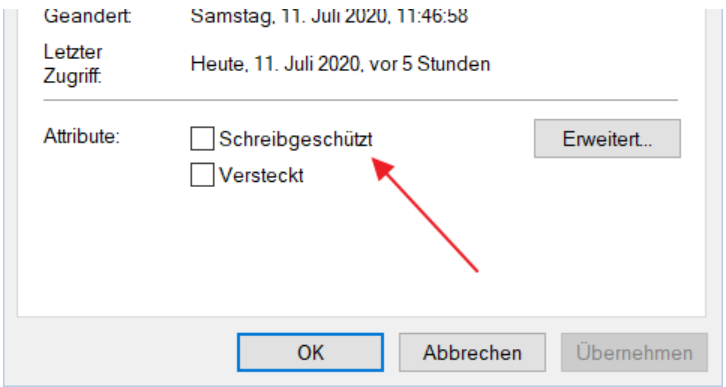
In den Registerkarten der Projektinformationen werden dem Anwender vielseitige Informationen zum Stromnetz angezeigt. Mit Hilfe der Toolbar kann sehr einfach zwischen den Registerkarten umgeschaltet werden. Die Toolbar kann im Hauptmenü **Ansicht** mit dem Menüpunkt **Projektinformation Toolbar** ein- oder ausgeschaltet werden.

Die Umschaltung zwischen den Registerkarten kann auch mit einem kontextsensitiven Menü erfolgen.

1.10.5 Tastenkürzel (Short Cuts)

Eine Auswahl von Funktionen können durch Tastenkürzel (auch **Short Cut** oder **Hot Keys** genannt) ausgeführt werden. Alternativ zu der nachfolgend verwendeten Taste **Strg** wird oftmals die Taste **Ctrl** verwendet.

1.10.5.1 Strg + Alt + …

Tastenkürzel	Bedeutung
Strg + Alt + 1	Eine markierte und nicht verbundene Leitung wird auf 50% der Länge gekürzt.
Strg + Alt + 2	Eine markierte und nicht verbundene Leitung wird auf 200% der Länge verlängert.
Strg + Alt + B	Überprüfung der Netztopologie, d.h. der internen Knotenverbindungen (Hauptmenü **Netzwerk**, Menüpunkt **Überprüfung des Stromnetzes**)
Strg + Alt + C	Automatische Identifikation der Nennspannungen U_n
Strg + Alt + E	Ergebnisse der Lastflussberechnung aus der Netzgrafik entfernen.
Strg + Alt + F	Einstelldialog für die Kurvenfarben eines Diagramms öffnen
Strg + Alt + G	Markierte Netzwerkelemente zu einer Gruppe zusammenfassen
Strg + Alt + L	Öffnen des Dialogs für eine **Bibliothek**
Strg + Alt + M	Netzgrafik neu zeichnen und in die linke obere Ecke des Bildschirms verschieben
Strg + Alt + N	.NET-Datei der obersten Ansicht im Texteditor öffnen
Strg + Alt + P	Projektdatei als .ZIP-Datei speichern
Strg + Alt + R	Netzgrafik in der obersten Ansicht (Top Most View) neu zeichnen
Strg + Alt + S	Signalliste zur Erzeugung eines Diagramms im Falle der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** öffnen
Strg + Alt + U	Gruppenverbindung (nicht die zugehörigen Netzwerkelemente) löschen
Strg + Alt + X	**Registry-Einträge** löschen
Strg + Alt + Y	Angezeigte Sprache von internen Textelementen von Englisch nach Deutsch umschalten
Strg + Alt + Z	Inhalt eines angezeigten Tooltips z.B. mit Messwerten in die Zwischenablage im .CSV-Format kopieren
Strg + Alt + Q	Das Dateiattribut **Schreibgeschützt** der .NET-Datei wird gelöscht. Das Dateiattribut kann z.B. mit Hilfe des Explorer und dem Eigenschaften Dialog der .NET-Datei manuell verändert werden. 

1.10.5.2 Strg + …

Tastenkürzel	Bedeutung
Strg + F12	Öffnen des Suchen-Dialogs für Netzschutzgeräte
Strg + 4	Öffnen eines **Diagramms**
Strg + A	Alle Netzwerkelemente werden markiert.
Strg + B	Die .ATP-Datei wird ausgegeben.
Strg + F	Öffnen des Suchen - Dialogs
Strg + C	Markiertes Netzwerkelement oder die Netzgrafik in die Zwischenablage kopieren
Strg + D	Die markierten Netzobjekte werden aktiviert oder deaktiviert.
Strg + E	Start der **Berechnung eines stationären Netzzustandes** oder einer **Lastflussberechnung**.
Strg + G	Externen Diagrammviewer starten
Strg + I	Komplexe Impedanz des Netzes berechnen
Strg + K	**Berechnung dynamischer Netzvorgänge** ausführen und die .PL4-datei in eine Datei im Format **COMTRADE** [33] konvertieren
Strg + L	Zusatzmodul **LINE CONSTANTS** zur Berechnung der Leitungsimpedanzen starten ▪ Hauptmenü **ATP**, Menüpunkt **LINE CONSTANTS**
Strg + M	Testfunktion als Einzelschrittprüfung starten
Strg + N	Neue .NET-Datei mit leerer Zeichenfläche erzeugen
Strg + O	Öffnen einer .NET-Datei
Strg + P	Netzgrafik drucken
Strg + R	.ATP-Datei erzeugen und den Rechenkern ATP starten
Strg + S	Speichern der .NET-Datei
Strg + T	Testfunktion definieren und ausführen
Strg + V	Netzwerkelement oder Bitmap aus der Zwischenablage einfügen
Strg + W	Netzwerk Design Mode aktivieren oder deaktivieren Der **Netzwerk Design Mode** kann auch als **Änderungsschutz** bezeichnet werden. Ist der **Netzwerk Design Mode aktiviert** kann die Netztopologie verändert werden und der **Änderungsschutz** ist **deaktiviert**. ▪ Hauptmenü **Ansicht** ▪ Menüpunkt **Netzwerk Design** ▪ Toolbar-Button in der nachfolgend dargestellten Toolbar
Strg + X	Dateibrowser öffnen
Strg + Z	Undo
Strg + Mausrad	Ist beim Drehen des Mausrades die Strg-Taste gedrückt, so wird die Netzgrafik verkleinert oder vergrößert.
Strg + linke Windows-Taste	Aktivierung des Zugangsschutzes mit **Anwender PIN [Bd. 2]**

1.10.5.3 Shift + …

Tastenkürzel	Bedeutung
Shift + B	Markiertes Netzwerkelement in den Hintergrund
Shift + F	Markiertes Netzwerkelement in den Vordergrund
Shift + Mausrad	Ist beim Drehen des Mausrades die Shift-Taste gedrückt, so wir die Netzgrafik horizontal verschoben, wenn die Rollbalken (ScrollBars) sichtbar sind.

1.10.5.4 Alt + …

Tastenkürzel	Bedeutung
Alt + B	Die markierten Netzwerkelementen werden einem Bereich zugeordnet.
Alt + V	Die markierten Netzwerkelementen werden einer Variante zugeordnet.
Alt + Z	Die markierten Netzwerkelementen werden einer Zone zugeordnet.

1.10.5.5 Funktionstasten Fx

Funktionstaste	Bedeutung
F1	Öffnen der Hilfedatei
F2	Öffnen des Eigenschaftendialogs für das markierte Netzwerkelement
F3	Es werden die Knotennummern in einem Tooltip für das Netzwerkelement an der Mauszeigerposition angezeigt.
F5	Die markierten Netzobjekte werden aktiviert oder deaktiviert.
Strg + F1	Öffnen der Liste der Betriebsmitteldaten
Strg + F12	Dialog zum Suchen von Netzschutzgeräten öffnen

1.10.5.6 Funktionstaste ESC

Die Funktionstaste **ESC** hat abhängig vom jeweiligen Kontext unterschiedliche Bedeutungen.

- Nachdem die **Berechnung eines stationären Netzzustandes**, eine **Lastflussberechnung** oder eine **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** beendet wurden, werden i.a. Regel Ergebnisse wie z.B. Messwerte in der Netzgrafik angezeigt. Die Anzeige der Ergebnisse in der Netzgrafik kann mit der ESC-Taste entfernt werden.

- Während einer laufenden **Lastflussberechnung** kann durch Betätigen der ESC-Taste der Iterationsprozess gestoppt und die Lastflussberechnung unterbrochen werden.

1.11 Integrierte Hilfedatei mit den Handbüchern - F1

In den Einstelldialogen kann durch einen **Left Mouse Button Click** auf den Button **Hilfe** oder mit der Taste **F1** das Handbuch von ATPDesigner geöffnet werden.

- Hauptmenü **Tools**
- Menüpunkt **Programmeinstellungen**

In der Registerkarte **Programmeinstellungen** kann die mit dem **Hilfe**-Button verknüpfte Datei eingestellt werden. Es wird empfohlen, wie in der Grundeinstellung vorgesehen, das Handbuch von ATPDesigner als PDF-Dokument mit dem Button **Hilfe** zu verknüpfen.

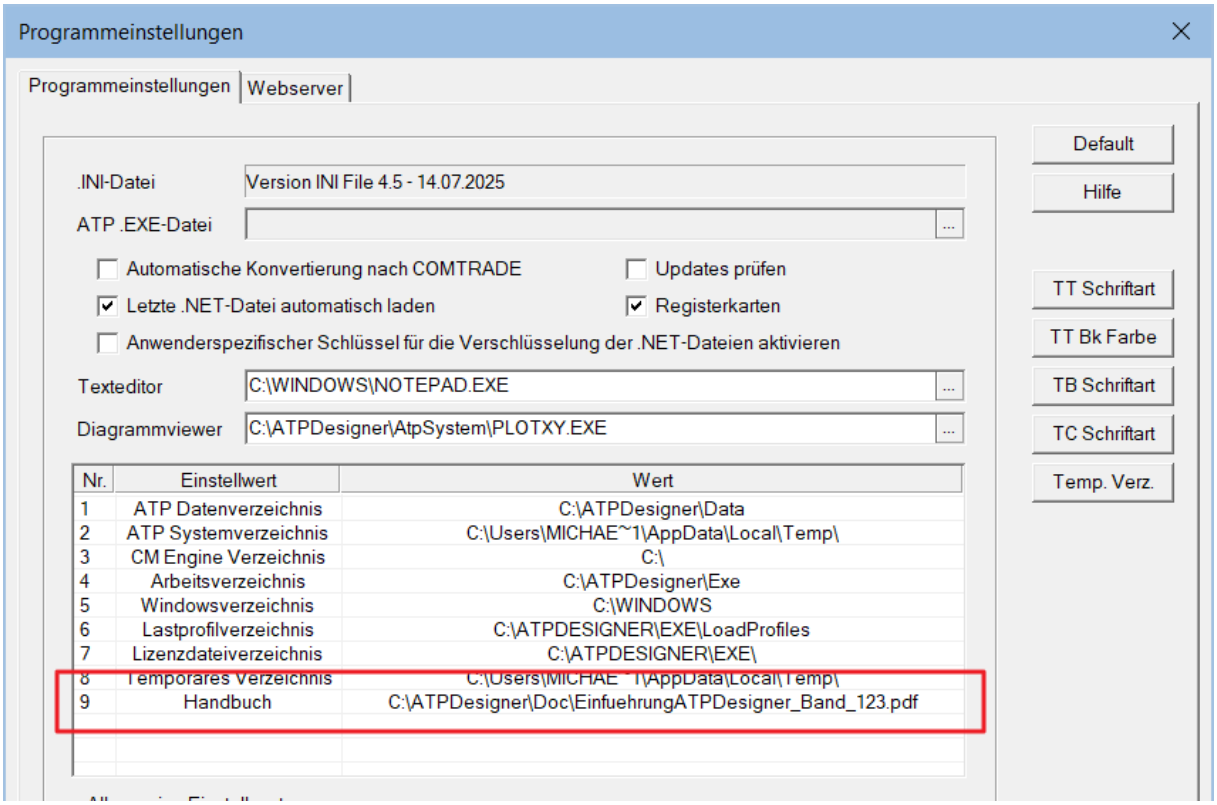


Abbildung 81: Verknüpfung einer Datei mit dem *Hilfe* Button

1.12 Beschreibung des Projektes

Der Anwender kann eine kurze Beschreibung des Projektes bzw. des elektrischen Netzes eingeben, die in der .NET-Datei gespeichert wird. Die Beschreibung wird im Datei-Browser als Tooltip angezeigt, wenn der Mauszeiger „über" einem Dateiname positioniert wird.

Der Texteditor zur Eingabe der Projektbeschreibung kann wie folgt geöffnet werden:

- Im Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netzwerk**, Registerkarte **Netzwerk**, Button **Beschreibung**

- Im Ausgabefenster für Projektinformationen, Registerkarte Favoriten

1.13 Der Datei-Browser – *Datei suchen …*

Um die von ATPDesigner unterstützten Dateitypen schnell anzeigen zu können, stellt das Software-Tool ATPDesigner einen integrierten Browser zur Verfügung. Dort kann man nach Dateien suchen und Dateien öffnen, aber auch Dateien löschen. Der Browser wird über das Symbol in der oberen Toolbar von ATPDesigner geöffnet.

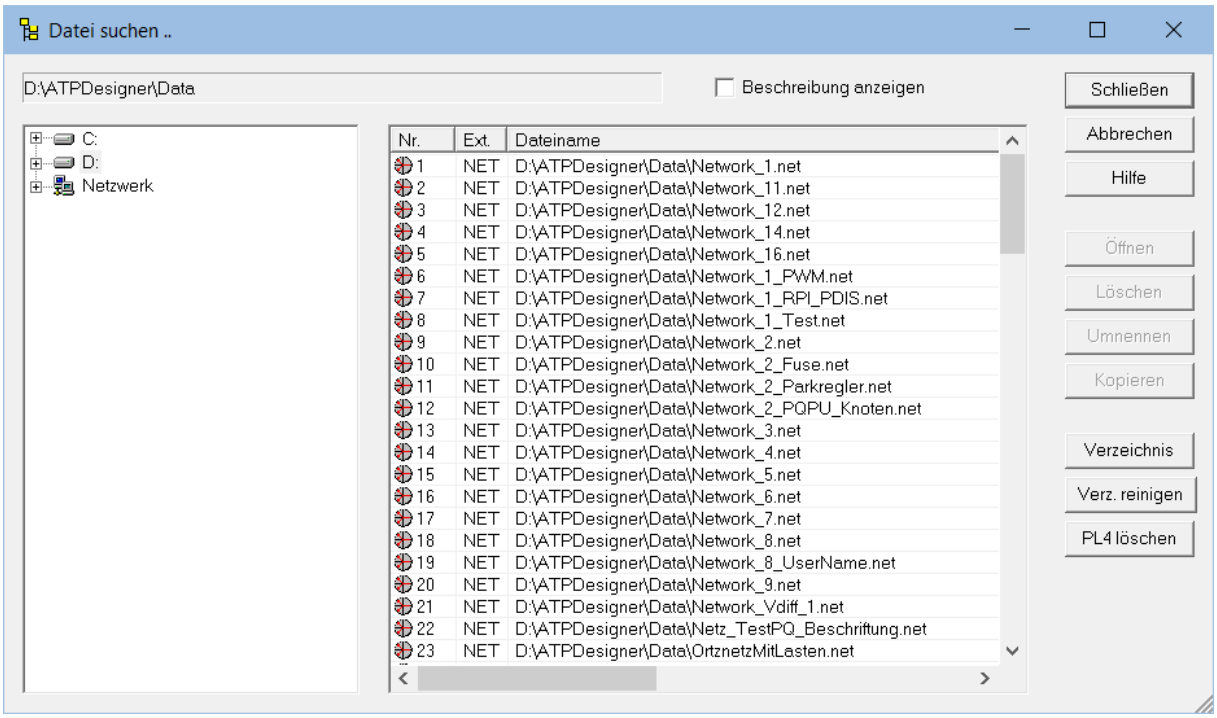


Abbildung 82: Der Datei-Browser von ATPDesigner

Die Abbildung oben zeigt den Browser von ATPDesigner. Der Browser zeigt im linken Fenster die Dateistruktur der sichtbaren Laufwerke in einer Baumstruktur an. Die Navigation innerhalb der Baumstruktur erfolgt wie in Windows-Betriebssystemen üblich. Im rechten Fenster zeigt der Browser das aktuell angewählte Verzeichnis und die darin enthaltenen von ATPDesigner unterstützen Dateien in Form einer Liste. Möchte man sich eine Datei anzeigen lassen, so kann man sie auswählen und mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Button **Öffnen** öffnen.

Button	Bedeutung
Schließen	Schließen des Dialogs, geänderte dialogspezifische Daten wie z.B. das Verzeichnis werden übernommen.
Abbrechen	Schließen des Dialogs, geänderte dialogspezifische Daten werden nicht übernommen.
Hilfe	Öffnen der Hilfedatei
Öffnen	Öffnen der markierten Datei.
Löschen	Löschen der markierten Datei.
Verzeichnis	Auswahl eines neuen Verzeichnisses für die Listenanzeige.
Verz. reinigen	Löschen aller temporären Dateien im Verzeichnis. Während einer Netzberechnung speichert das ATP mehrere temporär verwendete Dateien, die nach Beendigung der Netzberechnung nicht vollständig gelöscht werden. Mit Hilfe der Option **Verz. reinigen** können diese temporären Dateien aus dem ausgewählten Verzeichnis entfernt werden.

PL4 löschen	Löschen aller **Diagrammdateien** (.PL4-Dateien) im Verzeichnis.
Beschreibung anzeigen	Ist die Option aktiviert und wird der Mauszeiger über dem Dateinamen einer .NET-Datei positioniert, so wird in einem Tooltip der Beschreibungstext falls vorhanden angezeigt (siehe nachfolgende Abbildung).

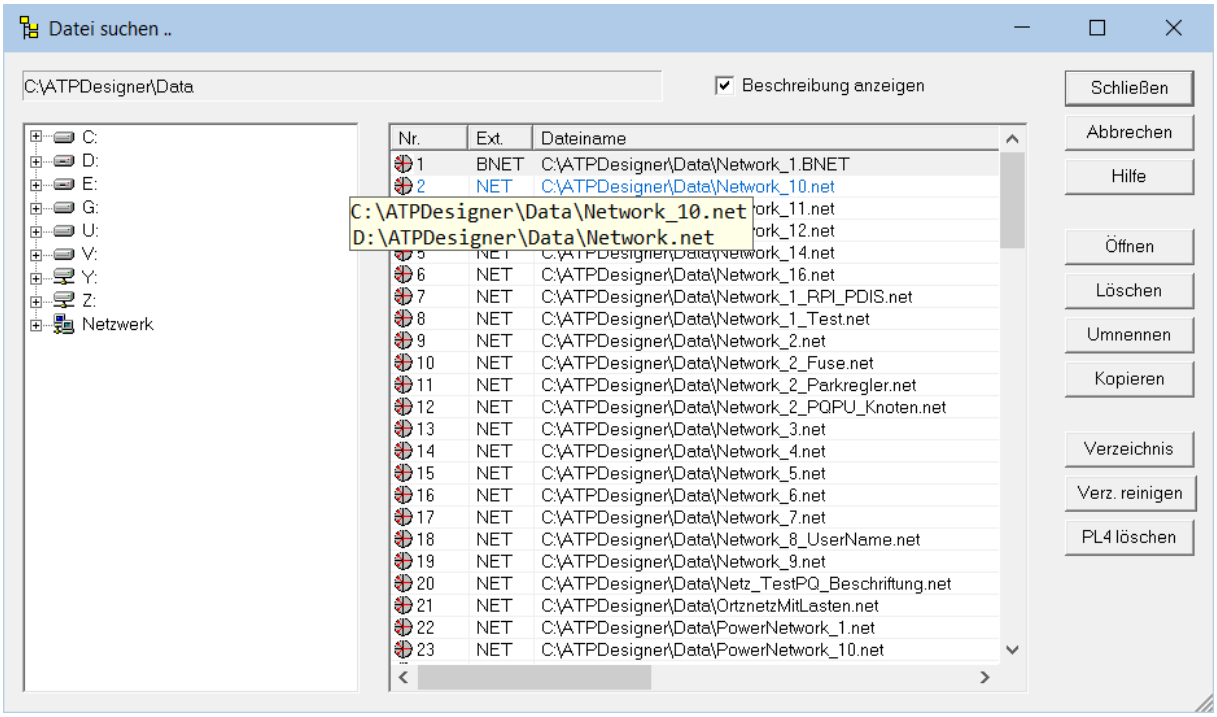


Abbildung 83: Anzeige der Beschreibung des Stromversorgungsnetzwerkes

1.14 Suchen – Ein Netzwerkelement in der Netzgrafik suchen

Mit Hilfe des **Suchen**-Dialogs kann ein Netzwerkelement in einer Netzgrafik gesucht und mit einer **roten Markierungsfläche** mit der entsprechenden Zeichenfarbe auch für kleine Zoomfaktoren gut sichtbar markiert werden. Nach dem Öffnen des Dialogs wird mit einem **Left Mouse Button Click** ein Netzwerkelement in der Baumstruktur markiert und danach der Button **Suchen** gedrückt. Die Markierung sowie die Zeichenfarbe können mit dem Toolbar-Button oder dem **Menüpunkt Netzberechnung** entfernen im Hauptmenü **ATP** zurückgesetzt werden.

- Hauptmenü **Bearbeiten**
- Menüpunkt **Suchen**
- Tastenkürzel **Strg + F**

Als Alternative kann zum Suchen von Netzwerkelementen die Suchen Toolbar verwendet werden.

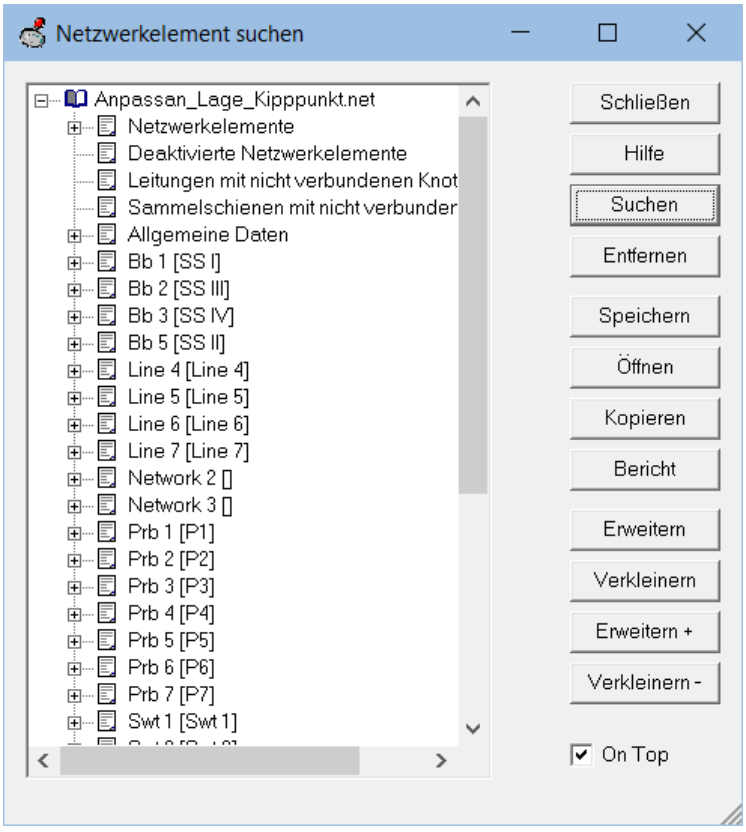


Abbildung 84: Suchen-Dialog zum Suchen und Markieren von Netzwerkelementen

Mit dem Button **Entfernen** im **Suchen**-Dialog können der rote Markierungsrahmen und die entsprechende Zeichenfarbe in der Netzgrafik gelöscht werden.

Button	Bedeutung
Schließen	Schließen des Dialogs
Hilfe	Kapitel der Hilfedatei öffnen
Suchen	Netzwerkelement in der Netzgrafik suchen und mit einem Markierungsrahmen kennzeichnen
Entfernen	Markierungsrahmen und Zeichenfarbe in der Netzgrafik entfernen

Kopieren	Inhalt des Dialogs (Baumstruktur) in die Zwischenablage kopieren
Speichern	Inhalt des Dialogs (Baumstruktur) in eine Textdatei speichern
On Top	Dialog bleibt „top most“ Fenster
Bericht	Die Einstellwerte und Kennwerte des Netzes werden als Bericht (XML-Datei) [21] ausgegeben und direkt z.B. in Word geöffnet und weiterverarbeitet werden.

Alternativ kann ein Netzwerkelement auch mit der Suchen Toolbar gesucht und in der Netzgrafik markiert werden.

1.15 Bericht - Dokumentation des Stromnetzes

ATPDesigner bietet vielfältige Möglichkeiten, manuell oder automatisch durch Funktionen Berichte im international standardisierte XML-basierten Format **Office Open XML** [21] zu erzeugen. Diese Berichte können mit üblichen Textverarbeitungsprogrammen wie z.B. WORD geöffnet und weiterverarbeitet werden. Inhalt, Format und Ausgabe der Berichte ist vorgegeben. Die Ausgabe der Berichte erfolgt in Dialogen und Menüs z.B. mit dem Bezeichner **Bericht**.

1.15.1 Bericht des Stromnetzes - Einstellwerte und Kennwerte des Stromnetzes

Die Einstellwerte der Betriebsmittel und daraus abgeleitete Kennwerte des Netzes können als Bericht ausgegeben werden. Die Ausgabe des Berichtes erfolgt mit der Taste **Bericht** [21] im Dialog Suchen.

- Hauptmenü **Bearbeiten**, Menüpunkt **Suchen**
- Tastenkürzel **Strg + F**

Um den Bericht zu erstellen, muss die Taste **Bericht** mit einem **Left Mouse Button Click** gedrückt werden. In der nachfolgenden Abbildung sind die eingebettete Netzgrafik und eine Tabelle mit Kennwerten des Stromnetzes enthalten.

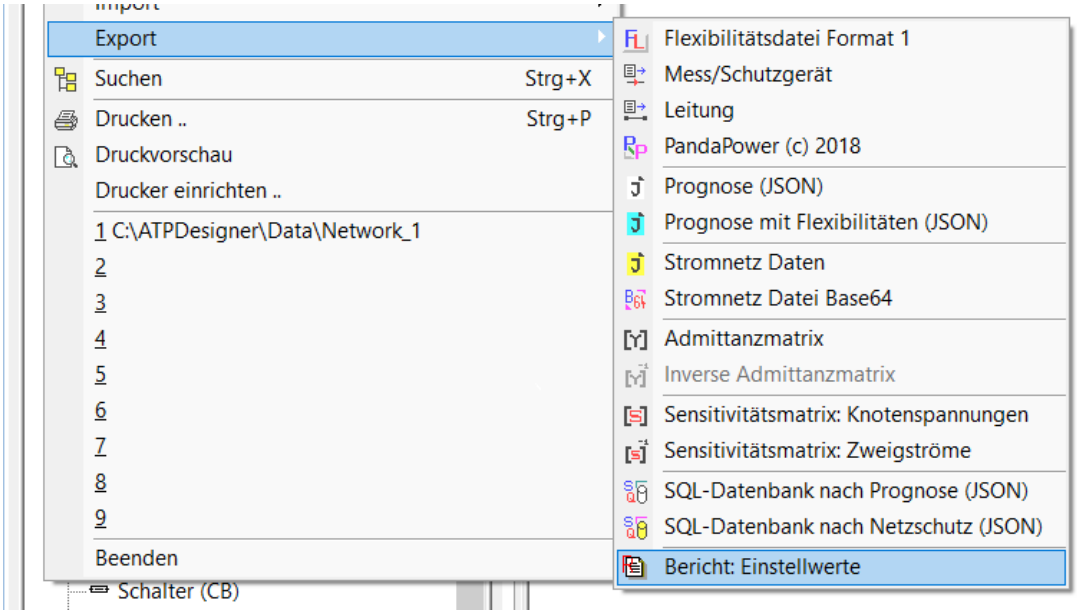
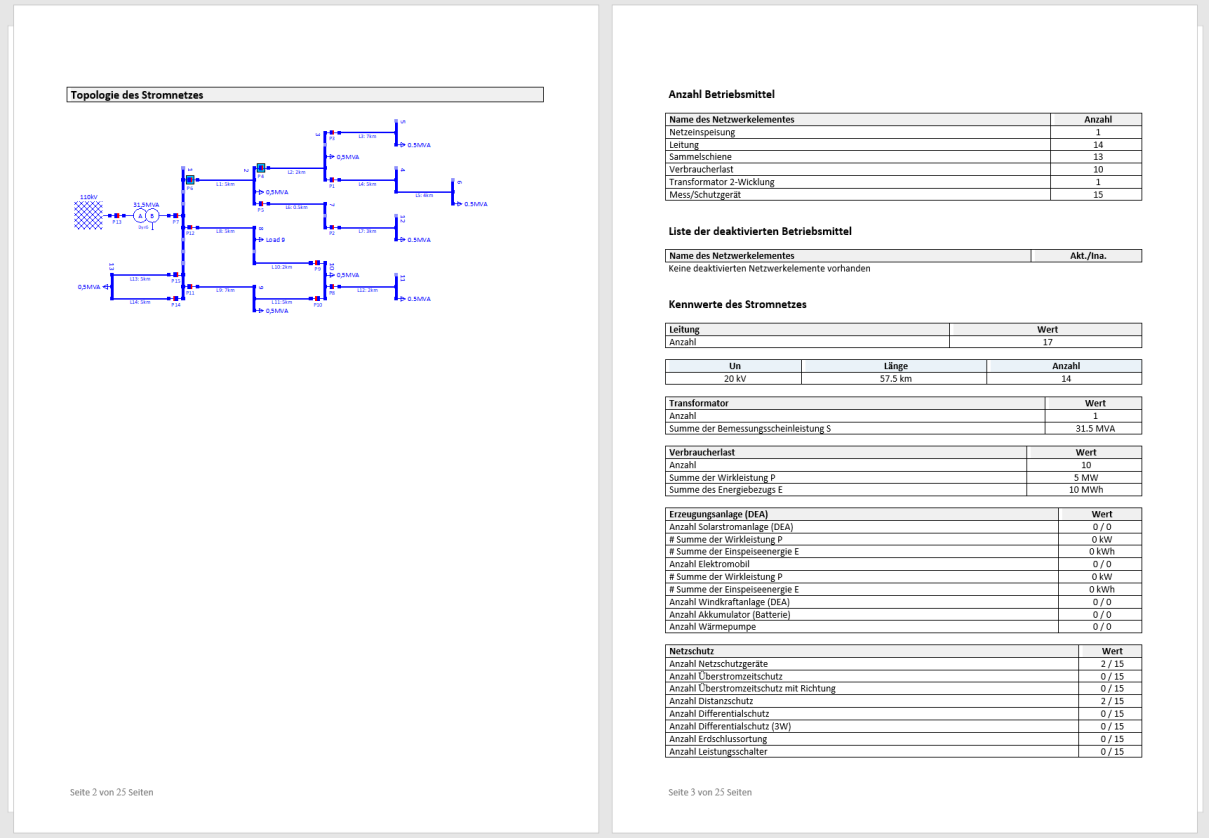


Abbildung 85: Export der Einstellwerte und Kennwerte des Stromnetzes

Der Bericht mit den Einstellwerten und Kennwerten des Stromnetzes kann auch über einen Menüpunkt exportiert werden. Mit Hilfe des Menüpunktes wird der Dialog Suchen geöffnet.



Topologie des Stromnetzes

Seite 2 von 25 Seiten

Anzahl Betriebsmittel

Name des Netzwerkelementes	Anzahl
Netzeinspeisung	1
Leitung	14
Sammelschiene	13
Verbraucherlast	10
Transformator 2-Wicklung	1
Mess/Schutzgerät	15

Liste der deaktivierten Betriebsmittel

Name des Netzwerkelementes	Akt./Ina.
Keine deaktivierten Netzwerkelemente vorhanden	

Kennwerte des Stromnetzes

Leitung	Wert
Anzahl	17

Un	Länge	Anzahl
20 kV	57.5 km	14

Transformator	Wert
Anzahl	1
Summe der Bemessungsscheinleistung S	31.5 MVA

Verbraucherlast	Wert
Anzahl	10
Summe der Wirkleistung P	5 MW
Summe des Energiebezugs E	10 MWh

Erzeugungsanlage (DEA)	Wert
Anzahl Solarstromanlage (DEA)	0 / 0
# Summe der Wirkleistung P	0 kW
# Summe der Einspeiseenergie E	0 kWh
Anzahl Elektromobil	0 / 0
# Summe der Wirkleistung P	0 kW
# Summe der Einspeiseenergie E	0 kWh
Anzahl Windkraftanlage (DEA)	0 / 0
Anzahl Akkumulator (Batterie)	0 / 0
Anzahl Wärmepumpe	0 / 0

Netzschutz	Wert
Anzahl Netzschutzgeräte	2 / 15
Anzahl Überstromzeitschutz	0 / 15
Anzahl Überstromzeitschutz mit Richtung	0 / 15
Anzahl Distanzschutz	2 / 15
Anzahl Differentialschutz	0 / 15
Anzahl Differentialschutz (3W)	0 / 15
Anzahl Erdschlussortung	0 / 15
Anzahl Leistungsschalter	0 / 15

Seite 3 von 25 Seiten

Abbildung 86: Einstellwerte der Betriebsmittel mit Office Open XML in Word

1.15.2 Berichte von Funktionen - Netzberechnung, Netzschutztechnik, …

Die in ATPDesigner vorhandenen Funktionen z.B. die Lastflussberechnung oder auch die Funktionen zur Prüfung und Analyse von Netzschutzkonzepten generieren nach erfolgreicher Durchführung einen Bericht mit den wichtigsten Ergebnissen. Dateiname mit Verzeichnis, Inhalt und Struktur der Berichte sind fest definiert. Näheres kann in den Kapiteln der jeweiligen Funktionen nachgelesen werden. Der Bericht wird im **Office Open XML** [21] generiert. Berichte werden im **Projektverzeichnis**, d.h. dem Verzeichnis, aus dem die **.NET**-Datei des Stromnetzes eingelesen wurde, gespeichert.

⇨ Es ist möglich, die Generierung der Berichte einzeln zu aktivieren oder zu deaktivieren.

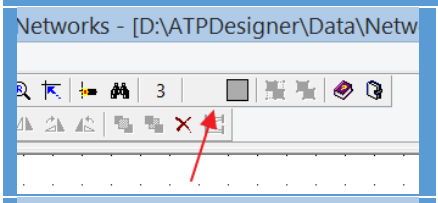
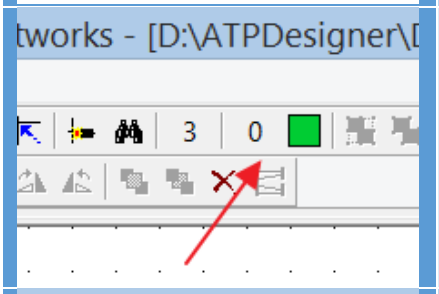
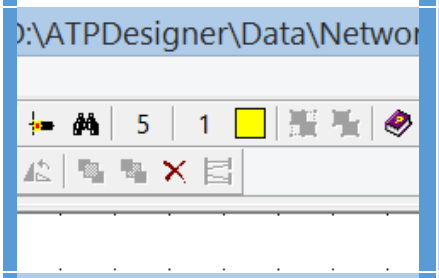
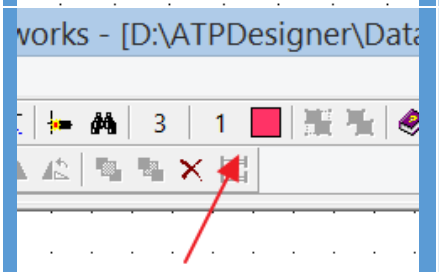
So werden beispielsweise nach erfolgreicher Durchführung der **Lastflussberechnung mit Lastprofilen** die Ergebnisse in einem Bericht im **Projektverzeichnis** ausgegeben. Der Dateiname ist wie folgt definiert. Der ***NetDateiname*** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**.

JJJJMMTThhmmss_*NetDateiname*_LFPROF.xml

Da die Dateinamen der Berichte sich durch das vorangestellte Datum mit Uhrzeit unterscheiden, werden keine zeitlich älteren Berichte überschrieben. So könne auch zwei Berichte inhaltlich z.B. mit Hilfe eines Textverarbeitungsprogrammes auf Unterschiede überprüft werden.

1.16 Statusanzeige der Ergebnisse – Grüne, rote Error- und Warn-LED

ATPDesigner zeigt nach einer Netzberechnung die Anzahl erkannter Fehler und Warnungen sowie den Status der Netzberechnung durch eine Ampel in der oberen Toolbar an. **Im Zweifelsfall ist die Support-Hotline zu kontaktieren.**

	Es wurde noch keine Netzberechnung durchgeführt oder die Ergebnisse der letzten Netzberechnung zurückgesetzt.
	Es wurden nach der letzten Netzberechnung keine Fehler oder Warnungen erkannt.
	Es wurden nach der letzten Netzberechnung keine Fehler aber mindestens eine Warnung erkannt.
	Es wurden nach der letzten Netzberechnung mindestens ein Fehler und ggfs. zusätzliche Warnungen erkannt.

⇨ Es wird empfohlen, die Meldungen im Meldungsfenster zu kontrollieren.

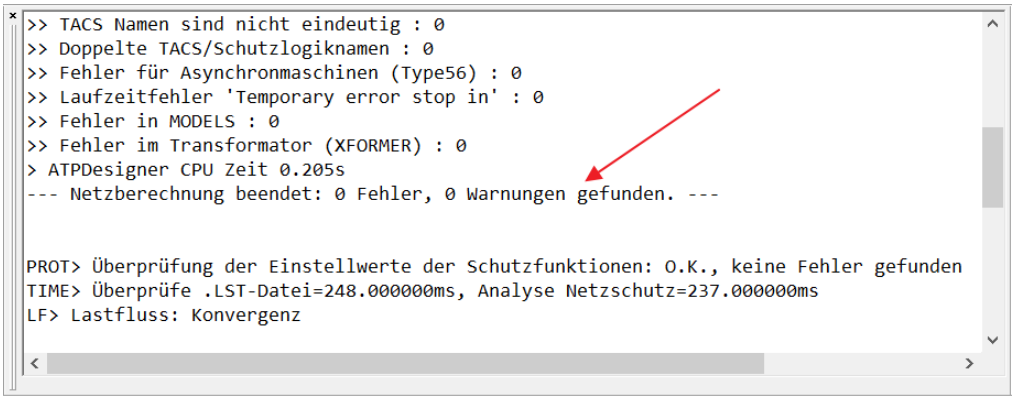


Abbildung 87: Statusanzeige im *Meldungsfenster*

1.17 Liste der Betriebsmitteldaten

Durch den Menüpunkt **Liste der Betriebsmitteldaten** wird der Dialog **Liste der Betriebsmitteldaten** geöffnet, der aus mehreren Registerkarten besteht und unterschiedliche Informationen zu Betriebsmitteln und Berechnungsergebnissen anzeigt. Der Dialog kann im Hauptmenü Netzwerk, Menüpunkt **Liste der Einstellwerte** oder mit dem Tastenkürzel **Strg + F1** geöffnet werden. Der Dialog bleibt parallel zum Anzeigefenster von ATPDesigner geöffnet.

In der **Liste der Betriebsmitteldaten** sind folgende Registerkarten enthalten.

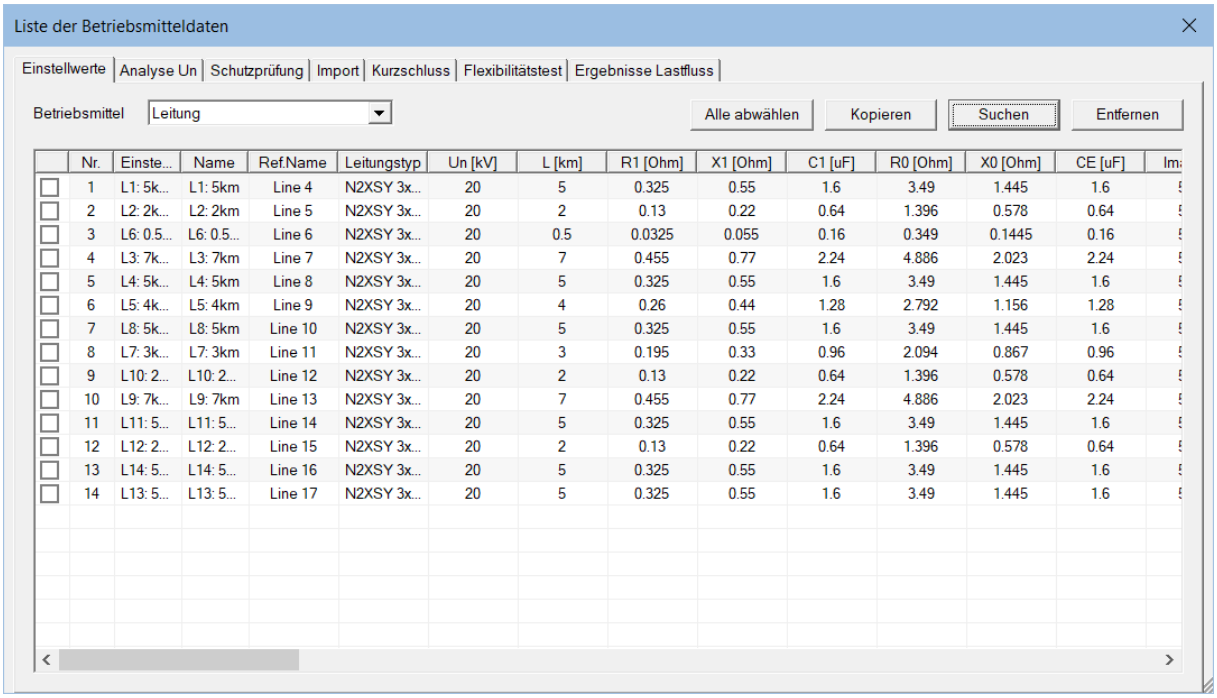
- Einstellwerte
- Analyse Un
- Schutzprüfung
- Import
- Kurzschluss
- Flexibilitätstest
- Ergebnisse Lastfluss

Der Aufbau der Registerkarten enthält gleiche Elemente, die in der nachfolgenden Tabelle erläutert sind.

Bezeichner	Bedeutung
Name	Anwenderspezifischer Name des Betriebsmittels
Ref.Name	Referenzname des Betriebsmittels
Alle auswählen	Es werden alle in der Tabelle vorhandenen Betriebsmittel ausgewählt und die Checkbox am Zeilenanfang markiert.
Alle abwählen	Es werden alle in der Tabelle vorhandenen Betriebsmittel abgewählt und die Markierung der Checkbox am Zeilenanfang gelöscht.
Löschen	Es werden die berechneten Werte der Tabelle gelöscht.
Kopieren	Die Inhalte der Tabelle werden als Texte im Format einer ‚CSV-Datei in die Zwischenablage kopiert. Der Inhalt kann z.B. direkt mit Excel weiterverarbeitet werden.
Bericht	Der Inhalt der Tabelle wird im Office Open XML-Format [21] in eine .XML-Datei ausgegeben und direkt z.B. mit Word eingelesen und als Tabelle dargestellt werden.

Suchen	Wir eine Tabellenzelle durch einen **Left Mouse Button Click** markiert (Zeile wird mit **blauer Hintergrundfarbe** gezeichnet), so wird das Betriebsmittel in der Netzgrafik durch einer **roten Markierungsfläche** gekennzeichnet.
Entfernen	Vorhandene **rote Markierungsflächen** von Betriebsmitteln werden aus der Netzgrafik entfernt.

Als Beispiel ist nachfolgende die Registerkarte Einstellwerte dargestellt.



Nr.	Einste...	Name	Ref.Name	Leitungstyp	Un [kV]	L [km]	R1 [Ohm]	X1 [Ohm]	C1 [uF]	R0 [Ohm]	X0 [Ohm]	CE [uF]	Im
1	L1: 5k...	L1: 5km	Line 4	N2XSY 3x...	20	5	0.325	0.55	1.6	3.49	1.445	1.6	5
2	L2: 2k...	L2: 2km	Line 5	N2XSY 3x...	20	2	0.13	0.22	0.64	1.396	0.578	0.64	5
3	L6: 0.5...	L6: 0.5...	Line 6	N2XSY 3x...	20	0.5	0.0325	0.055	0.16	0.349	0.1445	0.16	5
4	L3: 7k...	L3: 7km	Line 7	N2XSY 3x...	20	7	0.455	0.77	2.24	4.886	2.023	2.24	5
5	L4: 5k...	L4: 5km	Line 8	N2XSY 3x...	20	5	0.325	0.55	1.6	3.49	1.445	1.6	5
6	L5: 4k...	L5: 4km	Line 9	N2XSY 3x...	20	4	0.26	0.44	1.28	2.792	1.156	1.28	5
7	L8: 5k...	L8: 5km	Line 10	N2XSY 3x...	20	5	0.325	0.55	1.6	3.49	1.445	1.6	5
8	L7: 3k...	L7: 3km	Line 11	N2XSY 3x...	20	3	0.195	0.33	0.96	2.094	0.867	0.96	5
9	L10: 2...	L10: 2...	Line 12	N2XSY 3x...	20	2	0.13	0.22	0.64	1.396	0.578	0.64	5
10	L9: 7k...	L9: 7km	Line 13	N2XSY 3x...	20	7	0.455	0.77	2.24	4.886	2.023	2.24	5
11	L11: 5...	L11: 5...	Line 14	N2XSY 3x...	20	5	0.325	0.55	1.6	3.49	1.445	1.6	5
12	L12: 2...	L12: 2...	Line 15	N2XSY 3x...	20	2	0.13	0.22	0.64	1.396	0.578	0.64	5
13	L14: 5...	L14: 5...	Line 16	N2XSY 3x...	20	5	0.325	0.55	1.6	3.49	1.445	1.6	5
14	L13: 5...	L13: 5...	Line 17	N2XSY 3x...	20	5	0.325	0.55	1.6	3.49	1.445	1.6	5

Abbildung 88: Dialog *Liste der Betriebsmitteldaten*, Registerkarte *Einstellwerte*

Die Registerkarten enthalten die Buttons **Suchen** und **Entfernen.** Durch Markieren einer Zeile eines Betriebsmittels wie in obiger Abbildung gezeigt und einem **Left Mouse Button Click** auf den Button **Suchen** wird das markierte Betriebsmittel mit einer **roten Markierungsfläche** umrandet und in die Mitte der Netzansicht verschoben. Bei Betätigung von **Entfernen** wird die **rote Markierungsfläche** in der Netzgrafik wieder gelöscht.

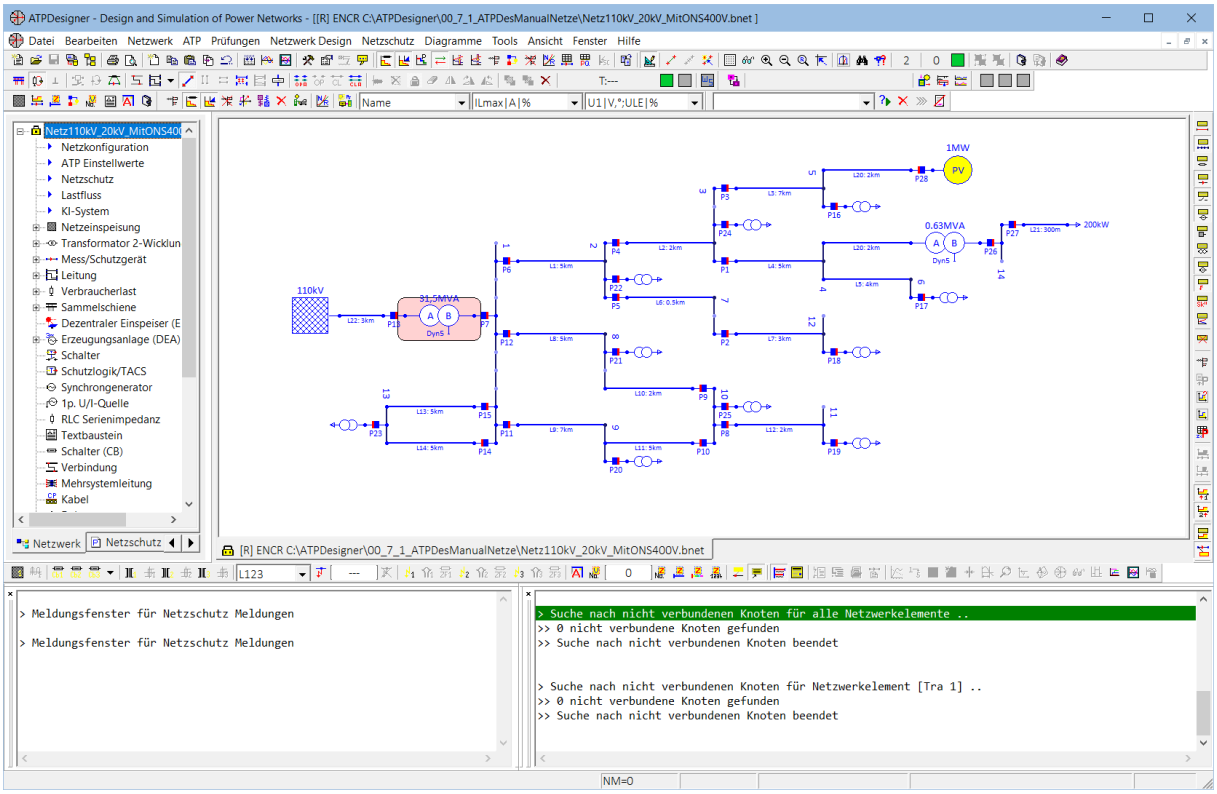


Abbildung 89: Suchen von Betriebsmitteln mit einer roten Markierungsfläche

1.17.1 Registerkarte *Einstellwerte*

In der Registerkarte **Einstellwerte** werden von allen Betriebsmitteln die wichtigsten Einstellwerte angezeigt. Es besteht die Möglichkeit die Einstellwerte direkt in der Liste zu ändern. Der Typ des Netzwerkelementes wird in der Auswahlliste **Betriebsmittel** ausgewählt. Die Liste wird automatisch von ATPDesigner erstellt.

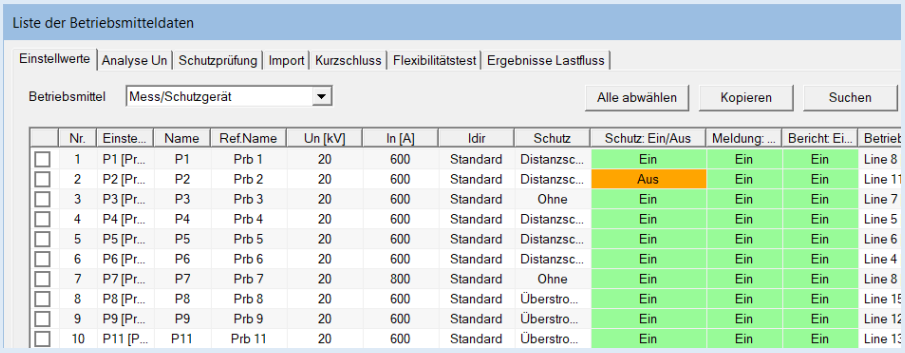
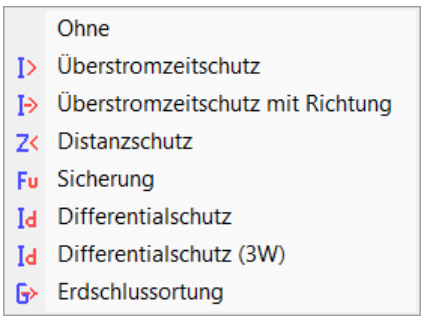
1. **Änderung eines Einstellwertes als Zahl**
   Durch einen **Left Mouse Button Double Click** auf die Zelle der Tabelle wird ein Editierfeld geöffnet.

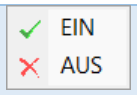
2. **Änderung eines Einstellwertes als Bezeichner**
   Ausgewählte Bezeichner wie z.B. **Ein** oder **Aus** können durch ein kontextsensitives Auswahlmenü geändert werden, das falls vorhanden durch einen **Left Mouse Button Click** auf die Zelle der Tabelle geöffnet wird.

3. **Öffnen der Einstelldialogs**
   Mit einem **Left Mouse Button Double Click** auf die Zelle der Tabelle in der Spalte **Einstellungen** wird der Einstelldialog des Netzwerkelementes geöffnet.

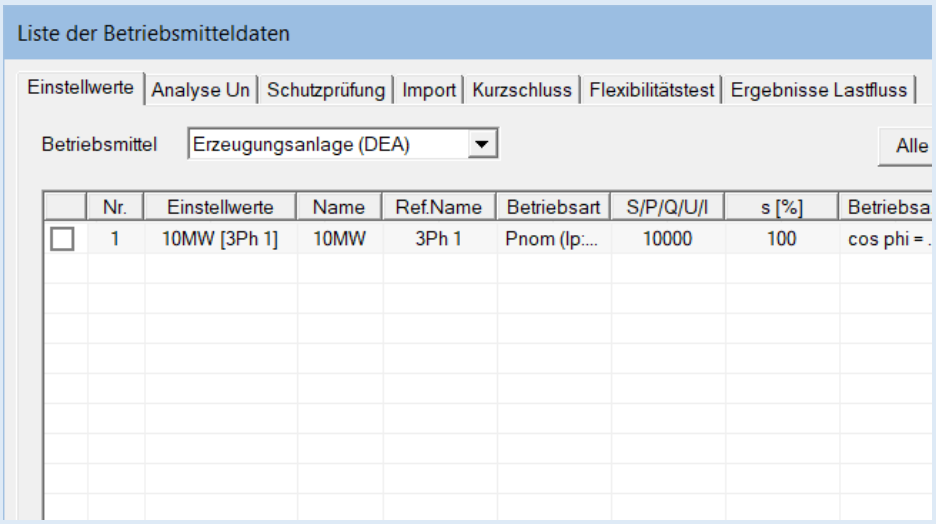
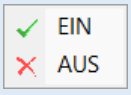
Folgende Bedienmöglichkeiten sind durch einen **Left Mouse Button Click** oder **Left Mouse Button Double Click** auf die entsprechende Zelle möglich. Nachfolgend werden exemplarisch typische Funktionen zur Änderung von Einstellwerten erläutert.

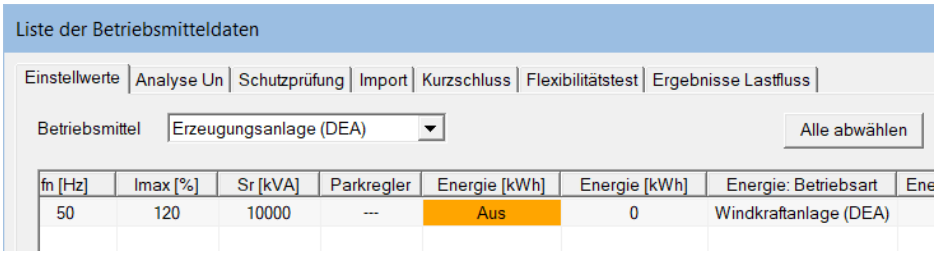
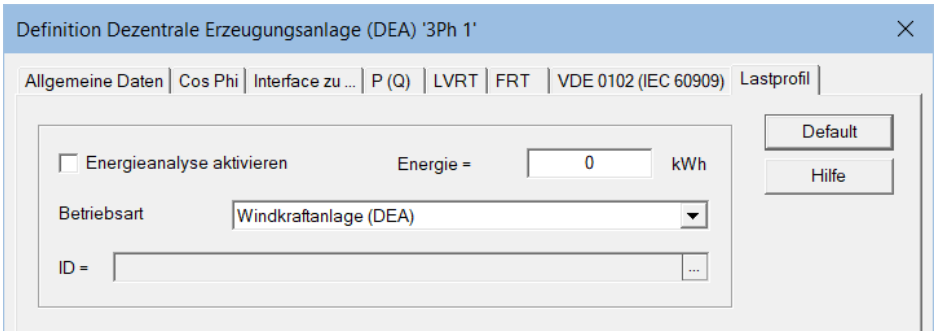
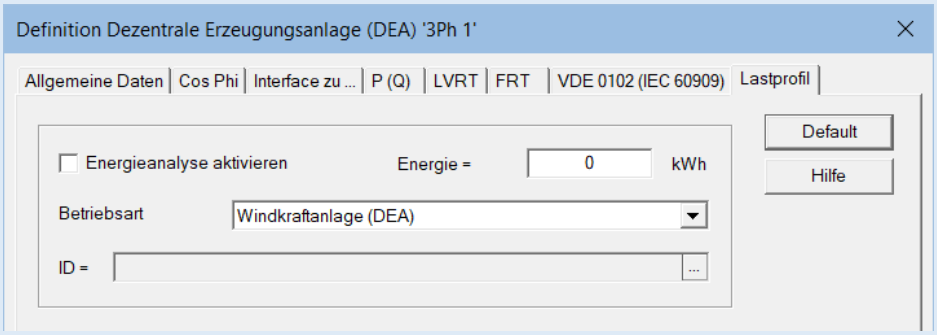
Spalte	Bedienmöglichkeit für alle Betriebsmittel
Einstellungen	**Left Mouse Button Double Click**: Öffnen des Einstelldialogs
Ref.Name	**Left Mouse Button Click**: Mit Hilfe des Menüs kann das Netzwerkelement aktiviert (**EIN**) oder deaktiviert (**AUS**) werden. Der Referenzname eines deaktivierten Netzwerkelementes wird mit einem **magenta** Hintergrund dargestellt.
Name	Durch einen **Left Mouse Button Double Click** wird ein Editierfeld geöffnet, um den anwenderspezifischen Namen des Netzwerkelementes zu ändern.

Spalte	Bedienmöglichkeit für Mess/Schutzgerät
Schutz: Ein/Aus	**Left Mouse Button Click**: Mit Hilfe des Untermenüs kann die Schutzfunktion ein- (**Ein** mit Einfärbung in **grün**) oder ausgeschaltet (**Aus** mit Einfärbung in **orange**) werden. 
Schutz	**Left Mouse Button Click:** Mit Hilfe des Untermenüs kann die Netzschutzfunktion ausgewählt werden. 
Meldung	**Left Mouse Button Click:** Mit Hilfe des Untermenüs kann die Ausgabe der Schutzmeldungen in das **Meldungsfenster für Netzschutz** ein- (**Ein** mit Einfärbung in **grün**) oder ausgeschaltet (**Aus** mit Einfärbung in **orange**) werden.

	
Bericht	**Left Mouse Button Click:** Mit Hilfe des Untermenüs kann die Ausgabe der Schutzmeldungen in den **Bericht für Netzschutz** (XML-Bericht [21] mit der Kennung _**PROT**) ein- (**Ein** mit Einfärbung in **grün**) oder ausgeschaltet (**Aus** mit Einfärbung in **orange**) werden.

In der nachfolgenden Tabelle sind Bedienmöglichkeiten für das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** erläutert.

Spalte	Bedienmöglichkeit für Erzeugungsanlage (DEA)
Einstellwerte	**Left Mouse Button Double Click**: Öffnen des Einstelldialogs 
LF: SPQ	**Left Mouse Button Click:** Mit Hilfe des Untermenüs kann PV-Iteration für S, P, Q ein- (**Ein** mit Einfärbung in **grün**) oder ausgeschaltet (**Aus** mit Einfärbung in **orange**) werden.
LVRT: Ein/Aus	**Left Mouse Button Click:** Mit Hilfe des Untermenüs kann der LVRT-Betrieb der Erzeugungsanlage ein- (**Ein** mit Einfärbung in **grün**) oder ausgeschaltet (**Aus** mit Einfärbung in **orange**) werden. 

Energie [kWh]	**Left Mouse Button Click:** Mit Hilfe des Untermenüs kann die Option **Energieanalyse aktivieren** in der Registerkarte **Lastprofil** ein- (**Ein** mit Einfärbung in **grün**) oder ausgeschaltet (**Aus** mit Einfärbung in **orange**) werden.  
Energie [kWh]	In dieser Zelle kann der Einstellwert **Energie** in der Registerkarte **Lastprofil** eingestellt werden. 

1.17.1.1 Einstellwerte für GIS-Import, Identifikationsmerkmale, etc.

In der Tabelle sind auch Einstellwerte enthalten, die nicht in den Einstelldialogen der Betriebsmittel enthalten sind.

Spalte	Identifikationsmerkmale, GIS-Import, etc.
ID	Eindeutiges Identifikationsmerkmal eines Netzwerkelementes für den Import und Export von Daten. Datentyp: ganze Zahl mit Vorzeichen
ID Name	Eindeutiges Identifikationsmerkmal eines Netzwerkelementes für den Import und Export von Daten. Datentyp: Zeichenkette mit maximal 150 Zeichen
GKX1	GIS-Import: Gauß-Krüger-Koordinaten in X-Richtung
GKY1	GIS-Import: Gauß-Krüger-Koordinaten in X-Richtung
GKX2	GIS-Import: Gauß-Krüger-Koordinaten in Y-Richtung
GKY2	GIS-Import: Gauß-Krüger-Koordinaten in Y-Richtung
OBJ_ID	GIS-Import: Identifier eines GIS-Objektes
FNumber	GIS-Import: F-Nummer eines GIS-Objektes

Diese Einstellwerte werden z.B. beim Import von GIS-Daten aus der Importdatei eingelesen oder bei Import oder Export von Daten in .CSV-Dateien verwendet. In der nachfolgenden Abbildung sind die Einstellwerte in der Registerkarte **Einstellwerte** dargestellt.

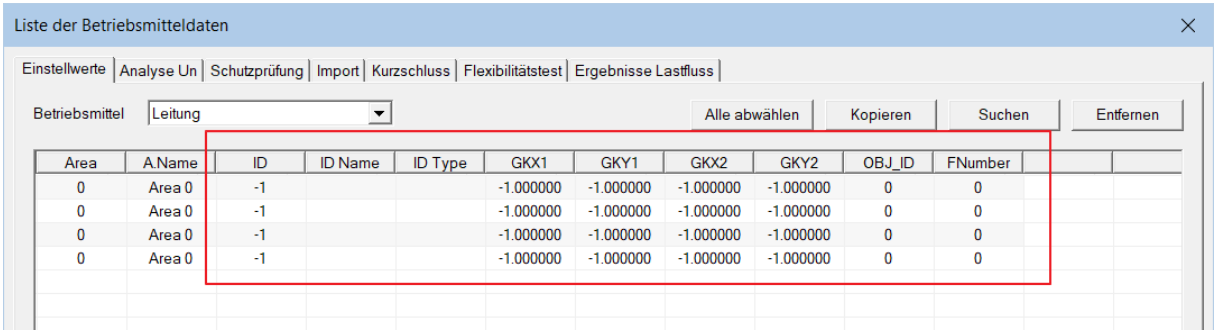


Abbildung 90: Einstellwerte zum GIS-Import, Identifikationsmerkmale, etc.

1.17.1.2 Änderung einer Auswahl von Einstellwerten mit Strg + U

Wie in Tabellenkalkulationen üblich kann eine vom Anwender ausgewählte Menge von Zellen der Tabelle mit dem Wert der obersten d.h. zuerst markierten Zelle gefüllt werden. Es werden allerdings nur Zellen in der Tabellenspalte gefüllt, in der sich die oberste d.h. zuerst markierte Zelle sich befindet.

1.17.1.3 ID und ID Name – Automatische Zuweisung von Werten

Um einen nachgelagerten Import und Export von Daten vorzubereiten, können den Identifikationsmerkmalen **ID** und **ID Name** eines Netzwerkelementes automatisiert Werte zugewiesen werden.

1. Öffnen der Registerkarte Einstellwerte

2. Verschieben der Spalten per Rollbalken, bis die Spalten der Identifikationsmerkmale **ID** und **ID Name** sichtbar sind (empfohlen)

3. Mauscursor in der Tabelle so positionieren, dass er sich über einer beschriebenen Tabellenzeile sich befindet

4. Öffnen des kontextsensitiven Menüs mit einem **Right Mouse Button Click**

5. Menüpunkt mit einem **Left Mouse Button Click** auswählen

Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft das kontextsensitive Menü vor Ausführung der Funktion.

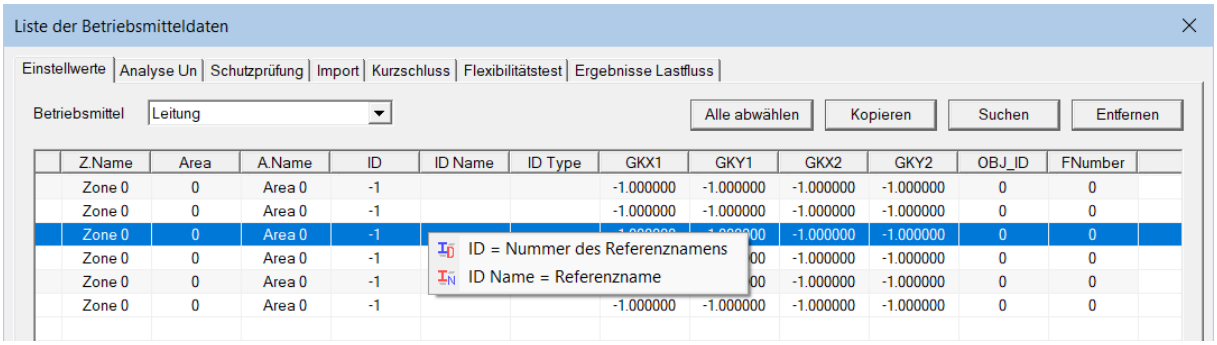


Abbildung 91: Identifikationsmerkmale ID und ID Name – Zuweisung von Werten

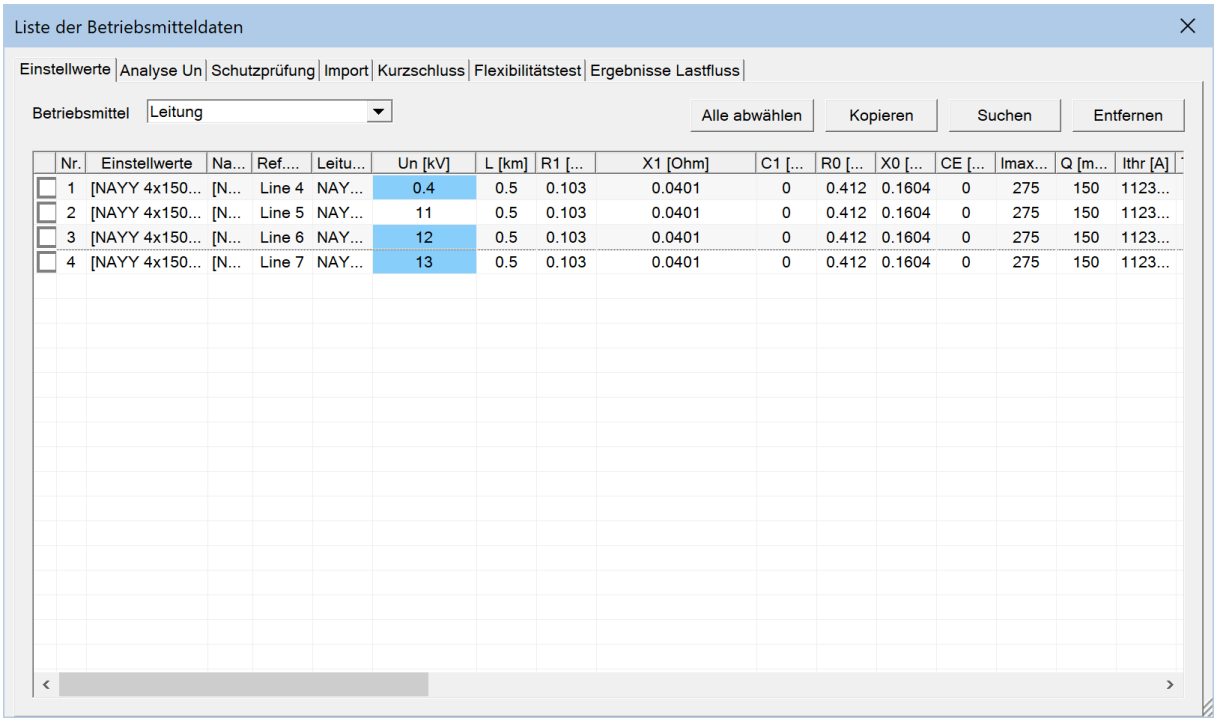
In der nachfolgenden Tabelle sind die Werte enthalten, die durch die automatische Zuweisung von Werten den Identifikationsmerkmalen zugewiesen werden.

⇨ Es muss beachtet werden, dass diese Zuweisung immer erfolgt und ggfs. schon manuell definierte Identifikationsmerkmale überschrieben werden.

Identifikationsmerkmal	Wert nach der automatischen Zuweisung
ID	Nummer des Netzwerkelementes aus dem Referenznamen, z.B. Nummer „2“ für die **Leitung** „Line 2“
ID Name	Referenzname des Netzwerkelementes, z.B. „Line 2“ für die **Leitung** „Line 2“

1.17.1.4 Auswählen einzelner Zellen der Tabelle

Einzelne Zellen einer Spalte können **hellblau** mit einem **Left Mouse Button Click** markiert werden, wenn die **Strg**-Taste gedrückt ist und gedrückt bleibt. Wie die nachfolgende Abbildung zeigt, können beliebige Zellen einer Tabellenspalte markiert werden.



Nr.	Einstellwerte	Na...	Ref....	Leitu...	Un [kV]	L [km]	R1 [...	X1 [Ohm]	C1 [...	R0 [...	X0 [...	CE [...	Imax...	Q [m...	Ithr [A]
1	[NAYY 4x150...	[N...	Line 4	NAY...	0.4	0.5	0.103	0.0401	0	0.412	0.1604	0	275	150	1123...
2	[NAYY 4x150...	[N...	Line 5	NAY...	11	0.5	0.103	0.0401	0	0.412	0.1604	0	275	150	1123...
3	[NAYY 4x150...	[N...	Line 6	NAY...	12	0.5	0.103	0.0401	0	0.412	0.1604	0	275	150	1123...
4	[NAYY 4x150...	[N...	Line 7	NAY...	13	0.5	0.103	0.0401	0	0.412	0.1604	0	275	150	1123...

Abbildung 92: Markierung von Zellen einer Spalte mit der *Strg – Taste*

Wird nun die linke Maustaste losgelassen und bei weiter sichtbarer **hellblauer** Markierung von Zellen das Tastenkürzel **Strg + U** gedrückt, so wird der Wert der obersten markierten Zelle in der Spalte in alle anderen Zellen kopiert. Die nachfolgende Abbildung zeigt das Ergebnis.

1. **Strg**-Taste drücken und gedrückt halten

2. Mit einem **Left Mouse Button Click** beliebige Zellen in einer Tabellenspalte markieren

3. Linke Maustaste und **Strg**-Taste loslassen

4. Mit **Strg + U** wird der Inhalt der obersten, d.h. zuerst **hellblau** markierten Zelle in alle anderen **hellblau** markierten Zellen kopiert.

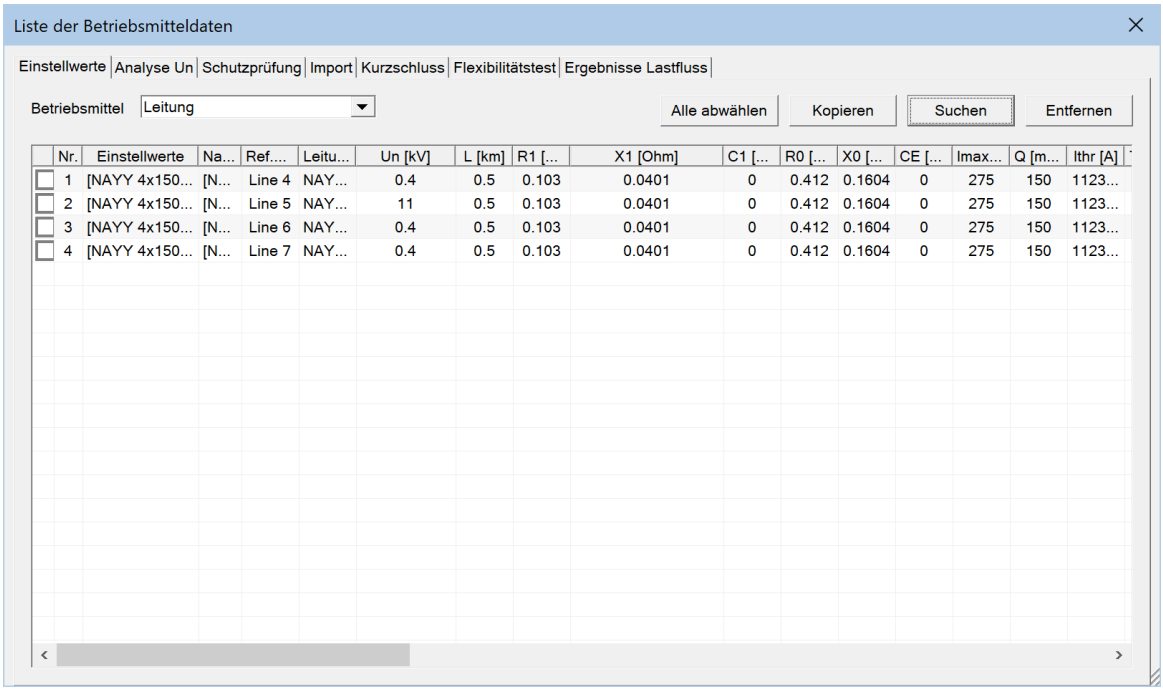


Abbildung 93: Kopieren des Wertes der obersten Zelle mit Strg + U

1.17.1.5 Auswählen eines zusammenhängenden Bereiches einer Tabellenspalte

Um einen zusammenhängenden Bereich einer Tabellenspalte **hellblau** zu markieren, muss die oberste Zelle bei gedrückter **Strg**-Taste mit einem **Left Mouse Button Click** ausgewählt werden. Danach wird bei gedrückter **Shift**-Taste die unterste d.h. letzte Zelle mit einem **Left Mouse Button Click** ausgewählt. Der Bereich der Tabellenspalte zwischen der obersten und untersten Zelle wird hellblau markiert.

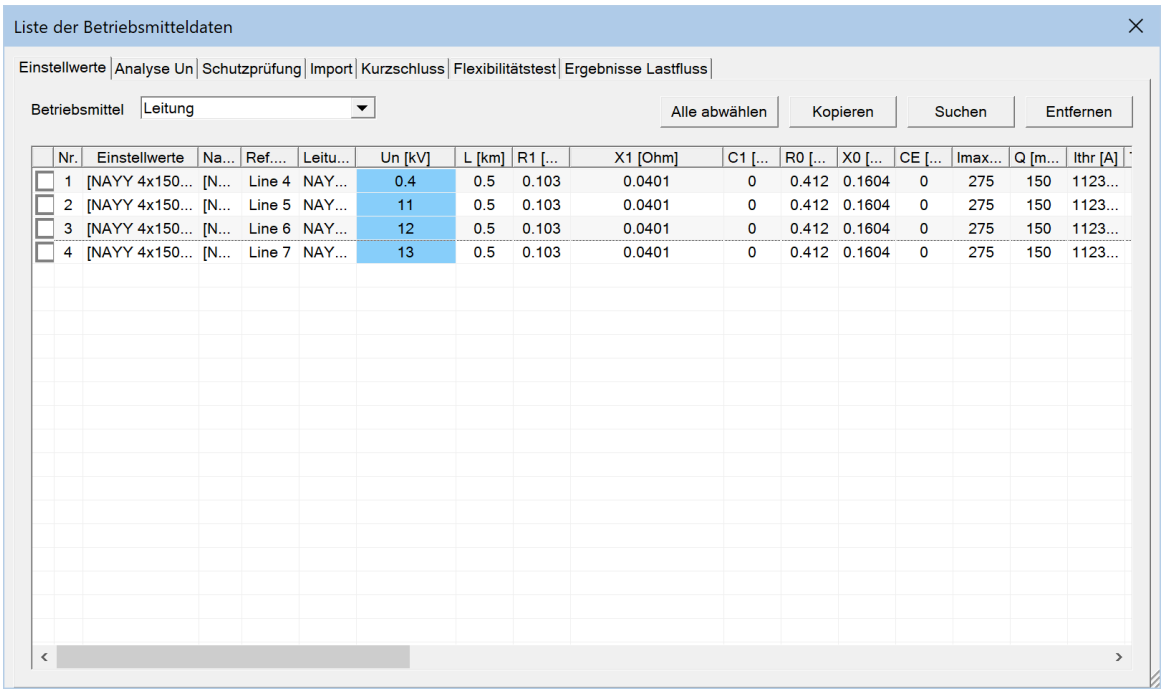


Abbildung 94: Zusammenhängender markierter Bereich einer Tabellenspalte

Wird nun die linke Maustaste losgelassen und bei weiter sichtbarer **hellblauer** Markierung von Zellen das Tastenkürzel **Strg + U** gedrückt, so wird der Wert der obersten markierten Zelle in der Spalte in alle anderen Zellen kopiert. Die nachfolgende Abbildung zeigt das Ergebnis.

1. **Strg**-Taste drücken und gedrückt halten
2. Mit einem **Left Mouse Button Click** die erste, d.h. oberste Zelle markieren
3. Linke Maustaste und **Strg**-Taste loslassen
4. **Shift**-Taste drücken und gedrückt halten
5. Mit einem **Left Mouse Button Click** die letzte, d.h. unterste Zelle markieren
6. Linke Maustaste und **Shift**-Taste loslassen
7. Mit **Strg + U** wird der Inhalt der obersten, d.h. zuerst **hellblau** markierten Zelle in alle anderen **hellblau** markierten Zellen kopiert.

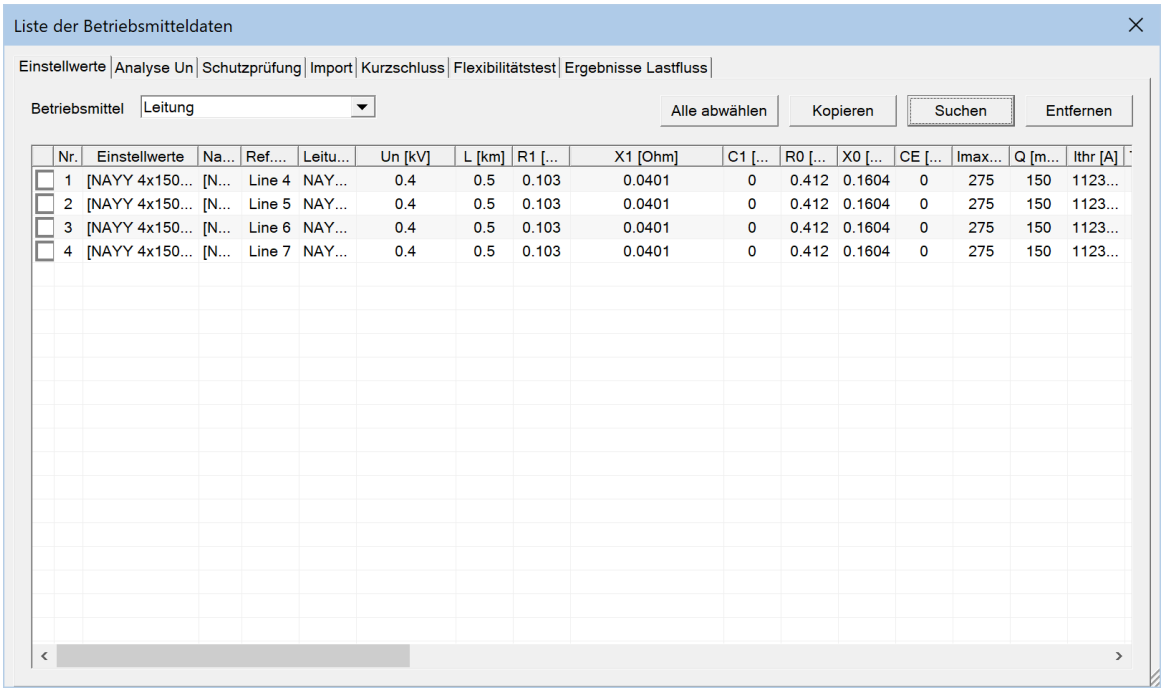


Abbildung 95: Kopieren des Wertes der obersten Zelle mit dem Tastenkürzel *Strg + U*

1.17.2 Registerkarte *Analyse Un*

In der Registerkarte **Analyse Un** werden nach der Ausführung der Nennspannungsanalyse die Betriebsmittel angezeigt, deren eingestellte Nennspannung verschieden von der durch die topologische Suche erkannten Nennspannung der Spannungsebene ist. Die topologische Suchfunktion kann wie folgt beschrieben ausgeführt werden.

- Hauptmenü **Bearbeiten**
- Menüpunkt **Nennspannung**
- Toolbar-Button
- Toolbar

Die Betriebsmittel werden abhängig von der Spannungsebene, die durch die Suche erkannt wurde, in der Netzgrafik eingefärbt. Es werden die Farben aus der Registerkarte **Farben Un** des Einstelldialogs **Einstellungen Elektrisches Netz** verwendet.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Netzkonfiguration**
- Registerkarte **Farben Un**

Betriebsmittel, deren Nennspannung von der Nennspannung der Spannungsebene verschieden sind, werden **grau** eingefärbt und in der Registerkarte **Analyse Un** aufgelistet. In der nachfolgenden Abbildung wurde eine Leitung bzgl. der Nennspannung als fehlerhaft erkannt und **grau** eingefärbt.

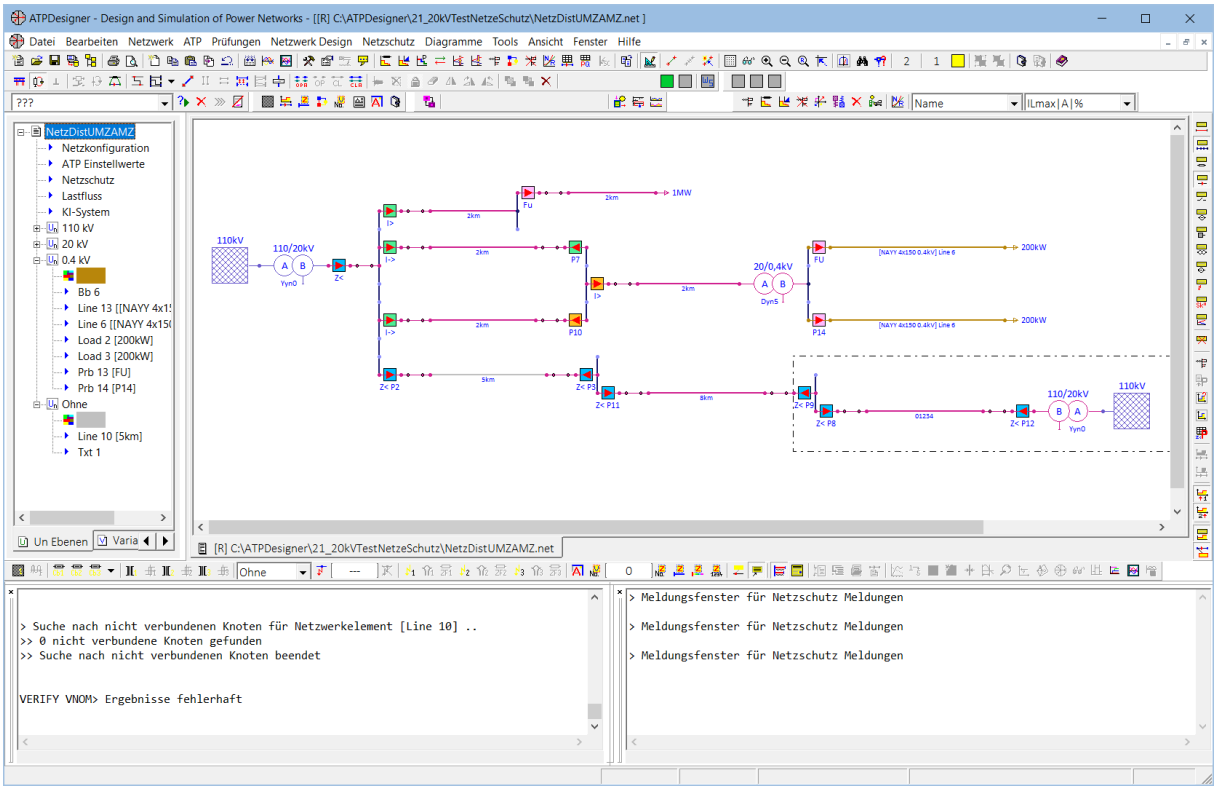


Abbildung 96: Einfärbung der Spannungsebenen U_n

In der Registerkarte **Analyse Un** werden die als bzgl. der eingestellten Nennspannung fehlerhaften Betriebsmittel ausgegeben. Durch einen **Left Mouse Button Double Click**

auf die entsprechende Zelle in der Spalte **Ref.Name** kann der Einstelldialog des Netzwerkelementes geöffnet werden.

- Hauptmenü **Netzwerk** oder **Strg + F11**
- Menüpunkt **Liste der Betriebsmitteldaten**
- Registerkarte **Analyse Un**

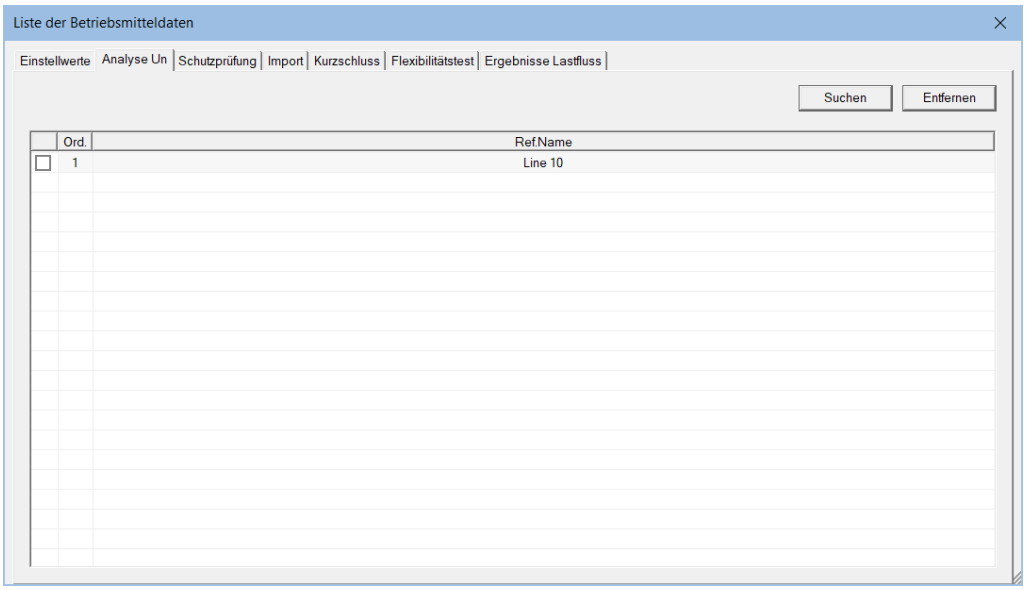


Abbildung 97: Liste der Betriebsmittel mit fehlerhafter Nennspannung

Die automatische Erkennung und Einfärbung der Nennspannungsebenen kann zur Validierung und Überprüfung von Stromnetzen verwendet werden.

Das Ergebnis der Identifikation der Nennspannungsebenen wird in den **Projektinformationen**, Registerkarte **Un Ebenen** ausgegeben.

Die Einfärbung kann mit dem Toolbar-Button oder

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Netzberechnung entfernen**
- oder **Strg + Alt + E**

zurückgesetzt werden.

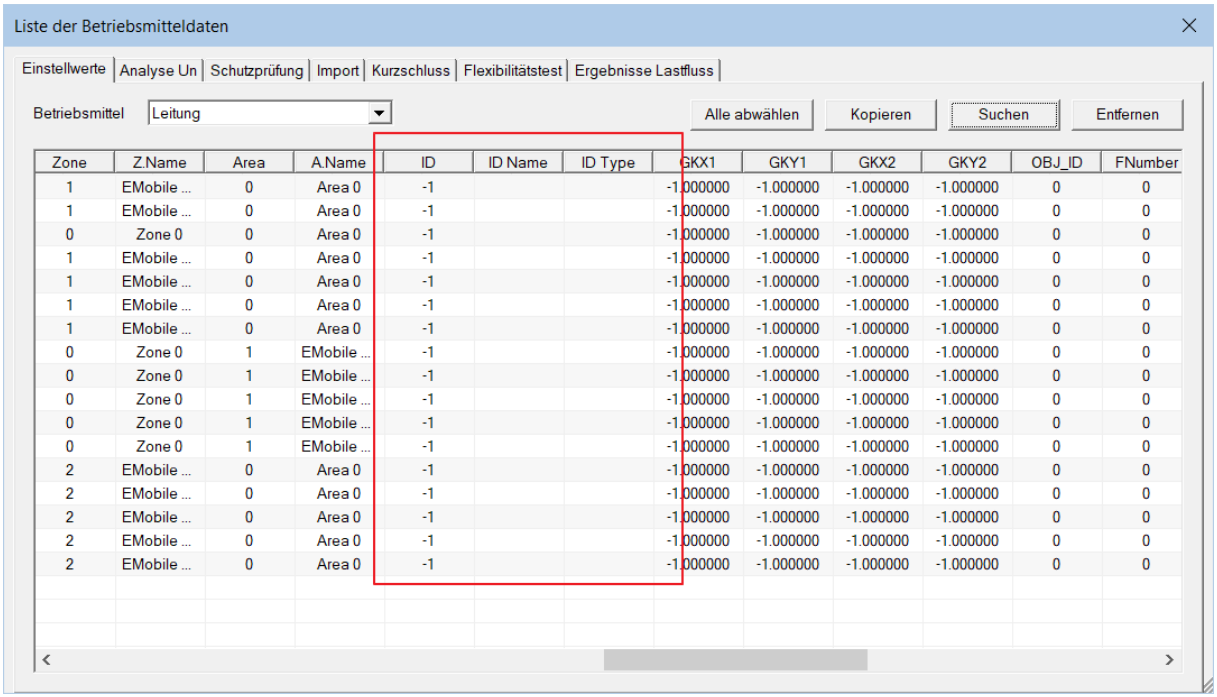
1.17.3 Registerkarte *Import*

In der Registerkarte **Import** können Daten von Netzwerkelementen aus externen Datenquellen mit Hilfe einer .CSV-Datei importiert und synchronisiert werden. Das Format der .CSV-Datei ist in dem internen Dokument **Schnittstellen in ATPDesigner** [32] definiert. Unter Daten werden hier in aller Regel die Einstellwerte der Netzwerkelemente verstanden. Der Import von Daten ist auch mit dem Menüpunkt Import des Hauptmenüs Datei möglich. Mit dem Menüpunkt Export des Hauptmenüs Datei ist es möglich, Daten aus ATPDesigner als .CSV-Datei zu exportieren, mit einem Softwaresystem wie z.B. Excel zu bearbeiten und die veränderten Daten wieder zu importieren.

Um eine eindeutige Zuweisung der externen Daten zu den im Stromnetz vorhandenen Netzwerkelementen sicherzustellen, werden die Identifikationsmerkmale **ID**, **ID Name** und **ID Type** verwendet, die jedem Netzwerkelement zugeordnet sind und in der .NET-Datei gespeichert werden können. Die Identifikationsmerkmale müssen vor dem ersten Import durch den Anwender im Sinne von eineindeutigen Identifikationsmerkmalen definiert werden.

Einstellung und Änderung der Identifikationsmerkmale kann manuell oder automatisiert erfolgen.

⇨ Es wird empfohlen, die Identifikationsmerkmale vor dem ersten Import von Daten den Netzwerkelementen in der Registerkarte Einstellwerte durch einen geeigneten Export von Daten automatisch zuzuordnen und in der .NET-Datei zu speichern.



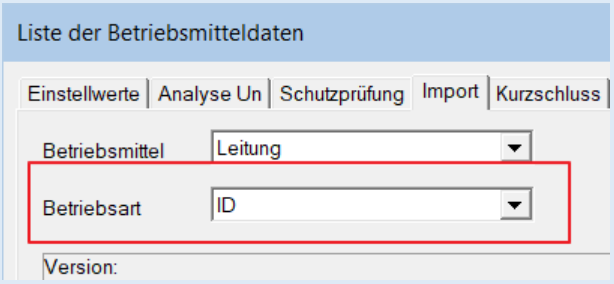
Zone	Z.Name	Area	A.Name	ID	ID Name	ID Type	GKX1	GKY1	GKX2	GKY2	OBJ_ID	FNumber
1	EMobile ...	0	Area 0	-1			-1.000000	-1.000000	-1.000000	-1.000000	0	0
1	EMobile ...	0	Area 0	-1			-1.000000	-1.000000	-1.000000	-1.000000	0	0
0	Zone 0	0	Area 0	-1			-1.000000	-1.000000	-1.000000	-1.000000	0	0
1	EMobile ...	0	Area 0	-1			-1.000000	-1.000000	-1.000000	-1.000000	0	0
1	EMobile ...	0	Area 0	-1			-1.000000	-1.000000	-1.000000	-1.000000	0	0
1	EMobile ...	0	Area 0	-1			-1.000000	-1.000000	-1.000000	-1.000000	0	0
1	EMobile ...	0	Area 0	-1			-1.000000	-1.000000	-1.000000	-1.000000	0	0
0	Zone 0	1	EMobile ...	-1			-1.000000	-1.000000	-1.000000	-1.000000	0	0
0	Zone 0	1	EMobile ...	-1			-1.000000	-1.000000	-1.000000	-1.000000	0	0
0	Zone 0	1	EMobile ...	-1			-1.000000	-1.000000	-1.000000	-1.000000	0	0
0	Zone 0	1	EMobile ...	-1			-1.000000	-1.000000	-1.000000	-1.000000	0	0
0	Zone 0	1	EMobile ...	-1			-1.000000	-1.000000	-1.000000	-1.000000	0	0
2	EMobile ...	0	Area 0	-1			-1.000000	-1.000000	-1.000000	-1.000000	0	0
2	EMobile ...	0	Area 0	-1			-1.000000	-1.000000	-1.000000	-1.000000	0	0
2	EMobile ...	0	Area 0	-1			-1.000000	-1.000000	-1.000000	-1.000000	0	0
2	EMobile ...	0	Area 0	-1			-1.000000	-1.000000	-1.000000	-1.000000	0	0
2	EMobile ...	0	Area 0	-1			-1.000000	-1.000000	-1.000000	-1.000000	0	0

Abbildung 98: Identifikationsmerkmale ID, ID Name und ID Type mit Grundeinstellung

In der vorhergehenden Abbildung sind die Identifikationsmerkmale in der Tabelle der Registerkarte Einstellwerte mit den Werten der Grundeinstellung dargestellt. Die Werte der beiden Identifikationsmerkmale **ID** und **ID Name** können vom Anwender nur in der Tabelle durch einen **Left Mouse Button Click** auf die entsprechende Tabellenzelle geändert werden.

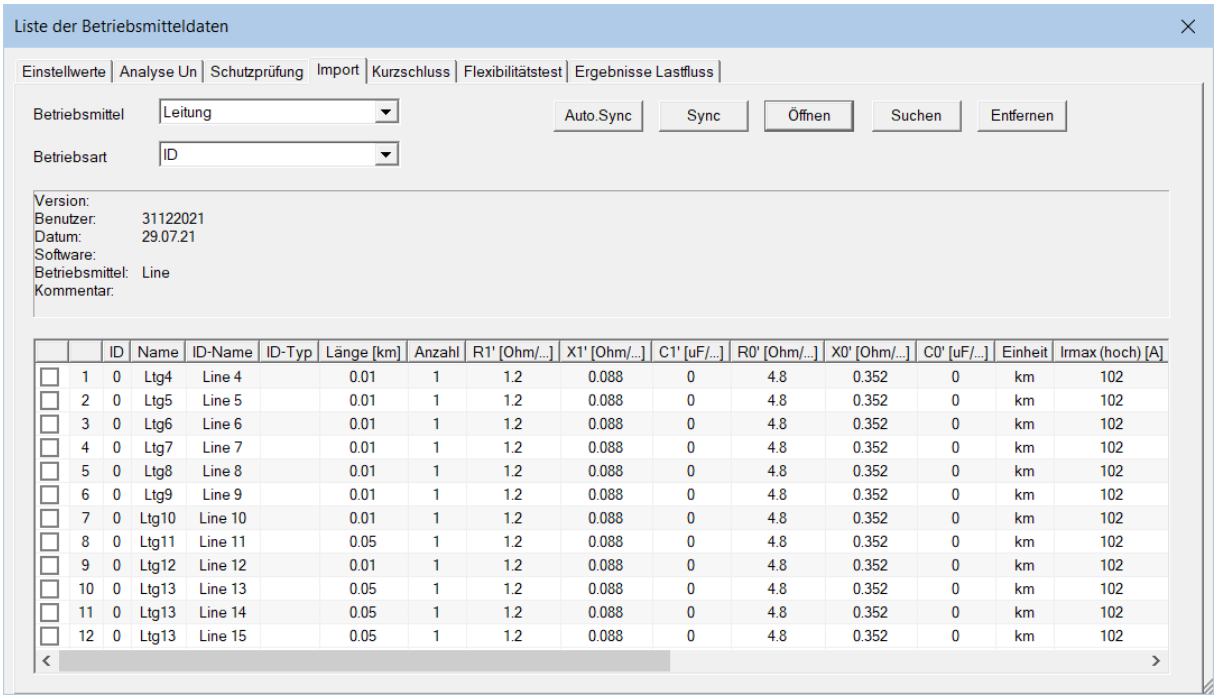
Das Identifikationsmerkmal **ID Type** kann manuell vom Anwender nicht eingestellt oder verändert werden. Das Identifikationsmerkmal kann für die zu importierenden Netzwerkelemente durch einen Export von Daten automatisiert definiert und in die .CSV-Datei exportiert werden.

Button	Bedeutung
Öffnen	Dialog zum Einlesen einer .CSV-Datei zum Datenimport öffnen
Sync	Synchronisierung der ausgewählten Daten
Auto. Sync	Automatische Synchronisierung der Daten

Betriebsmittel	Bezeichner der Liste der Betriebsmittel, die in der importierten .CSV-Datei erkannt wurde 1. Leitung 2. Erzeugungsanlage (DEA) 3. Flexibilität 4. GridProtect 5. Mess/Schutzgerät 6. Transformator 2-Wicklung Die Formate der .CSV-Dateien sind in dem internen Dokument **Schnittstellen in ATPDesigner** [32] erläutert. Die automatische Erkennung durch ATPDesigner erfolgt durch die Analyse der Header-Information der .CSV-Datei. Der Import von Daten in der Betriebsart Flexibilität ermöglicht es, Date von Netzwerkelementen verschiedener Typen wie z.B. **Verbraucherlasten** und **Erzeugungsanlagen (DEA)** aus einer gemeinsamen .CSV-Datei zu importieren.
Betriebsart	Die Betriebsart definiert die Vorgehensweise, die zur Synchronisierung der importierten Daten verwendet wird. In der nachfolgenden Abbildung ist ein Ausschnitt des Dialogs abgebildet.  1. Betriebsart **ID** 2. Betriebsart **Name** 3. Betriebsart **ID (delta)** 4. Betriebsart **Name (delta)**

1.17.3.1 Einlesen einer .CSV-Datei zum Datenimport

Mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Button **Öffnen** kann eine externe ‚CSV-Datei eingelesen werden. Der Typ des **Betriebsmittels** (Netzwerkelement) wird durch die Analyse der Header-Information in der .CSV-Datei erkannt und der entsprechende Eintrag der Auswahlliste **Betriebsmittel** angezeigt. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Registerkarte **Import** nach dem Einlesen einer .CSV-Datei mit Leitungsdaten in der **Betriebsart ID**.



		ID	Name	ID-Name	ID-Typ	Länge [km]	Anzahl	R1' [Ohm/...]	X1' [Ohm/...]	C1' [uF/...]	R0' [Ohm/...]	X0' [Ohm/...]	C0' [uF/...]	Einheit	Irmax (hoch) [A]
☐	1	0	Ltg4	Line 4		0.01	1	1.2	0.088	0	4.8	0.352	0	km	102
☐	2	0	Ltg5	Line 5		0.01	1	1.2	0.088	0	4.8	0.352	0	km	102
☐	3	0	Ltg6	Line 6		0.01	1	1.2	0.088	0	4.8	0.352	0	km	102
☐	4	0	Ltg7	Line 7		0.01	1	1.2	0.088	0	4.8	0.352	0	km	102
☐	5	0	Ltg8	Line 8		0.01	1	1.2	0.088	0	4.8	0.352	0	km	102
☐	6	0	Ltg9	Line 9		0.01	1	1.2	0.088	0	4.8	0.352	0	km	102
☐	7	0	Ltg10	Line 10		0.01	1	1.2	0.088	0	4.8	0.352	0	km	102
☐	8	0	Ltg11	Line 11		0.05	1	1.2	0.088	0	4.8	0.352	0	km	102
☐	9	0	Ltg12	Line 12		0.01	1	1.2	0.088	0	4.8	0.352	0	km	102
☐	10	0	Ltg13	Line 13		0.05	1	1.2	0.088	0	4.8	0.352	0	km	102
☐	11	0	Ltg13	Line 14		0.05	1	1.2	0.088	0	4.8	0.352	0	km	102
☐	12	0	Ltg13	Line 15		0.05	1	1.2	0.088	0	4.8	0.352	0	km	102

Abbildung 99: Import von Betriebsmitteldaten – Einlesen einer .CSV-Datei

1.17.3.2 Manuelle Synchronisierung

Zur manuellen Synchronisierung von Daten aus der Tabelle in der Registerkarte **Import** gibt es zwei Vorgehensweisen, die nachfolgend erläutert werden. Vor der Synchronisierung der importierten Daten muss die **Betriebsart** zur Synchronisierung ausgewählt werden. Die Identifikationsmerkmale können für eine manuelle Synchronisierung die Werte der Grundeinstellung aufweisen.
Eine manuelle Synchronisierung wird nur ausgeführt, wenn der Typ des Ziel-Netzwerkelementes in der Netzgrafik dem Typ des Quell-Netzwerkelementes in der Tabelle entspricht.

1. **Manuelle Synchronisierung durch Drag&Drop**
   Zunächst muss der Mauszeiger über der Tabellenzeile positioniert werden, die zur Synchronisierung verwendet werden soll. Bei **gedrückter linker Maustaste** wird die Tabellenzeile „über" das zu synchronisierende Netzwerkelement in der Netzgrafik „gezogen". Nach dem **Loslassen der linken Maustaste** werden die Daten an das Netzwerkelement „unter" dem Mauszeiger übertragen und der Synchronisierungsvorgang durchgeführt.

2. **Manuelle Synchronisierung durch Markieren**
   Zunächst muss das zu synchronisierende Netzwerkelement in der Netzgrafik und die importierte Tabellenzeile eines Betriebsmittels in der **Liste der Einstellwert**, Registerkarte **Import** durch jeweils einen **Left Mouse Button Click** markiert werden. Durch einen anschließenden **Left Mouse Button Click** auf den Button **Sync** werden die Einstellwerte der Tabellenzeile an das markierte Netzwerkelement übertragen und synchronisiert.

Danach wird mit Hilfe der Identifikationsmerkmale überprüft, ob für das Netzwerkelement schon eine oder mehrere Synchronisierungen durchgeführt wurde. Der Anwender kann wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt die Synchronisierung abbrechen oder ausführen lassen.

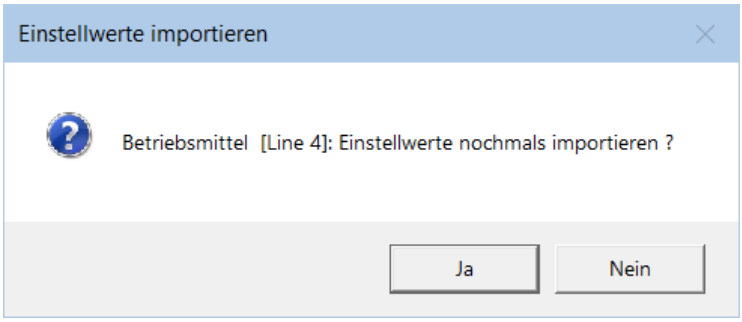
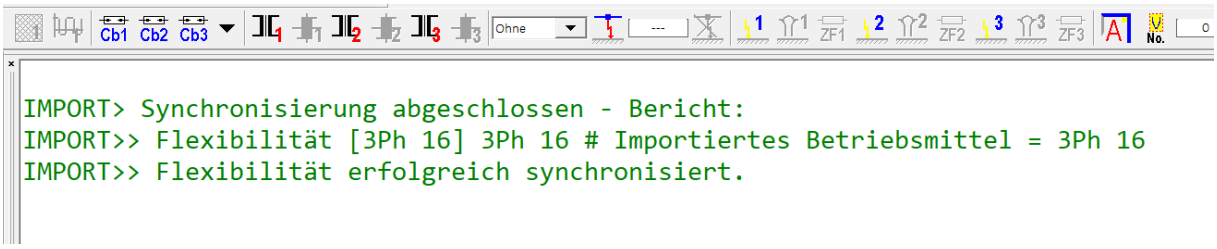
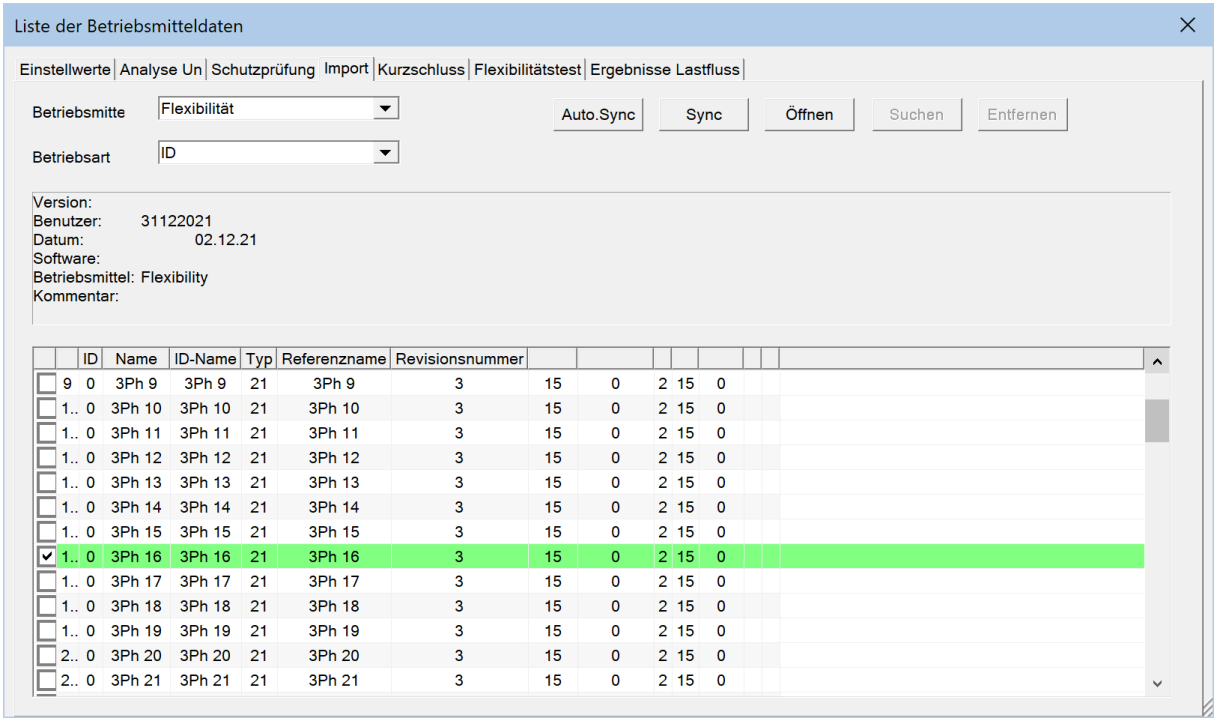


Abbildung 100: Meldung bei schon erfolgter Synchronisierung

Kann die Synchronisation erfolgreich durchgeführt werden, werden im **Meldungsfenster** wie nachfolgend dargestellt entsprechende Meldungen ausgegeben.

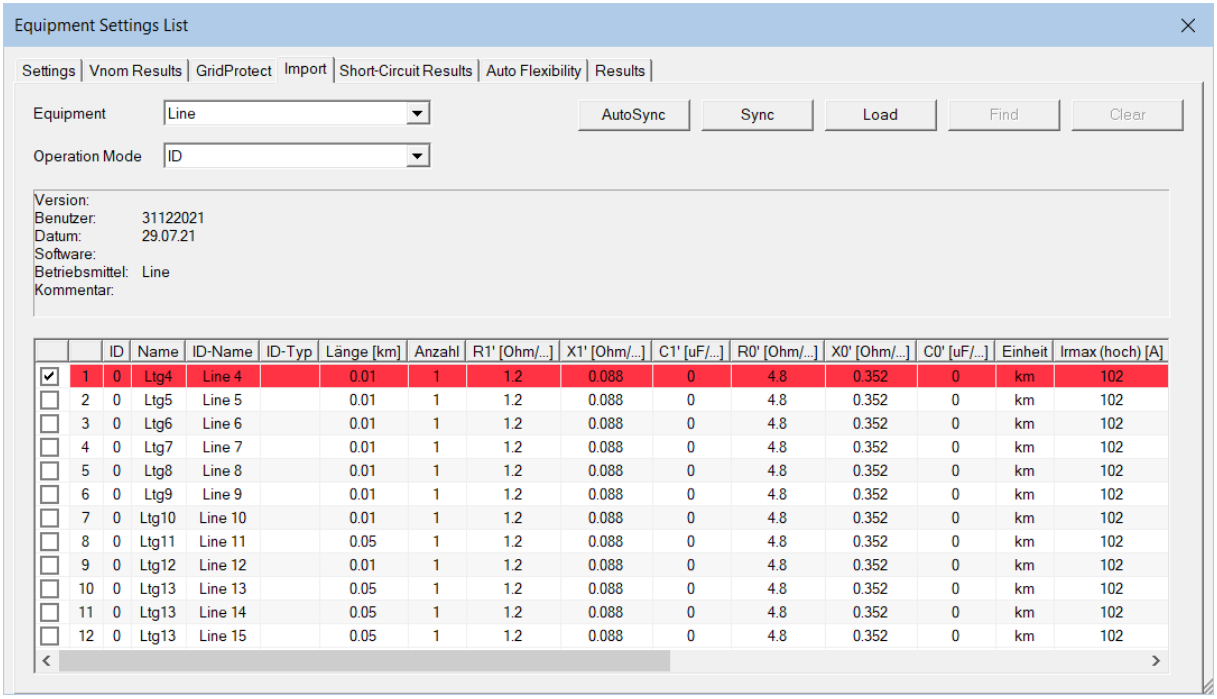


- Ziel-Netzwerkelement **#** Quell-Netzwerkelement



Bei der Durchführung der manuellen Synchronisierung muss beachtet werden, dass nicht nur Daten wie z.B. Einstellwerte, sondern auch die Identifikationsmerkmale **ID**, **ID Name** und **ID Type** überschrieben werden. Der Referenzname bleibt unverändert.

Nach einer erfolgreichen Synchronisierung wird die Tabellenzeile **grün** eingefärbt, bei fehlgeschlagener Synchronisierung **rot**. Im **Meldungsfenster** werden Fehler bei der Synchronisierung angezeigt und die **Warn-LED** wird auf **Rot** geschaltet. Fehler beim Import können u.a. fehlende Daten oder Daten mit unzulässigen Werten sein. Es wird empfohlen, dass Protokoll Meldungsfenster zu überprüfen.



	ID	Name	ID-Name	ID-Typ	Länge [km]	Anzahl	R1' [Ohm/...]	X1' [Ohm/...]	C1' [uF/...]	R0' [Ohm/...]	X0' [Ohm/...]	C0' [uF/...]	Einheit	Irmax (hoch) [A]
☑ 1	0	Ltg4	Line 4		0.01	1	1.2	0.088	0	4.8	0.352	0	km	102
2	0	Ltg5	Line 5		0.01	1	1.2	0.088	0	4.8	0.352	0	km	102
3	0	Ltg6	Line 6		0.01	1	1.2	0.088	0	4.8	0.352	0	km	102
4	0	Ltg7	Line 7		0.01	1	1.2	0.088	0	4.8	0.352	0	km	102
5	0	Ltg8	Line 8		0.01	1	1.2	0.088	0	4.8	0.352	0	km	102
6	0	Ltg9	Line 9		0.01	1	1.2	0.088	0	4.8	0.352	0	km	102
7	0	Ltg10	Line 10		0.01	1	1.2	0.088	0	4.8	0.352	0	km	102
8	0	Ltg11	Line 11		0.05	1	1.2	0.088	0	4.8	0.352	0	km	102
9	0	Ltg12	Line 12		0.01	1	1.2	0.088	0	4.8	0.352	0	km	102
10	0	Ltg13	Line 13		0.05	1	1.2	0.088	0	4.8	0.352	0	km	102
11	0	Ltg13	Line 14		0.05	1	1.2	0.088	0	4.8	0.352	0	km	102
12	0	Ltg13	Line 15		0.05	1	1.2	0.088	0	4.8	0.352	0	km	102

Abbildung 101: Synchronisierung von Betriebsmitteldaten – Anzeige von Fehlern

```
IMPORT Error> [Load 3] Load 3 # Importiertes Betriebsmittel = Schalter (CB)

IMPORT Error> [Load 1] Load 1 # Importiertes Betriebsmittel = Schalter (CB)
IMPORT> Transformator 2-Wicklung : [Tra 1] Tra 1 # Zeile=9 Tra 1
IMPORT> Verbraucherlast : [Load 2] Load 2 # Zeile=3 Load 2
IMPORT> Verbraucherlast : [Load 4] Load 4 # Zeile=4 Load 4
IMPORT> Verbraucherlast : [Load 5] Load 5 # Zeile=5 Load 5
IMPORT> Verbraucherlast : [Load 6] Load 6 # Zeile=6 Load 6
IMPORT> Verbraucherlast : [Load 7] Load 7 # Zeile=7 Load 7
IMPORT> Transformator 2-Wicklung : [Tra 2] Tra 2 # Zeile=10 Tra 2
IMPORT> Schalter : [Swt 1] S1 # Zeile=11 S1
IMPORT> Verbraucherlast : [Load 8] Load 8 # Zeile=8 Load 8
IMPORT> Erzeugungsanlage (DEA) : [3Ph 1] 3Ph 1 # Zeile=0 3Ph 1

IMPORT> Auto-Synchronisierung abgeschlossen - Bericht:
IMPORT>> Anzahl Zeilen = 12
IMPORT>> Anzahl Fehler = 2
```

Abbildung 102: Anzeige von Fehlern nach einer Synchronisierung im Meldungsfenster

1.17.3.3 Erkennung einer schon durchgeführten Synchronisierung

Falls eine Synchronisierung der Daten eines Netzwerkelementes schon durchgeführt wurde, wird der nachfolgende Dialog angezeigt.

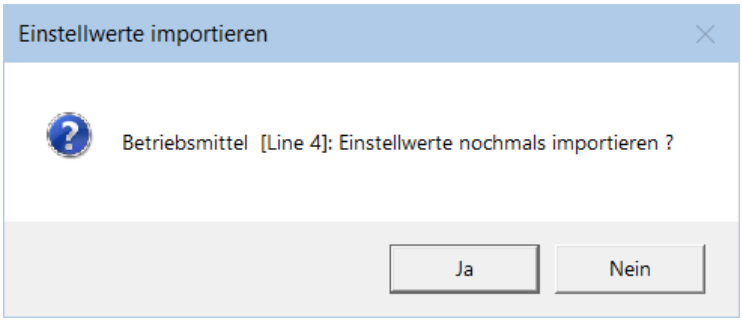


Abbildung 103: Meldung bei mehrfacher Synchronisierung

Eine schon durchgeführte Synchronisierung wird von ATPDesigner daran erkannt, dass der Wert mindestens eines der Identifikationsmerkmale **ID**, **ID Name** oder **ID Type** des Netzwerkelementes nicht mehr der Grundeinstellung entspricht.

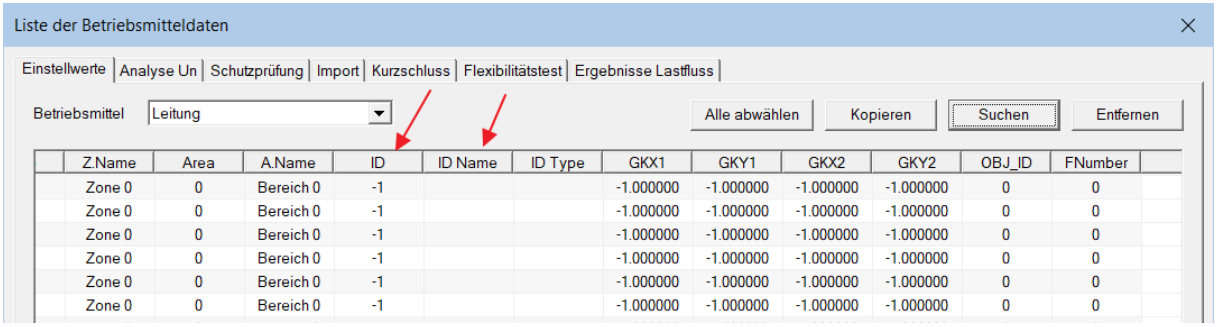


Abbildung 104: Erkennung einer noch nicht durchgeführten Synchronisierung

1.17.3.4 ID, ID Name, ID Type - Zuweisung beim erstmaligen Export

Beim erstmaligen Export der Daten von Netzwerkelementen werden den Identifikationsmerkmalen **ID**, **ID Name** und **ID Type** automatisiert die Werte der Grundeinstellung zugewiesen. Es ist auch möglich, diese Identifikationsmerkmale manuell zuzuweisen. Dazu genügt es, bei Anzeige der Registerkarte Einstellwerte mit einem **Right Mouse Button Click** ein kontextsensitives Menü zu öffnen und die menüpunkte auszuführen.

1.17.3.5 Automatische Synchronisierung

Wurde schon mindestens eine manuelle Synchronisierung für ein Netzwerkelement durchgeführt, kann nachfolgend eine **Automatische Synchronisierung** erfolgen. Durch die vorangehende einmalig erforderliche manuelle Synchronisierung werden die Identifikationsmerkmale in den Daten des Netzwerkelementes gespeichert.

Durch einen **Left Mouse Button Click** auf den Taster **Auto. Sync** werden alle Betriebsmittel, die durch eine vorangehende manuelle Synchronisierung über Identifikationsdaten verfügen, synchronisiert wurden, nochmals automatisch synchronisiert. Im **Meldungsfenster** wird ein kurzer Bericht über die **Automatische Synchronisierung** ausgegeben und angezeigt.

1.17.3.5.1 ID und ID Name – Überprüfung vor der Synchronisierung der Daten

Zu Beginn der automatischen Synchronisierung werden die Identifikationsmerkmale **ID** und **ID Name** überprüft. Wird die Grundeinstellungen von **ID** und **ID Name** erkannt, so wird wie folgt vorgegangen.

1. Der anwenderspezifische Name des Netzwerkelementes wird in eine ganze Zahl (Basisdatentyp **long int**) konvertiert (C-Konvertierungsmethode **atol**). Diese Konvertierung liefert nur dann einen Zahlwert ungleich 0, wenn der anwenderspezifische Name nur aus Ziffern {0123456789} besteht.
2. Besteht der anwenderspezifische Name nur aus Ziffern {0123456789}, so wird die konvertierte ganze Zahl im Identifikationsmerkmal **ID** gespeichert. Da vorher die Grundeinstellung der beiden Einstellwerte **ID** und **ID Name** erkannt wurde, bleibt der Einstellwert **ID Name** eine leere Zeichenkette ““.

1.17.3.5.2 Synchronisation der Daten mit *Betriebsart ID* oder *ID (delta)*

In der **Betriebsart ID** bzw. **ID (delta)** wird die Synchronisierung mit Hilfe der Identifikationsmerkmale **ID** und **ID Name** aus der Importdatei durchgeführt. Dazu kettet ATPDesigner die beiden Identifikationsmerkmale zu einer gemeinsamen Zeichenkette. Das Identifikationsmerkmal ID aus der Importdatei wird nur dann im Suchkriterium verwendet, wenn der Wert ID ≥ 0 ist.

- **Suchkriterium** = Zeichenkette (**ID**) + Zeichenkette (**ID Name**)

ATPDesigner kettet die beiden Einstellwerten **ID** und **ID Name** des Netzwerkelementes und vergleicht das Suchkriterium der Importdatei mit der so gebildeten Zeichenkette. Wird das Suchkriterium mehrfach, d.h. bei mehr als einem Netzwerkelement gefunden, wird keine Synchronisierung durchgeführt, sondern im **Meldungsfenster** eine Fehlermeldung ausgegeben.

1.17.3.5.3 Synchronisation der Daten mit *Betriebsart Name* oder *Name (delta)*

In der **Betriebsart Name** bzw. **Name (delta)** wird die Synchronisierung mit Hilfe des **anwenderspezifischen Namens des Netzwerkelementes** durchgeführt. Eine Synchronisierung erfolgt nur dann, wenn der anwenderspezifische Name in der entsprechenden Spalte der .CSV-Datei mit dem anwenderspezifischen Namen des Netzwerkelementes identisch ist.

- **Suchkriterium** = anwenderspezifischer Name

ATPDesigner vergleicht das Suchkriterium mit dem anwenderspezifischen Namen des Netzwerkelementes. Wird das Suchkriterium mehrfach, d.h. bei mehr als einem Netzwerkelement gefunden, wird keine Synchronisierung durchgeführt, sondern im **Meldungsfenster** eine Fehlermeldung ausgegeben.

1.17.3.5.4 Betriebsarten *ID* und *Name* versus *ID (delta)* und *Name (delta)*

Werden Betriebsarten **mit den Zusatz *delta*** verwendet, so werden die aktuellen Einstellwerte des Netzwerkelementes mit den eingelesenen Daten synchronisiert. Nicht in den Synchronisierungsdaten enthaltene Einstellwerte bleiben unverändert.

Werden Betriebsarten **ohne den Zusatz *delta*** verwendet, so wird zuerst die Grundeinstellung der Einstellwerte (Default) des zu synchronisierenden Netzwerkelementes intern geladen. Basierend auf der Grundeinstellung (Default) werden die aus der .CSV-Datei eingelesenen Daten synchronisiert. Nicht in den Synchronisierungsdaten enthaltene Einstellwerte entsprechen dann der Grundeinstellung (Default).

1.17.3.5.5 Erfolgreiche Durchführung der Synchronisierung

Im Falle einer erfolgreichen Synchronisierung wird die entsprechende Zeile in der Tabelle der Registerkarte **Import** **grün** eingefärbt.

1.17.3.6 Zuordnung der Betriebsmittel zu Zonen

In der Importdatei kann für jedes Netzwerkelement eine Zone angegeben werden. Nach dem Datenimport werden alle Betriebsmittel also auch die Betriebsmittel, für die keine Daten importiert wurden, bzgl. einer Zonenzugehörigkeit überprüft. Sollten Zonen nicht vorhanden sein, werden diese von ATPDesigner automatisch angelegt.

1.17.3.7 Import: Einstellwerte von Leitungen

Importbetriebsart	Verfügbarkeit
ID	Ja
Name	Ja
ID (delta)	Ja
Name (delta)	Ja

Die in der nachfolgenden Tabelle enthaltenen Einstellwerte werden in allen Importbetriebsarten nicht synchronisiert.

Einstellwert aus der Registerkarte *U<>, Zusatzleitung*	Synchronisierung
Gruppe *Leitungsschutz*: Überspannungsanregung U>	Nein
Gruppe *Leitungsschutz*: Unterspannungsanregung U<	Nein
Gruppe *Leitungsschutz*: Staffelzeit TU>	Nein
Gruppe *Leitungsschutz*: Staffelzeit TU<	Nein
Gruppe *Leitungsschutz*: Aktivierung von U> und TU>	Nein
Gruppe *Leitungsschutz*: Aktivierung von U< und TU<	Nein
Verbunden mit Knoten Links oder Rechts	Nein
Gruppe *Zusätzliche Leitungsimpedanz…* : Aktivieren	Nein
Gruppe *Zusätzliche Leitungsimpedanz…* : Leitungstyp	Nein
Gruppe *Zusätzliche Leitungsimpedanz…* : Länge L	Nein

Einstellwert aus der Registerkarte *Leitungstyp*	Synchronisierung
Gruppe *Zusatzknoten*: Anzahl Zusatzknoten am linken Leitungsende L	Nein

Gruppe *Zusatzknoten*: Anzahl Zusatzknoten am rechten Leitungsende R	Nein

Einstellwert aus der Registerkarte *Allgemeine Daten*	Synchronisierung
Gruppe *Lastfluss: Last*: S [MVA]	Nein
Gruppe *Lastfluss: Last*: cos ϕ	Nein
Gruppe *Lastfluss: Last*: s [%]	Nein

1.17.3.8 Import: Einstellwerte von Mess/Schutzgeräten

Importbetriebsart	Verfügbarkeit
ID	Ja
Name	Ja
ID (delta)	Ja
Name (delta)	Ja

1.17.3.9 Import: Einstellwerte von Transformatoren 2-Wicklung

Importbetriebsart	Verfügbarkeit
ID	Ja
Name	Ja
ID (delta)	Ja
Name (delta)	Ja

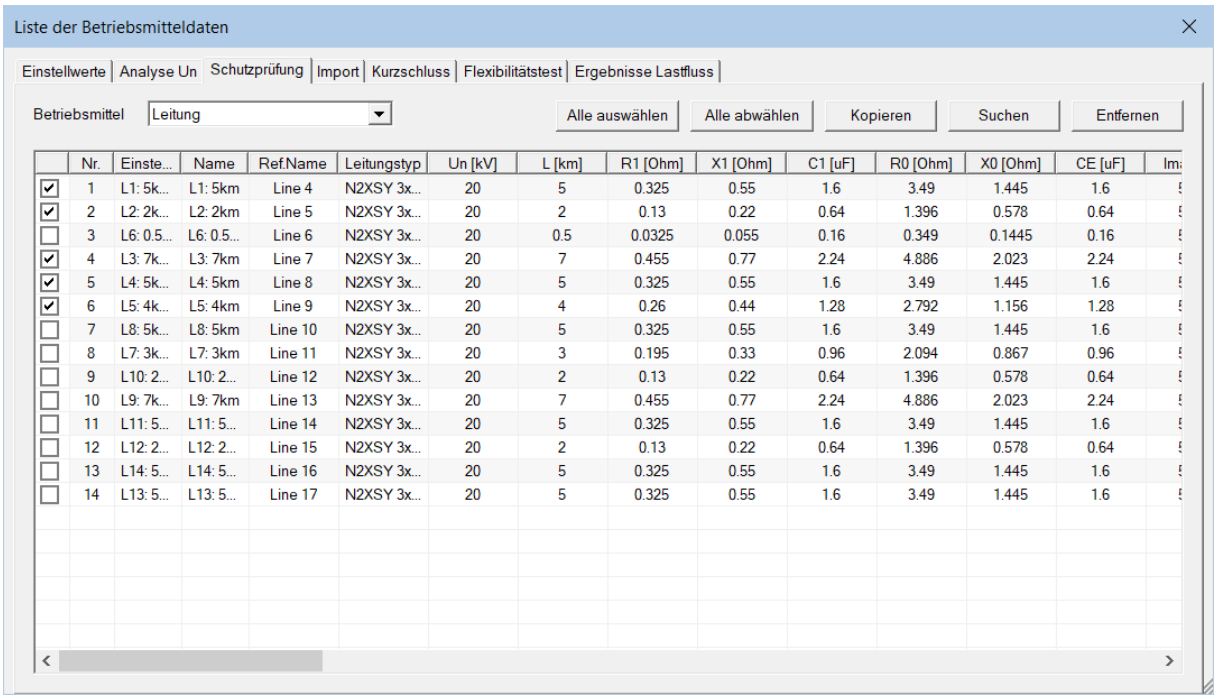
1.17.3.10 Import: Flexibilitäten

Importbetriebsart	Verfügbarkeit
ID	Nein
Name	Nein
ID (delta)	Ja
Name (delta)	Ja

Beim Import der Einstellwerte von Flexibilitäten werden immer die aktuellen Einstellwerte des Netzwerkelementes mit den eingelesenen Daten synchronisiert.

1.17.4 Registerkarte *Schutzprüfung*

Die Registerkarte **Schutzprüfung** wird dazu verwendet, die automatisch auszuführenden Schritte der Netzschutzprüfung einzustellen. Abhängig von der Prüffunktion für Netzschutzkonzepte können die Betriebsmittel ausgewählt werden, die von der Prüffunktion berücksichtigt werden. Näheres zu den Schutzprüfungen und der Verwendung der Registerkarte kann in [Bd. 3] im Kapitel **Prüfung von Netzschutzkonzepten** nachgelesen werden.



	Nr.	Einste...	Name	Ref.Name	Leitungstyp	Un [kV]	L [km]	R1 [Ohm]	X1 [Ohm]	C1 [uF]	R0 [Ohm]	X0 [Ohm]	CE [uF]	Im
☑	1	L1: 5k...	L1: 5km	Line 4	N2XSY 3x...	20	5	0.325	0.55	1.6	3.49	1.445	1.6	5
☑	2	L2: 2k...	L2: 2km	Line 5	N2XSY 3x...	20	2	0.13	0.22	0.64	1.396	0.578	0.64	5
☐	3	L6: 0.5...	L6: 0.5...	Line 6	N2XSY 3x...	20	0.5	0.0325	0.055	0.16	0.349	0.1445	0.16	5
☑	4	L3: 7k...	L3: 7km	Line 7	N2XSY 3x...	20	7	0.455	0.77	2.24	4.886	2.023	2.24	5
☑	5	L4: 5k...	L4: 5km	Line 8	N2XSY 3x...	20	5	0.325	0.55	1.6	3.49	1.445	1.6	5
☑	6	L5: 4k...	L5: 4km	Line 9	N2XSY 3x...	20	4	0.26	0.44	1.28	2.792	1.156	1.28	5
☐	7	L8: 5k...	L8: 5km	Line 10	N2XSY 3x...	20	5	0.325	0.55	1.6	3.49	1.445	1.6	5
☐	8	L7: 3k...	L7: 3km	Line 11	N2XSY 3x...	20	3	0.195	0.33	0.96	2.094	0.867	0.96	5
☐	9	L10: 2...	L10: 2...	Line 12	N2XSY 3x...	20	2	0.13	0.22	0.64	1.396	0.578	0.64	5
☐	10	L9: 7k...	L9: 7km	Line 13	N2XSY 3x...	20	7	0.455	0.77	2.24	4.886	2.023	2.24	5
☐	11	L11: 5...	L11: 5...	Line 14	N2XSY 3x...	20	5	0.325	0.55	1.6	3.49	1.445	1.6	5
☐	12	L12: 2...	L12: 2...	Line 15	N2XSY 3x...	20	2	0.13	0.22	0.64	1.396	0.578	0.64	5
☐	13	L14: 5...	L14: 5...	Line 16	N2XSY 3x...	20	5	0.325	0.55	1.6	3.49	1.445	1.6	5
☐	14	L13: 5...	L13: 5...	Line 17	N2XSY 3x...	20	5	0.325	0.55	1.6	3.49	1.445	1.6	5

Abbildung 105: Registerkarte *Schutzprüfung* zur Prüfung von Netzschutzkonzepten [Bd. 3]

1.17.5 Registerkarte *Kurzschluss*

In der Registerkarte Kurzschluss werden abhängig von dem in der in der Auswahlliste ausgewählten Betriebsmittel charakteristische Daten des Netzes als Ergebnis der **Berechnung stationärer Netzzustände** angegeben.

Betriebs-mittel	Inhalt der Tabelle
Sammel-schiene	Kurzschlussleistung S_k und Kurzschlussstrom I_k
Leitung	Thermisch gleichwertiger Kurzschlussstrom I_{th}

1.17.5.1 Sammelschiene: Kurzschlussleistung S_k und Kurzschlussstrom I_k

Durch einen **Left Mouse Button Click** auf den Button oder mit dem Menüpunkt **Kurzschlusspunkt berechnen** im Hauptmenü **Prüfungen** wird für alle aktivierten Sammelschienen des Netzes eine **Kurzschlussstromberechnung für den 3pE-Kurzschluss** durchgeführt. Die Ergebnisse **Kurzschlussleistung S_k** und **Kurzschlussstrom I_k** für den 3pE-Kurzschluss an der jeweiligen Sammelschiene werden in der Tabelle der Registerkarte **Kurzschluss** dargestellt.

Es wird hier darauf hingewiesen, dass die Berechnung der Kurzschlussleistung und des Kurzschlussstromes durch die **Berechnung eines stationären Netzzustandes** mit 3pE-Kurzschluss oder in Anlehnung an die **Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102** erfolgen kann.

Bezeichner	Bedeutung
Name	Anwenderspezifischer Name des Betriebsmittels
Ref.Name	Referenzname des Betriebsmittels
Ik 3pE [A]	Kurzschlussstrom für den 3pE-Kurzschluss an der Sammelschiene
Sk 3pE [MVA]	Kurzschlussleistung für den 3pE-Kurzschluss an der Sammelschiene
Betriebsart	Betriebsart der Sammelschiene

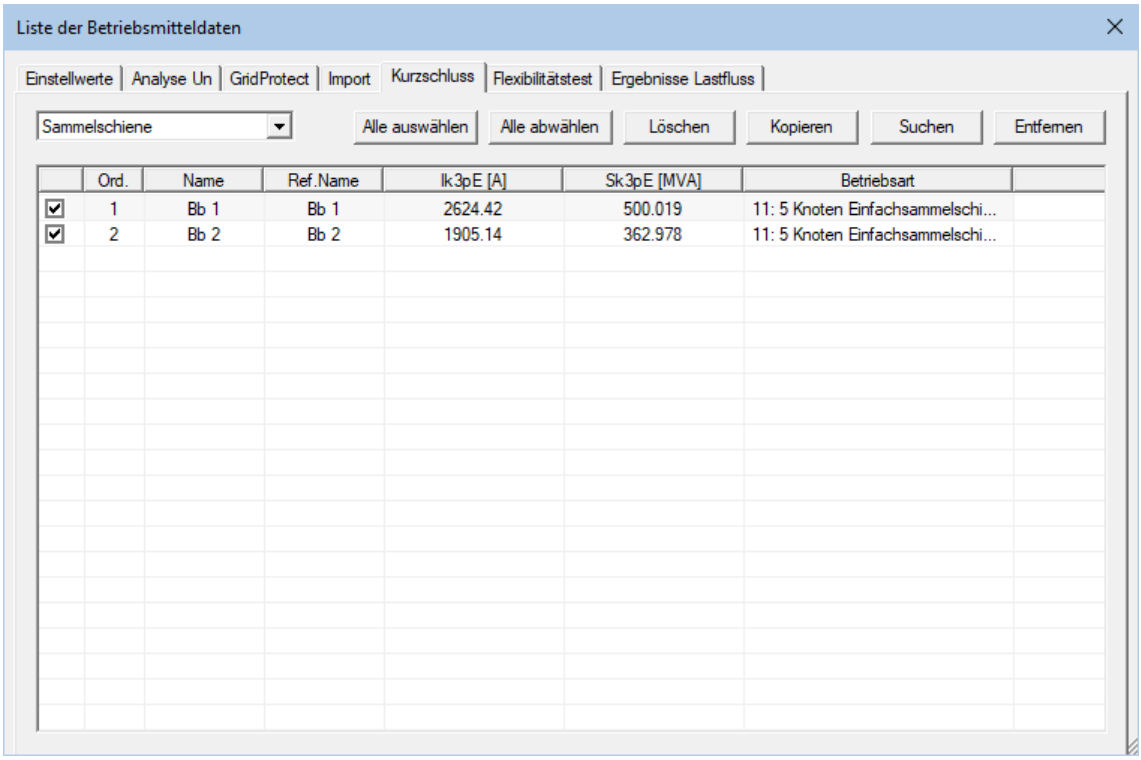


Abbildung 106: Ergebnisse der Kurzschlussstromberechnung (3pE) an Sammelschienen

1.17.5.2 Leitung: Thermisch gleichwertiger Kurzschlussstrom I_{th}

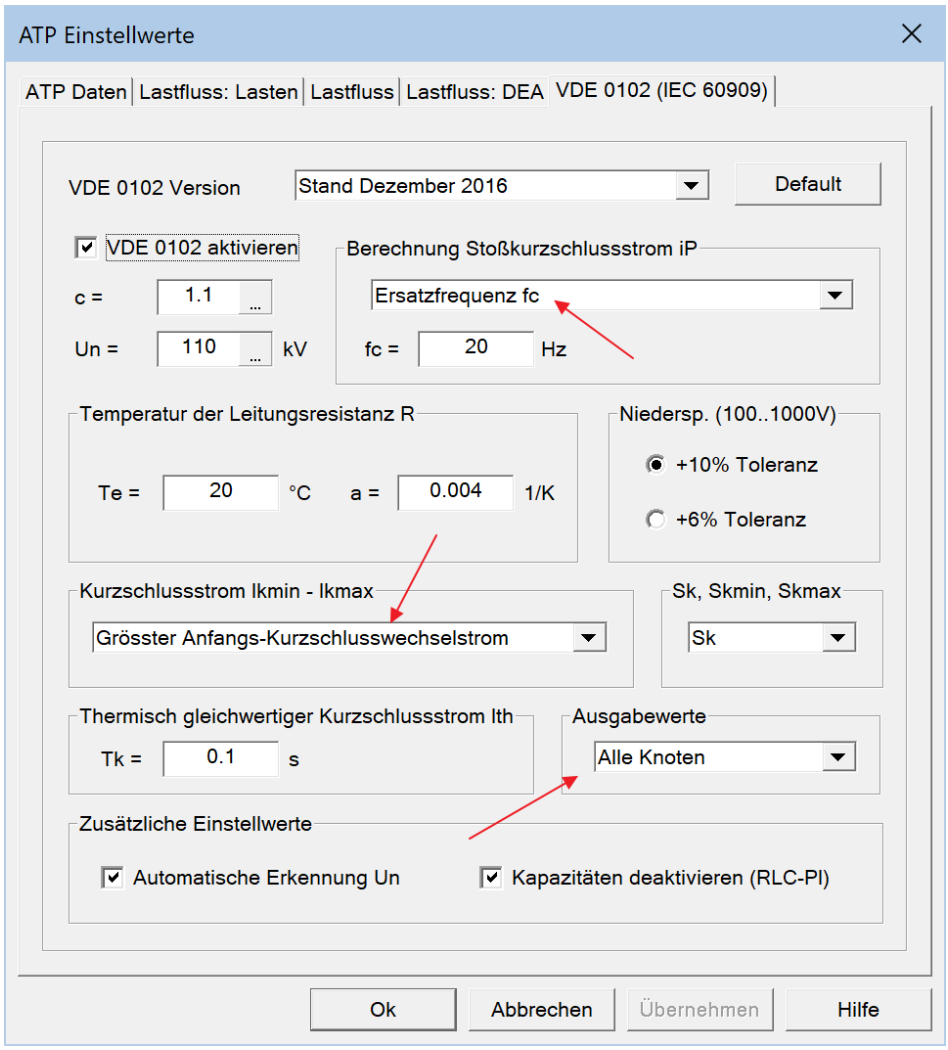
Mit dem Menüpunkt **Thermisch gleichwertiger Kurzschlussstrom berechnen** im Hauptmenü **Prüfungen** wird für alle aktivierten **Leitungen** des Netzes eine **Berechnung des thermisch gleichwertigen Kurzschlussstromes** durchgeführt. Die Berechnung des thermisch gleichwertigen Kurzschlussstromes I_{th} erfolgt in Anlehnung an die **Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102**. Die Ergebnisse werden in der Tabelle der Registerkarte **Kurzschluss** dargestellt.

Bezeichner	Bedeutung
Name	Anwenderspezifischer Name des Betriebsmittels
Ref.Name	Referenzname des Betriebsmittels
Ith [A] (links)	Kurzschlussstrom I_{th} am linken Knoten der Leitung
Ith [A] (rechts)	Kurzschlussstrom I_{th} am rechten Knoten der Leitung
Ith [A]	Maximum von **Ith [A] (links)** und **Ith [A] (rechts)**
Ithz [A]	Kurzschlussbelastbarkeit in Anlehnung an VDE 0276 [11]
Tk [s]	Kurzschlussdauer (Auslösezeit) in Anlehnung an VDE 0276 [11] Die Kurzschlussdauer kann im Einstelldialog **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **VDE 0102 (IEC 60909)** in der Gruppe **Thermisch gleichwertiger Kurzschlussstrom Ith** eingestellt werden und ist für alle Betriebsmittel gleich.
Tkmax [s]	Maximal zulässige Kurzschlussdauer in Anlehnung an VDE 0276 [11] Dieser Wert wird durch einen generischen Algorithmus basierend auf VDE 0102 und VDE 0276 ermittelt.
Ithr [A]	Bemessungs-Kurzzeitstrom in Anlehnung an VDE 0276 [11]

Um den thermisch gleichwertigen Kurzschlussstrom zu berechnen ist wie folgt vorzugehen.

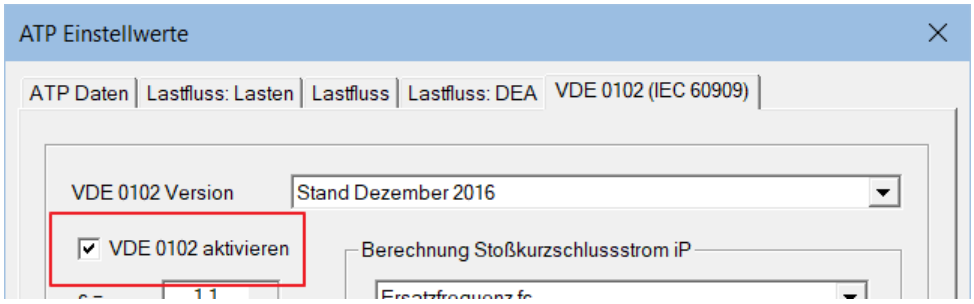
1. Einstellung der **Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102**
   Zur Berechnung des thermisch gleichwertigen Kurzschlussstroms nach VDE 0102 [2] müssen in der Registerkarte **VDE 0102 (IEC 60909)** ausgehend von der Grundeinstellung neben den netzphysikalischen Einstellwerten die folgenden Einstellwerte des Berechnungsverfahrens eingestellt werden.

   - Verfahren zur Berechnung des Stoßkurzschlussstromes i_P: **Ersatzfrequenz f_c**
   - Kurzschlussstrom: **Größter Anfangs-Kurzschlusswechselstrom**
   - Ausgabewerte: **Alle Knoten**



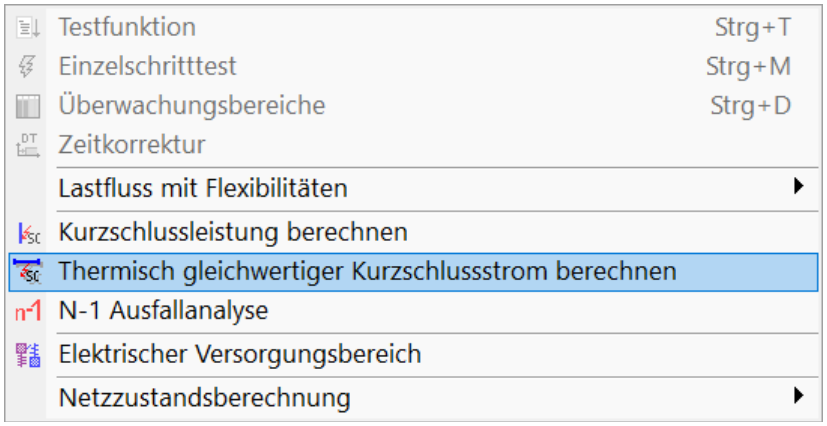
   Die Berechnung des thermisch gleichwertigen Kurzschlussstroms erfordert nach VDE 0102 [2] die Berechnung des κ-Faktors. Um den κ-Faktor gesehen vom Kurzschlussort möglichst genau zu berechnen, ist es empfehlenswert, die Methode der Ersatzfrequenz f_c und als Kurzschlussstrom den größten Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I''_{kmax} zu verwenden. Die Berechnung des κ-Faktors ist wird automatisch durch die Berechnung des Stoßkurzschlussstromes i_P durchgeführt.

2. Aktivierung der **Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102**



Einstellungen in dem Dialog **Liste der Betriebsmitteldaten**, Registerkarte **Kurzschluss**

3. Auswahl der Leitungen mit der Checkbox am Leitungsanfang
4. Start der Kurzschlussstromberechnung im Hauptmenü **Prüfungen**, Menüpunkt **Thermisch gleichwertiger Kurzschlussstrom berechnen**



Die Berechnung des thermisch gleichwertigen Kurzschlussstromes wird mit einem metallischen 3-poligen Kurzschluss 3pE ohne Fehlerimpedanz $\underline{Z}_F$ = 0Ohm durchgeführt. Der Kurzschluss wird durch ATPDesigner automatisch mit dem linken und den rechten Knoten der Leitung verbunden. Für beide Kurzschlussorte wird der größte Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I''_{kmax} berechnet. Mit dem größeren der beiden Kurzschlussströme erfolgt unter Verwendung der Kurzschlussdauer T_k die Berechnung des thermisch gleichwertigen Kurzschlussstromes I_{th}. Zusätzlich wird die maximal zulässige Kurzschlussdauer T_{kmax} ermittelt.

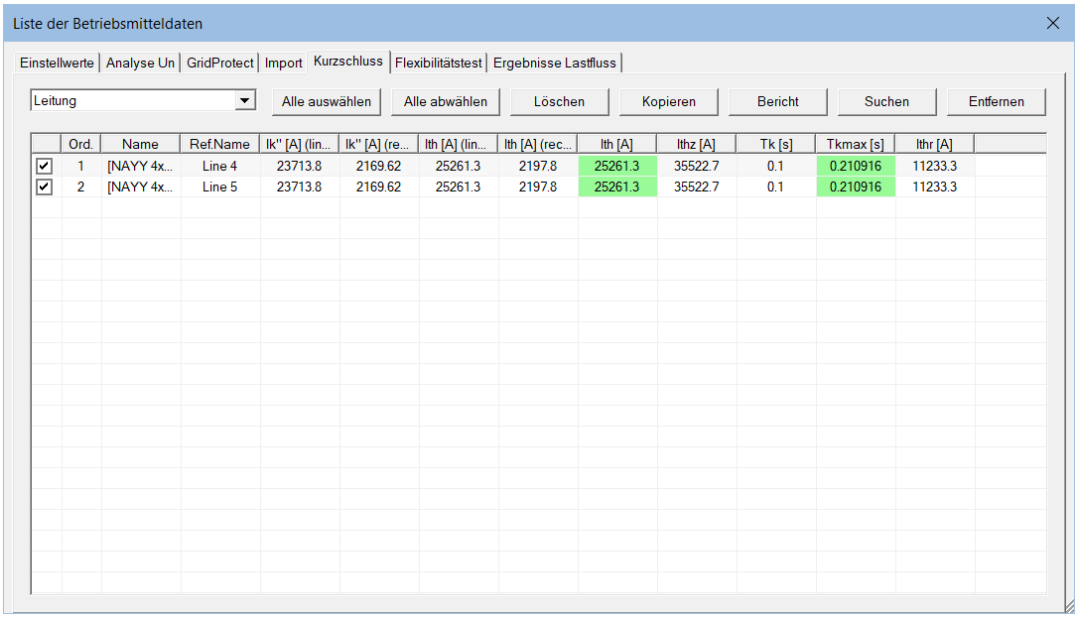


Abbildung 107: Ausgabe des thermisch gleichwertigen Kurzschlussstromes

Die Ergebnisse werden für jede **Leitung** in dem nachfolgenden dargestellten Dialog **Liste der Betriebsmitteldaten** in der Registerkarte **Kurzschluss** angezeigt. Die Tabelle kann im Hauptmenü **Netzwerk**, Menüpunkt **Liste der Betriebsmitteldaten** geöffnet werden. Die Berechnungen können auch durchgeführt werden, wenn die Tabelle nicht vor Beginn der Berechnungen geöffnet wurde.

Die Inhalte der Tabelle können als .CSV-Textdatei mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Button **Kopieren** in die Zwischenablage kopiert und z.B. in Excel weiterverarbeitet werden.

Bezeichner	Inhalt der Textdatei
.CSV-Dateiformat	;Ord;Name;RefName;Ik'' [A] (links);Ik'' [A] (rechts);Ith [A] (links);Ith [A] (rechts);Ith [A];Ithz [A];Tk [s];Tkmax [s];Ithr [A] ;1;[NAYY 4x150 0,4kV] 500m;Line 4;0;0;0;0;0;35522,7;0,1;0;11233,3 ;2;[NAYY 4x150 0,4kV] 500m;Line 5;0;0;0;0;0;35522,7;0,1;0;11233.3

Mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Button **Bericht** kann der Inhalt der Tabelle in eine XML-Datei exportiert und z.B. in Word direkt eingelesen und als Tabelle dargestellt werden.

Kurzschluss

08.09.2019, 08:25:33
C:\ATPDesigner\VDIEMobile\0 Auslastung Mit EMobilen.bnet
ATPDesigner Version 4.01.22 - 07.09.2019
Version NET File 5.9 - 01.07.2018

Ord.	Name	Ref.Name	Ik'' [A] (links)	Ik'' [A] (rechts)	Ith [A] (links)	Ith [A] (rechts)	Ith [A]	Ithz [A]	Tk [s]	Tkmax [s]	Ithr [A]
1	[NAYY 4x150 0.4kV] 200m	Line 49	3933.77	9219.79	0	0	0	35522.7	0.1	0	11233.3

Abbildung 108: Ergebnisse als Tabelle in Word

1.17.6 Registerkarte *Flexibilitätstest*

Mit dem Menüpunkt **Automatischer Test von Flexibilitäten** im Hauptmenü Prüfungen wird eine Folge von **Lastflussberechnungen** gestartet. In der Registerkarte **Flexibilitäts-test** sind die Dateinamen der automatisch vor Ausführung jeder dieser Lastflussberech-nungen zu importierenden und automatisch zu synchronisierenden Betriebsmitteldaten aufgelistet. Im Folgenden werden die zu verarbeitenden Dateien als **Flexibilitäts-dateien** benannt.

Für alle **Flexibilitätsdateien** der Tabelle in der nachfolgenden Tabelle gilt, falls die erste Spalte der Zeile per „Haken" ausgewählt ist:

- Import der Flexibilitätsdatei
- Automatische Synchronisierung
- Ausführung einer Lastflussberechnung
- Speicherung der Berechnungsergebnisse der Lastflussberechnung in einer .CSV-Textdatei im Verzeichnis der importierten Flexibilitätsdatei

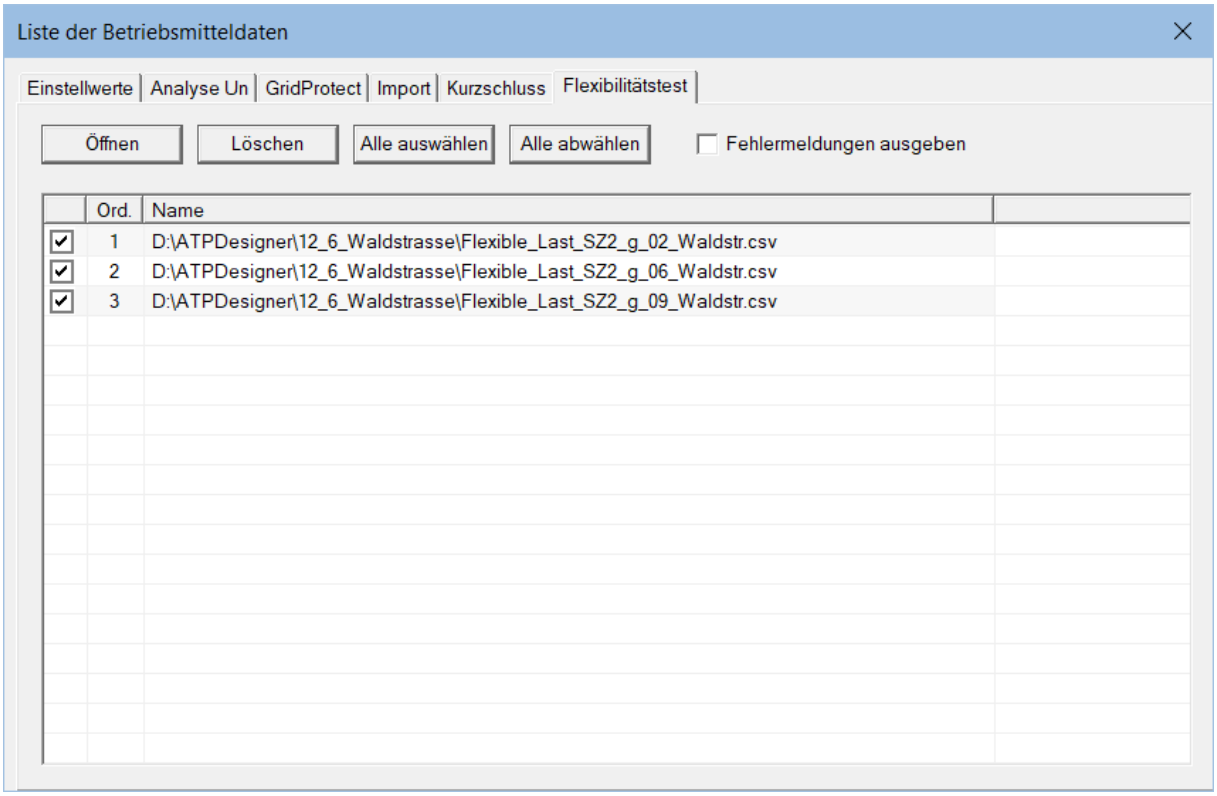


Abbildung 109: Liste der Flexibilitätsdateien

Button	Bedeutung
Öffnen	Mit Hilfe des Dialogs **Datei Öffnen** kann eine Datei in die Liste aufgenommen werden.
Löschen	Der Dateinamen in der farblich markierten Zeile wird aus der Tabelle gelöscht. Markierungen in der ersten Spalte werden ignoriert.
Alle auswählen	Alle Dateinamen werden durch eine Markierung ausgewählt.
Alle abwählen	Für alle Dateinamen werden die Markierungen soweit vorhanden gelöscht.

Fehlermeldungen ausgeben	Falls nicht markiert, werden Fehlermeldungen, die während einer Automatischen Synchronisierung erkannt werden, nicht im Meldungsfenster ausgegeben.

Der Hintergrund der Tabellenzeilen wird wie folgt eingefärbt.

Einfärbung	Bedeutung
Keine Einfärbung	Ist die Tabellenzeile in der ersten Spalte nicht ausgewählt, so wird die Flexibilitätsdatei nicht verarbeitet und keine Lastflussberechnung ausgeführt.
Rote Einfärbung	Es wurden Fehler während der Automatischen Synchronisierung erkannt.
Grüne Einfärbung	Es wurden keine Fehler während der Automatischen Synchronisierung erkannt.

1.17.7 Registerkarte *Ergebnisse Lastfluss*

Die Ergebnisse der Lastflussberechnung werden abhängig von der Betriebsart in der Liste in Abbildung 60 dargestellt. Die Liste kann im ‚CSV-Format in die Zwischenablage kopiert und weiterverarbeitet werden.

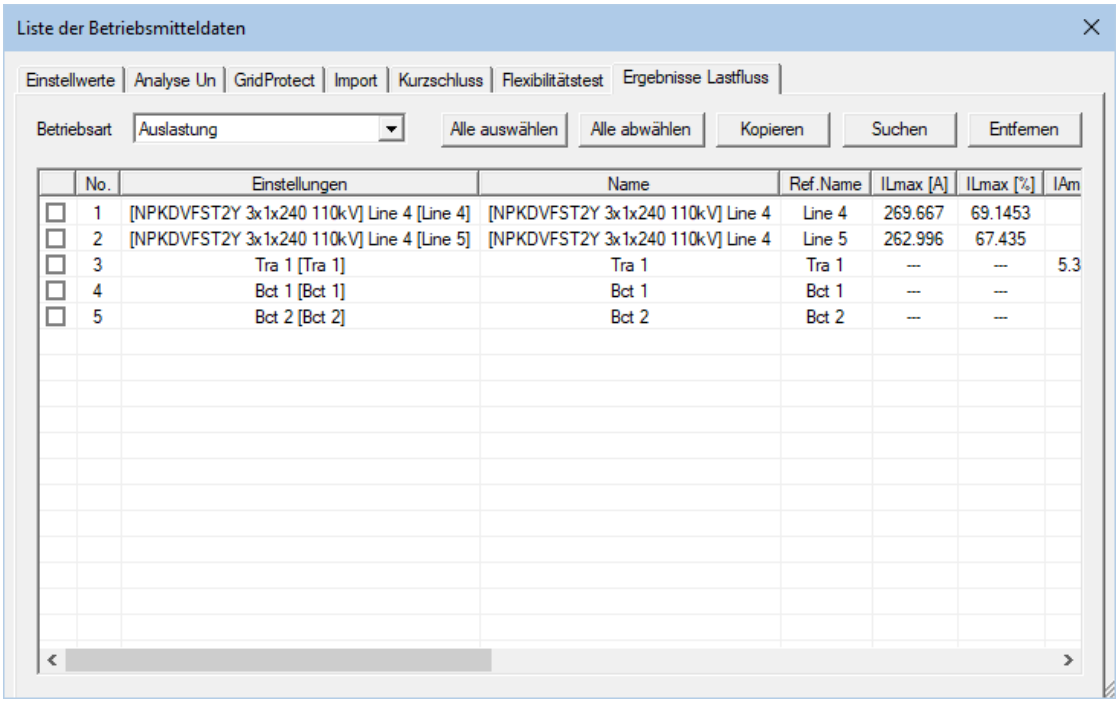


Abbildung 110: Liste der Ergebnisse der Lastflussberechnung

Betriebsart	Bedeutung
Auslastung	Die Liste enthält die Betriebsmittel, deren Auslastung ermittelt wird.
Verlustleistung	Die Liste enthält die Betriebsmittel, deren Verlustleistung P_V ermittelt wurde.

Auslastung und Verlustleistung der Betriebsmittel können im elektrischen Netz eingefärbt werden:

- **Einstellungen Elektrisches Netz**, Registerkarte **Farben Pv**

- Toolbar-Schalter der Main Toolbar
- Hauptmenü ATP, Menüpunkt **Verlustleistung einfärben**

1.18 Web Service ATPDesigner - Homepage, Web Services, Updates, etc.

Mit Hilfe des Dialogs **Web Service ATPDesigner** können aktuelle Informationen zu dem Netzberechnungsprogramm ATPDesigner abgefragt, auf den Homepages in englischer und deutscher Sprache nachgelesen oder Updates von ATPDesigner bezogen werden. Darüber hinaus können Informationen für einen Lizenzerwerb nachgelesen werden.

Abbildung 111: Dialog *Web Service ATPDesigner*

Bezeichner	Bedeutung
ATPDesigner Homepage	Die Seite **Netzberechnung mit ATPDesigner** der Homepage des Instituts für Elektrische Energiesysteme (www.powerengs.de) wird in einem Browser geöffnet. Von dort kann auch die englisch sprachige Homepage www.atpdesigner.de geöffnet werden.
ATPDesigner Downloads	Die ATPDesigner Download-Seite (**ATPDesigner OneDrive**) wird in einem Browser geöffnet.
Mail to: ATPDesigner E-Mail Support	Der Default - E-Mail-Client wird geöffnet und die E-Mail-Adresse für ATPDesigner Support eingefügt.

Die Seite **Netzberechnung mit ATPDesigner** der Homepage des Instituts für Elektrische Energiesysteme (www.powerengs.de) ist in deutscher Sprache geschrieben und gibt eine kurze Übersicht über die Eigenschaften von ATPDesigner.

Die Homepage von ATPDesigner www.atpdesigner.de ist in deutscher und englischer Sprache und gibt einen Überblick über die Fähigkeiten von ATPDesigner und von dem als Rechenkern verwendeten Netzberechnungsprogramm ATP (www.emtp.org, www.eeug.org, Alternative Transients Program). Darüber hinaus sind die Bedingungen für die Lizenzierung, etc. von ATPDesigner beschrieben. Weitere Informationen können mit Hilfe der E-Mail-Support – Adresse angefragt werden.

Bezeichner	Bedeutung
Schließen	Dialog schließen
Hilfe	Bedienungsanleitung als PDF öffnen
Update prüfen	Es wird überprüft, ob auf ein aktuellere Setupdatei auf dem Update-Server von ATPDesigner zur Verfügung steht.
Download Update	Die aktuelle auf dem Update-Server befindliche Setupdatei kann per Download bezogen werden.

In aller Regel einmal pro Jahr wird für ATPDesigner ein Update mit einer Setupdatei erstellt und auf dem Update-Server zum Download bereitgestellt. Mit Hilfe von **Update prüfen** und **Download Update** kann ein Setup-Programm per Download bezogen werden. Mit Hilfe des Setup-Programms kann das Update vom Anwender installiert und mit der vorhandenen Lizenz freigeschaltet werden.

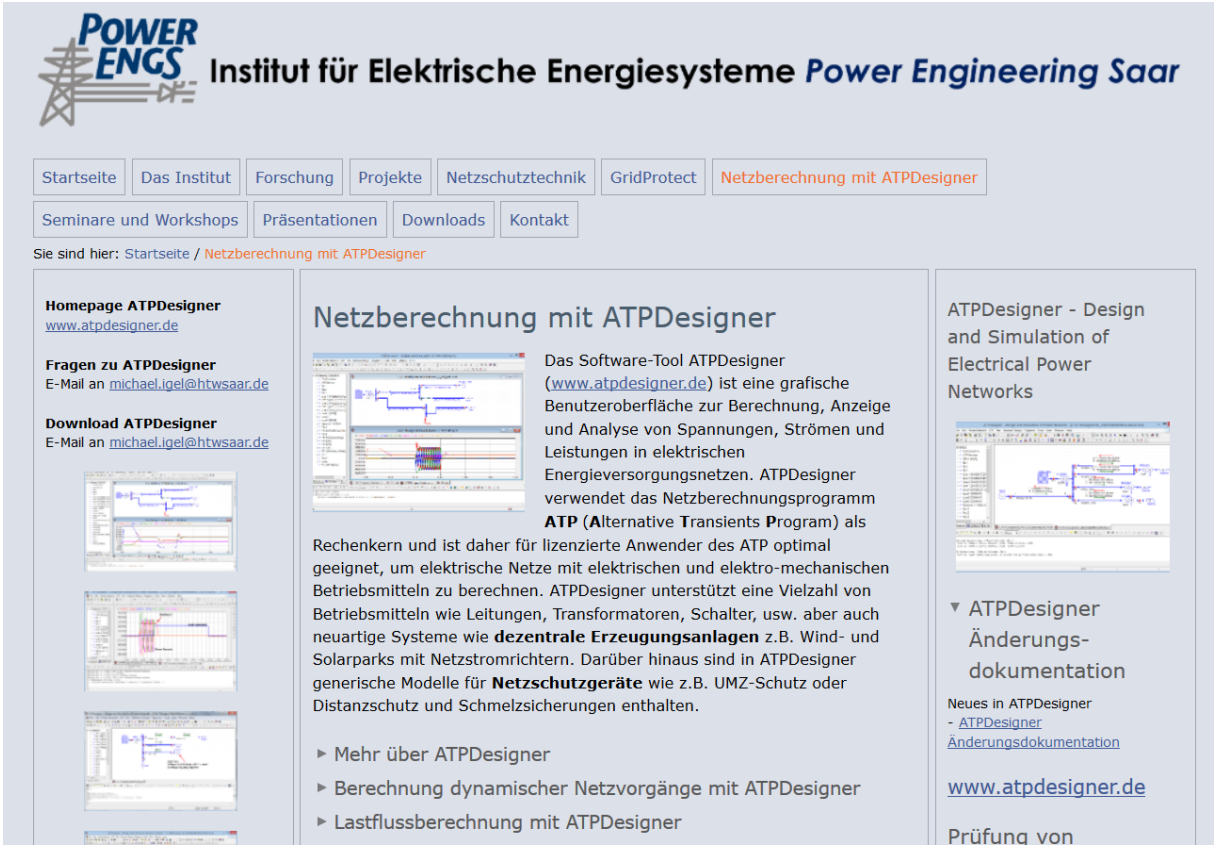


Abbildung 112: Netzberechnung mit ATPDesigner (www.powerengs.de)

Die **ATPDesigner Download-Seite** (**ATPDesigner OneDrive**) beinhaltet Informationen rund um das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner z.B. als PDF-Dokument an. Die Seite kann mit dem Button **ATPDesigner Downloads** geöffnet werden.

1.18.1 Änderungsdokumentation von ATPDesigner

In diesem PDF-Dokument sind die wichtigsten Änderungen, Erweiterungen und Fehlerkorrekturen mit den zugehörigen Versionsnummern z.B. 4.00.12 beschrieben. Das PDF-Dokument kann von der **ATPDesigner Download-Seite** (**ATPDesigner OneDrive**) bezogen werden. Die Seite kann mit dem Button **ATPDesigner Downloads** geöffnet werden.

1.18.2 Download einer aktuellen Setupdatei von ATPDesigner

Im ersten Schritt sollte geprüft werden, ob eine Setupdatei einer aktuelleren Version von ATPDesigner auf dem Update-Server liegt. Mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Button **Update prüfen** wird die Überprüfung gestartet und das Ergebnis wie im nachfolgenden Dialog beispielhaft dargestellt.

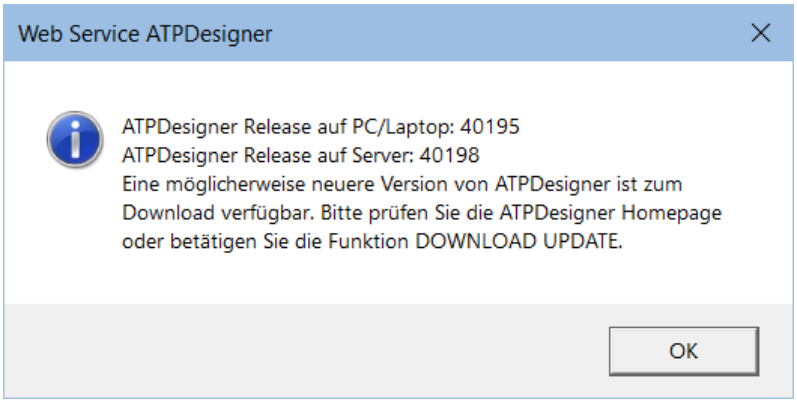


Abbildung 113: Anzeige der aktuellen Version auf dem Update-Server

Im zweiten Schritt kann dann der Download-Prozess mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Button **Download prüfen** gestartet werden. Der Anwender kann ein Zielverzeichnis mit dem Dialog **Speichern unter** auswählen.

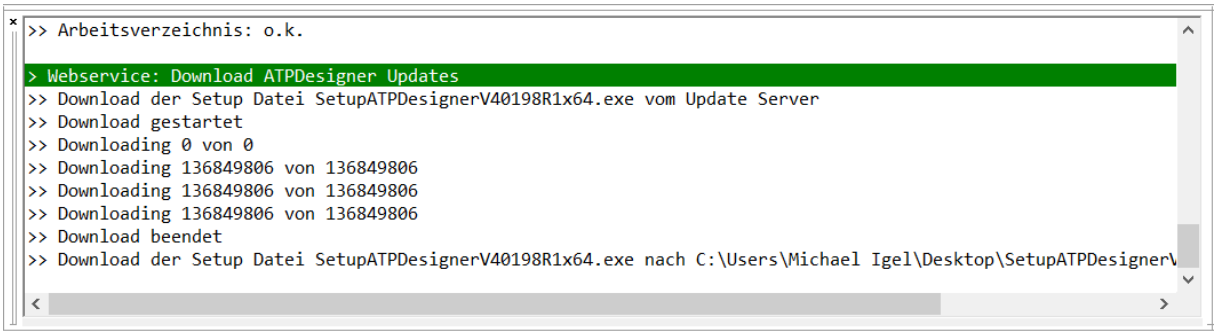


Abbildung 114: Anzeige des Download-Prozesses im Meldungsfenster

1.19 Bezeichner *ABCG* für die Leiter L1, L2 und L3 in ATPDesigner

ATPDesigner wurde von Beginn an als ein im Ingenieurbereich weltweit einsetzbares Netzberechnungsprogramm konzipiert. Daher werden in den Einstelldialogen, Tooltips, etc. die im internationalen Bereich üblichen Leiterbezeichner ABCG verwendet.

- Leiter **A = L1 = R**
- Leiter **B = L2 = S**
- Leiter **C = L3 = T**

Der Erdrückleiter wird mit dem Buchstaben **G** (= Ground) bezeichnet.

1.20 Start von ATPDesigner mit Kommandozeile (.BAT-Job)

ATPDesigner kann in einem **.BAT-Job** mit Hilfe von Kommandozeilenoptionen gestartet, ausgeführt und beendet werden. Durch eine Kommandozeilenoption wird das Ausführen eines Menüpunktes simuliert. In Tabelle 2 sind Kommandozeilenoptionen enthalten, die nur alleine, d.h. sich gegenseitig ausschließend verwendet werden können.

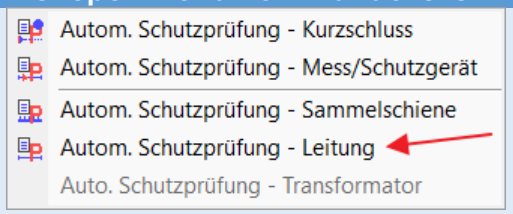
Option	Menüpunkt und Kommandozeile
/GPAPL	 ▪ **Netzschutz** ▪ **Netzschutz prüfen** ▪ **Auto. Schutzprüfung - Leitung** c:\ATPDesigner\exe\ATPDesigner.exe **/GPAPL $File** c:\ATPDesigner\exe\ATPDesigner_DE.exe **/GPAPL $File** kombinierbar mit Option: **/KSx**
/LFIMP	**Netzberechnung starten** c:\atpdesigner\exe\atpdesigner.exe **/LFIMP $File**

Tabelle 1-2: Nicht kombinierbare Kommandozeilenoptionen

Der Platzhalter **$File** muss durch Verzeichnis und Name der .NET-Datei ersetzt werden wie z.B. **d:\atpdesigner\data\network_1.net**.

Die Kommandozeilenoptionen können, soweit in Tabelle 2 erläutert in Kombination mit den dort beschriebenen Kommandozeilenoptionen verwendet werden.

Option	Menüpunkt und Kommandozeile
/KSx	Die Option aktiviert einen Kurzschluss (**roter Blitz**) mit einer definierten Kurzschlussart. ▪ x = L1E, L2E, L3E, L12, L23, L13, L12E, L23E, L13E, L123, L123E

Tabelle 1-3: Zusätzliche Kommandozeilenoptionen

1.21 Import und Export von Daten

ATPDesigner stellt im Hauptmenü Datei mit den Menüpunkten **Import** und **Export** Funktionen zur Verfügung, um Daten z.B. Einstellwerte von Netzwerkelementen zu exportieren bzw. zu importieren und automatisiert mit Einstellwerten von Netzwerkelementen zu synchronisieren. ATPDesigner verwendet nur das .CSV-Format für den Import von Daten. Der Export von Daten erfolgt im .CSV-Format als auch im .JSON-Format [28].

In der nachfolgenden Abbildung ist der Export und Import von Einstellwerten von Netzwerkelementen im .CSV-Format zur Realisierung einer Szenarien Schnittstelle beispielhaft dargestellt. Einstellwerte von Netzwerkelementen wie z.B. **Erzeugungsanlage (DEA)** oder **Verbraucherlast** werden im ersten Schritt in eine .CSV-Datei exportiert und mit einem externen Softwaretool wie z.B. einer Tabellenkalkulation bearbeitet. Die veränderten Einstellwerte werden als .CSV-Datei wieder importiert und mit den Einstellwerten der Netzwerkelementen automatisch synchronisiert.

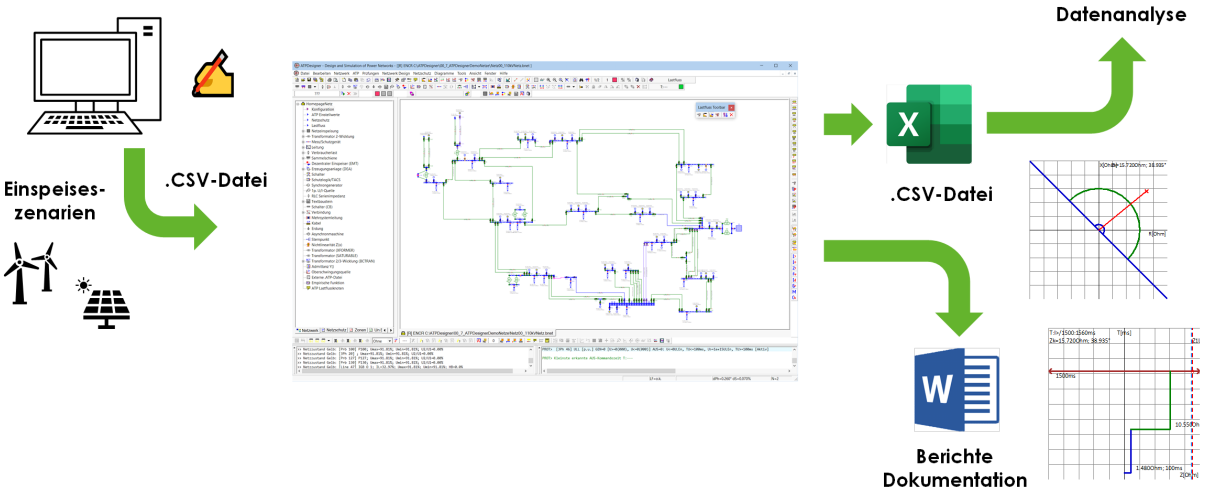


Abbildung 115: Import und Export von Daten - Intelligente Szenarien Schnittstelle

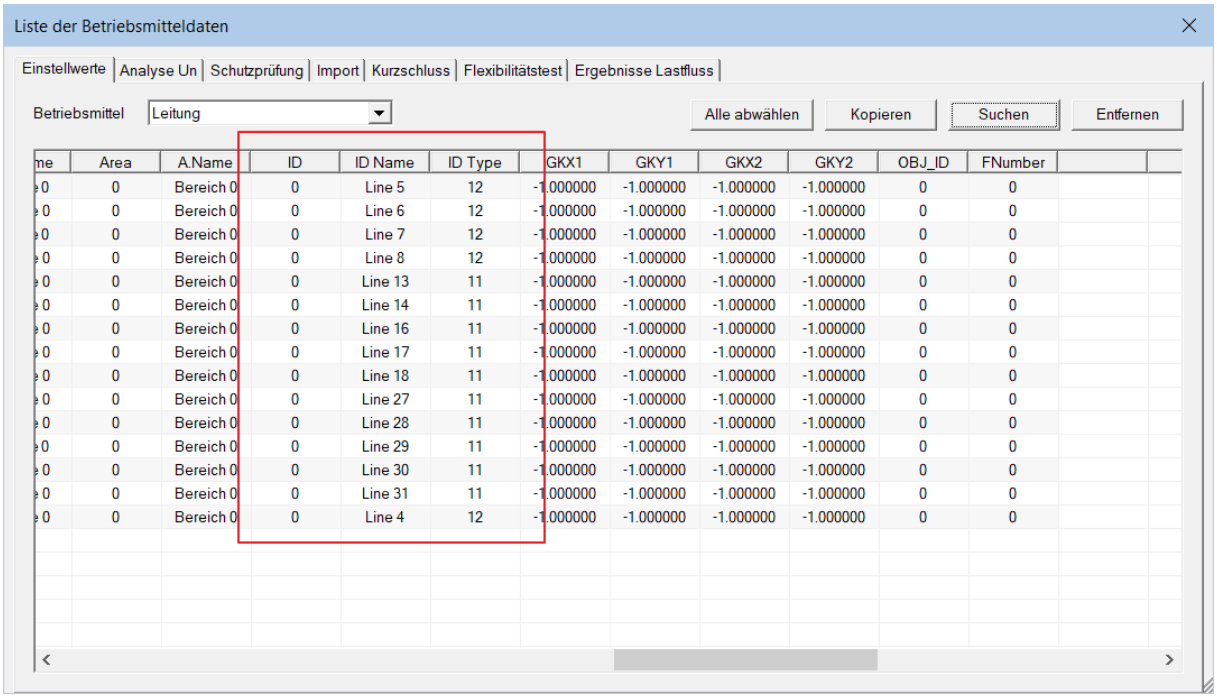
Der Import und Export von Daten mit Hilfe von .CSV-Dateien kann so dafür verwendet werden, z.B. verschiedene Einspeiseszenarien von dezentralen Erzeugungsanlagen zu definieren und Auswirkungen dieser Szenarien auf die Auslastung eines Stromnetzes oder ein Netzschutzkonzepte zu untersuchen. Folgende Vorgehensweise sollte hier bevorzugt gewählt werden:

1. Export von Daten z.B. als **Flexibilitätsdatei Format 1** (Datei im .CSV-Format)
2. Für jedes gewünschte Szenario kann eine Kopie der Flexibilitätsdatei erstellt und die darin enthaltenen Parameter geeignet verändert werden.
3. Vor dem Start einer Netzberechnung kann das entsprechende Szenario durch Import der zugehörigen Flexibilitätsdatei eingelesen und mit dem Einstellwerten automatisch synchronisiert werden.

Der Import und Export von Daten erfolgt spezifisch für jedes Netzwerkelement mit Hilfe der Identifikationsmerkmale **ID**, **ID Name** und **ID Type**, die zur eindeutigen Identifikation jedes einzelnen Netzwerkelementes verwendet werden. Die Identifikationsmerkmale müssen vor dem ersten Export für jedes Netzwerkelement manuell eingegeben oder automatisiert zugeordnet werden.

⇨ Unter dem Begriff **Synchronisieren** wird im Folgenden der Vorgang des Imports von Daten, der Zuordnung dieser Daten zu Netzwerkelementen mit Hilfe eindeutiger Identifikationsmerkmale und die optionale Speicherung der importierten Daten in den Datensätzen der Netzwerkelemente und der .NET-Datei verstanden.

Die Identifikationsmerkmale **ID**, **ID Name** und **ID Type** sind in dem nachfolgend dargestellten Dialog Liste der Betriebsmitteldaten, Registerkarte Einstellwerte in den entsprechenden Spalten beispielhaft dargestellt.



ne	Area	A.Name	ID	ID Name	ID Type	GKX1	GKY1	GKX2	GKY2	OBJ_ID	FNumber
0	0	Bereich 0	0	Line 5	12	-1.000000	-1.000000	-1.000000	-1.000000	0	0
0	0	Bereich 0	0	Line 6	12	-1.000000	-1.000000	-1.000000	-1.000000	0	0
0	0	Bereich 0	0	Line 7	12	-1.000000	-1.000000	-1.000000	-1.000000	0	0
0	0	Bereich 0	0	Line 8	12	-1.000000	-1.000000	-1.000000	-1.000000	0	0
0	0	Bereich 0	0	Line 13	11	-1.000000	-1.000000	-1.000000	-1.000000	0	0
0	0	Bereich 0	0	Line 14	11	-1.000000	-1.000000	-1.000000	-1.000000	0	0
0	0	Bereich 0	0	Line 16	11	-1.000000	-1.000000	-1.000000	-1.000000	0	0
0	0	Bereich 0	0	Line 17	11	-1.000000	-1.000000	-1.000000	-1.000000	0	0
0	0	Bereich 0	0	Line 18	11	-1.000000	-1.000000	-1.000000	-1.000000	0	0
0	0	Bereich 0	0	Line 27	11	-1.000000	-1.000000	-1.000000	-1.000000	0	0
0	0	Bereich 0	0	Line 28	11	-1.000000	-1.000000	-1.000000	-1.000000	0	0
0	0	Bereich 0	0	Line 29	11	-1.000000	-1.000000	-1.000000	-1.000000	0	0
0	0	Bereich 0	0	Line 30	11	-1.000000	-1.000000	-1.000000	-1.000000	0	0
0	0	Bereich 0	0	Line 31	11	-1.000000	-1.000000	-1.000000	-1.000000	0	0
0	0	Bereich 0	0	Line 4	12	-1.000000	-1.000000	-1.000000	-1.000000	0	0

Abbildung 116: Beispiel für die Identifikationsmerkmale *ID*, *ID Name* und *ID Type*

Bezeichner	Bedeutung
Alle abwählen	Die Markierungen in der ersten Spalte abwählen
Kopieren	Inhalt der Tabelle in die Zwischenablage kopieren
Suchen	Wurde eine Tabellenzeile mit einem **Left Mouse Button Click** markiert, so kann das Netzwerkelement in der Netzgrafik gesucht und mit einem **roten Markierungsrahmen** gekennzeichnet werden.
Entfernen	Ein **roter Markierungsrahmen** wird aus der Netzgrafik entfernt.
Betriebsmittel	Es kann ein Netzwerkelement ausgewählt werden.

Bei der Durchführung der Synchronisierung muss beachtet werden, dass nicht nur Daten wie z.B. Einstellwerte, sondern auch die Identifikationsmerkmale **ID**, **ID Name** und **ID Type** importiert und in den Daten des entsprechenden Netzwerkelementes überladen werden. Der Referenzname des Netzwerkelementes bleibt dagegen unverändert, wird also nicht aus der .CSV-Datei importiert. Es muss bei manueller d.h. anwenderspezifischer Eingabe der Identifikationsmerkmale darauf geachtet werden, dass die Identifikationsmerkmale eindeutig sind.

1.21.1 Identifikationsmerkmale *ID*, *ID Name* und *ID Type*

Die Definition der Identifikationsmerkmale **ID**, **ID Name** und **ID Type** kann manuell oder automatisiert erfolgen. Im Falle einer manuellen Definition können die Identifikationsmerkmale für jedes Netzwerkelement vom Anwender anwenderspezifisch vorgegeben werden. Es müssen die Datentypen beachtet werden, die in der nachfolgenden Tabelle enthalten sind. Es ist zwingend erforderlich, die Identifikationsmerkmale im Sinne einer eineindeutigen Identifikation der Netzwerkelemente zu definieren.

⇨ Es wird empfohlen, die Identifikationsmerkmale durch ATPDesigner automatisiert definieren zu lassen.

1.21.1.1 Grundeinstellung der Identifikationsmerkmale *ID*, *ID Name* und *ID Type*

In der nachfolgenden Abbildung sowie der nachfolgenden Tabelle sind die Werte der Grundeinstellung (Default) der Identifikationsmerkmale **ID**, **ID Name** und **ID Type** im Dialog Liste der Betriebsmitteldaten, Registerkarte Einstellwerte abgebildet.

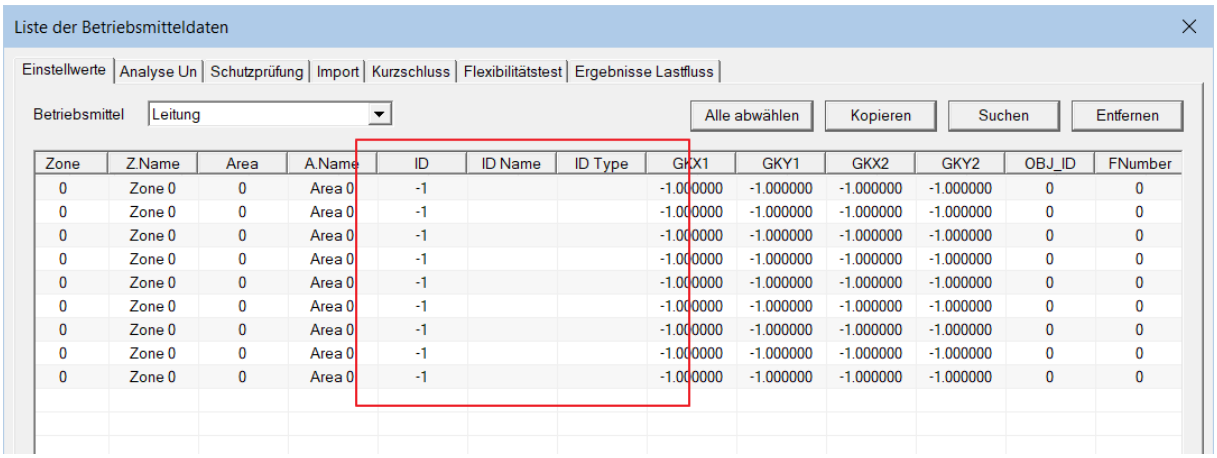


Abbildung 117: Grundeinstellung der Identifikationsmerkmale

Die Grundeinstellung der Identifikationsmerkmale wird durch ATPDesigner automatisch für jedes Netzwerkelement erzeugt, das erstmalig in das Stromnetz eingefügt wird.

Spalte	Identifikationsmerkmal
ID	Eindeutiges Identifikationsmerkmal eines Netzwerkelementes für den Import und Export von Daten. **Datentyp:** ganze Zahl mit Vorzeichen (**long int**) **Grundeinstellung (Default):** -1
ID Name	Eindeutiges Identifikationsmerkmal eines Netzwerkelementes für den Import und Export von Daten. **Datentyp:** Zeichenkette mit maximal 150 Zeichen (**String**) **Grundeinstellung (Default):** Leere Zeichenkette
ID Type	Typkennung des zu synchronisierenden Netzwerkelementes **Datentyp:** Zeichenkette mit maximal 150 Zeichen (**String**) **Grundeinstellung (Default):** Leere Zeichenkette

Tabelle 1-4: Definition der Identifikationsmerkmale *ID*, *ID-Name* und *ID-Type*

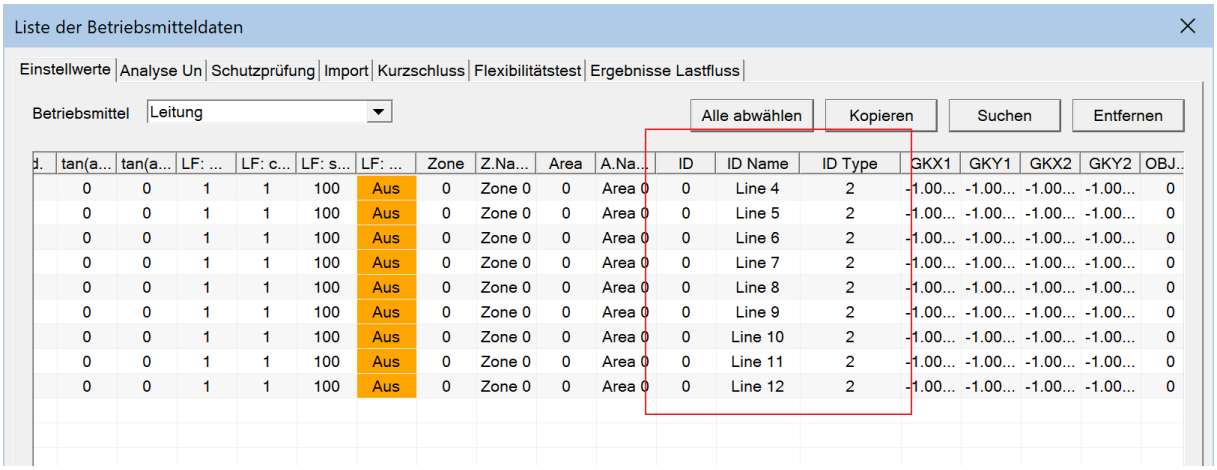
1.21.1.2 Manuelle Eingabe der Identifikationsmerkmale

Die manuelle Eingabe der Identifikationsmerkmale erfolgt im Dialog Liste der Betriebsmitteldaten in der Registerkarte Einstellwerte. Nach Auswahl eines Betriebsmittels in der Auswahlliste können in der Tabelle die Zellen der Spalten **ID** und **ID Name** durch einen **Left Mouse Button Click** geöffnet und Daten eingegeben werden. Das Identifikationsmerkmal **ID Type** kann manuell nicht eingestellt oder verändert werden. Das Identifikationsmerkmal **ID Type** entspricht der internen Typkennung des Netzwerkelementes. In der nachfolgenden Tabelle sind ausgewählte Typkennungen enthalten.

Netzwerkelement	Interne Typkennung
Verbraucherlast	**5**
Erzeugungsanlage (DEA)	**21**
Leitung	**2**
Sammelschiene	**3**
Mess/Schutzgerät	**17**
Transformator 2-Wicklung	**6**
Netzeinspeisung	**1**
Schalter	**28**

Tabelle 1-5: Interne Typkennungen von Netzwerkelementen

In der nachfolgenden Abbildung sind die Identifikationsmerkmale **ID** und **ID Name** durch den Anwender manuell in der Tabelle verändert worden.



d.	tan(a...	tan(a...	LF: ...	LF: c...	LF: s...	LF: ...	Zone	Z.Na...	Area	A.Na...	ID	ID Name	ID Type	GKX1	GKY1	GKX2	GKY2	OBJ..
	0	0	1	1	100	Aus	0	Zone 0	0	Area 0	0	Line 4	2	-1.00...	-1.00...	-1.00...	-1.00...	0
	0	0	1	1	100	Aus	0	Zone 0	0	Area 0	0	Line 5	2	-1.00...	-1.00...	-1.00...	-1.00...	0
	0	0	1	1	100	Aus	0	Zone 0	0	Area 0	0	Line 6	2	-1.00...	-1.00...	-1.00...	-1.00...	0
	0	0	1	1	100	Aus	0	Zone 0	0	Area 0	0	Line 7	2	-1.00...	-1.00...	-1.00...	-1.00...	0
	0	0	1	1	100	Aus	0	Zone 0	0	Area 0	0	Line 8	2	-1.00...	-1.00...	-1.00...	-1.00...	0
	0	0	1	1	100	Aus	0	Zone 0	0	Area 0	0	Line 9	2	-1.00...	-1.00...	-1.00...	-1.00...	0
	0	0	1	1	100	Aus	0	Zone 0	0	Area 0	0	Line 10	2	-1.00...	-1.00...	-1.00...	-1.00...	0
	0	0	1	1	100	Aus	0	Zone 0	0	Area 0	0	Line 11	2	-1.00...	-1.00...	-1.00...	-1.00...	0
	0	0	1	1	100	Aus	0	Zone 0	0	Area 0	0	Line 12	2	-1.00...	-1.00...	-1.00...	-1.00...	0

Abbildung 118: Identifikationsmerkmale *ID* und *ID Name* in der Liste der Betriebsmitteldaten

1.21.1.3 Automatisierte Definition der Identifikationsmerkmale

Ausgehend von der Grundeinstellung können die Identifikationsmerkmale **ID**, **ID Name** und **ID Type** vor dem ersten Export von Daten automatisiert definiert und optional in der .NET-Datei gespeichert werden. ATPDesigner überprüft bei jedem Export von Daten einzeln die Identifikationsmerkmale. Entsprechen deren Werte der Grundeinstellung, weist ATPDesigner entsprechend der nachfolgenden Tabelle den Identifikationsmerkmalen automatisiert Werte zu.

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Werte der Identifikationsmerkmale nach der automatisierten Definition durch einen Export von Daten.

Spalte	Identifikationsmerkmal
ID	ID und ID Name – Bedeutung und Behandlung beim Export
ID Name	ID und ID Name – Bedeutung und Behandlung beim Export
ID Type	**Interne Typkennung** des Netzwerkelementes Die Typkennungen sind interne Kennungen zur eineindeutigen Identifikation der Netzwerkelemente und in dem internen Dokument **Schnittstellen in ATPDesigner** [32] definiert.

1.21.2 Import von Daten

Der Import von Daten kann verwendet werden, um bestehende Daten von Netzwerkelementen mit Hilfe der Identifikationsmerkmale automatisiert mit importierten Daten zu synchronisieren, d.h.

- Daten aus einer .CSV-Datei einzulesen,
- das zugehörige Netzwerkelement mit Hilfe von Identifikationsmerkmalen eindeutig zu identifizieren und
- die importierten Daten im Datensatz des Netzwerkelementes und optional der .NET-Datei zu speichern.

Es ist auch möglich, ein Stromnetz aus GIS-Daten automatisiert aufzubauen.

So können mit Hilfe von Importdateien sehr einfach z.B. verschiedene Last- und Einspeiseszenarien definiert, automatisiert importiert und z.B. für Netzauslastungsanalysen verwendet werden.

Mit Hilfe der nachfolgend abgebildeten Menüpunkte im Menü **Import**, Hauptmenü Datei können Daten automatisiert importiert und synchronisiert werden. Die Importdateien verwenden das Format von .CSV-Dateien. Die Strukturen der Importdateien und die Bedeutungen der darin enthaltenen Daten sind in dem internen Dokument **Schnittstellen in ATPDesigner** [32] beschrieben.

- Hauptmenü Datei
- Menüpunkt **Import**

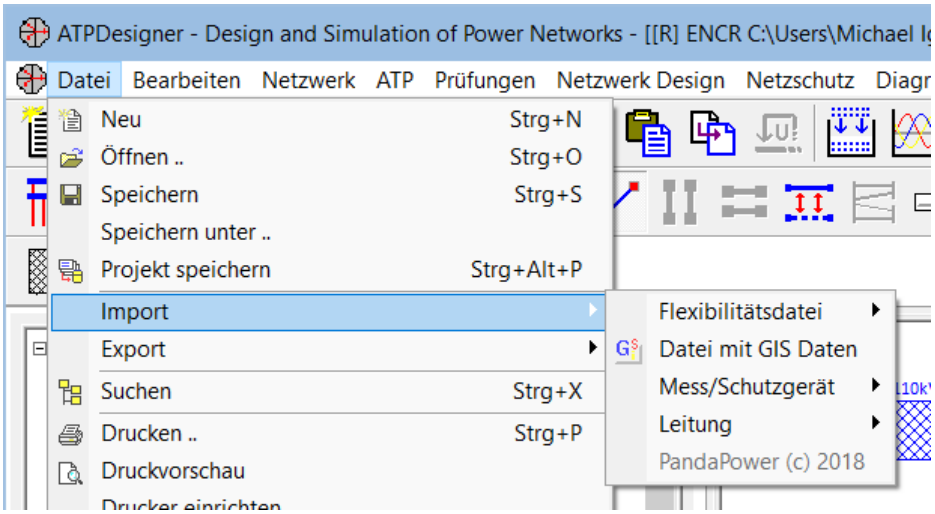


Abbildung 119: Hauptmenü *Datei*, Menüpunkt *Import*

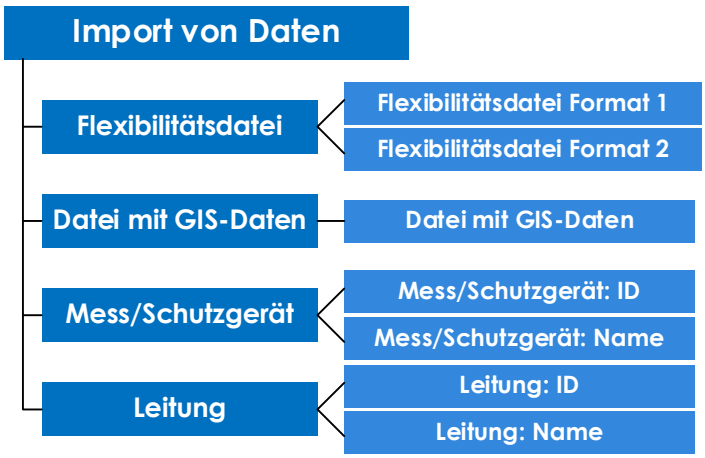


Abbildung 120: Importfunktionen mit zugehörigen Menüpunkten

In der nachfolgenden Tabelle sind die Importfunktionen mit den zugehörigen Identifikationsmerkmalen aufgelistet. Es muss beachtet werden, dass die .CSV-Datei für den Export und Import nur einen Teil der Einstellwerte der Netzwerkelemente beinhaltet. Daher sind zwei verschiedene Importmethoden verfügbar.

- Die **erste Importmethode** lädt zuerst die Grundeinstellung aller Einstellwerte (Default-Werte) in den Datensatz des Netzwerkelementes. Die importierten Einstellwerte aus der .CSV-Datei werden über die Werte der Grundeinstellung überladen.

- Die **zweite Importmethode** überlädt direkt die Einstellwerte des Netzwerkelementes mit den aus der .CSV-Datei importierten Werte.

Menüpunkt	Funktion	Betriebsart der Zuordnung der Daten
Flexibilitätsdatei Format 1	Import von Einstellwerten ausgehend von den aktuellen Einstellwerten des Netzwerkelementes für: ▪ **Verbraucherlast** ▪ **Transformator 2-Wicklung** ▪ **Erzeugungsanlage (DEA)** ▪ **Schalter**	**ID**[1] oder **Name**[2]
Flexibilitätsdatei Format 2	Import von Einstellwerten ausgehend von den aktuellen Einstellwerten des Netzwerkelementes für: ▪ Lastprofildaten: Lastprofil und Jahresenergiemenge für **Verbraucherlast** ▪ **Erzeugungsanlage (DEA)** (PV-Anlagen und Ladeinfrastruktur für E-Mobilität)	**Anschlussobjekt**

[1] **ID** = Zuordnung durch die Identifikationsmerkmale **ID** und **ID Name**
[2] **Name** = Anwenderspezifischer Name des Netzwerkelementes

Datei mit GIS-Daten	Import von GIS-Daten (Geographisches Informationssystem)	
Mess/Schutzgerät: ID	Import von Einstellwerten für **Mess-/Schutzgeräte** ausgehend von der Grundeinstellung (Default-Werte) des Netzwerkelementes	**ID**[1]
Mess/Schutzgerät: ID (delta)	Import von Einstellwerten für **Mess-/Schutzgeräte** ausgehend von den aktuellen Einstellwerten des Netzwerkelementes	**ID**[1]
Mess/Schutzgerät: Name	Import von Einstellwerten für **Mess-/Schutzgeräte** ausgehend von der Grundeinstellung (Default-Werte) des Netzwerkelementes	**Name**[2]
Mess/Schutzgerät: Name (delta)	Import von Einstellwerten für **Mess-/Schutzgeräte** ausgehend von den aktuellen Einstellwerten des Netzwerkelementes	**Name**[2]
Leitung: ID	Import von Einstellwerten für **Leitungen** ausgehend von der Grundeinstellung (Default-Werte) des Netzwerkelementes	**ID**[1]
Leitung: ID (delta)	Import von Einstellwerten für **Leitungen** ausgehend von den aktuellen Einstellwerten des Netzwerkelementes	**ID**[1]
Leitung: Name	Import von Einstellwerten für **Leitungen** ausgehend von der Grundeinstellung (Default-Werte) des Netzwerkelementes	**Name**[2]
Leitung: Name (delta)	Import von Einstellwerten für **Leitungen** ausgehend von den aktuellen Einstellwerten des Netzwerkelementes	**Name**[2]

Tabelle 1-6: Import von Daten - Menüpunkte und ihre Funktionen

1.21.2.1 Automatisierte Synchronisierung der importierten Daten

Um eine automatisierte Synchronisierung der importierten Daten durchzuführen, müssen die Identifikationsmerkmale für die entsprechenden Netzwerkelement vor dem ersten Import vom Anwender definiert werden. Dies kann manuell oder automatisiert vor dem ersten Export erfolgen. Es wird eine automatisierte Definition der Identifikationsmerkmale empfohlen. Die Identifikationsmerkmale können in der Registerkarte Einstellwerte des Dialogs Liste der Betriebsmitteldaten im Hauptmenü Netzwerk überprüft und optional in der .NET-Datei gespeichert werden.

Wie in der vorangehenden Tabelle 1-6 dargestellt stehen zwei verschiedene Betriebsarten zur automatisierten Synchronisierung von importierten Daten zur Verfügung.

1. Automatisierte Synchronisierung nach Betriebsart ID bzw. ID (delta)
2. Automatisierte Synchronisierung nach Betriebsart Name bzw. Name (delta)

1.21.2.2 Manuelle Synchronisierung der importierten Daten

Alternativ kann unabhängig von einer vorherigen Definition der Identifikationsmerkmale der Import von Daten sowie deren Synchronisierung in der Registerkarte **Import** des Dialogs Liste der Betriebsmitteldaten durch Drag&Drop durchgeführt werden. In diesem Fall werden von ATPDesigner keine Identifikationsmerkmale erzeugt.

1.21.2.3 Import: Flexibilitätsdatei

Flexibilitätsdateien können dazu verwendet werden, ausgewählte Einstellwerte von Netzwerkelemente zu importieren und automatisiert zu synchronisieren. ATPDesigner verwendet das .CSV-Format für die Flexibilitätsdatei als Importdatei. Es muss beachtet werden, dass die Identifikationsmerkmale vor dem erstmaligen Datenimport definiert werden müssen.

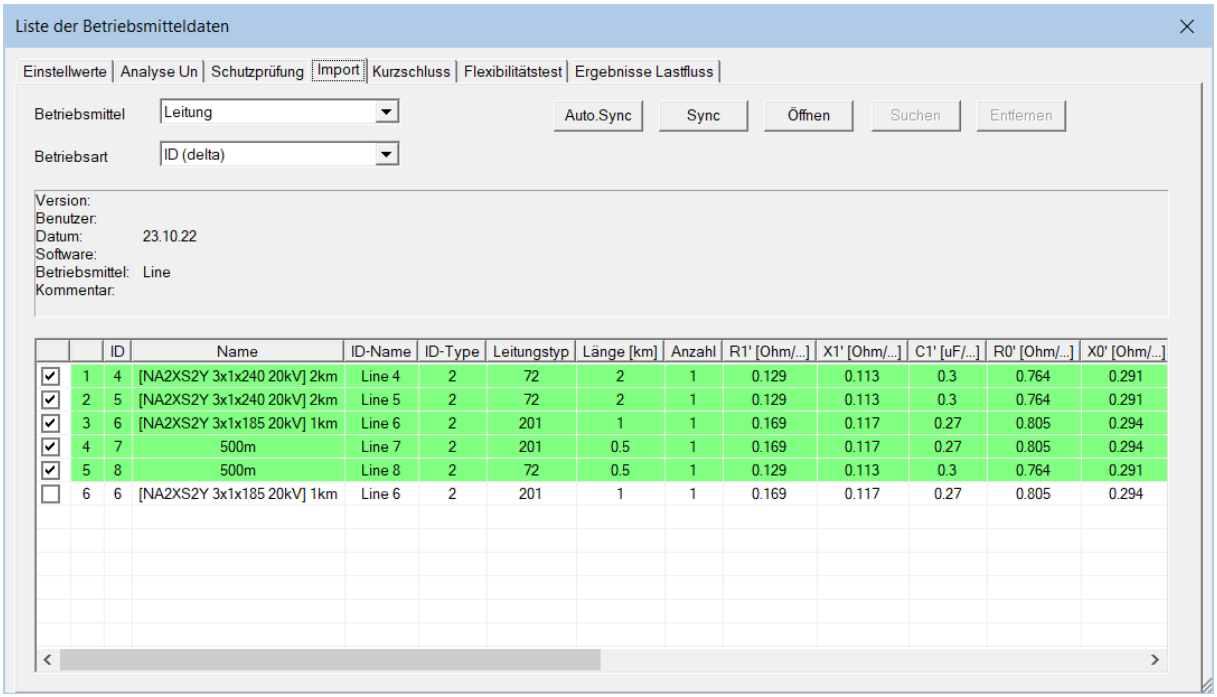
Der Import mit Hilfe einer **Flexibilitätsdatei** kann nach zwei Importformaten, **Flexibilitätsdatei Format 1** [32] und **Flexibilitätsdatei Format 2** [32], erfolgen. Folgende Netzwerkelemente können in der Flexibilitätsdatei enthalten sein:

- **Verbraucherlast**
- **Erzeugungsanlage (DEA)**
- **Transformator 2-Wicklung**
- **Schalter**

Der Import von Daten mit Hilfe der Flexibilitätsdatei kann verwendet werden, um ausgewählte Daten, in aller Regel Einstellwerte von Netzwerkelementen über die vorhandenen Einstellwerte zu überladen und diese optional in der .NET-Datei zu speichern.

⇨ **Nicht in der Flexibilitätsdatei enthaltene Daten bleiben in den Einstellwerten des Netzwerkelementes unverändert.**

In der nachfolgenden Abbildung sind die Ergebnisse eines erfolgreich ausgeführten Datenimports in der Registerkarte Import dargestellt. Allerdings wurde eine Zeile der Tabelle nicht synchronisiert, da das Identifikationsmerkmal doppelt enthalten war. Daher wird diese Zeile nicht mit einem **grünen** Hintergrund markiert. Im Falle einer fehlerhaften Synchronisierung wird die Zeile mit einem **roten** statt einem **grünen** Hintergrund dargestellt.



		ID	Name	ID-Name	ID-Type	Leitungstyp	Länge [km]	Anzahl	R1' [Ohm/...]	X1' [Ohm/...]	C1' [uF/...]	R0' [Ohm/...]	X0' [Ohm/...]
☑	1	4	[NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 2km	Line 4	2	72	2	1	0.129	0.113	0.3	0.764	0.291
☑	2	5	[NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 2km	Line 5	2	72	2	1	0.129	0.113	0.3	0.764	0.291
☑	3	6	[NA2XS2Y 3x1x185 20kV] 1km	Line 6	2	201	1	1	0.169	0.117	0.27	0.805	0.294
☑	4	7	500m	Line 7	2	201	0.5	1	0.169	0.117	0.27	0.805	0.294
☑	5	8	500m	Line 8	2	72	0.5	1	0.129	0.113	0.3	0.764	0.291
☐	6	6	[NA2XS2Y 3x1x185 20kV] 1km	Line 6	2	201	1	1	0.169	0.117	0.27	0.805	0.294

Abbildung 121: Flexibilitätsdatei - Ergebnisse nach Datenimport

Die Durchführung des Datenimports wird im Meldungsfenster protokolliert. Im Falle einer fehlerhaften Synchronisierung wird die Zeile in **roter** statt **grüner** Schriftfarbe dargestellt.

Am Ende der Ausgabe im Meldungsfenster wird angegeben,

- wie viele Zeilen in der Importdatei erkannt wurden,
- wie viele Zeilen erfolgreich synchronisiert und
- wie viele Zeilen nicht synchronisiert

werden konnten.

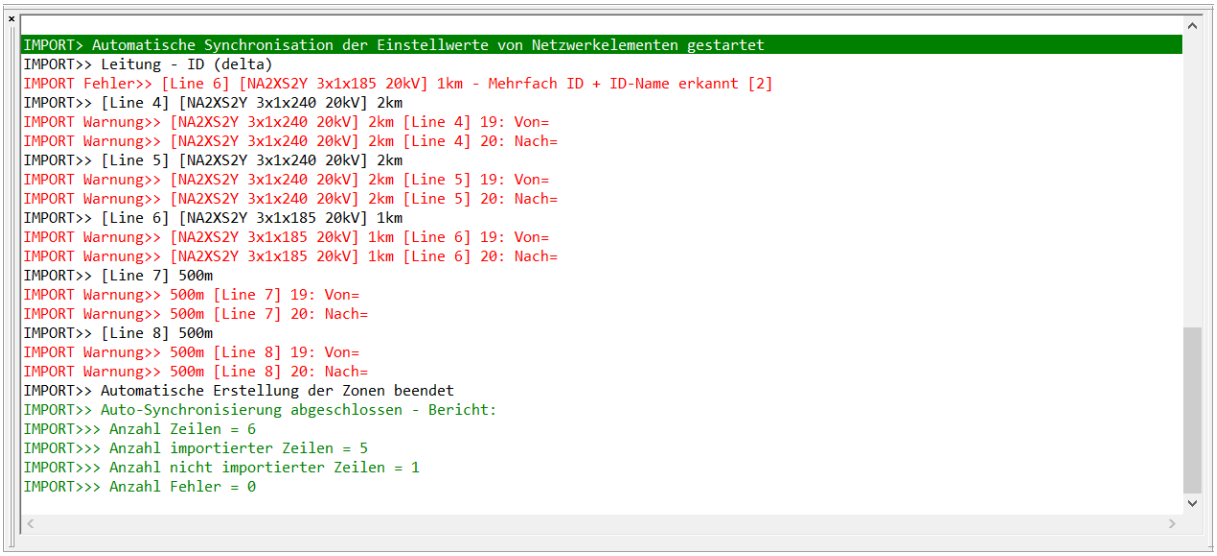


Abbildung 122: Flexibilitätsdatei - Ergebnisse nach Datenimport im *Meldungsfenster*

Nachfolgend werden Hinweise und Vorgehensweisen bezüglich der Synchronisierung der Einstellwerte von Betriebsmitteln mit Hilfe einer **Flexibilitätsdatei** erläutert.

Betriebsmittel	Erläuterung
Erzeugungsanlage (DEA)	Sind die importierten Leistungen P = 0kW und Q = 0kvar, so wird das Betriebsmittel deaktiviert.
Verbraucherlast	Sind die importierten Leistungen P = 0kW und Q = 0kvar, so wird das Betriebsmittel deaktiviert.

1.21.2.4 Import: Daten für Netzwerkelement

Die Vorgehensweise zu Import und Synchronisierung von Daten von Importdateien für Netzwerkelemente unterscheidet sich signifikant vom Import einer Flexibilitätsdatei. Der Import von Daten kann verwendet werden, um für vorhandene Netzwerkelemente ausgewählte Daten, in aller Regel Einstellwerte zu überladen und diese optional in der .NET-Datei zu speichern.

1. **Optional:** Für jedes Netzwerkelement, das in der Importdatei enthalten ist, werden im ersten Schritt die Daten der Grundeinstellung (Default-Werte) geladen.
2. Die importierten Daten werden über die Daten des Netzwerkelementes überladen.
3. Der Referenzname des Netzwerkelementes bleibt in beiden Fällen erhalten.

Import und Synchronisierung der Daten werden in der Registerkarte Import und im Meldungsfenster protokolliert.

⇨ Es wird empfohlen, die .CSV-Importdatei durch einen Export der Leitungsdaten im Sinne eines Templates zu generieren.

- Hauptmenü **Datei**
- Menüpunkt **Export**, **Leitung**, **Mess/Schutzgerät** oder **Flexibilitätsdatei Format 1**

⇨ Syntax und Semantik der .CSV-Importdatei und .CSV-Exportdatei sind identisch.

1.21.2.4.1 Import: Einheitlicher Header der .CSV-Importdateien

Damit die Herkunft der .CSV-Importdatei nachvollziehbar und der Inhalt erklärbar ist, sind verschiedene Informationen im Header enthalten. Die nachfolgende Tabelle zeigt die einzelnen Zeilen des Headers. Damit ATPDesigner eine Headerzeile auch als solche erkennt, wird ihr eine doppelte Raute „**##**“ linksbündig vorangestellt. Die Headerzeilen müssen sich in der ersten Spalte befinden und werden durch ein Semikolon „**;**“ beendet.

1. Headerzeile	**##Version:** xxx; Verwendete Version des Konvertierungstools
2. Headerzeile	**##User:** xxx; Anwendername
3. Headerzeile	**##Date:** 22.01.2017; Aktuelles Datum
4. Headerzeile	**##Software:** xxx; Bezeichner für die erzeugende Software

5. Headerzeile	**##Equipment:** xxx; Angabe zur Kennzeichnung des Inhaltes der .CSV-Datei.
6. Headerzeile	**##Comment:** Dies ist ein Kommentar.; Kommentarzeile

- Die Headerzeile beginnt linksbündig mit der Zeichenfolge „**##**“.
- Das **Keyword** nach „**##**“ wird durch einen Doppelpunkt „**:**“ beendet.
- Nach dem Doppelpunkt muss mindestens ein Leerzeichen (**Blank**) stehen.
- Nach dem Leerzeichen folgt ein Textelement, das durch ein Semikolon „**;**“ beendet werden muss. Danach folgt das Zeilenende z.B. durch das in Texteditoren unsichtbare Zeilenende (Line Feed LF).
- Die **Keywords** der Headerzeilen sind für alle Versionen von ATPDesigner unabhängig von der Landessprache in Englisch.

Nachfolgend ist beispielhaft der Header einer .CSV-Import- bzw. Exportdatei für die Netzwerkelemente **Leitung** eines Stromnetzes dargestellt. Wie zu erkennen ist, wird jeder Zeile des Headers mit einem Semikolon und einem nicht sichtbaren Zeilenvorschub (Line Feed **LF**) beendet.

- In Schriftfarbe **schwarz** : Header der .CSV-Datei
- In Schriftfarbe **hellblau** : zwei Zeilen mit Informationen zu den Spalten

Danach folgen je Zeile die Daten für eine Leitung.

```
##Version: ;
##User: Michael Igel;
##Date: 08.07.25 12:39:47;
##Software: ATPDesigner Version 4.02.05 - 05.07.2025;
##Equipment: Line;
##Comment: ;
;ID;Name;ID-Name;ID-Type;Leitungstyp;Länge;Anzahl;R1';X1';C1';R0';X0';C0';Ein-
heit;Irmax (hoch);Red.-Fakt.;Layout;Von;Nach;Un;Area;Zone;Leiterquerschnitt Q;Lei-
termaterial;Te;Tb;
;;;;;;km;;Ohm/...;Ohm/...;uF/...;Ohm/...;Ohm/...;uF/...;;A;;;;;kV;;;mm2;;°C;°C;;
1;0;L1:   5km;Line   4;2;26;5;1;0.065;0.11;0.32;0.698;0.289;0.32;km;599;1;Kabel   in
Erde;;;20;0;1;300;2;250;90;
2;0;L2:   2km;Line   5;2;26;2;1;0.065;0.11;0.32;0.698;0.289;0.32;km;599;1;Kabel   in
Erde;;;20;0;1;300;2;250;90;
```

⇨ Der Header ist für .CSV-Importdateien und .CSV-Exportdateien identisch.

1.21.2.4.2 Import: Leitung

Es können Daten für das Netzwerkelement **Leitung** [Bd. 2] importiert und synchronisiert werden [32]. Es muss beachtet werden, dass die Identifikationsmerkmale vor dem Datenimport definiert werden. Es wird empfohlen, die Identifikationsmerkmale vor dem ersten Export automatisiert zu erstellen. ATPDesigner verwendet das .CSV-Format für die Importdatei. Beim Import von Daten für ein Netzwerkelement **Leitung** werden ausgewählte Daten und Einstellwert von dem vorhandenen Netzwerkelement übernommen.

- Die Einstelldaten der internen Verbraucherlast sowie der Hausanschlussleitung bleiben unverändert erhalten.
- Die Anzahl von Zusatzknoten bleibt unverändert erhalten.

Es kann in der Importdatei ein **Leitungstyp** entsprechend der in ATPDesigner vorhandenen Leitungsbibliothek z.B. NAYY 150mm² 0,4kV verwendet werden. In diesem Fall werden unabhängig von den sonst in der Importdatei enthaltenen Daten die in der Leitungsbibliothek vorhandenen Parameter wie z.B. die Leitungsimpedanzen in Mitsystem und Nullsystem verwendet. Es muss darauf geachtet werden, dass zusätzlich zum Leitungstyp ein passendes **Leitungsmodell** z.B. **Einfachleitung (RLC-PI)** ausgewählt wird.

Die .CSV-Importdatei beginnt mit dem einheitlichen Header. In der 5. Headerzeile muss der Bezeichner **Line** als Kennzeichnung des Inhaltes der .CSV-Importdatei verwendet werden.

1. Headerzeile	*##Version:*
2. Headerzeile	*##User:*
3. Headerzeile	*##Date:*
4. Headerzeile	*##Software:*
5. Headerzeile	***##Equipment: Line***
6. Headerzeile	*##Comment:*

Nach dem Header sind in der .CSV-Importdatei für Netzwerkelemente Leitung zwei Zeilen enthalten, die Erläuterungen (**hellblau**) zu den Spaten der .CSV-Importdatei enthalten. Die Spalten werden durch ein Semikolon „;“ getrennt. Am Zeilenende befindet sich nach der letzten Spalte ebenfalls ein Semikolon „;“.

```
##Version: ;
##User: Michael Igel;
##Date: 08.07.25 12:39:47;
##Software: ATPDesigner Version 4.02.05 - 05.07.2025;
##Equipment: Line;
##Comment: ;
;ID;Name;ID-Name;ID-Type;Leitungstyp;Länge;Anzahl;R1';X1';C1';R0';X0';C0';Einheit;Irmax
(hoch);Red.-Fakt.;Layout;Von;Nach;Un;Area;Zone;Leiterquerschnitt Q;Leitermaterial;Te;Tb;
;;;;;;km;;Ohm/...;Ohm/...;uF/...;Ohm/...;Ohm/...;uF/...;;A;;;;kV;;;mm2;;°C;°C;;
1;0;L1: 5km;Line 4;2;26;5;1;0.065;0.11;0.32;0.698;0.289;0.32;km;599;1;Kabel in
Erde;;;20;0;1;300;2;250;90;
2;0;L2: 2km;Line 5;2;26;2;1;0.065;0.11;0.32;0.698;0.289;0.32;km;599;1;Kabel in
Erde;;;20;0;1;300;2;250;90;
3;0;L6: 0.5km;Line 6;2;26;0.5;1;0.065;0.11;0.32;0.698;0.289;0.32;km;599;1;Kabel in
Erde;;;20;0;1;300;2;250;90;
```

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V
1	##Version:																					
2	##User: Michael Igel																					
3	##Date: 08.07.25 12:39:47																					
4	##Software: ATPDesigner Version 4.02.05 - 05.07.2025																					
5	##Equipment: Line																					
6	##Comment:																					
7		ID	Name	ID-Name	ID-Type	Leitungstyp	Länge	Anzahl	R1'	X1'	C1'	R0'	X0'	C0'	Einheit	Irmax	Red.-Fakt.	Layout	Von	Nach	Un	Area
8							km		Ohm/...	Ohm/...	uF/...	Ohm/...	Ohm/...	uF/...		A					kV	
9	1	0	L1: 5km	Line 4	2	26	5	1	0.065	0.11	0.32	0.698	0.289	0.32	km	599	1	Kabel in Erde			20	
10	2	0	L2: 2km	Line 5	2	26	2	1	0.065	0.11	0.32	0.698	0.289	0.32	km	599	1	Kabel in Erde			20	
11	3	0	L6: 0.5km	Line 6	2	26	0.5	1	0.065	0.11	0.32	0.698	0.289	0.32	km	599	1	Kabel in Erde			20	
12	4	0	L3: 7km	Line 7	2	26	7	1	0.065	0.11	0.32	0.698	0.289	0.32	km	599	1	Kabel in Erde			20	
13	5	0	L4: 5km	Line 8	2	26	5	1	0.065	0.11	0.32	0.698	0.289	0.32	km	599	1	Kabel in Erde			20	
14	6	0	L5: 4km	Line 9	2	26	4	1	0.065	0.11	0.32	0.698	0.289	0.32	km	599	1	Kabel in Erde			20	
15	7	0	L8: 5km	Line 10	2	26	5	1	0.065	0.11	0.32	0.698	0.289	0.32	km	599	1	Kabel in Erde			20	
16	8	0	L7: 3km	Line 11	2	26	3	1	0.065	0.11	0.32	0.698	0.289	0.32	km	599	1	Kabel in Erde			20	
17	9	0	L10: 2km	Line 12	2	26	2	1	0.065	0.11	0.32	0.698	0.289	0.32	km	599	1	Kabel in Erde			20	
18	10	0	L9: 7km	Line 13	2	26	7	1	0.065	0.11	0.32	0.698	0.289	0.32	km	599	1	Kabel in Erde			20	
19	11	0	L11: 5km	Line 14	2	26	5	1	0.065	0.11	0.32	0.698	0.289	0.32	km	599	1	Kabel in Erde			20	
20	12	0	L12: 2km	Line 15	2	26	2	1	0.065	0.11	0.32	0.698	0.289	0.32	km	599	1	Kabel in Erde			20	
21	13	0	L14: 5km	Line 16	2	26	5	1	0.065	0.11	0.32	0.698	0.289	0.32	km	599	1	Kabel in Erde			20	
22	14	0	L13: 5km	Line 17	2	26	5	1	0.065	0.11	0.32	0.698	0.289	0.32	km	599	1	Kabel in Erde			20	

Nach dem Header beginnen die Datenzeilen für die Netzwerkelemente **Leitung**. In der nachfolgenden Tabelle ist Syntax und Semantik einer Datenzeile für ein Netzwerkelement **Leitung** beschrieben.

- **Spalte m/o**
  - m = mandatory : Die Spalte muss verwendet werden.
  - o = optional : Die Spalte kann optional verwendet werden.

Nr.	Spaltentext Datentyp	Beschreibung	Beispiel	m/o
1	Nr. **long int**	Fortlaufende Nummer der Zeile (1, 2, ...)	1	m
2	ID **long int**	Jedes Betriebsmittel wird identifiziert durch seine ID. Die ID ist eine ganze Zahl, die eindeutig einem Betriebsmittel zugeordnet ist.	175	m
3	Name **String**	Anwenderspezifischer Name	Ltg 5	m
4	ID Name **String**	Eindeutiger ID-Name des Netzobjektes	Line 5	m
5	ID Type **long int**	ATPDesigner interner Typ des Netzobjektes		m
6	Leitungstyp **long int**	Leitungstyp Falls vorhanden werden die Impedanzen etc. aus der Leitungsbibliothek übernommen und alle darin definierten Einstellwerte und Daten überladen.	FREI 70/12 AL_ST	m
7	Länge **double**	Länge der Leitung in km	10,5	m
8	Anz. **double**	Anzahl der parallel verlegten Leitungen	1	m
9	R_1 **double**	Resistanz der Leitung im Mitsystem Abhängig vom Leitungstyp in Ohm/km oder Ohm	0,8	m
10	X_1 **double**	Reaktanz der Leitung im Mitsystem Abhängig vom Leitungstyp in Ohm/km oder Ohm	0,6	m
11	C_1 **double**	Kapazität der Leitung im Mitsystem Abhängig vom Leitungstyp in µF/km oder µF	2	m
12	R_0	Resistanz der Leitung im Nullsystem	1,6	m

	double	Abhängig vom Leitungstyp in Ohm/km oder Ohm		
13	X_0 **double**	Reaktanz der Leitung im Nullsystem Abhängig vom Leitungstyp in Ohm/km oder Ohm	1,8	m
14	C_0 **double**	Kapazität der Leitung im Nullsystem Abhängig vom Leitungstyp in µF/km oder µF	2	m
15	Einheit **String**	Einheit von R_1, X_1, C_1, R_0, X_0, C_0 ▪ **km** = Ohm/km oder µF/km ▪ **abs** = Ohm oder µF	km oder abs	m
16	Irmax (hoch) **double**	Maximaler Strom **I_{max}** der Leitung in A	290	m
17	Red.-Fakt. **double**	Reduktionsfaktor **Red.**	0,8	m
18	Layout **String**	Das Layout beschreibt die Art der Verlegung der Leitung. ▪ Freileitung ▪ Kabel in Erde ▪ Kabel in Luft	Kabel in Erde	m
19	Von **String**	Name des Netzknotens, an dem die Leitung beginnt **Wird aktuell nicht verwendet**	Sammel-schiene Nord	m
20	Nach **String**	Name des Netzknotens, an dem die Leitung endet **Wird aktuell nicht verwendet**	Sammel-schiene Süd	m
21	Un **double**	Nennspannung U_n der Leitung in kV	20	m
22	Area **String**	Name des zugeordneten Bereiches (Area)	Netz-gruppe Merzig	m
23	Zone **String**	Name der zugeordneten Zone	Abgang West	m
24	Leiterquer-schnitt Q **double**	Leiterquerschnitt in mm^2		m
25	Leitermaterial **double**	Leitermaterial ▪ 1 = Aluminium ▪ 2 = Kupfer ▪ 3 = Stahl	1	m
26	Te **double**	Maximale Leiterendtemperatur in °C	140	m
27	Tb **double**	Maximale Leiterbetriebstemperatur in °C	90	m

1.21.2.4.3 Import: Mess/Schutzgeräte

Es können Daten für das Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** [Bd. 2] synchronisiert werden [32]. Es muss beachtet werden, dass die Identifikationsmerkmale vor dem Datenimport definiert werden. Es wird empfohlen, die Identifikationsmerkmale vor dem ersten Export automatisiert zu erstellen. ATPDesigner verwendet das .CSV-Format für die Importdatei.

1.21.3 Automatisierter Netzaufbau mit GIS-Daten *Datei mit GIS-Daten*

Unter dem Menüpunkt **Datei mit GIS-Daten** im Hauptmenü **Datei** bietet ATPDesigner die Möglichkeit topologische Daten wie z.B. Gauß-Krüger-Koordinaten eines Stromnetzes aus einem geografischen Informationssystem (GIS) zu importieren und das Stromnetz weitgehend automatisiert aufzubauen. Durch die Verwendung von Gauß-Krüger-Koordinaten wird das Stromnetz mit seiner Topologie in ATPDesigner abgebildet.

- Hauptmenü Datei
- Menüpunkt Import

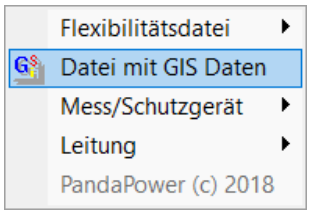


Abbildung 123: Automatisierter Netzaufbau mit GIS-Daten

Die zugehörigen Betriebsmitteldaten können nachgelagert zum Aufbau des Stromnetzes entweder manuell oder mit Hilfe von Importdateien eingelesen werden. Daher ist es unerlässlich, schon beim Import der GIS-Daten jedem einzelnen Betriebsmittel eine eindeutige Kennung (ID) zuzuordnen. Mit Hilfe dieser ID ist im Nachgang die automatisierte Zuordnung der Betriebsmitteldaten zu den einzelnen Netzwerkelementen möglich. Die nachfolgenden Betriebsmittel können durch Koordinaten in der GIS-Importdatei automatisiert eingelesen und im Stromnetz angeschlossen werden:

- **Leitungen**
- **Verbraucherlasten**
- **Erzeugungsanlagen (DEA)**

Die GIS-Importdatei, die mit diesem Menüpunkt geöffnet werden kann, ist eine .CSV-Datei. Das Format der .CSV-Datei ist in dem Dokument **Schnittstellen in ATPDesigner** [32] definiert. Entspricht das Format der Datei den Spezifikationen, kann das Stromnetz automatisiert unter Verwendung topologischer Daten aufgebaut werden. Hierbei bietet es sich an die Parametrierung der Betriebsmittel mit auf die bereits importierte Topologie abgestimmten Identifikationsnummern (ID) ebenso mit Hilfe der Import-Funktion für Betriebsmittelparametrierung zu nutzen.

Um das GIS-importierte Stromnetz für eine Lastflussberechnung rechenfähig zu finalisieren, müssen verschiedene Einstellwerte bekannt sein. Als Unterstützung zur teilautomatisierten Definition von Einstellwerten ist in ATPDesigner ein Algorithmus implementiert, der mögliche Datenlücken automatisiert durch Ersatzwerte komplettiert.

- Während des Einlesens der GIS-Daten werden aus den darin enthaltenen Gauß-Krüger-Koordinaten die Längen der **Leitungen** berechnet. Dazu wird vorausgesetzt, dass die Leitungen als Gerade zwischen den beiden Anschlussknoten verlaufen. Dadurch kann sich eine Abweichung zur tatsächlichen Länge ergeben. Im Weiteren wird jeder Leitung ein Standard-Leitungstyp z.B. NAYY 4x150mm² für U_n=400V abhängig von der jeweiligen Nennspannung U_n der Leitung zugewiesen.

- Jeder **Verbraucherlast** wird ausgehend von den Default-Einstellwerten eine Wirkleistung P=5kW mit einem Verschiebungsfaktor cos φ = 1 zugwiesen.

- Jeder **Erzeugungsanlage (DEA)** wird ausgehend von den Default-Einstellwerten eine Wirkleistung P=5kW mit einem Verschiebungsfaktor cos φ = 1 zugwiesen.

Weiterhin können Zonen und Bereiche zur Gliederung der Betriebsmittel verwendet werden.

- Als Standard werden Zonen dazu verwendet, die Betriebsmittel ihren Spannungsebenen abhängig der definierten Nennspannung der importierten Betriebsmittel zuzuordnen.

- Die Bereiche werden dazu verwendet, die Betriebsmittel nach dem Betriebsmitteltyp zu sortieren.

- Werden nur teilweise Informationen für die Eingliederung der Betriebsmittel in **Zonen** und **Bereiche** übergeben, wird der beschriebene Standardprozess für alle Betriebsmittel durchlaufen, für die keine Informationen vorhanden sind.

Während des GIS-Imports werden verschiedene Prozessschritte in dem Meldungsfenster dokumentiert. Darin wird dokumentiert, ob alle Betriebsmittel, die in der Import-Datei vorhanden waren, importiert werden konnten. Die Meldung sieht in dem Meldungsfenster beispielsweise aus wie in der nachfolgenden Abbildung.

```
GIS-Import Report>

Anzahl importierter Betriebsmittel: 111/111
Transformator 2-Wicklung: 1
Netzeinspeisungen: 0
DEA´s: 5
Verbraucherlast: 34
Leitungen: 66
```

Abbildung 124: GIS-Import Report in dem Meldungsfenster

Stimmt die Anzahl der importierten Betriebsmittel nicht mit der Summe der Betriebsmittel im Stromnetz überein, kann es verschiedene Gründe dafür geben. Mögliche Lösungsvorschläge sind in dem Dokument **Schnittstellen in ATPDesigner** [32] aufgeführt. Eine Auflistung der nicht importierten Betriebsmittel wird in dem Meldungsfenster ausgegeben.

Zum einen kann der Import eines einzelnen Betriebsmittels deswegen nicht durchgeführt worden sein, weil z.B. mehrere Verbraucherlasten mit gleicher ID existieren, die zu

einer **Verbraucherlast** zusammengefasst wurden und dadurch die übrigen Verbraucherlasten nicht importiert wurden. Ob sich hinter einer **Verbraucherlast** mehrere Verbraucherlasten befinden, kann durch den Referenznamen, der durch die Anzahl der zusammengefassten Verbraucherlasten in Klammern ergänzt wurde, nachvollzogen werden. Angehängt an den Referenznamen wird die Anzahl der importierten und zusammengefassten Verbraucherlasten in Klammer angezeigt.

Weiterhin besteht die Möglichkeit die Auflistung der zusammengefassten Verbraucherlasten in dem ATP Meldungsfenster einzusehen. Dort wird eine Tabelle angezeigt, in der unter anderem dokumentiert ist, welche importierten Verbraucherlasten zu einem Netzwerkelement **Verbraucherlast** zusammengefasst wurden und wie viele Verbraucherlasten an den Netzknoten der einzelnen Leitung angeschlossen sind. Die Koordinaten der jeweiligen Betriebsmittel können ebenfalls in der Tabelle eingesehen werden. Ein Beispiel hierfür ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.

```
Beginn des GIS-Imports>

>> NetzObjektListeZeichnen = 1ms

Referenz-Leitung und Leitungen, die die gleichen Koordinaten haben:
-->Line_133
Line_134

GIS-Import:
IDName der Leitung      [X1,Y1] [X2,Y2]         Knoten 1(=0) oder 2(=1) |       ID des anzuschließenden Betriebsmittels         Typkennung      [X1,Y1] [X2,Y2]
Line_123                [231,134][238,117]      0                       |       Line_130                                  2               [219,158][230,136]
Line_123                [231,134][238,117]      0                       |       Line_133                                  2               [230,136][231,135]
Line_123                [231,134][238,117]      0                       |       Line_3860                                 2               [231,135][239,139]
Line_123                [231,134][238,117]      1                       |       Line_3970                                 2               [238,117][243,119]
Anzahl der Betriebsmittel am linken Knoten:
-->3
Anzahl der Betriebsmittel am rechten Knoten:
-->1

Line_124                [105,210][154,194]      1                       |       Line_125                                  2               [154,194][164,190]
Line_124                [105,210][154,194]      1                       |       Line_3888                                 2               [156,200][154,194]
Anzahl der Betriebsmittel am linken Knoten:
-->0
Anzahl der Betriebsmittel am rechten Knoten:
-->2
```

Abbildung 125: Ausgaben GIS-Import im ATP Meldungsfenster

In dem Meldungsfenster werden ebenso die nicht verbundenen Netzwerkelemente angezeigt. Diese lassen sich per **Right Mouse Button Click** in der Netzgrafik suchen.

1.21.3.1 Empfehlung zur Vorgehensweise der manuellen Nacharbeit

Durch den GIS-Import werden ca. 80% der elektrischen Verbindungen von **Leitungen**, **Verbraucherlasten** und **Erzeugungsanlagen (DEA)** durch Verarbeitung der Gauß-Krüger-Koordinaten hergestellt. Die restlichen ca. 20% müssen manuell nachbereit werden. Hierbei sollten mehrere Aspekte beachtet werden. Im Folgenden wird eine mögliche Vorgehensweise zur Beurteilung und händischen Nachbesserung der importierten Topologie vorgeschlagen.

Es bietet sich an mit Zonen und Bereichen zu arbeiten. So können Netzgruppen, Leitungsabgänge oder ausgewählte Betriebsmittel mit nur einem Mausklick verschoben, aktiviert, deaktiviert oder gesucht werden. Beispielsweise ist es ratsam die Betriebsmittel in den **Zonen** nach Abgängen zu sortieren und Stromkreisfarben zuzuordnen. So ist die optische Zuordnung bei der händischen Nacharbeit erleichtert.

Handhabung und Funktionen von **Zonen** und **Bereichen** sind in ATPDesigner identisch. Wie bereits in Kapitel 1.21.3 beschrieben, werden schon während des Imports, dem eigentlichen Aufbau der Netztopologie, **Zonen** und **Bereiche** dazu verwendet die Betriebsmittel nach Spannungsebenen und Betriebsmitteltypen zu gruppieren. Je nach Datenlage kann die Gliederung allerdings durch den Import entsprechend feingranularer und auch anwenderspezifisch vorgenommen werden.

Im Folgenden ist eine Empfehlung für die Vorgehensweise der manuellen Nacharbeit und der Prüfung auf Plausibilität dokumentiert.

1. Maßnahmen zur Übersichtlichkeit

   a) In Zone 99 sind während des Imports alle Betriebsmittel eingeordnet worden, bei denen ein Fehler festgestellt wurde. Beispielsweise Leitungen, deren Anfangs- und Endpunkt topologisch identisch sind. Die Zone 99 kann gelöscht werden.

   b) Zur optischen Übersichtlichkeit können die Leitungsnamen in der Netzgrafik ausgeblendet werden. Weiterhin trägt die permanente Aktivierung der Zonenfarbe und Zonennummer mittels des Buttons , je nach Anwendung der Funktion Zonen, zur Übersichtlichkeit bei.

2. Sicherstellen, dass alle Netzobjekte physikalisch sinnvolle Einstellwerte besitzen.

   a) Sodass die Rechenfähigkeit des Netzes überprüft werden kann, muss sichergestellt sein, dass die Betriebsmitteldaten, die direkt während des GIS-Imports übergeben werden zur Anwendung passen. Während des GIS-Imports werden Nennleistung der Verbraucherlasten und der PV-Anlagen mit 5 kW übergeben. Weiterhin wird den Leitungen neben nennspannungsabhängigen Standardleitungstypen auch die topologisch abgeschätzte Länge zugeordnet. Dazu wird die Distanz von Anfangs- zu Endknoten berechnet.

   b) Transformatoren besitzen lediglich die Standard-Einstellungen, wie bei dem händischen Einfügen eines Transformators. Diese müssen entsprechend händisch oder durch den Betriebsmittelimport zugeordnet werden.

   c) Es ist darauf zu achten welche Berechnungen in dem Netz durchgeführt werden sollen. Soll beispielsweise eine Lastflussberechnung mit Lastprofilen durchgeführt werden, müssen die Jahresverbräuche der Verbraucherlasten und eingespeiste Energie der PV-Anlagen in einem Niederspannungsnetz mit der Flexibilitäts-Import-Funktion zugeordnet werden.

3. Alle Netzwerkelemente deaktivieren.
   Die Deaktivierung aller Netzwerkelemente kann wie folgt erfolgen:
   - Alle Netzwerkelemente markieren z.B. mit **Strg + A**
   - Alle Netzwerkelemente deaktivieren mit dem Toolbar-Button

4. Möglichkeiten zur abschnittsweisen Inbetriebnahme des importierten Netzes

   a) Die erste Möglichkeit besteht darin, ausgehend von der höchsten Spannungsebene, einen Transformator mit seinen Abgängen zu aktivieren. Auf der Oberspannungsseite muss hierzu eine Netzeinspeisung mit der Spezifikation eines Slack-Knotens eingefügt werden. Dabei bietet es sich an den korrekten Anschluss des Transformators zu überprüfen, also ob die entsprechende Spannungsebene sich am richtigen Anschluss befindet. Ist beispielsweise ein Mittelspannungsnetz und ein Niederspannungsnetz importiert, kann so jede Ortsnetzstation Schritt für Schritt in Betrieb genommen werden.

b) Die zweite Möglichkeit besteht darin mit der niedrigsten Spannungsebene zu beginnen. Beispielsweise zuerst jedes Ortsnetz für sich mit einer eigenen Netzeinspeisung zu aktivieren und zu überarbeiten und erst im Nachgang die nächsthöhere Spannungsebene anzuschließen.

5. Überprüfung der Rechenfähigkeit
   a) Da in manchen Teilen des Netzes nicht optisch ersichtlich ist, ob die elektrische Verbindung hergestellt ist, empfiehlt es sich in regelmäßigen Abständen, also beispielsweise nach der Inbetriebnahme eines Abgangs einer Ortsnetzstation, eine Lastflussberechnung durchzuführen. So kann geprüft werden, ob die **Lastflussberechnung** konvergiert und sinnvolle Ergebnisse liefert. Dadurch, dass kleinere Teile nacheinander in Betrieb genommen werden, lassen sich mögliche Fehler schneller finden und können eliminiert werden.

Mögliche Fehlerursachen bei Divergenz der Lastflussberechnung können sein:

- Sollen mehr als zwei Leitungen an einem elektrischen Knoten angeschlossen werden, müssen die Leitungen manuell an zusätzlich aktivierten **Zusatzknoten** verschoben werden.

- Zudem muss darauf geachtet werden, dass keine zwei **Verbraucherlasten** an einem Netzknoten angeschlossen werden. Dabei wird auch der Zusatzknoten zu dem ursprünglichen Anschlussknoten gezählt. Abhilfe kann durch ein Zwischenschalten eines **Mess/Schutzgerätes** oder Hinzufügen von mehr als einem Lastprofil geschaffen werden. Letzteres ist nur je nach Anwendung möglich.

- Die fehlerhafte Orientierung eines Transformators kann Ursache für die Divergenz sein. Hierzu kann in der Registerkarte **Netzwerk** und der Funktion **Suchen** durch einen **Right Mouse Button Click** auf das grafische Symbol des entsprechenden Transformators die ordnungsgemäße Zuordnung der Spannungsebene kontrolliert werden.

In nachfolgender Tabelle sind Eigenschaften in ATPDesigner zusammengefasst, die die manuelle Nacharbeit erleichtern.

Nacharbeit	Unterstützende Eigenschaften von ATPDesigner
Zu einer Zone hinzufügen	▪ Zonennummer eingeben **Alt + Z**
Deaktivieren/Aktivieren	**Strg + D**
Liste der Betriebsmitteldaten	**Strg + F1**
Liste mit isolierten Knoten usw.	**Strg + F**
Global rechts / links für Knoten der Leitungen einblenden	Konfiguration – Leitung 1…3 – Bezeichner L und R für Leitungsenden anzeigen
Anzeige der Leitungsnamen deaktivieren	Netzwerkkonfiguration – Registerkarte Netzwerk – Anzeige der Namen von Leitungen deaktivieren
ATP-Rechenkern mit höherer Performance zur Lastflussberechnung verwenden	Auswahl des Rechenkerns im Einstelldialog **Programmeinstellungen** im Hauptmenü Tools ▪ ATP .exe.-Datei **TPGIGI64.EXE**

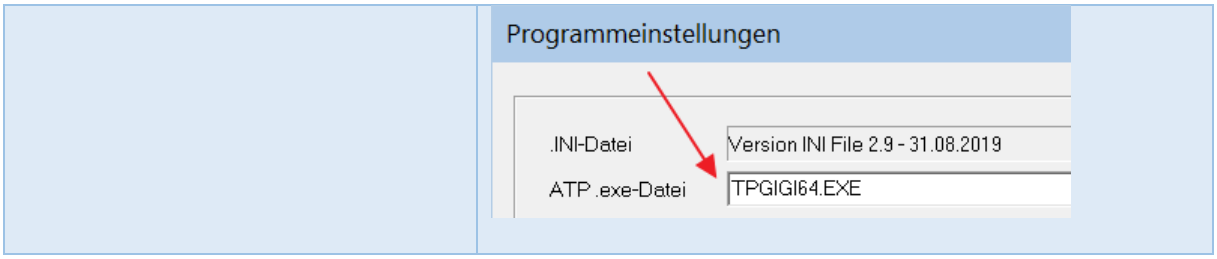


Tabelle 1-7: Tipps für die händische Arbeit nach dem GIS-Import

1.21.4 Export von Daten

Mit Hilfe des nachfolgend angezeigten Menüpunktes können Daten von Netzwerkelementen in eine .CSV-Datei oder .JSON-Dateien [28] exportiert werden. Damit ist z.B. eine einfache Ankopplung an externe Datensysteme möglich.

Die .CSV-Exportdateien können mit einem Texteditor oder einer Tabellenkalkulationssoftware wie z.B. Excel bearbeitet und danach wieder mit dem Menüpunkt Import importiert werden. Somit ist es möglich, eine große Anzahl von Änderungen z.B. an Einstellwerten effizient und zeitsparend in einem geeigneten externen Softwaretool durchzuführen.

Die .JSON-Dateien können z.B. in einem geeigneten JSON- Texteditor geändert und mit externen Softwaretools weiterverarbeitet werden. Außerdem ist es möglich, die .JSON-Exportdateien für den **Webservice** [Bd. 3], d.h. für den in ATPDesigner integrierten Webserver zur Netzautomatisierung zu verwenden.

- Mit dem Menüpunkt **Prognose (JSON)** kann eine Vorlage (Template) für die Erstellung einer **JSON-Prognosedatei** [Bd. 3] z.B. für die Netzberechnungsfunktion **Lastfluss: Prognose** [Bd. 3] erstellt werden. In der **JSON-Prognosedatei** können z.B. Zeitreihen in 15min-Zeitintervallen in Anlehnung an VDEW [23] gespeichert werden. Die JSON-Prognosedatei kann u.a. für den **FileWatcher** oder für den **Webservice** verwendet werden.

- Mit dem Menüpunkt **Prognose mit Flexibilitäten (JSON)** können Vorlagen (Templates) für die **JSON-Prognosedatei** [Bd. 3] und für die **JSON-Flexibilitätspotentialdatei** [Bd. 3] erstellt werden. Darüber hinaus wird eine Vorlage (Template) für die kombinierte **JSON-Prognose- und Flexibilitätspotentialdatei** [Bd. 3] erstellt. Die kombinierte **JSON-Prognose- und Flexibilitätspotentialdatei** kann für den **Webservice** verwendet werden.

- Mit dem Menüpunkt **Stromnetz Daten** kann eine .JSON-Datei exportiert werden, die topologische Daten des Stromnetzes wie z.B. Koordinaten, Betriebsmitteltypen, Betriebsmittel, etc. beinhaltet. Es sind für die Betriebsmittel ausgewählte Einstellwerte und Kennwerte enthalten. Die .JSON-Datei kann von anderen Verarbeitungssystemen eingelesen und z.B. zum Aufbau der Netztopologie als Grafik verwendet werden.

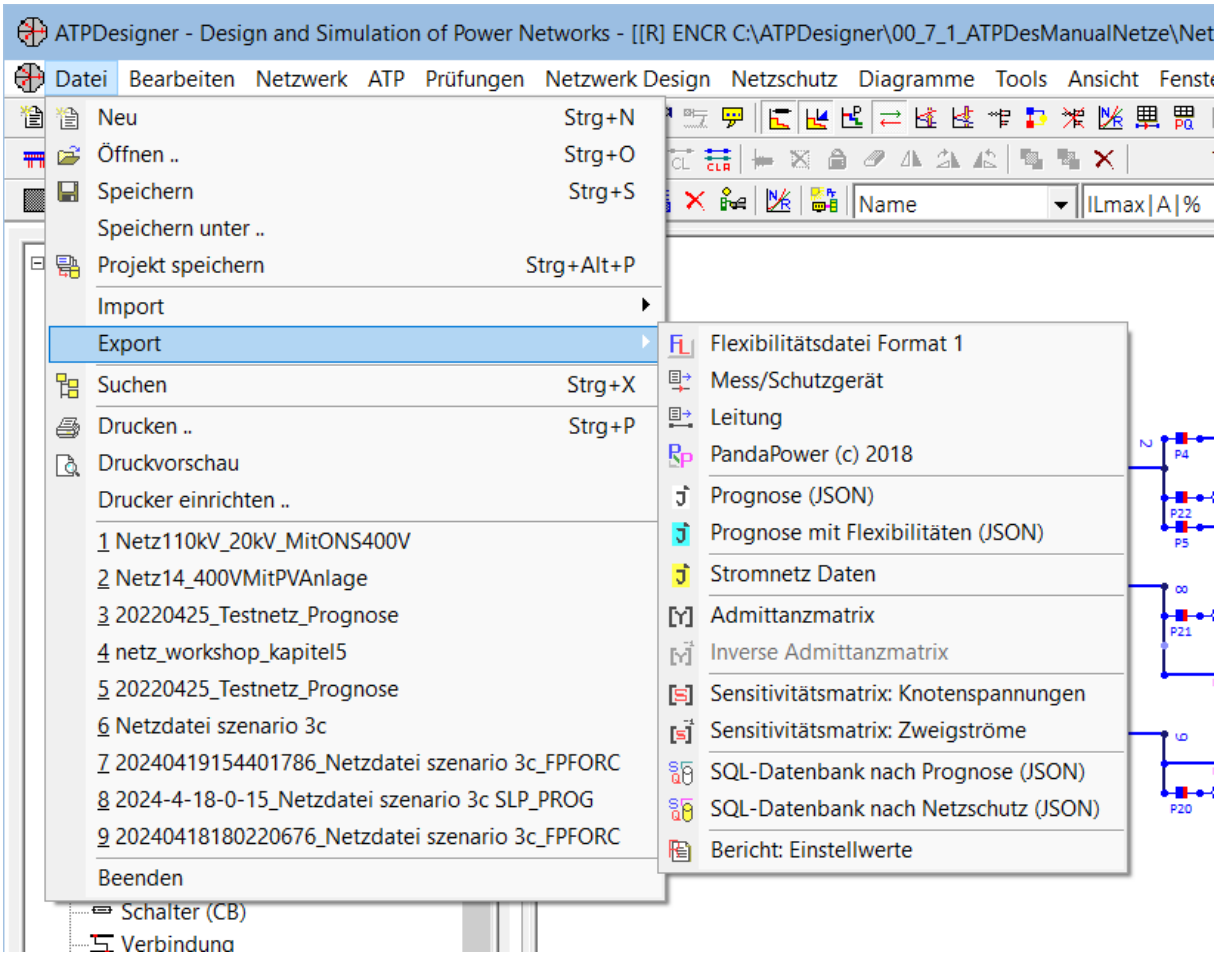


Abbildung 126: Hauptmenü *Datei*, Menüpunkt *Export*

Die nachfolgende Abbildung zeigt bespielhaft eine .CSV-Exportdatei, die in einer üblichen Tabellenkalkulationssoftware als .CSV-Datei geöffnet wurde.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I
1	##Version:								
2	##Benutzer: Michael Igel								
3	##Datum: 18.09.22								
4	##Software:								
5	##Betriebsmittel: Line								
6	##Kommentar:								
7		ID	Name	ID-Name	ID-Type	Leitungstyp	Länge	Anzahl	R1'
8							km		Ohm/...
9	1	0	[NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 2km	Line 4	2	72	2	1	0.129
10	2	0	[NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 2km	Line 5	2	72	2	1	0.129
11	3	0	[NA2XS2Y 3x1x185 20kV] 1km	Line 6	2	201	1	1	0.169
12	4	0	500m	Line 7	2	201	0.5	1	0.169
13	5	0	500m	Line 8	2	201	0.5	1	0.169
14	6	0	500m	Line 9	2	201	0.5	1	0.169

Abbildung 127: Beispiel der Exportdatei für Leitungen

1.21.4.1 ID und ID Name – Bedeutung und Behandlung beim Export

Die Werte der Spalten **ID** und **ID Name** als Identifikationsmerkmale sind für einen späteren Import der Einstellwerte von zentraler Bedeutung und werden deshalb beim Export besonders behandelt. Beide Daten werden zur Synchronisierung der importierten Einstellwerte, d.h. zur eindeutigen Zuordnung der Werte aus der .CSV-Importdatei zu

Netzwerkelementen verwendet. Wird ein Netzwerkelement neu in die Netzgrafik eingefügt, so sind die beiden Daten wie in der nachfolgenden Tabelle gezeigt definiert. Diese Werte entsprechen der Grundeinstellung.

Einstellwerte	Grundeinstellung
ID	-1 An diesem Wert erkennt die Exportfunktion, dass noch kein Export erfolgt ist.
ID Name	Leere Zeichenkette („“)

Folgende Bedingungen hinsichtlich der Identifikationsmerkmale **ID** und **ID Name** sind beim Export von Daten in eine .CSV-Datei zu beachten.

Bedingung	Ausgabe beim Export in die .CSV-Datei
ID ≤ 0	**ID = 0**
ID > 0	**ID** = Aktueller Wert
ID > 0 UND ID Name definiert, d.h. Zeichenlänge von **ID Name** > 0	**ID-Name** = Aktueller Wert
sonst (insbesondere falls **ID = 0**)	**ID-Name** = Referenzname des Netzwerkelementes

⇨ Es wird daher vor dem ersten Export empfohlen, dem Identifikationsmerkmal **ID** einen **Wert > 0** zuzuweisen, um das Überschreiben des Identifikationsmerkmales **ID Name** beim Export von Daten zu vermeiden. Dazu kann die automatische Zuweisung von Werten der Identifikationsmerkmale **ID** und **ID Name** verwendet werden.

1.21.4.2 ID und ID Name – Automatische Zuweisung von Werten

Vor dem ersten Export von Daten können den Identifikationsmerkmalen **ID** und **ID Name** automatisch Werte zugewiesen werden. Diese Vorbelegung kann den nachgelagerten Import von vereinfachen.

1.21.4.3 Dateiname der Exportdatei

Um die verschiedenen Typen der Netzwerkelemente im Dateinamen der Exportdatei unterscheiden zu können, werden an dem vom Anwender ausgewählten Dateinamen eine Kennung angehängt.

Menüpunkt	An den Dateinamen angehängte Kennung
Leitung	Line
Mess/Schutzgerät	Probe
Flexibilitätsdatei Format 1	FLEX
Berechnungsergebnissen	ERG

Tabelle 1-8: Kennungen für .CSV-Exportdateien

Als Kennung wird der Bezeichner des Netzwerkelementes aus den **Projektinformationen**, Registerkarte Netzwerk oder weitere Bezeichner verwendet. Das Format der Exportdatei entspricht dem einer .CSV-Datei. Als Dateierweiterung wird **CSV** verwendet.

ATPDesigner überprüft bei jedem Export von Daten, ob die Identifikationsmerkmale der Grundeinstellung entsprechen. Im Falle der Übereinstimmung werden die Identifikationsmerkmale durch ATPDesigner automatisiert erzeugt.

1.21.4.4 Export: Flexibilitätsdatei Format 1

Mit Hilfe der Exportfunktion können ausgewählte Daten der Netzwerkelemente

- **Erzeugungsanlage (DEA)**,
- **Verbraucherlast**,
- **Schalter**,
- **Transformator 2-Wicklung**,

in eine .CSV-Datei exportiert und mit einem geeigneten Softwaretool bearbeitet werden. Die .CSV-Datei kann danach wieder importiert und synchronisiert werden.

1.21.4.5 Export: Mess/Schutzgerät

Mit Hilfe der Exportfunktion können ausgewählte Daten der Netzwerkelemente des Typs **Mess/Schutzgerät** in eine .CSV-Datei exportiert und mit einem geeigneten Softwaretool bearbeitet werden. Die .CSV-Datei kann danach wieder importiert und synchronisiert werden.

1.21.4.6 Export: Leitung

Mit Hilfe der Exportfunktion können ausgewählte Daten der Netzwerkelemente des Typs **Leitung** in eine .CSV-Datei exportiert und mit einem geeigneten Softwaretool bearbeitet werden. Die .CSV-Datei kann danach wieder importiert und synchronisiert werden.

1.21.4.7 Export: Prognose (JSON)

Mit dieser Funktion wird eine **JSON-Prognosedatei** für das angezeigte Stromnetz im .JSON-Format erzeugt. Damit erhält der Anwender von ATPDesigner eine syntaktisch korrekte Vorlagendatei im Sinne eines Templates, um darauf basierend eigene **JSON-Prognosedateien** erstellen zu können. Format und Inhalte der ATPDesigner spezifischen **JSON-Prognosedatei** sind in [Bd. 3] erläutert.

⇨ ATPDesigner erweitert den anwenderspezifischen Dateinamen um die Kennung **_PROG**, z.B. ***Exportdaten*_PROG.JSON**.

Die Exportfunktion verwendet Einstellwerte aus den Registerkarten **Allgemeine Daten** oder Lastprofile aus der Registerkarte **Lastprofil** der Netzwerkelemente

- **Erzeugungsanlage (DEA)** und
- **Verbraucherlast**

sowie der **internen Verbraucherlasten** der Netzwerkelemente

- **Leitung** und

- **Transformator 2-Wicklung**,

um die für die Inhalte der **JSON-Prognosedatei** benötigten Daten zu generieren. Den Zeitbereich legt der Anwender vor dem Speichern der **JSON-Prognosedatei** mit dem in der nachfolgenden Abbildung dargestellten Einstelldialog fest.

⇨ Es werden nur Netzwerkelemente in die **JSON-Prognosedatei** exportiert, die aktiviert sind.

Abbildung 128: Auswahl des Zeitraumes für die *JSON-Prognosedatei*

Nach dem Start der Dateiausgabe kann Speicherort und Dateiname anwenderspezifisch festgelegt werden.

⇨ Der Export erfolgt **ID spezifisch**, d.h. es sollte ein eindeutiges **Identifikationsmerkmal ID** in den Einstellwerten der oben genannten Netzwerkelemente eingestellt sein. Ist kein **Identifikationsmerkmal ID** eingestellt, so wird ersatzweise aus dem Referenznamen des Netzwerkelementes und falls parametriert dem Bezeichner des Standardlastprofile (SLP) nach VDEW [23] ein **Identifikationsmerkmal ID** als Ersatz generiert. Der Referenzname des Netzwerkelementes wird in der Headerzeile des Einstelldialogs in '**…**' ausgegeben.

Der Bezeichner des Lastprofils wird dann verwendet, wenn z.B. für ein Netzwerkelement **Verbraucherlast** in der Registerkarte **Lastprofil** ein oder mehrere Lastprofile parametriert sind. Für jedes einzelne Lastprofil der **Verbraucherlast** wird in der **JSON-Prognosedatei** eine eigene Zeitreihe (**JSON-Lastprofil**) definiert.

Nachfolgend ist ein Beispiel als Teil einer **JSON-Prognosedatei** für eine **Verbraucherlast** abgebildet. Der Einstellwert **Identifikationsmerkmal ID** wird falls vorhanden als JSON-Objekt **id** verwendet, sonst der Ersatzwert wie in dem Beispiel dargestellt generiert und verwendet. Der Referenzname der **Verbraucherlast** ist **Load 1**, der Name des Standardlastprofils **H0**.

```
{
            "id": "Load 1;H0",
            "label": "Load 1;H0",
            "unit_1": "P[kW]",
            "unit_2": "Q[kvar]",
            "timeseries":
            [
                  {
```

```
                        "timestamp_s": 1691792100,
                        "value_1": 89.840,
                        "value_2": 0.000
```


Ist für eine **Verbraucherlast** kein Lastprofil in der Registerkarte **Lastprofil** parametriert, so werden die Wirkleistung P und die Blindleistung Q aus der Registerkarte **Allgemeine Daten** verwendet.


```
{
            "id": "Load 1;P,Q=konst.",
            "label": "Load 1;P,Q=konst.",
            "unit_1": "P[kW]",
            "unit_2": "Q[kvar]",
            "timeseries":
            [
                  {
                        "timestamp_s": 1731798900,
                        "value_1": 2000.000000,
                        "value_2": 0.000000
                  },
```


Damit nach der Ausführung der Exportfunktion die Zeitreihen der Netzwerkelemente **Erzeugungsanlage (DEA)** und **Verbraucherlast** sowie der internen Verbraucherlasten der Netzwerkelemente **Leitung** und **Transformator 2-Wicklung** Daten enthalten, müssen Einstellwerte in den Einstelldialogen der Netzwerkelemente wie nachfolgend erläutert eingestellt werden.

⇨ Die Exportfunktion kann abhängig von der Einstellung der o.g. Netzwerkelemente Zeitreihen von 15min-Intervallen von Leistungswerten erzeugen und als Betriebsmittel spezifische Lastprofile in die **JSON-Prognosedatei** ausgeben. Zur Generierung der Betriebsmittel spezifischen Lastprofile können u.a. Standardlastprofile (SLP) nach VDEW [23] mit einem Jahresenergiebedarf verwendet werden.

1.21.4.7.1 Prognose (JSON): *Verbraucherlast*

Ausgehend von der Grundeinstellung des Einstelldialogs (Default) müssen folgende Einstellwerte vor dem Start der Exportfunktion vom Anwender definiert werden. Die Einstellwerte sind ebenfalls für die internen Verbraucherlasten der Netzwerkelemente **Leitung** und **Transformator 2-Wicklung** einzustellen.

- Registerkarte **Allgemeine Daten**: Betriebsart **Lastprofil (Y)**

- Registerkarte **Allgemeine Daten**: Wirkleistung **P** und Blindleistung **Q**
  Die Wirkleistung P und Blindleistung Q werden zur Generierung eines Betriebsmittel spezifischen Lastprofils verwendet, wenn die Verwendung eines Standardlastprofils (SLP) nach VDEW [23] oder eines **anlagenspezifischen Lastprofils mit Anlagen-Identifier ID** aus der Registerkarte **Lastprofil** wegen fehlender Parametrierung mindestens eines Lastprofils nicht möglich ist. In diesem Fall sind Wirkleistung **P[kW]** und Blindleistung **Q[kvar]** in der Zeitreihe der **JSON-Prognosedatei** (**JSON-Lastprofil**) zeitlich konstante Werte.

⇨ Die Verwendung der Wirkleistung P und Blindleistung Q aus der Registerkarte **Allgemeine Daten** wird als Rückfallebene verwendet, wenn kein Lastprofil in der Registerkarte **Lastprofil** parametriert ist.

⇨ Unter dem Standardlastprofil (SLP) wird das **allgemeine oder anwenderspezifische Lastprofil** nach VDEW [23] verstanden.

- Registerkarte **Lastprofil**: **Lastprofil** und **Nummer der Messstelle**
  Um die Generierung des Betriebsmittel spezifischen Zeitreihe der **JSON-Prognosedatei** (**JSON-Lastprofil**) mit zeitlich veränderlichen Leistungswerten **P[kW]** und **Q[kvar]** zu ermöglichen, muss in mindestens einer Tabellenzeile ein **Lastprofil** mit **Nummer der Messstelle** unter Verwendung eines Standardlastprofils (SLP) nach VDEW [23] oder eines **anlagenspezifischen Lastprofils mit Anlagen-Identifier ID** wie z.B. **ID** oder **HP(ID)** parametriert werden.

  ⇨ Innerhalb der **JSON-Prognosedatei** wird der Einstellwert **Nummer der Messstelle** als **Identifikationsmerkmal ID** oder auch kurz als **ID** (JSON-Objekt **id**) bezeichnet.

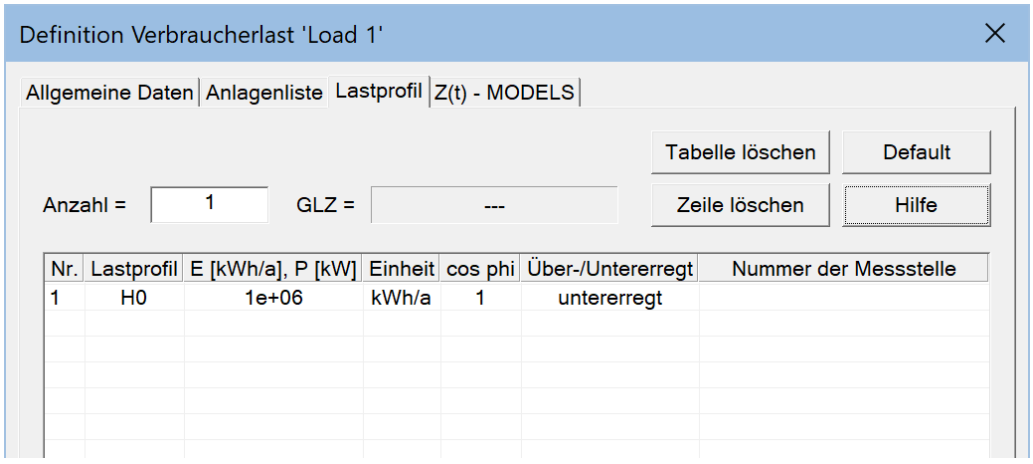
  Sind mehrere Lastprofile in der Tabelle parametriert, so wird aus jeder Tabellenzeile eine eigene Zeitreihe von 15min-Intervallen als Betriebsmittel spezifisches **JSON-Lastprofil** erzeugt.

  Ist in der Tabellenzeile ein Lastprofil z.B. ein Standardlastprofil (SLP) nach VDEW [23] ohne ID parametriert, so wird automatisch eine ID erzeugt:

  - **ID** (JSON-Element **id**)= Referenzname des Netzwerkelementes und Bezeichner des Lastprofils z.B. H0

  Die Wirkleistung P des 15min-Intervalls wird in Anlehnung an die Definition der Standardlastprofil (SLP) nach VDEW [23] mit Hilfe des Jahresenergiebedarfs **E [kWh/a]** berechnet.

  Die Blindleistung Q des 15min-Intervalls wird aus der Wirkleistung P sowie dem Verschiebungsfaktor **cos** $\varphi_{untererregt/übererregt}$ berechnet.



Nachfolgend ist beispielhaft ein Auszug des Betriebsmittel spezifischen Lastprofils dargestellt.

```
{
            "id": "Load 1;H0",
            "label": "Load 1;H0",
            "unit_1": "P[kW]",
            "unit_2": "Q[kvar]",
            "timeseries":
            [
                  {
                        "timestamp_s": 1691792100,
                        "value_1": 89.840,
                        "value_2": 0.000
                  },
                  {
                        "timestamp_s": 1691793000,
                        "value_1": 84.880,
                        "value_2": 0.000
                  },
```

1.21.4.7.2 Prognose (JSON): *Erzeugungsanlage (DEA)*

Ausgehend von der Grundeinstellung des Einstelldialogs (Default) müssen folgende Einstellwerte vor dem Start der Exportfunktion vom Anwender definiert werden.

- Registerkarte **Allgemeine Daten**
  Es werden nur Netzwerkelemente **Erzeugungsanlage (DEA)** berücksichtigt, die auf eine der folgenden Betriebsarten eingestellt sind:

  - **Pn (IL: 3p) = const.**
  - **Pn (IL:1/2/3p) = const.**
  - **Sn (IL: 3p) = const.**
  - **Sn (IL:1/2/3p) = const.**

- Registerkarte **Allgemeine Daten**: Wirkleistung **Pn** und Blindleistung **Q**
  Die Wirkleistung **Pn** aus der Registerkarte **Allgemeine Daten** wird als Wirkleistung **P[kW]** der Zeitreihe der **JSON-Prognosedatei** (**JSON-Lastprofil**) verwendet, wenn

  - in der Registerkarte **Lastprofil** für eine beliebige Betriebsart die Option **Energieanalyse aktivieren** deaktiviert ist oder

  - in der Registerkarte **Lastprofil** die Option **Energieanalyse aktivieren** aktiviert ist und eine Betriebsart parametriert ist, die kein Standardlastprofil „**SLP**“, kein Lastprofil mit ID „**SLP(ID)**“ und keine JSON-Prognosedatei mit ID „**Prognose (ID)**“ verwendet, wie z.B. die Betriebsart **Keine Betriebsart** oder **Windkraftanlage (DEA)**.

  Mit Hilfe des Verschiebungsfaktors **cos Øn** der Registerkarte **Allgemeine Daten** wird aus der Wirkleistung **Pn** die Blindleistung **Q[kvar]** berechnet und in die **JSON-Prognosedatei** ausgegeben. In diesem Fall sind Wirkleistung **P[kW]** und Blindleistung **Q[kvar]** in der Zeitreihe der **JSON-Prognosedatei** (**JSON-Lastprofil**) zeitlich konstante Werte.

⇨ Die Verwendung der Wirkleistung P und Blindleistung Q der Registerkarte **Allgemeine Daten** wird als Rückfallebene verwendet, wenn kein Lastprofil in der Registerkarte **Lastprofil** parametriert ist oder die Option **Energieanalyse aktivieren** deaktiviert ist.

Wie das nachfolgende Beispiel zeigt, wird als JSON-Objekt **id** der Referenzname der **Erzeugungsanlage (DEA)** und der Bezeichner **P,Q=konst.** verwendet.

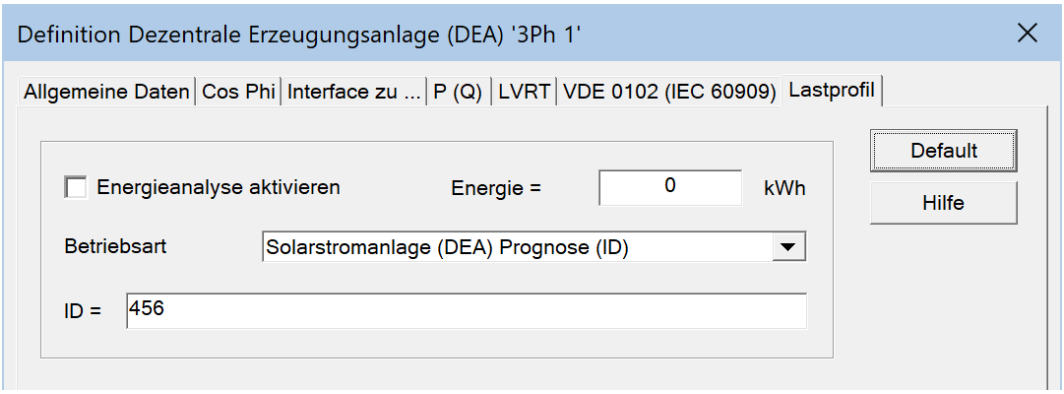
```
{
            "id": "3Ph 1;P,Q=konst.",
            "label": "3Ph 1;P,Q=konst.",
            "unit_1": "P[kW]",
            "unit_2": "Q[kvar]",
            "timeseries":
            [
                  {
                        "timestamp_s": 1731798900,
                        "value_1": 1000.000000,
                        "value_2": -0.000000
                  },
```

- Registerkarte **Lastprofil**
  Um in der **JSON-Prognosedatei** eine Zeitreihe (**JSON-Lastprofil**) mit zeitlich veränderlichen Leistungswerten für jedes 15min-Intervall, d.h. ein Lastprofil zu generieren, muss eine der nachfolgenden Betriebsarten mit einem Standardlastprofil „**SLP**“, einem Lastprofil mit ID „**SLP(ID)**“ oder mit einer JSON-Prognosedatei mit ID „**Prognose (ID)**“ als **Betriebsart** in der Registerkarte **Lastprofil** eingestellt werden und die Option **Energieanalyse aktivieren** aktiviert werden.

  - **Windkraftanlage (DEA) nach SLP**
  - **Solarstromanlage (DEA) nach SLP**
  - **Windkraftanlage (DEA) nach SLP(ID)**
  - **Solarstromanlage (DEA) nach SLP(ID)**
  - **Solarstromanlage (DEA) Prognose (ID)**
  - **Elektromobil Prognose (ID)**
  - **Batteriespeicher Prognose (ID)**

  Wird eine andere Betriebsart wie z.B. **Keine Betriebsart** oder **Windkraftanlage (DEA)** verwendet, so wird aus Wirkleistung P und Blindleistung Q der Registerkarte **Allgemeine Daten** eine Zeitreihe (JSON-Lastprofil) mit zeitlich konstanten Leistungswerten generiert.

  Es werden die Wirkleistungen aus einer .CSV-Datei für **Allgemeine und anwenderspezifische Lastprofile nach VDEW** [23] eingelesen, Die zugehörige Blindleistung Q wird mit Hilfe des Verschiebungsfaktors **cos Øn** der Registerkarte **Allgemeine Daten** berechnet.



1.21.4.7.3 Prognose (JSON): *Leitung*

Die interne Verbraucherlast des Netzwerkelementes **Leitung** wird analog zum Netzwerkelement **Verbraucherlast** behandelt.

1.21.4.7.4 Prognose (JSON): *Transformator 2-Wicklung*

Die interne Verbraucherlast des Netzwerkelementes **Transformator 2-Wicklung** wird analog zum Netzwerkelement **Verbraucherlast** behandelt.

1.21.4.7.5 Export der JSON-Prognosedatei für ein Stromnetz

In der nachfolgenden Abbildung ist ein einfaches Stromnetz dargestellt, für das eine **JSON-Prognosedatei** erstellt werden soll. Ein ausführliches Applikationsbeispiel ist in [Bd. 3] enthalten.

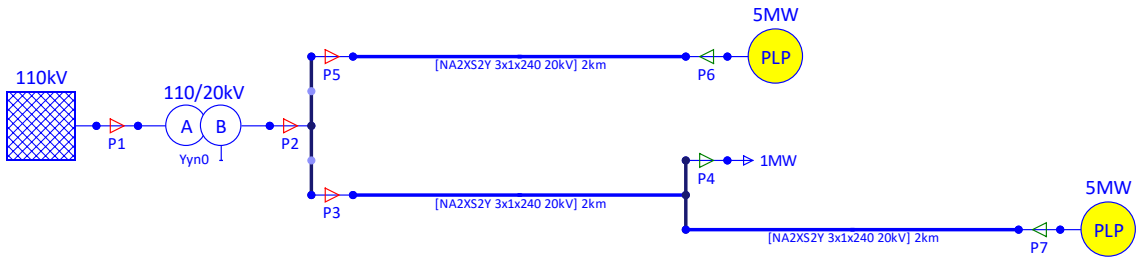


Abbildung 129: Export der JSON-Prognosedatei für ein 20kV-Referenznetz

Der Zeitbereich wird mit Hilfe des nachfolgenden Einstelldialogs auf vier 15min-Zeitintervalle festgelegt.

- Hauptmenü **Datei**
- Menüpunkt **Export**, **Prognose (JSON)**

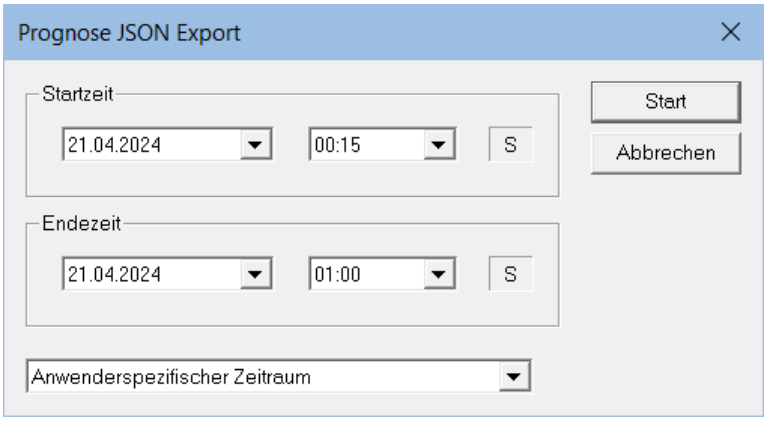


Abbildung 130: Export der JSON-Prognosedatei – Einstellen des Zeitbereiches

Die exportierte **JSON-Prognosedatei** ist in der nachfolgenden Abbildung auszugsweise dargestellt. Nach einem Header mit allgemeinen Informationen werden für jede **Verbraucherlast** und jede **Erzeugungsanlag (DEA)** eine Zeitreihe als JSON-Array **timeseries** mit einem JSON-Element **timestamp_s** für jedes 15min-Zeitintervall erstellt.

Die Zeit des 15min-Zeitintervalls **timestamp_s** wird im **UTC-Format** in Sekunden ausgegeben. Es werden die Definitionen der 15min-Intervalle nach VDEW [23] beachtet, d.h. das 15min-Intervall wird mit dem Zeitstempel des Endes des 15min-Intervalls gekennzeichnet. So wird nach VDEW [23] das letzte 15min-Intervall eines Tages mit dem Zeitstempel 00:00 Uhr gekennzeichnet, das erste 15min-Intervall eines Tages mit dem Zeitstempel 00:15 Uhr.

„***Die koordinierte Weltzeit wird auch UTC (Universal Time Coordinated) genannt und ist die Grundlage zur Berechnung der Ortszeit.***“ (Quelle: Rec. ITU-R TF.535-2)

```
[
	{
		"author": "Institut fuer elektrische Energiesysteme",
		"date": "21.04.2024",
		"time": "14:48:55",
		"description": "Export JSON-Prognosedatei _PROG",
		"filetype": "Prognose",
		"fileversion": "1",
		"fileformat": "1",
		"status": "JSON-Prognosedatei erfolgreich exportiert",
		"process_id": "1",
		"simulationtime": "21.04.2024 00:15 DST=1 - 21.04.2024 01:00 DST=1",
		"operationmode": "Anwenderspezifischer Zeitraum",
		"program_version": "ATPDesigner Version 4.01.95 - 19.04.2024",
		"datafile": "C:…\\Netz20_20kVMitJSONPrognosedatei.bnet"
	},
	{
		"id": "Load 1;P,Q=konst.",
		"label": "Load 1;P,Q=konst.",
		"unit_1": "P[kW]",
		"unit_2": "Q[kvar]",
		"timeseries":
		[
			{
				"timestamp_s": 1713651300,
				"value_1": 5000.000000,
				"value_2": 0.000000
			},
			{
				"timestamp_s": 1713652200,
				"value_1": 5000.000000,
				"value_2": 0.000000
			},
			{
				"timestamp_s": 1713653100,
				"value_1": 5000.000000,
				"value_2": 0.000000
			},
			{
				"timestamp_s": 1713654000,
				"value_1": 5000.000000,
				"value_2": 0.000000
			}
		]
	},

	{
		"id": "3Ph 1;Solarstromanlage (DEA) nach SLP",
		"label": "3Ph 1;Solarstromanlage (DEA) nach SLP",
		"unit_1": "P[kW]",
		"unit_2": "Q[kvar]",
		"timeseries":
		[
			{
				"timestamp_s": 1713651300,
				"value_1": 0.000000,
				"value_2": 0.000000
			},
			{
				"timestamp_s": 1713652200,
				"value_1": 0.000000,
				"value_2": 0.000000
			},
			{
				"timestamp_s": 1713653100,
				"value_1": 0.000000,
```

```
                        "value_2": 0.000000
                },
                {
                        "timestamp_s": 1713654000,
                        "value_1": 0.000000,
                        "value_2": 0.000000
                }
        ]
},

{
        "id": "3Ph 2;Solarstromanlage (DEA) nach SLP",
        "label": "3Ph 2;Solarstromanlage (DEA) nach SLP",
        "unit_1": "P[kW]",
        "unit_2": "Q[kvar]",
        "timeseries":
        [
                {
                        "timestamp_s": 1713651300,
                        "value_1": 0.000000,
                        "value_2": 0.000000
                },
                {
                        "timestamp_s": 1713652200,
                        "value_1": 0.000000,
                        "value_2": 0.000000
                },
                {
                        "timestamp_s": 1713653100,
                        "value_1": 0.000000,
                        "value_2": 0.000000
                },
                {
                        "timestamp_s": 1713654000,
                        "value_1": 0.000000,
                        "value_2": 0.000000
                }
        ]
}
]
```


Abbildung 131: Durch einen Export erzeugte JSON-Prognosedatei

1.21.4.8 Export: Prognose mit Flexibilitäten (JSON)

Die Funktion des Menüpunktes stellt eine Erweiterung der im vorangegangenen Kapitel beschriebenen Funktion des Menüpunktes **Export: Prognose (JSON)** dar. Mit diesem Menüpunkt werden mehrere Dateien für das Stromnetz im .JSON-Format erzeugt.

- **JSON-Prognosedatei**
- **JSON-Flexibilitätspotentialdatei**
- Kombinierte **JSON-Prognose- und Flexibilitätspotentialdatei**

Damit erhält der Anwender von ATPDesigner syntaktisch korrekte Vorlagendateien (Templates), um darauf basierend eigene **JSON-Prognosedateien** und **JSON-Flexibilitätspotentialdateien** erstellen zu können und den **Webservice** verwenden zu können. Format und Inhalte der ATPDesigner spezifischen **JSON-Prognosedatei** und der **JSON-Flexibilitätspotentialdatei** sind in [Bd. 3] erläutert.

Die erzeugte **JSON-Prognosedatei** wird nach der gleichen Vorgehensweise wie in Kapitel 1.21.4.7 beschriebenen erzeugt. Daher ist Inhalt und Struktur der .JSON-Datei identisch zu der **JSON-Prognosedatei**, welche durch den Menüpunkt **Export: Prognose** erzeugt wird. Die Vorgehensweise kann daher im oben genannten Kapitel nachgeschlagen werden. Die **JSON-Prognosedatei** kann z.B. für die Verfahren **Lastfluss: Prognose** oder **Lastfluss: Prognose mit Flexibilitäten** [Bd. 3] verwendet werden.

⇨ ATPDesigner erweitert den anwenderspezifischen Dateinamen um die Kennung **_PROG**, z.B. ***Exportdaten*_PROG.json**.

Die erzeugte **JSON-Flexibilitätspotentialdatei** ergänzt die mit der **JSON-Prognosedatei** zu exportierenden Netzwerkelemente **Erzeugungsanlage (DEA)** und **Verbraucherlast**, um die Definition von Flexibilitätspotentialen. Die Flexibilitätspotentiale werden für das Verfahren **Lastfluss: Prognose mit Flexibilitäten** [Bd. 3] benötigt.

⇨ ATPDesigner erweitert den anwenderspezifischen Dateinamen um die Kennung **_FLEXPOT**, z.B. ***Exportdaten*_FLEXPOT.json**.

Um den in ATPDesigner integrierten **Webservice** [Bd. 3] durch eine Vorlage (Template) zu unterstützen, wird die kombinierte **JSON-Prognose- und Flexibilitätspotentialdatei** erzeugt. Diese .JSON-Datei beinhaltet die Inhalte von **JSON-Prognosedatei** und **JSON-Flexibilitätspotentialdatei**.

⇨ ATPDesigner erweitert den anwenderspezifischen Dateinamen um die Kennung **_PROG_FLEXPOT**, z.B. ***Exportdaten*_PROG_FLEXPOT.json**.

Damit nach der Ausführung der Exportfunktion die Zeitreihen der Netzwerkelemente **Erzeugungsanlage (DEA)** und **Verbraucherlast** Flexibilitätspotentiale enthalten, müssen Einstellwerte in den Einstelldialogen der Netzwerkelemente wie nachfolgend erläutert eingestellt werden.

⇨ Interne Verbraucherlasten der Netzwerkelemente **Leitung** und **Transformator 2-Wicklung** werden nicht berücksichtigt.

1.21.4.8.1 Prognose mit Flexibilitäten (JSON): *Verbraucherlast*

Ausgehend von der Grundeinstellung des Einstelldialogs (Default) muss folgender Einstellwert vor dem Start der Exportfunktion vom Anwender definiert werden:

- Registerkarte **Allgemeine Daten**: Wirkleistung **Pn**

Nachfolgend sind die Daten der **Verbraucherlast Load 1** exemplarisch so abgebildet, wie sie in der **JSON-Flexibilitätspotentialdatei** zu finden sind. Erläuterungen zur Datei finden sich in [Bd. 3].

```
    {
        "id": "5",
        "label": "Load 1;FCHP(ID)",
        "unit_1": "Pmax[kW]",
        "unit_2": "Pmin[kW]",
        "timeseries":
        [
```

```
                {
                        "timestamp_s": 1704669300,
                        "value_1": 150.00,
                        "value_2": 50.00
                }
        ]
    }
```

Anhand der eingestellten Wirkleistung legt die Exportfunktion das obere Flexibilitätspotential **Pmax** und das untere Flexibilitätspotential **Pmin** wie folgt fest:

$$P_{\max} = 1,5 \cdot P_n$$

$$P_{\min} = 0,5 \cdot P_n$$

⇨ Das obere bzw. untere Flexibilitätspotential sind die obere bzw. untere Grenzleistung, die im Rahmen der Fahrplanerstellung für die Flexibilität nicht über- bzw. unterschritten wird.

Dies sind Default-Werte für das Flexibilitätspotential einer **Verbraucherlast**. Es bleibt dem Anwender überlassen, die Flexibilitätspotentiale in der exportierten Datei auf die gewünschten Werte anzupassen.

1.21.4.8.2 Prognose mit Flexibilitäten (JSON): *Erzeugungsanlage (DEA)*

Ausgehend von der Grundeinstellung des Einstelldialogs (Default) müssen folgende Einstellwerte vor dem Start der Exportfunktion vom Anwender definiert werden:

- Registerkarte **Allgemeine Daten**: Es werden nur Netzwerkelemente berücksichtigt, die auf eine der folgenden Betriebsarten eingestellt sind: **Pn (IL: 3p) = const.**, **Pn (IL:1/2/3p) = const.**, **Sn (IL: 3p) = const.**, **Sn (IL:1/2/3p) = const.**

- Registerkarte **Allgemeine Daten**: Wirkleistung **Pn**

- Registerkarte **Lastprofil**: Sofern **Batteriespeicher Prognose (ID)** parametriert wird, werden optionale Informationen bezüglich der Energiemenge in der **JSON-Flexibilitätspotentialdatei** gespeichert. Erläuterungen dazu finden sich in [Bd. 3]

Nachfolgend sind die Daten der **Erzeugungsanlage (DEA)** exemplarisch so abgebildet, wie sie in der **JSON-Flexibilitätspotentialdatei** zu finden sind.

```
{
    "id" : "DEA 3Ph1",
    "label" : "Quatiersspeicher ",
    "UseSocPct" : 0.0,
    "unit_1" : "Pmax[kW]",
    "unit_2" : "Pmin[kW]",
    "unit_3" : "UseWh[Wh]",
    "timeseries" :
    [
      {
        "timestamp_s" : 1698444900,
        "value_1" : 225.0,
```

```
        "value_2" : 0.0,
        "value_3" : 0.0
      }
      …
```

Anhand der eingestellten Wirkleistung legt die Exportfunktion das obere Flexibilitätspotential **Pmax** und das untere Flexibilitätspotential **Pmin** wie folgt fest:

$$P_{\max} = 1,5 \cdot P_n$$

$$P_{\min} = 0,5 \cdot P_n$$

Die Zeilen **UseSocPct**, **unit_3** und **value_3** werden ausschließlich bei der Einstellung **Batteriespeicher Prognose (ID)** innerhalb der Registerkarte **Lastprofil** verwendet, um die Energiemenge welche dem Speicher als Flexibilitätspotential zur Verfügung steht zu kalkulieren. Die Werte für den nutzbaren **State of Charge** (**UseSocPct**) des **Batteriespeicher Prognose (ID)** und die nutzbare Speicherkapazität **UseWh[Wh]** werden immer mit null initialisiert:

$$UseSocPct = 0$$

$$UseWh[Wh] = 0$$

Dies sind Default-Werte für das Flexibilitätspotential einer **Erzeugungsanlage (DEA)**. Es bleibt dem Anwender überlassen, die Flexibilitätspotentiale in der exportierten Datei auf die gewünschten Werte anzupassen.

1.21.4.8.3 Beispiel: Export der JSON-Flexibilitätspotential-Datei für ein Stromnetz

In der nachfolgenden Abbildung ist ein einfaches Stromnetz dargestellt, für das eine **JSON-Flexibilitätspotentialdatei** erstellt werden soll.

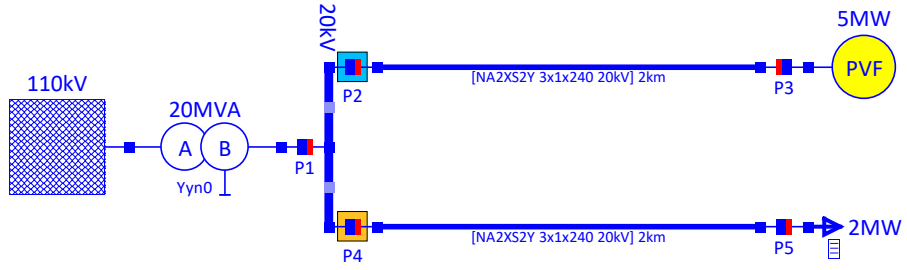


Abbildung 132: Export der JSON-Flexibilitätspotential-Datei für ein Stromnetz

Der Zeitbereich wird mit Hilfe des nachfolgenden Einstelldialogs auf vier 15min-Zeitintervalle festgelegt.

Abbildung 133: Export der JSON-Flexibilitätspotentialdatei – Einstellen des Zeitbereiches

Die exportierte **JSON-Flexibilitätspotentialdatei** ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt. Nach einem Header mit allgemeinen Informationen werden für **Verbraucherlasten** und **Erzeugungsanlagen (DEA)** eine Zeitreihe mit je einem Element für jedes 15min-Zeitintervall erstellt.

Die Zeit des 15min-Zeitintervalls **timestamp** wird im **UTC-Format** ausgegeben.

„***Die koordinierte Weltzeit wird auch UTC (Universal Time Coordinated) genannt und ist die Grundlage zur Berechnung der Ortszeit.***“ (Quelle: Rec. ITU-R TF.535-2)


```
[
	{
		"author": "Institut fuer elektrische Energiesysteme",
		"date": "09.01.2024",
		"time": "08:12:54",
		"description": "Export JSON-Flexibilitätsdatei (FlexPot)",
		"filetype": "Flexibilitaetspotential",
		"fileversion": "1",
		"fileformat": "1",
		"status": "JSON-Flexibilitätspotentialdatei erfolgreich exportiert",
		"process_id": "1",
		"simulationtime": "09.01.2024 00:15 DST=0 - 09.01.2024 00:15 DST=0",
		"operationmode": "Anwenderspezifischer Zeitraum",
		"program_version": "ATPDesigner Version 4.01.91 - 08.01.2024",
		"datafile": "C:\\ATPDesigner\\Data\\Network_2.net"
	},
	{
		"id": "3Ph 1;P,Q=konst.",
		"label": "3Ph 1;P,Q=konst.",
		"UseSocPct" : 0.0,
		"unit_1": "Pmax[kW]",
		"unit_2": "Pmin[kW]",
		"unit_3": "UseWh[Wh]",
		"timeseries":
		[
			{
				"timestamp_s": 1704755700,
				"value_1": 1000.00,
				"value_2": -0.00
				"value_3": 0.0
			}
		]
	},

	{
		"id": "Load 1;P,Q=konst.",
		"label": "Load 1;P,Q=konst.",
```

```
            "unit_1": "Pmax[kW]",
            "unit_2": "Pmin[kW]",
            "timeseries":
            [
                  {
                        "timestamp_s": 1704755700,
                        "value_1": 50000.00,
                        "value_2": 0.00
                  }
            ]
      }
]
```


Abbildung 134: Durch einen Export erzeugte JSON-Flexibilitätspotentialdatei

1.21.4.9 Export: Admittanzmatrix und Inverse der Admittanzmatrix

Mit den beiden Funktionen lassen sich für das Stromnetz sowohl die Knotenadmittanzmatrix des Mitsystems als auch die Inverse der Knotenadmittanzmatrix des Mitsystems berechnen und in einer .CSV-Datei sowie im **Meldungsfenster** speichern.

- Hauptmenü **Datei**
- Menüpunkt **Export**, **Admittanzmatrix** bzw. **Inverse Admittanzmatrix**

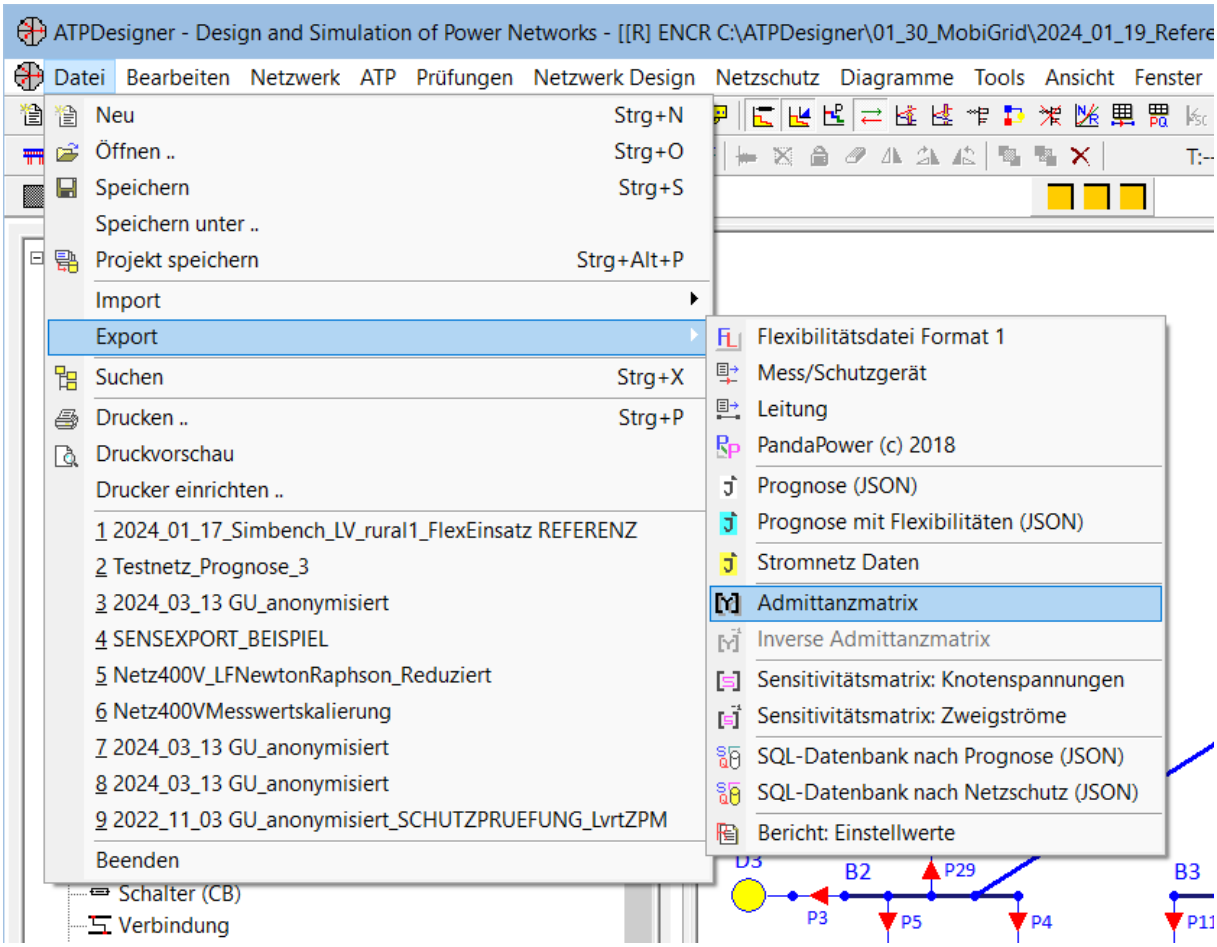


Abbildung 135: Export der Admittanzmatrix bzw. der Inversen der Admittanzmatrix

⇨ Die Berechnung der Knotenadmittanzmatrix wird mit Hilfe von Berechnungsfunktionen durchgeführt, die in der **Lastflussberechnung nach dem Newton-Raphson-Verfahren** [Bd. 3] verwendet werden. Die für die Lastflussberechnung nach dem Newton-Raphson-Verfahren geltenden Randbedingungen und Einschränkungen müssen auch für die Berechnung der Knotenadmittanzmatrix und deren Inverse beachtet werden.

Die Knotenadmittanzmatrix wird mit der Vorgehensweise nach [37] erstellt. Hier ist insbesondere gegenüber der Vorgehensweise in anderen Fachbüchern die Definition der positiv gezählten Stromflussrichtung zu beachten.

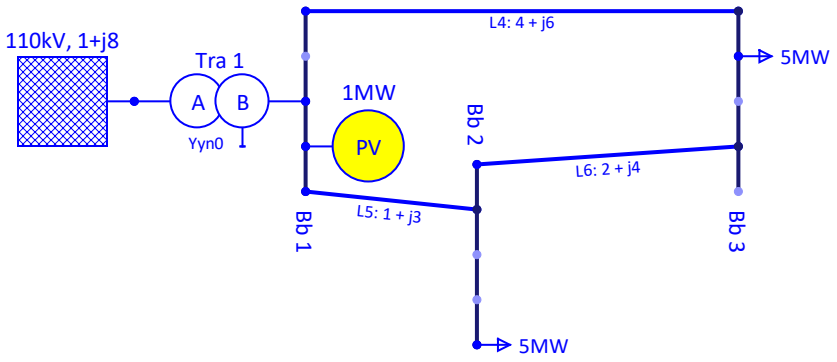
⇨ Ströme werden positiv gezählt, wenn diese auf einen Netzknoten zufließen.

Die Admittanzwerte in der .CSV-Datei und im Meldungsfenster werden als komplexe Zahlen $\underline{Y} = G + j \cdot B$ durch Suszeptanz G und Konduktanz B dargestellt. Die Einheit ist S (Siemens).

$$\underline{Y} = G + j \cdot B$$

- G = Suszeptanz
- B = Konduktanz

In der nachfolgenden Abbildung ist ein einfaches Stromnetz, das aus drei **Sammelschienen** als Netzknoten und einer **Netzeinspeisung** als Slack besteht, und dessen Knotenadmittanzmatrix im **Meldungsfenster** und der .CSV-Datei dargestellt.




```
>> NR: Netzknoten des Stromnetzes für die Erstellung der Y-Matrix suchen ...
>> NR: Vollständige Zweigmatrix zwischen den Netzknoten erstellen ...
>> NR: Zweigmatrix bzgl. der Anzahl Zweige minimieren ...
>> NR: Liste der Netzknoten für die Y-Matrix erstellen ...
>> NR: Y-Matrix des Stromnetzes erstellen ...

>> NR: Knotenadmittanzmatrix Y in S des Stromnetzes
>> NR: yij = Summe (-Yij); yii = Summe (Yij) + Summe (Y0ii)
-- : Bb 1;Bb 2;Bb 3;Network 1;
00 : Bb 1 : 0.00659479+j•-0.0354131;  -0.00330579+j•0.00991736;  -0.00254291+j•0.00381437;  -0.000746097+j•0.0216814;
01 : Bb 2 : -0.00330579+j•0.00991736;  0.00661157+j•-0.0165289;  -0.00330579+j•0.00661157;  0+j•0;
02 : Bb 3 : -0.00254291+j•0.00381437;  -0.00330579+j•0.00661157;  0.0058487+j•-0.0104259;  0+j•0;
03 : Network 1 : -0.000746097+j•0.0216814;  0+j•0;  0+j•0;  0.000746097+j•-0.0216814;
```

Abbildung 136: Ausgabe der Knotenadmittanzmatrix im *Meldungsfenster*

```
##Version: Version 4.01.97 - 03.01.2025
##Benutzer: Michael Igel
##Datum: 04.01.25

##Kommentar: Die Admittanzen sind auf die Spannungsebene Un=110kV bezogen.
##Kommentar: Referenz Netzwerkelement: [Tra 1] Tra 1

##Kommentar: Knotenadmittanzmatrix des Stromnetzes: Die Werte sind komplexe Zahlen in der Einheit S
(Siemens). Die Admittanzen sind definiert von Knoten x (Kopfzeile der Tabelle) nach Knoten y (1.
Spalte).

;Bb 1;Bb 2;Bb 3;Network 1;
Bb 1;0.00659479 - 0.0354131*i;-0.00330579 + 0.00991736*i;-0.00254291 + 0.00381437*i;-0.000746097 +
0.0216814*i;
Bb 2;-0.00330579 + 0.00991736*i;0.00661157 - 0.0165289*i;-0.00330579 + 0.00661157*i;0 - 0*i;
Bb 3;-0.00254291 + 0.00381437*i;-0.00330579 + 0.00661157*i;0.0058487 - 0.0104259*i;0 - 0*i;
Network 1;-0.000746097 + 0.0216814*i;0 - 0*i;0 - 0*i;0.000746097 - 0.0216814*i;
;;
##Kommentar: Knotenliste des Stromnetzes: Die Netzwerkelemente in der 1. Spalte sind die Knoten der
Matrix gefolgt von den Netzwerkelemeten, die mit dem Knoten verbunden sind.
Bb 1;3Ph 1;
```

```
Bb 2;Load 1;
Bb 3;Load 2;
Network 1;
```

Abbildung 137: Ausgabe der Knotenadmittanzmatrix in einer .CSV-Datei

Die Werte der Inversen der Admittanzmatrix werden als komplexe Zahl $\underline{X}$ = α + jβ dargestellt und besitzen die Einheit Ω.

⇨ **Die Nebendiagonalelemente der Admittanzmatrix entsprechen i.d.R. nicht der Betriebsmitteladmittanz, welche sich aus den Einstellwerten des zugehörigen Netzwerkelementes ergibt!**

Da die Admittanzwerte der Knotenadmittanzmatrix auf eine gemeinsame Spannungsebene bezogen werden, ergeben sich bei den Nebendiagonalelementen der Matrix, welche einem Netzwerkelement zugeordnet werden können, das nicht innerhalb der Bezugsspannungsebene liegt, andere Admittanzwerte als jene, welche sich über die Betriebsmitteldaten berechnen lassen. Weiterhin muss die Berechnung von Ersatzadmittanzen z.B. bei Parallelschaltung mehrerer Netzwerkelemente berücksichtigt werden.

$$\underline{X} = \alpha + j \cdot \beta$$

⇨ **Die komplexe Zahl $\underline{X}$ ist keine Betriebsmittelimpedanz!**
Die Knoten-Admittanzmatrix wird nach dem Knotenpotentialverfahren erstellt. Die Inverse der Knoten-Admittanzmatrix entspricht nicht der Knoten-Impedanzmatrix, deren Nebendiagonalelemente den Betriebsmittelimpedanzen des Stromnetzes entsprechen. Die Knoten-Impedanzmatrix wird nach dem Maschenstromverfahren erstellt.

Die Exportfunktionen verwenden die Werte der Impedanzen aus der Registerkarte **Allgemeine Daten** der Netzwerkelemente **Leitung, Verbindungen** und **Transformator 2-Wicklung,** um die Admittanzwerte zu berechnen. Grundlage der Berechnung sind Betriebsmittelmodelle wie z.B. das Π- oder T-Ersatzschaltbild, bei denen die Querelemente in den Ersatzschaltbildern der genannten Netzwerkelemente vernachlässigt werden.

Folgende Trennstellen werden bei der Generierung berücksichtigt:

- Netzwerkelemente **Schalter** und **Schalter (CB)**
- interne Schalter des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**
- Trennschalter des Netzwerkelementes **Sammelschiene** in der Betriebsart **Einfachsammelschiene**
- Trennschalter des Netzwerkelementes **Leitung**

Die Exportfunktionen können

- im Hauptmenü **Datei**,
- Menüpunkt **Export**, **Admittanzmatrix** bzw. **Inverse Admittanzmatrix**

gestartet werden.

Nach dem Start kann Speicherort und Dateiname anwenderspezifisch festgelegt werden. Der Dateiname der .CSV-Datei ist wie folgt definiert. Der ***NetDateiname*** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**.

- Für die Admittanzmatrix:
  JJJJMMTThhmmss_***NetDateiname***_**ADMATRIX**.csv

- Für die Inverse der Admittanzmatrix:
  JJJJMMTThhmmss_***NetDateiname***_**INVADMATRIX**.csv

1.21.4.9.1 Beispiel: Export der Knoten-Admittanzmatrix für ein Stromnetz

In der nachfolgenden Abbildung ist ein einfaches Stromnetz dargestellt, für das eine Knoten-Admittanzmatrix erstellt werden soll. Alle folgenden Erläuterungen gelten auch für den Export der Inversen der Knotenadmittanzmatrix.

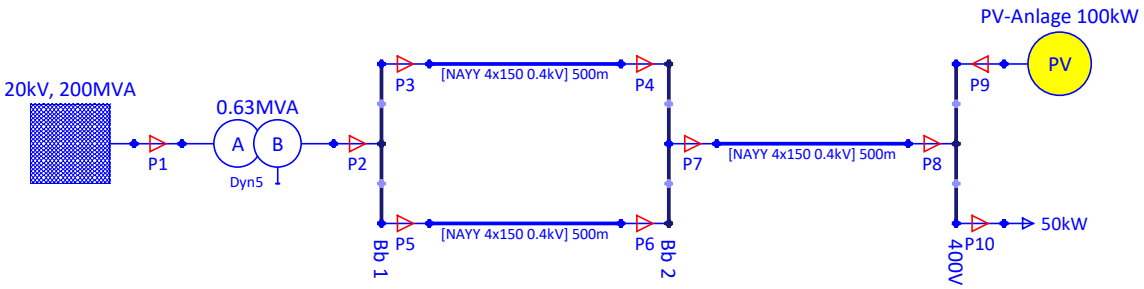


Abbildung 138: Export der Knoten-Admittanzmatrix für ein Stromnetz

Die für die Matrizen relevanten Netzknoten müssen mindestens eine der beiden folgenden Bedingungen erfüllen:

1. Es handelt sich um einen Netzknoten mit mindestens drei Verzweigungen, d.h. ein **aktiver Knoten**. Demgegenüber gibt es **Transitknoten** (auch passiver Knoten genannt), die für das Verfahren keine Rolle spielen und maximal zwei Verzweigungen aufweisen.

2. Es handelt sich um einen **Randknoten** (z.B. Netzknoten einer **Verbraucherlast**, **Netzeinspeisung**, etc.)

Erfüllt ein Knoten in der Netzgrafik mindestens eine der beiden genannten Bedingungen, so wird er in der Admittanzmatrix berücksichtigt. Fallen Randknoten und Transitknoten zusammen (z.B. **Verbraucherlast** an **Sammelschiene** in der vorangehenden Abbildung) so bilden beide zusammen einen einzigen Netzknoten. In diesem Fall erfüllt der resultierende Netzknoten beide Bedingungen.

Dies gilt auch für mehrere Randknoten, welche mit einem Transitknoten z.B. einer **Sammelschiene** verbunden sind. **Mess/Schutzgeräte** oder geschlossene **Schalter (CB)** werden als impedanzlose Betriebsmittel betrachtet. D.h. sie bilden eine Äquipotentiale, weshalb die Netzknoten beider angeschlossener Netzbetriebsmittel identisch sind und ebenfalls als ein einziger Netzknoten betrachtet werden.

Die dem Stromnetz, das in der vorangehenden Abbildung dargestellt ist, zugehörige .CSV-Datei mit der Knotenadmittanzmatrix ist in der nachfolgenden Abbildung als Textdatei und als Tabelle einer Tabellenkalkulation dargestellt. Die ermittelten Knoten finden sich in der ersten Spalte und in der Kopfzeile der Matrix. Für eine einfachere Zuordnung zur Netzgrafik wird als Knotenbezeichner nicht der interne Bezeichner des Netzknotens ABCxxxxx (xxxxx als ganze positive Zahl), sondern der Referenzname des dem Netzknoten zugehörigen Betriebsmittels ausgegeben. Besitzen mehrere Netzwerkelemente, wie oben beschrieben, denselben Knoten, so wird der Referenzname des „bündelnden" Netzbetriebsmittels (i.d.R. eine **Sammelschiene**) zugeordnet.

```
##Version: Version 4.01.95 - 31.03.2024;;;;;;;;
##Benutzer: Michael Igel;;;;;;;;
##Datum: 30.03.24;;;;;;;;

##Kommentar: Knotenadmittanzmatrix des Stromnetzes: Die Werte sind komplexe Zahlen in der
Einheit S (Siemens). Die Admittanzen sind definiert von Knoten x (Kopfzeile der Tabelle)
nach Knoten y (1. Spalte).
##Kommentar: Die Admittanzen sind auf die 20kV-Ebene bezogen;;;;;;;;;
;Bb 1;Bb 2;Bb 3;Network 1;
Bb 1;0.0151822-0.0410862*i;0.00674469-0.00262585*i;0-0*i;0.0084375-0.0384604*i;
Bb 2;0.00674469-0.00262585*i;0.010117-0.00393877*i;0.00337235-0.00131292*i;0-0*i;
Bb 3;0-0*i;0.00337235-0.00131292*i;0.00337235-0.00131292*i;0-0*i;
Network 1;0.0084375-0.0384604*i;0-0*i;0-0*i;0.0084375-0.0384604*i;
;;
##Kommentar: Knotenliste des Stromnetzes: Die Netzwerkelemente in der 1. Spalte sind die
Knoten der Matrix gefolgt von den Netzwerkelemente, die mit dem Knoten verbunden sind.
Bb 1;
Bb 2;
Bb 3;3Ph 1;Load 1;
Network 1;
```

⇨ Es ist unbedingt zu beachten, dass die imaginäre Komponente der komplexen Zahlen in der .CSV-Datei zwingend mit „***i**" gekennzeichnet werden muss, um ein Einlesen in die Software **SMath Solver** mit der Funktion **importData(…)** zu ermöglichen.

	A	B	C	D	E
1	##Version: Version 4.01.95 - 31.03.2024				
2	##Benutzer: Michael Igel				
3	##Datum: 01.04.24				
4					
5	##Kommentar: Knotenadmittanzmatrix des Stromnetzes: Die Werte sind komplexe Zahlen in der Einheit S (Siemens). Die Admittan				
6	##Kommentar: Die Admittanzen sind auf die 20kV-Ebene bezogen				
7		Bb 1	Bb 2	Bb 3	Network 1
8	Bb 1	0.0151822-0.0410862*i	0.00674469-0.00262585*i	0-0*i	0.0084375-0.0384604*i
9	Bb 2	0.00674469-0.00262585*i	0.010117-0.00393877*i	0.00337235-0.00131292*i	0-0*i
10	Bb 3	0-0*i	0.00337235-0.00131292*i	0.00337235-0.00131292*i	0-0*i
11	Network 1	0.0084375-0.0384604*i	0-0*i	0-0*i	0.0084375-0.0384604*i
12					
13	##Kommentar: Knotenliste des Stromnetzes: Die Netzwerkelemente in der 1. Spalte sind die Knoten der Matrix gefolgt von den Net				
14	Bb 1				
15	Bb 2				
16	Bb 3	3Ph 1	Load 1		
17	Network 1				

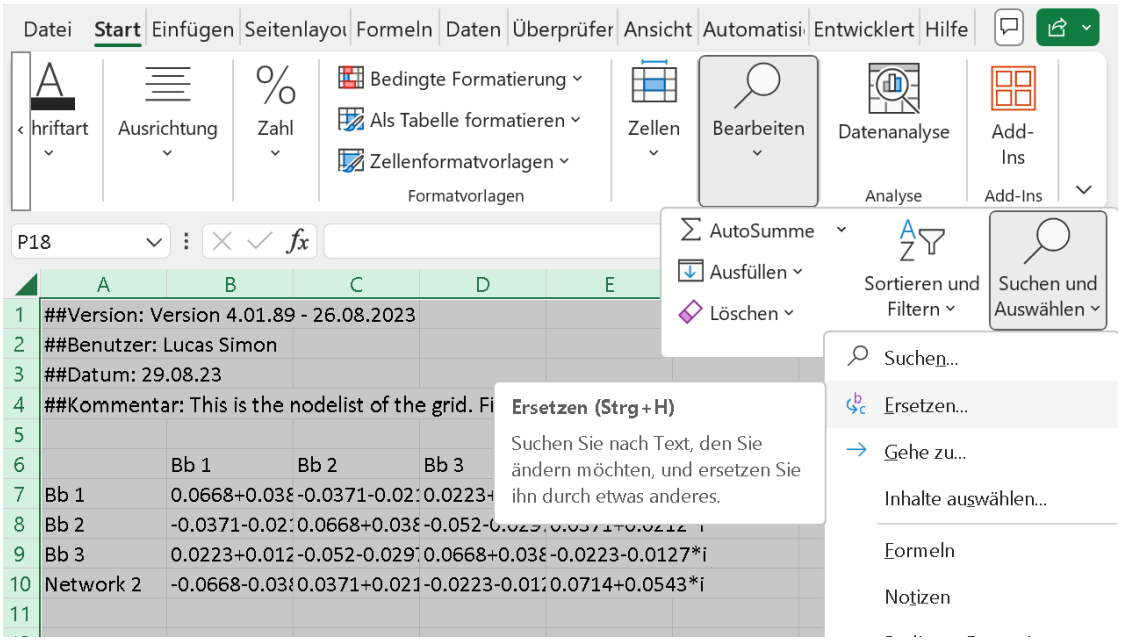
Abbildung 139: Export der Knoten-Admittanzmatrix für ein Stromnetz

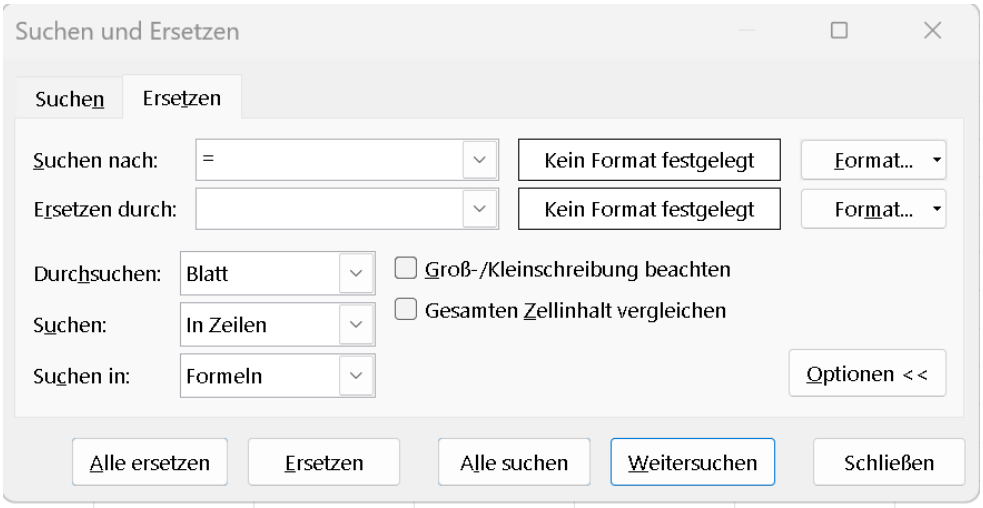
⇨ Die Kurzschlussadmittanz von Transformatoren kann sowohl auf die Oberspannungsseite als auch auf die Unterspannungsseite bezogen werden. Um das Problem verschiedener Bezugspunkte zu vermeiden, wird für die gesamte Admittanzmatrix ein gemeinsamer Bezugspunkt (eine gemeinsame Spannungsebene) festgelegt. Alle Admittanzen des Stromnetzes werden auf diesen gemeinsamen Bezugspunkt bezogen. Dieser ist in der Kopfzeile der .CSV-Datei deklariert. Die Software legt den Bezugspunkt automatisch auf den Knoten der Wicklung A eines Netzwerkelementes **Transformator 2-Wicklung**. Durch Parametrierung der Bemessungsspannung der Wicklung A des Transformators, kann der Bezugspunkt variiert werden.

Es kann vorkommen, dass eine in Excel geöffnete .CSV-Datei manche Zelleninhalte wie folgt darstellt:

	Bb 1	Bb 2	Bb 3	Network 2
Bb 1	0.0668+0.0382*i	**#NAME?**	0.0223+0.0128*i	**#NAME?**
Bb 2	**#NAME?**	0.0668+0.0382*i	**#NAME?**	0.0371+0.0212*i

Dies liegt daran, dass Excel manchen Zellen beim Öffnen der Datei ein „=“-Zeichen hinzufügt. Dadurch wird der Zelleninhalt als Funktion interpretiert. Um den Zelleninhalt korrekt dargestellt zu bekommen, muss der komplette Dateiinhalt mit der Tastenkombination **Strg + a** markiert, und im Hauptmenü **Start** der Menüpunkt **Ersetzen** auswählt werden. Anschließend das „=“-Zeichen durch ein leeres Feld ersetzen.





1.21.4.9.2 Die Knotenliste der Admittanzmatrix bzw. deren Inverse

Die .CSV-Datei der Exportfunktion **Admittanzmatrix** beinhaltet neben der Admittanzmatrix eine Liste, in welcher die mit dem betrachteten Knoten impedanzlos verbundenen **Verbraucherlasten** und **Erzeugungsanlagen (DEA)** aufgeführt werden. Es wird in der Tabelle der Referenzname des Betriebsmittels, nicht der Knotenname selbst aufgeführt. Für das Beispielnetz in Abbildung 138 sieht die Liste folgendermaßen aus:

12			
13	##Kommentar: Knotenliste des Stromnetzes: D		
14	Bb 1		
15	Bb 2		
16	Bb 3	3Ph 1	Load 1
17	Network 1		

Bezeichner	Bedeutung
1. Spalte	Knoten (Referenzname des dem Knoten zugehörigen Netzobjektes)
Spalte 2…N	Die mit dem Knoten in Spalte 1 verbundenen **Verbraucherlasten** und **Erzeugungsanlagen (DEA)**

Es ist in der obigen Tabelle zu erkennen, dass an dem Knoten **Bb 3** die Netzwerkelemente **3Ph 1** und **Load 1** angeschlossen sind. Mit dem Referenznamen kann mit Hilfe der **Suchen Toolbar** das Netzwerkelement in der Netzgrafik gesucht und markiert werden.

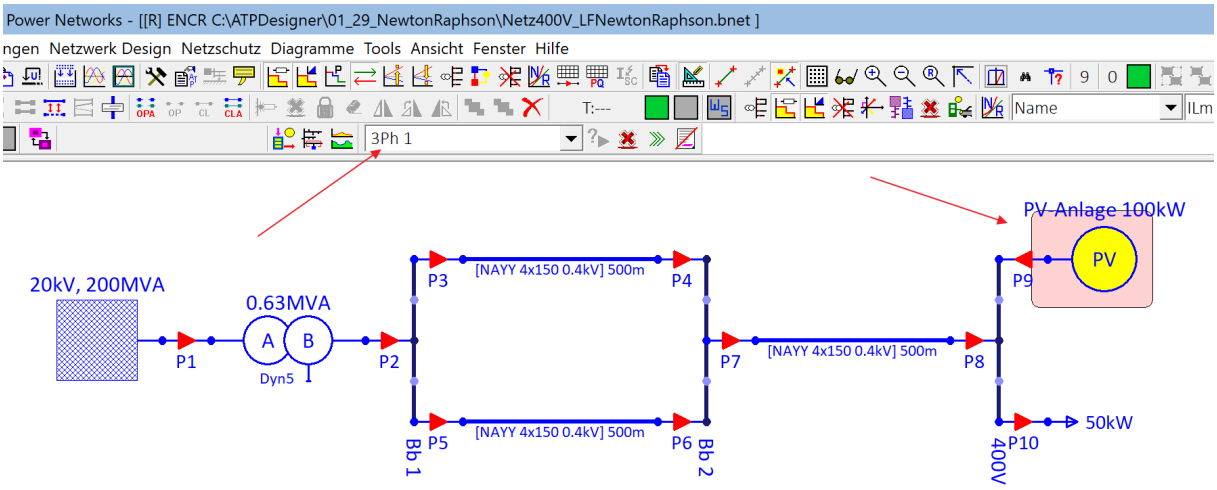


Abbildung 140: Suchen eines Netzwerkelementes mit einem Referenznamen

1.21.4.9.3 Import der Matrix in SMath Solver (SMath Studio)

SMath Solver bietet einen .CSV-Datenimport bei dem die Admittanzmatrix bzw. deren Inverse als Matrixformat eingelesen wird, sodass Matrix-Rechenoperationen sofort darauf anwendbar sind.

⇨ Es ist unbedingt zu beachten, dass die imaginäre Komponente der komplexen Zahlen in der .CSV-Datei zwingend mit „***i**“ gekennzeichnet werden muss, um ein Einlesen in die Software **SMath Solver** mit der Funktion **importData(…)** zu ermöglichen.

Um den Import auszuführen, wird die Funktion **importData()** in SMath Solver wie folgt aufgerufen:

```
importData(Name; Dezimaltrenner; Argumenttrenner; Spaltentrenner;
Startzeile; Endzeile; Startspalte; Endspalte; Schalter)
```

Bezeichner	Bedeutung
Name	Dateiname, relativ zum Verzeichnis der .sm-Datei.
Dezimaltrenner	Dezimalpunkt „.“
Argumenttrenner	je nach Dateiformat "," oder ";" nur bei symbolischer Auswertung relevant.
Spaltentrenner	Semikolon „;“
Start- und End-Indizes	0 bedeutet Standardwert (von der ersten Zeile/Spalte bis zur letzten Zeile/Spalte)
Schalter	▪ 0: numerische Auswertung ▪ 1: symbolische Auswertung

Die Funktion kann für numerische Auswertung (Schalter=0) nur Zahlen einlesen, keine Zeichenketten. Für symbolische Auswertung werden die Ausdrücke symbolisch ausgewertet. Für das In der nachfolgenden Abbildung ist beispielhaft ein Auszug aus der .sm-Datei von SMath Studio angegeben.

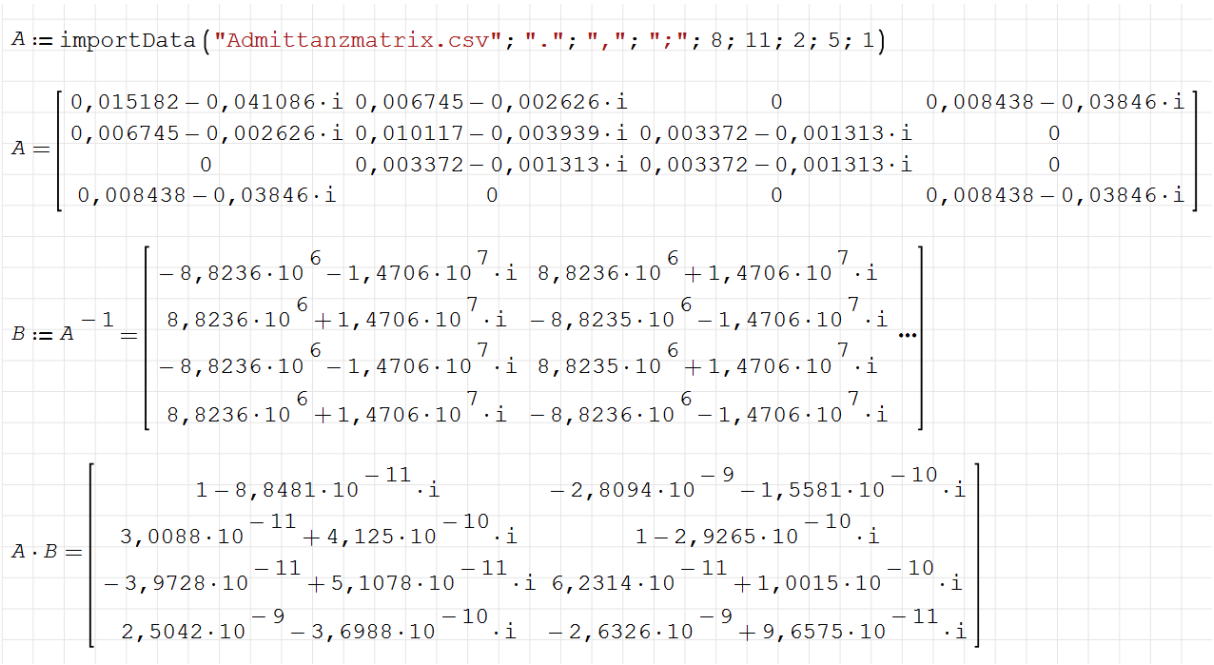


Abbildung 141: Auszug aus einer .sm-Datei zum Einlesen der Knoten-Admittanzmatrix

In der ersten Zeile wird die komplexe Admittanzmatrix aus der .CSV-Datei eingelesen und mit der zweiten Anweisung zur Überprüfung ausgegeben. Die Inverse der komplexen Admittanzmatrix wird berechnet und im letzten Schritt das Produkt der komplexen Admittanzmatrix und ihrer Inversen hinsichtlich der Einheitsmatrix überprüft.

1.21.4.10 Export: Knotenspannung- und Zweigstrom-Sensitivitätsmatrix

Mit den beiden Funktionen lassen sich für das Mitsystem des Stromnetzes sowohl die Sensitivitätsmatrix der Knotenspannungen (U-Sensitivitätsmatrix) als auch die Sensitivitätsmatrix der Zweigströme (I- Sensitivitätsmatrix) berechnen und in einer .CSV-Datei speichern.

- Hauptmenü **Datei**
- Menüpunkt **Export**, **Sensitivitätsmatrix: Knotenspannungen**
- Menüpunkt **Export**, **Sensitivitätsmatrix: Zweigströme**

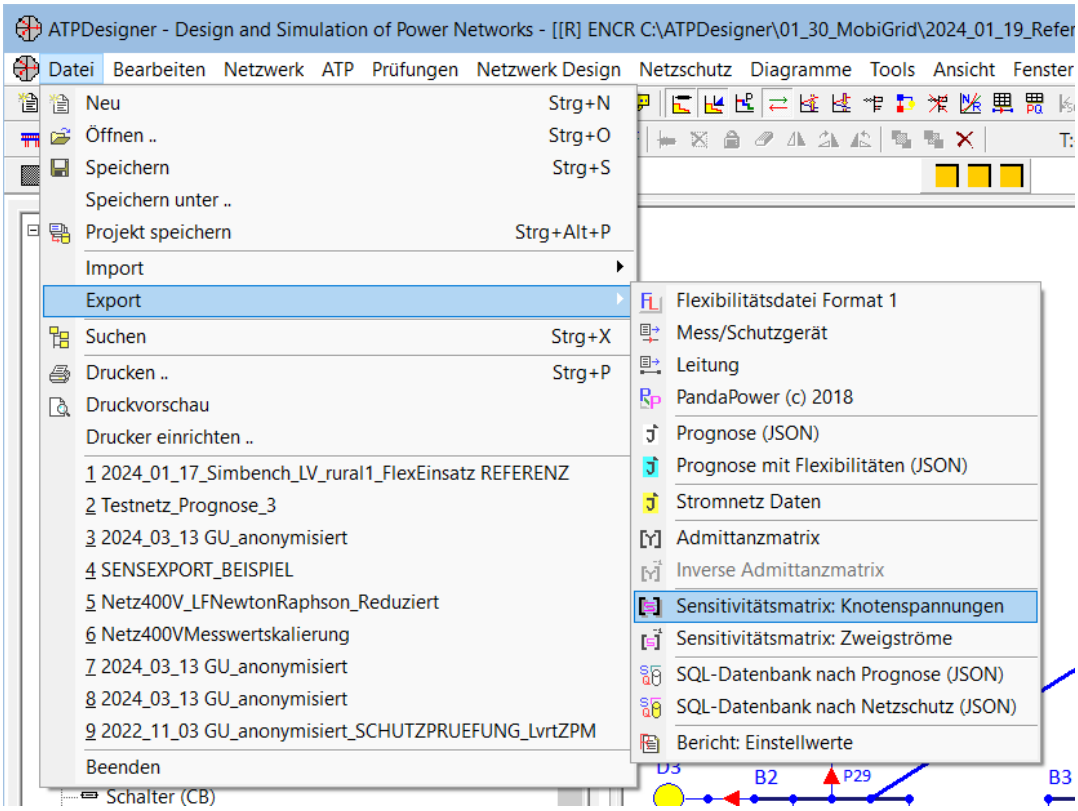


Abbildung 142: Export der Sensitivitätsmatrizen für Knotenspannungen und Zweigströme

⇨ Die Berechnung der beiden Matrizen wird mit Hilfe von Berechnungsfunktionen durchgeführt, die in der **Lastflussberechnung nach dem Newton-Raphson-Verfahren** [Bd. 3] und in dem Verfahren **Lastfluss: Prognose mit Flexibilitäten** [Bd. 3] verwendet werden. Die für die beiden genannten Verfahren geltenden Randbedingungen und Einschränkungen müssen auch für die Berechnung der Sensitivitätsmatrizen beachtet werden.

Die Sensitivitätswerte in der Datei werden als reelle Zahlen dargestellt. Die Einheit der Knotenspannungssensitivitätswerte ist [V/W] die Einheit der Zweigstromsensitivitätswerte ist [A/W].

Die Exportfunktionen verwenden als Eingangswerte Prognosewerte aus der **JSON-Prognosedatei** _**PROG**. Hierbei ist unbedingt zu beachten, dass die Einstellung der Netzwerkelemente und die Erzeugung der JSON-Prognosedatei an die Randbedingungen und Einschränkungen des Verfahren **Lastfluss: Prognose mit Flexibilitäten** geknüpft sind, mit der Ausnahme, dass keine Flexibilitätspotentialdatei _**FLEXPOT** benötigt wird. Beim Start des Verfahrens wird die JSON-Prognosedatei _**PROG** aus dem Unterverzeichnis **Monitoring** des **Projektverzeichnis** eingelesen. Wird die Prognosedatei als fehlerfrei erkannt, öffnet sich der nachfolgend dargestellte Einstelldialog, in welchem das 15min-Intervall ausgewählt werden kann, für welches die beiden Sensitivitätsmatrizen erzeugt werden sollen. Das Zeitintervall und die ihm zugehörigen Werte aus der JSON-Prognosedatei definieren dabei die Randbedingungen auf Basis derer der Netzzustand berechnet wird. Ein netzphysikalisch gültiger Netzzustand ist die Grundlage für die Berechnung der beiden Sensitivitätsmatrizen.

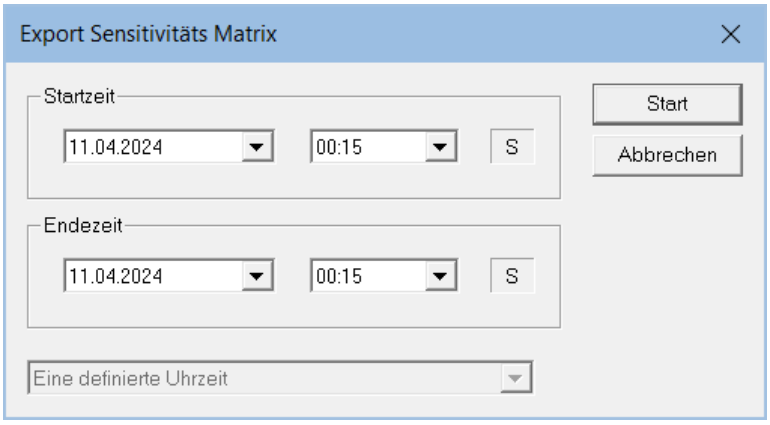


Abbildung 143:

Nach dem Start kann Speicherort und Dateiname anwenderspezifisch festgelegt werden. Der Dateiname der .CSV-Datei ist wie folgt definiert. Der ***NetDateiname*** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**.

- Dateiname für die Sensitivitätsmatrix der Knotenspannungen
  JJJJMMTThhmmss_*NetDateiname*_I_SENSMATRIX.csv

- Dateiname für die Sensitivitätsmatrix der Zweigströme
  JJJJMMTThhmmss_*NetDateiname*_U_SENSMATRIX.csv

1.21.4.10.1 Beispiel: Export der Knotenspannung-Sensitivitätsmatrix für ein Stromnetz

In der nachfolgenden Abbildung ist ein einfaches Stromnetz dargestellt, für das eine Sensitivitätsmatrix der Knotenspannungen erstellt werden soll. Alle folgenden Erläuterungen gelten auch für den Export der Sensitivitätsmatrix der Zweigströme.

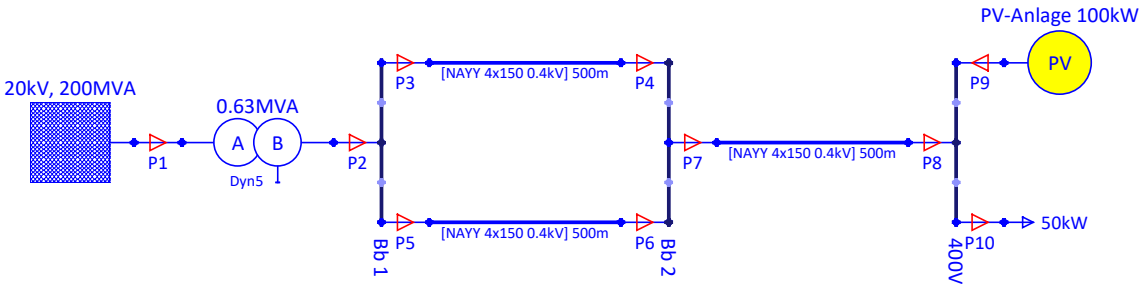


Abbildung 144: Export der Sensitivitätsmatrix der Knotenspannungen für ein Stromnetz

Die für die Matrizen relevanten Netzknoten müssen mindestens eine der beiden folgenden Bedingungen erfüllen:

1. Es handelt sich um einen Netzknoten mit mindestens drei Verzweigungen, d.h. ein **aktiver Knoten** mit Stromaufteilung. Demgegenüber gibt es **Transitknoten** ohne Stromaufteilung (auch passive Knoten genannt), die für das Verfahren keine Rolle spielen und maximal zwei Verzweigungen aufweisen.

2. Es handelt sich um einen **Randknoten** (z.B. Netzknoten einer **Verbraucherlast**, **Netzeinspeisung**, etc.), die auch als PQ-Knoten bezeichnet werden.

Erfüllt ein Netzknoten des Stromnetzes, wie es in der Netzgrafik dargestellt ist, mindestens eine der beiden genannten Bedingungen, so wird der Netzknoten in der Sensitivitätsmatrix berücksichtigt. Fallen Randknoten und Transitknoten zusammen (z.B. Netzwerkelemente **Verbraucherlast** an einem Netzwerkelemente **Sammelschiene** wie in der vorangehenden Abbildung) so bilden beide zusammen einen einzigen Netzknoten. In diesem Fall erfüllt der resultierende Netzknoten beide Bedingungen.

Dies gilt auch für mehrere Randknoten, welche mit einem Transitknoten z.B. einer **Sammelschiene** verbunden sind. **Mess/Schutzgeräte** oder geschlossene **Schalter (CB)** werden als Impedanz lose Betriebsmittel betrachtet. D.h. sie bilden eine Äquipotentiale (Äquipotentialfläche), weshalb die Netzknoten der an diesen Netzwerkelementen angeschlossenen Netzwerkelemente identisch sind und ebenfalls als ein einziger Netzknoten betrachtet werden.

Die dem Stromnetz, das in der vorangehenden Abbildung dargestellt ist, zugehörige .CSV-Datei mit der Sensitivitätsmatrix der Knotenspannungen ist in der nachfolgenden Abbildung als Textdatei und als Tabelle einer Tabellenkalkulation dargestellt. Die ermittelten Netzknoten finden sich in der ersten Spalte und in der Kopfzeile der Matrix. Für eine einfachere Zuordnung zur Netzgrafik wird als Knotenbezeichner nicht der interne Bezeichner des Netzknotens ABCxxxxx (xxxxx als ganze positive Zahl), sondern der Referenzname des dem Netzknoten zugehörigen Betriebsmittels ausgegeben.

Der interne Bezeichner eines Netzknotens ist kein unveränderlicher Bezeichner, sondern kann von ATPDesigner von einer zu einer anderen Lastflussberechnung reorganisiert und daher geändert werden. Besitzen mehrere Netzwerkelemente, wie oben beschrieben, denselben Knoten, so wird der Referenzname des „bündelnden“ Netzbetriebsmittels (i.d.R. eine **Sammelschiene**) zugeordnet.

```
##Version: Version 4.01.95 - 03.04.2024;;;;;;;;
##Benutzer: Lucas Simon;;;;;;;;
##Datum: 06.04.24;;;;;;;;
##Kommentar: Knotenspannung-Sensitivitaetsmatrix;;;;;;;;
;
;Bb 1;Bb 1;Bb 2;Bb 2;Bb 3;Bb 3;
Bb 1;2.48E-05;-5.55E-06;2.39E-05;-5.15E-06;2.21E-05;-4.48E-06
Bb 1;5.34E-06;2.49E-05;4.72E-06;2.51E-05;3.52E-06;2.56E-05
Bb 2;2.51E-05;-6.51E-06;7.22E-05;-1.36E-04;7.06E-05;-1.35E-04
Bb 2;5.25E-06;2.45E-05;1.28E-04;7.53E-05;1.15E-04;8.01E-05
Bb 3;2.57E-05;-8.35E-06;6.67E-05;-1.46E-04;1.57E-04;-4.02E-04
Bb 3;5.07E-06;2.36E-05;1.24E-04;7.27E-05;3.43E-04;1.76E-04;
```

	A	B	C	D	E	F	G
1	##Version: Version 4.01.95 - 07.04.2024						
2	##User: Lucas Simon						
3	##Date: 08.04.24						
4	##Comment: Node voltage sensitivity matrix						
5							
6		Bb 1	Bb 1	Bb 2	Bb 2	Bb 3	Bb 3
7	Bb 1	2.48E-05	-5.55E-06	2.39E-05	-5.15E-06	2.21E-05	-4.48E-06
8	Bb 1	5.34E-06	2.49E-05	4.72E-06	2.51E-05	3.52E-06	2.56E-05
9	Bb 2	2.51E-05	-6.51E-06	7.22E-05	-1.36E-04	7.06E-05	-1.35E-04
10	Bb 2	5.25E-06	2.45E-05	1.28E-04	7.53E-05	1.15E-04	8.01E-05
11	Bb 3	2.57E-05	-8.35E-06	6.67E-05	-1.46E-04	1.57E-04	-4.02E-04
12	Bb 3	5.07E-06	2.36E-05	1.24E-04	7.27E-05	3.43E-04	1.76E-04

Abbildung 145: Export der Sensitivitätsmatrix der Knotenspannungen für ein Stromnetz

1.21.4.10.2 Beispiel: Interpretation der Werte der Sensitivitätsmatrix

Die Interpretation der Werte der Sensitivitätsmatrix erfolgt anhand des obigen Beispielstromnetzes. Die Sensitivitätsmatrix ist so aufgebaut, dass sich zwischen zwei Netzknoten insgesamt vier Sensitivitätswerte ergeben. Nachfolgend ist wieder die Sensitivitätsmatrix für das gewählte Beispiel dargestellt.

	Bb 1	Bb 1	Bb 2	Bb 2	Bb 3	Bb 3
Bb 1	2.48E-05	-5.55E-06	2.39E-05	-5.15E-06	2.21E-05	-4.48E-06
Bb 1	5.34E-06	2.49E-05	4.72E-06	2.51E-05	3.52E-06	2.56E-05
Bb 2	2.51E-05	-6.51E-06	7.22E-05	-1.36E-04	7.06E-05	-1.35E-04
Bb 2	5.25E-06	2.45E-05	1.28E-04	7.53E-05	1.15E-04	8.01E-05
Bb 3	2.57E-05	-8.35E-06	6.67E-05	-1.46E-04	1.57E-04	-4.02E-04
Bb 3	5.07E-06	2.36E-05	1.24E-04	7.27E-05	3.43E-04	1.76E-04

Tabelle 1-9 Ausschnitt der Sensitivitätsmatrix der Knotenspannungen für das Beispielnetz

- Die Sensitivitäten in ungeraden Zeilen sind Sensitivitäten die sich auf die Spannungswinkeländerungen $\Delta\varphi_U$ beziehen.
- Die Sensitivitäten in geraden Zeilen beziehen sich auf eine Spannungsbetragsänderung ΔU.
- Die Sensitivitäten in ungeraden Spalten beziehen sich auf eine Wirkleistungsänderung ΔP.
- Die Sensitivitäten der geraden Spalten beziehen sich auf eine Blindleistungsänderung ΔQ.

Die vier **grün** hinterlegten Sensitivitäten sollen dies verdeutlichen. Die Indizes kennzeichnen dabei, um welche Sensitivität es sich handelt.

	Bb 3	Bb 3
Bb 2	$s_{P,\varphi,2,3} = 7.06\text{E}-05$	$s_{Q,\varphi,2,3} = -1.35\text{E}-04$
Bb 2	$s_{P,U,2,3} = 1.15\text{E}-04$	$s_{Q,U,2,3} = 8.01\text{E}-05$

- Die Sensitivität $s_{P,\varphi,2,3}$ beschreibt die Phasenwinkeländerung $\Delta\varphi_{U,Bb2}$ an Sammelschiene Bb2 durch eine Wirkleistungsänderungen ΔP_{Bb3} an Sammelschiene Bb3

- Die Sensitivität $s_{Q,\varphi,2,3}$ beschreibt die Phasenwinkeländerung $\Delta\varphi_{U,Bb2}$ an Sammelschiene Bb2 durch eine Blindleistungsänderungen ΔQ_{Bb3} an Sammelschiene Bb3

- Die Sensitivität $s_{P,U,2,3}$ beschreibt die Änderung des Spannungsbetrags ΔU_{Bb2} an Sammelschiene Bb2 durch eine Wirkleistungsänderung ΔP_{Bb3} an Sammelschiene Bb3

- Die Sensitivität $s_{Q,U,2,3}$ beschreibt die Änderung des Spannungsbetrags ΔU_{Bb2} an Sammelschiene Bb2 durch eine Blindleistungsänderung ΔQ_{Bb3} an Sammelschiene Bb3

Für das Beispiel werden in der folgenden Erläuterung die Sensitivitäten $s_{P,U,2,3}$ bzw. $s_{Q,U,2,3}$ verwendet. Die Änderung des Spannungsbetrags ΔU_{Bb2} ergibt sich über folgende Gleichung:

$$\frac{\Delta U_{Bb2}}{U_n} = \frac{s_{P,U,2,3} \cdot \Delta P_{Bb3} + s_{Q,U,2,3} \cdot \Delta Q_{Bb3}}{U_n}$$

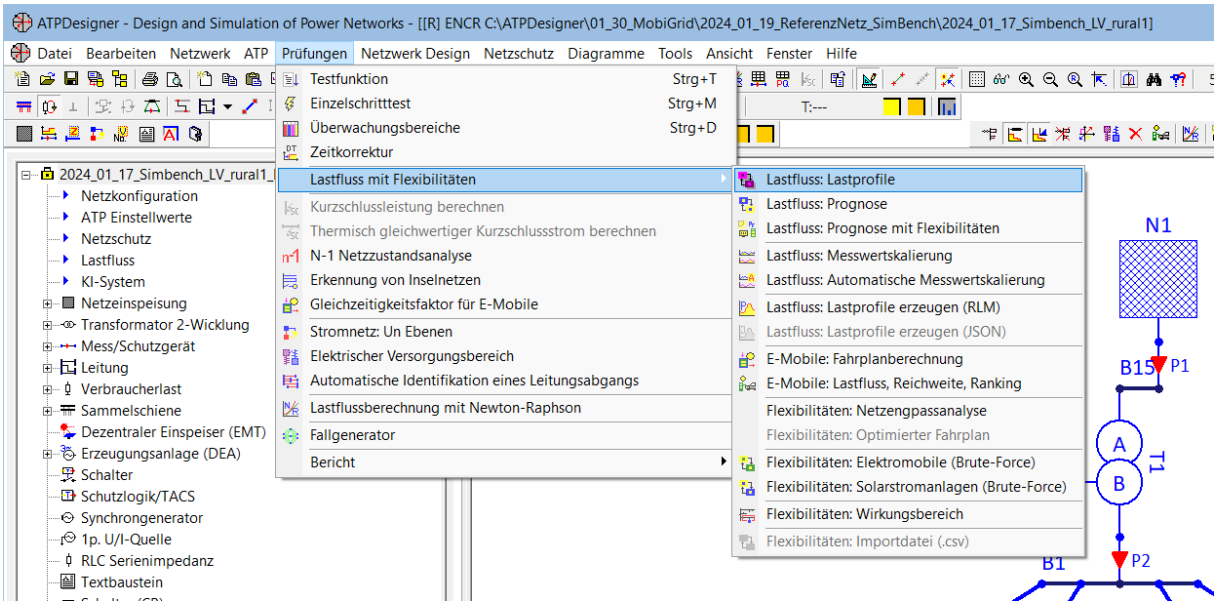
Der Spannungsbetrag der sich durch die Leistungsänderung ΔP_{Bb3} bzw. ΔQ_{Bb3} ergibt, berechnet sich schließlich folgendermaßen:

$$\frac{U_{Bb2,neu}}{U_n} = \frac{U_{Bb2}}{U_n} + \frac{\Delta U_{Bb2}}{U_n}$$

U_{Bb2} kennzeichnet hierbei den Knotenspannungsbetrag vor der Leistungsänderung. Dieser lässt sich durch eine Lastflussberechnung ermitteln.

⇨ **Nur der Netzzustand, der sich über das beim Export ausgewählte 15min-Intervall ergibt, ist für die Berechnung gültig! Für die obige Gleichung darf keine Knotenspannung eines beliebigen Netzzustands gewählt werden.**

Als in der Praxis hilfreich für die Bestimmung des Netzzustandes, d.h. der Knotenspannungen und Zweigströme erweist sich die Lastflussberechnung mithilfe der Methode **Lastfluss: Lastprofile** und der Bericht der Ergebnisse der Lastflussberechnung als .XML-Datei (siehe Kapitel 1.1.5).



⇨ **Das bei der Methode Lastfluss: Lastprofile einzustellende 15min-Intervall muss mit dem beim Export: Sensitivitätsmatrix Knotenspannungen eingestellten Zeitintervall übereinstimmen.**

In der nachfolgenden Tabelle sind die Knotenspannungen der Sammelschienen aus dem Bericht zu sehen, welche sich bei der Lastflussberechnung mithilfe der Methode **Lastfluss: Lastprofile** bei dem gewählten Beispiel für das gewählte 15min-Intervall ergeben.

Spannungsüberwachung: Sammelschiene

Name	Un [kV]	U12 [%]	U23 [%]	U31 [%]	U<> [%]	HB [%]	Zustand
[Bb 1] Bb 1	0.4	99.88	99.88	99.88	90% - 110%	0	Grün
[Bb 2] Bb 2	0.4	101.80	101.80	101.80	90% - 110%	0	Grün
[Bb 3] 400V	0.4	105.72	105.72	105.72	90% - 110%	0	Grün

Tabelle 1-10: Spannungsüberwachung der Sammelschienen für das Beispielstromnetz.

Die Berechnungsvorschrift der obigen Gleichung sei hier noch einmal wiederholt.

$$\frac{\Delta U_{Bb2}}{U_n} = \frac{s_{P,U,2,3} \cdot \Delta P_{Bb3} + s_{Q,U,2,3} \cdot \Delta Q_{Bb3}}{U_n}$$

Sie gilt sowohl für die Leiter-Leiter-Spannungen als auch für Leiter-Erd-Spannungen, da ein symmetrischer Netzzustand vorausgesetzt wird. In diesem Beispiel werden Leiter-Leiter-Spannungen verwendet. Für die Änderung der Wirk- und Blindleistung ΔP_{Bb3} bzw. ΔQ_{Bb3} können in die Gleichung beliebige Werte eingetragen werden. Allerdings nimmt der Fehler, der durch die Berechnung der neuen Knotenspannung entsteht, nichtlinear mit der Größe der Leistungsänderung zu. Für das Beispiel werden folgende Werte verwendet:

- ΔP_{Bb3} = 25kW
- ΔQ_{Bb3} = 25kvar

Mit U_{Bb2}/U_n = 1,018 p.u. aus Tabelle 1-10 (**orange** hinterlegt) und den oben ermittelten Sensitivitäten ergibt sich.

$$\frac{U_{Bb2,neu}}{U_n} = 1,018\,p.u. + \frac{1,15\cdot 10^{-1}\frac{V}{W}\cdot 25kW + 8,01\cdot 10^{-5}\frac{V}{W}\cdot 25kvar}{0,4kV} = 1,0302\,p.u.$$

In der nachfolgenden Tabelle sind die resultierenden Spannungen der Sammelschiene zu sehen, die sich als Netzzustand für das Beispielstromnetz ergeben, wenn an Sammelschiene Bb3 die oben aufgeführten Leistungsänderungen von ΔP_{Bb3}=25kW und ΔQ_{Bb3}=25kvar angenommen werden.

Spannungsüberwachung: Sammelschiene

Name	Un [kV]	U12 [%]	U23 [%]	U31 [%]	U<> [%]	HB [%]	Zustand
[Bb 1] Bb 1	0.4	100.08	100.08	100.08	90% - 110%	0	Grün
[Bb 2] Bb 2	0.4	103.00	103.00	103.00	90% - 110%	0	Grün
[Bb 3] 400V	0.4	108.88	108.88	108.88	90% - 110%	80	Gelb

Es ist zu erkennen, dass sich bezogen auf die Nennspannung U_n ein Fehler r ergibt.

$$r = |1,0302 - 1,03| = 0,02\%$$

Für die Zweigströme und die Sensitivitäten der Zweigströme erfolgt die Berechnung der Zweigströme nach Leistungsänderung analog. Ein Unterschied besteht in der Ordnung der Matrix. Hier die Sensitivitätsmatrix der Zweigströme für das gewählte Beispielstromnetz.

	Bb 1	Bb 1	Bb 2	Bb 2	Bb 3	Bb 3
Line 4	-6.26E-07	-2.92E-06	6.89E-04	-2.17E-05	6.31E-04	-2.06E-05
Line 5	-6.26E-07	-2.92E-06	6.89E-04	-2.17E-05	6.31E-04	-2.06E-05
Tra 1	1.44E-03	-4.62E-05	1.38E-03	-4.34E-05	1.21E-03	-4.77E-04
Line 6	-1.25E-06	-5.84E-06	-3.06E-05	-1.77E-05	1.26E-03	-4.12E-05

In der ersten Spalte der Sensitivitätsmatrix finden sich keine Netzknoten wie bei der Sensitivitätsmatrix der Knotenspannungen wie z.B. Sammelschienen, sondern Zweigelemente wie z.B. Leitungen oder Transformatoren. Die zwei grün hinterlegten Sensitivitäten sollen dies verdeutlichen. Die Indizes kennzeichnen dabei um welche Sensitivität es sich handelt.

	Bb 3	Bb 3
Tra 1	$S_{P,I,Tra1,3}$ =1.21E-03	$S_{P,I,Tra1,3}$ = -4.77E-04

- Die Sensitivität $S_{P,I,Tra1,3}$ beschreibt die Betragsänderung des Zweigstroms ΔI_{Tra1} des Transformators Tra1 durch eine Wirkleistungsänderungen ΔP_{Bb3} an Sammelschiene Bb3.

- Die Sensitivität $S_{Q,I,Tra1,3}$ beschreibt die Betragsänderung des Zweigstroms ΔI_{Tra1} des Transformators Tra1 durch eine Blindleistungsänderungen ΔQ_{Bb3} an Sammelschiene Bb3.

Für das Beispiel werden in der folgenden Erläuterung die Sensitivitäten $s_{P,I,Tra1,3}$ und $s_{P,I,Tra1,3}$ verwendet. Die Zweigstrombetragsänderung ΔI_{Tra1} ergibt sich über folgende Gleichung.

$$\Delta I_{Tra1} = s_{P,I,Tra1,3} \cdot \Delta P_{Bb3} + s_{Q,I,Tra1,3} \cdot \Delta Q_{Bb3}$$

Der Spannungsbetrag der sich durch die Leistungsänderung ΔP_{Bb3} und ΔQ_{Bb3} ergibt, berechnet sich schließlich folgendermaßen.

$$I_{Tra1,neu} = I_{Tra1} + \Delta I_{Tra1}$$

Für das Beispiel werden folgenden Leistungsänderungen an Sammelschiene Bb3 angenommen.

- ΔP_{Bb3} = 25kW
- ΔQ_{Bb3} = 25kvar

Für die Leiterströme $\underline{I}_{L123}$ der Wicklung B des Transformators ergeben sich folgende Werte vor und nach der Leistungsänderung wie in den beiden nachfolgenden Tabellen dargestellt. Die relevanten Werte sind orange hinterlegt.

Vor Leistungsänderung

Name	IL1(A) [A]	IL2(A) [A]	IL3(A) [A]	IL1(B) [A]	IL2(B) [A]	IL3(B) [A]	Ir(A) [A]	Ir(B) [A]	Zustand
[Tra 1] 0.63MVA	1.27	1.27	1.27	109.64	109.64	109.64	18.19	909.33	GrÜn

Nach Leistungsänderung

Name	IL1(A) [A]	IL2(A) [A]	IL3(A) [A]	IL1(B) [A]	IL2(B) [A]	IL3(B) [A]	Ir(A) [A]	Ir(B) [A]	Zustand
[Tra 1] 0.63MVA	1.53	1.53	1.53	132.08	132.08	132.08	18.19	909.33	GrÜn

Über die in der vorangehenden Tabelle grün hinterlegten Sensitivitäten $s_{P,I,Tra1,3}$ und $s_{Q,I,Tra1,3}$ ergibt sich ergibt der Wicklungsstrom der B Seite des Transformators zu:

$$I_{Tra1,neu} = 109,64A + 1,21 \cdot 10^{-3} \frac{A}{W} \cdot 25kW - 4,77 \cdot 10^{-4} \frac{A}{W} \cdot 25kvar$$

Bezogen auf den Bemessungsstrom $I_{r(B)}$der B-Seite des Transformators ergibt sich ein Fehler von

$$r = \frac{|127,97A - 132,08A|}{909,33A} = 0,45\%$$

Die Sensitivitäten sind für Transformatoren immer auf die Wicklung B bezogen. Um die Änderung des Wicklungsstroms der Wicklung A zu berechnen, muss die Änderung der Wicklung B linear mit dem Übersetzungsverhältnis des Transformators auf die Wicklung A bezogen umgerechnet werden. Für alle anderen Zweigelemente wie z.B. Leitungen entfällt diese Umrechnung.

1.21.4.11 Export: PandaPower © 2018

ATPDesigner bietet die Möglichkeit, Stromnetze, die in ATPDesigner erstellt wurden, optional für Lastflussberechnungen mit PandaPower © 2021 (www.pandapower.org)zu exportieren.

"***About pandapower***
pandapower builds on the data analysis library pandas and the power system analysis toolbox PYPOWER to create an easy to use network calculation program aimed at automation of analysis and optimization in power systems. What started as a convenience wrapper around PYPOWER has evolved into a stand-alone power systems analysis toolbox with extensive power system model library, an improved power flow solver and many other power systems analysis functions." (www.pandapower.org)

Mit Hilfe der Exportfunktion ist es möglich, das in ATPDesigner dargestellte Stromnetz entsprechend der für PandaPower definierten Syntax und Semantik in eine Phyton-Datei zu exportieren. Syntax und Semantik wurden den auf der Homepage www.pandapwoer.org frei verfügbaren Informationen entnommen. Die nachfolgende Abbildung zeigt auszugsweise die Phyton-Datei für ein einfaches Stromnetz.

```
import pandapower
net = pandapower.create_empty_network()

#
#Start Ausgabe Sammelschienen
#
A00010 = pandapower.create_bus(net, 110.000000)
A00005 = pandapower.create_bus(net, 110.000000)
A00002 = pandapower.create_bus(net, 110.000000)
A00008 = pandapower.create_bus(net, 1000000000000.000000)
#
#Ende Ausgabe Sammelschienen
#
#
#Start Ausgabe Leitungen
#
pandapower.create_line_from_parameters(net, from_bus=A00010, to_bus=A00005, length_km=1e+15, r_
pandapower.create_line_from_parameters(net, from_bus=A00010, to_bus=A00005, length_km=1e+15, r_
pandapower.create_line_from_parameters(net, from_bus=A00002, to_bus=A00010, length_km=1e+15, r_
A00032 = pandapower.create_bus(net, 20.000000)
pandapower.create_line_from_parameters(net, from_bus=A00008, to_bus=A00032, length_km=1e+15, r_
A00040 = pandapower.create_bus(net, 1000000000000.000000)
pandapower.create_line_from_parameters(net, from_bus=A00040, to_bus=A00008, length_km=1e+15, r_
pandapower.create_line_from_parameters(net, from_bus=A00002, to_bus=A00010, length_km=1e+15, r_
A00038 = pandapower.create_bus(net, 1000000000000.000000)
pandapower.create_line_from_parameters(net, from_bus=A00038, to_bus=A00002, length_km=1e+15, r_
A00036 = pandapower.create_bus(net, 1000000000000.000000)
A00026 = pandapower.create_bus(net, 1000000000000.000000)
pandapower.create_line_from_parameters(net, from_bus=A00036, to_bus=A00026, length_km=1e+15, r_
A00006 = pandapower.create_bus(net, 1000000000000.000000)
pandapower.create_line_from_parameters(net, from_bus=A00010, to_bus=A00006, length_km=1e+15, r_
#
#Ende Ausgabe Leitungen
#
#
#Start Ausgabe Transformatoren
#
A00033 = pandapower.create_bus(net, 110.000000)
pandapower.create_transformer_from_parameters(net, hv_bus=A00033, lv_bus=A00008, sn_mva=31.500(
```

Abbildung 146: Export des Stromnetzes für PandaPower als Phyton-Datei

1.21.4.12 Export: Stromnetz Daten

Die JSON-Datei **Stromnetz Daten** beinhaltet topologische Daten des Stromnetzes wie z.B. Koordinaten, Betriebsmitteltypen, Betriebsmittel, etc. Es sind für die Betriebsmittel ausgewählte Einstellwerte und Kennwerte enthalten. Die JSON-Datei **Stromnetz Daten** kann von anderen Verarbeitungssystemen eingelesen und z.B. zum Aufbau der Netztopologie als Grafik in einer anderen Anwendung verwendet werden. In der nachfolgenden Abbildung sind Auszüge aus der JSON-Datei dargestellt.


```
{
    "author": "Michael Igel",
    "date": "01.09.2024",
    "time": "11:45:56",
    "description": "JSON Export similar to Netfile",
    "filetype": "JSON Netfile",
    "fileversion": 1.0,
    "fileformat": 1,
    "program_version": "ATPDesigner Version 4.01.95 - 11.08.2024",
    "datafile": "C:\\ATPDesigner\\Data\\Network_1.BNET",
    "Network": {
        "lAnzahlNetzObjekte": 29,
        "lAnzahlLeitungen": 6,
        "lAnzahlLichtbogen": 3,
        "lAnzahlFehlerImp": 3,
        "lAnzahlLasten": 1,
        "lAnzahlNetzEinsp": 1,
        "lAnzahlGenerator": 0,
        "lAnzahlTrafo": 1,
        "lAnzahlAutoTrafo": 0,
        "lAnzahlLtgFehler": 3,
        "lAnzahlSchalter": 5,
        "lAnzahlBusbar": 2,
        "lAnzahlVerbindungen": 0,
        "lAnzahlImpedanzen": 0,
        "lAnzahlErdungen": 0,
        "lAnzahlTextFrames": 0,
        "lAnzahlAtpQuellen": 0,
        "lAnzahlProbes": 4,
        "lAnzahlSplitter": 0,
        "lAnzahlBctran": 0,
        "lAnzahlEmpFunction": 0,
        "lAnzahl3PhaseSource": 0,
        "lAnzahlAtpFiles": 0,
        "lAnzahlKabel": 0,
        "lAnzahlTacs": 0,
        "lAnzahlNonLinear": 0,
        "lAnzahlSwitches": 1,
        "lAnzahlMultiFreqSource": 0,
        "lAnzahlSaturableTransformer": 0,
        "lAnzahlAdmittance": 0,
        "lAnzahlXFormer": 0,
        "lAnzahlModels": 0,
        "lAnzahlMultiCircuitLines": 0,
        "lAnzahlUniMachine": 0,
        "lAnzahlEMachine": 0,
        "lAnzahlLFNodes": 0,
        "lAnzahlShortCircuit": 0,
        "lAnzahlRenPowerInfeed": 0
    },
    "NetObjects": {
        "Graphicdata": [
            {
                "szName": "Network 1",
                "bAktiv": true,
                "lNetIndex": 0,
```

```
            "lType": 1,
            "lDrawDirection": 2001,
            "bMarkiert": false,
            "rNetzObjectFrame": {
                "left": 192,
                "top": 192,
                "right": 296,
                "bottom": 272
            },
            "SPt": [
                {
                    "lIndex": 0,
                    "lConNetObjSnapPointIndex": -1,
                    "szConNetObjName": "Intern",
                    "lConNetObjIndex": -1,
                    "bInternConnected": true,
                    "SnapPoint": {
                        "x": 192,
                        "y": 232
                    }
                },
                {
                    "lIndex": 1,
                    "lConNetObjSnapPointIndex": 0,
                    "szConNetObjName": "Tra 1",
                    "lConNetObjIndex": 17,
                    "bInternConnected": false,
                    "SnapPoint": {
                        "x": 296,
                        "y": 232
                    }
                }
            ],
            "lNormalFarbe": 10025880,
            "bIsDisabled": 0,
            "lGruppe": 0
        },
```


Der Einstelldialog ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt, die Einstellwerte sind in der nachfolgenden Tabelle erläutert.

Einstellwert	Bedeutung
Ausgabedaten des Datenexports	Es werden die Inhalte der JSON-Datei festgelegt.
Topologische Daten des Stromnetzes	Es werden Daten der Netzgrafik und der darin enthaltenen Netzwerkelemente in die JSON-Datei ausgegeben.
Einstellwerte der Betriebsmittel	Es werden Einstellwerte der Netzwerkelemente als JSON-Arrays in die JSON-Datei ausgegeben.

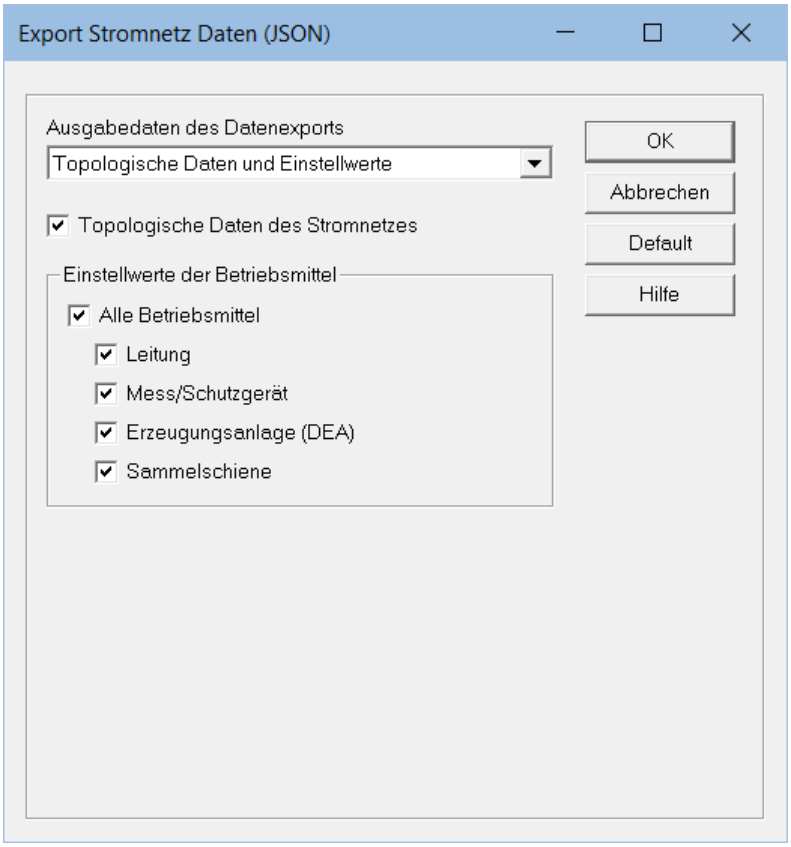


Abbildung 147: Einstelldialog für den Export der *Stromnetz Daten*

Die Struktur und der Aufbau der JSON-Datei ist nachfolgend erläutert. Die JSON-Datei beginnt immer mit dem Header. Danach folgt im JSON-Object **Network** das JSON-Objekt **NetObjects**, das optional das JSON-Array **Graphicdata** enthält. Die JSON-Arrays **Probedata**, **Linedata**, **3PhaseSourcedata** und **Busbardata** können ebenfalls optional abhängig von Einstellwerten in die JSON-Datei ausgegeben werden.

- m = mandatory
- o = optional

Struktur und Aufbau der JSON-Datei *Stromnetz Daten*		Syntax	m/o
[		**Beginn der JSON-Datei**	
		---	**m**
{		**Beginn des Headers**	
		---	**m**
"author":	"Max Mustermann",	"Text"	o
"date":	"23.08.2022",	"Text"	o
"time":	"13:08:20",	"Text"	o
"description":	"Prognosedatei",	"Text"	o
"filetype":	"Prognose",	"Text"	m
"fileversion":	"1.0",	"Ganze Zahl"	m
"fileformat":	"1",	"Ganze Zahl"	m
"program_version":	"ATPDesigner Version 4.01.95 - 11.08.2024",	"Text"	o
"datafile":	".../Networl_1.bnet"	"Text"	o
		Ende des Headers	
		---	**m**
"Network": {			m
"NetObjects": {			m
"Graphicdata": [			m

"Probedata": [		o
"Linedata": [		o
"3PhSourcedata": [		o
"Busbardata": [		o
}		
}	**Ende der JSON-Datei**	
	---	**m**

Struktur und Aufbau der JSON-Datei der Stromnetz Daten		**Syntax**	**m/o**
[		**Beginn der JSON-Datei**	
		---	m
{		**Beginn des Headers**	
		---	**m**
"author":	**"Max Mustermann",**	"Text"	o
"date":	**"23.08.2022",**	"Text"	o
"time":	**"13:08:20",**	"Text"	o
"description":	**"Prognosedatei",**	"Text"	o
"filetype":	**"Prognose",**	"Text"	m
"fileversion":	**"1.0",**	"Ganze Zahl"	m
"fileformat":	**"1",**	"Ganze Zahl"	m
"program_version":	**"ATPDesigner Version 4.01.95 - 11.08.2024",**	"Text"	o
"datafile":	**".../Networl_1.bnet"**	"Text"	o
},			
		---	

author	Autor der JSON-Datei
date	Datum der Erstellung
time	Zeit der Erstellung
description	Anwenderspezifische Beschreibung
filetype	Typ der JSON-Datei
fileversion	Version der JSON-Datei
fileformat	Version des Formates der JSON-Datei
program_version	Programmversion von ATPDesigner
datafile	Dateiname und Pfad der .NET-Datei des Stromnetzes

1.21.4.12.1 X/Y-Koordinaten des Bildschirms – Definition des Koordinatensystems

In der nachfolgenden Abbildung ist das Koordinatensystem der X/Y-Koordinaten des Bildschirms und damit der Netzgrafik. Bezugspunkt ist die linke obere Ecke des Bildschirms als Koordinate (X=0, Y=0).

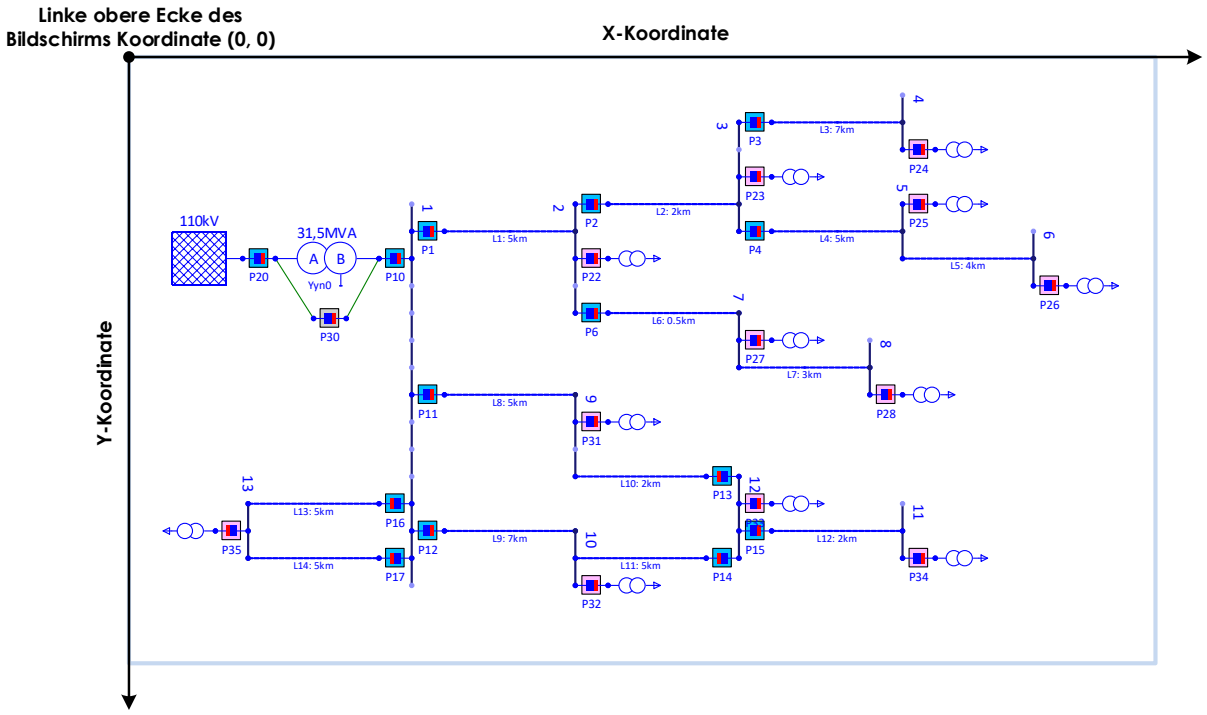


Abbildung 148: X/Y-Koordinatensystem des Bildschirms

1.21.4.12.2 Export: Stromnetz Daten – JSON-Objekt *Network*

Das JSON-Objekt **Network** beinhaltet die Anzahl Netzwerkelemente je Netzwerkelementtyp sowie die gesamte Anzahl Netzwerkelemente. Die Netzwerkelemente müssen nicht alle in die JSON-Datei exportiert werden.

Struktur und Aufbau des JSON-Objektes *Network*	Syntax	m/o
"Network": {	Beginn	
	---	m
"IAnzahlNetzObjekte": 35,	Ganze Zahl	m
"IAnzahlLeitungen": 6,	Ganze Zahl	m
"IAnzahlLichtbogen": 3,	Ganze Zahl	m
"IAnzahlFehlerImp": 3,	Ganze Zahl	m
"IAnzahlLasten": 1,	Ganze Zahl	m
"IAnzahlNetzEinsp": 1,	Ganze Zahl	m
"IAnzahlGenerator": 0,	Ganze Zahl	m
"IAnzahlTrafo": 1,	Ganze Zahl	m
"IAnzahlAutoTrafo": 0,	Ganze Zahl	m
"IAnzahlLtgFehler": 3,	Ganze Zahl	m
"IAnzahlSchalter": 6,	Ganze Zahl	m
"IAnzahlBusbar": 3,	Ganze Zahl	m
"IAnzahlVerbindungen": 1,	Ganze Zahl	m
"IAnzahlImpedanzen": 1,	Ganze Zahl	m
"IAnzahlErdungen": 1,	Ganze Zahl	m

"lAnzahlTextFrames": 1,	Ganze Zahl	m
"lAnzahlAtpQuellen": 0,	Ganze Zahl	m
"lAnzahlProbes": 0,	Ganze Zahl	m
"lAnzahlSplitter“: 0,	Ganze Zahl	m
"lAnzahlBctran": 0,	Ganze Zahl	m
"lAnzahlEmpFunction": 0,	Ganze Zahl	m
"lAnzahl3PhaseSource": 2,	Ganze Zahl	m
"lAnzahlAtpFiles": 0,	Ganze Zahl	m
"lAnzahlKabel": 0,	Ganze Zahl	m
"lAnzahlTacs": 0,	Ganze Zahl	m
"lAnzahlNonLinear": 0,	Ganze Zahl	m
"lAnzahlSwitches“: 1,	Ganze Zahl	m
"lAnzahlMultiFreqSource": 0,	Ganze Zahl	m
"lAnzahlSaturableTransfomer": 0,	Ganze Zahl	m
"lAnzahlAdmittance": 0,	Ganze Zahl	m
"lAnzahlXFormer": 0,	Ganze Zahl	m
"lAnzahlModels": 0,	Ganze Zahl	m
"lAnzahlMultiCircuitLine": 0,	Ganze Zahl	m
"lAnzahlUniMachine": 0,	Ganze Zahl	m
"lAnzahlEMachine“: 0,	Ganze Zahl	m
"lAnzahlLFNodes": 0,	Ganze Zahl	m
"lAnzahlShortCircuit": 0,	Ganze Zahl	m
"lAnzahlRenPowerInfeed": 0,	Ganze Zahl	m
},	**Ende**	
	---	**m**

lAnzahlNetzObjekte	Anzahl Netzwerkelemente der .NET-Datei	**---**
lAnzahlLeitungen	Anzahl **Leitung**	**Line**
lAnzahlLichtbogen	**Leitung** 1, 2, 3: Anzahl Lichtbogen	**Line**
lAnzahlFehlerImp	**Leitung** 1, 2, 3: Anzahl Fehlerübergangswiderstände	**Line**
lAnzahlLasten	Anzahl **Verbraucherlast**	**Load**
lAnzahlNetzEinsp	Anzahl **Netzeinspeisung**	**Network**
lAnzahlGenerator	Anzahl **Synchrongenerator**	**Gen**
lAnzahlTrafo	Anzahl **Transformator 2-Wicklung**	**Tra**
lAnzahlAutoTrafo	Anzahl **Spartransformatoren**	**ATr**
lAnzahlLtgFehler	**Leitung** 1, 2, 3: Anzahl Fehler	**Line**
lAnzahlSchalter	Anzahl **Schalter (CB)**	**Cb**
lAnzahlBusbar	Anzahl **Sammelschiene**	**Bb**
lAnzahlVerbindungen	Anzahl **Verbindung**	**Con**
lAnzahlImpedanzen	Anzahl **RLC Serienimpedanz**	**Imp**
lAnzahlErdungen	Anzahl **Erdung**	**Gnd**
lAnzahlTextFrames	Anzahl **Textbaustein**	**Txt**
lAnzahlAtpQuellen	Anzahl **1p. U/I-Quellen**	**Src**
lAnzahlProbes	Anzahl **Mess/Schutzgerät**	**Prb**
lAnzahlSplitter	Anzahl **Sternpunkt**	**Spl**
lAnzahlBctran	Anzahl **Transformator 2/3-Wicklung (BCTRAN)**	**Bct**
lAnzahlEmpFunction	Anzahl **Empirische Funktion**	**Emp**
lAnzahl3PhaseSource	Anzahl **Erzeugungsanlage (DEA)**	**3Ph**
lAnzahlAtpFiles	Anzahl **Externe .ATP-Datei**	**Ext**
lAnzahlKabel	Anzahl **Kabel** (CABLE PARAMETERS)	**Cable**
lAnzahlTacs	Anzahl **Schutzlogik/TACS**	**TACS**
lAnzahlNonLinear	Anzahl **Nichtlinearität Z(x)**	**Mov**
lAnzahlSwitches	Anzahl **Schalter**	**Swt**
lAnzahlMultiFreqSource	Anzahl **Oberschwingungsquelle**	**Mfs**
lAnzahlSaturableTransfomer	Anzahl **Transformator (SATURABLE)**	**STr**
lAnzahlAdmittance	Anzahl **Admittanz**	**Y()**

lAnzahlXFormer	Anzahl **Transformator (XFORMER)**	**XFo**
lAnzahlModels	---	**---**
lAnzahlMultiCircuitLine	Anzahl **Mehrsystemleitung**	**MCL**
lAnzahlUniMachine	Anzahl **Universalmaschine**	**UM**
lAnzahlEMachine	Anzahl **Asynchronmaschine**	**EM**
lAnzahlLFNodes	Anzahl **ATP Lastflussknoten**	**LFN**
lAnzahlShortCircuit	Anzahl Kurzschluss (**roter Blitz**)	**SC**
lAnzahlRenPowerInfeed	Anzahl **Dezentraler Einspeiser (EMT)**	**RPI**

1.21.4.12.3 Export: Stromnetz Daten – JSON-Objekt *NetObjects*

Das JSON-Objekt **NetObjects** enthält anhängig von Einstellwerten des Einstelldialogs die folgenden JSON-Arrays.

- **Graphicdata**
  Das JSON-Array enthält Daten zu Aufbau und Struktur der Netzgrafik sowie zu jedem einzelnen Netzwerkelement. Mit diesen Daten ist es möglich, das Stromnetz topologisch mit allen Netzwerkelementen als grafisches Abbild aufzubauen.

- **Probedata**
  Das JSON-Array enthält einstellbare und nicht einstellbare Werte des Netzwerkelementes.

- **Linedata**
  Das JSON-Array enthält einstellbare und nicht einstellbare Werte des Netzwerkelementes.

- **3PhSourcedata**
  Das JSON-Array enthält einstellbare und nicht einstellbare Werte des Netzwerkelementes.

- **Busbardata**
  Das JSON-Array enthält einstellbare und nicht einstellbare Werte des Netzwerkelementes.

Struktur und Aufbau des JSON-Arrays *Graphicdata*	Syntax	m/o
{	**Beginn**	
	---	**m**
“NetObjects“: {		
“Graphicdata“: [		
	Beginn des 1. Netzwerkelementes	
	---	**m**
{		
"szName": "Network 1",	“Text“	m
"bAktiv": true,	true, false	m
"lNetIndex": 0,	Ganze Zahl	m
"lType": 1,	Ganze Zahl	m
"lDrawDirection": 2001,	Ganze Zahl	m
"bMarkiert": false,	true, false	m
"rNetzObjectFrame": {		
"left": 192,	Ganze Zahl	m
"top": 192,	Ganze Zahl	m
"right": 296,	Ganze Zahl	m
"bottom": 272	Ganze Zahl	m
},		
	Beginn des Arrays Knoten	
	---	**m**
"SPt": [		
	Beginn des 1. Knotens	
	---	**m**
{		
"lIndex": 0,	Ganze Zahl	m
"lConNetObjSnapPointIndex": -1,	Ganze Zahl	m
"szConNetObjName": “Intern“,	“Text“	m
"lConNetObjIndex": -1,	Ganze Zahl	m
"bInternConnected": true,	true, false	m
"SnapPoint": {		
"x": 192,	Ganze Zahl	m
"y": 232	Ganze Zahl	m
}		
},		
	Ende des 1. Knotens	
	---	**m**
	Beginn des 2. Knotens	
	---	**m**
{		
"lIndex": 1,	Ganze Zahl	m
"lConNetObjSnapPointIndex": 0,	Ganze Zahl	m
"szConNetObjName": “Tra 1“,	“Text“	m
"lConNetObjIndex": 17,	Ganze Zahl	m
"bInternConnected": false,	true, false	m
"SnapPoint": {		
"x": 296,	Ganze Zahl	m
"y": 232	Ganze Zahl	m
}		
}		
],		
	Ende des 2. Knotens	

	---	**m**
"INormalFarbe": 10025880,	Ganze Zahl	m
"bIsDisabled": false,	true, false	m
"IGruppe": 0	Ganze Zahl	m
},		
	Ende des 1. Netzwerkelementes	
	---	**m**

szName	Unveränderlicher Referenzname des Netzwerkelementes	
bAktiv	true : Netzwerkelement ist in der Netzgrafik vorhanden (gezeichnet) und wird bei der Netzberechnung berücksichtigt	
	false : Netzwerkelement ist in der Netzgrafik nicht vorhanden (nicht gezeichnet)	
INetIndex	Index 0(1)…N-1 des Datenblocks im Array der Einstellwerte des Netzwerkelementes mit N Netzwerkelementen	
IType	Typ des Netzwerkelement	
	≤ 0	Ungültiger Typ
	1	**Netzeinspeisung**
	2	**Leitung**
	3	**Sammelschiene**
	4	**Schalter CB**
	5	**Verbraucherlast**
	6	**Transformator 2-Wicklung**
	7	**Synchrongenerator**
	8	**Verbindung**
	9	**Interner Fehler der Leitungen 1…3**
	10	**Messort 1...5 der Schalter CB1...5**
	11	**nicht verwendet**
	12	**RLC Serienimpedanz**
	13	**Textbaustein**
	14	**Erdung**
	15	**1p. U/I-Quelle**
	16	**Spartransformator**
	17	**Mess/Schutzgerät**
	18	**Sternpunkt**
	19	**Transformator 2/3-Wicklung (BCTRAN)**
	20	**Empirische Funktion**
	21	**Erzeugungsanlage (DEA)**
	22	**Externe .ATP-Datei**
	23	**Kabel (CABLE PARAMETERS)**
	24	**Schutzlogik/TACS**
	25	**Nichtlinearität Z(x)**
	26	Nicht verwendet
	27	**Oberschwingunsgquelle**
	28	**Schalter**
	29	**Transformator (SATURABLE)**
	30	**Admittanz**
	31	**Metall Oxyd Varistor (Spannungsableiter)**
	32	**Transformator (XFORMER)**
	33	**Mehrsystemleitung**
	34	**Asynchronmaschine**
	35	**Universalmaschine**
	36	**ATP Lastflussknoten**
	37	**Kurzschluss (roter Blitz)**
	38	**Dezentraler Einspeiser (EMT)**

lDrawDirection	Zeichenorientierung des Netzwerkelementes in 90° Schritten	
	2001	vom Knoten aus waagerecht nach links
	2002	vom Knoten aus waagerecht nach rechts
	2003	vom Knoten aus vertikal nach unten
	2004	vom Knoten aus vertikal nach oben
bMarkiert	true : Netzwerkelement ist markiert	
	false : Netzwerkelement ist nicht markiert	
rNetzObjectFrame	Rechteck, das das grafische Symbol (Shape) des Netzwerkelementes ohne den anwenderspezifischen Namen umfasst	
rNetzObjectFrame.left	X-Koordinate: oberer linker Eckpunkt	
rNetzObjectFrame.top	Y-Koordinate: oberer linker Eckpunkt	
rNetzObjectFrame.right	X-Koordinate: unterer rechter Eckpunkt	
rNetzObjectFrame.bottom	Y- Koordinate: unterer rechter Eckpunkt	
SPt.lIndex	Index des Knotens 0(1)...N_{SPt} -1 (aktuell: N_{SPt} = 20)	
	-1 : Knoten ist nicht verbunden	
SPt.lConNetObjSnapPointIndex	Index des Knotens **SPt.lIndex** des am Knoten angeschlossen Netzwerkelementes	
SPt.lConNetObjName	Referenzname **szName** des am Knoten angeschlossenen Netzwerkelementes	
SPt.lConNetObjIndex	Index **lIndex** des am Knoten angeschlossenen Netzwerkelementes	
SPt.bInternConnected	true : Knoten ist intern verbunden, nicht sichtbar in der Netzgrafik	
	false: Knoten ist in der Netzgrafik sichtbar und ist extern verbunden	
SPt.SnapPoint.x	X-Koordinate des Mittelpunktes des Knotens	
SPt.SnapPoint.y	Y-Koordinate des Mittelpunktes des Knotens	
lNormalFarbe	RGB-Code (COLORREF) der Zeichenfarbe des Netzwerkelementes	
bIsDisabled	true : Netzwerkelement ist elektrisch aktiv	
	false : Netzwerkelement ist elektrisch inaktiv	
lGruppe	Nummer 0(1)…N der Netzwerkelementgruppe	
	0 : Keine Gruppenzugehörigkeit	

1.21.4.12.4 Export: Stromnetz Daten – JSON-Objekt *Probedata*

Das JSON-Array enthält einstellbare und nicht einstellbare Werte des Netzwerkelementes.

Struktur und Aufbau des JSON-Arrays *Probedata*	Syntax	m/o
"Probedata": [		
	Beginn des Arrays	
	---	**m**
	Beginn des 1. Netzobjektes	
	---	**m**
{		
"szNetzObjektRefName": "Prb 1",	"Text"	m
	Beginn der Importdaten	
	---	**m**
"ImportData": {		
"lINetObjectID": -1,	Ganze Zahl	m
"szNetObjectName": "",	"Text"	m
"szNetObjectTyp": "",	"Text"	m
"szNetObjectRef": "",	"Text"	m

"lNetObjectRevNr": -1,	Ganze Zahl	m
"dGKX1": -1.0,	Fließkommazahl	m
"dGKY1": -1.0,	Fließkommazahl	m
"dGKX2": -1.0,	Fließkommazahl	m
"dGKY2": -1.0,	Fließkommazahl	m
"ullObjectID": 0,	Ganze Zahl	m
"ullFNumber": 0	Ganze Zahl	m
},		
	Ende der Importdaten	
	---	**m**
"lTooltipIsVisible": false,	true, false	m
"lDisplayUserSpecificName": true	true, false	m
},		
	Ende des 1. Netzobjektes	
	---	**m**
...		
	Beginn des N. Netzobjektes	
	---	**m**
{		
"szNetzObjektRefName": "Line 6",	"Text"	m
	Beginn der Importdaten	
	---	**m**
"ImportData": {		
"llNetObjectID": -1,	Ganze Zahl	m
"szNetObjectName": "",	"Text"	m
"szNetObjectTyp": "",	"Text"	m
"szNetObjectRef": "",	"Text"	m
"lNetObjectRevNr": -1,	Ganze Zahl	m
"dGKX1": -1.0,	Fließkommazahl	m
"dGKY1": -1.0,	Fließkommazahl	m
"dGKX2": -1.0,	Fließkommazahl	m
"dGKY2": -1.0,	Fließkommazahl	m
"ullObjectID": 0,	Ganze Zahl	m
"ullFNumber": 0	Ganze Zahl	m
},		
	Ende der Importdaten	
	---	**m**
"bTooltipIsVisible": false,	true, false	m
"bDisplayUserSpecificName": true	true, false	m
}		
	Ende des N. Netzobjektes	
	---	**m**
]		
	Ende des Arrays	
	---	**m**

szNetzObjektRefName	Referenzname des Netzwerkelementes Der Referenzname ist identisch mit dem Wert des JSON-Objektes **szName** im JSON-Array **Graphicdata**.
ImportData	
ImportData.llNetObjectID	
ImportData.llNetObjectName	
ImportData.szNetObjectTyp	
ImportData.szNetObjectRef	

ImportData.lNetObjectRevNr	
ImportData.dGKX1	
ImportData.dGKY1	
ImportData.dGKX2	
ImportData.dGKY2	
ImportData.ullObjectID	
ImportData.ullFNumber	
bTooltipIsVisible	true : false :
bDisplayUserSpecificName	true : false :

1.21.4.12.5 Export: Stromnetz Daten – JSON-Objekt *Linedata*

Das JSON-Array enthält einstellbare und nicht einstellbare Werte des Netzwerkelementes.

Struktur und Aufbau des JSON-Arrays *Linedata*	Syntax	m/o
"Linedata": [		
	Beginn des Arrays	
	---	**m**
	Beginn des 1. Netzobjektes	
	---	**m**
{		
"szNetzObjektRefName": "Line 1",	"Text"	m
	Beginn der Importdaten	
	---	**m**
"ImportData": {		
"llNetObjectID": -1,	Ganze Zahl	m
"szNetObjectName": "",	"Text"	m
"szNetObjectTyp": "",	"Text"	m
"szNetObjectRef": "",	"Text"	m
"lNetObjectRevNr": -1,	Ganze Zahl	m
"dGKX1": -1.0,	Fließkommazahl	m
"dGKY1": -1.0,	Fließkommazahl	m
"dGKX2": -1.0,	Fließkommazahl	m
"dGKY2": -1.0,	Fließkommazahl	m
"ullObjectID": 0,	Ganze Zahl	m
"ullFNumber": 0	Ganze Zahl	m
},		
	Ende der Importdaten	
	---	**m**
"szName": "Line 1"	"Text"	m
},		
	Ende des 1. Netzobjektes	
	---	**m**
...		
	Beginn des N. Netzobjektes	
	---	**m**
{		
"szNetzObjektRefName": "Line 6",	"Text"	m

	Beginn der Importdaten	
	---	**m**
"ImportData": {		
"llNetObjectID": -1,	Ganze Zahl	m
"szNetObjectName": "",	"Text"	m
"szNetObjectTyp": "",	"Text"	m
"szNetObjectRef": "",	"Text"	m
"lNetObjectRevNr": -1,	Ganze Zahl	m
"dGKX1": -1.0,	Fließkommazahl	m
"dGKY1": -1.0,	Fließkommazahl	m
"dGKX2": -1.0,	Fließkommazahl	m
"dGKY2": -1.0,	Fließkommazahl	m
"ullObjectID": 0,	Ganze Zahl	m
"ullFNumber": 0	Ganze Zahl	m
},		
	Ende der Importdaten	
	---	**m**
"szName": "[NA2XS2Y 3x1x240 20kV] Line 4"	"Text"	m
}		
	Ende des N. Netzobjektes	
	---	**m**
]		
	Ende des Arrays	
	---	**m**

szNetzObjektRefName	Referenzname des Netzwerkelementes Der Referenzname ist identisch mit dem Wert des JSON-Objektes **szName** im JSON-Array **Graphicdata**.
ImportData	
ImportData.llNetObjectID	
ImportData.llNetObjectName	
ImportData.szNetObjectTyp	
ImportData.szNetObjectRef	
ImportData.lNetObjectRevNr	
ImportData.dGKX1	
ImportData.dGKY1	
ImportData.dGKX2	
ImportData.dGKY2	
ImportData.ullObjectID	
ImportData.ullFNumber	
szName	Anwenderspezifischer Name des Netzwerkelementes

1.21.4.12.6 Export: Stromnetz Daten – JSON-Objekt *3PhSourcedata*

Das JSON-Array enthält einstellbare und nicht einstellbare Werte des Netzwerkelementes.

Struktur und Aufbau des JSON-Arrays *3PhSourcedata*	**Syntax**	**m/o**
"3PhSourcedata": [		
	Beginn des Arrays	

	---	**m**
	Beginn des 1. Netzobjektes	
	---	**m**
{		
"szNetzObjektRefName": "3Ph 1",	"Text"	m
	Beginn der Importdaten	
	---	**m**
"ImportData": {		
"llNetObjectID": -1,	Ganze Zahl	m
"szNetObjectName": "",	"Text"	m
"szNetObjectTyp": "",	"Text"	m
"szNetObjectRef": "",	"Text"	m
"lNetObjectRevNr": -1,	Ganze Zahl	m
"dGKX1": -1.0,	Fließkommazahl	m
"dGKY1": -1.0,	Fließkommazahl	m
"dGKX2": -1.0,	Fließkommazahl	m
"dGKY2": -1.0,	Fließkommazahl	m
"ullObjectID": 0,	Ganze Zahl	m
"ullFNumber": 0	Ganze Zahl	m
},		
	Ende der Importdaten	
	---	**m**
"lOpMode": 7,	Ganze Zahl	m
"szName": "WP 3MW"	"Text"	m
},		
	Ende des 1. Netzobjektes	
	---	**m**
...		
	Beginn des N. Netzobjektes	
	---	**m**
{		
"szNetzObjektRefName": "3Ph 3",	"Text"	m
	Beginn der Importdaten	
	---	**m**
"ImportData": {		
"llNetObjectID": -1,	Ganze Zahl	m
"szNetObjectName": "",	"Text"	m
"szNetObjectTyp": "",	"Text"	m
"szNetObjectRef": "",	"Text"	m
"lNetObjectRevNr": -1,	Ganze Zahl	m
"dGKX1": -1.0,	Fließkommazahl	m
"dGKY1": -1.0,	Fließkommazahl	m
"dGKX2": -1.0,	Fließkommazahl	m
"dGKY2": -1.0,	Fließkommazahl	m
"ullObjectID": 0,	Ganze Zahl	m
"ullFNumber": 0	Ganze Zahl	m
},		
	Ende der Importdaten	
	---	**m**
"lOpMode": 7,	Ganze Zahl	m
"szName": "PV 950kW"	"Text"	m
}		
	Ende des N. Netzobjektes	
	---	**m**
]		

	Ende des Arrays	
	---	**m**

szNetzObjektRefName	Referenzname des Netzwerkelementes Der Referenzname ist identisch mit dem Wert des JSON-Objektes **szName** im JSON-Array **Graphicdata**.
ImportData	
ImportData.llNetObjectID	
ImportData.llNetObjectName	
ImportData.szNetObjectTyp	
ImportData.szNetObjectRef	
ImportData.lNetObjectRevNr	
ImportData.dGKX1	
ImportData.dGKY1	
ImportData.dGKX2	
ImportData.dGKY2	
ImportData.ullObjectID	
ImportData.ullFNumber	
lOpMode	Betriebsart des Netzwerkelementes
szName	Anwenderspezifischer Name des Netzwerkelementes

1.21.4.12.7 Export: Stromnetz Daten – JSON-Objekt *Busbardata*

Das JSON-Array enthält einstellbare und nicht einstellbare Werte des Netzwerkelementes.

Struktur und Aufbau des JSON-Arrays *Busbardata*	**Syntax**	**m/o**
"Busbardata": [		
	Beginn des Arrays	
	---	**m**
	Beginn des 1. Netzobjektes	
	---	**m**
{		
"szNetzObjektRefName": "Bb 1",	"Text"	m
	Beginn der Importdaten	
	---	**m**
"ImportData": {		
"llNetObjectID": -1,	Ganze Zahl	m
"szNetObjectName": "",	"Text"	m
"szNetObjectTyp": "",	"Text"	m
"szNetObjectRef": "",	"Text"	m
"lNetObjectRevNr": -1,	Ganze Zahl	m
"dGKX1": -1.0,	Fließkommazahl	m
"dGKY1": -1.0,	Fließkommazahl	m
"dGKX2": -1.0,	Fließkommazahl	m
"dGKY2": -1.0,	Fließkommazahl	m
"ullObjectID": 0,	Ganze Zahl	m
"ullFNumber": 0	Ganze Zahl	m
},		
	Ende der Importdaten	

	---	**m**
"szName": "20kV"	"Text"	m
},		
	Ende des 1. Netzobjektes	
	---	**m**
...		
	Beginn des N. Netzobjektes	
	---	**m**
{		
"szNetzObjektRefName": "Bb 3",	"Text"	m
	Beginn der Importdaten	
	---	**m**
"ImportData": {		
"llNetObjectID": -1,	Ganze Zahl	m
"szNetObjectName": "",	"Text"	m
"szNetObjectTyp": "",	"Text"	m
"szNetObjectRef": "",	"Text"	m
"lNetObjectRevNr": -1,	Ganze Zahl	m
"dGKX1": -1.0,	Fließkommazahl	m
"dGKY1": -1.0,	Fließkommazahl	m
"dGKX2": -1.0,	Fließkommazahl	m
"dGKY2": -1.0,	Fließkommazahl	m
"ullObjectID": 0,	Ganze Zahl	m
"ullFNumber": 0	Ganze Zahl	m
},		
	Ende der Importdaten	
	---	**m**
"szName": "20kV"	"Text"	m
}		
	Ende des N. Netzobjektes	
	---	**m**
]		
	Ende des Arrays	
	---	**m**

szNetzObjektRefName	Referenzname des Netzwerkelementes Der Referenzname ist identisch mit dem Wert des JSON-Objektes **szName** im JSON-Array **Graphicdata**.
ImportData	
ImportData.llNetObjectID	
ImportData.llNetObjectName	
ImportData.szNetObjectTyp	
ImportData.szNetObjectRef	
ImportData.lNetObjectRevNr	
ImportData.dGKX1	
ImportData.dGKY1	
ImportData.dGKX2	
ImportData.dGKY2	
ImportData.ullObjectID	
ImportData.ullFNumber	
szName	Anwenderspezifischer Name des Netzwerkelementes

1.21.4.13 Export: Bericht: Einstellwerte

Mit Hilfe des Dialogs können die Einstellwerte mit Zusatzinformationen als **Bericht** (XML-Datei) [21] exportiert werden.

- Hauptmenü **Datei**
- Menüpunkt **Export**, **Export: Einstellwerte**
- Tastenkürzel **Strg + F**

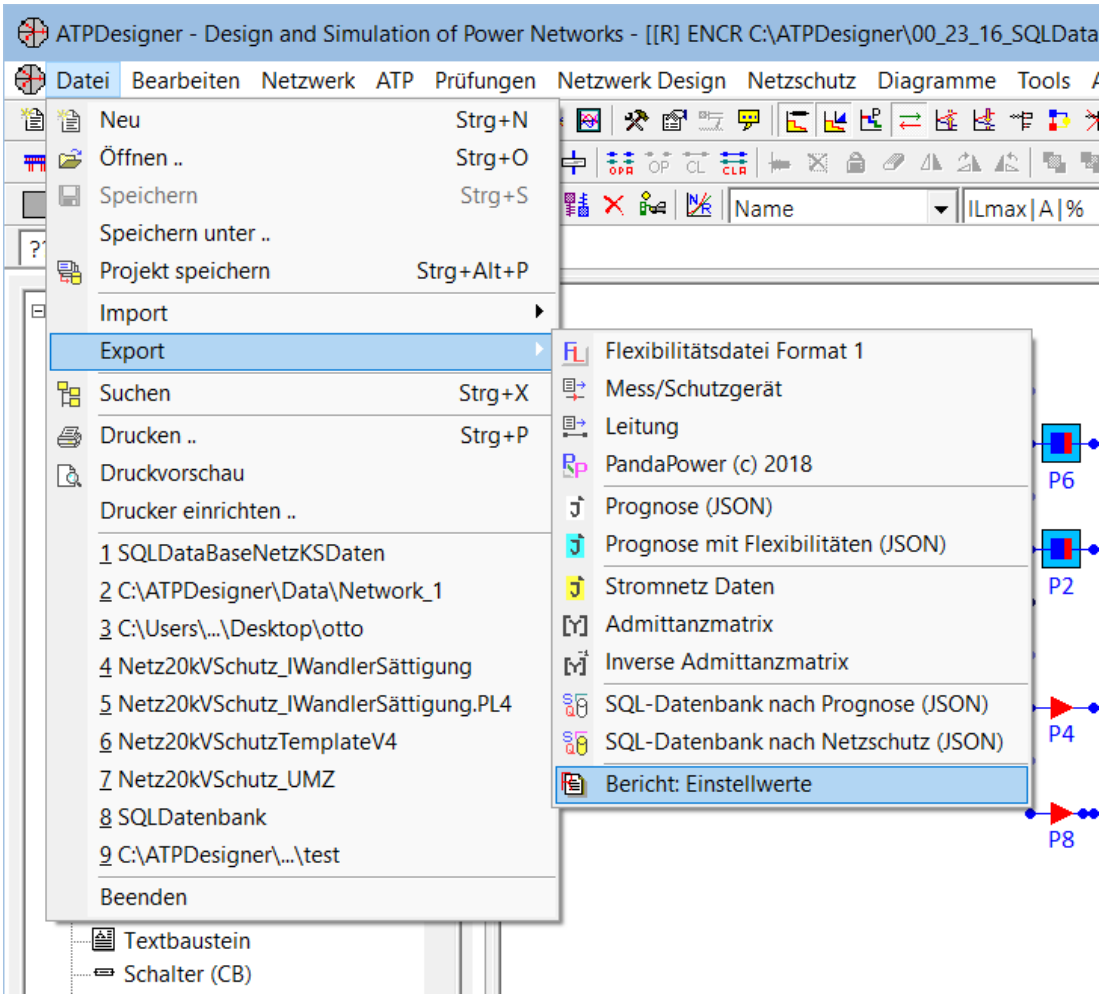


Abbildung 149: Export der Einstellwerte eines Stromnetzes

Mit einem **Left Mouse Button Click** wird der nachfolgende Dialog **Netzwerkelement suchen** gestartet. Der Bericht kann durch eine **Left Mouse Button Click** auf die Taste Bericht generiert und gespeichert werden.

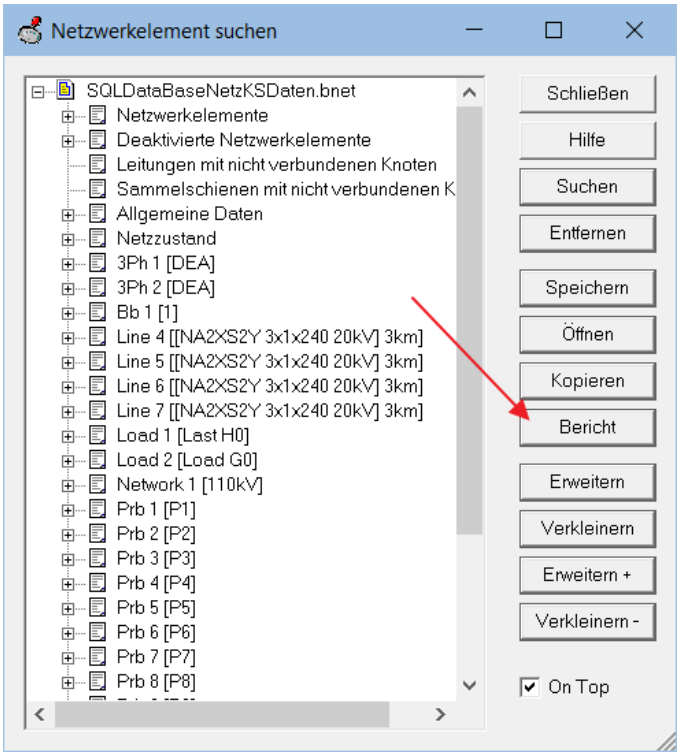


Abbildung 150: Export der Einstellwerte des Stromnetzes als Bericht

1.21.4.14 Export: Stromnetz Datei Base64

Mit der Funktion kann die .NET-Datei des Stromnetzes eingelesen und im **Base64 - Format** gespeichert werden. **Base64**[3] ist ein Verfahren zur Kodierung von 8-Bit-Binärdaten in eine Zeichenfolge, die nur aus lesbaren ASCII-Zeichen besteht. Die .NET-Datei im Base64 – Format kann von einem Webclient, zu dem in ATPDesigner integrierten **Webserver mit REST-API** über ein Kommunikationsnetz übertragen, von ATPDesigner gespeichert und z.B. zu einer Lastflussberechnung weiterverwendet werden. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Ausgabe im **Meldungsfenster**.

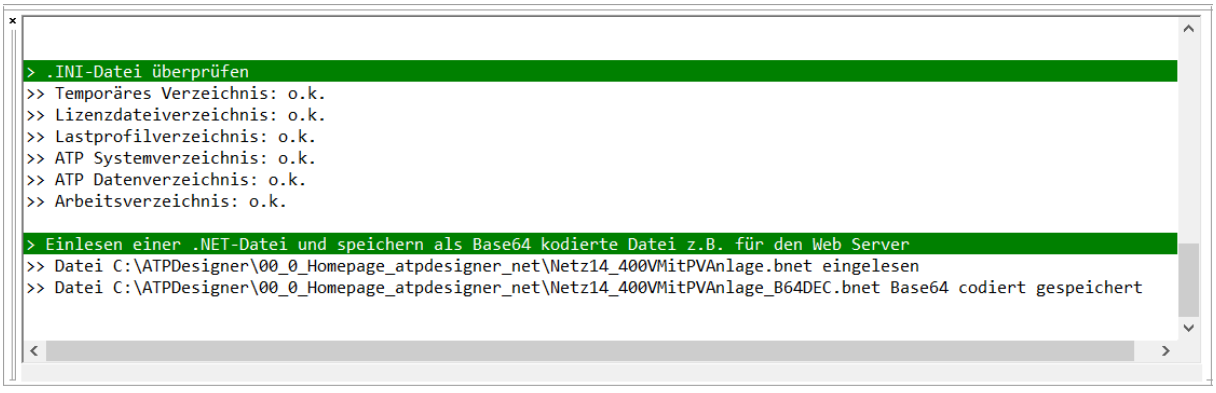


Abbildung 151: Export der .NET-Datei des Stromnetzes als Datei im Base64-Format

[3] https://developer.mozilla.org/en-US/docs/Glossary/Base64

1.22 .BNET-Datei - Dateierweiterung der verschlüsselten .NET-Datei

Die Daten der .NET-Datei werden in der Grundeinstellung verschlüsselt gespeichert. Optional kann der Anwender auch unverschlüsselte .NET-Dateien verwenden. Eine verschlüsselte .NET-Datei wird durch die Dateierweiterung **BNET** angezeigt. Die Entschlüsselung und Verschlüsselung erfolgen zur Laufzeit des Programms. Es wird keine (auch nicht temporär) unverschlüsselte Kopie der .NET-Datei auf einem Datenträger gespeichert.

⇨ **Aus Gründen des Datenschutzes wird empfohlen, die .NET-Datei immer als verschlüsselte .BNET-Datei zu verwenden.**

1.22.1 Aktivierung der anwenderspezifischen Verschlüsselung

Um die anwenderspezifische Verschlüsselung mit der Abfrage des Schlüssels zu aktivieren, muss wie in dem nachfolgenden Einstelldialog gezeigt, zuerst die Option

Anwenderspezifischer Schlüssel für die Verschlüsselung …

im Einstelldialog **Programmeinstellungen** [Bd. 2] aktiviert werden. Nach Aktivierung kann der anwenderspezifische Schlüssel in einen Eingabedialog eingegeben werden.

- Hauptmenü **Tools**
- Menüpunkt **Programmeinstellungen**

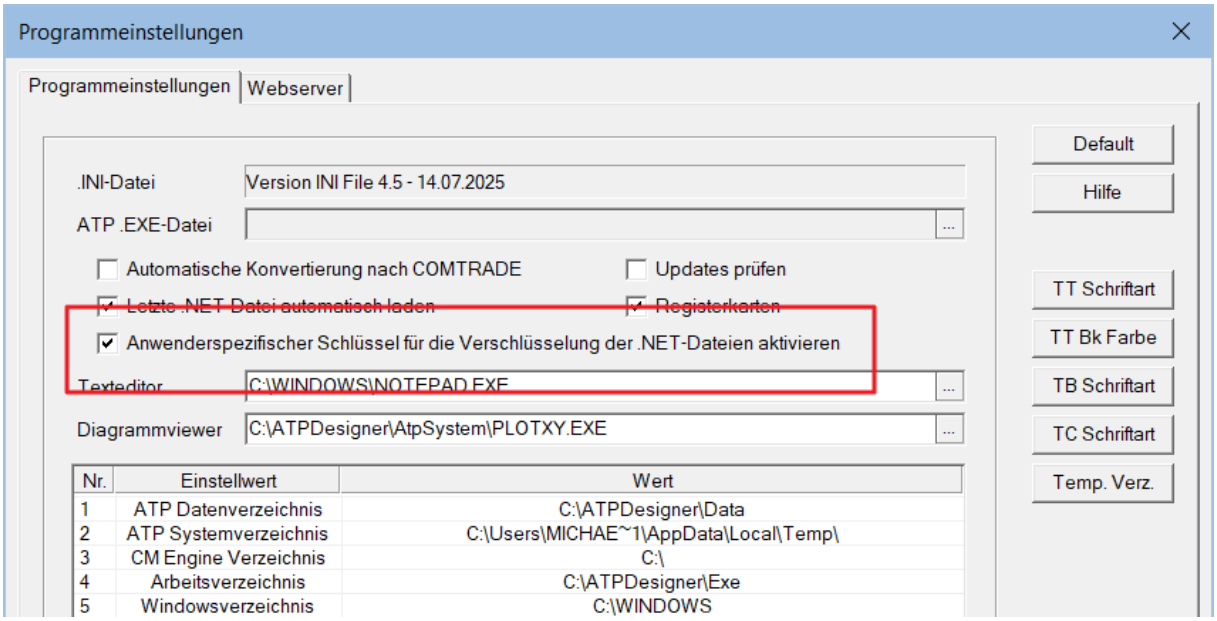


Abbildung 152: Aktivierung der anwenderspezifischen Verschlüsselung der .NET-Datei

Vorsicht !!!

Bei Verlust des anwenderspezifischen Schlüssels ist eine Entschlüsselung von damit verschlüsselten .NET-Dateien (Dateierweiterung .BNET) nicht möglich, auch nicht durch das Entwicklungsteam.

Es muss beachtet werden, dass der Verlust eines anwenderspezifischen Schlüssels immer dazu führt, dass die damit verschlüsselten .NET-Dateien nicht mehr entschlüsselt

werden können. In ATPDesigner existiert keine Backdoor oder sonstige Notmaßnahmen. Der anwenderspezifische Schlüssel wir nur in der damit verschlüsselten .NET-Datei gespeichert. Es wird dem Anwender dringendst angeraten, anwenderspezifische Schlüssel mit geeigneten Werkzeugen oder Maßnahmen zu sichern.

1.22.2 Definition des anwenderspezifischen Schlüssels

Das Anzeigen, Ändern, Löschen und Eingeben des anwenderspezifischen Schlüssels zur Verschlüsselung der .NET-Datei erfolgt in der Registerkarte **Datensicherheit** des Einstelldialogs **Netzwerk Konfiguration**.

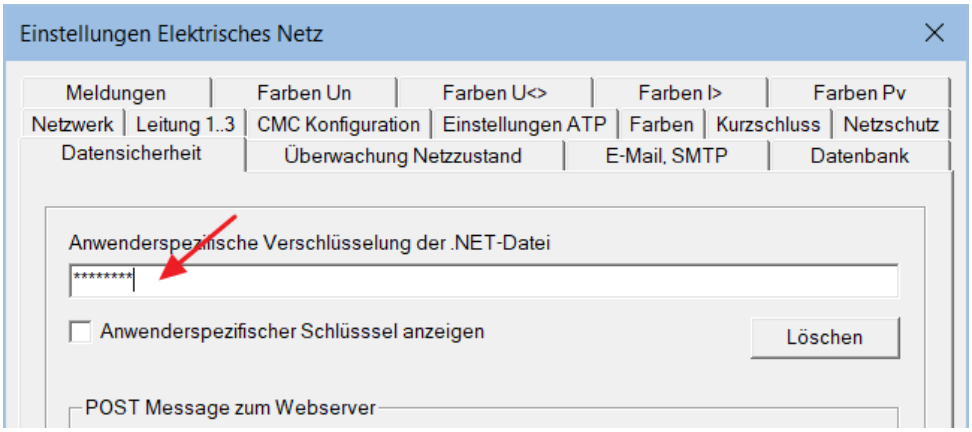


Abbildung 153: Registerkarte *Datensicherheit* – Verschlüsselung der .NET-Datei

⇨ **Eine einmal durchgeführte Verschlüsselung der .NET-Datei kann durch den Anwender nicht mehr rückgängig gemacht werden.**

Zur Verschlüsselung und Entschlüsselung wird ein Blowfish-basiertes Verfahren eingesetzt. Der Anwender kann entweder den allgemeinen Schlüssel oder einen anwenderspezifischen Schlüssel zur Verschlüsselung der .NET-Datei verwenden. Der anwenderspezifische Schlüssel kann für jede .NET-Datei verschieden definiert werden, indem der Schlüssel in das oben angezeigte Editierfeld eingegeben wird. Die Art der Verschlüsselung wird in den Baumansichten der Projektinformationen durch ein gelbes oder grünes Schlosssymbol angezeigt.

Symbol	Bedeutung
	.NET-Datei ist nicht verschlüsselt.
	.NET-Datei ist mit dem **allgemeinen Schlüssel** verschlüsselt.
	.NET-Datei ist mit dem **anwenderspezifischen Schlüssel** verschlüsselt.

1.22.3 Verschlüsselung beim erstmaligen Speichern der .NET-Datei

Beim erstmaligen Speichern der .NET-Datei wird der Anwender gefragt, ob die .NET-Datei verschlüsselt oder unverschlüsselt gespeichert werden soll. Wurde vor der Speicherung ein anwenderspezifischer Schlüssel eingegeben, so wird dieser bei der Speicherung der .NET-Datei verwendet, sonst der allgemeine Schlüssel.

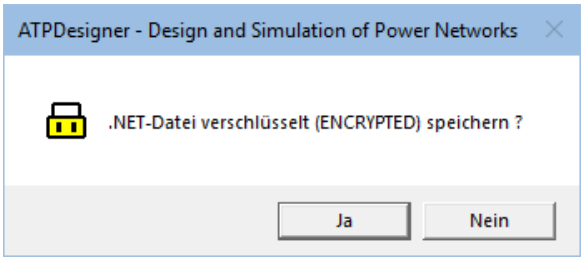


Abbildung 154: Abfrage des Anwenders für eine Verschlüsselung der .NET-Datei

Button	Bedeutung
Ja	.NET-Datei mit dem Dateityp **BNET** verschlüsselt speichern
Nein	.NET-Datei mit dem Dateityp **NET** unverschlüsselt speichern

1.22.4 Eingabe des Schlüssels beim Einlesen der .BNET-Datei

Ist im Einstelldialog **Programmeinstellungen** die anwenderspezifische Verschlüsselung aktiviert, wird mit dem nachfolgenden dargestellten Eingabedialog der anwenderspezifische Schlüssel oder andere Optionen erfragt.

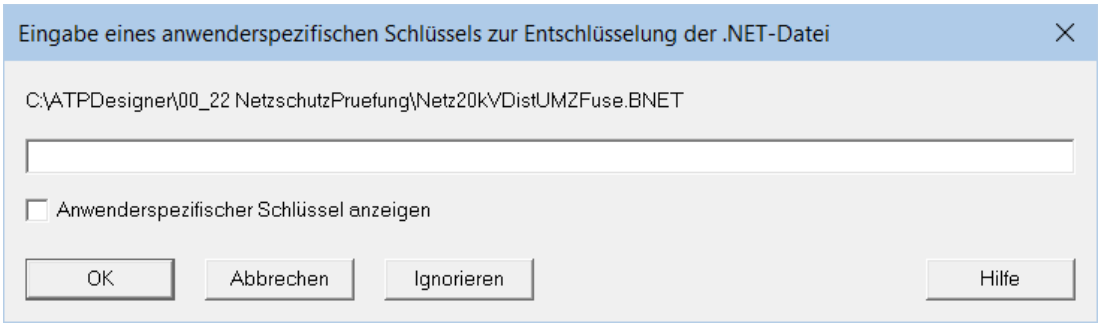


Abbildung 155: Eingabedialog zur Eingabe des anwenderspezifischen Schlüssels

Dialogelement	Bedeutung
OK	Die Eingabe des anwenderspezifischen Schlüssels wird beendet und die .NET-Datei mit dem **eingegebenen Schlüssel** entschlüsselt.
Abbrechen	Der Eingabedialog wird geschlossen und das Einlesen der .NET-datei abgebrochen.
Ignorieren	Die Eingabe des anwenderspezifischen Schlüssels wird beendet und die .NET-Datei mit dem **allgemeinen Schlüssel** entschlüsselt.

1.22.5 Verwendung eines nicht passenden anwenderspezifischen Schlüssels

Wird ein nicht passender anwenderspezifischer Schlüssel eingegeben, wird von ATPDesigner eine Meldung wie nachfolgend dargestellt angezeigt.

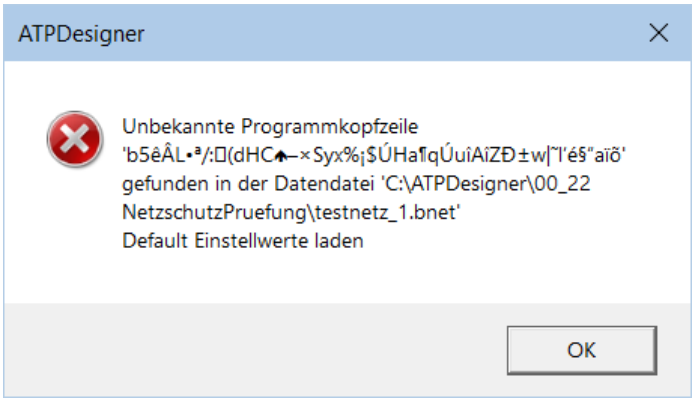


Abbildung 156: Meldung bei Verwendung eines nicht passenden Schlüssels

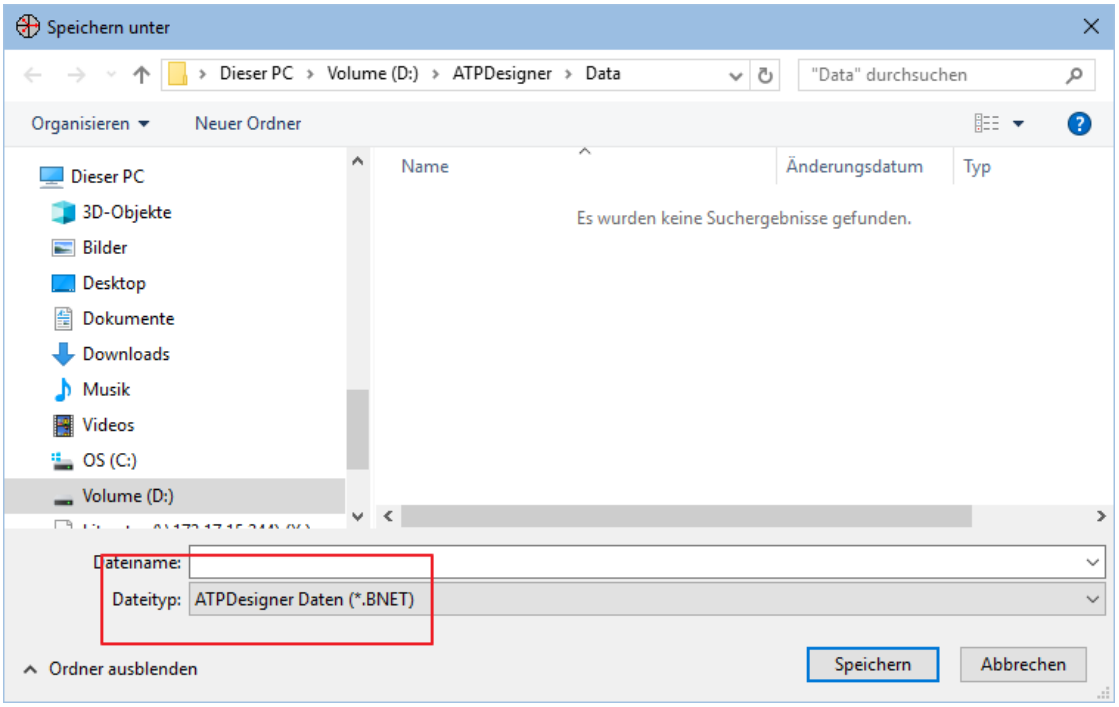
1.22.6 Verschlüsselung einer vorhandenen unverschlüsselten .NET-Datei

Eine schon vorhandene unverschlüsselte .NET-Datei (Dateityp **NET**) kann wie folgt verschlüsselt gespeichert werden.

1. Unverschlüsselte .NET-Datei in ATPDesigner öffnen

2. Dialog **Speichern unter** mit dem Menüpunkt **Speichern unter ..** im Hauptmenü **Datei** öffnen.

3. Dateityp **BNET** in der Auswahlliste wie nachfolgend abgebildet auswählen



4. .NET-Datei mit dem Button **Speichern** verschlüsselt speichern.

1.22.7 Anzeige der Verschlüsselung in der Registerkarte des Zeichenbereiches

Wird eine verschlüsselte .NET-datei im Zeichenbereich verwendet, so wird wie nachfolgend abgebildet mit dem Symbol sowie dem Präfix **ENCR** die Verschlüsselung angezeigt.

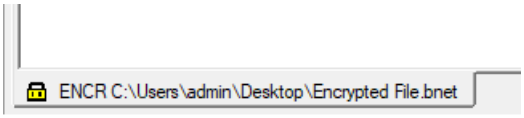


Abbildung 157: Anzeige der Verschlüsselung in der Registerkarte

1.23 .PNET-Datei - verschlüsselte und weitgehend pseudonymisierte .NET-Datei

Anforderungen an den Datenschutz müssen auch in geeigneter Weise bei der Speicherung, Verarbeitung und Darstellung von Stromnetzen und daraus abgeleiteter Daten z.B. als Ergebnis von Netzberechnungsverfahren berücksichtigt werden. Um dieses Ziel zu unterstützen, bietet ATPDesigner die Möglichkeit, aus der verschlüsselten .NET-datei mit dem Dateityp **BNET** die verschlüsselte und weitgehend pseudonymisierte .NET-Datei mit dem Dateityp **PNET** algorithmisch zu erzeugen.

Pseudonymisierung
„*die Verarbeitung personenbezogener Daten in einer Weise, dass die personenbezogenen Daten ohne Hinzuziehung zusätzlicher Informationen nicht mehr einer spezifischen betroffenen Person zugeordnet werden können, sofern diese zusätzlichen Informationen gesondert aufbewahrt werden und technischen und organisatorischen Maßnahmen unterliegen, die gewährleisten, dass die personenbezogenen Daten nicht einer identifizierten oder identifizierbaren natürlichen Person zugewiesen werden*“ (Quelle: DSGVO [29] Artikel 4(5))

1.23.1 Eine .PNET-Datei erzeugen

Die .PNET-Datei wird wie nachfolgend erläutert aus der .BNET-Datei erzeugt.

1. .BNET-Datei in ATPDesigner z.B. mit dem Menüpunkt Öffnen im Hauptmenü **Datei** einlesen

2. Menüpunkt Speichern unter im Hauptmenü **Datei** mit einem Left Mouse Button Click anwählen

3. Im Fenster Speichern unter den Dateityp **ATPDesigner Daten (*.PNET)** auswählen und das Stromnetz in einem vom Anwender ausgewählten Verzeichnis mit einem anwenderspezifischen Dateinamen speichern

1.23.2 Pseudonymisierung der Stromnetzdaten in der .PNET-Datei

Die nachfolgenden Maßnahmen zur Pseudonymisierung der Stromnetzdaten werden während der Erzeugung der .PNET-Datei ausgeführt.

1. Die anwenderspezifischen Namen der Netzwerkelemente werden gelöscht und durch den Aliasnamen ersetzt.

2. Die Referenznamen der Netzwerkelemente bleiben unverändert erhalten.

3. Die Inhalte der Textbausteine werden gelöscht und durch den Referenznamen ersetzt.

4. Die anwenderspezifischen Namen von Zonen, Bereiche und Varianten werden gelöscht und durch den Aliasnamen ersetzt.

5. Die ID-Kennungen der Netzwerkelemente (ID, ID Name, ID Type, OBJ_ID, FNumber) und die Gauß-Krüger-Koordinaten (GKX1, GKY1, GKX2, GKY2) werden gelöscht.

1.23.3 Sperren von Bedienfunktionen nach dem Einlesen einer .PNET-Datei

Wurde eine .PNET-Datei eingelesen werde die nachfolgend aufgelisteten Bedienfunktionen von ATPDesigner gesperrt.

1. die Menüpunkte **Flexibilitätsdatei Format 1**, **Mess/Schutzgerät**, **Leitung** und **Pandapower (c) 2018** im Hauptmenü Export

2. die tabellarische Anzeige Liste der Betriebsmitteldaten

3. die Registerkarte **Lastprofil** des Einstelldialogs **Dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA)** [Bd. 2]

4. die Registerkarte **Lastprofil** des Einstelldialogs **Verbraucherlast** [Bd. 2]

5. die Registerkarte **Lastprofil** des Einstelldialogs **Verbraucherlast** der internen Last des Netzwerkelementes **Transformator 2-Wicklung** [Bd. 2]

1.24 Automatisierte Benachrichtigungen per E-Mail

ATPDesigner bietet dem Anwender die Möglichkeit, abhängig von definierten Ereignissen wie z.B. den Ergebnissen der Netzzustandsanalyse (Einstelldialog **Netzwerk Konfiguration**, Registerkarte **Überwachung Netzzustand**), Informationen automatisch per E-Mail an definierte Empfänger zu versenden. Die Liste der E-Mail-Adressen mit den auslösenden Ereignissen kann im nachfolgenden Einstelldialog eingestellt werden.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **E-Mail Konfigurationsliste**

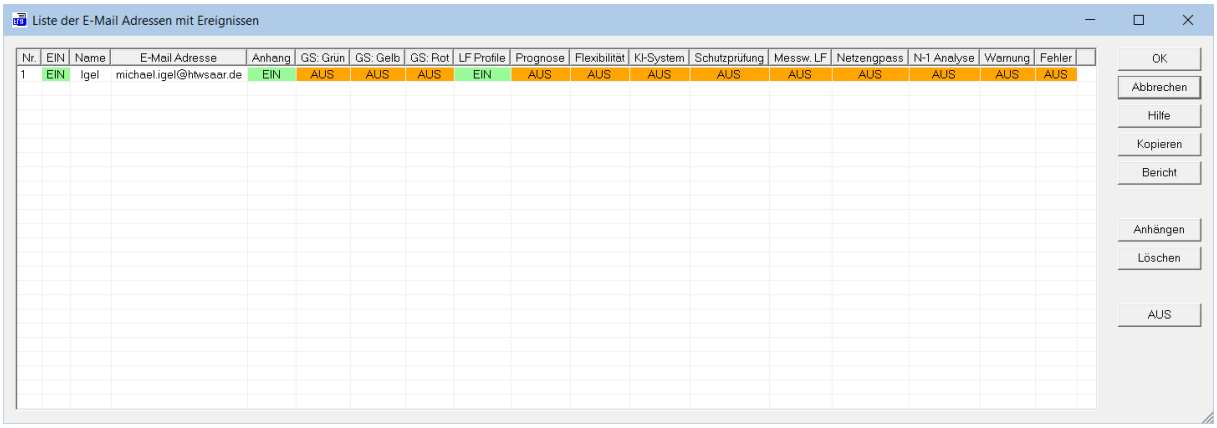


Abbildung 158: Liste der E-Mail Empfänger mit auslösenden Ereignissen

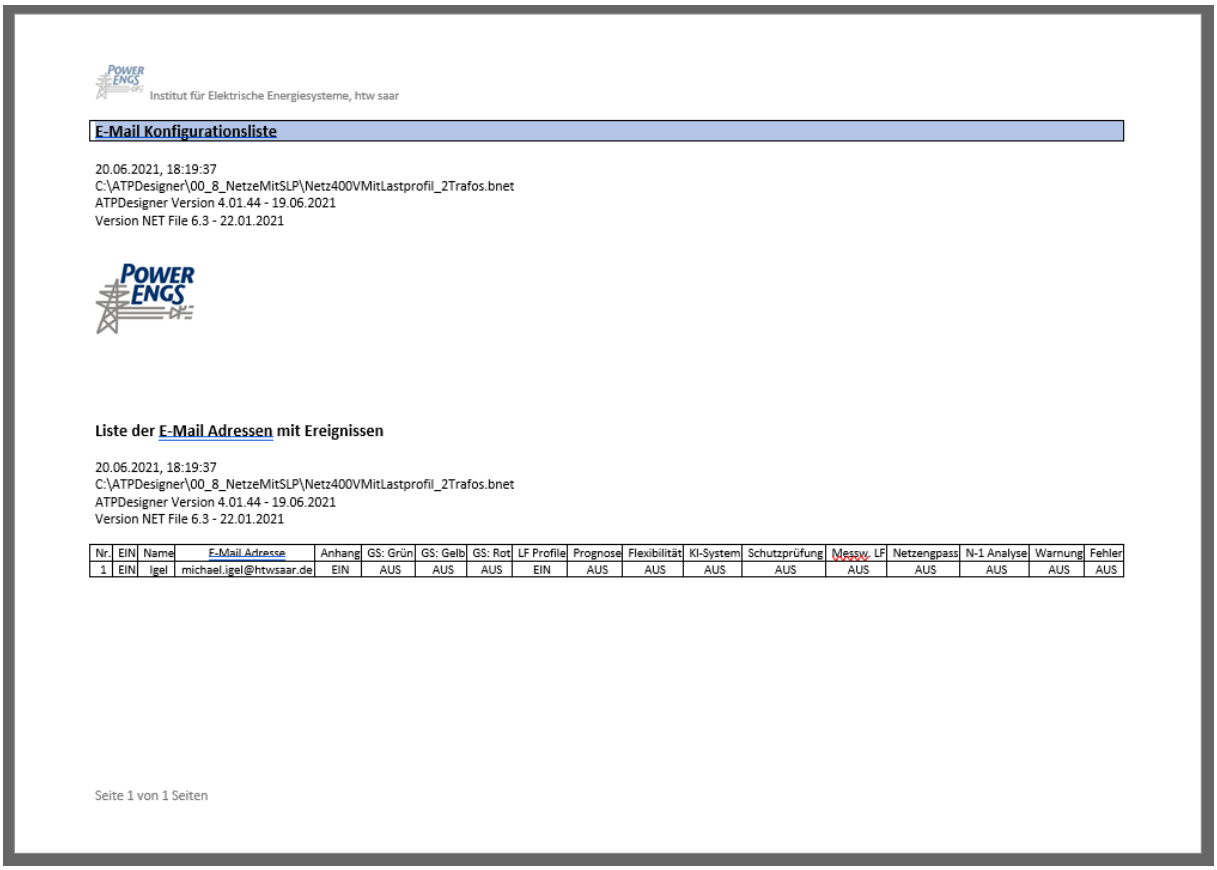
Ereignis	Bedeutung
Kopieren	Die Inhalte der Tabelle werden als Texte im Format einer .CSV-Datei in die Zwischenablage kopiert. Der Inhalt kann z.B. direkt mit Excel weiterverarbeitet werden.
Bericht	Der Inhalt der Tabelle wird im Office Open XML-Format [21] in eine .XML-Datei ausgegeben und direkt z.B. mit Word eingelesen und als Tabelle dargestellt werden.
Anhängen	Eine neue Zeile wird an die Liste angehängt.
Löschen	Die mit einem **Left Mouse Button Click** markierte Zeile der Liste wird gelöscht.
OK	Schließen des Einstelldialogs mit Speicherung der Änderungen
Abbrechen	Schließen des Einstelldialogs, Änderung werden nicht gespeichert
AUS	Das Senden der E-Mail sowie alle Ereignisse werden auf **AUS** eingestellt.

Die auslösenden Ereignisse, die zu einer Benachrichtigung per E-Mail führen, sind in der nachfolgenden Tabelle erläutert.

Spalte	Bedeutung
EIN	▪ **EIN** = E-Mail wird an die E-Mail Adresse versendet ▪ **AUS** = E-Mail wird nicht versendet
Name	Name des E-Mail Empfängers
E-Mail Adresse	E-Mail Adresse z.B. **willi.mustermann@...**
Anhang	Es werden eine oder mehrere Dateien als Anhang der E-Mail hinzugefügt. Näheres ist den Erläuterungen zu den auslösenden Ereignissen z.B. den Analyse- und Verarbeitungsfunktionen in [Bd. 3] nachzulesen.
GS: Grün	Die E-Mail wird versendet, wenn nach einer der nachfolgen aufgelisteten Berechnungsmethoden der Netzzustand **Grün** erkannt wurde. ▪ **Lastflussberechnung mit Lastprofilen** Hauptmenü **Prüfungen**, Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten**, Menüpunkt **Lastfluss: Lastprofile** ▪ **Fahrplanberechnung für E-Mobile** Hauptmenü **Prüfungen**, Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten**, Menüpunkt **Fahrplanberechnung für E-Mobile**

GS: Gelb	Die E-Mail wird versendet, wenn nach einer der nachfolgen aufgelisteten Berechnungsmethoden der Netzzustand **Gelb** erkannt wurde.
GS: Rot	Die E-Mail wird versendet, wenn nach einer der nachfolgen aufgelisteten Berechnungsmethoden der Netzzustand **Rot** erkannt wurde.
Prognose	Nach Beendigung einer Zeitreihenberechnung **Lastfluss: Prognose** [Bd. 3] werden Benachrichtigungen per E-Mail versendet.
Flexibilität	---
KI-System	---
Schutzprüfung	---
Messw. LF	Nach Beendigung einer Zeitreihenberechnung **Lastfluss: Messwertskalierung** oder **Lastfluss: Automatische Messwertskalierung** [Bd. 3] werden Benachrichtigungen per E-Mail versendet.
Netzengpass	---
N-1 Analyse	---
Warnung	---
Fehler	---

Die nachfolgende Abbildung zeigt die **E-Mail Konfigurationsliste**, die mit dem Button **Bericht** im Office Open XML-Format [21] exportiert und in Word importiert wurde.



Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

E-Mail Konfigurationsliste

20.06.2021, 18:19:37
C:\ATPDesigner\00_8_NetzeMitSLP\Netz400VMitLastprofil_2Trafos.bnet
ATPDesigner Version 4.01.44 - 19.06.2021
Version NET File 6.3 - 22.01.2021

Liste der E-Mail Adressen mit Ereignissen

20.06.2021, 18:19:37
C:\ATPDesigner\00_8_NetzeMitSLP\Netz400VMitLastprofil_2Trafos.bnet
ATPDesigner Version 4.01.44 - 19.06.2021
Version NET File 6.3 - 22.01.2021

Nr.	EIN	Name	E-Mail Adresse	Anhang	GS: Grün	GS: Gelb	GS: Rot	LF Profile	Prognose	Flexibilität	KI-System	Schutzprüfung	Messw. LF	Netzengpass	N-1 Analyse	Warnung	Fehler
1	EIN	Igel	michael.igel@htwsaar.de	EIN	AUS	AUS	AUS	EIN	AUS	AUS	AUS	AUS	AUS	AUS	AUS	AUS	AUS

Seite 1 von 1 Seiten

Abbildung 159: E-Mail Konfigurationsliste als *Bericht* exportiert und in Word eingelesen

1.25 Menüpunkt *Neu* – Anlegen eines leeren Zeichenbereiches

Im Falle einer neueren Programmversion ab V 4.01.26 wird ein leerer Zeichenbereich angelegt. Mit Hilfe von Drag&Drop können jetzt Betriebsmittel hinzugefügt, verbunden, bearbeitet und eingestellt werden.

- Hauptmenü **Datei**
- Menüpunkt **Neu**
- Toolbar Button
- Tastenkürzel **Strg+N**

1.26 Menüpunkt *Öffnen* ..

Mit Hilfe des Menüpunktes können abhängig von der Einstellung **Dateityp** im **Datei Öffnen Dialog** verschiedene Funktionen ausgeführt werden.

- Hauptmenü **Datei**
- Menüpunkt **Öffnen ..**
- Toolbar Button
- Tastenkürzel **Strg+O**

Dateityp	Bedeutung
BNET	Die verschlüsselten Daten des Netzes werden eingelesen und das Stromnetz erstellt.
PNET	Die verschlüsselten und weitgehend pseudonymisierten Daten des Stromnetzes werden eingelesen und das Netz erstellt.
NET	Die unverschlüsselten Daten des Netzes werden eingelesen und das Netz erstellt.
PL4	Es wird eine Diagrammdatei des ATP (.PL4-Datei) eingelesen und das Diagramm angezeigt.
CFG	Es wird eine COMTRADE-Datei [33] (.CFG-Datei) eingelesen und das Diagramm angezeigt.
CSV	Es wird eine .CSV-Datei eingelesen, in der die Daten einer **Fahrplanberechnung**[4] gespeichert sind und als Diagramm angezeigt.
JSON	Es wird eine **JSON-Prognosedatei** [Bd. 3] eingelesen, in der die Daten wie z.B. Wirk- und Blindleistung einer **Lastflussberechnung mit Lastprofilen (Zeitreihenberechnung**[5]**)** gespeichert sind und als Diagramm angezeigt.

1.26.1 Mehrfaches Einlesen und Bearbeiten der gleichen .NET-Datei (Schreibschutz)

Es ist grundsätzlich möglich, die gleiche .NET-Datei, die z.B. auf einem zentralen Serversystem gespeichert ist, durch mehrere Instanzen des Netzberechnungsprogramms ATPDesigner, die gleichzeitig ausgeführt werden, zu öffnen, einzulesen und zu bearbeiten. Die verschiedenen Instanzen können auf dem gleichen Desktop/Laptop oder auch auf verschiedenen Desktop/Laptop ausgeführt werden.

[4] Unter einem **Fahrplan** wird eine zeitliche Reihe von physikalischen Werten wir Leistungen, Spannungen und Strömen in einer zeitlichen Auflösung von 15min-Intervallen verstanden. Diese zeitlichen Reihen werden auch als Lastprofile oder Zeitreihen bezeichnet.

⇨ ATPDesigner öffnet eine .NET-Datei zum Einlesen oder Speichern der Netzdaten in der Betriebsart „not shareable“, d.h. als nicht gleichzeitig durch mehrere Instanzen benutzbar. Damit ist sichergestellt, dass während des Einlesen- und Speichern-Vorgangs keine Datenkonflikte zwischen den Instanzen von ATPDesigner entstehen.

Es muss hier beachtet werden, dass die .NET-Datei von ATPDesigner immer als vollständige Datei gespeichert wird. Die .NET-Datei ist keine Datenbank. Es ist damit ohne weitere Maßnahmen nicht zu vermeiden, dass eine Instanz 2 von ATPDesigner Netzdaten überschreibt, die zeitlich vorher von einer Instanz 1 von ATPDesigner schon gespeichert wurden, da diese Netzdaten von Instanz 2 nicht eingelesen wurden. Ohne weitere Maßnahmen können Netzdaten verloren gehen.

Um zu verhindern, dass mehrere Instanzen von ATPDesigner zeitlich nacheinander Netzdaten in der gleichen .NET-Datei speichern und vorhandene Netzdaten überschrieben werden, wird das Dateiattribut **Schreibgeschützt** von ATPDesigner verwendet.

Wird eine .NET-Datei z.B. mit dem Menüpunkt **Öffnen ..** eingelesen, so erhält die einlesende Instanz von ATPDesigner durch das Betriebssystem für die Zeitspanne des Einlesens exklusive Zugriffsrechte der .NET-Datei. In dieser Zeitspanne werden das Einlesen und das Speichern der .NET-Datei durch andere Programme vom Betriebssystem verhindert.

1. Es wird davon ausgegangen, dass das Dateiattribut **Schreibgeschützt** der .NET-Datei nicht aktiviert ist.

2. ATPDesigner überprüft unmittelbar zu Beginn des Einlesens einer .NET-Datei, ob deren Dateiattribut **Schreibgeschützt** aktiviert ist.

3. Ist das Dateiattribut **Schreibgeschützt** der .NET-Datei nicht aktiviert, wird das Dateiattribut **Schreibgeschützt** von ATPDesigner unmittelbar für die einzulesende .NET-Datei aktiviert. Die .NET-Datei wird eingelesen.

4. Ist das Dateiattribut **Schreibgeschützt** schon aktiviert, wird die nachfolgende Meldung angezeigt. Die .NET-Datei wird eingelesen.

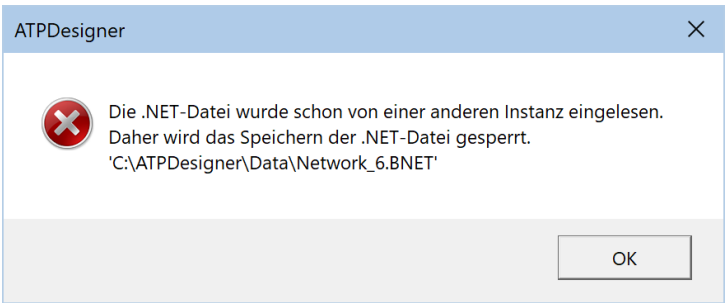


Abbildung 160: Meldung beim Einlesen einer schreibgeschützten .NET-Datei

5. Eine Instanz von ATPDesigner, die zu Beginn des Einlesens der .NET-Datei das Dateiattribut **Schreibgeschützt** aktiviert hat, kann die .NET-Datei speichern, d.h. überschreiben.

6. Eine Instanz von ATPDesigner, die zu Beginn des Einlesens der .NET-Datei das Dateiattribut **Schreibgeschützt** als **schon aktiviert** erkannt hat, kann die .NET-Datei **nicht speichern**, d.h. nicht überschreiben.
7. Wird eine .NET-Datei von einer Instanz von ATPDesigner geschlossen, wird am Ende des Vorgangs das Dateiattribut **Schreibgeschützt** deaktiviert.

Daraus ergeben sich folgende Regeln.

1. Nur die Instanz von ATPDesigner, die eine .NET-Datei mit inaktivem Dateiattribut **Schreibgeschützt** eingelesen hat, kann Änderungen in dieser .NET-Datei wieder speichern, d.h. die .NET-Datei überschreiben.

2. Liest eine Instanz von ATPDesigner eine .NET-Datei mit schon aktivem Dateiattribut **Schreibgeschützt** ein, so wird beim Einlesen eine Meldung an den Anwender ausgegeben und jede direkte Speichermöglichkeit z.B. durch den Menüpunkt Speichern deaktiviert.

   - Hauptmenü **Datei**
   - Menüpunkt **Speichern**

3. Das indirekte Speichern einer von ATPDesigner eingelesenen und geänderten .NET-Datei ist mit Speichern unter .. weiterhin möglich. Damit können Änderungen des Stromnetzes in einer .NET-Datei mit anderem Dateinamen gespeichert werden.

   - Hauptmenü **Datei**
   - Menüpunkt **Speichern unter ..**

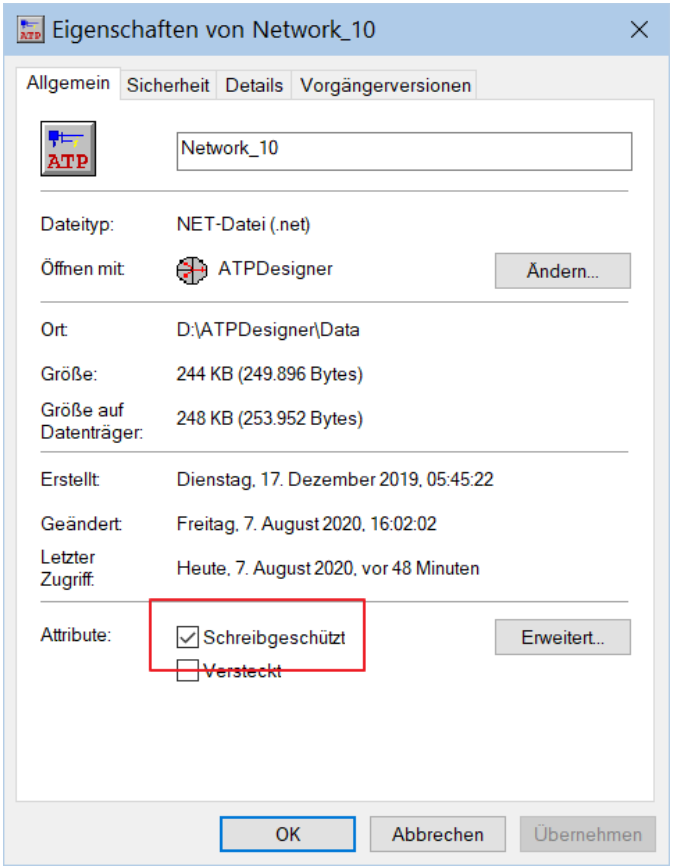


Abbildung 161: Dateiattribut *Schreibgeschützt* - Mehrfaches Einlesen einer .NET-Datei

Sollte der Fall eintreten, dass ATPDesigner durch einen Fehler „abstürzt“, d.h. durch das Betriebssystem beendet werden muss, so bleibt das Dateiattribut **Schreibgeschützt** weiter aktiviert.

⇨ In diesem Fall kann das Dateiattribut **Schreibgeschützt** mit Hilfe des Datei Explorers wie oben gezeigt vom Anwender manuell deaktiviert werden.

⇨ Als Notmaßnahme kann eine .NET-Datei mit aktiviertem Dateiattribut **Schreibgeschützt** eingelesen und das Dateiattribut **Schreibgeschützt** nach dem Einlesen mit dem Tastenkürzel **Strg + Alt + Q** zurückgesetzt werden.

Vorsicht !!!
Diese Notmaßnahme Strg + Alt + Q sollte nur durchgeführt werden, wenn sichergestellt ist, dass keine andere Instanz von ATPDesigner diese .NET-Datei auch eingelesen hat und diese .NET-Datei bearbeitet wird. Es können bei Missachtung Datenverluste eintreten.

1.27 Menüpunkt *Speichern* – Netzdaten in einer .NET-Datei speichern

Die vollständigen Daten des Stromversorgungsnetzes wie z.B. die Daten der Betriebsmittel, der Einstellwerte, der Zonen, der E-Mail Liste, etc. sowie alle netztopologischen Daten werden in einer .NET-Datei mit oder ohne Verschlüsselung gespeichert.

- Hauptmenü **Datei**, Menüpunkt **Speichern**
- Toolbar Button

Sind alle Änderungen gespeichert, so wird der Menüpunkt und der Toolbar Button automatisch deaktiviert. Im Falle noch nicht gespeicherter Daten sind Menüpunkt und Toolbar Button aktiviert. Wird ATPDesigner beendet oder die Ansicht des Netzes geschlossen, so wird der Anwender mit einem Meldungsfenster gefragt, ob ggfs. noch nicht gespeicherte Änderungen gespeichert werden sollen.

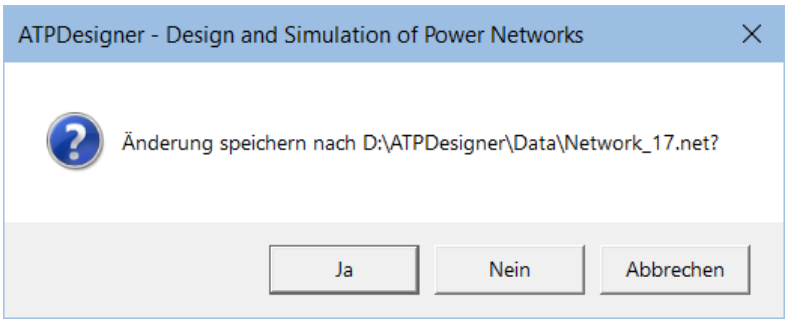


Abbildung 162: Abfrage zur Speicherung von Änderungen z.B. beim Beenden von ATPDesigner

1.28 Menüpunkt *Speichern unter ..*

ATPDesigner kann den Inhalt einer Ansicht in einer neuen Datei speichern, deren Name und Verzeichnis durch den Anwender mit einem Dialog ausgewählt werden kann. Die Speicherfunktion wird durch den vom Anwender ausgewählten Dateityp festgelegt und ist abhängig von dem Ansichtstyp.

Ansichtstyp	Bedeutung
Netz	Ansicht des topologischen Ersatzschaltbildes des Netzes
Diagramm	Ansicht eines Diagramms

1.28.1 Inhalt der Ansicht: Elektrisches Stromversorgungsnetz

Ist in der aktuellen Ansicht (Top Most View) das topologische Ersatzschaltbild eines Netzes dargestellt, so können die nachfolgen erläuterten Dateitypen mit den zugehörigen Speicherfunktionen ausgewählt werden.

Dateityp	Bedeutung
BNET	Die Daten des Netzes werden verschlüsselt gespeichert.
PNET	Die Daten des Netzes werden verschlüsselt und weitgehend pseudonymisiert gespeichert.
NET	Die Daten des Netzes werden unverschlüsselt gespeichert.
ZIP	Die Daten des Netzes werden als .NET-Datei komprimiert in einer .ZIP-Datei gespeichert (Hauptmenü **Datei**, Menüpunkt Projekt Speichern).
EMF	Das vollständige topologische Ersatzschaltbild des Netzes, d.h. auch die im aktuell sichtbaren Bildschirmbereich nicht sichtbaren Anteile wird als **Enhanced Meta File** (.EMF-Datei) zur weiteren Verarbeitung in Programmen zur Grafikverarbeitung oder zur Einbettung z.B. in Word-Dokumente gespeichert. Alternativ kann das vollständige topologische Ersatzschaltbild des Netzes mit z.B. **Strg + C** im EMF-Format in die Zwischenablage kopiert und mit anderen Programmen als **Bild (Erweiterte Metadatei)** weiterverarbeitet werden.

1.28.2 Inhalt der Ansicht: Diagramm

Ist in der aktuellen Ansicht (Top Most View) ein Diagramm z.B. als Ergebnis einer **Fahrplanberechnung** oder der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** dargestellt, so können die nachfolgen erläuterten Dateitypen mit den zugehörigen Speicherfunktionen ausgewählt werden.

Dateityp	Bedeutung
PNG	Das Diagramm wird komprimiert als **Portable Network Graphic** gespeichert.
JPEG	Das Diagramm wird komprimiert als **JPEG-Datei** gespeichert.
GIF	Das Diagramm wird komprimiert als **GIF-Datei** gespeichert.
BMP	Das Diagramm wird nicht komprimiert als **Bitmap** gespeichert.

1.29 Datenkonvertierung

ATPDesigner ermöglicht die Konvertierung von Messwerten, die in unterschiedlichem Datenformaten als Zeitreihe von Wirkleistung P und optional Blindleistung Q gespeichert sind, in das Format der **JSON-Prognosedatei** [Bd. 3]. Die zu konvertierende Zeitreihe muss in Anlehnung an die Standardlastprofile nach VDEW [23] als zeitlich aufsteigende Folge von 15min-Intervallen konstanter Leistung (Wirkleistung P, optional Blindleistung Q) definiert sein.

Die Datenkonvertierung unterstützt zwei Formate der .CSV-Datei, die beim Einlesen der Datei im Dialog Öffnen ausgewählt werden muss.

- **RLM Datenformat V1**
- **RLM Datenformat V2**

Die Datenkonvertierung kann aufgerufen werden. ohne dass ein Stromnetz in ATPDesigner erstellt oder eingelesen wurde.

- Hauptmenü **Tools**
- Menüpunkt **Datenkonvertierung**, **RLM-Daten nach JSON-Prognosedaten konvertieren**

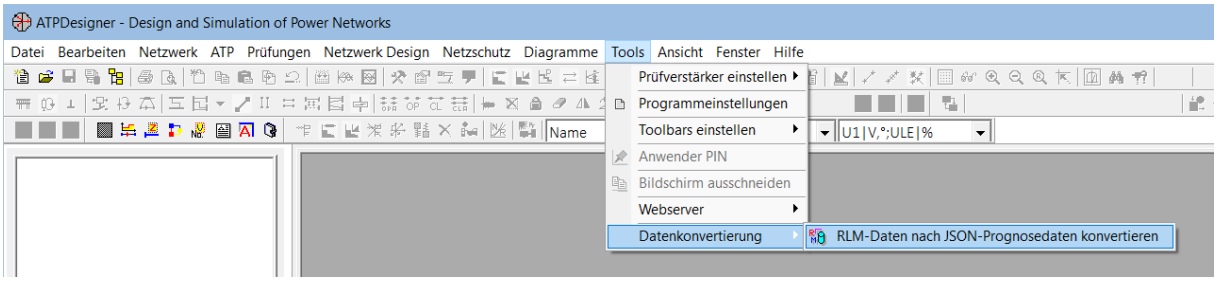


Abbildung 163: Datenkonvertierung von RLM-daten nach JSON-Prognosedatei

1.29.1 RLM Datenformat V1

1.29.1.1 Datenkonvertierung: RLM-Datenformat V1 nach JSON-Prognosedaten

Die Datenkonvertierung kann aufgerufen werden. ohne dass ein Stromnetz in ATPDesigner erstellt oder eingelesen wurde.

- Hauptmenü **Tools**
- Menüpunkt **Datenkonvertierung**, **RLM-Daten nach JSON-Prognosedaten konvertieren**

Das Eingangsdatenformat ist zeilenorientiert aufgebaut und wird als .CSV-Datei gespeichert. Die erste Zeile der .CSV-Datei ist als Kopfzeile (Header) definiert und beinhaltet die Bezeichner für jede Spalte.

Jede weitere Zeile ist eine Messwertzeile, die mit Datum und Uhrzeit beginnt und mit einer Serie von 1...N Messwerten fortgesetzt wird. Datum und Uhrzeit definieren das 15min-Intervall, die 15min-Intervall nach VDEW [23]. Jeder Messwert wird mit einer identischen Struktur beschrieben.

Nachfolgend ist ein Beispiel für die Kopfzeile (**grün**) und zwei Messwertzeilen (**blau** und **schwarz**), die je zwei Messwerte beinhalten, dargestellt.

```
Datum Uhrzeit;TIS;Name;Wert;Typ;Einheit;TIS;Name;Wert;Typ;Einheit;TIS;Name;Wert;Typ;Ein-
heit;TIS;Name;Wert;Typ;Einheit;
2022-01-01 00:15:00+01;309926;ORT:Uchtelfangen:ST:058:SA:110:SF:07:MSZ:T1:MW:P;-
45,67;Wert;MW;309922;ORT:Uchtelfangen:ST:058:SA:110:SF:06:MSZ:T1:MW:P;-45,73;Wert;MW;
2022-01-01 00:30:00+01;309926;ORT:Uchtelfangen:ST:058:SA:110:SF:07:MSZ:T1:MW:P;-
47,80;Wert;MW;309922;ORT:Uchtelfangen:ST:058:SA:110:SF:06:MSZ:T1:MW:P;-47,73;Wert;MW;
```

1. Die erste Zeile muss immer die Kopfzeile sein. Die Kopfzeile darf nur ein einziges Mal in der .CSV-Datei vorhanden sein.

2. Die Anzahl von Messwertzeilen in einer Datei ist nicht begrenzt. Die Messwertzeilen beginnen in der 2. Zeile der .CSV-Datei.

3. Die Spalten der .CSV-Datei sind durch ein Semikolon „;“ getrennt.

1.29.1.2 Struktur der Kopfzeile (Header)

Die Kopfzeile (Header) besteht aus den nachfolgenden Komponenten, die durch ein Semikolon getrennt sind.

- **Datum und Uhrzeit**
  Zu Beginn der Kopfzeile ist einmalig die Kennung „**Datum Uhrzeit**“ enthalten. Die Angabe definiert das zeitliche Ende des 15min-Intervalls nach VDEW [23].
- **1…N Messwerte**
  Für jeden Messwert in der Kopfzeile (Header) wird wiederholt die Kennung „**TIS;Name;Wert;Typ;Einheit;TIS;Name;Wert;Typ;Einheit**“ ausgegeben.

1.29.1.3 Struktur der Messwertzeile

Nachfolgend ist die Struktur der **Messwertzeile** definiert. Sie besteht analog zu der Kopfzeile (Header) aus der führenden Struktur **Datum Uhrzeit** gefolgt von 1...N Strukturen **Messwert**.

Struktur	Komponente	Bedeutung	Format
Messwert-zeile	**Datum Uhrzeit**	Zeitstempel des 15min-Intervalls nach VDEW [23] **Beispiel:** 2022-01-01 00:15:00+01 Die Komponenten Datum und Uhrzeit werden durch ein Leerzeichen getrennt.	**Datum Uhrzeit**
	Messwert	Serie von 1…N physikalischen Messwerten	**Messwert**

Struktur	Komponente	Bedeutung	Format
Datum Uhrzeit	**Datum**	Datum der Erfassung des Messwertes im Format **YYYY-MM-DD** ▪ **YYYY** = Jahr, 4-stellig	Text **string**

		▪ **MM** = Monat 01...12, 2-stellig mit führender Null ▪ **DD** = Tag 01...31, 2-stellig mit führender Null **Beispiel:** 2022-01-01	
	Uhrzeit	Uhrzeit der Erfassung des Messwertes nach VDEW [23] im Format **HH:MM:SS+DST** ▪ **HH** = Stunde, 2-stellig mit führender Null ▪ **MM** = Minuten, 2-stellig mit führender Null ▪ **SS** = Sekunden, 2-stellig mit führender Null Die Sekunden sind immer gleich „**00**“, da die Uhrzeit nach VDEW [23] immer das Ende eines 15min-Intervalls kennzeichnet. ▪ **DST** = Daylight Saving Time, 2-stellig ▪ **01** = Winterzeit ▪ **02** = Sommerzeit **Beispiel:** 00:15:00+01 oder 02:45:00+02	Text **string**

Nach VDEW [23] wird ein 15min-Intervall immer mit dem Zeitstempel des Endes eines 15min-Intervalls gekennzeichnet.

- Erstes 15min-Intervall eines Tages = 00:15:00
- Zweites 15min-Intervall eines Tages = 00:30:00
  …
- Letztes 15min-Intervall eines Tages = 00:00:00

Jeder Messwert einer Messwertzeile besteht aus den folgenden durch ein Semikolon getrennte Komponenten, die eine zusammengefasst eine Struktur bilden.

- Beispiel: **2022-01-01 00:15:00+01** = 01.01.2022, 00:15Uhr, Winterzeit
- Beispiel: **2025-06-05 03:45:00+02** = 05.06.2025, 03:45Uhr, Sommerzeit

Struktur	Komponente	Bedeutung	Format
Messwert	**TIS**	eineindeutige Nummer des physikalischen Messwertes	Ganze, positive Zahl **unsigned integer**
	Name	Kennzeichnung des Messwertes **Beispiel:** ORT:Uchtelfangen:ST:058:SA:110:SF:07:MSZ:T1:MW:P	**Name**
	Wert	Zahlwert des physikalischen Messwertes	Fließkommazahl **double**
	Typ	Bedeutung der Spalte **Wert**	Text **string**

		▪ Wert = die Spalte **Wert** beinhaltet einen Zahlwert	
	Einheit	Physikalische Einheit des Wertes in der Spalte **Wert**	Text **string**

Die Komponente **Name** besteht aus den nachfolgenden durch einen Doppelpunkt „:“ getrennten Komponenten, die eine zusammengefasst eine Struktur bilden.

- Beispiel: **ORT:Uchtelfangen:ST:058:SA:110:SF:07:MSZ:T1:MW:P**

Struktur	Komponente	Bedeutung	Format
Name	**ORT**	Name der Umspannanlage	Text **string**
	ST	Station	Ganze, positive Zahl **unsigned integer**
	SA	Nennspannung in kV	Fließkommazahl **double**
	SF	Schaltfeld	Ganze, positive Zahl **unsigned integer**
	MSZ	Messzweigstelle Die Messzweigstelle ist das Objekt im Leitsystem.	**MSZ**

Struktur	Komponente	Bedeutung	Format
MSZ	**MSZ:T1:MW:P**	Messzweigstelle ▪ Messzweigstelle T1 ▪ Einheit MW ▪ Wirkleistung P	Text **string**
	MSZ:T1:Mvar:Q	Messzweigstelle ▪ Messzweigstelle T1 ▪ Einheit Mvar ▪ Blindleistung Q	Text **string**

1.29.2 RLM Datenformat V2

Das Datenformat **RLM Datenformat V2** beinhaltet die gleichen Informationen wie das Datenformat **RLM Datenformat V1**, ist aber ein kompakteres, d.h. Speicherplatz sparendes Datenformat.

1.29.2.1 Datenkonvertierung: RLM-Datenformat V2 nach JSON-Prognosedaten

Die Datenkonvertierung kann aufgerufen werden. ohne dass ein Stromnetz in ATPDesigner erstellt oder eingelesen wurde.

- Hauptmenü **Tools**
- Menüpunkt **Datenkonvertierung**, **RLM-Daten nach JSON-Prognosedaten konvertieren**

Das Eingangsdatenformat ist zeilenorientiert aufgebaut und wird als .CSV-Datei gespeichert. Die erste Zeile der .CSV-Datei ist als Kopfzeile (Header) definiert und beinhaltet die Bezeichner für jede Spalte.

Jede weitere Zeile ist eine Messwertzeile, die mit Datum und Uhrzeit beginnt und mit einer Serie von 1...N Messwerten fortgesetzt wird. Datum und Uhrzeit definieren das 15min-Intervall , die 15min-Intervall nach VDEW [23]. Jeder Messwert wird mit einer identischen Struktur beschrieben.

Nachfolgend ist ein Beispiel für die Kopfzeile (**grün**) und zwei Messwertzeilen (**blau** und **schwarz**), die je zwei Messwerte beinhalten, dargestellt.

```
Datum Uhrzeit;TIS;Name;Wert;Typ;Einheit;TIS;Name;Wert;Typ;Einheit;TIS;Name;Wert;Typ;Ein-
heit;TIS;Name;Wert;Typ;Einheit;
2022-01-01 00:15:00+01;309926;ORT:Uchtelfangen:ST:058:SA:110:SF:07:MSZ:T1:MW:P;-
45,67;Wert;MW;309922;ORT:Uchtelfangen:ST:058:SA:110:SF:06:MSZ:T1:MW:P;-45,73;Wert;MW;
2022-01-01 00:30:00+01;309926;ORT:Uchtelfangen:ST:058:SA:110:SF:07:MSZ:T1:MW:P;-
47,80;Wert;MW;309922;ORT:Uchtelfangen:ST:058:SA:110:SF:06:MSZ:T1:MW:P;-47,73;Wert;MW;
```

4. Die erste Zeile muss immer die Kopfzeile sein. Die Kopfzeile darf nur ein einziges Mal in der .CSV-Datei vorhanden sein.

5. Die Anzahl von Messwertzeilen in einer Datei ist nicht begrenzt. Die Messwertzeilen beginnen in der 2. Zeile der .CSV-Datei.

6. Die Spalten der .CSV-Datei sind durch ein Semikolon „;“ getrennt.

1.29.2.2 Struktur der Kopfzeile (Header)

Die Kopfzeile (Header) besteht aus den nachfolgenden Komponenten, die durch ein Semikolon getrennt sind.

- **Datum und Uhrzeit**
  Zu Beginn der Kopfzeile ist einmalig die Kennung „**Datum Uhrzeit**“ enthalten. Die Angabe definiert das zeitliche Ende des 15min-Intervalls nach VDEW [23].
- **1…N Messwerte**
  Für jeden Messwert in der Kopfzeile (Header) wird wiederholt die Kennung „**TIS;Name;Wert;Typ;Einheit;TIS;Name;Wert;Typ;Einheit**“ ausgegeben.

1.29.2.3 Struktur der Messwertzeile

Nachfolgend ist die Struktur der **Messwertzeile** definiert. Sie besteht analog zu der Kopfzeile (Header) aus der führenden Struktur **Datum Uhrzeit** gefolgt von 1...N Strukturen **Messwert**.

Struktur	Komponente	Bedeutung	Format
Messwert-zeile	**Datum Uhrzeit**	Zeitstempel des 15min-Intervalls nach VDEW [23] **Beispiel:** 2022-01-01 00:15:00+01 Die Komponenten Datum und Uhrzeit werden durch ein Leerzeichen getrennt.	**Datum Uhrzeit**
	Messwert	Serie von 1…N physikalischen Messwerten	**Messwert**

Struktur	Komponente	Bedeutung	Format

Datum Uhrzeit	**Datum**	Datum der Erfassung des Messwertes im Format **YYYY-MM-DD** ▪ **YYYY** = Jahr, 4-stellig ▪ **MM** = Monat 01...12, 2-stellig mit führender Null ▪ **DD** = Tag 01...31, 2-stellig mit führender Null **Beispiel:** 2022-01-01	Text **string**
	Uhrzeit	Uhrzeit der Erfassung des Messwertes nach VDEW [23] im Format **HH:MM:SS+DST** ▪ **HH** = Stunde, 2-stellig mit führender Null ▪ **MM** = Minuten, 2-stellig mit führender Null ▪ **SS** = Sekunden, 2-stellig mit führender Null Die Sekunden sind immer gleich „**00**“, da die Uhrzeit nach VDEW [23] immer das Ende eines 15min-Intervalls kennzeichnet. ▪ **DST** = Daylight Saving Time, 2-stellig ▪ **01** = Winterzeit ▪ **02** = Sommerzeit **Beispiel:** 00:15:00+01 oder 02:45:00+02	Text **string**

Nach VDEW [23] wird ein 15min-Intervall immer mit dem Zeitstempel des Endes eines 15min-Intervalls gekennzeichnet.

- Erstes 15min-Intervall eines Tages = 00:15:00
- Zweites 15min-Intervall eines Tages = 00:30:00
  …
- Letztes 15min-Intervall eines Tages = 00:00:00

Jeder Messwert einer Messwertzeile besteht aus den folgenden durch ein Semikolon getrennte Komponenten, die eine zusammengefasst eine Struktur bilden.

- Beispiel: **2022-01-01 00:15:00+01** = 01.01.2022, 00:15Uhr, Winterzeit
- Beispiel: **2025-06-05 03:45:00+02** = 05.06.2025, 03:45Uhr, Sommerzeit

Struktur	Komponente	Bedeutung	Format
Messwert	**TIS**	eineindeutige Nummer des physikalischen Messwertes	Ganze, positive Zahl **unsigned integer**
	Name	Kennzeichnung des Messwertes	**Name**

		Beispiel: ORT:Uchtelfangen:ST:058:SA:110:SF:07:MSZ:T1:MW:P	
	Wert	Zahlwert des physikalischen Messwertes	Fließkommazahl **double**
	Typ	Bedeutung der Spalte **Wert** ▪ Wert = die Spalte **Wert** beinhaltet einen Zahlwert	Text **string**
	Einheit	Physikalische Einheit des Wertes in der Spalte **Wert**	Text **string**

Die Komponente **Name** besteht aus den nachfolgenden durch einen Doppelpunkt „:“ getrennten Komponenten, die eine zusammengefasst eine Struktur bilden.

- Beispiel: **ORT:Uchtelfangen:ST:058:SA:110:SF:07:MSZ:T1:MW:P**

Struktur	Komponente	Bedeutung	Format
Name	**ORT**	Name der Umspannanlage	Text **string**
	ST	Station	Ganze, positive Zahl **unsigned integer**
	SA	Nennspannung in kV	Fließkommazahl **double**
	SF	Schaltfeld	Ganze, positive Zahl **unsigned integer**
	MSZ	Messzweigstelle Die Messzweigstelle ist das Objekt im Leitsystem.	**MSZ**

Struktur	Komponente	Bedeutung	Format
MSZ	**MSZ:T1:MW:P**	Messzweigstelle ▪ Messzweigstelle T1 ▪ Einheit MW ▪ Wirkleistung P	Text **string**
	MSZ:T1:Mvar:Q	Messzweigstelle ▪ Messzweigstelle T1 ▪ Einheit Mvar ▪ Blindleistung Q	Text **string**

2 Ein Stromversorgungsnetz erstellen

Im Folgenden soll beispielhaft erläutert werden, wie ein Stromversorgungsnetz bestehend aus einer **Netzeinspeisung**, einem **2-Wicklungs-Transformator**, zwei **Mess/Schutzgeräte** für Spannungs- und Strommessung und einer **Verbraucherlast** erstellt werden kann. Die Einstelldialoge und die Einstellwerte der Netzwerkelemente sind in [Bd. 2] detailliert erläutert.

⇨ ATPDesigner bietet hier zwei Vorgehensweisen zum Aufbauen eines Stromnetzes ausgehend von einem leeren Zeichenbereich, es wird aber empfohlen das Stromnetz durch Drag&Drop der Netzwerkelemente aus der Baumstruktur der Registerkarte Netzwerk der Projektinformationen aufzubauen.

- Den Mauszeiger „über" den Namen des Netzwerkelementes in der Baumstruktur der Registerkarte Netzwerk positionieren.
- Die linke Maustaste drücken und gedrückt halten.
- Den Mauszeiger zu der gewünschten Position im Zeichenbereich bewegen.
- Den linken Mauszeiger loslassen, um das Netzwerkelement an der Position einzufügen.

2.1 Erstellen eines neuen Zeichenbereiches für ein Stromversorgungsnetz

Um ein Stromversorgungsnetz mit dem Netzberechnungssystem ATPDesigner berechnen zu können, muss zunächst ein neuer leerer Zeichenbereich erzeugt werden:

1. Das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner starten.

2. Erzeugen eines neuen Zeichenbereiches mit dem Menüpunkt Neu im Hauptmenü Datei oder durch einen **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Button in der oberen Toolbar oder mit **Strg + N**.

Mit Hilfe von Drag&Drop können jetzt Netzwerkelemente hinzugefügt, verbunden, bearbeitet und eingestellt werden.

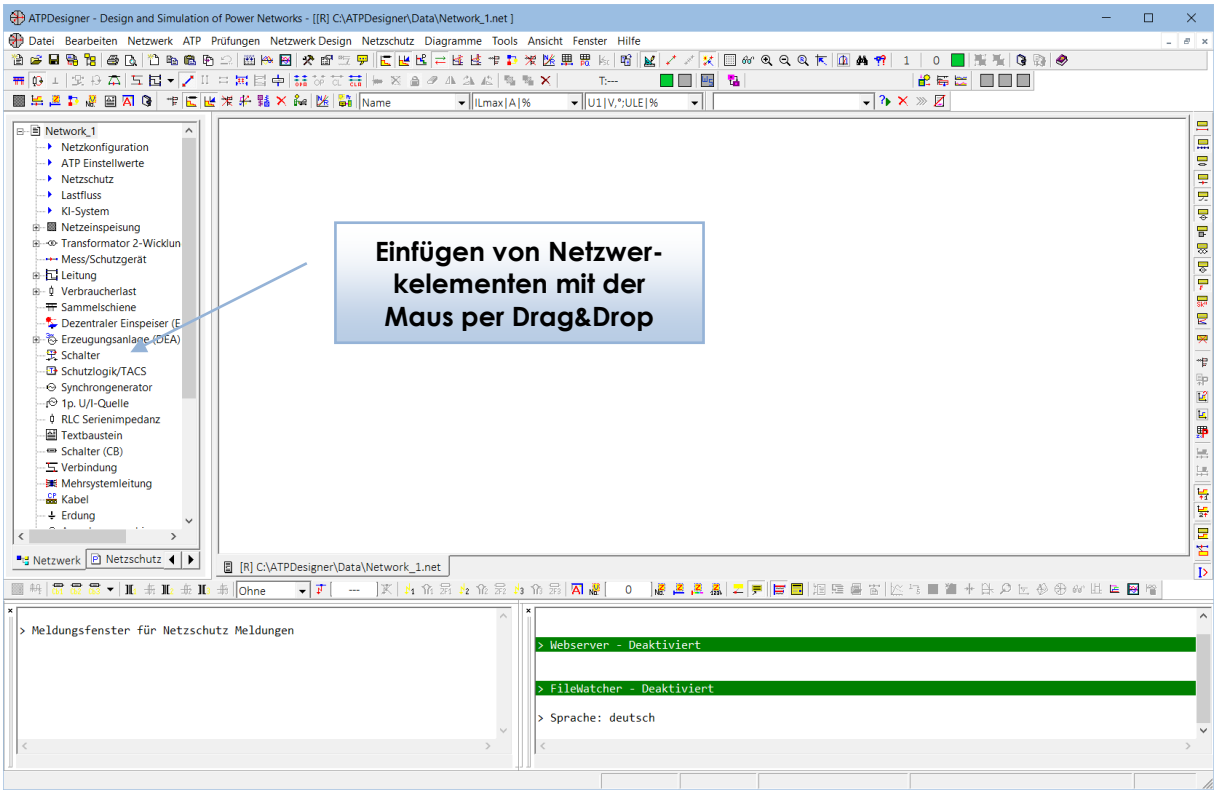


Abbildung 164: Leere Zeichenfläche für ein neues Stromversorgungsnetz

2.2 Löschen aller Netzwerkelemente einer Zeichenfläche

Die Netzwerkelemente, die in der Zeichenfläche angezeigt werden, können in einem Schritt nach einer Sicherheitsabfrage vollständig gelöscht werden.

- Toolbar-Button
- Hauptmenü Bearbeiten
- Menüpunkt **Alles löschen**

2.3 Ein-/Ausschalten des Punkterasters in der Zeichenfläche

Das Zeichenraster soll eine Orientierungshilfe beim Ausrichten von Netzwerkelementen geben und kann mit dem Toolbar-Button ein- bzw. ausgeschaltet werden. Bei größeren Netzen sollte nach Möglichkeit auf das Punkteraster verzichtet werden, da die Bearbeitungsperformance bei ausgeschaltetem Punkteraster deutlich ansteigt.

- Hauptmenü **Ansicht**
- Menüpunkt **Netzwerkraster**

2.4 Erstellen eines neuen Netzes in einer leeren Zeichenfläche

Nachdem eine leere Zeichenfläche erstellt wurde, kann ein neues Stromnetz erstellt werden. Mit Hilfe der Menüpunkte im Hauptmenü Netzwerk Design oder der **Toolbar-Buttons** in der oberen Toolbar oder per Drag&Drop mit den grafischen Symbolen in der Baumstruktur in der Registerkarte Netzwerk können jetzt neue Netzwerkelemente hinzugefügt werden. Im nächsten Schritt wird der Aufbau eines Stromversorgungsnetzes beginnend mit einer **Netzeinspeisung** erläutert.

Beim Einfügen von Netzwerkelementen sollte beachtet werden, dass es Netzwerkelemente mit einem festen grafischen Symbol und Netzwerkelemente mit einem flexiblen grafischen Symbol in der Netzgrafik gibt. Gerade die Netzwerkelemente mit einem flexiblen grafischen Symbol wie z.B. Leitungen bieten einen großen Gestaltungsspielraum beim Aufbau der Netzgrafik, z.B. auch um geografische Eigenschaften wie Straßenzüge nachzubilden.

2.4.1 Einfügen neuer Netzwerkelemente mit *Drag&Drop*

Das Einfügen eines neuen Netzwerkelementes aus der Baumstruktur in der Registerkarte **Netzwerk** kann durch **Drag&Drop** erfolgen:

1. Mit einem **Left Mouse Button Click** wird der Typbezeichner z.B. **Mess/Schutzgerät** des einzufügenden Netzwerkelementes markiert.

2. Mit gedrückter linker Maustaste wird das neue Netzwerkelement auf die Designfläche gezogen.

3. Mit dem Loslassen der linken Maustaste wird das neue Netzwerkelement an der Position des Mauszeigers positioniert und in das elektrische Netz eingefügt.

4. Befindet sich an der Cursorposition beim **Left Mouse Button Up** ein nicht verbundener Knoten eines Netzwerkelementes, so wird das per **Drag&Drop** eingefügte Netzwerkelement mit diesem Knoten verbunden.

⇨ Es wird empfohlen für die Netzwerkelemente **Netzeinspeisung** mit dem Netzwerkelement **Network 1** zu beginnen, da in diesem Netzwerkelement die **Netznennfrequenz f_n** eingestellt werden kann.

Nach dem Einfügen eines neuen Netzwerkelementes mit Hilfe eines Toolbar-Buttons wird der zugehörige Einstelldialog nicht automatisch geöffnet, sondern muss durch einen **Left Mouse Button Double Click** manuell geöffnet werden.

2.4.2 Einfügen neuer Netzwerkelemente mit *Toolbar-Buttons*

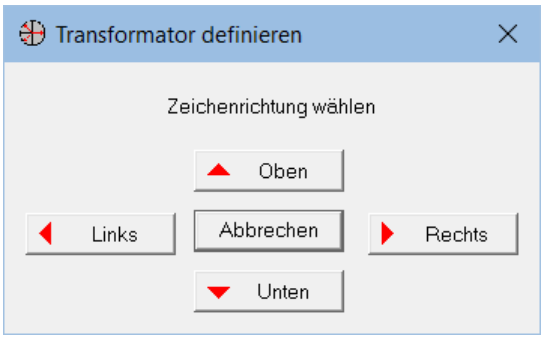
Das Einfügen eines neuen Netzwerkelementes mit Hilfe der Buttons in der Toolbar **Netzwerk Einfügen** erfolgt in mehreren Schritten. Es muss beachtet werden, dass diese Toolbar in der Grundeinstellung deaktiviert ist.

- Hauptmenü **Ansicht**
- Menüpunkt **Netzwerk Einfügen Toolbar**

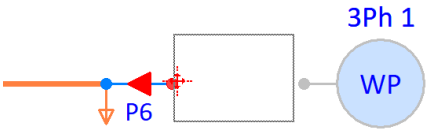
Abbildung 165: Toolbar-Buttons zum Einfügen von neuen Netzwerkelementen

- Toolbar-Button des einzufügenden Netzwerkelementes mit einem **Left Mouse Button Click** einschalten

- Eine Zeichenrichtung mit den **roten Pfeiltasten** auswählen.



- Den danach angezeigten **gestrichelten Markierungsrahmen** an die gewünschte Position verschieben, ggfs. den roten Zielcursor über einen nicht verbundenen Knoten eines anderen Netzwerkelementes positionieren.



- Das Netzwerkelement wird durch einen **Left Mouse Button Click** an der gewünschten Position abgelegt und ggfs. automatisch mit einem nicht verbundenen Knoten eines anderen Netzwerkelementes verbunden.

Nach dem Einfügen eines neuen Netzwerkelementes mit Hilfe eines Toolbar-Buttons wird der zugehörige Einstelldialog automatisch geöffnet.

2.4.3 Einfügen neuer Netzwerkelemente mit dem Hauptmenü *Netzwerk Design*

Alternativ zu den Toolbar-Buttons kann auch einer der Menüpunkt **… einfügen** im Hauptmenü Netzwerk Design zum Einfügen eines neuen Netzwerkelementes verwendet werden.

2.4.4 Einfügen spezieller Netzwerkelemente

Unter dem Begriff *spezielle Netzwerkelemente* werden nur wenige Netzwerkelemente der Netzwerkelementtypen **Netzeinspeisung**, **Leitung** und **Schalter (CB)** zusammengefasst, die besondere Eigenschaften aufweisen.

Netzwerkelement	Erläuterung
Netzeinspeisung 1	Einstellung der Netznennfrequenz f_n
Leitung 1…3	Komplexes Modell eines integrierten Fehlerortes
Schalter Cb1…5	Komplexes Modell eines integrierten Fehlerortes mit Strom- und Spannungswandler, das für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge und die Ankopplung an das Sekundärprüfgerät Omicron CMCxxx verwendet wird

2.4.4.1 Einfügen einer Sammelschiene

Wird eine neue **Sammelschiene** eingefügt, so wird die neue Sammelschiene immer in der Mitte der sichtbaren Zeichenfläche positioniert. In diesem Bereich der Zeichenfläche sollte daher kein anderes Netzwerkelement positioniert sein, um ein unbeabsichtigtes Verbinden mit einem anderen Netzwerkelement zu vermeiden.

2.4.4.2 Einfügen einer der Leitungen *Line 1..3*

Wird eine der Leitungen **Line 1..3** eingefügt, so wird die neue Leitung immer in der Mitte der sichtbaren Zeichenfläche positioniert. In diesem Bereich der Zeichenfläche sollte daher kein anderes Netzwerkelement positioniert sein, um ein unbeabsichtigtes Verbinden mit einem anderen Netzwerkelement zu vermeiden.

Die Leitungen **Line 1..3** werden nicht durch den Toolbar-Button sondern durch einen **Left Mouse Button Click** auf den Pfeil rechts daneben eingefügt. Dadurch öffnet sich das in der nachfolgenden Abbildung dargestellte Menü. Hier kann eine der Leitungen **Line 1..3** durch einen **Left Mouse Button Click** ausgewählt und automatisch in der Mitte der sichtbaren Zeichenfläche positioniert werden.

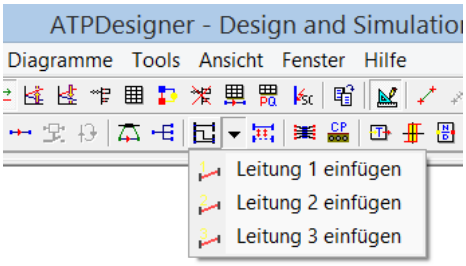


Abbildung 166: Einfügen der Leitungen *Line 1..3*

⇨ Die Netzwerkelemente **Line 1..3** können nicht mit **Drag&Drop** in die Zeichenfläche eingefügt werden.

Alternativ können die Leitungen auch im Hauptmenü Netzwerk Design über die Menüpunkte **Netzwerkelemente aktivieren** und **Leitung** mit einem **Left Mouse Button Click** eingefügt werden.

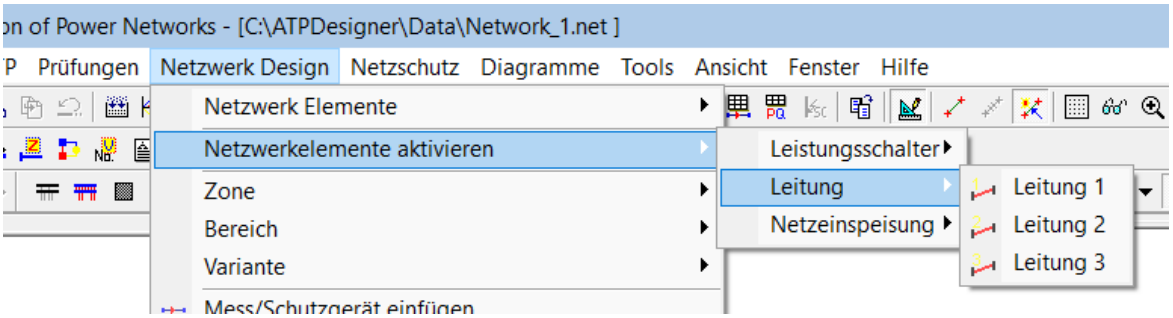
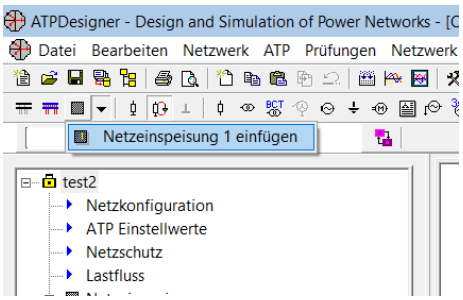


Abbildung 167: Einfügen der Leitungen *Leitung 1...3* im Hauptmenü *Netzwerk Design*

2.4.4.3 Einfügen der Netzeinspeisung 1

Die **Netzeinspeisung 1** hat wegen der Möglichkeit zur Einstellung der **Netznennfrequenz f_n** eine herausragende Bedeutung und wird wie folgt erläutert in die Zeichenfläche eingefügt.



- **Left Mouse Button Click** auf den Pfeil neben dem Button in der oberen Toolbar
- Menüpunkt **Netzeinspeisung 1 einfügen** auswählen

oder

- Hauptmenü Netzwerk Design öffnen
- Den Menüpunkt **Netzeinspeisung 1** wie nachfolgend angezeigt in den Untermenüs mit einem **Left Mouse Button Click** auswählen.

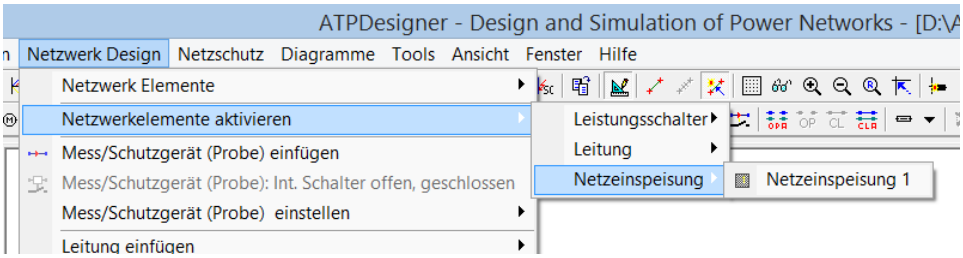


Abbildung 168: Einfügen von *Netzeinspeisung 1* im Hauptmenü *Netzwerk Design*

Wird die **Netzeinspeisung 1** eingefügt, so wird diese immer in der Mitte der sichtbaren Zeichenfläche positioniert. In diesem Bereich der Zeichenfläche sollte daher kein anderes Netzwerkelement positioniert sein, um ein unbeabsichtigtes Verbinden mit einem anderen Netzwerkelement zu vermeiden.

2.4.4.4 Einfügen der Schalter (CB) Cb1...5

Die Netzwerkelemente Schalter (CB) Cb1…5 können mit dem Menüpunkt **Netzwerkelement aktivieren** im Hauptmenü Netzwerk Design oder durch den Toolbar-Button eingefügt werden. Durch einen **Left Mouse Button Click** auf das Pfeilsymbol des

Toolbar-Buttons wird ein Menü geöffnet, das das Einfügen eines Schalters durch einen weiteren **Left Mouse Button Click** ermöglicht.

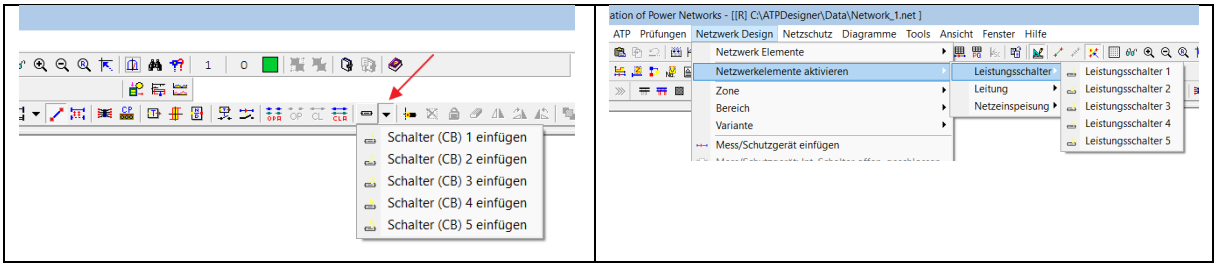


Abbildung 169: Einfügen der *Schalter (CB) Cb1..5*

2.4.4.5 Einfügen der Netzeinspeisung durch *Drag&Drop*

Das Netzwerkelement **Netzeinspeisung 1** kann auch mit Drag&Drop in die Zeichenfläche eingefügt werden. Dazu wird der Mauszeiger „über" dem Punkt **Netzeinspeisung** in der Baumstruktur mit gedrückter linker Maustaste positioniert, die linke Maustaste gedrückt gehalten und das Netzwerkelement in die Zeichenfläche gezogen. Nach dem Loslassen der linken Maustaste wird die **Netzeinspeisung 1** an der Mausposition eingefügt.

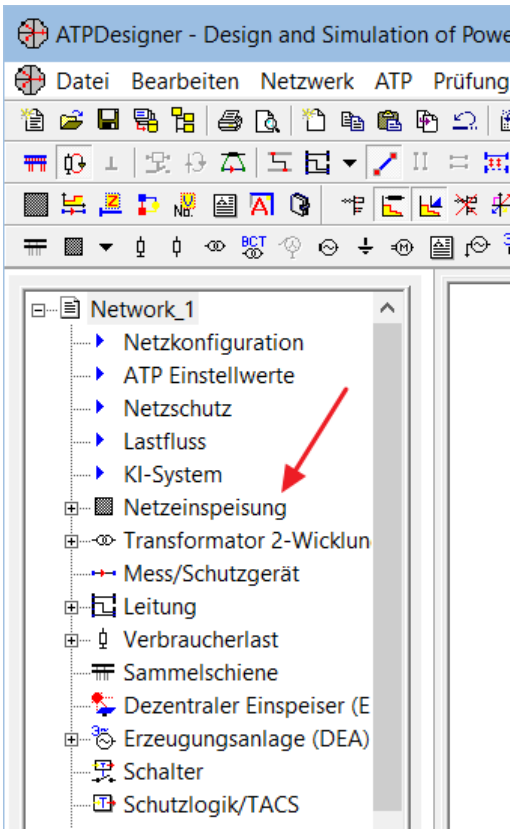


Abbildung 170: Einfügen der *Netzeinspeisung 1* mit *Drag&Drop*

2.4.5 Erstellen des neuen Stromversorgungsnetzes

Das Netzwerkelement **Netzeinspeisung 1** wird wie erläutert eingefügt und in der Mitte des Zeichenbereiches positioniert. Es erscheint kein Einstelldialog zur Auswahl der Zeichenrichtung. Das Netzwerkelement kann markiert und verschoben oder gedreht werden. Die nachfolgende Datei zeigt das Ergebnis.

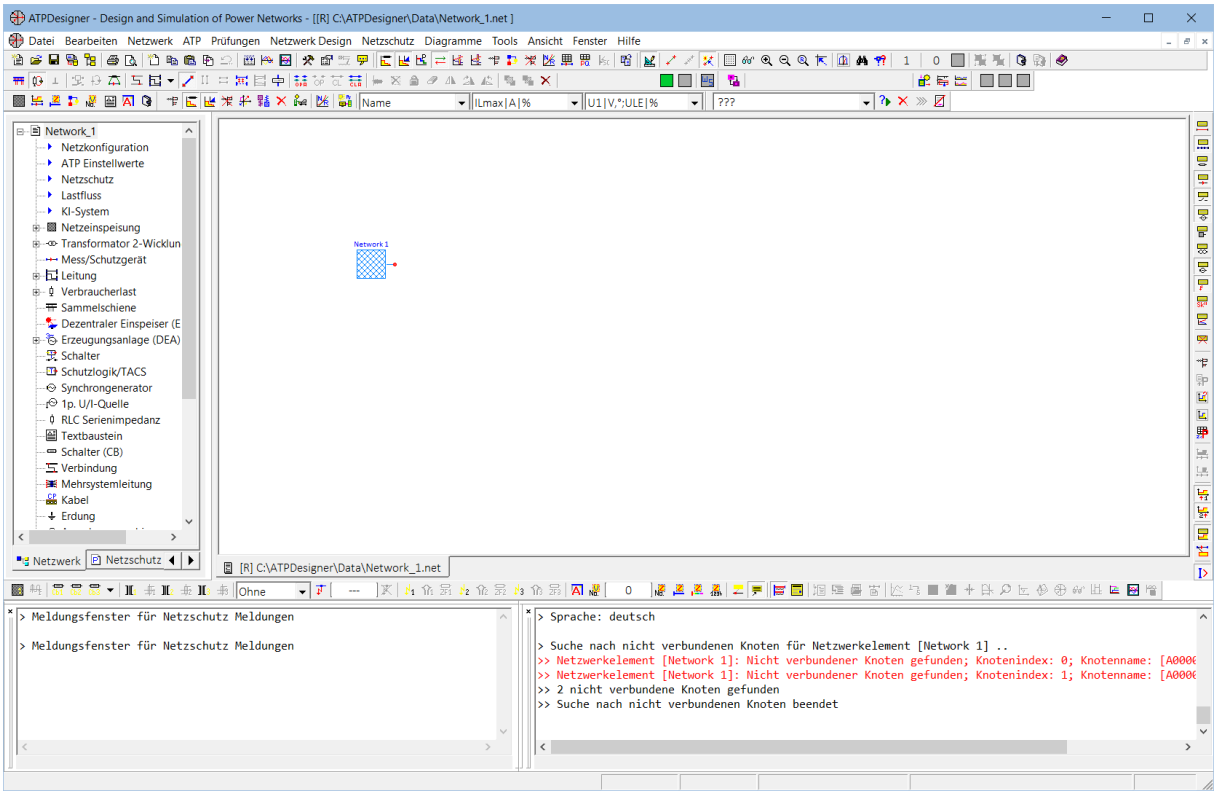
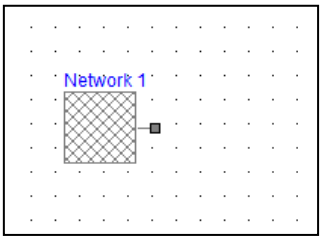
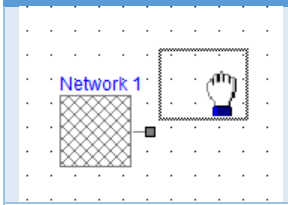
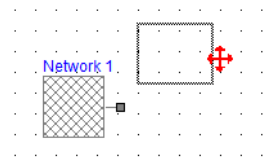


Abbildung 171: Nach dem Einfügen von *Netzeinspeisung 1*

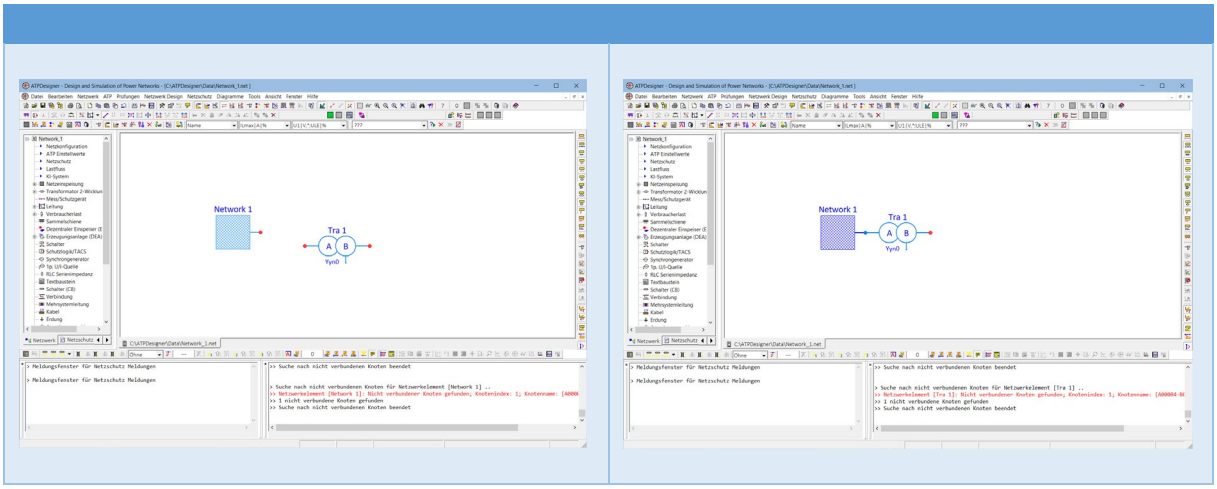
Um ein Netzwerkelement zu verschieben, muss es zuerst markiert, d.h. mit einem **Left Mouse Button Click** ausgewählt werden. Das markierte Netzwerkelement wird dann in grauer Farbe gezeichnet. Das Netzwerkelement kann jetzt verschoben werden.



	Den Mauszeiger über dem Netzwerkelement positionieren, die linke Maustaste drücken und gedrückt halten und das Netzwerkelement verschieben, die Maustaste loslassen, um den Vorgang zu beenden.
	Den Mauszeiger über dem Netzknoten positionieren, die linke Maustaste drücken und gedrückt halten und das Netzwerkelement verschieben, die Maustaste loslassen, um den Vorgang zu beenden.

Die zweite Vorgehensweise eignet sich besonders, wenn Netzwerkelemente an zwei Netzknoten verbunden werden sollen. ATPDesigner ermittelt automatisch den Mittelpunkt der beiden dann grafisch übereinanderliegenden Netzknoten und verbindet beide Netzknoten sowohl grafisch wie auch elektrisch, wenn beide Netzknoten bisher nicht verbunden sind.

Im nächsten Schritt wird ein Transformator **2-Wicklungs-Transformator** per **Drag&Drop** in einem freien Bereich der Zeichenfläche eingefügt. Dann wird der Transformator mit einem **Left Mouse Button Click** markiert und am linken Knoten mit gedrückter linker Maustaste zum Knoten der Netzeinspeisung verschoben, bis beide Knoten deckungsgleich übereinander liegen. Nach dem Loslassen der linken Maustaste werden beide Netzwerkelemente an den Knoten grafisch und elektrisch verbunden.

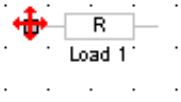


Mit der gleichen Vorgehensweise werden jetzt Schritt für Schritt die benötigten Netzwerkelemente eingefügt und mit den vorhandenen Netzwerkelementen verbunden. ATPDesigner stellt mit der grafischen Verbindung automatisch auch die elektrische Verbindung her. Folgende Netzwerkelemente werden für das Stromnetz im vorliegenden Beispiel benötigt (empfohlene Reihenfolge):

- **Netzeinspeisung**
- **Mess/Schutzgerät**
- **Sammelschiene**
- **Transformator 2-Wicklung**
- **Verbraucherlast**

Ein neu eingefügtes Netzwerkelement kann wie folgt verschoben werden:

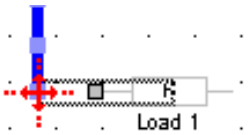
- Netzwerkelement mit **Left Mouse Button Click** markieren.
- Mauscursor „über“ einem der Knotenpunkte positionieren. Der Mauscursor wird als rotes Kreuz dargestellt, wenn ein nicht verbundener Knotenpunkt eines anderen Netzwerkelementes gefunden wurde.



- Knotenpunkt anwählen durch permanentes Drücken des **Left Mouse Button**.

- Netzwerkelement bei gedrücktem **Left Mouse Button** an die gewünschte Position verschieben.

- **Left Mouse Button** "loslassen".



Falls an der Zielposition sich der Mauszeiger „über" einem anderen, nicht verbundenen Knotenpunkt befindet, so wird dies mit einem vergrößerten roten Kreuz dargestellt.

- Hauptmenü **Netzwerk Design**
- Menüpunkt **Einstellwerte Verbraucherlast**, **Verbraucherlast Symbol ändern**

Mit dem Schalter kann die grafische Darstellung des Netzwerkelementes **Verbraucherlast** zwischen dem Widerstandssymbol und dem Pfeilsymbol umgeschaltet werden. Es muss beachtet werden, dass die Umstellung des grafischen Symbols für alle Netzwerkelemente gleichzeitig erfolgt.

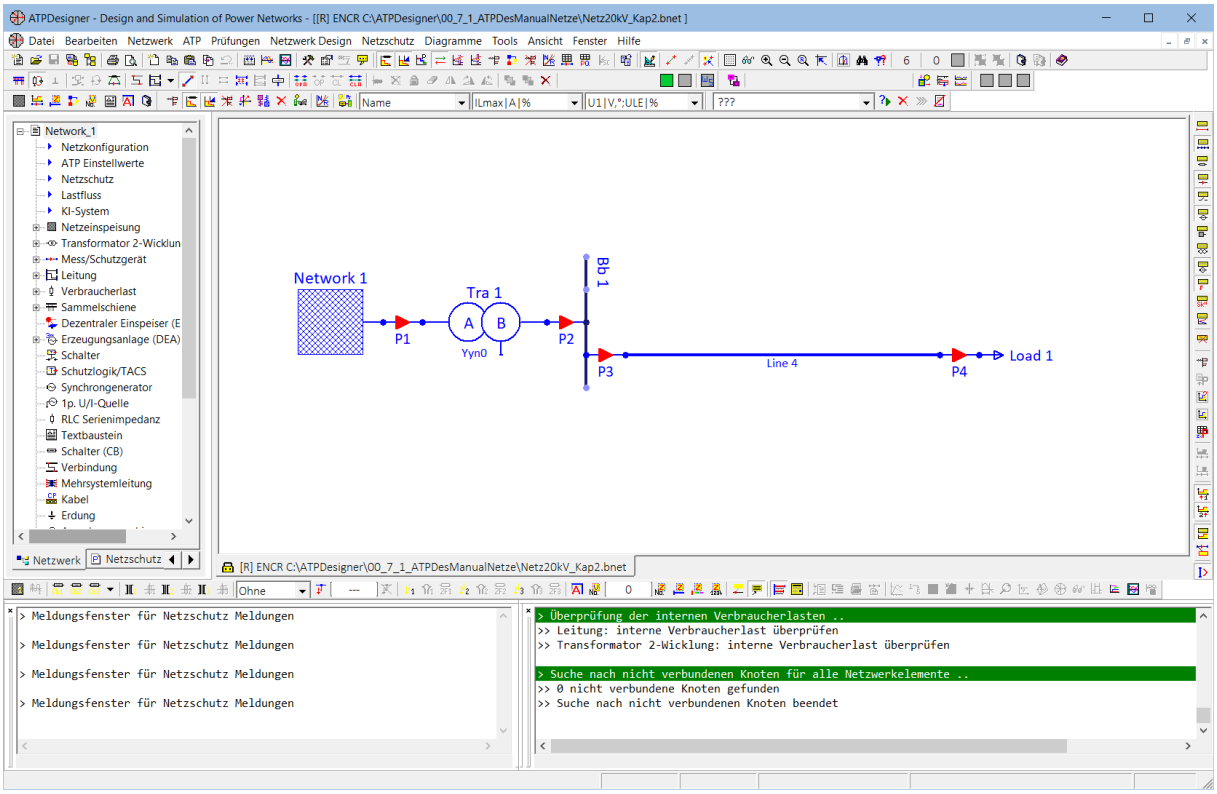


Abbildung 172: Ein einfaches 20kV-Stromverteilnetz

2.4.6 Netzwerkelemente mit fester Form in der Netzgrafik

Die meisten Netzwerkelemente werden in der Netzgrafik des Stromnetzes durch ein grafisches Symbol dargestellt, das in seiner Form nicht verändert werden kann. So ist aber z.B. eine Drehung in 90° Schritten oder ein Zoomen grundsätzlich möglich.

⇨ Es muss darauf geachtet werden, dass vor dem Drehen das Netzwerkelement an keinem seiner Verbindungsknoten mit einem anderen Netzwerkelement verbunden ist.

Zum Drehen eines nicht verbundenen Netzwerkelementes können die Buchstaben **l** für nach links rotieren und **r** für nach rechts rotieren oder die Toolbar-Buttons verwendet werden. Die Toolbar-Buttons werden aktiviert, wenn ein Netzwerkelement mit einem **Left Mouse Button Click** ausgewählt wurde.

- Hauptmenü **Netzwerk Design**
- Menüpunkt **Netzwerk Elemente**, **Drehen um 90° vorwärts**, **Drehen um 90° rückwärts**

2.4.7 Netzwerkelemente mit flexibler Form in der Netzgrafik

Einige Netzwerkelemente wie **Leitungen**, **Verbindungen**, **Mehrsystemleitungen** und **Kabel** können sowohl mit fester als auch mit flexibler Form eingefügt und dargestellt werden. In der Option als Netzwerkelement mit flexibler Form können Netzgrafiken mit großem Gestaltungsspielraum erstellt werden, insbesondere bei der Ausgestaltung von Leitungszügen. So können z.B. auch geografische Eigenschaften wie Straßenzüge berücksichtigt werden.

Die grafische Form kann vor dem Einfügen zwischen der **„S"-Form** und der **Diagonalform** mit dem Toolbar-Button umgeschaltet werden. Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft beide grafischen Symbol für das Netzwerkelement **Leitung**.

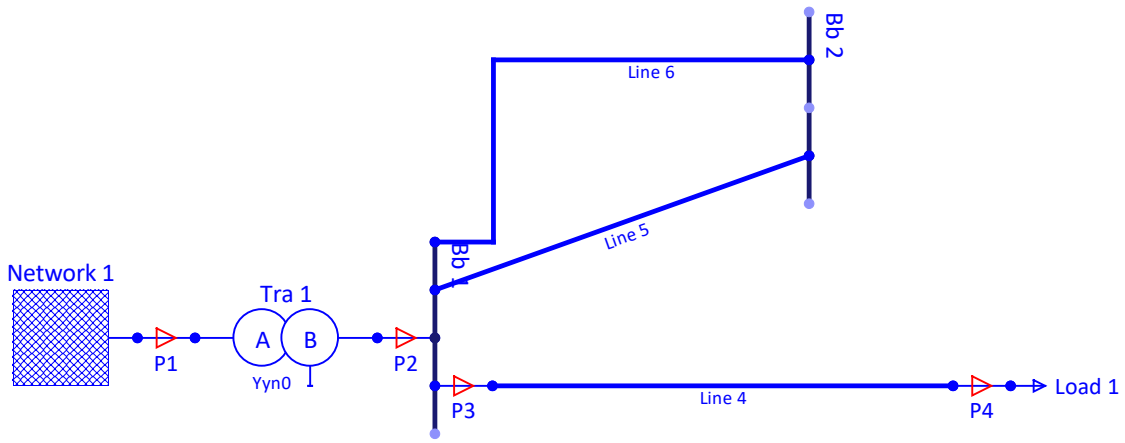


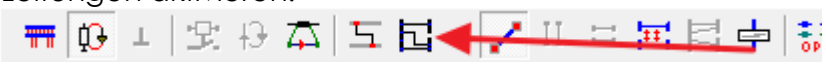
Abbildung 173: Netzwerkelement *Leitung* in „S"-Form und Diagonalform

2.4.7.1 Netzwerkelement *Leitung* im Zeichenmodus einfügen

Um eine **Leitung** einzufügen kann außer mit Drag&Drop wie folgt vorgegangen werden.

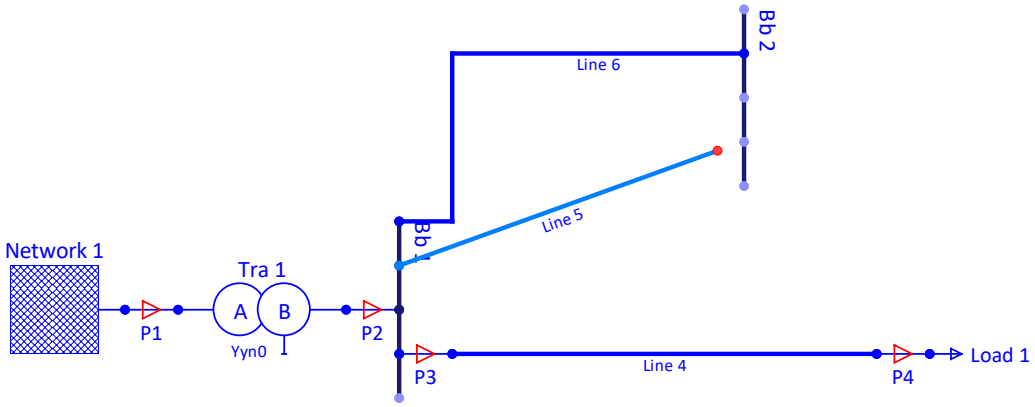
1. Mit dem Schalter die Diagonalform oder die „S"-Form auswählen

2. Mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Schalter den Zeichenmodus für Leitungen aktivieren.



3. Mit einem **Left Mouse Button Click** einen beliebigen Startpunkt in der Zeichenfläche auch z.B. einen nicht verbundener Knoten eines anderen Netzwerkelementes anklicken, die linke Maustaste gedrückt halten und einen beliebigen anderen Endpunkt in der Zeichenfläche auch z.B. einen nicht verbundener Knoten eines anderen Netzwerkelementes auswählen und die linke Maustaste loslassen.

4. Überprüfen, ob ggfs. nicht verbundene Knoten, die in der Netzgrafik **rot** gezeichnet werden, vorhanden sind. Ein Netzwerkelement, das mindestens einen nicht verbundenen Knoten besitzt, wird in **hellblau** gezeichnet. Ausnahme sind die hier die Netzwerkelemente **Sammelschiene**.

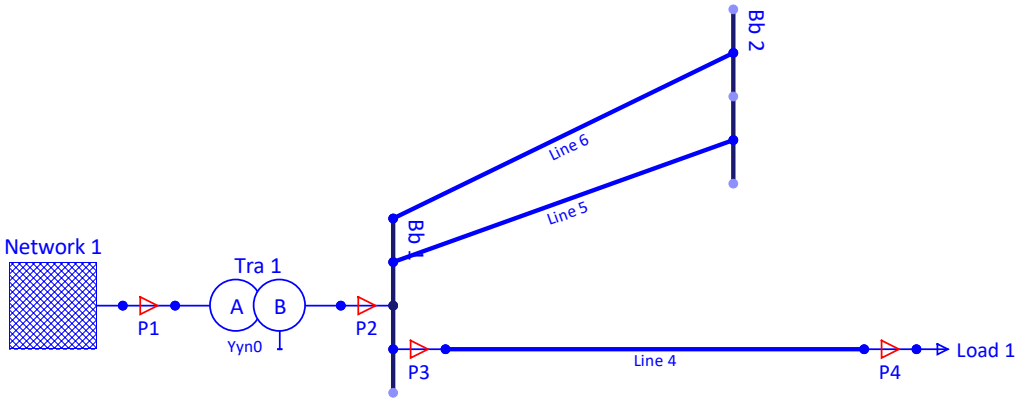


Die hier beschriebene Vorgehensweise kann auch für das Netzwerkelement **Verbindung** verwendet werden.

2.4.7.2 Umschalten zwischen der „S"-Form und der Diagonalform

Für flexible Netzwerkelemente **Leitung** oder **Verbindung** kann zwischen der „S"-Form und der Diagonalform umgeschaltet werden.

1. Mit einem **Left Mouse Button Click** das Netzwerkelement markieren
2. Mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Schalter die Form umschalten. Das Netzwerkelement kann mit anderen Netzwerkelementen weiterhin verbunden blieben.



2.4.7.3 Umschalten zwischen fester und veränderlicher Form

Mit Hilfe des Schalters kann die Form eines Netzwerkelementes mit flexibler Form fixiert werden.

1. Mit einem **Left Mouse Button Click** das Netzwerkelement markieren
2. Mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Schalter die Form umschalten. Das Netzwerkelement kann mit anderen Netzwerkelementen weiterhin verbunden blieben.

- Hauptmenü **Netzwerk Design**
- Menüpunkt **Netzwerk Elemente**, **Sperren**

2.5 Erstellen eines Projektes

Nach der Erstellung eines Stromnetzes kann es sinnvoll sein, ein **Projekt** zu erstellen. Dies dient in verschiedenen Anwendungen den Anwendungen selbst sowie der Datenhaltung innerhalb des Projektes. Die Erstellung eines Projektes erfolgt derzeit manuell wie nachfolgend dargestellt.

2.5.1 Aufbau des Projektverzeichnis

In einem ersten Schritt wird ein **Projektverzeichnis** vom Anwender erstellt. In der nachfolgenden Abbildung ist die Struktur des Projektverzeichnisses tabellarisch dargestellt. Es wird empfohlen ein Verzeichnisname zu wählen, der einen inhaltlichen Bezug zu dem Projekt hat.

Projektverzeichnis	Unterverzeichnisse im Projektverzeichnis
Stromnetz (.NET-Datei)	**Forecast**
	LoadProfiles
	PVProfiles
	Monitoring
	MonitoringMeasurement
	Results
	ResultsCSV
	ResultsEMF
	ResultsMeasurement
	ResultsMeasurementCSV
	ResultsMeasurementEMF
	ResultsWebserver

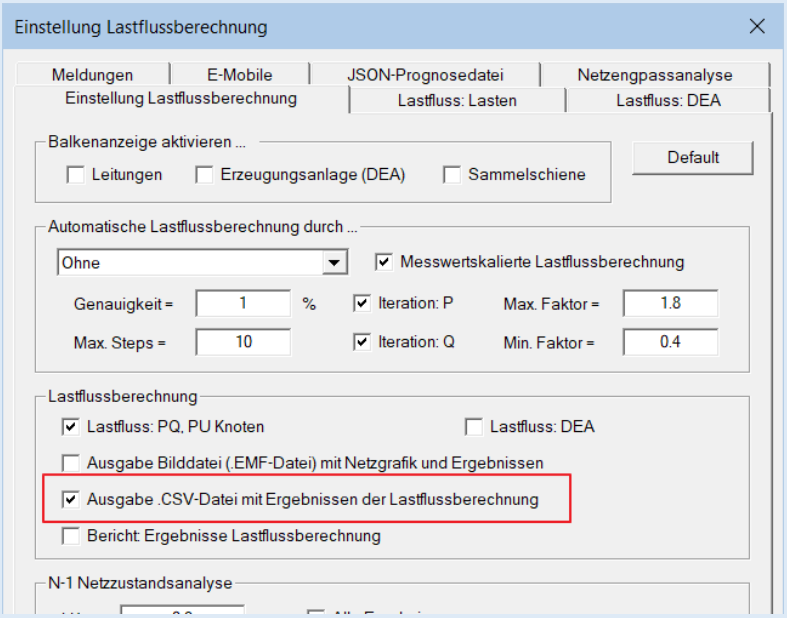
Abbildung 174: Aufbau des Projektverzeichnisses

Es muss hier darauf hingewiesen werden, dass Unterverzeichnisse im Projektverzeichnis durch Funktionen von ATPDesigner wie z.B. die **Messwertkalibrierte Lastflussberechnung** [Bd. 3] automatisch angelegt werden, um darin die Ergebnisse der Funktion zu speichern.

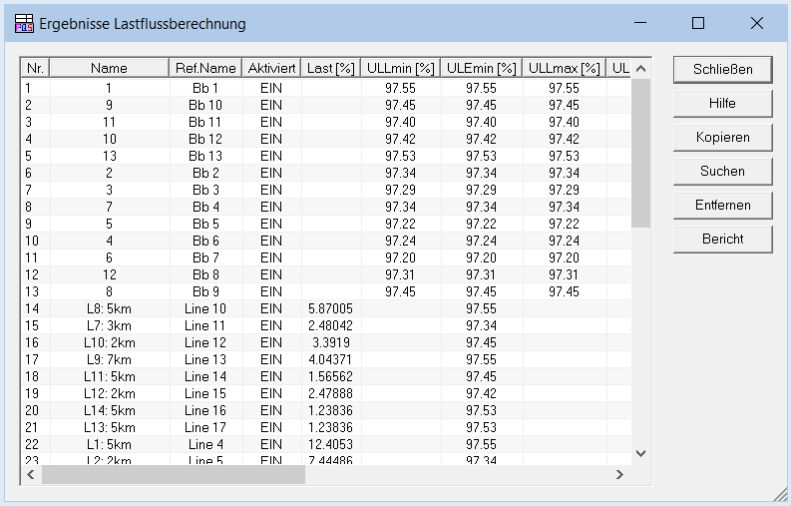
Ordnername	Bedeutung
Projektverzeichnis	Name des Projektverzeichnisses, Name wird für das **Archivieren des Projektverzeichnis als .ZIP-Datei** verwendet, Speicherort der .NET-Datei des Stromnetzes
Forecast Prognoseverzeichnis	Speicherort für die von Netzwerkelementen der.NET-Datei verwendeten **Prognosedateien/-profile** [Bd. 3]
LoadProfiles Lastprofilverzeichnis	Speicherort für die von Netzwerkelementen der .NET-Datei verwendeten **anwenderspezifischen Lastprofile** [Bd. 3] für **Verbraucherlasten** und die internen Lasten des **Transformator 2-Wicklung**
Monitoring Überwachungsverzeichnis	Überwachtes Verzeichnis für die Anwendung **Lastfluss: Prognose** [Bd. 3]
MonitoringMeasurement	Speicherort für die von Netzwerkelementen der .NET-Datei verwendeten **abgangsspezifischen Messwerte**

	Die Messwerte werden als Referenzmesswerte für die **Messwertkalibrierte Lastflussberechnung** [Bd. 3] verwendet.
PVProfiles **PV-Profilverzeichnis**	Speicherort für die von Netzwerkelementen der .NET-Datei **Network** verwendeten **anwenderspezifischen Lastprofile** für **Erzeugungsanlagen (DEA)** [Bd. 3]

Die Ergebnisse der Fahrplanberechnung können entweder automatisiert durch den **FileWatcher** oder manuell durch einen Menüpunkt im Hauptmenü **Prüfungen**, **Lastfluss mit Flexibilitäten** oder mit Hilfe des http-gesteuerten **Rest-API** [Bd. 3] berechnet werden. Im Falle der Verwendung des in ATPDesigner integrierten **Webserver** mit **Webservice**, d.h. der http-Steuerung durch das **Rest-API** [Bd. 3] wird der Zielordner **Results-Webserver** verwendet.

Results **Ergebnisverzeichnis**	**Für Zeitreihenberechnung[5] (Fahrplanberechnung)** [Bd. 3]: Zielordner der Ergebnisdateien, zur Speicherung von Ergebnisdateien notwendig In diesem Verzeichnis werden die .CSV -Dateien gespeichert, die zur zeitlichen Darstellung der berechneten Fahrpläne als Diagramm verwendet werden, können sowie eine Textdatei mit den Auslastungsergebnissen für jedes Betriebsmittel. ⇨ Start der Zeitreihenberechnung entweder automatisiert durch den **FileWatcher** oder manuell durch einen Menüpunkt im Hauptmenü **Prüfungen**, **Lastfluss mit Flexibilitäten**
ResultsCSV	**Für Zeitreihenberechnung[6] (Fahrplanberechnung)** [Bd. 3]: Zielordner der .CSV-Dateien und Berichte, zur Speicherung von .CSV-Dateien und **Berichten** notwendig  Der Inhalt der .CSV-Datei bzw. des Berichtes entspricht dem Inhalt der nachfolgenden Tabelle **Ergebnisse Lastflussberechnung** [Bd. 3].

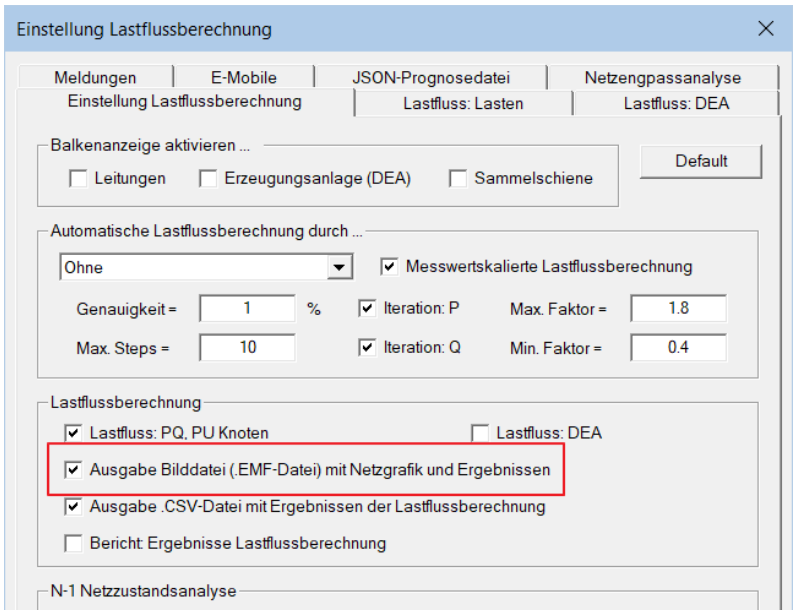
[5] Zeitreihenberechnung = Lastflussberechnung mit Lastprofilen (15min-Zeitreihen)
[6] Zeitreihenberechnung = Lastflussberechnung mit Lastprofilen (15min-Zeitreihen)



Nr.	Name	Ref.Name	Aktiviert	Last [%]	ULLmin [%]	ULEmin [%]	ULLmax [%]	UL
1	1	Bb 1	EIN		97.55	97.55	97.55	
2	9	Bb 10	EIN		97.45	97.45	97.45	
3	11	Bb 11	EIN		97.40	97.40	97.40	
4	10	Bb 12	EIN		97.42	97.42	97.42	
5	13	Bb 13	EIN		97.53	97.53	97.53	
6	2	Bb 2	EIN		97.34	97.34	97.34	
7	3	Bb 3	EIN		97.29	97.29	97.29	
8	7	Bb 4	EIN		97.34	97.34	97.34	
9	5	Bb 5	EIN		97.22	97.22	97.22	
10	4	Bb 6	EIN		97.24	97.24	97.24	
11	6	Bb 7	EIN		97.20	97.20	97.20	
12	12	Bb 8	EIN		97.31	97.31	97.31	
13	8	Bb 9	EIN		97.45	97.45	97.45	
14	L8: 5km	Line 10	EIN	5.87005		97.55		
15	L7: 3km	Line 11	EIN	2.48042		97.34		
16	L10: 2km	Line 12	EIN	3.3919		97.45		
17	L9: 7km	Line 13	EIN	4.04371		97.55		
18	L11: 5km	Line 14	EIN	1.56562		97.45		
19	L12: 2km	Line 15	EIN	2.47888		97.42		
20	L14: 5km	Line 16	EIN	1.23836		97.53		
21	L13: 5km	Line 17	EIN	1.23836		97.53		
22	L1: 5km	Line 4	EIN	12.4053		97.55		
23	L2: 2km	Line 5	EIN	7.44486		97.34		

ResultsEMF

Für Zeitreihenberechnung[7] (Fahrplanberechnung) [Bd. 3]: Zielordner der Bilddateien (.EMF-Dateien), zur Speicherung von Bildern der Netzgrafik notwendig
Der Inhalt der Zeichenfläche mit dem Netz und den darin dargestellten Ergebnissen der Lastflussberechnung wird als Bilddatei (.EMF-Datei) in dem Verzeichnis gespeichert.



ResultsMeasurement

Zielordner der Ergebnisdateien der **Messwertskalierten Lastflussberechnung** [Bd. 3], Anlegen zur Ausgabe von Ergebnisdateien notwendig

In diesem Verzeichnis werden die Ergebnisse der **Messwertkalibrierten Lastflussberechnung** gespeichert. Es werden für eine Messwertdatei zwei Ausgabedateien erzeugt. Die ID des **Mess/Schutzgerätes** als Messstelle wird ist am Ende des Dateinamens enthalten

[7] Zeitreihenberechnung = Lastflussberechnung mit Lastprofilen (15min-Zeitreihen)

	▪ „…**VorSkalierung**…“ : In der Datei werden die Ergebnisse der Lastflussberechnung für den gesamten Zeitraum der Messwertdatei gespeichert. Im Falle der Divergenz sind „-1“ als Ergebnisse enthalten. ⇨ Die Ergebnisse werden ohne die iterative Veränderung des Teillastfaktors der **Verbraucherlasten** berechnet. Der Teillastfaktor wird, wie vom Anwender eingestellt in der Lastflussberechnung verwendet. ▪ „…**NachSkalierung**…“ In der Datei werden die Ergebnisse der Lastflussberechnung für den gesamten Zeitraum der Messwertdatei gespeichert. Im Falle der Divergenz sind „-1“ als Ergebnisse enthalten. ⇨ Die Ergebnisse berücksichtigen die Skalierung des Teillastfaktors der **Verbraucherlasten**. Es werden für jede Messstelle (**Mess/Schutzgerät**) eines **Bereiches** je zwei Dateien **VorSkalierung** und **NachSkalierung** für den gesamten Zeitraum, der in der zugehörigen Messwertdatei definiert ist, erzeugt.
ResultsMeasurementCSV	Zielordner der .CSV-Dateien und Berichte aus der **Messwertskalierten Lastflussberechnung** [Bd. 3], zur Speicherung von .CSV-Dateien notwendig ▪ siehe Verzeichnis **ResultsCSV**
ResultsMeasurementEMF	Zielordner der .EMF-Dateien aus der **Messwertskalierten Lastflussberechnung** [Bd. 3], zur Speicherung von .EMF-Dateien notwendig ▪ siehe Verzeichnis **ResultsEMF**
ResultsWebServer	**Für Zeitreihenberechnung[8] (Fahrplanberechnung)** [Bd. 3]: Zielordner der Ergebnisdateien, zur Speicherung von Ergebnisdateien notwendig ⇨ Start der Zeitreihenberechnung durch den in ATPDesigner integrierten **Webservice** mit **Webserver**, d.h. durch die http-Steuerung des **Rest-API** [Bd. 3]

Das gesamte Projektverzeichnis kann mittels Archivieren des Projektverzeichnisses als .ZIP-Datei gesichert werden.

- Toolbar-Button
- Hauptmenü **Datei**
- Menüpunkt **Projekt speichern**
- Tastenkürzel **Strg + Alt + P**

[8] Zeitreihenberechnung = Lastflussberechnung mit Lastprofilen (15min-Zeitreihen)

⇨ Es muss beachtet werden, dass .ZIP-Dateien, die in dem Projektverzeichnis vorhanden sind, nicht in der zu erstellenden .ZIP-Datei gespeichert werden. Damit wird ein rekursives Speichern von .ZIP-Daten verhindert.

2.6 Öffnen der Einstelldialoge der Netzwerkelemente

Der Einstelldialog eines Netzwerkelementes kann auf mehrere Arten geöffnet In der Netzansicht geöffnet werden. Alternativ dazu ist es auch möglich, Einstelldialoge der Netzwerkelemente in der Liste der Betriebsmitteldaten in der Tabelle der Registerkarte Einstellwerte zu öffnen.

2.6.1 Öffnen eines Einstelldialogs: Left Mouse Button Double Click

Der Einstelldialog eines Netzwerkelementes kann am einfachsten durch einen **Left Mouse Button Double Click** auf das grafische Symbol des Netzwerkelementes in der Netzansicht geöffnet werden. Diese Betriebsart ist nur möglich, wenn der Netzwerk Design Mode aktiviert ist.

2.6.2 Öffnen eines Einstelldialogs: Kontextsensitives Right Mouse Button Menu

Der Einstelldialog kann mit Hilfe des kontextsensitiven **Right Mouse Button Menu** geöffnet werden. Diese Betriebsart ist nur möglich, wenn der Netzwerk Design Mode aktiviert ist.

- Das Netzwerkelement durch einen **Left Mouse Button Click** markieren.
- Den Mauszeiger „über“ dem markierten Netzwerkelement positionieren und das kontextsensitive **Right Mouse Button Menu** mit einem **Right Mouse Button Click** öffnen.
- Der Einstelldialog wird durch einen **Left Mouse Button Click** auf den Menüpunkt **Einstellwerte** öffnen.
- Die Einstellwerte ändern und den Einstelldialog durch **OK** zum Speichern der geänderten Einstellwerte schließen.
- Die Änderungen der Einstellwerte werden **nicht gespeichert**, wenn der Button **Abbrechen** zum Schließen des Einstelldialogs verwendet wird.

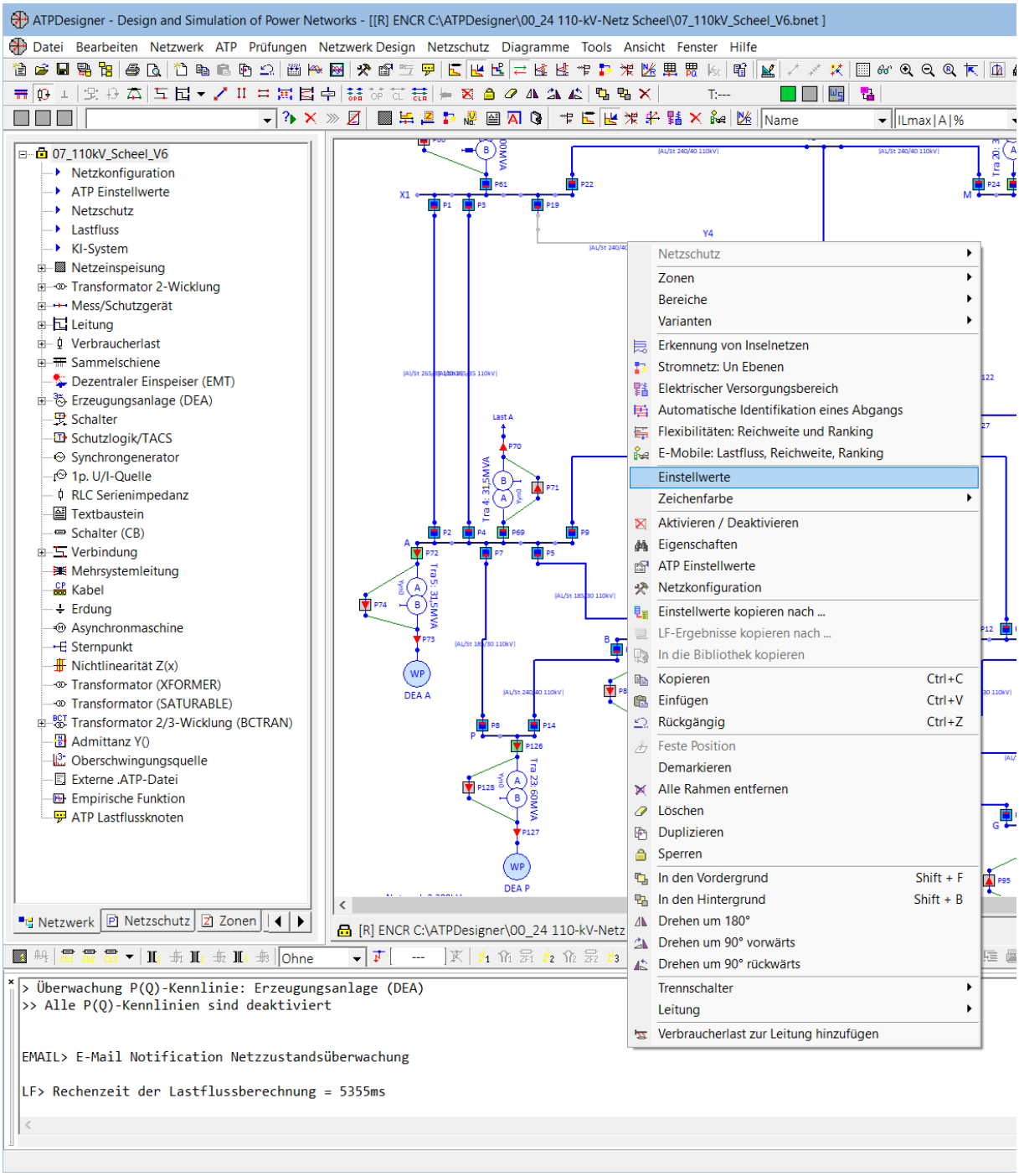


Abbildung 175: Right Mouse Button Menu: Öffnen des Einstelldialoges eines Netzwerkelements

2.6.3 Öffnen des Einstelldialogs mit *EINEM* Left Mouse Button Click

Wenn der **Netzwerk Design Mode** deaktiviert wird, kann der Einstelldialog eines Netzwerkelementes mit einem einfachen **Left Mouse Button Click** auf das grafische Symbol des Netzwerkelementes geöffnet werden.

- **Netzwerk Design Mode** deaktivieren z.B. mit dem Button oder **Strg + W**
  Ist der Netzwerk Design Mode deaktiviert, so kann die Netztopologie nicht mehr verändert werden.

- Mauszeiger „über“ dem grafischen Symbol des Netzwerkelementes positionieren und mit einem einzigen **Left Mouse Button Click** den Einstelldialog öffnen.

2.7 Einstellen der Netznennfrequenz f_n

Die Netznennfrequenz f_n ist von grundlegender Bedeutung für die Berechnung von Stromnetzen. Die Einstellung der Netznennfrequenz kann in nur zwei Einstelldialogen erfolgen.

- Einstellung der Netznennfrequenz f_n im Einstelldialog der **Netzeinspeisung 1** des Netzwerkelementes **Netzeinspeisung**.

- Einstellung der Netznennfrequenz im Einstelldialog Einstellungen **Elektrisches Netz**, Registerkarte **Netzwerk** [Bd. 2]

Das Netzwerkelement **Netzeinspeisung 1** ist für die Netzberechnung mit ATPDesigner von besonderer Bedeutung. Mit dem Einstellwert der **Netznennfrequenz f_n** der Netzeinspeisung wird die Netznennfrequenz für das gesamte Stromversorgungsnetz festgelegt. Es wird daher empfohlen, die **Netzeinspeisung 1** in einem Stromversorgungsnetz zu verwenden.

Es wird darauf hingewiesen, dass in allen anderen Instanzen des Netzwerkelementes **Netzeinspeisung** die Netznennfrequenz f_n angezeigt wird, aber nicht verändert werden kann. Diese Vorgehensweise liegt darin begründet, dass es für die Berechnung eines stationären Netzzustandes z.B. durch eine Lastflussberechnung zwingend erforderlich ist, dass die Kreisfrequenz $\omega = 2\pi f$ für alle Impedanzen des elektrischen Netzwerkes identisch ist. Obwohl die Einstellung der Netznennfrequenz f_n in zwei verschiedenen Einstelldialogen möglich ist wird durch ATPDesigner intern sichergestellt, dass die Netznennfrequenz f_n immer einheitlich verwendet wird.

Für viele Betriebsmittel wie z.B. **Leitungen [Bd. 2]** ist die Eingabe von Reaktanzen $X = \omega L$ in den Einstelldialogen erforderlich, um das numerische, ATP basierte Modell zu erzeugen. Um die für die ATP basierten Modelle benötigten Induktivitäten L zu berechnen, wird immer die **Netznennfrequenz f_n** von **Netzeinspeisung 1** verwendet.

$$L[H] = \frac{X[\Omega]}{2\pi \cdot f_n[Hz]}$$

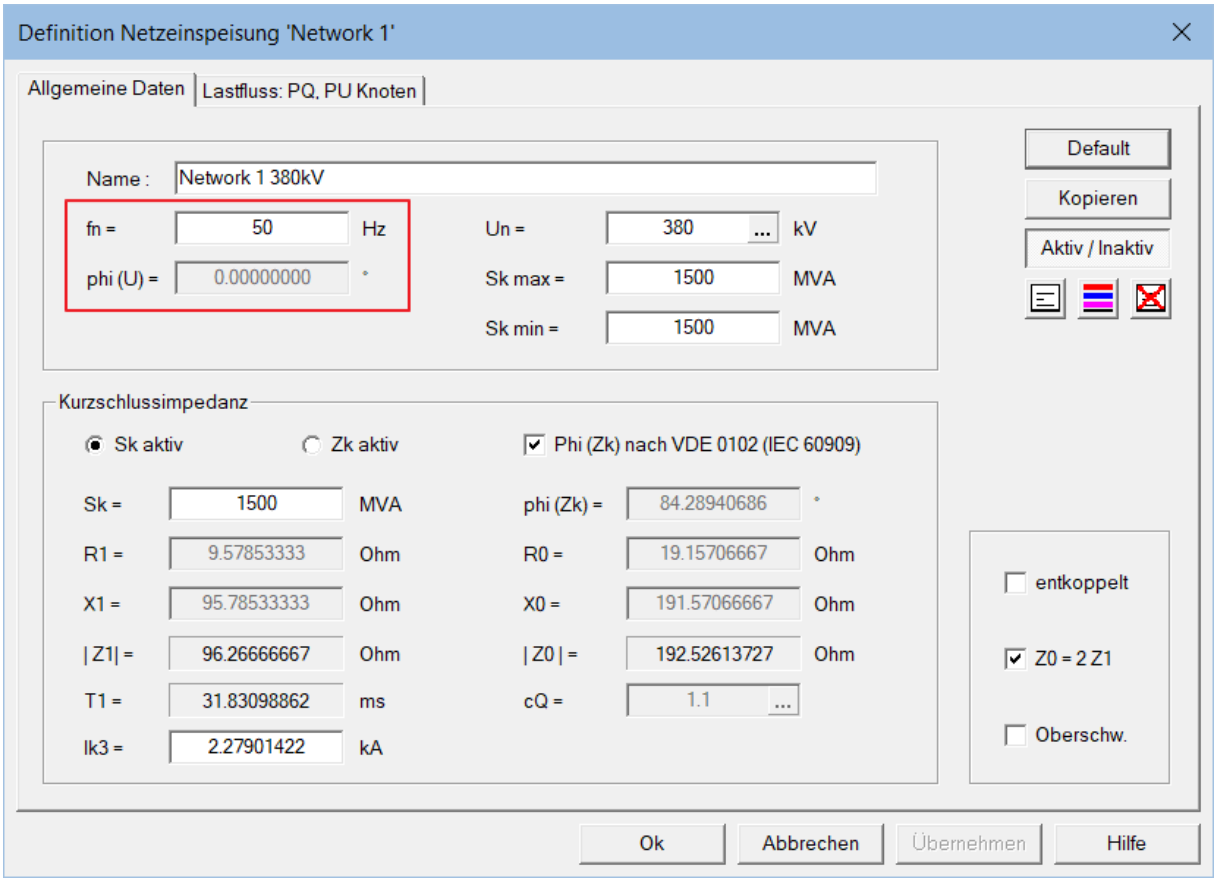


Abbildung 176: Netznennfrequenz f_n im Einstelldialog Netzeinspeisung *Network 1*

Aus der Netznennfrequenz ***fn*** von **Netzeinspeisung 1** wird darüber hinaus die Zeitdauer einer Netzperiode (**Cycle**) in ms abgeleitet, die für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** [Bd. 3] zwingend benötigt wird.

$$1\ Netzperiode[s] = \frac{1}{f_n[Hz]}$$

Alternativ dazu kann die **Netznennfrequenz f_n** in der Registerkarte **Einstellungen Elektrisches Netz** des Einstelldialogs **Netzwerk** eingestellt werden. Die Einstellung muss insbesondere dann vorgenommen werden, wenn das Netzwerkelement **Netzeinspeisung 1** im Stromversorgungsnetz nicht verwendet wird.

2.7.1 Netzeinspeisung Phasenwinkel phi (U) – Referenzphasenwinkel im Mitsystem

Die interne 3-phasige Drehspannungsquelle der **Netzeinspeisung 1** dient als absoluter Referenzphasenwinkel im Mitsystem des Stromversorgungsnetzes. Wie oben zu sehen ist kann der Einstellwert **phi (U)** in dem Einstelldialog für die **Netzeinspeisung 1** nicht verändert werden. Für alle anderen Netzeinspeisungen ist der Einstellwert veränderbar. Damit gibt die **Netzeinspeisung 1** für die Spannungsquellen aller Netzeinspeisungen den Referenzwinkel der Mitsystemspannung vor.

Die Mitsystemwinkel der Spannungsquellen aller anderen Netzeinspeisungen können mit dem Einstellwert **phi (U)** gegenüber dem der **Netzeinspeisung 1** gedreht werden. Durch eine geeignete Drehung der Mitsystemspannungswinkel der Netzeinspeisungen

gegeneinander können Lastflüsse, d.h. Wirk- und Blindleistungsflüsse ohne Verwendung einer **Verbraucherlast** manuell per Einstellwert vorgegeben werden. Diese Vorgehensweise wird allerdings nicht im Rahmen der Lastflussberechnung iterativ verändert.

2.8 Textbaustein – Texte, Grafiken, Markierungsrahmen

Das Netzwerkelement **Textbaustein** kann zur Anzeige eines Textes, von Grafiken im .BMP- (Bitmap) oder .JPG-Format (JPEG) oder eines Markierungsrahmens verwendet werden. Grafiken können auch als Hintergrundgrafik definiert werden. Der Textbaustein kann transparent oder nicht transparent, mit fester oder veränderbarer Position und mit verschiedenen Linienarten für den Rahmen verwendet werden. Darüber hinaus können Schriftart, Schrift- und Hintergrundfarbe gewählt werden.

Der Einstelldialog für einen **Textbaustein** ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.

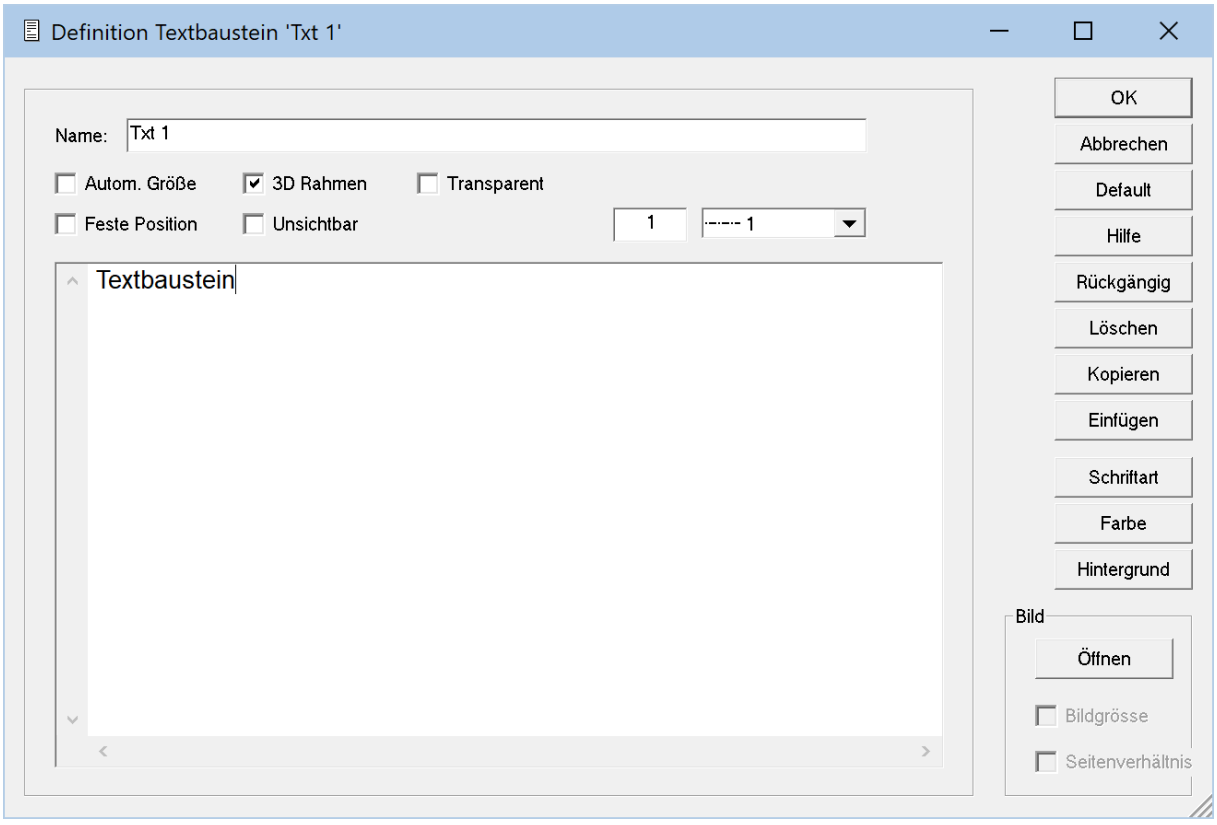


Abbildung 177: Einstelldialog für einen *Textbaustein*

Einstellwert	Bedeutung
Name	Anwenderspezifischer Name
Autom. Größe	Der Markierungsrahmen des **Textbausteins** wird automatisch an die Größe des Textes angepasst.
3D Markierungs-rahmen	Der Markierungsrahmen wird in 3D Optik in grauer Farbe gezeichnet.

Transparent	Der Inhalt des **Textbausteins** wird transparent gezeichnet. Andere innerhalb des Markierungsrahmens liegende Netzwerkelemente bleiben sichtbar und können z.B. durch einen **Left Mouse Button Click** markiert werden.
	Linienart und Linienbreite in Pixel kann ausgewählt werden. Für eine Linienbreite ≥ 2 Pixel wird immer eine durchgezogene Linie als Linienart verwendet. Mit der Linienart kann ein **Textbaustein** ohne Markierungsrahmen verwendet werden.
Unsichtbar	Der Textbaustein wird in der Zeichenfläche als nicht sichtbar definiert.
OK	Geänderte Einstellwerte werden gespeichert.
Abbrechen	Geänderte Einstellwerte werden verworfen.
Default	Die Grundeinstellung der Einstellwerte wird geladen.
Hilfe	Das entsprechende Kapitel in der Hilfedatei wird geöffnet.
Rückgängig	Die letzte Änderung des Textes wird verworfen.
Löschen	Der markierte Textteil wird gelöscht.
Kopieren	Der markierte Textteil wird in die Zwischenablage kopiert.
Einfügen	Der Text aus der Zwischenablage wird eingefügt.
Schriftart	Auswahl der Schriftart für den Text
Farbe	Auswahl der Schriftfarbe für den Text
Hintergrund	Auswahl der Hintergrundfarbe für den Text
Öffnen	Es kann eine Bitmap (.BMP-Datei) oder JPEG-Grafik (.JPG-Datei) in den Markierungsrahmen eingelesen werden.
Bildgrösse	Die Größe der Grafik kann an der rechten unteren Ecke des Markierungsrahmens verändert werden.
Seitenverhältnis	Falls aktiv, bleibt das Seitenverhältnis der Grafik bei Größenänderung erhalten.

In der nachfolgenden Abbildung ist als Beispiel ein Textbaustein dargestellt, der eine Bitmap zeigt.

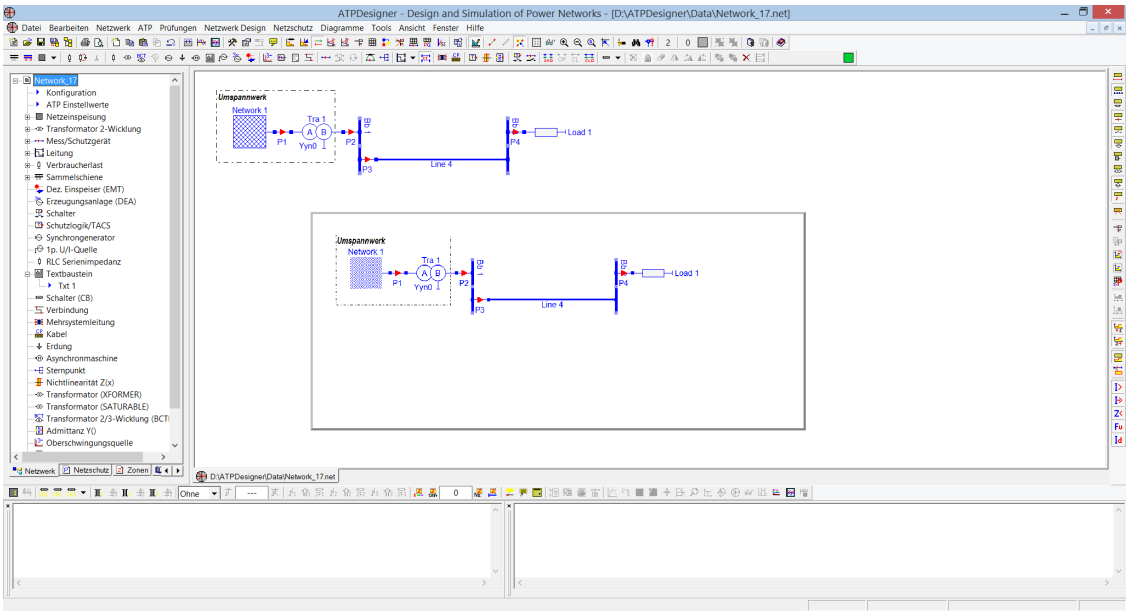


Abbildung 178: *Textbaustein* – Darstellung einer Bitmap

2.8.1 Option *Feste Position* – Fixierung der Grafik in der Zeichenfläche

Durch die aktivierte Option **Feste Position** kann die Position des **Textbausteins** und damit der Grafik innerhalb der Zeichenfläche nicht verschoben werden. Die Option **Feste Option** kann auch durch ein kontextsensitives **Right Mouse Button Menu** ein- oder ausgeschaltet werden.

1. Das Netzwerkelement mit einem Markierungsrahmen markieren.
2. Das kontextsensitive Menü mit einem **Right Mouse Button Click** öffnen.
3. Mit dem Menüpunkt **Feste Position** die Eigenschaft ein- oder ausschalten.

Die Option muss aktiviert sein, wenn ein manueller Aufbau eines Stromnetzes mit durch **Vorlagen basiertes Netzdesign** [Bd. 3] erfolgen soll. In diesem Fall kann z.B. eine maßstabgerechte topologische Karte des Stromnetzes eingelesen und als Hintergrundgrafik verwendet werden.

2.8.2 Option *Feste Position* – Markieren mehrerer Netzwerkelemente

Ist die Option **Feste Position** aktiviert ist, können Netzwerkelemente im Bereich der eingebetteten Grafik mit einem Markierungsrahmen markiert werden. In dieser Betriebsart kann allerdings die Größe und die Position der eingebetteten Grafik nicht geändert werden.

2.8.3 Option *Feste Position* – Größe der eingebetteten Grafik verändern

Ist die Option **Feste Position** deaktiviert, so kann die Position und die Größe der eingebetteten Grafik verändert werden.

Um die Größe der eingebetteten Grafik zu verändern muss die Grafik mit einem **Left Mouse Button Click** markiert werden. Falls markiert wird an der rechten unteren Ecke der Grafik ein Knoten eingeblendet. Wird der Mauszeiger „über“ dem Knoten positioniert, kann die Größe der Grafik mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Knoten bei dauerhaft gedrückten Knoten verändert werden.

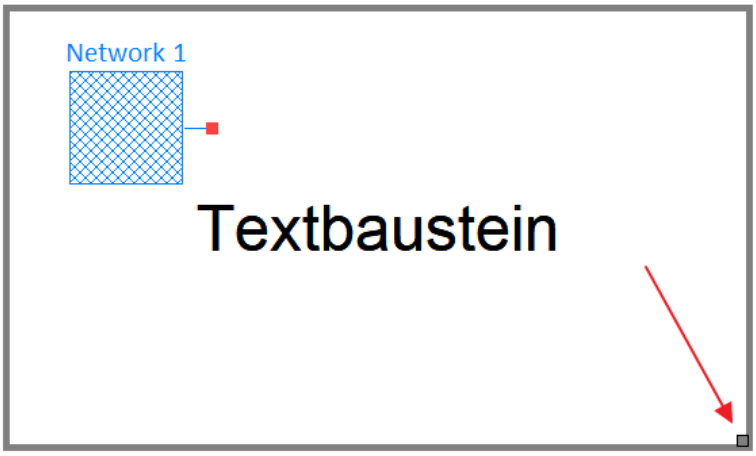


Abbildung 179: Knoten zur Größenänderung des Textbausteins

2.8.4 Markierungsrahmen mit und ohne Text, Grafik im Vorder-/Hintergrund

Mit Hilfe des Netzwerkelementes **Textbaustein** kann eine Grafik (z.B. Bitmap .BMP-Datei oder .JPG-Datei) oder ein Markierungsrahmen mit und ohne Text im Zeichenbereich verwendet werden. Das Netzwerkelement kann bzgl. seiner Position im Zeichenbereich fixiert werden, d.h. seine Position kann nicht mehr verändert werden. Die Feste Position kann allerdings wieder deaktiviert werden.

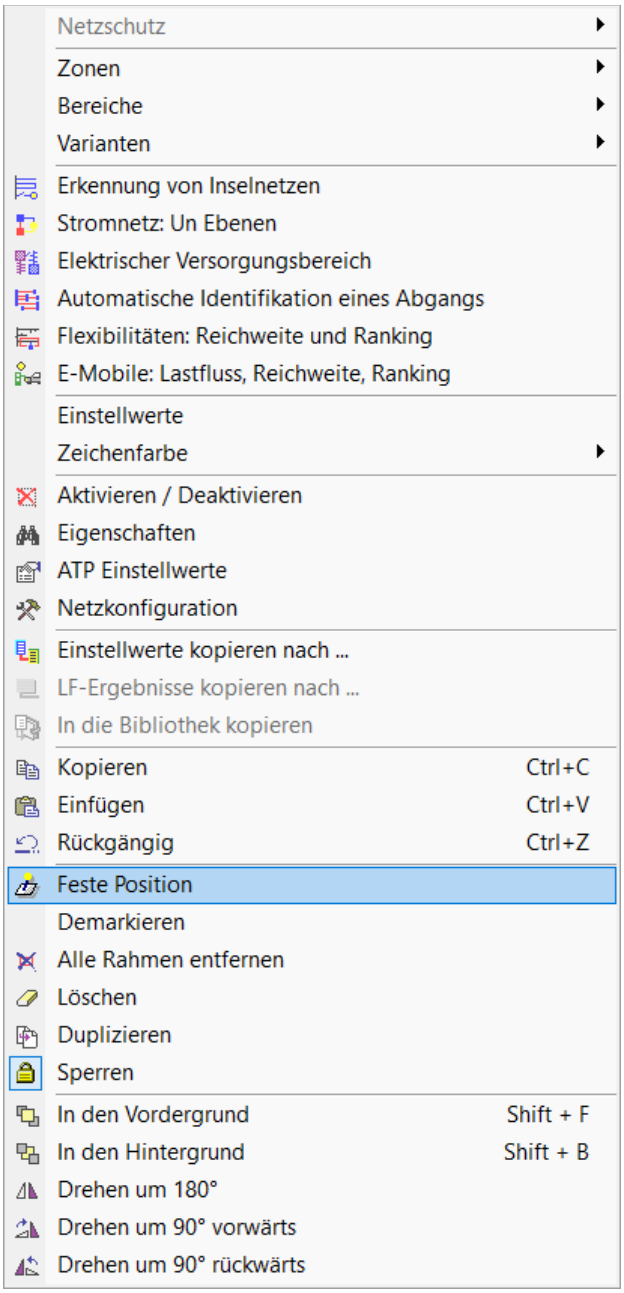


Abbildung 180: Transparenter Markierungsrahmen um ein Netzwerkelement

Wie in der vorangehenden Abbildung dargestellt kann der **Textbaustein** dazu verwendet werden, eine Netzeinspeisung mit einem gestrichelten Markierungsrahmen und einem Erläuterungstext zu versehen. Dazu muss die Option **Transparent** im Einstelldialog des **Textbausteins** aktiviert werden. Wird eine Linienbreite > 1 eingestellt, so wird der Markierungsrahmen immer als durchgezogene Linie gezeichnet. Die Linienart wird in diesen Fällen nicht berücksichtigt.

2.8.5 Option *Unsichtbar* – Textbaustein in der Zeichenfläche unsichtbar

Ist die Option **Unsichtbar** aktiviert, so wird der Textbaustein in der Zeichenfläche nicht angezeigt. Um die Option **Unsichtbar** wieder zu deaktivieren, muss der Einstelldialag des Netzwerkelementes mit Hilfe der Projektinformationen in der Registerkarte **Netzwerk** geöffnet werden.

2.8.6 Textbaustein als Hintergrundgrafik – Verschieben der Netzwerkelemente

Mit Hilfe des Textbausteines kann eine Hintergrundgrafik z.B. für das Vorlagenbasierte Netzdesign in die Zeichenfläche eingefügt werden. In diesem Anwendungsfall werden sich in aller Regel weitere Netzwerkelemente im Zeichenbereich der Hintergrundgrafik befinden. Um die Hintergrundgrafik zusammen mit allen Netzwerkelementen zu verschieben muss wie folgt vorgegangen werden.

1. Die Option **Feste Position** des Textbausteins muss deaktiviert werden.
2. Die Option **Transparent** des Textbausteins muss aktiviert sein.
3. Die **Shift** – Taste drücken und gedrückt halten.
4. Die Maustaste mit einem **Left Mouse Button Click** drücken und gedrückt halten.
5. Bei gedrückter linker Maustaste die Hintergrundgrafik des Textbausteines zusammen mit den Netzwerkelementen verschieben.
6. An der neuen Position die linke Maustaste loslassen.
7. Die Option **Feste Position** des Textbausteins ggfs. wieder aktivieren.

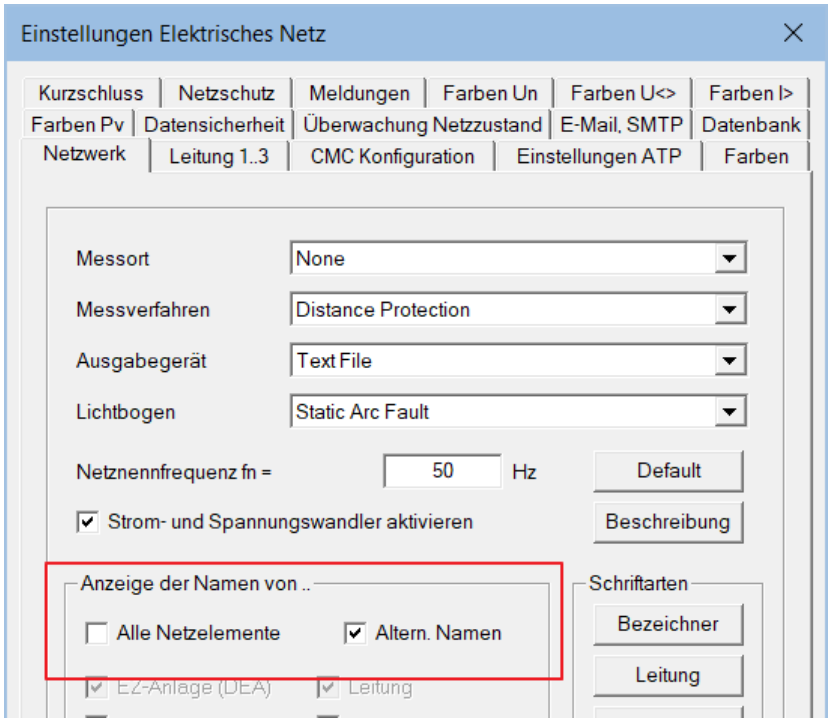
Als weitere Möglichkeit kann die Hintergrundgrafik mit den Cursortasten verschoben werden. Dazu muss zuerst die Hintergrundgrafik des Textbausteines zusammen mit den Netzwerkelementen markiert werden.

- **Strg + A**: Markierung alle Netzwerkelemente inklusive der Hintergrundgrafik
- Linke Maustaste mit einem **Left Mouse Button Click** drücken und gedrückt halten, mit einen Markierungsrahmen alle Netzwerkelemente markieren
- In beiden Fällen können die markierten Netzwerkelemente inklusive der Hintergrundgrafik mit den Cursortasten verschoben werden.
- Wird beim Verschieben mit den Cursortasten die **Shift** – Taste gedrückt, wird die Schrittweite vergrößert.

2.8.7 Anonymisierten Darstellung eines Stromnetzes – Unsichtbare Textbausteine

Die in der Netzgrafik sichtbaren Bezeichner der Netzwerkelemente können alternativ zu den anwenderspezifischen Namen im Sinne einer Anonymisierung durch **Alternative Namen** (**Alias Namen**) ersetzt werden oder es wird die Ausgabe von Bezeichnern, Namen, Texten, etc. vollständig deaktiviert.

- Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netzwerk** bzw. **Netzkonfiguration**
- Registerkarte **Netzwerk**
- Gruppe **Anzeige der Namen von …**
- Einstellwert **Alle Netzwerkelemente** deaktivieren, Einstellwert **Altern. Namen** aktivieren



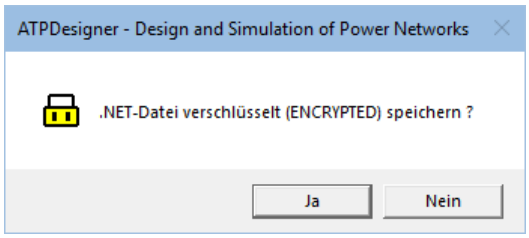
⇨ Ist die anonymisierte Darstellung des Stromnetzes eingestellt, so werden die Textbausteine nicht angezeigt.

2.9 Speichern des neuen Stromversorgungsnetzes

Das neu erstellte Stromversorgungsnetz kann jetzt als .NET-Datei abgespeichert werden.

- Toolbar-Button drücken
- Die Tastenkombination **Strg + S** verwenden
- Hauptmenü **Datei**
- Menüpunkt **Speichern**
- **Verschlüsselung der.NET-Datei**
  Die Daten können optional verschlüsselt in der .NET-Datei (Dateityp **BNET**) gespeichert werden. Dazu muss die Nachfrage in dem nachfolgenden Dialog mit **Ja** bestätigt werden.

Button	Bedeutung
Ja	.NET-Datei mit dem Dateityp **BNET** verschlüsselt speichern
Nein	.NET-Datei mit dem Dateityp **NET** unverschlüsselt speichern



⇨ Eine einmal verschlüsselt gespeicherte .NET-Datei kann durch den Anwender nicht wieder als entschlüsselte .NET-Datei gespeichert werden.

2.10 Automatisches Anlegen einer .BAK-Datei vor dem Speichern

Wird das Stromversorgungsnetz gespeichert, so wird vor dem Speichern die auf dem Datenträger gespeicherte .NET-Datei in eine namensgleiche .BAK-Datei kopiert.

- Netz.NET ➔ Netz.BAK

Sollte die originale .NET-Datei fehlerhaft sein, so kann aus der vorhandenen .BAK-Datei eine gültige .NET-Datei durch Umbenennung der Dateiextension .BAK ➔ .NET erstellt werden. Die .BAK-Datei wird abhängig von der Betriebsweise der .NET-Datei verschlüsselt oder unverschlüsselt gespeichert.

2.11 Archivieren des Stromversorgungsnetzes als .ZIP-Datei

Die .NET-Datei des Stromversorgungsnetzes kann in einem .ZIP-File als Datensicherung gespeichert werden.

- Toolbar-Button verwenden
- Die Tastenkombination **Strg + Alt + P** verwenden
- Hauptmenü Datei, Menüpunkt **Projekt speichern**

Die .NET-Datei wird in einer .ZIP-Datei mit folgendem Dateinamen bestehend aus dem Datum und der Uhrzeit gespeichert: **JJJJMMTThhmmss _Dateiname.ZIP**

2.12 Archivieren des Projektverzeichnisses als .ZIP-Datei

Das Projektverzeichnis des aktiven Stromversorgungsnetzes kann in einem .ZIP-File als Datensicherung gespeichert werden. Ein der aktiven .NET-Datei überlagertes Projektverzeichnis wird als Projektverzeichnis erkannt, wenn im Verzeichnis ein Unterverzeichnis des Namens **LoadProfiles**, **Monitoring** und **Results** erkannt wird. Andernfalls wird nur die .Net-Datei wie in Archivieren des Stromversorgungsnetzes als .ZIP-Datei gesichert.

- Toolbar-Button verwenden
- Die Tastenkombination **Strg + Alt + P** verwenden
- Hauptmenü Datei, Menüpunkt **Projekt speichern**

Das Projektverzeichnis kann als eine .ZIP-Datei mit folgendem Dateinamen bestehend aus dem Datum und der Uhrzeit gespeichert:

JJJJMMTThhmmss_Projektverzeichnisname.ZIP

⇨ Es muss beachtet werden, dass .ZIP-Dateien, die in dem Projektverzeichnis vorhanden sind, nicht in der zu erstellende .ZIP-Datei gespeichert werden. Damit wird ein rekursives Speichern von .ZIP-Daten verhindert.

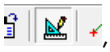
2.13 Aktivierung aller deaktivierten Netzwerkelemente in einem Schritt

Falls im Laufe der Erstellung des Netzes Netzwerkelemente durch ATPDesigner deaktiviert werden, können die deaktivierten Netzwerkelemente wieder aktiviert werden.

- Hauptmenü Bearbeiten
- Menüpunkt **Alle aktivieren**

Ist ein Netzwerkelement markiert, kann es einzeln aktiviert und deaktiviert werden.

2.14 Einstellen der Betriebsmittelparameter

Ist der Netzwerk Design Mode aktiv  , so kann der Einstelldialog eines Betriebsmittels durch einen **Left Mouse Button Double Click** auf das grafische Symbol des Netzwerkelementes geöffnet werden.

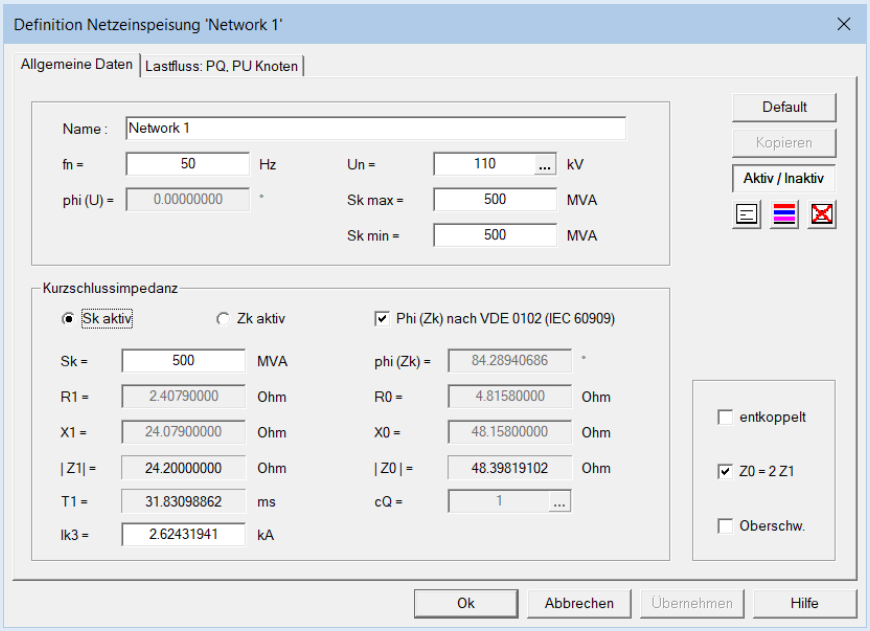
Ist der Netzwerk Design Mode inaktiv , so wird das Netzwerkelement, das sich „unter" dem Mauszeiger befindet, automatisch markiert (d.h. grau gezeichnet). Der Einstelldialog kann dann mit einem einfachen **Left Mouse Button Click** geöffnet werden.

⇨ Es wird empfohlen, zuerst den **Netzwerk Design Mode** zu deaktivieren, um ungewollte Änderungen am Stromversorgungsnetz zu verhindern.

2.14.1 Grundeinstellung der Einstellwerte eines Einstelldialogs

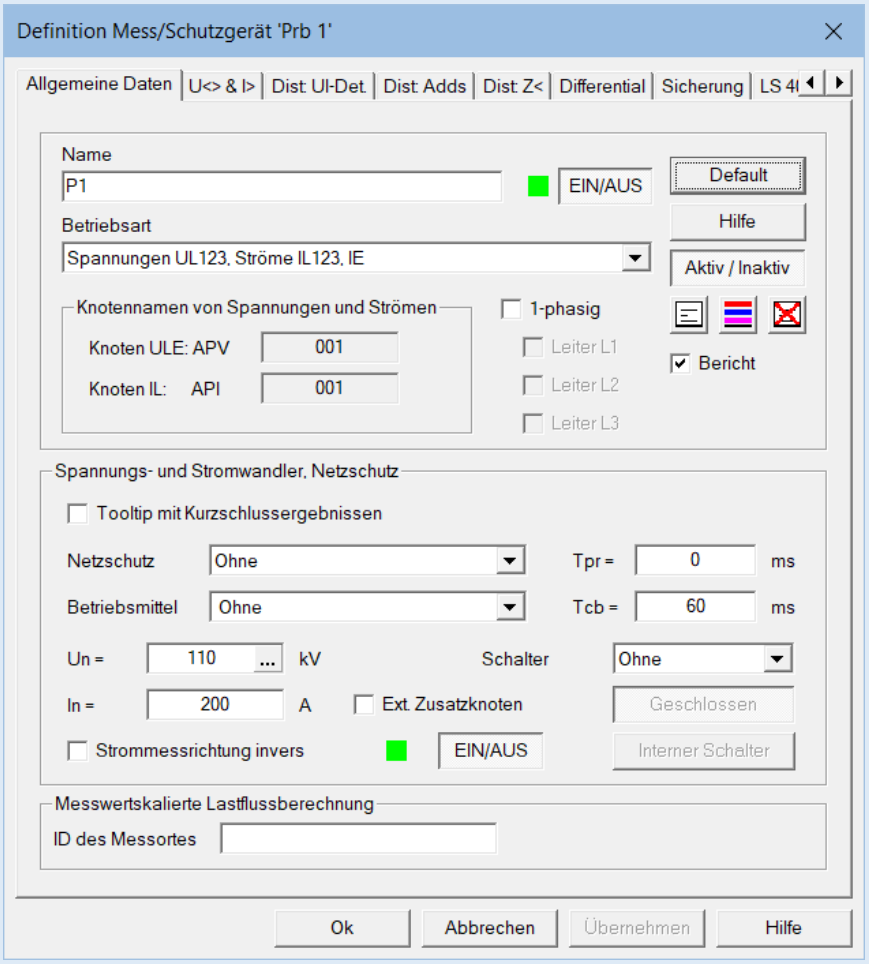
In jedem Einstelldialog eines Netzwerkelementes ist der Button **Default** enthalten. Mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Button **Default** wird eine in der Software fest definierte Grundeinstellung geladen. Die nachfolgenden Erläuterungen beziehen sich auf diese Grundeinstellung als Ausgangswert.

2.14.2 Einstelldialog für *Netzeinspeisung 1*

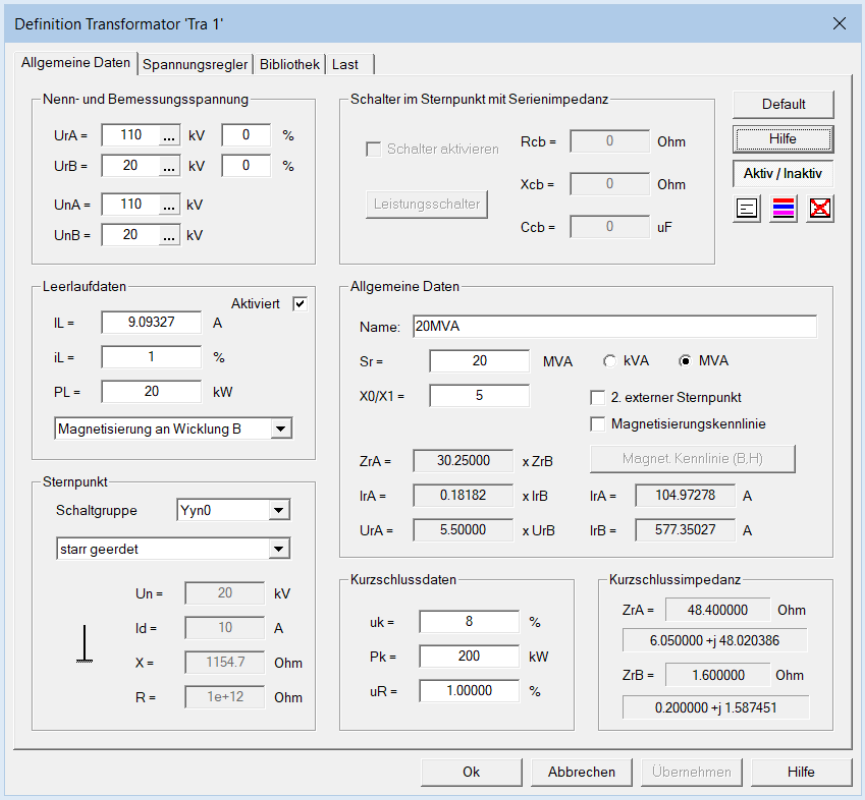
Einstellwert	Bedeutung
	
Sk	Kurzschlussleistung S_k = 500MVA
Sk max	Maximale Kurzschlussleistung $S_{k\,max}$ = 500MVA
Sk min	Minimale Kurzschlussleistung $S_{k\,min}$ = 500MVA
fn	Netznennfrequenz f_n = 50Hz
Un	Nennspannung U_n = 110kV Werden die drei Punkte „**...**“ mit einem **Left Mouse Button Click** angewählt, so öffnet sich ein Untermenü mit voreingestellten Nennspannungen. Die Nennspannung kann aber auch manuell in dem Eingabefeld eingegeben werden.
Name	Anwenderspezifischer Bezeichner „**110kV**“

Abgeleiteter Wert	Bedeutung
Ik3	Kurzschlussstrom für den 3-poligen Kurzschluss $I_{k3} = \frac{S_k}{\sqrt{3} \cdot U_n}$
R1, Z1	Mitimpedanz der Netzeinspeisung $\underline{Z}_1 = R_1 + jX_1$
R0, Z0	Nullimpedanz der Netzeinspeisung $\underline{Z}_0 = R_0 + jX_0$

2.14.3 Einstelldialog für das Mess- und Schutzgerät

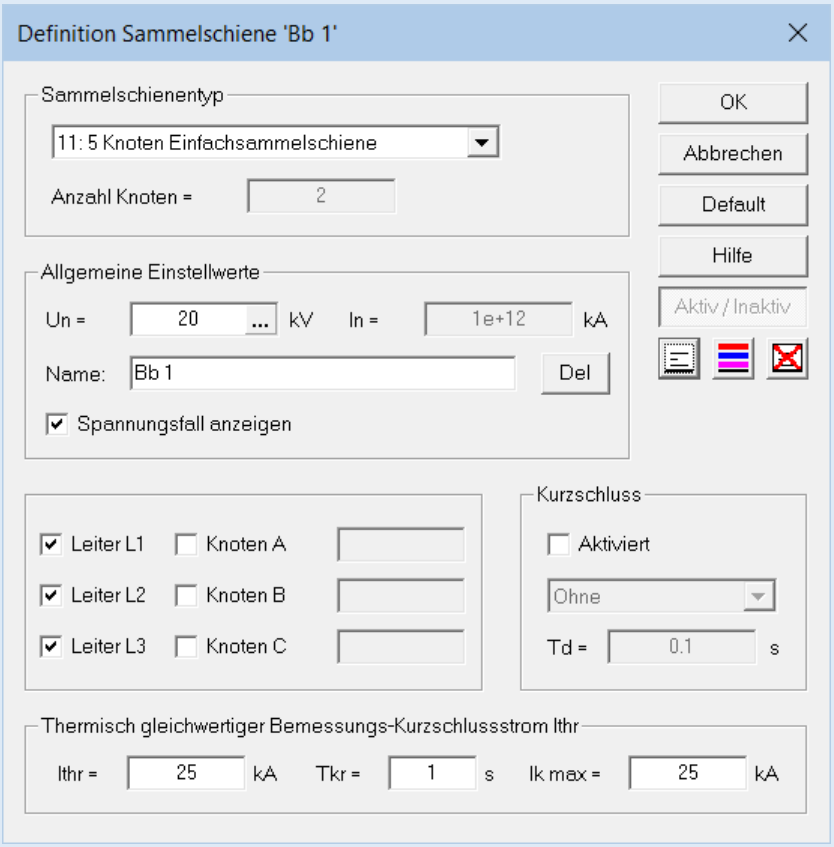
Einstellwert	Bedeutung
	
Un	Nennspannung U_n=110kV oder U_n=20kV je nach Spannungsebene Werden die drei Punkte „**…**“ mit einem **Left Mouse Button Click** angewählt, so öffnet sich ein Untermenü mit voreingestellten Nennspannungen. Die Nennspannung kann aber auch manuell in dem Eingabefeld eingegeben werden.
In	Nennstrom I_n=200A für die 110kV-Spannungsebene, I_n=600A für die 20kV-Spannungsebene

2.14.4 Einstelldialog für den 2-Wicklungs-Transformator

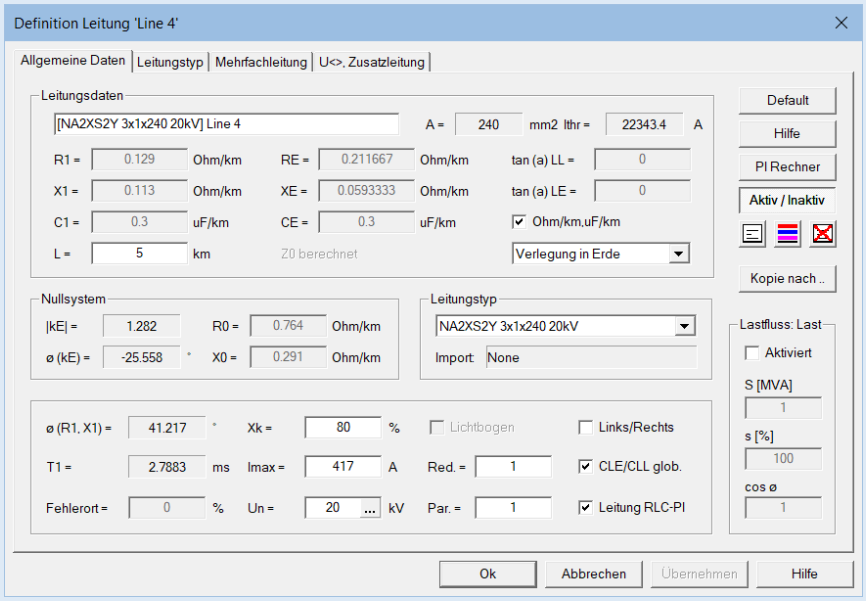
Einstellwert	Bedeutung
	
SrT	Bemessungsleistung S_{rT} = 20MVA
uk	Kurzschlussspannung u_k = 8%
Pk	Kurzschlussverlustleistung P_k = 200kW
Leerlaufdaten aktiviert	Die Modellierung der Wirkverluste und des Magnetisierungsstromes im Leerlauf wird deaktiviert.
Name	Anwenderspezifischer Name „20MVA“

Abgeleitete Wert	Bedeutung
uR	Wirkanteil der Kurzschlussspannung
IrA	Bemessungsstrom der Wicklung A
IrB	Bemessungsstrom der Wicklung B

2.14.5 Einstelldialog für die Sammelschiene

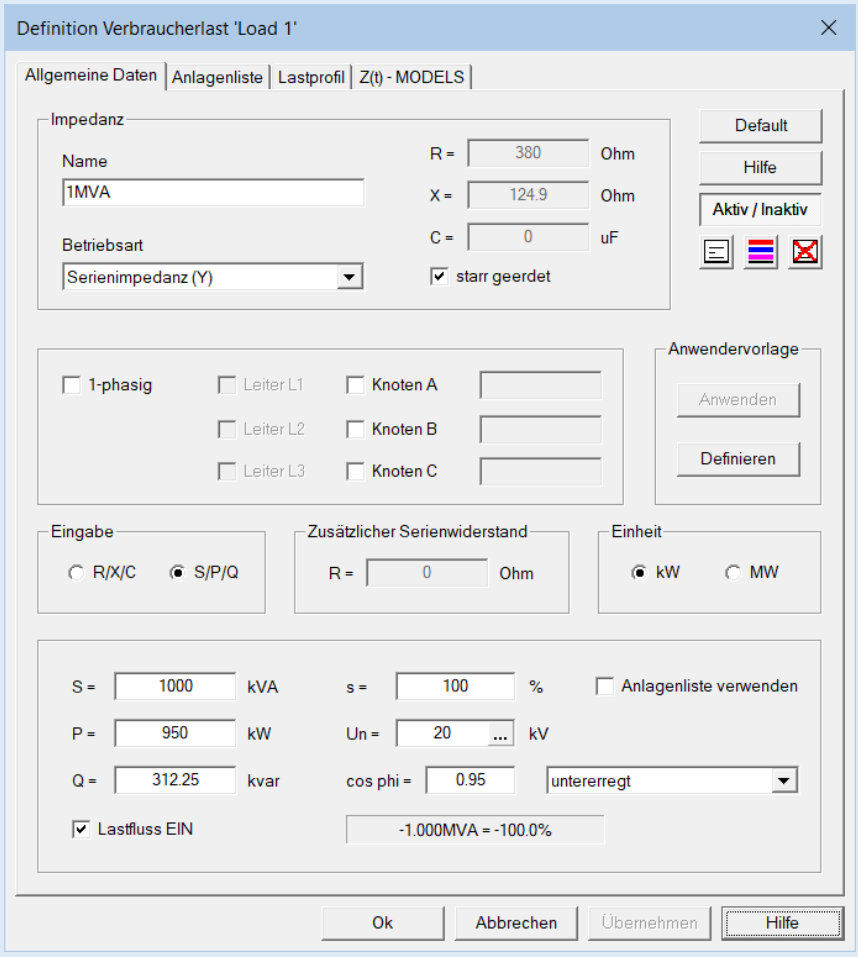
Einstellwert	Bedeutung
	
Un	Nennspannung U_n = 20kV
Name	Der anwenderspezifische Name kann durch den Button **Del** gelöscht oder anwenderspezifisch geändert werden.

2.14.6 Einstelldialog für die Leitung

Einstellwert	Bedeutung
	
Leitungstyp	**NA2XS2Y 3x1x240 20kV** Der Leitungstyp kann auch in dem Auswahlbaum in der Registerkarte **Leitungstyp** ausgewählt werden.
L	Leitungslänge 5km

Abgeleitete Wert	Bedeutung
Imax	Maximal zulässiger Laststrom abhängig von der Verlegeart **Verlegung in Erde** oder **Verlegung in Luft**
Un	Nennspannung der Leitung
Name	Der anwenderspezifische Name wird von ATPDesigner erzeugt, kann aber manuell geändert werden.

2.14.7 Einstelldialog für die Verbraucherlast

Einstellwert	Bedeutung
	
Un	Nennspannung der Last am Anschlussknoten U_n = 20kV
S	Dreiphasige Scheinleistung S = 1MVA
cos phi	Verschiebungsfaktor cos φ = 0,95 untererregt
Lastfluss EIN	Diese Option muss aktiviert sein, wenn die Verbraucherlast in der Lastflussiteration als Konstantleistungssenke berücksichtigt werden soll.
Name	Anwenderspezifischer Name „1MVA“
starr geerdet	Durch die Aktivierung dieser Option wird der Sternpunkt der Last geerdet.

Um die Hilfsrechenfunktionen des Einstelldialogs zu nutzen, wird empfohlen, die Einstellwerte in der Reihenfolge

1. Nennspannung **U_n**
2. Scheinleistung **S** und
3. Verschiebungsfaktor **cos phi**

einzugeben. ATPDesigner berechnet daraus automatisch die restlichen Modellparameter. Durch die Vorgabe der Scheinleistung soll die Last als Konstantleistungssenke unabhängig von der am Netzanschlussknoten der Last anliegenden Spannung nachgebildet werden.

Der Verbraucherlast wird abhängig von dem Einstellwert **Betriebsart** ein physikalisches Modell zugewiesen.

- **Serienimpedanz (Y)**
  Je Leiter eine gleiche Serienimpedanz Z = R + jX in Sternschaltung mit optional geerdetem Sternpunkt (**starr geerdet**)

- **Serienimpedanz (D)**
  Je Leiter eine gleiche Serienimpedanz Z = R + jX in Dreieckschaltung

Abgeleiteter Wert	Bedeutung
P	Dreiphasige Wirkleistung der Last $P = \frac{S}{\cos\varphi}$
Q	Dreiphasige Blindleistung der Last $Q = \sqrt{S^2 - P^2}$
R	Resistanz je Serienimpedanz
X	Reaktanz je Serienimpedanz
C	Kapazität je Serienimpedanz

2.15 Das Stromversorgungsnetz überprüfen

ATPDesigner stellt Funktionen zur Verfügung, um das erstellte Stromversorgungsnetz zu überprüfen. Einige dieser Funktionen werden beispielhaft an dem nachfolgend dargestellten Stromverteilnetz erläutert. Das Stromverteilnetz besteht aus Betriebsmitteln und Netzwerkelementen der Nennspannungsebenen 110kV, 20kV und 0,4kV.

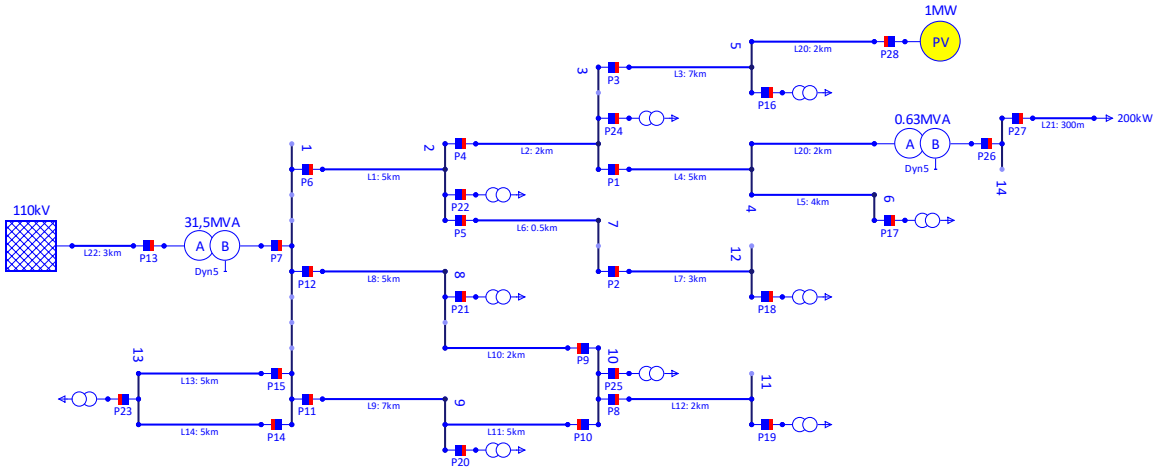


Abbildung 181: Stromverteilnetz mit U_n = 110kV, 20kV und 0,4kV

2.15.1 Nennspannung der Betriebsmittel erkennen und überprüfen

ATPDesigner bietet die Möglichkeit, die eingestellten Nennspannungen der Betriebsmittel, sofern ein entsprechender Einstellwert im Einstelldialog vorhanden ist, auf Konsistenz zu überprüfen. Die Betriebsmittel, die einer Nennspannungsebene zugeordnet werden, werden mit einer gemeinsamen Zeichenfarbe in der Netzgrafik eingefärbt (Einfärbung der Nennspannungen). In der nachfolgenden Abbildung ist das Ergebnis der Überprüfung abgebildet. Die Funktion kann wie folgt ausgeführt werden.

- **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Button
- Hauptmenü Bearbeiten
- Menüpunkt **Nennspannung**
- Tastenkürzel **Strg + Alt + C**

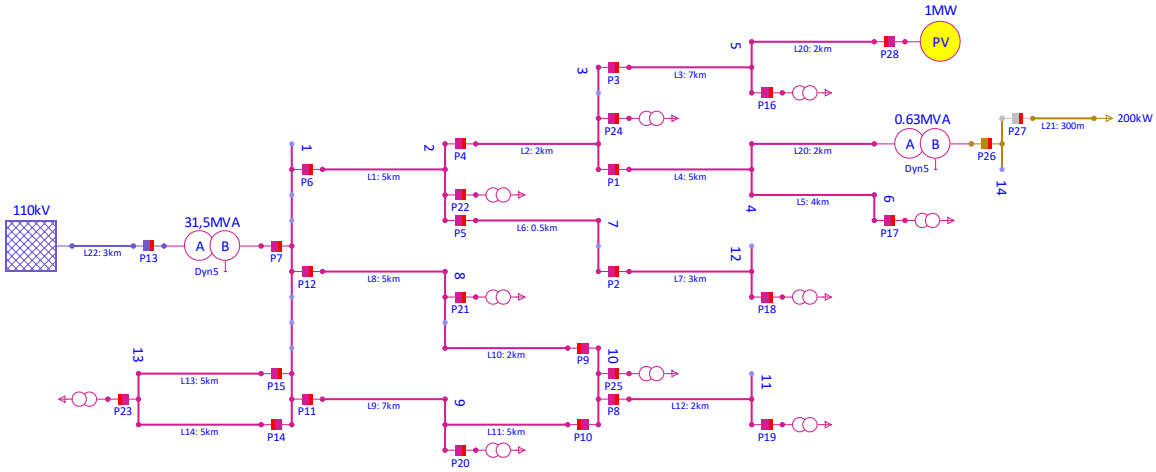


Abbildung 182: Stromverteilnetz mit eingefärbten Nennspannungsebenen

Die erkannten Nennspannungen werden in der Registerkarte Un Ebenen der Projektinformationen mit den zugehörigen Betriebsmitteln dargestellt. Wie auch für Zonen und Bereiche ist es möglich, anwenderspezifische Farben zu definieren oder nach Betriebsmitteln zu suchen.

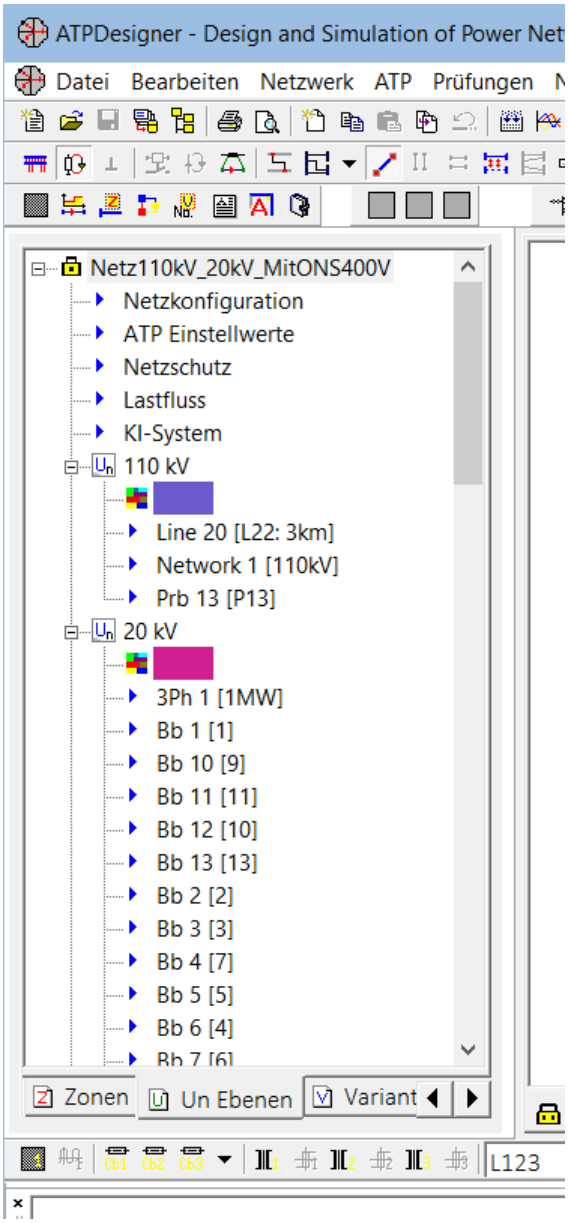


Abbildung 183: Einfärbung und Überprüfung der Nennspannungen der Betriebsmittel

Werden Netzwerkelemente erkannt, die keiner bekannten Nennspannung zugeordnet werden können, so werden diese wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt am Ende der Baumstruktur mit dem Bezeichner **Ohne** aufgelistet.

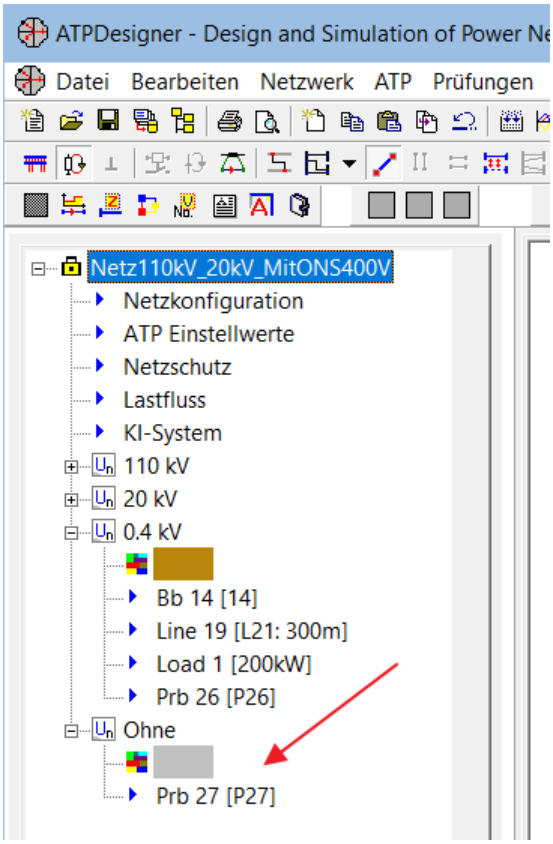


Abbildung 184: Netzwerkelemente mit unbekannter Nennspannung

Der Algorithmus der Funktion ist identisch mit dem Algorithmus der Funktion Stromnetz: Un Ebenen – Identifikation und Einstellung der Nennspannung U_n. Eine Einstellung der Nennspannungen ist für diese Funktion allerdings nicht möglich.

ATPDesigner ordnet jeder Nennspannung eines dieser Betriebsmittel eine Zeichenfarbe zu. Die Zuordnung ist abhängig von der Netztopologie und daher zwischen verschiedenen Netzen oder auch nach Änderung eines Netzes unterschiedlich. Es werden die Farben aus der Registerkarte **Farben Un** des Einstelldialogs **Einstellungen Elektrisches Netz** verwendet.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Netzkonfiguration**
- Registerkarte **Farben Un**

Die Registerkarte ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.

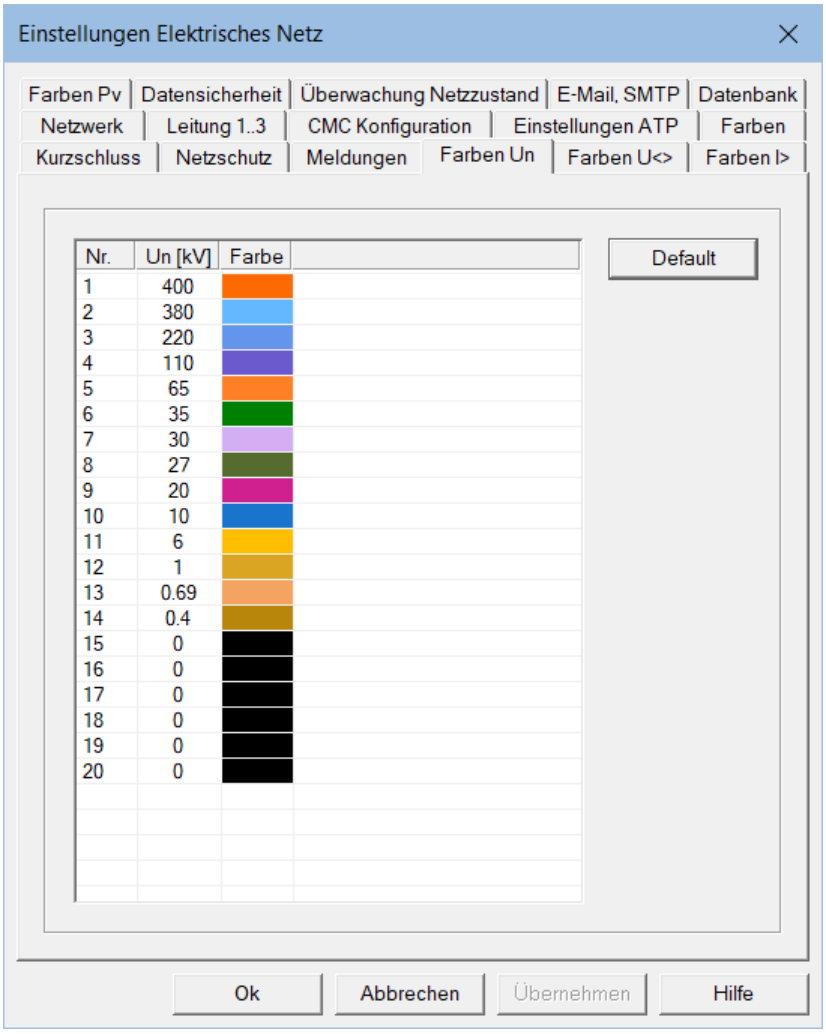


Abbildung 185: Einstelldialog *Einstellungen Elektrisches Netz*, Registerkarte *Farben Un*

Das Ergebnis der Identifikation der Nennspannungsebenen wird in den **Projektinformationen**, Registerkarte **Un Ebenen** wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt ausgegeben.

Die Einfärbung kann mit dem Toolbar-Button oder

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Netzberechnung entfernen**
- oder **Strg + Alt + E**

zurückgesetzt werden.

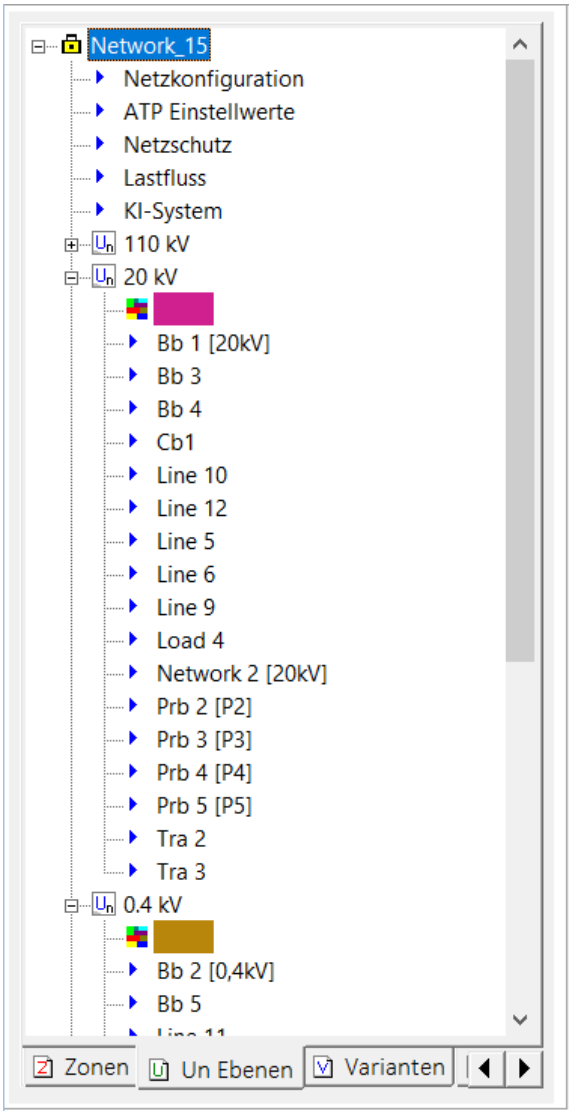


Abbildung 186: Zuordnung der Betriebsmittel zu Nennspannungsebenen

2.15.1.1 Markierung von als fehlerhaft erkannten Betriebsmitteln

Bzgl. der eingestellten Nennspannung als fehlerhaft erkannte Betriebsmittel werden in der Netzgrafik **grau** eingefärbt (siehe Abbildung 87). Die als fehlerhaft erkannten Betriebsmittel werden in der Registerkarte **Analyse Un** des Dialogs **Liste der Betriebsmitteldaten** angezeigt.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Liste der Einstellwerte**
- oder Tastenkürzel **Strg + F1**

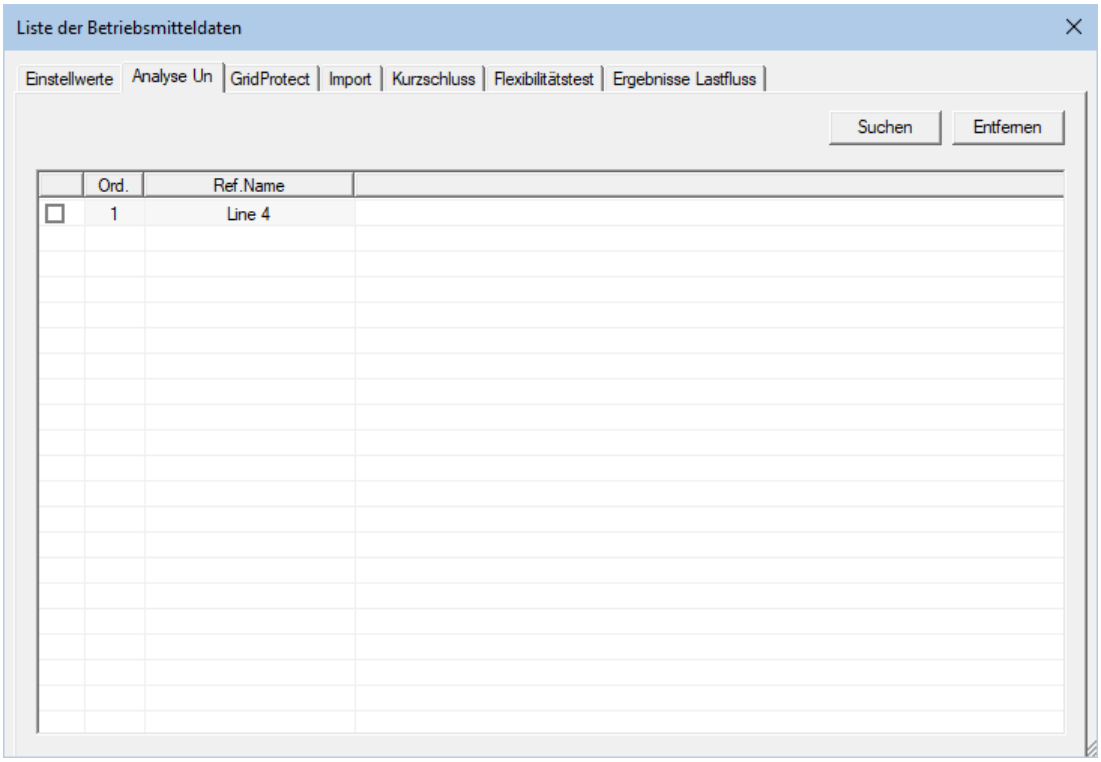


Abbildung 187: Ausgabe der als fehlerhaft identifizierten Betriebsmittel – *Analyse Un*

Der zu den Betriebsmitteln zugehörige Einstelldialog kann durch einen **Left Mouse Button Click** auf die Zelle **Name** in der jeweiligen Zeile geöffnet und der Einstellwerte der Nennspannung geändert werden.

2.15.2 Elektrische Versorgungsbereiche identifizieren und überprüfen

ATPDesigner identifiziert in Stromnetzen beliebiger Topologie das Teilnetz, das durch eine Einspeisung wie z.B. eine **Netzeinspeisung** oder eine **Erzeugungsanlage (DEA)** also eine Spannungs- oder Leistungsquelle mit elektrischer Energie versorgt wird.

- Hauptmenü **Prüfungen**
- Menüpunkt **Elektrischer Versorgungsbereich**
- Kontextsensitives **Right Mouse Button Menü**

⇨ Betriebsmittel mit Spannungs- oder Leistungsquellen besitzen einen Einstellwerte für die Nennspannung U_n.

⇨ Der Algorithmus geht davon aus, dass die Nennspannungen der Wicklungen der Transformatoren korrekt eingestellt sind.

⇨ Elektrische Trennstellen z.B. durch offene Schalter werden in dem Algorithmus berücksichtigt und die Suche wird an einer Trennstelle beendet.

⇨ Offene Trennstellen wie z.B. offene Schalter werden nur einem Versorgungsbereich zugeordnet. Die Zuordnung ist abhängig von der Vorgehensweise des Suchalgorithmus.

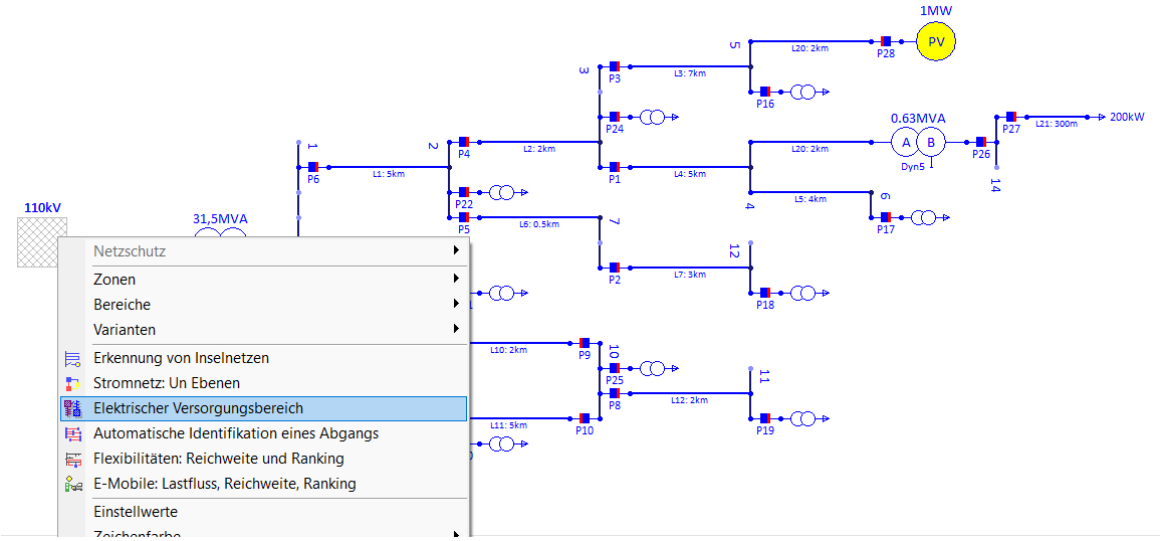
⇨ Die Suche endet an einem elektrisch deaktivierten Netzwerkelement,

Das Teilnetz des Versorgungsbereiches wird **grün** eingefärbt.

Der **Elektrische Versorgungsbereich** beginnt an einem Betriebsmittel mit Spannungsquelle oder Leistungsquelle oder mit an einer Wicklung eines Transformators und endet an einer offenen Trennstelle z.B. einem offenen Schalter oder am Ende eines Leitungsabgangs z.B. an einer **Verbraucherlast**. Die Trennschalter von **Leitungen** und **Sammelschienen** werden bzgl. des Schaltzustandes offen oder geschlossen berücksichtigt.

- Netzwerkelement als Start mit einem **Left Mouse Button Click** markieren
- Kontextsensitives Menü mit einem **Right Mouse Button Click** öffnen
- Menüpunkt **Elektrischer Versorgungsbereich** mit einem **Left Mouse Button Click** auswählen

Wie in der folgenden Abbildung erkennbar wurde das Netzwerkelement **Netzeinspeisung** 110kV mit einem **Left Mouse Button Click** markiert. Mit einem **Right Mouse Button Click** kann der Menüpunkt **Elektrischer Versorgungsbereich** ausgewählt und die Funktion gestartet werden.



Im nächsten Schritt werden zwei Optionen in einem Menü angeboten.

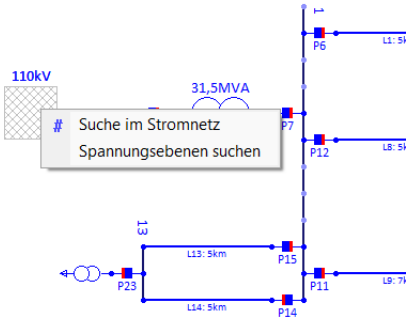
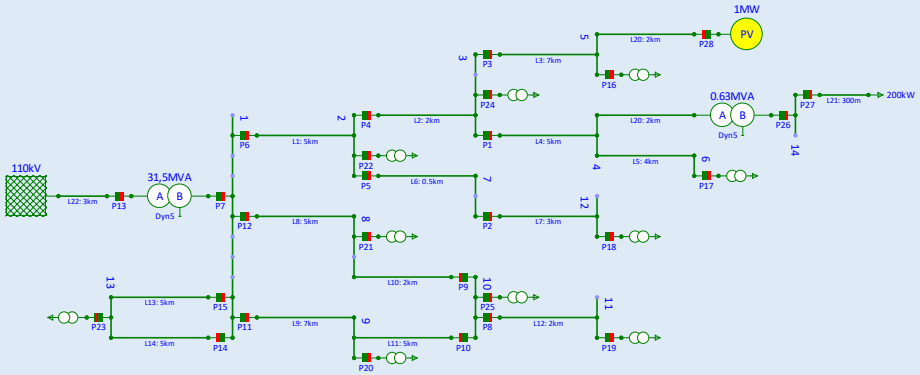
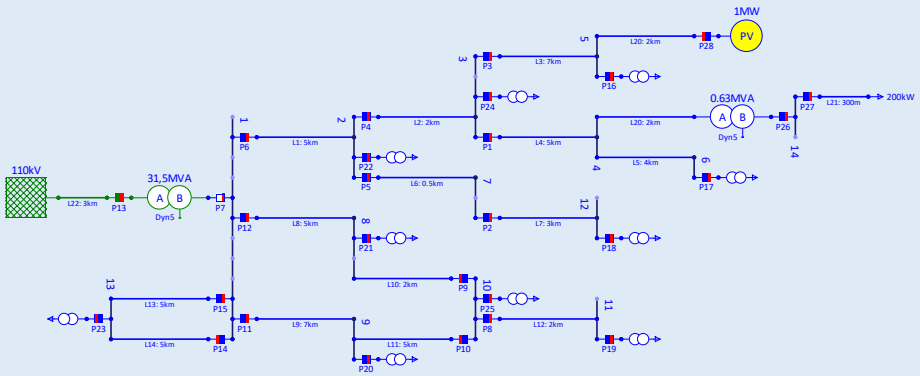
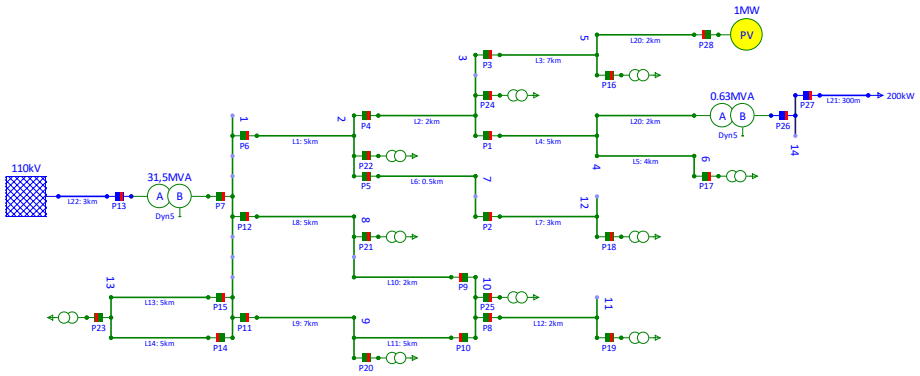


Abbildung 188: Versorgungsbereich – Start an einer Spannungs- oder Leistungsquelle

	Bedeutung
Suche im Stromnetz	Es werden alle Netzwerkelemente im Versorgungsbereich identifiziert und eingefärbt. Die Suche endet an Randknoten oder offenen Trennstellen wie z.B. einem offenen Schalter. Die zum Versorgungsbereich gehörenden Netzwerkelemente werden **grün** eingefärbt.  Wie nachfolgend zu erkennen ist, endet der **grün** eingefärbte Versorgungsbereich am offenen Schalter des **Mess/Schutzgerätes** P7 
Spannungsebenen suchen	Es werden alle Netzwerkelemente im Versorgungsbereich identifiziert und eingefärbt. Die Suche endet an Transformatoren, Randknoten oder an offenen Trennstellen wie z.B. einem offenen Schalter. Ausgangspunkt der Suche war für die folgende Abbildung die **Erzeugungsanlage (DEA)**, d.h. die PV-Anlage. 

Die Identifikation eines Versorgungsbereiches erfolgt durch eine rekursive Baumsuchalgorithmus. Folgende Netzwerkelemente können als Startpunkt für die Identifikation eines Versorgungsbereiches verwendet werden:

- **Netzeinspeisung**
- **Erzeugungsanlage (DEA)**
- **Dezentraler Einspeiser (EMT)**
- **Transformator 2-Wicklung**
- **Transformator 2/3-Wicklung (BCTRAN)**
- **Transformator (XFORMER)**
- **Transformator (SATURABLE)**
- **Synchrongenerator**
- **Oberschwingungsquelle**

Die Identifikation kann wie folgt erläutert mit dem Menüpunkt **Elektrischer Versorgungsbereich** der beiden kontextsensitiven **Right Mouse Button Click** Menüs gestartet werden. Alternativ kann der entsprechende Menüpunkt im Hauptmenü **Prüfungen** verwendet werden.

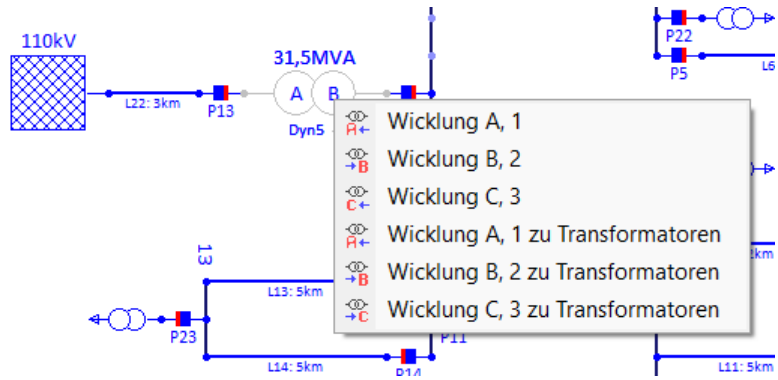
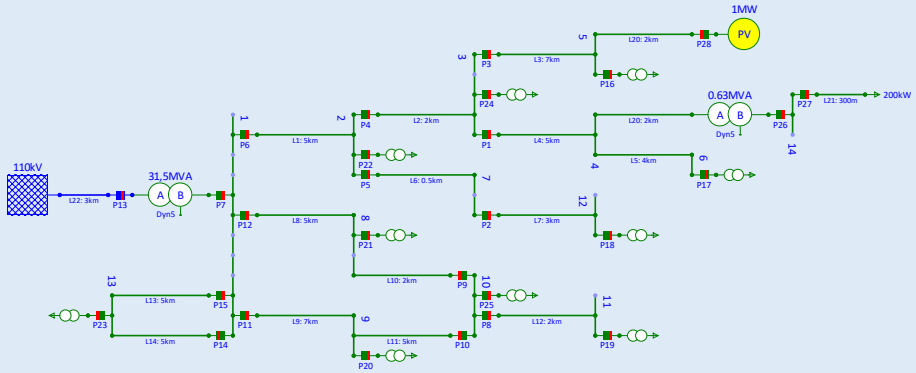
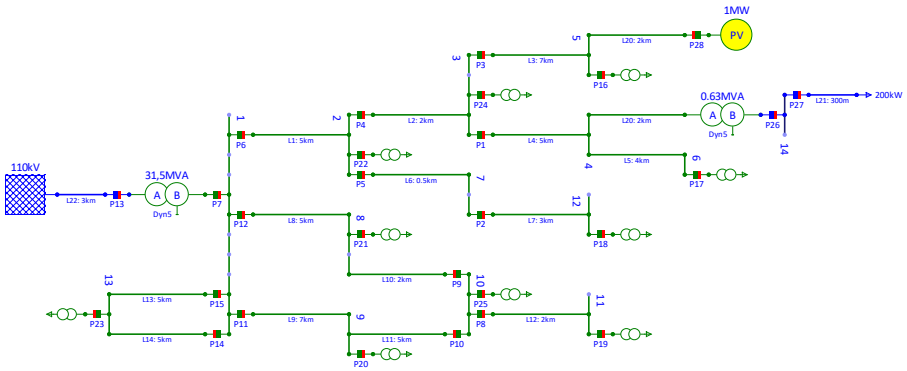


Abbildung 189: Versorgungsbereich – Start an einer Transformatorwicklung

	Bedeutung
Wicklung A, 1 **Wicklung B, 2** **Wicklung C, 3**	Die Suche startet an einer Wicklung des Transformators und endet an Randknoten oder elektrischen Trennstellen. Ausgangspunkt der Suche ist für die folgende Abbildung die Wicklung B des Transformators 31,5MVA. 

Wicklung A, 1 zu Transformatoren **Wicklung B, 2 zu Transformatoren** **Wicklung C, 3 zu Transformatoren**	Die Suche startet an einer Wicklung des Transformators und endet an Randknoten oder elektrischen Trennstellen oder an einer Wicklung eines Transformators. Ausgangspunkt der Suche war für die folgende Abbildung die Wicklung B des Transformators 31,5MVA. Die Suchoption hat die Netzwerkelemente an der 0,4kV-Wickung des Niederspannungstransformators 0,63MVA nicht eingefärbt, da die Such an dessen 20kV-Wicklung endete. 

2.15.3 Stromnetz: Un Ebenen – Identifikation und Einstellung der Nennspannung U_n

Eine zentrale Aufgabe bei der Erstellung von Stromnetzen in Netzberechnungsprogrammen ist die korrekte Einstellung und anschließende Überprüfung der Nennspannungen der Betriebsmittel. ATPDesigner stellt hier die Such- und Einstellfunktion **Stromnetz: Un Ebenen** zur Verfügung.

- Hauptmenü **Prüfungen**
- Menüpunkt **Stromnetz: Un Ebenen**

Die Funktion kann auch im **Right Mouse Button Menu** gestartet werden.

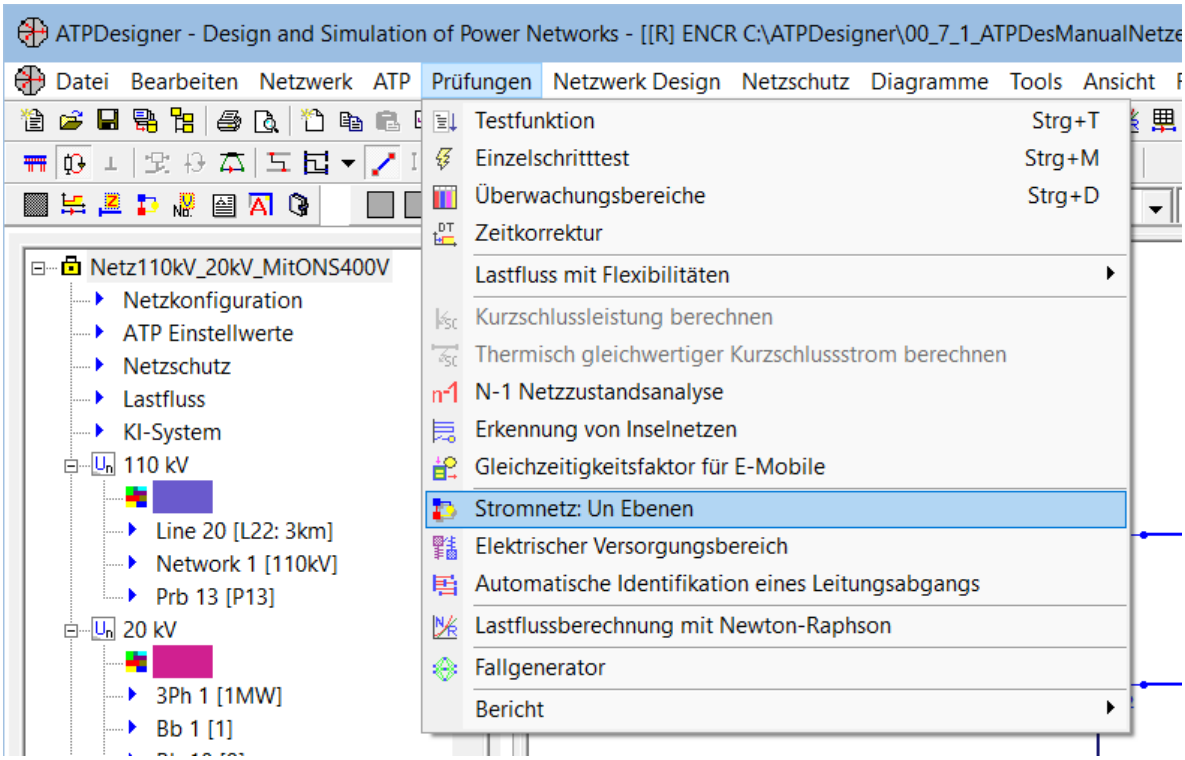


Abbildung 190: Stromnetz: Un Ebenen – Identifikation und Einstellung von Nennspannungen

Nachfolgend sind die Regeln und die Vorgehensweise des Algorithmus erläutert.
Der Algorithmus geht davon aus, dass die Nennspannungen der Wicklungen jedes Transformators im gesamten Stromnetz korrekt eingestellt sind. Der Algorithmus kann nach Bestätigung des Anwenders die Einstellwerte der Nennspannungen der Transformatoren in die Einstellwerte der Netzwerkelemente der Nennspannungsebene übertragen.

- Der Algorithmus startet die Suche immer an einer Wicklung eines Transformators.
- Elektrische Trennstellen z.B. durch offene Schalter werden in dem Algorithmus berücksichtigt. Die Suche wird an einer offenen Trennstelle beendet.
- Wird von dem Algorithmus ausgehend von einer Wicklung eines Transformators eine Wicklung eines anderen Transformators gefunden, so wird ausgehend von dieser Wicklung die Suchfunktion im Weiteren nicht gestartet.

Die Suche endet
- an einem Randknoten z.B. einer **Verbraucherlast**,
- an einer Wicklung eines anderen Transformators oder
- an einer offenen Trennstelle, z.B. ein offener **Schalter**.

Es werden die nachfolgend aufgelisteten Transformatoren zum Start der Suche verwendet, wenn der Transformator elektrisch aktiviert ist. Ein elektrisch deaktivierter Transformator (Zeichenfarbe **magenta**) wird nicht zum Start der Suche der Nennspannungen verwendet.

- **Transformator 2-Wicklung**
- **Transformator (XFORMER)**

- **Transformator (SATURABLE)**
- **Transformator 2/3-Wicklung (BCTRAN)**

Der Algorithmus arbeitet in zwei Schritten.

1. Ausgehend von den Wicklungen der Transformatoren werden Netzwerkelemente identifiziert und der Nennspannungsebene der Wicklung des Transformators, an der die Suche gestartet hat, zugeordnet. Die Einstellwerte der anderen Netzwerkelemente werden nicht ausgewertet.

2. Nach einer Bestätigung des Anwenders werden die in Schritt 1 identifizierten Nennspannungen in den Einstellwerten der Netzwerkelement gespeichert.

Ist in dem Stromnetz kein Transformator vorhanden, so wird die Funktion mit einer Fehlermeldung im **Meldungsfenster** wie nachfolgend dargestellt abgebrochen.

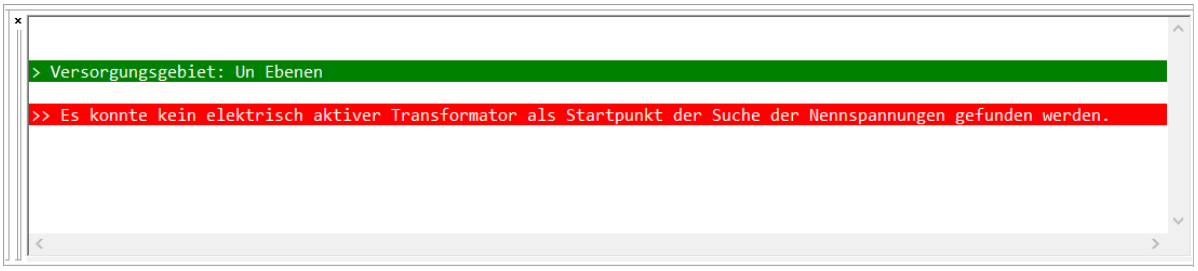


Abbildung 191: Abbruch der Suchfunktion

Im ersten Schritt werden ausgehend von den Wicklungen der Transformatoren durch ein rekursives Suchverfahren die elektrisch verbundenen Netzwerkelemente identifiziert. Eine elektrische Trennstelle durch z.B. einen offenen Schalter oder ein Randknoten beendet die Suche in dem Zweig des Stromnetzes. Es können nicht vermaschte aber auch beliebig vermaschte Stromnetztopologien durchsucht werden.

Der Algorithmus erstellt intern eine Liste, die ausgehend von der Wicklung des Transformators als Startelement alle damit elektrisch verbundenen Netzwerkelemente beinhaltet. Das Ergebnis der Suche wird im **Meldungsfenster** wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt ausgegeben.

- Zuerst wird der Transformator mit Wicklung und Nennspannung als Startelement der Suche ausgegeben.

- Danach werden die ausgehend von der Wicklung des Transformators elektrisch verbundenen Netzwerkelemente ausgegeben.

- Die Nennspannung U_n der Wicklung des Transformators wird in jeder Zeile ausgegeben, aber nicht in den Einstellwerten der elektrisch verbundenen Netzwerkelemente eingestellt.

Zum Einfärben der Nennspannungsebenen werden die Farben aus der Registerkarte **Farben Un** des Einstelldialogs **Einstellungen Elektrisches Netz** verwendet.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Netzkonfiguration**
- Registerkarte **Farben Un**

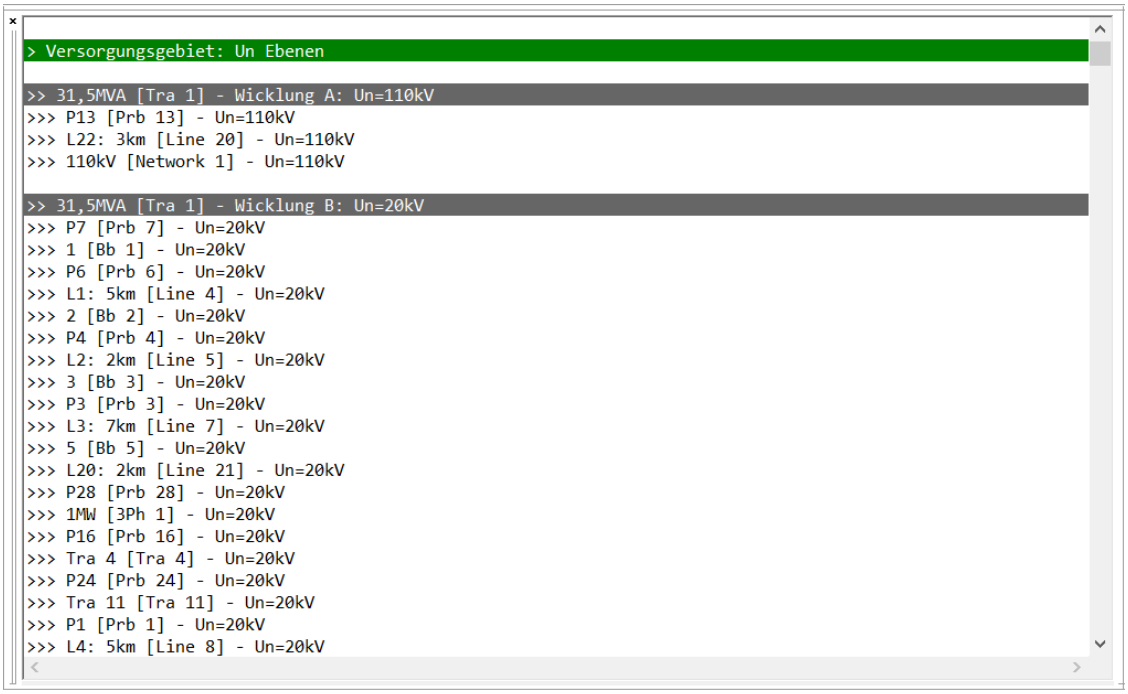


Abbildung 192: Stromnetz: Un Ebenen – Ergebnisse im Meldungsfenster

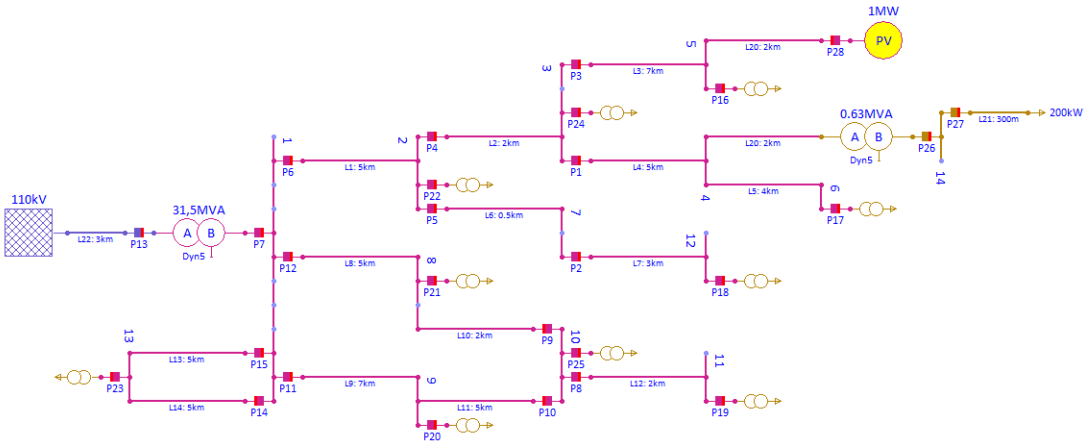


Abbildung 193: Stromnetz: Un Ebenen – Einfärbung der Nennspannungsebenen

Vor dem nächsten Schritt wird nachgefragt, ob eine automatische Einstellung der Nennspannung der an der Wicklung des Transformators verbundenen Netzwerkelemente ausgeführt werden soll. Es ist hier zu beachten, dass nicht jedes Netzwerkelement wie z.B. die **Erdung** einen Einstellwert der Nennspannung hat.

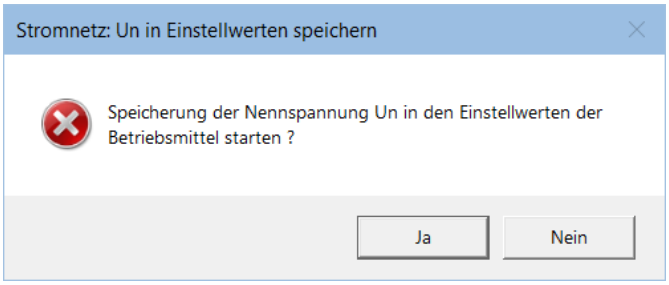


Abbildung 194: Stromnetz: Un Ebenen – Abfrage zur Einstellung der Nennspannung

Nach einer Bestätigung werden die identifizierten Nennspannungen in den Einstellwerten der Netzwerkelemente gespeichert. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Ausgabe im **Meldungsfenster**.

- Anwenderspezifischer Name des Betriebsmittels
- Referenzname des Betriebsmittels
- Nennspannung U_n der Wicklung des Transformators als Startelement
- Einstellwert der Nennspannung U_n des Betriebsmittels

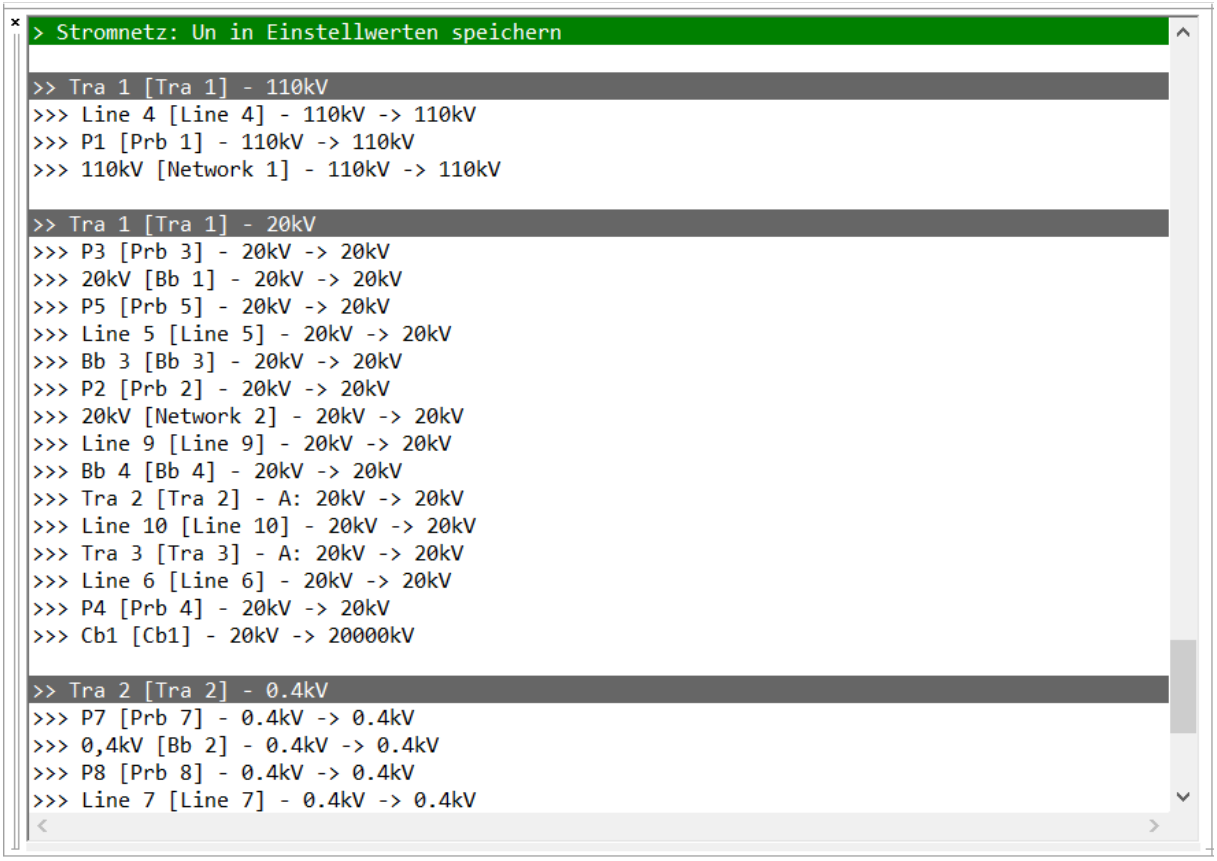


Abbildung 195: Stromnetz: Un Ebenen – Automatische Einstellung der Nennspannung

2.15.4 Überprüfung des Stromnetzes mit Hilfe der Netzzustandsdiagnose

Das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner bietet vielfältige Verfahren zur Netzzustandsdiagnose nach der Durchführung einer konvergenten Lastflussberechnung an. Insbesondere die Funktion **Überwachung Netzzustand** [Bd. 2], die eine Diagnose der Netzspannung und der Betriebsmittelauslastung u.a. auf Basis des BDEW-Ampelkonzeptes zur Verfügung stellt, kann zur Validierung eines Stromnetzes verwendet werden.

Es ist empfehlenswert, Stromnetze in mehreren Schritten aufzubauen und nach jedem Schritt das Stromnetz mit einer **Lastflussberechnung** [Bd. 3] zu validieren. Ausgehend von der Annahme, dass das Stromnetz im Normalbetrieb innerhalb der zulässigen normativen Grenzen betrieben wird, kann dies mit Hilfe der Funktion **Überwachung Netzzustand** validiert werden.

Dazu wird eine Lastflussberechnung durchgeführt und folgende Aspekte überprüft.

1. **Konvergenz der Lastflussberechnung**

Die Lastflussberechnung muss konvergent sein. Dazu ist in ATPDesigner ein Verfahren zur Konvergenzüberwachung implementiert.

2. **Überprüfung des Netzzustandes**
   Mit Hilfe der in Kapitel **Überwachung Netzzustand** [Bd. 2] erläuterten Funktionen muss der Netzzustand **Grün** erkannt werden. Die Netzzustandsampel muss die Farbe **Grün** anzeigen.

2.16 Ausführen einer Netzberechnung

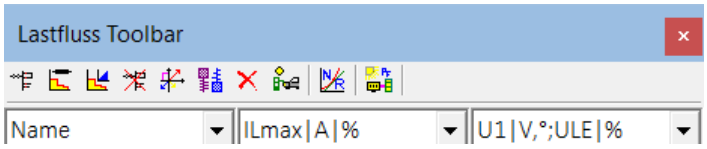
Nachdem das Stromversorgungsnetz erstellt worden ist, kann die **Berechnung des stationären Netzzustandes** oder der **dynamischen Netzvorgänge** durchgeführt werden.

2.16.1 Berechnung des stationären Netzzustandes

Ausgehend von dem Netz in der nachfolgenden Abbildung kann jetzt eine Berechnung des stationären Netzzustandes (im Folgenden auch **stationäre Netzberechnung** genannt) durchgeführt werden. Die Berechnung des stationären Netzzustandes erfolgt

- durch Drücken des Toolbar-Buttons oder
- durch Auswahl des Hauptmenüs **ATP**, Menüpunkt **Netzberechnung starten** oder
- durch das Tastenkürzel **Strg + E**.

Die Lastfluss Toolbar stellt dem Anwender die wichtigsten Bedienfunktionen als Toolbar-Button zur Verfügung.



Nach der Ausführung des ATP-Rechenkerns werden die Ergebnisse der Netzberechnung direkt im Stromversorgungsnetz oder in Tooltips angezeigt.

2.16.2 Aktivierung und Deaktivierung der Tooltips

Im Handbuch [Bd. 3] wird erläutert, wie Messwert - Tooltips aktiviert oder deaktiviert werden, sowie für welche Netzwerkelemente Tooltips zur Verfügung stehen.

2.16.3 Anzeige der Berechnungsergebnisse in Tooltips und in der Netzgrafik

Nach der Ausführung des ATP werden die Ergebnisse der Netzberechnung direkt im Stromversorgungsnetz oder in Tooltips angezeigt. Tooltips werden automatisch abhängig von der Position des Mauszeigers ein- oder ausgeblendet. In dem Beispiel wurde der Mauszeiger über das **Mess/Schutzgerät P3** positioniert. Die Messwerte an diesem Messort werden angezeigt. Der Inhalt der Tooltips kann durch den Anwender nicht verändert werden.

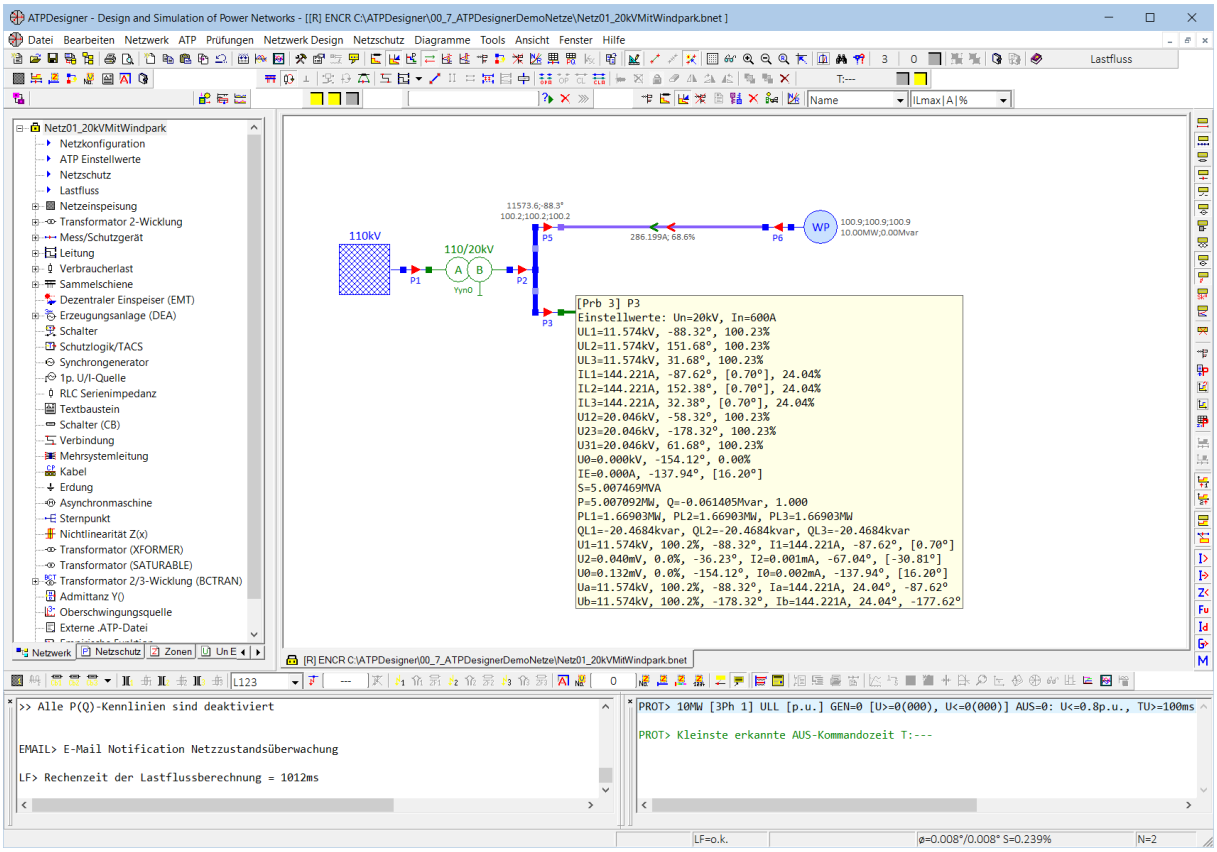


Abbildung 196: Ergebnisse der Netzberechnung

Im Weiteren werden an der Leitung der maximale Leiterstrom der drei Leiter sowie die Auslastung in % des maximal zulässigen Leiterstromes I_{max} angezeigt. Die Pfeile über der Leitung zeigen den Wirk- (**grün**) und Blindleistungsfluss (**rot**) an.

```
[Prb 3] P3
Einstellwerte: Un=20kV, In=600A
UL1=11.574kV, -88.32°, 100.23%
UL2=11.574kV, 151.68°, 100.23%
UL3=11.574kV, 31.68°, 100.23%
IL1=144.221A, -87.62°, [0.70°], 24.04%
IL2=144.221A, 152.38°, [0.70°], 24.04%
IL3=144.221A, 32.38°, [0.70°], 24.04%
U12=20.046kV, -58.32°, 100.23%
U23=20.046kV, -178.32°, 100.23%
U31=20.046kV, 61.68°, 100.23%
U0=0.000kV, -154.12°, 0.00%
IE=0.000A, -137.94°, [16.20°]
S=5.007469MVA
P=5.007092MW, Q=-0.061405Mvar, 1.000
PL1=1.66903MW, PL2=1.66903MW, PL3=1.66903MW
QL1=-20.4684kvar, QL2=-20.4684kvar, QL3=-20.4684kvar
U1=11.574kV, 100.2%, -88.32°, I1=144.221A, -87.62°, [0.70°]
U2=0.040mV, 0.0%, -36.23°, I2=0.001mA, -67.04°, [-30.81°]
U0=0.132mV, 0.0%, -154.12°, I0=0.002mA, -137.94°, [16.20°]
Ua=11.574kV, 100.2%, -88.32°, Ia=144.221A, 24.04°, -87.62°
Ub=11.574kV, 100.2%, -178.32°, Ib=144.221A, 24.04°, -177.62°
```

Abbildung 197: Ergebnisse der Netzberechnung an dem Mess/Schutzgerät

2.16.4 Anpassen von Schriftart und Schriftgröße der Tooltips

Schriftart und Schriftgröße der Tooltips können im Einstelldialog **Programmeinstellungen** verändert werden. Der Einstelldialog kann wie folgt geöffnet werden.

- Hauptmenü Tools
- Menüpunkt Programmeinstellungen

Einstellwert	Bedeutung
TT Schriftart	Zeichensatz der Anzeige der Berechnungsergebnisse in Tooltips
TT Bk Farbe	Hintergrundfarbe der Anzeige der Berechnungsergebnisse in Tooltips

2.16.5 Aktivierung und Deaktivierung der Pfeile für Wirk- und Blindleistungsfluss

Die Pfeile können mit Hilfe des Toolbar-Buttons ein- und ausgeschaltet werden. Bei der Interpretation der Wirk- und Blindleistungsflusses muss beachtet werden, dass die Pfeilrichtung die Flussrichtung der resultierenden 3-phasigen Wirk- und Blindleistung angibt, die aus den leiterselektiven Wirk- und Blindleistungen im Sinne der komplexen Wechselstromrechnung berechnet wird. Es wird das Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) angewendet.

$$\underline{S} = P + jQ$$

$$\underline{S} = \underline{U}_{L1} \cdot \underline{I}_{L1}^{*} + \underline{U}_{L2} \cdot \underline{I}_{L2}^{*} + \underline{U}_{L3} \cdot \underline{I}_{L3}^{*}$$

$$P = \mathrm{Re}\left(\underline{S}\right) \;,\; Q = \mathrm{Im}\left(\underline{S}\right)$$

Es muss daher beachtet werden, dass die angezeigten Leistungsflussrichtung bei unsymmetrischen Netzzuständen ggfs. nicht mit den leiterselektiven Leistungsflussrichtungen übereinstimmen.

2.16.6 Entfernen der Ergebnisse der Netzberechnung

Die Ergebnisse der Netzberechnung können aus der Netzgrafik entfernt werden.

- **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Button
- Hauptmenü **ATP**, Menüpunkt **Netzberechnung entfernen**
- Tastenkürzel **Strg + Alt + E**

2.16.7 Ausführen einer Lastflussberechnung

ATPDesigner stellt eine Lastflussberechnung zur Verfügung, die mehrere Typen von Betriebsmitteln im iterativen Verfahren berücksichtigt.

- **Lastflussberechnung** **Lastfluss: PQ, PU Knoten**
  - Verbraucherlasten
  - Netzeinspeisungen
  - Leitungen mit integrierten Verbraucherlasten
  - 2-Wicklungs-Transformatoren mit Stufenschalter und Spannungsregler
  - 2-Wicklungs-Transformator **XFormer** mit Längsspannungsregler

- Synchrongenerator

- **Lastflussberechnung Lastfluss: DEA**
  - Dezentrale Energieerzeugungsanlagen[9] (DEA) mit Netzstromrichtern **Erzeugungsanlage (DEA)**

Für die Betriebsmitteltypen kann mit Hilfe der Toolbar-Buttons getrennt EIN oder AUS geschaltet werden, ob Betriebsmittel dieses Typs generell in der Lastflussberechnung berücksichtigt werden oder nicht. Es sei nochmals darauf hingewiesen, dass diese beiden Schalter für alle Betriebsmittel dieses Typs wirken.

- Lastflussberechnung **Lastfluss: PQ, PU Knoten** für Lasten und Spannungsregler EIN oder AUS

- Lastflussberechnung **Lastfluss: DEA** für dezentrale Erzeugungsanlagen (**Erzeugungsanlage (DEA)**) mit Netzstromrichter EIN oder AUS

Die Toolbar-Buttons sind als Menüpunkte im Hauptmenü **ATP** zu finden. Die zugehörigen Einstellwerte sind im Einstelldialog **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **ATP Daten** zu finden.

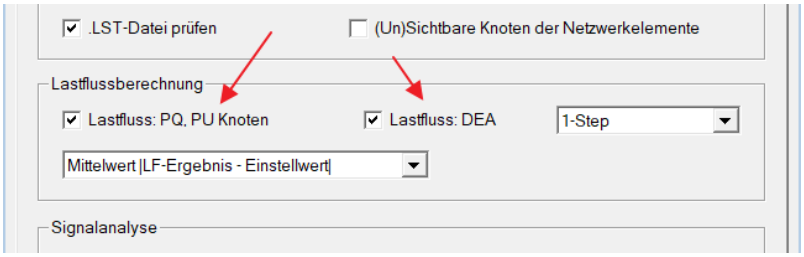


Abbildung 198: Registerkarte *ATP Daten* - Optionen zur Lastflussberechnung

2.16.7.1 Algorithmische, modellbedingte Unschärfen, Konvergenzüberwachung

Betrachtet man nun die Ergebnisse der Netzberechnung an der Verbraucherlast so erkennt man, dass die dort gemessene Scheinleistung S = 993,5kVA bei einem Verschiebungsfaktor cosφ = 0,95 beträgt. Als Einstellwerte wurde aber S = 1000kVA vorgegeben. Die Ursachen für diese Abweichung, d.h. die Unschärfen der Netzberechnung liegen im Berechnungsverfahren , d.h. im Algorithmus und dem netzphysikalischen Modell der Verbraucherlast.

Die Verbraucherlast wird aus drei gleichen Serienimpedanzen $\underline{Z} = R + jX$ in Sternschaltung nachgebildet. Um aus der vorgegebenen Scheinleistung $\underline{S} = P + jQ$ die Werte der Impedanz $\underline{Z}$ zu berechnen, muss unter Annahme eines symmetrischen Netzzustandes die Leiter-Leiter-Spannung am Netzanschlussknoten der Verbraucherlast angenommen werden. Grundlage der Berechnung ist wie schon erwähnt die Annahme eines symmetrischen Netzzustandes, d.h. die Leiter-Leiter-Spannungen am Netzanschlussknoten der Last bilden ein symmetrisches Drehspannungssystem mit $U_{L12} = U_{L23} = U_{L31} = U_{LL}$. Der Betrag der Leiter-Leiter-Spannung U_{LL} kann z.B. aus der Mitsystemspannung $\underline{U}_1$ berechnet werden.

[9] Dezentrale Erzeugungsanlagen = DEA

$$\underline{Z} = \frac{U_{LL}^2}{P - jQ} = \frac{\left(U_1 \cdot \sqrt{3}\right)^2}{P - jQ} = \frac{\left(U_1 \cdot \sqrt{3}\right)^2}{P^2 + Q^2} \cdot \left(P + jQ\right)$$

Als Betrag der Leiter-Leiter-Spannung wurde als erste Näherung und Startwert die Nennspannung U_n = 20kV im Einstelldialog der Verbraucherlast verwendet. ATPDesigner hat daraus automatisch den Wert der Impedanz nach obiger Gleichung berechnet. Durch den Laststrom und den dadurch verursachten Spannungsfall entlang der Leitung wird die Spannung am Netzanschlussknoten der Verbraucherlast kleiner als Nennspannung sein. Insofern ist die durch ATPDesigner automatisch berechnete Impedanz mit der angenommenen Nennspannung zu groß und die berechnete Scheinleistung muss demnach kleiner als die eingestellte Scheinleistung sein.

Die Vorgabe des Anwenders, die Verbraucherlast als Scheinleistungssenke (Bezugsanlage) mit konstanter Scheinleistungsaufnahme unabhängig von der Spannung am Netzanschlussknoten nachzubilden, kann mit diesem einstufigen Berechnungsverfahren nicht realisiert werden.

Um die Vorgabe einer Konstantleistungssenke (Bezugsanlage) zu realisieren, muss man von dem einstufigen Verfahren zur Berechnung des stationären Netzzustandes zu einem mehrstufigen iterativen Verfahren der sog. **Lastflussberechnung** übergehen. In einem mehrstufigen Verfahren wird in jedem Rechenschritt die Impedanz $\underline{Z}$, welche die Last nachbildet, mit der im aktuellen Rechenschritt berechneten Leiter-Leiter-Spannung am Netzanschlussknoten der Last neu berechnet. Man spricht hier von einer iterativen Näherung. Als Konvergenzkriterium der iterativen Näherung können der Betrag der Scheinleistung und der Verschiebungsfaktor verwendet werden.

Der Wert der Impedanz wird schrittweise so verbessert, dass die berechnete Scheinleistung (=die von der Verbraucherlast bezogene Scheinleistung) mit der eingestellten Scheinleistung bei dem vorgegebenen Verschiebungsfaktor in guter Genauigkeit übereinstimmt. Als Konsequenz benötigt ein Verfahren zur Lastflussberechnung eine Überwachung der erreichten (Übereinstimmungs-)Genauigkeit von anwenderspezifischer Vorgabe und im aktuellen Rechenschritt erreichtem Ergebnis. Man spricht hier von einer **Konvergenzüberwachung**.

2.16.7.2 Optionen der Lastflussberechnung - Getrenntes EIN-/AUS-Schalten

Das getrennte EIN- und AUS-Schalten der beiden Optionen der Lastflussberechnung ist erforderlich, damit so das normative Verhalten von **Erzeugungsanlagen (DEA)** im Kurzschlussfall nach VDE [18],[30] nachgebildet werden kann.

Da in aller Regel im Kurzschlussfall der Betrag der Netzspannung im gesamten Stromnetz eher sehr klein sein wird, ist der Bezug einer vom Anwender vorgegebenen Scheinleistung einer Verbraucherlast in aller Regel nicht möglich sein. Die Lastflussberechnung würde bei aktiver Option **Lastfluss: PQ, PU Knoten** divergieren. Daher muss die iterative Lastflussberechnung **Lastfluss: PQ, PU Knoten** deaktiviert werden.

Das normative Verhalten dezentraler Erzeugungsanlagen sieht im Kurzschlussfall die Einspeisung von Blindstrom zur Stützung der Netzspannung und zur Sicherstellung der korrekten Arbeitsweise des Selektivschutzes vor. Um Blindstrom am Netzanschlusspunkt

(NAP) im Kurzschlussfall einspeisen zu können, ist es erforderlich, zur Berechnung von Netzzuständen im Kurzschlussfall die Option **Lastfluss: DEA** zu aktivieren.

2.16.7.3 Lastflussberechnung von Netzzuständen im Kurzschlussfall

Um Netzzustände im Kurzschlussfall durch eine erweiterte Lastflussberechnung berechnen zu können, müssen die Optionen der Lastflussberechnung wie folgt eingestellt werden.

- Lastflussberechnung **Lastfluss: PQ, PU Knoten** : **AUS**
- Lastflussberechnung **Lastfluss: DEA** : **EIN**

2.16.7.4 Einstellung der Konvergenzkriterien der Lastflussberechnung

Die Konvergenzkriterien für die beiden Optionen **Lastfluss: PQ, PU Knoten** und **Lastfluss: DEA** werden in getrennten Einstelldialogen eingestellt.

- Lastflussberechnung **Lastfluss: PQ, PU Knoten**
  Einstelldialog **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **Lastfluss: PQ, PU Knoten**
- Lastflussberechnung **Lastfluss: DEA**
  Einstelldialog **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **Lastfluss: DEA**

Einstellwert	Bedeutung
Lastfluss: PQ, PU Knoten	**EIN**: Der eingestellte Wert der Impedanz wird im Iterationsverfahren iterativ wie beschrieben angepasst.
	AUS: Der eingestellte Wert der Impedanz wird nicht verändert. Diese Option kann z.B. für die Modellierung einer Impedanz, die am Sternpunkt eines Transformators angeschlossen ist, sinnvoll sein.
	Für die Netzwerkelemente **Verbraucherlast**, **Transformator 2-Wicklung** mit aktiver integrierter Verbraucherlast oder Spannungsregler, **Leitung mit aktiver integrierter Verbraucherlast**, **Transformator XFormer** mit Längsspannungsregler, **Netzeinspeisung**, **Synchrongenerator**

Einstellwert	Bedeutung
Lastfluss: DEA	**EIN**: Der Betrag des Einspeisestromes und dessen absolute Phasenlage werden iterativ verändert.
	AUS: Der Betrag des Einspeisestromes und dessen absolute Phasenlage werden nicht verändert.
	Für das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage DEA**

Sind jetzt die beiden Optionen aktiviert, kann die Lastflussberechnung ausgeführt werden. Für eine Lastflussberechnung im Kurzschlussfall muss die Option **Lastfluss: PQ, PU Knoten** in aller Regel deaktiviert werden. ATPDesigner führt abhängig von den definierten Konvergenzbedingungen eine **iterative Lastflussberechnung** durch.

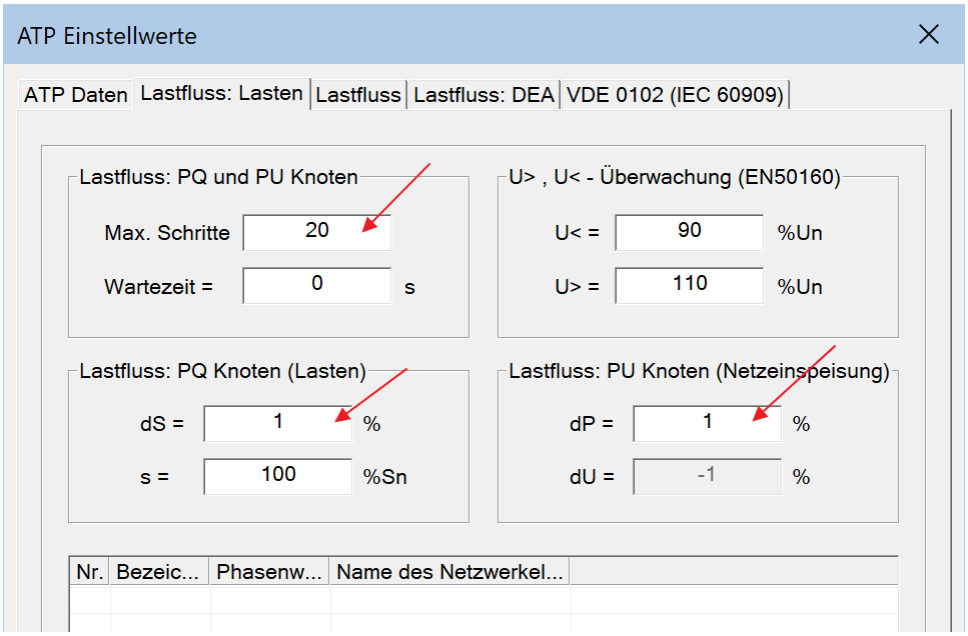


Abbildung 199: Einstellung der Konvergenzbedingung - *Lastfluss: PQ, PU Knoten*

Einstellwert	Bedeutung für die Option Lastfluss: PQ, PU Knoten
Max. Schritte	**Maximale Anzahl Iterationsschritte der Lastflussberechnung** Wird die maximal zulässige Anzahl Iterationsschritte erreicht, ohne dass alle weiteren Konvergenzkriterien erfüllt sind, wird die **Divergenz der Lastflussberechnung** erkannt und keine Berechnungsergebnisse ausgegeben oder in der Netzgrafik angezeigt.
dS	**Maximal zulässige Abweichung der Scheinleistung** Das Konvergenzkriterium wird verwendet, um die relative Abweichung der Scheinleistung zu bewerten. Der Algorithmus verwendet dazu den Betrag der Differenz von berechneter und eingestellter Scheinleistung. 1. Es wird der Mittelwert der relativen Abweichung aller Betriebsmittel berechnet und bewertet. 2. Es wird der der maximale Wert der relativen Abweichung für alle Betriebsmittel berechnet und bewertet. Weitere Informationen zu den Konvergenzkriterien sind in [Bd. 2] enthalten. **Betriebsmittel** ▪ **Verbraucherlasten** ▪ **Leitungen** mit integrierter aktiver Last ▪ **Transformator 2-Wicklung** mit integrierter aktiver Last
dP	Maximale zulässige mittlere Abweichung der Wirkleistungseinspeisung der **Netzeinspeisungen** (PU Knoten)
dU	derzeit nicht verwendet

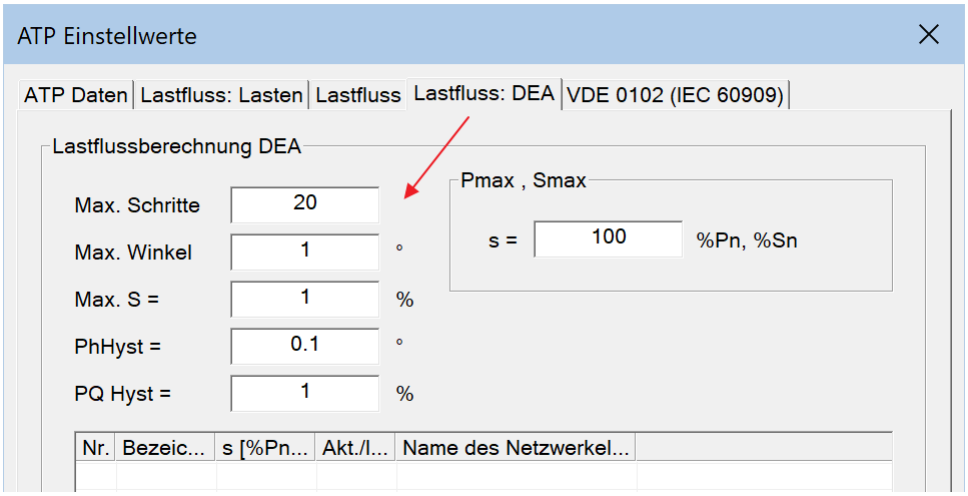


Abbildung 200: Einstellung der Konvergenzbedingung - *Lastfluss: DEA*

Einstellwert	Bedeutung für Lastfluss: DEA
Max. Schritte	**Maximale Anzahl Iterationsschritte der Lastflussberechnung** Wird die maximal zulässige Anzahl Iterationsschritte erreicht, ohne dass alle weiteren Konvergenzkriterien erfüllt sind, wird die **Divergenz der Lastflussberechnung** erkannt und keine Berechnungsergebnisse ausgegeben oder in der Netzgrafik angezeigt.
Max. Winkel	**Maximal zulässige Abweichung des Phasenwinkels zwischen Mitsystemstrom $\underline{I}_1$ und Mitsystemspannung $\underline{U}_1$** Das Konvergenzkriterium wird verwendet, um die absolute Abweichung des berechneten zum eingestellten Differenzphasenwinkels zu bewerten. Der Differenzphasenwinkel wird aus dem Verschiebungsfaktor berechnet. Der Algorithmus verwendet den Betrag des Differenzwinkels. 1. Es wird der Mittelwert der absoluten Abweichung für alle Betriebsmittel berechnet und bewertet. 2. Es wird der der maximale Wert der absoluten Abweichung für alle Betriebsmittel berechnet und bewertet. Weitere Informationen zu den Konvergenzkriterien sind in [Bd. 2] enthalten. **Betriebsmittel:** Erzeugungsanlage (DEA)
Max. S	**Maximal zulässige Abweichung der Scheinleistung** Das Konvergenzkriterium wird verwendet, um die relative Abweichung der Scheinleistung zu überwachen. Der Algorithmus verwendet den Betrag der Differenz von berechneter und eingestellter Scheinleistung. 1. Es wird der Mittelwert der relativen Abweichung aller Betriebsmittel berechnet und bewertet. 2. Es wird der der maximale Wert der relativen Abweichung aller Betriebsmittel berechnet und bewertet. Weitere Informationen zu den Konvergenzkriterien sind in [Bd. 2] enthalten. **Betriebsmittel:** Erzeugungsanlage (DEA)
PhHyst	**Hysterese für die Winkeldrehung von Zeigern**

	Ursache ist hier die mathematische Eigenschaft des Rechenkerns ATP, der absolute Winkellagen auch größer als 360° oder kleiner 0° berechnet. So ist ein absoluter Winkel 2° = 362° elektrisch identisch, im Sinne der Konvergenzkriterien führt ein absoluter Winkel von 2° eher zum Erfüllen des Konvergenzkriteriums als 362°. Daher werden die Phasenwinkel in das Intervall [0°, 360°] zurückgedreht.
PQ Hyst	**Erzeugungsanlage (DEA)**: Hysterese der PQ-Grenzlinie ▪ Einstelldialog **Erzeugungsanlage (DEA)** ▪ Registerkarte **P (Q)**)

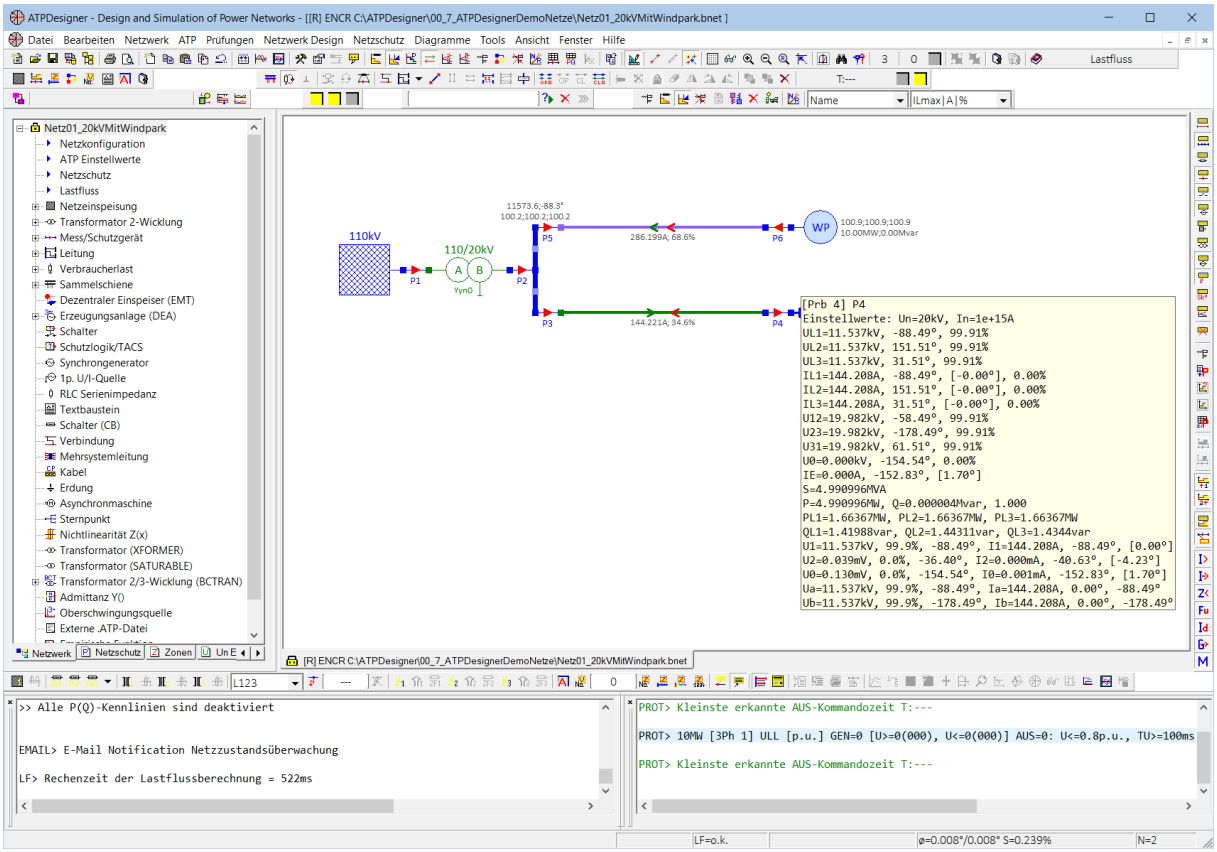


Abbildung 201: Ergebnisse der Lastflussberechnung

In der obigen Abbildung ist beispielhaft das Ergebnis einer Lastflussberechnung dargestellt. Der Tooltip des **Mess/Schutzgerätes** zeigt die Scheinleistungsaufnahme der **Verbraucherlast** und weitere Messwerte an.

2.16.7.5 Konvergenz und Divergenz der Lastflussberechnung

An den Positionen der beiden **roten Pfeilen** in der vorherigen Abbildung werden zwei weitere wichtige Informationen zu **Konvergenz** oder **Divergenz** der Lastflussberechnung angezeigt. ATPDesigner hat **N=2** Iterationen benötigt, um eine konvergente Lastflussberechnung zu erreichen.

In den beiden Einstelldialogen **Lastfluss: PQ, PU Knoten** und **Lastfluss: DEA** sind jeweils ein Einstellwert **Max. Schritte** = 20 Iterationsschritte als maximal zulässig vorgegeben. ATPDesigner ermittelt das maximum der beiden Einstellwerte und definiert intern damit die maximal zulässige Anzahl von Iterationsschritten.

- **Divergenz der Lastflussberechnung**
  Erreicht ATPDesigner mit maximal Iterationsschritten die geforderte Iterationsgenauigkeit nicht, so bricht ATPDesigner mit **Divergenz** die Lastflussberechnung ab.

- **Konvergenz der Lastflussberechnung**
  Sind alle weiteren Konvergenzbedingungen vor Erreichen der maximalen Anzahl oder bei maximaler Anzahl von Iterationsschritten erfüllt, beendet ATPDesigner mit **Konvergenz** die Lastflussberechnung.

Die Anzeige **LF=o.k.** in der Statusanzeige der Statusleiste zeigt an, dass ATPDesigner nach **N=2** Iterationsschritten Konvergenz erreicht hat. Die vom Anwender geforderte Genauigkeit bzgl. der im Iterationsverfahren anzupassenden Netzwerkelemente wurde eingehalten.

Die Anzeige **LF=fehlerhaft** in der Statusanzeige der Statusleiste in der nachfolgenden Abbildung zeigt an, dass ATPDesigner nach **N=20** Iterationsschritten keine Konvergenz, d.h. **Divergenz** erreicht hat. Die vom Anwender geforderte Genauigkeit bzgl. der im Iterationsverfahren anzupassenden Netzwerkelemente wurde nicht eingehalten.

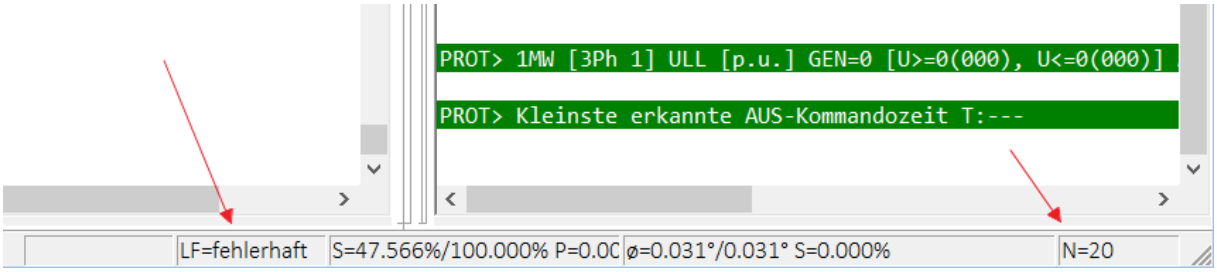


Abbildung 202: Anzeige der Divergenz der Lastflussberechnung

2.16.8 Ausgabe der Ergebnisse der Lastflussberechnung in einem Bericht

Die Ergebnisse einer Lastflussberechnung können optional als **Bericht**. Berichte verwenden das international standardisierte XML-basierten Format Office Open XML [21] und können mit einem üblichen Textverarbeitungssystem direkt geöffnet und weiterverarbeitet werden. Die Ausgabe des Berichtes muss im Einstelldialog **Einstellung Lastflussberechnung**, Registerkarte **Meldungen** mit der Option **Bericht: Ergebnisse Lastflussberechnung** aktiviert werden. Die nachfolgende Abbildung zeigt den Einstellwert.

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**

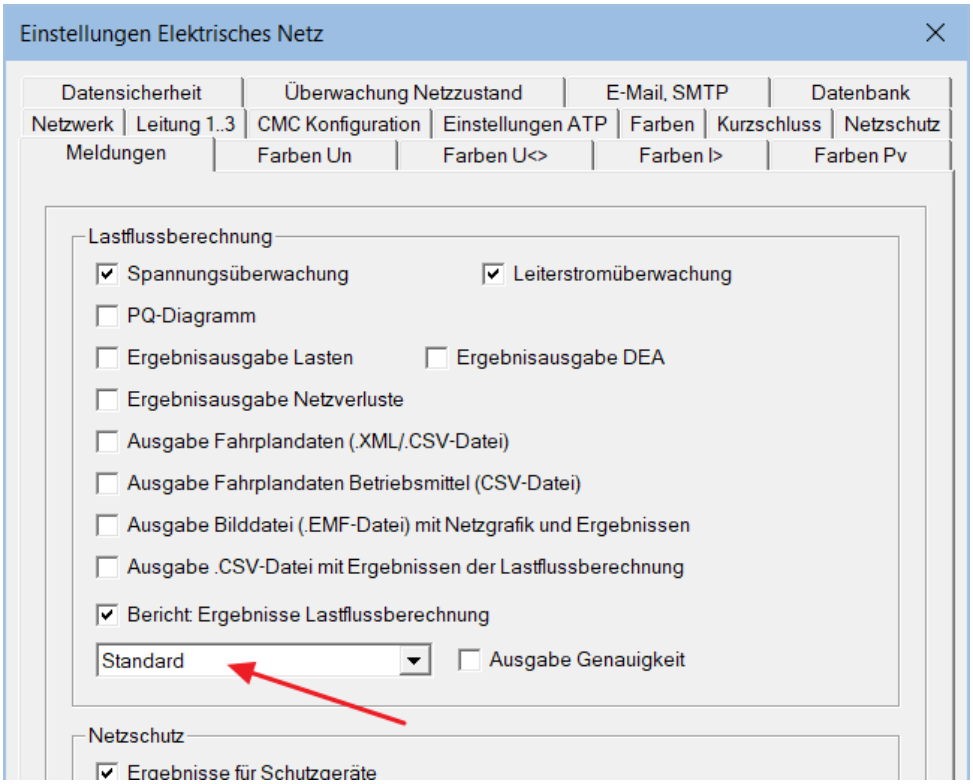


Abbildung 203: Ausgabe der Ergebnisse der Lastflussberechnung als Bericht

Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft den Bericht der Lastflussberechnung, der mit dem Textverarbeitungsprogramm WORD geöffnet wurde.

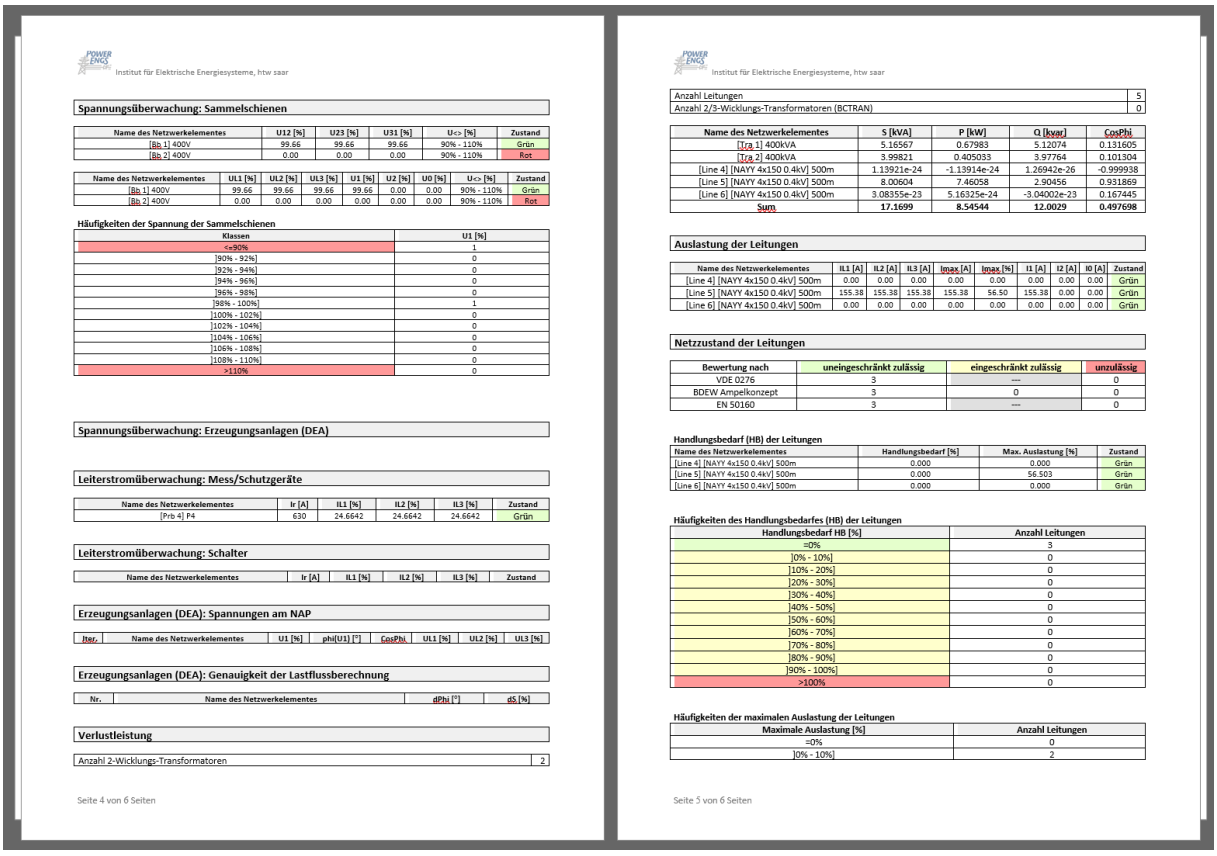


Abbildung 204: Bericht mit den Ergebnissen der Lastflussberechnung

2.16.9 Überwachung der Sammelschienenspannungen

Die Spannungen der Netzwerkelemente **Sammelschiene** werden von ATPDesigner überwacht. Die maximal und minimal zulässigen Spannungen können im Einstelldialog ATP Einstellwerte, Registerkarte Lastfluss: PQ, PU Knoten eingestellt werden.

Einstellwert	Bedeutung
U>	Maximal zulässiger Spannungsbetrag für alle Leiter-Leiter- und Leiter-Erd-Spannungen an den **Sammelschienen**
U<	Minimal zulässiger Spannungsbetrag für alle Leiter-Leiter- und Leiter-Erd-Spannungen an den **Sammelschienen**

Liegt eine der Leiter-Leiter- oder Leiter-Erd-Spannungen außerhalb des zulässigen Bereiches, so wird die Sammelschiene **rot** gezeichnet.

2.16.10 Ausgabe der Sammelschienenspannungen im *Meldungsfenster*

Die Sammelschienenspannungen werden im Meldungsfenster ausgegeben.

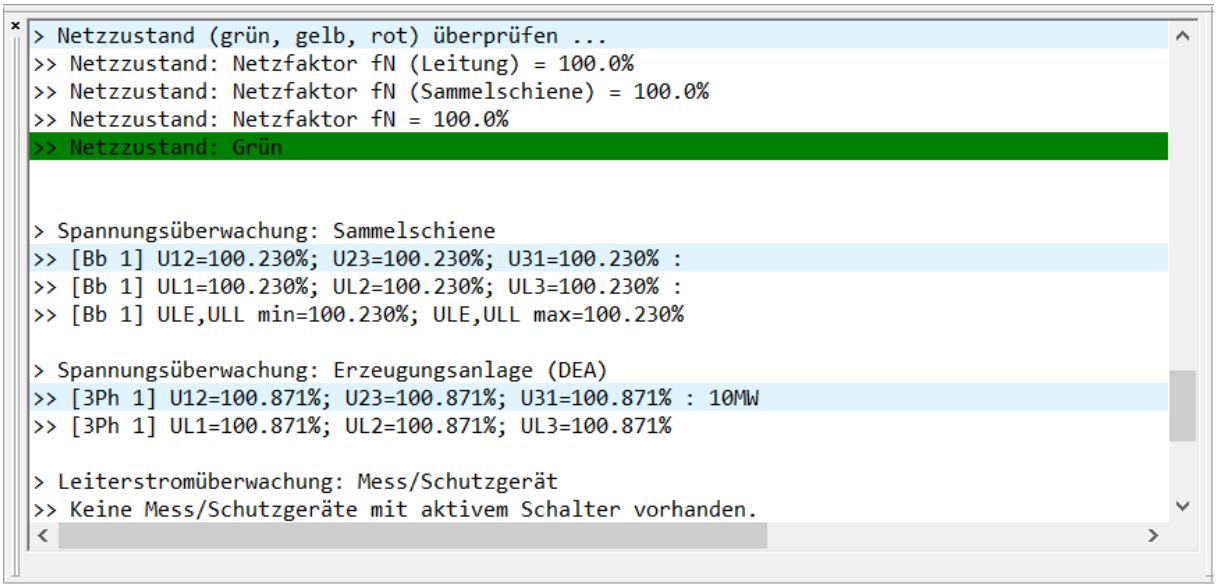
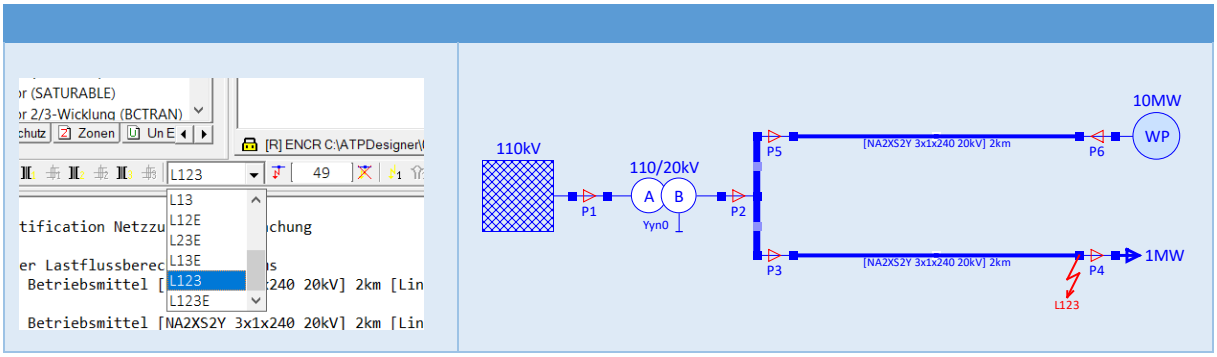
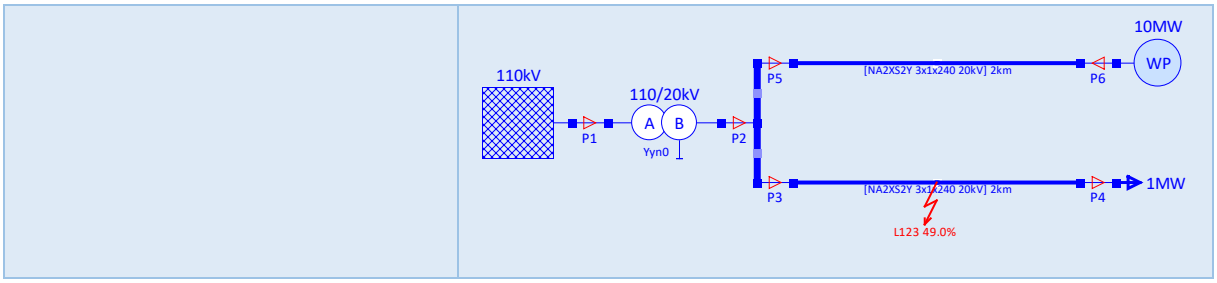


Abbildung 205: Ausgabe der Sammelschienenspannungen im *Meldungsfenster*

2.16.11 Kurzschluss an einem Netzknoten oder an einer Leitung

Mit dem nachfolgend abgebildeten Einstellwert kann ein Kurzschluss einfach an einem Netzknoten oder an einem beliebigen Ort entlang einer Leitung definiert werden.





Zunächst wird in der Auswahlliste in der unteren Toolbar die Fehlerart ausgewählt. Mit dem Drücken des Toolbar-Buttons wird als Mauszeiger das Symbol eines **roten Kurzschlusses** aktiviert. Mit der **Spitze** wird ein beliebiger Netzknoten oder ein Ort auf einer Leitung angewählt. Mit einem **Left Mouse Button Click** wird der Fehlerort mit dem Netzknoten oder der Leitung verbunden. Liegt der Fehlerort an einer Leitung, so teilt ATPDesigner die Leitung in zwei dem Fehlerort proportionalen Teilen auf.

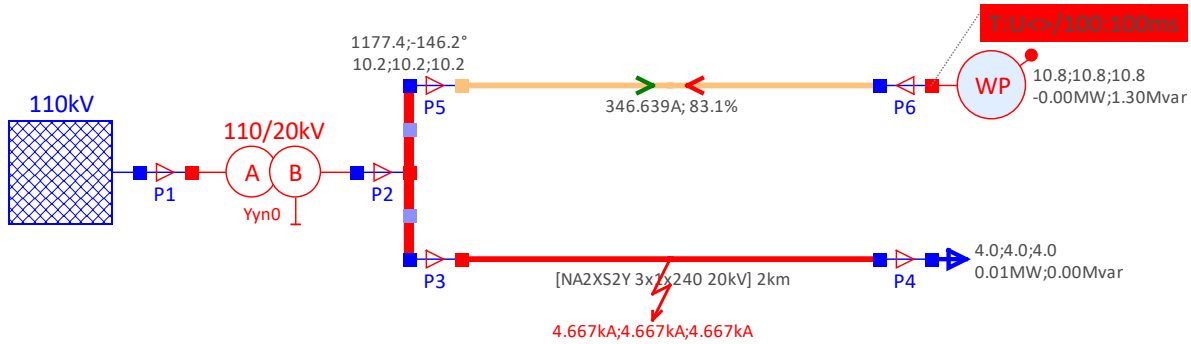


Abbildung 206: Ausgabe der Kurzschlussberechnung

Wie in obiger Abbildung zu erkennen ist, werden die durch den 3-poligen Kurzschluss L123 überlasteten Betriebsmittel **rot** eingefärbt.

Da es sich um eine 3-phasige Netznachbildung handelt, werden am Kurzschlussort u.U. mehrere Kurzschlussströme angezeigt. Für den 3-poligen Kurzschluss L123 sind die drei Kurzschlussströme zwischen Leiter und Kurzschlussort identisch, da das Netz mit allen Betriebsmitteln symmetrisch nachgebildet wurde.
Verbleibt der Fehlerort an der Leitung, so kann der Fehlerort in % der Leitungslänge in dem Eingabefeld 49 eingestellt werden. Mit dem Toolbar-Button wird der Kurzschluss gelöscht. Der Fehlerort kann nach Drücken des Toolbar-Buttons an einen anderen Netzknoten verschoben werden.

Als Alternative zu dem **Mess/Schutzgerät** mit **rotem Pfeil** kann auch ein **interner Schalter** verwendet werden. Wird der interne Schalter **SwtIntern** aktiviert, so verändert sich das grafische Abbild des **Mess/Schutzgerätes**. Unabhängig davon werden die Ergebnisse der Netzberechnung in einem Tooltip angezeigt.

Der rote Balken des **Mess/Schutzgeräte** - Symbols kennzeichnet die Strommessrichtung im Sinne der Pfeilspitze des **roten Pfeils**.

In der nachfolgenden Abbildung ist das Symbol des **Mess/Schutzgerät** vollständig rot ausgefüllt gezeichnet. Ursache ist hier die Bewertung des aktivierten Schalters unter

Berücksichtigung dessen maximalen Kurzschlussstrombelastung. Die Kennwerte des Schalters können im Einstelldialog des **Mess/Schutzgerät** mit dem Taster **Interner Schalter** eingestellt werden.

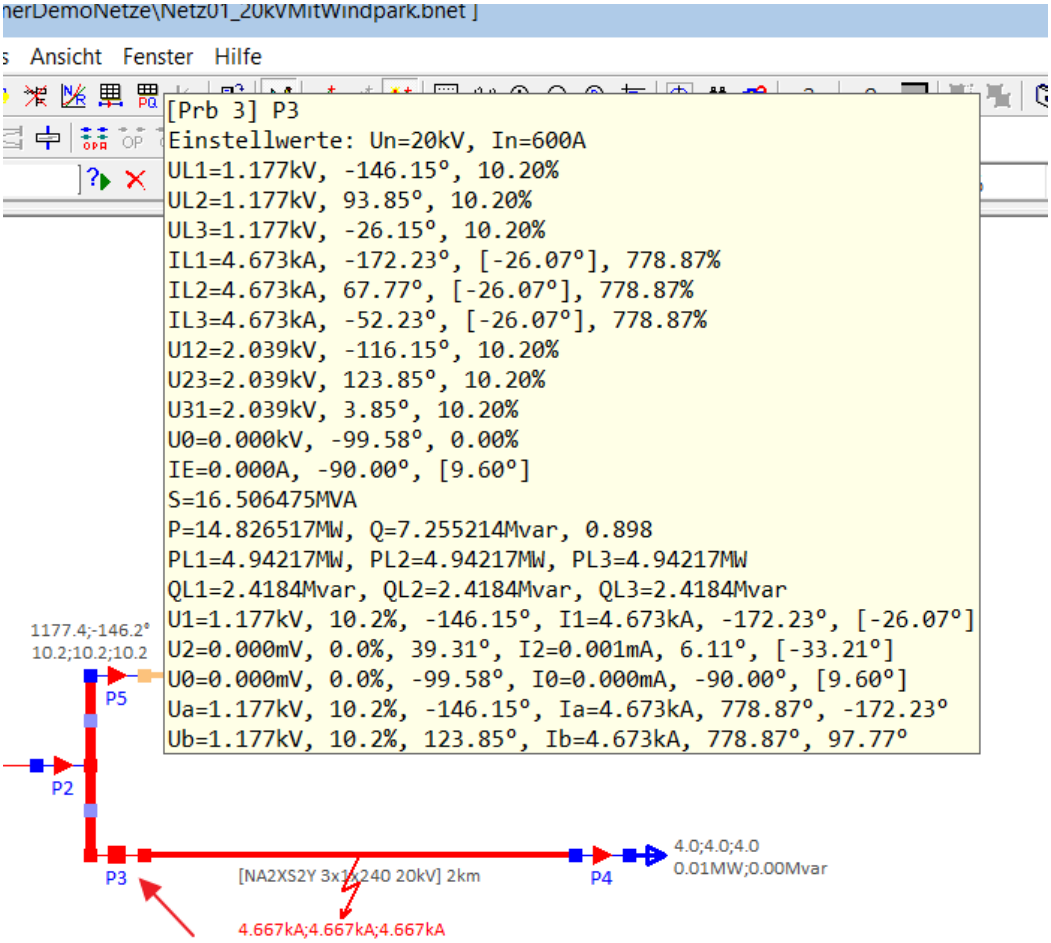


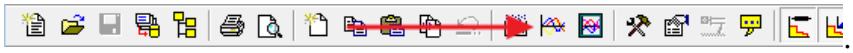
Abbildung 207: *Mess/Schutzgerät* mit internem Schalter

Der interne Schalter des **Mess/Schutzgerät** kann stationär z.B. durch einen **Right Mouse Button Click** geöffnet und geschlossen werden, wenn der Mauszeiger über dem Symbol des Schalters positioniert ist, aber auch durch Schutzfunktionen.

Bei einer Kurzschlussstromberechnung müssen in aller Regel die Lastflussiterationsverfahren deaktiviert werden, da bei zu geringer Netzspannung keine Konvergenz der Leistungsiterationen erreicht werden kann.

2.16.12 Berechnung dynamischer Netzvorgänge

Die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** [Bd. 3] als zeitliche Signale u(t), i(t), etc. erfolgt mit Hilfe des Toolbar-Buttons .



Um eine **Dezentrale Erzeugungsanlage** zu simulieren, muss das Netzwerkelement **Dezentraler Einspeiser (EMT)** verwendet werden, welches für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** geeignet ist. Das Zeitverhalten des Netzwerkelementes wird mit Hilfe von **MODELS** durch ATPDesigner nachgebildet. Das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** ist für die die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** [Bd. 3] nicht geeignet.

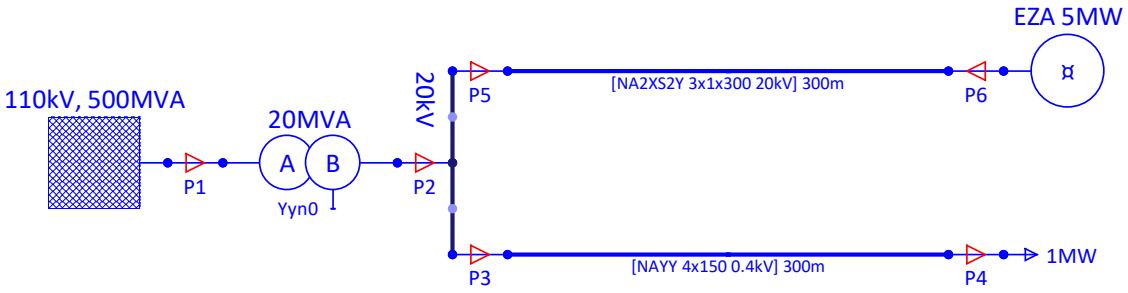


Abbildung 208: 20kV-Stromnetz mit *Verbraucherlast* und *Dezentraler Einspeiser (EMT)*

Für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** sind Einstellwerte zu beachten bzw. nach Bedarf anzupassen, die für eine Lastflussberechnung ohne Bedeutung sind. Die wichtigsten Einstellwerte, die vor dem Start der Berechnung zu überprüfen und ggfs. anzupassen sind, werden nachfolgend erläutert.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt: **ATP Einstellwerte**

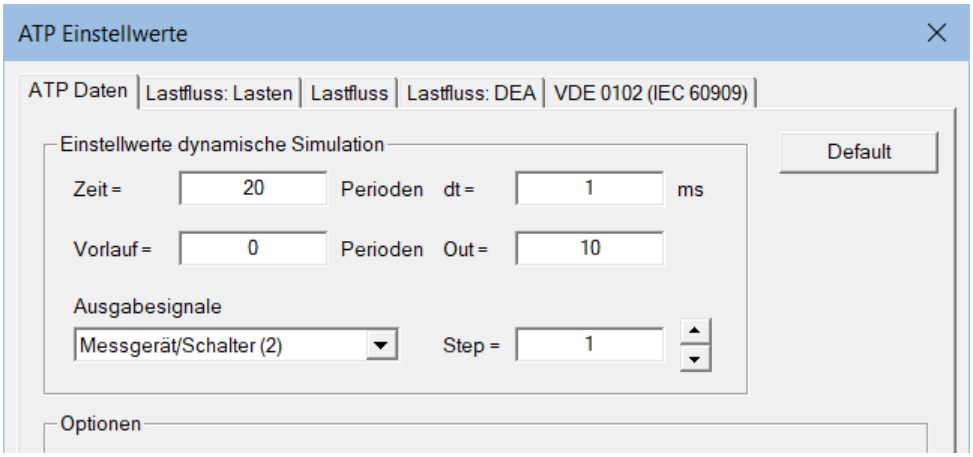


Abbildung 209: Berechnung dynamischer Netzvorgänge - Wichtige Einstellwerte

⇨ In dem Einstelldialog sollten die Einstellwerte **Zeit** und **dt** überprüft werden.

In dem Beispiel oben ist eine Simulationsdauer **Zeit = 400ms** eingestellt. Die Abtastschrittweite beträgt **dt = 1ms**, d.h. die Abtastfrequenz f_a = 1kHz.

Einstellwert	Bedeutung
Zeit	Zeitliche Länge der berechneten Signale u(t), i(t), etc. in Vielfachen einer **Periode** (Netzperiode) $$Netzperiode[ms] = Periode[ms] = \frac{1}{f_n[Hz]}$$ Die Nennfrequenz kann im Einstelldialog der **Netzeinspeisung 1** oder im Einstelldialog **Netzkonfiguration** eingestellt werde. ▪ Hauptmenü **Netzwerk** ▪ Menüpunkt: **Netzkonfiguration**, Registerkarte **Netzwerk** ▪ Hauptmenü **Netzwerk** ▪ Menüpunkt: **Netzeinspeisung 1**
dt	**Abtastschrittweite in ms** Die Abtastschrittweite wird zur Speicherung der Abtastwerte von Spannungen, Strömen, etc. in der.PL4-Datei oder der COMTRADE-Datei [33] verwendet. Zeitsignale werden von ATPDesigner in der Schrittweite **dt** in.PL4- oder COMTRADE-Dateien gespeichert. .PL4- und COMTRADE-Dateien können zur Erzeugung eines **Diagramms** verwendet werden. Die **Abtastfrequenz f_a** ergibt sich zu: $$f_a[Hz] = \frac{1}{dt[ms]}$$
Step	Abhängig von den zu simulierenden dynamischen Netzvorgängen kann es notwendig sein, die **interne Rechenschrittweite des ATP**, d.h. dessen interne Abtastschrittweite ungleich der Abtastschrittweite dt einzustellen. Der Einstellwert **Step** ist der Divisor der eingestellten Abtastschrittweite dt zur Berechnung der internen Rechenschrittweite. $$ATP\ interne\ Rechenschrittweite[ms] = \frac{dt[ms]}{Step}$$ **Beispiel:** Mit der Abtastschrittweite dt = 1ms werden die Abtastwerte mit einer Abtastfrequenz f_a = 1000Hz in der .PL4-Datei gespeichert und für ein **Diagramm** verwendet. Ist **Step = 9** eingestellt, so wird vom ATP die interne Rechenschrittweite = 0,11ms, d.h. d.h. eine interne Abtastfrequenz = 9 kHz während der Berechnung der Signale verwendet. Die Einstellwerte **dt** und **Step** haben einen direkten Einfluss auf die Berechnung der Frequenzspektren.

Nach der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** ist die unten dargestellte Ausgabe im **Meldungsfenster** zu sehen, auftretende Fehler werden dort gemeldet.

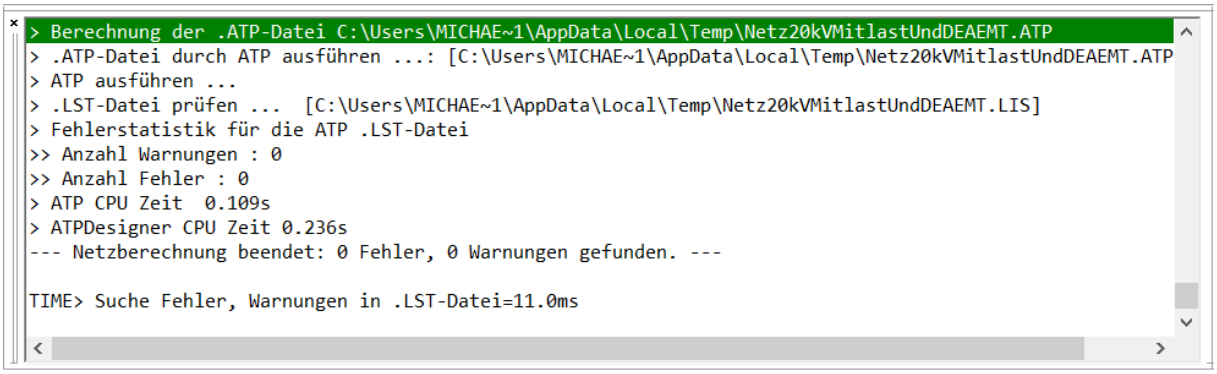


Abbildung 210: Ausgabe von Meldungen für eine *Berechnung dynamischer Netzvorgänge*

Ein **Diagramm** kann wie nachfolgend erläutert erstellt werden.

- Mit dem Toolbar-Button
- Hauptmenü **Diagramme**
- Menüpunkt: **Diagramm öffnen …**

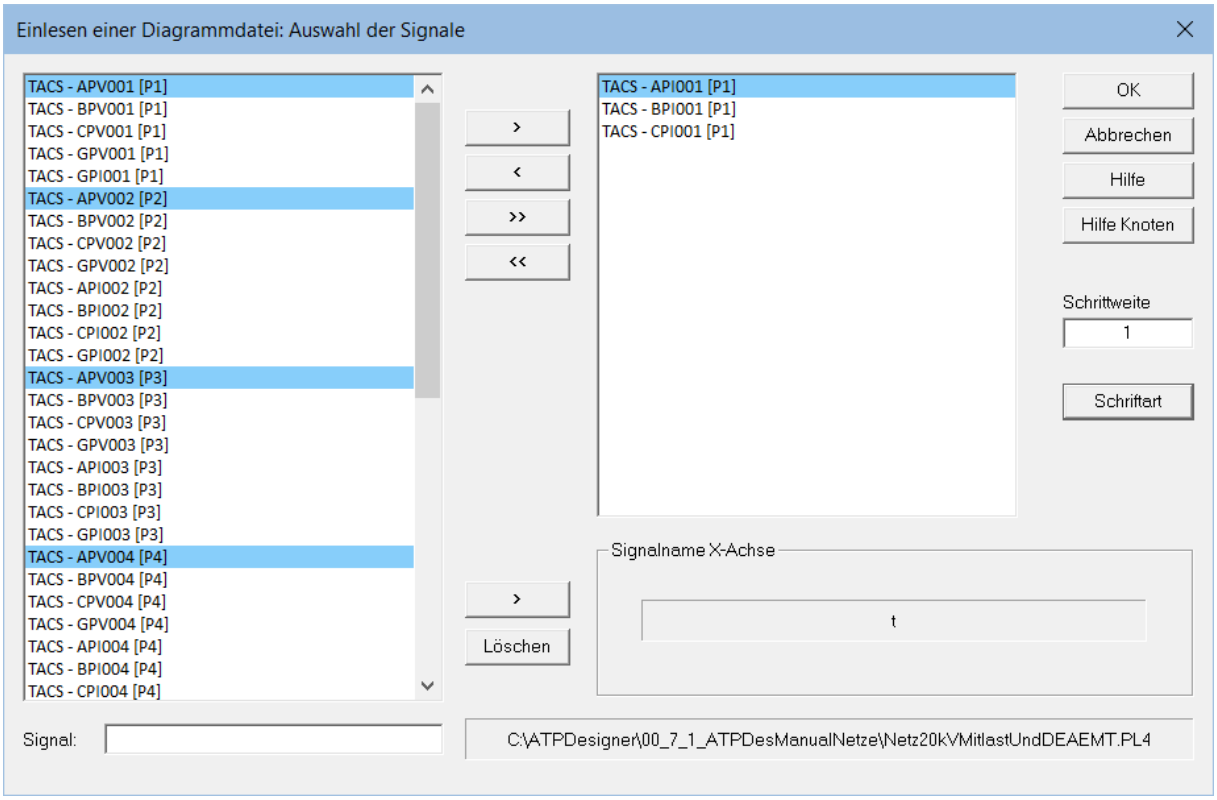
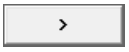


Abbildung 211: Auswahl der Signale für das Diagramm

Die in einer Auswahlliste angezeigten Signale können mit einem **Left Mouse Button Double Click** auf den Signalnamen in die jeweils andere Auswahlliste verschoben werden. Es ist auch möglich, Signal in einer der Auswahllisten mit einem **Left Mouse Button**

Click zu markieren und mit den Pfeil-Buttons wie z.B.  in die andere Auswahlliste zu verschieben. Nach dem Schließen des Auswahldialogs wird ein **Diagramm** erstellt und angezeigt.

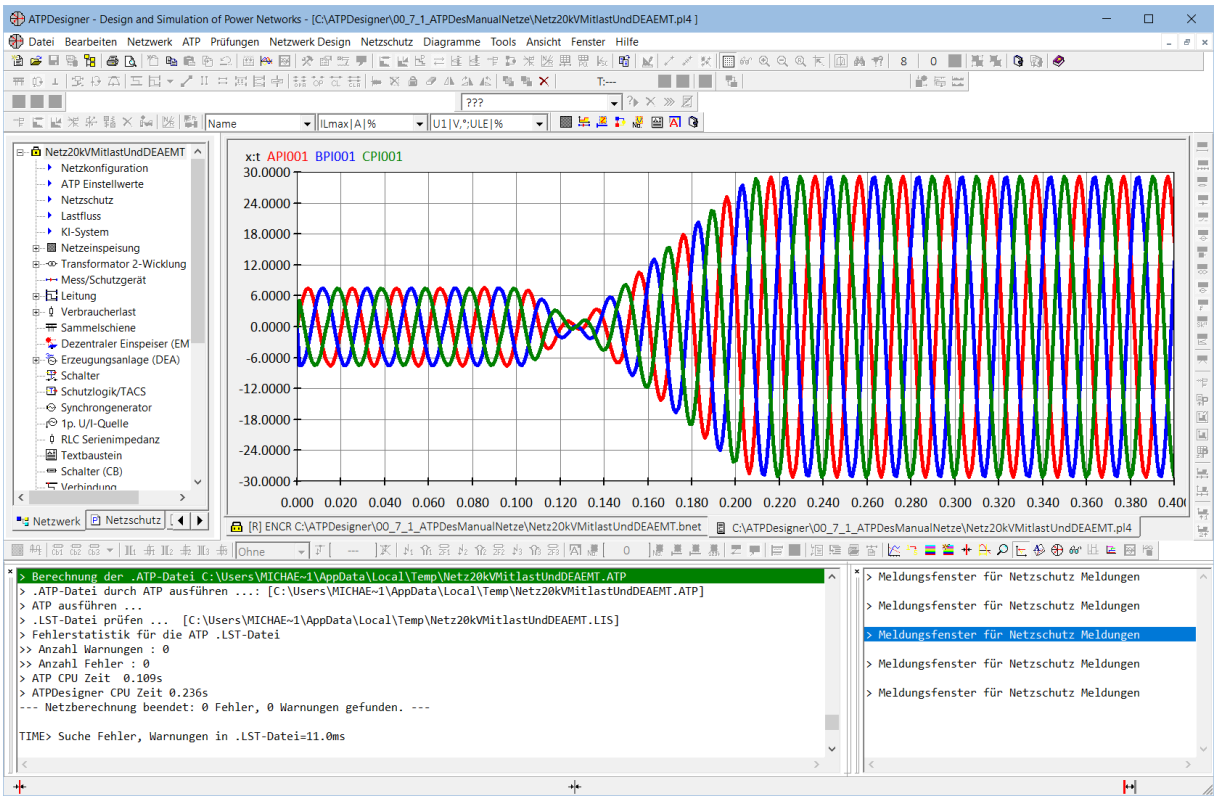
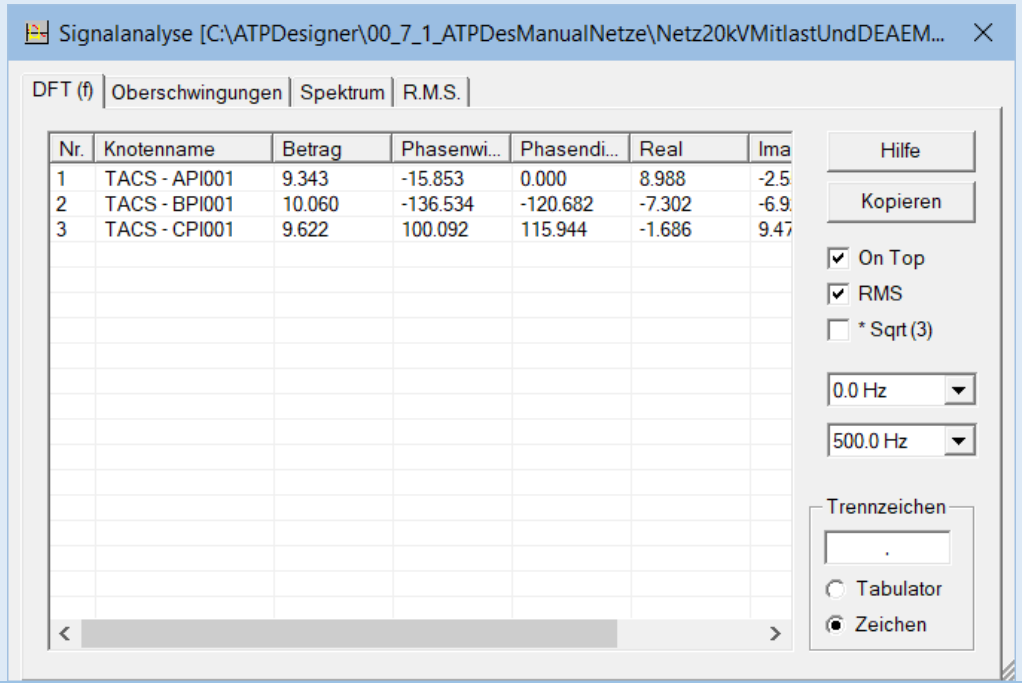


Abbildung 212: Darstellung eines Diagramms

Zur Veränderung eines dargestellten Diagramms können folgende Buttons in der **Toolbar für Diagramme** bzw. Menüpunkte verwendet werden.

Toolbar-Button	Bedeutung
	Es wird der Auswahldialog für die in einem Diagramm anzuzeigenden Signale geöffnet. ▪ Hauptmenü **Diagramme** ▪ Menüpunkt: **Signalliste**
	Neuzeichnen des Diagramms ▪ Hauptmenü **Diagramme** ▪ Menüpunkt: **Diagramm neu zeichnen**
	Auswahl der Zeichenfarben für die Signale ▪ Hauptmenü **Diagramme** ▪ Menüpunkt: **Diagrammfarben**
	Grundeinstellung der Zeichenfarben für die Signale wiederherstellen
	Einstelldialog für das Diagramm z.B. für die Schriftart öffnen ▪ Hauptmenü **Diagramme** ▪ Menüpunkt: **Einstellwerte Diagramm**
	Zoomfunktion

	Wird der Button mit einem **Left Mouse Button Click** aktiviert, so kann bei gedrückter linker Maustaste ein Zoom-Frame „aufgezogen“ werden.
	Frequenzanalyse: Öffnen eines Dialogs zur Berechnung der Frequenzspektrum 
	Dialog zum **Einstellen von Skalierungsfaktoren** für die Signale ⇨ Die Skalierungsfaktoren werden nur zur grafischen Darstellung der Signale im Diagramm verwendet, nicht für die Frequenzanalyse. ▪ Hauptmenü **Diagramme** ▪ Menüpunkt: **Diagramm Skalierungsfaktoren**
	Aktivierung von Cursor im Diagramm zur Auswahl eines Zeitfensters Mit Hilfe der Cursor kann ein Zeitfenster im Diagramm ausgewählt werden, das von der Frequenzanalyse ausgewertet wird. Mit einem **Left Mouse Button Click** werden ein **roter** und ein **grauer** Cursor in dem Diagramm dargestellt. Die Frequenzanalyse wertet die Abtastwerte in dem von beiden Cursor definierten Zeitfenster aus. In der Grundeinstellung ist die Breite des Zeitfensters auf eine Netzperiode dt = 20ms eingestellt. Das Zeitfenster kann im Einstelldialog **Einstellwerte Diagramm** geändert werden.
	Zeigerdiagramm: Öffnen eines Fensters zur Darstellung von Vektoren (Zeiger), die mit der Frequenzanalyse berechnet werden

Das ATP verwendet zur Kennzeichnung von Signalen lediglich 6 Zeichen, die Ziffern oder Buchstaben sein können. Folgende Definitionen sind bzgl. der Signalnamen in ATPDesigner zu beachten.

- **1. Zeichen:**
  Der Buchstabe **A**, **B** oder **C** kennzeichnet wie im englischen Sprachraum üblich die Leiter: **A = L1**, **B = L2**, C = **L3**

- **2. Zeichen: P** = primär, **S** = sekundär

Primärsignale sind Signale, die im Stromnetz direkt auftreten. **Sekundärsignale** sind Signale, die an der sekundären Wicklung eines Spannungs- oder Stromwandlers aus den Primärsignalen erzeugt und gemessen werden können.

- **3. Zeichen: V** = Spannung, **I** = Strom, **P** = Wirkleistung, **Q** = Blindleistung, etc.

Die **Zeichen 4-6** stellen eine fortlaufend Nummer 001-999 dar, die der Nummer des **Mess/Schutzgerät** entspricht. Die Nummer des **Mess/Schutzgerät** ist Teil des **Referenznamens**, der in der Kopfzeile des Einstelldialogs angezeigt wird.

Falls definiert zeigt ATPDesigner den Namen des **Mess/Schutzgerät** nach dem ATP spezifischen Signalnamen in der Auswahlliste an.

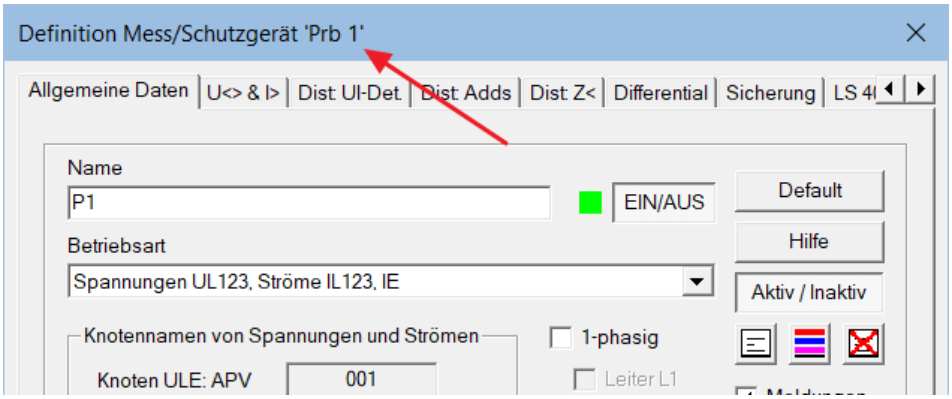


Abbildung 213: Kopfzeile mit Referenzname und Nummer

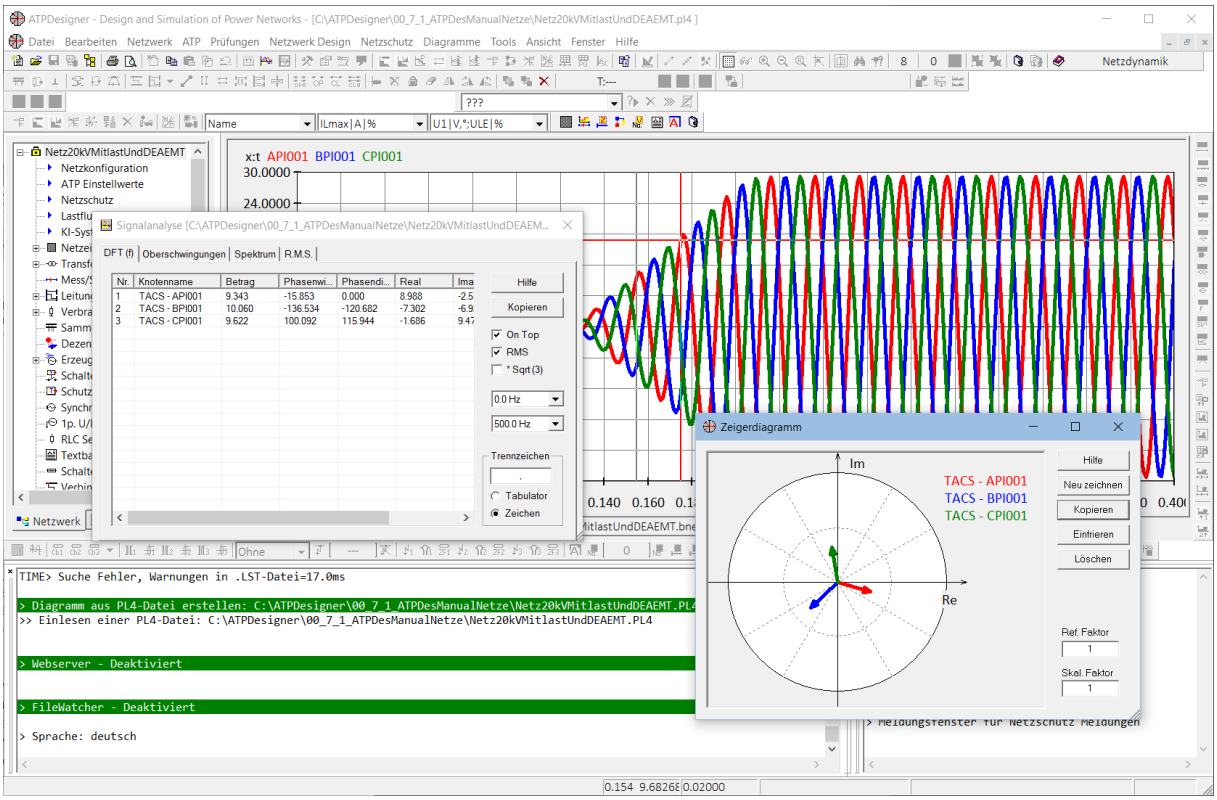


Abbildung 214: Frequenzanalyse und Zeigerdiagramm

2.17 Vorlagen basiertes Design von Stromnetzen

Das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner bietet die Möglichkeit, ein Stromnetz interaktiv mit Hilfe eines topologischen Netzplans mit Hilfe von Mausklicks im Sinne eines Polygonzuges zu erstellen, um die topologische Leitungsführung in der Netzgrafik maßstabgerecht darzustellen. Die Vorgehensweise ist als eigene Betriebsart in ATPDesigner implementiert und muss daher aktiviert und deaktiviert werden. Während die Betriebsart **Vorlagen basiertes Design** aktiviert ist, ist nur eine eingeschränkte Anzahl von Bedienhandlungen möglich.

2.17.1 Zielsetzung des Vorlagen basierten Designs von Stromnetzen

Die Vorgehensweise des **Vorlagen basierten Designs** von Stromnetzen hat das Ziel, ausgehend von einem topologischen Netzplan z.B. in einer maßstabgerechten Karte die **Leitungen** des Stromnetzes mit **Left Mouse Button Click** als Liniensegmente im Sinne eines Polygonzuges einzufügen. Der Netzplan wird dazu mit dem Netzwerkelement **Textbaustein** als Hintergrundgrafik nicht verschiebbar d.h. mit fester Position sowie nicht veränderbar in der Größe in der Zeichenfläche eingebettet. Alle weiteren Betriebsmittel werden in der üblichen interaktiven Vorgehenswiese z.B. durch das Einfügen mit Drag&Drop hinzugefügt und eingestellt.

2.17.2 Netzplan als Grafik in der Zeichenfläche einbetten

Im ersten Schritt muss der Netzplan als **.BMP**-Datei (Bitmap) oder **.JPG**-Datei mit Hilfe des Netzwerkelementes **Textbaustein** eingelesen und auf der Zeichenfläche angezeigt werden. Dazu wird das Netzwerkelement **Textbaustein** z.B. mit Drag&Drop in die Zeichenfläche eingefügt und eingestellt.

1. Ein Netzwerkelement **Textbaustein** z.B. mit z.B. mit Drag&Drop in die Zeichenfläche einfügen.

2. Die **.BMP**- oder **.JPG**-Datei mit dem Button **Öffnen** einlesen.

3. Die Option **Transparent** im Einstelldialog aktivieren.

4. Die Option **Feste Position** im Einstelldialog aktivieren.

5. Optional: Die Option **3D Rahmen** im Einstelldialog deaktivieren.

6. Den Einstelldialog mit dem Button **OK** schließen.

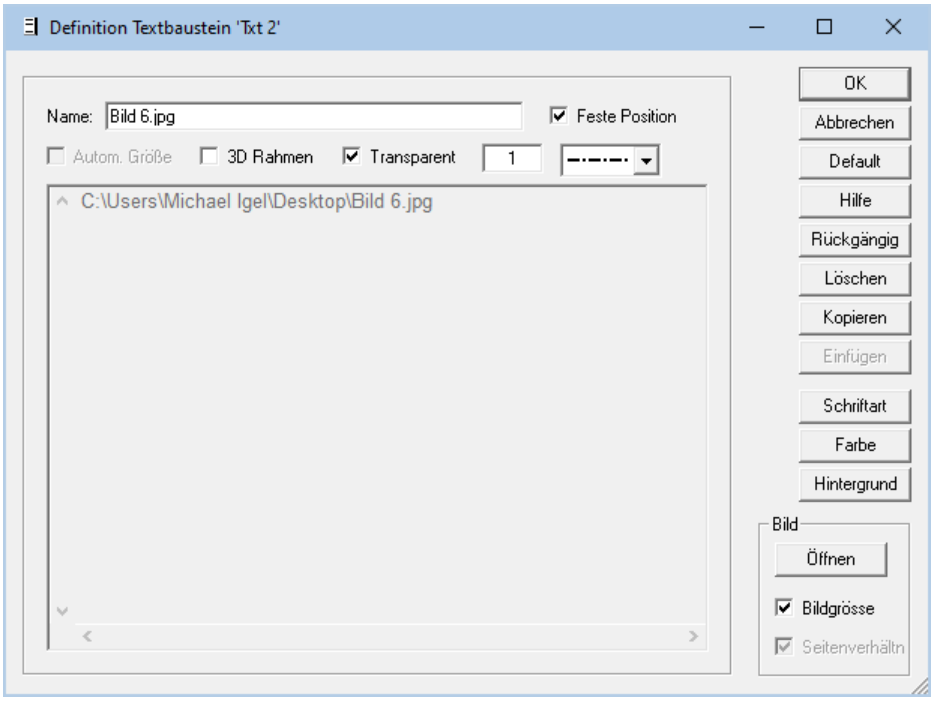


Abbildung 215: Netzwerkelement *Textbaustein* zur Darstellung einer Grafik

Nach dem Schließen des Einstelldialogs wird die Grafik in der Zeichenfläche angezeigt.

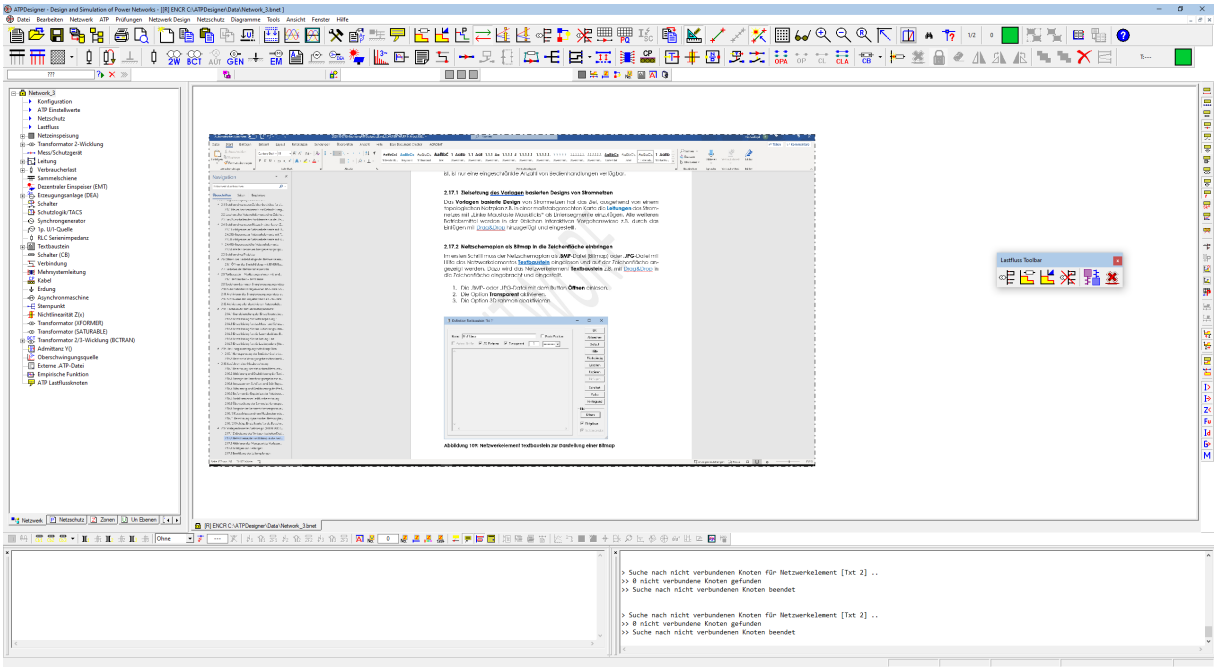


Abbildung 216: Anzeigen einer Grafik in der Zeichenfläche mit dem *Textbaustein*

Durch die aktivierte Option **Transparent** führt ein Mausklick innerhalb der Grenzen der angezeigten Grafik nicht zu einer Bedienhandlung für das Netzwerkelement **Textbaustein** sondern wird zu anderen innerhalb der Grafik befindlichen Netzwerkelementen weitergeleitet. Der Einstelldialog des Netzwerkelementes kann nach wie vor mit einem **Right Mouse Button Double Click** geöffnet werden.

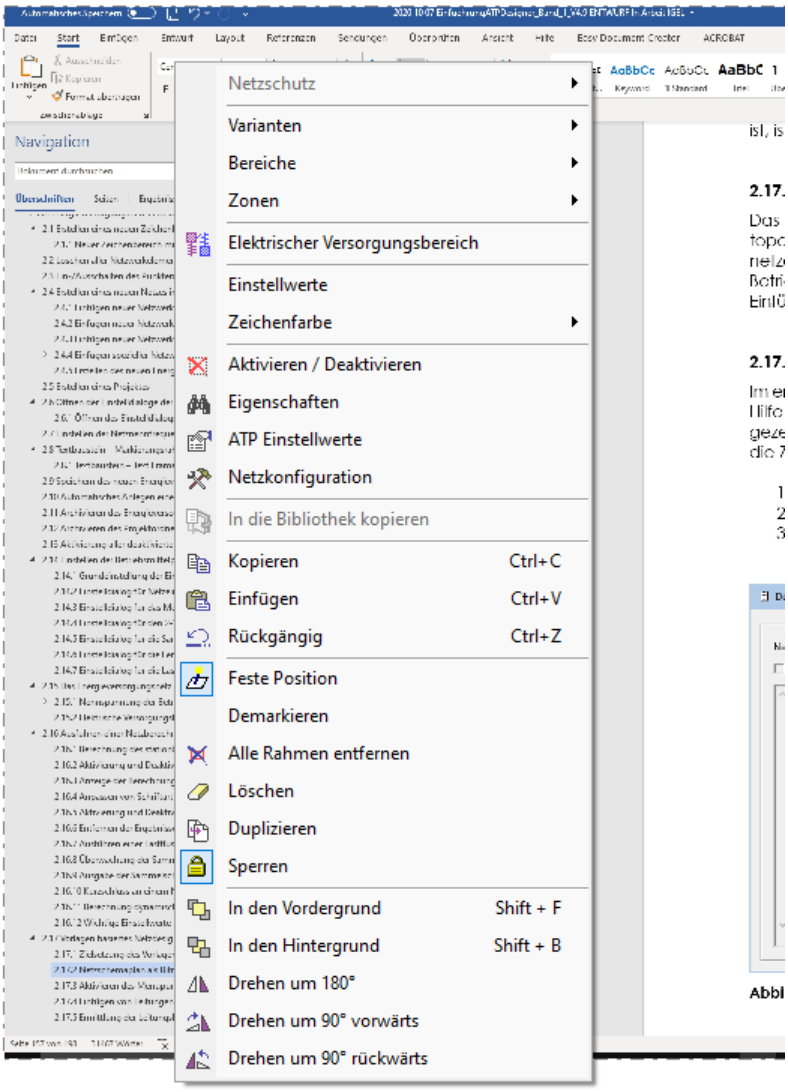
2.17.2.1 Option *Feste Position* – Verschieben der eingebetteten Grafik

Durch die aktivierte Option **Feste Position** kann die Position des Netzwerkelementes innerhalb der Zeichenfläche nicht verschoben werden. Die Option **Feste Option** kann auch durch ein kontextsensitives **Right Mouse Button Menu** ein- oder ausgeschaltet werden.

4. Das Netzwerkelement mit einem Markierungsrahmen markieren.

5. Das kontextsensitive Menü mit einem **Right Mouse Button Click** öffnen.

6. Mit dem Menüpunkt **Feste Position** die Eigenschaft ein- oder ausschalten.



2.17.2.2 Option *Feste Position* – Markieren mehrerer Netzwerkelemente

Nur wenn die Option **Feste Position** aktiviert ist, können Netzwerkelemente im Bereich der eingebetteten Grafik mit einem Markierungsrahmen markiert werden. In dieser Betriebsart kann allerdings die Größe und die Position der eingebetteten Grafik nicht geändert werden.

2.17.2.3 Option *Feste Position* – Größe der eingebetteten Grafik verändern

Ist die Option **Feste Position** deaktiviert, so kann die Position und die Größe der eingebetteten Grafik verändert werden.

Um die Größe der eingebetteten Grafik zu verändern, muss die Grafik mit einem **Left Mouse Button Click** markiert werden. Falls markiert wird an der rechten unteren Ecke der Grafik ein Knoten eingeblendet. Wird der Mauszeiger „über" dem Knoten positioniert, kann die Größe der Grafik mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Knoten bei dauerhaft gedrückten Knoten verändert werden.

2.17.3 Aktivieren der Betriebsart *Vorlagen basiertes Netzdesign*

Im nächsten Schritt muss die Betriebsart **Vorlagen basiertes Netzdesign** aktiviert werden. Das erfolgt mit dem in der nachfolgenden Abbildung dargestellten gleichnamigen Menüpunktes als Schalter.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Vorlagen basiertes Netzdesign** mit einem **Left Mouse Button Click** aktivieren

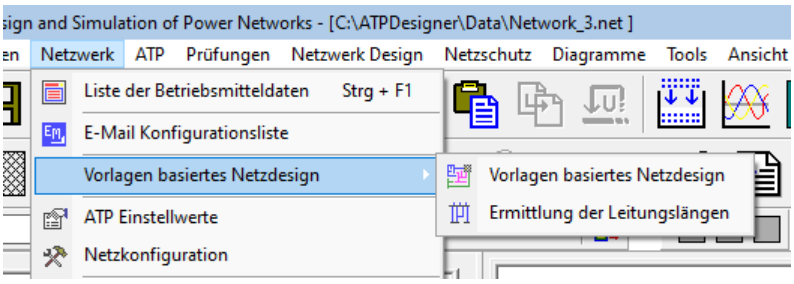


Abbildung 217: Menü *Vorlagen basiertes Netzdesign*

Die nachfolgende Abbildung zeigt die aktivierte Betriebsart **Vorlagen basiertes Netzdesign** mit dem zugehörigen Menüpunkt.

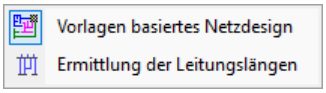
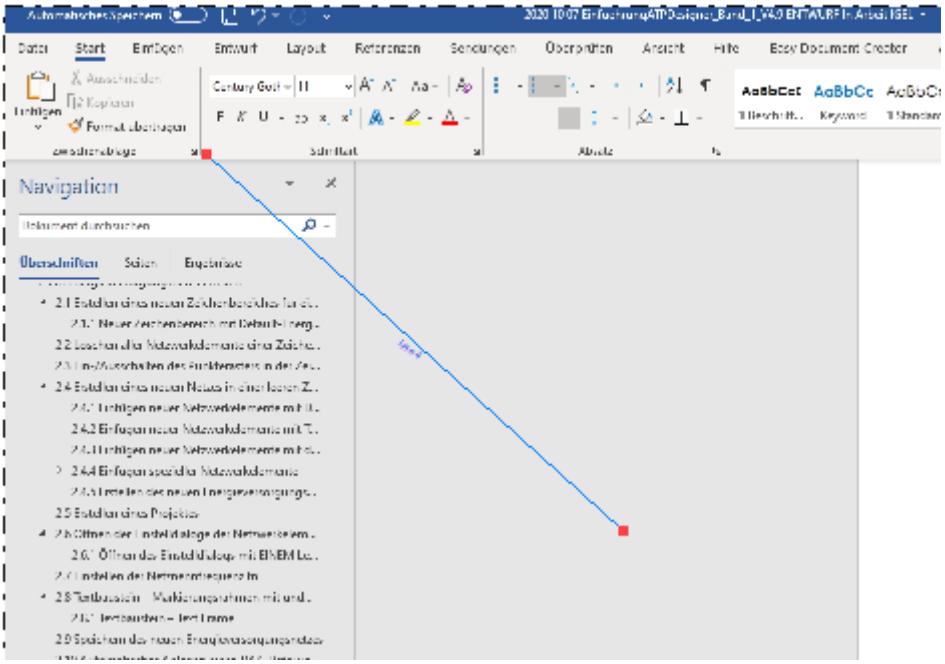


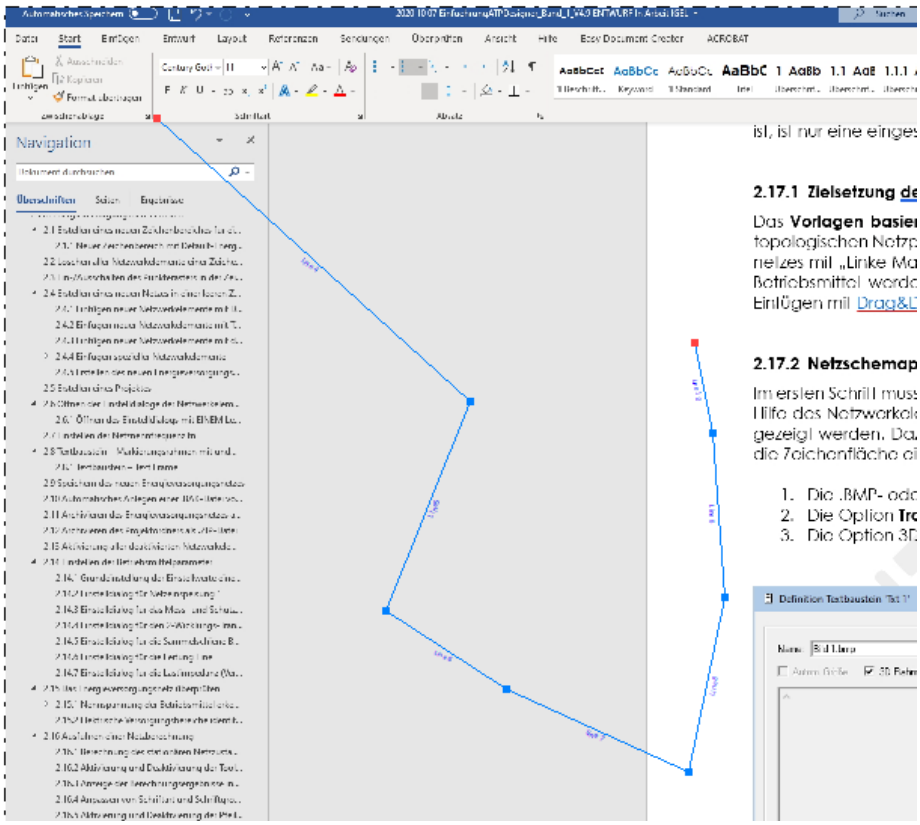
Abbildung 218: *Vorlagen basiertes Netzdesign* aktivieren

2.17.4 Einfügen von Leitungen bei aktiver Betriebsart Vorlagen basiertes Netzdesign

Im nächsten Schritt wird der Anfangsknoten einer Leitung durch einen **Left Mouse Button Click** angeklickt und die linke Maustaste dauerhaft nach unten gedrückt. Beim Bewegen der Maus wird bei weiter gedrückter linker Maustaste eine rote gestrichelte Linie angezeigt, die den Leitungszug darstellt. Durch Bewegen der Maus bei weiter gedrückter Maustaste wird die rote Linie wie ein Gummiband verzogen. Nach dem Loslassen der linken Maustaste wird die Leitung eingefügt und wie nachfolgende dargestellt gezeichnet.



Wird der Mauszeiger nach dem Loslassen der linken Maustaste an der Position des Knotens der Leitung belassen, kann direkt eine weitere Leitung eingefügt werden. Mit einem **Left Mouse Button Click** kann bei weiter gedrückter linker Maustaste wie oben beschrieben eine neue Leitung eingefügt werden. Mit dieser Vorgehensweise kann im Sinne eines Polygonzugs die topologische Leitungsführung abschnittsweise eingegeben werden.



2.17.5 Deaktivieren der Betriebsart *Vorlagen basiertes Design*

Die Betriebsart kann mit Hilfe dem in Kapitel 2.17.3 Menüpunkt **Vorlagen basiertes Netzdesign** im Sinne eines Schalters deaktiviert werden. Alternativ kann bei aktivierter Betriebsart durch Drücken der **ESC-Taste** die Betriebsart deaktiviert werden.

2.17.6 Einstellen der Leitungstypen

Im nächsten Schritt empfiehlt es sich, den Leitungstyp der Leitungen festzulegen. Das kann manuell in den Einstelldialogen jeder einzelnen Leitung erfolgen oder durch den Export und Import einer Flexibilitätsdatei.

2.17.7 Ermittlung der Leitungslängen

ATPDesigner verfügt über eine Funktion, die Leitungslänge automatisiert zu bestimmen. Dazu muss bei einer einzigen Leitung die korrekte Leitungslänge im Einstelldialog eingestellt werden.

Die Funktion wird wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt mit dem Menüpunkt **Ermittlung der Leitungslängen** nach Bestätigung einer Sicherheitsabfrage ausgeführt.

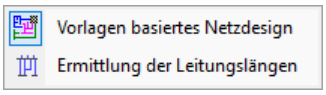


Abbildung 219: Start der Funktion *Ermittlung der Leitungslängen*

Die Berechnung der Leitungslängen erfolgt mit Hilfe der Bildschirmkoordinaten und dem Satz von Pythagoras.

1. Leitungslänge bei einer einzigen Leitung einstellen.
2. Diese Leitung markieren.
3. Start der Funktion mit dem Menüpunkt Ermittlung der Leitungslängen.

⇨ Es muss beachtet werden, dass die eingelesenen Leitungslängen auf 1m gerundet werden.

Nachdem die Funktion ausgeführt wurde, sind für alle nicht markierte Leitungen die Leitungslängen berechnet.

2.17.7.1 Behandlung kurzer Leitungen mit Längen < 1m (Zone 100)

Werden kurze Leitungen <1m erkannt, so werden diese Leitungen von ATPDesigner automatisch in eine eigene Zone mit der **Nummer 100** eingetragen. Ist diese Zone nicht vorhanden wird diese durch ATPDesigner automatisch angelegt.

2.18 Vorschau (Preview) der vollständigen Netzgrafik

Werden größere Stromnetze erstellt und bearbeitet, so kann das gesamte Netz oftmals auch bei kleinstem Zoomfaktor nicht vollständig auf dem Bildschirm dargestellt werden. Für diesen Anwendungsfall kann die **Vorschau des elektrischen Netzes** (Preview) verwendet werden, um einen Überblick über das gesamte Netz zu erhalten und gleichzeitig die aktuelle Lage der sichtbaren Zeichenfläche bezogen auf das gesamte Netz zu erkennen.

- Hauptmenü **Ansicht**
- Menüpunkt **Vorschau Netzwerk**

Die beiden nachfolgenden Abbildungen zeigen zuerst ein Netz, das nicht vollständig auf dem Bildschirm dargestellt werden kann.

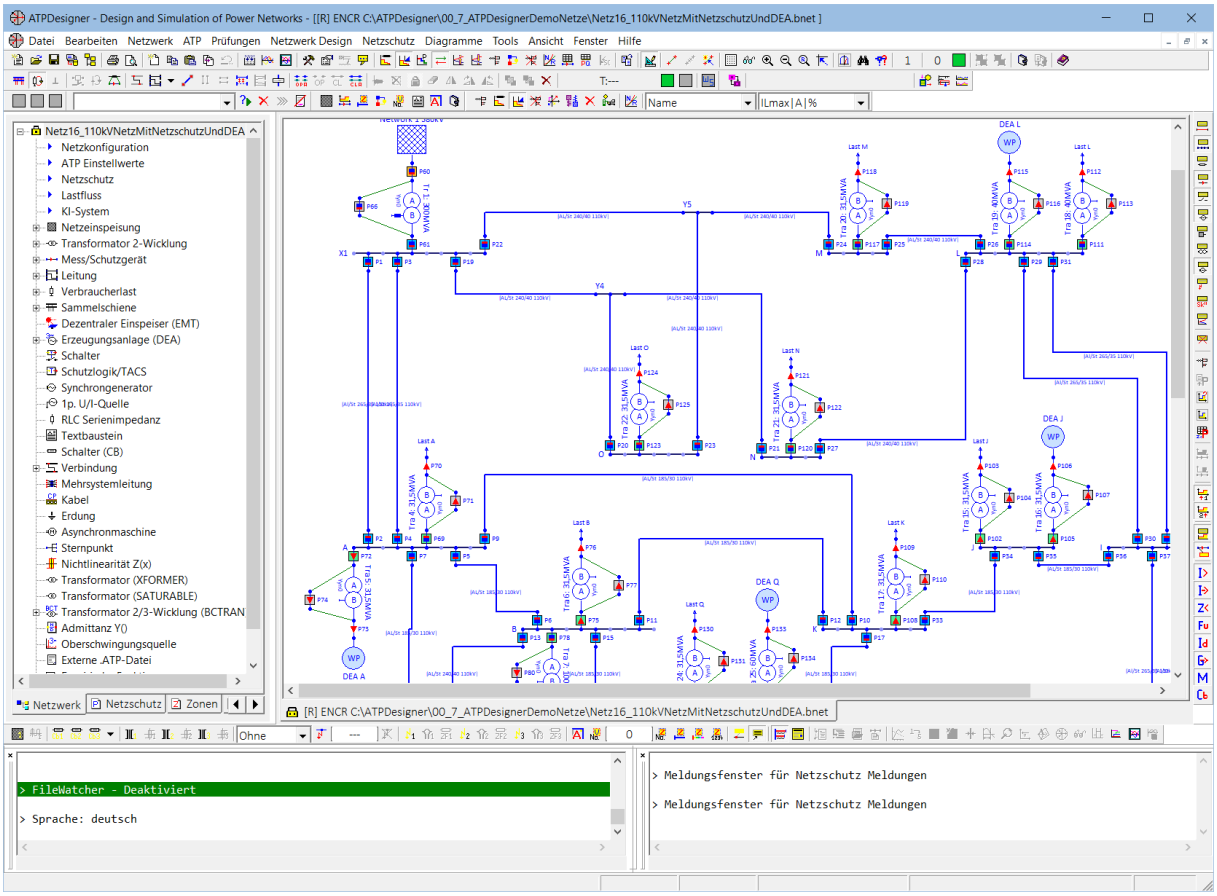


Abbildung 220: Beispiel eines nicht vollständig auf dem Bildschirm darstellbaren Netzes

Wie in der nachfolgenden Abbildung zu erkennen ist, wird das Stromnetz in der Vorschau (Preview) vollständig dargestellt. Der innerhalb der Vorschau sichtbare Rahmen zeigt die Lage des in der Zeichenfläche von ATPDesigner sichtbaren Teils des Netzes bezogen auf das gesamte Netz.

Bedienelement	Bedeutung
Schließen	Dialog schließen
Hilfe	Hilfedatei öffnen
Kopieren	Vorschau des Netzes als Grafik (Bilddatei) in die Zwischenablage kopieren

Der Dialog zur Anzeige der Vorschau kann parallel zu ATPDesigner geöffnet bleiben. Dadurch ist es möglich, den Überblick über das gesamte Netz ständig zu halten.

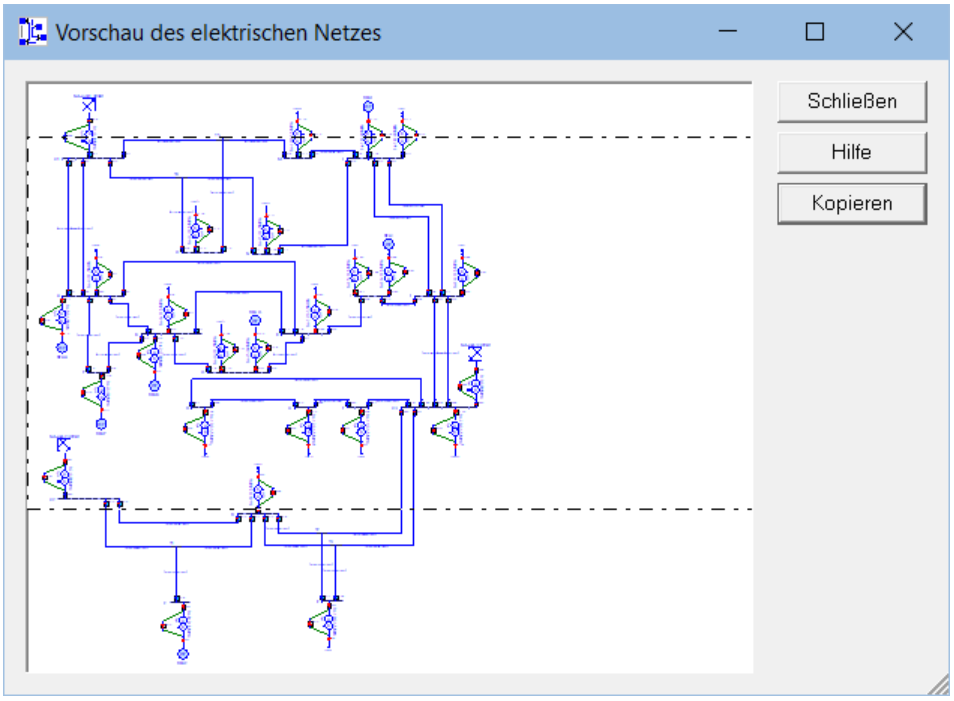


Abbildung 221: Vorschau (Preview) des Netzes

3 Bearbeiten von Netzwerkelementen und des Netzwerkes

ATPDesigner bietet vielfältige Möglichkeiten, vorhandene Netzwerkelemente zu bearbeiten. In den folgenden Kapiteln werden die wichtigsten Möglichkeiten beschrieben.

3.1 Änderungsschutz - Netzwerk Design Mode (Strg + W)

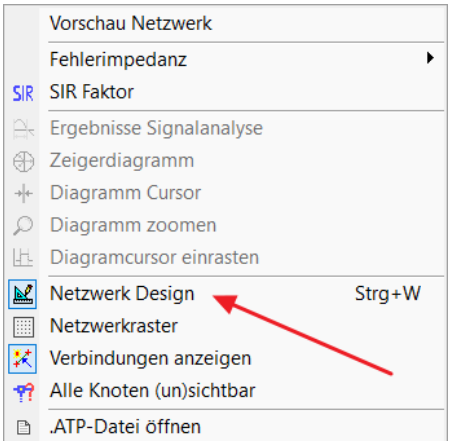
ATPDesigner bietet zwei Betriebsarten, um die Netztopologie zu verändern, die mit dem Menüpunkt **Netzwerk Design** oder mit dem Toolbar-Button **aktiviert** oder **deaktiviert** werden können. Der Netzwerk Design Mode ist invers betrachtet ein Änderungsschutz, um ein unerwünschtes Verändern der Netztopologie z.B. Löschen oder Verschieben zu verhindern. Die Einstelldialoge der Netzwerkelemente können in beiden Betriebsarten geöffnet und Einstellwerte verändert werden.

- Hauptmenü **Ansicht**
- Menüpunkt **Netzwerk Design**
- Toolbar-Button in der nachfolgend dargestellten Toolbar
- Tastenkürzel **Strg + W**

Mit Hilfe des Netzwerk Design Mode kann ein **Änderungsschutz** aktiviert werden, um z.B. ein ungewolltes Verschieben bei Mausaktivitäten von Netzwerkelementen zu verhindern. Einstelldialoge können auch bei aktiviertem Änderungsschutz geöffnet und Einstellwerte verändert werden.

3.1.1 Änderungsschutz inaktiv = Netzwerk Design Mode aktiv

Bei inaktivem **Änderungsschutz**, d.h. bei aktiven **Netzwerk Design Mode** können Netzwerkelemente hinzugefügt, gelöscht, verschoben, in der Größe und Form verändert werden etc. Darüber hinaus kann der Einstelldialog eines Netzwerkelementes mit einem **Left Mouse Button Double Click** geöffnet oder ein Netzwerkelement mit einem **Left Mouse Button Click** markiert werden



3.1.2 Änderungsschutz aktiv = Netzwerk Design Mode inaktiv

Bei aktivem **Änderungsschutz**, d.h. bei inaktiven **Netzwerk Design Mode** kann die Topologie des Stromversorgungsnetzes nicht verändert, die Einstelldialoge der Netzwerkelemente können durch einen einfachen **Left Mouse Button Click** geöffnet werden.

Wird im inaktiven Netzwerk Design Mode der Mauszeiger über das Stromversorgungsnetz bewegt, so wird das „unter" dem Mauszeiger befindliche Netzwerkelement automatisch markiert. Durch einen einfachen **Left Mouse Button Click** kann der Einstelldialog geöffnet werden.

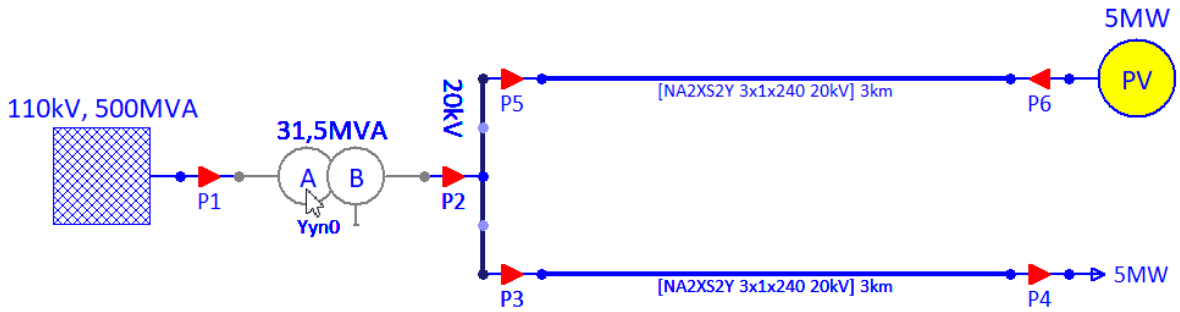


Abbildung 222: Inaktiver Netzwerk Design Mode - Automatisches Markieren

Ist der **Netzwerk Design Mode** inaktiv, d.h. der **Änderungsschutz** aktiv, so können die Einstellwerte verändert werden, ohne die Topologie des Stromnetzes selbst unabsichtlich zu verändern z.B. Netzwerkelemente unabsichtlich zu verschieben. Folgende Funktionen können u.a. auch bei inaktivem **Netzwerk Design Mode**, d.h. aktivem Änderungsschutz verwendet werden:

- Alle Arten der Berechnung des Stromnetzes, wie z.B.
  - Berechnung des stationären Netzzustandes mit Lastflussberechnung
  - Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 (IEC 60909)
  - Berechnung dynamischer Netzvorgänge
  - Lastflussberechnungen mit Dezentralen Erzeugungsanlagen
  - Automatische Durchführungen von Netzberechnungen und Prüfungen

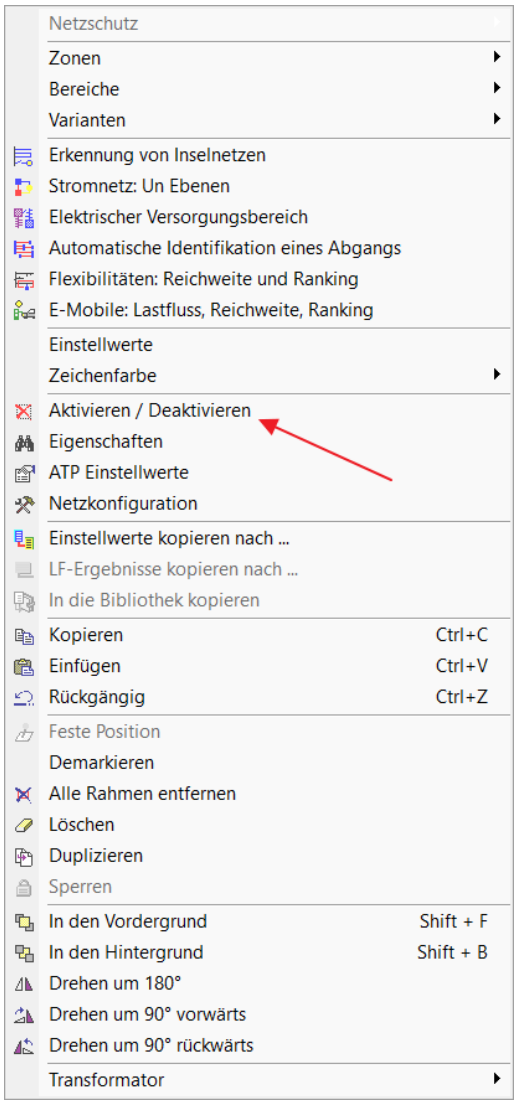
- Definieren, Verschieben, Löschen, etc. eines **Kurzschlusses**

- Analyse von Schutzkonzepten, Darstellung der Ergebnisse, Verschieben der Textanzeige der Schutzanalyse

- Anzeige der Ergebnisse der Netzberechnung in **Tooltips** und **Messwert-Frames**

3.1.3 Aktivieren bzw. Deaktivieren von Netzwerkelementen

Das Aktivieren und Deaktivieren von Netzwerkelementen ist bei inaktivem **Netzwerk Design Mode** nur mit Hilfe des kontextsensitiven **Right Mouse Button Menu** möglich.



- Den Cursor über das Netzwerkelement bewegen ➔ das Netzwerkelement „unter" dem Mauscursor wird automatisch erkannt und markiert.
- **Right Mouse Button Menu** mit einem **Right Mouse Button Click** öffnen
- Menüzeile **Aktivieren / Deaktivieren** anwählen

Ist ein **Netzwerkelement aktiviert**, so wird es während der Netzberechnung als elektrisch aktiver Teil des Stromversorgungsnetzes berücksichtigt.

Ist ein **Netzwerkelement deaktiviert**, so bleibt es in der Netzgrafik sichtbar, wird aber während der Netzberechnung nicht berücksichtigt, ist also aus Sicht der Netzberechnung elektrisch nicht vorhanden.

- Ein deaktiviertes Netzwerkelement wird mit der Zeichenfarbe **magenta** gezeichnet.

Mit Hilfe dieser Funktion ist es sehr einfach möglich, ohne einzelne Netzwerkelemente zu löschen diese für die Netzberechnungen zu deaktivieren, d.h. aus Sicht der Netzberechnung elektrisch nicht zu berücksichtigen. Diese gilt für alle Methoden und Verfahren der Netzberechnung in ATPDesigner. In der nachfolgenden Abbildung sind ein **Mess/Schutzgerät** und eine **Verbraucherlast** deaktiviert.

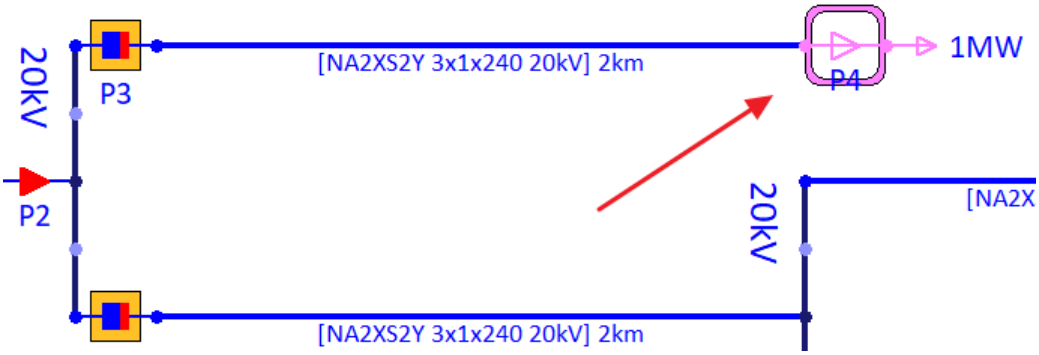


Abbildung 223: Deaktivierte Netzwerkelemente in Zeichenfarbe magenta

⇨ Werden mehrere Netzwerkelement markiert, so wird gleichzeitig für alle Netzwerkelement der Zustand aktiviert oder deaktiviert invertiert.

3.2 Öffnen des Einstelldialogs eines Netzwerkelementes

Der Einstelldialog kann abhängig vom **Netzwerk Design Mode** per **Left Mouse Button Click** geöffnet werden.

- **Netzwerk Design Mode = Aktiv**
  Der Dialog der Einstellwerte kann durch einen **Left Mouse Button Double Click** geöffnet werden.

- **Netzwerk Design Mode = Inaktiv**
  Der Dialog der Einstellwerte kann durch einen **Left Mouse Button Click** geöffnet werden.

3.3 Einfügen neuer Netzwerkelemente

Netzwerkelemente können durch mehrere Bedienhandlungen eingefügt werden.

- Mit Hilfe der Toolbar-Buttons in der **Netzwerk Design Toolbar**

- Mit Hilfe der Toolbar-Buttons in der **Netzwerk Einfügen Toolbar**

- Mit Hilfe von Drag&Drop und der Liste der Netzwerkelemente im Fenster **Projektinformationen**, Registerkarte Betriebsmittel

- Mit Hilfe von Drag&Drop und der Baumstruktur der Netzwerkelemente im Fenster **Projektinformationen**, Registerkarte Netzwerk

Die **Netzwerk Einfügen Toolbar** ist in der Grundeinstellung von ATPDesigner deaktiviert. Die Toolbar kann wie folgt aktiviert oder deaktiviert werden.

  - Hauptmenü **Ansicht**
  - Menüpunkt **Netzwerk Einfügen Toolbar**

⇨ Es wird empfohlen, neue Netzwerkelement per Drag&Drop aus der Baumstruktur der Netzwerkelemente im Fenster **Projektinformationen**, Registerkarte Netzwerk in das Stromnetz einzufügen.

	Bedeutung
	Verbraucherlasten
	RLC - Serienimpedanz
	2-Wicklungs Transformator
	2/3- Wicklungs-Transformator BCTRAN
	Spartransformator
	Erdung
	Sammelschiene
	Netzeinspeisung

	Niederohmige Verbindung
	Externe .ATP-Datei .ATP-File
	Signalquelle basierend auf Abtastwerten (Empirical Function)
	Textbaustein oder Picture Text Frame
	Erzeugungsanlage (DEA)
	Mehrfrequente Strom- / Spannungsquelle
	Mess/Schutzgerät
	Schalter CB (3-polig und 1-polig schaltbar)
	Leitung (Einfach – und Doppelleitung)
	Kabel (1-Leiter und Mehrleiter-Kabel)
	Splitter 1- zu 3-phasig oder Sternpunktbildner
	Synchrongenerator mit Modell eines thermischen Kraftwerks mit Turbine, Generator, Erreger
	1-phasige Spannungs- oder Stromquelle (z.B. Sinus, Rampe, Sprung, ...), Interface von MODELS
	Asynchronmaschine
	Schutzlogik und Analogrechnermodelle
	Rationale Übertragungsfunktion
	Nichtlineares Element (z.B. L (i))
	Schalter (auch Triac, Thyristor) mit integrierter Steuerfunktionen
	Dezentrale Einspeiser (EMT)

Mit Hilfe des **Right Mouse Button Menu**, das durch einen **Right Mouse Button Click** geöffnet werden kann, kann mit dem entsprechenden Menüpunkt des Betriebsmittels ein neues Netzwerkelement in das Stromnetz eingefügt werden.

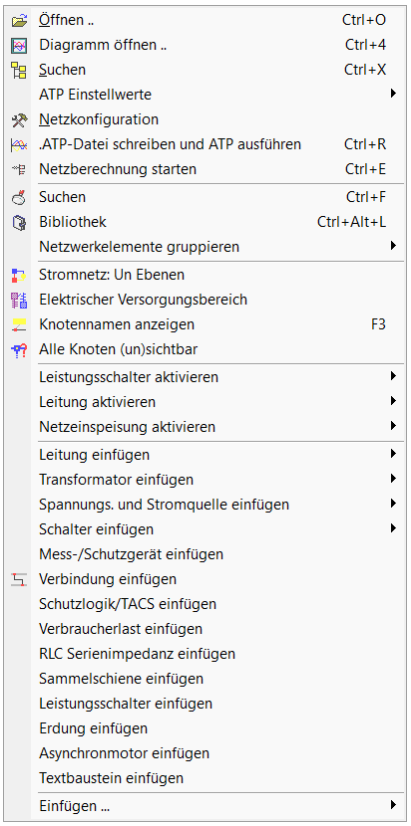


Abbildung 224: Kontextsensitives *Right Mouse Button Click Menu*

3.3.1.1 Einfügen eines neuen Netzwerkelementes mit der *Netzwerk Einfügen Toolbar*

Nach dem Auswählen eines neuen Netzwerkelementes durch einen **Left Mouse Button Click** auf einen der Toolbar-Button wird ein Dialog eingeblendet, mit dessen Hilfe die Zeichenorientierung **Zeichenrichtung wählen** des neuen Netzwerkelementes gewählt werden kann.

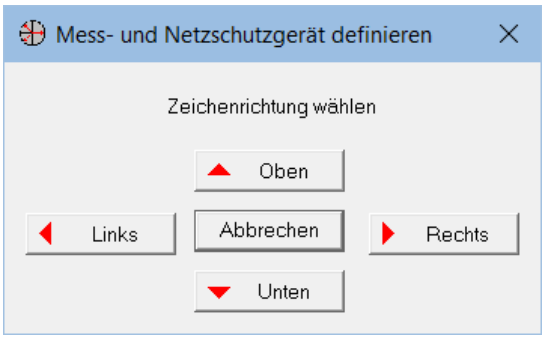
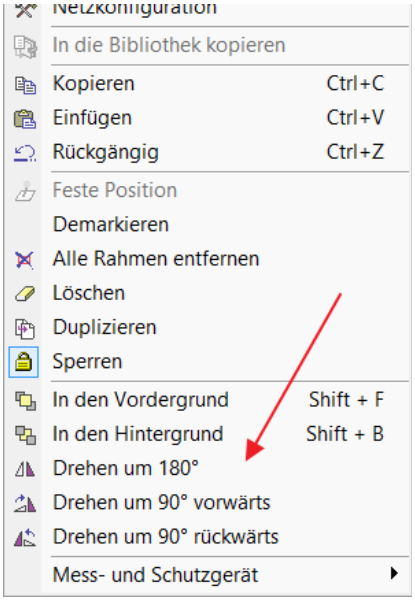


Abbildung 225: Dialog zur Auswahl der Zeichenrichtung



Die Zeichenrichtung kann auch nach dem Einfügen des Netzwerkelementes im Zeichenbereich geändert werden. Dazu muss das Netzwerkelement zuerst markiert werden, danach kann es mit den abgebildeten Toolbar-Buttons oder den entsprechenden Tasten oder dem entsprechenden Menüpunkt im **Right Mouse Button Menu** z.B. **Drehen um 90°** gedreht werden.

3.3.2 Einfügen durch Kopieren eines vorhandenen Netzwerkelementes

Ein neues Netzwerkelement kann auch durch Kopieren eines schon vorhandenen Netzwerkelementes eingefügt werden.

3.4 Einfügen neuer Netzwerkelemente per *Drag&Drop*

Das Einfügen eines neuen Netzwerkelementes kann auch mit Hilfe des bekannten **Drag&Drop** - Verfahrens erfolgen. Der Mauszeiger muss dazu übe“ den Namen oder dem Symbol eines Netzwerkelementes positioniert werden. Mit Hilfe eines **Left Mouse Button Click** wird das Netzwerkelement ausgewählt und kann jetzt bei weiterhin gedrückt gehaltener Maustaste in den Netzbereich geschoben werden.

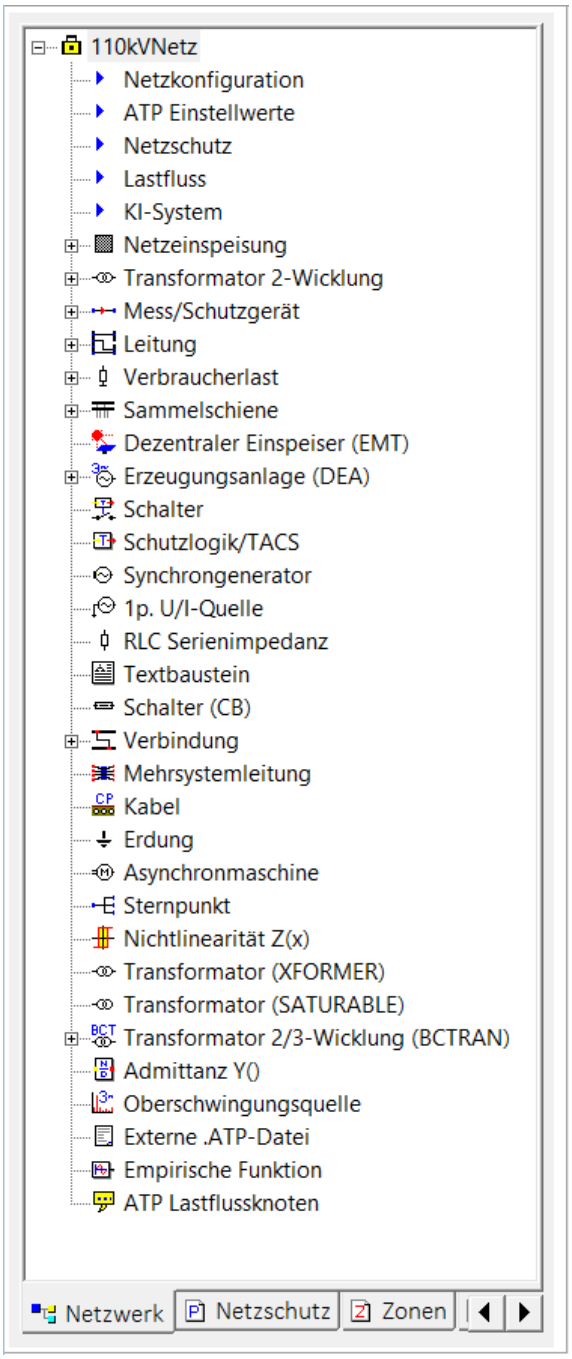


Abbildung 226: Einfügen eines neuen Netzwerkelementes per *Drag&Drop*

Während des Verschiebens wird das Kopiersymbol als Maussymbol angezeigt. Beim Loslassen der Maustaste wird das Netzwerkelement an der Cursorposition eingefügt. Ein neues Netzwerkelement sollte möglichst in einen freien Bereich der Netzgrafik

per **Drag&Drop** eingefügt werden, um unerwünschte Verbindungen zu anderen Netzwerkelementen, die automatisch von ATPDesigner erstellt werden, zu vermeiden.

3.5 Kopieren und Einfügen mit der Zwischenablage

ATPDesigner bietet verschiedene Möglichkeiten, Netzwerkelemente, das topologische Ersatzschaltbild des Stromnetzes oder Diagramme in die **Zwischenablage** (**Clipboard**) zu kopieren und daraus wieder in die gleiche Netzgrafik oder in die Netzgrafik einer anderen Ansicht einzufügen.

3.5.1 Kopieren und Einfügen eines Netzwerkelementes

Ein neues Netzwerkelement kann durch Kopieren eines schon vorhandenen Netzwerkelementes eingefügt werden. Wie in Windows-basierten Programmen üblich wird dazu die **Zwischenablage** verwendet. Die Kopie eines vorhandenen Netzwerkelementes ist bis auf den anwenderspezifischen Namen eine vollständige Kopie der Einstellwerte. Referenzname und anwenderspezifischer Name werden automatisch von ATPDesigner neu erzeugt und der Kopie zugewiesen. Abhängig vom Typ des Netzwerkelementes werden ausgewählte Eigenschaften wie z.B. die Zeichenorientierung diagonal oder S-Form von **Leitungen** ebenfalls in der Kopie des Netzwerkelementes beibehalten.

1. Das zu kopierende Netzwerkelement wird mit einem **Left Mouse Button Click** oder einem Markierungsrahmen ausgewählt, d.h. markiert.

2. Kopieren in die Zwischenablage
   - Hauptmenü **Bearbeiten**, Menüpunkt **Kopieren**
   - **Strg + C** oder

3. Einfügen aus der Zwischenablage
   - Hauptmenü **Bearbeiten**, Menüpunkt **Einfügen**
   - **Strg + V** oder

Wird nur ein einziges Netzwerkelement kopiert, so wird das neue Netzwerkelement automatisch in der Mitte des sichtbaren Bereiches der Netzgrafik eingefügt.

⇨ Es wird darauf hingewiesen, dass in der Mitte des sichtbaren Bereiches der Netzgrafik ausreichend Fläche frei sein sollte, bevor das Netzwerkelement eingefügt wird, da nach dem Einfügen bei Überlappung von Anschlussknoten von Netzwerkelementen automatisch eine unerwünschte elektrische Verbindung hergestellt werden könnte.

3.5.2 Kopieren und Einfügen mehrerer Netzwerkelemente

Wurden mehrere Netzwerkelemente markiert und z.B. mit **Strg + C** in die Zwischenablage kopiert, so können diese in einem Schritt z.B. mit **Strg + V** in die gleiche Netzgrafik oder in die Netzgrafik einer anderen Ansicht kopiert werden. Nach dem Betätigen von **Strg + C** zeigt ATPDesigner einen gestrichelten Rahmen am Mauszeiger an, der die benötigte Zeichenfläche für die zu einzufügenden Netzwerkelemente angibt.

⇨ Das Einfügen der Netzwerkelemente kann mit der **ESC**-Taste abgebrochen werden. Die einzufügenden Netzwerkelemente verbleiben weiterhin in der Zwischenablage, bis diese durch einen neuen Kopiervorgang verwendet wird.

3.5.3 Kopieren eines oder mehrerer Netzwerkelementes in einem Schritt

Eine weitere Möglichkeit, ein Netzwerkelement in einem Schritt zu kopieren und direkt in das Netz einzufügen, bietet der Toolbar-Button . Ist ein Netzwerkelement markiert, so wird nach einem **Left Mouse Button Click** eine Kopie des markierten Netzwerkelementes in das Netz eingefügt.

3.5.4 Kopieren des Inhaltes einer Ansicht in die Zwischenablage

Ist kein Netzwerkelement markiert, so wird der Inhalt der Ansicht in einem grafischen Format in die Zwischenablage kopiert, um von anderen Programmen z.B. nach einem **Einfügen** weiter verarbeitet werden zu können. Das Format ist dabei abhängig von dem Ansichtstyp, d.h. ob ein topologisches Ersatzschaltbild oder ein Diagramm angezeigt wird. Formate, Bedeutungen und Vorgehen entsprechen analog der Funktion Speichern unter .. .

3.5.5 Kopieren der vollständigen Netzgrafik in die Zwischenablage

Soll ein grafisches Abbild des topologischen Ersatzschaltbildes des Netzes in anderen Programmen weiterverarbeitet werden, so kann wie folgt vorgegangen werden.

- Alle ggfs. markierten Netzwerkelemente demarkieren
- Mit **Strg + C** die Netzgrafik in die Zwischenablage kopieren

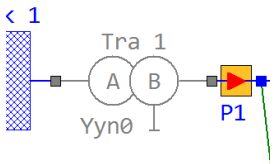
ATPDesigner erstellt eine Grafik des vollständigen topologischen Ersatzschaltbildes des Stromnetzes, d.h. auch der Teile, die im aktuell sichtbaren Bildschirmbereich nicht dargestellt werden. Die Grafik wird im **Enhanced Meta File Format** (**EMF**) in die Zwischenablage kopiert und kann von dort als **Bild (Erweiterte Metadatei)** in andere Programme eingefügt werden.

3.6 Markieren von Netzwerkelementen

Bedienfunktionen wie z.B. das Aktivieren oder Deaktivieren von Netzwerkelementen oder das Löschen können für markierte Netzwerkelemente gleichzeitig ausgeführt werden. Daher bietet ATPDesigner dem Anwender mehrere Möglichkeiten Netzwerkelemente einzeln, gemeinsam oder auch automatisch durch eine Suchfunktion zu markieren oder die Markierung zu entfernen.

3.6.1 Markieren eines einzelnen Netzwerkelementes: *Left Mouse Button Click*

Bevor ein Netzwerkelement bearbeitet, kopiert, gelöscht, etc. werden kann, muss es zunächst mit einem einfachen **Left Mouse Button Click** markiert werden. Dazu wird der Mauszeiger über dem Netzwerkelement positioniert und der **Left Mouse Button** einfach gedrückt.



Ist das Netzwerkelement markiert, so wird es **grau** gezeichnet. Alle weiteren Aktionen beziehen sich jetzt auf das markierte Netzwerkelement. Mit weiterem **Left Mouse Button Click** werden weitere Netzwerkelemente markiert, ohne die bisherigen zu demarkieren. Diese Funktion kann dazu verwendet werden, mehrere Netzwerkelemente zu markieren und eine Gruppe zu definieren.

3.6.2 Markieren mehrerer Netzwerkelemente: *Left Mouse Button Click*

Ist bereits ein Netzwerkelement markiert, so können weitere Netzwerkelemente durch weitere **Left Mouse Button Click** markiert werden. Alle weiteren Aktionen beziehen sich dann auf alle markierten Netzwerkelemente.

3.6.3 Markieren aller Netzwerkelemente *Strg + A*

Um alle Netzobjekte gleichzeitig zu markieren kann der Menüpunkt **Alles auswählen** im Hauptmenü **Bearbeiten** oder die Tastenkombination **Strg + A** verwendet werden.

3.6.4 Markierung entfernen: *Shift + Left Mouse Button Click*

Ein markiertes Netzwerkelement kann demarkiert werden, in dem es mit bei gedrückter **Shift-Taste** mit einem **Left Mouse Button Click** angewählt wird.

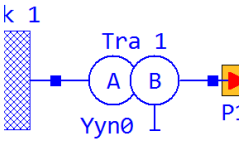
3.6.5 Markieren mehrerer Netzwerkelemente mit einem Markierungsrahmen

Ein einzelnes oder mehrere Netzwerkelemente können mit Hilfe des **Left Mouse Button** und einem **Markierungsrahmen** markiert werden.

- **Left Mouse Button** drücken und gedrückt halten.
- Mauszeiger so bewegen, dass der Markierungsrahmen die zu markierenden Netzwerkelemente vollständig umfasst.
- **Left Mouse Button** "loslassen".

Die vom **Markierungsrahmen** vollständig eingeschlossenen Netzwerkelemente sind nun markiert, d.h. in **grauer** Farbe gezeichnet.

3.6.6 Markierung von Netzwerkelementen entfernen



Ein oder auch mehrere gleichzeitig markierte Netzwerkelemente werden durch einen einfachen **Left Mouse Button Click** auf einen nicht verwendeten Teil des Zeichenbereiches demarkiert, in dem sich kein Netzwerkelement befindet. Die Zeichenfarbe des oder der Netzwerkelemente wird von ATPDesigner automatisch geändert.

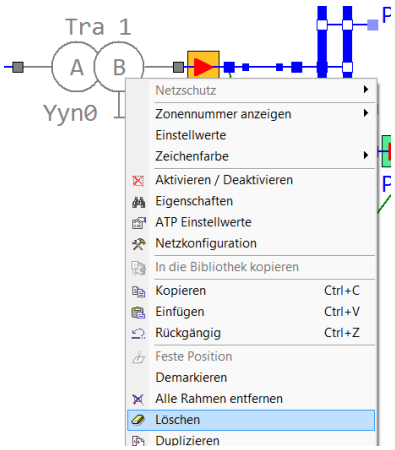
3.6.7 Automatisches Markieren der Netzwerkelemente in einem Leitungsabgang

Bei der Bearbeitung von Netzen ist es oftmals erforderlich, ausgehend z.B. von einem Sammelschienenabgang alle Betriebsmittel, die in diesem Abgang angeschlossen sind zu erkennen und für weitere Bearbeitungen z.B. der Zuordnung zu einer Zone oder einem Bereich oder zur Ermittlung der Leitungslänge zu markieren. Mit Hilfe der Such- und Markierungsfunktion werden ausgehend von einem beliebigen markierten Netzwerkelement alle weiteren Netzwerkelemente automatisch identifiziert und markiert.

- Hauptmenü Prüfungen
- Menüpunkt **Automatische Identifikation eines Leitungsabgangs**

Die Suchfunktion Automatische Identifikation eines Leitungsabgangs kann mit verschiedenen Betriebsarten zum Markieren von Netzwerkelemente ausgeführt werden.

3.7 Löschen eines einzelnen oder mehrerer Netzwerkelemente



Netzwerkelemente können nur dann gelöscht werden, wenn sie zuerst markiert worden sind. Netzwerkelemente können einzeln oder gemeinsam gelöscht werden.

- Taste **Entf** drücken oder
- Toolbar-Button drücken oder
- Mit einem **Right Mouse Button Click** das **Right Mouse Button Menu** mit dem Menüpunkt **Löschen** benutzen.

Der Löschvorgang kann mit Hilfe der **Rücksetzen**-Funktion rückgängig gemacht werden, sofern die **Rücksetzen**-Funktion aktiviert ist.

3.8 Alle Netzwerkelemente des Zeichenbereiches gleichzeitig löschen

- Hauptmenü **Bearbeiten**
- Menüpunkt **Alles löschen**
- Toolbar-Button

Nach dem Löschen aller Netzwerkelemente ist der Zeichenbereich, wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt, leer.

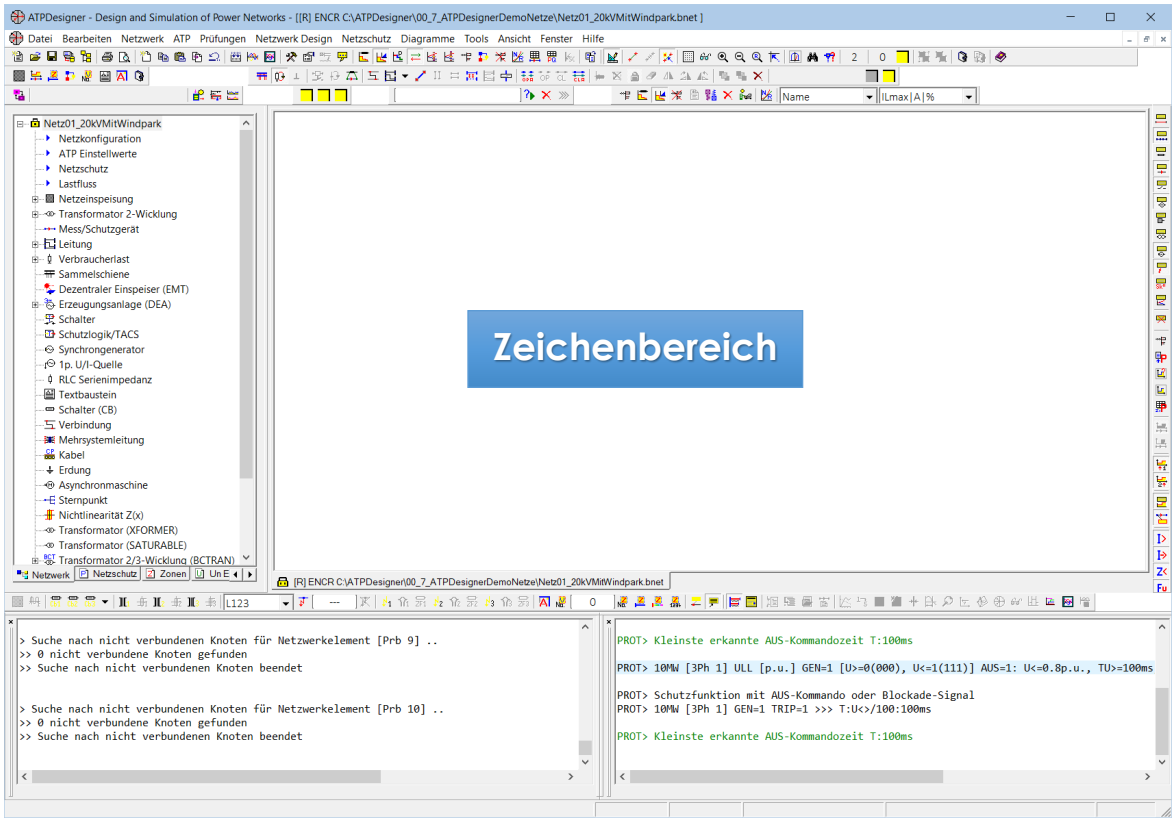
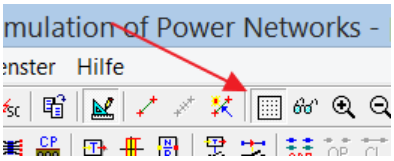


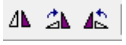
Abbildung 227: Zeichenbereich nach dem Löschen aller Netzwerkelemente

Das Punkteraster innerhalb des Zeichenbereiches des Netzes kann aktiviert und deaktiviert werden.

- Hauptmenü **Ansicht**
- Menüpunkt **Netzwerkraster**
- Mit dem Toolbar-Button

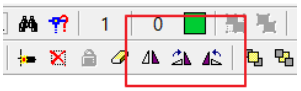


Wird ein **Diagramm** angezeigt kann mit dem Toolbar-Button ein Achsenkreuzgitter ein- und ausgeschaltet werden. Obwohl der gleiche Toolbar-Button in den beiden Ansichten Netz und Diagramm verwendet wird, werden beide Eigenschaften unabhängig voneinander ein- und ausgeschaltet.

3.9 Drehen eines Netzwerkelementes 

Das Drehen von Netzwerkelementen erfolgt mit den nachfolgend dargestellten Toolbar-Buttons.

- Spiegeln (drehen um 180° nach rechts)
- oder Taste **R** Drehen um 90° nach rechts
- oder Taste **L** Drehen um 90° nach links



- Hauptmenü **Netzwerk Design**
- Menüpunkt **Netzwerk Elemente**

- Mit Hilfe der Menüpunkte im **Right Mouse Button Menu**

Ein Netzwerkelement kann nur dann gedreht oder gespiegelt werden, wenn es markiert ist und mit keinem anderen Netzwerkelement verbunden ist. Ist dies nicht der Fall, wird eine Fehlermeldung angezeigt.

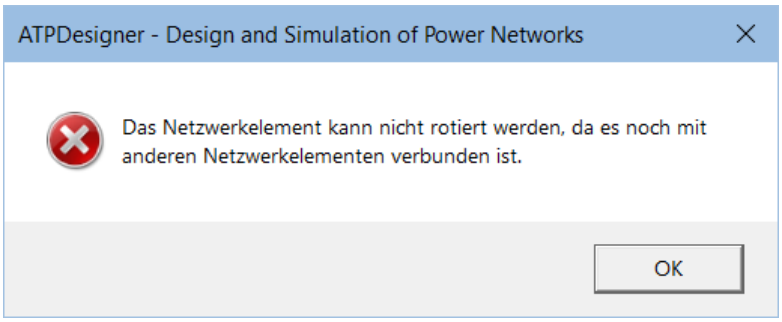


Abbildung 228: Fehlermeldung „Das Netzwerkelement kann nicht rotiert werden …“

3.9.1 Drehen von Leitungen, Kabel, Verbindungen

Leitungen wie auch **Kabel** und **Verbindungen** können nur unter bestimmten Randbedingungen gedreht werden, die im Folgenden am Beispiel einer Leitung erläutert werden.

1. Ist eine Leitung horizontal oder vertikal gezeichnet, kann die Leitung nicht gedreht werden.

2. Hat eine Leitung eine „S“-förmige oder diagonale Form, so kann die Leitung gedreht aber auch mit der Maus „verformt“ werden.

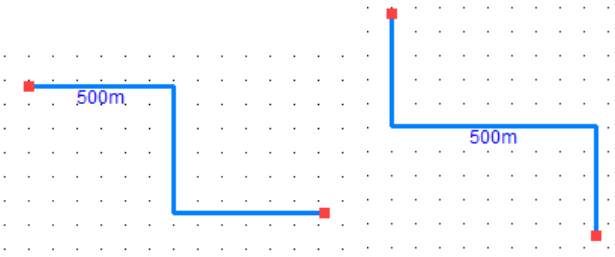


Abbildung 229: Leitung mit „S“-förmiger Form

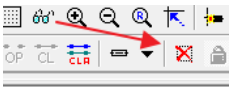
Ist die Zeichenart „S“-förmig oder diagonal und nicht fixiert (Schloss-Symbol ist nicht arretiert), so kann per Maus die Leitung „verformt“ und rotiert werden.

3.10 Netzwerkelement in den Vorder- oder Hintergrund setzen

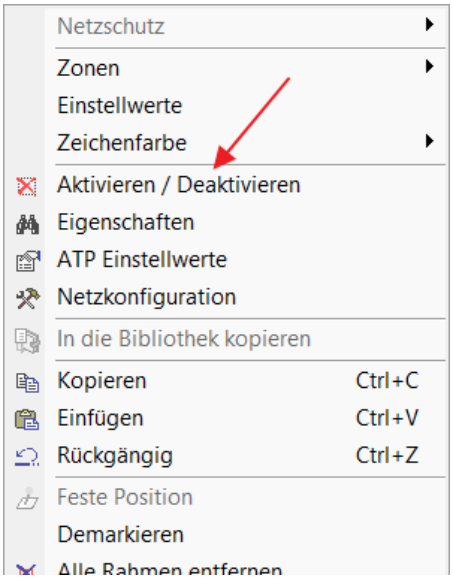
Mit Hilfe dieser Funktion kann die Zeichenreihenfolge der Netzwerkelemente verändert werden. Wird ein Netzwerkelement in den Vordergrund geschoben, so wird es als letztes Netzwerkelement gezeichnet, überdeckt also alle anderen Netzwerkelemente. Wird ein Netzwerkelement in den Hintergrund geschoben, wird dieses Netzwerkelement von allen anderen Netzwerkelementen überdeckt.

- oder **Shift + F** In den Vordergrund verschieben
- oder **Shift + B** In den Hintergrund verschieben

3.11 Netzwerkelement deaktivieren oder aktivieren



Ein markiertes Netzwerkelement kann deaktiviert (= disabled) werden. Ein deaktiviertes Netzwerkelement bleibt im Zeichenbereich sichtbar und mit den anderen Netzwerkelementen verknüpft. Eine Ausnahme bildet hier die **Sammelschiene**. Das deaktivierte Netzwerkelement wird in der Grundeinstellung **magenta** gezeichnet.



Während der Netzberechnung wird ein deaktiviertes Netzwerkelement nicht berücksichtigt, d.h. für das deaktivierte Netzwerkelement wird kein numerisches Modell in die .ATP-Datei eingefügt. Durch ein erneutes Betätigen des Toolbar-Buttons wird das Netzwerkelement wieder aktiviert.

Sind mehrere Netzwerkelemente gleichzeitig markiert, so werden alle markierten Netzwerkelemente gleichzeitig aktiviert oder deaktiviert.

Die Deaktivierung von Netzwerkelementen ist in der Designphase, d.h. während des Tests des Stromversorgungsnetzes hilfreich, da das betreffende Netzwerkelement im Zeichenbereich verbleiben kann d.h. nicht gelöscht werden muss und trotzdem während der Netzberechnung nicht berücksichtigt wird.

- Toolbar-Button
- **Right Mouse Button Menu** (siehe Abbildung rechts oben)

3.11.1 Deaktivieren einer *Sammelschiene*

Wird eine Sammelschiene deaktiviert, so werden alle mit der Sammelschiene verbundenen Netzwerkelemente von der Sammelschiene elektrisch entkoppelt, obwohl eine grafische Überdeckung der Knoten bestehen bleibt. Die elektrisch nicht mehr verbundenen Netzwerkelemente werden als nicht verbunden in der Zeichenfarbe **hellblau** gezeichnet. Die nachfolgenden Abbildungen zeigen beispielhaft die Einfärbungen.

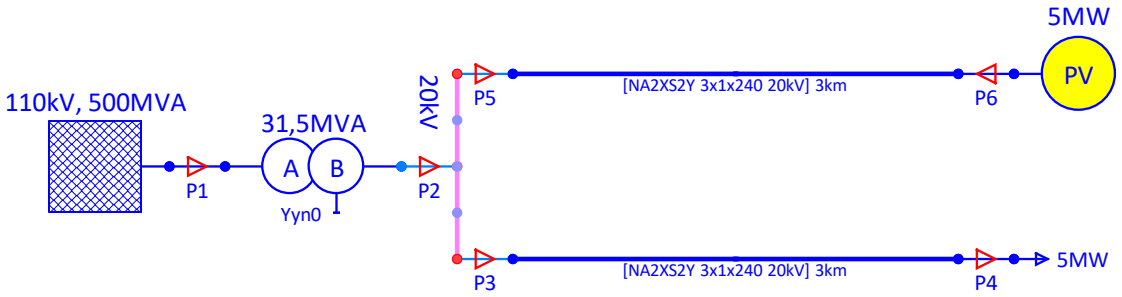


Abbildung 230: Deaktivierung einer *Sammelschiene*

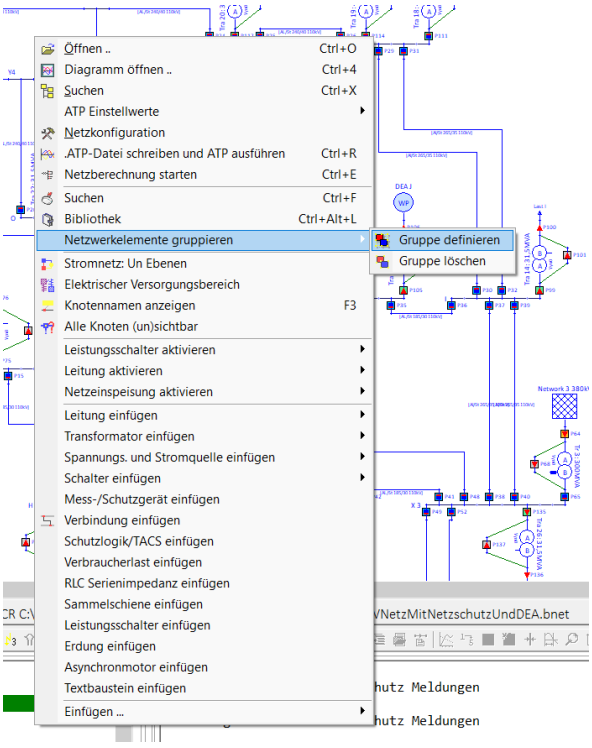
3.12 Gruppieren von Netzwerkelementen

ATPDesigner ermöglicht es dem Anwender, einzelne Netzwerkelemente zu einer Gruppe zusammenzufassen.

- Netzwerkelemente mit einem **Left Mouse Button Click** markieren.

Eine Gruppe definieren:

- Toolbar-Button
- Öffnen des **Right Mouse Button Menu**, Anwählen des Menüpunktes **Netzwerkelemente gruppieren**, Auswählen von **Gruppe definieren**



Nicht gruppierte Netzwerkelemente werden mit **Gruppe definieren** zu einer Gruppe zusammengefasst, eine Gruppe von Netzwerkelemente mit **Gruppe löschen** aufgelöst, die Netzwerkelemente der bisherigen Gruppe werden nicht gelöscht.

3.13 Zoomen der Netzgrafik

Die Netzgrafik kann mit verschiedenen Bedienelementen verkleinert oder vergrößert werden.

3.13.1 Zoom - Toolbar-Buttons und Ziffernblock + und -

Die Netzgrafik kann in weiten Grenzen mit den beiden Toolbar-Buttons verkleinert oder vergrößert werden. Das Zoomen ist nur mit vordefinierten Faktoren möglich, die in der Toolbar angezeigt werden. Alternativ zu den Toolbar Buttons können auch die **Taste +** und **Taste –** des numerischen Ziffernblocks verwendet werden.

3.13.2 Zoom - Strg-Taste drücken und Mausrad drehen

Ist die **Strg-Taste** gedrückt wird beim Drehen des Mausrades die Netzgrafik gezoomt.

3.13.3 Zoom - Strg + Left Mouse Button Click

Mit Hilfe des **Left Mouse Button** kann ein Zoomframe „aufgezogen" werden, um den darin enthaltenen Teil der Netzgrafik optimal auf den sichtbaren Bereich des Bildschirmes anzupassen.

- **Strg-Taste** drücken und gedrückt halten.
- **Left Mouse Button** drücken und gedrückt halten.
- Mauszeiger so bewegen, dass der Zoomframe den zu zoomenden Bereich vollständig umfasst.
- **Left Mouse Button Click** loslassen.

3.13.4 Zoom - Netzgrafik *Zoom* und *Reset Zoom*

Wurde die Netzgrafik z.B. auf einen sehr großen Zoomfaktor vergrößert oder aus dem sichtbaren Fensterbereich herausgeschoben, so kann die Netzgrafik automatisch in den sichtbaren Fensterbereich hineingeschoben werden.

- : Verkleinert die Netzgrafik auf den kleinsten Zoomfaktor
- : Die Netzgrafik wird in die linke obere Ecke der Ansicht verschoben.

Durch das Drücken des Toolbar-Buttons wird die Netzgrafik neu gezeichnet, ohne den Zoomfaktor zu verändern.

3.14 Verschieben der Netzgrafik

Die Netzgrafik kann mit verschiedenen Bedienelementen verschoben werden.

3.14.1 Verschieben der Netzgrafik: *Shift + Left Mouse Button Click*

Die komplette Netzgrafik kann mit Hilfe des **Left Mouse Button** und der **Shift-Taste** verschoben werden.

- **Shift-Taste** drücken und gedrückt halten.
- **Left Mouse Button** drücken und gedrückt halten.
- Die Netzgrafik wird durch einen Markierungsrahmen vollständig umfasst. Der Markierungsrahmen kann jetzt durch bewegen des Mauszeiger zu einer anderen Position verschoben werden.

- **Left Mouse Button** loslassen.

3.14.2 Verschieben aller Netzwerkelemente

Sollen alle Netzwerkelemente gemeinsam verschoben werden, so kann wie folgt vorgegangen werden.

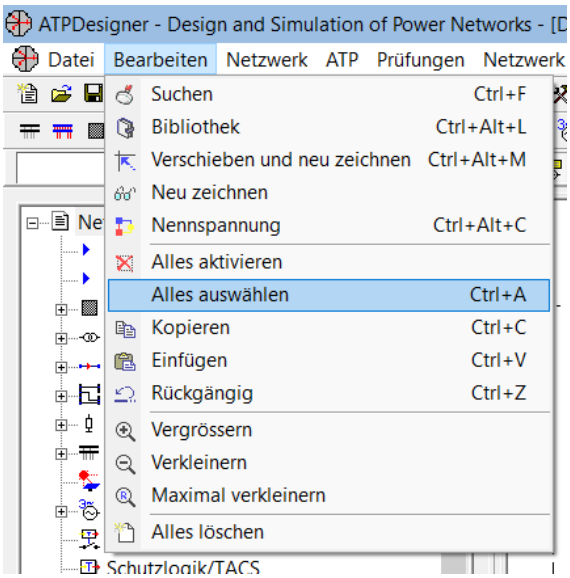
Zuerst müssen alle Netzwerkelemente mit dem Menüpunkt **Alles auswählen** im Hauptmenü **Bearbeiten** oder der Tastenkombination **Strg + A** markiert werden. Danach können die markierten Netzwerkelemente mit einem **Left Mouse Button Click** bei gedrückter Maustaste gleichzeitig verschoben werden.

3.14.3 Netzgrafik scrollen – mit dem Mausrad nach oben und unten rollen

Die Netzgrafik kann mit Hilfe des Mausrades einfach nach oben und unten gerollt werden, wenn keine weitere Taste gedrückt wird und die Laufbalken sichtbar sind. Ist die **Strg-Taste** gedrückt, wird die Netzgrafik gezoomt.

3.15 Position eines Netzwerkelementes fixieren

Netzwerkelemente können bzgl. ihrer Position im Zeichenbereich fixiert werden, d.h. ihre Position kann nicht verschoben werden.



Ein Netzwerkelement kann wie folgt fixiert oder die Fixierung aufgehoben werden:

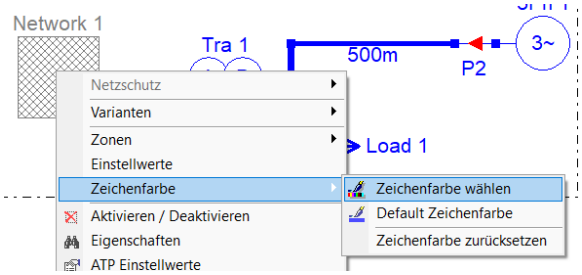
1. Netzwerkelement mit einem **Left Mouse Button Click** markieren
2. Mit einem **Right Mouse Button Click** das kontextsensitive Menü öffnen
3. Die Taste im Menüpunkt **Fixed Position** entsprechend einstellen.

Die Fixierung des Netzwerkelementes **Text Frame** kann dazu verwendet werden, Bitmaps, Markierungsrahmen mit oder ohne Textinhalt in der Zeichenfläche z.B. als Hintergrund eines Netzes oder zum Markierungsrahmen von Netzwerkelementen fest zu positionieren.

3.16 Zeichenfarbe von mehreren Netzwerkelementen ändern

Die Zeichenfarbe von einzelnen oder auch mehreren Netzwerkelementen kann einfach geändert werden z.B. Spannungsebenen eines Stromversorgungsnetzes mit einer einzigen Zeichenfarbe einzufärben.

- Ein oder mehrere Netzwerkelemente mit **Left Mouse Button Click** oder einem **Markierungsrahmen** markieren.
- Das kontextsensitive **Right Mouse Button Menu** öffnen.



- Den Menüpunkt **Zeichenfarbe** anwählen.

Nach Öffnen des Dialogs zur Auswahl einer Zeichenfarbe wird die ausgewählte Farbe für alle markierten Netzwerkelemente verwendet.

3.17 Anwenderspezifisches Einfärben von Spannungsebenen

Spannungsebenen können manuell oder automatisch mit einer anwenderspezifischen Farbe versehen werden. Darüber hinaus ist es möglich, die Betriebsmittel einer Zone zuzuordnen und für jede **Zone** wiederum eine anwenderspezifische Zeichenfarbe zu definieren.

3.17.1.1 Manuelle Zuordnung einer Farbe zu einer Spannungsebene

Mit Hilfe der in Kapitel 3.23 beschriebenen Funktion zur Auswahl der Zeichenfarbe eines oder mehrerer Netzwerkelemente können z.B. Spannungsebenen einfach eingefärbt werden. Die gewählte Zeichenfarbe wird allerdings dauerhaft als sog. Grundfarbe dem Netzwerkelement zugeordnet.

- Eines oder mehrere Netzobjekte markieren
- Mit einem **Right Mouse Button Click** das kontextsensitive Menü öffnen
- Den Menüpunkt **Zeichenfarbe wählen** auswählen und eine Zeichenfarbe auswählen

Nach dem Schließen des Einstelldialogs werden alle ausgewählten Netzwerkelemente in der ausgewählten Zeichenfarbe gezeichnet.

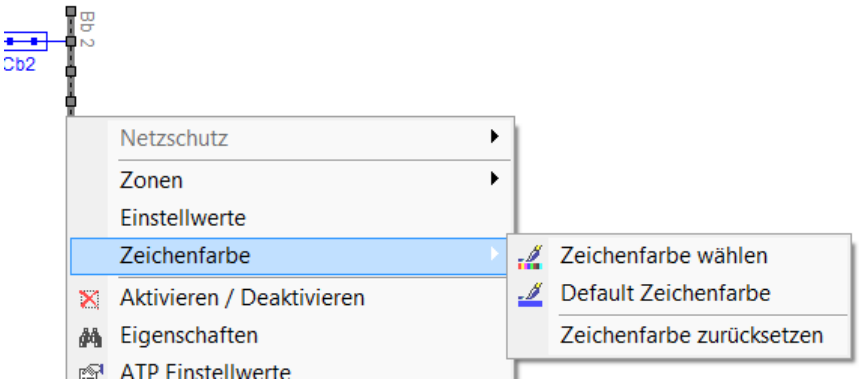


Abbildung 231: Manuelles Einfärben von Spannungsebenen

Es wird empfohlen, die Grundfarbe blau für alle Netzwerkelemente beizubehalten, da sonst ggfs. Interpretationskonflikte bzgl. der Farben für **Zonen**, Spannungsebene, Überlasten, etc. entstehen können.

3.17.1.2 Automatische Identifikation und Einfärben von Spannungsebenen

Mit Hilfe der in der Registerkarte **Farben Un** im Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netzwerk** definierten Farben können Spannungsebenen automatisch identifiziert und eingefärbt werden. Diese Einfärbung kann mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Button oder durch den Menüpunkt **Netzberechnung entfernen** im Hauptmenü **ATP** auf die Grundfarben der Netzwerkelemente zurückgesetzt werden.

3.18 *Zonen* - Netzwerkelemente einer Zone zuordnen

Netzwerkelemente können mit Hilfe einer Zonennummer in verschiedene Zonen eingeteilt werden. Die Zonen werden in einer Baumstruktur im Fenster **Projektinformationen** in der Registerkarte **Zone** angezeigt. So ist es möglich, z.B. die Netzwerkelemente einzelner Abgänge eines Netzes mit einer gemeinsamen Zonennummer, einem anwenderspezifischen Bezeichner und einer eigenen Zeichenfarbe zu kennzeichnen.

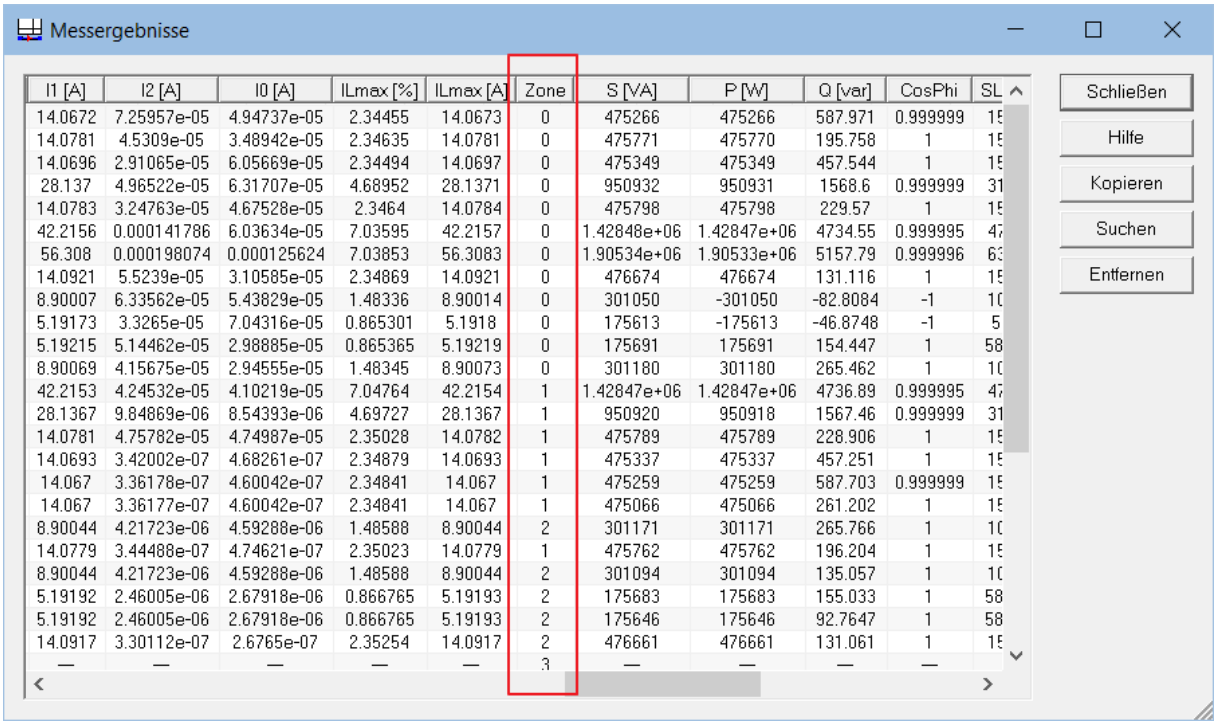
Zonenfarben können alternativ zu den spezifischen Farben der Netzwerkelemente verwendet werden. Es ist möglich, zwischen beiden Farbbetriebsarten hin und her zuschalten.

- ⇨ Die Gruppierung von Netzwerkelementen in Zonen muss insbesondere verwendet werden, wenn die **Messwertskalierte Lastflussberechnung** [Bd. 3] verwendet wird.

- ⇨ Jedes Netzwerkelement ist entweder der Zone 0 oder einer anderen Zonen 1..N zugeordnet.

Zonennummer werden in verschiedenen Dialogen wie z.B. wie nachfolgend dargestellt dem **Dialog zur Anzeige von Messergebnissen** angezeigt und können zur Zuordnung der Messwerte zu den Zonen z.B. beim Erstellen von Diagrammen mit Hilfe von Excel verwendet werden.

Die Zonennummer ist eine ganze positive Zahl im Intervall [1..N]. Die Zonennummer = 0 wird als ungültige Zonennummer behandelt, d.h. dem Netzwerkelement ist keine Zone zugeordnet. Die Zonennummer = 0 wird als Grundeinstellung für jedes neue Netzwerkelement oder nach Drücken des Default-Buttons im Einstelldialog verwendet.



I1 [A]	I2 [A]	I0 [A]	ILmax [%]	ILmax [A]	Zone	S [VA]	P [W]	Q [var]	CosPhi	SL
14.0672	7.25957e-05	4.94737e-05	2.34455	14.0673	0	475266	475266	587.971	0.999999	15
14.0781	4.5309e-05	3.48942e-05	2.34635	14.0781	0	475771	475770	195.758	1	15
14.0696	2.91065e-05	6.05669e-05	2.34494	14.0697	0	475349	475349	457.544	1	15
28.137	4.96522e-05	6.31707e-05	4.68952	28.1371	0	950932	950931	1568.6	0.999999	31
14.0783	3.24763e-05	4.67528e-05	2.3464	14.0784	0	475798	475798	229.57	1	15
42.2156	0.000141786	6.03634e-05	7.03595	42.2157	0	1.42848e+06	1.42847e+06	4734.55	0.999995	47
56.308	0.000198074	0.000125624	7.03853	56.3083	0	1.90534e+06	1.90533e+06	5157.79	0.999996	63
14.0921	5.5239e-05	3.10585e-05	2.34869	14.0921	0	476674	476674	131.116	1	15
8.90007	6.33562e-05	5.43829e-05	1.48336	8.90014	0	301050	-301050	-82.8084	-1	10
5.19173	3.3265e-05	7.04316e-05	0.865301	5.1918	0	175613	-175613	-46.8748	-1	5
5.19215	5.14462e-05	2.98885e-05	0.865365	5.19219	0	175691	175691	154.447	1	58
8.90069	4.15675e-05	2.94555e-05	1.48345	8.90073	0	301180	301180	265.462	1	10
42.2153	4.24532e-05	4.10219e-05	7.04764	42.2154	1	1.42847e+06	1.42847e+06	4736.89	0.999995	47
28.1367	9.84869e-06	8.54393e-06	4.69727	28.1367	1	950920	950918	1567.46	0.999999	31
14.0781	4.75782e-05	4.74987e-05	2.35028	14.0782	1	475789	475789	228.906	1	15
14.0693	3.42002e-07	4.68261e-07	2.34879	14.0693	1	475337	475337	457.251	1	15
14.067	3.36178e-07	4.60042e-07	2.34841	14.067	1	475259	475259	587.703	0.999999	15
14.067	3.36177e-07	4.60042e-07	2.34841	14.067	1	475066	475066	261.202	1	15
8.90044	4.21723e-06	4.59288e-06	1.48588	8.90044	2	301171	301171	265.766	1	10
14.0779	3.44488e-07	4.74621e-07	2.35023	14.0779	1	475762	475762	196.204	1	15
8.90044	4.21723e-06	4.59288e-06	1.48588	8.90044	2	301094	301094	135.057	1	10
5.19192	2.46005e-06	2.67918e-06	0.866765	5.19193	2	175683	175683	155.033	1	58
5.19192	2.46005e-06	2.67918e-06	0.866765	5.19193	2	175646	175646	92.7647	1	58
14.0917	3.30112e-07	2.6765e-07	2.35254	14.0917	2	476661	476661	131.061	1	15
—	—	—	—	—	3	—	—	—	—	

Abbildung 232: Ausgabe der Zonennummer in dem Dialog *Messergebnisse*

Zonen können sehr einfach mit Hilfe der nachfolgend dargestellten Toolbar-Buttons bearbeitet werden. Alternativ sind die Bedienfunktionen per Menü verfügbar:

- Hauptmenü **Netzwerk Design**
- Menüpunkt: **Zonen**

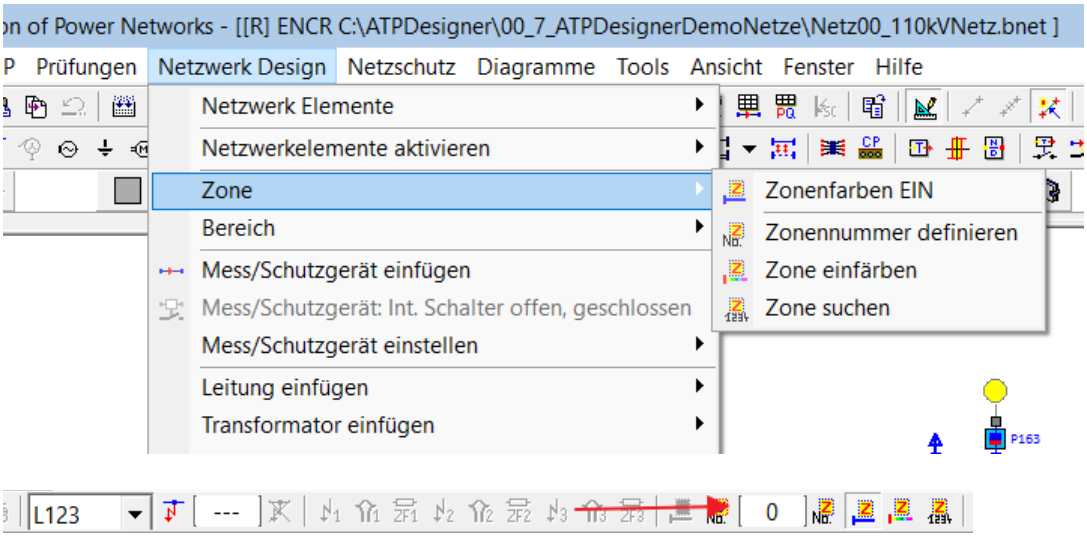


Abbildung 233: Menü und Toolbar zum Definieren, Löschen, Einfärben, etc. von Zonen

Darüber hinaus können Zonennummern auch mit dem kontextsensitiven **Right Mouse Button Menu** einem oder mehreren markierten Netzwerkelementen zugeordnet werden.

1. Ein oder mehrere Netzwerkelement(e) markieren
2. Zonennummer in das Eingabefeld in der Toolbar wie oben angezeigt eintragen
3. Das kontextsensitive **Right Mouse Button Menu** öffnen
4. Menüpunkt **Zonen** öffnen

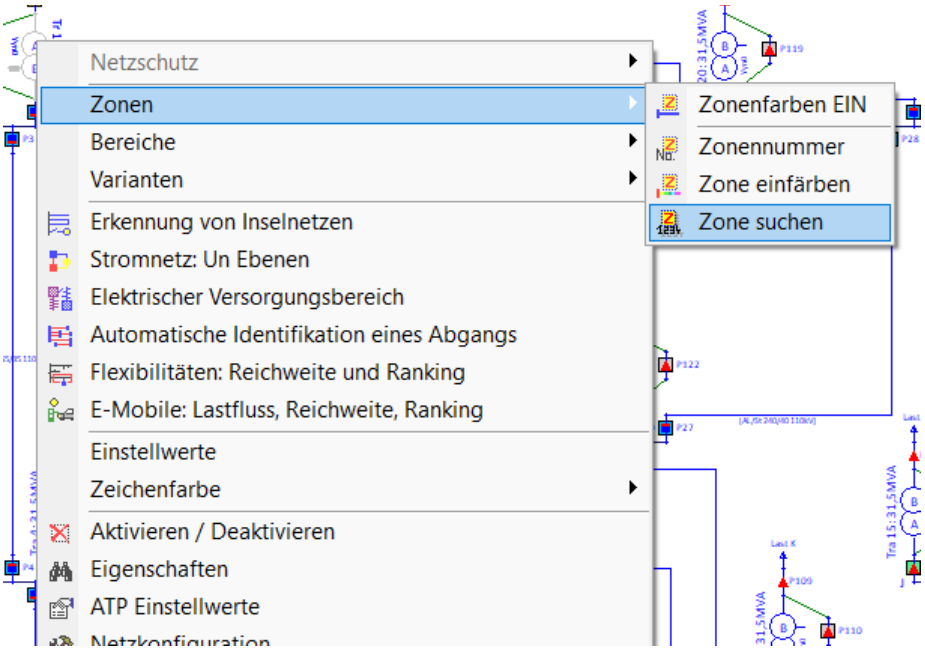


Abbildung 234: *Right Mouse Button* Menü für die Behandlung von Zonennummern

3.18.1 *Zonenfarben EIN* - Umschalten zur Einfärbung der Betriebsmittel

Der Anwender kann mit Hilfe des Toolbar-Schalters zwischen zwei Betriebsarten zum Einfärben der Betriebsmittel hin- und herschalten.

3.18.1.1 Betriebsart: Einfärben der Netzwerkelemente mit anwenderspezifischen Farben ohne Berücksichtigung der Zuordnung zu einer Zone

Ist der Toolbar-Schalter ausgeschaltet, so werden die Netzwerkelemente mit Hilfe der vom Anwender definierten, individuellen Farben gezeichnet. Diese Farben können unabhängig von den Zonenfarben für jedes Netzwerkelement getrennt oder auch gemeinsam eingestellt werden.

3.18.1.2 Betriebsart: Einfärben der Netzwerkelemente mit den Farben der Zonen

Ist der Toolbar-Schalter eingeschaltet, so werden alle Netzwerkelemente mit der Farbe der zugeordneten Zone gezeichnet.

3.18.2 *Zonennummer definieren* - Zonennummer zuordnen

1. Ein oder mehrere Netzwerkelement(e) markieren
2. Zonennummer in das Eingabefeld in der Toolbar eintragen
3. Mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Button den markierten Netzwerkelementen zuordnen

3.18.3 Löschen von Zonennummern

1. Ein oder mehrere Netzwerkelement(e) markieren
2. Zonennummer = 0 in das Eingabefeld in der Toolbar eintragen
3. Mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Button den markierten Netzwerkelementen zuordnen

3.18.4 Zone einfärben

Mit Hilfe des Toolbar-Buttons werden die Netzwerkelemente, die einer gleichen Zonennummer zugeordnet sind, mit einer gemeinsamen Farbe gezeichnet. Netzwerkelemente mit der Zonennummer = 0 sind davon ausgenommen. Zusätzlich werden die Zonennummern der Netzwerkelemente in der Netzgrafik angezeigt.

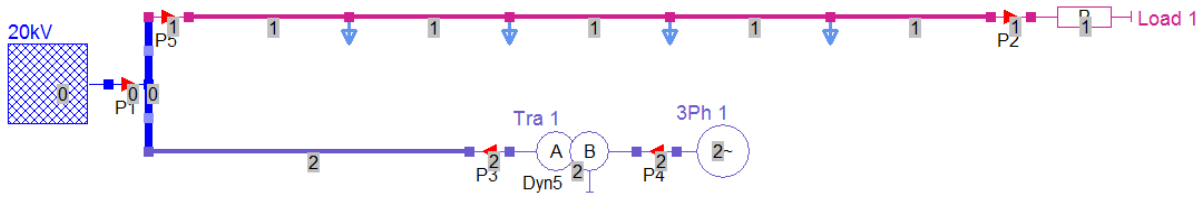


Abbildung 235: Einfärben der Zonen und Anzeige der Zonennummern in der Netzgrafik

3.18.5 *Zone suchen* – Einfärben einer einzigen Zone

Wird eine Zonennummer zuerst in das Eingabefeld eingetragen, so können dieser Zonennummer zugeordneten Netzwerkelemente mit dem Toolbar-Button mit einer gemeinsamen Zeichenfarbe eingefärbt werden.

3.18.6 Rücksetzen der Einfärbungen von Zonennummern

Die Einfärbungen der Netzwerkelemente können mit dem Toolbar-Button zurückgesetzt werden.

3.18.7 Änderung der zonenspezifischen Teillastfaktoren ,

Für die Betriebsmittel **Verbraucherlast**, **Leitung**, **Transformator 2-Wicklung** und **Erzeugungsanlage (DEA)** können zonenspezifische Teillastfaktoren eingestellt werden. Diese Teillastfaktoren gelten nur für die Betriebsmittel, die der Zone zugeordnet sind.

3.18.8 Änderung des anwenderspezifischen Bezeichners der Zone

Die beiden ersten Elemente in der Baumstruktur unterhalb der Ebene der Zonennummern sind:

- die **Zeichenfarbe** der Zone und
- der **anwenderspezifische Bezeichner** der Zone.

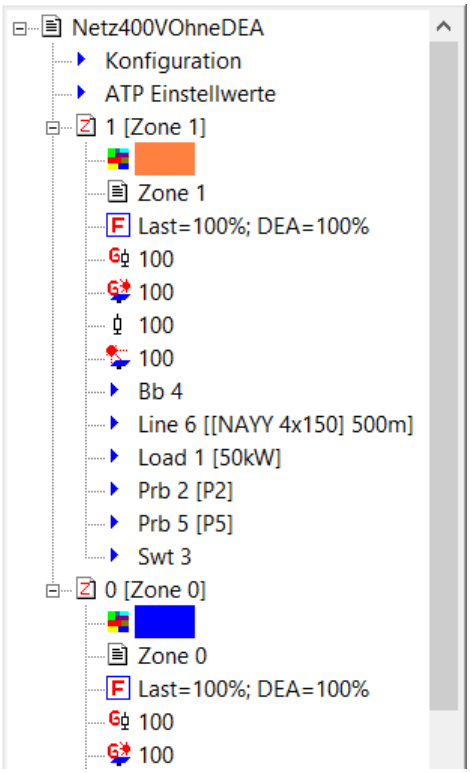


Abbildung 236: Einstellwerte für Zonen

Beide Einstellwerte können durch einen **Left Mouse Button Click** auf das Element geändert werden. Der anwenderspezifische Bezeichner der Zone wird nach Änderung automatisch in der überlagerten Ebene zusammen mit der Zonennummer angezeigt.

3.18.9 Änderung der globalen Teilastfaktoren

Für die Netzwerkelemente **Verbraucherlast**, **Leitung, Transformator 2-Wicklung** und **Erzeugungsanlage (DEA)** können die globalen Teillastfaktoren eingestellt werden. Nach Änderung der globalen Teillastfaktoren werden die Werte in allen Zonen automatisch geändert und die resultierenden Lastfaktoren jeder Zone neu berechnet.

- für das Netzwerkelement **Verbraucherlast**
- für das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)**

Ist ein Netzwerkelement keiner Zone 1…N zugeordnet, ist das Netzwerkelement automatisch der Zone 0 zugeordnet. Der globale Teillastfaktor wird daher für alle Netzwerkelemente des jeweiligen Typs verwendet.

3.18.10 Resultierender Teillastfaktor der Betriebsmittel in einer Zone F

Der resultierende Lastfaktor einer Zone setzt sich aus dem globalen Teillastfaktor und dem zonenspezifischen Teillastfaktor zusammen und ist wie folgt definiert:

Resultierender Teillastfaktor einer Zone F =

Globaler Teillastfaktor des Netzes G, G · Zonenspezifischer Teillastfaktor ,

Es ist möglich, zusätzlich zu den oben benannten auch betriebsmittelspezifische Teillastfaktoren für jede einzelne im Netz verwendete **Verbraucherlast** bzw. jede **Erzeugungsanlage (DEA)** zu verwenden. Die betriebsmittelspezifischen Teillastfaktoren werden nicht in der Berechnung und Anzeige des resultierenden Lastfaktors F berücksichtigt, wohl aber in der Berechnung des Teillastfaktors der elektrischen Kennwerte der einzelnen Betriebsmittel.

3.18.11 Betriebsmittelspezifische Teillastfaktoren

Die betriebsmittelspezifischen Teillastfaktoren können wie folgt eingestellt werden.

- Für Lasten im Einstelldialog **Verbraucherlast**
- Für dezentrale Erzeugungsanlagen **Erzeugungsanlage (DEA)** im Einstelldialog **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **Lastfluss: DEA**

3.18.12 Berechnung des elektrisch wirksamen Teillastfaktors eines Betriebsmittels

Zur Berechnung des elektrisch wirksamen Teillastfaktors eines Betriebsmittels werden folgende Teillastfaktoren berücksichtigt.

- Globaler Teillastfaktor
  - für das Netzwerkelement **Verbraucherlast**
  - für dezentrale Erzeugungsanlagen oder Batteriesysteme **Erzeugungsanlage (DEA)**
- Zonenspezifischer Teillastfaktor
- Betriebsmittelspezifischer Teillastfaktor

Der elektrisch wirksame Teillastfaktor wird wie folgt berechnet.

Elektrisch wirksamer Teillastfaktor eines Betriebsmittels =

Resultierender Teillastfaktor der dem Betriebsmittel zugeordneten Zone F x betriebsmittelspezifischer Teillastfaktor

3.18.13 Einfärbung von Zonen - Einfärbung von Überlastungen der Betriebsmittel

Es wird den Anwendern von ATPDesigner empfohlen, die Grundfarbe **blau** für alle Betriebsmittel beizubehalten und sowohl Zonenfarben als auch Farben für die Anzeige von **Überlastungen der Betriebsmittel** zu verwenden.

3.18.13.1 Verhalten der Einfärbung nach Start einer Netzberechnung

Ausgehend von einem „**blauen**“ Ausgangszustand des Netzes können durch Wahl der Zonenfarben die Zonen einfach gekennzeichnet und gruppiert werden. Wird eine Netzberechnung gestartet, so deaktiviert ATPDesigner automatisch die Zoneneinfärbung und setzt das Netz auf die Grundfarbe **blau** zurück. Abhängig von den Berechnungsergebnissen werden Überlastzustände eingefärbt (nur für die **Berechnung stationärer Netzzustände**).

3.18.13.2 Verhalten beim Zurücksetzen der Berechnungsergebnisse

War vor dem Start der Netzberechnung die Zoneneinfärbung aktiviert, so wird dieser Zustand automatisch mit dem Zurücksetzen der Berechnungsergebnisse wiederhergestellt.

3.19 Kontextsensitive Menüs – *Right Mouse Button Menu*

ATPDesigner unterstützt das Arbeiten mit Netzen und den darin enthaltenen Betriebsmitteln und sonstigen Netzwerkelementen mit kontextsensitiven Menüs, die durch einen **Right Mouse Button Click** geöffnet werden. Wegen der Bedienhandlung zum Öffnen dieser Menüs werden diese als **Right Mouse Button Menu** bezeichnet. Das kontextsensitive Menü ist u.a. davon abhängig, ob vor dem **Right Mouse Button Click** ein Netzwerkelement mit einem **Left Mouse Button Click** markiert wurde oder nicht.

3.19.1 Allgemeines kontextsensitives *Right Mouse Button Menu*

Ist vor dem **Right Mouse Button Click** kein Netzwerkelement markiert und befindet sich der Mauszeiger nicht „über" dem grafischen Symbol eines Netzwerkelementes, so wird das nachfolgend abgebildete **Right Mouse Button Menu** geöffnet.

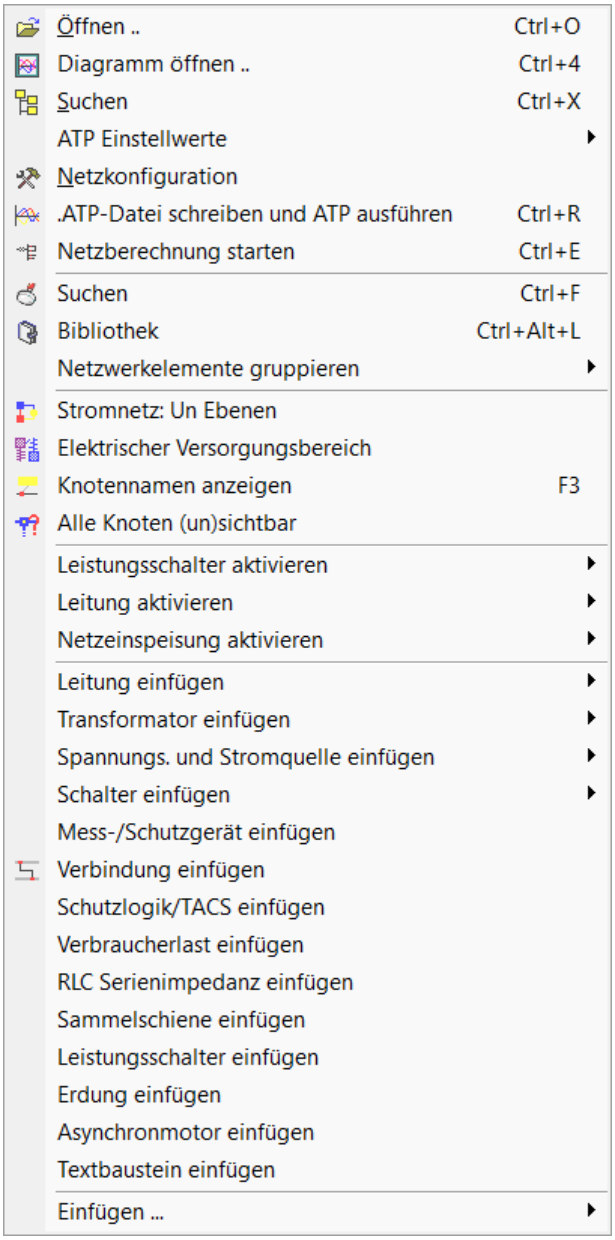


Abbildung 237: Allgemeines kontextsensitives *Right Mouse Button Menu*

3.19.2 Kontextsensitives *Right Mouse Button Menu* für spezifische Netzwerkelemente

Wurde vor dem **Right Mouse Button Click** ein Netzwerkelement z.B. mit einem **Left Mouse Button Click** markiert, so wird das nachfolgend abgebildete **Right Mouse Button Menu** geöffnet. Abhängig von dem markierten Netzwerkelement kann das allgemeine Menü am Ende durch weitere spezifische Menüeinträge ergänzt werden. Wie in der nachfolgenden Abbildung zu erkennen ist, werden im Fall eines vor dem **Right Mouse Button Click** markierten **Mess/Schutzgerätes** zwei zusätzliche Menüeinträge am unteren Ende angehängt.

- Menüpunkt **Trennschalter**
- Menüpunkt **Mess- und Schutzgerät**

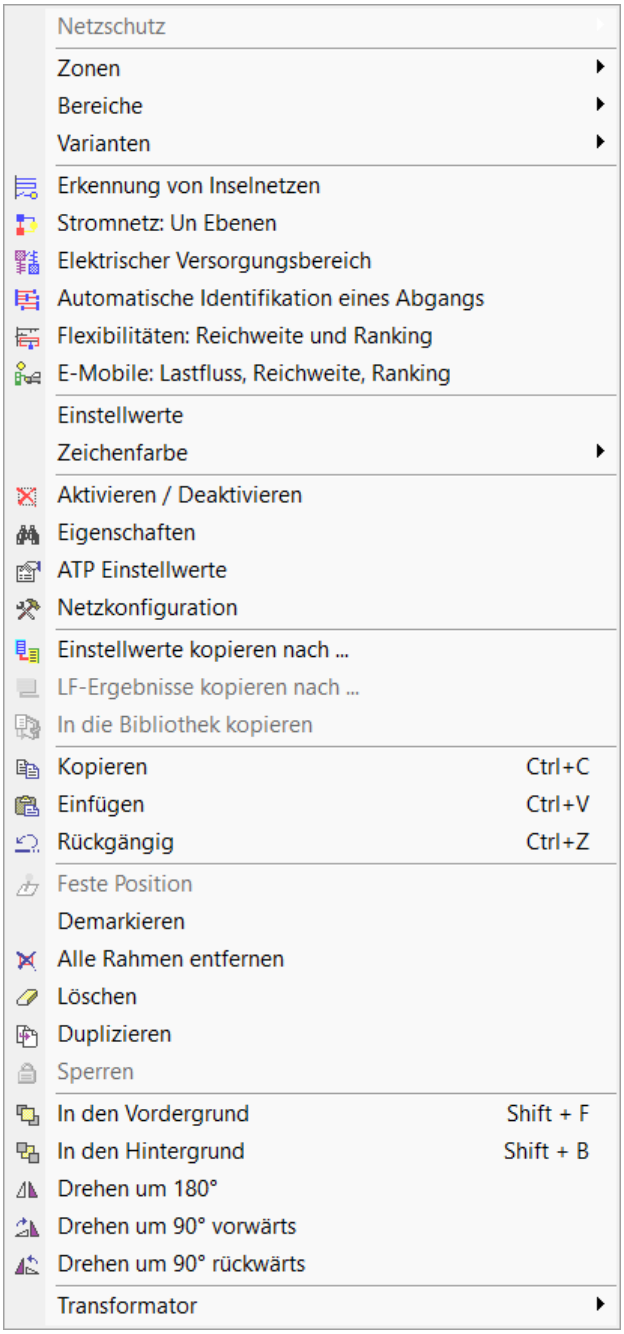
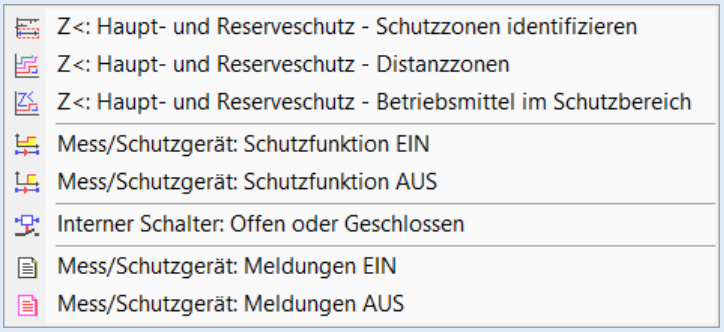
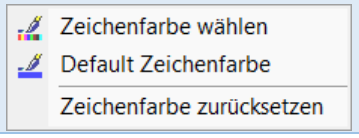


Abbildung 238: Kontextsensitives *Right Mouse Button Menu* für spezifische Netzwerkelemente

Menüpunkt	Bedeutung
Netzschutz	Der Menüpunkt ist nur aktiv, wenn ein **Mess/Schutzgerät** mit dem **Left Mouse Button Click** markiert wurde. Es das nachfolgende Untermenü angezeigt. 
Varianten	Siehe Registerkarte **Varianten**
Bereiche	Siehe Registerkarte **Bereiche**
Zonen	Siehe Registerkarte **Zonen**
Elektrischer Versorgungsbereich	Versorgungsbereiche identifizieren und überprüfen
Automatische Identifikation eines Abgangs	Ausgehend von einem Angang einer Sammelschiene werden alle mit diesem Abgang elektrisch leitend verbundenen Betriebsmittel markiert
Flexibilitäten: Reichweite und Ranking	Die physikalische Reichweite und das Ranking der markierten Flexibilität wird ermittelt und als .XML-Bericht ausgegeben. ▪ **Lastfluss mit Flexibilitäten** [Bd. 3]
Einstellwerte	Öffnen des betriebsmittelspezifischen Einstelldialogs für das markierte Netzwerkelement
Zeichenfarbe	Einstellen einer individuellen Zeichenfarbe für das markierte Netzwerkelement 
Aktivieren / Deaktivieren	Aktivieren oder deaktivieren des markierten Netzwerkelementes
Eigenschaften	Eigenschaften des markierten Netzwerkelementes in einem Dialogfenster anzeigen
ATP Einstellwerte	**Allgemeine Parameter und ATP Einstellwerte**
Netzkonfiguration	**Einstellungen zur Netzwerkkonfiguration**
Einstellwerte kopieren nach …	Es können die Einstellwerte eines Netzwerkelementes in ein anderes Netzwerkelement gleichen Typs kopiert werden.
In die Bibliothek kopieren	Das markierte Netzwerkelement in die **Bibliothek für Netzwerkelemente** kopieren
Kopieren	Das markierte Netzwerkelement in die Zwischenablage kopieren
Einfügen	Ein ggfs. in der Zwischenablage gespeichertes Netzwerkelement in das Netz einfügen
Rückgängig	Letze Bedienhandlung rückgängig machen (Undo-Funktion)

Feste Position	Das markierte Netzwerkelement z.B. eine Grafik (Bitmap) wird bzgl. seiner Position (in der Netzgrafik fixiert.
Demarkieren	Die markierten Netzwerkelemente werden demarkiert.
Alle Markierungs-rahmen entfernen	Vorhandene **rote Markierungsflächen** von Netzwerkelementen werden entfernt
Löschen	Die markierten Netzwerkelemente werden nach einer Abfrage gelöscht.
Duplizieren	Das markierte Netzwerkelement wird dupliziert.
Sperren	Für Netzwerkelemente mit flexiblem, grafischen Symbol wie z.B. **Leitungen** wird das grafische Symbol als nicht veränderlich gesperrt.
In den Vordergrund	Das markierte Netzwerkelement wird in den Vordergrund geschoben.
In den Hintergrund	Das markierte Netzwerkelement wird in den Hintergrund geschoben.
Drehen um 180°	Das markierte Netzwerkelement wird um 180° im Uhrzeigersinn gedreht.
Drehen um 90° vorwärts	Das markierte Netzwerkelement wird um 90° im Uhrzeigersinn gedreht.
Drehen um 90° rückwärts	Das markierte Netzwerkelement wird um 90° entgegen dem Uhrzeigersinn gedreht.

3.19.2.1 Trennschalter - Untermenü für das Öffnen und Schließen von Schaltern

Wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt wird abhängig von dem vor dem **Right Mouse Button Click** markierten Netzwerkelement das Untermenü **Trennschalter** zum Öffnen und Schließen von Schaltern angezeigt.

Netzwerkelement	Bedeutung
Leitung	Öffnen und Schließen der Abgangstrennschalter
Sammelschiene	Öffnen und Schließen der internen Sammelschienentrennschalter sowie der Abgangstrennschalter
Mess/Schutzgerät	Falls der interne Schalter **SwtIntern** aktiviert ist, wird der Schalter geöffnet oder geschlossen.
Schalter	Der Schalter wird geöffnet oder geschlossen.
Schalter (CB)	Der Schalter wird geöffnet oder geschlossen.

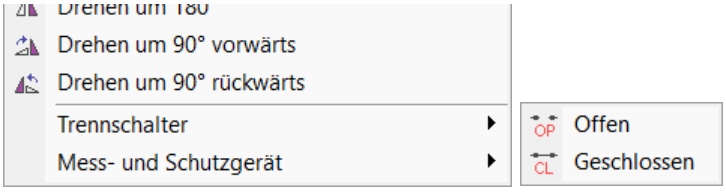


Abbildung 239: Anzeige des Untermenüs *Trennschalter*

Menüpunkt	Bedeutung
Offen	Der ausgewählte Trennschalter wird geöffnet.
Geschlossen	Der ausgewählte Trennschalter wird geschlossen.

3.19.2.2 Öffnen oder Schließen der Trennschalter von Leitungen und Sammelschienen

Um die internen Trennschalter oder Abgangstrennschalter zu öffnen oder zu schließen, muss wie nachfolgend beschrieben vorgegangen werden.

1. Netzwerkelement mit einem **Left Mouse Button Click** markieren
2. Mauszeiger mit der Pfeilspitze über einem internen Trennschalter oder einem Abgangstrennschalter z.B. einem der beiden Knoten einer **Leitung** oder einer **Sammelschiene** positionieren.
3. Das Menü mit einem **Right Mouse Button Click** öffnen.
4. Den Eintrag des Untermenüs **Trennschalter** mit einem **Left Mouse Button Click** auf einen der beiden Menüeinträge ausführen.

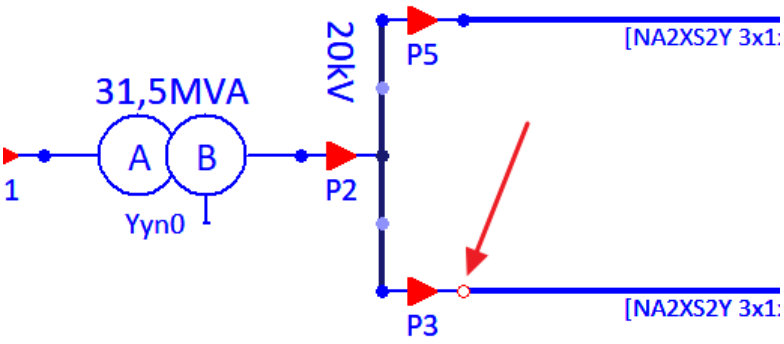


Abbildung 240: Grafische Darstellung eines offenen Trennschalters einer Leitung

In der obigen Abbildung ist das grafische Symbol für einen offenen Trennschalter einer Leitung dargestellt.

3.19.2.3 Transformator: Externe Verbraucherlast an Wicklung B hinzufügen

Das Netzwerkelement **Transformator 2-Wicklung** bietet die Möglichkeit, eine interne **Verbraucherlast** zu aktivieren. Mit Hilfe des Menüpunktes **Verbraucherlast zum Transformator hinzufügen** im **Right Mouse Button** Menü können wie in nachfolgender Abbildung gezeigt die Einstellwerte der externen Verbraucherlast in die interne Verbraucherlast des Transformators kopiert werden. Es muss beachtet werden, dass die interne Verbraucherlast des Transformators nicht alle Einstellwerte des Netzwerkelementes **Verbraucherlast** [Bd. 2] unterstützt.

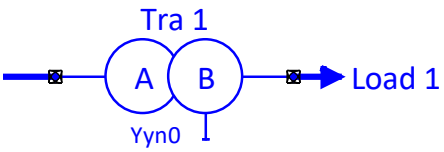


Abbildung 241: Kombination Transformator mit Verbraucherlast an Wicklung B

Um den nachfolgend am Ende des Right Mouse Button Menü gezeigten Menüpunkt **Verbraucherlast zum Transformator hinzufügen** zu aktivieren, ist wie folgt vorzugehen.

1. Transformator und externe Verbraucherlast markieren
2. Mauszeiger über dem grafischen Symbol des Transformators positionieren
3. Kontextsensitives Menü mit einem **Right Mouse Button Click** öffnen

4. Menüpunkt mit einem **Left Mouse Button Click** ausführen

⇨ Es muss hier beachtet werden, dass nur ein einziges Paar bestehend aus Transformator und Verbraucherlast markiert sein darf.

Nach dem Kopiervorgang wird die externe Verbraucherlast deaktiviert und muss vom Anwender aus der Netzgrafik gelöscht werden.

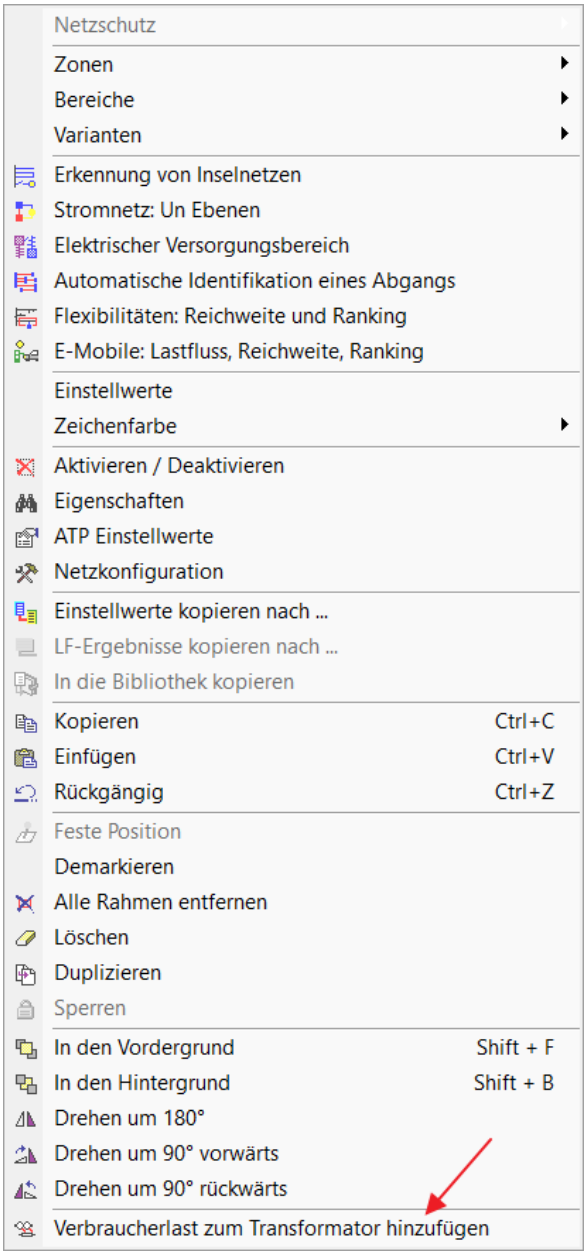


Abbildung 242: Externe Verbraucherlast zum Transformator hinzufügen

Nach der Datenübernahme wird die externe **Verbraucherlast** deaktiviert.

Abbildung 243: Transformator mit interner Verbraucherlast an Wicklung B

Im **Meldungsfenster** wird eine Meldung ggfs. eine Fehlermeldung ausgegeben.

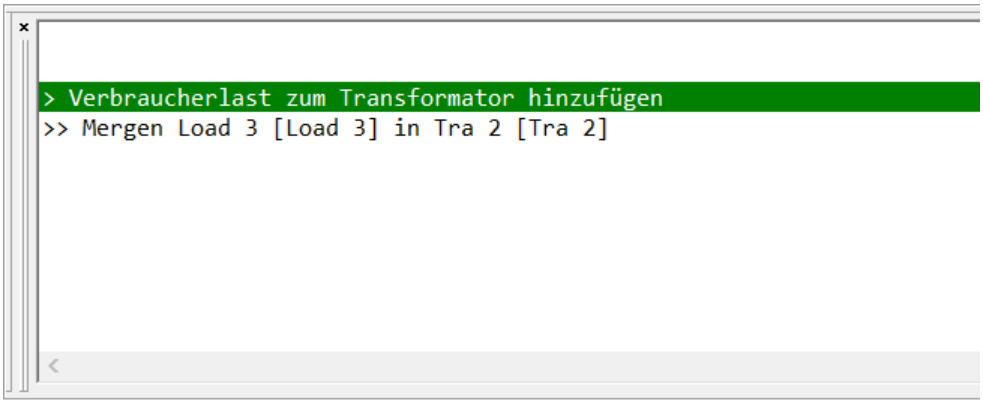


Abbildung 244: Meldung *Verbraucherlast zum Transformator hinzufügen*

3.19.2.4 Leitung: Externe Verbraucherlast zu einer Leitung hinzufügen

Das Netzwerkelement **Leitung** bietet die Möglichkeit, eine interne **Verbraucherlast** zu aktivieren. Mit Hilfe des Menüpunktes **Verbraucherlast zur Leitung hinzufügen** im **Right Mouse Button** Menü können wie in nachfolgender Abbildung gezeigt die Einstellwerte der externen Verbraucherlast in die interne Verbraucherlast der Leitung kopiert werden. Es muss beachtet werden, dass die interne Verbraucherlast der Leitung nicht alle Einstellwerte des Netzwerkelementes **Verbraucherlast** [Bd. 2] unterstützt.

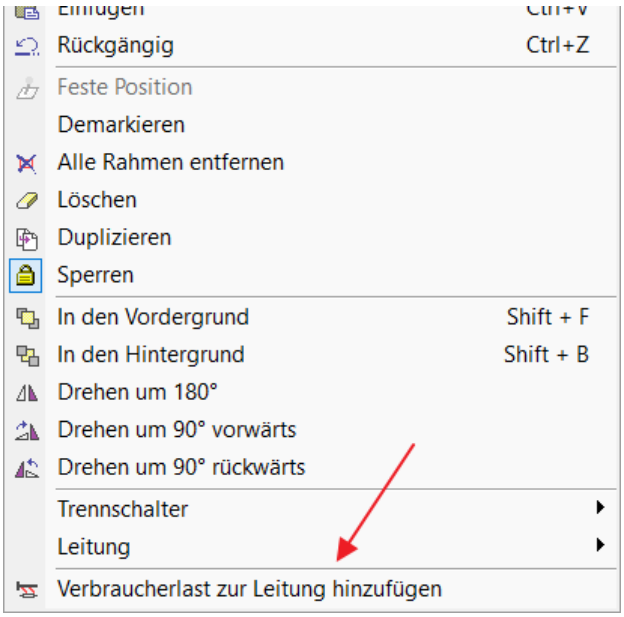


Abbildung 245: Right Mouse Button Menu – *Verbraucherlast zur Leitung hinzufügen*

Um die Funktion zu starten, müssen eine oder mehrere Leitungen z.B. durch einen **Left Mouse Button Click** auf die grafischen Symbole von Leitungen in der Netzgrafik in der oder auch durch **Strg + A** markiert werden.

1. Mauszeiger über einer markierten Leitung positionieren
2. Mit einem **Right Mouse Button Click** das kontextsensitive Menü wie oben gezeigt öffnen
3. Den Menüpunkt **Verbraucherlast zur Leitung hinzufügen** mit einem **Left Mouse Button Click** anwählen

ATPDesigner analysiert im nächsten Schritt ausgehend von jeder markierten Leitung die Konfiguration des Stromnetzes.

4. Wird eine markierte **Leitung** erkannt, mit der eine einzige externe **Verbraucherlast** verbunden ist, werden die Einstellwerte der externen **Verbraucherlast** in die interne Verbraucherlast der Leitung kopiert.
5. Deaktivierte externe **Verbraucherlast** werden nicht berücksichtigt. Es können eine einzige aktivierte und mehrere deaktivierte externe Verbraucherlasten mit der Leitung verbunden sein.

Nach dem Kopiervorgang wird die externe **Verbraucherlast** deaktiviert und verbleibt in der Netzgrafik. Die deaktivierte Verbraucherlast muss vom Anwender gelöscht werden.

⇨ Die durch das Verfahren deaktivierten **Verbraucherlasten** werden in die **Zone 200** eingefügt. Bei Bedarf wird die Zone 200 neu erzeugt.

Mit Hilfe der Verwaltung von Zonen können die in Zone 200 enthalten Netzwerkelemente mit dem **Right Mouse Button** Menü zuerst markiert und danach gelöscht werden.

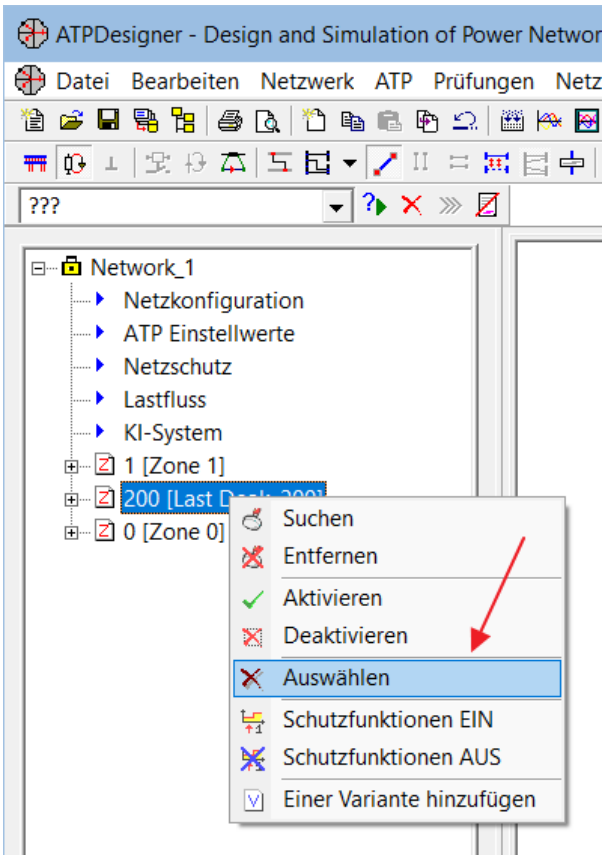


Abbildung 246: Auswählen und Markieren von Netzwerkelementen in einer Zone

Im **Meldungsfenster** wird eine Meldung ggfs. eine Fehlermeldung ausgegeben.

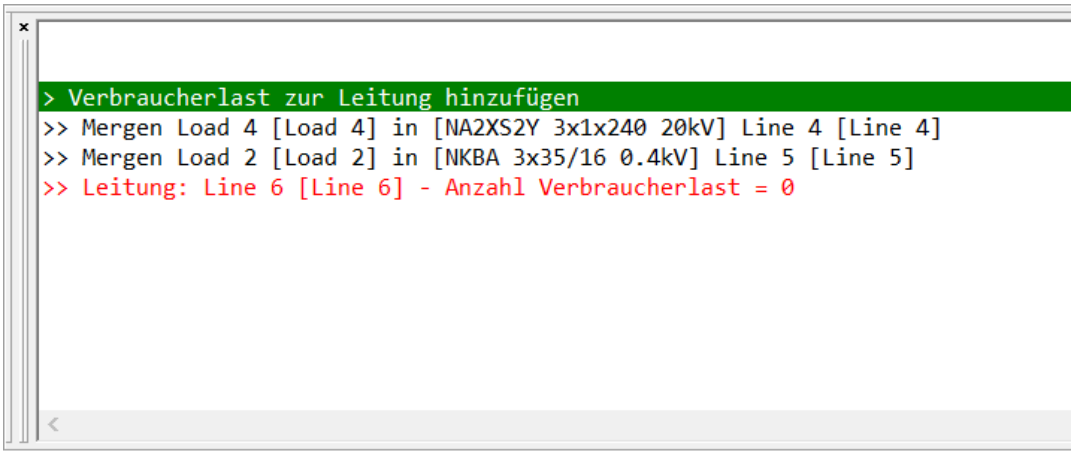


Abbildung 247: Meldung *Verbraucherlast zur Leitung hinzufügen*

3.20 Bereiche – Netzwerkelemente einer Bereichsnummer zuordnen

Netzwerkelemente können mit Hilfe einer Bereichsnummer in verschiedene Bereiche eingeteilt werden. Die Bereiche werden in einer Baumstruktur im Fenster **Projektinformationen** in der Registerkarte **Bereiche** angezeigt. So ist es möglich, z.B. die Netzwerkelemente einzelner Abgänge eines Netzes mit einer gemeinsamen Bereichsnummer und einem anwenderspezifischen Bezeichner zu kennzeichnen.

⇨ Das Bedienkonzept der Bereiche ist identisch mit dem Bedienkonzept der Zonen, ggfs. sind nicht alle Funktionen der Zonen auch für Bereiche verfügbar.

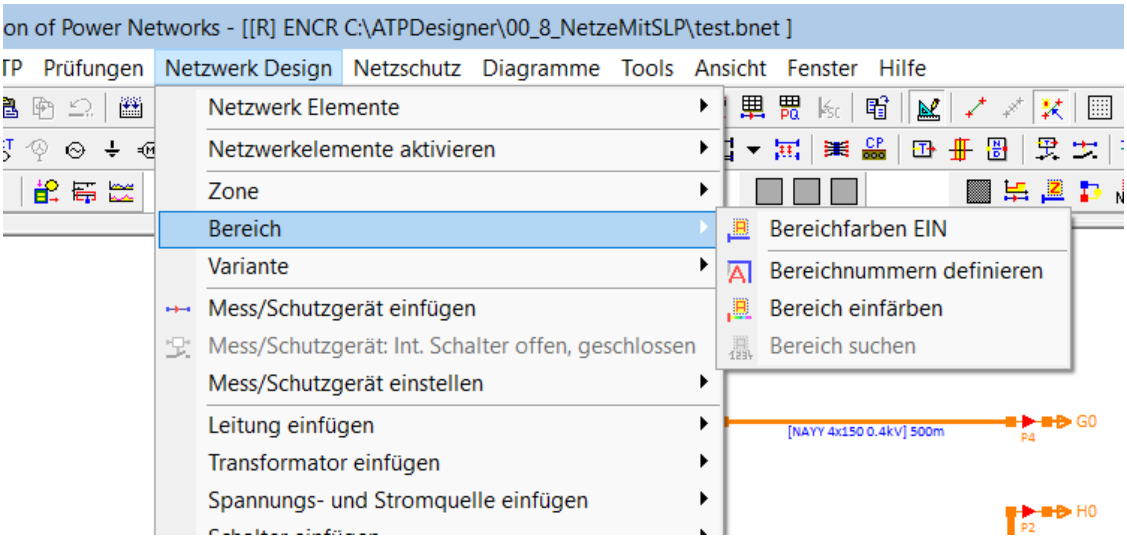


Abbildung 248: Bedienmenü für *Bereiche*

Die Bereichsnummer ist eine ganze positive Zahl im Intervall [1..N]. Die Bereichsnummer = 0 wird als ungültige Bereichsnummer behandelt, d.h. dem Netzwerkelement ist kein Bereich zugeordnet. Die Bereichsnummer = 0 wird als Grundeinstellung für jedes neue Netzwerkelement oder nach Drücken des Default-Buttons im Einstelldialog verwendet.

Bereichsnummer können sehr einfach mit Hilfe der in der folgenden Abbildung dargestellten Toolbar-Buttons bearbeitet werden.

Abbildung 93: Toolbar zum Definieren und Löschen von Bereichen

Areanummern können mit dem kontextsensitiven **Right Mouse Button Menu** einem oder mehreren markierten Netzwerkelementen zugeordnet werden.

1. Ein oder mehrere Netzwerkelement(e) markieren
2. Bereichsnummer in das Eingabefeld eintragen
3. Das kontextsensitive **Right Mouse Button Menu** öffnen
4. Menüpunkt **Bereiche** öffnen

3.20.1 *Bereichsnummer definieren* - Bereichsnummer Netzwerkelementen zuordnen

1. Ein oder mehrere Netzwerkelement(e) markieren

2. Bereichsnummer in das Eingabefeld eintragen
3. Mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Button den markierten Netzwerkelementen zuordnen

3.20.2 Löschen von Bereichsnummern

1. Ein oder mehrere Netzwerkelement(e) markieren
2. Bereichsnummer = 0 in das Eingabefeld eintragen
3. Mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Button den markierten Netzwerkelementen zuordnen

3.20.3 Bereich einfärben

Mit dem Menüpunkt **Bereich einfärben**, Menü **Bereich** im Hauptmenü Netzwerk Design werden die Netzwerkelemente, die einer gleichen Bereichnummer zugeordnet sind, mit einer gemeinsamen Farbe gezeichnet. Netzwerkelemente mit der Bereichnummer = 0 sind davon ausgenommen (siehe auch Kapitel Zone einfärben).

3.20.4 Änderung des anwenderspezifischen Bezeichners der Zone

siehe Kapitel Änderung des anwenderspezifischen Bezeichners der Zone

3.20.5 Änderung des bereichspezifischen Teillastfaktors ,

siehe Kapitel Änderung der zonenspezifischen Teillastfaktoren

3.20.6 Änderung der globalen Teilastfaktoren ,

Diese Funktion steht derzeit für Bereiche nicht zur Verfügung.

3.21 Weitere Bedienfunktionen

ATPDesigner stellt dem Anwender weitere Bedienfunktionen zur Verfügung, die nachfolgend näher erläutert werden.

3.21.1 Undo-Funktion

Die letzten Änderungen des in der aktiven Ansicht angezeigten Netzes können mit der Undo-Funktion rückgängig gemacht werden.

- Hauptmenü Bearbeiten
- Menüpunkt **Rückgängig**

- Tastenkürzel **Strg + Z**

- Toolbar-Button in der Main Toolbar

Die Anzahl der Undo-Schritte kann in dem Einstelldialog **Programmeinstellungen** im Hauptmenü Tools mit dem Einstellwert **Undo Schritte** eingestellt werden.

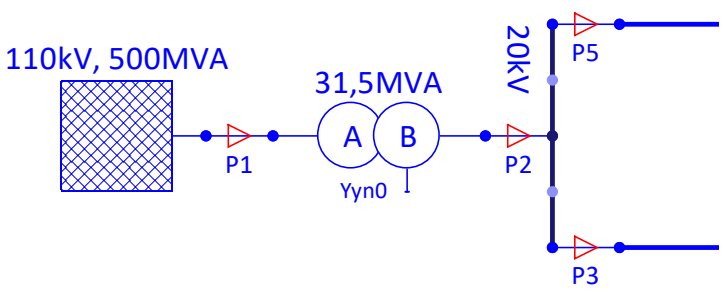
3.21.2 Bildschirm ausschneiden

ATPDesigner bietet dem Anwender die Möglichkeit, Teile des Bildschirms mit einem Rahmen zu markieren und als Bilddatei (.EMF-Metadatei) in die Zwischenablage zu kopieren. Die Vorgehensweise ist ähnlich der Vorgehensweise zum Markieren eines oder mehrerer Netzwerkelemente mit einem Markierungsrahmen.

1. Einschalten der Funktion Bildschirm ausschneiden im Hauptmenü **Tools**, Menüpunkt **Bildschirm ausschneiden**.

2. Linke Maustaste drücken und bei weiterhin gedrückter linker Maustaste einen Markierungsrahmen aufziehen.

3. Beim Loslassen der linken Maustaste wird der Inhalt des durch den Rahmen umfassten Bildschirmbereiches als Bilddatei (.EMF-Metadatei) in die Zwischenablage kopiert. Der Schalter **Bildschirm ausschneiden** wird automatisch ausgeschaltet.



3.21.3 Kopieren der Einstellwerte von einem Netzwerkelement zu einem anderen

Es können die Einstellwerte eines Netzwerkelementes in ein oder mehrere Netzwerkelement des gleichen Typs kopiert werden.

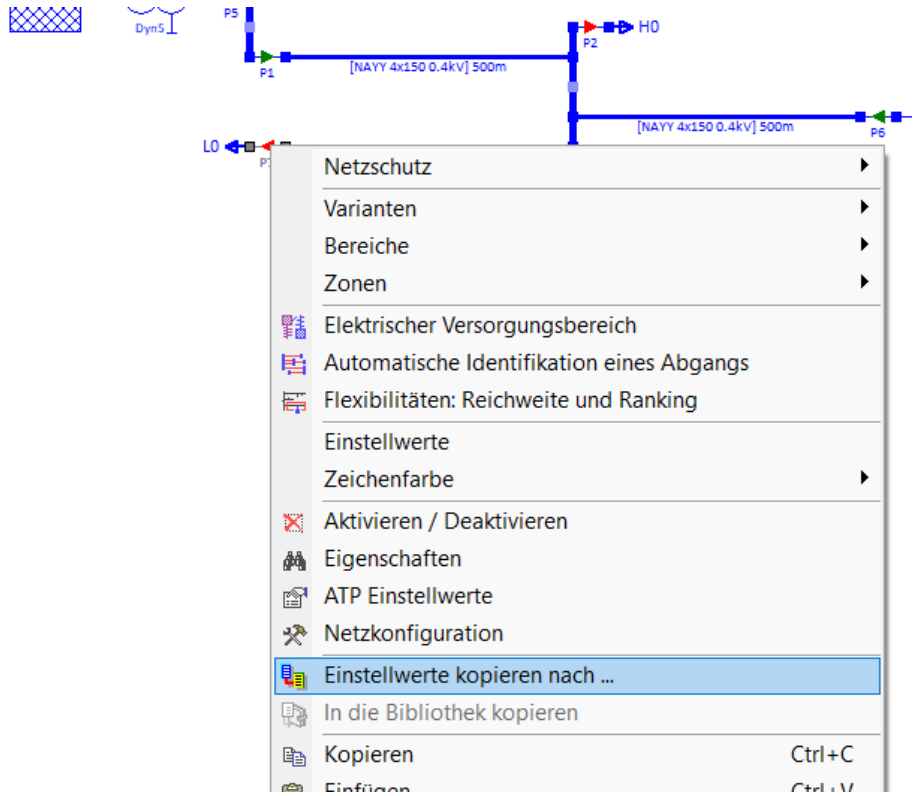


Abbildung 249: Einstellwerte kopieren nach …

1. Netzwerkelement markieren

2. Mit einem **Right Mouse Button Click** das spezifische Right Mouse Button Menu öffnen

3. Den Menüpunkt **Einstellwerte kopieren nach …** mit einem **Left Mouse Button Click** ausführen

Die Einstellwerte des Netzwerkelementes werden mit der Ausführung des Menüpunktes in einen internen Speicher kopiert und stehen jetzt für das Kopieren in ein oder mehrere Netzwerkelemente des gleichen Typs zur Verfügung.

⇨ Mehrere Netzwerkelemente des gleichen Typs können mit **Strg + Left Mouse Button Click** oder alle Netzwerkelemente mit **Strg + A** markiert werden.

⇨ Mit dem ersten **Left Mouse Button Click** wird der Kopiervorgang ausgeführt.

Für den Kopiervorgang der Einstellwerte werden folgende Daten eines Netzwerkelementes nicht kopiert:

- Anwenderspezifischer Name
- Referenzname

- **Identifier (ID)** zum automatisierten Import und Synchronisierung von Einstellwerten aus externen .CSV-Dateien

3.22 Automatische Identifikation eines Leitungsabgangs

Mit Hilfe der Funktion kann sehr einfach ausgehend von einem markierten Netzwerkelement z.B. einem Betriebsmittel ein definierter Bereich des Netzes durchsucht und abhängig von der Betriebsart der Suchfunktion Netzwerkelemente automatisch markiert werden. Diese Funktion kann z.B. beim Zuordnen von Netzwerkelementen zu Zonen oder Bereichen oder zur Ermittlung der in einem Abgang verbauten Leitungslänge verwendet werden.

- Hauptmenü Prüfungen
- Menüpunkt **Automatische Identifikation eines Leitungsabgangs**

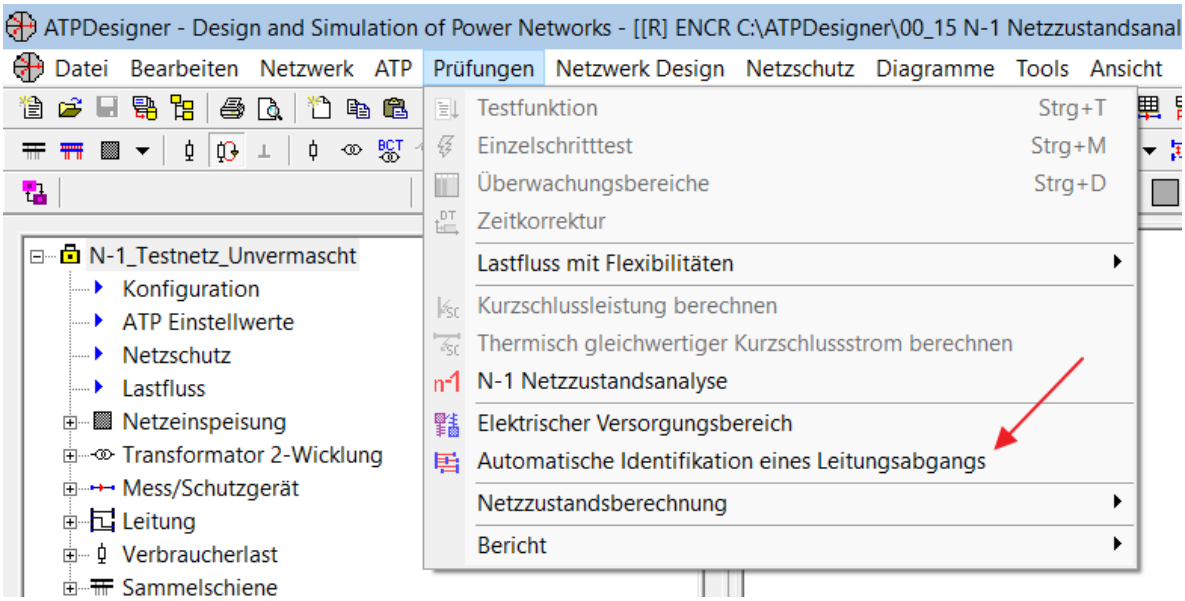


Abbildung 250: Automatisches Markieren von Netzwerkelementen

Die Suchfunktion kann auch mit Hilfe des kontextsensitiven Menüs gestartet werden, dass mit einem **Right Mouse Button Click** geöffnet wird.

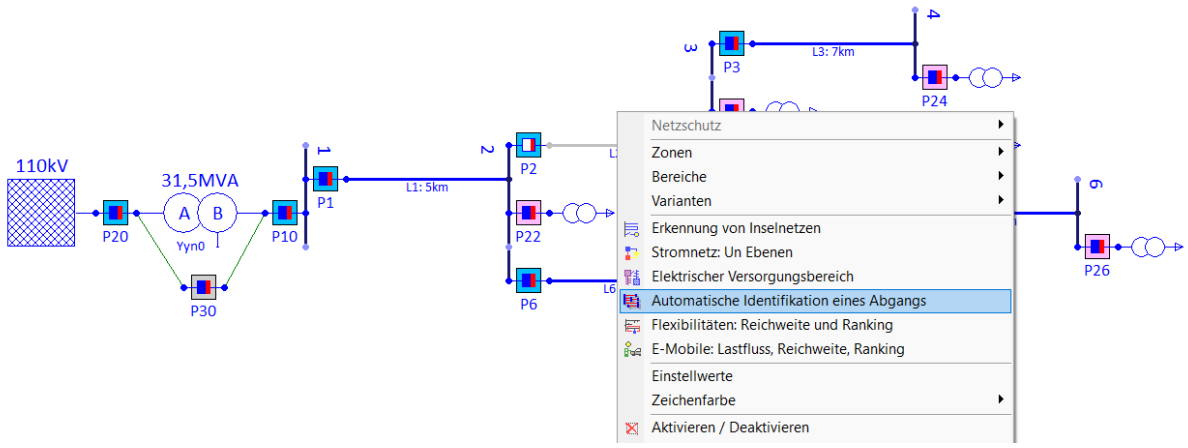


Abbildung 251: Start der Suchfunktion mit dem kontextsensitiven Menü

Um die Suchfunktion zu starten, müssen vor deren Start ein oder mehrere Netzwerkelemente z.B. durch einen **Left Mouse Button Click** markiert werden. Nach dem Start der Suchfunktion wird der nachfolgend dargestellte Einstelldialog gestartet. Nach der Auswahl der Betriebsart kann die Suchfunktion mit OK gestartet werden.

⇨ Es muss beachtet werden, dass die Suchfunktion bei allen vor dem Start markierten Netzwerkelementen gleichzeitig beginnt.

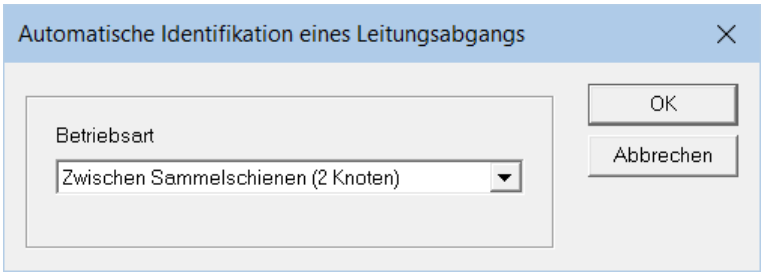
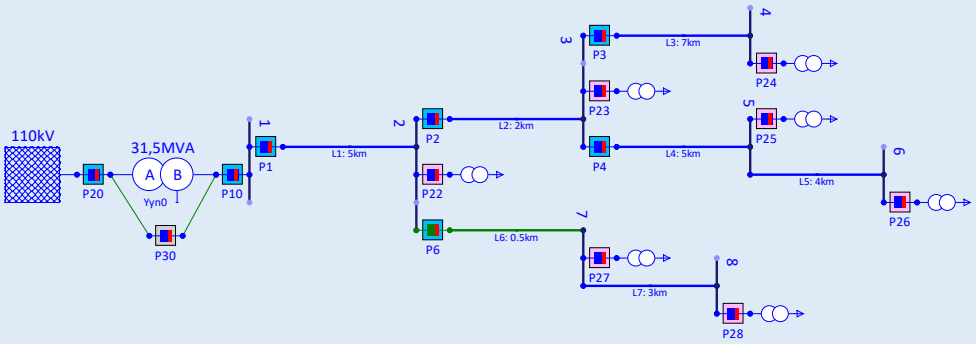
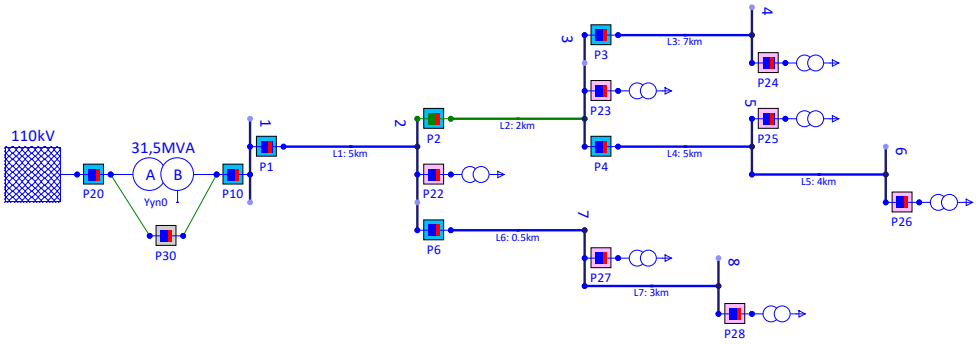


Abbildung 252: Auswahl der Betriebsart der Suchfunktion

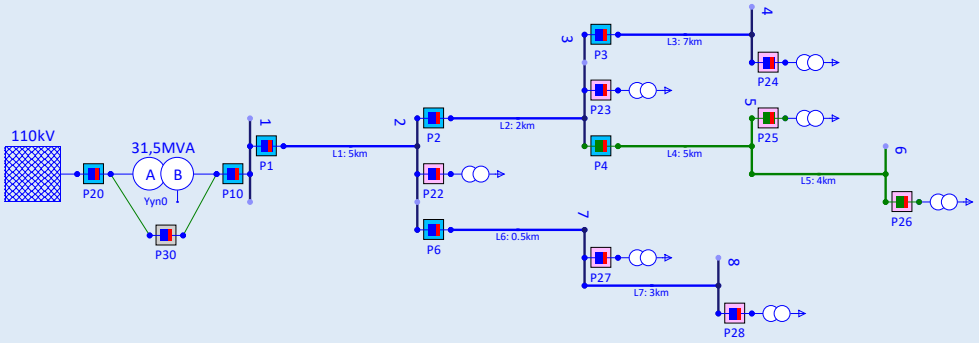
Ausgehend von den markierten Netzwerkelementen werden alle damit verbundenen Netzwerkelemente identifiziert und **grau** markiert. Die Suchfunktion markiert alle Netzwerkelemente, bis die nachfolgend genannten Abbruchbedingungen oder ein Randknoten wie z.B. eine **Verbraucherlast** oder eine **Erzeugungsanlage (DEA)** gefunden werden.

Betriebsart	Bedeutung
Zwischen Sammelschienen (2 Knoten)	Es werden alle Netzwerkelemente markiert, bis eine Sammelschiene gefunden wird. Sammelschienen mit nur 2 Netzknoten werden ignoriert, d.h. durch den Suchalgorithmus übergangen. Es wurde **Leitung L6** vor dem Start der Suchfunktion markiert. **Leitung L6** wurde als Ergebnis der Suchfunktion **grün** gezeichnet. 
Zwischen Sammelschienen (4 Knoten)	Es werden alle Netzwerkelemente markiert, bis eine Sammelschiene mit mindestens 5 Knoten gefunden wird. Sammelschienen weniger als 5 Netzknoten werden ignoriert, d.h. durch den Suchalgorithmus übergangen. Es wurde **Leitung L2** vor dem Start der Suchfunktion markiert. **Leitung L2** wurde als Ergebnis der Suchfunktion **grün** gezeichnet.



Umschaltbarere Netzbereich

Es werden alle Netzwerkelemente markiert, bis ein Netzobjekt mit Schaltfunktion (**Schalter (CB)**, **Schalter**, **Mess/Schutzgerät** mit internem Schalter, …) oder eine Sammelschiene mit 5 Netzknoten gefunden wird. Trennschalter von Sammelschienen und Leitungen werden ebenfalls ignoriert, d.h. durch den Suchalgorithmus übergangen. Es wurde **Leitung L4** vor dem Start der Suchfunktion markiert. Es wurden die **Leitungen L4, L5**, die **Sammelschiene 5** und die **Mess/Schutzgeräte P4** und **P26** als Ergebnis der Suchfunktion **grün** gezeichnet.

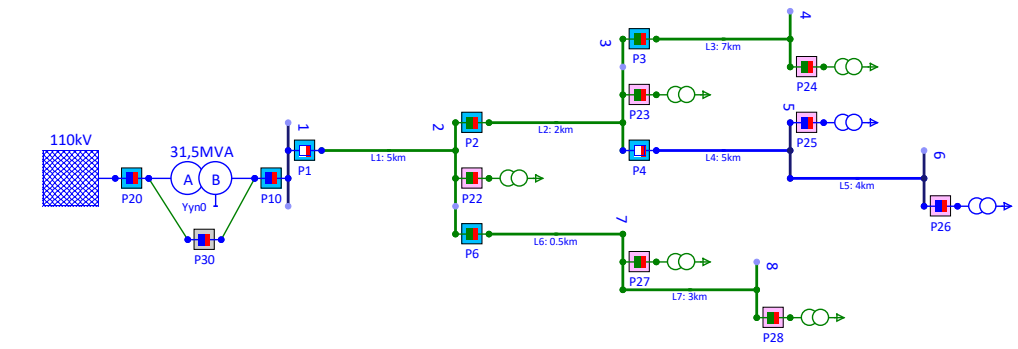


Elektrische verbundener Netzbereich

Es werden alle Netzwerkelemente markiert, die elektrisch miteinander verbunden sind.

In dem Beispiel wurde der interne Schalter des das **Mess/Schutzgerät P1** geöffnet, **Leitung L1** mit einem **Left Mouse Button Click** markiert und die Suchfunktion gestartet. Wie zu erkennen ist, endet die Suchfunktion bei allen Netzwerkelementen, die als elektrische Trennstelle verwendet werden, z.B. durch einen offenen Schalter.

- Trennschalter von **Leitungen** und **Sammelschienen**
- Interne Schalter von **Mess/Schutzgerät**
- **Schalter** und **Schalter (CB)**


110kV
31,5MVA
A
B
Yyn0
P20
P30
P10
P1
P2
P22
P6
P3
P23
P4
P24
P25
P26
P27
P28
L1: 5km
L2: 2km
L3: 7km
L4: 5km
L5: 4km
L6: 0.5km
L7: 3km

4 Bewegen und Verbinden von Netzwerkelementen

4.1 Knoten, Referenzname, Anwenderspezifischer Name

Soweit möglich werden in ATPDesigner für die Betriebsmittel von Stromversorgungsnetzen die grafischen Symbole verwendet, die in der deutschsprachigen Lehr- und Fachliteratur verwendet werden. Darüber hinaus unterstützt ATPDesigner einige Netzwerkelemente, die den typischen Betriebsmitteln nicht direkt zugeordnet werden können. Im Folgenden wird am Beispiel eines 2-Wicklungs-Transformators das grafische Abbild näher erläutert.

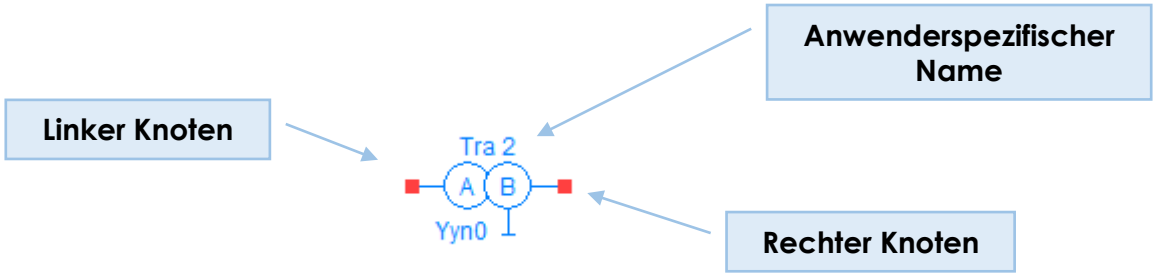


Abbildung 253: Knoten eines Netzwerkelementes

Jedes grafische Symbol eines Netzwerkelementes besitzt einen oder mehrere Knoten, mit deren Hilfe das Netzwerkelement mit anderen Netzwerkelementen optisch und damit auch elektrisch verbunden werden kann.

- Nicht vollständig verbundene Netzwerkelemente werden in **hellblau** gezeichnet.
- Nicht verbundene Netzkoten werden in **rot** eingefärbt.
- Verbundene Knoten werden in der eingestellten Zeichenfarbe (Grundeinstellung: **blau**) dargestellt.
- Bei Sammelschienen werden nicht verbundene Knoten **hellblau** dargestellt.

Die nachfolgende Abbildung zeigt eine nicht mit dem Netzwerk verbundenen Transformator.

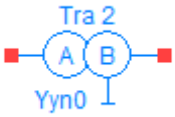


Abbildung 254: Einfärbung nicht verbundener Knoten und Netzwerkelemente

Folgende gemeinsame Merkmale sind allen Netzwerkelementen gemeinsam.

Bezeichner	Bedeutung
Referenzname	Jedes Netzwerkelement besitzt einen eindeutigen und vom Anwender nicht veränderbaren Referenznamen, der von ATPDesigner erzeugt und verwaltet wird. Der Referenzname des Netzwerkelementes wird immer in der Kopfzeile des Einstelldialogs angezeigt. Im nachfolgenden Beispiel

	ist der Referenzname der Verbraucherlast **Load 7**, der anwenderspezifische Name **Last**. Die im Referenznamen enthaltene Nummer ist eine von ATPDesigner für den Typ des Netzwerkelementes vergebene, eindeutige Nummer. Die fortlaufende Nummerierung kann durch anwenderspezifische Maßnahmen z.B. durch Löschen von Netzwerkelementen unterbrochen werden.
Anwenderspezifischer Name	Darüber hinaus kann der Anwender den meisten Netzwerkelementen einen anwenderspezifischen Namen zuweisen. Der anwenderspezifische Name wird im Einstelldialog des Netzwerkelementes definiert und im Zeichenbereich in unmittelbarer Nähe des Netzwerkelementes angezeigt. Zusätzlich zum anwenderspezifischen Namen kann ein **erläuternder Text** eingegeben und als Tooltip angezeigt werden.

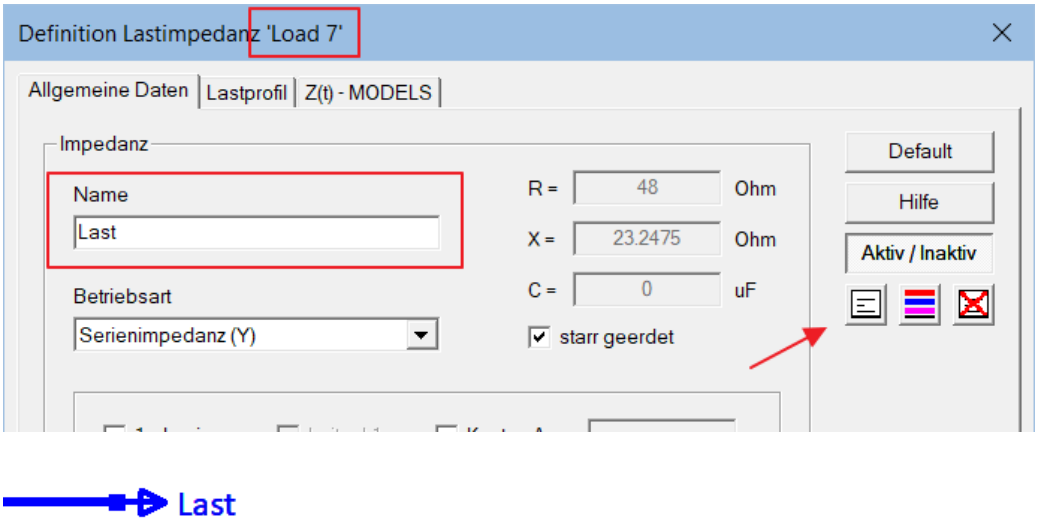


Abbildung 255: Anwenderspezifischer Name einer Verbraucherlast

⇨ Es muss beachtet werden, dass zwei Netzwerkelemente an zwei Knoten grafisch (d.h. optisch in der Netzgrafik sichtbar) aber nicht auch zwangsweise elektrisch leitend verbunden sein können. Die Unterscheidung wird durch eine unterschiedliche Einfärbung der Knoten erkennbar.

4.2 Netzwerkelemente mit Trennschaltern

In der grafischen Ansicht des Netzwerks ist zu unterscheiden, dass Netzwerkelemente an ihren Knoten grafisch aber nicht zwangsweise elektrisch leitend verbunden sind. Werden Ergebnisse der Netzberechnung z.B. mit Tooltips angezeigt, so werden die Messwerte entsprechend angezeigt.

Zustand	Bedeutung
Elektrisch leitende Knoten	Ist ein Knoten (d.h. die beiden grafisch übereinanderliegenden Knoten von zwei verbundenen Netzwerkelementen) in der Farbe des Netzwerkelementes (Grundeinstellung: **blau**) eingefärbt, so sind beide Netzwerkelemente elektrisch leitend verbunden.

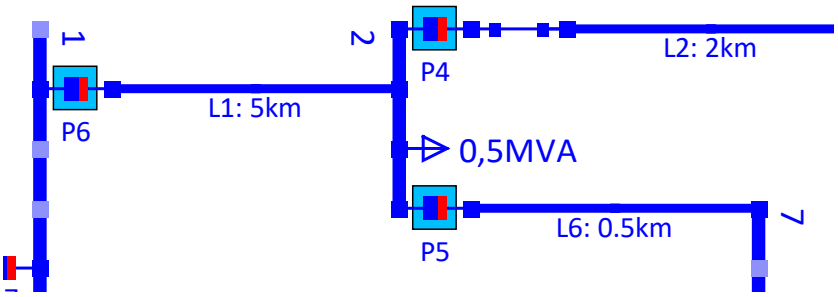
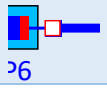


Abbildung 256: Elektrisch leitend verbundene Knoten

Zustand	Bedeutung
Elektrisch NICHT leitende Knoten 	Ist ein Knoten weiß mit **rotem Rand** eingefärbt, so sind die beiden grafisch verbundenen Netzwerkelemente elektrisch getrennt. Die Zeichenfarbe verbleibt zunächst in der Grundeinstellung **blau**. Sind alle Trennschalter eines Netzwerkelementes offen, so wird das Netzwerkelement als spannungslos erkannt und **grau** gezeichnet.

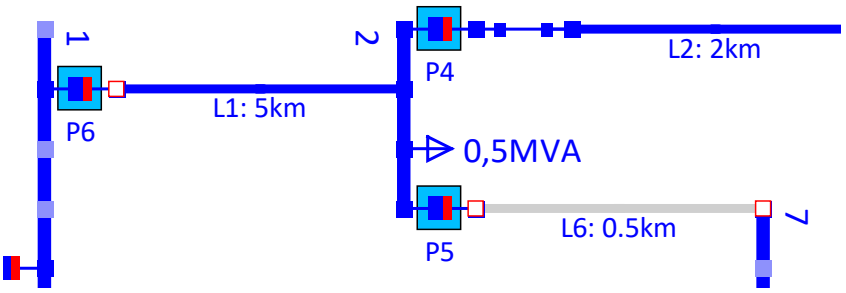


Abbildung 257: Leitung ist links elektrisch NICHT leitend verbunden

Um einen **Knoten als elektrisch NICHT leitend** zu definieren, wird

1. Das Netzwerkelement mit einem **Left Mouse Button Click** markiert.

2. Der Knoten des markierten Netzwerkelementes mit einem **Left Mouse Button Click** angewählt.

Um einen **Knoten wieder als elektrisch leitend** zu definieren, wird

1. Das Netzwerkelement mit einem **Left Mouse Button Click** markiert.

2. Der Knoten des markierten Netzwerkelementes mit einem **Left Mouse Button Click** angewählt.

Der interne Trennschalter eines Knotens kann unabhängig vom Verbindungszustand des Knotens mit anderen Netzwerkelementen geöffnet und geschlossen werden. Folgende Netzwerkelemente

Netzwerkelemente mit internen Trennschaltern
Sammelschiene
Leitung

4.2.1 Beispiel: Leitungsabgang mit Trennschalter

Mit der Funktion können sehr einfach Leitungsabgänge, die z.B. direkt mit einem Trennschalter an einer Sammelschiene angeschlossen werden, nachgebildet werden.

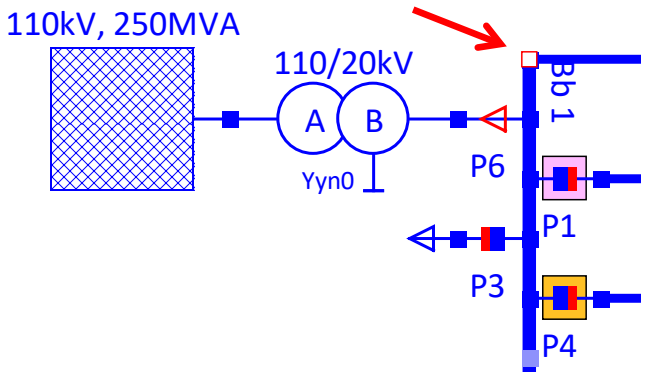


Abbildung 258: Leitungsabgang mit offenem Trennschalter

4.3 Netzwerkelemente im Zeichenbereich verschieben

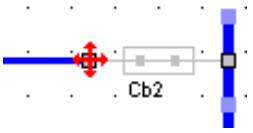
Netzwerkelemente können an einem der vorhandenen Knoten oder auch mit Hilfe des grafischen Abbilds selbst ohne Verwendung eines Knotens im Zeichenbereich verschoben werden.

4.3.1 Verschieben mit der Maus an einem Knoten

Ein markiertes Netzwerkelement kann mit Hilfe des Mauszeigers verschoben werden.

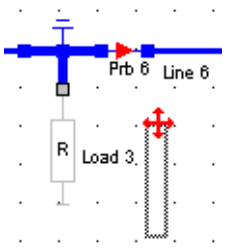
- Netzwerkelement mit einem **Left Mouse Button Click** markieren

- **Mauszeiger zum gewünschten Knoten bewegen**
  Wurde der Mauszeiger „über" einen Knoten positioniert und wurde dieser Knoten von ATPDesigner erkannt, so verändert sich das grafische Abbild des Mauszeigers.



- **Left Mouse Button** drücken und gedrückt halten

- **Mauszeiger zur Zielposition bewegen**
  Das zu verschiebende Netzwerkelement wird während des Verschiebens nur durch einen gestrichelten Markierungsrahmen dargestellt. Das eigentliche grafische Abbild verbleibt bis zum Loslassen des Maus-Buttons an der ursprünglichen Position.



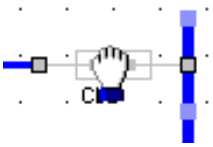
- **Left Mouse Button** loslassen

4.3.2 Verschieben mit der Maus mit Hilfe des grafischen Abbildes

Ein markiertes Netzwerkelement kann mit Hilfe des Maus-Cursors verschoben werden.

- Netzwerkelement markieren

- **Mauszeiger über dem Netzwerkelement positionieren**
  Wurde der Mauszeiger „über" dem grafischen Abbild des Netzwerkelementes positioniert und wurde dieser Knoten von ATPDesigner erkannt, so verändert sich das grafische Abbild des Cursors.



- **Left Mouse Button** drücken und gedrückt halten

- **Mauszeiger zur Zielposition bewegen**
  Das zu verschiebende Netzwerkelement wird während des Verschiebens nur durch einen gestrichelten Markierungsrahmen dargestellt. Das eigentliche grafische Abbild verbleibt bis zum Loslassen des Maus-Buttons an der ursprünglichen Position.

- **Left Mouse Button** loslassen

4.3.3 Verschieben mit den Cursor-Tasten

Ein oder mehrere markierte Netzwerkelemente kann mit Hilfe der Cursor-Tasten verschoben werden.

- Ein oder mehrerer Netzwerkelemente markieren

- **Verschieben mit den Mauszeiger -Tasten**
  Das verschobene Netzwerkelement wird automatische von verbundenen Netzwerkelementen entbunden. Wird die **Shift** – Taste während des Verschiebens gedrückt, so wird die Schrittweite vergrößert.

- Markierung mit **Left Mouse Button Click** auf den Zeichenbereich aufheben

Das verschobene Netzwerkelement wird automatisch wieder mit anderen Netzwerkelementen verbunden, wenn Knoten deckungsgleich „übereinander“ liegen.

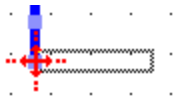
4.4 Netzwerkelemente verbinden

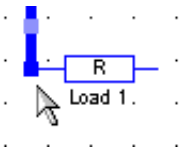
Um ein Netzwerkelement mit einem anderen Netzwerkelement zu verbinden, ist es sehr empfehlenswert, dass zu verschiebende Netzwerkelement an einem Knoten „anzufassen“ und diesen Knoten zu einem anderen Knoten zu verschieben. Damit ist eine exakte Positionierung der beiden Netzwerkelemente zueinander gewährleistet.

- Netzwerkelement markieren
- Mauszeiger zum gewünschten Knoten bewegen
- **Left Mouse Button** drücken und gedrückt halten
- Mauszeiger zur Zielposition, d.h. über einen **nicht verbundenen Knoten** eines anderen Netzwerkelementes bewegen
- **Left Mouse Button** loslassen

ATPDesigner verbindet nun die beiden, bisher nicht verbundenen Knoten sowohl grafisch als auch elektrisch. Wurde ein schon verbundener Knoten angewählt, wird keine Verbindung hergestellt und das Netzwerkelement in die Mitte des sichtbaren Zeichenbereiches verschoben.

In dem rechts dargestellten Beispiel wurde eine **Verbraucherlast** in ein Stromversorgungsnetz eingefügt mit einem nicht verbundenen Knoten einer **Sammelschiene** verbunden. Der **„blinkende“ rote Cursor** zeigt an, dass ein nicht verbundener Knoten gefunden wurde.





ATPDesigner verbindet nun die beiden Knoten zentrierend, d.h. die grafischen Rechtecke der beiden Knoten werden deckungsgenau positioniert. ATPDesigner „rastet die Knoten ein“.

4.5 Netzwerkelemente mit flexibler Form: *Leitung* und *Verbindung*

ATPDesigner stellt die Netzwerkelemente **Leitung** und **Verbindung** sowohl mit fixierter oder flexibler Form zur Verfügung. Zwischen den Optionen flexible und feste Form kann mit dem Toolbar-Button oder dem Menüpunkt **Sperren** im **Right Mouse Button Menu** umgeschaltet werden.

1. **Leitung** oder **Verbindung** mit einem **Left Mouse Button Click** markieren
2. Mit dem Toolbar-Button oder dem o.g. Menüpunkt anwählen

Alternativ kann diese Option auch durch einen Menüpunkt verändert werden, wenn das Netzwerkelement markiert ist.

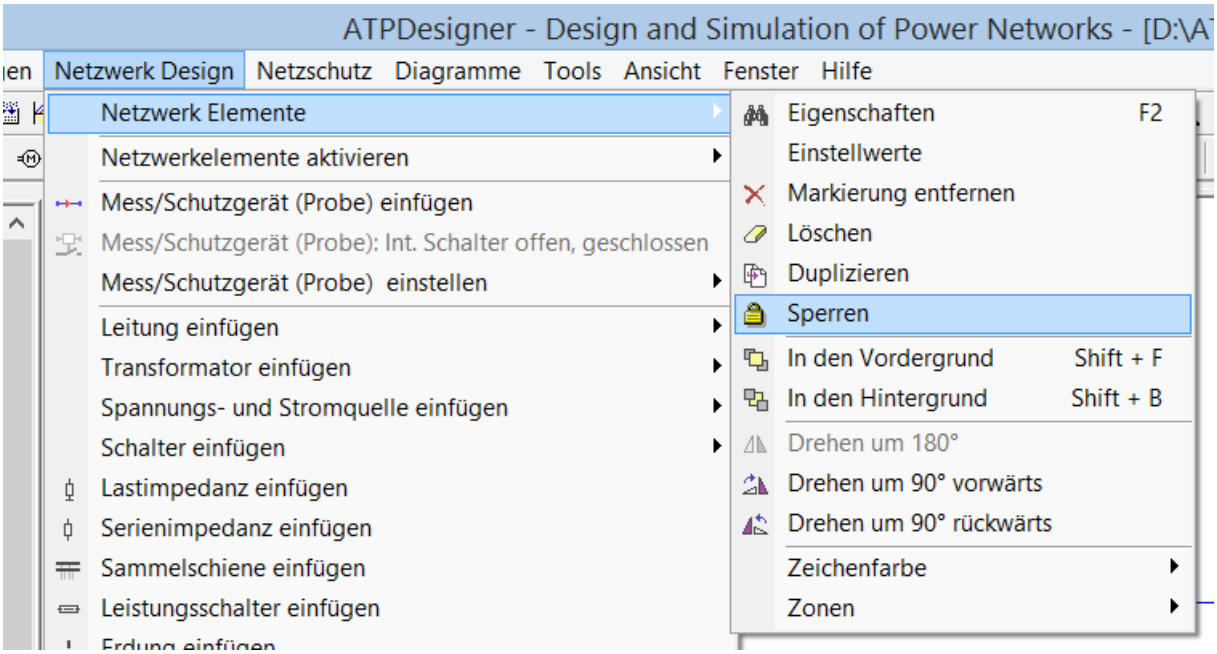


Abbildung 259: Netzwerkelemente mit flexibler Form – Umschalten zwischen flexibel und fixed

4.5.1 Zeichnen einer Leitung in „S"-Form oder Diagonalform

Ist die flexible Form für ein Netzwerkelement **Leitung** oder **Verbindung** aktiviert, so kann mit dem Toolbar-Button zwischen der **„S"-Form** und der **Diagonalform** umgeschaltet werden.

1. **Leitung** oder **Verbindung** mit einem **Left Mouse Button Click** markieren
2. Mit dem Toolbar-Button oder dem o.g. Menüpunkt die flexible Form auswählen
3. Netzwerkelement **Leitung** oder **Verbindung** mit **Left Mouse Button Click** wieder markieren
4. Mit dem Toolbar-Button oder dem o.g. Menüpunkt die flexible Form auswählen

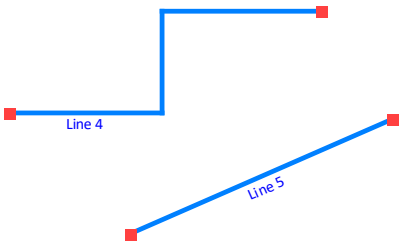


Abbildung 260: Leitungen mit flexibler Form: „S"-Form oder Diagonalform

In der „S"-Form wird nach dem Markieren der Leitung oder der Verbindung ein weiterer Knoten sichtbar. Dieser Knoten kann nur zum Verformen des grafischen Abbildes der Leitung verwendet werden, nicht zum Verbinden mit einem anderen Netzwerkelement.

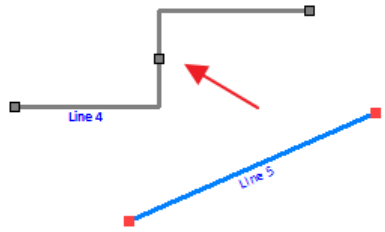


Abbildung 261: Verformen der Leitung mit einem „grafischen" Knoten

4.5.2 Auswahl „S"-Form oder Diagonalform vor dem Einfügen

Zusätzlich zu der grundsätzlichen Möglichkeit Netzwerkelemente per Drag&Drop in ein Stromnetz einzufügen, können einige Netzwerkelemente wie z.B. **Leitungen** oder **Verbindungen** mit flexibler Form per Maus direkt von einem freien Knoten eines Netzwerkelementes zu einem anderen freien Knoten eines Netzwerkelementes „gezogen" werden. Das Einfügen kann in der **„S"-Form** oder in der **Diagonalform** erfolgen und wird mit dem Schalter in der Toolbar Netzwerk Design Toolbar vor dem Einfügen des Netzwerkelementes eingestellt. In der Grundeinstellung ist durch den aktivierten Schalter in der Netzwerk Design Toolbar die **Diagonalform** eingestellt. Nachfolgend ist das Einfügen mit flexibler Form am Beispiel einer **Leitung** erläutert.

1. Den interaktiven Einfügemodus für **Leitungen** mit dem Schalter durch einen **Left Mouse Button Click** aktivieren.

2. Mit einem **Left Mouse Button Click** einen Knoten eines Netzwerkelementes anwählen.

3. Die Leitung mit Hilfe der diagonalen gestrichelten Linie bis zu einem weiteren Knoten eines Netzwerkelementes ziehen, diesen durch einen **Left Mouse Button Click** anwählen.

4. Es wird automatisch der Einstelldialog der eingefügten **Leitung** geöffnet.

4.6 Knoten der Netzwerkelemente nicht sichtbar darstellen

Die Knoten der Netzwerkelemente können alternativ sichtbar oder unsichtbar dargestellt werden. Auch bei unsichtbaren Knoten können Netzwerkelemente, wie bei sichtbaren Knoten, verbunden werden.

Sind die Knoten unsichtbar, so helfen „Zieloptik" von Mauszeiger und Kurzschluss (**roter Blitz**) bei der Identifikation von Knoten.

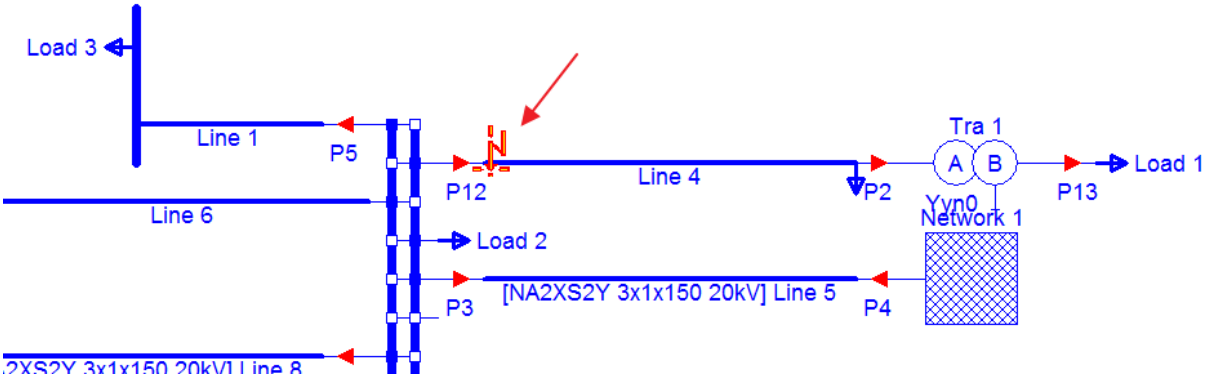


Abbildung 262: „Zieloptik“ des Kurzschlusssymbols zur Knotenerkennung

Dokumente

[1] Digitaler Distanzschutz
Verhalten der Algorithmen bei nichtidealen Eingangssignalen
Nelles, Dieter; Opperskalski, Hartmut; Deutscher Universitäts-Verlag, 1991

[2] VDE 0102, DIN EN 60909-0, IEC60909-0:2016, Dezember 2016
Kurzschlussströme in Drehstromnetzen, Teil 0: Berechnung der Ströme

[3] Netzregelung durch Energiespeicher im Niederspannungsnetz
Vom Bundesministerium für Bildung und Forschung unter dem Förderkennzeichen FN17N3408 geförderten Vorhabens, Abschlussbericht Mai 2012

[4] BDEW (Hrsg.): Technische Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“, Berlin: 2008

[5] Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung - SDLWindV), 2009

[6] TransmissionCode 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber TC2007, 2007

[7] Digitaler Differentialschutz: Grundlagen und Anwendungen
Gerhard Ziegler, Siemens, 2. Auflage

[8] Numerical Fault Arc Simulation Based on Power Arc Tests
M. Kizilcay; K.-H. Koch; ETEP Vol 4., No. 3, May/June 1994

[9] Sicherungshandbuch, Starkstromsicherungen
Dr.-Ing. Herbert Bessei, NH/HH-Recycling, www.nh-hh-recycling.de

[10] DIN EN 61400-21 (VDE 0127-21:2009-6), Normen für Windenergieanlagen

[11] DIN VDE 0276-1000:1995-06 Starkstromkabel
Teil 1000: Strombelastbarkeit, Allgemeines, Umrechnungsfaktoren

[12] DIN VDE 0103 Kurzschlussströme – Berechnung der Wirkung
DIN EN 60865-1:Teil 1: Begriffe und Berechnungsverfahren

[13] Leistungsbegriffe für Ein- und Mehrphasensysteme
(nach DIN 40110-1 und DIN 40110-2)
Helmut Späth, VDE Schriftenreihe 103, VDE Verlag GmbH, 2. Auflage 2012

[14] Lastenheft Blindleistungs-Unterspannungsschutz (Q-U-Schutz)
Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), Februar 2010

[15] Elektrische Kraftwerke und Netze
Oeding, D.; Oswald, B.; Springer Verlag, 7. Auflage

[16] Druml, Gernot; Kugi, Andreas (2003): Verfahren zur Erkennung der Richtung eines Erdschlusses. Angemeldet durch EDC GmbH, 90768 Fürth, DE am 22.01.2003. Veröffentlichungsnummer: DE10302451B3

[17] Druml, Gernot: 4. ETG Fachtagung STE 2017. Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110kV (D-A-CH)

[18] DIN VDE-AR-N 4110 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)

[19] Electro-Magnetic Transients Program (EMTP) Theory Book (www.eeug.org)

[20] Alternative Transients Program (ATP) Rule Book
Canadian/American EMTP User Group (www.eeug.org)

[21] Office Open XML (www.officeopenxml.com)
ISO/IEC 29500-1:2016

[22] Elektromobilität als Anwendungsfall des Ampelkonzeptes im Verteilnetz
Diskussionspapier, BDEW, April 2018

[23] Anwendung der Repräsentativen VDEW-Lastprofile
VDEW Materialien, VDEW-Frankfurt 2000

[24] Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes
50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Stand März 2018

[25] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung
Energiewirtschaftsgesetz – EnWG, Stand 21.12.2020

[26] Elektrische Energieübertragungssysteme
Teil 1: Stationärer Betriebszustand
Handschin, Edmund; ELTEX Studientexte Elektrotechnik

[27] DIN EN 50160
Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen
Februar 2011 (DIN EN 50160:2011-02)

[28] JSON (JavaScript Object Notation)
ECMA-404 The JSON Data Interchange Standard (www.json.org)

[29] DSGVO
VERORDNUNG (EU) 2016/679 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 27. April 2016 zum Schutz natürlicher Personen bei der Verarbeitung personenbezogener Daten, zum freien Datenverkehr und zur Aufhebung der Richtlinie 95/46/EG (Datenschutz-Grundverordnung)

[30] DIN VDE-AR-N 4120 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung)
Stand: November 2018

[31] VBEW Hinweis E-Mobilität
Netzanschluss und Netzverträglichkeit von Ladeeinrichtungen
Verband der Bayrischen Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Arbeitsausschuss „Netztechnik“, Ausgabe 04.2019

[32] Schnittstellen in ATPDesigner
Spezifikation Im- und Exportschnittstellen im ATPDesigner

[33] IEC 60255-24 COMTRADE
Measuring relays and protection equipment – Part 24: Common format for transient data exchange (COMTRADE) for power systems

[34] Ermittlung von Gleichzeitigkeitsfaktoren für Ladevorgänge an privaten Ladepunkten
Wissenschaftliche Untersuchung zur Gleichzeitigkeit von ungesteuerten Ladevorgängen von Elektrofahrzeugen
VDE/FNN Studie, Oktober 2021

[35] IEC 60255-24:2001 (VDE 0435-3040): 2002-04
Elektrische Relais
Teil 24: Standardformat für den Austausch von transienten Daten elektrischer Energieversorgungsnetze (COMTRADE)

[36] DIN IEC 60076-1 (VDE 0532-76-1):2012-03
Leistungstransformatoren, Teil 1: Allgemeines

[37] K. F. Schäfer, Netzberechnung Verfahren zur Berechnung elektrischer Energieversorgungsnetze: Wiesbaden: Springer Vieweg, 2020.
Wiesbaden: Springer Vieweg, 2020.

[38] L. Simon M.Sc., Masterarbeit - Flexibilität in Stromverteilnetzen 2021.

[39] Hinweise zu den aktualisierten Standardlastprofilen Strom
Aktualisierte Lastprofile H25 (Haushalt), G25 (Gewerbe), L25 (Landwirtschaft), P25 (Kombinationsprofil PV), S25 (Kombinationsprofil PV-Speicher)
BDEW, Berlin, 17. März 2025

Handbücher zu ATPDesigner

[Bd. 1] Einführung in ATPDesigner, Band 1: Grundlagen und Bedienung

[Bd. 2] Einführung in ATPDesigner, Band 2: Konfiguration und Betriebsmittel

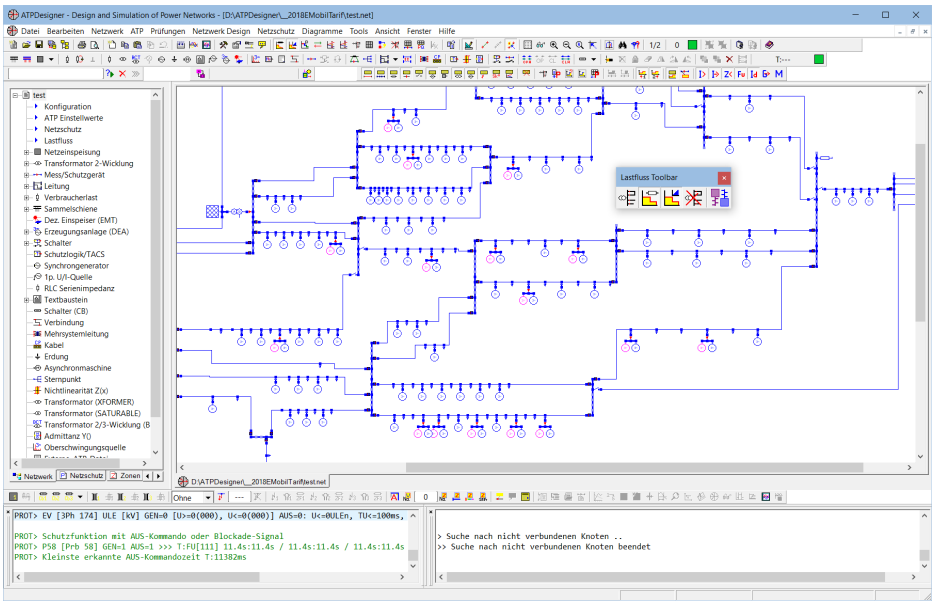
[Bd. 3] Einführung in ATPDesigner, Band 3: Netzberechnung

Power Engineering Saar

Einführung in ATPDesigner

Band 2: Konfiguration und Betriebsmittel

Anwendung der grafischen Benutzeroberfläche *ATPDesigner* und des Netzwerkberechnungsprogramms *ATP* (Alternative Transients Program) zur Berechnung der stationären Zustände und dynamischen Vorgänge in Elektroenergieversorgungsnetzen



Power Engineering Saar
Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar, www.powerengs.de

Inhalt Band 2.1

5 Einstellung der elektrischen Betriebsmittel ... 8

5.1 Allgemeine Programmeinstellungen ... 10

5.1.1 Speicherung der Programmeinstellwerte in der .INI-Datei ... 11

5.1.2 Verwendung des temporären Verzeichnisses von Windows ... 11

5.1.3 Programmeinstellungen zurücksetzen durch Löschen der .INI-Datei ... 13

5.1.4 Registerkarte *Programmeinstellungen* ... 14

5.1.4.1 Änderung des Verzeichnisses der Lizenzdatei: *Lizenzdateiverzeichnis* ... 15

5.1.5 Registerkarte *Webserver* ... 16

5.1.5.1 Webserver: Start des Webservers ... 19

5.1.6 Zugangsschutz mit einem *Anwender PIN* ... 20

5.1.6.1 Zugangsschutz - Tastenkürzel Strg + linke Window-Taste ... 21

5.1.7 Einlesen, Verarbeiten und Speichern der Einstellungen der .INI-Datei ... 21

5.1.8 Einlesen einer inkompatiblen oder defekten .INI-Datei ... 22

5.1.9 Aufbau und Inhalt der .INI-Datei ... 22

5.1.9.1 Automatische Konvertierung nach COMTRADE ... 23

5.1.9.2 Registerkarten ... 24

5.1.9.3 Letzte .NET-Datei automatisch laden ... 24

5.1.9.4 Updates prüfen ... 24

5.1.9.5 Task Priorität ... 24

5.1.10 Überprüfung der Verzeichnisse der Programmeinstellungen ... 25

5.1.11 ATPDesigner mit integriertem Webserver ... 26

5.2 Allgemeine Eigenschaften der Einstelldialoge ... 27

5.2.1 Anwenderspezifischer Name für ein Netzwerkelement ... 27

5.2.1.1 Ausgabe der anwenderspezifischen Namen in der Netzgrafik ... 27

5.2.1.2 Ausgabe der anwenderspezifischen Namen für Leitungen ... 28

5.2.1.3 Ausrichtung des anwenderspezifischen Namens ... 28

5.2.1.4 Anzeige von Kurzinformationen in einem Tooltip ... 30

5.2.2 Anwenderspezifischer Text für ein Netzwerkelement ... 30

5.2.2.1 Anwenderspezifischer Text löschen ... 30

5.2.2.2 Anwenderspezifischen Text in einem Tooltip anzeigen ... 31

5.2.3 Anwenderspezifische Zeichenfarbe für ein Netzwerkelement ... 33

5.2.4 Anonymisierung - Anzeige *Alternativer Namen* (Alias) in der Netzgrafik ... 33

5.3 Allgemeine Parameter *ATP Einstellwerte* ... 35

5.3.1 Registerkarte *ATP Daten* - Allgemeine Einstellwerte ... 36

5.3.1.1 Gruppe *Lastflussberechnung*: *Lastfluss: PQ, PU Knoten* und *Lastfluss: DEA* ... 37

5.3.1.2 Einstellwerte für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge ... 38

5.3.1.3 Registerkarte *Lastfluss* - ATP Load Flow ... 42

5.3.2 Lastflussberechnung in ATPDesigner ... 43

5.3.2.1 Warum zwei getrennte Schalter zum EIN/AUS – Schalten ? ... 44

5.3.2.2 Lastflussberechnung *Lastfluss: PQ, PU Knoten* ... 46

5.3.2.3 Lastflussberechnung *Lastfluss: DEA* ... 47

5.3.2.4 Lastflussberechnung – *Lastfluss: PQ, PU Knoten* und *Lastfluss: DEA* ... 47

5.3.3 Registerkarte *Lastfluss: Lasten* 50
5.3.3.1 PQ-Knoten 51
5.3.3.2 PU-Knoten 52
5.3.3.3 Lastfluss: PQ und PU Knoten 53
5.3.3.4 Lastfluss: PQ Knoten - Konvergenzkriterien 53
5.3.3.5 Lastfluss: PU Knoten - Konvergenzkriterien 54
5.3.3.6 Lastfluss: PU-Knoten - Konvergenzbeschleunigung 55
5.3.4 Überwachung der Netzspannung - U>, U< - Überwachung (EN50160) 55
5.3.4.1 U>, U< - Überwachung – Ausgabe im Meldungsfenster 56
5.3.5 Registerkarte *Load Flow* (ATP Lastfluss) 58
5.3.6 Registerkarte *Lastfluss: DEA* 59
5.3.6.1 1-phasiger Wechselrichter 59
5.3.6.2 3-phasiger symmetrischer Wechselrichter (Vollumrichter) 59
5.3.6.3 Iterative Lastflussberechnung, Konvergenzbedingungen 60
5.3.6.4 Liste der spezifischen Teillastfaktoren s [%Pn, %Sn] 66
5.3.7 Registerkarte *VDE 0102 (IEC 60909)* 66
5.4 Einstellungen zur *Netzkonfiguration* 67
5.4.1 Registerkarte *Netzwerk* 67
5.4.1.1 Ausgabegerät 70
5.4.1.2 Messverfahren 71
5.4.1.3 Anonymisierung Netzgrafik – Anwenderspezifische Bezeichner EIN/AUS 71
5.4.1.4 Gruppe *Schriftarten* 71
5.4.2 Registerkarte *Kurzschluss* 72
5.4.2.1 Fehlerimpedanz Z = R + jX 73
5.4.2.2 „Setzen“ des Fehlerortes an einer Leitung *Line 4...N* 73
5.4.2.3 Nachbildung der Fehlerimpedanz Z 74
5.4.2.4 Berechnung der dynamischen Netzvorgänge 75
5.4.3 Registerkarte *Netzschutz* 77
5.4.3.2 Impedanzalgorithmus 78
5.4.3.3 Einstellwert *DIST: Tiefpassfilter* 78
5.4.3.4 Einstellwerte *Schutzanalyse für Leitungen* 79
5.4.3.5 Einstellwert *DFT: Hochpassfilter* 79
5.4.3.6 Einstellwerte *Distanzschutz: Selektivität* 80
5.4.3.7 Netzschutz Analyse 80
5.4.4 Registerkarte *Farben* 81
5.4.4.1 Farbschema *Standard* und *Standard + Zeichenfarbe* 83
5.4.4.2 Farbschema *Dark Mode* und *Dark Mode + Zeichenfarbe* 85
5.4.5 Registerkarte *Leitung 1..3* 85
5.4.5.1 Kapazitäten CLE und CLL aktivieren 86
5.4.6 Registerkarte *Einstellungen ATP* 87
5.4.6.1 Lastflussberechnung: Auswirkungen der Option *$WIDTH aktiv* 90
5.4.7 Anwenderspezifische Beschreibung des elektrischen Netzwerkes 92
5.4.8 Registerkarte *Meldungen* 92
5.4.8.1 Bericht: Ergebnisse Lastflussberechnung – Zusatzinformationen 96
5.4.9 Registerkarte *Farben Un* – Einfärben von Spannungsebenen 97
5.4.10 Registerkarte *Farben U<>* – Einfärben von Spannungsbändern 97
5.4.11 Registerkarte *Farben I>* - Überlastung von Betriebsmitteln 100
5.4.12 Registerkarte *CMC Konfiguration* 102

5.4.13 Registerkarte *Farben Pv* ... 103
5.4.14 Registerkarte *Datensicherheit* ... 104
5.4.14.1 Anwenderspezifisches Passwort zur Verschlüsselung der .NET-Datei ... 104
5.4.14.2 Projektspezifisches Passwort für POST-Message zum Web Server ... 105
5.4.15 Registerkarte *Überwachung Netzzustand* ... 106
5.4.15.1 Netzzustand – Einstellwerte und Anzeige mit einer Ampel ... 108
5.4.15.2 Netzzustand – Ausgabe im Meldungsfenster ... 108
5.4.15.3 Registerkarte *E-Mail, SMTP* ... 110
5.4.15.4 Netzzustand gelb - Ermittlung des Handlungsbedarfes für Betriebsmittel ... 110
5.4.15.5 Netzfaktoren f_N zur Bewertung des Netzzustandes ... 112
5.4.16 Registerkarte *Datenbank* ... 115
5.5 Netzeinspeisung ... 118
5.5.1 Registerkarte *Allgemeine Daten* ... 120
5.5.1.1 Nennfrequenz f_n des Netzwerkelementes *Netzeinspeisung 1* ... 121
5.5.1.2 Absoluter Phasenwinkel phi (U) – Referenzphasenwinkel im Mitsystem ... 122
5.5.1.3 Kurzschlussleistungen S_k, $S_{k\,max}$, $S_{k\,min}$ ... 123
5.5.1.4 3-poliger Kurzschlussstrom I_{k3} ... 124
5.5.1.5 Berechnung der Kurzschlussimpedanz ... 124
5.5.1.6 Kurzschlussstrom nach VDE 0102 (IEC 60909) - Spannungsfaktors c_Q ... 126
5.5.2 Registerkarte *Lastfluss: Lasten* – Netzeinspeisung in der Lastflussberechnung ... 126
5.5.2.1 Lastfluss EIN ... 126
5.5.2.2 Registerkarte *Lastfluss PQ,PU Knoten*: Betriebsart der Netzeinspeisung ... 127
5.5.3 Lastflussberechnung - Modell der Netzeinspeisung in der Betriebsart *PU* ... 128
5.5.4 Netzeinspeisung mit Oberschwingungen ... 130
5.5.4.1 Oberschwingungen und Oberwellen – Erläuterung und Abgrenzung ... 131
5.5.4.2 Oberschwingungen für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge ... 131
5.5.4.3 Oberschwingungen für die Berechnung stationärer Netzzustände ... 133
5.5.5 Überprüfung des 3-poligen Kurzschlussstromes an der Netzeinspeisung ... 133
5.5.6 Lastflussberechnung: Netzeinspeisung als *Slack* ... 135
5.6 Dezentrale *Erzeugungsanlage (DEA)* ... 137
5.6.1 Registerkarte *Allgemeine Daten* ... 138
5.6.1.1 Einstellwert *Betriebsart* ... 143
5.6.1.2 Einstellgruppe *P,S Einheit* ... 143
5.6.1.3 Verwendung einer Kennung in der Netzgrafik ... 144
5.6.1.4 Modell einer Stromquelle konstanter Leistung im Normalbetrieb ... 144
5.6.1.5 Blindleistungsbereitstellung: *Betriebsart cos phi* im Normalbetrieb ... 145
5.6.1.6 Betriebsarten *Sn (IL:3p) = const.* und *Pn (IL:3p) = const.* ... 146
5.6.1.7 Betriebsarten Sn (IL:1/2/3p) = const. und Pn (IL:1/2/3p) = const. ... 147
5.6.1.8 Betrag I_L der Stromquellen: Berechnung des Anfangswertes ... 147
5.6.1.9 Betrag I_L der Stromquellen: Wert während der Iteration ... 148
5.6.1.10 Begrenzung des Leiterstroms - maximal zulässiger Leiterstrom I_{Lmax} ... 150
5.6.1.11 Einstellwert *Zusatzknoten Steuerung* ... 150
5.6.2 Netzanschlusspunkt (NAP) im Normalbetrieb – *NAP Messort* ... 155
5.6.2.1 Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) am Netzanschlusspunkt (NAP) ... 155
5.6.3 Betriebsart *cos phi = const.*: Untererregte oder übererregte Betriebsweise ... 157
5.6.4 Betriebsarten P>0 oder P<0: Einspeisung oder Bezug von Wirkleistung ... 157
5.6.5 4-Quadranten-Betrieb der Dezentralen Erzeugungsanlage in der P-Q-Ebene ... 157
5.6.6 Registerkarte *Interface zu …* ... 160
5.6.6.1 Interface zu *Balkendiagramm* ... 160

5.6.6.2 Interface zu *TACS/MODELS Interface* ... 162
5.6.7 Spannungssteigerungsschutz U>, Spannungsrückgangsschutz U< ... 162
5.6.7.1 U<>: Meldungsfenster für Netzschutzfunktionen ... 167
5.6.8 Maximal zulässiger Einspeisestrom I_{max}, Nennstrom I_n ... 167
5.6.9 Registerkarte *CosPhi*: Blindleistungsbereitstellung im Normalbetrieb ... 168
5.6.10 Registerkarte *P(Q)* - Wirk- und Blindleistungskennlinie P(Q) ... 171
5.6.10.1 Anzeige der P(Q)-Kennlinie und der Arbeitspunkte in einem Diagramm 173
5.6.10.2 P(Q)-Betriebsart für das Diagramm ... 174
5.6.10.3 Registerkarte *P(Q)* und P(Q)-Kennlinie: *Pn(IL:3p) = const.* ... 174
5.6.10.4 Registerkarte *P(Q)* und P(Q)-Kennlinie: Betriebsart *Sn(IL:3p) = const.* ... 175
5.6.10.5 Überprüfung der P(Q)-Kennlinie und Ausgabe der Ergebnisse ... 175
5.6.10.6 Berücksichtigung der P(Q)-Kennlinie während der Lastflussberechnung 175
5.6.11 Globaler und betriebsmittelspezifischer Teillastfaktor ... 176
5.6.12 Registerkarte LVRT – Kurzschlussbetrieb der Dezentralen Erzeugungsanlage ... 178
5.6.12.2 Identifikation der Kurzschluss betroffenen Leiter L1, L2 und L3 ... 195
5.6.12.3 LVRT-Betrieb einer Erzeugungsanlage anwenden ... 197
5.6.12.4 Erkennen des LVRT-Betriebes, Rückfall in den Normalbetrieb ... 204
5.6.12.5 Farbliche Kennzeichnung des LVRT-Betriebes der DEA ... 205
5.6.12.6 Aktiver LVRT-Betrieb ohne Verwendung des Kurzschlusses im Netz ... 205
5.6.12.7 LVRT-Betrieb: Wirkstromeinspeisung im Mitsystem ... 206
5.6.12.8 Einstellhinweis für den Kurzschluss im LVRT-Betrieb ... 207
5.6.12.9 Beispiel: 10MW-Windpark in einem 20kV-Mittelspannungsnetz ... 207
5.6.12.10 LVRT-Betrieb: Symbole und Einfärbungen in der Netzgrafik ... 211
5.6.13 Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 (IEC 60909) ... 212
5.6.14 Registerkarte *Lastprofil* ... 213
5.6.14.1 Einstelldialog der Registerkarte *Lastprofil* ... 216
5.6.14.2 Verfahren 1: Fahrplanberechnung mit Schaltzeiten für E-Mobile, Batterien 218
5.6.14.3 Verfahren 2: Fahrplanberechnung mit Lastprofilen ... 219
5.6.14.4 Betriebsarten ... 219
5.6.14.5 Allgemeine, anwenderspezifische und anlagenspezifische Lastprofile ... 221
5.6.14.6 Kennungen und Symbole des Betriebsmittels in der Netzgrafik ... 223
5.6.14.7 Einstellwerte der Tabelle mit Schaltzeiten für E-Mobile und Batterien ... 224
5.6.14.8 Beispiel: *E-Mobile: Fahrplanberechnung* und *Eine definierte Uhrzeit* ... 229
5.6.14.9 Beispiel: *E-Mobile: Fahrplanberechnung* und Tabelle der Schaltzeiten ... 230
5.7 Verbraucherlast ... 231
5.7.1 Internes elektrisches Modell der *Verbraucherlast* ... 232
5.7.2 Verwendung des Verbraucherzählpfeilsystems (VZS) ... 233
5.7.3 Registerkarte Allgemeine Daten ... 233
5.7.4 Anwenderspezifische Knotennamen ... 236
5.7.5 Betriebsarten der Verbraucherlast ... 236
5.7.6 Unsymmetrische Verbraucherlast *Serienimpedanz (1-phasig Y)* ... 237
5.7.7 Lastflussberechnung: Lastfluss EIN ... 238
5.7.8 Betriebsmittelspezifischer Teillastfaktor s ... 238
5.7.9 Globaler Teillastfaktor ... 239
5.7.10 Grafische Symbole zur Anzeige der Verbraucherlast in der Netzgrafik ... 239
5.7.11 Registerkarte *Lastprofil* – Standardlastprofile in Anlehnung an VDEW ... 239

5.7.11.1 Allgemeine oder anwenderspezifische und anlagenspezifische Lastprofile 242
5.7.12 Registerkarte Anlagenliste ... 250
5.7.12.1 Anwendung der Anlagenliste: Bezugs- und Einspeiseanlage ... 252
5.7.13 Registerkarte *Z(t)–MODELS* - MODELS basierte Last, Batterie für einen Parkregler 255
5.7.13.1 Z(t)–MODELS: Betriebsarten ... 256
5.7.13.2 PTx - Übertragungsverhalten ... 259
5.8 RLC Serienimpedanz ... 261
5.8.1 Betriebsarten ... 262
5.8.2 Metal Oxid Varistor – Betriebsart MOV ... 263
5.8.3 Serienkompensation ... 263
5.8.4 RLC Serienimpedanz: *MOV Modell 1* ... 264
5.8.5 RLC Serienimpedanz: *MOV Model 2* ... 265
5.8.6 RLC Serienimpedanz: *ZNO Fitter* ... 266
5.9 Leitung ... 269
5.9.1 Registerkarte *Allgemeine Daten* ... 269
5.9.2 Auswahl des Leitungsmodells und des Leitungstyps ... 274
5.9.2.1 Generische Leitungsmodelle ... 274
5.9.2.2 Leitungstypen ... 275
5.9.2.3 Übernahme eines Leitungstyps in ein generisches Leitungsmodell ... 275
5.9.2.4 Export und Import der Betriebsmitteldaten von Leitungen ... 276
5.9.3 Registerkarte *Allgemeine Daten* - Reduktionsfaktor *Red.* ... 276
5.9.4 Gruppe *Lastfluss: Last* – Interne Verbraucherlast ... 277
5.9.5 Registerkarte *Leitungstyp* ... 279
5.9.5.1 Freileitungen und Kabel in der Leitungsbibliothek ... 279
5.9.5.2 Generische Leitungsmodelle ... 280
5.9.5.3 Zusatzknoten der Leitung – Ersatz für Sammelschienen ... 281
5.9.5.4 Shunt Impedanzen - Querimpedanzen an den Leitungsenden ... 283
5.9.6 Registerkarte *Mehrfachleitung* ... 283
5.9.6.1 Registerkarte *Allgemeine Daten* ... 284
5.9.6.2 Erstellen einer Mehrfachleitung (RLC-PI) ... 287
5.9.6.3 Änderung der Einstellwerte einer Teilleitung der *Mehrfachleitung* ... 287
5.9.6.4 Löschen einer der Teilleitungen einer *Mehrfachleitung* ... 288
5.9.6.5 Kopieren der Leitungsdaten in die Zwischenablage ... 288
5.9.6.6 Interne Leiterbezeichner der *Mehrfachleitung* ... 288
5.9.7 Registerkarte *U<>, Zusatzleitung* ... 288
5.9.7.1 Gruppe Zusätzliche Einstellwerte ... 290
5.9.7.2 Messung Ströme, Spannungen – Interne Verbraucherlast nicht aktiviert ... 290
5.9.7.3 Messung Ströme, Spannungen – Interne Verbraucherlast aktiviert ... 290
5.9.7.4 Beurteilung der Kurzschlussbelastbarkeit ... 293
5.9.8 Berechnung des stationären Netzzustandes: Anzeige von I_{max} ... 293
5.9.9 Leitungsmodell RLC-PI mit und ohne Kapazitäten ... 294
5.9.9.1 Option: *Leitung RLC-PI* ... 294
5.9.9.2 Option: *CLE/CLL glob.* ... 294
5.9.10 Öffnen und Schließen der Trennschalter einer Leitung ... 295
5.9.10.1 Topologisches Schaltbild der Leitung mit Trennschalter, Zusatzknoten, … 296

5.9.10.2 Öffnen und Schließen der Trennschalter per *Left Button Mouse Click* 296
5.9.10.3 Öffnen und Schließen der Trennschalter per *Right Mouse Button Menu* . 297
5.9.11 Einfärbung einer spannungslosen Leitung 297
5.9.12 Integrierte Bibliothek für Leitungstypen 298
5.9.13 Links/Rechts - Anzeigen des linken und rechten Knotens einer Leitung..... 298
5.9.14 Berechnung der Wirkverlustleistung 299
5.9.15 Balkenanzeige – Ergebnisse der Lastflussberechnung in der Netzgrafik 300
5.9.16 Doppelleitung 301
5.9.16.1 Registerkarte *Allgemeine Daten* 301
5.9.16.2 Registerkarte *Bündel* 302
5.9.16.3 Registerkarte *Erdseil* 303
5.9.16.4 Registerkarte *Shunts* 304

Mängelanzeige: Der Anwender von ATPDesigner und der dazu gehörenden Dokumentation ist verpflichtet, jegliches Fehlverhalten der Software ATPDesigner oder Fehler oder unzulässige Inhalte in der dazu gehörenden Dokumentation dem Autor der Dokumentation oder dem Lizenzgeber von ATPDesigner unverzüglich schriftlich mitzuteilen.

Änderungs- und Fehlerdokumentation: Erweiterungen und Änderungen sowie bekannte Fehler in ATPDesigner werden in dem Dokument **ATPDesigner – Änderungs- und Fehlerdokumentation** dokumentiert. Das Dokument kann in der jeweils aktuellen Fassung vom Autor des vorliegenden Dokumentes oder dem Lizenzgeber von ATPDesigner oder über die Homepage des Instituts für Elektrische Energiesysteme www.powerengs.de unter **Downloads** oder im **ATPDesigner OneDrive** bezogen werden.

5 Einstellung der elektrischen Betriebsmittel

ATPDesigner bietet dem Anwender Betriebsmittel spezifische Einstelldialoge zur Einstellung der Betriebsmitteldaten an. Die Einstelldialoge können mit verschiedenen Bedienhandlungen geöffnet werden. Die Bedienhandlungen sind auch davon abhängig, ob **Änderungsschutz**, auch als **Netzwerk Design Mode** oder **Netzwerk Design** bezeichnet, aktiviert ist oder nicht.

- Hauptmenü **Ansicht**
- Menüpunkt **Netzwerk Design**
- Toolbar-Button in der nachfolgend dargestellten Toolbar
- Tastenkürzel **Strg + W**

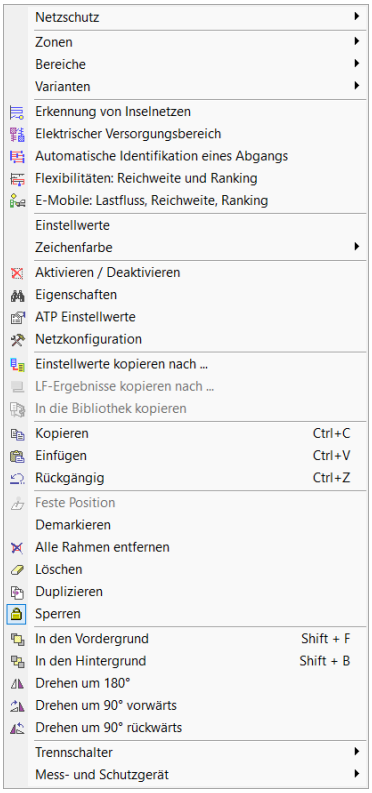
In der nachfolgend dargestellten Abbildung ist beispielhaft ein kontextsensitives Menü gezeigt, das u.a. zum Öffnen der Einstelldialoge verwendet werden kann. Nachfolgend weitere Bedienhandlungen, wenn der **Netzwerk Design Mode** aktiviert, d.h. der Änderungsschutz deaktiviert ist.

- **Direktes Öffnen eines Einstelldialogs**
  Direktes Öffnen des Einstelldialogs mit einem **Left Mouse Button Double Click** auf das Symbol des Netzwerkelementes in der Netzgrafik.

  Falls der **Netzwerk Design Mode** deaktiviert, d.h. der **Änderungsschutz** aktiviert ist, genügt ein **Left Mouse Button Click** auf das Symbol des Netzwerkelementes in der Netzgrafik, um den Einstelldialog zu öffnen.

- **Öffnen des Einstelldialogs mit kontextsensitivem Menü**
  Markieren des Netzwerkelementes in der Netzgrafik mit einem **Left Mouse Button Click** auf das Symbol, anschließend Öffnen des kontextsensitiven Menüs durch **Right Mouse Button Click**, dann Auswahl des Menüpunkts **Einstellwerte** mit abschließendem **Left Mouse Button Click**.

- **Öffnen des Einstelldialogs per Hauptmenü**
  Markieren des Netzwerkelementes durch einen **Left Mouse Button Click** auf das grafische Symbol, Hauptmenü **Netzwerk Design**, Menüpunkt **Netzwerk Elemente**, Menüpunkt **Einstellwerte**



Wie in dem oben dargestellten kontextsensitiven Menü ersichtlich, werden abhängig von dem markierten Netzwerkelement ggfs. spezifische Menüpunkte zur Einstellung des markierten Netzwerkelementes am Ende eingefügt, hier die beiden Menüpunkte **Trennschalter** und **Mess- und Schutzgerät**.

Im Folgenden werden die Einstelldialoge der wichtigsten Betriebsmittel näher erläutert. Die nachfolgenden Buttons sind in allen Einstelldialogen enthalten.

Button	Bedeutung
OK	Der Dialog wird geschlossen, geänderte Daten werden gespeichert.
Abbrechen	Der Dialog wird geschlossen, geänderte Daten werden nicht gespeichert.
Default	Die Einstellwerte des Dialogs werden mit vordefinierten Werten belegt, es werden die Einstellwerte der Grundeinstellung geladen.
Hilfe	Die Hilfedatei wird geöffnet.

Ausgewählte Einstellwerte werden zusammen mit den Ergebnissen der Netzberechnung in einem **Tooltip** [Bd. 3] angezeigt.

5.1 Allgemeine Programmeinstellungen

Der Einstelldialog kann im Hauptmenü **Tools** [Bd. 1], Menüpunkt **Programmeinstellungen** geöffnet werden. Der Einstelldialog ermöglichtes, allgemeine Einstellungen von ATPDesigner, die unabhängig von den Einstellwerten der Betriebsmittel und sonstiger Eigenschaften des Stromnetzes sind, einzustellen. Der Einstelldialog kann geöffnet werden, ohne dass ein Stromnetz im Zeichenbereich angezeigt wird.

- Hauptmenü **Tools**
- Menüpunkt **Programmeinstellungen**

Es muss unbedingt darauf geachtet werden, dass die Verzeichniseinstellungen im Einstelldialog mit den Verzeichnissen auf dem Massenspeicher z.B. der Festplatte oder SSD übereinstimmen.

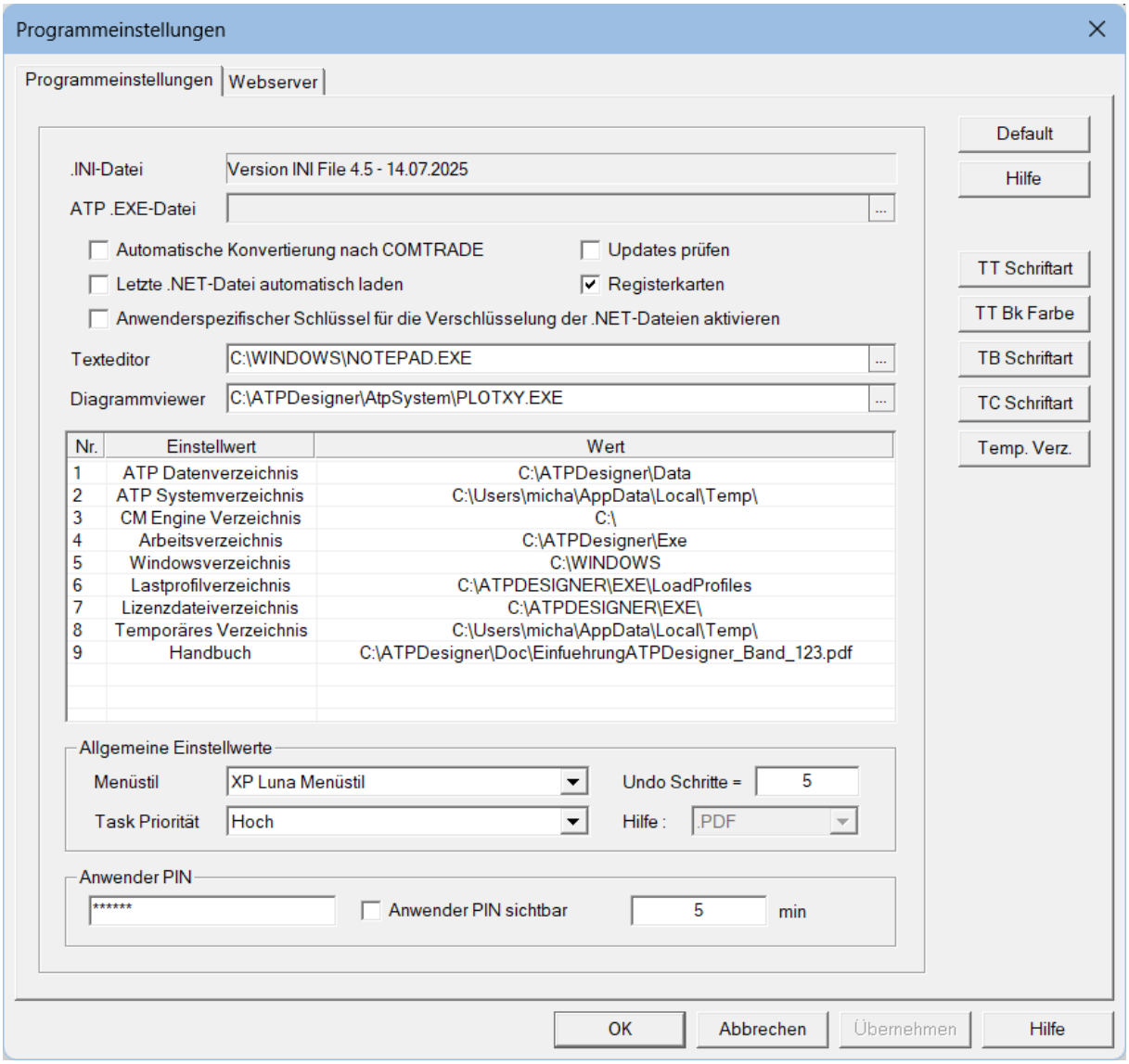


Abbildung 1: Einstelldialog *Programmeinstellungen*

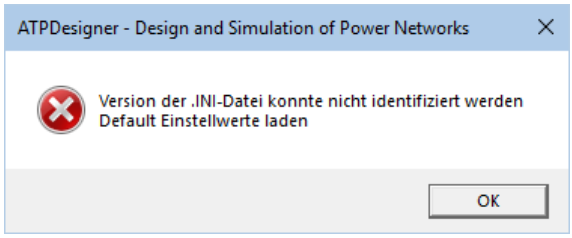
5.1.1 Speicherung der Programmeinstellwerte in der .INI-Datei

Die Einstellwerte des Dialogs werden in der **.INI-Datei** im Arbeitsverzeichnis gespeichert.

- Arbeitsverzeichnis (Grundeinstellung): **c:\atpdesigner\exe**
- Dateiname der **.INI-Datei**: **ATPDesigner.ini**

Während des Programmstarts prüft ATPDesigner nach, ob im Arbeitsverzeichnis, d.h. dem Verzeichnis in dem die ausführbare Datei **ATPDesigner.exe** gespeichert ist, eine **.INI-Datei** vorhanden ist.

- Wenn eine **.INI-Datei** vorhanden ist, prüft ATPDesigner, ob die Version der **.INI-Datei** kompatibel zur Version von ATPDesigner ist. Eine zur Version von ATPDesigner inkompatible **.INI-Datei** kann nicht eingelesen werden. Es wird die nachfolgende Fehlermeldung angezeigt.



- Kann eine **.INI-Datei** nicht eingelesen werden, generiert ATPDesigner automatisch eine neue **.INI-Datei** mit Grundeinstellung (Default) und arbeitet zunächst mit diesen Einstellungen intern. Eine neue **.INI-Datei** wird von ATPDesigner während des Programmendes im Arbeitsverzeichnis gespeichert.

- Die **.INI-Datei** wird bei jedem Programmende mit den aktuellen Einstellwerten gespeichert.

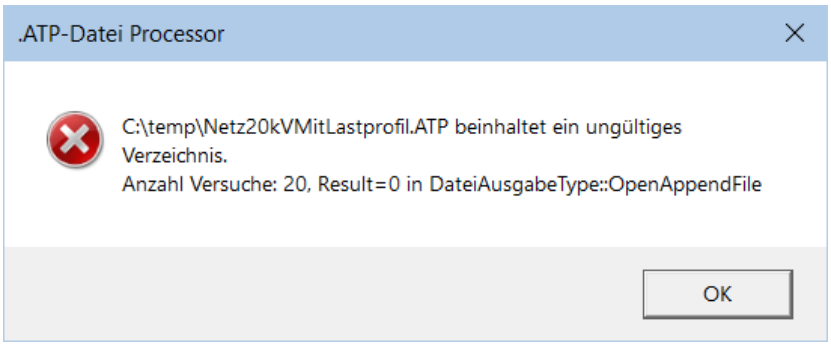
- Ist die **.INI-Datei** fehlerhaft oder wurde die Installation von ATPDesigner in ein anderes Verzeichnis kopiert, so muss vor dem ersten Programmstart die **.INI-Datei** gelöscht werden.

5.1.2 Verwendung des temporären Verzeichnisses von Windows

ATPDesigner und der Rechenkern ATP legen während einer Netzberechnung mehrere temporäre Dateien an. Dazu verwendet ATPDesigner das anwenderspezifische temporäre Verzeichnis des Betriebssystems, der in der Tabelle des Einstelldialogs in Zeile 8 **Temporäres Verzeichnis** angezeigt wird. Alternativ zum temporären Windowsverzeichnis kann vom Anwender ein eigenes Verzeichnis für temporäre Dateien angelegt und manuell eingestellt werden. Während des Programmendes wird der geänderte Einstellwert automatisch in der **.INI-Datei** gespeichert.

⇨ Änderung eines Einstellwertes in der Tabelle im Einstelldialog **Programmeinstellungen**: Durch einen **Left Mouse Double Click** auf die Zeile wird der Windows Einstelldialog **Ordner auswählen** geöffnet.

Ist das temporäre Verzeichnis nicht korrekt eingestellt, so kann der Rechenkern ATP die Netzberechnung nicht durchführen und es wird in aller Regel die nachfolgende Meldung ausgegeben. In diesem Fall war das temporäre Verzeichnis auf den Einstellwert **c:\temp** eingestellt und ist daher nicht vorhanden. ATPDesigner hat daraufhin mehrfach (hier 20mal) versucht, die .LST-Datei in dem nicht vorhandenen Verzeichnis zu finden. Die .LST-Datei ist die Ergebnisdatei des Rechenkerns **ATP**, die nach einer fehlerfreien Stromnetzberechnung vom **ATP** erzeugt und gespeichert wird und die Berechnungsergebnisse enthält.



Als Abhilfe kann hier im Einstelldialog Programmeinstellungen ein beliebiges vorhandenes Verzeichnis als temporäres Verzeichnis eingestellt werden. Dazu kann ein Dialog zur Auswahl eines Verzeichnisses mit einen **Left Mouse Button Double Click** auf die Tabellenzelle, die den aktuell eingestellten Verzeichnisnamen anzeigt, geöffnet werden.

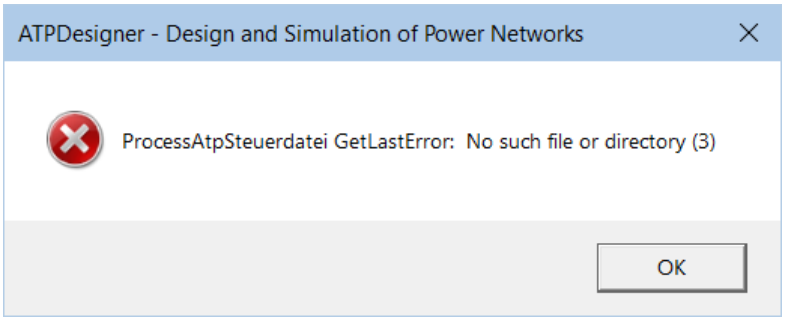


Abbildung 2: Falsche Einstellung des temporären Verzeichnisses - Fehlermeldungen

In der Grundeinstellung wird das temporäre Verzeichnis des Betriebssystems verwendet. Dies kann einfach mit einem **Left Mouse Button Click** auf die Taste **Temp. Verz.** erfolgen.

⇨ Es wird empfohlen, das temporäre Verzeichnis des Betriebssystems durch einen **Left Mouse Button Click** auf die Taste **Temp. Verz.** auszuwählen und zu verwenden.

Eine weitere Abhilfe ist das Beenden von ATPDesigner, das Löschen der .INI-Datei sowie der Neustart von ATPDesigner. Beim erneuten Start von ATPDesigner wird das temporäre Verzeichnis automatisch beim Betriebssystem erfragt und angewendet.

Dieses Fehlverhalten kann insbesondere dann auftauchen, wenn eine Installation von ATPDesigner von einem zu einem anderen Arbeitsrechner identisch kopiert wird. Da das temporäre Verzeichnis in der .INI-Datei gespeichert ist, wird dieser dann in aller Regel falsche Einstellwert ebenfalls kopiert und verwendet.

Während des Programmstarts wird überprüft, ob die im Einstelldialog **Programmeinstellungen** (Hauptmenü **Tools**) eingestellten Verzeichnisse überprüft. Wird das eingestellte **temporäre Windowsverzeichnis** nicht gefunden, so wird das aktuelle temporäre Windowsverzeichnis durch einen Betriebssystemaufruf ermittelt und automatisch eingestellt.

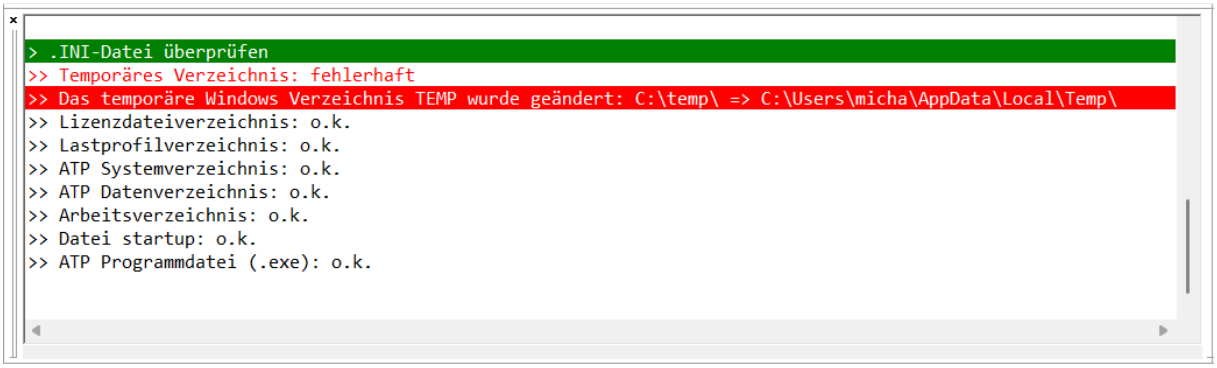


Abbildung 3: Fehlermeldung – Temporäres Windowsverzeichnis neu eingestellt

5.1.3 Programmeinstellungen zurücksetzen durch Löschen der .INI-Datei

Wurden Änderungen z.B. der Verzeichnisse vom Anwender vorgenommen, ohne die im nachfolgenden Einstelldialog enthaltenen Einstellwerte anzupassen, so kann es zu einem Fehlverhalten von ATPDesigner kommen. So könnte als Beispiel der Rechenkern **ATP** nicht mehr gestartet werden. Nachfolgend ist beispielhaft der Meldungsdialog abgebildet.

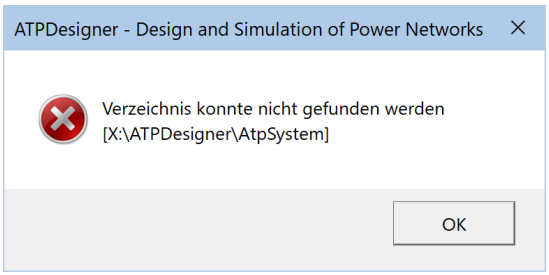


Abbildung 4: Fehlermeldung bei fehlendem Arbeitsverzeichnis

In diesem Fall empfiehlt es sich, das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner zu beenden und die Initialisierungsdatei **ATPDesigner.ini**, die im **Arbeitsverzeichnis** von ATPDesigner gespeichert ist, manuell zu löschen. Die Datei **ATPDesigner.ini** wird beim nächsten Programmstart von ATPDesigner automatisch mit den dann gültigen Verzeichnissen etc. neu erstellt. Es wird empfohlen, die neuen Einstellwerte zu überprüfen.

Werden die im Setup von ATPDesigner empfohlenen Einstellungen beibehalten, so ist das **Arbeitsverzeichnis** wie folgt definiert.

..\atpdesigner\exe

5.1.4 Registerkarte *Programmeinstellungen*

In der nachfolgenden Tabelle sind die Bedeutungen der Einstellwerte erläutert.

Einstellwert	Bedeutung
Undo Schritte	Maximale Anzahl von Undo-Operationen
Hilfe	Format der zu ladenden Hilfedatei (**.CHM**-Format)
.INI-Datei	Version der programmspezifischen Einstelldaten (Dateiname: **ATPDesigner.ini** im **Arbeitsverzeichnis**)
ATP .exe-Datei	Name des ausführbaren Programms des **ATP** Rechenkerns mit der Dateierweiterung **.exe** **TPGIGG64.EXE** oder **TPGIGI64.EXE** Es wird davon ausgegangen, dass das ausführbare **ATP** Programm im Verzeichnis **ATP Systemverzeichnis** (Grundeinstellung **c:\ATPDesigner\AtpSystem**) gespeichert ist. Als Einstellwert muss hier einer der Programmnamen **TPGIGG64.EXE** oder **TPGIGI64.EXE** stehen. Weitere Hinweise zur Auswahl einer Kompilierungsversion des **ATP** sind in [Bd. 1] enthalten. ⇨ Es wird das ATP-Programm TPGIGI64.EXE wegen der deutlich geringeren Rechenzeiten empfohlen.
Texteditor	Texteditor, der zur Anzeige von Textdateien verwendet wird
Diagramviewer	Beim Öffnen eines Diagramms zur Darstellung der zeitlichen Verläufe der berechneten Spannungen und Leiterströme kann alternativ zum ATPDesigner internen Diagrammviewer ein externes Programm verwendet werden.
TT Schriftart	Schriftart zur Anzeige der Berechnungsergebnisse in Tooltips
TT Bk Farbe	Hintergrundfarbe zur Anzeige der Berechnungsergebnisse in Tooltips
TB Schriftart	▪ Schriftart für Textelemente in den Toolbars und der Statusleiste ▪ Schriftart für die Bezeichner der Registerkarten der **Projektinformationen**
TC Schriftart	Schriftart für die Baumstrukturen in den Registerkarten der der **Projektinformationen**
Menüstil	Der optische Stil der Anwendermenüs kann eingestellt werden.
ATP Datenverzeichnis	Arbeitsverzeichnis zur Speicherung temporärer Dateien Grundeinstellung: **c:\ATPDesigner\Data**
ATP Systemverzeichnis	Verzeichnis für das **ATP** z.B. TPBIG.EXE und weitere **ATP** spezifische Dateien z.B. die Konfigurationsdatei **STARTUP** Grundeinstellung: **c:\ATPDesigner\AtpSystem**
Arbeitsverzeichnis	Verzeichnis in dem u.a. **ATPDesigner** für alle Sprachvarianten, die .INI-Datei **ATPDesigner.ini** mit Programm spezifischen Informationen und die Lizenzdatei **ATPDesigner-Lic.ini** gespeichert sind.
Windowsverzeichnis	Verzeichnis des Betriebssystems Windows®.

Lastprofilverzeichnis	Verzeichnis in dem die .CSV-Dateien mit Lastprofilen gespeichert sind. Für das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** kann in der Registerkarte Lastprofil ein für das Netzwerkelement spezifisches Unterverzeichnis festgelegt werden.
Temporäres Verzeichnis	Verzeichnis für das Speichern temporärer Dateien Vorzugsweise wird von ATPDesigner das Windows-Verzeichnis verwendet, welches für den Windows-User von Windows als temporäres Verzeichnis verwendet wird. Mit einem **Left Mouse Button Click** auf die Zeile mit dem Bezeichner **Temporäres Verzeichnis** kann das Verzeichnis geändert werden.
Temp. Verz.	Das Verzeichnis zur Speicherung der temporären Dateien von **ATPDesigner** und **ATP** wie z.B. die **.ATP-Datei** wird mit einem **Left Mouse Button Click** auf das anwenderspezifische temporäre Verzeichnis des Betriebssystems Windows eingestellt.
Anwenderspezifischer Key für die Verschlüsselung der .NET-Dateien aktivieren	Falls aktiviert werden die verschlüsselt gespeicherten .NET-Dateien (Dateierweiterung **.BNET**) mit einem anwenderspezifischen Key entschlüsselt und verschlüsselt. **Vorsicht !!!** **Bei Verlust des anwenderspezifischen Passwortes ist eine Entschlüsselung von damit verschlüsselten .NET-Dateien (Dateierweiterung .BNET) nicht möglich, auch nicht durch das Entwicklungsteam. Es ist keine Backdoor in ATPDesigner vorhanden.**
Letzte .NET-Datei automatisch laden	Eine beim letzten Programmende noch offene .NET-Datei wird beim nächsten Programmstart automatisch eingelesen.
Lizenzdateiverzeichnis	Das Verzeichnis, in dem die Lizenzdatei **ATPDesignerLic.ini** gespeichert ist, kann eingestellt werden.
Handbuch	Verknüpfung einer Datei mit dem **Hilfe**-Button Es wird empfohlen, das integrierte Handbuch von ATPDesigner als PDF-Datei mit dem **Hilfe**-Button zu verknüpfen. Durch einen **Left Mouse Button Double Click** auf den Dateinamen kann mit Hilfe des Browsers eine Datei ausgewählt werden.

5.1.4.1 Änderung des Verzeichnisses der Lizenzdatei: *Lizenzdateiverzeichnis*

Der in der **.INI-Datei** enthaltene Einstellwert **Lizenzdateiverzeichnis** wird von ATPDesigner verwendet, um während des Programmstartes die Lizenzdatei einzulesen, auf Korrektheit der Lizenz zu prüfen und im Erfolgsfall die Verwendung von ATPDesigner freizuschalten.

⇨ Wird die Lizenzdatei in ein anderes Verzeichnis verschoben, so muss zwingend vor dem nächsten Programmstart das neue Verzeichnis in der .INI-Datei von Hand angepasst und auf Existenz kontrolliert werden.

⇨ Es ist auch möglich, vor dem Programmende den Einstellwert **Lizenzdateiverzeichnis** zu verändern. Bei Programmende werden dann der neue Einstellwert in der .INI-Datei gespeichert.

5.1.5 Registerkarte *Webserver*

Der nachfolgende Einstelldialog zeigt die Einstellwerte des in ATPDesigner integrierten Webservers in der Registerkarte **Webserver** des Einstelldialogs **Programmeinstellungen**.

- Hauptmenü **Tools**
- Menüpunkt **Webserver**, **Einstellwerte Webserver**
- Menüpunkt **Programmeinstellungen**, Registerkarte **Webserver**

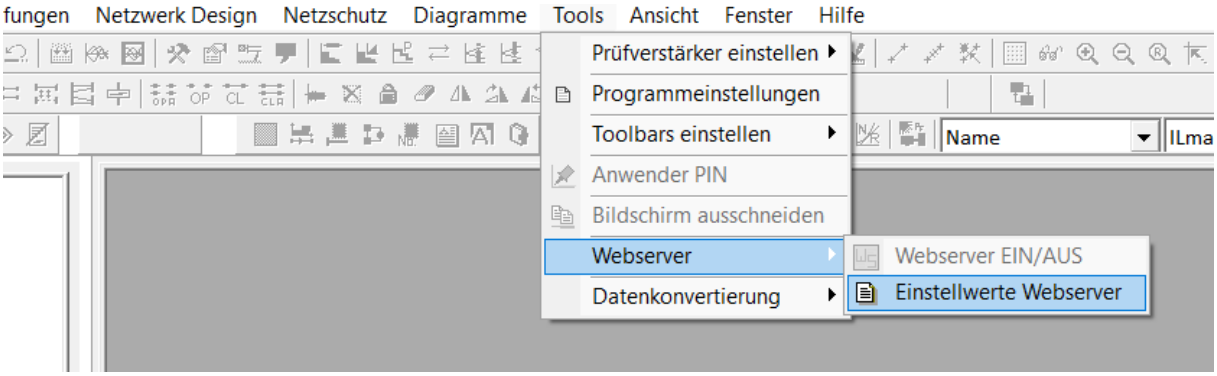


Abbildung 5: Aktivieren des Webservers

⇨ Weiterführende Informationen zu **Webserver** und **REST-API** sind in [Bd. 3] im Kapitel **Webservice: http-Webserver mit REST-API zur Netzberechnung** enthalten.

Der Webserver wird von ATPDesigner in einem parallelen Thread gestartet, so dass ATPDesigner bei aktiviertem Webserver weiter bedient werden kann. Mit Hilfe der Technologie des Multithreading ist es möglich, gleichzeitig ATPDesigner zu bedienen, um z.B. Einstellwerte zu verändern und im Sinne eines Servers die Kommunikation mit Webclients zu überwachen, Anfragen eines Webclients (Request) zu empfangen, zu verarbeiten, Verarbeitungsprozesse zu starten und zu beantworten (Response).

⇨ Es muss unbedingt beachtet werden, dass ATPDesigner Verarbeitungsprozesse, die durch den Webserver gestartet werden, parallel zu manuellen Bedienhandlungen und dadurch ggfs. gestarteten Verarbeitungsprozessen bearbeitet. Es kann daher zu Konflikten bei der Ausführung von Verarbeitungsprozessen kommen.

⇨ Kann ein neuer Verarbeitungsprozess, der durch den Webserver per Anfrage (Request) gestartet werden soll wegen eines schon anderen laufenden Verarbeitungsprozesses nicht gestartet werden, wird der neue Verarbeitungsprozess verworfen. Es erfolgt keine Speicherung des verworfenen Auftrages (Request) mit ggfs. zeitlich nachgelagerter Ausführung. Der Webclient muss den Auftrag (Request) erneut ausführen.

ATPDesigner stellt dem Anwender einen Webserver mit einem http-basierten **Rest-API** zur Verfügung. Webserver und http-basiertes **Rest-API** werden in Band [Bd. 3] näher erläutert.

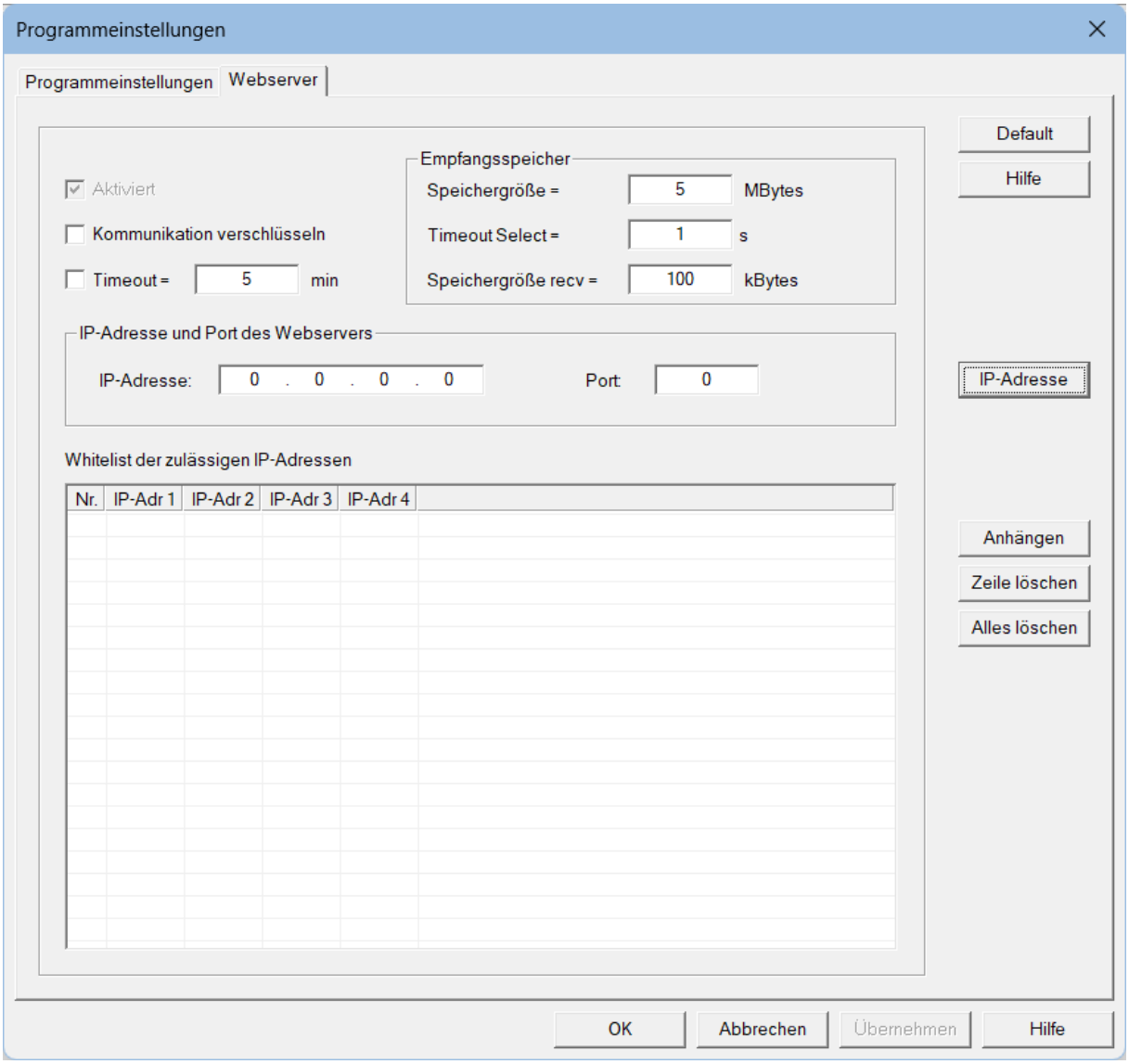


Abbildung 6: Registerkarte *Webserver* – Einstelldialog des integrierten Webservers

Einstellwert	Bedeutung
Kommunikation verschlüsseln	Die vom Webclient empfangenen Daten sowie die zum Webclient gesendeten Daten werden mit dem Blowfish-Algorithmus entschlüsselt bzw. verschlüsselt. ⇨ Die Verschlüsselung muss deaktiviert sein, wenn das http-basierte **Rest-API** verwendet wird. ⇨ Die Blowfish-basierte Verschlüsselung darf nicht mit dem https-Protokoll verwechselt werden und ist kein Ersatz für das https-Protokoll.
Timeout	Mit jedem Empfang eines gültigen http-Request (Auftrag) des Webclients wird ein Timeout als retriggerbare Zeitstufe erneut gestartet. Nach Ablauf der Zeitstufe wird der Webserver automatisch deaktiviert. Der Timeout kann zusätzlich zur **Whitelist** als weitere Sicherheitsstufe verwendet werden.
Whitelist der zulässigen IP-Adressen	Liste der zulässigen IP4-Adressen des Webclient

	Die Liste der zulässigen IP4-Adressen wird als Sicherheitsmechanismus verwendet, um einen unbefugten Zugriff eines Clients auf ATPDesigner als Server zu verhindern. Zur Realisierung werden die im Windows Betriebssystem verfügbaren Funktionen verwendet. ⇨ Wird eine Anfrage (http-Request) von einem Webclient empfangen, dessen IP-Adresse nicht in der Liste enthalten ist, wird die Anfrage (http-Request) nicht beantwortet.
Default	Grundeinstellung des Einstelldialogs laden
IP-Adresse	Die IP4-Adresse des Netzwerkadapters des Webservers wird ermittelt und im **Meldungsfenster** angezeigt.

Einstellwert	Gruppe *IP-Adresse und Port des Webservers*
IP-Adresse	IP4-Adresse des Webservers
Port	Port des Webservers

Einstellwert	Gruppe *Whitelist der zulässigen IP-Adresse*
Anhängen	Neue Eingabezeile an die Tabelle anhängen
Zeile löschen	Markierte Zeile aus der Tabelle löschen
Alles löschen	Alle Zeilen der Tabelle löschen

Dateien werden in aller Regel über IP-basierte Kommunikationsnetzwerke in mehreren Teilen (Datenpaketen) von einem Client an einen Server übertragen. Die Zeitspanne zwischen dem Empfang der einzelnen Datenpakete wird durch den sendenden Client bestimmt und ist ATPDesigner als Server nicht bekannt. Auch die Größe der Datenpakete kann stark variieren. Darüber hinaus liegt zwischen dem Empfang der einzelnen Datenpaketen durch ATPDesigner eine nicht deterministische Zeitspanne. Sind alle Datenpakete erfolgreich empfangen worden, setzt ATPDesigner die Datei aus den einzelnen Datenpaketen zusammen und verarbeitet die empfangene Datei.

Um ATPDesigner als Server an dieses Übertragungsverhalten anpassen zu können, müssen die nachfolgenden Einstellwerte projektspezifische geeignet eingestellt werden.

Einstellwert	Gruppe *Empfangsspeicher*
Speichergröße	Speichergröße des Empfangsspeichers Die Speichergröße legt fest, wie groß eine von ATPDesigner als Server zu empfangende Datei sein darf. Ist die zu empfangende JSON-Datei oder .CSV-Datei zu groß, wird im **Meldungsfenster** eine Fehlermeldung ausgegeben. Der Empfangsspeicher muss insbesondere dann geeignet angepasst werden, wenn z.B. eine .NET-Datei als Base64 codierte Zeichenkette in der **JSON-Prognosedatei** enthalten ist.
Timeout Select	Nach dem Empfang jedes einzelnen Datenpakets wartet ATPDesigner die eingestellte Zeit auf den Empfang eines weiteren Datenpaketes. Der Timeout wird nach dem Empfang eines Datenpaketes neu gestartet. Wird kein weiteres Datenpaket vor Ablauf des Timeouts empfangen, so beendet ATPDesigner den Empfang der Datei.
Speichergröße recv	Speichergröße des Zwischenspeichers

	Die Datenübertragung von einem Client zu ATPDesigner als Server erfolgt i.a. Regel in mehreren Datenpaketen. Die Speichergröße legt die maximale Speichergröße für ein einzelnes Datenpaket fest.

5.1.5.1 Webserver: Start des Webservers

Der Webserver kann wie folgt gestartet werden.

- Hauptmenü **Tools**
- Menüpunkt **Webserver**, **Webserver EIN/AUS**

mit dem Toolbar-Button

Konnte der Webserver erfolgreich gestartet werden, so werden die nachfolgend dargestellten Meldungen im **Meldungsfenster** ausgegeben.

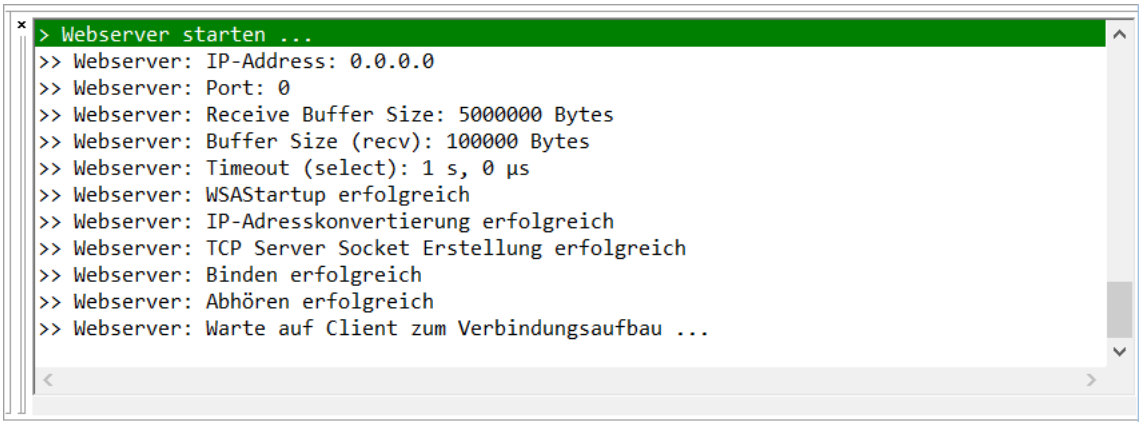


Abbildung 7: Webserver – Meldung des erfolgreichen Startes

Konnte der Webserver nicht gestartet werden, weil z.B. die IP-Adresse des Webservers im Einstelldialog nicht korrekt ist, so werden die nachfolgend dargestellten Meldungen im **Meldungsfenster** ausgegeben.

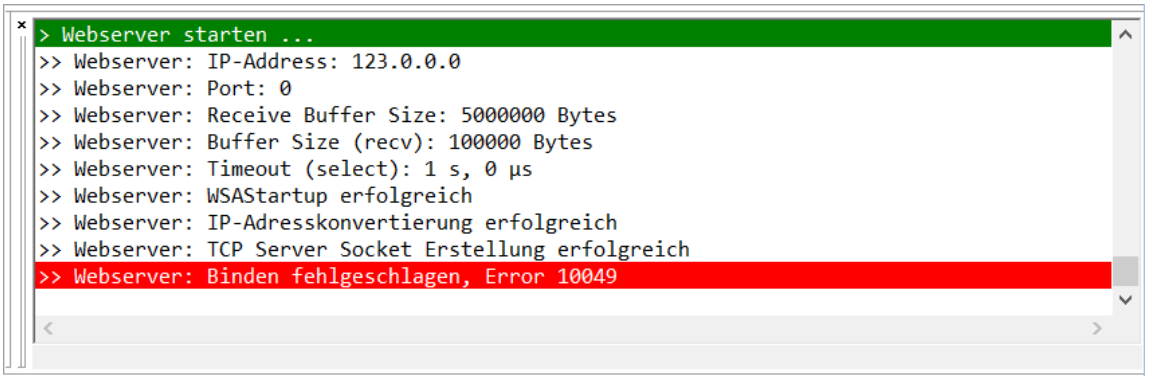


Abbildung 8: Webserver – Meldung falls kein Start des Webservers möglich

Wird ein erfolgreich gestarteter Webserver deaktiviert, so werden die nachfolgend dargestellten Meldungen im **Meldungsfenster** ausgegeben.

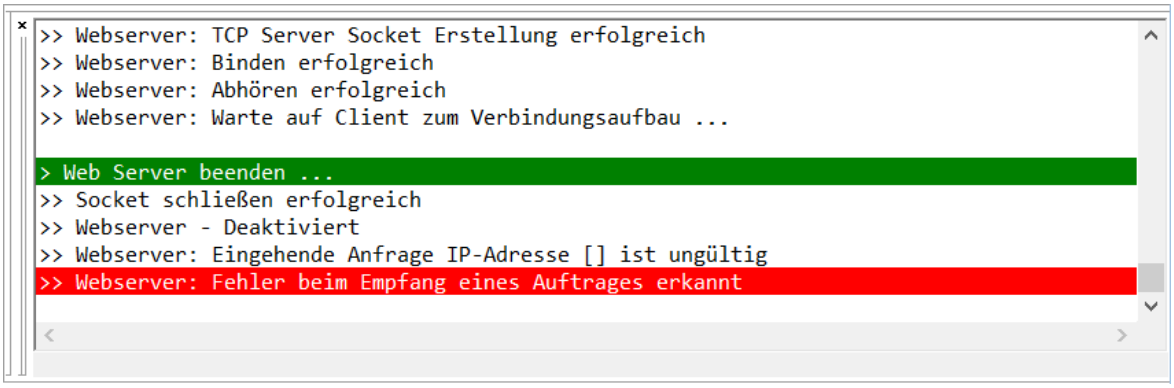


Abbildung 9: Webserver - Meldung der Deaktivierung

5.1.6 Zugangsschutz mit einem *Anwender PIN*

ATPDesigner bietet die Möglichkeit, die Bedienung durch einen Anwender PIN und ein anwenderspezifisches Timeout zu sperren.

Einstellwert	Bedeutung
Anwender PIN Text	Text des PIN Es sind maximal 250 Zeichen aus dem folgenden Zeichenvorrat erlaubt: **0123456789** **ABCDEFGHIJKLMNOPQRSTUVWXYZ** **abcdefghijklmnopqrstuvwxyz** **!§$&/()=?[]{}ßöäü;,:._-+*#'@\%**
Anwender PIN sichtbar	Der Text kann lesbar angezeigt werden.
Anwender PIN Timeout	Nach Ablauf des Timeouts wird ATPDesigner für weitere Bedienhandlungen gesperrt. Es muss dann der **Anwender PIN Text** eingegeben werden.

Ist der Timeout abgelaufen, so wird die Netzgrafik hellgrau eingefärbt und ein Eingabedialog für den **Anwender PIN** angezeigt. Durch Eingabe des Anwender PIN wird die Netzgrafik neu gezeichnet und ATPDesigner kann weiter bedient werden.

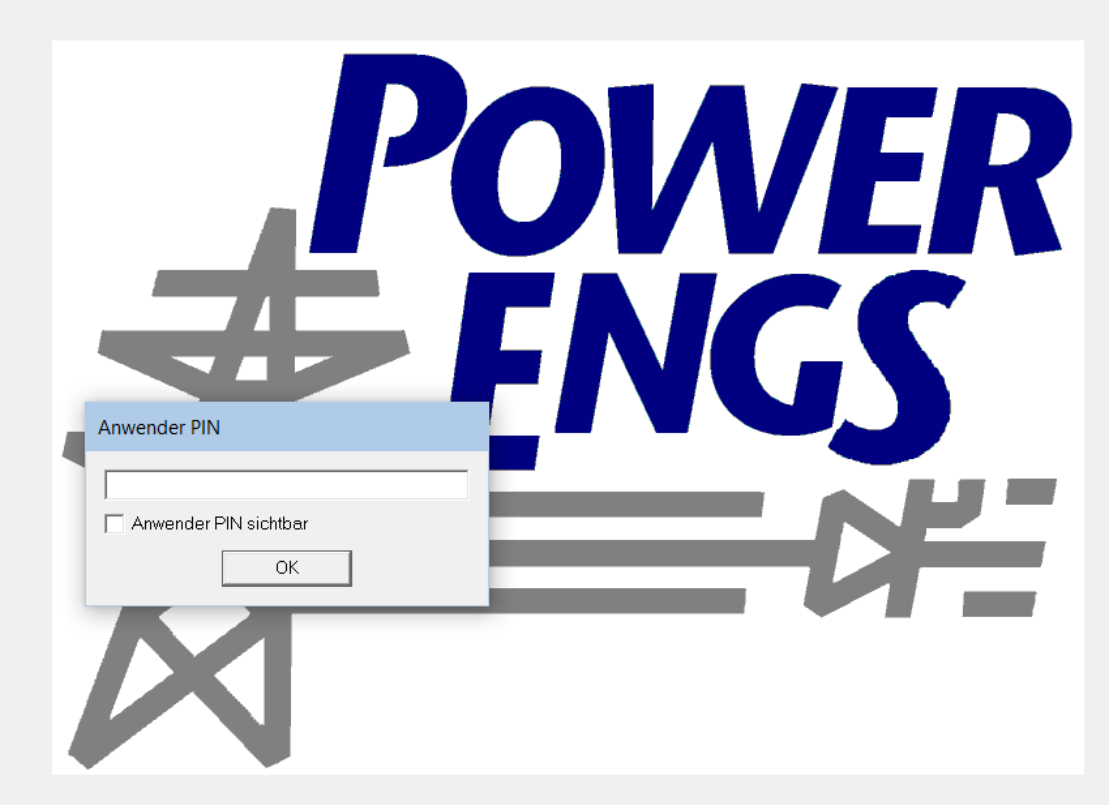
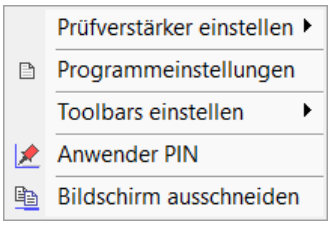


Abbildung 10: Anwender PIN – Sperrbildschirm nach Ablauf des Timeouts

5.1.6.1 Zugangsschutz - Tastenkürzel Strg + linke Window-Taste

Der Zugangsschutz kann mit dem Tastenkürzel **Strg + linke Windows-Taste** oder über folgenden Menüpunkt aktiviert werden:

- Hauptmenü **Tools**
- Menüpunkt **Anwender PIN**



5.1.7 Einlesen, Verarbeiten und Speichern der Einstellungen der .INI-Datei

ATPDesigner liest während des Programmstartes die Einstellwert aus der .INI-Datei ein und speichert diese intern. Durch das Öffnen des Einstelldialoges Programmeinstellungen im Hauptmenü **Tools** können die meisten Einstellwerte verändert werden. Das Speichern der Einstellwerte erfolgt automatisch beim Beenden von ATPDesigner. Die Einstellwerte können vom Anwender manuell nicht gespeichert werden.

- Hauptmenü **Tools**
- Menüpunkt **Programmeinstellungen**

5.1.8 Einlesen einer inkompatiblen oder defekten .INI-Datei

Erkennt ATPDesigner eine inkompatible **.INI-Datei** z.B. anhand der Versionsnummer **VersionIniFile**, so wird die .INI-Datei nicht eingelesen. ATPDesigner verwendet automatisch die im Programm implementierten Grundeinstellungen und schreibt diese während des Beendens des Programmes in eine neue kompatible .INI-Datei. Eine inkompatible Version der .INI-Datei wird durch eine Fehlermeldung wie nachfolgend dargestellt angezeigt.

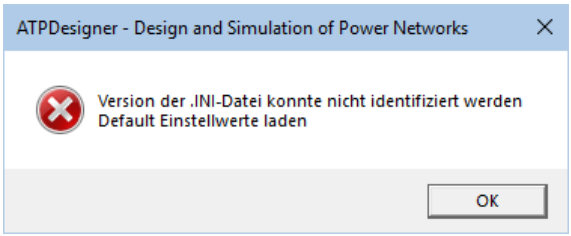


Abbildung 11: Fehlermeldung nach dem Erkennen einer inkompatiblen .INI-Datei

Die Mehrheit der Grundeinstellungswerte der .INI-Datei werden in dem Einstelldialog Programmeinstellungen nach einem **Left Mouse Button Click** auf den Button Default angezeigt und können vom Anwender geändert werden.

5.1.9 Aufbau und Inhalt der .INI-Datei

Nachfolgend wird beispielhaft Aufbau und Struktur der **.INI-Datei** der Version 3.5 vom 16.02.2023 beschrieben.

```
[ATPDesigner - Design and Simulation of Power Networks]
VersionIniFile=Version INI File 3.5 - 16.02.2023
VersionATPDesigner=Version 4.01.88 - 31.03.2023
AtpDesignerFolder=C:\Users\Michael Igel\Desktop\Test
AtpDataFolder=C:\ATPDesigner\Data
CmEngineDllFolder=C:\
AtpFolder=C:\ATPDesigner\AtpSystem
AtpLoadProfilesFolder=C:\ATPDesigner\Exe\LoadProfiles
AtpLicenseFileFolder=C:\ATPDesigner\Exe\
AtpTempFolder=C:\Users\MICHAE~1\AppData\Local\Temp\
AtpBrowserFolder=C:\ATPDesigner\Data
AtpExeFilename=TPGIGI64.EXE
GraphicViewerFilename=C:\ATPDesigner\AtpSystem\PLOTXY.EXE
TxtEditorFilename=NOTEPAD.EXE
TxtEditorFolder=C:\WINDOWS
AutoLoadNetFileEnabled=1
ComtradeViewerEnabled=0
WindSynFilename=C:\ATPDesigner\AtpSystem\WINDSYN.EXE
WTrafo2Filename=C:\ATPDesigner\AtpSystem\WTRAFOS2.EXE
WTrafo3Filename=C:\ATPDesigner\AtpSystem\WTRAFOS3.EXE
ElineQFilename=C:\ATPDesigner\AtpSystem\ELINEQ.EXE
MenuStyle=2
TaskPriority=1
UpdateCheck=0
AnimatedCursorSimulation=-1
AnimatedCursorFileHandling=-1
DiagramFrameColor=15790320
DiagramBkColor=16777215
```

```
DiagramCursorLDownColor=255
DiagramCursorRDownColor=8421504
DiagramAxisColor=0
DiagramPenThickness=2
DiagramAxisPenThickness=1
DiagramCursorPenThickness=2
DiagramDecimalPointStatusBar=2
DiagramDFTWindow=1 Cycle
DiagramDFTFrequency=50.000000
NetworkGridEnabled=1
NetworkGridDx=4
NetworkGridDy=4
NetworkGridOffsetX=0
NetworkGridOffsetY=0
NetworkGridColor=8421504
CopyToClipBoardOpMode=2
CopyToClipBoardCellSeparation=,
MaxNoUndoSteps=5
TooltipFontSize=-27
TooltipFont=Consolas
TooltipFontColor=0
TooltipFontBkColor=15204351
ToolbarFontSize=-27
ToolbarFont=Calibri Light
ToolbarFontColor=0
ToolbarFontBkColor=15204351
HelpFile=1
TabbedMDI=1
ControlBar=1
UTCDT=1.000000
COLMAIN=16777215
COLPROT=16777215
COLATP=16777215
COLKI=16777215
åÿÿÿ            ,      ——————————————————————————1Consolas
åÿÿÿ            ,      ——————————————————————————1Consolas
åÿÿÿ            ,      ——————————————————————————1Consolas
ïÿÿÿ            ,         Consolas
ïÿÿÿ            ,         Consolas




åÿÿÿ            ,      ——————————————————————————"Calibri Light
EquationNumber=0


[EquationData]
```

5.1.9.1 Automatische Konvertierung nach COMTRADE

Die Diagrammdatei, welche die Daten zum Aufbau der Diagramme beinhaltet, wird automatisch in eine Datei des Formates **COMTRADE** [25] konvertiert, bevor ein Diagramm erzeugt wird.

5.1.9.2 Registerkarten

Zwischen den Anzeigefenstern der Netzgrafik können im unteren Rand des Hauptfensters von ATPDesigner angeordnete Registerkarten umgeschaltet werden.

5.1.9.3 Letzte .NET-Datei automatisch laden

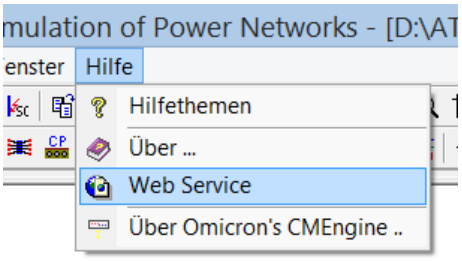
Ist diese Option aktiviert, wird beim Beenden von ATPDesigner Verzeichnis und Dateiname der .NET- Datei der obersten sichtbaren Netzgrafik (**Top Most View**) gespeichert und beim nächsten Programmstart automatisch geladen und angezeigt.

5.1.9.4 Updates prüfen

Wenn diese Option aktiv ist, überprüft ATPDesigner bei jedem Programmstart, ob eine neue Version auf dem Update-Server zum Download zur Verfügung steht.

Ist die Option **Updates prüfen** aktiv, so kann in Netzwerken, in denen z.B. Proxy-Server eingesetzt werden, der Verbindungsaufbau zum Update-Server erfolglos sein. Dieser erfolglose Verbindungsaufbau kann u.U. mehrere Minuten andauern, bevor er abgebrochen und eine entsprechende Fehlermeldung angezeigt wird. In diesem Fall empfiehlt es sich, die Option zu deaktivieren.

Die Überprüfung, ob neue Updates zur Verfügung stehen, kann wie im Bild gezeigt, auch manuell erfolgen.



5.1.9.5 Task Priorität

Das Netzberechnungsprogramm **ATP** wird von der grafischen Benutzeroberfläche ATPDesigner als Hintergrund-Job gestartet. Dabei können vom Anwender unter-schiedliche Verfahren gewählt werden. Grundsätzlich sollte, während der Arbeitsphase des **ATP** jegliche Bedienhandlungen in ATPDesigner vermieden werden.

Einstellwert	Bedeutung
High **Normal**	Das ATP wird als Task (Thread) im Hintergrund gestartet. Solange die Task aktiv ist, kann ATPDesigner nicht bedient werden. Die Task wird in der Taskbar des Betriebssystems als Icon angezeigt. Die Anzeige des Icons kann im Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz**, Registerkarte **Einstellungen ATP**, Einstellwert **CreateProcess Fenster** aktiviert oder deaktiviert werden. Aus Laufzeitgründen wird die Deaktivierung der Anzeige des Taskbar Symbols für das ATP empfohlen.
Dos-Box	ATPDesigner erzeugt einen .BAT-Job (.CMD-Job), speichert diesen auf dem Massenspeicher ab und startet ihn als Konsole-Anwendung im Kommandoprozessor. Der .BAT-Job wird automatisch nach Beendigung geschlossen.

Dos-Box Pause	ATPDesigner erzeugt einen .BAT-Job (.CMD-Job), speichert diesen auf dem Massenspeicher ab und startet ihn als Konsole-Anwendung im Kommandoprozessor. Der .BAT-Job wird automatisch nach Beendigung nicht geschlossen, sondern von einem PAUSE-Kommando angehalten. Der Anwender kann nun ggfs. angezeigte Ausgaben des ATP prüfen. Diese Option kann genutzt werden, um beim Start des ATP auftretende Fehler näher zu analysieren.

5.1.9.5.1 Inhalt der Batch-Datei (.BAT-Datei oder .CMD-Datei)

Nachfolgend der Inhalt der Batch-Datei (.BAT-Datei oder .CMD-Datei), der von ATPDesigner automatisch angelegt wird.

⇨ Eine Batch-Datei (auch .bat-Datei genannt) ist eine Textdatei, die Befehle enthält, die von der Windows-Eingabeaufforderung (cmd.exe) ausgeführt werden.

```
ECHO ON
SET GNUDIR=C:\ATPDesigner\AtpSystem\
%GNUDIR%tpbig.exe DISK C:\ATPDesigner\Data\Network.atp
C:\ATPDesigner\Data\Network.lst -R
PAUSE
DEL dum*.bin
DEL *.tmp
```

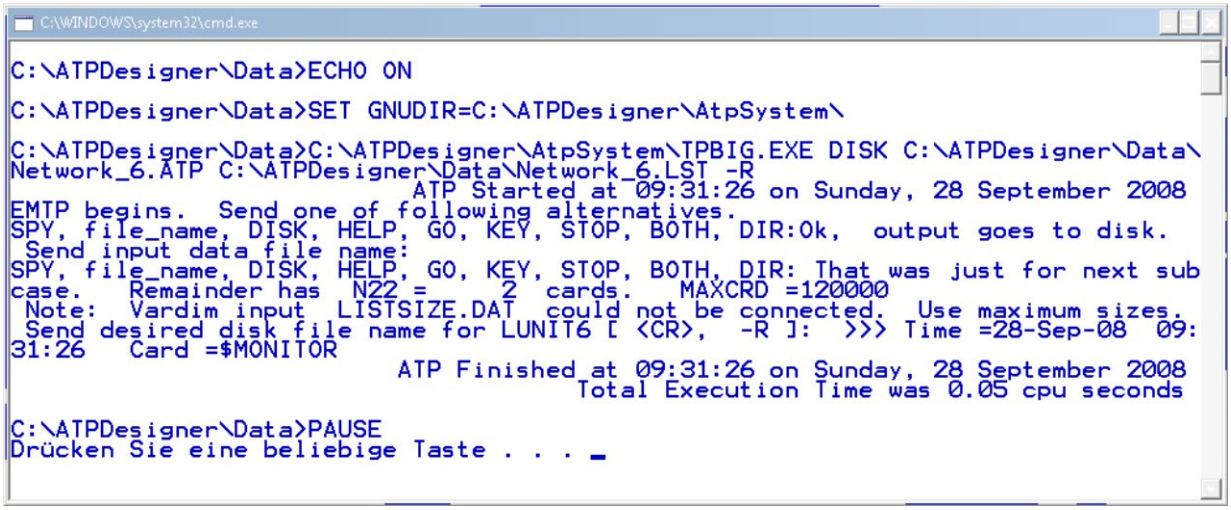


Abbildung 12: Ausgabe von Meldungen des ATP in der Konsole-Anwendung

5.1.10 Überprüfung der Verzeichnisse der Programmeinstellungen

Die Verzeichnisse, die im Einstelldialog **Programmeinstellungen** in der Tabelle enthalten sind, werden unmittelbar nach dem Programmstart überprüft. Das Ergebnis der Überprüfung wird im **Meldungsfenster** ausgegeben.

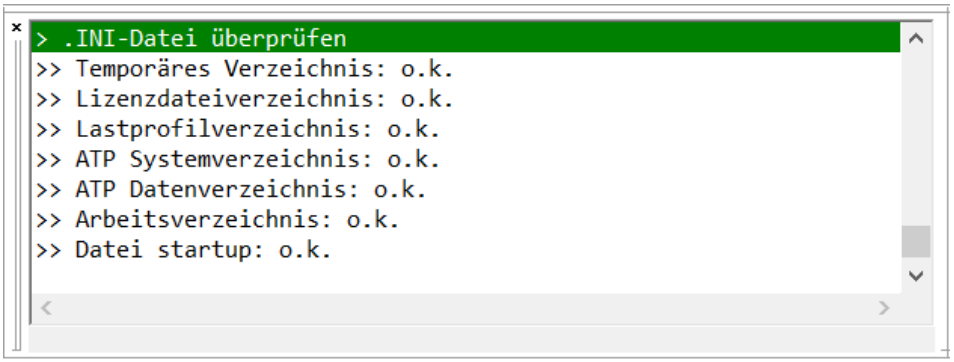


Abbildung 13: Überprüfung der Verzeichnisse des Einstelldialogs *Programmeinstellungen*

5.1.11 ATPDesigner mit integriertem Webserver

ATPDesigner stellt einen integrierten **Webserver** zur Verfügung, um z.B. Netzberechnungen durch eine IP-basierte Kommunikation ausführen zu können.

„*Ein Webserver ist eine Einheit aus Software und Hardware, die HTTP und andere Protokolle verwendet, um auf Kundenanfragen zu antworten, die über das Internet eingehen.*“ (Quelle: www.computerweekly.com)

ATPDesigner verwendet eine IP-basierte Kommunikation, derzeit aber kein HTTP- oder HTTPS-Protokoll.

Einstellwert	Bedeutung
IP-Adresse	IP-Adresse des Netzwerkadapters
Port	zur IP-Adresse gehörende Port
Kommunikation verschlüsseln	Verschlüsselung des Datenverkehrs
Timeout	Timeout zum Deaktivieren des Webservers Der Timeout wird mit jedem eingehenden Protokoll gestartet. Nach Ablauf wird der Webserver deaktiviert.

Die IP-Adressen des Netzwerkadapters können mit eine **Left Mouse Button Click** auf die Taste IP Adresse ermittelt und im **Meldungsfenster** ausgegeben werden.

5.2 Allgemeine Eigenschaften der Einstelldialoge

ATPDesigner bietet dem Anwender die Möglichkeit, neben dem anwenderspezifischen Namen mit begrenzter Zeichenanzahl auch einen erweiterten anwenderspezifischen Text für ein Netzwerkelement einzugeben.

5.2.1 Anwenderspezifischer Name für ein Netzwerkelement

Der anwenderspezifische Name kann für ein Netzwerkelement im Eingabefeld **Name** im Einstelldialog eingegeben werden. Der anwenderspezifische Name kann maximal 256 Zeichen umfassen.

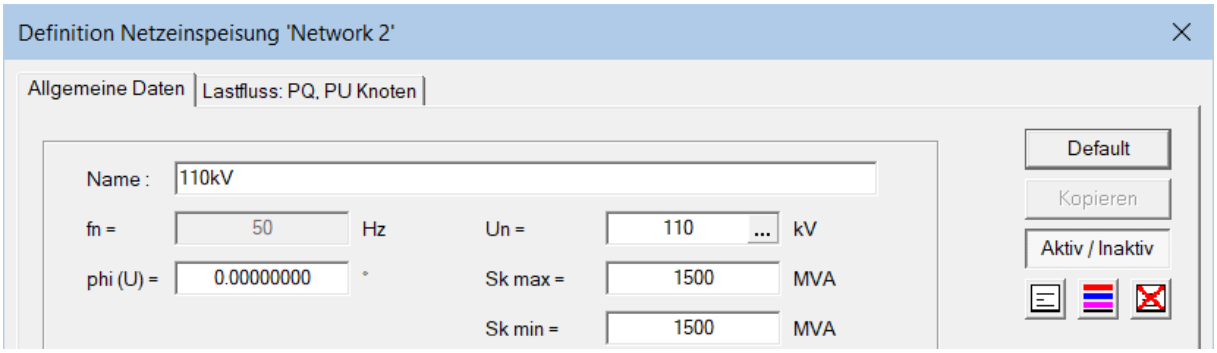


Abbildung 14: Anwenderspezifischer Name für ein Netzwerkelement

5.2.1.1 Ausgabe der anwenderspezifischen Namen in der Netzgrafik

Die anwenderspezifischen Namen der Netzwerkelemente werden in der Netzgrafik am Netzwerkelement angezeigt, wenn der Toolbar Taste durch eine **Left Mouse Button Click** eingeschaltet wird. Ist die Option ausgeschaltet, können alternative Bezeichner (Alias) für die Netzwerkelemente angezeigt werden. Damit ist eine anonymisierte Beschriftung der Netzwerkelemente in der Netzgrafik möglich.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Namen anzeigen**

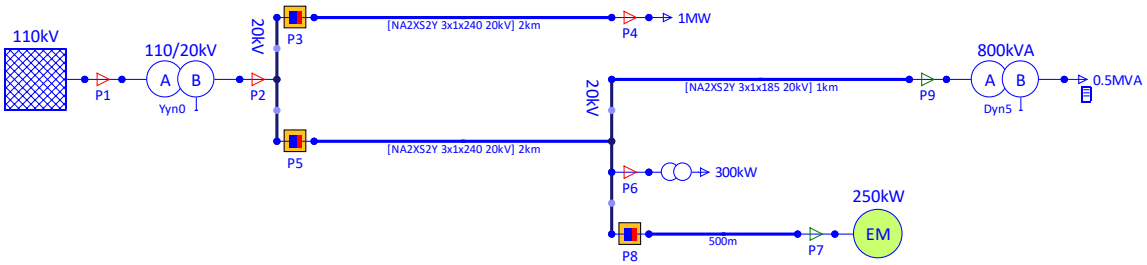


Abbildung 15: Anwenderspezifischer Namen in der Netzgrafik anzeigen

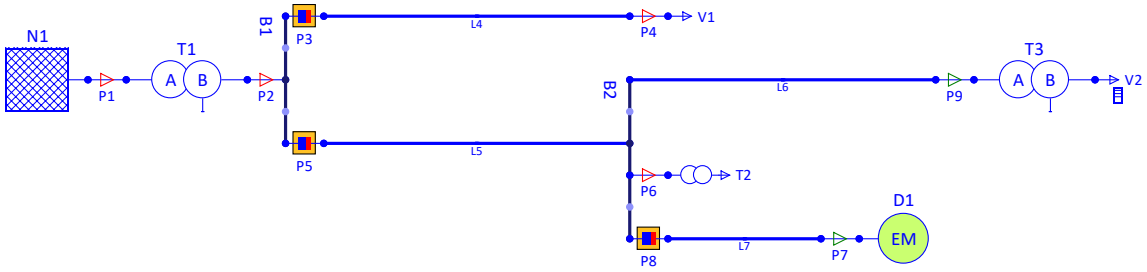


Abbildung 16: Alias-Namen in der Netzgrafik anzeigen

5.2.1.2 Ausgabe der anwenderspezifischen Namen für Leitungen

Die anwenderspezifischen Namen für **Leitungen** werden in der Netzgrafik ausgegeben, wenn

1. die Ausgabe anwenderspezifischer Namen für alle Netzwerkelemente und
2. die Ausgabe anwenderspezifischer Namen für Leitungen eingeschaltet ist.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Name für Leitungen anzeigen**

eingeschaltet ist. Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft das Nicht-Anzeigen der anwenderspezifischen Namen für Leitungen.

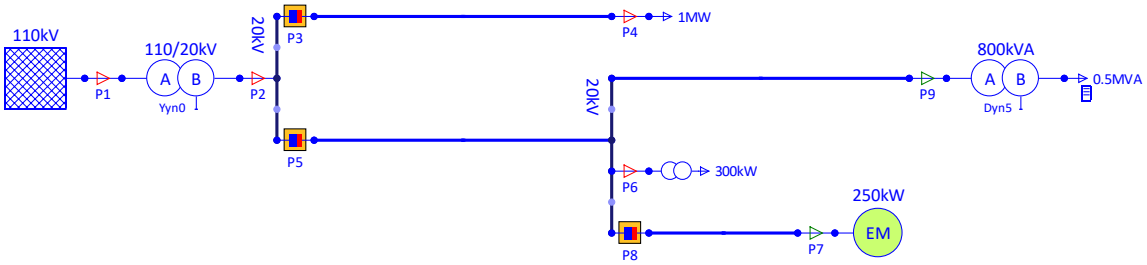


Abbildung 17: Nicht-Anzeigen der anwenderspezifischen Namen für Leitungen

5.2.1.3 Ausrichtung des anwenderspezifischen Namens

Die Ausrichtung des Namens relativ zu dem gezeichneten grafischen Abbild des Netzwerkelementes kann mit Hilfe des kontextsensitiven **Right Mouse Button Menu** für ausgewählte Netzwerkelemente verändert werden.

- Das Netzwerkelement mit einem **Left Mouse Button Click** **markieren**
- Das kontextsensitive Menü mit einem **Right Mouse Button Click** öffnen
- Falls vorhanden, den letzten Menüpunkt mit dem Namen des Netzwerkelementes **Verbraucherlast** wie nachfolgend gezeigt öffnen und einen der Menüpunkte mit einem **Left Mouse Button Click** anwählen

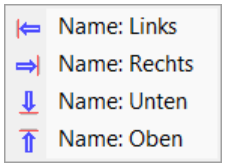


Abbildung 18: Ausrichtung des anwenderspezifischen Namens verändern

Es muss dabei beachtet werden, dass die Positionen des Namens **Links**, **Rechts**, **Unten** und **Oben** sich in der Netzgrafik relativ zur Zeichenorientierung des grafischen Abbildes des Netzwerkelementes ergeben.

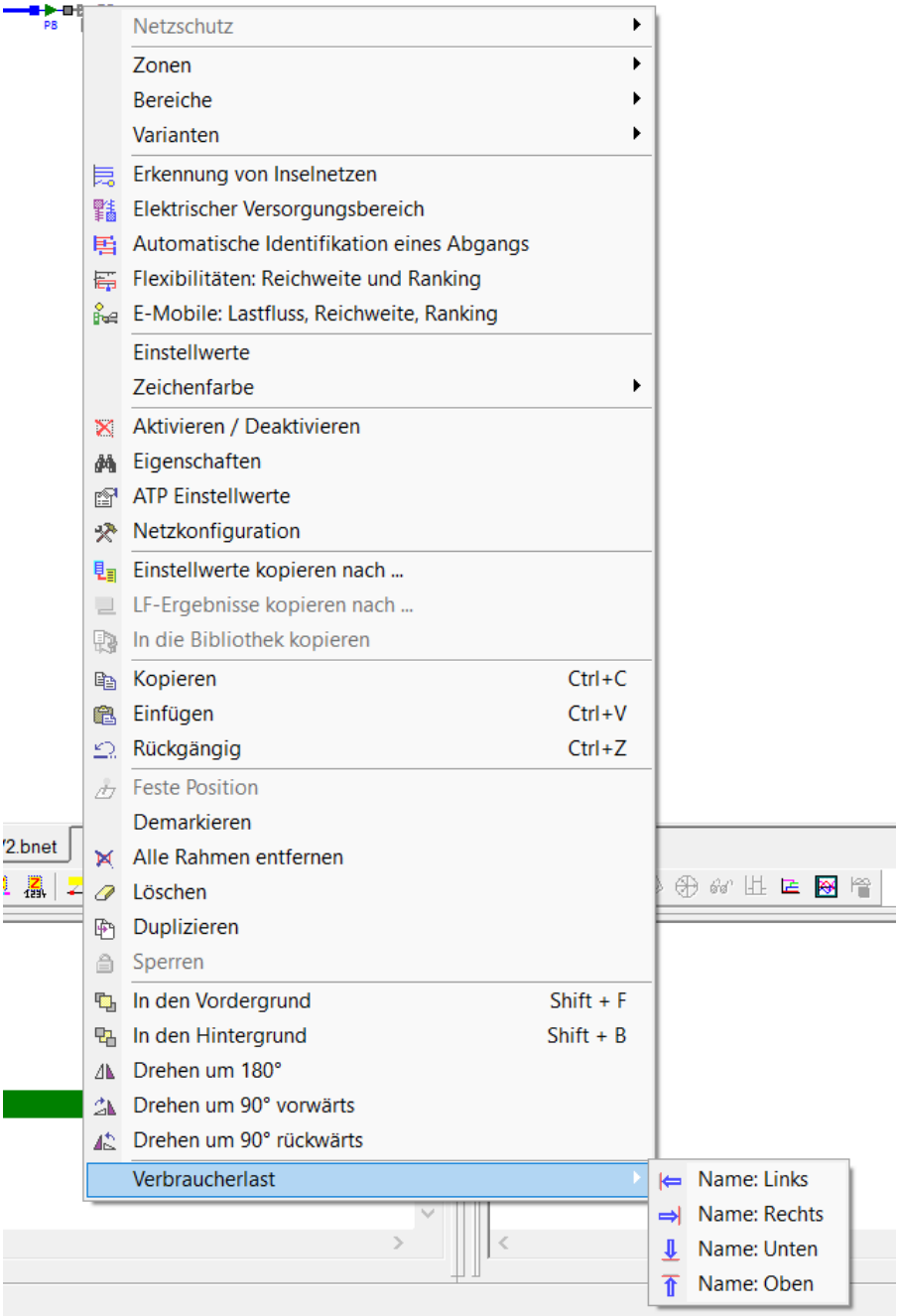


Abbildung 19: Position des Namens für eine *Verbraucherlast* ändern

Die Ausrichtung der anwenderspezifischen Namen kann ggfs. auch mit Hilfe des **Mouse Wheel** erfolgen.

1. Netzwerkelement mit einem **Left Mouse Button Click** markieren
2. Position des anwenderspezifischen Namens des Netzobjektes durch Drehen des Mausrades, d.h. am **Mouse Wheel** verändern.

5.2.1.4 Anzeige von Kurzinformationen in einem Tooltip

Ist die Ausgabe der anwenderspezifischen Namen in der Netzgrafik ausgeschaltet, so wird eine Kurzinformation in einem Tooltip angezeigt, wenn der Mauscursor über dem Netzwerkelement positioniert wird.

⇨ Die Ausgabe der Kurzinformation erfolgt nur dann, wenn die Ausgabe der anwenderspezifischen Texte ausgeschaltet ist.

5.2.2 Anwenderspezifischer Text für ein Netzwerkelement

Anwender können zusätzliche zum anwenderspezifischen Namen einen anwenderspezifischen Text für ein Netzwerkelement eingeben. Der Eingabedialog kann mit Hilfe des Buttons im Einstelldialog oder durch einen **Left Mouse Button Double Click** auf das Eingabefeld **Name** geöffnet werden.

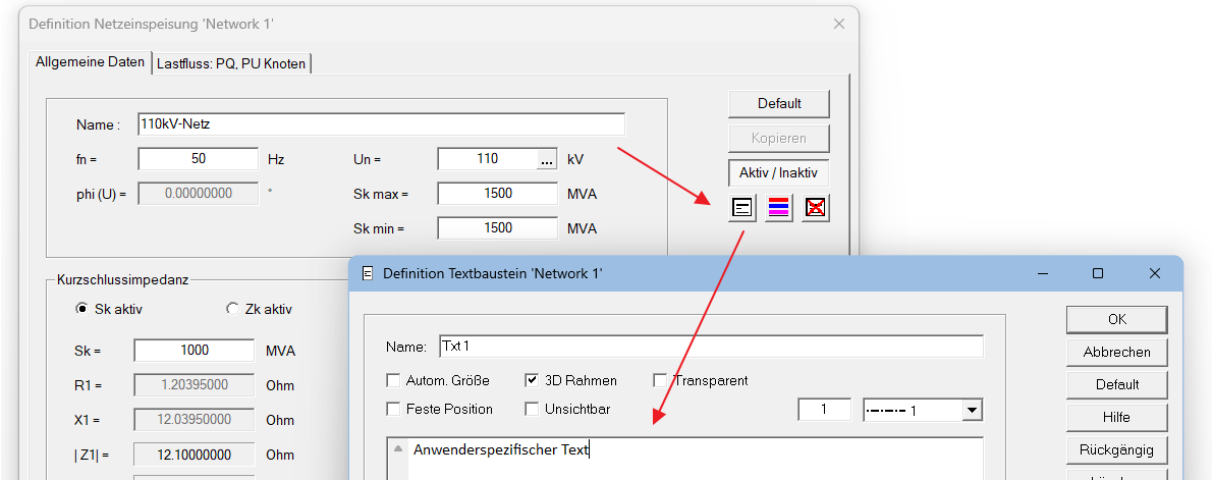


Abbildung 20: Eingabe eines anwenderspezifischen Textes

Der Eingabedialog entspricht dem Standardelement **Textbaustein**. Es kann ein Text eingegeben, Schriftart, Schriftfarbe, etc. verändert werden. Der anwenderspezifische Text wird in der **.NET-Datei** gespeichert.

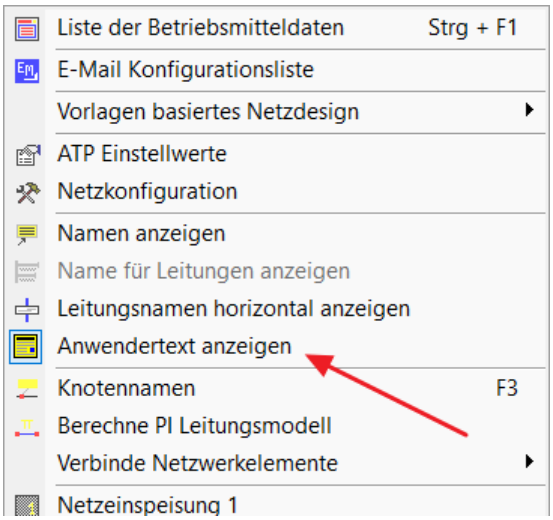
5.2.2.1 Anwenderspezifischer Text löschen

Der anwenderspezifische Text eines Netzwerkelementes kann durch einen **Left Mouse Button Click** auf den Button gelöscht werden.

5.2.2.2 Anwenderspezifischen Text in einem Tooltip anzeigen

Der anwenderspezifische Text kann in einem Tooltip in der Netzgrafik angezeigt werden, wenn der Mauscursor über dem Netzwerkelement positioniert ist und die Option zum Anzeigen des anwenderspezifischen Textes aktiviert ist.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Anwendertext anzeigen**



- In der **Netzwerk Design Toolbar** der Button

Die Anzeige erfolgt in einem mehrzeiligen Tooltip an der Position des Mauscursor.

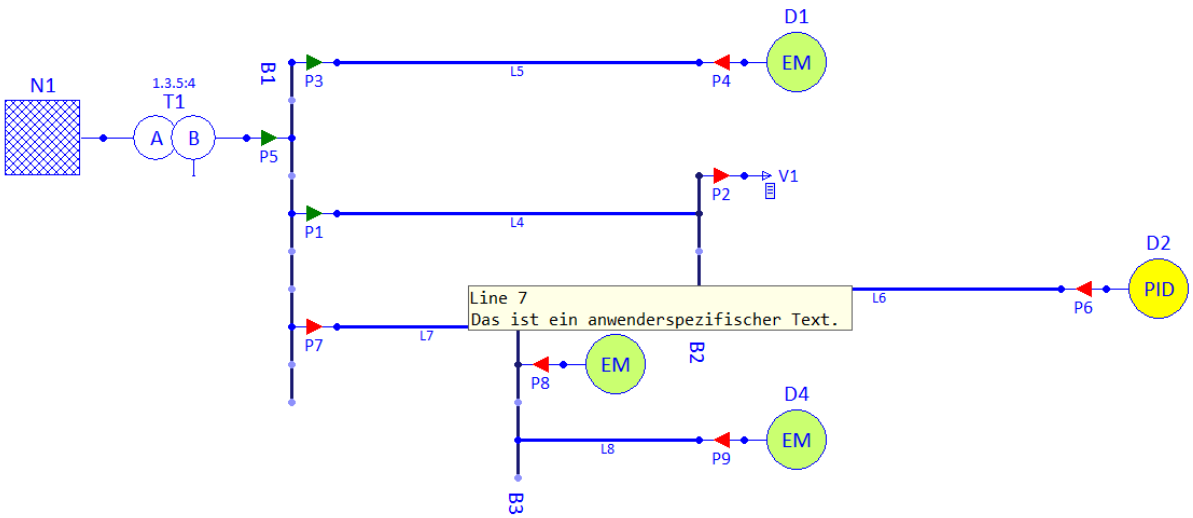


Abbildung 21: Anzeige des anwenderspezifischen Textes in einem Tooltip

Die Eingabe des anwenderspezifischen Textes erfolgt für alle Netzwerkelemente gleich mit dem Button im Einstelldialog.

1. Öffnen des Einstelldialogs des Netzwerkelementes
2. Öffnen des Einstelldialogs für die Eingabe des anwenderspezifischen Textes mit dem Button
3. Eingabe des anwenderspezifischen Textes
4. Speicherung des anwenderspezifischen Textes mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Button **OK**

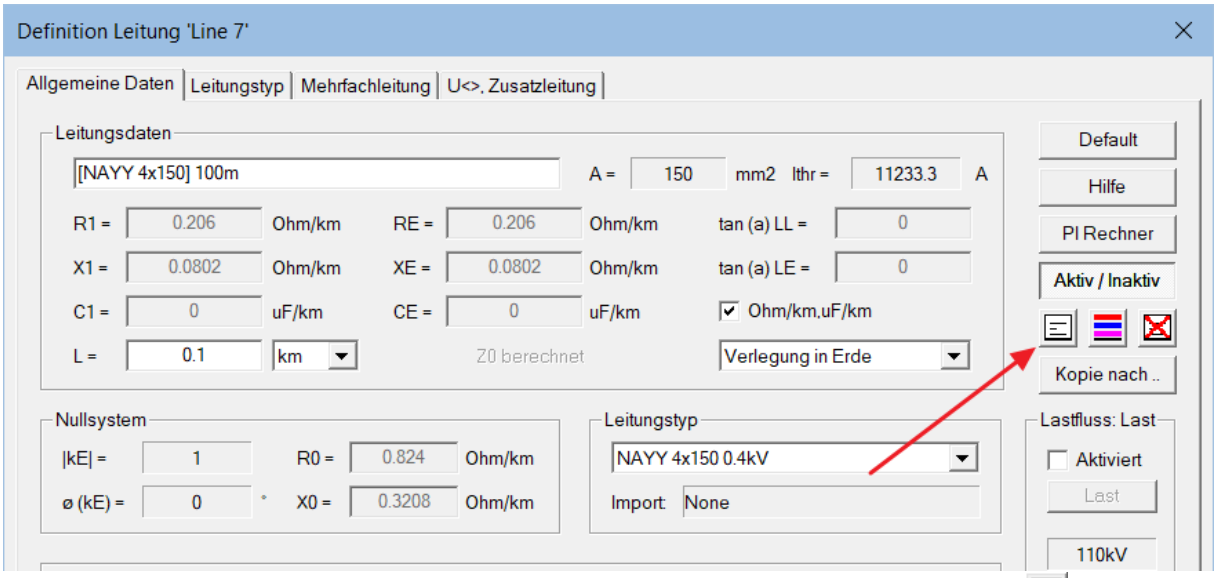


Abbildung 22: Öffnen des Einstelldialogs für den anwenderspezifischen Text mit

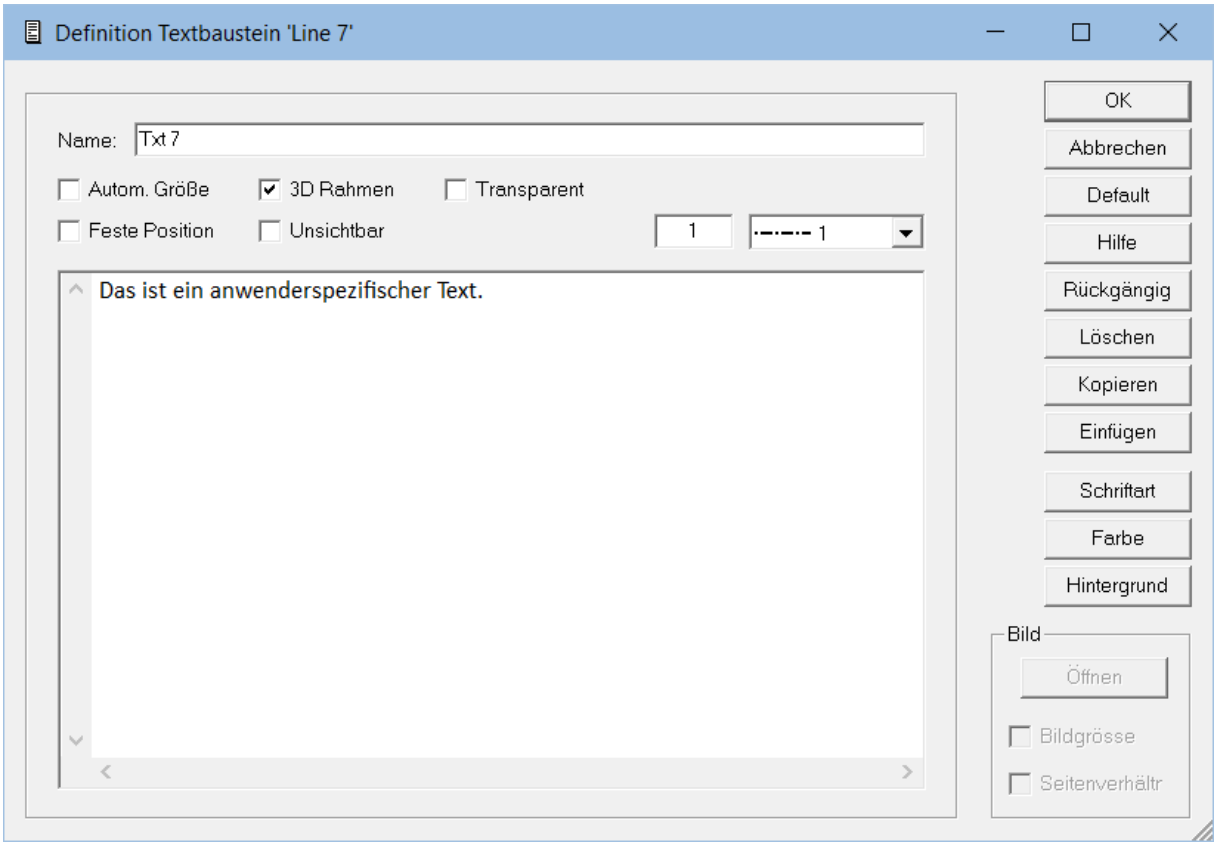


Abbildung 23: Eingabe des anwenderspezifischen Textes im Einstelldialog *Textbaustein*

Der anwenderspezifische Text wird in der .NET-Datei gespeichert. Als Einstelldialog wird der Einstelldialog des Netzwerkelementes **Textbaustein** verwendet.

5.2.3 Anwenderspezifische Zeichenfarbe für ein Netzwerkelement

Für jedes Netzwerkelement kann im Einstelldialog eine anwenderspezifische Zeichenfarbe eingestellt werden.

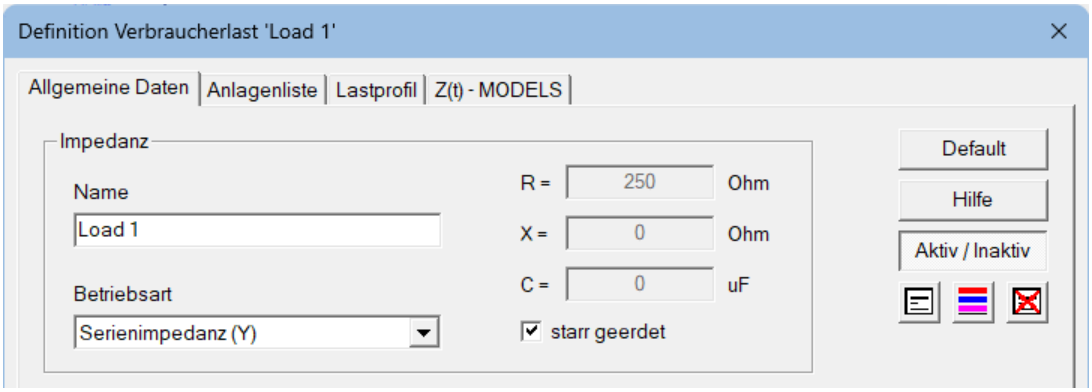


Abbildung 24: Anwenderspezifische Zeichenfarbe im Einstelldialog

5.2.4 Anonymisierung - Anzeige *Alternativer Namen* (Alias) in der Netzgrafik

ATPDesigner ermöglicht es dem Anwender, eine anonymisierte Darstellung des Stromnetzes einzustellen. Dazu muss in der Gruppe **Anzeige der Namen von ..** folgende Einstellungen vorgenommen werden.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Netzkonfiguration**

- Option **Alle Netzwerkelemente** deaktivieren
- Option **Altern. Namen** aktivieren

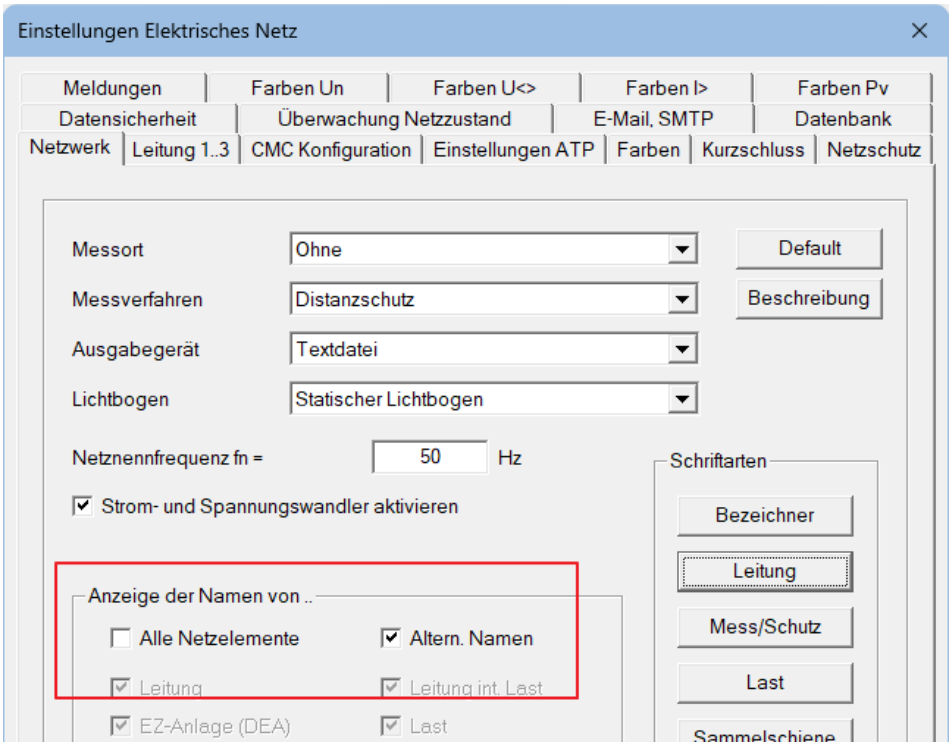


Abbildung 25: Einstellung einer anonymisierten Darstellung des Stromnetzes

ATPDesigner generiert in diesem Fall automatisch für ausgewählte Betriebsmittel einen alternativen Namen (Alias). Die anonymisierten Bezeichner sind eindeutige Bezeichner für die Netzwerkelemente.

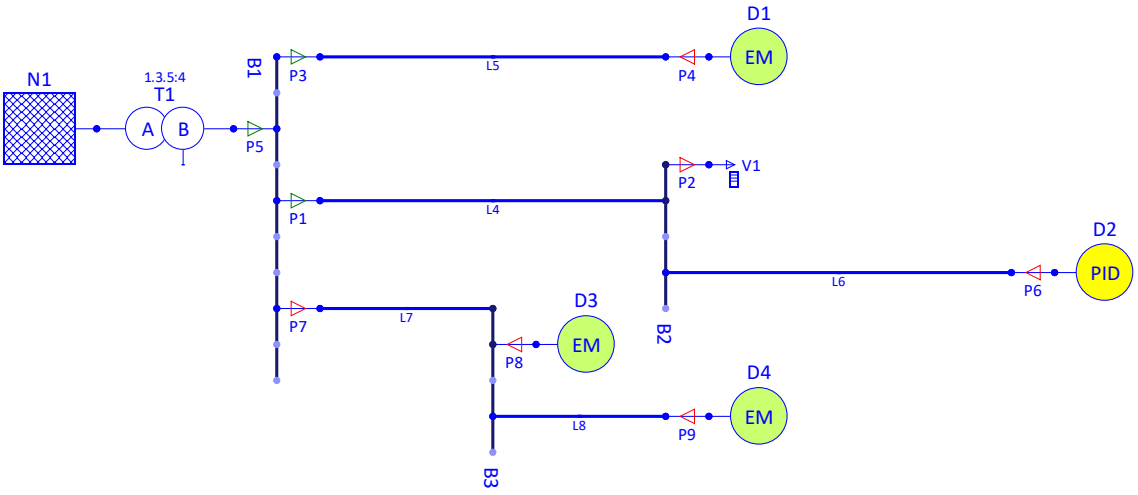


Abbildung 26: Anonymisierte Bezeichner für die Netzwerkelemente

5.3 Allgemeine Parameter *ATP Einstellwerte*

Im Einstelldialog **ATP Einstellwerte** können Einstellwerte verändert werden, die für die **Berechnung stationärer Netzzustände** und die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** mit dem Rechenkern **ATP** und den in ATPDesigner vorhandenen Methoden zur **Lastflussberechnung** von Bedeutung sind, aber keinem Netzwerkelement oder der allgemeinen, netzspezifischen Einstellung des Stromnetzes zugeordnet werden können.

Der Einstelldialog kann wie folgt erläutert oder mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Button geöffnet werden.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **ATP Einstellwerte**

Die allgemeinen, netzspezifischen Einstellungen werden im Einstelldialog Einstellungen Elektrisches Netz vorgenommen.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Netzkonfiguration**

Der Einstelldialog kann auch in vielen Baumstrukturen wie z.B. **Projektinformationen** in der Registerkarte **Netzwerk** mit einem **Left Mouse Button Double Click** auf den Eintrag **Netzkonfiguration** geöffnet werden.

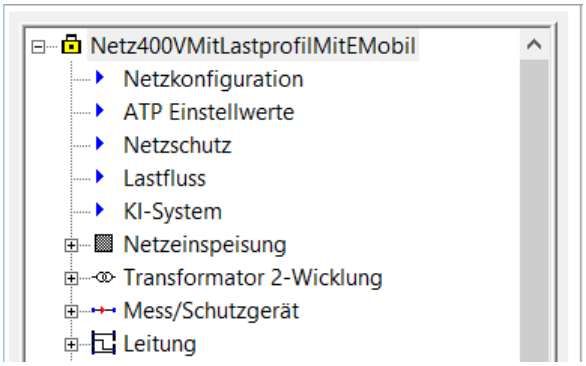


Abbildung 27: Öffnen von *ATP Einstellwerte* und *Netzkonfiguration* in *Projektinformationen*

5.3.1 Registerkarte *ATP Daten* - Allgemeine Einstellwerte

In dem Einstelldialog können allgemeine die Berechnungsmethoden übergreifende Einstellungen sowie Einstellungen für die **Berechnung stationärer Netzzustände** und die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** vorgenommen werden.

Einstellwert	Bedeutung für Berechnung dynamischer Netzvorgänge
Zeit	Zeitliche Länge der berechneten Signale in Vielfachen einer Netzperiode [s] = 1 / f_n [Hz]
dt	Die Ausgabeschrittweite **dt** der berechneten Abtastwerte in Millisekunden. Die Ausgabeschrittweite wird zur Speicherung der Abtastwerte von Spannungen und Strömen z.B. in der .PL4-Datei oder der COMTRADE-Datei verwendet.
Step	Divisor der eingestellten Ausgabeschrittweite **dt** zur Einstellung der internen Rechenschrittweite $\mathbf{dt_{ATP}}$. $$ATP\ interne\ Rechenschrittweite\ dt_{ATP} = \frac{dt}{Step}$$ **Beispiel** ▪ Ausgabeschrittweite **dt = 1ms**, d.h. die Abtastwerte werden mit einer Abtastfrequenz von $\mathbf{f_a}$ **= 1000Hz** ausgegeben. $$fa = \frac{1}{dt} = \frac{1}{1ms} = 1000Hz$$ ▪ ATP interne Rechenschrittweite **Step = 9** $$dt_{ATP} = \frac{dt}{Step} = \frac{1ms}{9} = 0{,}11ms$$ d.h. Spannungen, Ströme, etc. werden intern mit einer Abtastfrequenz von 9 kHz berechnet. Die Ausgabe in der Netzgrafik als Diagramm erfolgt immer mit der Ausgabeschrittweite dt. Die Einstellwerte **dt** und **Step** haben einen direkten Einfluss auf die Berechnung des Betragsspektrums.
	Anzahl der Datensatzausgabe über eine angeschlossene Sekundärprüfeinrichtung der Fa. Omicron z.B. CMC356.

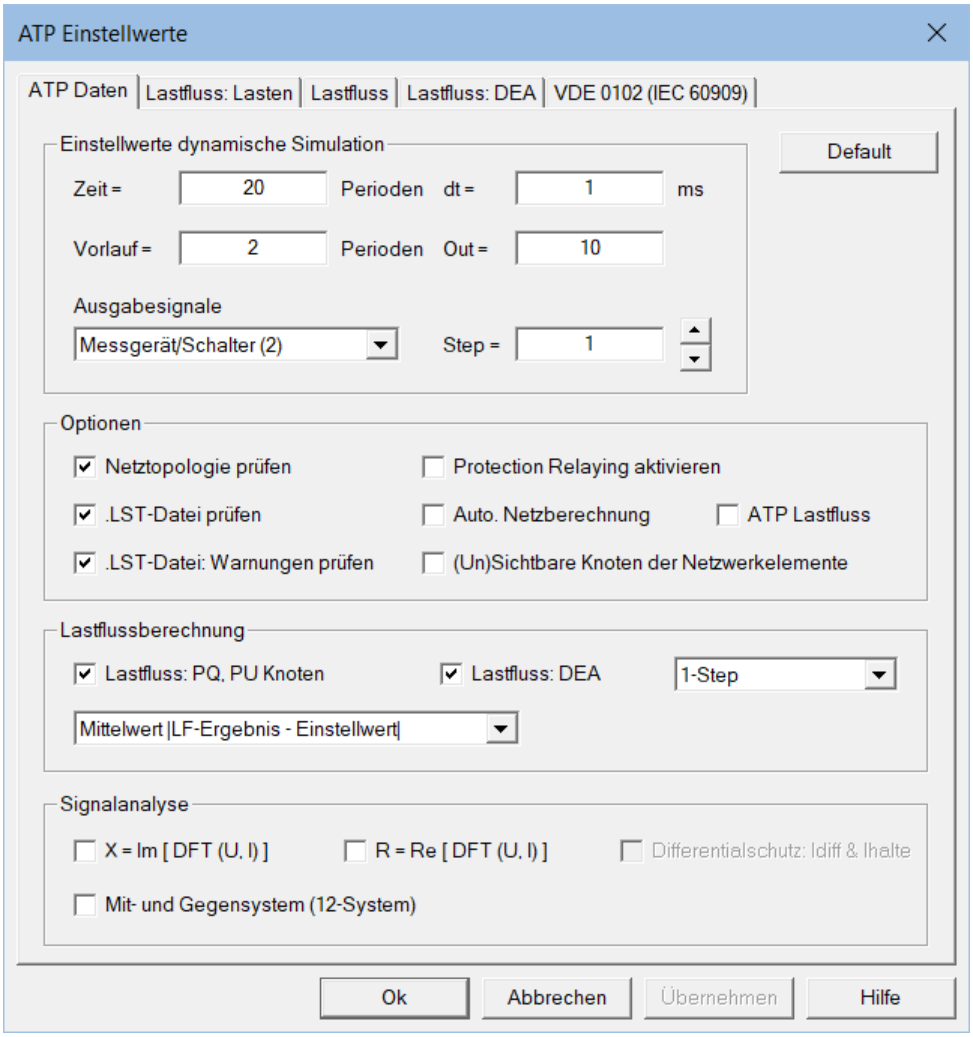


Abbildung 28: Einstelldialog *ATP Einstellwerte*, Registerkarte *ATP Daten*

Einstellwert	Bedeutung
(Un)Sichtbare Knoten der Netzwerkelemente	Die Knoten der Netzwerkelemente können alternativ unsichtbar dargestellt werden.
(Un)sichtbare Knoten der Netzwerkelemente	Mit dieser Option können die quadratischen Anschlussknoten der Netzwerkelemente unsichtbar geschaltet werden. Die internen Knoten von Doppelsammelschienen sind davon ausgenommen.

Einstellwert	Bedeutung für die Berechnung stationärer Netzzustände
Lastfluss: PQ, PU Knoten	Lastflussberechnung für PQ- und PU-Knoten aktivieren
Lastfluss: DEA	Lastflussberechnung für Energieerzeugungsanlagen (DEA) aktivieren

5.3.1.1 Gruppe *Lastflussberechnung*: *Lastfluss: PQ, PU Knoten* und *Lastfluss: DEA*

Mit Hilfe der beiden Optionen **Lastfluss: PQ, PU Knoten** und **Lastfluss: DEA** kann eine Lastflussberechnung nach dem Stromiterationsverfahren aktiviert werden, die u.a.

auch dezentrale Energieerzeugungsanlagen mit Netzstromrichtern berücksichtigt. Die Optionen Lastfluss: PQ, PU Knoten und Lastfluss: DEA werden in Kapitel 5.3.2 erläutert.

Einstellwert	Bedeutung für die Berechnung stationärer Netzzustände
Lastfluss: PQ, PU Knoten	Lastflussberechnung Lastfluss: PQ, PU Knoten
Lastfluss: DEA	Lastflussberechnung Lastfluss: DEA

5.3.1.1.1 Einstellung der Methode der Konvergenzprüfung

Darüber hinaus ist in der Gruppe **Lastflussberechnung** eine Auswahlliste enthalten, mit deren Hilfe die **ATPDesigner** spezifische Methode der Konvergenzüberprüfung der Lastflussberechnung für den Normal- und den Kurzschlussbetrieb des Stromnetzes eingestellt werden kann.

Einstellwert	Bedeutung für die Berechnung stationärer Netzzustände
Mittelwert |LF-Ergebnis - Einstellwert|	Es werden Mittelwerte der Konvergenzkriterien aller aktivierten Verbraucherlasten und aktivierten Erzeugungsanlagen (DEA) gebildet. Liegen diese Mittelwerte unterhalb der eingestellten Grenzwerte wird Konvergenz festgestellt

5.3.1.2 Einstellwerte für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge

Im Folgenden werden Einstellwerte erläutert, welche nur für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** benötigt werden. Die Einstellwerte sind u.a. in der Gruppe **Einstellwerte dynamische Simulation** enthalten.

5.3.1.2.1 Vorlauf - Fehlerfreie Vorlaufzeit in Vielfachen einer Netzperiode[1]

ATPDesigner stellt dem Anwender das Netzwerkelemente **Leitung** **Line 1..3** zur Verfügung, für die unabhängig vom **Kurzschluss** (**roter Blitz**) [Bd. 3] je Leitung ein eigner Kurzschluss definiert werden kann. Der Zeitpunkt des Kurzschlusseintritts ist nicht auf den Simulationsbeginn t = 0s bezogen, sondern auf das Ende der **Vorlaufzeit**. Damit ist gewährleistet, dass zu Beginn der Simulation immer eine definierte Anzahl Netzperioden fehlerfreier Vorlauf berechnet werden, bevor der Kurzschluss aktiv wird. Darüber hinaus ist es möglich, den Zeitpunkt des Kurzschlusseintritts im Einstelldialog z.B. durch Definition des Fehlereintrittswinkels weiter zu beeinflussen.

5.3.1.2.2 Auto. Netzberechnung[1]

Ist diese Option aktiv, so wird die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** automatisch durchgeführt.

[1] Nur für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge

5.3.1.2.3 *Ausgabesignale* - Ausgabe von Zeitsignalen in die Diagrammdatei[1]

Mit Hilfe der verschiedenen Optionen kann im Fall der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** die Anzahl der in die Diagrammdatei (**.PL4-Datei**) auszugebenden Spannungen und Ströme eingestellt werden. Die Diagrammdatei wird im Verzeichnis der .NET-Datei gespeichert.

Einstellwert	Bedeutung für Berechnung dynamischer Netzvorgänge
Messgeräte	wie **Messgerät/Schalter (2)**
Messgerät/Schalter (2)	Ausgabesignale von TACS, wichtige MODELS – Signale z.B. des Modells für dezentrale Energieerzeugungsanlagen
Messgerät/Schalter (3)	**Messgerät/Schalter (2)** + zusätzliche MODELS-Variablen
Messgerät/Schalter (4)	**Messgerät/Schalter (3)** + Short-Circuit + Fehlermeldungen der Schutzfunktionen + zusätzliche MODELS-Variablen
Messgeräte/Schalter/ Interne Knoten	**Messgerät/Schalter (4)** + allgemeine Knotennamen des elektrischen Netzwerks

5.3.1.2.4 Gruppe *Signalanalyse*[1]

Nachfolgend werden die Einstellwerte in der Gruppe **Signalanalyse** näher erläutert. ATPDesigner bietet dem Anwender die Möglichkeit, für die Netzwerkelemente **Schalter (CB) Cb1..3**, die jeweils mit einem integrierten Messort **M1..3** ausgestattet sind, aus den Leiter-Erd-Spannungen und den zugehörigen Leiterströmen den zeitlichen Verlauf der komplexen Impedanz **Z(t) = R(t) + jX(t)** zu berechnen und in der Diagrammdatei (.PL4-Datei) zu speichern. Die zeitlichen Verläufe der Impedanzen können in einem Diagramm dargestellt werden.

Darüber hinaus ist es auch möglich, die Spannungen und Ströme des **Mitsystems** (**Positive Sequence System**, **1**) und **Gegensystems** (**Negative Sequence System**, **2**) zu berechnen und ebenfalls in einem Diagramm darzustellen. Die Berechnung erfolgt mit Hilfe der Programmiersprache MODELS des ATP. Der Programmcode wird von ATPDesigner automatisch in die .ATP-Eingabedatei ausgegeben.

Einstellwert	Bedeutung für Berechnung dynamischer Netzvorgänge
X = Im [DFT (u(t), i(t))]	Reaktanz X für die Messorte M1...5 (**Cb1...5**)
R = Re [DFT (u(t), i(t))]	Resistanz R für die Messorte M1...5 (**Cb1...5**)

In Abbildung 30 sind die Signalnamen dargestellt, die automatisch von ATPDesigner verwendet werden. Die Signalnamen gelten für die Messorte **Mx** (x = 1...5).

⇨ Die hier beschriebenen Funktionen der Signalanalyse können auch im Einstelldialog **Einstellwerte Signalanalyse** [Bd. 3] eingestellt werden.

- Hauptmenü **Diagramme**
- Menüpunkt **Einstellwerte Signalanalyse**

5.3.1.2.4.1 Spannungen und Ströme in Mit-, Gegen- und Nullsystem

Spannungen und Ströme in Mit-, Gegen- und Nullsystem bezogen auf die Sekundärseite der dem Messort **Mx** zugeordneten Spannungs- und Stromwandler

Signalname	Bedeutung für Berechnung dynamischer Netzvorgänge
V0S_Mx	Nullsystemspannung $u_0(t)$
V1S_Mx	Mitsystemspannung $u_1(t)$
V2S_Mx	Gegensystemspannung $u_2(t)$
I0S_Mx	Nullsystemspannung $i_0(t)$
I1S_Mx	Mitsystemstrom $i_1(t)$
I2S_Mx	Gegensystemstrom $i_2(t)$

5.3.1.2.4.2 Spitzenwert der Spannungen und Ströme in Mit-, Gegen- und Nullsystem

Spitzenwert der Spannungen und Ströme in Mit-, Gegen- und Nullsystem bezogen auf die Sekundärseite der dem Messort **Mx** zugeordneten Spannungs- und Stromwandler

Signalname	Bedeutung für Berechnung dynamischer Netzvorgänge
V0AS_Mx	Nullsystemspannung $u_0(t)$
V1AS_Mx	Mitsystemspannung $u_1(t)$
V2AS_Mx	Gegensystemspannung $u_2(t)$
I0AS_Mx	Nullsystemspannung $i_0(t)$
I1AS_Mx	Mitsystemstrom $i_1(t)$
I2AS_Mx	Gegensystemstrom $i_2(t)$

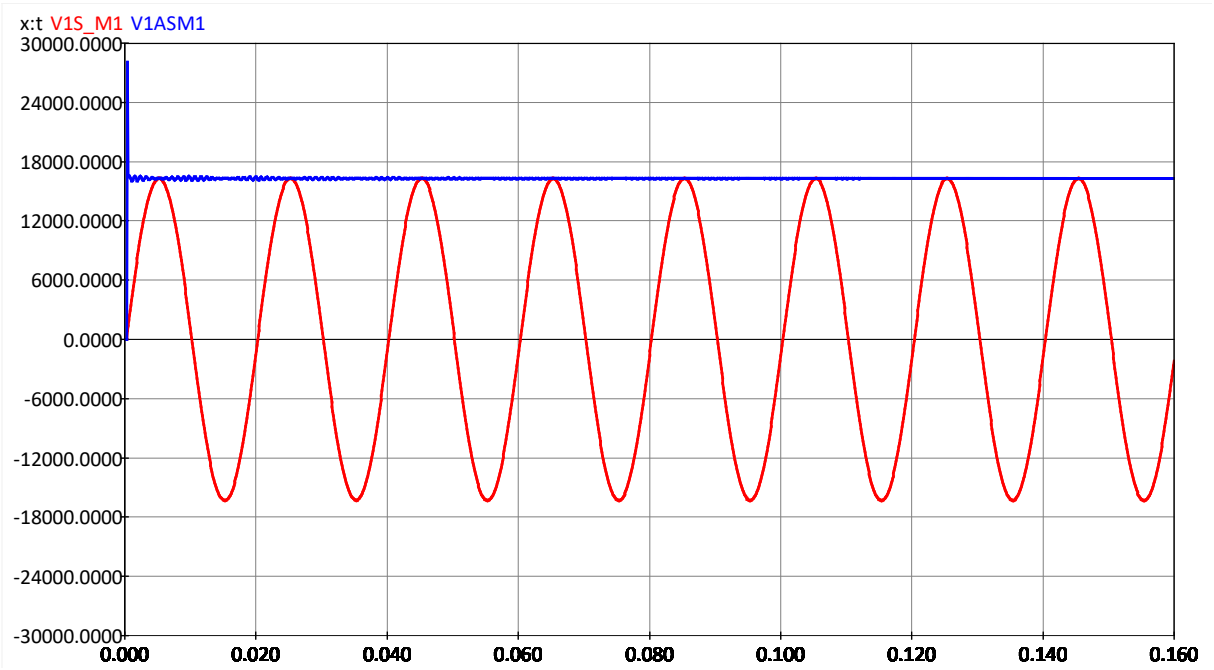


Abbildung 29: Mitsystemspannung $u_1(t)$ als Zeitfunktion *V1S_M1* und Spitzenwert *V1ASM1*

Obige Abbildung zeigt den zeitlichen Verlauf der Mitsystemspannung **V1S_M1** von Messort 1 sowie deren Spitzenwert **V1ASM1**.

5.3.1.2.4.3 Reaktanzen der Leiter-Erd-Schleifen

Reaktanzen der Leiter-Erd-Schleifen bezogen auf die Sekundärseite der dem Messort **Mx** zugeordneten Spannungs- und Stromwandler

Signalname	Bedeutung für Berechnung dynamischer Netzvorgänge
XAG_Mx	Leiter-Erd-Schleife Leiter L1 - Erde
XBG_Mx	Leiter-Erd-Schleife Leiter L2 - Erde
XCG_Mx	Leiter-Erd-Schleife Leiter L3 - Erde
XAB_Mx	Leiter-Erd-Schleife Leiter L1 – Leiter L2
XBC_Mx	Leiter-Erd-Schleife Leiter L2 – Leiter L3
XCA_Mx	Leiter-Erd-Schleife Leiter L3 – Leiter L1

5.3.1.2.4.4 Resistanzen der Leiter-Erd-Schleifen

Resistanzen der Leiter-Erd-Schleifen bezogen auf die Sekundärseite der dem Messort **Mx** zugeordneten Spannungs- und Stromwandler

Signalname	Bedeutung für Berechnung dynamischer Netzvorgänge
RAG_Mx	Leiter-Erd-Schleife Leiter L1 - Erde
RBG_Mx	Leiter-Erd-Schleife Leiter L2 - Erde
RCG_Mx	Leiter-Erd-Schleife Leiter L3 - Erde
RAB_Mx	Leiter-Erd-Schleife Leiter L1 – Leiter L2
RBC_Mx	Leiter-Erd-Schleife Leiter L2 – Leiter L3
RCA_Mx	Leiter-Erd-Schleife Leiter L3 – Leiter L1

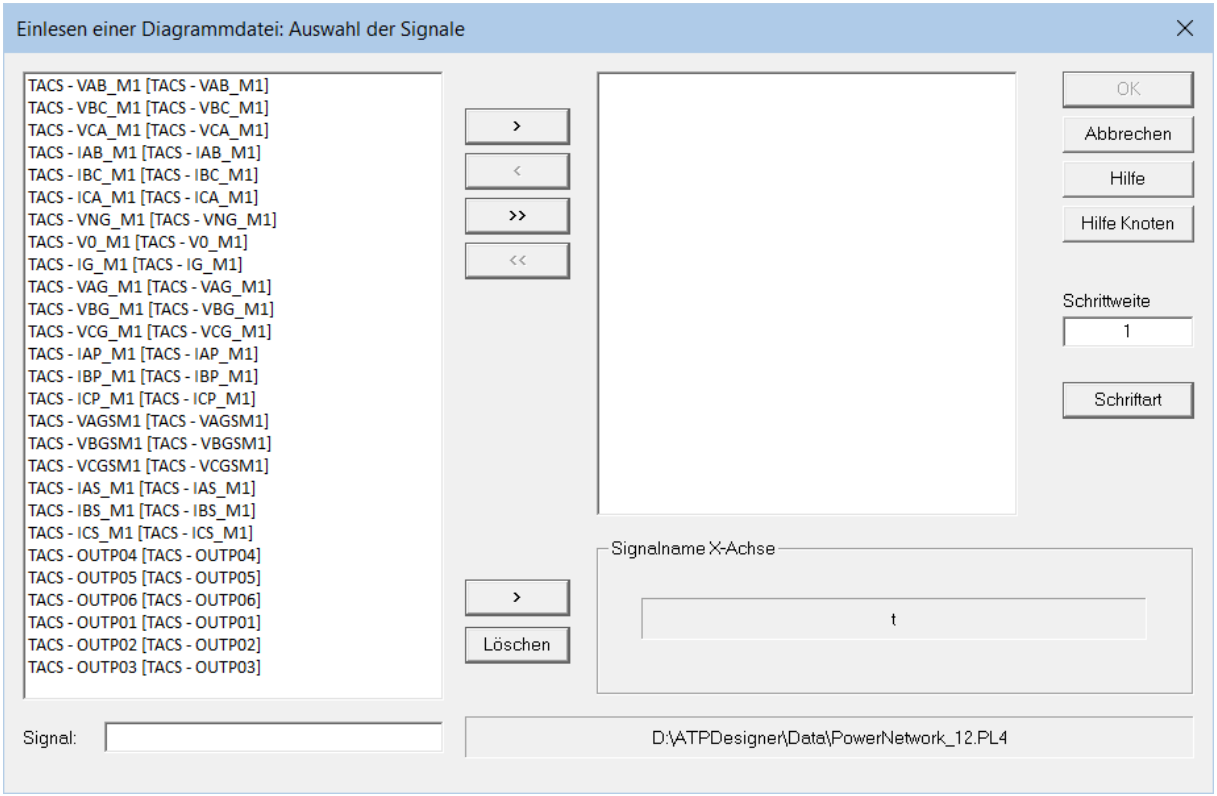


Abbildung 30: Berechnete Signale bei aktivierter Option *Signal Analysis*

Die Berechnung der Leiter-Erd-Impedanzen $\underline{Z}_{LE}$ erfolgt unter Berücksichtigung des Erdstromkompensationsfaktors $\underline{k}_E$ zur Kompensation der Erdimpedanz $\underline{Z}_E$:

$$\underline{Z}_{LE} = \frac{\underline{U}_{LE}}{\underline{I}_{LE} + \underline{k}_E \cdot \underline{I}_E} \quad \text{mit} \quad \underline{k}_E = \frac{\underline{Z}_E}{\underline{Z}_1} = \frac{\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1}{3 \cdot \underline{Z}_1} \quad \text{und} \quad \underline{Z}_E = \frac{\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1}{3}$$

Und dem Summenstrom $\underline{I}_E$

$$\underline{I}_E = \underline{I}_{L1} + \underline{I}_{L2} + \underline{I}_{L3}$$

5.3.1.3 Registerkarte *Lastfluss* - ATP Load Flow

Mit Hilfe der Einstellwerte kann die ATP-interne Lastflussberechnung, die vom ATP selbst (**FIX SOURCE**) ausgeführt wird, eingestellt und aktiviert. Die zugehörigen Einstellwerte sind in der Registerkarte **Lastfluss** vorhanden.

⇨ Die ATP-interne Lastflussberechnung **ATP Load Flow** der Registerkarte **Lastfluss** ist nicht zu verwechseln mit der Lastflussberechnung, die direkt von ATPDesigner mit dem ATP als Rechenkern ausgeführt wird. Während der Ausführung der Lastflussberechnung von ATPDesigner, wird das ATP nur zur Berechnung des stationären Netzzustandes im Sinne einer Knotenpotentialanalyse und dem Stromiterationsverfahren verwendet. Der iterative Algorithmus der Lastflussberechnung wird von ATPDesigner selbst und nicht vom ATP ausgeführt.

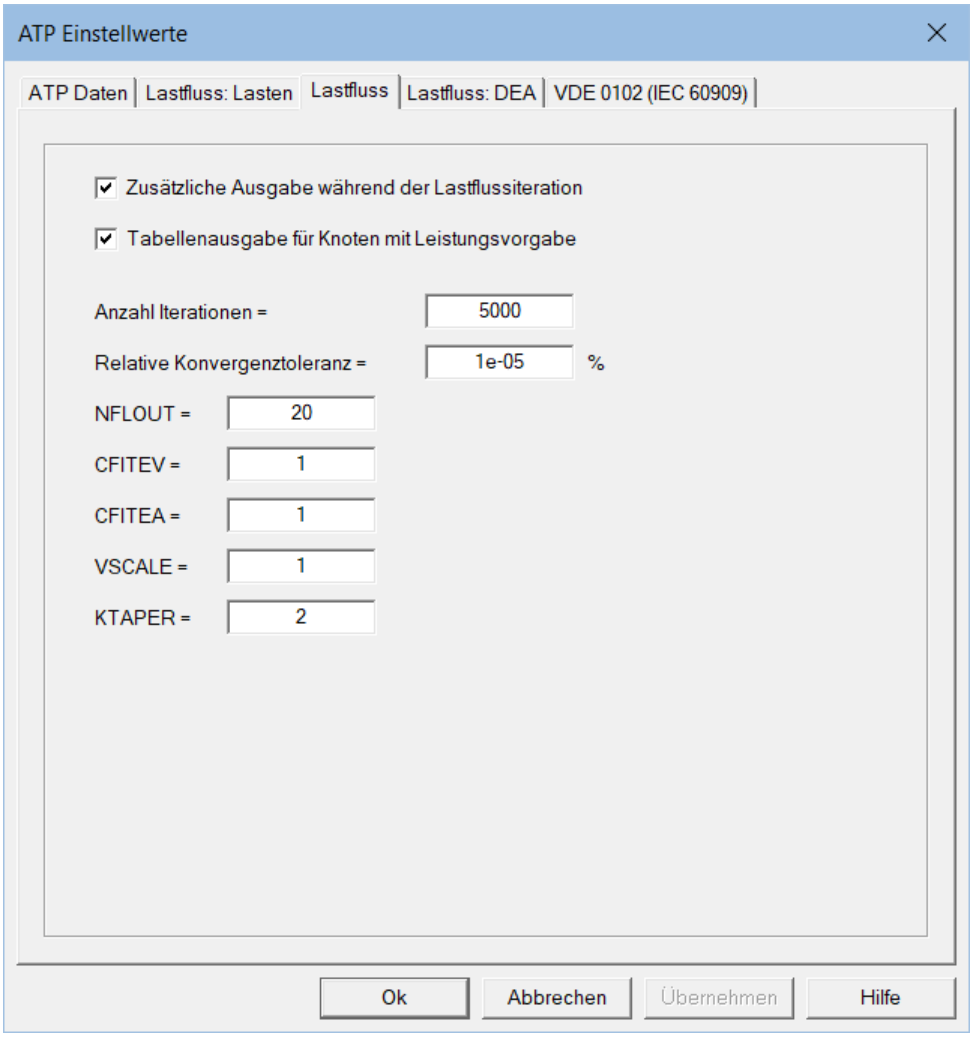


Abbildung 31: Einstelldialog *Lastfluss* für die ATP interne Lastflussberechnung

Es wird empfohlen, die ATP-interne Lastflussberechnung nicht zu verwenden. Im Rahmen der vorliegenden Dokumentation wird nicht weiter auf die ATP-interne Lastflussberechnung eingegangen. Es wird hier auf die für das Netzberechnungsprogramm ATP verfügbare spezifische Literatur hingewiesen.

5.3.2 Lastflussberechnung in ATPDesigner

Die in der Registerkarte ATP Daten einstellbaren Optionen **Lastfluss: PQ, PU Knoten** und **Lastfluss: DEA** ermöglichen es, den stationären Netzzustand iterativ an anwenderspezifische Vorgaben anzunähern. Beide Funktionen werden nur während der **Berechnung des stationären Netzzustandes** berücksichtigt.

Weitere Informationen sind im Kapitel **Ausführen einer Lastflussberechnung** [Bd. 1] und [Bd. 3] enthalten.

5.3.2.1 Warum zwei getrennte Schalter zum EIN/AUS – Schalten ?

Die beiden Lastflussverfahren **Lastfluss: PQ, PU Knoten** und **Lastfluss: DEA** können per Menüpunkt oder auch per Toolbar-Button getrennt voneinander aktiviert oder deaktiviert werden.

Diese Möglichkeiten des getrennten EIN/AUS-Schaltens sind insbesondere bei der Kurzschlussstromberechnung in Netzen mit dezentralen Erzeugungsanlagen von Bedeutung. Soll ein kurzschlussbetroffener stationärer Netzzustand berechnet werden, so ist eine Leistungsiteration eines PQ-Knotens (ohne Spannungsabhängigkeit der Last) wegen der zu geringen Netzspannung in aller Regel nicht möglich, eine Iteration des Verschiebungsfaktors mit z.B. cos φ = 0 einer dezentralen Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt (NAP) aber erforderlich, um das über- oder untererregte Verhalten zur Blindstrombereitstellung sicherzustellen. Die Folge wäre eine Divergenz der Lastflussberechnung.

In diesem Fall muss **Lastfluss: PQ, PU Knoten** deaktiviert, **Lastfluss: DEA** aber weiter aktiviert bleiben.

- Die Iteration des Verschiebungsfaktors für Netzwerkelemente **Erzeugungsanlage (DEA)** wird in Normalbetrieb aber auch bei anstehendem Kurzschluss im Stromnetz durchgeführt.

- Im Falle einer Kurzschlussberechnung mit dem **Kurzschluss** (**roter Blitz**) [Bd. 3] wird die Iteration der Leistung für Netzwerkelemente Erzeugungsanlage (DEA) automatisch deaktiviert.

- Ist die Option **Lastfluss: PQ, PU Knoten** deaktiviert, werden die Netzwerkelemente **Verbraucherlast** als 3-phasige Serienimpedanz nachgebildet. Die Impedanz wird aus den eingestellten Leistungen unter der Annahme berechnet, dass Nennspannung U_n am Netzknoten der Verbraucherlast anliegt.

$$\underline{Z} = \frac{U_n^2}{P - j \cdot Q}$$

Das Verfahren **Lastfluss: PQ, PU Knoten** iteriert die nachfolgenden Netzwerkelemente.

Lastfluss: PQ, PU Knoten
Verbraucherlasten
Netzeinspeisungen
Generatoren
Stufenschalter mit Spannungsregler von Transformatoren
Transformator 2-Wicklung mit aktiver interner Verbraucherlast
Leitung mit aktiver interner Verbraucherlast

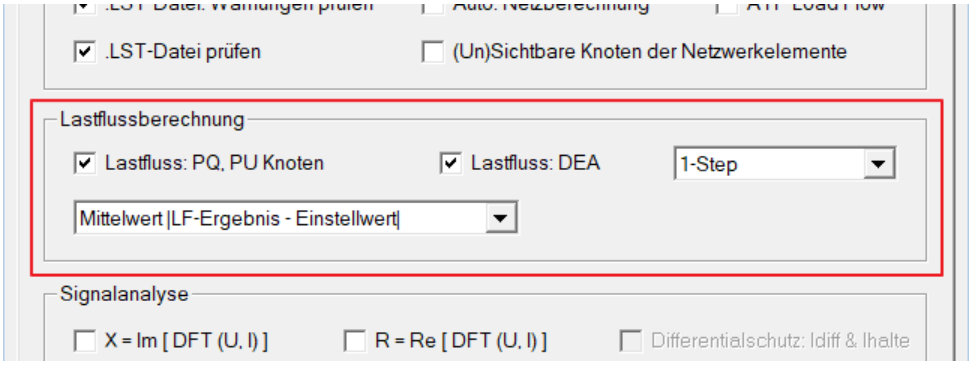
Das Verfahren **Lastfluss: DEA** iteriert die nachfolgenden Netzwerkelemente.

Lastfluss: PQ, PU Knoten
Erzeugungsanlage (DEA)

Sind beide Iterationsverfahren aktiviert, so wird eine **Lastflussberechnung** basierend auf der **Methode der Stromiteration** durchgeführt. Die Lastflussberechnung kann wir folgt aktiviert werden:

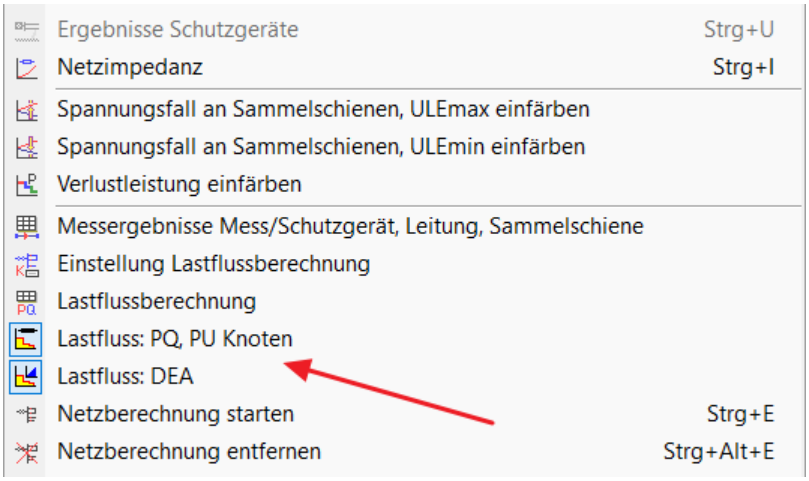
- Im Einstelldialog ATP Einstellwerte, Registerkarte ATP Daten, Optionen Lastfluss: PQ, PU Knoten und Lastfluss: DEA

    - Hauptmenü **Netzwerk**
    - Menüpunkt **ATP Einstellwerte**



- Durch die Toolbar-Buttons in der **Netzwerk Design Toolbar**

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Lastfluss: PQ, PU Knoten** und **Lastfluss: DEA**



Häufig verwendete Einstellwerte zur Einstellung der Lastflussberechnung sind in einem eigenen Einstelldialog **Einstellung Lastflussberechnung** [Bd. 1] in mehreren Registerkarten zusammengefasst.

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**

5.3.2.2 Lastflussberechnung *Lastfluss: PQ, PU Knoten*

Ist die Option **Lastfluss: PQ, PU Knoten** in der Registerkarte ATP Daten aktiviert und wird eine Berechnung des stationären Netzzustandes gestartet, so wird durch ein iteratives Verfahren ähnlich dem Verfahren der Lastflussberechnung versucht, vom Anwender definierte Einstellwerte von Betriebsmitteln wie z.B. Wirk- und Blindleistung einer Last oder die Wirkleistungseinspeisung einer Netzeinspeisung einzustellen. Da es sich hier um ein Iterationsverfahren handelt, kann es zur Konvergenz oder Divergenz kommen. Im Falle der Konvergenz werden die anwenderspezifischen Einstellwerte mit einer vom Anwender definierbaren Genauigkeit eingestellt, im Falle der Divergenz konnte der gewünschte Netzzustand nicht eingestellt werden.

Nachfolgend sind Betriebsmittel und anwenderspezifische Parameter aufgelistet, die bei aktiver Option **Lastfluss: PQ, PU Knoten** im Iterationsverfahren berücksichtigt werden.

5.3.2.2.1 Lastflussberechnung: Verbraucherlast als PQ Knoten

Durch iterative Korrektur des Netzwerkelementes **Verbraucherlast** wird die im Einstelldialog vom Anwender definierte Scheinleistung S und den Verschiebungsfaktor cos φ schrittweise, d.h. iterativ anzunähern. Es ist möglich, für jede Lastimpedanz getrennt einzustellen, ob diese vom Iterationsverfahren berücksichtigt oder ausgeschlossen wird. Das Modell des PQ Knotens berücksichtigt **keine Spannungsabhängigkeit**.

⇨ Damit die Impedanz von dem iterativen Algorithmus berücksichtigt wird, muss die Option **Lastfluss EIN** im Einstelldialog des Netzwerkelementes **Verbraucherlast** aktiviert werden. Die Methode berücksichtigt sowohl 1-phasige, 2-phasige als auch 3-phasige Impedanzen.

Die zugehörigen Einstellwerte für die Überwachung des Iterationsverfahrens (Konvergenz- und Divergenzbedingung) sind im Einstelldialog ATP Einstellwerte in der Registerkarte Lastfluss: Lasten vorhanden.

5.3.2.2.2 Lastflussberechnung: 2-Wicklungs-Transfomator als PQ-Knoten

Das Netzwerkelement **Transformator 2-Wicklung** kann optional mit einem Stufenschalter und automatischer Spannungsregelung sowie optional mit einer an der Sekundärwicklung angeschlossenen Verbraucherlast ausgestattet werden.

Wurde die Spannungsregelung aktiviert, wird im Verlaufe des Iterationsverfahrens versucht, die vom Anwender definierte SOLL-Nennspannung an Wicklung A oder B einzustellen. Damit der Spannungsregler von dem iterativen Algorithmus berücksichtigt wird, muss im Einstelldialog des Transformators die Option **Spannungsregler aktiv** in der Registerkarte **Spannungsregler** aktiviert werden.

Wurde die interne an der Sekundärwicklung angeschaltete Verbraucherlast aktiviert, so wird diese wie ein Netzwerkelement **Verbraucherlast** in der Lastflussberechnung als PQ-Knoten berücksichtigt.

5.3.2.2.3 Lastflussberechnung: Leitung als PQ-Knoten

Das in ATPDesigner vorhandene Leitungsmodell kann mit einer im Leitungsmodell integrierten 3-phasig symmetrischen Last als Leitung mit aktiver interner Verbraucherlast ausgestattet werden. Entsprechend der Vorgehensweise für das Netzwerkelement Verbraucherlast als PQ-Knoten wird auch mit der integrierten Last der Leitung vorgegangen.

5.3.2.2.4 Lastflussberechnung: Netzeinspeisung als PU Knoten

Wenn die Option **Lastfluss EIN** in der Registerkarte Lastfluss: Lasten des Einstelldialogs der **Netzeinspeisung** aktiviert ist, wird während der Ausführung der Lastflussberechnung mit aktiver Option Lastfluss: PQ, PU Knoten die Netzeinspeisung berücksichtigt. ATPDesigner nähert iterativ die ins Netz eingespeiste Wirkleistung sowie die Versorgungsspannung am Netzanschlussknoten den eingestellten Werten an.

5.3.2.3 Lastflussberechnung *Lastfluss: DEA*

Ist die Option **Lastfluss: DEA** in der Registerkarte ATP Daten aktiviert und wird eine **Berechnung des stationären Netzzustandes** gestartet, so wird durch ein iteratives Verfahren der Phasenwinkel zwischen den Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L123}$ und den zugehörigen Leiterströmen $\underline{I}_{L123}$ für 1/2/3-phasige **Erzeugungsanlagen (DEA)** und eine als konstant definierte Einspeisewirkleistung P oder Einspeisescheinleistung S iterativ am Netzanschlussknoten angenähert.

Im Falle einer 3-phasig symmetrischen Erzeugungsanlage wird Phasenverschiebung und Leistung im Mitsystem mit Hilfe der Mitsystemspannung $\underline{U}_1$ und des Mitsystemstromes $\underline{I}_1$ iterativ angenähert. Mit Hilfe der Transformationsmatrix der symmetrischen Komponenten kann aus dem Mitsystemstrom unter den Randbedingungen, dass die Erzeugungsanlagen kein Gegen- und Nullsystem einspeist, d.h. $\underline{I}_2 = 0$ und $\underline{I}_0 = 0$ sind, die Leiterströme $\underline{I}_{L123}$ einer 3-phasigen symmetrischen Drehstromquelle berechnet werden.

Die Option **Lastfluss: DEA** kann u.a. dazu verwendet werden, Strom- oder Leistungseinspeisungen durch Windkraft- oder Solarstromanlagen mit definiertem Verschiebungsfaktor cos φ und definierter Einspeiseleistung (Wirk- oder Scheinleistung) für die Berechnung des stationären Netzzustandes nachzubilden. Die zugehörigen Einstellwerte für die Überwachung des Iterationsverfahrens (Konvergenz- und Divergenz Bedingung) sind in der Registerkarte **Lastfluss: DEA** vorhanden. Der Netzanschlusspunkt (NAP) kann eingestellt werden.

Soll eine **Erzeugungsanlage (DEA)** in der Lastflussberechnung berücksichtigt werden, muss die Option **Lastfluss: DEA** im zugehörigen Einstelldialog in der Registerkarte **Allgemeine Daten** aktiviert werden.

5.3.2.4 Lastflussberechnung – *Lastfluss: PQ, PU Knoten* und *Lastfluss: DEA*

Es ist möglich und in aller Regel für eine Lastflussberechnung sinnvoll, die beiden Optionen **Lastfluss: PQ, PU Knoten** und **Lastfluss: DEA** gleichzeitig zu aktivieren. ATPDesigner führt dann beide iterative Algorithmen sequentiell aus. Die Beendigung der iterativen Lastflussberechnung erfolgt im Sinne der Konvergenz, wenn beide Konvergenzbedingungen gleichzeitig erfüllt sind.

Die gleichzeitige Aktivierung beider Optionen **Lastfluss: PQ, PU Knoten** und **Lastfluss: DEA** ist dann vorzunehmen, wenn sich gleichzeitig sowohl **Verbraucherlasten** als auch **Erzeugungsanlage (DEA)** im Stromnetz befinden, die iterativ auf eine vom Anwender definierte Leistung und einen Verschiebungsfaktor cos φeinzustellen sind.

5.3.2.4.1 Betriebsarten des Iterationsverfahrens für die Lastflussberechnung

Sind beide Optionen aktiviert, so kann eine Betriebsart für die kombinierte, iterative Netzberechnung ausgewählt werden. Der Abbruch der iterativen Netzberechnung erfolgt immer dann, wenn die eingestellte Genauigkeit oder die maximale Iterationsschrittanzahl für beide Verfahren erreicht wurde.

Betriebsart	Bedeutung
1-Step	Nach einer stationären Netzberechnung werden in Serie die Verfahren **Lastfluss: PQ, PU Knoten** und **Lastfluss: DEA** ausgeführt, bevor eine erneute stationäre Netzberechnung gestartet wird. Dann erfolgt die gemeinsame Beurteilung der Abbruchbedingungen. ⇨ Es wird empfohlen, diese Betriebsart zu verwenden.
2-Step Linear	Nach einer ersten stationären Netzberechnung wird zunächst das Verfahren **Lastfluss: PQ, PU Knoten** ausgeführt. Nach einer zweiten stationären Netzberechnung wird zunächst das Verfahren **Lastfluss: DEA** ausgeführt. Dann erfolgt die gemeinsame Beurteilung der Abbruchbedingungen.
2-Step Kaskade	Beide Verfahren werden kaskadiert ausgeführt. Die Abbruchbedingungen werden getrennt überprüft. Das Verfahren **Lastfluss: DEA** wird unterlagert zu **Lastfluss: PQ, PU Knoten** ausgeführt.

Die Arbeitsweise des Verfahrens **Lastfluss: PQ, PU Knoten** mit Zwischenergebnissen wird in einer Textdatei und optional als Teil eines Berichtes zur Lastflussberechnung (.XML-Datei [21] [Bd. 1]) dokumentiert. Diese Textdatei kann im Hauptmenü **Ansicht** mit dem Menüpunkt **Lastfluss: Ergebnisdatei für Lasten** bzw. **Lastfluss: Ergebnisdatei für DEA** in einem Texteditor geöffnet werden. In der **Statusleiste** werden die Genauigkeiten angezeigt, die im Verlaufe der iterativen Netzberechnung für die beiden Verfahren **Lastfluss: PQ, PU Knoten** und **Lastfluss: DEA** erreicht werden.

Abbildung 32: Ausgabe der Genauigkeiten der Lastflussberechnung im *Meldungsfenster*

In der nachfolgenden Tabelle ist die Zeile **Genauigkeit** des Meldungsfensters erläutert. Im **Meldungsfenster** sind mehrere Gruppen vorhanden.

Bezeichner	Bedeutung für Lastfluss: DEA
ϕ	Mittelwert der Abweichung des Betrages des Phasenwinkels für alle Netzwerkelemente (**Lasten: DEA**)
MAX(ϕ)	Maximale Abweichung des Betrages des Phasenwinkels eines einzelnen Netzwerkelementes (**Lasten: DEA**)
S	Mittelwert der Abweichung des Betrages der Scheinleistung für alle Netzwerkelemente (**Lasten: DEA**)
MAX(S)	Maximale Abweichung des Betrages der Scheinleistung eines einzelnen Netzwerkelementes (**Lasten: DEA**)

Bezeichner	Bedeutung für Lastfluss: PQ, PU Knoten
S	Mittelwert der Abweichung des Betrages der Scheinleistung für alle Netzwerkelemente (**Lasten: PQ, PU Knoten**)
MAX(S)	Maximale Abweichung des Betrages der Scheinleistung eines einzelnen Netzwerkelementes (**Lasten: PQ, PU Knoten**)
Tr	in der Statuszeile: ▪ = 0 : Alle Stufenschalter sind korrekt gestuft. ▪ > 0 : Mindestens ein Stufenschalter sollte noch gestuft werden.

Bezeichner	Bedeutung
N	Anzahl Iterationsschritte
LF=?	▪ **o.k.** = Konvergenz der Lastflussberechnung ▪ **fehlerhaft** = Divergenz der Lastflussberechnung

In der nachfolgenden Abbildung ist die Ausgabe in der Statusleiste dargestellt.

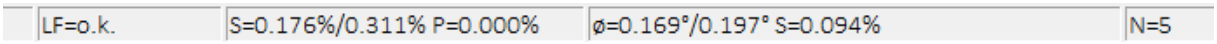


Abbildung 33: Anzeige der Genauigkeiten in der *Statusleiste*

Bezeichner	Bedeutung
LF=o.k.	Status der Lastflussberechnung ▪ **LF=o.k.** : Konvergenz der Lastflussberechnung ▪ **LF=fehlerhaft** : Divergenz der Lastflussberechnung
S=xx%/yy%	Verbraucherlast, 2-Wicklungs-Transfomator, Leitungen ▪ xx : Mittelwert der Betragsabweichungen der Scheinleistungen ▪ yy : Maximaler Wert der Betragsabweichungen der Scheinleistungen
P=xx%	Mittelwert der Betragsabweichungen der Scheinleistungen für Netzeinspeisungen
ϕ=xx°/yy°	Erzeugungsanlage (DEA) ▪ xx : Mittelwert der Betragsabweichungen des Differenzphasenwinkels im Mitsystem zwischen Mitsystemstrom I_1 und Mitsystemspannung U_1 ▪ yy : Maximaler Wert der Betragsabweichungen des Differenzphasenwinkels
S=xx%	Mittelwert der Betragsabweichungen der Scheinleistungen

5.3.2.4.2 Ausgabe der Netzspannungen im Meldungsfenster

Im Falle der Konvergenz der Lastflussberechnung werden im **Meldungsfenster** die Spannungen der Netzwerkelemente **Sammelschiene** und die Spannungen am Netzanschlusspunkt (NAP) der **Erzeugungsanlage (DEA)** ausgegeben.

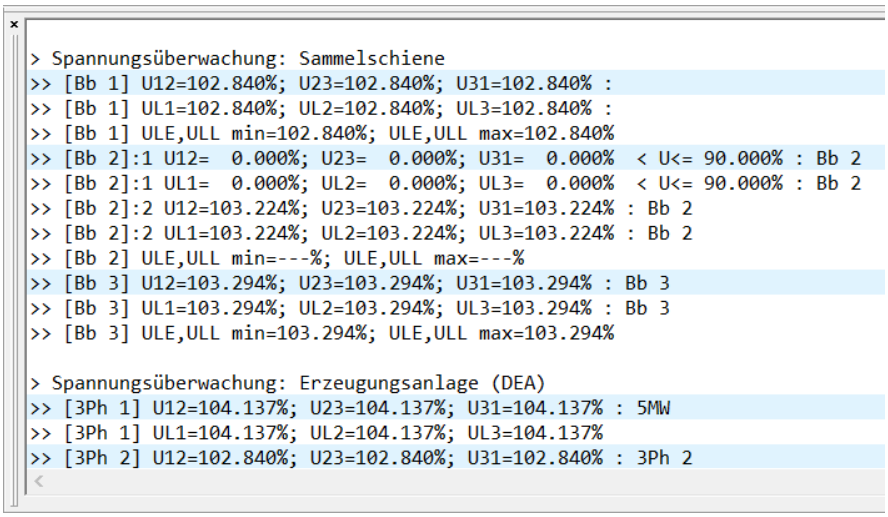


Abbildung 34: Beispiel: Spannungen der Sammelschienen und Erzeugungsanlagen (DEA)

5.3.2.4.3 Abbruch der Lastflussberechnung durch den Anwender

Die Lastflussberechnung kann während der Iteration mit der **ESC-Taste** abgebrochen werden. In diesem Fall wird in der **Statusleiste** die Anzahl Iterationsschritte **N = 999** angezeigt.

5.3.3 Registerkarte *Lastfluss: Lasten*

Mit Hilfe der Option Lastfluss: PQ, PU Knoten aus der Registerkarte ATP Daten ist es möglich, die aus der Lastflussberechnung bekannten PQ- und PU-Randknoten nachzubilden. Die Registerkarte **Lastfluss: Lasten** kann u.a. mit einem **Left Mouse Button Double Click** auf den Eintrag **ATP Einstellwerte** in der Registerkarte **Netzwerk** oder den Eintrag **Lastfluss: Lasten** in der Registerkarte Favoriten in den **Projektinformationen** geöffnet werden.

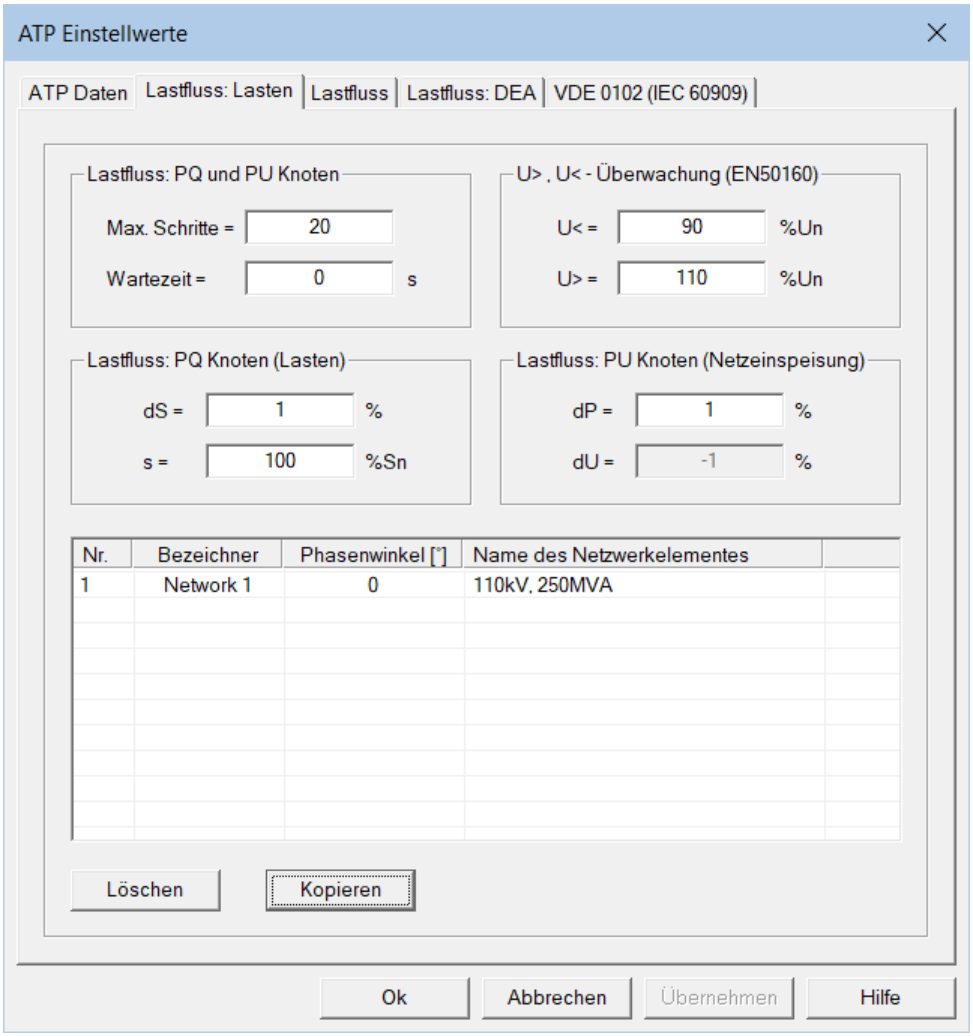


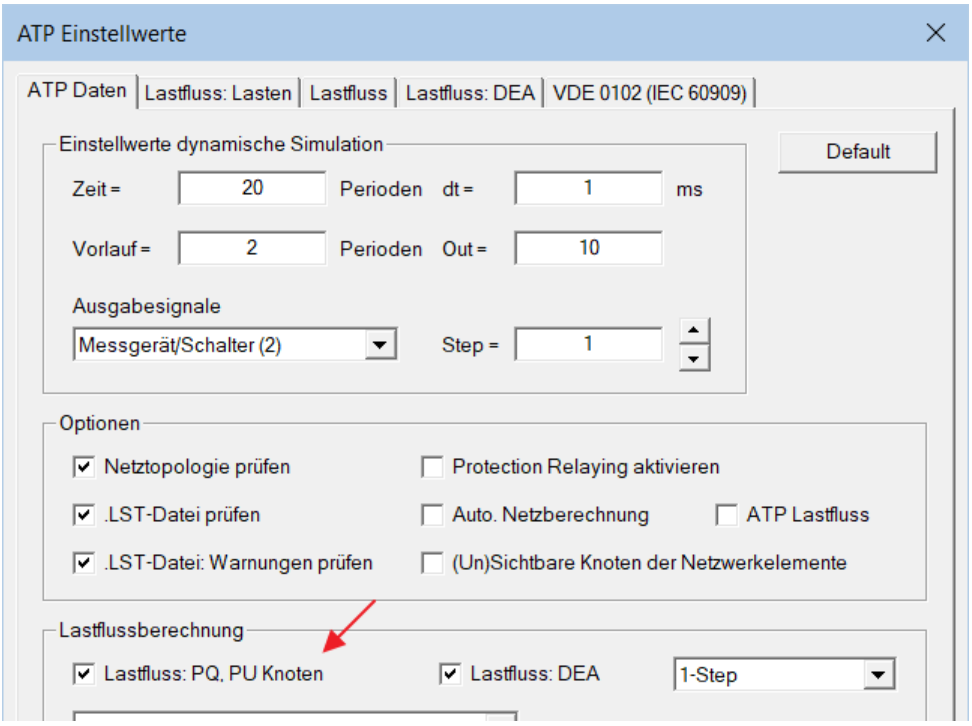
Abbildung 35: Einstelldialog *ATP Einstellwerte*, Registerkarte *Lastfluss: Lasten*

5.3.3.1 PQ-Knoten

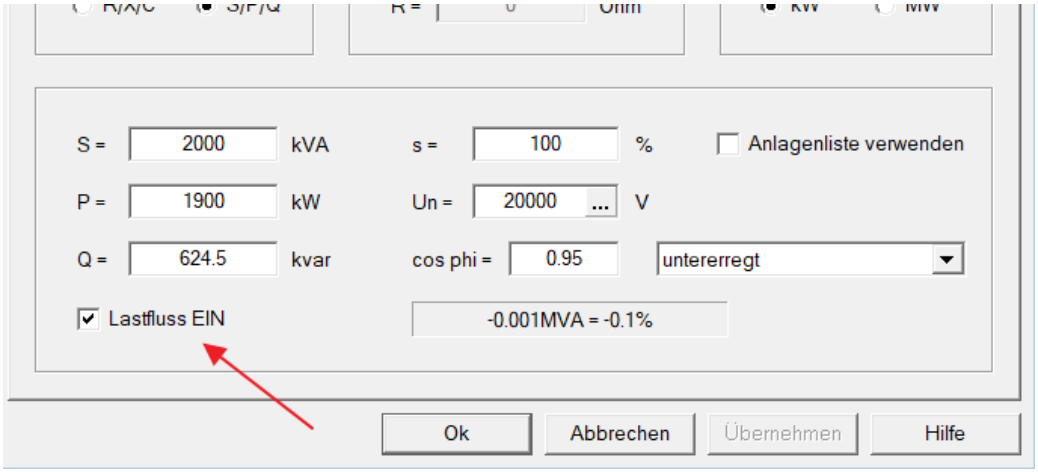
Ein PQ-Knoten ist ein Netzknoten mit konstantem Bezug oder konstanter Einspeisung von Wirk- und Blindleistung. Der PQ-Knoten wird durch eine Verbraucherlast konstanter Wirk- oder Scheinleistung mit Verschiebungsfaktor cos φ nachgebildet. Während der Lastflussberechnung werden die Impedanzen der Verbraucherlasten iterativ so verändert, dass die Summe der Abweichungsbeträge der berechneten Scheinleistungen ΣS_{IST} von der Betragssumme der vom Anwender vorgegebenen Scheinleistungen der Lastimpedanzen ΣS_{SOLL} geringer als eine vom Anwender vorgegeben Genauigkeit wird.

PQ-Knoten als interne Verbraucherlasten sind als Option auch für die Netzwerkelemente Transformator 2-Wicklung und Leitung einstellbar.

⇨ Die Lastflussberechnung wird für PQ- und PU-Knoten während der Berechnung des stationären Netzzustandes nur dann ausgeführt, wenn die Option **Lastfluss: PQ, PU Knoten** in der Registerkarte **ATP Daten** aktiviert ist.



⇨ Es werden nur Verbraucherlasten berücksichtigt, deren Option **Lastfluss EIN** im Einstelldialog der Verbraucherlast aktiviert sind.



5.3.3.2 PU-Knoten

Ein PU-Knoten ist ein Netzknoten mit einer konstanten Wirkleistungseinspeisung P_n bei konstanter Knotenspannung U_n. Die Nachbildung erfolgt mit einer Netzeinspeisung oder einem Generator.

5.3.3.3 Lastfluss: PQ und PU Knoten

Die Einstellwerte werden als Kriterien zur Überwachung der Konvergenz des Iterationsverfahrens der Lastflussberechnung verwendet.

Einstellwert	Bedeutung
Max. Schritte	Maximale Anzahl Iterationsschritte für alle PQ-Knoten und PU-Knoten Wird die maximale Iterationsschrittzahl erreicht, ohne die eingestellten Genauigkeiten zu erzielen, ist das Iterationsverfahren divergent (➔ **Divergenz**). Es ist zu beachten, dass ATPDesigner zur Überwachung der Konvergenz aus den Einstellwerten **Max. Schritte** der Registerkarten **Lastfluss: Lasten** und **Lastfluss: DEA** den Maximalwert ermittelt und zur Konvergenzüberwachung verwendet.
Wartezeit	Bei Computersystemen mit geringer Performance können bei der schnellen Abfolge der Netzberechnungen der Lastflussiteration zeitbedingte Zugriffsprobleme auf temporäre Dateien auftreten. Mit Hilfe des Einstellwertes kann eine Wartezeit zwischen zwei Iterationsschritten eingestellt werden.

5.3.3.4 Lastfluss: PQ Knoten - Konvergenzkriterien

Die Einstellwerte werden als Kriterien zur Überwachung der Konvergenz des Iterationsverfahrens der Lastflussberechnung für PQ-Knoten verwendet.

5.3.3.4.1 Lastfluss: PQ Knoten - Konvergenzkriterien dS und MAX(dS)

Die Konvergenz der Lastflussberechnung wird durch mehrere Kriterien überwacht und bewertet. Die Einstellwerte definieren die maximal zulässigen Abweichungen für PQ-Knoten. Um die Konvergenz der Lastflussberechnung zu erreichen, müssen alle Konvergenzkriterien gleichzeitig als erfüllt bewertet werden.

1. **Überwachung und Bewertung des Mittelwertes**
   Es wird der Mittelwert der Summe der Abweichungsbeträge der berechneten und eingestellten Scheinleistungen der PQ-Knoten bezogen auf die Summe der eingestellten Scheinleistungen berechnet und mit Hilfe der maximal zulässigen Abweichung **dS** bewertet.

$$\frac{\sum_{k=1}^{N}\left|\frac{S_{k\,berechnet}-S_{k\,eingestellt}}{S_{k\,eingestellt}}\right|}{N}\leq dS$$

   mit N = Anzahl PQ-Knoten mit aktiver Option **Lastfluss EIN**

2. **Überwachung und Bewertung des Maximalwertes**
   Es wird der Maximalwert der Abweichungsbeträge der berechneten und eingestellten Scheinleistung der PQ-Knoten bezogen auf die eingestellte Scheinleistung ermittelt und mit Hilfe der maximal zulässigen Abweichung **dS** bewertet.

$$\max\left(\left|\frac{S_{k\,berechnet}-S_{k\,eingestellt}}{S_{k\,eingestellt}}\right|_{k=1..N}\right)\le dS$$

mit N = Anzahl PQ-Knoten mit aktiver Option **Lastfluss EIN**

Ist die Option **Lastfluss EIN** für einen PQ-Knoten nicht aktiviert, so wird eine Lastimpedanz mit konstantem Wert nachgebildet. Die Berechnung der Leiterimpedanzen $\underline{Z}_{L123}$ erfolgt als Beispiel für das Modell der 3-phasigen Serienimpedanz in Sternschaltung entsprechend der nachfolgenden Gleichung.

$$\underline{Z}_{L123}=\frac{U_{LL}^2}{P-jQ}$$

Die Option **Lastfluss EIN** ist insbesondere für Verbraucherlasten von Bedeutung, da mit dieser Option z.B. eine externe Erdschlusslöschspule im Sternpunkt eines Transformators nachgebildet werden kann, die in der Lastflussberechnung nicht verändert werden darf.

5.3.3.4.2 Lastfluss: PQ Knoten - Globaler Teillastfaktor s

Die netzphysikalisch wirksame Scheinleistung der im Stromnetz vorhandenen PQ-Knoten kann für alle PQ-Knoten gemeinsam durch den **globalen Teillastfaktor s** auf einen Wert zwischen 0% und 100% eingestellt werden.

$$S=\sum_{k=1..N}S_k\cdot s_{global}$$

5.3.3.5 Lastfluss: PU Knoten - Konvergenzkriterien

Die Konvergenz der Lastflussberechnung wird durch mehrere Kriterien überwacht und bewertet. Die Einstellwerte definieren die maximal zulässigen Abweichungen für PU-Knoten. Um die Konvergenz der Lastflussberechnung zu erreichen, müssen alle Konvergenzkriterien gleichzeitig als erfüllt bewertet werden.

1. **Überwachung und Bewertung des Mittelwertes der Wirkleistung**
   Es wird der Mittelwert der Summe der Abweichungsbeträge der berechneten und eingestellten Wirkleistungen der PU-Knoten bezogen auf die Summe der eingestellten Wirkleistungen berechnet und mit Hilfe der maximal zulässigen Abweichung **dP** bewertet.

$$\frac{\sum_{k=1}^{N}\left|\frac{P_{k\,berechnet}-P_{k\,eingestellt}}{P_{k\,eingestellt}}\right|}{N}\le dP$$

   mit N = Anzahl PU-Knoten mit aktiver Option **Lastfluss EIN**

2. **Überwachung und Bewertung des Mittelwertes der Netzspannung**

Die Abweichung der Netzspannung **dU** wird als Konvergenzkriterium derzeit nicht überwacht.

In der Tabelle im unteren Teil des Einstelldialogs sind die absoluten Phasenwinkel der symmetrischen 3-phasigen Spannungsquellen der Netzeinspeisungen, d.h. der Phasenwinkel der Mitsystemspannung $\underline{U}_1$ dargestellt, die als Ergebnis der Lastflussberechnung ermittelt wurden. Mit Hilfe dieser absoluten Phasenwinkel wird die Wirkleistungseinspeisung der Netzeinspeisungen im Iterationsverfahren eingestellt.

Bezeichner	Bedeutung
Löschen	Die in der Liste angezeigten Phasenwinkel werden zu 0.0° zurückgesetzt.
Kopieren	Die in der Liste angezeigten Werte werden in die korrespondierenden Einstellwerte phi (U) kopiert. Eine Rücknahme ist nicht möglich.

5.3.3.6 Lastfluss: PU-Knoten - Konvergenzbeschleunigung

Mit Hilfe der Funktion **Kopieren** ist es möglich, den absoluten Phasenwinkel als Ergebnis der Lastflussberechnung in den Einstelldialog der jeweiligen Netzeinspeisung zu kopieren und dann diesen Wert als Startwert einer erneuten Lastflussberechnung zu verwenden. Dadurch kann sich eine Konvergenzbeschleunigung ergeben.

5.3.4 Überwachung der Netzspannung - U>, U< - Überwachung (EN50160)

Die Leiter-Erd- und die Leiter-Leiter-Spannungen an den **Sammelschienen** sowie am Netzanschlusspunkt (NAP) der **Erzeugungsanlagen (DEA)** werden Leiter-Erd-selektiv bzw. Leiter-Leiter-selektiv bezüglich des Auftretens einer unzulässig hohen oder niedrigen Netzspannung überwacht.

Einstellwert	Bedeutung
U<	Kleinste zulässige Leiter-Leiter-Spannung in %U_n bzw. Leiter-Erd-Spannung in U_n / √3
U>	Größte zulässige Leiter-Leiter-Spannung in %U_n bzw. Leiter-Erd-Spannung in U_n / √3

⇨ Für Sammelschienen wird als Bezugswert die Nennspannung $\mathbf{U_n}$, für die Erzeugungsanlagen (DEA) die Nennspannung $\mathbf{U_{n\ init}}$ verwendet.

⇨ Wird eine unzulässige hohe oder niedrige Spannung erkannt, wird das Betriebsmittel **rot** eingefärbt.

Die Ergebnisse der Spannungsüberwachung werden als Ergebnis der Lastflussberechnung in einem **Bericht** (.XLM-Datei [21]) im **Projektverzeichnis** gespeichert. Der Dateiname ist wie folgt definiert. Der ***NetDateiname*** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**.

JJJJMMTThhmmss_***NetDateiname***_**LF**.xml

Berichte von ATPDesigner verwenden das international standardisierte XML-basierten Format **Office Open XML** [21] und können mit den üblichen Textverarbeitungssystemen wie z.B. WORD direkt geöffnet und weiterverarbeitet werden.

Spannungsüberwachung: Sammelschiene

Name	Un [kV]	U12 [%]	U23 [%]	U31 [%]	U<> [%]	HB [%]	Zustand
[Bb 1]	20.0	101.18	101.18	101.18	90% - 110%	0	Grün

Name	Un [kV]	UL1 [%]	UL2 [%]	UL3 [%]	U<> [%]	HB [%]	Zustand
[Bb 1]	20.0	101.18	101.18	101.18	90% - 110%	0	Grün

Name	Un [kV]	U1 [%]	U2 [%]	U0 [%]	phiU1 [°]	phiU2 [°]	phiU0 [°]	Zustand
[Bb 1]	20.0	101.18	0.00	0.00	-88.33	-51.34	-169.70	Grün

Häufigkeiten der Sammelschienenspannungen

Klassen	ULL	ULE	U1
<=90%	0	0	0
]90% - 92%]	0	0	0
]92% - 94%]	0	0	0
]94% - 96%]	0	0	0
]96% - 98%]	0	0	0
]98% - 100%]	0	0	0
]100% - 102%]	1	1	1
]102% - 104%]	0	0	0
]104% - 106%]	0	0	0
]106% - 108%]	0	0	0
]108% - 110%]	0	0	0
>110%	0	0	0

Spannungsüberwachung: Erzeugungsanlage (DEA)

Name	Un [kV]	U12 [%]	U23 [%]	U31 [%]	U<> [%]	Zustand
[3Ph 1] 5MW	20.0	102.21	102.21	102.21	U<=0%; U>=1e+17%	Grün

Name	Un [kV]	UL1 [%]	UL2 [%]	UL3 [%]	U<> [%]	Zustand
[3Ph 1] 5MW	20.0	102.21	102.21	102.21	U<=0%; U>=1e+17%	Grün

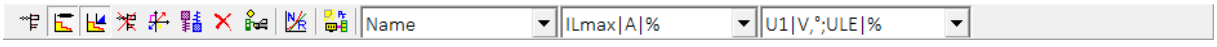
Abbildung 36: Bericht - Ergebnisse der Überwachung der Sammelschienenspannungen

Die Ergebnisse werden auch im **Meldungsfenster** ausgegeben.

5.3.4.1 U>, U< - Überwachung – Ausgabe im Meldungsfenster

Die Sammelschienenspannungen werden selektiv nach Leiter-Leiter-Spannungen und Leiter-Erd-Spannungen durch die beiden Einstellwerte U< und U> nach der Berechnung des stationären Netzzustandes überwacht.

Die Ergebnisse werden wie nachfolgend dargestellt im **Meldungsfenster** und optional in dem Dialog **Ergebnisse Lastflussberechnung** ausgegeben. Liegt die berechnete Leiter-Leiter- oder Leiter-Erd-Spannung außerhalb des zulässigen Bereiches wird die Sammelschiene in der Netzgrafik **rot** gezeichnet. Die rote Zeichenfarbe kann mit dem Toolbar-Button z.B. in der **Lastfluss Toolbar**



aus der Netzgrafik entfernt werden.

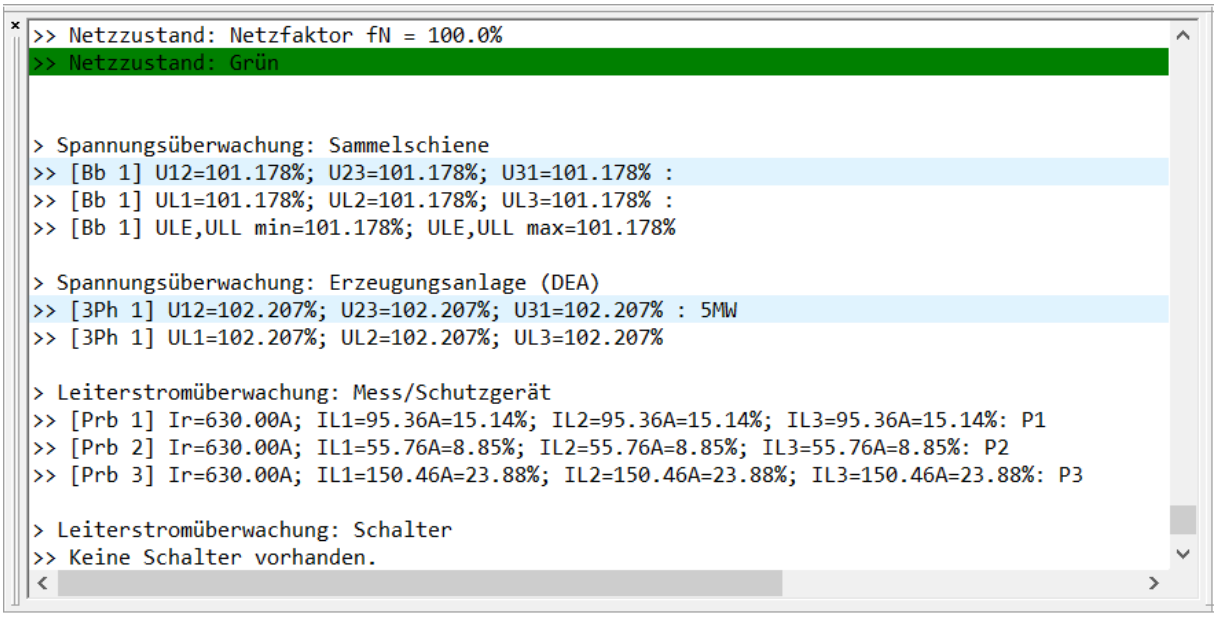


Abbildung 37: Ausgabe der Ergebnisse der Spannungsüberwachung im *Meldungsfenster*

5.3.5 Registerkarte *Load Flow* (ATP Lastfluss)

Die Einstelldaten der **EMTP Load Flow** Option entsprechen den Einstelldaten im **ATP Rule Book** (Kapitel X. EMTP Load Flow Cards).

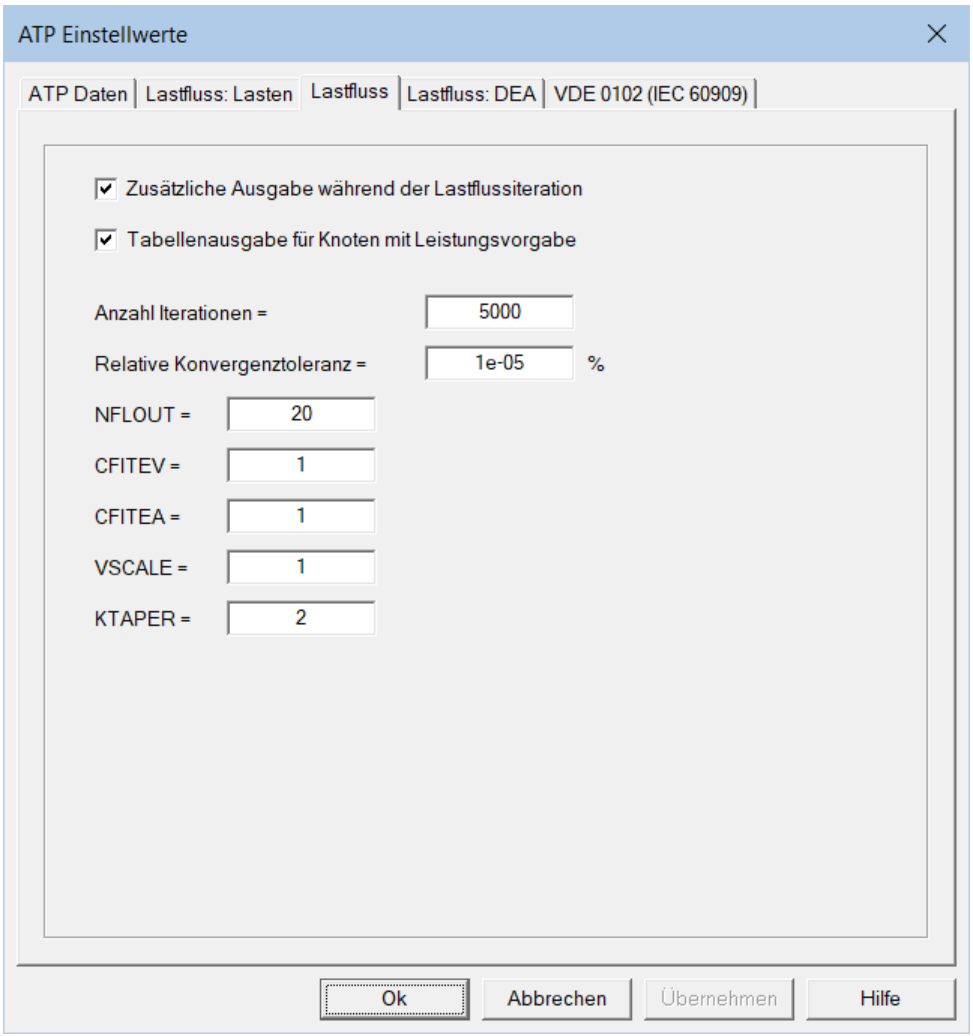


Abbildung 38: Einstelldialog *ATP Load Flow*

Ist die Option **ATP Load Flow** in der Registerkarte **ATP Daten** aktiv, wird von ATPDesigner automatisch das Schlüsselwort **FIX SOURCE** in die .ATP-Eingabedatei eingefügt. Der Lastfluss des **ATP**, der sog. **Load Flow** ist nicht mit der Lastflussberechnung des ATPDesigner identisch, sondern wird vom **ATP** direkt ausgeführt.

5.3.6 Registerkarte *Lastfluss: DEA*

Die Option **Lastfluss: DEA** kann dazu verwendet werden, dezentrale Erzeugungsanlagen, die mit Hilfe von Netzstromrichtern (Wechselrichter) Strom ins Stromnetz einspeisen, nachzubilden. Die Nachbildung der Netzstromrichter basiert auf einem grundschwingungsfrequenten Stromquellenmodell und verwendet das Erzeugerzählpfeilsystem (EZS). Der Einstelldialog kann z.B. mit einem **Left Mouse Button Double Click** den Eintrag **ATP Einstellwerte** in den **Projektinformationen** geöffnet werden.

5.3.6.1 1-phasiger Wechselrichter

Im Niederspannungsnetz finden oftmals bis zu drei 1-phasige Wechselrichter an einem Netzanschlusspunkt (NAP) Verwendung. Je nach einzuspeisender Leistung wird eine 1- oder 2- oder 3-phasige Einspeisung durch mehrere nicht gekoppelte 1-phasige Wechselrichter realisiert, die unabhängig voneinander Strom einspeisen. Jeder 1-phasige Wechselrichter erfasst nur die Leiter-Erd-Spannung des Leiters, an den er angeschaltet ist, und speist in Abhängigkeit dieser Spannung einen Leiterstrom mit eingestelltem Verschiebungsfaktor cos φ ein. Es erfolgt kein Datenaustausch zwischen den 1-phasigen Wechselrichtern. Beim Betrieb von mehreren 1-phasigen Wechselrichtern können daher die Leiterströme unterschiedliche Beträge aufweisen, die Phasenverschiebung kann wegen des fehlenden Datenaustauschs zwischen den Wechselrichtern unsymmetrisch sein, kann sich also abhängig vom Netzzustand frei einstellen. Es kann eine symmetrische oder unsymmetrische Einspeisung mit 1, 2 oder 3 nicht gekoppelten Wechselrichtern nachgebildet werden. Ein 1-phasiger Wechselrichter wird in ATPDesigner durch eine 1-phasige, geregelte Stromquelle nachgebildet.

5.3.6.2 3-phasiger symmetrischer Wechselrichter (Vollumrichter)

In Mittel- und Hochspannungsnetzen werden nach VDE-AR-N 4110/4120 [18],[30] wegen der größeren Einspeiseleistung ausschließlich 3-phasige symmetrisch einspeisende Wechselrichter (Vollumrichter) eingesetzt. Zukünftig müssen auch im Niederspannungsnetz nach VDE-AR-N 4105 [31] für die in der Anwendungsrichtlinie definierte Einspeiseleistungen 3-phasige symmetrisch einspeisende Wechselrichter (Vollumrichter) eingesetzt werden.

Vollumrichter speisen im fehlerfreien Normalbetrieb des Stromnetzes symmetrische Leiterströme ein, d.h. die Beträge der drei Leiterströme $\underline{I}_{L123}$ sind gleich, die Phasenverschiebung Δφ beträgt 120°.

$$\left|\underline{I}_{L1}\right| = \left|\underline{I}_{L2}\right| = \left|\underline{I}_{L3}\right|$$

$$\varphi_{I_{L2}} = \varphi_{I_{L1}} - 120^{\circ}$$

$$\varphi_{I_{L3}} = \varphi_{I_{L1}} + 120^{\circ}$$

Es erfolgt im Normalbetrieb des Stromnetzes somit am Netzanschlusspunkt (NAP) der Erzeugugsanlage nur eine Einspeisung im Mitsystem mit einem Mitsystemstrom $\underline{I}_1$. Gegensystemstrom $\underline{I}_2$ und Nullsystemstrom $\underline{I}_0$ sind beide dem Betrage nach immer gleich Null.

$$|\underline{I}_1| \geq 0, |\underline{I}_2| = 0, |\underline{I}_0| = 0$$

Im Kurzschlussfall, d.h. im Kurzschlussbetrieb des Stromnetzes kann entsprechend den Anwendungsrichtlinien VDE-AR-N 4110/4120 [18],[30] für den LVRT-Betrieb eine unsymmetrische Stromeinspeisung mit einem Mitsystemstrom $\underline{I}_1$ und einem Gegensystemstrom $\underline{I}_2$ ungleich Null erforderlich sein. In aller Regel wird im Kurzschlussbetrieb der Nullsystemstrom $\underline{I}_0 = 0$ angenommen, da zwischen dem Stromnetz der dezentralen Erzeugungsanlage und dem Stromnetz des Netzbetreibers i.a. Regel ein Transformator die Nullsysteme der beiden Stromnetze entkoppelt.

$$|\underline{I}_1| \geq 0, |\underline{I}_2| \geq 0, |\underline{I}_0| = 0$$

Ein 3-phasiger symmetrisch einspeisender Wechselrichter (Vollumrichter) wird in ATPDesigner intern durch drei 1-phasige Stromquellen in Sternschaltung nachgebildet. Stromquellen bilden in guter Näherung das Grundschwingungsverhalten der leistungselektronischen Komponenten von Vollumrichtern aus Sicht des Stromnetzes nach.

⇨ Die Berechnung der Beträge der Leiterströme und der Phasenwinkel der Stromquellen erfolgt nicht in Leitergrößen, sondern mit Hilfe der Symmetrischen Komponenten des 012-Systems. Mit Hilfe der bekannten Transformationsgleichungen werden daraus die Leitergrößen berechnet. Weiteres kann dazu in der Beschreibung des Netzwerkelementes **Erzeugungsanlagen (DEA)** nachgelesen werden.

Es soll schon hier angemerkt werden, dass die dezentrale Erzeugungsanlage hinsichtlich der Wirk- und Blindleistung im 4-Quadranten-Betrieb verwendet werden kann. Das in ATPDesigner vorhandenen Modell ist in der Lage, Wirkleistung einzuspeisen und zu beziehen. Unabhängig von der Wirkleistung ist ein unter- oder übererregter Betrieb möglich, d.h. bezogen auf den Netzanschlusspunkt (NAP) kann Blindleistung bezogen oder eingespeist werden.

5.3.6.3 Iterative Lastflussberechnung, Konvergenzbedingungen

Die Option **Lastfluss: DEA** dient dazu, die im Netz verwendeten **Erzeugungsanlagen (DEA)** iterativ so einzustellen, dass die am Netzanschlusspunkt (NAP) der Erzeugungsanlage berechneten Leistungen P, Q und S sowie Leitströme $\underline{I}_{L123}$, Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L123}$ und die Phasenwinkel φ_{L123} unter Berücksichtigung der Anwendungsregeln VDE-AR-N 4xxx in guter Näherung den Vorgabe des Anwenders entsprechen.

Hier muss zwischen dem **Normalbetrieb des Stromnetzes** und dem **Kurzschlussbetrieb des Stromnetzes** unterschieden werden, da für beide Netzbetriebsarten verschiedene normative Anforderungen berücksichtigt werden müssen.

⇨ **Für den Kurzschlussbetrieb der Stromnetze sind hinsichtlich des Verhaltens dezentraler Erzeugungsanlagen insbesondere die Anwendungsrichtlinien VDE-AR-N 4105/4110/4120 [18],[30], [31] zu berücksichtigen.**

Die Genauigkeit der Lastflussberechnung wird während des Ablaufes des Iterationsverfahrens durch Konvergenzkriterien überwacht. Die Genauigkeit des Iterationsprozesses kann vom Anwender in der Registerkarte **Lastfluss: DEA** des Einstelldialogs **ATP Einstellwerte** eingestellt werden.

5.3.6.3.1 3-phasiger Wechselrichter (Vollumrichter) im Normalbetrieb

Im fehlerfreien Normalbetrieb soll die dezentrale Erzeugungsanlage, die als 3-phasiger symmetrisch einspeisender Wechselrichter (Vollumrichter) arbeitet, am Netzanschlusspunkt (NAP) Wirkleistung in das Stromnetz einspeisen oder im Falle von Speichersystemen aus dem Stromnetz beziehen. Unabhängig davon soll ein über- oder untererregter Betrieb, d.h. Einspeisung oder Bezug von Blindleistung möglich sein. Da im 3-phasig symmetrischen Betrieb des Wechselrichters nur Ströme in das Mitsystem eingespeist oder aus dem Mitsystem bezogen werden, arbeitet das iterative Verfahren nur im Mitsystem.

⇨ Man spricht hier von einer **Iteration im Mitsystem**. Es gilt: $|\underline{I}_1| \geq 0, |\underline{I}_2| = 0, |\underline{I}_0| = 0$

In dieser Betriebsweise wird die Winkeldifferenz φ_1 zwischen Mitsystemspannung $\underline{U}_1$ und Mitsystemstrom $\underline{I}_1$, die am Netzanschlusspunkt (NAP) gemessen wird, sowie eine Einspeisescheinleistung P oder S iterativ den anwenderspezifischen Vorgaben angenähert und durch Konvergenzkriterien überwacht.

⇨ Die **Winkeldifferenz φ_1** zwischen Strom $\underline{I}_1$ und Spannung $\underline{U}_1$ im Mitsystem ist im symmetrischen Netzbetrieb gleich dem **Winkel des Verschiebungsfaktors cos φ**.

$$\cos(\varphi) = \frac{P}{S} \stackrel{!}{=} \cos(\varphi_1)$$

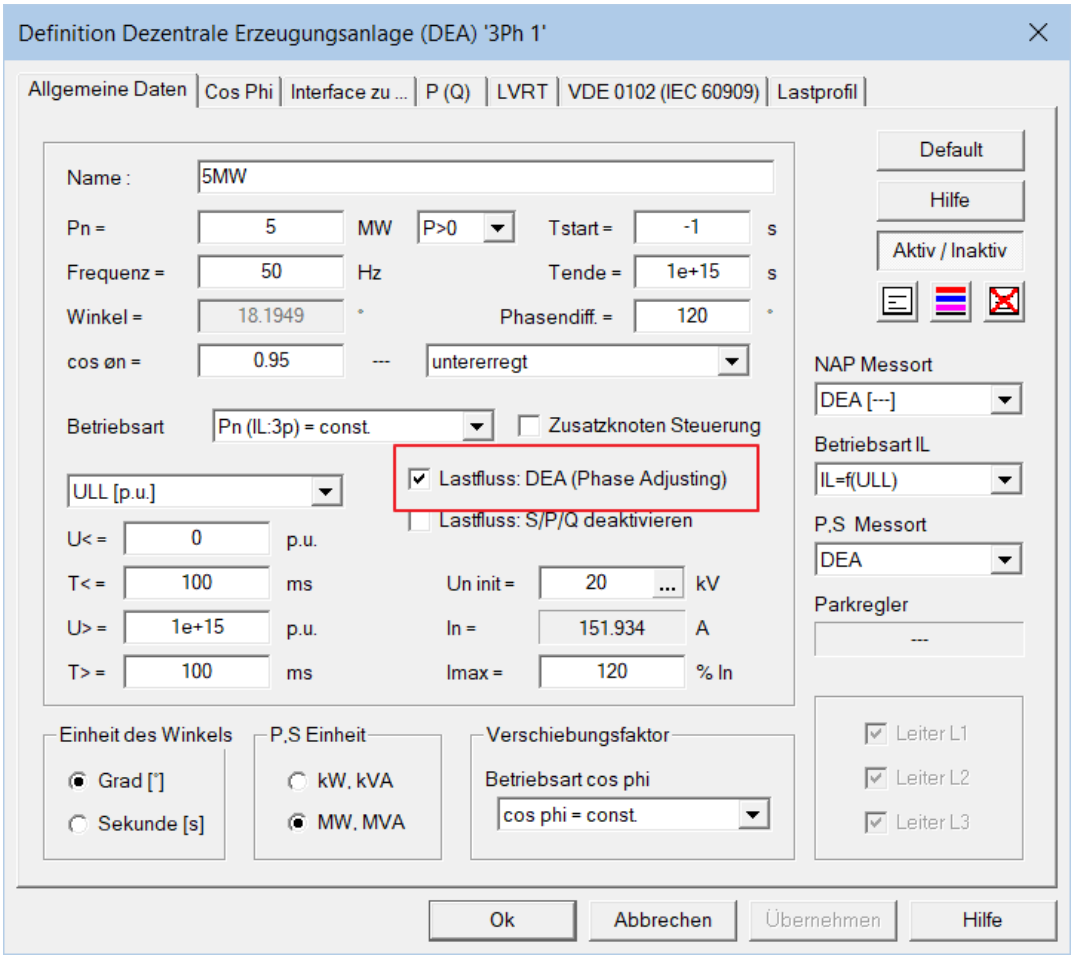


Abbildung 39: Option *Lastfluss: DEA*

In der vorhergehenden Abbildung ist die Definition einer **Erzeugungsanlagen (DEA)** mit Wirkleistungseinspeisung **Pn (IL:3p) = const.** dargestellt. Die Erzeugungsanlage arbeitet als 3-phasig symmetrisch einspeisende Leistungsquelle. Durch die Option **Lastfluss: DEA (Phase Adjusting)** wird die Erzeugungsanlage in der iterativen Lastflussberechnung berücksichtigt. Mit dem Verschiebungsfaktor **cos ϕn = 0.95** wird im unterregten Betrieb Blindleistung aus dem Stromnetz bezogen. Es ist zu beachten, dass die tatsächlich eingespeiste Wirkleistung P durch verschiedene Teillastfaktoren aus der Nennwirkleistung **P_n** berechnet wird. In der nachfolgenden Abbildung sind die Einstellungen für den **globalen** und **spezifischen Teillastfaktor** dargestellt.

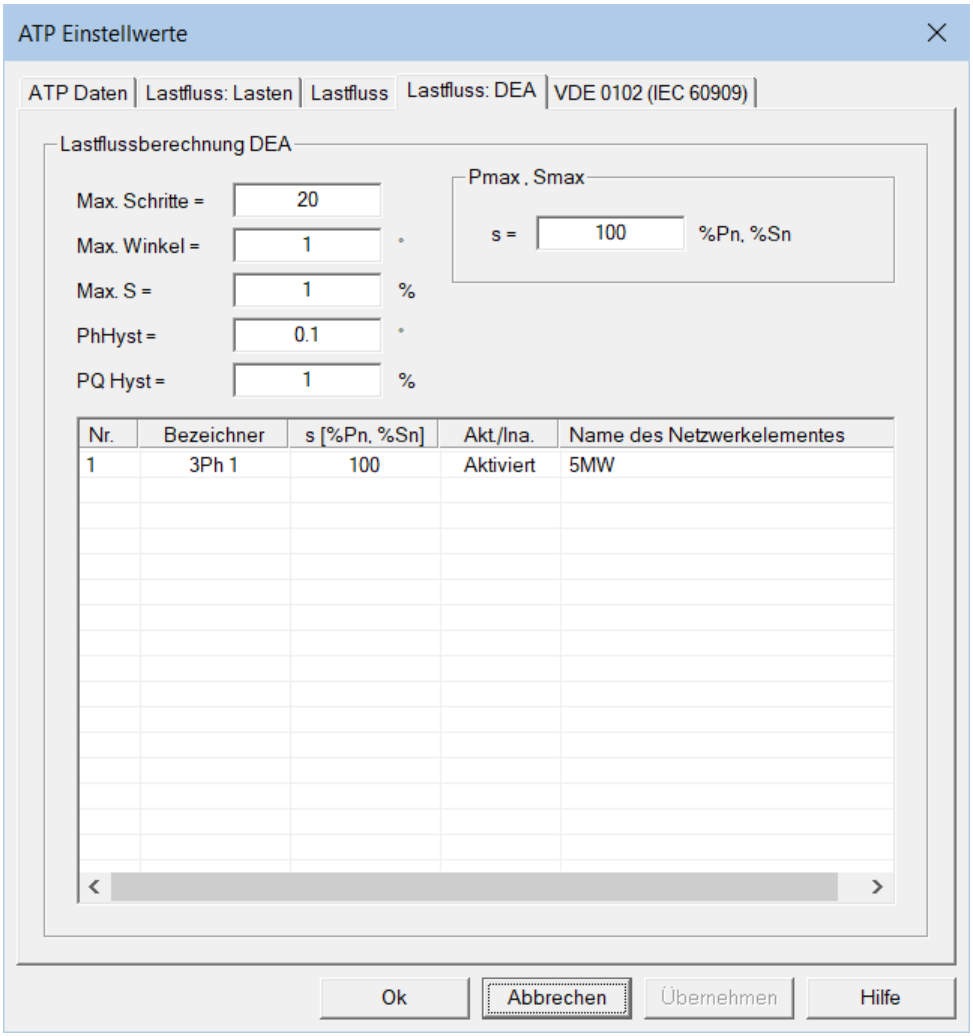


Abbildung 40: Einstelldialog *Lastfluss: DEA*

Der **globale Teillastfaktor s_{global}** wird als globaler Faktor für alle **Erzeugungsanlagen (DEA)** verwendet und kann in der Registerkarte **Lastfluss: DEA** mit dem Einstellwert **s** in der Gruppe **Pmax, Smax** eingestellt werden. Darüber hinaus ist es möglich, in der Registerkarte für jede Erzeugungsanlage getrennt einen spezifischen Teillastfaktor **$s_{spezifisch}$** in der Tabelle mit den Einstellwerten **s [%Pn, %Sn]** einzustellen.

$$P = s_{global} \cdot s_{spezifisch} \cdot P_n$$

Für die eingespeiste Scheinleistung S gilt:

$$S = s_{global} \cdot s_{spezifisch} \cdot \frac{P_n}{cos\varphi_n}$$

5.3.6.3.2 Lastfluss: DEA - Konvergenzkriterien

Nachfolgend sind die Konvergenzkriterien sowie die Vorgehensweise zur Überwachung und Bewertung der Konvergenz der Lastflussberechnung erläutert.

⇨ Konvergenz liegt vor, wenn alle Konvergenzkriterien gleichzeitig erfüllt sind.

Einstellwert	Bedeutung
Max. Schritte	**Maximale Anzahl Iterationsschritte der Lastflussberechnung** Wird die maximal zulässige Anzahl Iterationsschritte erreicht, ohne dass alle weiteren Konvergenzkriterien erfüllt sind, wird die **Divergenz der Lastflussberechnung** erkannt und keine Berechnungsergebnisse ausgegeben oder in der Netzgrafik angezeigt. ⇨ Es ist zu beachten, dass ATPDesigner zur Überwachung der Konvergenz aus den Einstellwerten **Max. Schritte** der Registerkarten **Lastfluss: Lasten** und **Lastfluss: DEA** den Maximalwert ermittelt und zur Konvergenzüberwachung verwendet.
Max. Winkel	**Maximal zulässige Abweichung des Phasenwinkels zwischen Mitsystemstrom $\underline{I}_1$ und Mitsystemspannung $\underline{U}_1$** Das Konvergenzkriterium wird verwendet, um die absolute Abweichung des berechneten zum eingestellten Differenzphasenwinkel zu bewerten. Der Differenzphasenwinkel wird aus dem Verschiebungsfaktor berechnet. Der Algorithmus verwendet den Betrag des Differenzwinkels. 1. Es wird der Mittelwert der absoluten Abweichung für alle Betriebsmittel berechnet und bewertet. 2. Es wird der der maximale Wert der absoluten Abweichung für alle Betriebsmittel ermittelt und bewertet. $$\frac{\sum_{k=1}^{N}\left\lvert\Delta\varphi_{k\ berechnet}-\Delta\varphi_{k\ eingestellt}\right\rvert}{N}\le Max.Winkel$$ $$\max\left(\left\lvert\Delta\varphi_{k\ berechnet}-\Delta\varphi_{k\ eingestellt}\right\rvert_{k=1..N}\right)\le Max.Winkel$$ mit N = Anzahl **Erzeugungsanlagen (DEA)** Es muss hier beachtet werden, dass die Anzahl N abhängig von den Betriebsarten **Sn,Pn(IL:1/2/3p)** bzw. **Sn,Pn(IL:3p)** der jeweiligen **Erzeugungsanlagen (DEA)** bestimmt wird. Die Ursache ist, dass für eine 3-phasig symmetrische Stromquelle nur eine Winkeldifferenz zwischen Mitsystemspannung $\underline{U}_1$ und Mitsystemstrom $\underline{I}_1$ in der Mittelwertberechnung verwendet wird, für die 1/2/3-phasigen Stromquellen je aktiviertem Leiter eine Winkeldifferenz also bis zu drei Winkeldifferenzen. ▪ für **Sn,Pn(IL:1/2/3p)**: **ΔN** = 1 je **Erzeugungsanlagen (DEA)** ▪ für **Sn,Pn(IL:3p)**: **ΔN** = 1, 2 oder 3 je **Erzeugungsanlagen (DEA)** Es werden nur **Erzeugungsanlagen (DEA)** betrachtet, deren Option **Lastfluss: DEA (Phase Adjusting)** aktiviert ist.
Max. S	**Maximal zulässige Abweichung der Scheinleistung**

	Das Konvergenzkriterium wird verwendet, um die relative Abweichung der Scheinleistung zu überwachen. Der Algorithmus verwendet den Betrag der Differenz von berechneter und eingestellter Scheinleistung. 1. Es wird der Mittelwert der relativen Abweichung aller Betriebsmittel berechnet und bewertet. 2. Es wird der der maximale Wert der relativen Abweichung aller Betriebsmittel berechnet und bewertet. $$\frac{\sum_{k=1}^{N}\left|\frac{S_{k\,berechnet}-S_{k\,eingestellt}}{S_{k\,eingestellt}}\right|}{N} \le Max.\,S$$ $$\max\left(\left|\frac{S_{k\,berechnet}-S_{k\,eingestellt}}{S_{k\,eingestellt}}\right|_{k=1..N}\right) < Max.\,S$$ mit N = Anzahl **Erzeugungsanlagen (DEA)** Im Gegensatz zur Konvergenzbedingung der Phasenwinkel wird je **Erzeugungsanlage (DEA)** immer nur ein einziger Scheinleistungswert berechnet und in der Mittelwertbildung oder einzeln berücksichtigt. Abhängig von der Einstellung kann die Scheinleistung aus einer 1-, 2- oder 3-phasigen Stromquelle eingespeist oder bezogen werden. Es werden nur **Erzeugungsanlagen (DEA)** verwendet, deren Option **Lastfluss: DEA (Adjusting Phase)** aktiviert ist. **Globaler Teillastfaktor s** Der Einstellwert **s** gibt den Anteil der Nennscheinleistung S_n bzw. der Nennwirkleistung P_n an, der während der Lastflussberechnung tatsächlich eingespeist wird. $$S = s \cdot S_n$$ Mit Hilfe des Einstellwertes werden alle aktiven Konstantleistungsquellen der **Erzeugungsanlagen (DEA)** gleichzeitig bewertet.

Darüber hinaus enthält der Einstelldialog weitere Einstellungen, die nicht als Konvergenzbedingung verwendet werden.

Einstellwert	Bedeutung
Pmax, Smax	Globaler Teillastfaktor, der für alle **Erzeugungsanlagen (DEA)** angewendet wird.
PQ Hyst	**Hysterese für die Winkeldrehung von Zeigern** Ursache ist hier die mathematische Eigenschaft des Rechenkerns ATP, der absolute Winkellagen auch größer als 360°

	oder kleiner 0° berechnet. So ist ein absoluter Winkel 2° = 362° elektrisch identisch, im Sinne der Konvergenzkriterien führt ein absoluter Winkel von 2° eher zum Erfüllen des Konvergenzkriteriums als 362°. Daher werden die Phasenwinkel in das Intervall [0°, 360°] zurückgedreht. ATPDesigner korrigiert die von dem Rechenkern ATP berechneten Phasenverschiebungen zwischen den Leiter-Erd-Spannungen und den Leiterströmen so, dass die resultierenden Differenzwinkel im Intervall [0°...360°] liegen. Dazu werden außerhalb des Intervalls liegende Winkel so lange um 360° gedreht, bis der resultierende Winkel innerhalb des Intervalls liegt. Der Einstellwert **PQ Hyst** gibt den Hysteresebereich für die beiden Grenzwerte des Intervalls vor, in dem eine Korrektur um 360° erfolgt. Mit Hilfe der Hysterese können numerische Rundungsprobleme bei der Überprüfung des Konvergenzkriterien vermieden werden. Insofern erhöht eine größere Hysterese die Wahrscheinlichkeit der Konvergenz, eine sehr kleine Hysterese führt eher zu Divergenz.
Akt./Ina.	**Erzeugungsanlage (DEA)** ist aktiviert oder deaktiviert.

5.3.6.4 Liste der spezifischen Teillastfaktoren s [%Pn, %Sn]

Zusätzlich zu dem globalen Teillastfaktor kann für jede Erzeugungsanlagen (DEA) ein spezifischer Teillastfaktor definiert werden. Die Einspeiseleistung ergibt sich unter Berücksichtigung des globalen und des spezifischen Teillastfaktors in Abhängigkeit der Betriebsart wie folgt:

$$S = s_{global} \cdot s_{spezifisch} \cdot \frac{P_n}{cos\varphi} \quad \text{oder} \quad P = s_{global} \cdot s_{spezifisch} \cdot P_n$$

5.3.7 Registerkarte *VDE 0102 (IEC 60909)*

siehe Kapitel **Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 [Bd. 3]**

5.4 Einstellungen zur *Netzkonfiguration*

Die allgemeinen, netzspezifischen Einstellungen werden im Einstelldialog Einstellungen Elektrisches Netz vorgenommen. Der Einstelldialog kann wie folgt beschrieben geöffnet werden.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Netzkonfiguration**

Der Einstelldialog kann auch in vielen Baumstrukturen wie z.B. **Projektinformationen** in der Registerkarte **Netzwerk** mit einem **Left Mouse Button Double Click** auf den Eintrag **Netzkonfiguration** geöffnet werden.

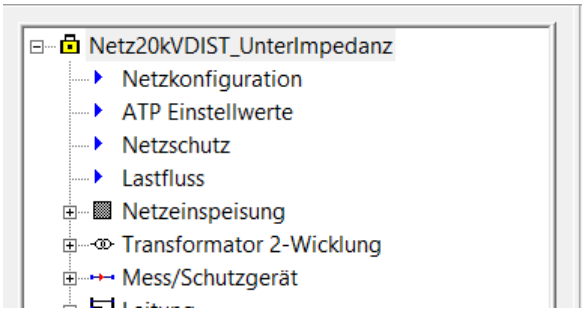
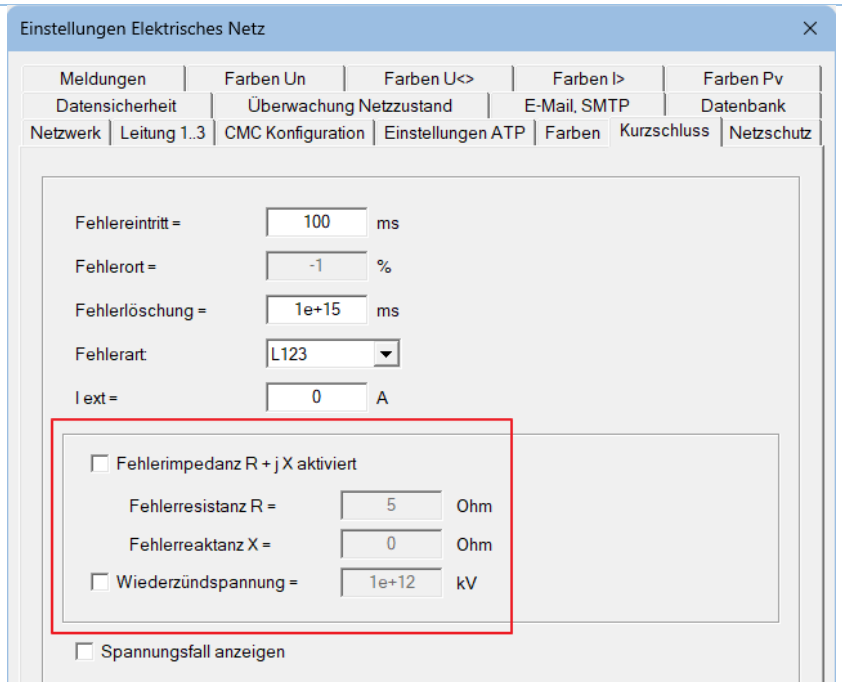


Abbildung 41: Öffnen von *ATP Einstellwerte* und *Netzkonfiguration* in *Projektinformationen*

5.4.1 Registerkarte *Netzwerk*

Der nachfolgende Einstelldialog ermöglicht es, allgemeine Einstellungen für das Elektroenergieversorgungsnetz zu definieren.

Einstellwert	Bedeutung
Messort	Aktivierung von **Messorten M1..5** an den zugehörigen Schaltern **Schalter (CB) Cb1..5**
Lichtbogen	Auswahl des Modells für die Lichtbogennachbildung ▪ **Statischer Lichtbogen - Static Arc Fault** ▪ **Dynamischer Lichtbogen - Dynamic Arc Fault** Das Lichtbogenmodell wird nur für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** verwendet. Für die **Berechnung eines stationären Netzzustandes** oder eine **Lastflussberechnung** kann ein Lichtbogen näherungsweise als ohmscher Fehlerübergangswiderstand für den Kurzschluss (**roter Blitz**) nachgebildet werden. ▪ Hauptmenü **Netzwerk** ▪ Menüpunkt **Netzkonfiguration** ▪ Registerkarte **Kurzschluss** Der Einstellwert ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.

	
Strom- und Spannungswandler aktivieren	Aktivierung der Strom- und Spannungswandler für **Schalter (CB) Cb1...5**

Die Netznennfrequenz f_n ist immer identisch mit der Netznennfrequenz f_n, die im Einstelldialog der **Netzeinspeisung** Network 1 definiert wird.

Die nachfolgenden Dialogelemente ermöglichen es, die Bezeichner der Netzwerkelemente in der Netzgrafik anzuzeigen oder nicht anzuzeigen. Der Einstellwert **Alle Netzwerkelemente** schaltet übergeordnet die Anzeige aller Textelemente aus. Um die Bezeichner einzuschalten, muss das übergeordnete Dialogelement **Alle Netzwerkelemente** und zusätzlich das spezifische Dialogelement eingeschaltet sein.

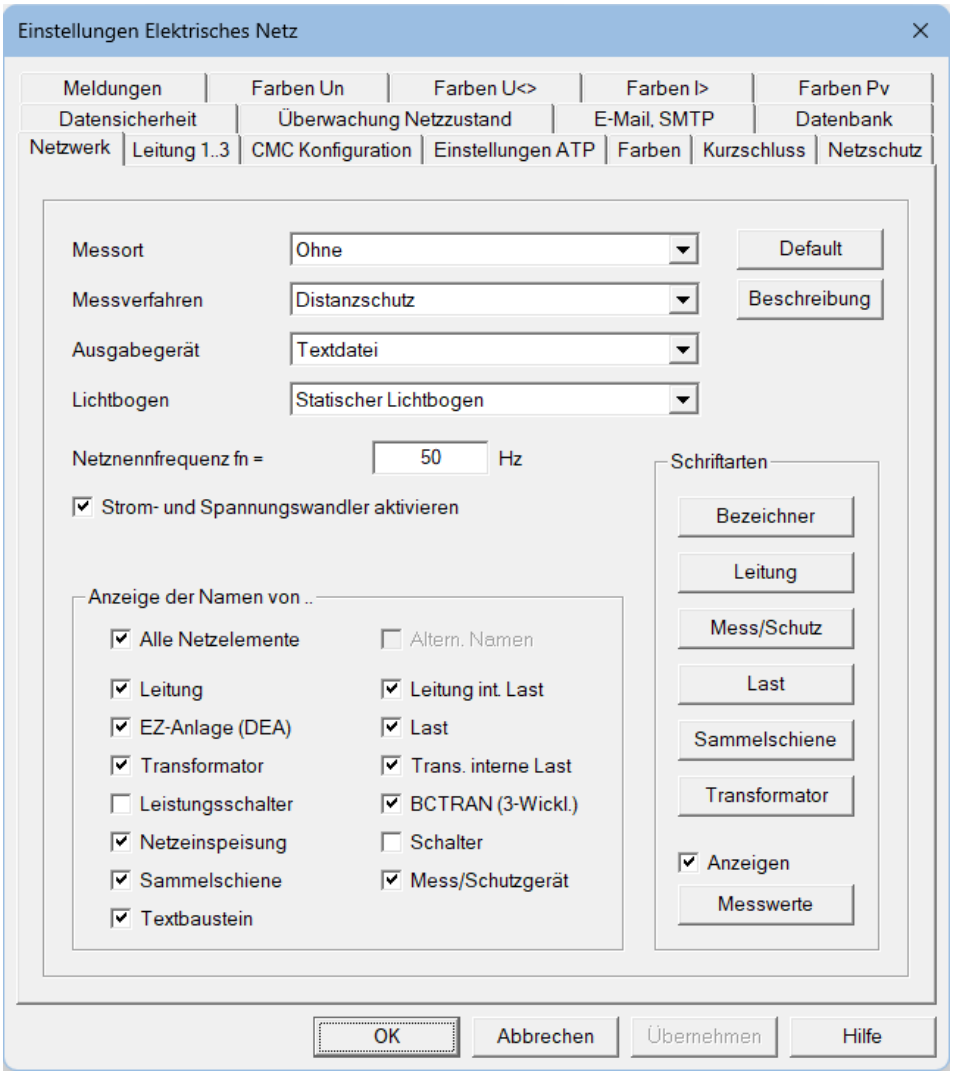


Abbildung 42: Einstelldialog *Einstellungen Elektrisches Netz*

Bezeichner	Bedeutung
Alle Netzelemente	Anwenderspezifische Namen aller Netzwerkelemente werden angezeigt. Ist die Option deaktiviert, so werden keine Bezeichner an den Netzwerkelementen angezeigt.
Altern. Namen	Ist die Option **Alle Netzwerkelemente** deaktiviert, so kann mit dieser Option die Anzeige **Alternativer Namen** sog. Aliases an den Netzwerkelementen aktiviert werden. Damit ist es möglich, eine anonymisierte Darstellung des Stromnetzes zu erhalten.
Leistungsschalter	Anwenderspezifische Namen der Leistungsschalter werden angezeigt.
Schalter	Anwenderspezifische Namen der **Schalter** werden angezeigt.
Last	Anwenderspezifische Namen der **Verbraucherlast** werden angezeigt.
Leitung	Anwenderspezifische Namen der Netzwerkelemente **Leitung** werden angezeigt.
Transformator	Anwenderspezifische Namen der Netzwerkelemente **Transformator 2-Wicklung** werden angezeigt.

BCTRAN (3-Wickl.)	Anwenderspezifische Namen der **2/3-Wicklungs-Transformatoren (BCTRAN)** werden angezeigt.
Sammelschiene	Anwenderspezifische Namen der **Sammelschiene** werden angezeigt.
Mess/Schutzgerät	Anwenderspezifische Namen der **Mess/Schutzgeräte** werden angezeigt.
EZ-Anlage (DEA)	Anwenderspezifische Namen der **Erzeugungsanlagen (DEA)** werden angezeigt.
Netzeinspeisung	Anwenderspezifische Namen der **Netzeinspeisungen** werden angezeigt.
Default	Laden der Grundeinstellung des Einstelldialogs
Beschreibung	Texteditor zur Eingabe und Änderung einer textuellen Beschreibung öffnen.
Anzeigen	Die Anzeige der **Messwerte** kann mit der Option **Anzeigen** ein- oder ausgeschaltet werden.
Textbaustein	Die Netzwerkelemente **Textbaustein** werden sichtbar oder unsichtbar geschaltet.
Trans. Interne Last	Anwenderspezifische Namen der internen **Verbraucherlast** der Netzwerkelemente **Transformator 2-Wicklung** werden angezeigt.
Leitung int. Last	Anwenderspezifische Namen der internen **Verbraucherlast** der Netzwerkelemente **Leitung** werden angezeigt.

5.4.1.1 Ausgabegerät

Mit diesem Einstellwert kann ein Ausgabegerät gewählt werden, dass für mehrere Anwendungen verwendet wird. Das Ausgabegerät ist u.a. von Bedeutung, wenn **automatisierte Netzberechnungen** oder **Prüfungen von Schutzgeräten** durchgeführt werden.

Ausgabegerät	Bedeutung
CMC Testsystem	Mit diesem Ausgabegerät können die berechneten Spannungs- und Stromverläufe zu einem angeschlossenen Prüfsystem **CMCxxx** der Fa. Omicron zur **Prüfung von Netzschutzeinrichtungen** gesendet werden.
COMTRADE Datei	Mit diesem Ausgabegerät können die im Verlauf einer **Testfunktion** berechneten Spannungs- und Stromverläufe in getrennte COMTRADE - Dateien gespeichert werden.
Textdatei **Textdatei (Excel)**	Mit diesem Ausgabegerät können die im Verlauf einer **Testfunktion** berechneten Spannnungs- und Stromverläufe in getrennte Textdateien gespeichert werden. Im Falle der Betriebsart **Textdatei (Excel)** werden die Dezimalpunkte der Zahlwerte zu Dezimalkommas konvertiert, um eine Weiterverarbeitung mit der deutschen Version von Excel zu vereinfachen.
Lastfluss (Prbx)	ATPDesigner führt **Lastflussberechnungen** durch und schreibt die Ergebnisse in tabellarischer Form in eine Textdatei. In dieser Betriebsart werden nur die durch die **Mess/Schutzgeräte** ermittelten stationären Spannungs- und Stromwerte verwendet. Ist ein **Mess/Schutzgerät** deaktiviert, so werden die Messwerte nicht in die Textdatei ausgegeben.

5.4.1.2 Messverfahren

Das Messverfahren ist von Bedeutung, wenn **Prüfungen von Schutzgeräten** mit Hilfe der Sekundärprüfeinrichtungen CMCxxx der Fa. Omicron durchgeführt werden.

- **Distanzschutz – Distance Protection**
  Dieses Messverfahren ist zu wählen, wenn an einem Messort jeweils die Leiter-Erd-Spannungen und die Leiterströme berechnet und zur Prüfung verwendet werden. Das Messverfahren ist für **Distanzschutz-** oder **Überstromzeitschutzgeräte** geeignet.

- **Differentialschutz - Diff. Protection**
  Dieses Messverfahren ist zu wählen, wenn an zwei oder mehr Messorten die Leiterströme berechnet und zur Prüfung verwendet werden. Das Messverfahren ist für **Transformator-** oder **Leitungsdifferentialschutzeinrichtungen** geeignet.

5.4.1.3 Anonymisierung Netzgrafik – Anwenderspezifische Bezeichner EIN/AUS

Mit den Einstellwerten in der Gruppe **Anzeige der Namen von ..** können die anwenderspezifischen Bezeichner der Netzwerkelemente global, d.h. für das ganze Stromnetz sichtbar oder unsichtbar geschaltet werden. Damit ist es möglich eine anonymisierte Darstellung des Stromnetzes z.B. zu Dokumentationszwecken mit wenig Aufwand zu erzeugen.

5.4.1.4 Gruppe *Schriftarten*

In der Gruppe Schriftarten können allgemeine Schriftarten sowie spezielle Schriftarten für einzelne Netzwerkelemente und Ergebnisdarstellungen in der Netzgrafik eingestellt werden.

Bezeichner	Bedeutung
Bezeichner	Schriftart der anwenderspezifischen Bezeichner für die Netzwerkelemente wie z.B. der Name
Messwerte	Schriftart und Schriftfarbe für die Messwerte z.B. der Verbraucherlasten, die in der Netzgrafik nahe dem Symbol des Netzwerkelementes angezeigt werden. Die Anzeige der **Messwerte** kann mit der Option **Anzeigen** ein- oder ausgeschaltet werden.
Leitung	Schriftart der anwenderspezifischen Bezeichner der Netzwerkelemente **Leitung**
Mess/Schutz	Schriftart der anwenderspezifischen Bezeichner der Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät**
Last	Schriftart der anwenderspezifischen Bezeichner der internen **Verbraucherlast** der Netzwerkelemente **Verbraucherlast**, **Leitung** und **Transformatoren 2-Wicklung**
Sammelschiene	Schriftart der anwenderspezifischen Bezeichner der Netzwerkelemente **Sammelschiene**
Transformator	Schriftart der anwenderspezifischen Bezeichner der Netzwerkelemente **Transformator 2-Wicklung**

5.4.2 Registerkarte *Kurzschluss*

In der Registerkarte können die Einstellungen für den **Kurzschluss** (**Short-Circuit**) eingestellt werden. Der Einstelldialog kann alternativ mit einem **Left Mouse Button Double Click** auf **Kurzschluss** in der Registerkarte **Favoriten** im Fenster **Projektinformationen** geöffnet werden. Die Einstellwerte können nur teilweise für die **Berechnung stationärer Netzzustände** bzw. **Lastflussberechnungen** verwendet werden.

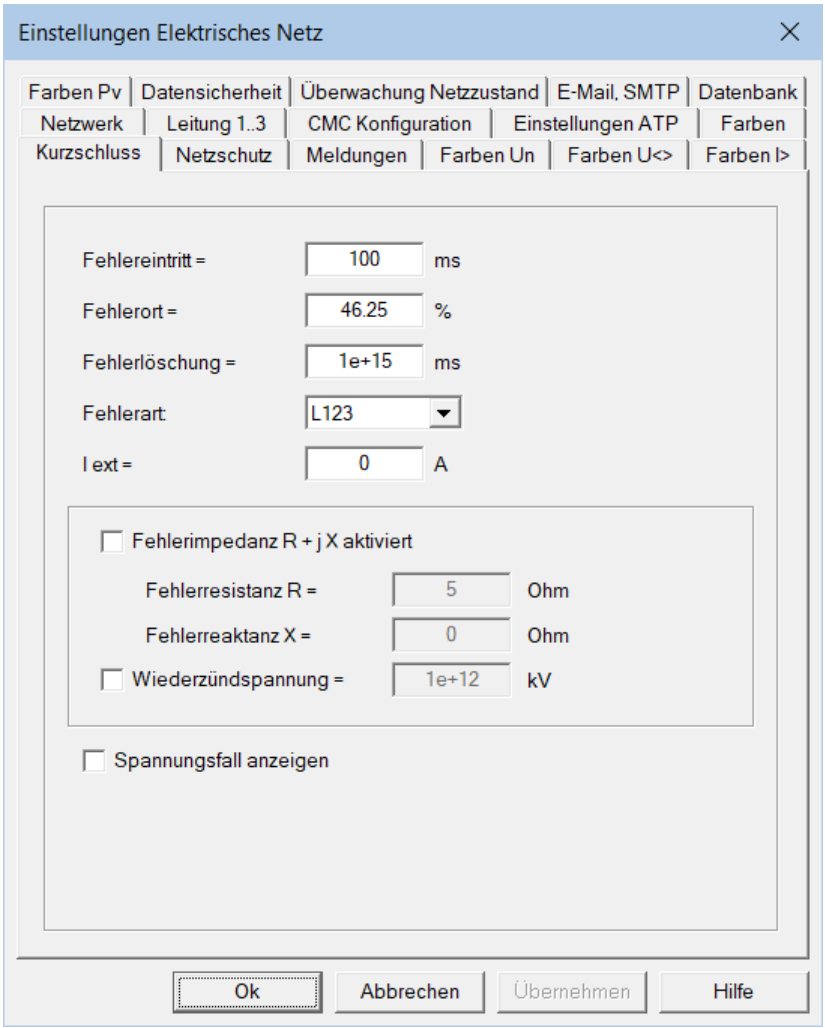


Abbildung 43: Registerkarte *Kurzschluss*

Der Einstelldialog kann auch durch eine **Left Mouse Double Click** auf das Kurzschlusssymbol (**roter Blitz**) in der Netzgrafik geöffnet werden, wie es vom Öffnen der Einstelldialog in ATPDesigner bekannt ist.

Einstellwert	st[2]	dy[3]	Bedeutung
Fehlereintritt	---	X	Zeitpunkt des Kurzschlusseintritts
Fehlerort	X	X	Fehlerort des Kurzschlusses in % der Leitungslänge Der Fehlerort kann nur verändert werden, wenn der Kurzschluss schon mit einer Leitung verbunden ist. In allen anderen Fällen ist das Dialogelement deaktiviert. Nach Schließen des Einstelldialogs wird

[2] Für die **Berechnung stationärer Netzzustände**
[3] Für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge**

			das grafische Symbol des Kurzschlusses neu positioniert. Der Fehlerort kann auch in der Toolbar verändert werden. Wird der Fehlerort verändert, muss die Eingabe durch Enter bestätigt werden, solange der Fokus des Eingabecursors im Editierfeld liegt.
Fehlerlöschung	---	X	Zeitpunkt des Erlöschens des Kurzschlusses
Fehlerart	X	X	Fehlerart L1, L12, L12E, L123, L123E, ...
I ext	---	X	Der Kurzschlussstrom erlischt, wenn der Augenblickswert i(t) kleiner als der eingestellte Wert $\mathbf{I_{ext}}$ ist. Wenn der Kurzschluss mit Hilfe der Zeit **Fehlerlöschung** innerhalb der Simulationszeit abgeschaltet werden soll, so ist ein Wert $\mathbf{I_{ext} > 0A}$ vorzusehen, um numerische Oszillationen zu vermeiden.
Spannungsfall anzeigen	X	---	Darstellung des **Spannungsfalls ΔU an den Sammelschienen**
Fehlerresistanz R	X	X	Resistanz der Fehlerimpedanz Der Wert der Resistanz kann auf Werte $\geq 10^{-11}$Ohm eingestellt werden, um mathematische Probleme bei der Inversion der Impedanzmatrix im ATP zu vermeiden.
Fehlerreaktanz X	X	X	Reaktanz der Fehlerimpedanz Der Wert Reaktanz kann =0Ohm eingestellt werden.

5.4.2.1 Fehlerimpedanz Z = R + jX

Mit den Einstellwerten **Fehlerresistanz R** und **Fehlerreaktanz X** kann eine optionale Fehlerimpedanz als Serienimpedanz am Fehlerort nachgebildet werden. Das interne ATP basierte Modell ist in Nachbildung der Fehlerimpedanz näher erläutert.

5.4.2.2 „Setzen“ des Fehlerortes an einer Leitung *Line 4...N*

Der Fehlerort kann wie oben beschrieben mit einer Leitung an einem beliebigen Ort entlang der Leitung verbunden werden. Die Leitungen **Leitung 1...3** sind davon ausgenommen, da diese Leitungen ein eigenes integriertes Fehlermodell u.a. mit Lichtbogennachbildung, Fehlerübergangswiderstand, etc. haben. Der Fehlerort in % an einer Leitung ist immer auf den **linken Leitungsknoten** gesehen berechnet. Die Knotenbezeichner **L** (= links) bzw. **R** (= rechts) an einer Leitung können im Einstelldialog aktiviert und in der Netzgrafik angezeigt werden.

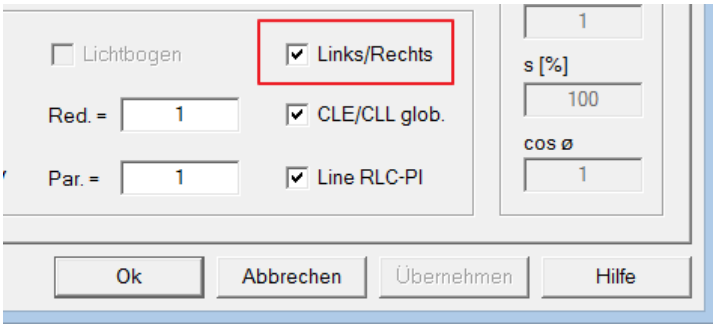


Abbildung 44: Aktivierung der Knotenbezeichner L und R einer Leitung in der Netzgrafik

5.4.2.3 Nachbildung der Fehlerimpedanz Z

Die Fehlerimpedanz des **Kurzschlusses** (**roter Blitz**) [Bd. 3] wird durch eine oder mehrere einstellbare Serienimpedanz(en) Z = R +jX wie in der nachfolgenden Abbildung beschrieben am Fehlerort nachgebildet. Die Fehlerimpedanz(en) werden zwischen zwei Leitern oder Leiter und Erde geschaltet. Der Kurzschlussstrom am Fehlerort wird mit Hilfe von Messsystemen sowohl für die Berechnung stationärer Netzzustände als auch für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge gemessen.

Kurzschlussart	Fehlerimpedanz Z nachgebildet durch
L1	$\underline{Z}_{L1E}$
L2	$\underline{Z}_{L2E}$
L3	$\underline{Z}_{L3E}$
L12E	$\underline{Z}_{L1E}$ und $\underline{Z}_{L2E}$
L23E	$\underline{Z}_{L2E}$ und $\underline{Z}_{L3E}$
L13E	$\underline{Z}_{L1E}$ und $\underline{Z}_{L3E}$
L12	$\underline{Z}_{L12}$
L23	$\underline{Z}_{L23}$
L13	$\underline{Z}_{L13}$
L123	$\underline{Z}_{L1E}$ und $\underline{Z}_{L2E}$ und $\underline{Z}_{L3E}$
L123E	$\underline{Z}_{L1E}$ und $\underline{Z}_{L2E}$ und $\underline{Z}_{L3E}$

Abbildung 45: Optionale Fehlerimpedanz Z des Kurzschlusses (Short-Circuit)

So bedeutet $\underline{Z}_{L1E}$, dass die Fehlerimpedanz zwischen Leiter L1 und Erde geschaltet wird. Eine Fehlerimpedanz zwischen den Leitern L1 und L2 wird mit $\underline{Z}_{L12}$ gekennzeichnet.

5.4.2.3.1 Einstellung der Fehlerimpedanz Z und Distanzschutz

In der Netzschutztechnik werden oft Szenarien untersucht, in denen am Kurzschlussort ein Übergangswiderstand z.B. durch einen Lichtbogen auftritt. Übergangswiderstände können mit Hilfe der Fehlerimpedanz nachgebildet werden. Um die Auswirkungen eines Übergangswiderstandes auf einen Distanzschutz zu untersuchen, muss der Übergangswiderstand abhängig von der Fehlerart geeignet gewählt werden. Darüber hinaus muss unbedingt das fehlerartabhängige Modell des Übergangswiderstandes am Kurzschlussort berücksichtigt werden, um die Reaktionen des Distanzschutzes bei einem Übergangswiderstand am Kurzschlussort korrekt interpretieren zu können.

5.4.2.4 Berechnung der dynamischen Netzvorgänge

Der Kurzschlussstrom an der Fehlerstelle kann in einem **Diagramm** ausgegeben werden. Dazu muss die Option **Ausgabesignale** im Einstelldialog **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **ATP Daten** auf **Messgerät/Schalter/Interne Knoten** eingestellt werden.

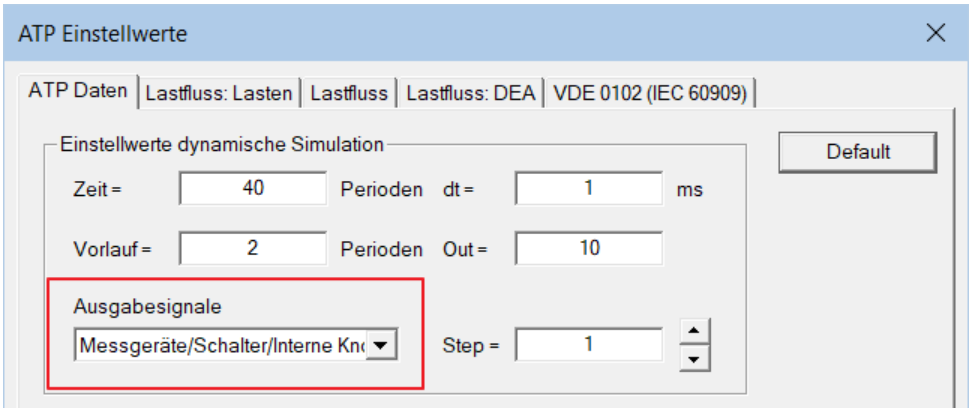


Abbildung 46: Einstellung *Ausgabesignale* im Einstelldialog *ATP Einstellwerte*

Der Kurzschlussstrom an der Kurzschlussstelle (**roter Blitz**) kann dann in einem Diagramm zur Darstellung verwendet werden.

- Knoten (**ABC**)**SCIK_**

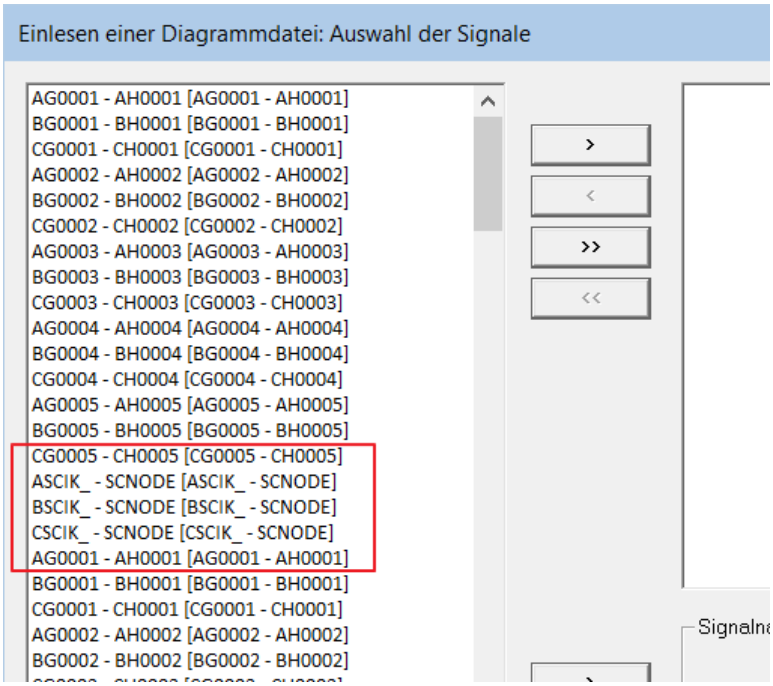


Abbildung 47: Auswahl der Kurzschlussströme für ein Diagramm

Das nachfolgende Diagramm zeigt die Kurzschlussströme, die im Falle eines 3-poligen Kurzschlusses L123E am Kurzschlussort zwischen den Leitern gegen Erde fließen.

Die Leiterströme können mit der in ATPDesigner verfügbaren **Verfahren der Signalverarbeitung** ausgewertet werden, um z.B. mit einer Diskreten Fourier-Transformation (DFT) die Beträge der Ströme zu berechnen. Diese Beträge können dann mit den Kurzschlussströmen des stationären Netzzustandes verglichen werden.

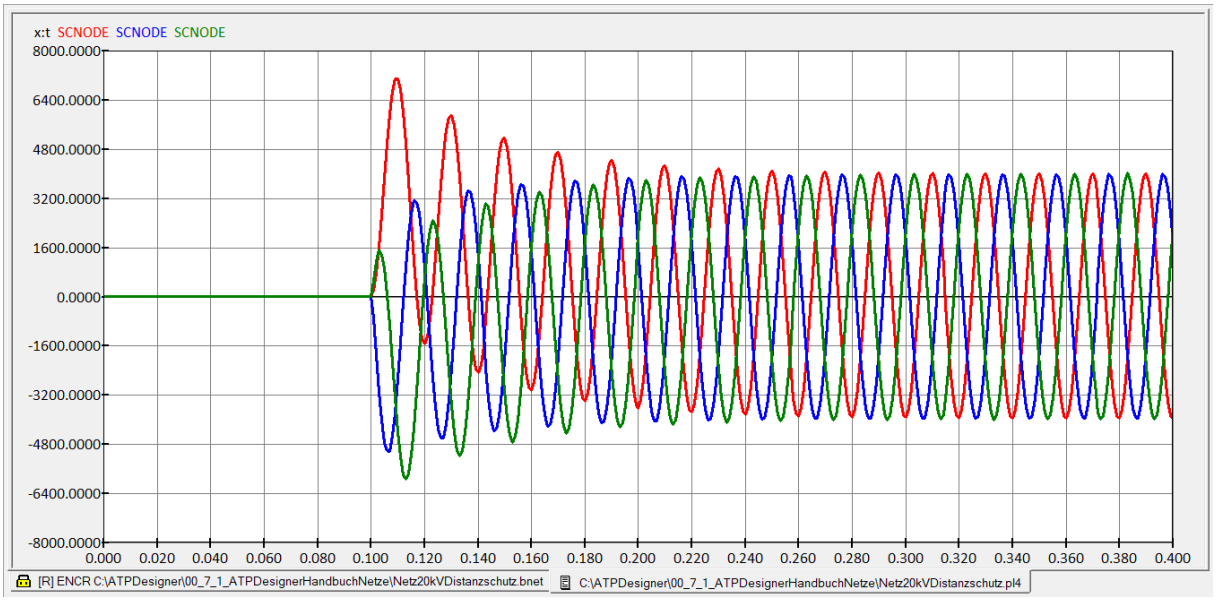


Abbildung 48: Darstellung eines Kurzschlussstroms am Kurzschlussort in einem Diagramm

5.4.3 Registerkarte *Netzschutz*

In der Registerkarte **Netzschutz** können Einstellwerte verändert werden, die für die schutztechnischen Funktionen für alle im Netz vorhandenen **Mess/Schutzgeräte** gemeinsam verwendet werden. Weitere Einstellwerte bzgl. Netzschutz und der Netzschutzanalyse sind im Einstelldialog Netzschutz Analyse zu finden.

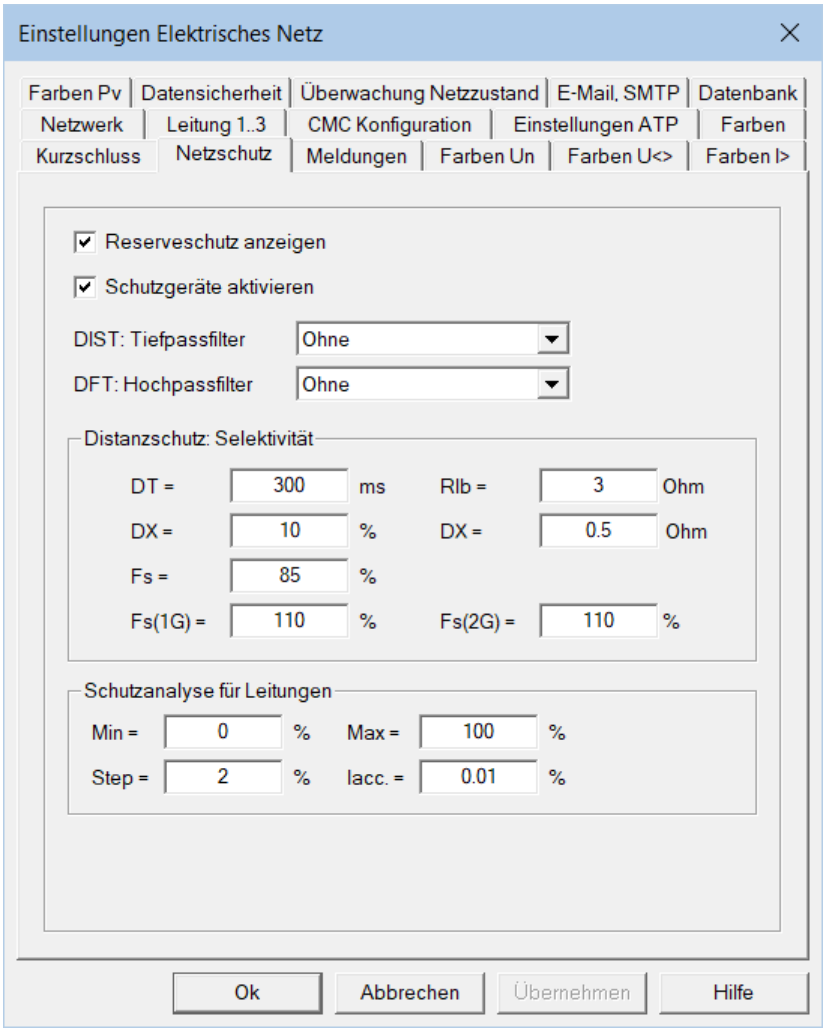


Abbildung 49: Konfiguration *Netzschutz*

5.4.3.1.1 Reserveschutz anzeigen

Wenn zusätzlich die Option **Schutzgeräte aktivieren** aktiviert ist, werden die Ergebnisse der Schutzfunktionsanalyse für den Reserveschutz in der Netzgrafik angezeigt.

5.4.3.1.2 Schutzgeräte aktivieren

Die Ergebnisse der Schutzfunktionsanalyse werden für die Schutzfunktionen in der Netzgrafik angezeigt. Es wird hier darauf hingewiesen, dass weitere Einstellwerte bzgl. Netzschutz und der Netzschutzanalyse im Einstelldialog Netzschutz Analyse zu finden sind.

5.4.3.2 Impedanzalgorithmus[3]

Mit diesem Einstellwert wird für alle **Mess/Schutzgeräte** gleichzeitig der Algorithmus zur Berechnung der Mitimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ zwischen Messort und Kurzschlussort ausgewählt. Die angezeigten Einstellwerte im Einstelldialog der **Mess/Schutzgeräte** werden automatisch angepasst.

- **Phadke/Ibrahim** [1]
  Der Impedanzalgorithmus von **Phadke/Ibrahim** basiert auf der Auswertung der komplexen Zeiger von Spannungen und Strömen. Der Algorithmus wird auch für die Schalter **Schalter (CB) Cbx** verwendet.

- **McInnes/Morrison**
  Der Algorithmus basiert auf der Lösung der Differentialgleichung 1. Ordnung.

Die berechneten Impedanzen sind Sekundärimpedanzen, d.h. auf die sekundären Nenngrößen der Spannungs- und Stromwandler bezogen. Die primären und sekundären Nenngrößen der Spannungs- und Stromwandler werden in den Einstelldialogen des jeweiligen **Mess/Schutzgerätes** definiert.

5.4.3.3 Einstellwert *DIST: Tiefpassfilter*[3]

Die Leiter-Erd-Spannungen $u_{L1}(t)$, $u_{L2}(t)$, und $u_{L3}(t)$ und Leiterströme $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$, und $i_{L3}(t)$ können vor der Verarbeitung im Algorithmus des Distanzschutzes mit einem Tiefpass-Filter gefiltert werden. Dadurch können höherfrequente Signalanteile, die den Impedanzalgorithmus im Sinne von Störsignalen negativ beeinflussen, gedämpft werden.

Einstellwert	Bedeutung
Ohne	Keine Filterung der Eingangssignale
Bessel 2. Ordnung	Filterung mit einem Bessel Tiefpass-Filter 2. Ordnung, Grenzfrequenz f_g = 350Hz

Die Implementierung des Filters erfolgt mit Hilfe einer Laplace-Übertragungsfunktion und ist unabhängig von der Abtastschrittweite bzw. Abtastfrequenz. Der Tiefpassfilter wird in den folgenden Schutzfunktionen für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge verwendet:

- **Distanzschutz**

5.4.3.4 Einstellwerte *Schutzanalyse für Leitungen*[2]

Zur automatischen Durchführung einer **Kaskadenanalyse** für **Leitungen** können in der Gruppe **Schutzanalyse für Leitungen** die Randbedingungen für den entlang der Leitungen des Netzes automatisch verschobenen Kurzschlussortes eingestellt werden. Die Einstellungen gelten für alle Leitungen des Netzes gemeinsam.

Einstellwert	Bedeutung
Min	Kleinster Kurzschlussort in % der Leitungslänge
Max	Größter Kurzschlussort in % der Leitungslänge
Step	Schrittweite in % der Leitungslänge
Iacc	Abbruchkriterium der Kaskadenanalyse in %

5.4.3.5 Einstellwert *DFT: Hochpassfilter*[3]

Die Diskrete Fourier Transformation (DFT) wird zur Berechnung der komplexen Zeiger von sinusförmigen, 1-frequenten und stationären Signalen s(t) verwendet. Aus dem komplexen Zeiger kann der Betrag (Effektivwert) des Signals berechnet werden. Ist der zeitliche Verlauf des Eingangssignal s(t) nicht mit dem zeitlichen Verlauf eines 1-frequenten sinusförmigen Signals

$$s(t) = \hat{s} \cdot \sin(\omega \cdot t + \varphi)$$

identisch, so wird der komplexe Zeiger und damit der Betrag des Signals fehlerhaft berechnet.

Mit Hilfe des Hochpassfilters werden niederfrequente Signalanteile unterhalb einer Grenzfrequenz von 40Hz und hier insbesondere der exponentiell abklingende Gleichanteil (DC-Komponente) im Kurzschlussstrom aus den Zeitsignale gedämpft, bevor die komplexen Zeiger mit Hilfe einer diskreten Fourier-Transformation (DFT) in den Schutzfunktionen verwendet werden. Der Hochpassfilter wird mit Hilfe einer Laplace-Übertragungsfunktion in MODELS implementiert. Daher ist eine Anpassung der Filterkoeffizienten an die ATP interne Rechenschrittweite nicht erforderlich.

Einstellwert	Bedeutung
Ohne	Keine Filterung der Eingangssignale
Bessel 1. Ordnung	Filterung mit einem Bessel Hochpass-Filter 1. Ordnung, Grenzfrequenz f_g = 40Hz
Bessel 2. Ordnung	Filterung mit einem Bessel Hochpass-Filter 2. Ordnung, Grenzfrequenz f_g = 40Hz

Der Hochpassfilter wird in den folgenden Schutzfunktionen für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge verwendet:

- **Überstromzeitschutz**
- **Überstromzeitschutz mit Richtung**

5.4.3.6 Einstellwerte *Distanzschutz: Selektivität*

Darüber hinaus sind Einstellwerte für die automatische Einstellung und Überprüfung von Distanzschutzgeräten vorhanden. Die Verfahren zu dem Einstelldialog z.B. zum automatisierten Einstellen von Zeitstaffelschutzplänen für Distanzschutzgeräte oder das Prüfen von Netzschutzkonzepten sind in [Bd. 3] erläutert.

Einstellwert	Bedeutung
Fs	Staffelfaktor in % zur Auslegung der Staffelzonen eines Distanzschutzes
Fs(1G)	Staffelfaktor in % zur sicheren Überstaffelung der 1. Gegenstation
Fs(2G)	Staffelfaktor in % zur sicheren Überstaffelung der 2. Gegenstation(en)
DT	Kleinster zulässiger Wert des zeitlichen Staffelabstandes für die Zeitstaffelkennlinie eines Distanzschutzes unter Berücksichtigung von Folgeleitungen
DX	Kleinster zulässiger Wert des Reaktanz - Staffelabstandes für die Zeitstaffelkennlinie eines Distanzschutzes unter Berücksichtigung von Folgeleitungen sowohl in Prozent der Leitungsreaktanz als auch Reaktanz in Ohm.
Rlb	Lichtbogenreserve: Resistanz in Ohm (primär)

5.4.3.7 Netzschutz Analyse

Weitere Einstellwerte bzgl. Netzschutz und der Netzschutzanalyse sind im Einstelldialog **Netzschutz Analyse** zu finden.

5.4.4 Registerkarte *Farben*

In der Registerkarte **Farben** können verschiedene allgemeine Zeichenfarben definiert werden. Die Grundeinstellung der Farben kann in der Registerkarte **Farben** mit dem Button **Default** geladen werden.

Darüber hinaus kann zwischen **Farbschema** gewählt werden. Durch den Einstellwert kann zwischen der Darstellung der Netzgrafik, der Registerkarten der **Projektinformation** und der **Meldungsfenster** mit einem hellen und dunklen Hintergrund und Farbgestaltung pauschal gewählt werden. Die Farben können unabhängig davon auch einzeln eingestellt werden.

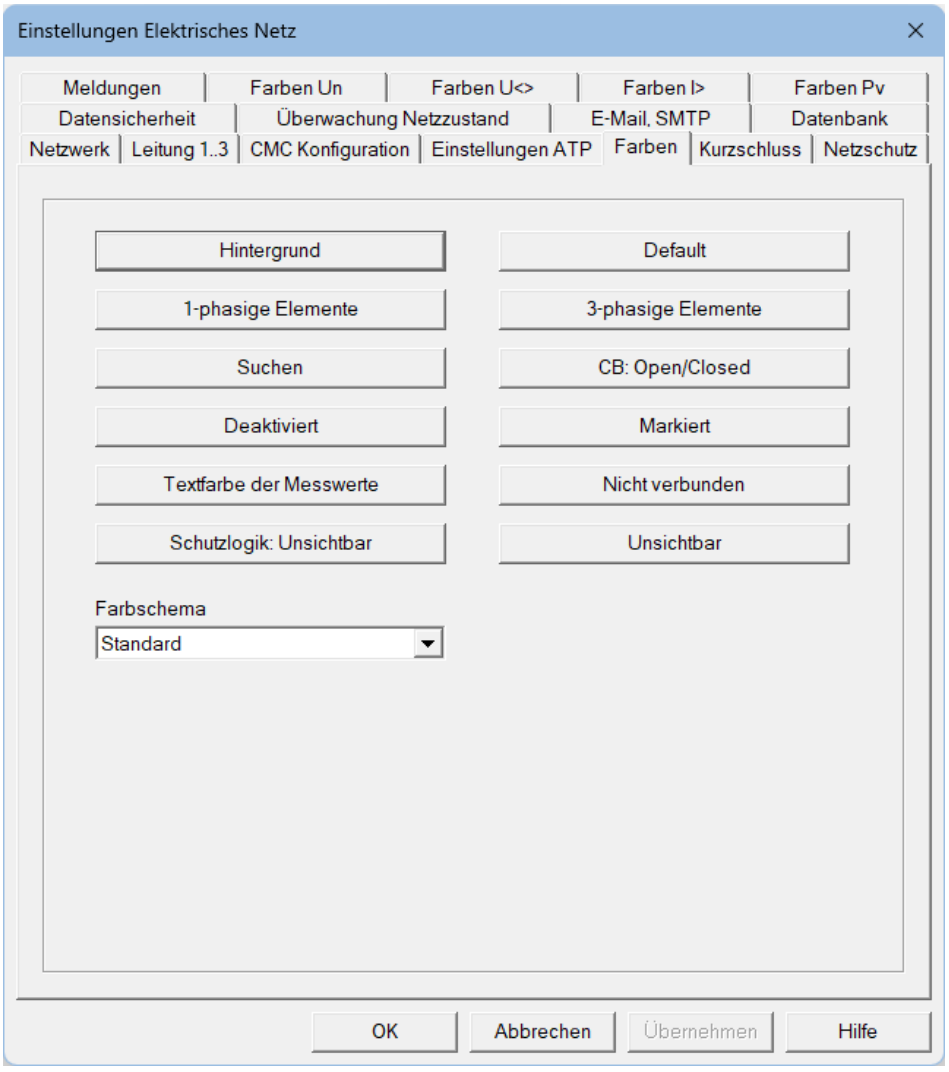
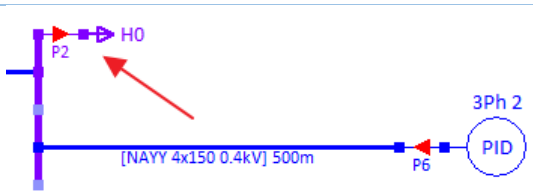
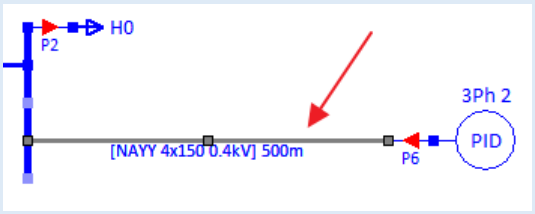
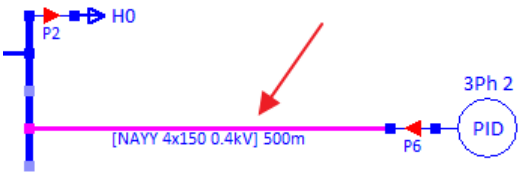


Abbildung 50: Registerkarte *Farben*

Einstellwert	Bedeutung
Hintergrund	Hintergrundfarbe der Zeichenfläche des elektrischen Netzes
Textfarbe der Messwerte	Farbe der Schriftart für die Anzeige der Messwerte, d.h. der Ergebnisse der Lastflussberechnung in der Netzgrafik
3-phasige Elemente	Zeichenfarbe für 3-phasige Netzwerkelemente
1-phasige Elemente	Zeichenfarbe für 1-phasige oder 2-phasige Netzwerkelemente

	
CB: Open/Closed	Zeichenfarbe für **Schalter (CB)**, die als Ergebnis einer Netzberechnung geöffnet oder geschlossen wurden
Suchen	Zeichenfarbe für Netzwerkelemente, die mit der Such-funktion gesucht und gefunden wurden.
Markiert	Zeichenfarbe für markierte Netzwerkelemente 
Deaktiviert	**Elektrisch deaktivierte Netzwerkelemente**, die grafisch im elektrischen Netz sichtbar sind, aber bei der Netzbe-rechnung nicht berücksichtigt werden 
Nicht verbunden	Netzwerkelemente, die mindestens einen grafisch und elektrisch nicht verbundenen Knoten besitzen (Sammel-schienen sind davon ausgenommen)
Schutzlogik: Unsichtbar	Zeichenfarbe zum Zeichnen von „unsichtbaren“ Ele-menten der **Schutzlogik**
Unsichtbar	Zeichenfarbe zum Zeichnen von „unsichtbaren“ Netz-werkelementen ➔ **Un Ebenen**
Farbschema	Die nachfolgenden Farbschema sind verfügbar. ▪ Standard ▪ Dark Mode ▪ Standard + Zeichenfarbe ▪ Dark Mode + Zeichenfarbe

5.4.4.1 Farbschema *Standard* und *Standard + Zeichenfarbe*

Das Farbschema **Standard** stellt die Netzgrafik, **Projektinformationen** und **Meldungsfenster** mit weißem Hintergrund dar. Die Zeichenfarbe der Netzwerkelemente ist fest vorgegeben. Das Farbschema **Standard + Zeichenfarbe** ermöglicht es, unabhängig von den Farben des Farbschemas **Standard** die Zeichenfarbe der Netzwerkelemente anwenderspezifisch zu auszuwählen.

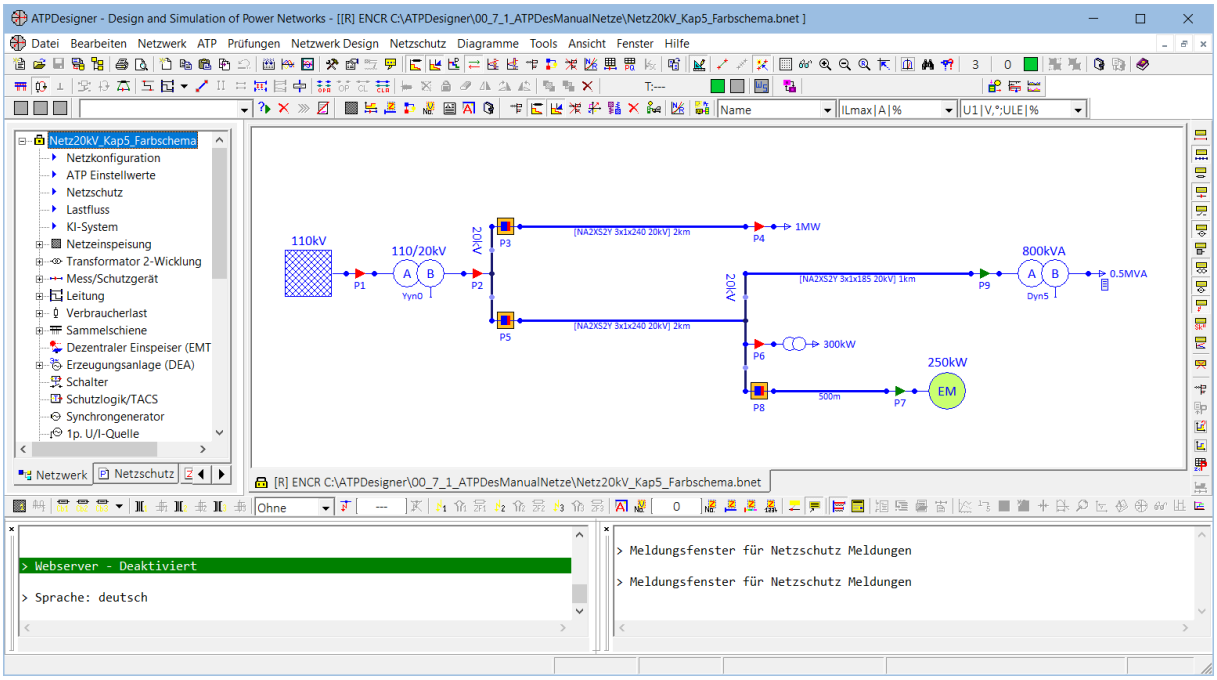


Abbildung 51: Darstellung mit Farbschema *Standard*

Um die anwenderspezifische Zeichenfarbe eines Netzwerkelementes einzustellen, kann der Windows-Einstelldialog **Farbe** mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Button geöffnet werden.

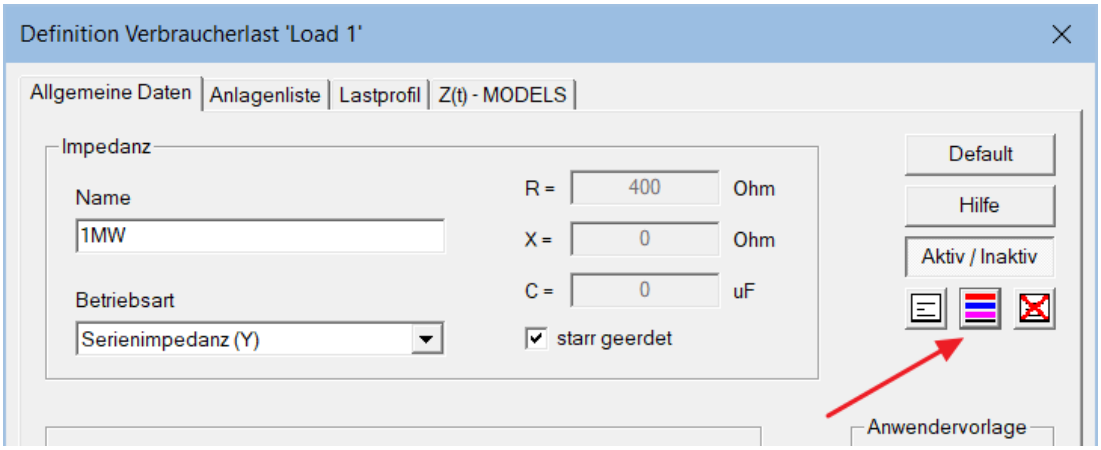


Abbildung 52: Anwenderspezifische Zeichenfarbe für ein Netzwerkelement einstellen

⇨ Die anwenderspezifische Zeichenfarbe wird beim nächsten Wechsel des Farbschemas auf **Standard** oder **Dark Mode** automatisch auf die Grundeinstellung zurückgesetzt. Alle anwenderspezifischen Farbeinstellungen gehen verloren.

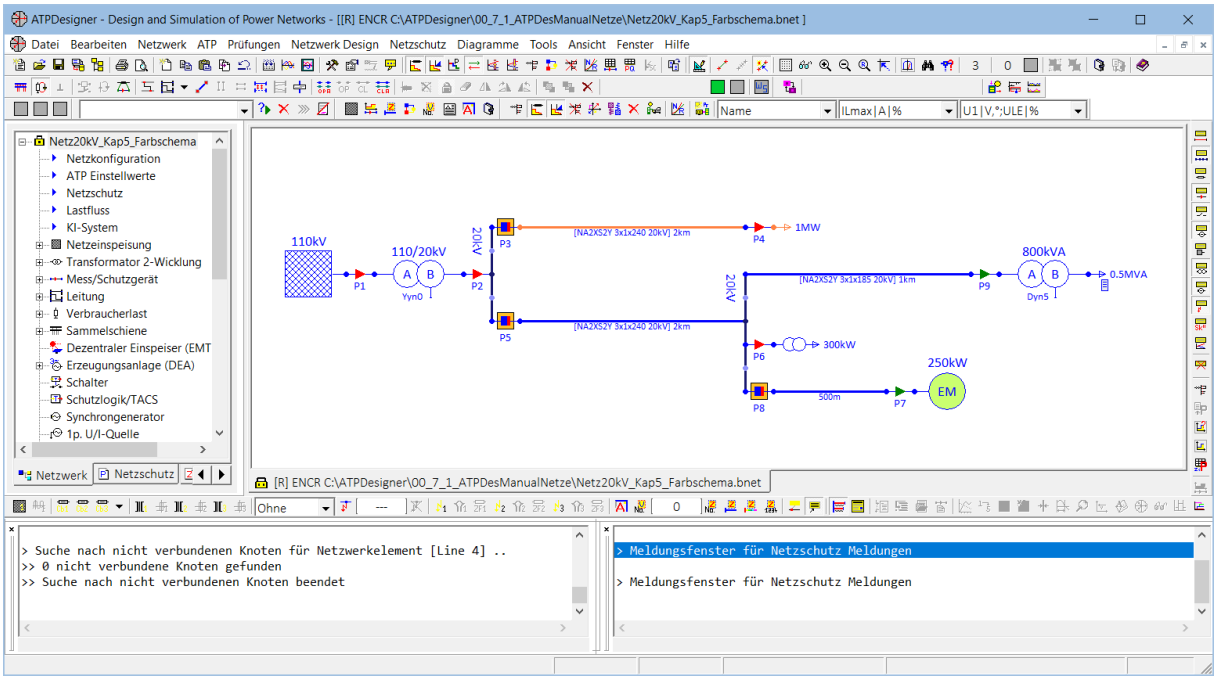


Abbildung 53: Darstellung mit Farbschema *Standard + Zeichenfarbe*

In der Abbildung oben wurde das Farbschema Standard + Zeichenfarbe eingestellt und für die **Leitung** und **Verbraucherlast** die Zeichenfarbe **Orange** eingestellt.

Um die anwenderspezifische Farbe eines einzelnen Netzwerkelementes für das Farbschema **Standard + Zeichenfarbe** auf die Grundeinstellung zurückzusetzen kann wie folgt vorgegangen werden.

1. Das Netzwerkelement mit einem **Left Mouse Button Click** markieren.

2. Mit einem **Right Mouse Button Click** das kontextsensitive Menü öffnen.

3. In dem Menüpunkt **Zeichenfarbe** den Menüpunkt **Default Zeichenfarbe** mit einem **Left Mouse Button Click** auswählen.

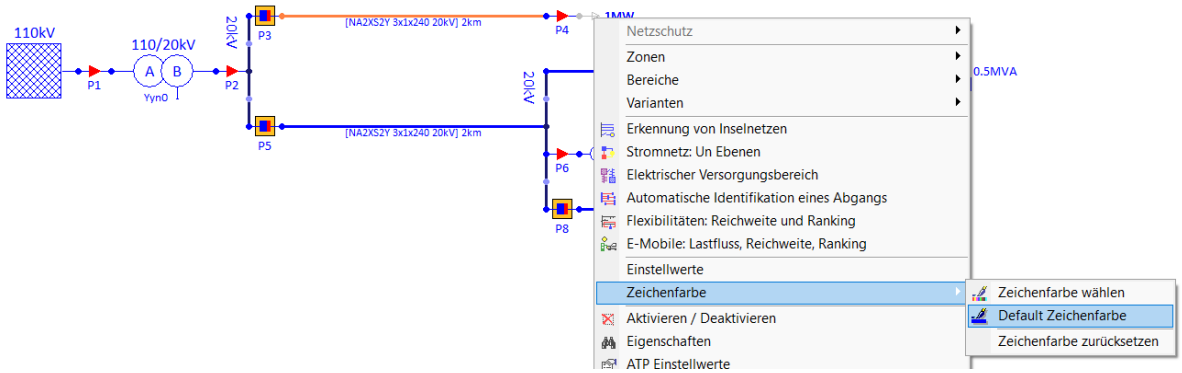


Abbildung 54: Zeichenfarbe eines Netzwerkelementes auf *Default Zeichenfarbe* zurücksetzen

5.4.4.2 Farbschema *Dark Mode* und *Dark Mode + Zeichenfarbe*

Das Farbschema **Dark Mode** stellt die Netzgrafik, **Projektinformationen** und **Meldungsfenster** mit einem dunkelgrauen Hintergrund dar. Die Zeichenfarbe der Netzwerkelemente ist fest vorgegeben. Das Farbschema **Dark Mode + Zeichenfarbe** ermöglicht es, unabhängig von den Farben des Farbschemas **Dark Mode** die Zeichenfarbe der Netzwerkelemente anwenderspezifisch zu auszuwählen.

Wird das Farbschema **Dark Mode + Zeichenfarbe** ausgewählt, so kann die Zeichenfarbe des Netzwerkelementes wie für das Farbschema **Standard + Zeichenfarbe** eingestellt bzw. zurückgesetzt werden.

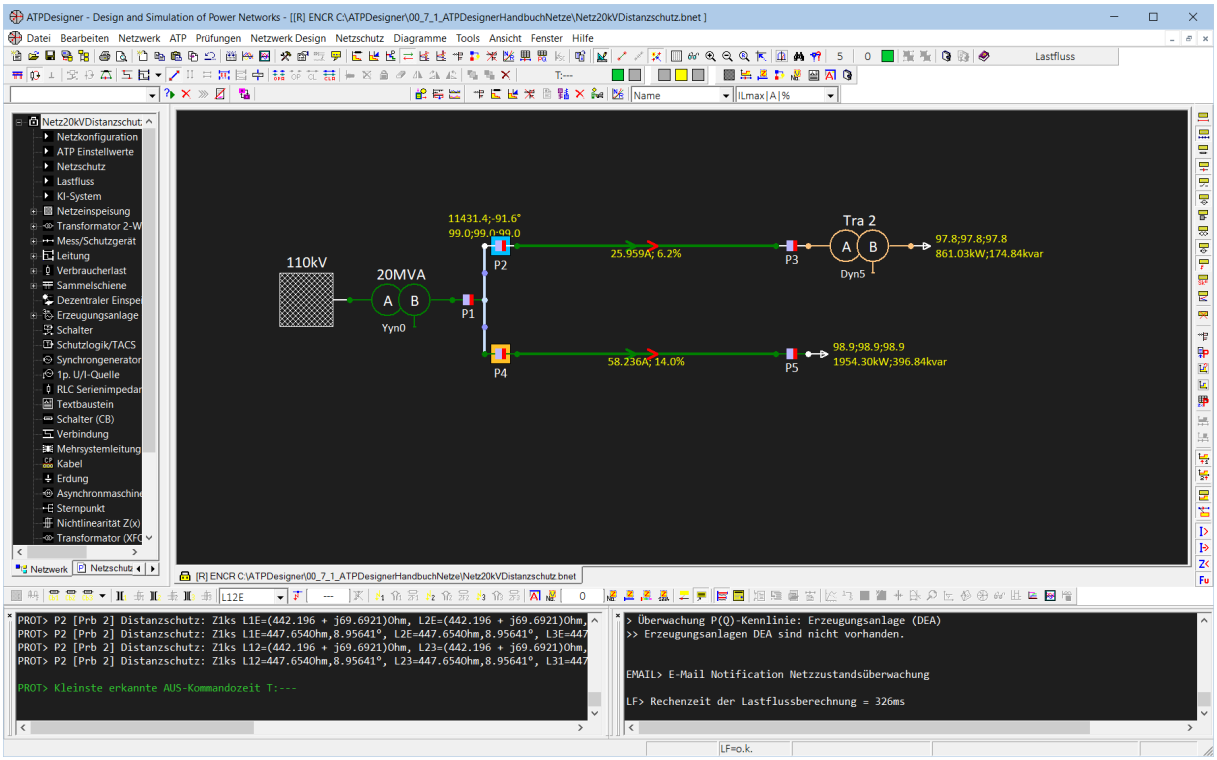


Abbildung 55: Darstellung mit Farbschema *Dark Mode*

5.4.5 Registerkarte *Leitung 1..3*

Die Einstellwerte der Registerkarte **Leitung 1..3** ermöglicht eine Konfiguration der Leitungen **Line 1..3**, die einen integrierten Fehlerort mit einstellbarer Fehlerart besitzen. Zusätzlich können für diese Leitungen ein Lichtbogen oder ein Fehlerübergangswiderstand eingestellt werden.

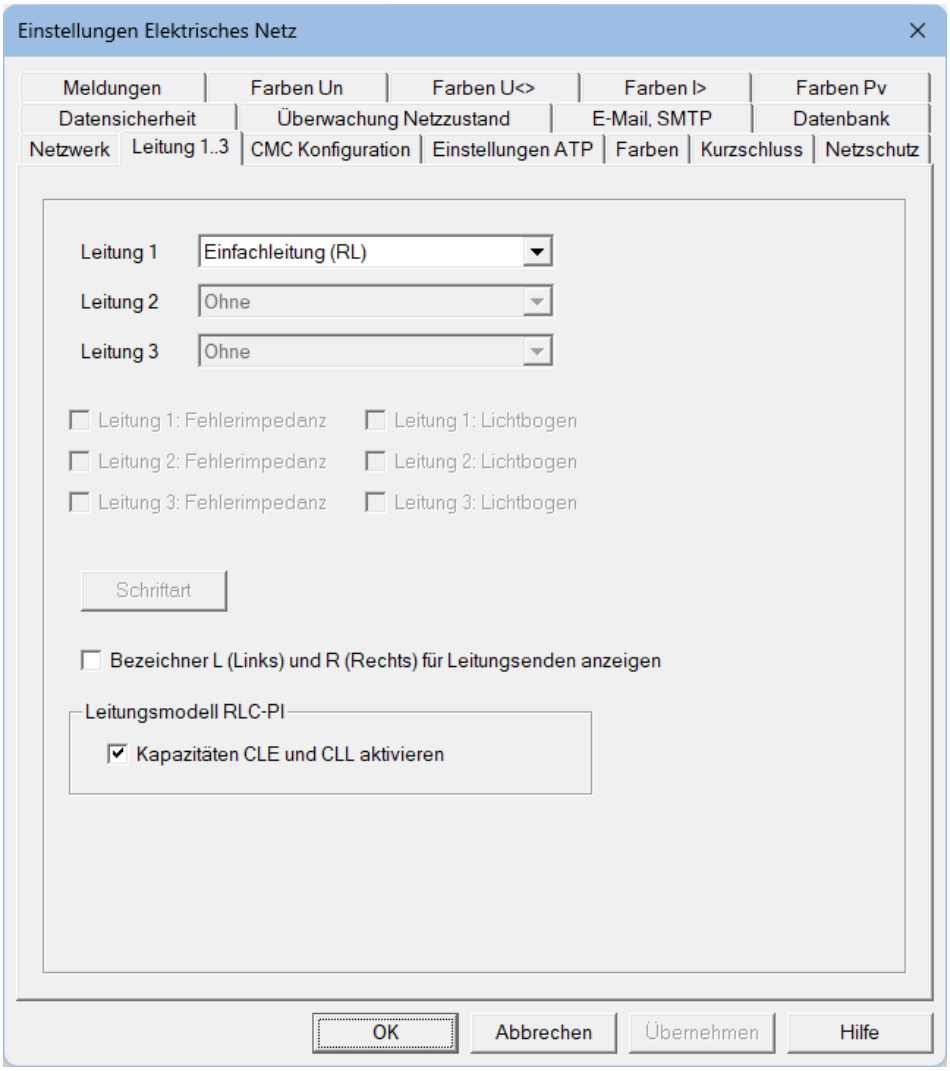


Abbildung 56: Registerkarte *Leitung 1..3*

Einstellwert	Bedeutung
Leitung 1..3	Leitungsmodell für die Leitungen **Line 1..3** auswählen
Fehlerimpedanz	Fehlerübergangswiderstand für eine der Leitungen aktivieren
Lichtbogen	Lichtbogenmodell für eine der Leitungen aktivieren

5.4.5.1 Kapazitäten CLE und CLL aktivieren

Mit Hilfe des Einstellwertes kann eingestellt werden, ob die Kapazitäten aller in einem Netz verwendeten Leitungen, die mit einen Leitungstyp aus der Leitungsbibliothek oder dem Leitungsmodell **Einfachleitung (RLC-PI)** konfiguriert werden, mit oder ohne Kapazitäten verwendet werden. Im Einstelldialog für **Leitungen** wird die Einstellung angezeigt, kann aber dort nicht geändert werden.

5.4.6 Registerkarte *Einstellungen ATP*

In der Registerkarte, die nachfolgend zu sehen ist, können modellspezifische bzw. ATP spezifische Einstellwerte und allgemeine das gesamte Netz betreffende Einstellwerte verändert werden.

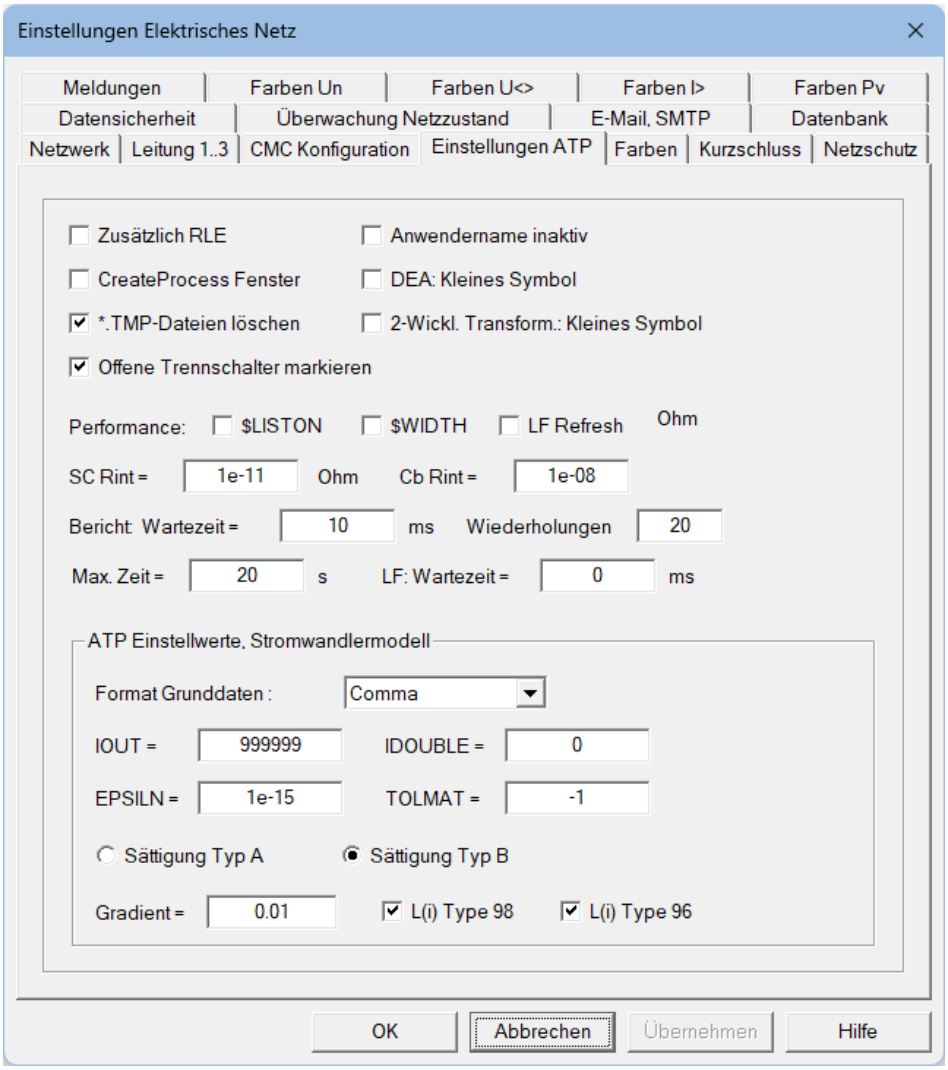
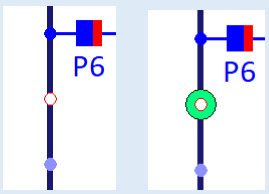
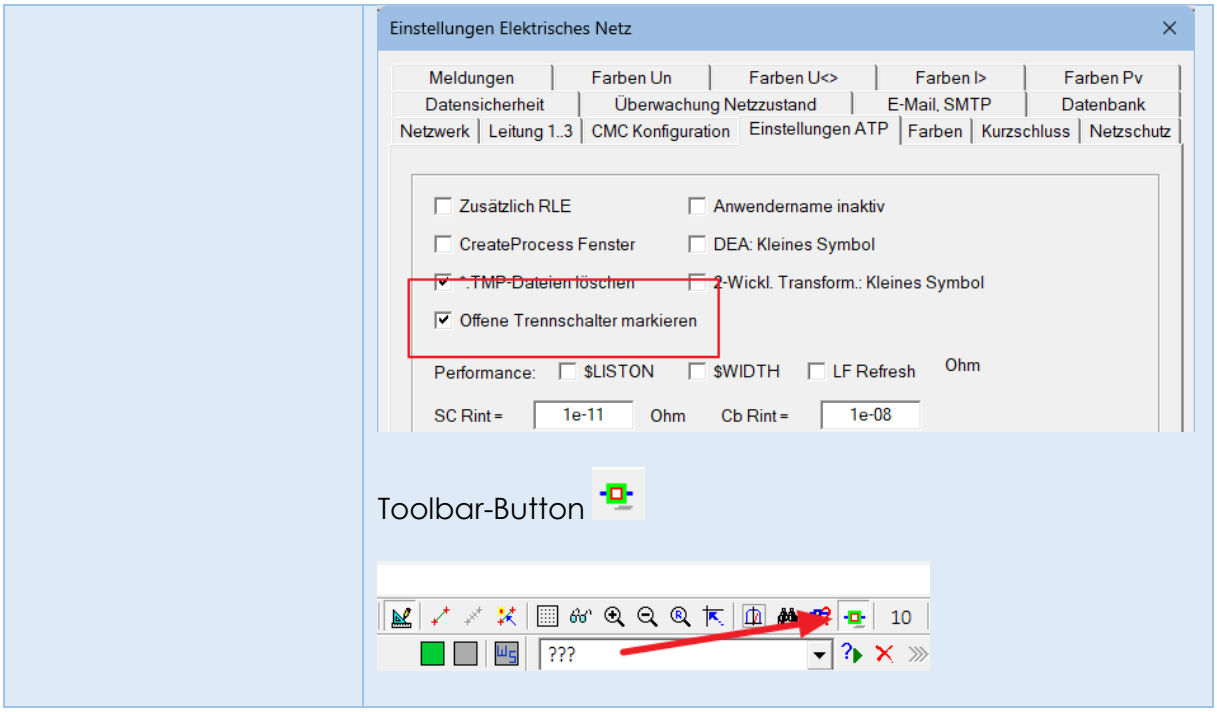


Abbildung 57: Dialog *Einstellungen ATP* - Modell und ATP relevante interne Einstellwerte

Einstellwert	Bedeutung
SC Interne Resistanz	Wird ein **Kurzschluss** verwendet, so kann hier der intern verwendete Fehlerwiderstand eingestellt werden. Dieser Widerstand wird nicht verwendet, wenn in dem Einstelldialog des Kurzschlusses ein optionaler Fehlerwiderstand aktiviert ist.
Cb Interne Resistanz	Die ATP basierten Modelle der **Schalter (CB) Cb1..5** verwenden den Längswiderstand im internen Modell. Darüber hinaus wird der Einstellwert für das ATP basierte Modell der Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät** verwendet.
Format Misc. Data Card	Formatspezifikation für **ATP Miscellaneous Data Card**
CreateProcess Fenster	Im Einstelldialog Programmeinstellungen wird mit dem Einstellwert **Task Priorität** eingestellt, wie das ATP gestartet

	wird. Wird das ATP als Windows Prozess mit dem Systembefehl **CreateProcess** gestartet, so kann hier eingestellt werden, ob der Prozess zur Laufzeit in einem CMD-Fenster dargestellt wird. Als Grundeinstellung wird kein CMD-Fenster verwendet. Zur Minimierung der Rechenzeiten wird die Deaktivierung der Anzeige des CMD-Fensters empfohlen.
Max. Zeit	ATPDesigner überwacht den Windows Prozess, in dem das ATP im Sinne eines Hintergrundprozesses die Netzberechnung durchführt, mit einem Timeout. Ist die Zeit **Max. Zeit** abgelaufen, ohne dass der Windows Prozess beendet wurde, so wird der Windows Prozess von ATPDesigner beendet und max. 20mal wiedergestartet. Die Anzahl Timeouts wird im Fenster **ATP Meldungen** (Hauptmenü **Ansicht**) ausgegeben. **> Error: Anzahl WaitForProcess Error = 0**
.LST-Datei mit $LISTON	ATP interpretiert die Eingabedaten, die in der .ATP-Datei gespeichert sind, und gibt diese Interpretation wie auch z.B. Warnungen in der Ergebnisdatei (.LST-Datei) aus. In der Grundeinstellung ist die Ausgabe in die Ergebnisdatei aktiviert. Um die Rechenzeit zu verringern, kann die Ausgabe abgeschaltet werden. Allerdings wird dann auch die Ausgabe von Warnungen in die Ergebnisdatei verhindert und ggfs. Modellierungsprobleme für das elektrische Netz nicht erkannt.
Anwendername inaktiv	Es werden die anwenderspezifischen Bezeichner für alle Netzwerkelemente ausgeblendet. Diese Funktion kann zur Anonymisierung z.B. vor Erstellen einer Bitmap der Netzgrafik verwendet werden.
DEA: Kleines Symbol	Für alle **Erzeugungsanlagen (DEA)** werden kleine Symbole mit Einfärbung in der Netzgrafik verwendet.
2-Wickl. Transformator: kleines Symbol	Das grafische Symbol der Netzwerkelemente **Transformator 2-Wicklung** wird ohne die grafische Darstellung der Sternpunktbehandlung gezeichnet.
$WIDTH	Die Ausgabe der Ergebnisse der Lastflussberechnung (Ergebnisse des Knotenpotentialverfahrens) werden falls deaktiviert im Standardformat oder falls aktiviert im Kompaktformat ausgegeben. Vor der Aktivierung des Kompaktformates wird empfohlen, das Kapitel Lastflussberechnung: Auswirkungen der Option *$WIDTH aktiv* zu lesen.
$LISTON	Ist die Option nicht aktiviert, kopiert das ATP keine Daten aus der .ATP-Eingabedatei in die .LST-Ergebnisdatei, Dadurch benötigt die .LST-Ergebnisdatei weniger Speicherplatz und die Rechenzeit des ATP wird ggfs. erheblich geringer, die Verarbeitungsgeschwindigkeit der Lastflussberechnung kann sich erheblich erhöhen.
LF Refresh	Ist die Option deaktiviert, so werden die in der Netzgrafik angezeigten Ergebnisse der Netzberechnung einmalig beim Start der Lastflussberechnung aus der Netzgrafik entfernt. Erst im Falle einer konvergenten Lastflussberechnung werden die neuen Ergebnisse der Netzberechnung in der Netzgrafik angezeigt. Ist die Option aktiviert, so

	werden nach jedem Iterationsschritt der Lastflussberechnung die Ergebnisse der Netzberechnung in der Netzgrafik aktualisiert angezeigt.
***.TMP-Dateien löschen**	Während der Netzberechnungen werden temporäre Dateien angelegt. Um die Rechenzeiten bei einer sehr großen Anzahl von Netzberechnungen z.B. bei **Lastflussberechnungen mit Lastprofilen** zu minimieren, kann auf das Löschen der temporären Dateien ggfs. verzichtet werden. Es muss allerdings beachtet werden, dass das Verzeichnis zur Speicherung der temporären Dateien mit sehr vielen Dateien dauerhaft belegt sein kann. Die Auswirkungen sind zu bedenken und das temporäre Verzeichnis sollte ggfs. manuell oder durch geeignete Softwarewerkzeuge geleert werden. Das temporäre Verzeichnis kann im Einstelldialog Programmeinstellungen eingestellt werden. In der Grundeinstellung wird das temporäre Verzeichnis des Betriebssystems verwendet.
LF: Wartezeit	Wartezeit nach einem Iterationsschritt der Lastflussberechnung Die Wartezeit wird mit einer Sleep-Funktion ausgeführt und kann bei zeitkritischen Systemen Laufzeitprobleme ggfs. vermindern. Durch den Sleep-Befehl wird ATPDesigner für eine definierte Zeit durch das Betriebssystem inaktiv geschaltet, d.h. ATPDesigner erhält keine Prozessorzeit.
Offene Trennschalter markieren	Die Netzknoten der Netzwerkelemente **Sammelschiene** und **Leitung** können als Trennschalter verwendet werden. Offene Trennschalter werden entweder als weißer Kreis mit roter Kreislinie gezeichnet (links) oder optional mit einer grafischen Markierung (rechts) gezeichnet.  ▪ Hauptmenü **Netzwerk** ▪ Menüpunkt **Netzkonfiguration**, Registerkarte **Einstellungen ATP**, Einstellwert **Offene Trennschalter markieren**



5.4.6.1 Lastflussberechnung: Auswirkungen der Option *$WIDTH aktiv*

Die ATP-spezifische Option **$WIDTH** kann mit dem Einstellwert **$WIDTH aktiv** ein- oder ausgeschaltet werden. Mit dieser Option werden Format und Inhalte der .LST-Datei des ATP ausgewählt. Die .LST-Datei wird als Datenschnittstelle zwischen dem Rechenkern ATP und ATPDesigner verwendet und beinhaltet die Ergebnisse der Knotenpotentialanalyse. In der Grundeinstellung von ATPDesigner wird die .LST-Datei im temporären Verzeichnis von Windows (Einstelldialog Programmeinstellungen) gespeichert.

ATPDesigner liest die .LST-Datei ein, analysiert die Inhalte wie z.B. die komplexen Zeiger von Spannungen und Strömen und ordnet diese als Ergebnisse der Knotenpotentialanalyse den Netzwerkelementen zu. Diese Ergebnisse können in Tabellen, direkt in der Netzgrafik oder als Tooltip-Informationen angezeigt werden.

⇨ Auswirkungen der Option sind derzeit nur für die **Berechnung stationärer Netzzustände** bekannt. Auswirkungen auf die Zeitsignale als Ergebnis der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** sind nicht bekannt.

Nachfolgend werden bekannte Vor- und Nachteile beschrieben, um dem Anwender eine Beurteilung vor der Aktivierung der Option zu ermöglichen.

⇨ Es wird hier explizit darauf hingewiesen, dass bei aktiviertem Kompaktformat nach dem derzeitigen Kenntnisstand nicht die Rechengenauigkeit des ATP wie z.B. die Genauigkeit zur Inversion der Admittanzmatrix selbst verändert wird sondern nur die Genauigkeit, mit der die Berechnungsergebnisse in der .LST-Datei gespeichert werden.

5.4.6.1.1 Einstellwert *$WIDTH aktiv* - Vorteile

Wurde der Einstellwert **$WIDTH aktiv** durch einen **Left Mouse Button Click** aktiviert, so wird Das Kompaktformat der .LST-Datei von ATP geschrieben. Das Kompaktformat der .LST-Datei benötigt weniger Rechenzeit (CPU-Time) während des Schreibvorgangs und weniger Speicherplatz. Dadurch kann die Ausführung von **Berechnungen stationärer Netzzustände** z.B. der erweiterten Lastflussberechnung generell beschleunigt werden. Die Inhalte des Kompaktformates sind gegenüber dem Standardformat reduziert. Das kann zur Folge haben, dass die berechneten Werte für Spannungen und Ströme gegenüber dem Standardformat nur mit einer höheren Ungenauigkeit vorliegen.

5.4.6.1.2 Einstellwert *$WIDTH aktiv* - Nachteile

Ist der Einstellwert **$WIDTH aktiviert** inaktiv, so wird das gegenüber dem Kompaktformat deutlich aufwändigere Standardformat der .LST-Datei verwendet. Das Standardformat benötigt während des Schreibvorgangs mehr Rechenzeit und mehr Speicherplatz. Dadurch kann die Ausführung von **Berechnungen stationärer Netzzustände** z.B. der erweiterten Lastflussberechnung länger andauern.

5.4.6.1.3 Empfehlung bzgl. des Einstellwertes *$WIDTH aktiv*

Der Einstellwert **$WIDTH aktiv** sollte dann aktiviert werden, wenn eine geringe Rechenzeit zu Lasten einer geringeren Genauigkeit der Ergebnisse der Knotenpotentialanalyse durch den Anwender priorisiert wird. Bekannte Unterschiede können z.B. mit dem Suchbegriff **WIDTH** in den Handbüchern gesucht werden. Unterschiede der Ergebnisse der Netzberechnung könne einfach dadurch überprüft werden, in dem einmal die **Berechnungen stationärer Netzzustände** mit und einmal ohne die Option **$WIDTH** durchgeführt und die Ergebnisse durch den Anwender verglichen werden.

5.4.7 Anwenderspezifische Beschreibung des elektrischen Netzwerkes

Der Anwender kann zu einem Elektroenergieversorgungsnetz einen textuellen Kommentar eingeben. der in der .NET-Datei gespeichert wird. Dieser Text wird in einem Tooltip an der Cursor-Position angezeigt, wenn im **Dateibrowser** die Option **Beschreibung anzeigen** aktiviert ist.

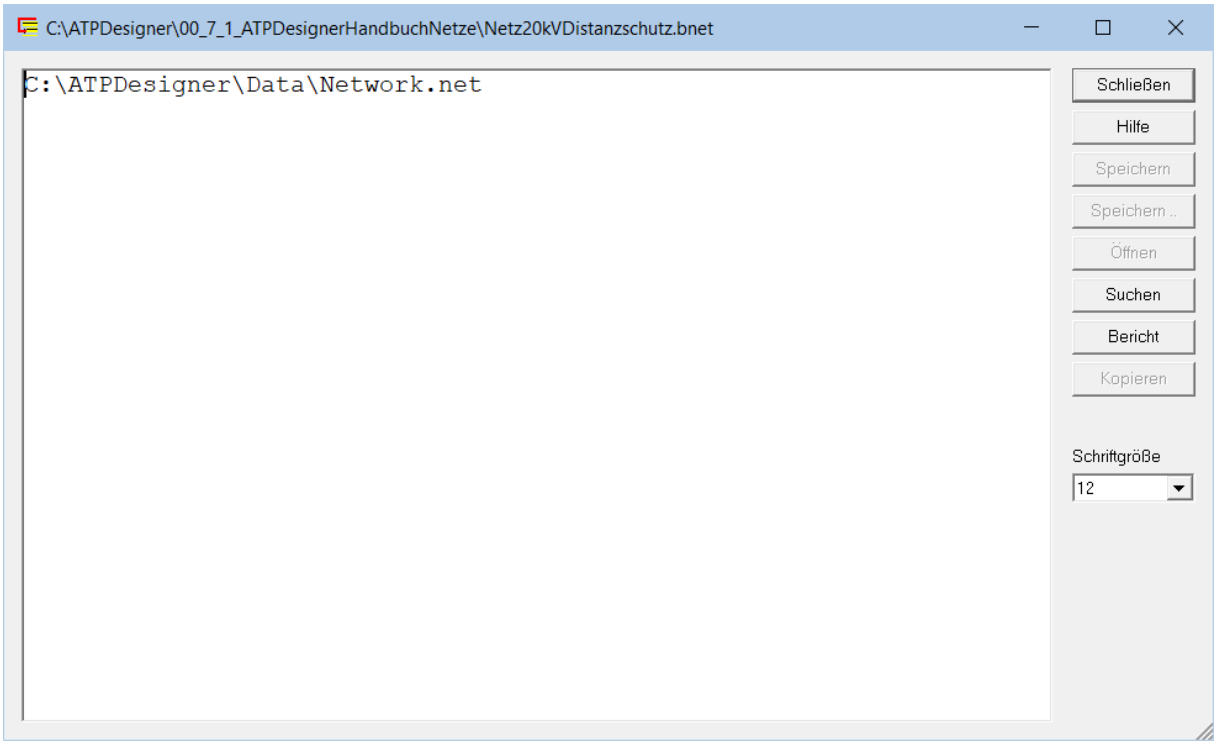


Abbildung 58: Texteditor zur Definition der textuellen Beschreibung des Netzes

Alternativ kann der Einstelldialog **Beschreibung** in der Registerkarte **Favoriten** im Fenster **Projektinformationen** geöffnet werden.

Einstellwert	Bedeutung
Schließen	Schließen des Dialogs
Suchen	Öffnen eines Dialogs zur Textsuche
Schriftgröße	Definition der Schriftgröße des im Eingabefeld angezeigten Textes
Bericht	Speichern des Inhaltes des Eingabefeldes in einem Bericht (XML-Datei [21])

5.4.8 Registerkarte *Meldungen*

ATPDesigner gibt während einer Netzberechnung Informationen im **Meldungsfenster** aus. Die Ausgabe von Meldungen kann mit Hilfe des Einstelldialogs in der nachfolgenden Abbildung EIN/AUS-geschaltet werden. Das **Meldungsfenster** kann wie folgt aktiviert oder deaktiviert werden:

- Hauptmenü **Ansicht**
- Menüpunkt **Meldungsfenster**, **Ausgabefenster EIN/AUS**

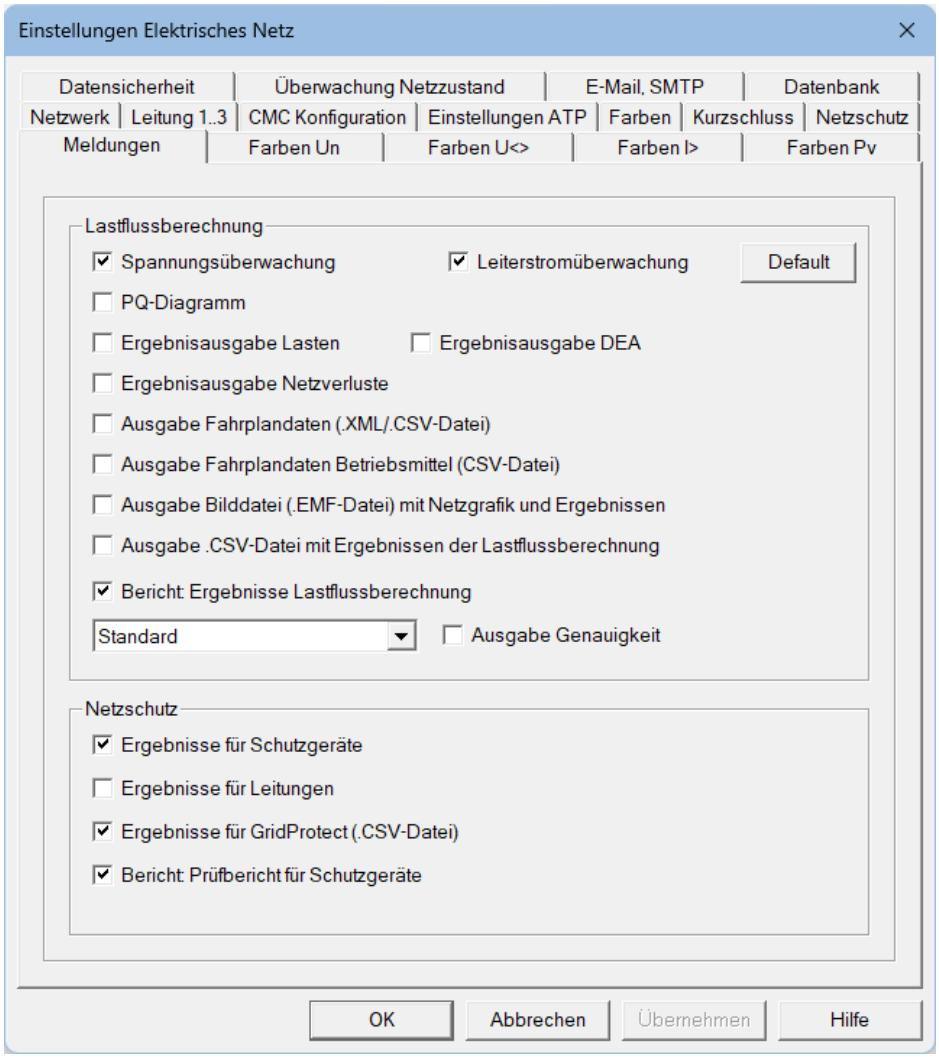


Abbildung 59: Registerkarte *Meldungen* – Konfiguration der Ausgabe ins *Meldungsfenster*

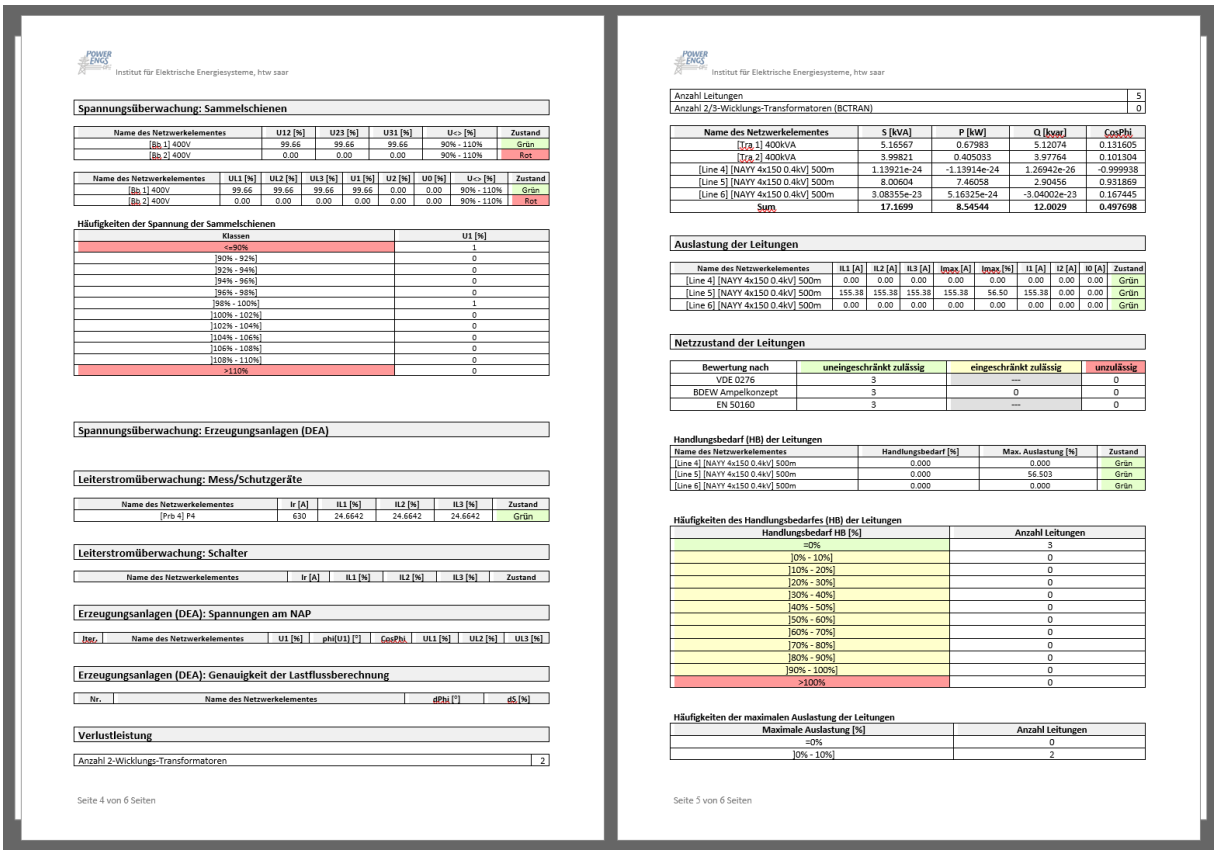
Einstellwert	Bedeutung
PQ-Diagramm	Die Ausgabe der Ergebnisse der Arbeitspunktberechnung in der P-Q-Ebene der dezentralen Erzeugungsanlagen, die mit dem Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** nachgebildet werden, kann EIN/AUS-geschaltet werden.
Spannungsüber-wachung	Die Ausgabe der Ergebnisse der Spannungsüberwachung für die Netzwerkelemente **Sammelschiene** und **Erzeugungsanlage (DEA)** kann EIN/AUS-geschaltet werden.
Leiterstromüber-wachung	Die Ausgabe der Ergebnisse der Leiterstromüberwachung für die Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät** und **Schalter** kann EIN/AUS-geschaltet werden.
Ergebnisausgabe Lasten	Die Ausgabe von Ergebnissen der Lastflussberechnung **Last-fluss: Lasten** (**Load Adjusting**) wird in eine Textdatei ausgege-ben. Mit Hilfe der Datei kann auch der interne Iterationsprozess der Lastflussberechnung für Netzwerkelemente **Verbraucher-last** überprüft werden.
Ergebnisausgabe DEA	Die Ausgabe von Ergebnissen der Lastflussberechnung **Last-fluss: DEA** (**Phase Adjusting**) wird in eine Textdatei ausgegeben. Mit Hilfe der Datei kann auch der interne Iterationsprozess der

	Lastflussberechnung für **Erzeugungsanlage (DEA)** überprüft werden.
Ergebnisausgabe Netzverluste	Für ausgewählte Netzwerkelemente werden die **Wirkleistungs-verluste** in eine Textdatei ausgegeben.
Ergebnisse für Schutzgeräte	Die Ausgabe der Ergebnisse für alle Schutzfunktionen der Mess/Schutzgeräte und Leitungen kann EIN/AUS-geschaltet werden
Ergebnisse für Leitungen	Die Ausgabe der Ergebnisse des **U<>-Schutzes** für Netzwerkelemente **Leitung** kann EIN/AUS-geschaltet werden.
Ausgabe Bilddatei (.EMF-Datei) mit Netzgrafik und Ergebnissen	Der Anwender kann für die nachfolgend definierten Funktionen automatisch die Netzgrafik mit allen darin enthaltenen Textelementen und Grafiken also auch mit den Ergebnissen der Lastflussberechnung als Bilddatei (.EMF-Datei) im jeweiligen Projektverzeichnis speichern. Für die **Berechnung eines stationären Netzzustandes** (Erweiterte Lastflussberechnung): Im Hauptmenü **Prüfungen**, Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten** enthalten, weitere Erläuterungen in [Bd. 3] ▪ **Lastfluss: Lastprofile** ▪ **Lastfluss: Prognose** ▪ **Lastfluss: Messwertkalibrierung** ▪ **Fahrplanberechnung für E-Mobile**
Ausgabe .CSV-Datei mit Netzgrafik und Ergebnissen	Wie für die Funktion „**Ausgabe der Bilddatei …**“ werden die Ergebnisse der Lastflussberechnung wie im Ausgabedialog **Messergebnisse** [Bd. 3] dargestellt, in eine **.CSV-Datei** und eine **Excel-kompatible XML-Datei** [21] ausgegeben. Damit können z.B. die Ergebnisse für jedes 15min-Zeitintervall einer Fahrplanberechnung mit Lastprofilen gespeichert und nachgelagert ausgewertet werden.
Bericht: Ergebnisse Lastflussberechnung	Ergebnisse der Lastflussberechnung als Bericht speichern Die Ergebnisse werden in einem Bericht als XML-Datei [21] im **Projektverzeichnis** gespeichert. Der Dateiname ist wie folgt definiert. Der ***NetDateiname*** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**. **JJJJMMTThhmmss**_***NetDateiname***_**LF**.xml Der Detaillierungsgrad des Berichtes kann mit dem Einstellwert der direkt nachfolgenden Auswahlliste eingestellt werden.
Ausgabe Fahrplandaten (.XML/.CSV-Datei)	Im Falle der Verwendung von **Mess/Schutzgeräten** als **Fahrplanmessgeräte** [Bd. 3] werden im **Projektverzeichnis** im Unterverzeichnis **Results** Ergebnisse der Lastflussberechnungen z.B. Spannungen und Ströme in einer Excel-kompatiblen .XML-Datei [21] und einer .CSV-Datei als Zeitreihe (15min-Intervalle) gespeichert. Diese Dateien werden auch als **Fahrplandateien** bezeichnet. Der Dateiname ist wie folgt definiert. Der ***NetDateiname*** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**.

	JJJJMMTThhmmss_*NetDateiname*_FPFORC.xml **JJJJMMTThhmmss_*NetDateiname*_FPFORC**.csv
	Es werden zusätzliche Berechnungsergebnisse in .CSV-Dateien für die Betriebsmittel des Stromnetzes ausgegeben, z.B. für jeden Transformator Berechnungsergebnisse über dessen Auslastung. Die Ergebnisse werden im Unterverzeichnis **Results** gespeichert.

Ausgabe Fahrplandaten Betriebsmittel (.CSV-Datei)	`##Version: ;`
	`##User: micha;`
	`##Date: 31.08.25 18:32:16;`
	`##Software: ATPDesigner Version 4.02.07 - 30.08.2025;`
	`##Equipment: Transformator 2-Wicklung;`
	`##Comment:  [Tra 22] T22, Sr=600MVA;`
	`##Nr.;Zeit[15min];Sr[kVA];S[kVA];S[%Sr];P[kW];Q[kvar]`
	`1;11.05.2025 00:15;600000;13059.8;2.17663;-547.344;-13048.3;`
	`2;11.05.2025 00:30;600000;15999.9;2.66664;1563.87;-15923.3;`
	`3;11.05.2025 00:45;600000;15898.1;2.64969;2603.86;-15683.4;`
	`4;11.05.2025 01:00;600000;16256.9;2.70948;5464.04;-15311.1;`

Berichte verwenden das international standardisierte XML-basierten Format Office Open XML [21] und können mit den üblichen Softwaresystemen wie z.B. Word oder Excel direkt geöffnet und weiterverarbeitet werden.



Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

Spannungsüberwachung: Sammelschienen

Name des Netzwerkelementes	U12 [%]	U23 [%]	U31 [%]	U<> [%]	Zustand
[Bb 1] 400V	99.66	99.66	99.66	90% - 110%	Grün
[Bb 2] 400V	0.00	0.00	0.00	90% - 110%	Rot

Name des Netzwerkelementes	UL1 [%]	UL2 [%]	UL3 [%]	U1 [%]	U2 [%]	U0 [%]	U<> [%]	Zustand
[Bb 1] 400V	99.66	99.66	99.66	99.66	0.00	0.00	90% - 110%	Grün
[Bb 2] 400V	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	90% - 110%	Rot

Häufigkeiten der Spannung der Sammelschienen

Klassen	U1 [%]
<=90%	1
]90% - 92%]	0
]92% - 94%]	0
]94% - 96%]	0
]96% - 98%]	0
]98% - 100%]	1
]100% - 102%]	0
]102% - 104%]	0
]104% - 106%]	0
]106% - 108%]	0
]108% - 110%]	0
>110%	0

Spannungsüberwachung: Erzeugungsanlagen (DEA)

Leiterstromüberwachung: Mess/Schutzgeräte

Name des Netzwerkelementes	Ir [A]	IL1 [%]	IL2 [%]	IL3 [%]	Zustand
[Prb 4] P4	630	24.6642	24.6642	24.6642	Grün

Leiterstromüberwachung: Schalter

Name des Netzwerkelementes	Ir [A]	IL1 [%]	IL2 [%]	IL3 [%]	Zustand

Erzeugungsanlagen (DEA): Spannungen am NAP

Iter.	Name des Netzwerkelementes	U1 [%]	phi(U1) [°]	CosPhi	UL1 [%]	UL2 [%]	UL3 [%]

Erzeugungsanlagen (DEA): Genauigkeit der Lastflussberechnung

Nr.	Name des Netzwerkelementes	dPhi [°]	dS [%]

Verlustleistung

Anzahl 2-Wicklungs-Transformatoren	2

Seite 4 von 6 Seiten

Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

Anzahl Leitungen	5
Anzahl 2/3-Wicklungs-Transformatoren (BCTRAN)	0

Name des Netzwerkelementes	S [kVA]	P [kW]	Q [kvar]	CosPhi
[Tra 1] 400kVA	5.16567	0.67983	5.12074	0.131605
[Tra 2] 400kVA	3.99821	0.405033	3.97764	0.101304
[Line 4] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	1.13921e-24	-1.13914e-24	1.26942e-26	-0.999938
[Line 5] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	8.00604	7.46058	2.90456	0.931869
[Line 6] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	3.08355e-23	5.16325e-24	-3.04002e-23	0.167445
Sum	**17.1699**	**8.54544**	**12.0029**	**0.497698**

Auslastung der Leitungen

Name des Netzwerkelementes	IL1 [A]	IL2 [A]	IL3 [A]	Imax [A]	Imax [%]	I1 [A]	I2 [A]	I0 [A]	Zustand
[Line 4] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Grün
[Line 5] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	155.38	155.38	155.38	155.38	56.50	155.38	0.00	0.00	Grün
[Line 6] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Grün

Netzzustand der Leitungen

Bewertung nach	uneingeschränkt zulässig	eingeschränkt zulässig	unzulässig
VDE 0276	3	---	0
BDEW Ampelkonzept	3	0	0
EN 50160	3	---	0

Handlungsbedarf (HB) der Leitungen

Name des Netzwerkelementes	Handlungsbedarf [%]	Max. Auslastung [%]	Zustand
[Line 4] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	0.000	0.000	Grün
[Line 5] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	0.000	56.503	Grün
[Line 6] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	0.000	0.000	Grün

Häufigkeiten des Handlungsbedarfes (HB) der Leitungen

Handlungsbedarf HB [%]	Anzahl Leitungen
=0%	3
]0% - 10%]	0
]10% - 20%]	0
]20% - 30%]	0
]30% - 40%]	0
]40% - 50%]	0
]50% - 60%]	0
]60% - 70%]	0
]70% - 80%]	0
]80% - 90%]	0
]90% - 100%]	0
>100%	0

Häufigkeiten der maximalen Auslastung der Leitungen

Maximale Auslastung [%]	Anzahl Leitungen
=0%	0
]0% - 10%]	2

Seite 5 von 6 Seiten

Abbildung 60: Bericht mit den Ergebnissen der Lastflussberechnung

Einstellwert	Bedeutung
Ergebnisse für Schutzgeräte	Es werden die Ergebnisse der Netzschutzprüfung für alle Netzschutzgeräte ausgegeben.

Ergebnisse für Leitungen	Es werden die Ergebnisse der Netzschutzprüfung für alle Netzschutzgeräte, die im Leitungsmodell integriert sind, ausgegeben.
Ergebnisse für GridProtect (.CSV-Datei)	Ergebnisse der Lastflussberechnung mit und ohne Kurzschluss werden für das Netzschutzanalyseprogramm GridProtect (www.gridprotect.com) in einer .CSV-Datei ausgegeben.
Bericht: Prüfbericht für Schutzgeräte	Die Ergebnisse einer Lastflussberechnung mit und ohne Kurzschluss werden als **Bericht** in eine XML-Datei [21] im **Projektverzeichnis** gespeichert. Der ***NetDateiname*** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**. Dem Dateinamen wird die Angabe von Datum und Uhrzeit vorangestellt. Der ***NetDateiname*** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**. **JJJJMMTThhmmss_*NetDateiname*_PROT**.xml

5.4.8.1 Bericht: Ergebnisse Lastflussberechnung – Zusatzinformationen

In dem Bericht zu Lastflussberechnungen können optional mit Zusatzinformationen gespeichert werden. Der nachfolgend dargestellte Einstellwert wird nicht in der .NET-Datei gespeichert.

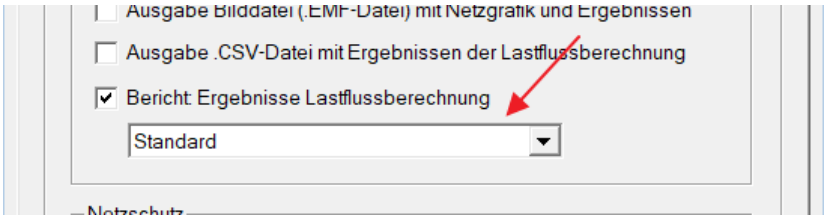


Abbildung 61: Ausgabe von Zusatzinformationen in der Ergebnisdatei

Einstellwert	Bedeutung
Standard	Ausgabe der Ergebnisse der Lastflussberechnung
Zusatzinformationen	Ausgabe von zusätzlichen Informationen ▪ Zwischenergebnisse des Iterationsverfahrens je Iterationsschritt

5.4.9 Registerkarte *Farben Un* – Einfärben von Spannungsebenen

In der Registerkarte ***Farben Un*** können in einer anwenderspezifisch einstellbaren Liste Nennspannungen **Un [kV]** Farben zugeordnet werden. Mit einem **Left Mouse Button Click** auf die Toolbar Taste in der **Main Toolbar** werden die Nennspannungen automatisch identifiziert, fehlende oder inkonsistente Nennspannungen farblich markiert und für die Spannungsebenen mit den eingestellten Farben gezeichnet. Die Einfärbung erfolgt nur nach der **Berechnung eines stationären Netzzustandes**.

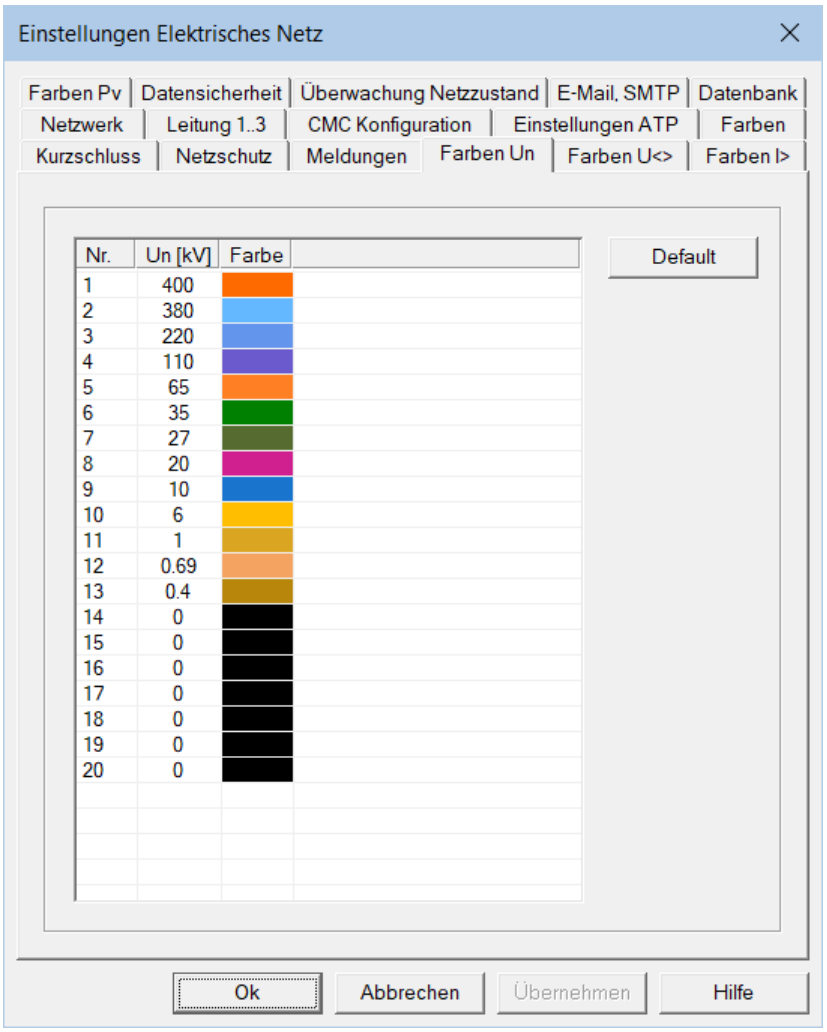


Abbildung 62: Registerkarte *Farben Un* – Einfärben von Spannungsebenen

Die Einfärbung kann mit dem Toolbar-Button in der **Main Toolbar** oder dem Menüpunkt **Netzberechnung entfernen** im Hauptmenü **ATP** oder mit **Strg + Alt + E** zurückgesetzt werden.

5.4.10 Registerkarte *Farben U<>* – Einfärben von Spannungsbändern

In der Registerkarte **Farben U<>** können in einer anwenderspezifisch einstellbaren Liste mehrere Spannungsgrenzen **U<> [%]** definiert und diesen Farben zugeordnet werden. ATPDesigner identifiziert nach einer **Berechnung eines stationären Netzzustandes** automatisch die Netzspannungen z.B. an den Netzwerkelementen **Sammelschiene** und zeichnet diese Netzwerkelemente in den zugeordneten Farben. Ergebnisse der Spannungsüberwachungen werden auch im **Meldungsfenster** ausgegeben.

- : Auswertung der dem Betrag nach größten Leiter-Erd-Spannungen
- : Auswertung der dem Betrag nach kleinsten Leiter-Erd-Spannungen

Die Funktionen können mit den entsprechenden Menüpunkten im Hauptmenü **ATP** ausgeführt werden oder mit den oben angezeigten Toolbar-Buttons in der **Main Toolbar**.

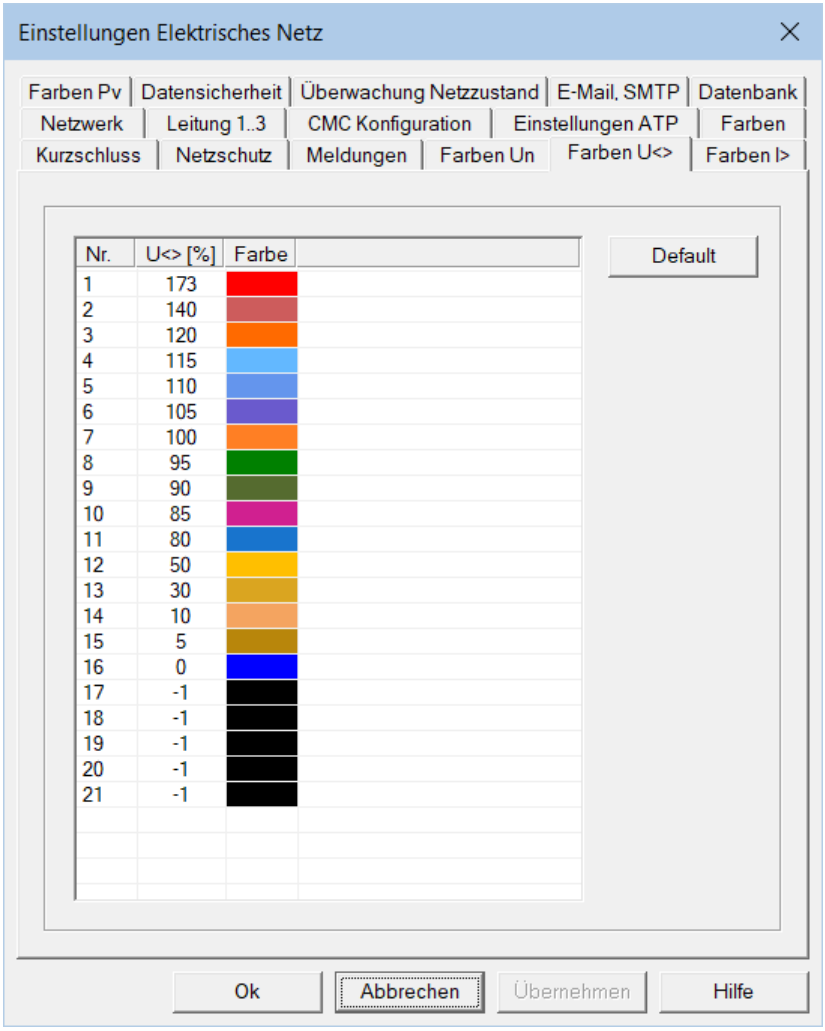


Abbildung 63: Registerkarte *Farben U<>* – Einfärben von Spannungsbändern

Die Einfärbung kann mit dem Toolbar-Button oder dem Menüpunkt **Netzberechnung entfernen** im Hauptmenü **ATP** oder dem Hotkey **Strg + Alt + E** zurückgesetzt werden.

Zur Auswahl der Zeichenfarbe werden abhängig von den Netzwerkelementen die Beträge der Leiter-Erd- und/oder Leiter-Leiter-Spannungen ausgewertet, um den größten Betrag der Netzspannung am Netzknoten des Netzwerkelementes zu ermitteln.

Netzwerkelement	Maximaler Betrag der Spannungen U_{LE} und/oder U_{LL}
Sammelschiene	U_{LE} zwischen Netzknoten und Erde und U_{LL} zwischen den Leitern Ist eine Doppelsammelschiene konfiguriert, so wird der größte Betrag der Leiter-Erd-Spannungen beider Sammelschienen unabhängig vom elektrischen Schaltzustand (z.B. parallel oder elektrisch getrennt) ermittelt.
Leitung	U_{LE} zwischen Netzknoten und Erde am rechten Netzknoten (R)
Verbraucherlast	U_{LE} zwischen Netzknoten und Sternpunkt (ggfs. von Erde isoliert)
Mess/Schutzgerät	U_{LE}
Erzeugungsanlage (DEA)	U_{LE} zwischen Netzknoten und Erde
Synchrongenerator	U_{LE} zwischen Netzknoten und Erde
Asynchronmaschine	U_{LE} zwischen Netzknoten und Erde
Netzeinspeisung	U_{LE} zwischen Netzknoten und Erde
Transformator 2/3-Wicklung (BCTRAN)	U_{LE} zwischen Netzknoten und Erde
Transformator (XFORMER)	U_{LE} zwischen Netzknoten und Erde

In der nachfolgenden Abbildung ist beispielhaft ein Netz im Normalbetrieb dargestellt, dessen Betriebsmittel spannungsabhängig eingefärbt wurden.

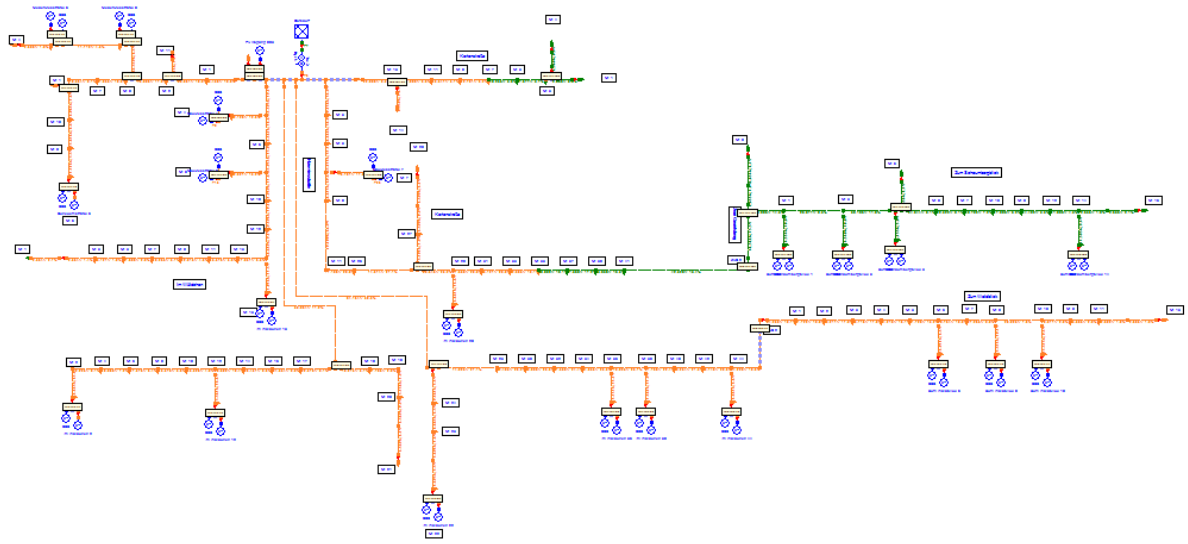


Abbildung 64: Netz mit einer spannungsabhängigen Einfärbung der Betriebsmittel

5.4.11 Registerkarte *Farben I>* - Überlastung von Betriebsmitteln

ATPDesigner stellt mehrere Einstellwerte zur Verfügung, um Betriebsmittel wie z.B. **Leitung** oder **Transformator 2-Wicklung** abhängig vom Lastzustand farblich zu markieren. Die Einfärbung erfolgt nur nach der **Berechnung eines stationären Netzzustandes**.

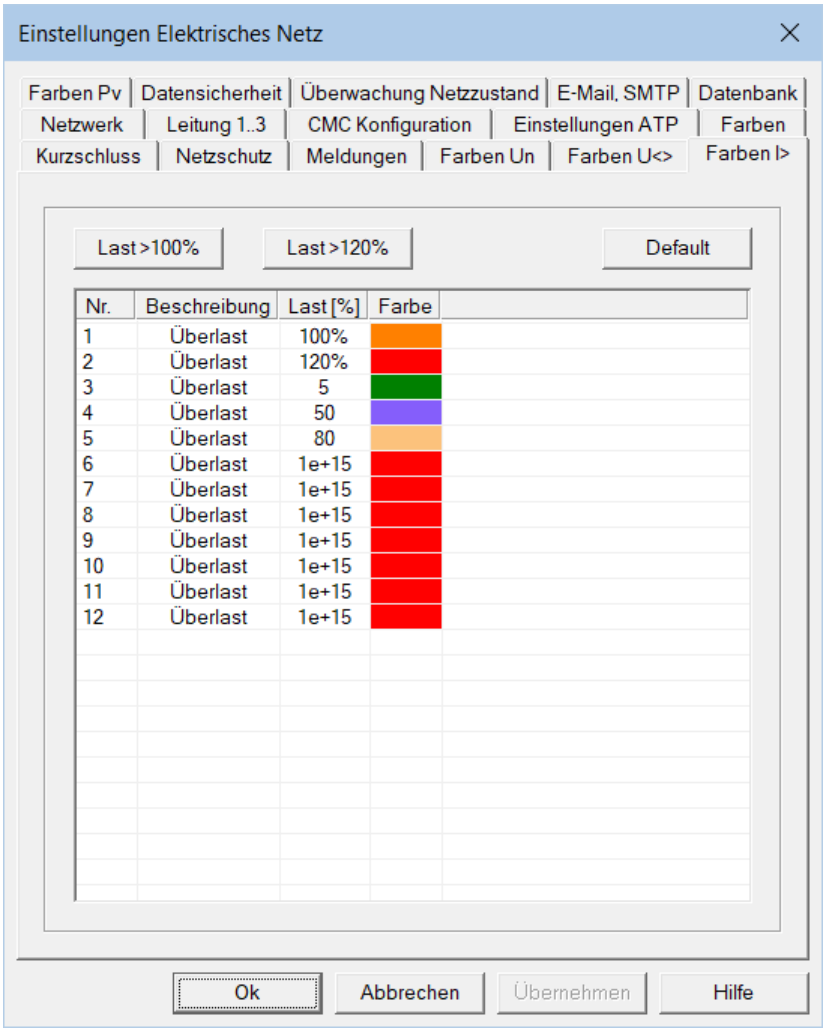
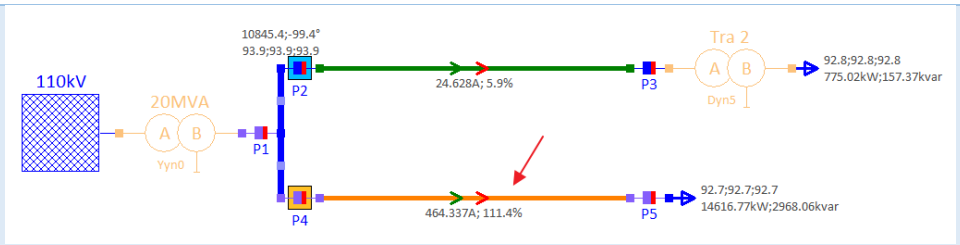
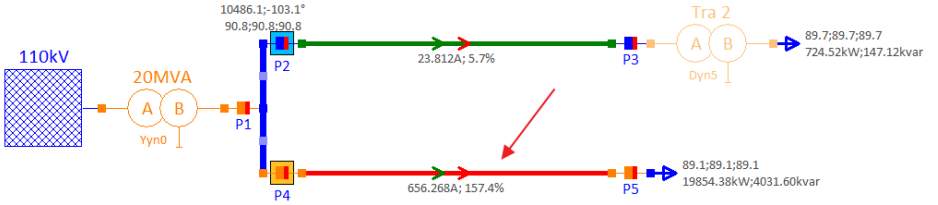


Abbildung 65: Registerkarte *Farben I>* - Überlastung von Betriebsmitteln

- Für die beiden Einstellwerte **Last > 100%** und **Last > 120%** können nur die Farben definiert werden, nicht die Überlastschwellen. Die beiden Einstellwerte sind in der Farbliste in den beiden ersten Zeilen Nr. 1 und Nr. 2 enthalten.

- In den Zeilen Nr. 3...12 können weitere Kombinationen {Last [%], Farbe} definiert werden.

Einstellwert	Bedeutung
Last > 100%	Betriebsmittel wie z.B. Leitungen und Transformatoren, die mehr als 100% ausgelastet sind

	
Last >120%	Betriebsmittel wie z.B. Leitungen und Transformatoren, die mehr als 120% ausgelastet sind 

5.4.12 Registerkarte *CMC Konfiguration*

Die Registerkarte kann nur verwendet werden, wenn eine Sekundärprüfeinrichtung der Fa. Omicron mit ATPDesigner über eine Datenverbindung verbunden ist.

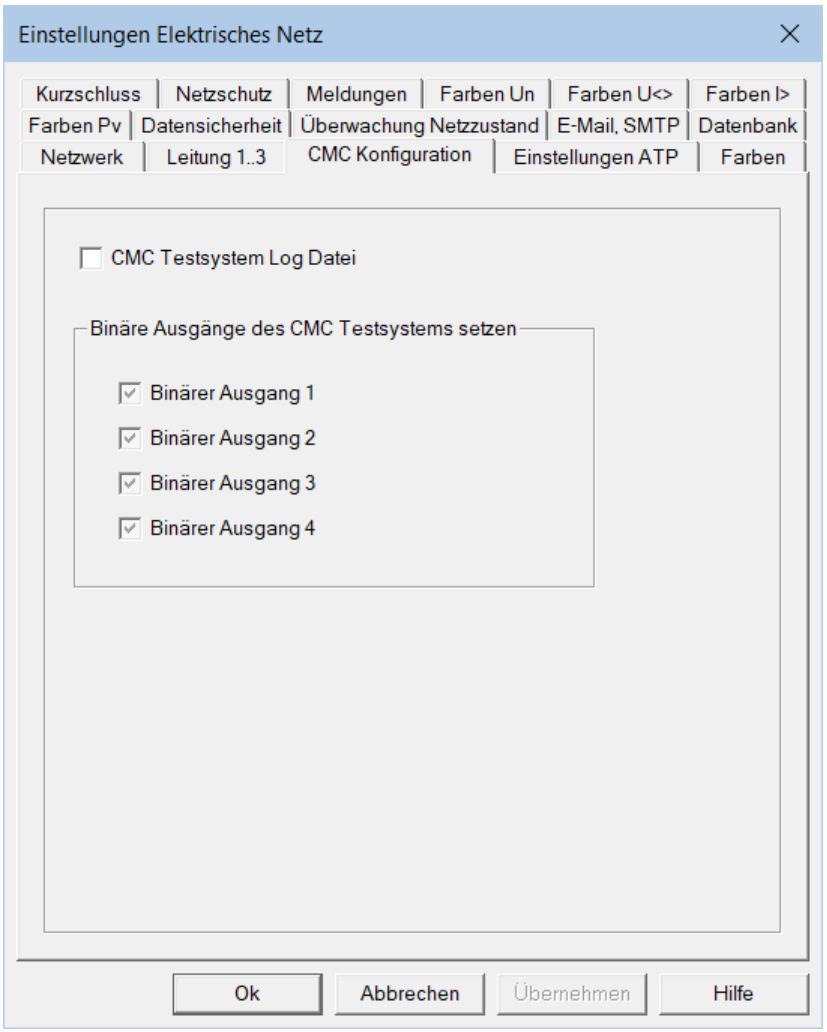


Abbildung 66: Registerkarte *CMC Konfiguration*

5.4.13 Registerkarte *Farben Pv*

ATPDesigner stellt mehrere Einstellwerte zur Verfügung, um Betriebsmittel wie z.B. **Leitung** oder **Transformator 2-Wicklung** abhängig von der Wirkverlustleistung in der Netzgrafik einzufärben. Die Einfärbung erfolgt nur nach der **Berechnung eines stationären Netzzustandes**. Die Einfärbung kann mit dem Toolbar-Schalter in der **Main Toolbar** aktiviert und deaktiviert werden.

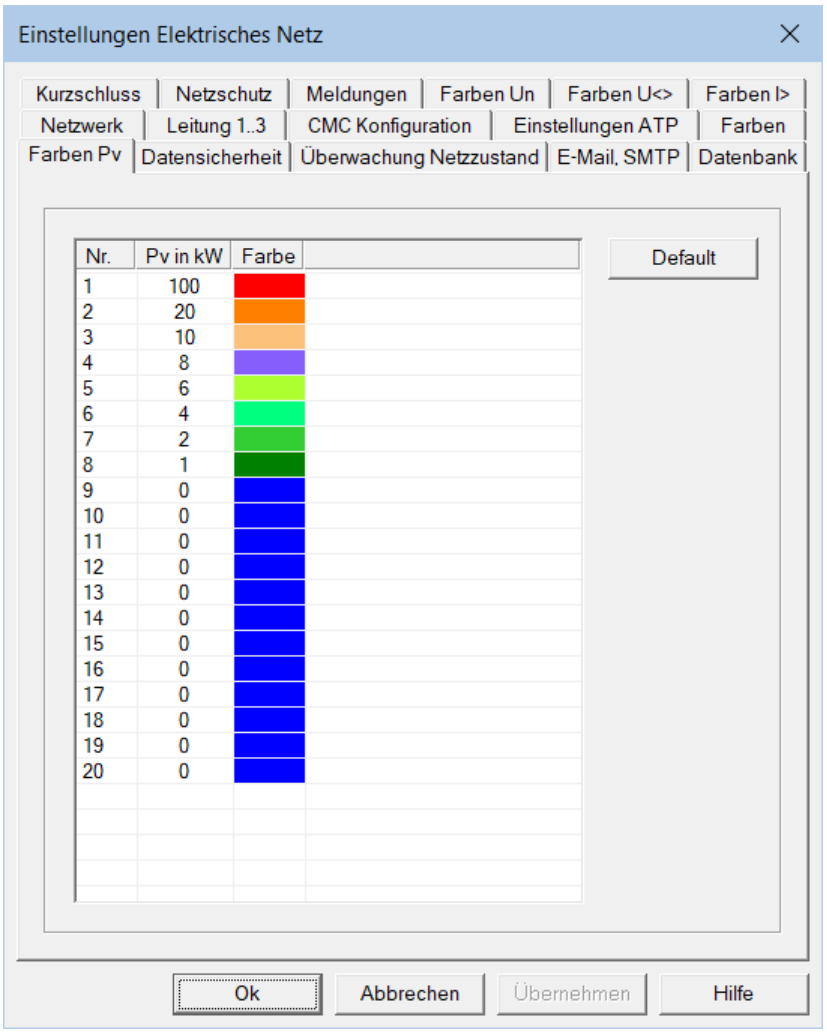


Abbildung 67: Registerkarte *Farben Pv* – Wirkleistungsverluste P_V von Betriebsmitteln

5.4.14 Registerkarte *Datensicherheit*

In der Registerkarte Datensicherheit sind verschiedene Einstellwerte z.B. zur anwenderspezifischen Verschlüsselung der .NET-Datei (Dateierweiterung **.BNET**) oder zum verschlüsselten Zugriff auf den Web-Server vorhanden.

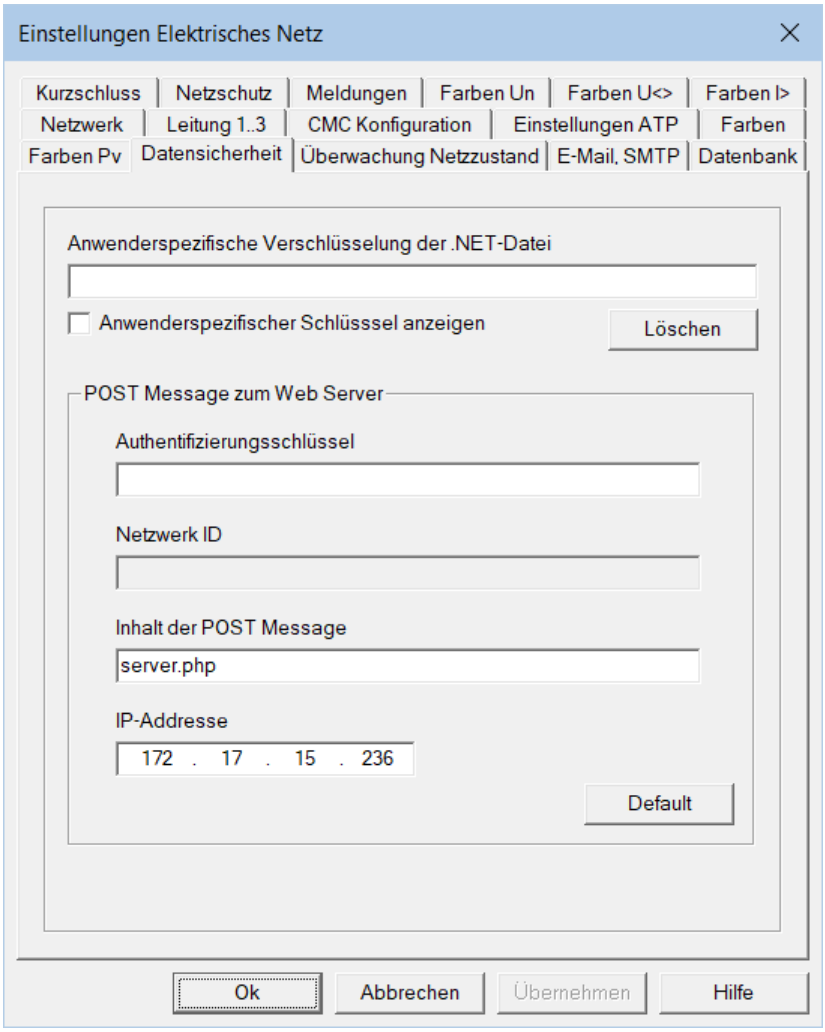


Abbildung 68: Registerkarte *Datensicherheit*

5.4.14.1 Anwenderspezifisches Passwort zur Verschlüsselung der .NET-Datei

Das anwenderspezifische Passwort kann maximal 56 Zeichen (= 448 Bit) lang sein. Das Passwort wird von ATPDesigner nicht gespeichert, weder in der .NET-Datei, der Registry oder anderen Speichermedien.

Vorsicht !!!

Bei Verlust des anwenderspezifischen Passwortes ist eine Entschlüsselung von damit verschlüsselten .NET-Dateien (Dateierweiterung .BNET) nicht möglich, auch nicht durch das Entwicklungsteam. Es ist keine Backdoor in ATPDesigner vorhanden.

Das anwenderspezifische Passwort wird falls verwendet wie in obiger Abbildung zu sehen in dem Editierfeld optional lesbar angezeigt.

5.4.14.1.1.1 Anwenderspezifisches Passwort löschen oder ändern

Wurde eine mit einem anwenderspezifischen Passwort verschlüsselte .NET-Datei eingelesen, so wird das vom Anwender verwendete Passwort in dem Editierfeld optional lesbar angezeigt. Das Passwort kann jetzt beliebig geändert oder auch mit dem Button **Löschen** gelöscht werden. Wird das anwenderspezifische Passwort gelöscht, so wird das allgemeine Passwort zur Verschlüsselung der .NET-Datei verwendet.

⇨ **Es ist nicht möglich, eine einmal gewählte Verschlüsselung mit dem allgemeinen oder anwenderspezifischen Passwort rückgängig zu machen und die .NET-Datei unverschlüsselt zu speichern.**

5.4.14.1.1.2 Anwenderspezifisches Passwort erstmalig eingeben

Wurde ein neues Projekt neu angelegt und noch nicht als .NET-Datei gespeichert oder unverschlüsselt eingelesen (Dateierweiterung: **.NET**), so kann ein anwenderspezifisches Passwort zur Verschlüsselung eingegeben werden.

1. Im Einstelldialog Programmeinstellungen, Hauptmenü Tools muss die Option **Anwenderspezifischer Schlüssel für die Verschlüsselung der .NET-Dateien aktivieren** aktiviert werden.

2. Eingabe des anwenderspezifischen Schlüssels im Editierfeld **Anwenderspezifische Verschlüsselung der .NET-Datei** eingeben

Der anwenderspezifische Schlüssel wird beim nächsten Speichern der .NET-Datei verwendet.

5.4.14.2 Projektspezifisches Passwort für POST-Message zum Web Server

Das projektspezifische Passwort wird benötigt, um nach Beendigung einer automatisierten Netzberechnung den Web-Server zu benachrichtigen, um z.B. eine E-Mail an die administrierten Nutzer zu senden.

Einstellwert	Bedeutung
Authentifizierungsschlüssel	Der Authentifizierungsschlüssel des Projektes wird durch den Web-Server erzeugt und muss hier eingegeben werden. Der Web-Server führt die POST-Message nur aus, wenn der Authentifizierungsschlüssel des Projektes empfangen wurde.
Netzwerk ID	Zu Identifikation des Projektes wird automatisch der Dateiname der .NET-Datei zum Web-Server gesendet.
Inhalt der POST-Message	Als Adressat muss hier z.B. der Name des PHP-Hauptprogrammes angegeben werden.
IP-Adresse	IP-Adresse des Web-Servers

5.4.15 Registerkarte *Überwachung Netzzustand*

In dem nachfolgenden Einstelldialog können Strom- und Spannungsbänder eingestellt werden, um den Netzzustand nach einem Ampelkonzept wie z.B. nach BDEW [23] vorgeschlagen zu überwachen. In Anlehnung daran sind Einstellwerte für drei Netzzustände **Grün**, **Gelb** und **Rot** in dem Einstelldialog enthalten. Die Überwachung des Netzzustandes wird nur für die **Berechnung stationärer Netzzustände**, d.h. auch für **Lastflussberechnungen** durchgeführt. Die Grundeinstellung des Einstelldialogs entspricht den Empfehlungen des BDEW-Ampelkonzeptes [22]. Im Falle einer Kurzschlussstromberechnung wird die hier beschriebene Netzzustandsanalyse nicht durchgeführt.

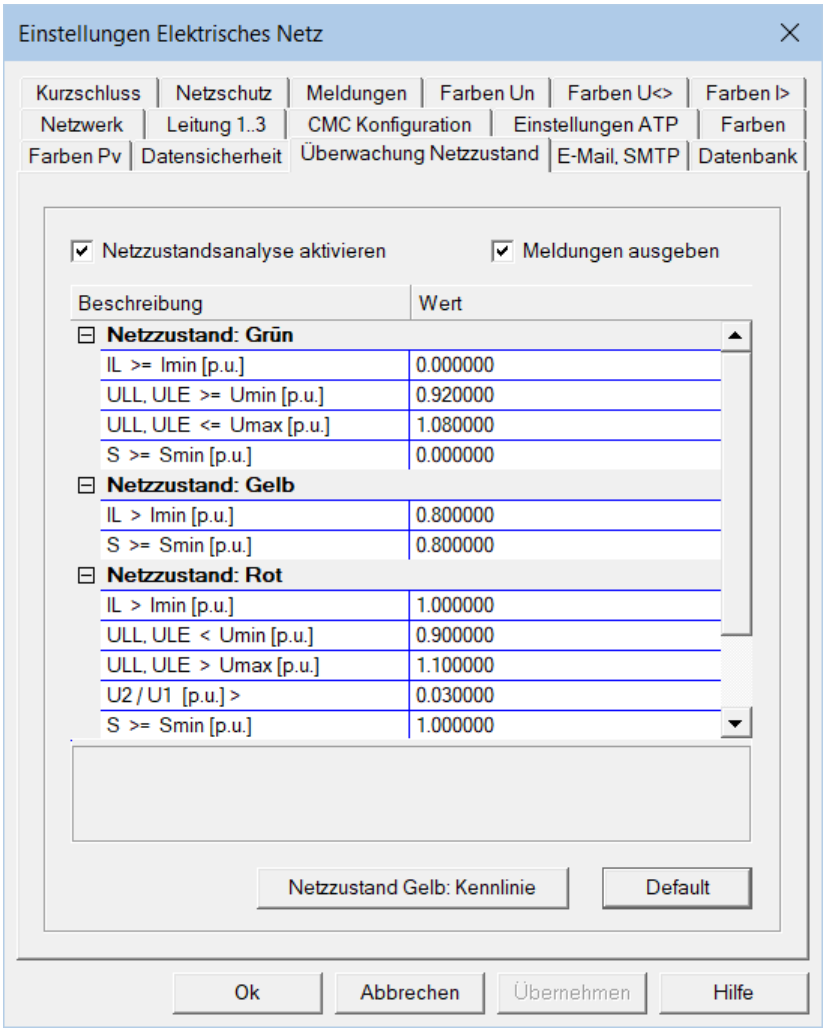


Abbildung 69: Registerkarte *Überwachung Netzzustand*

Für den **Netzzustand Gelb** wird mit Hilfe einer Kennlinie basierend auf der Stromauslastung des Betriebsmittels der Handlungsbedarf ermittelt und im **Meldungsfenster** betriebsmittelspezifisch ausgegeben. Der Einstelldialog der Kennlinie kann mit dem Button **Netzzustand Gelb: Kennlinie** geöffnet werden.

Einstellwert	Bedeutung
Netzzustandsanalyse aktivieren	Netzzustandsanalyse aktivieren oder deaktivieren
Meldungen aktivieren	Ausgabe der Meldungen der Netzzustandsanalyse in das **Meldungsfenster** aktivieren oder deaktivieren
Imin [p.u.]	Kleinster zulässiger Leiterstrom in p.u.
Umin [p.u.]	Kleinste zulässige Spannung in p.u.
Umax [p.u.]	Größte zulässige Spannung in p.u.
U2 / U1 [p.u.]	Größte zulässige Spannungsunsymmetrie in p.u. ▪ U_2 = Betrag der Gegensystemspannung ▪ U_1 = Betrag der Mitsystemspannung
Smin [p.u.]	Kleinste zulässige Scheinleistung in p.u.

Die Einstellwerte haben keine netzschutztechnische Bedeutung und dienen nur dazu, den Netzzustand in eine der Kategorien grün, gelb oder rot einzuordnen.

Netzwerkelemente werden hinsichtlich der Leiterströme, Leiter-Leiter- und Leiter-Erd-Spannungen des natürlichen Systems sowie des Mit- und Gegensystems sowie ggfs. vorhandener Generalanregungen und AUS-Kommandos von Schutzfunktionen wie in der nachfolgenden Tabelle dargestellt überprüft.

Betriebsmittel	U_{LE} , U_{LL}	I_L	U2 / U1	Smin	Anregung Netzschutz	AUS-Kommando Netzschutz
Mess/Schutzgerät	X	-	X	-	X	X
Erzeugungsanlage (DEA)	X	-	X	-	X	X
Leitung	X	X	-	-	-	-
Transformator 2-Wicklung	X	X	-	X	-	-
Sammelschiene	X	-	X	-	-	-
Transformator 2/3-Wicklung (BCTRAN)	X	X	-	-	-	-
Netzeinspeisung	X	-	-	-	-	-
Verbraucherlast	X	-	-	-	-	-

Tabelle 1: Überwachung Netzzustand - Kennwerte zur Bewertung von Betriebsmitteln

5.4.15.1 Netzzustand – Einstellwerte und Anzeige mit einer Ampel

Der nach Abbildung 69 von ATPDesigner ermittelte Netzzustand kann mit der **Netzzustandsampel** angezeigt werden. In Anlehnung an das BDEW-Ampelkonzept [22] sind die Netzzustände wie nachfolgend definiert. Es ist darauf zu achten, dass die Einstellwerte der drei Netzzustände in der Tabelle keine unzulässigen Überlappungen aufwiesen. Die Bedingungen innerhalb der drei Zustände werden ODER-verknüpft.

Netzzustand	Bedeutung
Grün Netzzustand **Normal**	▪ $I_{min\ grün} \le I_L \le I_{min\ gelb}$ ▪ $U_{min\ grün} \le U_{LL,LE} \le U_{max\ grün}$
Gelb Netzzustand **Warnung**	▪ $I_{min\ gelb} < I_L \le I_{min\ rot}$ ▪ $U_{min\ rot} \le U_{LL,LE} < U_{min\ grün}$ oder $U_{max\ grün} < U_{LL,LE} \le U_{max\ rot}$
Rot Netzzustand **Kritisch**	▪ $I_{min\ rot} < I_L$ ▪ $U_{LL,LE} < U_{min\ rot}$ oder $U_{max\ rot} < U_{LL,LE}$ ▪ $\frac{U_2}{U_1} > U2/Ul_{rot}$

Tabelle 2: Kriterien zur Bewertung des Netzzustandes Grün, Gelb, Rot

Nachfolgend ist beispielhaft der Netzzustand **Grün** der Netzzustandsampel angezeigt.

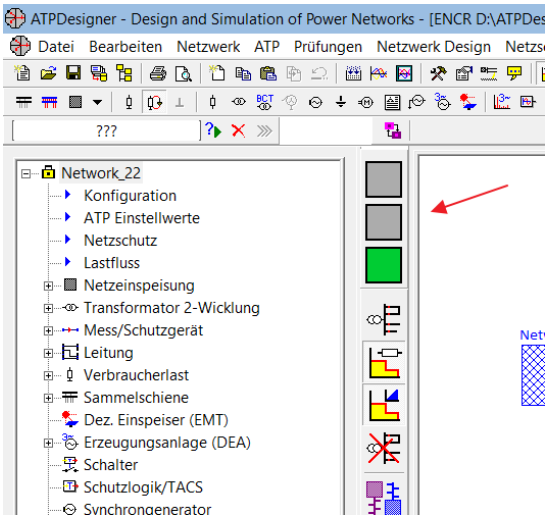


Abbildung 70: Netzzustandsampel - Anzeige des Netzzustandes in drei Phasen rot, gelb, grün

Die Netzzustandsampel ist in ATPDesigner als Toolbar implementiert und kann im Hauptmenü **Ansicht** mit dem Menüeintrag **Toolbar Netzzustand** ein- und ausgeschaltet werden.

5.4.15.2 Netzzustand – Ausgabe im Meldungsfenster

Die Ergebnisse der Netzzustandsanalyse werden wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt im **Meldungsfenster** ausgegeben. Für jedes einzelne Netzwerkelement wer-

den je nach Verfügbarkeit die analysierten Kriterien und den Zustand für das betrachtete Netzwerkelement ausgegeben. Der Abschluss der Ausgabe bildet der Netzzustand des gesamten Netzes.

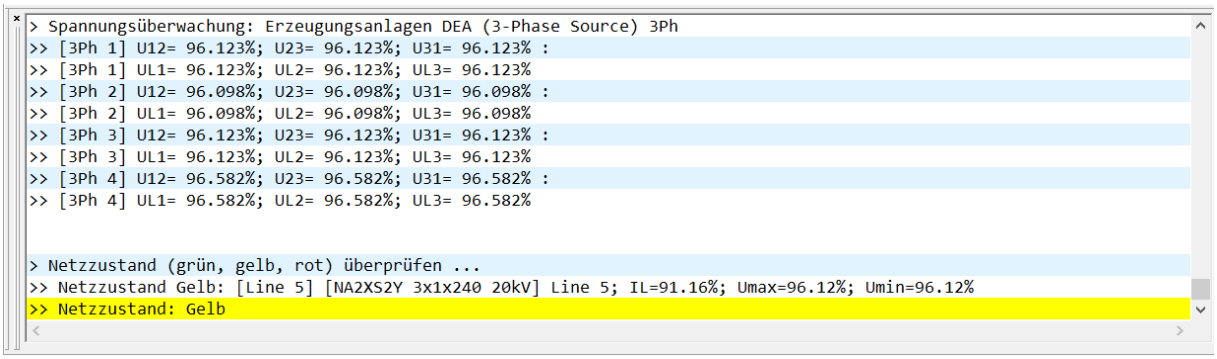


Abbildung 71: Ausgabe der Ergebnisse der Netzzustandsanalyse im Meldungsfenster

5.4.15.3 Registerkarte *E-Mail, SMTP*

ATPDesigner bietet dem Anwender die Möglichkeit, ereignisorientiert E-Mail Benachrichtigungen zu versenden.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Netzkonfiguration**
- Registerkarte **E-Mail, SMTP**

Im nachfolgend gezeigten Einstelldialog wird der SMTP-Server, Port-Nummer, etc. eingestellt. Auch kann eine Test-E-Mail versendet werden.

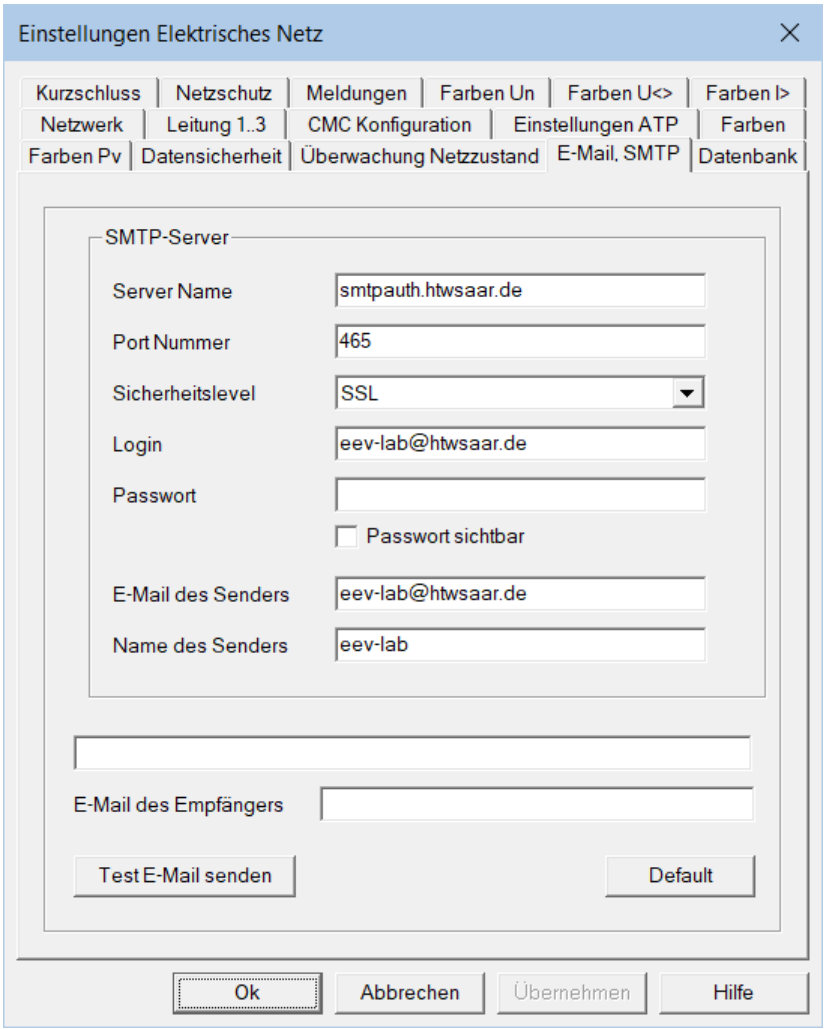


Abbildung 72: Registerkarte *E-Mail, SMTP*

5.4.15.4 Netzzustand gelb - Ermittlung des Handlungsbedarfes für Betriebsmittel

Für den **Netzzustand gelb** wird für ausgewählte Betriebsmittel und zur Konkretisierung der Netzzustandsbewertung der **Handlungsbedarf** ermittelt und im **Meldungsfenster** betriebsmittelspezifisch ausgegeben. Für den Handlungsbedarf werden

Die grundlegende Annahme zur Definition des Handlungsbedarfs ergibt sich aus der Überlegung, dass Netzausbaumaßnahmen umso dringlicher werden, je näher die Auslastung der Betriebsmittel an die Grenze zum unzulässigen Auslastungsbereich, d.h.

dem **Netzzustand rot** kommt. Es kann angenommen werden, dass der aus dieser Überlegung heraus definierte **Handlungsbedarf** innerhalb des **Netzzustandes gelb** z.B. im Intervall [80% ...100%] nicht linear ansteigt. Für folgende Betriebsmittel wird der Handlungsbedarf ermittelt.

Betriebsmittel	Kriterien zur Ermittlung des Handlungsbedarfs
Leitung	Leiterstromauslastung
Sammelschiene	Netzspannung

5.4.15.4.1 Kennlinie zur Definition des Handlungsbedarfes von Leitungen

Der nachfolgende Einstelldialog zeigt die Kennlinie des Handlungsbedarfes von Leitungen. Die Kennlinie beginnt schon bei einer Auslastung von 0% und endet bei einer Auslastung von 100%.

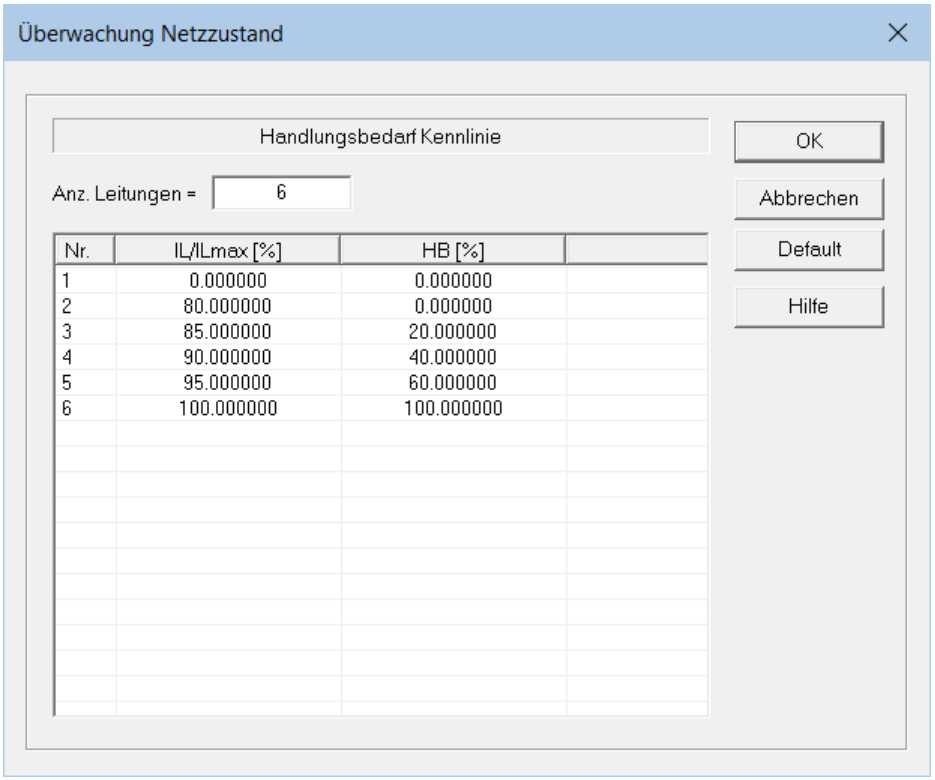


Abbildung 73: Netzzustand gelb – Kennlinie des Handlungsbedarfes von Leitungen

In der nachfolgenden Abbildung ist die Grundeinstellung der Kennlinie zur Ermittlung des **Handlungsbedarfes HB** in einem Diagramm dargestellt. In der Grundeinstellung ist der Handlungsbedarf im **Netzzustand grün** 0% und steigt im **Netzzustand gelb** nichtlinear bis auf 100% an. Der Handlungsbedarf für Betriebsmittel im **Netzzustand rot** wird mit 100% angenommen.

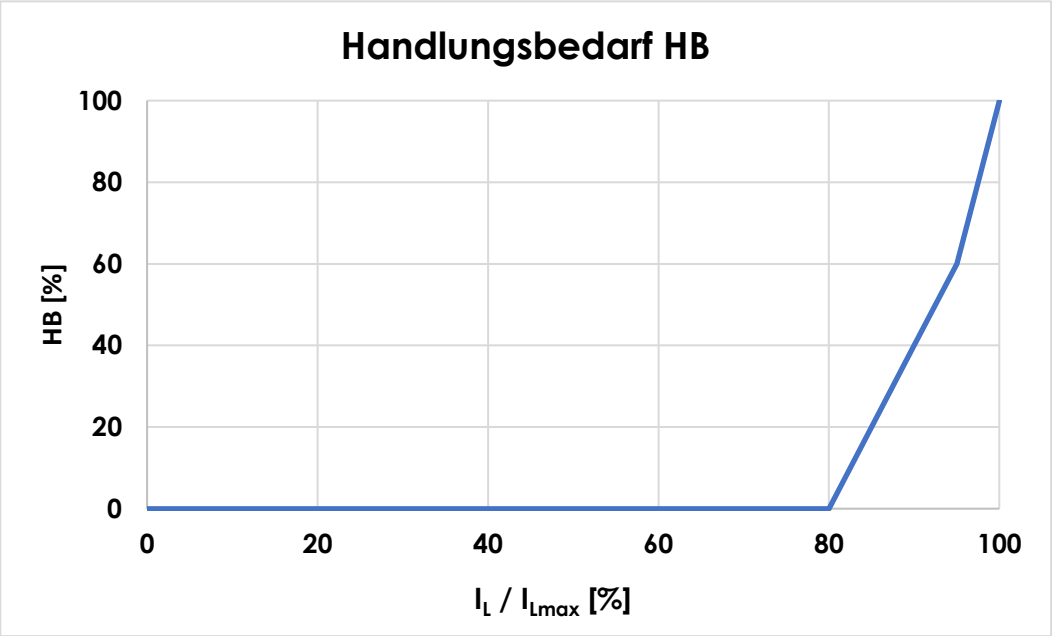


Abbildung 74: Nichtlineare Kennlinie zur Ermittlung des Handlungsbedarfes

5.4.15.5 Netzfaktoren f_N zur Bewertung des Netzzustandes

Die Bewertung des Netzzustandes wird aus der Bewertung des netzphysikalischen Zustandes der Betriebsmittel abgeleitet. Dazu werden die folgenden betriebsmittelspezifischen Netzfaktoren ermittelt.

Netzfaktor	Bedeutung
Netzfaktor f_N (Leitung)	Netzfaktor der Leitungen in %
Netzfaktor f_N (Sammelschiene)	Netzfaktor der Sammelschienen in %
Netzfaktor f_N	Resultierender Netzfaktor des Stromnetzes in %

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Dokumentation der Netzfaktoren in einem Bericht (XML-Datei [21]) zur Lastflussberechnung.

Ergebnisse der Netzzustandsanalyse und Netzzustandsdiagnose	
Netzfaktor fN (Leitung) [%]	97.5489
Netzfaktor fN (Sammelschiene) [%]	100
Netzfaktor fN [%]	98.7744

Der resultierende Netzfaktor fN des Stromnetzes wird wie folgt berechnet.

$$Netzfaktor\ f_N = \frac{f_N(Leitung) + f_N(Sammelschiene)}{2}$$

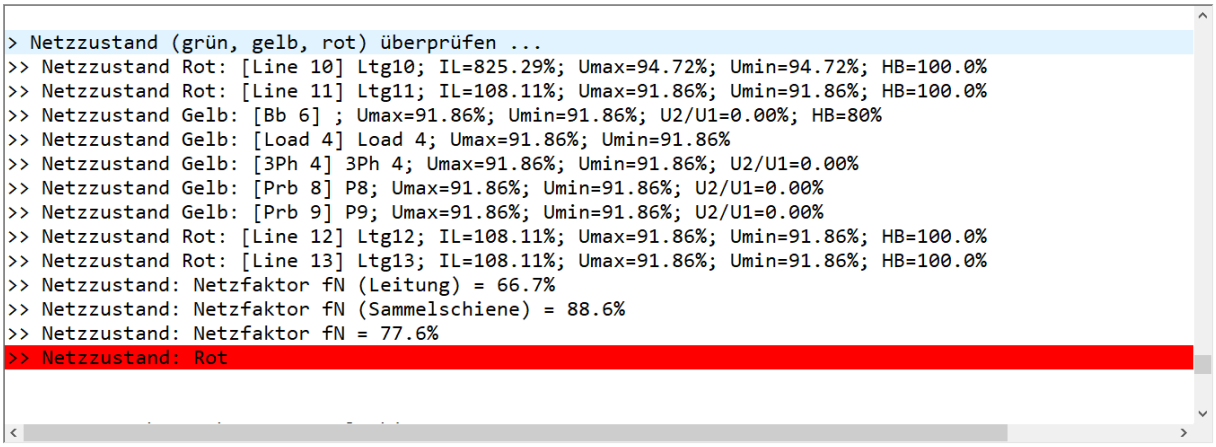


Abbildung 75: Ausgabe des Handlungsbedarfs im Meldungsfenster

5.4.15.5.1 Netzfaktor f_N (Leitung) - Bewertung von Leitungen

Durch die Ermittlung des **Handlungsbedarfes** jeder einzelnen Leitung im **Netzzustand gelb** und der gewichteten Überlagerung kann der **Netzfaktor f_N (Leitungen)** gebildet werden.

$$f_N\left(Leitung\right) = \frac{N_{ges} - \sum_{i=1}^{N} HB_i \cdot N_i}{N_{ges}}$$

N_{ges} = Anzahl Leitungen, für die ein **Handlungsbedarf HB** ermittelt wurde

N = Anzahl der zu einem **Handlungsbedarf HB** zugehörigen Leitungen

5.4.15.5.2 Netzfaktor f_N (Sammelschiene) - Bewertung von Sammelschienen

Der Netzfaktor f_N (Sammelschiene) wird abhängig von der Ampelphase grün, gelb oder rot der jeweiligen Sammelschiene ermittelt.

Handlungsbedarf HB	Ampelphase
HB = 0%	grün
HB = 80%	gelb
HB = 100%	rot

Tabelle 3: Ermittlung des Handlungsbedarfs für eine Sammelschiene

$$f_N\left(Sammelschiene\right) = \frac{N_{ges} - \sum_{i=1}^{N} HB_i \cdot N_i}{N_{ges}}$$

N_{ges} = Anzahl Sammelschienen, für die ein **Handlungsbedarf HB** ermittelt wurde

N = Anzahl der zu einem **Handlungsbedarf HB** zugehörigen Sammelschienen

Der Handlungsbedarf der Sammelschienen wird im **Meldungsfenster** ausgegeben.

5.4.15.5.3 Netzfaktor $f_{N,ges}$ – Bewertung eines Stromnetzes

Für das gleiche Stromnetz können für unterschiedliche Netzschaltzuständen, Einspeise- und Bezugsszenarien etc. je ein **Netzfaktor f_N** berechnet werden. Diese Netzfaktoren können nach der nachfolgenden Gleichung zu einem Stromnetz spezifischen **Netzfaktor $f_{N,ges}$** überlagert werden.

$$f_{N,ges} = \prod_{i=1}^{S} f_{N,i}$$

S = Anzahl der verschiedenen Varianten eines Stromnetzes

Der **Netzfaktor $f_{N,ges}$** dient der Beurteilung und Bewertung eines einzigen Stromnetzes in verschiedenen Netzvarianten, die z.B. von Netzzuständen, Zielnetzen und Betriebsmitteln, Einspeise- und Bezugsszenarien abhängig sind. Die Angabe erfolgt in %.

5.4.16 Registerkarte *Datenbank*

Das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner bietet die Möglichkeit, Ergebnisse der **Berechnung stationärer Netzzustände** und von **Lastflussberechnung**, d.h. Messwerte von Netzwerkelementen wie z.B. **Mess/Schutzgerät**, **Verbraucherlast** oder **Erzeugungsanlage (DEA)** in einer SQL[4]-Datenbank auf einem Server zu speichern, der durch ein TCP/IP-basiertes Kommunikationsnetzwerk mit ATPDesigner verbunden ist und Daten austauschen kann. Der Einstelldialog ist nachfolgend dargestellt.

⇨ Anwendungen der SQL-Datenbank für Verfahren der Netzberechnung wie z.B. Lastflussberechnung mit Lastprofilen, Verfahren zur Prüfung von Netzschutzkonzepten oder zur Speicherung der Trainingsdaten für KI-Systeme sind in [Bd. 3] näher erläutert.

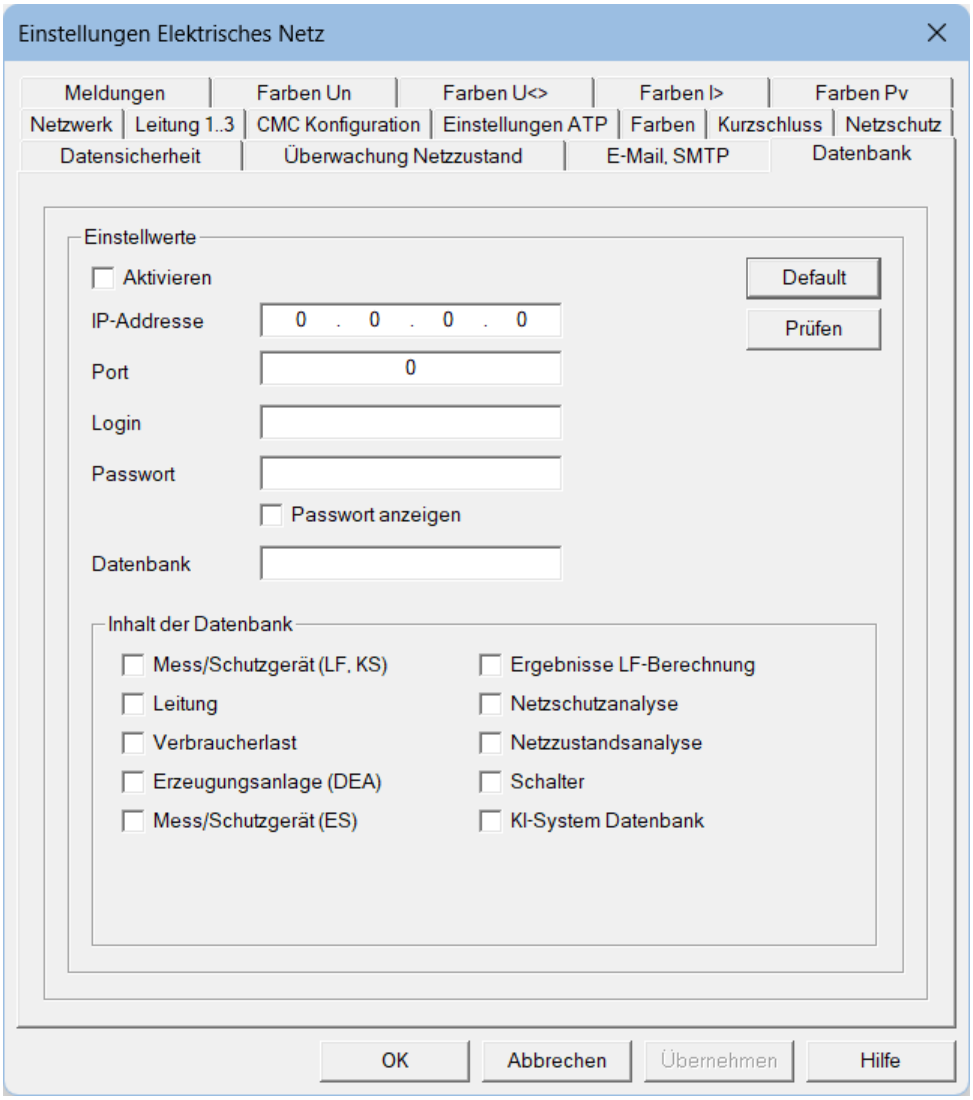
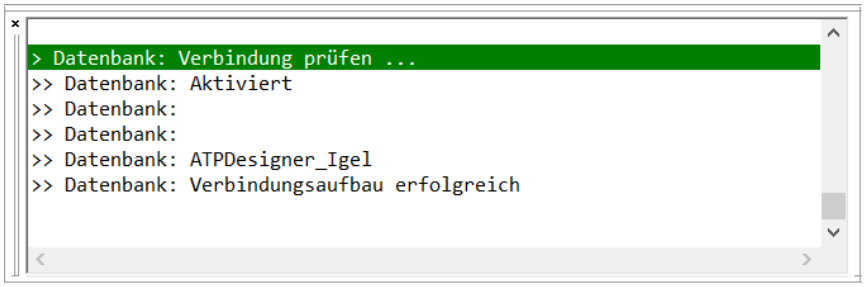


Abbildung 76: Registerkarte *Datenbank*

[4] SQL (Structured Query Language) ist eine Programmiersprache, die zur Verwaltung relationaler Datenbanken und zum Durchführen verschiedener Aktionen mit den darin enthaltenen Daten verwendet wird.

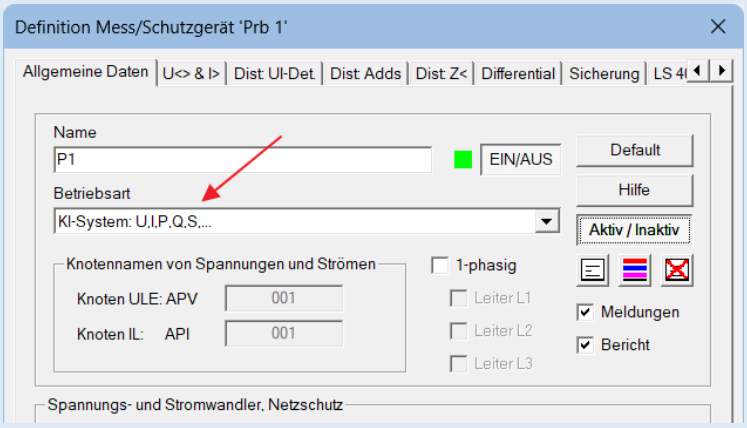
Einstellwert	Bedeutung
Aktivieren	Kommunikationsverbindung und Datenspeicherung von ATPDesigner in die SQL-Datenbank aktivieren
IP-Adresse	IP-Adresse des Servers, auf dem die Datenbank als Server-Applikation ausgeführt wird
Port	Port des Servers, auf dem die SQL-Datenbank als Server-Applikation ausgeführt wird
Login	Benutzername der SQL-Datenbank
Passwort	Passwort der SQL-Datenbank
Passwort anzeigen	Passwort lesbar anzeigen
Datenbank	Name der SQL-Datenbank
Prüfen	Kommunikationsverbindung von ATPDesigner zur SQL-Datenbank überprüfen Durch einen **Left Mouse Button Click** wird die Überprüfung der Verbindung gestartet. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Ausgabe im **Meldungsfenster**, wenn die Kommunikationsverbindung zur Datenbank fehlerfrei arbeitet. 

In der Registerkarte kann in der Gruppe **Inhalt der Datenbanktabelle** die Netzwerkelemente und damit implizit Netzberechnungsmethoden ausgewählt werden, deren Messwerte, d.h. Ergebnisse der Netzberechnung in der Datenbank gespeichert werden. Die Struktur und die Inhalte der SQL-Tabellen werden in [Bd. 3] zusammen mit den Netzberechnungsmethoden erläutert.

Einstellwert	Messwerte von … ▪ Hauptmenü Netzschutz ▪ Menüpunkt Netzschutz prüfen, Autom. Schutzprüfung - Kurzschluss
Mess/Schutzgerät (LF, KS)	Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät**
Mess/Schutzgerät (ES)	Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät**
Netzschutzanalyse	Ergebnisse der **Netzschutzanalyse** [Bd. 3]

Einstellwert	Messwerte von … ▪ Hauptmenü Prüfungen ▪ Menüpunkt Lastfluss mit Flexibilitäten, Lastfluss: Lastprofile
Leitung	Netzwerkelement **Leitung**
Verbraucherlast	Netzwerkelement **Verbraucherlast**
Erzeugungsanlage (DEA)	Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)**
Schalter	Netzwerkelement **Schalter**

Ergebnisse LF-Berechnung	Ergebnisse der **Lastflussberechnung** [Bd. 3]
Netzzustandsanalyse	Ergebnisse der **Netzzustandsanalyse** [Bd. 3]

Einstellwert	**Messwerte von …** ▪ **Hauptmenü Prüfungen** ▪ **Menüpunkt Fallgenerator**
KI-System Datenbank	Ergebnisse der Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät** mit Betriebsart **KI-System U,I,P,Q,S** 

5.5 Netzeinspeisung

Das Netzwerkelement **Netzeinspeisung** (im englischen: **Network Infeed**) dient zur Nachbildung einer 3-phasigen symmetrischen Spannungsquelle mit intern einer 3-phasigen Kurzschlussimpedanz. Die nachfolgende Abbildung zeigt das Ersatzschaltbild in natürlichen Komponenten und das Zeigerdiagramm der internen 3-phasigen symmetrischen Drehspannungsquelle.

⇨ Die **Netzeinspeisung** kann im Sinne der Lastflussberechnung als **Slack** verwendet werden. In dieser Betriebsart wir die Netzeinspeisung als ideale 3-phasige symmetrische Spannungsquelle mit $\underline{Z}_1 = \underline{Z}_2 = 0\Omega$ und $\underline{Z}_E = 0\Omega$ verwendet.

⇨ Der **Slack** (auch Referenzknoten genannt) ein ausgewählter Netzknoten in einem Elektroenergieversorgungsnetz, der als Referenz für die Lastflussberechnung dient. Er wird verwendet, um die Leistungsbilanz des Stromnetzes auszugleichen und gibt eine feste Referenzspannung mit einem festen Referenzphasenwinkel im Stromnetz vor

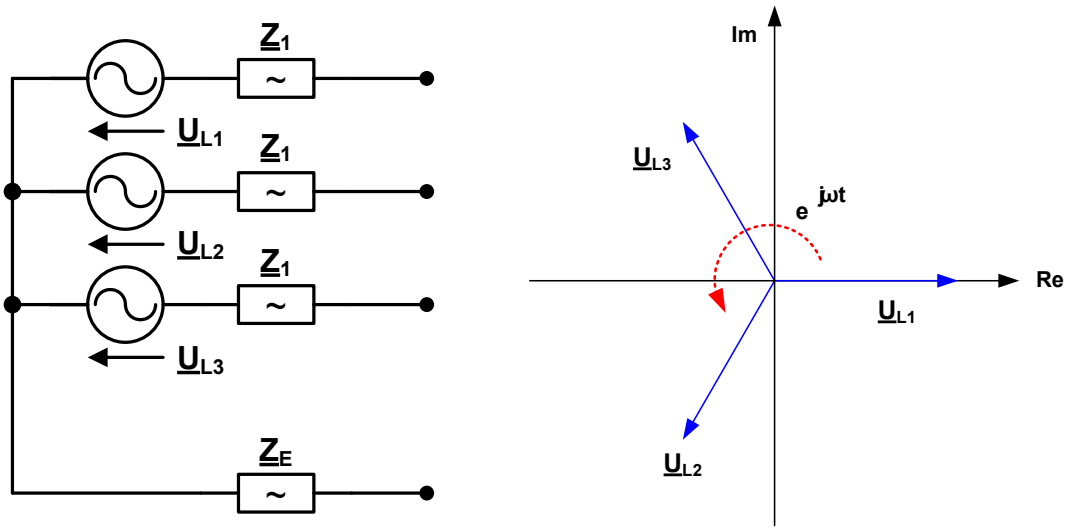


Abbildung 77: Ersatzschaltbild der Netzeinspeisung in natürlichen Komponenten

Die internen Kurzschlussimpedanzen werden durch die Impedanzen der symmetrischen Komponenten (012-System) in Mitsystem $\underline{Z}_1$, Gegensystem $\underline{Z}_2$ und Nullsystem $\underline{Z}_0$ bzw. die Erdimpedanz $\underline{Z}_E$ definiert. Es wird vorausgesetzt, dass Mitimpedanz und Gegenimpedanz gleich sind. Die Nullimpedanz $\underline{Z}_0$ kann davon unabhängig im Einstelldialog eingestellt werden.

$$\underline{Z}_2 = \underline{Z}_1$$

Geht man davon aus, dass die Netzeinspeisung und damit das vorgelagerte Stromversorgungsnetz elektrisch symmetrisch ist, so kann die Netzeinspeisung als Ersatzmodell des vorgelagerten Stromversorgungsnetzes im natürlichen System[5], d.h. im System der Leitergrößen L1, L2 und L3 mit einer diagonalsymmetrischen Impedanzmatrix beschrieben werden.

[5] Natürliches System = System der Leitergrößen L1, L2 und L3

$$\underline{Z}_{L123} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_S & \underline{Z}_M & \underline{Z}_M \\ \underline{Z}_M & \underline{Z}_S & \underline{Z}_M \\ \underline{Z}_M & \underline{Z}_M & \underline{Z}_S \end{bmatrix}$$

- $\underline{Z}_S$ = Selbstimpedanz
- $\underline{Z}_M$ = Koppelimpedanz

Mit Hilfe der Transformationsmatrix kann die Darstellung im 012-System berechnet werden. Es ergibt sich eine vollständig entkoppelte Impedanzmatrix.

$$\underline{Z}_{012} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_0 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_1 & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_2 \end{bmatrix}$$

Für die Impedanzen ergibt sich mit $\underline{Z}_2 = \underline{Z}_1$:

$$\underline{Z}_S = \frac{\underline{Z}_0 + 2 \cdot \underline{Z}_1}{3} \qquad \underline{Z}_M = \frac{\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1}{3} \qquad \underline{Z}_E = \frac{\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1}{3}$$

Die Transformation ist wegen der Existenz der Inversen der Transformationsmatrix eineindeutig invertierbar.

In der nachfolgenden Abbildung sind die Ersatzschaltbilder der Netzspeisung im System der symmetrischen Komponenten (012-System) dargestellt. Die linke Abbildung zeigt die drei Komponentensysteme Mit-, Gegen- und Nullsystem für den Fall einer beliebig unsymmetrischen 3-phasigen Drehspannungsquelle, die rechte Abbildung für den Fall ein symmetrischen 3-phasigen Drehspannungsquelle.

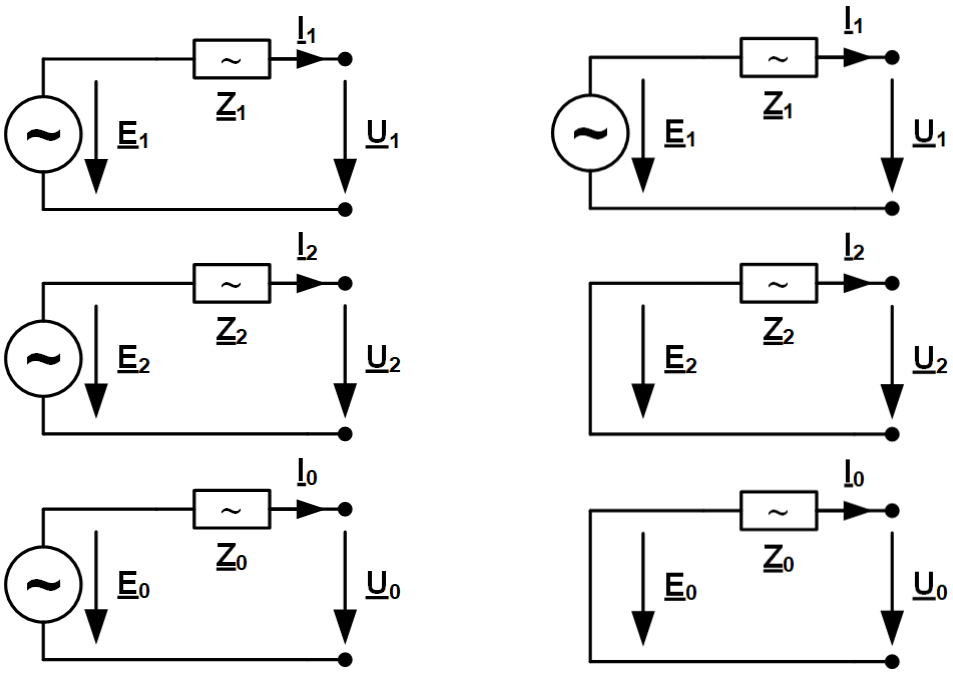


Abbildung 78: Ersatzschaltbild der Netzeinspeisung im 012-System

Üblicherweise wird die Netzeinspeisung als Modell eines dem zu analysierenden Stromnetzes vorgelagerten Stromnetzes mit verschiedener Nennspannung U_n verwendet. Es können auch mehrere Netzeinspeisungen verwendet werden, wenn das Stromnetz über mehrere Einspeiseknoten versorgt wird.

Die Netzeinspeisung kann optional in das Verfahren zur Lastflussberechnung mit der Option Lastfluss: PQ, PU Knoten im Einstelldialog ATP Einstellwerte, Registerkarte ATP Daten eingebunden werden. In dieser Betriebsart müssen die Einstellungen in der Registerkarte Lastfluss: Lasten wie nachfolgend gezeigt geeignet gewählt werden.

5.5.1 Registerkarte *Allgemeine Daten*

Der Einstelldialog in der Registerkarte **Allgemeine Daten** dient zur Definition der 3-phasigen symmetrischen Spannungsquelle mit interner Kurzschlussimpedanz. Darüber hinaus kann der **Spannungsfaktor c_Q** für die **Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102** eingestellt werden.

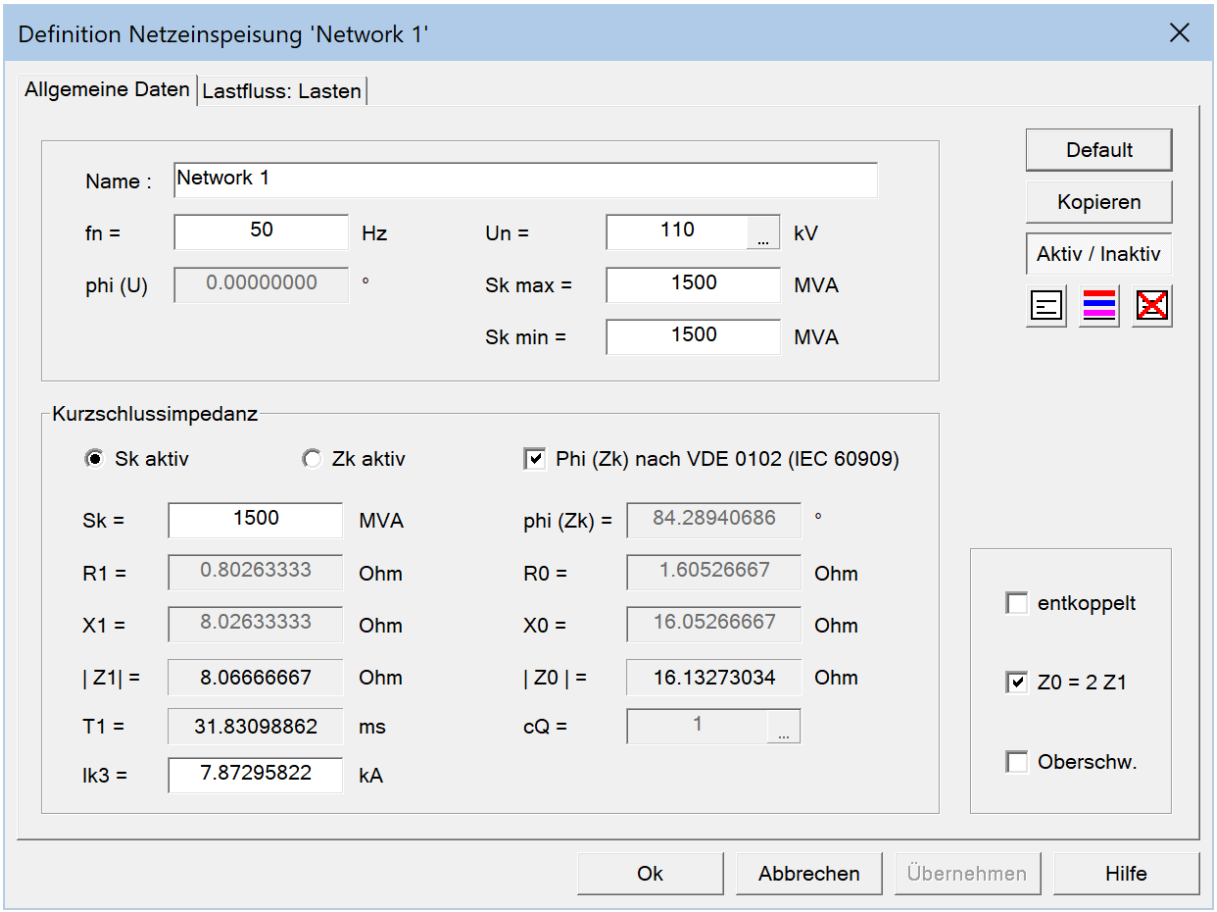


Abbildung 79: Einstelldialog *Netzeinspeisung*, Registerkarte *Allgemeine Daten*

Einstellwert	Bedeutung
fn	Nennfrequenz (Netznennfrequenz)
Un	Nennspannung
Sk	Kurzschlussleistung
Sk max	Maximale Kurzschlussleistung
Sk min	Minimale Kurzschlussleistung

Ik3	3-poliger Kurzschlussstrom
R1	Resistanz im Mitsystem
X1	Reaktanz im Mitsystem
|Z1|	Betrag der Mitimpedanz
R0	Resistanz im Nullsystem
X0	Reaktanz im Nullsystem
|Z0|	Betrag der Nullimpedanz
T1	Zeitkonstante der Mitimpedanz
cQ	Spannungsfaktor zur **Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102** [Bd. 3]
phi (U)	Absoluter Phasenwinkel der internen 3-phasigen Spannungsquelle im Mitsystem Dieser Einstellwert definiert den absoluten Phasenwinkel der Leiter-Erd-Spannung $u_{L1}(t)$. Die Leiter-Erd-Spannungen $u_{L2}(t)$ und $u_{L3}(t)$ werden elektrisch um ±120° im Sinne einer symmetrischen Drehspannungsquelle phasenverschoben nachgebildet.
phi (Zk)	Winkel der internen Kurzschlussimpedanz Der Spannungsfaktor c_Q wird nur zur Werteingabe aktiviert, wenn vorher in der Registerkarte ATP Daten, Registerkarte VDE 0102 (IEC60909) die Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 aktiviert wurde.
Default	Laden der Grundeinstellung des Einstelldialogs
Z0 = 2 · Z1	Die Nullimpedanz der Netzeinspeisung $\underline{Z}_0 = R_0 + jX_0$ wird als das 2-fache der Mitimpedanz $\underline{Z}_1 = R_1 + jX_1$ angenommen. $$\underline{Z}_0 = 2 \cdot \underline{Z}_1$$
entkoppelt	▪ Wenn aktiv, wird die Kurzschlussimpedanz der Netzeinspeisung durch drei 1-phasige vollständig entkoppelte Serienimpedanzen $\underline{Z} = R + jX$ nachgebildet. ▪ Wenn inaktiv, wird die Netzinnenimpedanz der Netzeinspeisung durch drei 1-phasige induktiv gekoppelte Serienimpedanzen mit Mitsystem $\underline{Z}_1$ und Nullsystem $\underline{Z}_0$ (Leitungsmodell: **Einfachleitung RL**) nachgebildet.
Oberschw.	Für die Netzeinspeisung können zusätzliche Oberschwingungsspannungsquellen definiert werden.

5.5.1.1 Nennfrequenz f_n des Netzwerkelementes *Netzeinspeisung 1*

Die Netzeinspeisung **Network 1** hat eine besondere Bedeutung, da in dem zugehörigen Einstelldialog in der Registerkarte Allgemeine Daten die Netznennfrequenz f_n eingestellt werden kann. Alternativ kann die Netznennfrequenz f_n in der Registerkarte Netzwerk des Einstelldialogs Einstellungen Elektrisches Netz eingestellt werden. Mit dem Einstellwert der **Netznennfrequenz f_n** der Netzeinspeisung wird die Netznennfrequenz für das gesamte Stromversorgungsnetz festgelegt. Es wird daher empfohlen, die **Netzeinspeisung 1** in einem Stromversorgungsnetz zu verwenden.

Es wird darauf hingewiesen, dass in allen anderen Instanzen des Netzwerkelementes **Netzeinspeisung** die Netznennfrequenz f_n angezeigt wird, aber nicht verändert werden kann. Diese Vorgehensweise liegt darin begründet, dass es für die Berechnung

eines stationären Netzzustandes z.B. durch eine Lastflussberechnung zwingend erforderlich ist, dass die Kreisfrequenz $\omega = 2\pi f$ für alle Impedanzen des elektrischen Netzwerkes identisch ist. Obwohl die Einstellung der Netznennfrequenz f_n in zwei verschiedenen Einstelldialogen möglich ist, wird durch ATPDesigner intern sichergestellt, dass die Netznennfrequenz f_n immer einheitlich verwendet wird.

Für viele Betriebsmittel wie z.B. die Netzwerkelemente **Leitung** [Bd. 2] ist die Eingabe von Reaktanzen $X = \omega L$ in den Einstelldialogen erforderlich, um das numerische, ATP basierte Modell zu erzeugen.

⇨ Um die für die ATP basierten Modelle benötigten Induktivitäten L zu berechnen, wird immer der Einstellwert **Netznennfrequenz f_n** von **Netzeinspeisung 1** verwendet.

$$L = \frac{X}{2\pi \cdot f_n}$$

Aus der **Netznennfrequenz f_n** von **Netzeinspeisung 1** wird darüber hinaus die Zeitdauer einer Netzperiode (**Cycle**) in Millisekunden abgeleitet, die für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** zwingend benötigt wird.

$$Netzperiode = \frac{1}{f_n}$$

Alternativ dazu kann die **Netznennfrequenz f_n** in der Registerkarte **Einstellungen Elektrisches Netz** des Einstelldialogs **Netzwerk** eingestellt werden. Die Einstellung muss insbesondere dann vorgenommen werden, wenn das Netzwerkelement **Netzeinspeisung 1** im Stromversorgungsnetz nicht verwendet wird.

5.5.1.2 Absoluter Phasenwinkel phi (U) – Referenzphasenwinkel im Mitsystem

Der absolute Phasenwinkel der Leiter-Erd-Spannung $\underline{U}_{L1}$ der internen 3-phasigen Drehspannungsquelle der **Netzeinspeisung 1** dient als absoluter Referenzphasenwinkel des Mitsystems φ_{U1} des Stromversorgungsnetzes. Der Einstellwert **phi (U)** kann im Einstelldialog für **Netzeinspeisung 1** nicht verändert werden. Für alle anderen Netzeinspeisungen ist der Einstellwert veränderbar. Damit gibt die **Netzeinspeisung 1** für die Spannungsquellen aller Netzeinspeisungen den Referenzwinkel der Mitsystemspannung vor.

$$\varphi_{U_1} = phi(U)$$

Die Mitsystemwinkel der Spannungsquellen aller anderen Netzeinspeisungen 2…N können mit dem Einstellwert **phi (U)** gegenüber dem der **Netzeinspeisung 1** gedreht werden. Durch eine geeignete Drehung der Mitsystemspannungswinkel der Netzeinspeisungen gegeneinander können Lastflüsse, d.h. Wirk- und Blindleistungsflüsse ohne Verwendung einer **Verbraucherlast** manuell per Einstellwert vorgegeben werden. Diese Vorgehensweise wird allerdings nicht im Rahmen der **Lastflussberechnung** iterativ verändert.

5.5.1.3 Kurzschlussleistungen S_k, $S_{k\,max}$, $S_{k\,min}$

Um Stromnetze in Kurzschlussbetrieb hinsichtlich der mechanischen und thermischen Belastung der Betriebsmittel oder der Selektivität eines Netzschutzkonzeptes zu untersuchen, wird in aller Regel das vorgelagerte Stromnetz mit seiner minimalen und maximalen Kurzschlussleistung nachgebildet.

- Die maximale Kurzschlussleistung **$S_{k\,max}$** des vorgelagerten Stromnetzes wird für die mechanische und thermische Belastung der Betriebsmittel in Normal- und Kurzschlussbetrieb verwendet. Die maximale Kurzschlussleistung führt zu einer minimalen Kurzschlussimpedanz der Netzeinspeisung und in Folge zu einer maximalen Stromeinspeisung des vorgelagerten Stromnetzes.

- Die minimale Kurzschlussleistung **$S_{k\,min}$** des vorgelagerten Stromnetzes wird für die Auslegung und Prüfung der Netzschutzgeräte und der Selektivität des Netzschutzkonzeptes verwendet. Die minimale Kurzschlussleistung führt zu einer maximalen Kurzschlussimpedanz der Netzeinspeisung und damit zu einer minimalen Stromeinspeisung des vorgelagerten Stromnetzes im Kurzschlussbetrieb. Dadurch können u.a. die Anregesysteme der Netzschutzgeräte geprüft werden.

Die minimale Kurzschlussleistung **$S_{k\,min}$** und maximale Kurzschlussleistung **$S_{k\,max}$** können zusätzlich zur Kurzschlussleistung **S_k** als Einstellwerte im Einstelldialog der **Netzeinspeisung** eingestellt werden. Die Auswahl einer der drei Kurzschlussleistungen für die Berechnung eines stationären Netzzustandes, einer Lastflussberechnung, eines Kurzschlussszenarios oder der Berechnung eines dynamischen Ausgleichsvorganges erfolgt in der Registerklarte **Netzschutz Analyse**, die nachfolgend abgebildet ist.

- Hauptmenü **Netzschutz**
- Menüpunkt **Einstellungen Netzschutz**, Registerklarte **Netzschutz Analyse**

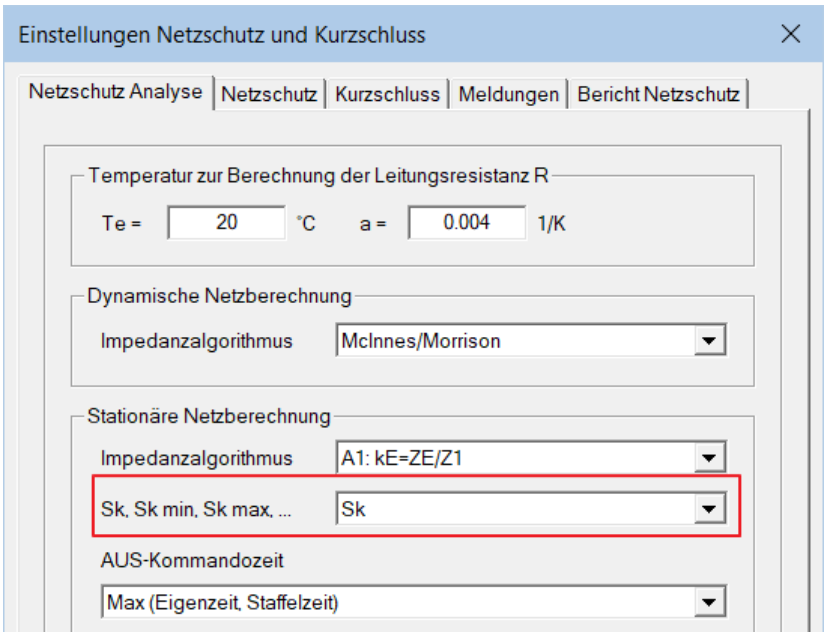


Abbildung 80: Auswahl der Kurzschlussleistung S_k, $S_{k\,max}$, $S_{k\,min}$

⇨ Die nachfolgenden Erläuterungen beziehen sich bezüglich der Kurzschlussleistung S_k immer auf den Einstellwerte der Kurzschlussleistung **S_k, $S_{k\,min}$, $S_{k\,max}$, ...**, der im Einstelldialog **Netzschutz Analyse** ausgewählt wurde.

5.5.1.4 3-poliger Kurzschlussstrom I_{k3}

Die Kurzschlussleistung S_k wird aus dem 3-poligen Kurzschlussstrom I_{k3} und der Nennspannung der **Netzeinspeisung** U_n wie folgt berechnet.

$$S_k = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{k3}$$

Umgekehrt kann aus der Kurzschlussleistung S_k und der Nennspannung U_n der 3-polige Kurzschlussstrom I_{k3} berechnet werden.

$$I_{k3} = \frac{S_k}{\sqrt{3} \cdot U_n}$$

Die Gleichungen können analog für die maximale Kurzschlussleistung $S_{k\,max}$ und die minimale Kurzschlussleistung $S_{k\,min}$ verwendet werden.

$$S_{k\,max} = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{k3\,max} \qquad I_{k3\,max} = \frac{S_{k\,max}}{\sqrt{3} \cdot U_n}$$

$$S_{k\,min} = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{k3\,min} \qquad I_{k3\,min} = \frac{S_{k\,min}}{\sqrt{3} \cdot U_n}$$

⇨ Es muss beachtet werden, dass die hier verwendeten Indexe **min** und **max** und die daraus resultierenden Kurzschlussströme $I_{k3\,min}$ und $I_{k3\,max}$ nicht mit dem größten Anfangs-Kurzschlusswechselstrom $I_{k\,max}$ und dem kleinsten Anfangs-Kurzschlusswechselstrom $I_{k\,min}$ nach VDE 0102 (IEC 60909) [2] identisch sind.

5.5.1.5 Berechnung der Kurzschlussimpedanz

Die Betriebsart der Kurzschlussleistung **S_k, $S_{k\,min}$, $S_{k\,max}$, ...** legt fest, wie die interne, 3-phasige Kurzschlussimpedanz der Netzeinspeisung berechnet wird. Es wird für das Netzwerkelement **Netzeinspeisung** vorausgesetzt, dass Mitimpedanz und Gegenimpedanz gleich sind.

$$\underline{Z}_2 = \underline{Z}_1$$

Die Nullimpedanz $\underline{Z}_0$ kann davon unabhängig eingestellt werden.

- **Sk aktiv**
  Die Kurzschlussimpedanz der Netzeinspeisung im Mitsystem wird aus der Kurzschlussleistung **S_k**, der Nennspannung **U_n** und dem Kurzschlussimpedanzwinkel **phi (Zk)** in Anlehnung an VDE 0102 (IEC 60909) [2] berechnet.

$$Z_1 = \frac{U_n^2}{S_k} \qquad Z_1 = \frac{U_n^2}{S_{k\,\min}} \qquad Z_1 = \frac{U_n^2}{S_{k\,\max}}$$

Wenn die Option **Phi (Zk) nach VDE 0102 (IEC 60909)** im Einstelldialog der **Netz-einspeisung** aktiv ist, werden Mitresistanz R_1 und Mitreaktanz X_1 in Anlehnung an VDE 0102 (IEC 60909) [2] aus dem dann automatisch eingestellten Impedan-zwinkel φ_1 = **phi (Z_k)** der Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_1$ berechnet.

$$\varphi_1 = \operatorname{atan}\left(\frac{X_1}{R_1}\right)$$

In Anlehnung an VDE 0102 (IEC 60909) [2] kann für Freileitungsnetze der Höchst- und Hochspannung folgendes näherungsweise angenommen werden.

$$X_1 = 0{,}995 \cdot Z_1 \qquad R_1 = 0{,}1 \cdot X_1$$

Daraus ergibt sich der Kurzschlussimpedanzwinkel zu:

$$\varphi_1 = \operatorname{atan}\left(\frac{X_1}{R_1}\right) = \operatorname{atan}(10) = 84{,}2894°$$

Es wird allerdings empfohlen, die Option **Phi (Zk) nach VDE 0102 (IEC 60909)** zu deaktivieren und den Impedanzwinkel φ_1 = **phi (Z_k)** der Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_1$ manuell einzustellen. Die Mitresistanz R_1 wird aus dem Einstellwert der Mitreak-tanz X_1 und dem Kurzschlusswinkel **phi (Z_k)** berechnet.

$$R_1 = \frac{X_1}{\tan\left(phi\left(Z_k\right)\right)}$$

- **Zk aktiv**
  Die Mitimpedanz $\underline{Z}_1 = R_1 + jX_1$ wird aus den Einstellwerten R_1 und X_1 berechnet.

Unabhängig von der Methode für die Berechnung der Kurzschlussimpedanz wird nach der erneuten Berechnung der Kurzschlussimpedanz der Kurzschlusswinkel **phi (Zk)** neu berechnet und im Einstelldialog ausgegeben.

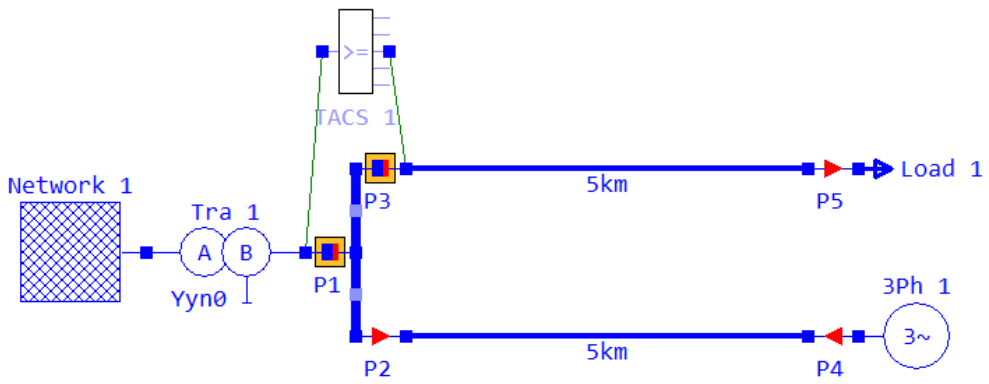


Abbildung 81: Netzeinspeisung als Modell des vorgelagerten Netzes

5.5.1.6 Kurzschlussstrom nach VDE 0102 (IEC 60909) - Spannungsfaktors c_Q

Die im Einstelldialog angezeigten Impedanzen werden ohne Berücksichtigung des Spannungsfaktors c_Q berechnet. Der Spannungsfaktor c_Q wird nur für die **Kurzschluss-stromberechnung nach VDE 0102** verwendet und in dem Tooltip der Netzwerkeinspeisung nach Durchführung der Kurzschlussstromberechnung angezeigt.

5.5.2 Registerkarte *Lastfluss: Lasten* – Netzeinspeisung in der Lastflussberechnung

Bei der Durchführung einer Lastflussberechnung mit der Option Lastfluss: PQ, PU Knoten kann die Netzeinspeisung wie bei Lastflussberechnungen üblich auf unterschiedliche Art und Weise in der Lastflussberechnung berücksichtigt werden, wenn die Option **Lastfluss EIN** aktiviert ist.

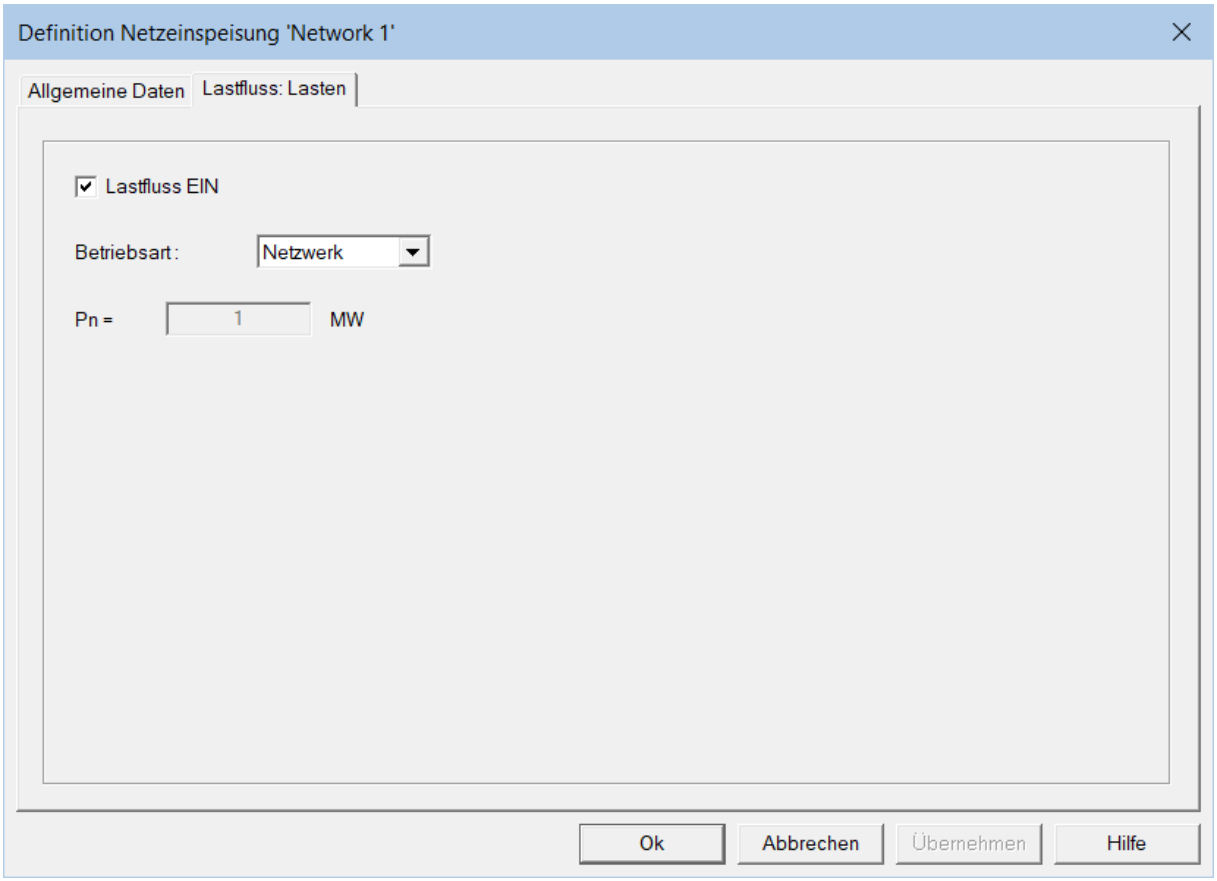


Abbildung 82: Einstelldialog Netzeinspeisung – Registerkarte *Lastfluss: Lasten*

5.5.2.1 Lastfluss EIN

Wenn die Option aktiviert ist, wird bei Ausführung einer Lastflussberechnung (siehe Lastfluss: PQ, PU Knoten) die Netzeinspeisung abhängig von der **Betriebsart** in der Lastflussberechnung berücksichtigt.

5.5.2.2 Registerkarte *Lastfluss PQ,PU Knoten*: Betriebsart der Netzeinspeisung

Abhängig von dem Einstellwert wird das ATP-basierte Modell der Netzeinspeisung gewählt.

5.5.2.2.1 Betriebsart: *Netzwerk*

Die Netzeinspeisung wird mit einer 3-phasigen symmetrischen Spannungsquelle und einer Kurzschlussimpedanz in Mit-, Gegen- und Nullsystem nachgebildet. Die Kurzschlussimpedanz im Mitsystem $\underline{Z}_1$ wird aus der Kurzschlussleistung S_k und der Nennspannung U_n berechnet.

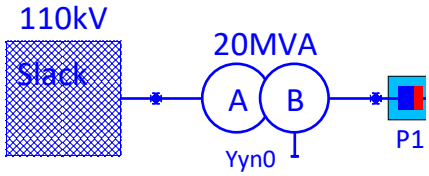
⇨ Spannung und Leistungen am Netzanschlussknoten werden durch das Iterationsverfahren nicht verändert, sondern werden aus den Einstellwerte der Netzeinspeisung zu Beginn der Lastflussberechnung berechnet.

5.5.2.2.2 Betriebsart: *Slack*

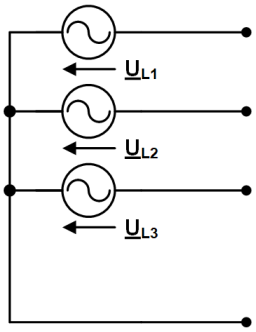
Die Netzeinspeisung wird als ideale 3-phasige symmetrische Spannungsquelle mit Kurzschlussimpedanzen im Mit-, Gegen- und Nullsystem $\underline{Z}_{120} = 0\Omega$, d.h. mit Kurzschlussleistung $S_k = \infty$ und Nennspannung U_n = konst. am Netzanschlusspunkt nachgebildet. Diese Einstellung entspricht dem **Slack-Knoten** einer Lastflussberechnung.

$$\underline{Z}_2 = \underline{Z}_1 = \underline{Z}_1 = 0\Omega$$

Ist die Netzeinspeisung als **Slack-Knoten** eingestellt, so wird der Bezeichner **Slack** im Symbol der Netzeinspeisung ausgegeben.



Das resultierende Ersatzschaltbild der Netzeinspeisung als **Slack** ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt. Die Netzeinspeisung wird in dieser Betriebsart als 3-phasige symmetrische Spannungsquelle nachgebildet. Es muss beachtet werden, dass ein Kurzschluss direkt am Netzknoten der Netzeinspeisung theoretisch einen unendliche großen Kurzschlussstrom zur Folge hat. Bezogen auf das Netzberechnungsprogramm sind hier mathematische Instabilitäten im Berechnungsverfahren zu erwarten.



5.5.2.2.3 Betriebsart: *PU*

Die Netzeinspeisung wird wie bei Lastflussberechnungen üblich als **PU-Knoten** mit folgenden Merkmalen am Netzanschlusspunkt (NAP) (Netzknoten der Netzeinspeisung) nachgebildet. Weitere Erläuterungen sind im Kapitel **Lastflussberechnung - Modell der Netzeinspeisung in der Betriebsart *PU*** enthalten.

- **Wirkleistungseinspeisung**
  Die **Wirkleistung P_n** kann im Einstelldialog eingestellt werden.

- **Nennspannung**
  Der Betrag der Versorgungsspannung am Netzanschlusspunkt (NAP) wird durch die im Einstelldialog nach Abbildung 79 definierbare **Nennspannung U_n** definiert.

- **Pn**
  Wirkleistung, die in der Betriebsart **PU** am Netzanschlusspunkt eingespeist wird.

Als Startwerte des Iterationsverfahrens werden verwendet:

- Betrag der internen Mitsystemspannung E = Einstellwert **U_n**
- Phasenwinkel der internen Mitsystemspannung ϑ = Einstellwert **phi (U)**

Der Einstellwert **phi (V)** kann bei der Netzeinspeisung **Netzwerkeinspeisung 1** nicht verändert werden. Unabhängig davon kann auch **Netzwerkeinspeisung 1** als PU-Knoten verwendet werden.

⇨ Durch eine geeignete Wahl des Phasenwinkels **phi (U)** vor dem Start der Lastflussberechnung kann die Konvergenz des Iterationsverfahrens erheblich beschleunigt werden.

5.5.3 Lastflussberechnung - Modell der Netzeinspeisung in der Betriebsart *PU*

In der Betriebsart **PU** wird im Mitsystem für die Netzeinspeisung das dem Synchronmaschine entsprechende Ersatzschaltbild verwendet. Da die Netzeinspeisung als 3-phasige symmetrische Spannungsquelle mit in aller Regel symmetrischer Kurzschlussimpedanz nachgebildet werden, können Gegensystem und Nullsystem der Netzeinspeisung in den folgenden Betrachtungen vernachlässigt werden.

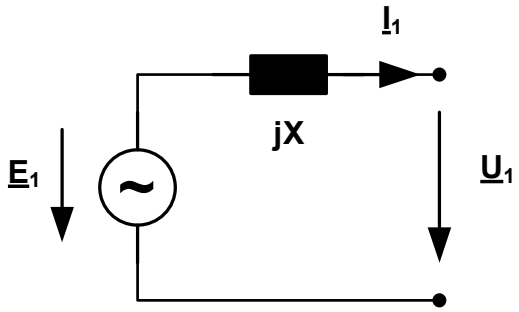


Abbildung 83: Ersatzschaltbild der Netzeinspeisung im Mitsystem

Für die ins Stromnetz eingespeiste 3-phasige symmetrische Scheinleistung $\underline{S}_1$ im Mitsystem ergibt sich:

$$\underline{S}_1 = 3 \cdot \underline{U}_1 \cdot \underline{I}_1^*$$

$$\underline{I}_1 = \frac{\underline{E}_1 - \underline{U}_1}{jX_1}$$

In den nachfolgenden Betrachtungen wird die Knotenspannung im Mitsystem $\underline{U}_1$ als Referenzspannung mit einem Phasenwinkel φ=0° gewählt. Mit $\underline{U}_1 = U \cdot e^{j\varphi} = U \cdot e^{j0°}$ und $\underline{E}_1 = E \cdot e^{j\vartheta}$ gilt:

$$\underline{S}_1 = 3 \cdot U \cdot \left(\frac{\underline{E}_1 - U}{jX_1} \right)^*$$

$$\underline{S}_1 = 3 \cdot U \cdot \left(\frac{E \cdot (\cos\vartheta + j\sin\vartheta) - U}{jX_1} \right)^*$$

$$\underline{S}_1 = 3 \cdot U \cdot \frac{E \cdot (\cos\vartheta - j\sin\vartheta) - U}{-jX_1}$$

Nach der Multiplikation von Zähler und Nenner mit dem Operator j ergibt sich:

$$\underline{S}_1 = \frac{3 \cdot U}{X_1} \cdot \left(E \cdot (\sin\vartheta - j\cos\vartheta) - jU \right)$$

Daraus ergibt sich für die eingespeiste Wirkleistung P = Re ($\underline{S}_1$):

$$P = \frac{3 \cdot U \cdot E \cdot \sin\vartheta}{X_1}$$

Der Phasenwinkel ϑ entspricht dem Polradwinkel der Synchronmaschine im Mitsystem. Aus der obigen Gleichung kann die Vorschrift zur Berechnung des absoluten Phasenwinkels ϑ für die interne Mitsystemspannung $\underline{E}$ abgeleitet werden.

$$\vartheta = \arcsin\left(\frac{P_n \cdot X_1}{3 \cdot U \cdot E} \right)$$

Durch diese Betrachtungen kann ein iteratives Verfahren für die Lastflussberechnung mit Stromiteration abgeleitet werden. Der Index k definiert den k-ten Iterationsschritt beginnend mit k = 1. Die Startwerte für k = 1 werden wie folgt berechnet.

$$U_{k=1} = \frac{U_n}{\sqrt{3}}$$

$$E_{k=1} = U_{k=1}$$

$$\vartheta_{k=1} = \arcsin\left(\frac{P_n \cdot X_1}{3 \cdot U_{k=1} \cdot E_{k=1}} \right)$$

Nach Ausführung des k-ten Iterationsschrittes mit k > 1 wird Betrag und Spannung der internen Mitsystemspannung $\underline{E}$ neu berechnet. Ziel des Verfahrens ist es, am Netzkno-

ten der Netzeinspeisung im Rahmen der Iterationsgenauigkeit die eingestellte Nennspannung U_n bei Einspeisung der eingestellten Wirkleistung P_n zu erreichen. Daher wird nach Ausführung des k-1-ten Iterationsschrittes der Betrag der internen Mitsystemspannung $\underline{E}$ so angepasst, dass sich am Netzknoten die im Einstelldialog in Abbildung 79 definierte Nennspannung U_n näherungsweise einstellt.

$$E_k = E_{k-1} + \left(\left| \underline{U}_{k=1} \right| - \left| \underline{U}_{k-1} \right| \right)$$

$$\vartheta_k = \arcsin\left(\frac{P_n \cdot X_1}{3 \cdot U_{k-1} \cdot E_k} \right)$$

mit

Wert	Bedeutung
X_1	Reaktanz der Netzeinspeisung im Mitsystem
P_n	Wirkleistung am Netzanschlusspunkt
U_{k-1}	Betrag der Mitsystemspannung des letzten Iterationsschrittes
E_k	Betrag der internen Mitsystemspannung für den k-ten Iterationsschritt nach Korrektur
ϑ_k	Neuer Phasenwinkel für den k-ten Iterationsschritt

Das hier beschriebene Iterationsverfahrens benötigt eine interne Kurzschlussimpedanz, um die Wirkleistungseinspeisung **P_n** mit Hilfe des iterativ angepassten Polradwinkels ϑ näherungsweise iterativ einzustellen. Die Wahl der Kurzschlussimpedanz hat einen großen Einfluss auf das Konvergenzverhalten des Verfahrens. Es wird empfohlen, die Kurzschlussimpedanz in einer Größenordnung bzgl. Impedanzbetrag und Impedanzwinkel zu wählen, der typisch für Stromnetze der Nennspannungsebene ist.

5.5.4 Netzeinspeisung mit Oberschwingungen

Mit der Option **Oberschw.** (= Oberschwingungen) können zu der internen netzfrequenten Spannungsquelle von Netzeinspeisung **Network 1** weitere Spannungsquellen mit Frequenz, Betrag und absolutem Phasenwinkel parallelgeschaltet werden.

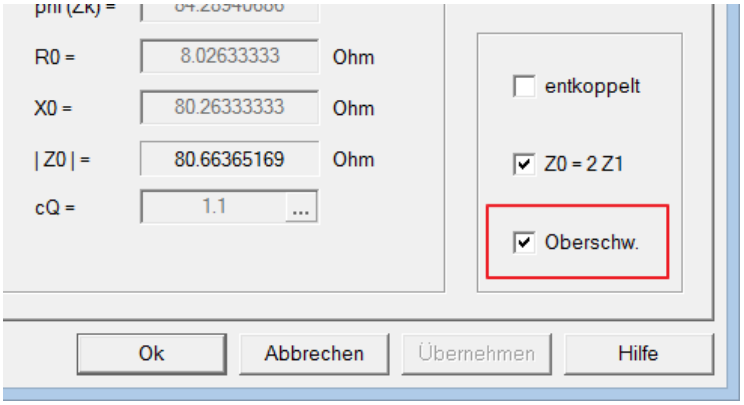


Abbildung 84: Aktivierung des Einstelldialogs für nicht netzfrequente Spannungsanteile

Der Einstelldialog **Oberschwingungen** kann geöffnet werden wie folgt.

- Hauptmenü **Netzwerk**, Menüpunkt **Oberschwingungen Netz 1**
- Toolbar Taste in der unteren Toolbar

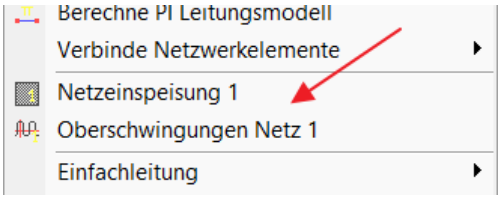


Abbildung 85: Öffnen des Einstelldialogs *Oberschwingungen Netz 1*

5.5.4.1 Oberschwingungen und Oberwellen – Erläuterung und Abgrenzung

Es wird hier darauf hingewiesen, dass Oberschwingungen zeitlich veränderliche Größen sind. Dagegen sind Oberwellen örtlich veränderliche Größen. In Stromnetzen treten Oberschwingungen und Oberwellen grundsätzlich immer gleichzeitig auf. Die örtliche Ausbreitung von elektrischen Größen wie Spannungen und Ströme also Oberwellen sind in Stromnetzen aber nur bei sehr langen Leitungen zu berücksichtigen.

In Stromnetzen mit einer Netzfrequenz von 50Hz beträgt die Wellenlänge λ, die sich aus der Phasengeschwindigkeit mit

$$\lambda = \frac{c}{f}$$

berechnen lässt, in Stromnetzen mit Freileitungen 6000km. Geht man von einem Cosinus-förmigen Verlauf der Spannungs- und Stromverläufe aus, so sollte die örtliche Abhängigkeit der elektrischen Größen ab einer Leitungslänge >500km berücksichtigt werden. Dazu sind in ATPDesigner spezielle Leitungsmodelle wie das Leitungsmodell der homogenen Leitung Homogene Leitung (RLC) verfügbar. Die Berücksichtigung von Oberwellen ist aber nur bei der **Berechnung dynamischer Netzvorgängen** möglich, nicht bei der **Berechnung stationärer Netzzustände** oder der **Lastflussberechnung**.

Oberschwingungen können nicht direkt, sondern nur indirekt über die Verwendung des Superpositionsprinzips bei der **Berechnung dynamischer Netzvorgängen** als auch der **Berechnung stationärer Netzzustände** und der **Lastflussberechnung** berücksichtigt werden. Der Anwender muss explizit für jede interessierende Oberschwingungsfrequenz eine eigene **Berechnung stationärer Netzzustände** oder **Lastflussberechnung** durchführen und die Berechnungsergebnisse den Ergebnissen der Netzberechnung für die netzfrequente Grundschwingung überlagern.

5.5.4.2 Oberschwingungen für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge

Der Einstelldialog zur Berücksichtigung von Oberschwingungen bei der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** ist nachfolgend dargestellt. Zusätzlich zur netzfrequenten Grundschwingung f_n werden drei weitere Frequenzanteile in der Netzeinspeisung mit drei Spannungsquellen nachgebildet.

Einstellwert	Bedeutung
Anz. Frequenzen	Anzahl Frequenzen (= Zeilen) in der Liste

Freq. [Hz]	Frequenz der Oberschwingung
Spannung [% Un]	Betrag (Effektivwert) der Oberschwingung
Phasenwinkel [°]	Absoluter Phasenwinkel der Oberschwingung
Zeit EIN [s]	Zeitpunkt ab dem die Oberschwingung elektrisch aktiv ist
Zeit AUS [s]	Zeitpunkt ab dem die Oberschwingung elektrisch inaktiv ist
Liste löschen	Die Liste wird vollständig gelöscht.
Sortieren	Die Liste wird nach der Frequenz aufsteigend sortiert.
Zeile löschen	Es werden die Zeilen mit einer ungültigen Frequenz (< 0Hz) gelöscht.
Anhängen	Es wird eine Zeile an die Liste angehängt.

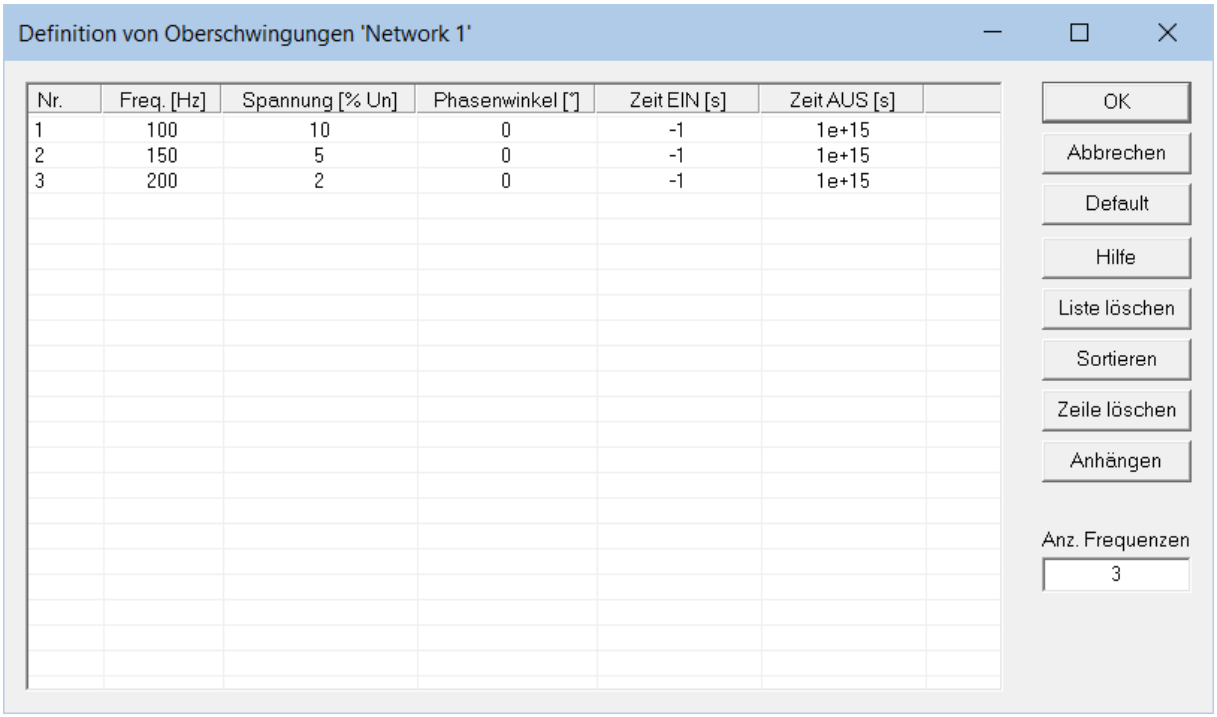


Abbildung 86: Einstelldialog für nicht netzfrequente Signalanteile *Harmonics*

Das Ersatzschaltbild der Netzeinspeisung **Network 1** im Mitsystem ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt. In der nachfolgenden Abbildung ist beispielhaft der zeitliche Verlauf der drei Leiter-Erd-Spannungen dargestellt, die am Netzknoten der Netzeinspeisung **Network 1** durch eine **Mess/Schutzgerät** gemessen wurden. Die netzfrequente Grundschwingung der drei Leiter-Erd-Spannungen wird wie zu erkennen ist durch Oberschwingungen überlagert.

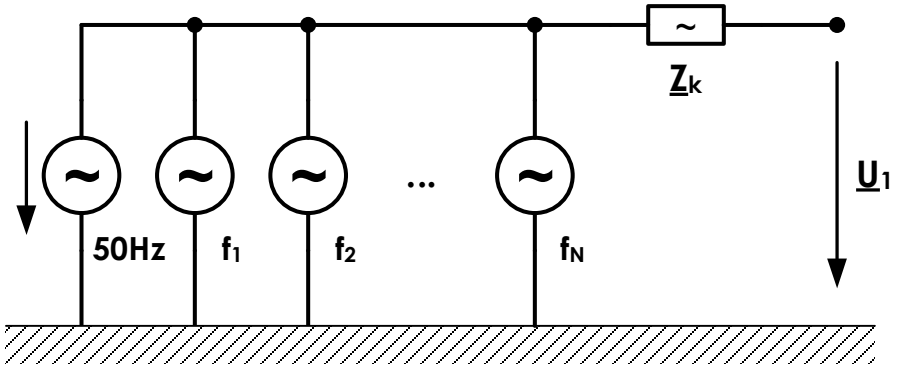


Abbildung 87: Ersatzschaltbild der Netzeinspeisung mit N Oberschwingungen im Mitsystem

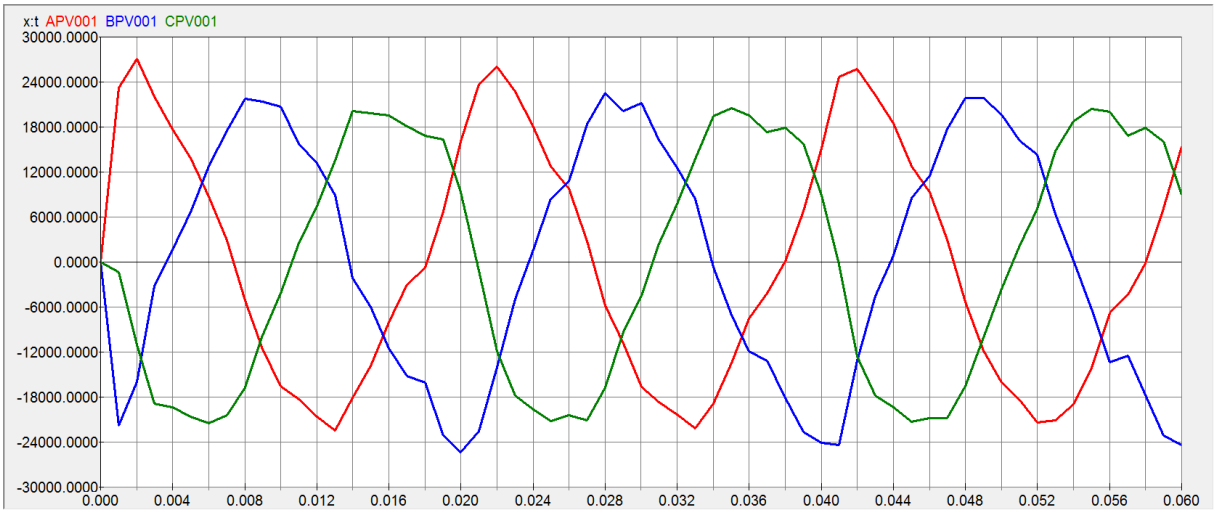


Abbildung 88: Leiter-Erd-Spannungen mit N = 3 Oberschwingungen 100Hz, 150Hz, 200Hz

5.5.4.3 Oberschwingungen für die Berechnung stationärer Netzzustände

Die Oberschwingungsquellen können für die **Berechnung stationärer Netzzustände nicht** verwendet werden.

Stationäre Netzzustände von Stromnetzen können entsprechend den theoretischen Grundlagen der komplexen Wechselstromrechnung entweder mit dem Knotenpotentialverfahren oder dem Maschenverfahren mit komplexen Admittanz oder Impedanz Matrizen beschrieben und Spannungen und Ströme als komplexe einfrequente Zeiger berechnet werden. Der Rechenkern ATP verwendet wie in Netzberechnungsprogrammen üblich das Knotenpotentialverfahren.

Beiden Berechnungsverfahren ist gemeinsam, dass das Stromnetz nur für eine einzige Frequenz typischerweise für Netznennfrequenz f_n berechnet werden kann. Eine gleichzeitige Verwendung von Spannungs- oder Stromquellen verschiedener Frequenzen ist in beiden Berechnungsverfahren ausgeschlossen.

Grundsätzlich ist es allerdings möglich, stationäre Netzzustände für beliebige Frequenzen zu berechnen und die Ergebnisse linear nach dem Superpositionsprinzip zu überlagern. Um andrer Frequenzen zu verwenden, muss der Einstellwert **fn** im Einstelldialog **Netzeinspeisung** in der Registerkarte Allgemeine Daten oder der Einstellwert **Netznennfrequenz fn** im Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz** in der Registerkarte **Netzwerk** geeignet eingestellt werden.

5.5.5 Überprüfung des 3-poligen Kurzschlussstromes an der Netzeinspeisung

Eine einfache Methode, die Einstellwerte der Netzeinspeisung zu überprüfen, kann mit Hilfe der Berechnung des 3-poligen Kurzschlussstromes I_{k3} am Anschlussknoten der Netzeinspeisung durchgeführt werden.

Einstellwert	Bedeutung
fn	Nennfrequenz f_n
Un	Nennspannung U_n

Sk	Kurzschlussleistung S_k
Ik3	3-poliger Kurzschlussstrom I_{k3}

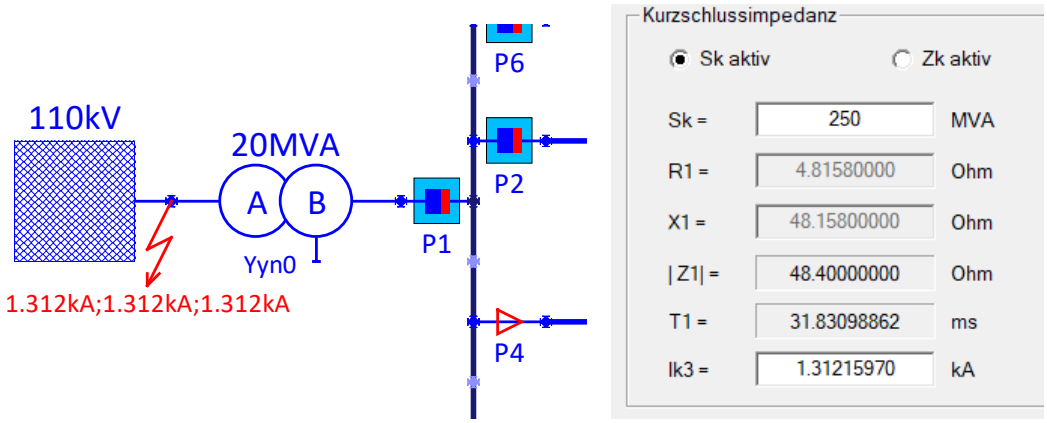


Abbildung 89: 3-poliger Kurzschlussstrom am Anschlussknoten der Netzeinspeisung

Wie in obiger Abbildung dargestellt wird der 3-polige Kurzschlussstrom korrekt durch das Netzberechnungsprogramm berechnet. Die Netzeinspeisung wird durch eine ideale symmetrische 3-phasige Drehspannungsquelle und eine 3-phasige induktiv gekoppelte Längsimpedanz nachgebildet. Das Ersatzschaltbild im Mitsystem ist nachfolgend abgebildet.

$$Z_{1Q} = \frac{U_n^2}{S_k}$$

In Anlehnung an VDE 0102 (IEC 60909) gilt:

$$X_{1Q} = 0{,}995 \cdot Z_{1Q}$$

$$R_{1Q} = 0{,}1 \cdot X_{1Q}$$

Der 3-polige Kurzschlussstrom kann wie folgt berechnet werden:

$$I_{k3} = \frac{S_k}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot Z_{1Q}} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1Q}^2 + X_{1Q}^2}}$$

Die Begrenzung des Kurzschlussstromes erfolgt durch die Kurzschlussimpedanz der Netzeinspeisung. Der 3-polige Kurzschlussstrom kann direkt als Einstellwert eingegeben werden oder wird aus der Nennspannung U_n und der Kurzschlussleistung S_k berechnet.

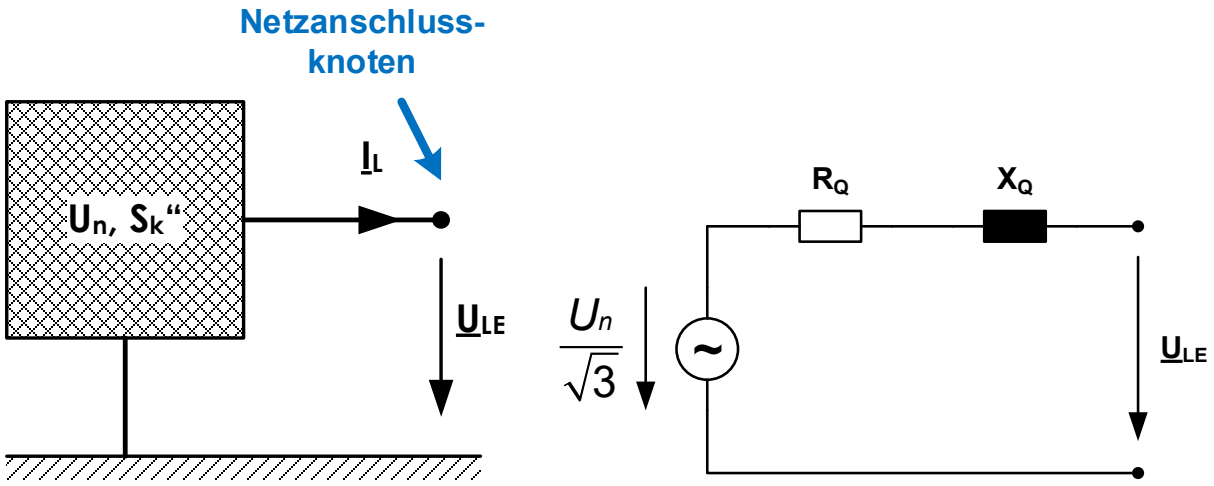


Abbildung 90: Ersatzschaltbild der Netzeinspeisung im Mitsystem

5.5.6 Lastflussberechnung: Netzeinspeisung als *Slack*

Ist die Lastflussberechnung Lastfluss: PQ, PU Knoten z.B. mit dem Toolbar-Button eingeschaltet, so kann die Netzeinspeisung auch als **Slack** eingestellt werden. In diesem Fall wird die Netzeinspeisung nur durch eine ideale symmetrische 3-phasige Drehspannungsquelle ohne Kurzschlussimpedanz nachgebildet.

Dieses Ersatzschaltbild entspricht einer Netzeinspeisung mit einem unendlich großen **3-poligen Kurzschlussstrom I_{k3} = ∝**. Das Ergebnis der Netzberechnung ist nachfolgend dargestellt. Das Netzberechnungsprogramm berechnet einen sehr großen Kurzschlussstrom, der kleiner als unendlich ist. Ursache der Begrenzung des Kurzschlussstromes ist das Modell des Kurzschlusses, der intern durch eine Resistanz R = 10^{-12} Ohm nachgebildet wird. Durch diese Modellierung werden mathematische Instabilitäten vermieden.

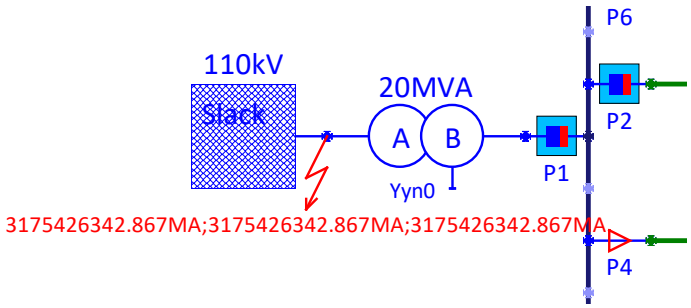


Abbildung 91: Kurzschlussstrom am Anschlussknoten der Netzeinspeisung als *Slack*

Wird die Lastflussberechnung durch die Option **Lastfluss EIN** in der Registerkarte Lastfluss: Lasten für die Netzeinspeisung deaktiviert, wird diese mit der Kurzschlussimpedanz nach Abbildung 90 nachgebildet und der Kurzschlussstrom korrekt berechnet.

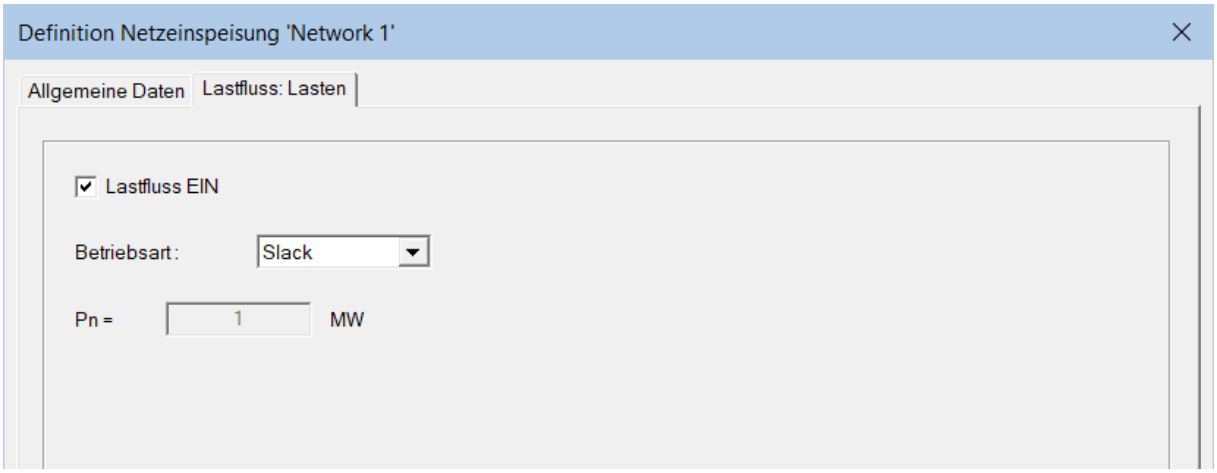


Abbildung 92: Lastflussberechnung – Netzeinspeisung als Slack

In obiger Abbildung wird dargestellt, wie die Netzeinspeisung für die Lastflussberechnung als **Slack** eingestellt wird.

5.6 Dezentrale *Erzeugungsanlage (DEA)*

Das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** kann dazu verwendet werden, 1-, 2- oder 3-phasige ideale Spannungs-, Strom- sowie Leistungsquellen und -senken nachzubilden. Mit Hilfe der Leistungsquellen und -senken können Einspeise- und Bezugsanlagen, die durch Wirk- oder Scheinleistung und Verschiebungsfaktor cos φ definiert werden, nachgebildet werden. Daher eignet sich das Netzwerkelement insbesondere für die Nachbildung von durch Netzstromrichter mit dem Stromnetz verbundene elektrische Systeme wie z.B. Photovoltaikanlagen, Batteriespeichersysteme oder Ladeeinrichtungen für E-Mobile. Der P-Q-Leistungsbetrieb in allen vier Quadraten der Q-P-Ebene ist möglich.

⇨ Das Netzwerkelement kann nur für die **Berechnung stationärer Netzzustände** oder eine **Lastflussberechnung** verwendet werden. Der Kurzschlussbetrieb wird in Anlehnung an Normen und Richtlinien berücksichtigt. Für die Berechnung dynamischer Ausgleichsvorgänge muss das Netzwerkelement Dezentraler Einspeiser (EMT) verwendet werden.

Die Leistungsquellen können als Einspeise- oder Bezugsanlage für konstante Scheinleistung oder konstante Wirkleistung zusammen mit einem Verschiebungsfaktor cos φ basierend auf einer gesteuerten oder geregelten Stromquelle verwendet werden. Der Leistungsbetrieb kann in jedem der vier P/Q-Quadranten eingestellt werden. Daher eignet sich dieses Modell zur Nachbildung von Energieerzeugungsanlagen oder einzelnen Erzeugungseinheiten mit Netzstromrichtern (Vollumrichter) im quasistationären Netzzustand mit und ohne Kurzschluss. Im Kurzschlussbetrieb berücksichtigt das Netzwerkelement Anforderungen des LVRT-Betriebes nach **MSR2008** [4] und **VDE-AR-N 4110/4120** [18],[30].

Begriff	Hinweis
Erzeugungsanlage (DEA)	Abweichend von den in Normen und technischen Empfehlungen wie **MSR2008** [4] oder **VDE-AR-N 4110** [18] bzw. **VDE-AR-N 4120** [30] verwendeten Begriffen wird hier der Begriff **Erzeugungsanlage (DEA)** zur Bezeichnung des ATPDesigner spezifischen Betriebsmittels verwendet.

Insofern kann das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** zur Nachbildung einer Erzeugungsanlage (EZA), die aus mehreren Erzeugungseinheiten (EZE) mit Verkabelung etc. besteht, bezogen auf die elektrischen Eigenschaften am Netzanschlusspunkt (NAP) der Erzeugungsanlage (EZA) verwendet werden. In diesem Fall muss für jede einzelne Erzeugungseinheit (EZE) ein Betriebsmittel **Erzeugungsanlage (DEA)** verwendet werden. Es kann optional ein Parkregler am Netzanschlusspunkt (NAP) zur Ansteuerung aller Erzeugungseinheiten (EZE) verwendet werden.

Für eine vereinfachte Nachbildung einer Erzeugungsanlage (DEA) genügt in aller Regel die Verwendung eines einzigen ATPDesigner spezifischen Netzwerkelementes **Erzeugungsanlage (DEA)**, das überlagert die Eigenschaften aller Erzeugungseinheiten (EZE) der Erzeugungsanlage (EZA) nachbildet.

Darüber hinaus kann das Netzwerkelement für die Berechnung von Fahrplänen auf Basis der 15min-Lastprofile nach VDEW [23] oder mit anwenderspezifischen Lastprofilen in Anlehnung an VDEW [23] verwendet werden.

Das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** beinhaltet einen einstufigen U<>-Schutz (Spannungssteigerungs- und Spannungsrückgangsschutz), der unabhängig von den Schutzfunktionen der **Mess/Schutzgeräte** ausgeführt, allerdings im Sinne einer Schutzfunktion in der Schutzanalyse gemeinsam ausgewertet wird.

5.6.1 Registerkarte *Allgemeine Daten*

Die nachfolgende Abbildung zeigt den Einstelldialog des Netzwerkelementes **Erzeugungsanlage (DEA)**. Es muss beachtet, dass abhängig von der **Betriebsart** Einstellwerte aktiviert oder deaktiviert bzw. auch Anzeigetexte verändert werden. Der Einstelldialog der Registerkarte ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.

Die Einstellwerte der Registerkarte werden im Normalbetrieb der Dezentralen Erzeugungsanlage verwendet. Ist der LVRT-Betrieb der Dezentralen Erzeugungsanlage z.B. durch einen Kurzschluss im Stromnetz aktiv, so wird das Verhalten der Dezentralen Erzeugungsanlage durch die Einstellwerte in der Registerkarte LVRT definiert.

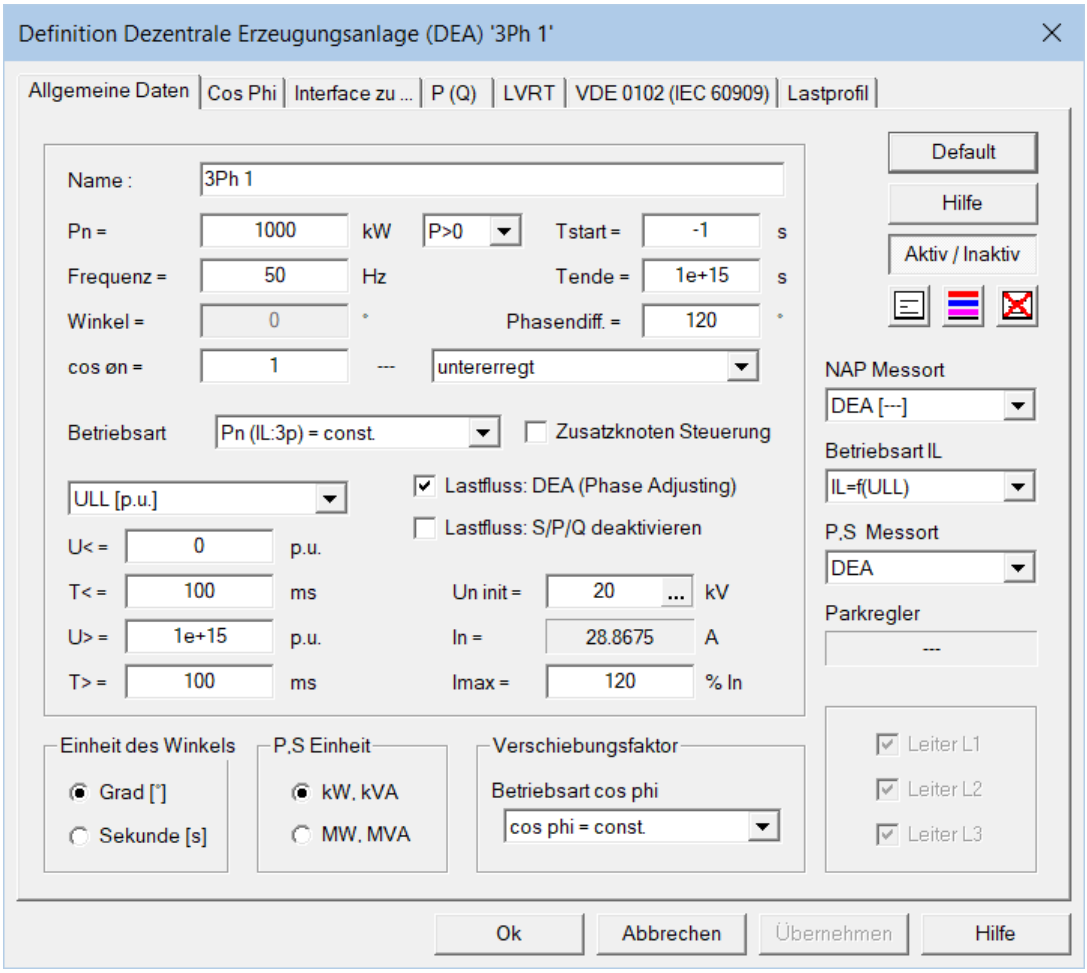
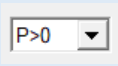


Abbildung 93: Einstelldialog *Erzeugungsanlage (DEA)*

Abhängig von dem Einstellwert Betriebsart wird ein internes elektrisches Modell basierend auf gesteuerten oder geregelten 1-, 2- oder 3-phasigen Strom- oder Spannungsquellen verwendet. Mit dem Netzwerkelement können einfache ideale Strom- und Spannungsquellen aber auch komplexe geregelte oder gesteuerte Leistungsquellen zur Einspeisung oder zum Bezug von Wirkleistung P oder Blindleistung Q nachgebildet

werden. Insbesondere dezentrale Erzeugungsanlagen, die über Netzstromrichter an das Stromnetz angeschlossene sind, können in allen vier Leistungsquadranten als Bezugs- und Einspeiseanlage nachgebildet werden.

Internes Modell	Erläuterung
Spannungs-quelle	Es wird eine 3-phasige Spannungsquelle mit drei starr geerdeten, 1-phasigen Spannungsquellen in Sternschaltung verwendet. Der Sternpunkt ist starr geerdet. Die Beträge der drei Spannungsquellen sind gleich. Die Phasenverschiebung beträgt als Grundeinstellung 120°, kann mit dem Einstellwert **Phasendiff.** anwenderspezifisch eingestellt werden.
Stromquelle	Es wird eine 3-phasige Stromquelle mit drei starr geerdeten, 1-phasigen Stromquellen in Sternschaltung verwendet. Der Sternpunkt ist starr geerdet. Die Beträge der drei Stromquellen sind gleich. Die Phasenverschiebung beträgt als Grundeinstellung 120°, kann mit dem Einstellwert **Phasendiff.** anwenderspezifisch eingestellt werden.
Leistungsquelle	Es wird eine 3-phasige Stromquelle mit drei starr geerdeten, 1-phasigen Stromquellen in Sternschaltung verwendet. Der Sternpunkt ist starr geerdet. ⇨  : Es muss beachtet werden, dass der Einstellwert **P<0** bzw. **P>0** der Auswahlliste die **Wirkleistungsflussrichtung** bezogen auf das **Erzeugerzählpfeilsystem (EZS)** festlegt. **Normalbetrieb**: Ist der LVRT-Betrieb nicht aktiv, sind die Beträge der drei Stromquellen gleich. Die Phasenverschiebung beträgt in Grundeinstellung 120°, kann mit dem Einstellwert **Phasendiff.** anwenderspezifisch eingestellt werden. Es erfolgt daher nur eine Einspeisung im Mitsystem, keine in Gegen- und Nullsystem. $\left\|\underline{I}_1\right\| \geq 0, \left\|\underline{I}_2\right\| = 0, \left\|\underline{I}_0\right\| = 0$ **LVRT-Betrieb**: Ist der LVRT-Betrieb aktiv, können sowohl die Beträge als auch die Phasenverschiebungen der drei Stromquellen zueinander verschieden sein. Beträge und Phasenwinkel der drei Stromquellen werden in Anlehnung an die Anwendungsregeln VDE-AR-N 4xxx [18],[30] [18] oder MSR2008 [4] automatisch berechnet. Abhängig von der Kurzschlussart erfolgt eine Stromeinspeisung in Mitsystem und Gegensystem erfolgen, keine ins Nullsystem. $\left\|\underline{I}_1\right\| \geq 0, \left\|\underline{I}_2\right\| \geq 0, \left\|\underline{I}_0\right\| = 0$

Es muss beachtet werden, dass abhängig von dem Einstellwert Betriebsart im Einstelldialog ggfs. Einstellwerte nicht verwendet werden oder deren Bedeutung sich ändert.

Einstellwert	Bedeutung
Un	Nennspannung Es wird beim Schließen des Einstelldialogs überprüft, ob der Einstellwert von dem Einstellwert **LVRT: Un** in der Registerkarte LVRT ist. Bei Ungleichheit wird eine Warnung im **Meldungsfenster** ausgegeben. ▪ Die Einstellwerte ***Un*** (Registerkarte *Allgemeine Daten*) und ***LVRT: Un*** (Registerkarte *LVRT*) können verschieden sein. ▪ Der Einstellwert ist nicht für alle Betriebsarten verfügbar.
In	Nennstrom ▪ Der Einstellwert ist nicht für alle Betriebsarten verfügbar.
Imax	Maximal zulässiger Betrag der Leiterströme I_{L123} im natürlichen System in % Die Überprüfung des maximal zulässigen Leiterstrombetrages I_{Lmax} wird für Lastflussberechnungen im fehlerfreien Normalbetrieb und im Kurzschlussbetrieb. d.h. für **Erzeugungsanlagen (DEA)** im LVRT-Betrieb durchgeführt. $$I_{L\,max} = I_n \cdot I_{max}$$
Sn[6]	Nennscheinleistung ▪ Der Einstellwert ist nicht für alle Betriebsarten verfügbar.
Pn[6]	Nennwirkleistung ▪ Der Einstellwert ist nicht für alle Betriebsarten verfügbar.
Frequenz	Frequenz der Spannungs- oder Stromquelle Zur **Berechnung stationärer Netzzustände** muss der Einstellwert identisch mit dem Einstellwert **fn** des Netzwerkelementes **Netzeinspeisung 1** bzw. mit dem Einstellwert **Netznennfrequenz fn** des Einstelldialogs Einstelllungen Elektrisches Netz sein.
Winkel	Der Einstellwert kann abhängig von der Betriebsart ggfs. nicht direkt eingestellt werden, sondern wird aus dem Nenn-Verschiebungsfaktor **cos ϕ_n** berechnet. ▪ Betriebsart **Stromquelle I_n = const.** Absolute Phasenlage der Leiterströme I_{L1}, I_{L2} und I_{L3} ▪ Betriebsart **Spannungsquelle U_n = const.** Absolute Phasenlage der Leiter-Erd-Spannungen U_{L1}, U_{L2} und U_{L3} Es muss bei der Wahl des Einstellwertes berücksichtigt werden, dass ATPDesigner intern folgende Winkel zu dem Einstellwert hinzuaddiert: ▪ Leiter L1: 270° = -90° ▪ Leiter L2: 150° ▪ Leiter L3: 30° Die Ursache liegt in der Berechnung und Darstellung zeitlicher Signale wie Spannungen und Strömen mit der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** durch das ATP.

[6] Die Textelemente z.B. **Sn** oder **Pn** werden im Einstelldialog abhängig von der **Betriebsart** dargestellt.

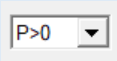
	▪ Betriebsart **Leistungsquelle Sn (IL:1/2/3p), Sn (IL:3p) = const., Pn (IL:1/2/3p), Pn (IL:3p) = const.** Winkel des Verschiebungsfaktors cos φ, der am Netzanschluss-punkt (NAP) iterativ eingestellt werden soll. $$\varphi = \arccos\left(\frac{P}{S}\right)$$ Für dieses Betriebsarten ist die direkte Einstellung nicht möglich. Der Einstellwert wird aus dem Einstellwert des **Nenn-Verschiebungsfaktor cos φ_n** berechnet. Die Einheit des Einstellwertes ist abhängig von der Auswahl **Grad [°]** oder **Sekunden [s]** in der Gruppe **Einheit des Winkels**.
cos ϕ_n	Nenn-Verschiebungsfaktor cos φ_n am **Netzanschlusspunkt (NAP)** ▪ Der Netzanschlusspunkt kann mit dem Einstellwert **NAP Messort** festgelegt werden. ▪ Der Verschiebungsfaktor muss in Zusammenhang mit dem Einstellwert **untererregt** bzw. **übererregt** ermittelt werden. Um numerische Probleme zu vermeiden, wird der Wertebereich des Verschiebungsfaktors zu kleinen Werten begrenzt. ▪ Betriebsart **Sn (IL:1/2/3p), Sn (IL:3p) = const.**: [0…1] ▪ Betriebsart **Pn (IL:1/2/3p), Pn (IL:3p) = const.**: [0,00001…1] Soll eine Blindleistungseinspeisung mit einem Verschiebungsfaktor cos φ=0, d.h. P=0 verwendet werden, wird die Verwendung einer der beiden Betriebsarten **Sn...** empfohlen.
Tstart	Zeitpunkt der Aktivierung der Spannungs- oder Stromquelle [s] Der Einstellwert wird sowohl für die **Berechnung stationärer Netzzustände** als auch für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** verwendet. **= -1**: Die Spannungs- oder Stromquelle ist zu Beginn der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** aktiv, d.h. die **Erzeugungsanlage (DEA)** wird in der Lastflussberechnung und bei der **Berechnung stationärer Netzzustände** berücksichtigt. **ungleich -1**: Die **Erzeugungsanlage (DEA)** wird in der Lastflussberechnung und bei der **Berechnung stationärer Netzzustände nicht** berücksichtigt.

⇨ Für die **Lastflussberechnung** oder die **Berechnung eines stationären Netzzustandes** muss der Einstellwerte **Tstart = -1s** eingestellt sein, da bei allen anderen Werten das Netzwerkelement **nicht** in der Lastflussberechnung berücksichtigt wird.

Einstellwert	Bedeutung
Tende	Zeitpunkt der Deaktivierung der Spannungs- oder Stromquelle [s] Der Einstellwert gilt sowohl für die **Berechnung stationärer Netzzustände** als auch für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge**.
Phasendiff.	Phasenverschiebung der Spannungs- oder Strom-quellen zueinander Ausgehend von einem symmetrischen 3-phasigen Spannungs- oder Stromsystem beträgt der Einstellwert 120°.
Leiter L1, L2, L3	Modell für die Leiter L1, L2, L3 aktivieren bzw. deaktivieren
NAP Messort	Der **Netzanschlusspunkt (NAP)** kann entweder am Netzknoten der **Erzeugungsanlage (DEA)** oder am Netzknoten eines beliebigen Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** liegen. ATPDesigner verwendet die Spannungen und Ströme am NAP für die Iteration des Verschiebungswinkels bzw. des Verschiebungsfaktors cos φ. ▪ **DEA**: Der Netzanschlusspunkt (NAP) ist identisch mit dem Einspeiseknoten der **Erzeugungsanlage (DEA)**. ▪ **Prb x**: Der Netzanschlusspunkt (NAP) ist identisch mit dem Messort des **Mess/Schutzgerätes**.
Betriebsart IL	Die Berechnung des Betrages der Leiterströme I_L der Stromquelle kann mit Hilfe der Leiter-Erd-Spannungen oder Leiter-Leiter-Spannungen am **Netzanschlusspunkt (NAP)** erfolgen. ▪ **I_L=f(U_{LE})**: Berechnung des Leiterstrombetrages I_L durch die Leiter-Erd-Spannungen am **Netzanschlusspunkt (NAP)** ▪ **I_L=f(U_{LL})**: Berechnung des Leiterstrombetrages I_L durch die Leiter-Leiter-Spannungen am **Netzanschlusspunkt (NAP)**
P,S Messort	Abhängig von der Betriebsart der Leistungsregelung wird die Leistung S_n oder P_n am **Netzanschlusspunkt (NAP)** oder am Netzanschlussknoten der **Erzeugungsanlage (DEA)** iterativ eingestellt. ▪ **DEA**: Die Leistungsregelung erfolgt mit Hilfe der am Einspeiseknoten der **Erzeugungsanlage (DEA)** gemessenen Spannungen und Strömen. ▪ **NAP**: Die Leistungsregelung erfolgt mit Hilfe der am **Netzanschlusspunkt (NAP)** gemessenen Spannungen und Strömen. Es muss beachtet werden, dass der Netzanschlusspunkt (NAP) entsprechend dem Einstellwert **NAP Messort** mit dem Einspeiseknoten der **Erzeugungsanlage (DEA)** identisch sein kann, aber nicht identisch sein muss.
Parkregler	Referenzname und anwenderspezifischer Name eines Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**, das optional als Parkregler die **Erzeugungsanlage (DEA)** steuert.

5.6.1.1 Einstellwert *Betriebsart*

Der Einstellwert **Betriebsart** legt die Betriebsweise der Dezentralen Erzeugungsanlage als Strom-, Spannungs- oder Leistungsquelle fest. Darüber hinaus können zwei Betriebsarten für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** verwendet werden.

Einstellwert	Bedeutung
Un = const.	Spannungsquelle mit konstantem Spannungsbetrag
In = const.	Stromquelle mit konstantem Strombetrag Einstellung des Leiterstroms I_n, Spannungssteigerungsschutz U> und Spannungsrückgangsschutz U<
Sn (IL:1/2/3p) = const. **Sn (IL:3p) = const.**	Geregelte Stromquelle mit konstanter Scheinleistung S_n Überwachung des Leiterstroms I_L, Begrenzung auf den maximal zulässigen Leiterstrom $I_n \cdot I_{max}$, Spannungssteigerungsschutz U> und Spannungsrückgangsschutz U< ⇨  : Mit den Einstellwerten **P>0** bzw. **P<0** aus der Auswahlliste wird die **Wirkleistungsflussrichtung** bezogen auf das **Erzeugerzählpfeilsystem (EZS)** eingestellt. Es ist hier zu beachten, dass der **Teilleistungsfaktor s** aus dem Einstelldialog **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **Lastfluss: DEA** zur Berechnung der tatsächlich eingespeisten Scheinleistung $S = s \cdot S_n$ nur für **Lastflussberechnungen** verwendet wird.
Pn (IL:1/2/3p) = const. **Pn (IL:3p) = const.**	Geregelte Stromquelle mit konstanter Wirkleistung P_n Überwachung des Leiterstroms I_L, Begrenzung auf den maximal zulässigen Leiterstrom I_{max}, Spannungssteigerungsschutz U> und Spannungsrückgangsschutz U< Es ist hier zu beachten, dass der **Teilleistungsfaktor s** aus dem Einstelldialog **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **Lastfluss: DEA** zur Berechnung der tatsächlich eingespeisten Wirkleistung $P = s \cdot P_n$ nur für Lastflussberechnungen verwendet wird. ⇨ : Mit den Einstellwerten **P>0** bzw. **P<0** aus der Auswahlliste wird die **Wirkleistungsflussrichtung** bezogen auf das **Erzeugerzählpfeilsystem (EZS)** eingestellt.
u(t) = MODELS	MODELS gesteuerte 3-phasige Spannungsquelle nur für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge**
i(t) = MODELS	MODELS gesteuerte 3-phasige Stromquelle nur für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge**

5.6.1.2 Einstellgruppe *P,S Einheit*

Ist eine Leistungsbetriebsarten **Sn** oder **Pn** eingestellt, so kann die mit Hilfe der beiden nachfolgend dargestellten Optionen kW, kVA und MW, MVA die Einheit der Nennleistung im Sinne einer 10er-Potenz eingestellt werden.

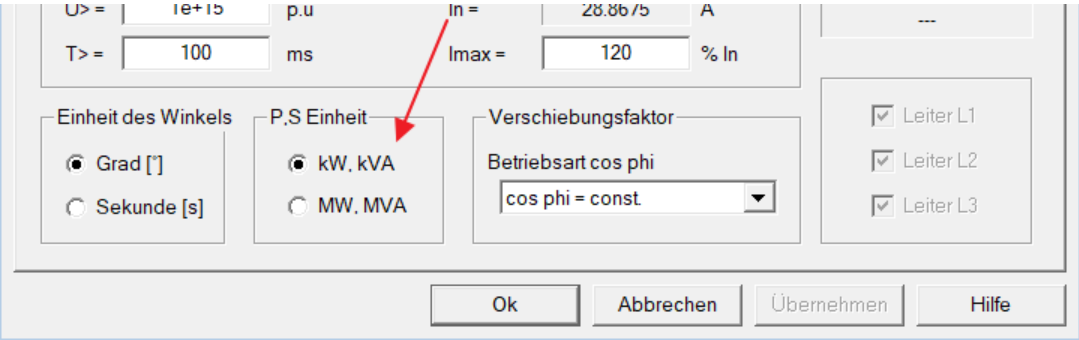


Abbildung 94: Einstellung der Einheit für die Nennleistung *Pn* bzw. *Sn*

Einstellwert	Bedeutung
kW, kVA	Die Einheit der Nennleistung **Pn** bzw. **Sn** ist kW bzw. kVA.
MW, MVA	Die Einheit der Nennleistung **Pn** bzw. **Sn** ist MW bzw. MVA.

5.6.1.3 Verwendung einer Kennung in der Netzgrafik

In der Registerkarte **Lastprofil** kann mit dem dort einstellbaren Einstellwert **Betriebsart** eine Betriebsart z.B. **Windkraftanlage (DEA)** für das Netzwerkelement eingestellt werden. Wird nur eine Lastflussberechnung und keine Fahrplanberechnung ausgeführt, so wird die eingestellte **Betriebsart** nur zur Anzeige der Kennung in der Netzgrafik verwendet. Damit ist es einfacher, die Verwendung des Netzwerkelementes direkt in der Netzgrafik zu erkennen.

5.6.1.4 Modell einer Stromquelle konstanter Leistung im Normalbetrieb

Im Normalbetrieb des Stromnetzes, d.h. bei inaktivem LVRT-Betrieb wird die Erzeugungsanlage als Einspeise- oder Bezugsanlage konstanter Leistung mit drei symmetrisch einspeisenden geregelten Stromquellen in Sternschaltung nachgebildet. Unter einer geregelten Stromquelle wird eine ideale Stromquelle mit unendlich hohem Innenwiderstand verstanden,

- deren Strombeträge abhängig von der eingestellten Leistung S_n oder P_n und den am Netzanschlusspunkt (NAP) berechneten Leiter-Erd-Spannungen

UND

- deren Phasenverschiebung des Leiterstromes $\underline{I}_L$ zur Leiter-Erd-Spannung $\underline{U}_{LE}$ am Netzanschlusspunkt (NAP) entsprechend dem Verschiebungsfaktor cos φ

iterativ mit mehreren Schritten näherungsweise eingestellt wird. Diese Berechnungsmethode wird im Folgenden **iterative Netzberechnung** genannt.

⇨ Abhängig von der Betriebsart verwendet der Algorithmus zur iterativen Lastflussberechnung nicht die Leitergrößen, sondern den **Mitsystemstrom $\underline{I}_1$** und die **Mitsystemspannung $\underline{U}_1$**. Man spricht dann von einer **Iteration im Mitsystem**.

Einstellwert	Bedeutung
Un init	Nennspannung in [kV] zur Berechnung des Startwertes des Betrags der Stromquelle für die Betriebsarten ▪ **Sn (IL:1/2/3p) = const.** ▪ **Sn (IL:3p) = const.** ▪ **Pn (IL:1/2/3p) = const.** ▪ **Pn (IL:3p) = const.** Die Nennspannung **Un init** wird zweifach verwendet: ▪ zur Berechnung des Startwertes des Betrages I_L der Stromquellen und ▪ als Bezugswert für die Einstellung der U<>-Überwachung.
Einheit des Winkels	Die Einheit des Einstellwertes **Winkel** kann in Grad oder Sekunden definiert werden.

5.6.1.5 Blindleistungsbereitstellung: *Betriebsart cos phi* im Normalbetrieb

Die Blindleistungsbereitstellung der Dezentralen Erzeugungsanlage im Normalbetrieb des Stromnetzes kann durch einen konstanten Verschiebungsfaktor cos φ oder durch verschiedene Kennlinien zur Blindleistungsbereitstellung erfolgen. Die Kennlinien lehnen sich an die Anwendungsregeln VDE-AR-N 4xxx [18],[30] [18] oder MSR2008 [4] an.

⇨ Es muss beachtet werden, dass die Betriebsart **cos phi** zur Blindleistungsbereitstellung nur im fehlerfreien Normalbetrieb der Dezentralen Erzeugungsanlage verwendet werden kann. Der Normalbetrieb der Dezentralen Erzeugungsanlage ist dadurch gekennzeichnet, dass der LVRT-Betrieb der Dezentralen Erzeugungsanlage nicht aktiv ist.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Auswahlliste. Mit dem Einstellwert **Betriebsart cos phi** in der Gruppe **Verschiebungsfaktor** kann die Blindleistungsbereitstellung der Erzeugungsanlage in der Betriebsweise als Leistungssenke oder Leistungsquelle eingestellt werden. Es kann Blindleistung bzw. Blindstrom übererregt eingespeist oder untererregt bezogen werden.

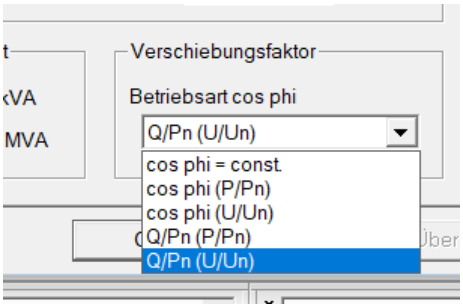


Abbildung 95: Auswahlliste *Betriebsart cos phi*

Einstellwert	Bedeutung
cos phi = const.	Der **Verschiebungsfaktor cos φ** wird als konstanter Wert durch den Einstellwert **cos ϕ** und die Betriebsart **übererregt** bzw. **untererregt** definiert.

cos phi (P/Pn)	Der **Verschiebungsfaktor cos φ** wird durch die Kennlinie in der Registerkarte **Cos Phi** definiert. Die Registerkarte definiert die Stützstellen [P/P_n, cos φ (P/P_n)] sowie die Betriebsart des Verschiebungsfaktors cos φ übererregt oder untererregt.
cos phi (U/Un)	Der Verschiebungsfaktor cos φ wird durch die Kennlinie in der Registerkarte **Cos Phi** definiert. Die Registerkarte definiert die Stützstellen [U/U_n, cos φ (U/U_n)] sowie die Betriebsart des Verschiebungsfaktors cos φ übererregt oder untererregt. Die Messung der Netzspannung erfolgt am Netzanschlusspunkt (NAP).
Q/Pn (P/Pn)	Das **Verhältnis Q/P_n** wird durch die Kennlinie in der Registerkarte **Cos Phi** definiert. Die Registerkarte definiert die Stützstellen [P/P_n, Q/P_n] sowie die Betriebsart übererregt oder untererregt.
Q/Pn (U/Un)	Das **Verhältnis Q/P_n** wird durch die Kennlinie in der Registerkarte **Cos Phi** definiert. Die Registerkarte definiert die Stützstellen [U/U_n, Q/P_n] sowie die Betriebsart übererregt oder untererregt. Die Messung der Netzspannung erfolgt am Netzanschlusspunkt (NAP).

5.6.1.6 Betriebsarten *Sn (IL:3p) = const.* und *Pn (IL:3p) = const.*

Die Betriebsarten können zur Nachbildung eines 3-phasigen, symmetrischen Netzstromrichters (Vollumrichter) basierend auf dem Modell der geregelten Stromquelle verwendet werden. Die Beträge der drei Leiterströme $\underline{I}_{L123}$ sind gleich, die Phasenverschiebung der drei Leiterströme untereinander beträgt fest 120°, auch während der einzelnen Schritte der iterativen Netzberechnung **Lastfluss: DEA**. Als Modell wird eine 3-phasige, symmetrische Stromquelle verwendet, die nur ins Mitsystem einspeist. Die iterative Einstellung von Verschiebungsfaktor und Einspeiseleistung erfolgt daher im Mitsystem.

⇨ Die Betriebsarten verwenden intern den **Mitsystemstrom $\underline{I}_1$** und die **Mitsystemspannung $\underline{U}_1$**. Es handelt sich daher um eine iterative **Regelung im Mitsystem**.

5.6.1.6.1 Verschiebungsfaktor cos φ am Netzanschlusspunkt (NAP)

Im Verlauf der iterativen Lastflussberechnung werden aus den Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L123}$ und den Leiterströmen $\underline{I}_{L123}$ am **Netzanschlusspunkt (NAP)** Mitsystemspannung $\underline{U}_1$ und Mitsystemstrom $\underline{I}_1$ berechnet, deren Phasenwinkeldifferenz φ_1 zur iterativen Einstellung des vom Anwender eingestellten Verschiebungsfaktors **cos ϕ** bzw. der Phasenverschiebung **Winkel** verwendet wird.

$$\cos(\phi) \overset{!}{=} \cos(\varphi_1), \; mit \; \varphi_1 = f\left(\underline{U}_1, \underline{I}_1\right)$$

⇨ Die Iteration des Verschiebungsfaktors erfolgt nur im Mitsystem.

5.6.1.6.2 Leistungseinspeisung P_n oder S_n

Die iterative Einstellung der **Einspeiseleistung** erfolgt anhängig vom Einstellwert **P,S Messort** entweder am **Netzanschlusspunkt (NAP)** oder am Einspeiseknoten der dezentralen Erzeugungsanlage mit Hilfe der dort berechneten Mitsystemspannung $\underline{U}_1$. Die Einspeiseleistungen P bzw. S werden aus Mitsystemspannung $\underline{U}_1$ und Mitsystemstrom $\underline{I}_1$ berechnet. Für den 3-phasigen symmetrischen Netzbetrieb gilt:

$$S = 3 \cdot \underline{U}_1 \cdot \underline{I}_1^*$$

5.6.1.7 Betriebsarten Sn (IL:1/2/3p) = const. und Pn (IL:1/2/3p) = const.

Die Betriebsarten können zur Nachbildung von 1…3 1-phasigen Netzstromrichtern basierend auf dem Modell der geregelten Stromquelle verwendet werden. Durch die Lastflussiteration **Lastfluss: DEA** wird für jeden 1-phasigen Netzstromrichter die Phasenverschiebung des eingespeisten Leiterstroms $\underline{I}_L$ bezogen auf die zugehörige Leiter-Erd-Spannung $\underline{U}_{LE}$ auf die vom Anwender eingestellte Phasenverschiebung **Winkel** eingestellt. Da die Leiter L1, L2 und L3 elektrisch unabhängig voneinander betrachtet werden, können sich im Verlauf der Lastflussiteration **Lastfluss: DEA** unsymmetrische Leiterströme einstellen. Die Erzeugungsanlage arbeitet in dieser Betriebsart wie drei nicht gekoppelte 1-Phasen-Wechselrichter, die am gleichen elektrischen Netzknoten Leistung einspeisen.

⇨ Die Betriebsarten verwenden intern die drei Leiterströme $\underline{I}_{L123}$ und die drei Leiter-Erdspannungen $\underline{U}_{L123}$. Es handelt sich daher um eine iterative **Regelung im natürlichen System (Leitergrößen)**.

5.6.1.8 Betrag I_L der Stromquellen: Berechnung des Anfangswertes

Für die Betriebsarten **Pn (IL:1/2/3p) = const.** und **Pn (IL:3p) = const.** wird zuerst die Nennscheinleistung **S_n** aus der eingestellten Wirkleistung **P_n** und dem eingestellten Verschiebungsfaktor **cos ϕ** berechnet. In den Betriebsarten **Sn (IL:1/2/3p) = const.** und **Sn (IL:3p) = const.** wird die eingestellte Scheinleistung **S_n** verwendet.

$$S_n = \frac{P_n}{\cos \phi_n}$$

- Sollte der Verschiebungsfaktor cos φ = 0 betragen, wird eine Scheinleistung S_n = 0MVA verwendet.

- Die berechnete Scheinleistung S_n wird auf die maximal zulässige Scheinleistung S_r begrenzt.

Für die Betriebsarten **Sn (IL:1/2/3p) = const.**, **Sn (IL:3p) = const.**, **Pn (IL:1/2/3p) = const.** und **Pn (IL:3p) = const.** wird vor der ersten Netzberechnung im Iterationsschritt 1 (d.h. auch bei aktivierter Option **Lastfluss: DEA**) der netzfrequente Betrag I_L der Stromquelle(n) als Startwert wie folgt berechnet.

Betriebsart	Berechnung
Pn (IL:3p) = const. **Sn (IL:3p) = const.**	$I_L = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_{n\,init}}$
Pn (IL:1/2/3p) = const. **Sn (IL:1/2/3p) = const.**	$I_L = \frac{S_n}{N \cdot \frac{U_{n\,init}}{\sqrt{3}}}$ N = (1,2,3): Anzahl 1-phasiger Stromquellen der **Erzeugungsanlage (DEA)** mit aktiver Option **Lastfluss: DEA (Phase Adjusting)**

Voraussetzung für die Berechnung des Betrages des Leiterstroms I_L ist die Annahme, dass ein symmetrischer Netzzustand vorliegt. Insofern ist auch ein 3-poliger Kurzschluss ein symmetrischer Netzzustand. Der Betrag des Leiterstroms I_L wird als Betrag für die drei Leiterströme $\underline{I}_{L123}$ gleich verwendet.

5.6.1.9 Betrag I_L der Stromquellen: Wert während der Iteration

Im weiteren Verlauf der Lastflussiteration **Lastfluss: DEA** für die Iterationsschritte 2, 3, ... wird vor jeder weiteren Ausführung einer stationären Netzberechnung der Betrag des Leiterstroms I_L der Stromquelle(n) unter Verwendung des Betrages der mittleren Versorgungsspannung U_{mittel} oder des Betrages der Mitsystemspannung $\underline{U}_1$ abhängig vom Einstellwert **P,S Messort** am Netzanschlusspunkt (NAP) oder am Einspeiseknoten der **Erzeugungsanlage (DEA)** berechnet.

$$I_L = \frac{S_n}{N \cdot U_{mittel}} \quad \text{oder} \quad I_L = \frac{S_n}{N \cdot U_1}$$

- **N** : Anzahl 1-phasiger Stromquellen der **Erzeugungsanlage (DEA)** mit aktiver Option **Lastfluss: DEA (Adjusting Phase)**

5.6.1.9.1 Betriebsarten: Sn (IL:1/2/3p) = const., Pn (IL:1/2/3p) = const. : N = 1,2,3

In diesen beiden Betriebsarten wird der Mittelwert U_{mittel} der Leiter-Erd-Spannungen oder der Leiter-Leiter-Spannungen zur Berechnung des Betrages der drei Leiterströme $\underline{I}_{L123}$ verwendet.

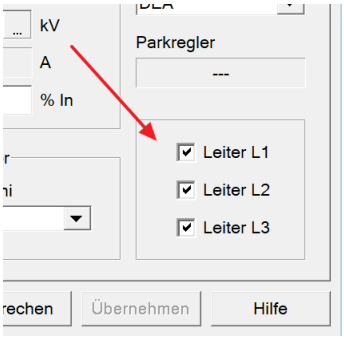
Bezeichner	Bedeutung
U_{mittel}	Mittelwert der Beträge der Leiter-Erd-Spannungen oder Leiter-Leiter Spannungen am Netzanschlusspunkt (NAP) oder am Einspeiseknoten der **Erzeugungsanlage (DEA)**[7] als Ergebnis der letzten Berechnung des stationären Netzzustandes Der Mittelwert hat netzphysikalisch die Bedeutung einer Leiter-Erd-Spannung.

- für den Einstellwert **Betriebsart IL = I_L=f(U_{LE})**

[7] Einstellwert **P,S Messort**

$$U_{mittel} = \frac{U_{L1} + U_{L2} + U_{L3}}{3}$$

Es muss beachtet werden, dass nur die Leiter-Erd-Spannungen bei der Berechnung des Mittelwertes U_{mittel} verwendet werden, die im Einstelldialog in der Registerkarte **Allgemeine Daten** wie nachfolgend abgebildet mit den Einstellwerten L1, L2 und L3 aktiviert wurden.



- für den Einstellwert **Betriebsart IL = I_L=f(U_{LL})**
  Abhängig von der vorhergehend dargestellten Auswahl der Leiter L1, L2 und L3 wird der Mittelwert U_{mittel} wie folgt berechnet.

Leiter L1, L2, L3	Berechnung U_{mittel}
L1 aktiv L2 aktiv L3 aktiv	$U_{mittel} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{U_{L1L2} + U_{L2L3} + U_{L3L1}}{3}$
L1 aktiv	$U_{mittel} = \frac{U_{L1L2}}{\sqrt{3}}$
L2 aktiv	$U_{mittel} = \frac{U_{L2L3}}{\sqrt{3}}$
L3 aktiv	$U_{mittel} = \frac{U_{L3L1}}{\sqrt{3}}$
L1 aktiv L2 aktiv L3 inaktiv	$U_{mittel} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{U_{L1L2} + U_{L3L1}}{2}$
L1 inaktiv L2 aktiv L3 aktiv	$U_{mittel} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{U_{L3L1} + U_{L1L2}}{2}$
L1 aktiv L2 inaktiv L3 aktiv	$U_{mittel} = \frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{U_{L1L2} + U_{L2L3}}{2}$

5.6.1.9.2 Betriebsarten: Sn (IL:3p) = const., Pn (IL:3p) = const.

In diesen beiden Betriebsarten erfolgt die Berechnung des netzfrequenten Betrages der Stromquellen mit Hilfe der **Mitsystemspannung $\underline{U}_1$**. Dazu wird die Mitsystemspannung mit Hilfe der bekannten Transformationsmatrix aus den Leiter-Erd-Spannungen berechnet.

$$\underline{U}_1 = \frac{\underline{U}_{L1} + \underline{a} \cdot \underline{U}_{L2} + \underline{a}^2 \cdot \underline{U}_{L3}}{3}$$

U_1 = Betrag der Mitsystemspannung am Netzanschlusspunkt (NAP) oder am Einspeiseknoten der **Erzeugungsanlage (DEA)**[7] als Ergebnis der letzten Berechnung des stationären Netzzustandes

5.6.1.10 Begrenzung des Leiterstroms - maximal zulässiger Leiterstrom I_{Lmax}

Vor dem Start einer Netzberechnung eines Iterationsschrittes der Lastflussberechnung wird geprüft, ob ein Betrag der Leiterströme $\underline{I}_{L123}$ den maximal zulässigen Betrag $I_{L\,max}$ überschreitet. In diesem Fall wird der Betrag auf

$$I_{L\,max} = I_{max} \cdot I_n$$

begrenzt. Diese Begrenzung ist für ein realistisches Modell eines Netzstromrichters erforderlich, da Netzstromrichter immer eine maximal zulässige Stromtragfähigkeit der leistungselektronischen Komponenten aufweisen.

Wird eine **Lastflussberechnung mit konstanten Leistungen**, d.h. ohne Lastprofile [23] ausgeführt, so wird der Betrag des maximal zulässigen Leiterstroms aus den Einstellwerten der Registerkarte **Allgemeine Daten** des Einstelldialogs berechnet.

$$I_{L\,max} = I_{max} \cdot I_n$$

Wird eine **Lastflussberechnung mit Lastprofilen** ausgeführt, so wird für jedes 15min-Intervall der Nennstrom basierend auf dem verwendeten Lastprofil [23] und dem 15min-Intervall des Jahres berechnet. Der maximal zulässige Leiterstrom wird aus den Einstellwerten der Registerkarte **Allgemeine Daten** und der Registerkarte **Lastprofil** des Einstelldialogs berechnet.

$$I_{n\ 15min} = \frac{Energie}{1000kWh} \cdot P_{Lastprofil(15min)}$$

$$I_{L\,max} = I_{max} \cdot I_{n\ 15min}$$

5.6.1.11 Einstellwert *Zusatzknoten Steuerung*

Die **Erzeugungsanlage (DEA)** kann mit Hilfe des Zusatzknotens Steuerung an eine Komponenten der Schutzlogik zur **Netzautomatisierung** [Bd. 3] angeschlossen werden. Die Funktion des **Zusatzknoten Steuerung** ist abhängig von der Einstellung der **Verbindung** oder **Messleitung** [Bd. 2] zwischen einem Netzwerkelement der Schutzlogik oder Netzautomatisierung.

Die nachfolgende Abbildung zeigt als Beispiel die Steuerung einer **Erzeugungsanlage (DEA)** durch das Netzwerkelement Schutzlogik/TACS **G1**, das hier als Komponente der Netzautomatisierung verwendet wird.

⇨ Die Anwendung ist in Kapitel 30ff. Band [Bd. 3] ausführlich erläutert.

Ziel ist es, die Einspeiseleistung der **Erzeugungsanlage (DEA)** abhängig von der Bezugsleistung P am Messort **P7** durch einen Teillastfaktor zu steuern. Um die Steuerung zu realisieren, wird ein Netzwerkelement **Schutzlogik/TACS G1** verwendet.

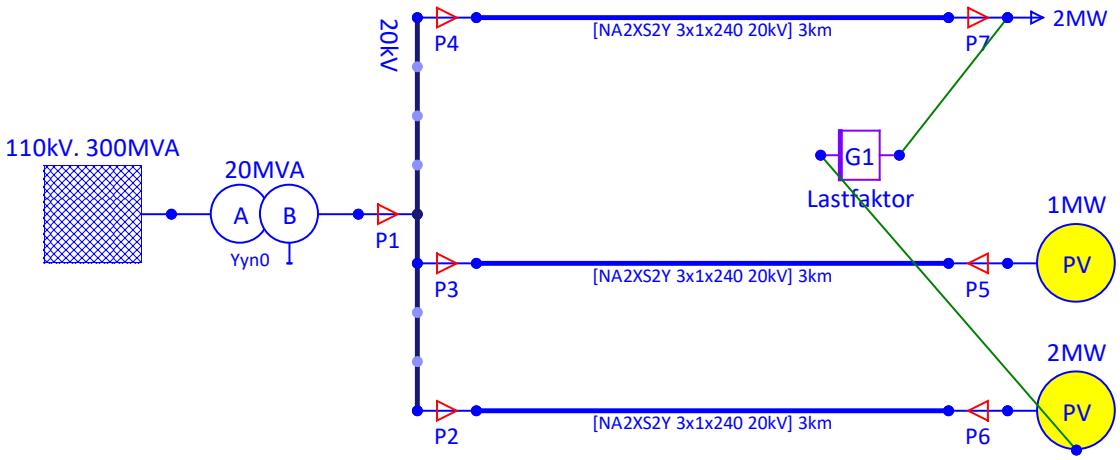


Abbildung 96: Zusatzknoten Steuerung – Beispiel einer Netzautomatisierung

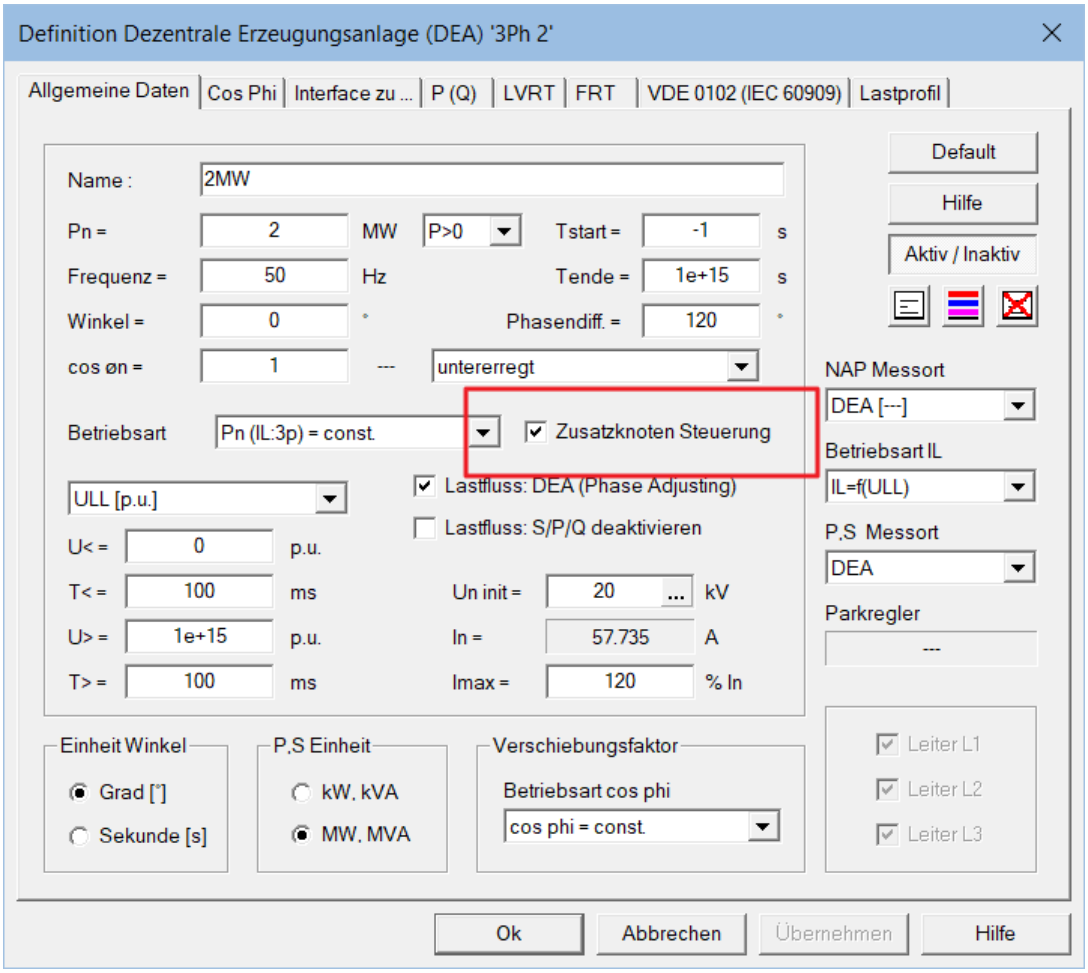


Abbildung 97: Einstellwert *Zusatzknoten: Steuerung* der *Erzeugungsanlage (DEA)*

Nachfolgend ist der Einstelldialog des Netzwerkelementes **Schutzlogik/TACS** dargestellt, das zur Berechnung des Teillastfaktors verwendet werden kann.

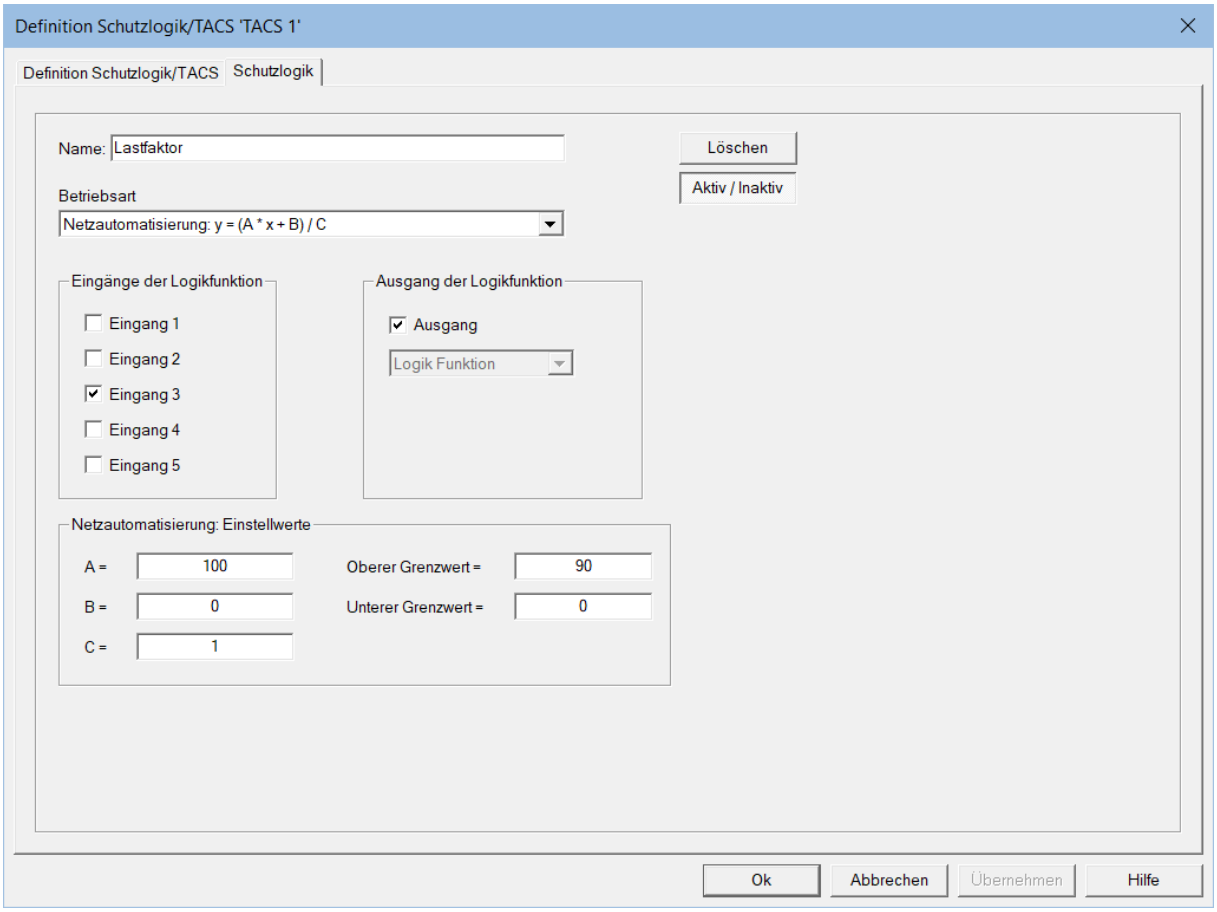


Abbildung 98: Einstelldialog für das Netzwerkelemente *Schutzlogik* – Teillastfaktor ermitteln

Der Teillastfaktor wird wie nachfolgend dargestellt berechnet. Es ist hier zu beachten, dass eine Begrenzung des Teillastfaktors auf das Intervall [0%, 90%] eingestellt ist.

$$y[\%] = \frac{100 \cdot x + 0}{1}$$

$$0\% \le Teillastfaktor[\%] = 100 \cdot P(P7) \le 90\%$$

Oberer Grenzwert des Teillastfaktors = 90%
Unterer Grenzwert des Teillastfaktors = 0%

Zur Verbindung des Netzwerkelementes **G1** mit dem **Mess/Schutzgerät P7** und der **Erzeugungsanlage (DEA)** werden zwei Netzwerkelemente **Verbindung** oder **Messleitung** [Bd. 2] verwendet. Nachfolgend ist die Einstellung der Betriebsart der beiden Messleitungen in den Einstelldialogen dargestellt. Um die Messleitungen einzufügen, sollte wie folgt vorgegangen werden.

1. Ein Netzwerkelement **Schutzlogik/TACS** mit **Drag&Drop** einfügen.

2. Mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar Schalter die Betriebsart zum Zeichnen einer Messleitung aktivieren.

3. Den Startpunkt der **Messleitung** durch einen **Left Mouse Button Click** auf den Knoten an der Pfeilspitze des **Mess/Schutzgerätes P7** festlegen, die linke Maustaste weiter gedrückt halten.

4. Die linke Maustaste weiter gedrückt halten, das **grüne** Gummiband (Rubber Band) zum Eingangsknoten des Netzwerkelementes **Schutzlogik/TACS G1** führen und die Maustaste über dem Knoten loslassen. Die Betriebsart zum Zeichnen der Messleitung wird automatisch deaktiviert.

5. Die Betriebsart im Einstelldialog der **Messleitung** einstellen.

6. In gleicher Weise mit der zweiten **Messleitung** verfahren.

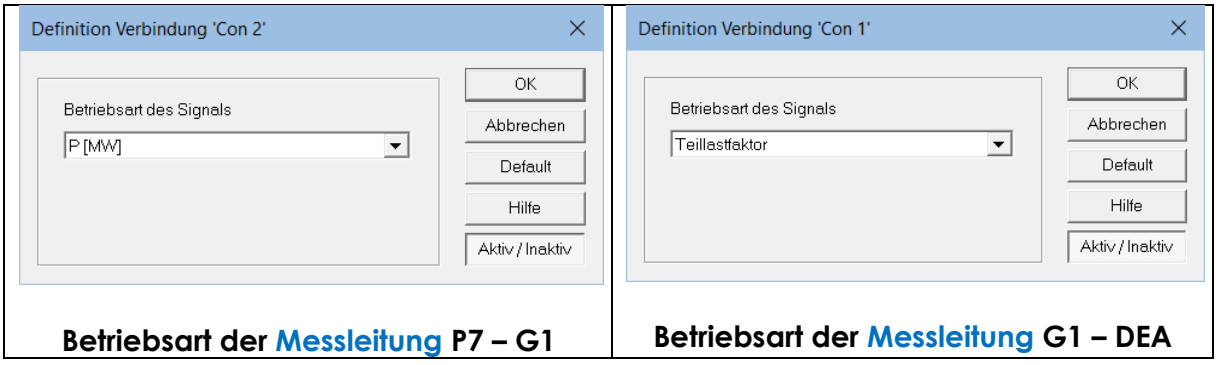


Abbildung 99: Steuerung einer *Erzeugungsanlage (DEA)* durch den *Zusatzknoten*

Die Eingangsgröße, mit der die **Erzeugungsanlage (DEA)** gesteuert wird, kann durch einen **Left Mouse Button Double Click** auf das **grüne** Netzwerkelement **Verbindung** (**Messleitung**) zwischen dem Zusatzknoten der **Erzeugungsanlage (DEA)** und dem Ausgangsknoten von **G1** eingestellt werden. In der nachfolgenden Abbildung ist der Einstelldialog dargestellt. Es wird als Betriebsart **P [MW]** eingestellt, um die Wirkleistung als gemessene Eingangsgröße zur Berechnung des Teillastfaktors zu verwenden.

In gleicher Weise wird mit der zweiten **Messleitung** verfahren. Hier wird die Betriebsart **Teillastfaktor** eingestellt. Dadurch wird der berechnete Wert der Gleichung des Netzwerkelementes **Schutzlogik/TACS** als Teillastfaktor in % verwendet.

Bezeichner	Bedeutung
Deaktivieren	Die **Erzeugungsanlage (DEA)** wird bei Konvergenz der Lastflussberechnung nach dem letzten Iterationsschritt deaktiviert.
Teillastfaktor	Der Teillastfaktor der **Erzeugungsanlage (DEA)** wird während der Lastflussiteration in jedem Iterationsschritt berechnet und für den nächsten Iterationsschritt eingestellt.

Die Einspeiseleistung der **Erzeugungsanlage (DEA)** kann wie folgt berechnet werden. Es muss beachtet werden

$$Teillastfaktor\,[\%] = \frac{100 \cdot 2 + 0}{1} = 200$$

Begrenzung des Teillastfaktors auf 90%

$$P_{DEA} = Teillastfaktor \cdot P(P7) = 90\% \cdot 2MW = 1{,}8MW$$

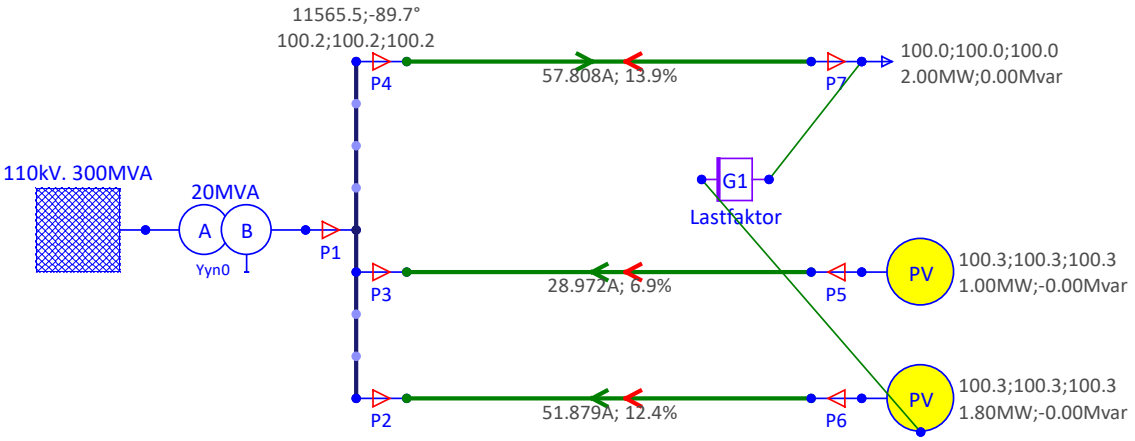


Abbildung 100: Ergebnis der Lastflussberechnung mit Netzautomatisierung

Der Tooltip des Netzwerkelementes **Schutzlogik/TACS G1** kann mit Hilfe des Mauscursors angezeigt werden. Dazu muss nach einer konvergenten Lastflussberechnung der Mauscursor über dem Netzwerkelement positioniert werden.

- Eingang **Eing 1**: Messung der Bezugsleistung P = 1,999MW
- Ausgang **Ausg 1**: Ausgabe des Teillastfaktors 90%

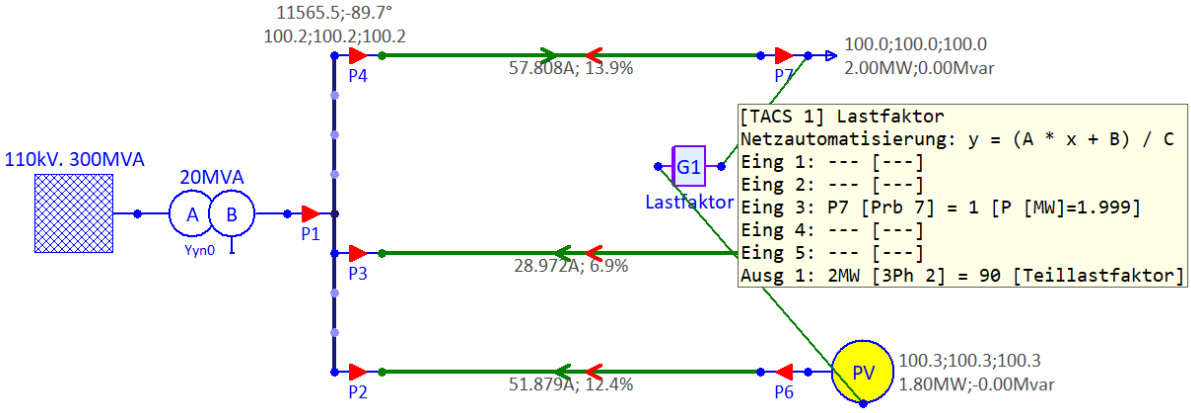


Abbildung 101: Tooltip *Schutzlogik/TACS* zur Berechnung des Teillastfaktors

5.6.2 Netzanschlusspunkt (NAP) im Normalbetrieb – *NAP Messort*

Der Einstellwert **NAP Messort** (**N**etz**a**nschluss**p**unkt, englisch: **N**etwork **C**onnection **P**oint **NCP**) in der Registerkarte **Allgemeine Daten** legt den Messort fest, an dem der Verschiebungsfaktor cos φ von dem Iterationsverfahrens im Normalbetrieb, d.h. wenn der LVRT-Betrieb nicht aktiviert wurde, iterativ eingestellt wird. Der Netzanschlusspunkt (NAP) kann der Messort eines beliebigen Netzwerkelementes **Mess/Schutzgeräte** oder der Einspeiseknoten der **Erzeugungsanlage (DEA)** sein. Der Einstellwert **NAP Messort** entspricht dem Netzanschlusspunkt (NAP) im Sinne der Mittelspannungsrichtlinie (MSR2008) [4] bzw. der Anwendungsrichtlinien **VDE-AR-N 4110/4120** [18],[30].

Einstellwert	Bedeutung
DEA [---]	Netzanschlusspunkt (NAP) = Messort am Einspeiseknoten der **Erzeugungsanlage (DEA)**
Prb x	Netzanschlusspunkt (NAP) = **Mess/Schutzgerät**

Am Netzanschlusspunkt (NAP) werden sowohl die Leiterströme $\underline{I}_{L123}$ und Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L123}$ des natürlichen Systems als auch Mitsystemspannung $\underline{U}_1$ und Mitsystemstrom $\underline{I}_1$ berechnet. Abhängig von dem Einstellwert **P,S Messort** wird die von der dezentralen Erzeugungsanlage eingespeiste Leistung aus den Messwerten des Netzanschlusspunktes (NAP) oder des Einspeiseknotens der **Erzeugungsanlage (DEA)** berechnet.

5.6.2.1 Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) am Netzanschlusspunkt (NAP)

Bei der Verwendung des Netzwerkelementes **Erzeugungsanlage (DEA)** als Modell für eine Dezentrale Erzeugungsanlage (EZA) muss beachtet werden, dass die Lastflussberechnung für das Netzwerkelement das **Erzeugerzählpfeilsystem (EZS)** für die Messung von Spannungen, Strömen und Leistungen am **Netzanschlusspunkt (NAP)** voraussetzt.

- Wird der Einspeiseknoten der Dezentralen Erzeugungsanlage (EZA) als Netzanschlusspunkt (NAP) verwendet, so wird von ATPDesigner intern automatisch das Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) verwendet. Die Messorientierung entspricht dann den **Mess/Schutzgeräten** **P7** und **P10** bzw. **P8** in der nachfolgenden Abbildung.

- Wird ein **Mess/Schutzgerät** als Messort am Netzanschlusspunkt (NAP) verwendet, so muss dessen Messrichtung aus Sicht der **Erzeugungsanlage (DEA)** im Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) verwendet werden. In dem nachfolgenden Beispiel wird **P8** als Messgerät am Netzanschlusspunkt (NAP) verwendet.

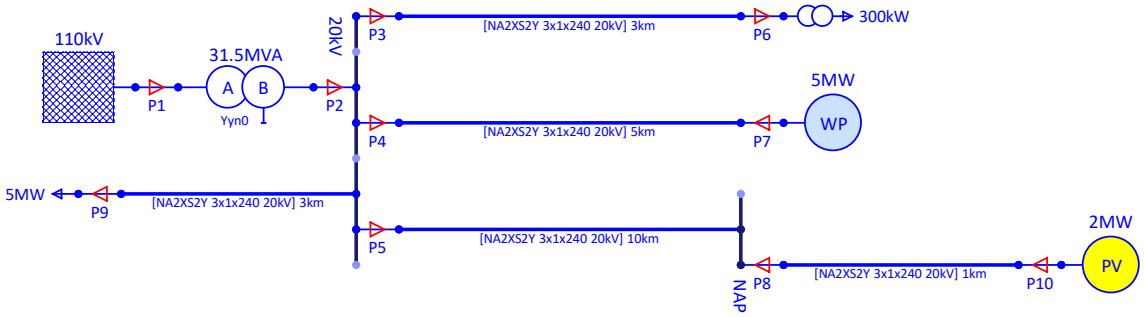


Abbildung 102: *Mess/Schutzgerät* P8 als NAP im Erzeugerzählpfeilsystem (EZS)

In der vorangehenden Abbildung wird das **Mess/Schutzgerät** **P5** am Netzanschlusspunkt (NAP) für die PV-Anlage im Sinne des Erzeugerzählpfeilsystems (EZS) verwendet.

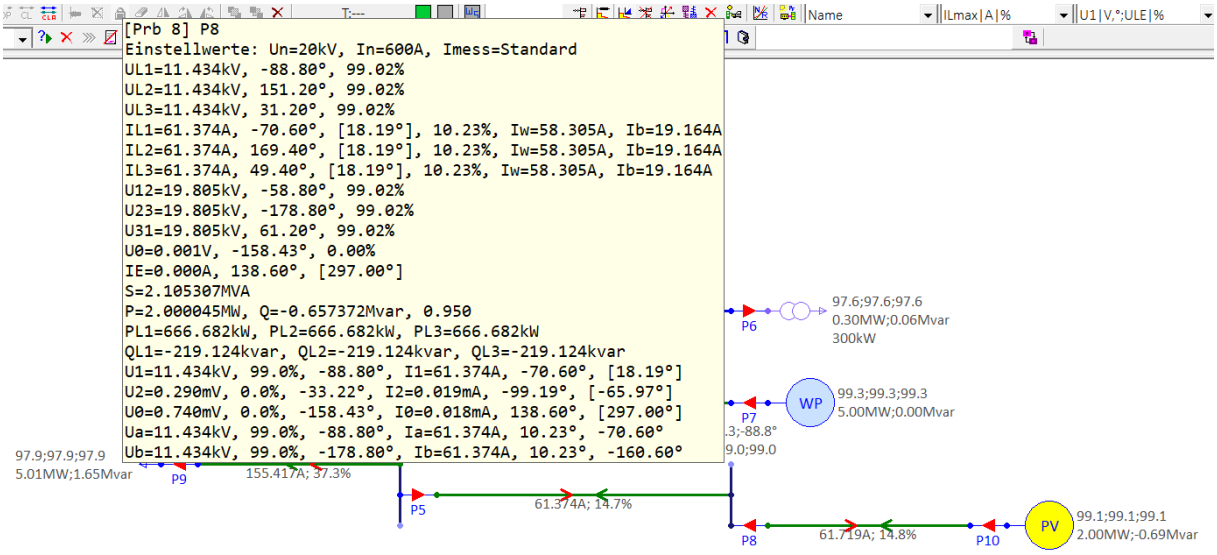


Abbildung 103: Ergebnisse der Lastflussberechnung am Netzanschlusspunkt (NAP) P8

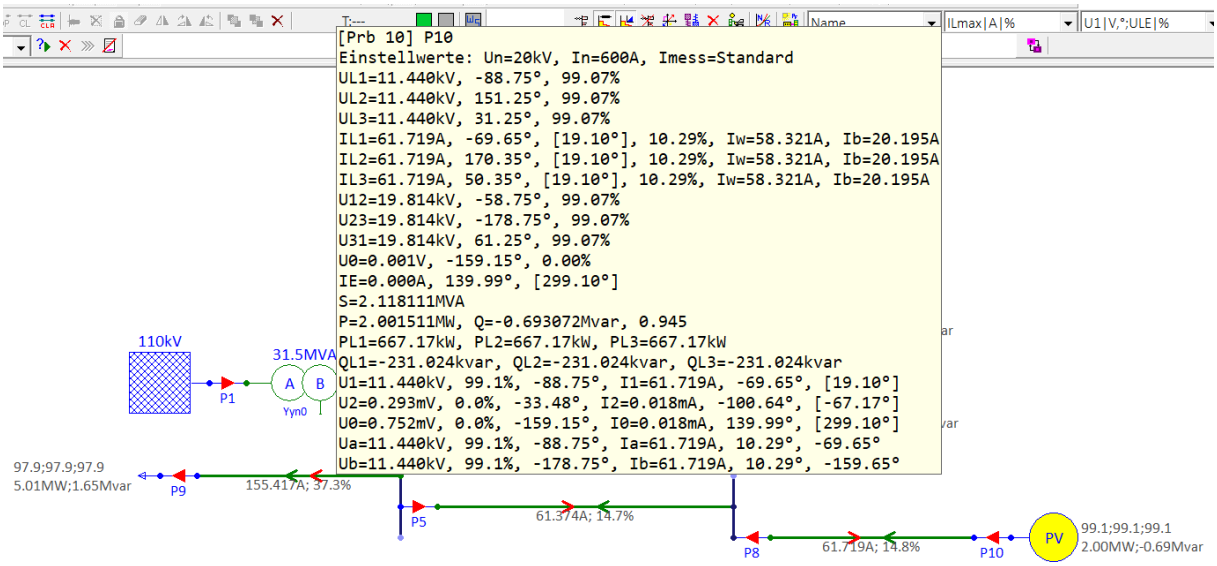


Abbildung 104: Ergebnisse der Lastflussberechnung am Einspeiseknoten P10

Wie in den obigen Abbildungen zu erkennen ist, wird am Netzanschlusspunkt (NAP) **P5** eine Wirkleistung P=2MW bei einem Verschiebungsfaktor vom cos φ = 0,95 eingespeist. Die PV-Anlage muss an ihrem Einspeiseknoten **P10** eine etwas größere Wirkleistung einspeisen, um die die Wirkverluste der Leitung aufzubringen. Deutlich größer ist der untererregte Blindleistungsbezug an **P10** bei einem Verschiebungsfaktor cos φ = 0,945 gegenüber dem der untererregte Blindleistungsbezug am NAP **P8**. Ursache ist die kapazitive Blindleistung der Leitung.

5.6.3 Betriebsart *cos phi = const.*: Untererregte oder übererregte Betriebsweise

Bei der Berechnung des Phasenwinkels **Winkel** wird zur Blindleistungsbereitstellung in der Betriebsart **cos phi = const.** die Unterscheidung einer untererregten oder übererregten Betriebsweise berücksichtigt. Es wird das Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) am Netzanschlusspunkt (NAP) der **Erzeugungsanlage (DEA)** angenommen.

Bezeichner	Bedeutung
untererregt	Blindleistung bzw. Blindstrom wird am Netzanschlusspunkt (NAP) aus dem Stromnetz bezogen.
übererregt	Blindleistung bzw. Blindstrom wird am Netzanschlusspunkt (NAP) in das Stromnetz eingespeist.

Der Verschiebungsfaktor cos ϕ kann im Intervall [0, 1] eingestellt werden. Zusammen mit den Einstellwerten **untererregt** oder **übererregt** wird die **Blindleistungsflussrichtung** festgelegt.

5.6.4 Betriebsarten P>0 oder P<0: Einspeisung oder Bezug von Wirkleistung

Mit Hilfe der Auswahlliste

mit den Einstellwerten **P>0** und **P<0** ist es möglich, die Einspeisung oder den Bezug von Wirkleistung am Netzanschlusspunkt (NAP) bezogen auf das Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) für die Betriebsarten als Leistungssenke oder Leistungsquelle einzustellen.

Einstellwert	Bedeutung
$P_n < 0$	Es wird Wirkleistung vom Netz aufgenommen.
$P_n > 0$	Es wird Wirkleistung ins Netz eingespeist.

⇨ In den Betriebsarten **Pn (IL:3p) = const.** und **Pn (IL:1/2/3p) = const.** wird das Vorzeichen des Einstellwertes **Pn** entsprechend dem **Erzeugerzählpfeilsystem (EZS)** am Netzanschlusspunkt (NAP) eingestellt. Der angezeigte Wert **Winkel** wird entsprechend um 180° gedreht.

⇨ In den Betriebsarten **Sn (IL:3p) = const.** und **Sn (IL:1/2/3p) = const.** bleibt der Einstellwert **Sn** immer der Betrag der Scheinleistung, d.h. ein positiver Wert. Der angezeigte Wert **Winkel** wird entsprechend um 180° gedreht.

5.6.5 4-Quadranten-Betrieb der Dezentralen Erzeugungsanlage in der P-Q-Ebene

Mit Hilfe der vorzeichenbehafteten Wirkleistung P_n bzw. dem Scheinleistungsbetrag S_n und dem Einstellwert **P<0** bzw. **P>0** der Auswahlliste sowie des Verschiebungsfaktors **cos ϕ** mit den Betriebsarten **untererregt** und **übererregt** ist ein Betrieb in allen vier Quadranten der P-Q-Ebene möglich.

⇨ Es muss dabei berücksichtigt werden, dass das **Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) am Netzanschlusspunkt (NAP)** vorausgesetzt wird.

Daher können mit diesem Modell sowohl Erzeugungsanlagen als auch Batteriespeicher in der Lastflussberechnung berücksichtigt werden.

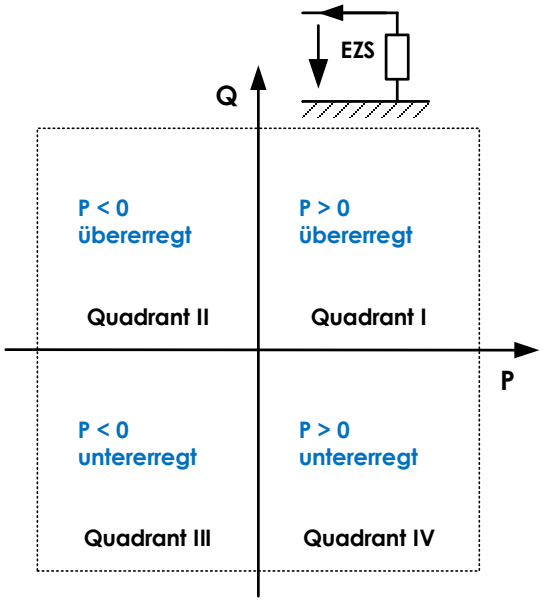
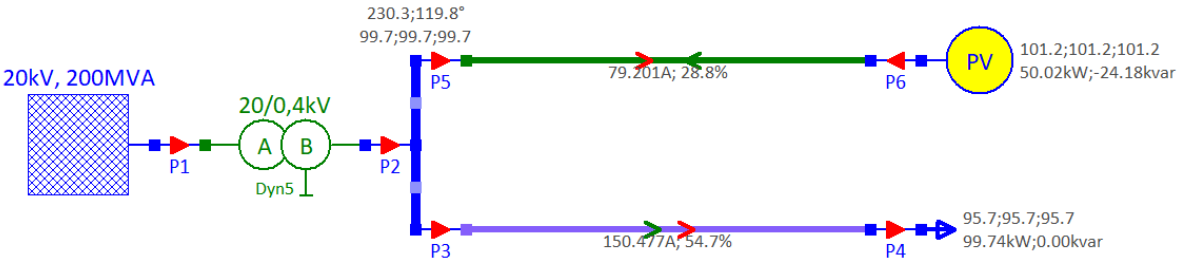


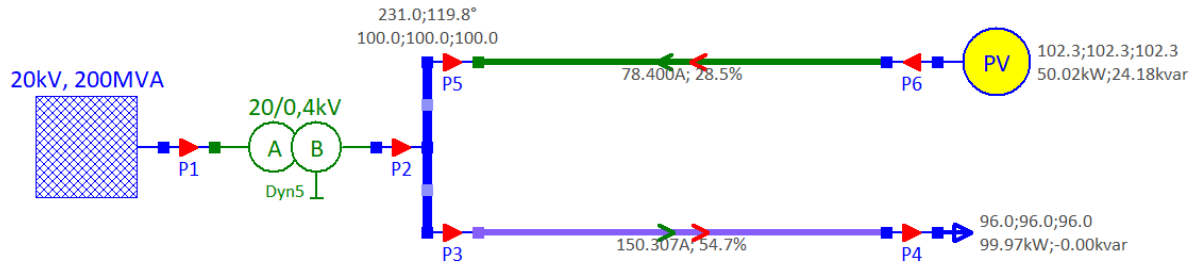
Abbildung 105: 4-Quadranten-Betrieb im Erzeugerzählpfeilsystem (EZS)

Die Wirkleistungs- und Blindleistungsflüsse werden durch die **roten** und **grünen** Pfeile an der Leitung, die zu der **Erzeugungsanlage (DEA)** führt, angezeigt.

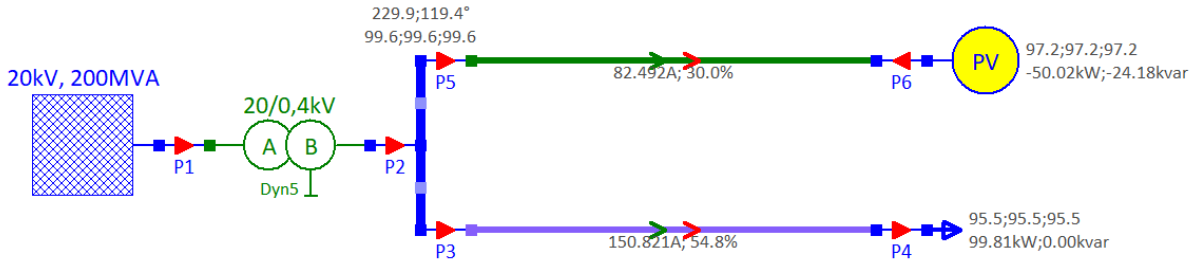
- P_n = 50kW, cos ϕ = 0,9, untererregt



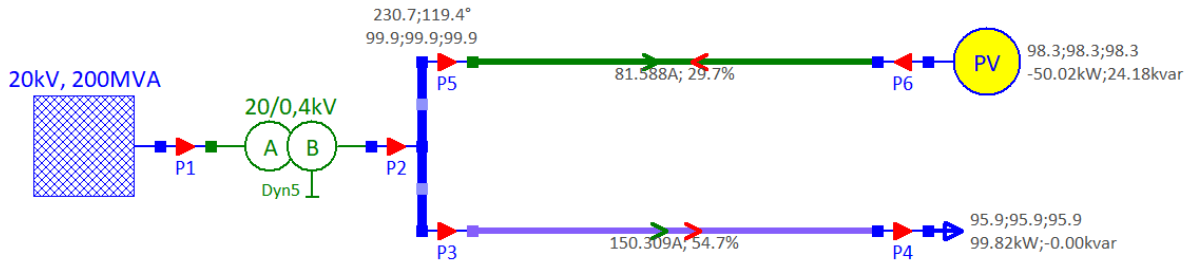
- P_n = 50kW, cos ϕ = 0,9, übererregt



- P_n = -50kW, cos ϕ = 0,9, untererregt



- P_n = -50kW, cos ϕ = 0,9, übererregt



5.6.6 Registerkarte *Interface zu …*

Das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** kann mit einer Schnittstelle (Interface) zu weiteren Berechnungs- und Anzeigefunktionen parametriert werden. Der Einstelldialog dazu wir nachfolgend angezeigt.

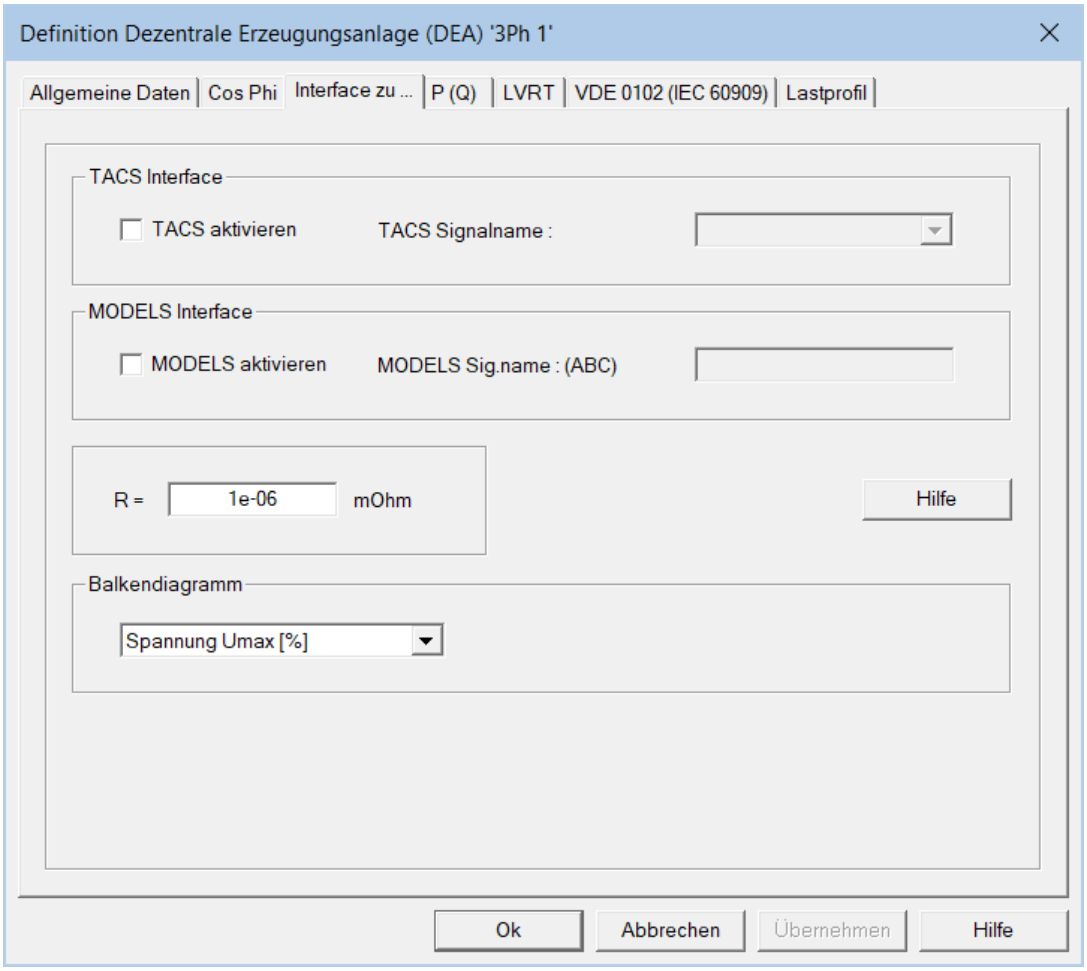


Abbildung 106: Einstelldialog für TACS/MODELS-Interface

5.6.6.1 Interface zu *Balkendiagramm*

Optional können Ergebnisse der **Berechnung stationärer Netzzustände** und hier insbesondere der Lastflussberechnung zusätzlich als Balkendiagramm direkt in der Netzgrafik angezeigt werden. Die Anzeige der Balkendiagramme für **Erzeugungsanlagen (DEA)** muss im Einstelldialog **Einstellung Lastflussberechnung**, Registerkarte **Einstellung Lastflussberechnung** in der Gruppe **Balkenanzeige aktivieren** aktiviert werden.

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**, Registerkarte **Einstellung Lastflussberechnung**

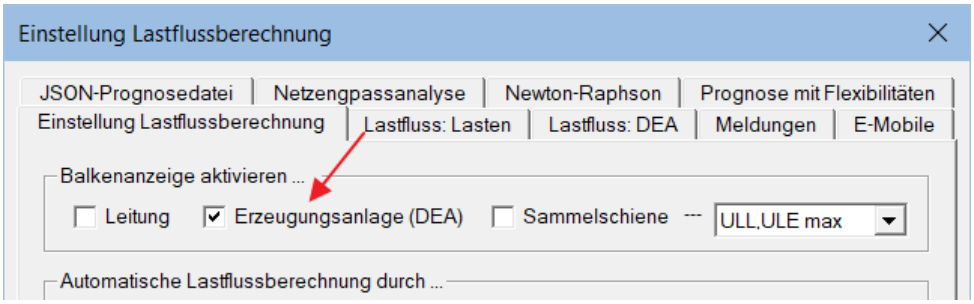


Abbildung 107: Aktivieren der Balkenanzeige in der Netzgrafik

Im Weiteren kann für jedes Netzwerkelement einzeln die Anzeigefunktion des Balkendiagramms eingestellt werden.

Einstellwert	Bedeutung
Ohne	Kein Balkendiagramm
Spannung Umax [%]	Betrag der maximalen Leiter-Leiter- oder Leiter-Erd-Spannung
Spannung Umin [%]	Betrag der minimalen Leiter-Leiter- oder Leiter-Erd-Spannung
P, S [%]	Betrag der Scheinleistung oder Wirkleistung abhängig von der Betriebsart der **Erzeugungsanlage (DEA)**
|IL| [%]	Betrag des größten Einspeisestroms
Sensitivität [%]	**ohne Funktion**

Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft ein Balkendiagramm zu Anzeige des Betrages der maximalen Leiter-Leiter- oder Leiter-Erd-Spannung.

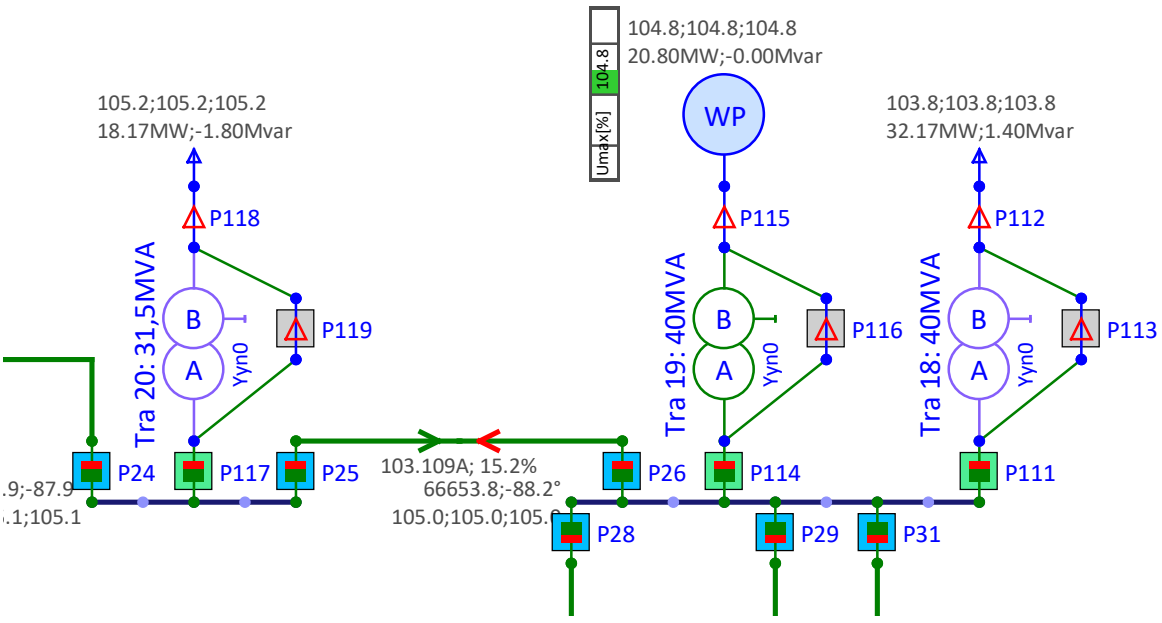


Abbildung 108: Berechnungsergebnisse der Lastflussberechnung als Balkendiagramm

5.6.6.2 Interface zu *TACS/MODELS Interface*

Strom- oder Spannungsquellen können auch abhängig von Funktionen erzeugt werden, die mit Hilfe von **TACS** oder **MODELS** definiert werden. Dazu muss zunächst die **Betriebsart** in der Registerkarte **Allgemeine Daten** auf **u(t) = MODELS** oder **i(t) = MODELS** eingestellt werden. Die Ausgangsknotennamen der TACS- bzw. MODELS-Funktionen können in dem nachfolgend dargestellten Einstelldialog definiert werden. Die Funktionen sind nur für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** verfügbar. Zur Entkopplung der idealen Strom- und Spannungsquellen und zur Vermeidung mathematischer Probleme wird in Serie zu den Quellen eine Resistanz R geschaltet.

Einstellwert	Bedeutung
R	Serienwiderstand zur Entkopplung der idealen Strom- und Spannungsquellen vom elektrischen Netzwerk

5.6.7 Spannungssteigerungsschutz U>, Spannungsrückgangsschutz U<

Die Überwachung der Netzspannung am Einspeiseknoten des Netzwerkelementes **Erzeugungsanlage (DEA)** kann mit einem Spannungssteigerungsschutz U> und einem Spannungsrückgangsschutz U< erfolgen. In den Anwendungsrichtlinien wie z.B. VDE-AR-N 4110 [18] wird die Schutzfunktion auch als **Entkupplungsschutz für Erzeugungsanlagen (EZA)** bezeichnet. Die Schutzfunktion wird nur ausgeführt, wenn eine der nachfolgend aufgelisteten Betriebsarten des Netzwerkelementes eingestellt ist.

Spannungsrückgangsschutz U<, Spannungssteigerungsschutz U>

wird nur für die nachfolgenden Betriebsarten ausgeführt:

- **In = const.**
- **Pn (IL:1/2/3p) = const.**
- **Pn (IL:3p) = const.**
- **Sn (IL:1/2/3p) = const.**
- **Sn (IL:3p) = const.**

Der U<>-Schutz wird zusammen mit den Schutzfunktionen der **Mess/Schutzgeräte** ausgeführt, analysiert und bewertet. Die Staffelzeiten werden wie die Staffelzeiten der **Mess/Schutzgeräte** behandelt, um das Schutzgerät mit **Generalanregung** und der kleinsten Staffelzeit und daraus folgend einem **AUS-Kommando** zu identifizieren. Die Darstellung der Ergebnisse erfolgt wie für ein **Mess/Schutzgerät** sowohl in der Netzgrafik als auch im **Meldungsfenster für Netzschutzmeldungen**. Die Schutzfunktion wird nur bei konvergenter Lastflussberechnung ausgeführt. Die Einstellwerte der Schutzfunktionen sind nachfolgend dargestellt.

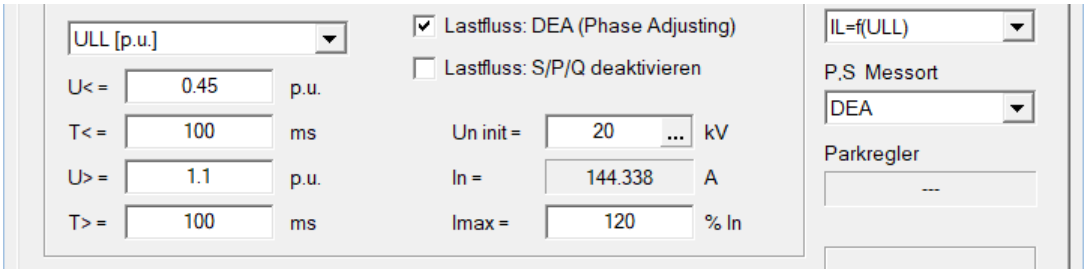


Abbildung 109: Einstellwerte des Über- und Unterspannungsschutzes U<>

Einstell-wert	Bedeutung
U_{LE} [kV]	Überwachung des Betrages der Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L1}$, $\underline{U}_{L2}$ und $\underline{U}_{L3}$
U_{LL} [kV]	Überwachung des Betrages der Leiter-Leiter-Spannungen $\underline{U}_{12}$, $\underline{U}_{23}$ und $\underline{U}_{31}$
U_{LE} [p.u.]	Überwachung des Betrages der Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L1}$, $\underline{U}_{L2}$ und $\underline{U}_{L3}$. ▪ Einheit: **1 p.u.** = **$U_{n\ init}/\sqrt{3}$**
U_{LL} [p.u.]	Überwachung des Betrages der Leiter-Leiter-Spannungen $\underline{U}_{12}$, $\underline{U}_{23}$ und $\underline{U}_{31}$. ▪ Einheit: **1 p.u.** = **$U_{n\ init}$**

Mit Hilfe der Auswahlliste in der vorhergehenden Abbildung kann festgelegt werden, ob der U<>-Schutz die Beträge der Leiter-Leiter- oder der Leiter-Erd-Spannungen überwacht. Darüber hinaus wird die Einheit der Einstellwerte in kV oder in p.u. festgelegt.

⇨ Es muss beachtet werden, dass das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** nicht in der Lage ist, wie das **Mess/Schutzgerät** einen externen **Leistungsschalter (Switch)** anzusteuern und zu öffnen oder zu schließen.

Der U<>-Schutz wird in der allgemeinen Netzschutzanalyse berücksichtigt. So ist es möglich, dass der U<>-Schutz einer **Erzeugungsanlage (DEA)** vor allen anderen Schutzfunktionen der **Mess/Schutzgeräte** ein AUS-Kommando generiert und den in der Netzgrafik nicht sichtbaren internen Schalter öffnet, d.h. die **Erzeugungsanlage (DEA)** vom Stromnetz entkuppelt.

⇨ Der Spannungssteigerungs- und Spannungsrückgangsschutz kann im Sinne der Anwendungsrichtlinien wie z.B. VDE-AR-N 4110 [18] als **einstufiger Entkupplungsschutz** verwendet werden.

⇨ Ist ein **mehrstufiger Entkupplungsschutz** erforderlich, so muss ein der Entkupplungsschutz durch ein eigenes **Mess/Schutzgerät** realisiert werden. In diesem Fall wird empfohlen, den Entkupplungsschutz durch den Einstellwert **Betriebsmittel** des **Mess/Schutzgerätes** mit der **Erzeugungsanlage (DEA)** zu verbinden.

Spannungssteigerungs- und Spannungsrückgangsschutz können nur über die Wahl geeigneter Einstellwerte deaktiviert werden. Nachfolgend die empfohlenen Einstellwerte.

- Spannungssteigerungsschutz U> deaktivieren: U> = $1.0E^{15}$
- Spannungsrückgangsschutz U< deaktivieren: U< = -1.0

In der nachfolgenden Abbildung ist beispielhaft die Einstellung des Spannungsrückgangsschutzes U< als Entkupplungsschutz dargestellt.

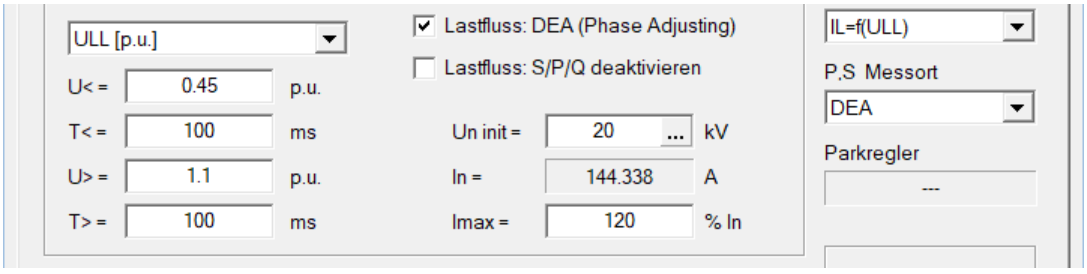


Abbildung 110: Spannungsrückgangsschutz U< als Entkupplungsschutz

Der Spannungsrückgangschutz erkennt den Kurzschluss und entkuppelt die **Erzeugungsanlage (DEA)** mit der eingestellten Staffelzeit $T_{U<}$ = 100ms. Die Staffelzeiten der **Mess/Schutzgeräte** wurden in dem Beispiel entsprechend größer gewählt.

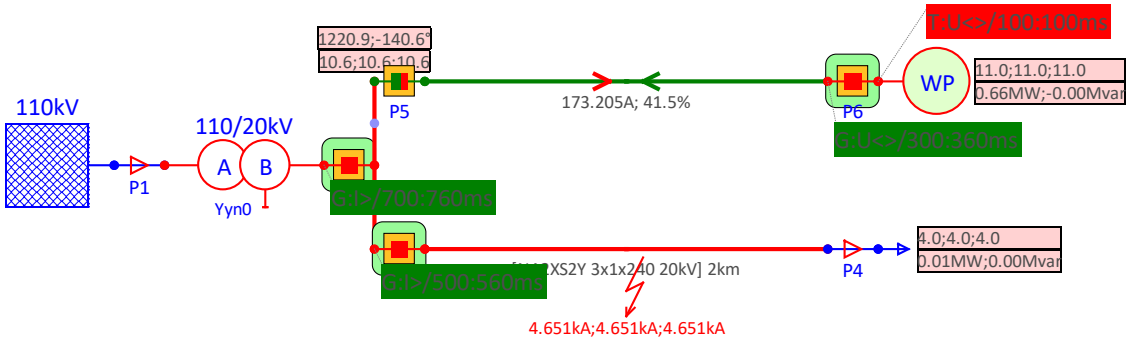


Abbildung 111: Entkupplungsschutz einer *Erzeugungsanlage (DEA)*

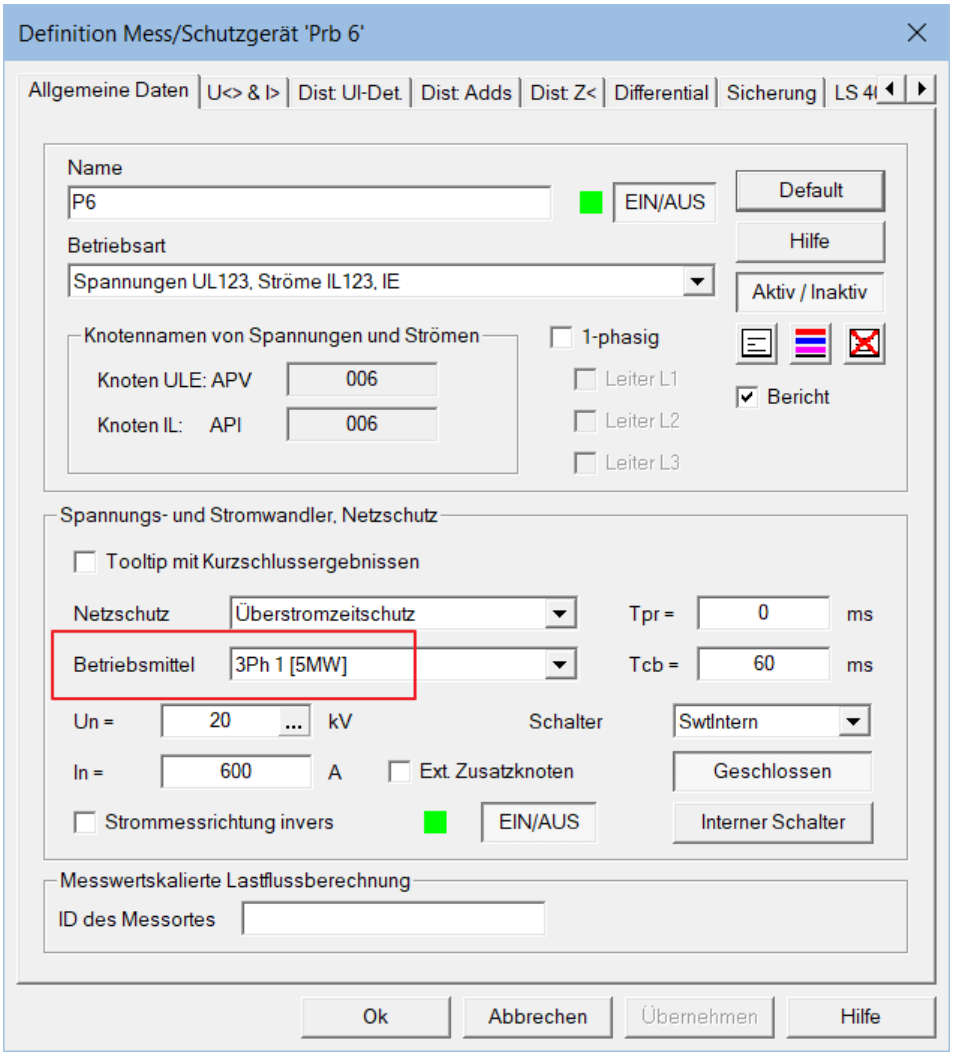


Abbildung 112: *Mess/Schutzgerät* als Entkupplungsschutz – mit Erzeugungsanlage verbinden

Alternativ kann der interne U<>-Schutz der **Erzeugungsanlage (DEA)** deaktiviert und ein externes **Mess/Schutzgerät** als **mehrstufiger Entkupplungsschutz** verwendet werden. Dazu muss im ersten Schritt wie die vorangehende Abbildung zeigt das **Mess/Schutzgerät** mit der **Erzeugungsanlage (DEA)** als zu schützendes Betriebsmittel verbunden werden. In der Auswahlliste des Einstellwertes **Betriebsmittel** wird Name und Referenzname der **Erzeugungsanlage (DEA)** ausgewählt. Als Schutzfunktion wird **Überstromzeitschutz** empfohlen. Der U<>-Schutz kann als unabhängiger Entkupplungsschutz auch mit anderen Schuttfunktionen ausgeführt werden.

Der zweistufige Entkupplungsschutz wird für die Schutzfunktion **Überstromzeitschutz** in der Registerkarte **U<> & I>** eingestellt. Alle anderen Schutzfunktionen bleiben durch die Wahl der Grundeinstellung deaktiviert. Der Unterspannungs- und Überspannungsschutz wird unabhängig von den anderen Schutzfunktionen der Hauptschutzfunktion **Überstromzeitschutz** ausgeführt. Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft einen zweistufigen Entkupplungsschutz.

- U< = 0.45 p.u., $T_{U<}$ = 300ms
- U<< = 0.8 p.u., $T_{U<<}$ = 800ms

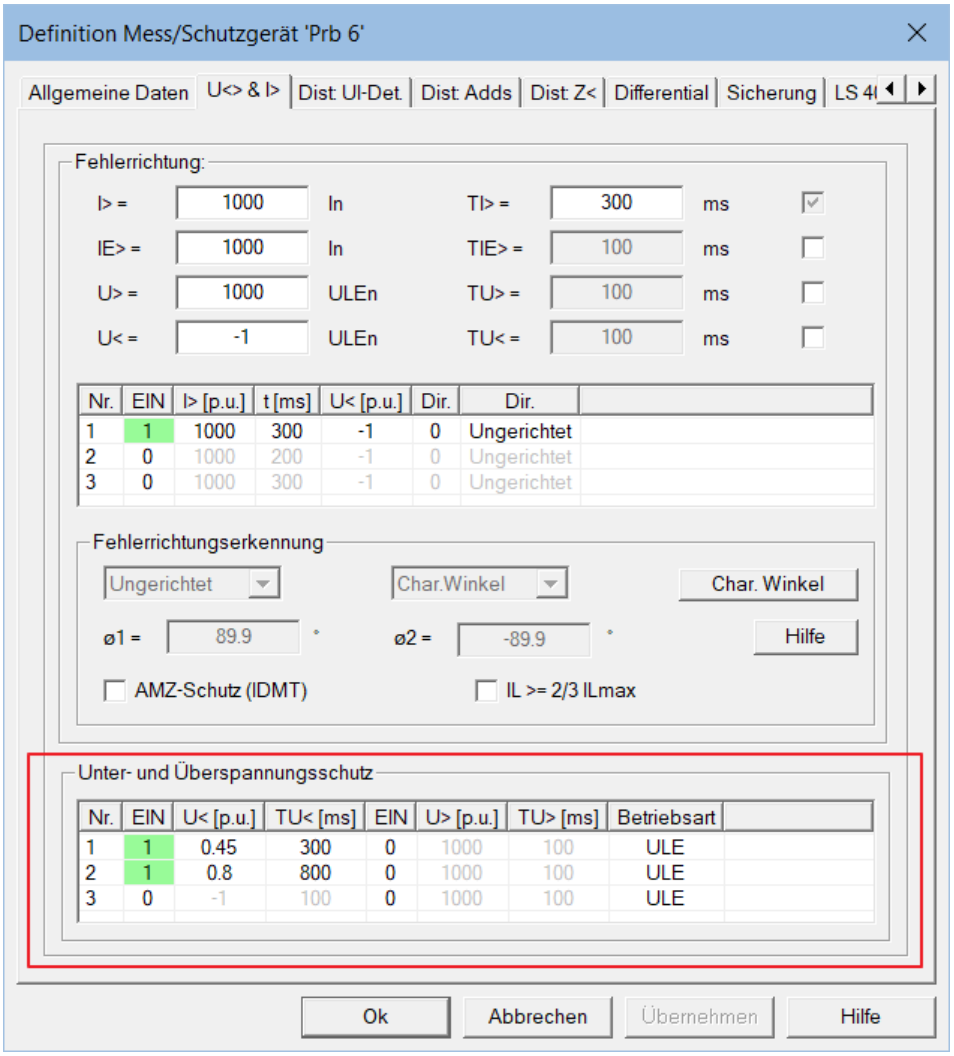


Abbildung 113: *Mess/Schutzgerät* als zweistufiger Entkupplungsschutz

In der nachfolgenden Abbildung ist die Arbeitsweise des Unterspannungsschutzes als Entkupplungsschutz erkennbar. Das **Mess/Schutzgerät P6** entkuppelt die **Erzeugungsanlage (DEA)** nach einer Staffelzeit $T_{U<}$ = 300ms und öffnet den internen Schalter.

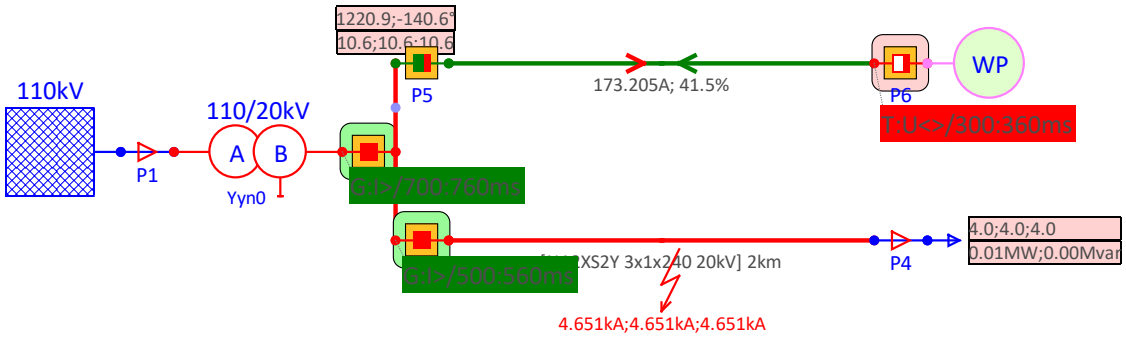


Abbildung 114: Entkupplungsschutz einer *Erzeugungsanlage (DEA)* – 1. Kaskadenschritt

Wird die Netzschutzanalyse mit einer Kaskadenanalyse fortgesetzt, so wird der Kurzschluss im 2. Kaskadenschritt durch den Überstromzeitschutz **P3** mit einer Staffelzeit $T_{I>}$ = 500ms ausgelöst. Die **Erzeugungsanlage (DEA)** wurde automatisch deaktiviert, da sie vom Stromnetz entkuppelt wurde.

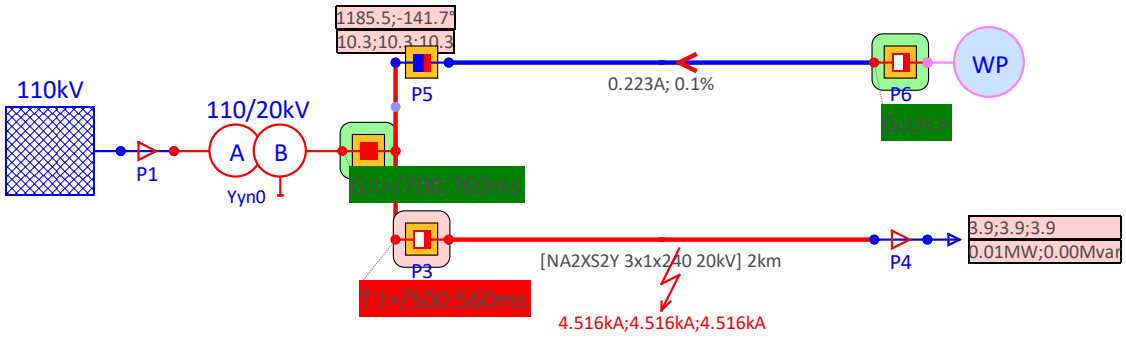


Abbildung 115: Entkupplungsschutz einer *Erzeugungsanlage (DEA)* – 2. Kaskadenschritt

Wie in der nachfolgenden Abbildung erkennbar ist, wird im 3. Kaskadenschritt der Kurzschluss als allseitig und allpolig vom Stromnetz getrennt erkannt.

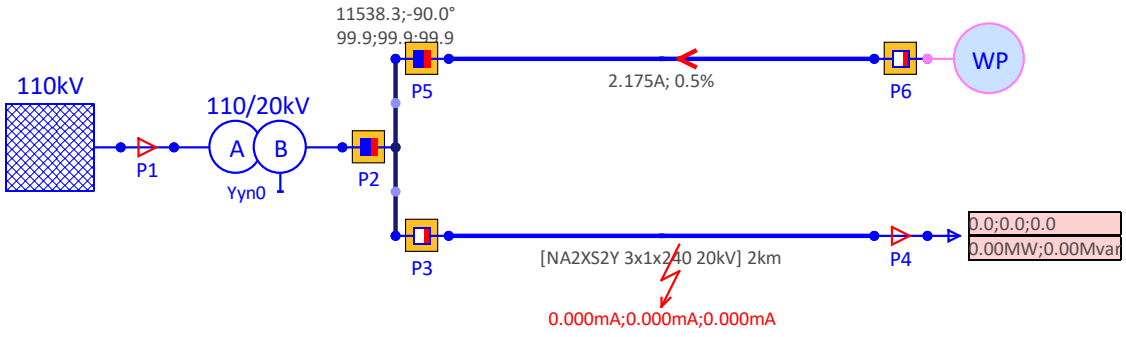


Abbildung 116: Entkupplungsschutz einer *Erzeugungsanlage (DEA)* – 3. Kaskadenschritt

5.6.7.1 U<>: Meldungsfenster für Netzschutzfunktionen

Im **Meldungsfenster für Netzschutzfunktionen** werden für die Schutzfunktionen detaillierte Meldungen und Berechnungsergebnisse ausgegeben. Mit Hilfe der Meldungen können die Reaktionen der Netzschutzgeräte analysiert und nachvollzogen werden, Nachfolgend sind als Beispiel die Meldungen der Erzeugungsanlage (DEA) für eine 2-poligen Kurzschluss.

Bezeichner	Bedeutung, Schutzfunktion
PROT>	Meldung einer Schutzfunktion
{Name} [Prb x]	Anwenderspezifischer Name und Referenzname des **Mess/Schutzgerätes**
GEN	Generalanregung (0 = inaktiv, 1 = aktiv)
AUS	AUS-Kommando (0 = inaktiv, 1 = aktiv)
U>	Überspannungsschutz (Spannungssteigerungsschutz)
TU>	Staffelzeit Überspannungsschutz
U<	Unterspannungsschutz (Spannungsrückgangsschutz)
TU<	Staffelzeit Unterspannungsschutz
ULL	Leiter-Leiter-Spannung
ULE	Leiter-Erd-Spannung
0	Meldung: Inaktiv, Geht (= FALSE)
1	Meldung: Aktiv, Kommt (= TRUE)
G(L1L2L3)	Meldung: ODER-Verknüpfung der leiterselektiven Anregungen L1, L2, L3 zur Generalanregung G
1p.u.=…	Wert der Referenzspannung

Es muss beachtet werden, dass in den Ausgaben neben den Meldungen auch Mess- bzw. Berechnungswerte und Einstellwerte ausgegeben werden. Die Einstellwerte werden nach dem AUS-Kommando „… AUS=0:“ ausgegeben und können i.a. Regel daran erkannt werden, dass ein numerischer Wert mit physikalischer Einheit zugewiesen wird.

Meldungen und Einstellwerte des U<>-Schutzes
PROT> 50kW [3Ph 1] ULL [p.u.] GEN=0 [U>=0(000), U<=0(000)] TRIP=0: U<=0.45p.u., TU>=100ms, 1p.u.=20kV, U>=1.1p.u., TU>=100ms, 1p.u.=30kV

Liste der Schutzfunktionen mit AUS-Kommando oder Blockade-Signal
PROT> Schutzfunktion mit AUS-Kommando oder Blockade-Signal
PROT> 50kW [3Ph 1] GEN=1 TRIP=1 >>> T:U<>/100:100ms

Kleinste erkannte Kommandozeit
PROT> Kleinste erkannte AUS-Kommandozeit T:100ms

5.6.8 Maximal zulässiger Einspeisestrom I_{max}, Nennstrom I_n

Einstellwert	Bedeutung
Imax	Maximal zulässiger Betrag des Leiterstroms [% des Nennstroms I_n]
In	Nennstrom der Stromquelle $I_n = \frac{S_n / N}{U_{n\,init} / \sqrt{3}}$

	▪ **Sn (IL:1/2/3p) = const.**, **Pn (IL:1/2/3p) = const.** : N = 1,2,3 ▪ **Sn (IL:3p) = const.**, **Pn (IL:3p) = const.** : N = 3

5.6.9 Registerkarte *CosPhi*: Blindleistungsbereitstellung im Normalbetrieb

Die Bereitstellung von Blindleistung der Dezentralen Erzeugungsanlage im Normalbetrieb kann mit einem konstanten Verschiebungsfaktor cos φ oder von Kennlinien erfolgen. Die Betriebsart muss in der Registerkarte **Allgemeine Daten** mit dem Einstellwert **Betriebsart cos phi** in der Gruppe **Verschiebungsfaktor** eingestellt werden.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Einstellwerte der Registerkarte **Cos Phi** zur Einstellung der ausgewählten Kennlinie. Die Einstellwerte definieren die Stützstellen der Kennlinie zur Bereitstellung der Blindleistung in Anlehnung an die Anwendungsrichtlinien **VDE-AR-N 4110/4120** [18],[30] bzw. der BDEW-Empfehlung **MSR2008** [4]. Für jede Stützstelle wird die Betriebsart übererregt oder untererregt eingestellt.

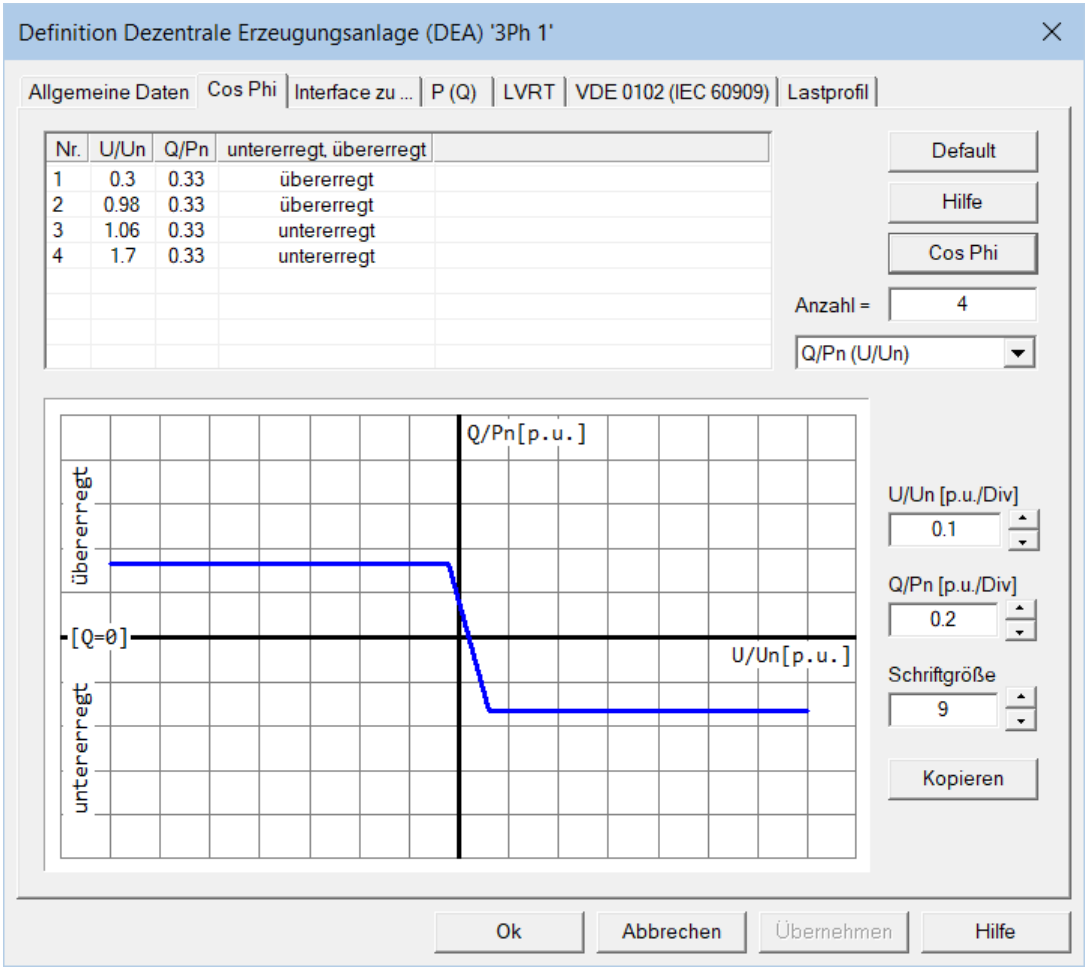
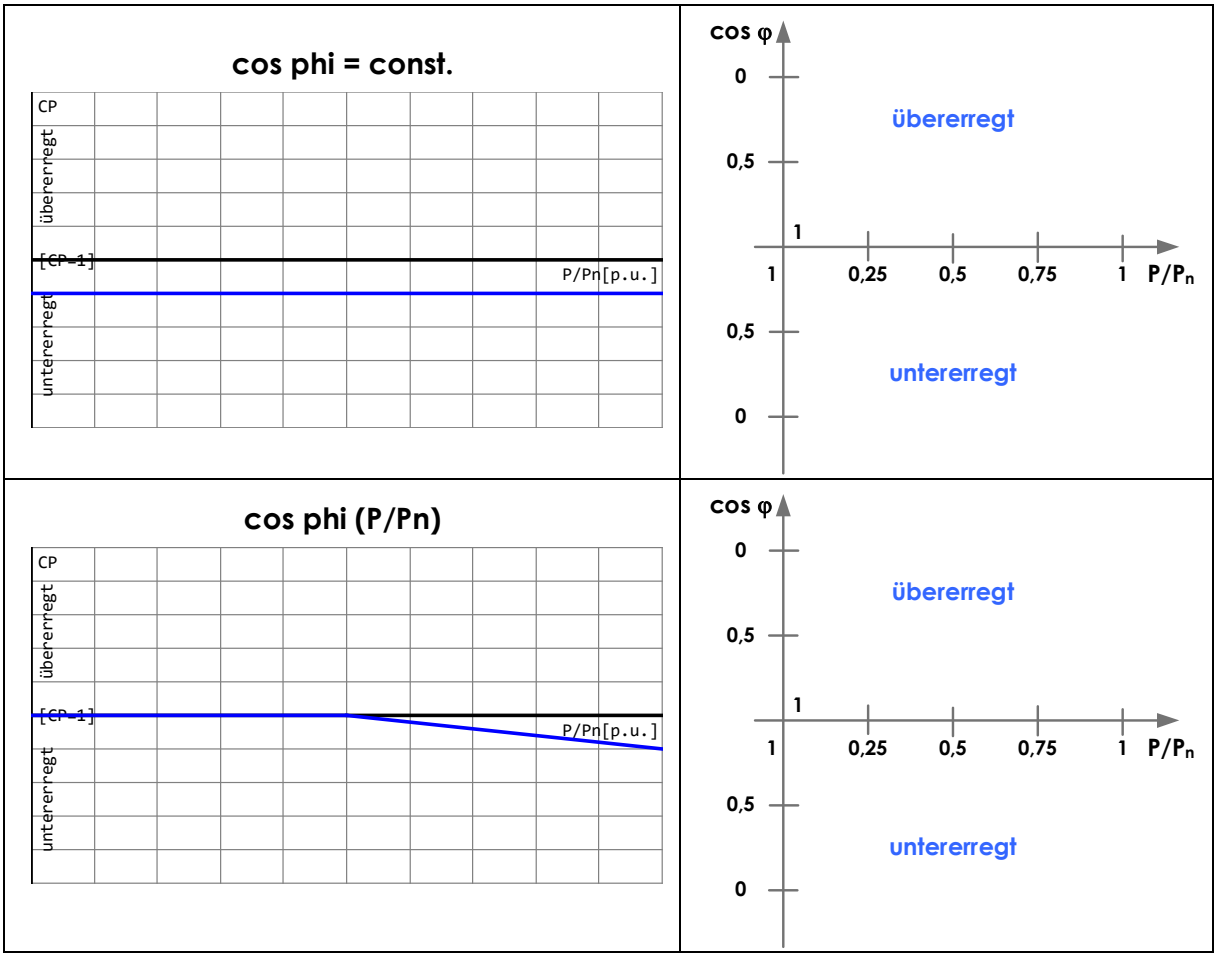


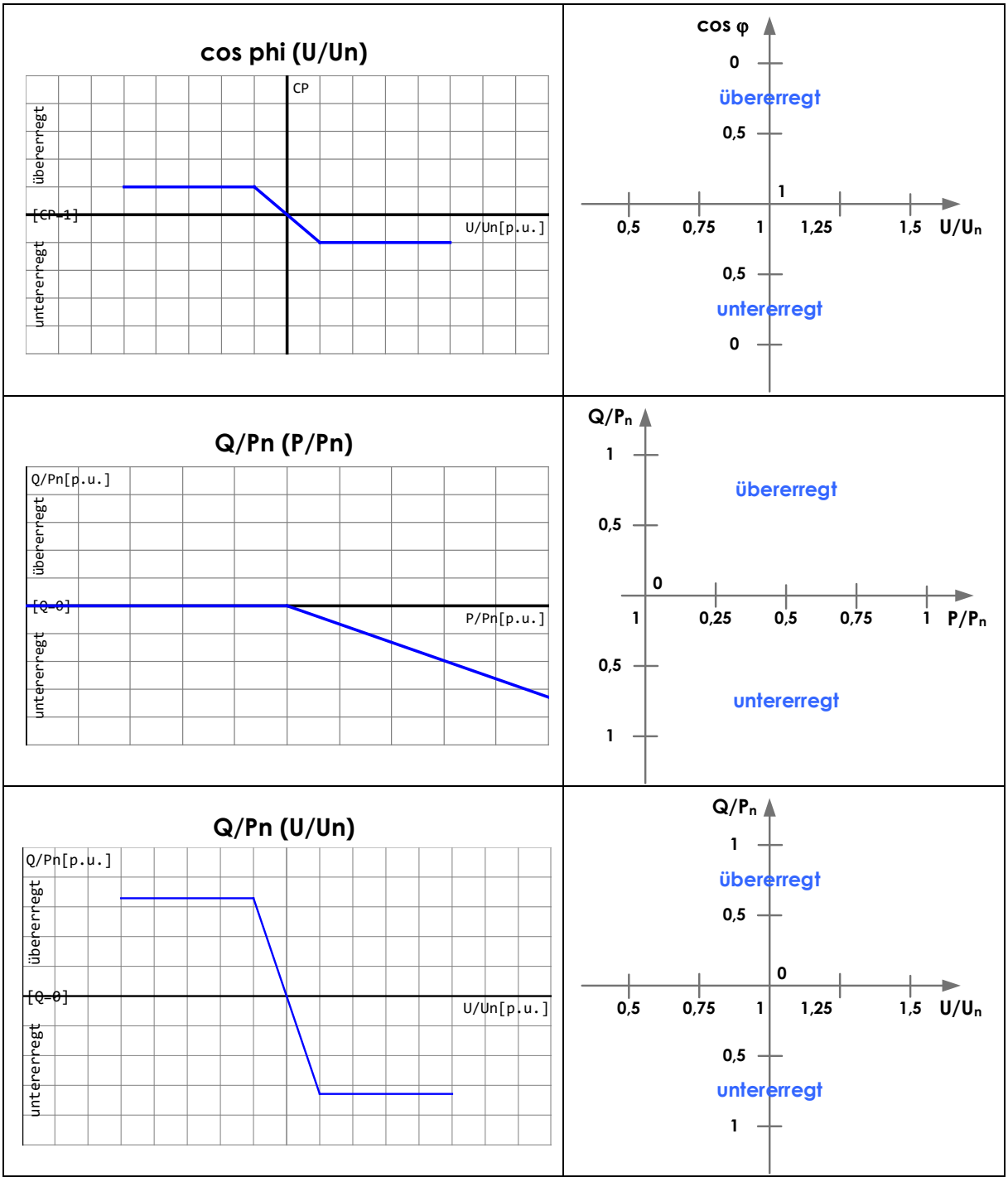
Abbildung 117: Registerkarte *Cos Phi*

Einstellwert	Bedeutung
Anzahl	Anzahl Zeilen der Tabelle
P/Pn [p.u./Div]	Skalierung der X-Achse des Diagramms
U/Un [p.u./Div]	Skalierung der X-Achse des Diagramms
CP [p.u./Div]	Skalierung der Y-Achse des Diagramms

Q/Pn [p.u./Div]	Skalierung der Y-Achse des Diagramms
Schriftgröße	Schriftgröße des Diagramms in Pixel
Kopieren	Diagramm als Bilddatei (EMF-Datei) in die Zwischenablage kopieren
Q/Pn (U/Un)	In der Auswahlliste kann die Betriebsart der Blindleistungsbereitstellung im Normalbetrieb eingestellt werden. Der Einstellwert ist identisch mit dem Einstellwert **Betriebsart cos phi** in der Registerkarte Allgemeine Daten.
Cos Phi	Mit einem **Left Mouse Button Click** wird eine typische Kennlinie für die Blindleistungsbereitstellung in die Tabelle eingelesen und das Diagramm aktualisiert.

Es muss beachtet werden, dass abhängig von der ausgewählten Kennlinie unterschiedliche Diagramme mit unterschiedlichen Achsenskalierungen und Achsenpositionen verwendet werden. Auch die Überschriften der Tabellenspalten können sich abhängig von der eingestellten Kennlinie ändern.





In der Tabelle werden die Punkte der Kennlinie im Sinne eines Polygonzuges mit mehreren Stützstellen z.B. [P/P_n, cos φ] definiert. Abhängig vom Eingangswert identifiziert das Verfahren zuerst das Intervall des Polygonzuges, d.h. die beiden dieses Intervall begrenzenden Punkte der Kennlinie. Zwischenwerte innerhalb des Intervalls werden durch eine Geradengleichung berechnet, d.h. linear interpoliert.

Für jede Stützstelle z.B. [P/P_n, cos φ] muss zusätzlich eingestellt werden, ob die Stützstelle der Kennlinie für die Betriebsart **übererregt = 1** oder **untererregt = 0** definiert ist. Geht die Betriebsart von einer Stützstelle der Kennlinie zur nächsten vom übererregten in den untererregten Betrieb oder umgekehrt, so berücksichtigt das Verfahren diesen Übergang durch lineare Interpolation.

Beispielhaft ist in der nachfolgenden Abbildung die in der Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 empfohlene Kennlinie dargestellt.

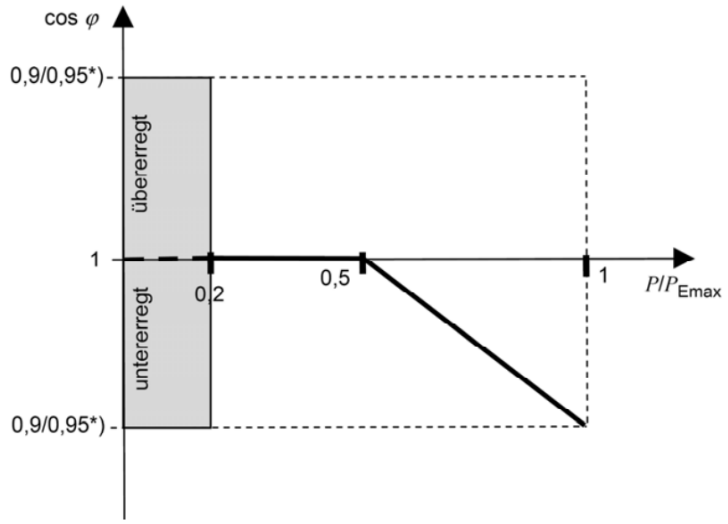


Abbildung 118: Kennlinie des Verschiebungsfaktors nach VDE-AR-N 4105 (Beispiel)

Bei der Berechnung des Verschiebungsfaktors cos φ durch ATPDesigner wird der Einstellwert **s** der Funktion Lastfluss: DEA berücksichtigt.

1. **Teilleistungsfaktor s** = 100%
   Die Konstantleistungsquelle speist mit 100% der im Einstelldialog nach Abbildung 93 definierten Wirk- oder Scheinleistung ins elektrische Netz ein. Für s = 100% gilt $P/P_n = s/100\% = 1$ oder $S/S_n = s/100\% = 1$.

2. **Teilleistungsfaktor 0% ≤ s < 100%**
   ATPDesigner berechnet den Verschiebungsfaktor cos φ für $P/P_n = s/100\% < 1$ oder $S/S_n = s/100\% < 1$.

Abhängig von dem Einstellwert der Eingangsgröße P/P_n bzw. S/S_n berechnet das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner vor jeder Netzberechnung der iterativen Lastflussberechnung den gültigen Verschiebungsfaktor cos φ. Dieses Verhalten ist insbesondere bei der Auswahl der Betriebsart cos φ = $f(U/U_n)$ wichtig, da sich die Netzspannung am Netzanschlusspunkt (NAP) der **Erzeugungsanlage (DEA)** sich nach jeder Netzberechnung der Lastflussberechnung ändert.

5.6.10 Registerkarte *P(Q)* - Wirk- und Blindleistungskennlinie P(Q)

Mit Hilfe der Einstellwerte der Registerkarte **P(Q)** kann der Bemessungswert der Scheinleistung S_r für den Betrieb als Quelle konstanter Scheinleistung oder konstanter Wirkleistung eingestellt werden. Darüber hinaus ist es möglich, den zulässigen P(Q)-Arbeitsbereich durch einen Polygonzug im Sinne einer Grenzkennlinie zu definieren. Die Überprüfung, ob ein Arbeitspunkt [Q, P] innerhalb der P(Q)-Grenzkennlinie oder auf der P(Q)-Grenzkennlinie liegt, erfolgt nur im Rahmen einer **Lastflussberechnung** für die Betriebsarten der **Erzeugungsanlage (DEA)** als Quelle konstanter Scheinleistung S_n oder Wirkleistung P_n.

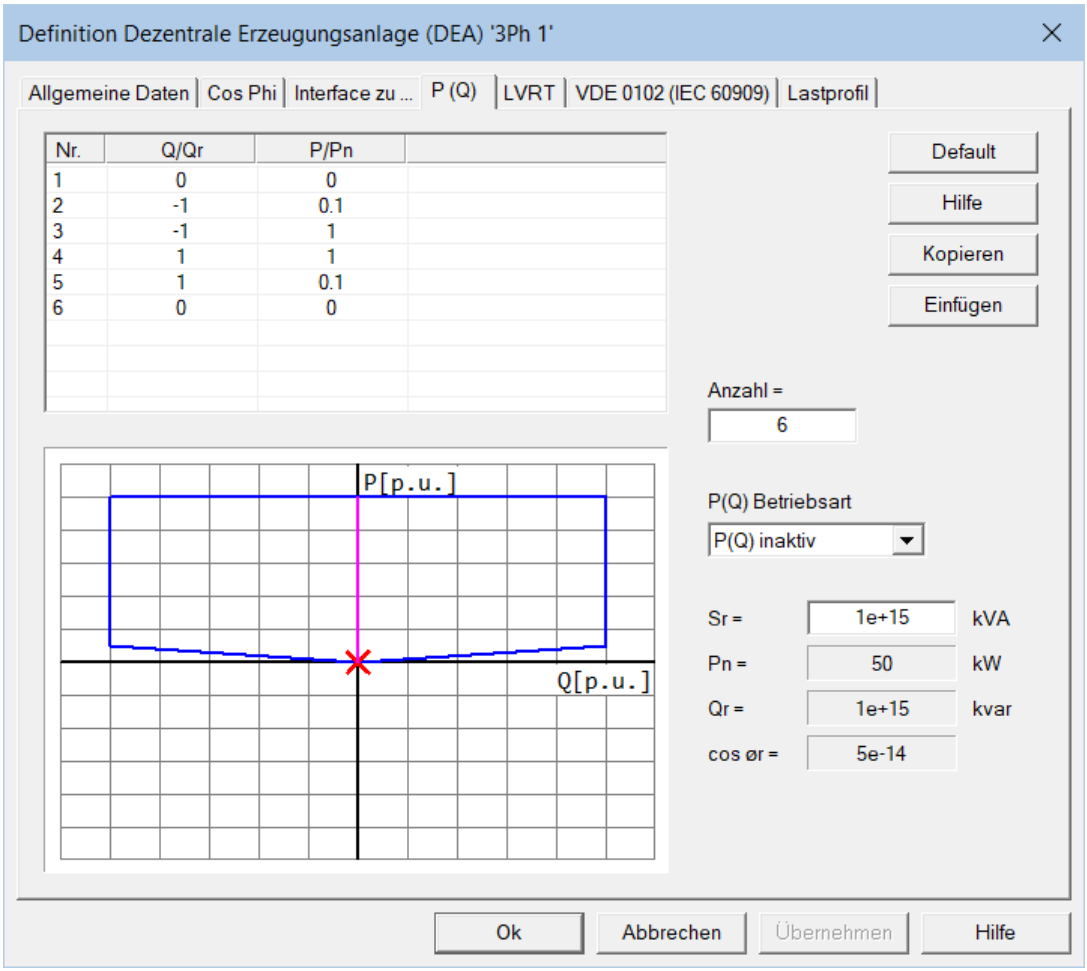


Abbildung 119: Wirk-/Blindleistungskennlinie P(Q)

Die Einstellmöglichkeiten und Bedeutungen einiger Einstellwerte sind von der Betriebsart der Erzeugungsanlage, die in der Registerkarte Allgemeine Daten eingestellt werden kann, abhängig. Die Kennlinie wird in einem Diagramm dargestellt.

Einstellwert	Bedeutung
Anzahl	Anzahl Eckpunkte (Stützstellen) der P(Q)-Kennlinie
Grenzkennlinie Q/Qn, P/Pn	Die Wertepaare [Q/Q_n, P/P_n] definieren die Eckpunkte eines Polygonzuges zur Definition der zulässigen P(Q)-Arbeitsfläche.

Kopieren	Die P(Q)-Kennlinie, die in der Tabelle im Einstelldialog in obiger Abbildung dargestellt ist, wird im Sinne einer .csv-Datei in die Zwischenablage zur weiteren Verwendung z.B. in Excel kopiert.
	`No;Q/Qn;P/Pn`
	`1;-0,25;0`
	`2;-0,75;0,25`
	`3;-0,9;0,8`
	`4;0,9;0,8`
	`5;0,75;0,25`
	`6;0,25;0`

Einfügen	
P(Q) Betriebsart	Betriebsart für das Diagramm
Sr	Bemessungs-Scheinleistung

Pn	Nennwirkleistung
Qr	Bemessungs-Blindleistung $Q_r = \sqrt{S_r^2 - P_n^2}$
cos Ør	Bemessungs-Verschiebungsfaktor $\cos\varphi_r = \frac{P_n}{S_r}$ Der Bemessungs-Verschiebungsfaktor ist für Erzeugungsanlagen in aller Regel von dem Nenn-Verschiebungsfaktor in der Registerkarte Allgemeine Daten verschieden.

5.6.10.1 Anzeige der P(Q)-Kennlinie und der Arbeitspunkte in einem Diagramm

Das Diagramm in Abbildung 120 zeigt die Grundeinstellung der P(Q)-Kennlinie, Es muss hier beachtet werden, dass sowohl die Wirkleistung P als auch die Blindleistung Q in p.u. angezeigt werden. Die Bezugswerte von P und Q sind dabei verschieden.

$$P[p.u.] = \frac{P}{P_n} \quad \text{und} \quad Q[p.u.] = \frac{Q}{Q_r}$$

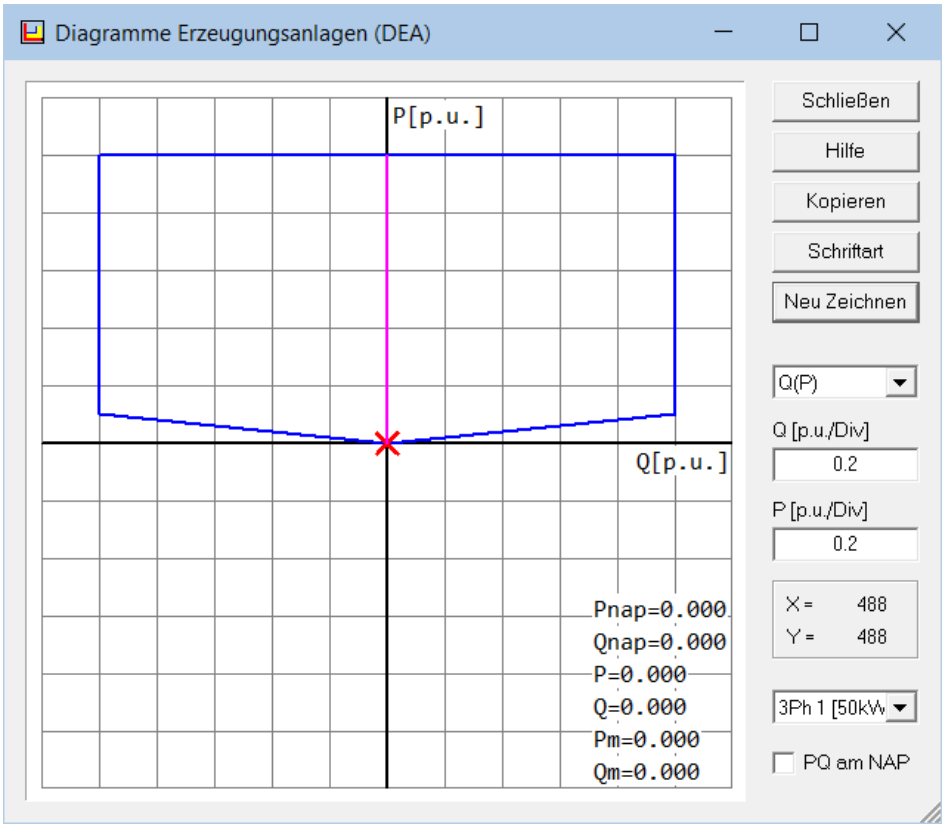


Abbildung 120: P(Q)-Kennlinie einer *Erzeugungsanlage (DEA)*

Aus der Bemessungsscheinleistung S_r und der Nennwirkleistung P_n wird die zulässige Nennblindleistung Q_r und der Verschiebungsfaktor cos ϕ_r berechnet. Die berechneten Nenndaten werden bei der Überprüfung der P(Q)-Kennlinie verwendet. Das Diagramm kann wie folgt geöffnet werden.

- Hauptmenü **Diagramme**
- Menüpunkt **Diagramme für Erzeugungsanlage (DEA)**
- Toolbar-Schalter

Es ist hier zu beachten, dass der oben dargestellte Dialog parallel zum Hauptfenster von ATPDesigner geöffnet bleibt. Der P(Q)-Arbeitspunkt, der als Ergebnis der Lastflussberechnung ermittelt wird, wird durch eine **rote Linie mit Kreuz** gekennzeichnet.

5.6.10.2 P(Q)-Betriebsart für das Diagramm

Mit diesem Einstellwert kann die Betriebsart der P(Q)-Kennlinie im Verlauf der Lastflussberechnung ausgewählt werden. Liegt die Betriebsart nach Abschluss der iterativen Lastflussberechnung außerhalb der P(Q)-Kennlinie, so wird das grafische Symbol der **Erzeugungsanlage (DEA)** rot eingefärbt.

Einstellwert	Bedeutung
P(Q) inaktiv	Die P(Q)-Kennlinie wird nicht verwendet.
P(Q) aktiv	Im Verlauf der iterativen Lastflussberechnung wird nach jedem Iterationsschritt geprüft, ob der berechnete P(Q)-Arbeitspunkt innerhalb der polygonalen P(Q)-Kennlinie (inkl. der Grenzkennlinie) liegt. Die Ergebnisse werden für jeden Iterationsschritt in der Ausgabedatei **Lastfluss: Ergebnisdatei für DEA** gespeichert und im **Meldungsfenster** ausgegeben.

5.6.10.3 Registerkarte *P(Q)* und P(Q)-Kennlinie: *Pn(IL:3p) = const.*

Ist in der Registerkarte Allgemeine Daten die Betriebsart **Pn(IL:3p) = const.** eingestellt, so werden die Werte in der Registerkarte **P(Q)** nach Eingabe der Bemessungs-Scheinleistung **S_r** wie folgt definiert bzw. berechnet.

- Die **Bemessungs-Scheinleistung S_r** wird eingestellt.
- Die **Nennwirkleistung P_n** wird aus dem der Registerkarte Allgemeine Daten übernommen.
- Die **Bemessungs-Blindleistung Q_r** und der **Bemessungs-Verschiebungsfaktor cos φ_r** werden berechnet.

$$Q_r = \sqrt{S_r^2 - P_n^2} \quad \text{und} \quad \cos\varphi_r = \frac{P_n}{S_r}$$

Die Bemessungs-Scheinleistung sollte so gewählt werden, dass der Nennarbeitspunkt der Erzeugungsanlage (DEA), der aus den beiden Einstellwerten Nennwirkleistung **P_n** und Nenn-Verschiebungsfaktor **cos $\varnothing_n$** der Registerkarte **Allgemeine Daten** berechnet wird.

5.6.10.4 Registerkarte *P(Q)* und P(Q)-Kennlinie: Betriebsart *Sn(IL:3p) = const.*

Ist in der Registerkarte Allgemeine Daten die Betriebsart **Sn(IL:3p) = const.** eingestellt, so werden die Werte in der Registerkarte **P(Q)** wie folgt definiert bzw. berechnet.

- Die **Bemessungs-Scheinleistung S_r** wird gleich der Nennscheinleistung **S_n** aus der Registerkarte Allgemeine Daten definiert.
- Die **Nennwirkleistung P_n** wird aus der Bemessungs-Scheinleistung Sr und dem Nenn-Verschiebungsfaktor **cos $\varnothing_n$** der Registerkarte **Allgemeine Daten** berechnet.

$$P_n = S_r \cdot \cos\phi_n$$

- Die **Bemessungs-Blindleistung Q_r** wird wie folgt berechnet.

$$Q_r = \sqrt{S_r^2 - P_n^2}$$

In dieser Betriebsart sind Bemessungs-Verschiebungsfaktor und Nenn-Verschiebungsfaktor identisch.

$$\cos\phi_n = \cos\phi_r$$

5.6.10.5 Überprüfung der P(Q)-Kennlinie und Ausgabe der Ergebnisse

Im Falle der Konvergenz der Lastflussberechnung wird kontrolliert, ob der (Q,P)-Arbeitspunkt der dezentralen Erzeugungsanlage innerhalb der P(Q)-Kennlinie oder auf der Grenzkennlinie liegt. Durchführung und Ausgabe der Ergebnisse der Überprüfungen der P(Q)-Kennlinie in das **Meldungsfenster** kann in der Registerkarte Meldungen ein- und ausgeschaltet werden. Das Ergebnis der Überprüfung ist keine Konvergenzbedingung. Daher ist es zu empfehlen, die Meldungen zu überprüfen.

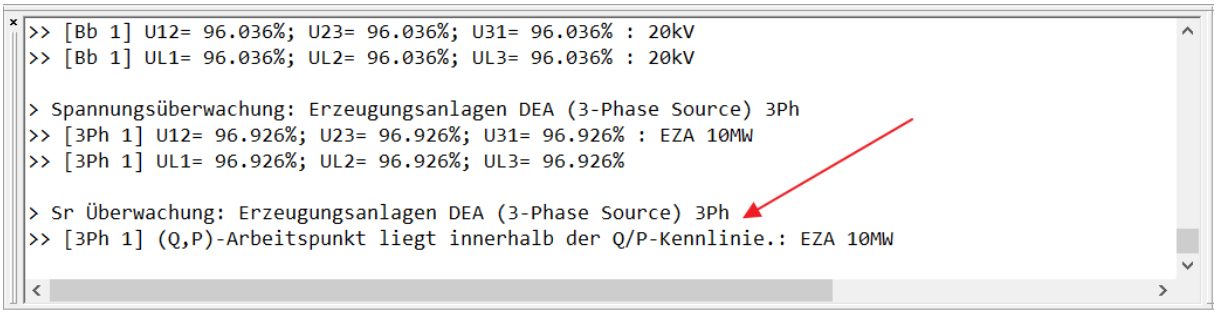


Abbildung 121: Ausgabe des Ergebnisses der Überprüfung der P(Q)-Kennlinie

5.6.10.6 Berücksichtigung der P(Q)-Kennlinie während der Lastflussberechnung

Im Verlauf der Lastflussberechnung wird nach jedem Iterationsschritt überprüft, ob der aktuelle (Q,P)-Arbeitspunkt der Erzeugungsanlage als Ergebnis des Iterationsschrittes außerhalb der P(Q)-Kennlinie liegt. In diesem Fall berechnet ATPDesigner den Schnitt-

punkt der Nullpunktgeraden des (Q,P)-Arbeitspunktes mit der P(Q)-Kennlinie und verwendet diesen korrigierten $(Q,P)_{korr}$-Arbeitspunkt als Anfangswert für den nächsten Iterationsschritt.

Durch die (Q,P)-Arbeitspunktkorrektur nach jedem Iterationsschritt soll erreicht werden, dass im Falle der Konvergenz der Lastflussberechnung die (Q,P)-Arbeitspunkte aller dezentralen Erzeugungsanlagen innerhalb der P(Q)-Kennlinie oder auf der Grenzkennlinie liegen.

Liegt im Falle der Konvergenz der Lastflussberechnung der (Q,P)-Arbeitspunkt einer dezentralen Erzeugungsanlage außerhalb der P(Q)-Kennlinie, so wird eine Fehlermeldung (**rote LED**) ausgegeben. Der zugehörige Meldungstext wird im **Meldungsfenster** in **roter Farbe** geschrieben.

5.6.11 Globaler und betriebsmittelspezifischer Teillastfaktor

Für eine dezentrale Erzeugungsanlage oder Batteriesystem, das mit Hilfe des Netzwerkelementes **Erzeugungsanlage (DEA)** abgebildet wird, können

- ein **globaler Teillastfaktor s**, der für alle im Netz eingesetzten Netzwerkelemente **Erzeugungsanlage (DEA)** verwendet wird, und

- ein **betriebsmittelspezifischer Teillastfaktor s [%Pn, Sn]**

im Einstelldialog ATP Einstellwerte, Registerkarte Lastfluss: DEA wie nachfolgend dargestellt eingestellt werden. Der elektrisch wirksame Teillastfaktor wird als Produkt des globalen und des betriebsmittelspezifischen Teillastfaktors sowie einem ggfs. definierten zonen- oder bereichsspezifischen Teillastfaktor berechnet.

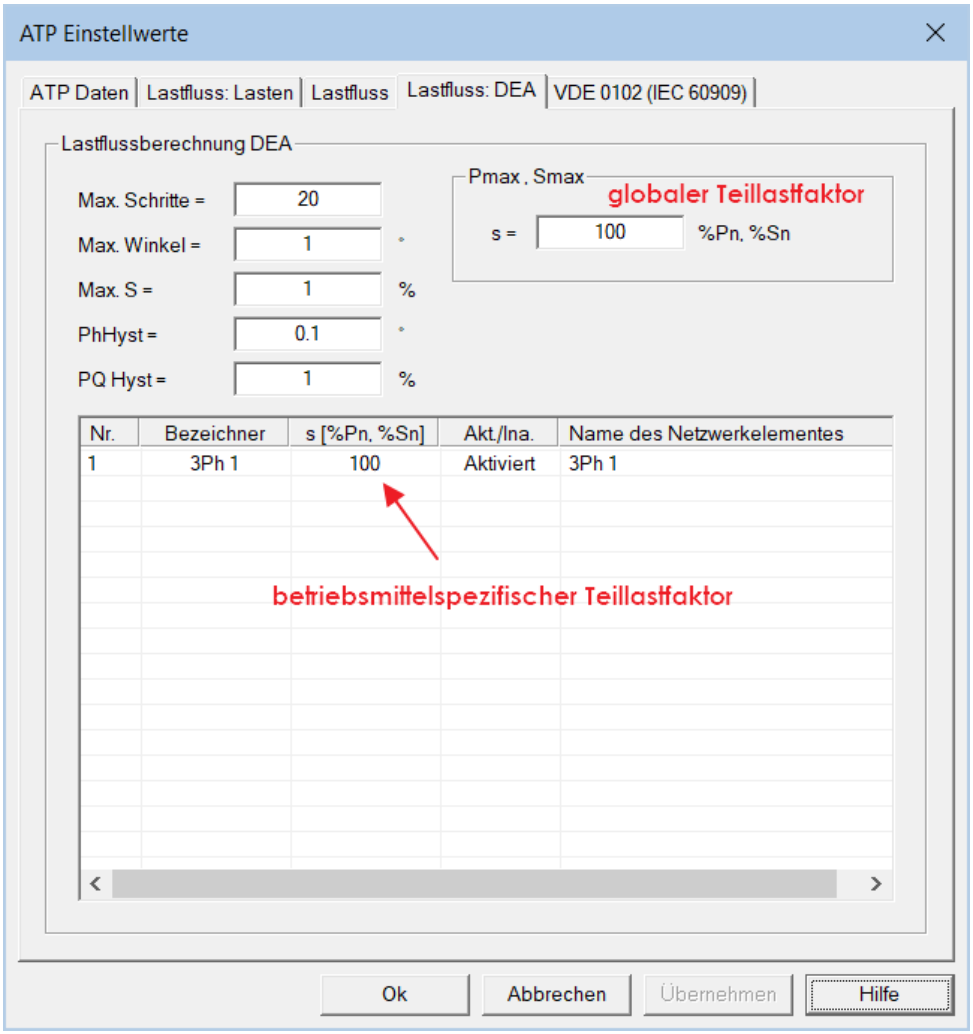


Abbildung 122: *Erzeugungsanlage (DEA)* - Globaler und betriebsmittelspezifischer Teillastfaktor

5.6.12 Registerkarte LVRT – Kurzschlussbetrieb der Dezentralen Erzeugungsanlage

Dezentrale Erzeugungsanlagen müssen nach [4] im Kurzschlussfall Blindstrom zur Spannungsstützung in übererregter Betriebsweise einspeisen. Diese Betriebsart wird nach [4] [18][30] **LVRT**-Betrieb (**L**ow **V**oltage **R**ide **T**hrough) genannt.

Der LVRT-Betrieb kann **nur für eine im Normalbetrieb eingestellte Leistungsquelle** in den Betriebsarten **Sn (IL:3p) = const.** oder **Pn (IL:3p) = const.** verwendet werden. Der LVRT-Betrieb wird abhängig von der Betriebsart z.B. **MSR2008** [4] oder **VDE-AR-N 4110** [18] bzw. **VDE-AR-N 4120** [30] durch Ströme im Mitsystem und Gegensystem der Erzeugungsanlage definiert. Im LVRT-Betrieb werden daher im Allgemeinen unsymmetrische 3-phasige Stromquellen im internen Modell verwendet.

- ⇨ In den Betriebsarten VDE-AR-N … ist sowohl der **LVRT-Betrieb** als auch der **eingeschränkte LVRT-Betrieb** einstellbar.
- ⇨ **LVRT-Betrieb**: Arbeitsweise in Anlehnung an die **vollständige dynamische Netzstützung** nach **VDE-AR-N 4110** [18] bzw. **VDE-AR-N 4120** [30]
- ⇨ **Eingeschränkter LVRT-Betrieb**: Arbeitsweise in Anlehnung an die **eingeschränkte dynamische Netzstützung** nach **VDE-AR-N 4110** [18] bzw. **VDE-AR-N 4120** [30]

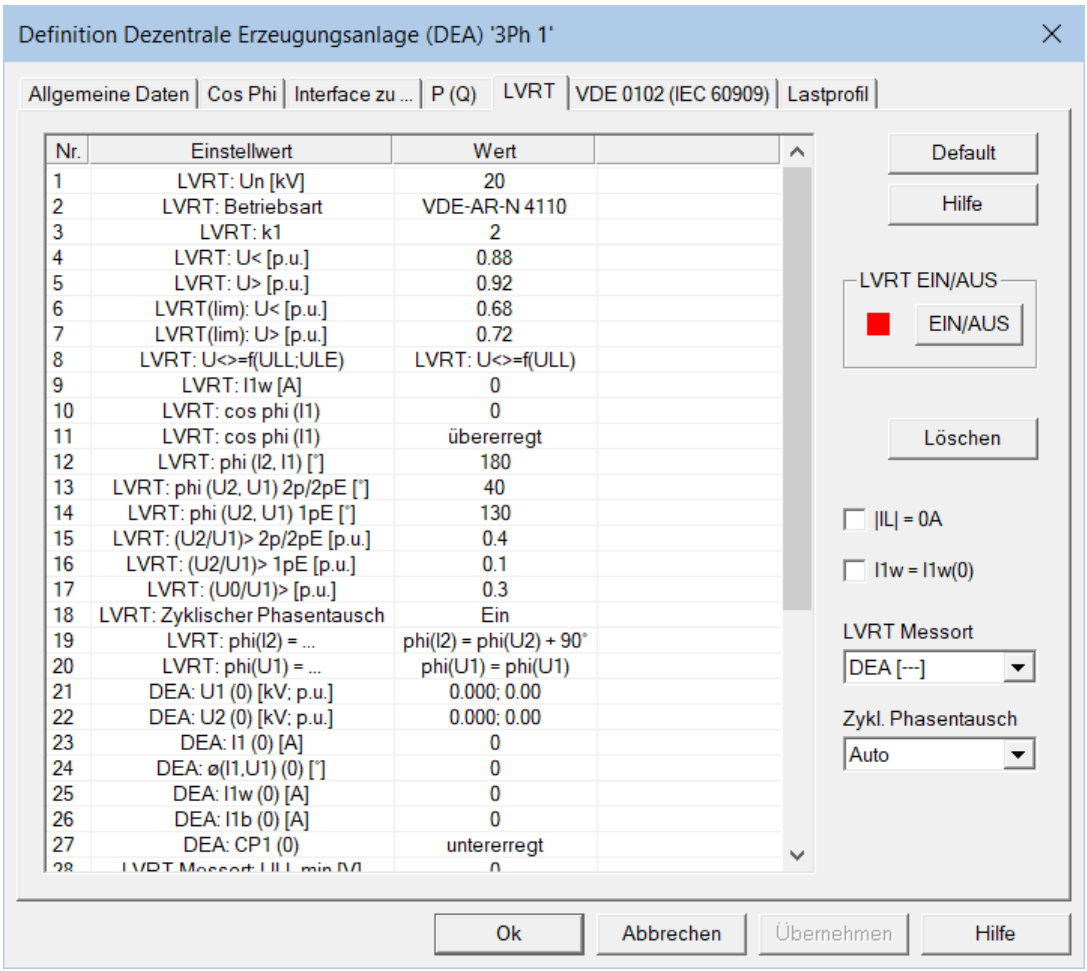


Abbildung 123: Einstelldialog zum LVRT-Betrieb einer dezentralen Erzeugungsanlage

In der obigen Abbildung sind Einstellwerte und Messwerte in der Registerkarte **LVRT** dargestellt, welche das Verhalten der dezentralen Erzeugungsanlage (**Erzeugungsanlage (DEA)**) im LVRT-Betrieb sowie den Übergang vom Normalbetrieb in den LVRT-Betrieb definieren.

Präfix	Bedeutung
LVRT:	Einstell- und Messwerte für LVRT-Betrieb
DEA:	Messwerte am Netzanschlussknoten der **Erzeugungsanlage (DEA)** Unter der **Erzeugungsanlage (DEA)** wird hier das ATPDesigner spezifische Betriebsmittel bzw. dessen grafisches Symbol verstanden, das in der Ansicht der Netzgrafik verwendet wird. Insofern kann das grafische Symbol des Betriebsmittels **Erzeugungsanlage (DEA)** eine Erzeugungsanlage (EZA) oder eine Erzeugungseinheit (EZE) nachbilden.

Die Messwerte können dazu verwendet werden, das Verhalten der dezentralen Erzeugungsanlage im LVRT-Betrieb zu analysieren.

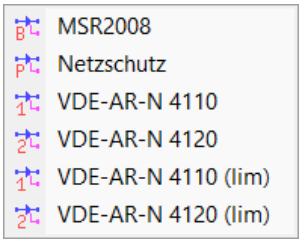
Dialogelemente	Bedeutung
LVRT EIN/AUS	Mit dem Taster kann der LVRT-Betrieb für die dezentrale Erzeugungsanlage ein- oder ausgeschaltet werden. Die Aktivierung des LVRT-Betriebes im Verlauf der Lastflussberechnung erfolgt in Abhängigkeit der Netzspannung am Netzanschlusspunkt (NAP). ▪ **LED grün** : LVRT-Betrieb ist eingeschaltet und kann ggfs. aktiviert werden ▪ **LED rot** : LVRT-Betrieb ist ausgeschaltet
Löschen	Mit einem **Left Mouse Button Click** werden die Messwerte in der Liste auf den Wert Null zurückgesetzt.
Default	Mit einem **Left Mouse Button Click** werden die Messwerte in der Liste auf den Wert Null und die Einstellwerte auf die Grundeinstellung zurückgesetzt.
|IL| = 0A	Wenn diese Option aktiv ist, werden im LVRT-Betrieb kein Wirkstrom und kein Blindstrom am Netzanschlussknoten der dezentralen Erzeugungsanlage eingespeist.
I1w = I1w(0)	Wenn diese Option aktiv ist, wird der Wirkstrom **I1w(0)** des Mitsystems im Normalbetrieb der Erzeugungsanlage unmittelbar vor dem LVRT-Betrieb als Wirkstrom des Mitsystems im LVRT-Betrieb **I1w** übernommen und in der Zeile **LVRT: I1w [A]** angezeigt.
LVRT Messort	Wird im Netz während der Netzberechnung ein **Kurzschluss** (**roter Blitz**) verwendet, so verwendet ATPDesigner als Messort für die Iteration des Verschiebungsfaktors cos φ und der Scheinleistung den hier angegebenen Messort des **Mess/Schutzgerätes** oder den Netzanschlussknoten der Erzeugungsanlage und nicht den Messort **NAP Messort** der Registerkarte **Allgemeine Daten**. Dezentrale Erzeugungsanlagen messen in aller Regel im Kurzschlussfall, d.h. im LVRT-Betrieb Spannungen und Ströme direkt an ihrem eigenen Netzanschlussknoten und nicht am Netzanschlusspunkt (NAP) der Erzeugungsanlage. Mit diesem Einstellwert kann dieses Verhalten nachgebildet werden. ATPDesigner

	verwendet das Vorhandensein des **Kurzschlusses** (**roter Blitz**) im Netz als Kriterium, den Netzanschlusspunkt **LVRT Messort** statt dem Netzanschlusspunkt **NAP Messort** zu verwenden.

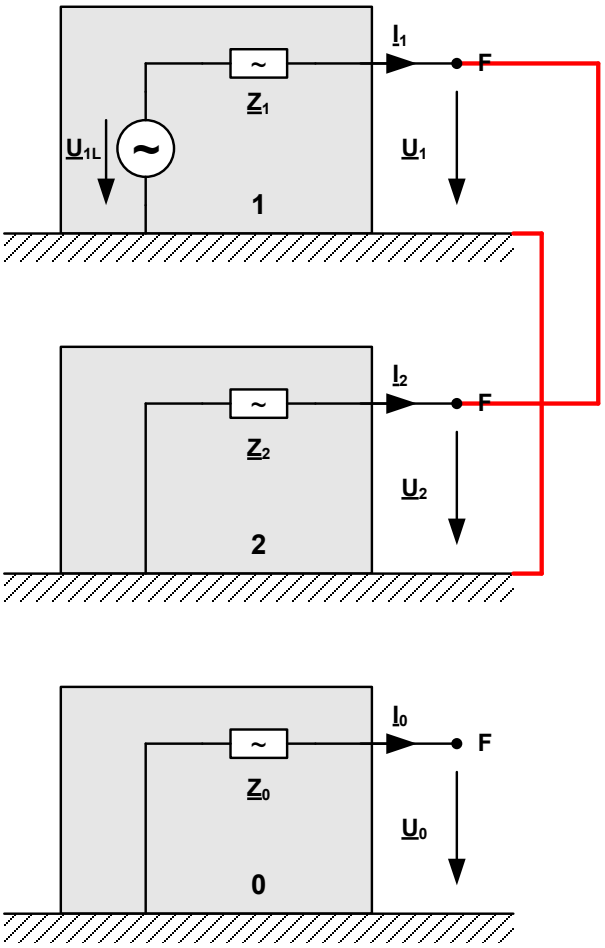
Der LVRT-Betrieb wird im Verlauf der Lastflussberechnung nur aktiviert, wenn

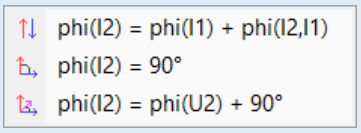
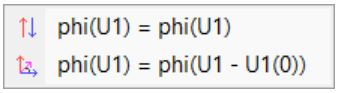
- der Taster **LVRT EIN/AUS** eingeschaltet ist d.h. **LED grün** und
- die Netzspannung am Netzanschlusspunkt abhängig von der Betriebsart der Unterspannungsanregung die Unterspannungsanregung unterschreitet.

Einstellwert	Bedeutung
LVRT: Un [kV]	Nennspannung am LVRT-Messort **LVRT Messort** Da der Einstellwert unabhängig von der Nennspannung **$U_{n\ init}$** in der Registerkarte **Allgemeine Daten** eingestellt wird, kann hier z.B. die vereinbarte Versorgungsspannung U_C nach [4], [18][30] eingestellt werden. Es wird beim Schließen des Einstelldialogs überprüft, ob der Einstellwert **Un init** in der Registerkarte Allgemeine Daten von dem Einstellwert verschieden ist. Bei Ungleichheit wird eine Warnung im **Meldungsfenster** ausgegeben. Der Einstellwert der Nennspannung **Un init** in der Registerkarte **Allgemeine Daten** und der Einstellwert **LVRT: Un** können verschieden sein. Dadurch kann sich eine Divergenz der Lastflussberechnung ergeben.
LVRT: Betriebsart	Betriebsart der Erzeugungsanlage (EZA) im LVRT-Betrieb Durch eine **Left Mouse Button Double Click** auf die Zelle des Einstellwertes wird ein kontextsensitives Menü geöffnet. ▪ **MSR2008** **LVRT-Betrieb** in Anlehnung an MSR2008 [4] ▪ **Netzschutz** wird aktuell nicht unterstützt. ▪ **VDE-AR-N 4110** **LVRT- Betrieb** in Anlehnung an VDE-AR-N 4110 [18] ▪ **VDE-AR-N 4120** **LVRT- Betrieb** in Anlehnung an VDE-AR-N 4120 [30] ▪ **VDE-AR-N 4110 (lim)** **eingeschränkter LVRT- Betrieb** in Anlehnung an VDE-AR-N 4110 [18] ▪ **VDE-AR-N 4120 (lim)** **eingeschränkter LVRT- Betrieb** in Anlehnung an VDE-AR-N 4120 [30]

	Durch eine **Left Mouse Button Click** auf die Zelle in der Tabelle kann ein kontextsensitives Menü zum Einstellen der Funktion geöffnet werden. 
LVRT: k1	**LVRT-Betrieb:** Blindstromstatik nach [4] bzw. Verstärkungsfaktor nach [18],[30] im Mitsystem
LVRT: U< [p.u.]	**Unterspannungsanregung in p.u. (LVRT: Un [kV] = 1p.u.)** Ist der Betrag einer der drei Leiter-Erd-Spannungen oder einer der drei Leiter-Leiter-Spannungen am **LVRT Messort** kleiner als die Unterspannungsanregung U<, so geht oder verbleibt die Erzeugungsanlage im **LVRT-Betrieb**. ⇨ **Normalbetrieb ➔ LVRT-Betrieb** ⇨ Ist der **eingeschränkte LVRT-Betrieb** eingestellt, so sind die Anregungen **LVRT (lim): …** zu beachten.
LVRT: U> [p.u.]	**Überspannungsanregung in p.u. (LVRT: Un [kV] = 1p.u.)** Sind die Beträge der drei Leiter-Erd-Spannungen oder der drei Leiter-Leiter-Spannungen am LVRT-Messort **LVRT Messort** größer als die Überspannungsanregung U>, so geht oder verbleibt die Erzeugungsanlage vom **LVRT-Betrieb** in den Normalbetrieb. ⇨ **LVRT-Betrieb ➔ Normalbetrieb** ⇨ Ist der **eingeschränkte LVRT-Betrieb** eingestellt, so sind die Anregungen **LVRT (lim): …** zu beachten.
LVRT (lim): U< [p.u.]	**Unterspannungsanregung in p.u. (LVRT: Un [kV] = 1p.u.)** Ist der Betrag einer der drei Leiter-Erd-Spannungen oder einer der drei Leiter-Leiter-Spannungen am **LVRT Messort** kleiner als die Unterspannungsanregung U<, so geht die Erzeugungsanlage in den eingeschränkten LVRT-Betrieb. Im eingeschränkten LVRT-Betrieb wird kein Wirk- oder Blindstrom ins Netz eingespeist oder vom Netz bezogen. ⇨ **LVRT-Betrieb ➔ eingeschränkter LVRT-Betrieb**
LVRT (lim): U> [p.u.]	**Überspannungsanregung in p.u. (LVRT: Un [kV] = 1p.u.)** Sind die Beträge der drei Leiter-Erd-Spannungen oder der drei Leiter-Leiter-Spannungen am LVRT-Messort **LVRT Messort** größer als die Überspannungsanregung U>, so geht die Erzeugungsanlage in den LVRT-Betrieb. ⇨ **eingeschränkter LVRT-Betrieb ➔ LVRT-Betrieb**
LVRT: U<>=f(ULE) **LVRT: U<>=f(ULL)**	Die Betriebsart der U<> - Anregung zum Eintritt in den LVRT-Betrieb bzw. eingeschränkten LVRT-Betrieb oder den Rückfall

	in den Normalbetrieb bzw. nicht eingeschränkten LVRT-Betrieb kann ausgewählt werden. ⇨ **LVRT: U<>=f(ULL)**: Einstellwert = 1 ⇨ **LVRT: U<>=f(ULE)**: Einstellwert = 2
LVRT: I1w [A]	**LVRT-Betrieb:** Wirkstrom im Mitsystem Der Wirkstrom wird als maximale zulässiger Wirkstrom interpretiert. Ob im LVRT-Betrieb ein Wirkstrom eingespeist wird, ist von dem Nennstrom I_n als maximal möglichen Scheinstrom der Erzeugungsanlage (DEA) und dem vorrangig einzuspeisenden Blindstrom **I1b** abhängig.
LVRT: cos phi (I1)	**LVRT-Betrieb:** Verschiebungsfaktor $\cos\varphi = \frac{P}{S}$ im Mitsystem Der Einstellwert muss in Zusammenhang mit der nachfolgenden Betriebsart **untererregt** bzw. **übererregt** betrachtet werden.
LVRT: cos phi (I1)	**LVRT-Betrieb:** Betriebsart des Verschiebungsfaktors ▪ untererregt ▪ übererregt Die Einstellung der Betriebsart erfolgt in dem Eingabefeld mit den numerischen Werten: ▪ Wert = **0** : untererregt ▪ Wert = **1** : übererregt Um die Betriebsart einzustellen, muss der numerische Wert in das Eingabefeld eingegeben und mit der Return-Taste bestätigt werden. Auch ist es möglich nach der Eingabe einen anderen Bereich außerhalb des Eingabefeldes mit einem **Left Mouse Button Click** des Mauscursor anzuklicken.
LVRT: phi (I2, I1) [°]	**LVRT-Betrieb:** Winkel zwischen Gegen- und Mitsystemstrom Der Einstellwert wird als Phasendifferenz zwischen Mitsystem- und Gegensystemstrom für die Rücktransformation in das natürliche Leitersystem L123 verwendet. Für die Berechnungsmethodik des absoluten Phasenwinkels des Gegensystemstromes ist darüber hinaus der Einstellwert **LVRT: phi (I2) =** zu beachten. In der Grundeinstellung (Default) ist hier der Winkel 180° eingestellt. Dieser Wert ist darin begründet, dass Mitsystemspannung $\underline{U}_1$ und Gegensystemspannung $\underline{U}_2$ im Falle eines 2p-Kurzschlusses am Kurzschlussort phasengleich, Mitsystemstrom $\underline{I}_1$ und Gegensystemstrom $\underline{I}_2$ am Kurzschlussort um 180° phasenverschoben sind (Fehlerortbedingung für den 2p-Kurzschluss am Fehlerort F). Die Fehlerortbedingung geht aus dem nachfolgend gezeigten vereinfachten Ersatzschaltbild in Symmetrischen Komponenten für einen einseitig gespeisten 2p-Kurzschluss hervor.

	Aus dem Ersatzschaltbild ist zu erkennen: $\underline{U}_2 = \underline{U}_1$ und $\underline{I}_2 = -\underline{I}_1$  ⇨ Es muss hier unbedingt beachtet werden, dass die Phasengleichheit von Mitsystemspannung $\underline{U}_1$ und Gegensystemspannung $\underline{U}_2$ sowie die Phasenverschiebung von Mit- und Gegensystemstrom von 180° nur für den Kurzschlussort gilt. Da sich die Netzanschlusspunkte (NAP) der Erzeugungsanlagen in aller Regel elektrisch entfernt vom Kurzschlussort befinden werden, muss man davon ausgehen, dass am Netzanschlusspunkt (NAP) Mitsystemspannung $\underline{U}_1$ und Gegensystemspannung $\underline{U}_2$ eine deutliche Phasenverschiebung aufweisen und demnach die 180°-Phasenverschiebungen von Mit- und Gegensystemstrom nicht der netzphysikalischen Realität am Netzanschlusspunkt (NAP) entspricht.
LVRT: phi (I2) = …	**LVRT-Betrieb:** Methode zur Berechnung des absoluten Phasenwinkels des Gegensystemstromes $\underline{I}_2$ Durch einen **Left Mouse Button Click** auf den Einstellwert wird ein kontextsensitives Menü mit den beiden nachfolgenden Menüzeilen geöffnet.

	 ▪ **phi(I2) = phi(I1) + phi(I2,I1)** Der absolute Phasenwinkel des Gegensystemstromes wird aus dem absoluten Phasenwinkel des Mitsystemstromes und dem Einstellwert **LVRT: phi (I2, I1) [°]** berechnet. ▪ **phi(I2) = 90°** Der absolute Phasenwinkel des Gegensystemstromes beträgt +90°, unabhängig vom absoluten Phasenwinkel der Gegensystemspannung. ▪ **phi(I2) = phi(U2) + 90°** Der absolute Phasenwinkel des Gegensystemstromes wird aus dem absoluten Phasenwinkel der Gegensystemspannung und einer Phasenverschiebung von 90° berechnet. ⇨ Dieser Auswahlwert wird als Grundeinstellung (Default) verwendet. Es wird empfohlen, diesen Einstellwert für alle Kurzschlussszenarien mit LVRT-Betrieb zu verwenden. Eine Begründung ist in Phasenwinkel des Gegensystemstromes im Kurzschlussfall formuliert.
LVRT: phi (U1) = …	**LVRT-Betrieb:** Methode zur Festlegung der Phasenlage der Mitsystemspannung bei der Berechnung des Mitsystemstromes $\underline{I}_1$ Durch einen **Left Mouse Button Click** auf den Einstellwert wird ein kontextsensitives Menü mit den beiden nachfolgenden Menüzeilen geöffnet.  ▪ **phi(U1) = phi(U1)** Die Phasenlage der Mitsystemspannung im Kurzschlussfall wird als Bezug bei der Berechnung des Mitsystemstroms verwendet. ▪ **phi(U1) = phi(U1-U1(0))** Bei der Berechnung des Mitsystemstroms im Kurzschlussfall wird die Phasenverschiebung zwischen den Mitsystemspannungen vor und nach Fehlereintritt berücksichtigt.

5.6.12.1.1 Absoluter Phasenwinkel des Gegensystemstromes im Kurzschlussfall und Phasenlage der Mitsystemspannung bei Berechnung des Mitsystemstroms

⇨ Für die Gleichungen und Zeigerdiagramme in diesem Kapitel wird analog zur VDE-Anwendungsrichtlinie das Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) verwendet. ATPDesigner verwendet für das Modell der Erzeugungsanlage (DEA) allerdings das Erzeugerzählpfeilsystem (EZS).

Die Berechnung der Phasenwinkel von Mitsystemstrom $\underline{I}_1$ und Gegensystemstrom $\underline{I}_2$ ist im Gegensatz zu deren Beträgen in den Anwendungsregeln **VDE-AR-N 4110/4120** [18],[30] nicht eindeutig definiert. Man kann aber aus dem Anhang entnehmen, dass aus Gründen der Systemkompatibilität im Falle des 2-poligen Kurzschlusses ein dem Synchrongenerator vergleichbares Verhalten im Kurzschlussfall angestrebt wird.

Ein wesentlicher Aspekt der Systemkompatibilität ist die Anforderung, dass der Netzschutz auch in Stromnetzen mit sehr geringer oder keiner Kurzschlussstromeinspeisung durch Synchrongeneratoren Kurzschlüsse selektiv in angemessener Zeit erkennen und auslösen muss. Dabei müssen die Selektivschutzkonzepte ohne wesentliche Änderungen weitere Verwendung finden.

Eine der kritischsten Situationen stellt damit das **Szenario eines Kurzschlusses bei Dunkelflaute** dar. In diesem Szenario können Dezentrale Erzeugungsanlagen vom Typ 2 also z.B. Windkraftanlagen, PV-Anlagen und Batteriespeichersysteme keinen Wirkstrom am Netzanschlusspunkt (NAP) einspeisen, da sie im Gegensatz zu Synchrongeneratoren über keine eigenen anlagenimmanenten primärfähigen Wirkenergiespeicher verfügen, die im Kurzschlussfall ohne Zeitverzögerung Wirkstrom einspeisen. Synchrongeneratoren können Wirkenergie aus den magnetischen Feldern und dem Rotationsspeicher ausspeichern.

Damit der Netzschutz Kurzschlüsse selektiv erkennen und auslösen kann, müssen Kurzschlussströme einen Mindestbetrag erreichen, der Lastströme und Überlastströme sicher überschreitet. Dabei ist es zunächst ohne Belang, ob Kurzschlussströme an den Netzanschlussknoten der Einspeiseanlagen als Wirkströme oder Blindströme eingespeist werden. Letztlich wird im Kurzschlussfall ein Mix von Einspeiseanlagen benötigt, die im Kurzschlussfall den Blindstrom- und den Wirkstrombedarf respektive den Blindleistungs- wie auch den Wirkleistungsbedarf aufbringen müssen.

Geht man von der Annahme aus, dass Kurzschlussströme ausschließlich von Typ 2 - Erzeugungsanlagen eingespeist werden, so können Kurzschlussströme bei Dunkelflaute nur Blindströme sein, da wegen der bei Dunkelflaute fehlenden primären Wirkenergie Wirkströme nicht eingespeist werden können. Diese generelle Anforderung gilt unabhängig von der Kurzschlussart. Schließt man den 1-poligen Kurzschluss wegen z.B. dem kompensierten Netzbetrieb zunächst aus, so verbleiben der 3-polige und der 2-polige Kurzschluss mit und ohne Erdberührung. Auch der 3-polige Kurzschluss muss hier bzgl. der Phasenlage des Gegensystemstroms nicht weiter betrachtet werden, da das Gegensystem im Falle des 3-poligen Kurzschluss theoretisch strom- und spannungslos ist, in realen Kurzschlusssituationen in guter Näherung vernachlässigt werden kann.

⇨ **Als Konsequenz der Überlegungen wird also ein Verfahren gesucht, das es Typ 2 – Erzeugungsanlagen bei Dunkelflaute und auch bei 2p-Kurzschluss ermöglicht, am Netzanschlusspunkt (NAP) im natürlichen System, d.h. in Leitergrößen**

Blindleistung ohne Wirkleistung mit einem Systemverhalten, das Synchrongeneratoren ausreichend kompatibel ist einzuspeisen.

$$Q_{NAPk2p} > 0\,,\; P_{NAPk2p} = 0$$

Daraus ergeben sich folgende Forderungen für das Szenario **2p-Kurzschluss bei Dunkelflaute**, die in symmetrischen Komponenten des 012-Systems formuliert werden können.

1. Der Gegensystemstrom $\underline{I}_2$ muss ein Blindstrom sein. Daraus ergibt sich, dass der Gegensystemstrom gegenüber der Gegensystemspannung $\underline{U}_2$ um 90° phasenverschoben sein muss. Um ein dem Synchrongenerator ausreichend kompatibles Verhalten zu erreichen, muss der Gegensystemstrom $\underline{I}_2$ der Gegensystemspannung $\underline{U}_2$ im Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) um 90° nacheilen, im Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) um 90° voreilen.

   VZS: $\underline{I}_2 = I_2 \cdot e^{j(\varphi_{u2}-90°)}$ **EZS:** $\underline{I}_2 = I_2 \cdot e^{j(\varphi_{u2}+90°)}$

   Ursache des im Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) nacheilenden Gegensystemstromes ist das Kurzschlussverhalten des Synchrongenerators beim 2-poligen Kurzschluss. Der Synchrongenerator weist wegen des symmetrischen Aufbaus der drei Statorwicklungen auch beim 2-poligen Kurzschluss nur im Mitsystem eine Spannungsquelle auf. Beim 2-poligen Kurzschluss entsteht im Gegensystem ein magnetisches Feld, das im Ersatzschaltbild i.a. durch eine Gegensystemreaktanz nachgebildet wird. Der Synchrongenerator kann beim 2-poligen Kurzschluss im Mitsystem Wirk- und Blindleistung einspeisen, im Gegensystem Blindleistung beziehen.

2. Der Mitsystemstrom $\underline{I}_1$ muss ein Blindstrom sein. Bei Verfügbarkeit von primärer Wirkenergie, d.h. außerhalb der Dunkelflaute kann zusätzlich eine Wirkstromkomponente eingespeist werden.

Im Folgenden sind die grundlegenden Anforderungen der Anwendungsregeln VDE-AR-N 4110/4120 für den LVRT-Betrieb Dezentraler Erzeugungsanlagen beschrieben. Spannungen und Ströme sind auf den Netzanschlusspunkt (NAP) der Dezentralen Erzeugungsanlage. Grundlage der Gleichungen in der nachfolgenden Tabelle sind die Anwendungsregeln mit den darin befindlichen Anhängen. Es muss aber festgestellt werden, dass die Anwendungsrichtlinien nicht 100% konsistent in der Definition der Berechnungsgrundlage sind und daher einen Interpretationsspielraum eröffnen. Es wird hier ein Ansatz erläutert, diesen Interpretationsspielraum aus Sicht des Szenarios **2p-Kurzschluss bei Dunkelflaute** mit weiterhin zuverlässigem Verhalten des Selektivschutzes zu minimieren.

1	Vor Kurzschlusseintritt: Netzspannung am NAP	$\underline{U}_1(0) = U_1$ $\underline{U}_2(0) = 0\,,\; \underline{U}_0(0) = 0$
2	Vor Kurzschlusseintritt: Einspeisestrom am NAP	$\underline{I}_1(0) == I_{1w}(0) + jI_{1b}(0)$ $\underline{I}_2(0) = 0\,,\; \underline{I}_0(0) = 0$
3	LVRT: Änderung der Mitsystemspannung	$\Delta\underline{U}_1 = \ldots$

4	LVRT: Änderung der Gegensystemspannung	$\Delta\underline{U}_2 = \ldots$
5	LVRT: Änderung Mit/Gegensystemspannung in p.u.	$\Delta\underline{u}_{1,2} = \frac{\Delta\underline{U}_{1,2}}{U_c/\sqrt{3}}$
6	LVRT: Anwenderspezifischer Verstärkungsfaktor	$\underline{k} = k \cdot e^{j90°}$
7	LVRT: Blindstromänderung im Mitsystem	$\Delta\underline{I}_{1b} = I_r \cdot \underline{k} \cdot \Delta\underline{u}_1$
8	LVRT: Blindstromänderung im Gegensystem	$\Delta\underline{I}_{2b} = I_r \cdot \underline{k} \cdot \Delta\underline{u}_2$
9	LVRT: Mitsystemstrom am NAP	$\underline{I}_1 = \underline{I}_1(0) - \Delta\underline{I}_{1b}$ $\underline{I}_1 = I_{1w} + jI_{1b}$
10	LVRT: Gegensystemstrom am NAP	$\underline{I}_2 = -\Delta\underline{I}_{2b} = I_{2w} + jI_{2b}$
11	LVRT: Nullsystemstrom am NAP	$\underline{I}_0 = 0$

Tabelle 4: Übersicht zur Berechnung der Kurzschlussströme im LVRT-Betrieb

Die Ströme in Mit- und Gegensystem können dann mit Hilfe der reduzierten Transformationsmatrix in das natürliche System, d.h. in Leitergrößen transformiert werden.

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_{L1} \\ \underline{I}_{L2} \\ \underline{I}_{L3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 \\ \underline{a}^2 & \underline{a} \\ \underline{a} & \underline{a}^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \end{bmatrix}$$

Die Zeigerdiagramme in den nachfolgenden Abbildungen zeigen die Phasenlage der Spannungen und Ströme in Mit- und Gegensystem. Da der Netzanschlusspunkt (NAP) vom Kurzschlussort verschieden ist, wird grundsätzlich angenommen, dass Mitsystemspannung und Gegensystemspannung nicht identisch sind.

$$\underline{U}_2 \neq \underline{U}_1$$

Im ersten Lösungsansatz **Lehrbuch** wird angenommen, dass Mitsystem- und Gegensystemstrom hinsichtlich der Phasenlage invers sind. Diese Annahme kann den Fehlerortbedingungen für den 2-poligen Kurzschluss entnommen werden.

$$\Delta\underline{U}_1 = \left|\underline{U}_1\right| - \left|\underline{U}_1(0)\right| \text{ mit } \measuredangle\Delta\underline{U}_1 = \measuredangle(\underline{U}_1) = 0°$$

$$\Delta\underline{U}_2 = \left|\underline{U}_2\right| > 0$$

$$\measuredangle\underline{I}_2 = \measuredangle\underline{I}_1 + 180°$$

Der Lösungsansatz **Lehrbuch** entspricht der Einstellung **phi(I2) = phi(I1) + phi(I2,I1)** und **phi(U1) = phi(U1)** in der Registerkarte LVRT.

Durch die Phaseninversion treten im Gegensystem in aller Allgemeinheit Wirk- und Blindströme auf unabhängig davon, ob Wirkstrom im Normalbetrieb eingespeist wurde oder nicht. Da die Wirkströme bei Dunkelflaute nicht von der Dezentralen Erzeugungsanlage eingespeist werden können, wird dieser Lösungsansatz nicht weiter betrachtet.

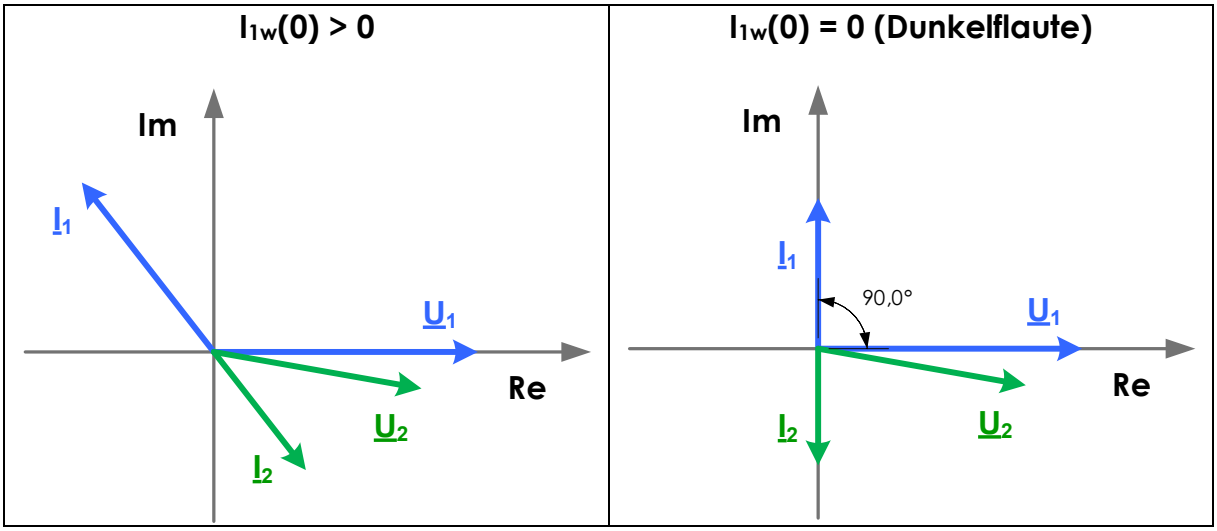


Abbildung 124: Szenario *Lehrbuch*: Mit- und Gegensystemstrom sind invers

Im zweiten Lösungsansatz **Synchrongenerator** wird angenommen, dass die Änderungen von Mitsystem- und Gegensystemspannungen allgemein eine komplexe Größe sind. Der Phasenwinkel des Gegensystemstromes wird durch eine Winkeldrehung von 90° aus dem Phasenwinkel der Gegensystemspannung berechnet. Dieses Verhalten bildet näherungsweise das (quasi)stationäre Verhalten von Synchrongeneratoren nach.

$$\Delta\underline{U}_1 = \underline{U}_1 - \underline{U}_1(0) \text{ mit } \sphericalangle\Delta\underline{U}_1 = \sphericalangle\left(\underline{U}_1 - \underline{U}_1(0)\right)$$

$$\Delta\underline{U}_2 = \underline{U}_2$$

$$\sphericalangle\underline{I}_2 = \sphericalangle\underline{U}_2 - 90°$$

Der Lösungsansatz **Synchrongenerator** entspricht der Einstellung **phi(I2) = phi(U2) + 90°** und **phi(U1) = phi(U1-U1(0))** in der Registerkarte LVRT.

Wie den nachfolgenden Zeigerdiagrammen prinzipiell entnommen werden kann, führen diese Berechnungsgleichungen zur gewünschten Blindstromeinspeisung im Gegensystem. Die Einspeisung im Mitsystem kann in aller Allgemeinheit auch bei Dunkelflaute eine Wirkkomponente enthalten, die durch die Dezentrale Erzeugungsanlage nicht eingespeist werden kann. Daher wird auch dieser Lösungsansatz nicht weiter betrachtet.

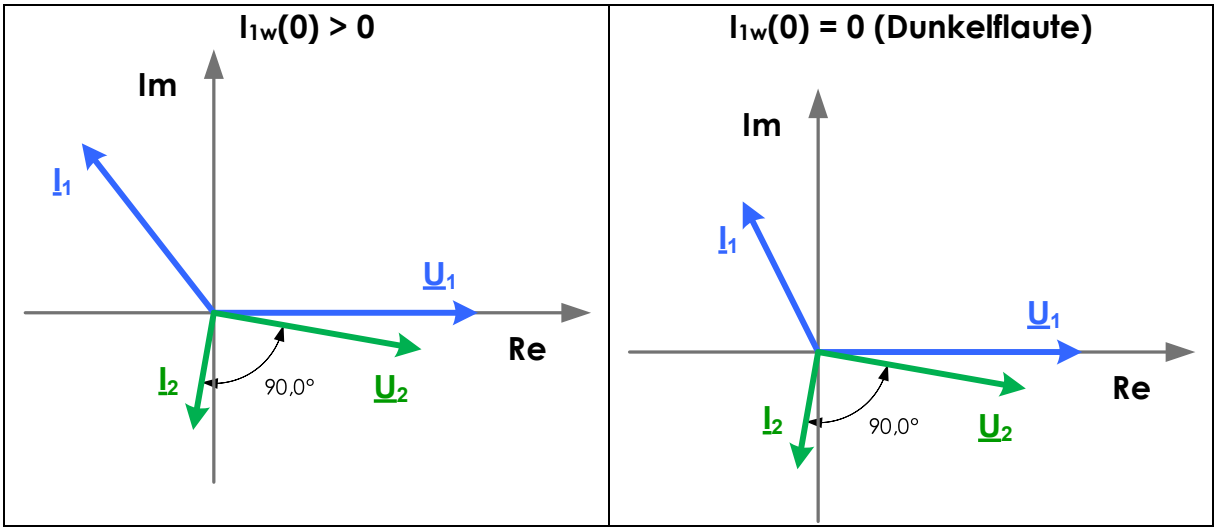


Abbildung 125: Szenario *Synchrongenerator*: Blindstrom im Gegensystem

Im dritten Lösungsansatz **Blindstrom** wird die Änderung der Mitsystemspannung als Differenz der Spannungsbeträge vor und nach Kurzschlusseintritt berechnet. Damit ist die Änderung der Mitsystemspannung eine reelle Größe und liegt als Zeiger immer in der Bezugsachse.

$$\Delta\underline{U}_1 = \left|\underline{U}_1\right| - \left|\underline{U}_1(0)\right| \quad \text{mit} \quad \measuredangle\Delta\underline{U}_1 = 0°$$
$$\Delta\underline{U}_2 = \underline{U}_2$$
$$\measuredangle\underline{I}_2 = \measuredangle\underline{U}_2 - 90°$$

Der Lösungsansatz **Blindstrom** entspricht der Einstellung **phi(I2) = phi(U2) + 90°** und **phi(U1) = phi(U1)** in der Registerkarte LVRT.

Durch die Festlegung der Änderung der Mitsystemspannung als reelle Bezugsgröße ergibt sich bei Dunkelflaute, d.h. ohne Wirkstromeinspeisung vor Kurzschlusseintritt im Mitsystem nach Kurzschlusseintritt ein Blindstrom. Auch der Gegensystemstrom ist ein Blindstrom.

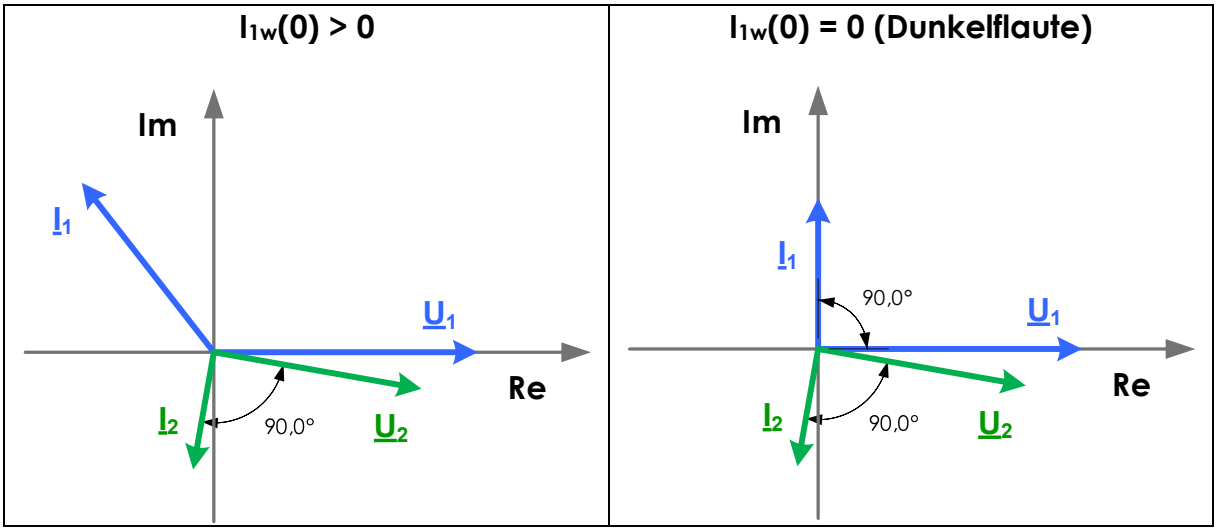


Abbildung 126: Szenario *Blindleistung*: Blindstrom in Mit- und Gegensystem

Die Erzeugungsanlage ist basierend auf diesem Lösungsansatz in der Lage, Blindstrom bei Dunkelflaute in Mitsystem und Gegensystem ins Stromnetz einzuspeisen. Ein vor Kurzschlusseintritt optional vorhandener Wirkstrom kann auch nach Kurzschlusseintritt weiter in das Stromnetz eingespeist werden.

⇨ Der Lösungsansatz **Blindstrom** erfüllt damit die Forderung an Dezentrale Erzeugungsanlagen, auch bei Dunkelflaute durch Blindstromeinspeisung einen Kurzschlussstrombeitrag in Mit- und Gegensystem einspeisen zu können, um die Funktionsfähigkeit des Selektivschutzes weiter zu gewährleisten.

⇨ Die zugehörige Modellierung in ATPDesigner über **phi(I2) = phi(U2) + 90°** und **phi(U1) = phi(U1)** ist daher als Grundeinstellung (Default) hinterlegt.

Distanzschutz für selektiven Haupt- und Reserveschutz in Verteilnetzen mit dezentralen Erzeugungsanlagen
Vanessa Spies, Michael Igel, htw saar 6

Netzschutztechnik und dezentrale Erzeugungsanlagen

LVRT-Betrieb: Verhalten von Umrichter gekoppelten DEAs im Kurzschlussfall

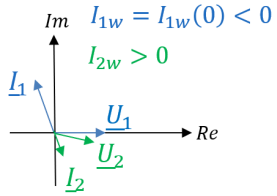
VDE-AR-N 4110/4120/4130: Verwendung von **komplexen Größen** (im VZS)

1. Interpretation: „Lehrbuch“

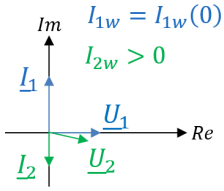
$\Delta\underline{U}_1 = |\underline{U}_1| - |\underline{U}_1(0)|$ **< 0**

$\Delta\underline{U}_2 = |\underline{U}_2|$ **> 0** $\quad \angle\underline{I}_2 = \angle\underline{I}_1 + 180°$

➡ **wegen $I_{2w} > 0$ nicht sinnvoll !!!**



$I_{1w} = I_{1w}(0) < 0$
$I_{2w} > 0$

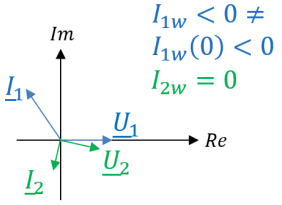


$I_{1w} = I_{1w}(0) = 0$
$I_{2w} > 0$

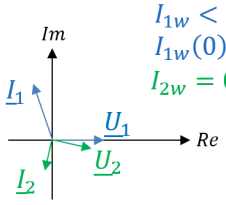
2. Interpretation: „Synchrongenerator“

$\Delta\underline{U}_1 = \underline{U}_1 - \underline{U}_1(0)$

$\Delta\underline{U}_2 = \underline{U}_2$ $\quad \angle\underline{I}_2 = \angle\underline{U}_2 - 90°$



$I_{1w} < 0 \neq I_{1w}(0) < 0$
$I_{2w} = 0$



$I_{1w} < 0 \neq I_{1w}(0) = 0$
$I_{2w} = 0$

➡ **wegen $I_{1w} < 0$ bei Dunkelflaute nicht sinnvoll !!!**

Distanzschutz für selektiven Haupt- und Reserveschutz in Verteilnetzen mit dezentralen Erzeugungsanlagen
Vanessa Spies, Michael Igel, htw saar 7

Netzschutztechnik und dezentrale Erzeugungsanlagen

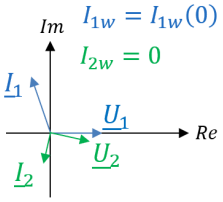
LVRT-Betrieb: Verhalten von Umrichter gekoppelten DEAs im Kurzschlussfall

VDE-AR-N 4110/4120/4130: Verwendung von **komplexen Größen** (im VZS)

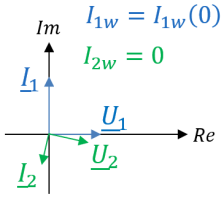
3. Interpretation: „Blindleistung“

$\Delta\underline{U}_1 = |\underline{U}_1| - |\underline{U}_1(0)|$ **< 0**

$\Delta\underline{U}_2 = \underline{U}_2$ $\quad \angle\underline{I}_2 = \angle\underline{U}_2 - 90°$



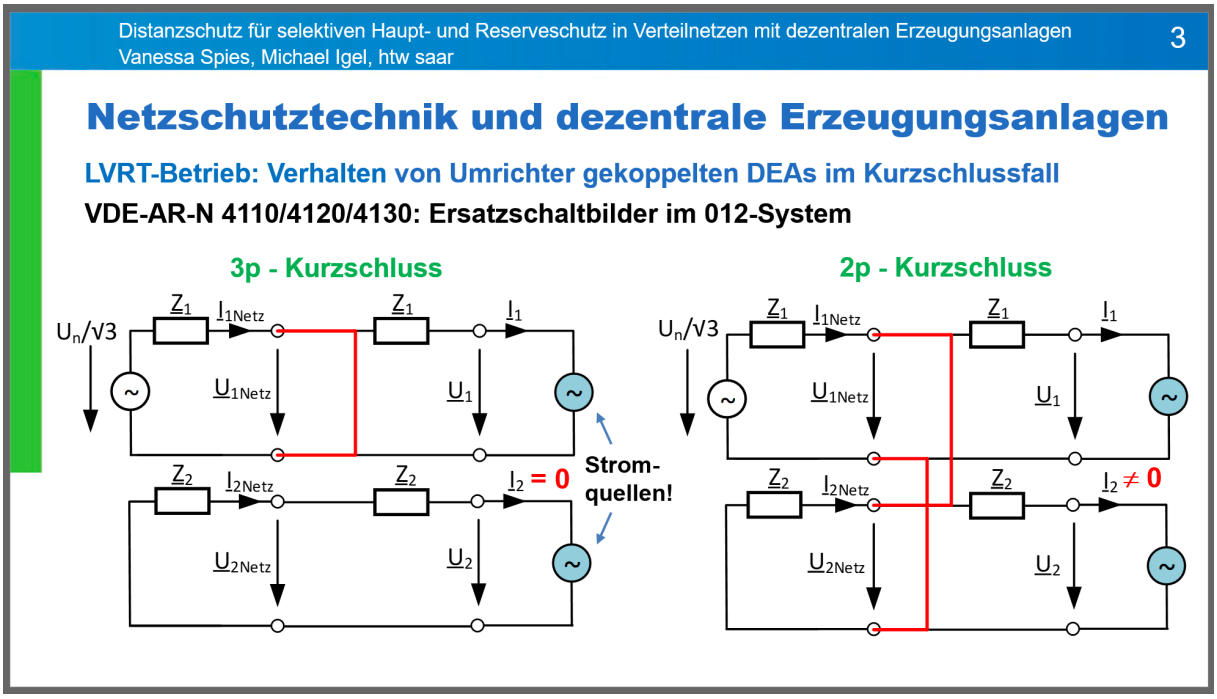
$I_{1w} = I_{1w}(0) < 0$
$I_{2w} = 0$



$I_{1w} = I_{1w}(0) = 0$
$I_{2w} = 0$

- bildet Synchrongenerator im Kurzschlussfall in guter Näherung ab
- Wirkleistungseinspeisung nur wenn $I_{1w}(0) < 0$
- nur Blindleistung im Gegensystem, d.h. $I_{2w} = 0$
- implementiert und validiert durch Netzberechnung mit ATPDesigner

➡ **Bei Dunkelflaute kann Blindstrom ohne Wirkstrom eingespeist werden !!!**



Mit Hilfe der Transformationsmatrix **T** kann gezeigt werden, dass ausgehend von den Forderungen im natürlichen System nur Blindleistung eingespeist wird, wenn in Mit- und Gegensystem nur Blindleistung erzeugt wird.

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_{L1} \\ \underline{U}_{L2} \\ \underline{U}_{L3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_0 \\ \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \end{bmatrix} \text{ und } \begin{bmatrix} \underline{I}_{L1} \\ \underline{I}_{L2} \\ \underline{I}_{L3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_0 \\ \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \end{bmatrix}$$

$$\underline{a} = e^{j120°} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \qquad \underline{a}^2 = e^{j240°} = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}$$

Unter Annahme, dass das Nullsystem des Stromnetzes und der Dezentralen Erzeugungsanlage durch einen Transformator entkoppelt sind, gilt im Stromnetz:

$$\underline{U}_0 = 0 \text{ und } \underline{I}_0 = 0$$

Damit ergibt sich

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_{L1} \\ \underline{U}_{L2} \\ \underline{U}_{L3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \end{bmatrix} \text{ und } \begin{bmatrix} \underline{I}_{L1} \\ \underline{I}_{L2} \\ \underline{I}_{L3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \end{bmatrix}$$

oder reduziert um eine Spalte:

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_{L1} \\ \underline{U}_{L2} \\ \underline{U}_{L3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 \\ \underline{a}^2 & \underline{a} \\ \underline{a} & \underline{a}^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \end{bmatrix} \text{ und } \begin{bmatrix} \underline{I}_{L1} \\ \underline{I}_{L2} \\ \underline{I}_{L3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 \\ \underline{a}^2 & \underline{a} \\ \underline{a} & \underline{a}^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \end{bmatrix}$$

Folgende fiktiven und einheitenlose Annahmen sollen gelten.

$$\underline{U}_1 = 100 \qquad \underline{I}_1 = 50 \cdot e^{-j90°} \qquad \underline{U}_0 = 0$$

$$\underline{U}_2 = 10 \cdot e^{-j25°} \qquad \underline{I}_2 = 10 \cdot e^{-j115°} \qquad \underline{I}_0 = 0$$

Berechnet man aus den Größen die 3-phasige Wirk- und Blindleistung am Netzanschlusspunkt

$$\underline{S} = \underline{U}_{L1} \cdot \underline{I}_{L1}^* + \underline{U}_{L2} \cdot \underline{I}_{L3}^* + \underline{U}_{L3} \cdot \underline{I}_{L3}^*$$

so ergeben sich mit einem geeigneten mathematischen Tool:

$$\underline{S} = 0 + j \cdot 15309$$

An diesem Beispiel konnte also gezeigt werden, dass bei Blindleistungseinspeisung ohne Wirkleistungseinspeisung in Mit- und Gegensystem auch im natürlichen System am Netzanschlusspunkt summarisch nur Blindleistung eingespeist wird. Leiterspezifisch können am Netzanschlusspunkt (NAP) durchaus gemischte Wirk- und Blindleistungsflüsse entstehen. Durch die Überlagerung im 3-Leiter-System zu resultierenden Leistungsflüssen eliminieren sich die leiterspezifischen Wirkleistungsanteile am Netzanschlusspunkt (NAP).

Dadurch ist aus netzphysikalischer gewährleistet, dass bei Dunkelflaute, d.h. ohne primäres Wirkenergiedargebot Dezentrale Erzeugungsanlagen Blindleistung am Netzanschlusspunkt auch beim 2-poligen Kurzschluss einspeisen können.

5.6.12.1.2 Einstellwerte zur Kurzschlusserkennung 2p/2pE/1pE

Die Einstellwerte in der nachfolgenden Tabelle werden zur Identifikation der kurzschlussbetroffenen Leiter im Falle von 2p/2pE und 1pE-Kurzschlüssen verwendet.

Einstellwert	Bedeutung
LVRT: phi (U2, U1) 2p/2pE [°]	**LVRT-Betrieb:** Winkel zwischen Gegen- und Mitsystemspannung Der Einstellwert wird zur Erkennung der kurzschlussbetroffenen Leiter im Falle eines 2-poligen Kurzschlusses ohne Erde (2p oder 2pE) verwendet, um die unsymmetrischen Leiterströme in die kurzschlussbetroffenen Leiter einzuspeisen.
LVRT: phi (U2, U1) 1pE [°]	**LVRT-Betrieb:** Winkel zwischen Gegen- und Mitsystemspannung Der Einstellwert wird zur Erkennung der kurzschlussbetroffenen Leiter im Falle eines 1-poligen Kurzschlusses ohne Erde (1pE) verwendet, um die unsymmetrischen Leiterströme in die kurzschlussbetroffenen Leiter einzuspeisen.
LVRT: (U2/U1)> 2p/2pE [p.u.]	**LVRT-Betrieb:** Der Einstellwert wird bei aktivem LVRT-Betrieb dazu verwendet, einen 2p- oder 2pE-Kurzschluss zu erkennen. Ist das Verhältnis der Beträge der Gegensystemspannung U_2 zur Mitsystemspannung U_1 größer als der Einstellwert, wird von einem 2p- oder 2pE-Kurzschluss im Netz ausgegangen.
LVRT: (U2/U1)> 1pE [p.u.]	**LVRT-Betrieb:** Der Einstellwert wird bei aktivem LVRT-Betrieb dazu verwendet, einen 1pE-Kurzschluss zu erkennen.
LVRT: (U0/U1)> [p.u.]	**LVRT-Betrieb:** Der Einstellwert wird bei aktivem LVRT-Betrieb dazu verwendet, um einen Kurzschluss mit Erde zu detektieren.
LVRT: Zyklischer Phasentausch	**LVRT-Betrieb:** Falls aktiviert werden abhängig von der Kurzschlussart die unsymmetrischen Leiterströme in die Leiter L1, L2 und L3 eingespeist. Bei der Einstellung **phi(I2) = phi(U2)+90°** wird der Einstellwert **LVRT: Zyklischer Phasentausch** nicht berücksichtigt, da hier kein zyklischer Phasentausch zur Anpassung an die Kurzschlussart nötig ist.

5.6.12.1.3 Messwerte in Normal- und LVRT-Betrieb

Messwert	Bedeutung
DEA: U1 (0) [kV; p.u.]	**Normalbetrieb:** Betrag der Spannung im Mitsystem
DEA: U2 (0) [kV; p.u.]	**Normalbetrieb:** Betrag der Spannung im Gegensystem
DEA: I1 (0) [A]	**Normalbetrieb:** Betrag des Scheinstromes im Mitsystem
DEA: ø(I1,U1) (0) [°]	**Normalbetrieb**: Phasenwinkel zwischen dem Mitsystemstrom und der Mitsystemspannung
DEA: I1b (0) [A]	**Normalbetrieb**: Blindstrom im Mitsystem
DEA: I1w (0) [A]	**Normalbetrieb**: Wirkstrom im Mitsystem

DEA: I1b (0)	**Normalbetrieb**: Untererregte oder übererregte Betriebsweise im Mitsystem
DEA: DF1(0)	**Normalbetrieb:** Verschiebungsfaktor $\cos\varphi = \frac{P}{S}$ im Mitsystem
LVRT Messort ULL min [V]	**LVRT-Betrieb:** Betrag der kleinsten Leiter-Leiter-Spannung am LVRT-Messort **LVRT Messort**
DEA: dI1b [A] **DEA: dI2b [A]**	**LVRT-Betrieb:** Änderung des Blindstromes im Mitsystem dI_{1b} und Gegensystem dI_{2b} ▪ **MSR2008** [4] Für die Berechnung der Blindstromänderung ΔI_{1b} im Mitsystem wird der Betrag der kleinsten verkettete Spannung im LVRT-Betrieb am LVRT-Messort verwendet. Bezugsspannung ist die Nennspannung **LVRT: U_n** in der Registerkarte LVRT sowie der in der Registerkarte Allgemeine Daten angezeigte Nennstrom **I_n**. $$\Delta I_{1b} = k \cdot \frac{\left\|\underline{U}_{LLmin}\right| - U_n\right|}{U_n} \cdot I_n$$ U_n : Einstellwert **LVRT: Un [kV]** $$\Delta I_{2b} = 0$$ $$\Delta I_{0b} = 0$$ ▪ **VDE-AR-N 4110** [18], **VDE-AR-N 4120** [30] ATPDesigner berechnet durch eine Lastflussberechnung im fehlerfreien Normalbetrieb, d.h. der Kurzschluss (**roter Blitz**) wird im Netz nicht verwendet, die Spannungen im Mitsystem $\underline{U}_1$, Gegensystem $\underline{U}_2$ und Nullsystem $\underline{U}_0$. Wird ein Kurzschluss im Netz verwendet, so werden u.a. die im Normalbetrieb in der letzten Lastflussberechnung im Konvergenzfall berechneten Spannungen und Ströme solange unverändert gespeichert, bis wieder eine Lastflussberechnung im Normalbetrieb ausgeführt wird. Die gespeicherten Werte werden im LVRT-Betrieb z.B. zur Berechnung des Blindstromes der Erzeugungsanlagen verwendet.

Einstellwert LVRT: phi(U1) = …	Berechnung der Blindstromänderung
phi(U1) = phi(U1)	$\Delta I_{1b} = k \cdot \frac{\left\|\underline{U}_1\right| - \left|\underline{U}_1(0)\right\|}{U_n / \sqrt{3}} \cdot I_n$
phi(U1) = phi(U1 - U1(0)	$\Delta I_{1b} = k \cdot \frac{\left|\underline{U}_1 - \underline{U}_1(0)\right|}{U_n / \sqrt{3}} \cdot I_n$

	U_1 : Betrag der Mitsystemspannung im LVRT-Betrieb $U_1(0)$: Betrag der Mitsystemspannung im Normalbetrieb U_n : Einstellwert **LVRT: Un [kV]** Es wird empfohlen, für den Einstellwert **LVRT: Un [kV]** die **Vereinbarte Versorgungsspannung U_C** nach [4],[18],[30] einzustellen. $\Delta I_{2b} = k \cdot \frac{\lvert \underline{U}_2 \rvert}{U_n / \sqrt{3}} \cdot I_n$ U_2 : Betrag der Gegensystemspannung im LVRT-Betrieb U_n : Einstellwert **LVRT: Un [kV]** Da in aller Regel das Stromnetz der Erzeugungsanlage (EZA) oder die einzelnen Erzeugungseinheit durch Transformatoren vom Stromnetz getrennt sind, wird bei der üblichen Wahl der Schaltgruppen das Nullsystem der Erzeugungsanlage und des Stromnetzes entkoppelt. $\Delta I_{0b} = 0$
DEA: I1 [A]	**LVRT-Betrieb:** Betrag des Scheinstromes im Mitsystem
DEA: I1w [A]	**LVRT-Betrieb:** Wirkstrom im Mitsystem
DEA: I1b [A]	**LVRT-Betrieb:** Resultierender Blindstrom im Mitsystem
DEA: DF1	**LVRT-Betrieb:** Betriebsart des Verschiebungsfaktors im Mitsystem
DEA: I2 [A]	**LVRT-Betrieb:** Betrag des Scheinstromes im Gegensystem
DEA: I2w [A]	**LVRT-Betrieb:** Wirkstrom im Gegensystem
DEA: I2b [A]	**LVRT-Betrieb:** Resultierender Blindstrom im Gegensystem

5.6.12.2 Identifikation der Kurzschluss betroffenen Leiter L1, L2 und L3

Mit dem nachfolgenden Entscheidungsdiagramm werden mit Hilfe von Mitsystemspannung $\underline{U}_1$, Gegensystemspannung $\underline{U}_2$ und Nullsystemspannung $\underline{U}_0$ die vom Kurzschluss betroffenen Leiter L1, L2 und L3 identifiziert. Abhängig von den vom Kurzschluss betroffenen Leitern werden bei der Einstellung **phi(I2) = phi(I1) + phi(I2,I1)** oder **phi(I2) = 90°** unterschiedliche Transformationsmatrizen zur Berechnung der Leiterströme im natürlichen System verwendet. Die Schwellwerte $|\underline{U}_0|/|\underline{U}_1|$ und $|\underline{U}_2|/|\underline{U}_1|$ sind als Einstellwerte in der Registerkarte **LVRT** einstellbar. Die eingestellten Winkel phi (U2, U1) der Standardeinstellung sind in der Abbildung blau markiert. Durch sie wird der Winkelbereich festgelegt, für den die Transformationsmatrix TS1 angewandt wird ($|\varphi_{U2U1}| \geq 130°$ beim 1poligen-Fehler und $|\varphi_{U2U1}| \leq 40°$ beim 1poligen-Fehler). Die Winkelbereiche für die Transformationsmatrizen TS2 und TS3 werden durch Addition oder Subtraktion von 120° daraus abgeleitet.

5.6.12.2.1 Verfahren des zyklischen Phasentausches

Durch die Verwendung verschiedener Transformationsmatrizen werden die Leiterströme im Falle eines unsymmetrischen Kurzschlusses so berechnet, dass der Netzzustand im Kurzschlussfall soweit möglich symmetriert wird. Dieses Verfahren wird als **zyklischer Phasentausch** bezeichnet.

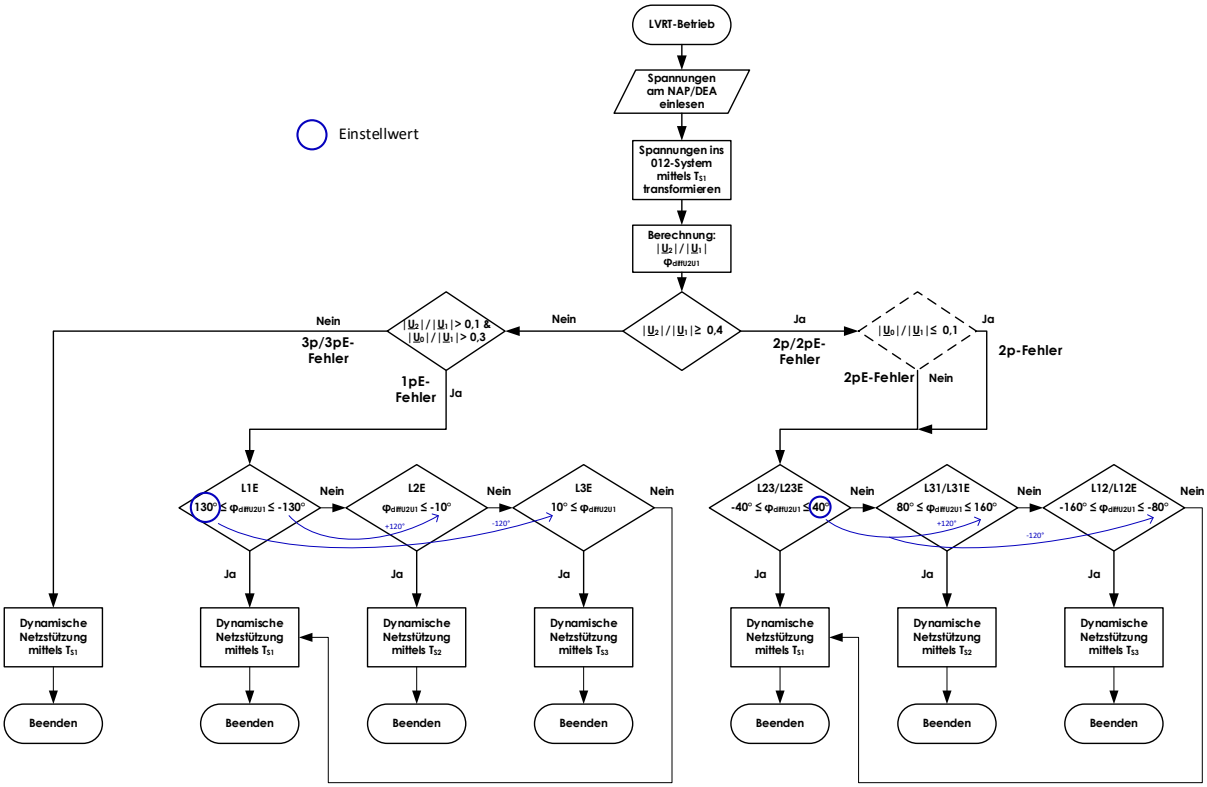


Abbildung 127: Entscheidungsdiagramm zur Erkennung der Kurzschlussart

5.6.12.2.2 Transformationsmatrix TS1

Die Transformationsmatrix wird im Falle eines 3pE-Kurzschlusses oder für die Kurzschlussarten L23, L23E und L1E verwendet.

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_{L1} \\ \underline{U}_{L2} \\ \underline{U}_{L3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \underline{a}^2 & \underline{a} & 1 \\ \underline{a} & \underline{a}^2 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_0 \\ \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \end{bmatrix}$$

$$\underline{a} = e^{j120°} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \qquad \underline{a}^2 = e^{j240°} = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}$$

5.6.12.2.3 Transformationsmatrix TS2

Die Transformationsmatrix wird für die Kurzschlussarten L31, L31E und L2E verwendet.

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_{L1} \\ \underline{U}_{L2} \\ \underline{U}_{L3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{a} & \underline{a}^2 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \\ \underline{a}^2 & \underline{a} & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_0 \\ \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \end{bmatrix}$$

5.6.12.2.4 Transformationsmatrix TS3

Die Transformationsmatrix wird für die Kurzschlussarten L12, L12E und L3E verwendet.

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_{L1} \\ \underline{U}_{L2} \\ \underline{U}_{L3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{a}^2 & \underline{a} & 1 \\ \underline{a} & \underline{a}^2 & 1 \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_0 \\ \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \end{bmatrix}$$

5.6.12.3 LVRT-Betrieb einer Erzeugungsanlage anwenden

Nachfolgend wird die Anwendung des LVRT-Betriebes in der Lastflussberechnung erläutert. Die Vorgehensweise sieht zwei Schritte vor.

- ⇨ In den Betriebsarten VDE-AR-N … ist sowohl der vollständige **LVRT-Betrieb** (im Folgende LVRT-Betrieb genannt) als auch der **eingeschränkte LVRT-Betrieb** einstellbar.

5.6.12.3.1 Schritt 1: Lastflussberechnung im (fehlerfreien) Normalbetrieb

Wie im Kapitel **Berechnung des stationären Lastflusses** beschrieben, muss zuerst eine Lastflussberechnung im fehlerfreien Netzzustand, d.h. ohne **Kurzschluss** (**roter Blitz**) durchgeführt werden. ATPDesigner speichert nach dem letzten Iterationsschritt die in Abbildung 123 gezeigten und in diesem Kapitel erläuterten Messwerte (= Ergebnisse der Lastflussberechnung). Nach [4][18] muss der Blindstrombetrag sowie die Betriebsweise untererregt oder übererregt im Normalbetrieb der Erzeugungsanlage unmittelbar vor Eintritt des LVRT-Betriebes verwendet werden, um die Betriebsweise im LVRT-Betrieb einstellen zu können.

Folgende Randbedingungen müssen berücksichtigt werden:

- ⇨ Die Ergebnisse der Lastflussberechnung im Normalbetrieb werden sowohl bei Konvergenz als auch bei Divergenz der Lastflussberechnung in der Liste in Abbildung 123 gespeichert.

- ⇨ Die Ergebnisse werden **nicht** gespeichert, wenn ein Kurzschluss, der mit Hilfe des **Kurzschlusses** (**roter Blitz**) definiert wird, im Netz verwendet wird.

- ⇨ Für die Lastflussberechnung im Normalbetrieb sollten die beiden Optionen Lastfluss: PQ, PU Knoten und Lastfluss: DEA eingeschaltet sein.

Nach dem Iterationsschritt bewertet ATPDesigner die Netzspannung am **LVRT Messort** der Erzeugungsanlage. Mit Hilfe der U<,U>-Einstellwerte wird entschieden, ob die Erzeugungsanlage in den LVRT-Betrieb geht oder im Normalbetrieb verbleibt. Diese Bewertung wird nach jedem Iterationsschritt durchgeführt. Es ist also auch möglich, dass während der iterativen Lastflussberechnung die Erzeugungsanlage in den LVRT-Betrieb und wieder zurück in den Normalbetrieb wechselt. Aus diesem Grund sind die U<,U>-Einstellwerte zur Erkennung des LVRT- bzw. Normalbetriebes mit einer Hysterese versehen, um ein oszillatorisches Verhalten der iterativen Lastflussberechnung und damit eine Divergenz zu vermeiden.

5.6.12.3.2 MSR2008 - Schritte 2...N: Netzberechnung mit Kurzschluss

Mit Hilfe des Netzwerkelementes **Kurzschluss** (**roter Blitz**) wird an einem beliebigen Knoten oder entlang einer Leitung ein Kurzschluss definiert. Dadurch stellt ATPDesigner für **jedes** Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)**, das im Normalbetrieb entweder in der Betriebsart **Sn (IL:3p) = const.** oder **Pn (IL:3p) = const.** also als 3-phasige symmetrische Leistungsquelle betrieben wird, automatisch folgende Einstellwerte ein:

- Betriebsart **Sn (IL:3p) = const.**
- Deaktivierung der Konvergenzüberwachung der Scheinleistung **Lastfluss: DEA (Phase Adjusting)**

Die originalen Einstellwerte werden nach Beendigung der Lastflussberechnung mit Kurzschluss von ATPDesigner wiederhergestellt.

⇨ Für die erweiterte Lastflussberechnung mit Kurzschluss sollte die Option Lastfluss: PQ, PU Knoten ausgeschaltet sein. Wegen der geringen Netzspannung kann in aller Regel die eingestellte Leistung der Lasten nicht iterativ vom Lastflussberechnungsverfahren eingestellt werden. So wird es in aller Regel zur Divergenz der erweiterten Lastflussberechnung (**LF = fehlerhaft**) kommen.

In jedem Iterationsschritt wird der Betrag der kleinsten Leiter-Leiter-Spannung $\mathbf{U_{LL\,min}}$ am LVRT-Messort ermittelt. Nach [4] wird die Blindstromänderung $\mathbf{\Delta I_{1b}}$ im Mitsystem mit Hilfe der Nennspannung **LVRT: U_n [kV]** berechnet.

$$\Delta I_{1b} = k \cdot \frac{\left| |\underline{U}_{LLmin}| - U_n \right|}{U_n} \cdot I_n$$

$$\Delta I_{2b} = 0$$

$$\Delta I_{0b} = 0$$

Es erfolgt keine Änderung der Blindströme im Gegen- und Nullsystem gegenüber dem Normalbetrieb. Geht man davon aus, dass der Gegen- und Nullstrom der **Erzeugungsanlage (DEA)** am Netzanschlusspunkt (NAP) im Normalbetrieb gleich 0A beträgt, so erfolgt auch im LVRT-Betrieb keine Stromeinspeisung im Gegen- und Nullsystem.

Um den Betrag des im LVRT-Betrieb einzuspeisenden Blindstromes $\mathbf{I_{1b}}$ im Mitsystem zu berechnen, muss die Betriebsart übererregt oder untererregt der Erzeugungsanlage

im Normalbetrieb, d.h. unmittelbar vor Eintritt des LVRT-Betriebes berücksichtigt werden. Damit die Netzspannung im Kurzschlussfall gestützt, d.h. möglichst erhöht wird, muss die Erzeugungsanlage nach Möglichkeit Blindstrom ins Netz einspeisen. Die Erzeugungsanlage sollte bei anstehendem Kurzschluss in den übererregten Betrieb gehen.

Es wird hier nochmals darauf hingewiesen, dass das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** und daher auch die nachfolgenden Erläuterungen das **Erzeugerzählpfeilsystem (EZS)** verwendet. Die Normenwerke und Anwendungsrichtlinien verwenden i.a. Regel dagegen das Verbraucherzählpfeilsystem (VZS).

- Ein von der Erzeugungsanlage in das Stromnetz eingespeister Strom wird im Sinne des EZS mit einem positiven Vorzeichen gezählt.

- Ein von der Erzeugungsanlage aus dem Stromnetz bezogener Strom wird im Sinne des EZS mit einem negativen Vorzeichen gezählt.

Aus den bisherigen Überlegungen ergeben sich die nachfolgenden Gleichungen für die Berechnung des Blindstromes im LVRT-Betrieb der Erzeugungsanlagen.

- **Betriebsart untererregt vor Beginn des LVRT-Betriebes: $I_{1b}(0) < 0$**

  $$I_{1b} = \Delta I_{1b} - I_{1b(0)}$$

  Betriebsart im LVRT-Betrieb: $I_{1b\ untererregt}$
  Ist im LVRT-Betrieb der resultierende Blindstrom $I_{1b} < 0$, so ist der Blindstrom $I_{1b}(0)$ vor dem LVRT-Betrieb dem Betrage nach **größer** als die Blindstromänderung ΔI_{1b}. Die Erzeugungsanlage bezieht daher im LVRT-Betrieb den Mitsystemblindstrom $I_{1b\ untererregt}$ ein.

  Betriebsart im LVRT-Betrieb: $I_{1b\ übererregt}$
  Ist der resultierende Blindstrom $I_{1b} > 0$, so ist der Blindstrom $I_{1b}(0)$ vor dem LVRT-Betrieb dem Betrage nach **kleiner** als die Blindstromänderung ΔI_{1b}. Die dezentralen Erzeugungsanlage speist daher im LVRT-Betrieb den Mitsystemblindstrom $I_{1b\ übererregt}$ ein.

- **Betriebsart übererregt vor Eintritt des LVRT-Betriebes: $I_{1b}(0) > 0$**

  $$I_{1b} = \Delta I_{1b} + I_{1b(0)}$$

  Betriebsart im LVRT-Betrieb: $I_{1b\ übererregt}$
  Da der Blindstrom $I_{1b}(0)$ vor dem LVRT-Betrieb übererregt eingespeist wird, ist auch der resultierende Blindstrom I_{1b} im LVRT-Betrieb übererregt.

Der berechnete Betrag des Mitsystemblindstromes I_{1b} wird in Normalbetrieb und LVRT-Betrieb auf den maximal zulässigen Leiterstrom begrenzt. Da die Erzeugungsanlage als 3-phasige symmetrische Leistungsquelle betrieben wird, entspricht der Betrag des Mitsystemstromes $|\underline{I}_1|$ den Beträgen der drei Leiterströme $|\underline{I}_{L123}|$ im natürlichen System.

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_{L1} \\ \underline{I}_{L2} \\ \underline{I}_{L3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \underline{a}^2 & \underline{a} & 1 \\ \underline{a} & \underline{a}^2 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_0 \\ \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \end{bmatrix}$$

$$\underline{a} = e^{j120°} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \qquad \underline{a}^2 = e^{j240°} = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}$$

Die Netzberechnung im Kurzschlussfall, d.h. mit **Kurzschluss** (**roter Blitz**) im Netz kann beliebig oft hintereinander durchgeführt werden.

5.6.12.3.3 VDE-AR-N 4110/4120 - Schritte 2...N: Netzberechnung mit Kurzschluss

Wie in der Betriebsart MSR2008 wird mit Hilfe des Netzwerkelementes **Kurzschluss** (**roter Blitz**) an einem beliebigen Knoten oder entlang einer Leitung ein Kurzschluss definiert. ATPDesigner stellt für **jedes** Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)**, das im Normalbetrieb entweder in der Betriebsart **Sn (IL:3p) = const.** oder **Pn (IL:3p) = const.** also als 3-phasige symmetrische Leistungsquelle betrieben wird, automatisch folgende Einstellwerte ein:

- Betriebsart **Sn (IL:3p) = const.**
- Deaktivierung der Konvergenzüberwachung der Scheinleistung **Lastfluss: DEA (Phase Adjusting)**

Die originalen Einstellwerte werden nach Beendigung der Lastflussberechnung mit Kurzschluss von ATPDesigner wiederhergestellt.

Zur Berechnung der im LVRT-Betrieb einzuspeisenden Ströme verwendet ATPDesigner die im Normalbetrieb, d.h. ohne **Kurzschluss** (**roter Blitz**) berechneten Spannungen und Ströme in Mit-, Gegen- und Nullsystem. Die Werte werden als Messwerte in dem Registerkarte **LVRT** und in einem **Tooltip** angezeigt. Die Berechnungsergebnisse des Normalbetriebes werden durch das Setzen des **Kurzschlusses** (**roter Blitz**) im Stromnetz durch ATPDesigner automatisch gespeichert.

Wird ein Kurzschluss im Netz verwendet, so werden die im Normalbetrieb in der letzten Lastflussberechnung im Konvergenzfall berechneten Spannungen und Ströme solange unverändert gespeichert, bis wieder eine Lastflussberechnung im Normalbetrieb ausgeführt wird. Die gespeicherten Werte werden im LVRT-Betrieb z.B. zur Berechnung des Blindstromes im LVRT-Betrieb verwendet.

Die Berechnung der Spannungen und Ströme in Symmetrischen Komponenten erfolgt aus den Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L123}$ bzw. den Leiterströmen $\underline{I}_{L123}$. Nachfolgend die Transformationsgleichung für die Leiter-Erd-Spannungen.

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_0 \\ \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_{L1} \\ \underline{U}_{L2} \\ \underline{U}_{L3} \end{bmatrix}$$

$$\underline{a} = e^{j120°} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} \qquad \underline{a}^2 = e^{j240°} = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}$$

Die Spannungen und Ströme in Mit-, Gegen- und Nullsystem werden, wie nachfolgend beschrieben zur Berechnung der im LVRT-Betrieb einzuspeisenden Leiterströme des natürlichen Systems verwendet.

Der Einspeisestrom der Erzeugungsanlage setzt sich nach [18],[30] aus Wirkstrom und Blindstrom zusammen. Der Blindstrom hat eine Komponente im Mitsystem und im Gegensystem. Die Komponente im Nullsystem wird auf Grund der üblichen Schaltgruppe der Transformatoren nicht in das Stromnetz übertragen und kann daher zu Null angenommen werden.

Der im LVRT-Betrieb einzuspeisende Blindstrom setzt sich aus einer Mitsystem- und einer Gegensystemkomponente zusammen.

Einstellwert LVRT: phi(U1) = …	Berechnung der Blindstromänderung
phi(U1) = phi(U1)	$\Delta I_{1b} = k \cdot \frac{\left\|\underline{U}_1\right\| - \left\|\underline{U}_1(0)\right\|}{U_n / \sqrt{3}} \cdot I_n$
phi(U1) = phi(U1 - U1(0)	$\Delta I_{1b} = k \cdot \frac{\left\|\underline{U}_1 - \underline{U}_1(0)\right\|}{U_n / \sqrt{3}} \cdot I_n$

U_1 : Betrag der Mitsystemspannung im LVRT-Betrieb
$U_1(0)$: Betrag der Mitsystemspannung im Normalbetrieb
U_n : Einstellwert **LVRT: Un [kV]**

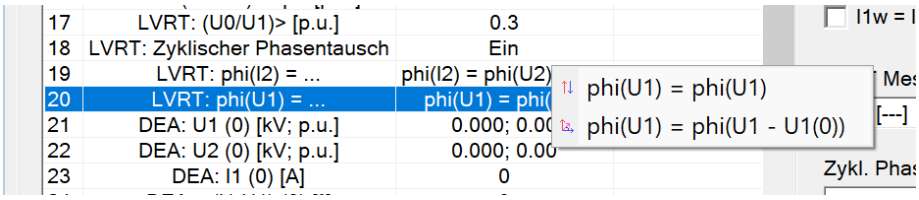


Abbildung 128: Einstellwert *phi(U1)* in der Registerkarte *LVRT*

Es wird empfohlen, für den Einstellwert **LVRT: Un [kV]** die **Vereinbarte Versorgungsspannung U_C** nach [4],[18] einzustellen.

$$\Delta I_{2b} = k \cdot \frac{\left|\underline{U}_2\right|}{U_n / \sqrt{3}} \cdot I_n$$

U_2 : Betrag der Gegensystemspannung im LVRT-Betrieb
U_n : Einstellwert **LVRT: Un [kV]**

Das Nullsystem des Stromnetzes und der Erzeugungsanlage wird üblicherweise durch einen Transformator mit entsprechender Schaltgruppe und Sternpunktbehandlung entkoppelt. Daher kann aus Sicht des Stromnetzes die Änderung des Nullstromes zu Null angenommen werden.

$$\Delta I_{0b} = 0$$

Unter der Annahme, dass im Normalbetrieb Gegenstrom $\underline{I}_2(0)$ und Nullstrom $\underline{I}_0(0)$ gleich Null sind ergeben sich die Ströme in Mit-, Gegen- und Nullsystem im LVRT-Betrieb wie nachfolgend erläutert.

5.6.12.3.3.1 LVRT-Betrieb: Nullsystemstrom

Es wird davon ausgegangen, dass üblicherweise durch die Wahl von Schaltgruppe und Sternpunktbehandlung der Transformatoren zwischen Stromnetz und Erzeugungsanlage eine Entkopplung der Nullsysteme angenommen werden kann. Im LVRT-Betrieb ergibt sich der von der Erzeugungsanlage in das Stromnetz eingespeiste Nullstrom zu Null.

$$\underline{I}_0 = 0$$

5.6.12.3.3.2 LVRT-Betrieb: Berechnung des Mitsystemstroms $\underline{I}_1$

Die verfügbaren Varianten zur Berechnung des Mitsystemstroms $\underline{I}_1$ im LVRT-Betrieb sind nachfolgend erläutert.

- für **phi(U1) = phi(U1)**

  $$\underline{I}_1 = I_{1w(0)} + j\left(\Delta I_{1b} \pm I_{1b(0)}\right)$$

- für **phi(U1) = phi(U1 - U1(0))**

  muss die Phasenverschiebung $\boldsymbol{dPh = \varphi_{U1(0)} - \varphi_{U1}}$ zwischen den Mitsystemspannungen vor und nach Fehlereintritt berücksichtigt werden.

  Aus $\Delta\underline{I}_{1b} = k \cdot e^{j90°} \cdot \frac{\underline{U}_1 - \underline{U}_1(0)}{U_n/\sqrt{3}} \cdot I_n$ und $\underline{I}_1 = \underline{I}_1(0) - \Delta\underline{I}_{1b}$ im Verbraucherzählpfeilsystem folgt für das Erzeugerzählpfeilsystem mit $\underline{I}_1 = \underline{I}_1(0) + \Delta\underline{I}_{1b}$

  $$\underline{I}_1 = j \cdot \left(k \cdot \frac{\underline{U}_1 - \underline{U}_1(0)}{U_n/\sqrt{3}} \cdot I_n \right) + \underline{I}_1(0)$$

Legt man die Mitsystemspannung $\underline{U}_1$ im Kurzschlussfall als Bezug in die reelle Achse des Koordinatensystems in der komplexen Ebene folgen

$\underline{U}_1 = |\underline{U}_1|$ und

$\underline{U}_1(0) = |\underline{U}_1(0)| \cdot e^{jdPh}$ sowie

$\underline{I}_1(0) = \left(I_{1w}(0) \pm jI_{1b}(0)\right) \cdot e^{jdPh}$ und damit

$$\underline{I}_1 = j\left(k \cdot \frac{|\underline{U}_1| - |\underline{U}_1(0)| \cdot e^{jdPh}}{U_n/\sqrt{3}} \cdot I_n\right) + \left(I_{1w}(0) \pm jI_{1b}(0)\right) \cdot e^{jdPh}$$

$$\boldsymbol{\underline{I}_1 = \left\{k \cdot \frac{|\underline{U}_1(0)|}{U_n/\sqrt{3}} \cdot \sin(dPh) \cdot I_n + I_{1w}(0) \cdot \cos(dPh) \mp I_{1b}(0) \cdot \sin(dPh)\right\}}$$

$$\boldsymbol{-j\left\{-k \cdot \frac{|\underline{U}_1|}{U_n/\sqrt{3}} \cdot I_n + k \cdot \frac{|\underline{U}_1(0)|}{U_n/\sqrt{3}} \cdot \cos(dPh) \cdot I_n \mp I_{1b}(0) \cdot \cos(dPh) - I_{1w}(0) \cdot \sin(dPh)\right\}}$$

5.6.12.3.3.3 LVRT-Betrieb: Berechnung des Gegensystemstroms $\underline{I}_2$

Die verfügbaren Varianten zur Berechnung des Gegensystemstroms $\underline{I}_2$ im LVRT-Betrieb sind nachfolgend erläutert.

Einstellwert LVRT: phi(U1) = …	Berechnung des Blindstroms im Gegensystem $\underline{I}_2$
phi(I2) = +90°	$\underline{I}_2 = j\Delta I_{2b}$
phi(I2) = phi(I1) + phi(I2, I1)	$\underline{I}_2 = \Delta I_{2b} \cdot e^{j\left(\varphi_{I1} + phi(I2,I1)\right)}$
phi(I2) = phi(U2) + 90°	$\underline{I}_2 = \Delta I_{2b} \cdot e^{j\left(\varphi_{U2} + 90^\circ\right)}$

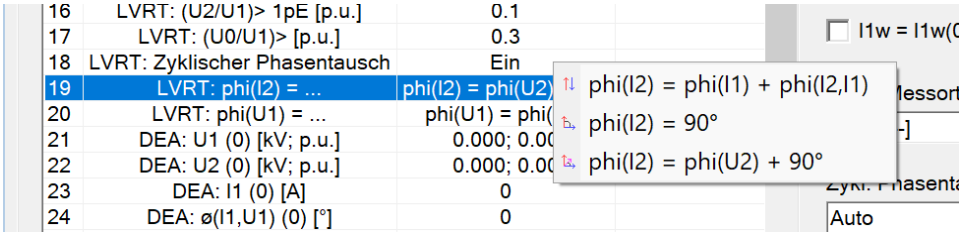


Abbildung 129: Einstellwert *phi (I2)* in der Registerkarte *LVRT*

Dabei ist φ_{I1} die Phasenlage des berechneten Mitsystemstroms $\underline{I}_1$ und **phi(I2,I1)** entspricht dem Einstellwert in der Registerkarte **LVRT**.

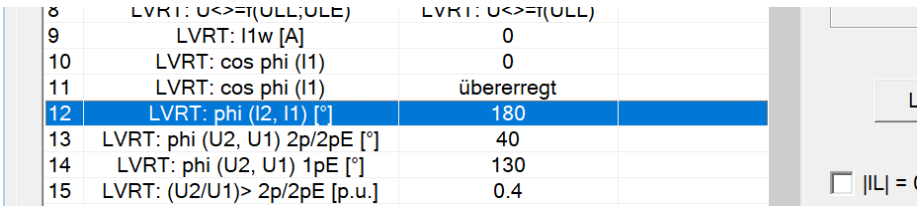


Abbildung 130: Einstellwert *phi (I2, I1)* in der Registerkarte *LVRT*

Dabei ist φ_{U2} die Phasenlage der Gegensystemspannung $\underline{U}_2$ am Netzanschlusspunkt (NAP) der dezentralen Erzeugungsanlage.

Bei der voranstehend gezeigten Berechnung von Mit- und Gegensystemstrom wird gemäß VDE-AR-N 4110 die komplexe Mitsystemspannung als Bezug auf die Realteilachse gelegt. Bei der Berechnung mit ATPDesigner werden die Phasenlagen im Rahmen der Iteration an die tatsächliche Phasenlage der Mitsystemspannung angepasst.

Wie erläutert muss die übererregte oder untererregte Betriebsweise der Blindstromeinspeisung im Normalbetrieb unmittelbar vor dem LVRT-Betrieb bei der Berechnung der Leiterströme $\underline{I}_{L123}$ für den LVRT-Betrieb berücksichtigt werden. Um die Leiterströme $\underline{I}_{L123}$ im natürlichen System zu berechnen, wird die nachfolgende Transformationsgleichung verwendet.

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_{L1} \\ \underline{I}_{L2} \\ \underline{I}_{L3} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_0 \\ \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \end{bmatrix}$$

5.6.12.3.4 LVRT-Betrieb VDE-AR-N 4110/4120: Begrenzung der Leiterströme $\underline{I}_{L123}$

In der LVRT-Betriebsart nach VDE-AR-N 4110 erfolgt die Strombegrenzung der Leiterströme $\underline{I}_{L123}$ im natürlichen System, nicht im System der symmetrischen Komponenten. Zunächst wird der Leiterstrom mit maximalem Strombetrag I_{Lmax} ermittelt. Dann wird das Verhältnis des Betrages des maximalen Leiterstromes zum maximal zulässigen Leiterstrom I_{max} berechnet.

Ist das Verhältnis größer als 1 p.u. muss der Betrag des maximalen Leiterstromes auf den maximal zulässigen Leiterstrom I_{max} begrenzt werden. Die beiden anderen Leiterströme werden bzgl. des Betrages ebenfalls mit dem Verhältnis verringert, so dass das Verhältnis der Beträge der drei Leiterströme erhalten bleibt. Die Phasenwinkel der drei Leiterströme bleiben unverändert.

5.6.12.4 Erkennen des LVRT-Betriebes, Rückfall in den Normalbetrieb

Der Eintritt in den **LVRT-Betrieb** bzw. der Rückfall in den Normalbetrieb sowie der Eintritt in den **eingeschränkten LVRT-Betrieb** bzw. der Rückfall in den LVRT-Betrieb erfolgt mit Hilfe einer Spannungsüberwachung mit den beiden Anregeschwellen **LVRT: U< [p.u.]** und **LVRT: U> [p.u.]**. Durch Einstellung von **LVRT: U<>=f(ULE)** oder **LVRT: U<>=f(ULL)** kann ausgewählt werden, ob die Beträge der drei Leiter-Erd-Spannungen oder Leiter-Leiter-Spannungen verwendet werden. Die Umrechnung der **[p.u.]**-Einstellwerte in Volt erfolgt mit Hilfe des Einstellwertes **LVRT: Un [kV]** in der Registerkarte **LVRT**.

Einstellwert	Bedeutung
LVRT: U<>=f(ULE)	Es werden die drei Leiter-Erd-Spannungen **$\underline{U}_{L1}$, $\underline{U}_{L2}$, $\underline{U}_{L3}$** ausgewertet.
LVRT: U<>=f(ULE)	Es werden die drei Leiter-Leiter-Spannungen **$\underline{U}_{12}$, $\underline{U}_{23}$, $\underline{U}_{31}$** ausgewertet.
LVRT (lim): U<>=f(ULE)	Es werden die drei Leiter-Erd-Spannungen **$\underline{U}_{L1}$, $\underline{U}_{L2}$, $\underline{U}_{L3}$** ausgewertet.

LVRT (lim): U<>=f(ULE)	Es werden die drei Leiter-Leiter-Spannungen **U12, U23, U31** ausgewertet.

Folgende Regeln sind abhängig von der ausgewählten Betriebsart der Spannungsüberwachung zu beachten.

1. Die Erzeugungsanlage verbleibt im Normalbetrieb, solange die drei Leiter-Leiter- oder Leiter-Erd-Spannungen dem Betrage nach größer als die Überspannungsanregung U> bleiben.

2. Die Erzeugungsanlage geht vom Normalbetrieb in den LVRT-Betrieb bzw. vom LVRT-Betrieb in den eingeschränkten LVRT-Betrieb, wenn mindestens eine der drei Leiter-Leiter- oder Leiter-Erd-Spannungen dem Betrage nach kleiner als die Unterspannungsanregung U< ist.

3. Die Erzeugungsanlage geht vom LVRT-Betrieb in den Normalbetrieb bzw. vom eingeschränkten LVRT-Betrieb in den LVRT-Betrieb, wenn die drei Leiter-Leiter- oder die drei Leiter-Erd-Spannungen gleichzeitig größer als die Überspannungsanregung U> sind.

Mit Hilfe der beiden Anregungen U< und U> kann eine Hysterese eingestellt werden, die das „Klappern“ der Anregung und damit ein ggfs. divergentes Verhalten der iterativen Netzberechnung vermieden werden kann.

5.6.12.5 Farbliche Kennzeichnung des LVRT-Betriebes der DEA

Der LVRT-Betrieb einer dezentralen Erzeugungsanlage mit dem Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** wird durch eine **hellblaue** Einfärbung des grafischen Symbols der **Erzeugungsanlage (DEA)** mit einem roten Zusatzsymbol wie nachfolgend dargestellt.

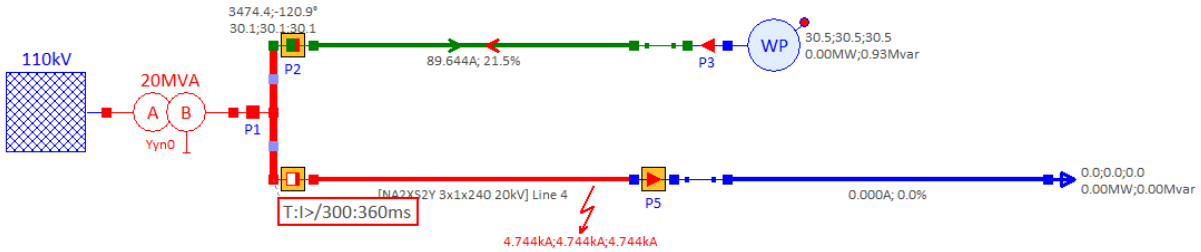
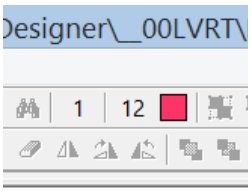


Abbildung 131: Kennzeichnung des LVRT-Betriebes

5.6.12.6 Aktiver LVRT-Betrieb ohne Verwendung des Kurzschlusses im Netz

Wird die Netzspannung z.B. durch die Nennspannung U_n der **Netzeinspeisung** im Vergleich zur Nennspannung **LVRT: Un [kV]** zu klein eingestellt, so kann die dezentrale Erzeugungsanlage in den LVRT-Betrieb gehen, ohne dass ein **Kurzschluss** (**roter Blitz**) im Netz verwendet wird.



⇨ Die Lastflussiteration berechnet in diesem Fall den Betrag des Mitsystemstromes mit $I_1 \approx 0A$, was zu einer fehlerhaften Einstellung des Netzes führt. Das Fehlverhalten wird z.B. durch die **rote Error-LED** in der oberen Toolbar angezeigt.

5.6.12.7 LVRT-Betrieb: Wirkstromeinspeisung im Mitsystem

Nach [4] muss die dezentrale Erzeugungsanlage Blindstrom zur Spannungsstützung ins Netz einspeisen. Abhängig vom maximal zulässigen Betrag des Scheinstromes kann ggfs. zusätzlich ein Wirkstrom ins Netz eingespeist werden, der ebenfalls spannungsstützend wirkt. Mit Hilfe der Einstellwerte **LVRT: cos phi (I1)** und **LVRT: I1W [A]** ist es möglich, einen zusätzlichen Wirkstrom im LVRT-Betrieb einzuspeisen.

Ausgehend von dem nach [4] vorgegebenen Blindstrom wird der maximal zulässige Wirkstrom berechnet.

$$I_{1w\,max} = \sqrt{I_{max}^2 - I_{1b}^2}$$

Im Weiteren wird der vom Anwender gewünschte Wirkstrom $\mathbf{I_{1w}}$ mit Hilfe des Verschiebungsfaktors cos φ = **LVRT: cos phi (I1)** berechnet.

$$I_{1w} = \frac{I_{1b}}{tan\left(acos\left(\cos\varphi\right)\right)}$$

Alternativ kann der Wirkstrom auch mit dem Einstellwert **LVRT: I1W [A]** direkt vorgegeben werden.

5.6.12.7.1 Auswahl des in der Lastflussberechnung verwendeten Wirkstromes I_{1w}

Wie erläutert kann der Anwender den maximalen Wirkstrom im LVRT-Betrieb durch die beiden Einstellwerte **LVRT: cos phi (I1)** und **LVRT: I1W [A]** definieren.

⇨ **ATPDesigner wählt den größeren der beiden Wirkströme als internen Wirkstrom aus, der im numerischen Modell der dezentralen Erzeugungsanlage verwendet wird.** Der ausgewählte Wirkstrom $\mathbf{I_{1w}}$ wird auf den maximal zulässigen Wirkstrom $\mathbf{I_{1w\,max}}$ begrenzt.

Es muss hier explizit darauf hingewiesen werden, dass der Wirkstrom im LVRT-Betrieb nicht in allen LVRT-Betriebsfällen erreicht werden kann. Der tatsächlich im LVRT-Betrieb erreichte Verschiebungsfaktor wird im **Tooltip der Erzeugungsanlage (DEA)** angezeigt.

In der Betriebsart **phi(U1) = phi(U1)** wird bevorzugt Blindstrom eingespeist, ein zusätzlicher Wirkstrom im Mitsystem kann nur eingespeist werden, wenn der geforderte Blindstrom kleiner als der Bemessungsstrom der Anlage bleibt.

In der Betriebsart **phi(U1) = phi(U1-U1(0))** ist der geforderte zusätzliche Blindstrom $\Delta\underline{I}_{1b}$ dagegen eine komplexe Größe mit Wirk- und Blindanteil. In diesem Fall wird nicht der Blindanteil bevorzugt, sondern die sich ergebende Phasenlage wird beibehalten und die resultierenden Leiterströme werden im Anschluss so reduziert, dass der Bemessungsstrom der Anlage eingehalten wird. Die Wirkleistung im Mitsystem wird dabei auf die

im Vorfehlerbetrieb verfügbare Wirkleistung begrenzt. Ist mithilfe der Einstellwerte ein größerer Wirkstrom I1w eingestellt als sich aus $\Delta \underline{I}_{1b}$ gemäß den Formeln der Anwendungsregel ergibt, wird der eingestellte Wert berücksichtigt, soweit der Bemessungsstrom der Anlage es zulässt.

5.6.12.8 Einstellhinweis für den Kurzschluss im LVRT-Betrieb

Steht ein **Kurzschluss** (**roter Blitz**) in der Anschlussleitung zur Erzeugungsanlage an, so kann wegen des internen Modells insbesondere beim 3-poligen Kurzschluss die für die **Erzeugungsanlage (DEA)** messbare Netzspannung sehr klein sein. Damit kann es zu einer Divergenz im LVRT-Betrieb kommen. Es wird empfohlen, am Kurzschlussort ggfs. einen Fehlerwiderstand z.B. 0,1Ohm vorzusehen.

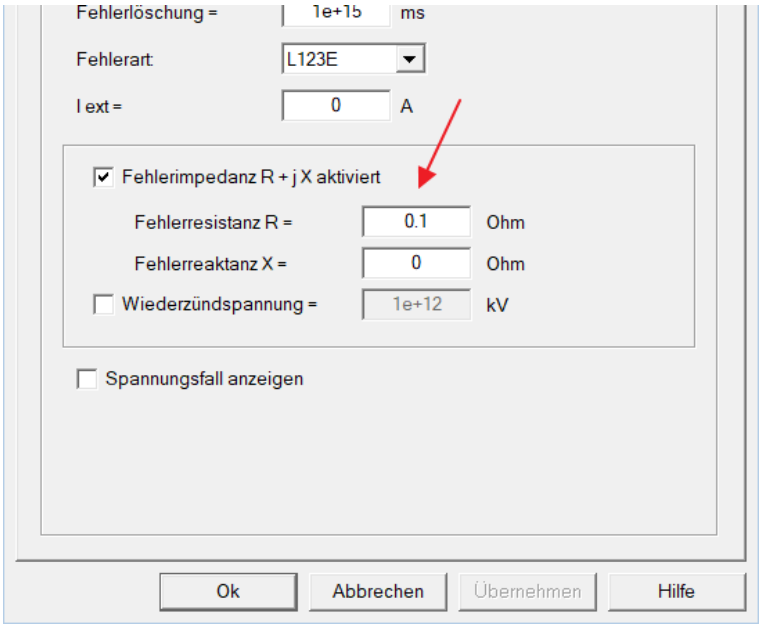


Abbildung 132: LVRT-Betrieb - Fehlerwiderstand zur Vermeidung von Divergenz

5.6.12.9 Beispiel: 10MW-Windpark in einem 20kV-Mittelspannungsnetz

In der nachfolgenden Abbildung ist beispielhaft ein 10MW-Windpark in einem 20kV-Mittelspannungsnetz dargestellt. Der Transformator in der Umspannanlage ist mit einem Stufenschalter mit Spannungsregler ausgestattet. Die Lastflussberechnung erfolgt mit aktiven Optionen Lastfluss: PQ, PU Knoten und Lastfluss: DEA.

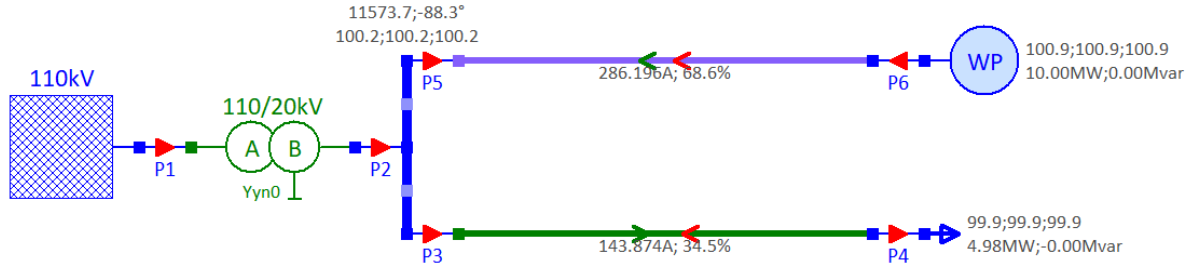


Abbildung 133: 10MW-Windpark in einem 20kV-Mittelspannungsnetz

ATPDesigner speichert nun für die **Erzeugungsanlage (DEA)** die Einspeiseströme. Es muss hier beachtet werden, dass die in der letzten Zeile angegebenen Leiterströme IL1, IL2 und IL3 gleich 0A betragen, da der LVRT-Betrieb deaktiviert ist. Die netzphysikalisch eingespeisten Leiterströme werden im Tooltip ebenfalls angegeben.

```
[3Ph 1] 10MW
Einstellwerte: Pn (IL:3p) = const.; Betriebsart S/P: Begrenzung IL = Imax deaktiviert
Einstellwerte: P=10000.00kW; Un=20.000kV fn=50.00Hz; Phi=0.0°; E=0kWh; LVRT=EIN
Einstellwerte: CP=1.000 untererregt; ILmax=346.4A; Sr=1000000000000000.000kVA
Einstellwerte: LVRT=VDE-AR-N 4110; s=100.0%; s(DEA)=100.0%; s(Zone)=100.0%; s(Bereich)=100.0%
Einstellwerte: s(Zone E-Mobile)=100.0%; s(Bereich E-Mobile)=100.0%
Einstellwerte: U>=1e+15p.u.; U<=0.8p.u.; NAP=3Ph.; NAP(LVRT)=3Ph.
U12=20.1741kV, -58.0°, 100.9%; U23=20.1741kV, -178.0°, 100.9%; U31=20.1741kV, 62.0°, 100.9%
UL1=11.6475kV, -88.0°, 100.9%; UL2=11.6475kV, 152.0°, 100.9%; UL3=11.6475kV, 32.0°, 100.9%
Um=11.647kV
IL1=286.196A, -88.0°, [-0.0°]; IL2=286.196A, 152.0°, [-0.0°]; IL3=286.196A, 32.0°, [-0.0°]
IL1=99.1%In; IL2=99.1%In; IL3=99.1%In [In=288.675A]
S=10.000442kVA, P=10.000442kW, Q=0.000000kvar, 1.000
NAP: U1=11647.0V, -88.0°; I1=285.5A, -88.0°, [0.0°]
LVRT OFF: Un=20.000kV; U<=88.0%; U>=92.0%
LVRT OFF: Messort[NAP(LVRT)]=DEA; ULLmin=20173.217V=100.9%; U1(0)=11647.529V
LVRT OFF: U1=0.000V=0.000p.u.; 0.000°; U2=0.000V=0.000p.u.; 0.000°
LVRT OFF: dU1=0.000p.u.; dU2=0.000p.u.
LVRT OFF: I1b(0)=0.043A übererregt; CP1(0)=1.000; I2b(0)=0.000A
LVRT OFF: I1w(0)=286.196A; I1(0)=286.196A; I2w(0)=-0.000A; I2(0)=0.000A
LVRT OFF: IL1=0.000A;0.00°; IL2=0.000A;0.00°; IL3=0.000A;0.00°
```

Abbildung 134: Messwerte einer Erzeugungsanlage im Normalbetrieb

Im nächsten Schritt muss die Option Lastfluss: PQ, PU Knoten deaktiviert werden, da bei zu geringer Netzspannung wegen der Lasten keine Konvergenz erreicht werden kann. Durch die Deaktivierung wird auch der Stufenschalter nicht mehr gestuft und bleibt auf dem letzten Zustand eingefroren.

Tritt in einem anderen Abgang ein **Kurzschluss** auf und ist der LVRT-Betrieb der dezentralen Erzeugungseinheit (DEA) deaktiviert (**LVRT OFF**), so geht die Erzeugungsanlage in die Strombegrenzung (**grüne Einfärbung**).

Die Berechnungsergebnisse sind in aller Regel nicht gültig, da auf Grund des fehlenden LVRT-Betriebes die Erzeugungsanlage im Kurzschlussfall wegen der zu geringen Netzspannung am Netzanschlusspunkt (NAP) die eingestellte Nennleistung nicht einspeisen kann und die Lastflussberechnung daher divergiert.

- ⇨ Um eine Konvergenz der Lastflussberechnung möglichst zu erreichen, sollte für den **Kurzschluss** (**roter Blitz**) ein Übergangswiderstand von 100mΩ eingestellt werden. Dadurch wird am Kurzschlussort eine geringe Restspannung durch den dort fließenden Kurzschlussstrom erzeugt, was oftmals ausreicht, um eine Konvergenz der Lastflussberechnung zu erreichen.

Die **rote Umrandung** des Symbols der Erzeugungsanlage in der nachfolgenden Abbildung zeigt an, dass die Leiterströme I_{L123} der Erzeugungsanlage dem Betrage nach durch den maximal zulässigen Leiterstrom begrenzt wurden.

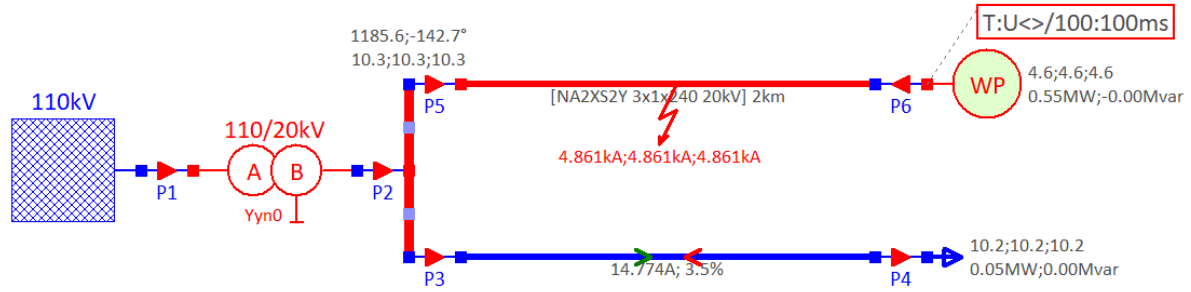


Abbildung 135: 10MW-Windpark mit Kurzschluss – Begrenzung des Einspeisestromes (LVRT OFF)

```
[3Ph 1] 10MW
Einstellwerte: Pn (IL:3p) = const.; Betriebsart S/P: Begrenzung IL = Imax aktiviert
Einstellwerte: P=10000.00kW; Un=20.000kV fn=50.00Hz; Phi=0.0°; E=0kWh; LVRT=AUS
Einstellwerte: CP=1.000 untererregt; ILmax=346.4A; Sr=1000000000000000.000kVA
Einstellwerte: LVRT=VDE-AR-N 4110; s=100.0%; s(DEA)=100.0%; s(Zone)=100.0%; s(Bereich)=100.0%
Einstellwerte: s(Zone E-Mobile)=100.0%; s(Bereich E-Mobile)=100.0%
Einstellwerte: U>=1e+15p.u.; U<=0.8p.u.; NAP=3Ph.; NAP(LVRT)=3Ph.
U12=916.578V, -133.4°, 4.6%; U23=916.578V, 106.6°, 4.6%; U31=916.578V, -13.4°, 4.6%
UL1=529.188V, -163.4°, 4.6%; UL2=529.186V, 76.6°, 4.6%; UL3=529.185V, -43.4°, 4.6%
Um=0.528809kV
IL1=346.41A, -163.3°, [0.1°]; IL2=346.41A, 76.7°, [0.1°]; IL3=346.41A, -43.3°, [0.1°]
IL1=120.0%In; IL2=120.0%In; IL3=120.0%In [In=288.675A]
S=549.946647kVA, P=549.945810kW, Q=-0.959837kvar, 1.000
NAP(LVRT): U1=528.8V, -163.3°; I1=346.4A, -162.8°, [0.5°]
LVRT OFF: IL1=0.000A;0.00°; IL2=0.000A;0.00°; IL3=0.000A;0.00°
```

Wird jetzt der LVRT-Betrieb für die Erzeugungsanlage aktiviert (**LVRT ON**), so geht die Erzeugungsanlage (DEA) in den LVRT-Betrieb (**blaue Einfärbung**).

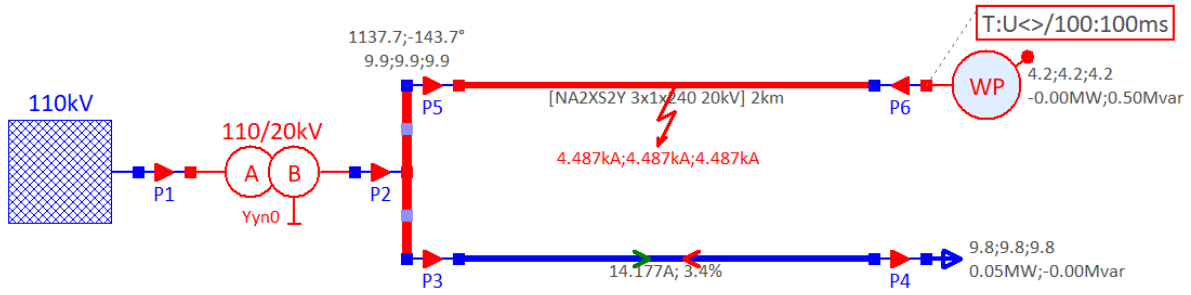


Abbildung 136: 10MW-Windpark mit Kurzschluss – LVRT-Betrieb (LVRT ON) mit k1 = 2

In der nachfolgenden Abbildung ist zu erkennen, dass der Spannungseinbruch **ULLmin** beträgt und die Blindstromänderung zu **dI1b** berechnet wird. Die Anlage speist im LVRT-Betrieb nur einen Blindstrom **I1b** ein, da der untererregte Blindstrom des Normalbetriebs **I1b(0)** die Blindstromänderung verringert. Der eingespeiste Wirkstrom beträgt **I1w**. Ein zusätzlicher Wirkstrom **I1w** kann in der Registerkarte **LVRT** eingestellt werden, kann aber für eine Blindstromstatik von **k1=2** nicht eingespeist werden, da der maximal mögliche Scheinstrom **ILmax** schon als Blindstrom eingespeist wird.

```
[3Ph 1] 10MW
Einstellwerte: Pn (IL:3p) = const.
Einstellwerte: P=10000.00kW; Un=20.000kV fn=50.00Hz; Phi=0.0°; E=0kWh
Einstellwerte: CP=1.000 untererregt; NAP=DEA; ILmax=346.4A; Sr=1000000000000000.000kVA
Einstellwerte: LVRT=VDE-AR-N 4110; s=100.000%; s(DEA)=100.000%; s(Zone)=100.000%; s(Bereich)=100.000%
U12=841.455V, 4.2%; U23=841.455V, 4.2%; U31=841.455V, 4.2%
UL1=485.816V, -178.62°, 4.2%; UL2=485.813V, 61.38°, 4.2%; UL3=485.814V, -58.62°, 4.2%
IL1=346.410A; 91.55°; [270.20°]; IL2=346.410A; -28.45°; [-89.80°]; IL3=346.410A; -148.45°; [-89.80°]
IL1=120.000; IL2=120.000; IL3=120.000%In[=288.675A]
S=504.873003kVA, P=1.762336kW, Q=504.869928kvar, 0.003
Betriebsart S/P: Begrenzung IL = Imax deaktiviert
LVRT ON: Un=20.000kV; U<=88.0%; U>=92.0%; k1=2; CP1=0.000
LVRT ON: Messort=DEA; ULLmin=846.153V=4.2%; dULL=0.966p.u.
LVRT ON: Betriebsart |IL|=0A deaktiviert
LVRT ON: U1=488.526V=0.042p.u.; -178.452°; U2=0.000V=0.000p.u.; -127.797°
LVRT ON: dU1=0.966p.u.; dU2=0.000p.u.
LVRT(DEA) ON: dI1b=557.924A; dI2b=0.000A; ILmax=346.4A
LVRT(DEA) ON: I1b(0)=0.040A untererregt; CP1(0)=1.000; I2b(0)=0.000A
LVRT(DEA) ON: I1w(0)=285.514A; I1(0)=285.514A; CP1(0)=1.000; I2w(0)=0.000A; I2(0)=0.000A
LVRT(DEA) ON: I1=557.885A; I1w=0.000A; I1b=557.885A
LVRT(DEA) ON: I2=0.000A; I2w=0.000A; I2b=0.000A
LVRT ON: IL1=346.410A;-90.00°; IL2=346.410A;150.00°; IL3=346.410A;30.00°
```

Abbildung 137: Messwerte der Erzeugungsanlage – LVRT Betrieb für Blindstromstatik k1=2

Wird die Blindstromstatik auf **k1=1** reduziert kann zusätzlich ein Wirkstrom von I_{1W} eingespeist werden, der der eingespeiste Blindstrom kleiner als der maximal zulässige Scheinstrom I_{Lmax} ist.

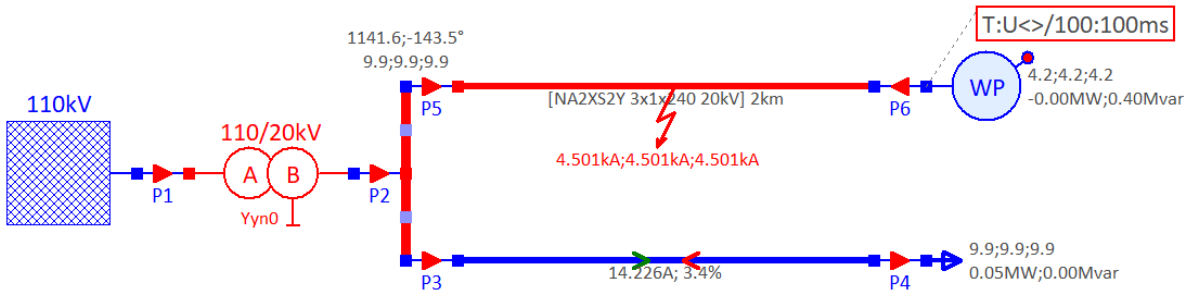


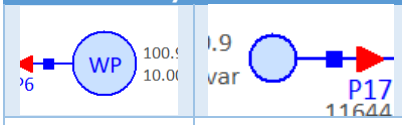
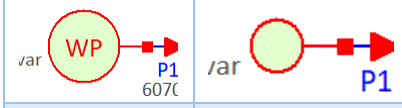
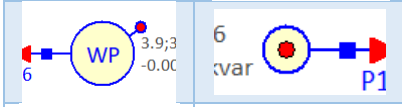
Abbildung 138: 10MW-Windpark mit Kurzschluss – LVRT-Betrieb (LVRT ON) mit k1 = 1

```
[3Ph 1] 10MW
Einstellwerte: Pn (IL:3p) = const.; Betriebsart S/P: Begrenzung IL = Imax deaktiviert
Einstellwerte: P=10000.00kW; Un=20.000kV fn=50.00Hz; Phi=0.0°; E=0kWh; LVRT=EIN
Einstellwerte: CP=1.000 untererregt; ILmax=346.4A; Sr=1000000000000000.000kVA
Einstellwerte: LVRT=VDE-AR-N 4110; s=100.0%; s(DEA)=100.0%; s(Zone)=100.0%; s(Bereich)=100.0%
Einstellwerte: s(Zone E-Mobile)=100.0%; s(Bereich E-Mobile)=100.0%
Einstellwerte: U>=1e+15p.u.; U<=0.8p.u.; NAP=3Ph.; NAP(LVRT)=3Ph.
U12=831.672V, -146.7°, 4.2%; U23=831.672V, 93.3°, 4.2%; U31=831.672V, -26.7°, 4.2%
UL1=480.166V, -176.7°, 4.2%; UL2=480.166V, 63.3°, 4.2%; UL3=480.166V, -56.7°, 4.2%
Um=0.480239kV
IL1=279.225A, 93.3°, [270.0°]; IL2=279.225A, -26.7°, [-90.0°]; IL3=279.225A, -146.7°, [270.0°]
IL1=96.7%In; IL2=96.7%In; IL3=96.7%In [In=288.675A]
S=402.222845kVA, P=-0.000000kW, Q=402.222845kvar, -0.000
NAP(LVRT): U1=480.2V, -176.7°; I1=279.2A, 93.4°, [270.1°]
LVRT ON: Un=20.000kV; U<=88.0%; U>=92.0%; k1=1; CP1=0.000
LVRT ON: Messort[NAP(LVRT)]=DEA; ULLmin=831.798V=4.2%; dULL=0.967p.u.; U1(0)=11647.529V
LVRT ON: Betriebsart |IL|=0A deaktiviert
LVRT ON: U1=480.239V=0.042p.u.; -176.664°; U2=0.000V=0.000p.u.; 72.233°
LVRT ON: dU1=0.967p.u.; dU2=0.000p.u.
LVRT(DEA) ON: dI1b=279.182A; dI2b=0.000A; ILmax=346.4A
LVRT(DEA) ON: I1b(0)=0.043A übererregt; CP1(0)=1.000; I2b(0)=0.000A
LVRT(DEA) ON: I1w(0)=286.196A; I1(0)=286.196A; CP1(0)=1.000; I2w(0)=-0.000A; I2(0)=0.000A
LVRT(DEA) ON: I1=279.225A; I1w=0.000A; I1b=279.225A
LVRT(DEA) ON: I2=0.000A; I2w=0.000A; I2b=0.000A
LVRT ON: IL1=279.225A;-90.00°; IL2=279.225A;150.00°; IL3=279.225A;30.00°
```

Abbildung 139: Messwerte der Erzeugungsanlage – LVRT Betrieb für k1=1

5.6.12.10 LVRT-Betrieb: Symbole und Einfärbungen in der Netzgrafik

Um die verschiedenen Betriebsarten im LVRT-betrieb bzw. eingeschränkten LVRT-Betrieb etc. grafisch darzustellen, werden die nachfolgenden Symbole und Einfärbungen in den Netzgrafik verwendet.

Symbol	Bedeutung
	**Normalbetrieb**
	**Normalbetrieb** ▪ Die **rote Umrandung** zeigt an, dass **eine Strombegrenzung** vorliegt.
	LVRT-Betrieb ▪ Der LVRT-Betrieb wird durch den kleinen **roten Kreis** angezeigt. ▪ Die **blaue Umrandung** zeigt an, dass **keine Strombegrenzung** vorliegt.
	LVRT-Betrieb ▪ Die **rote Umrandung** zeigt an, dass **eine Strombegrenzung** vorliegt.
	**eingeschränkter LVRT-Betrieb**
	LVRT-Betrieb ohne Wirk- und Blindstromeinspeisung bzw. -bezug, d.h. in der Betriebsart **|IL|=0A**

Durch die **automatische Inselnetzerkennung**, die nach einem AUS-Kommando ausgehend von allen Erzeugungsanlagen (DEA) ausgeführt wird, ist es möglich, dass das Netzwerkelement bei fehlender Netzspannung am Netzanschlusspunkt (NAP) deaktiviert wird, d.h. mit der Farbe **Magenta** gezeichnet wird.

5.6.13 Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 (IEC 60909)

Dezentrale Erzeugungsanlagen als **Kraftwerke mit Vollumrichter**[8], die in ATPDesigner mit dem Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** nachgebildet werden, müssen nach **DIN EN 60909-0:2016 (IEC 60909-0:2016)** im Mitsystem u.a. zur Berechnung des Anfangs-Kurzschlusswechselstromes I_k" und des Stoßkurzschlussstromes i_P durch eine Stromquelle nachgebildet werden.

Im nachfolgende Einstelldialog kann für jede Kurzschlussart getrennt der Kurzschlussstrombeitrag des Kraftwerkes mit Vollumrichter eingegeben werden.

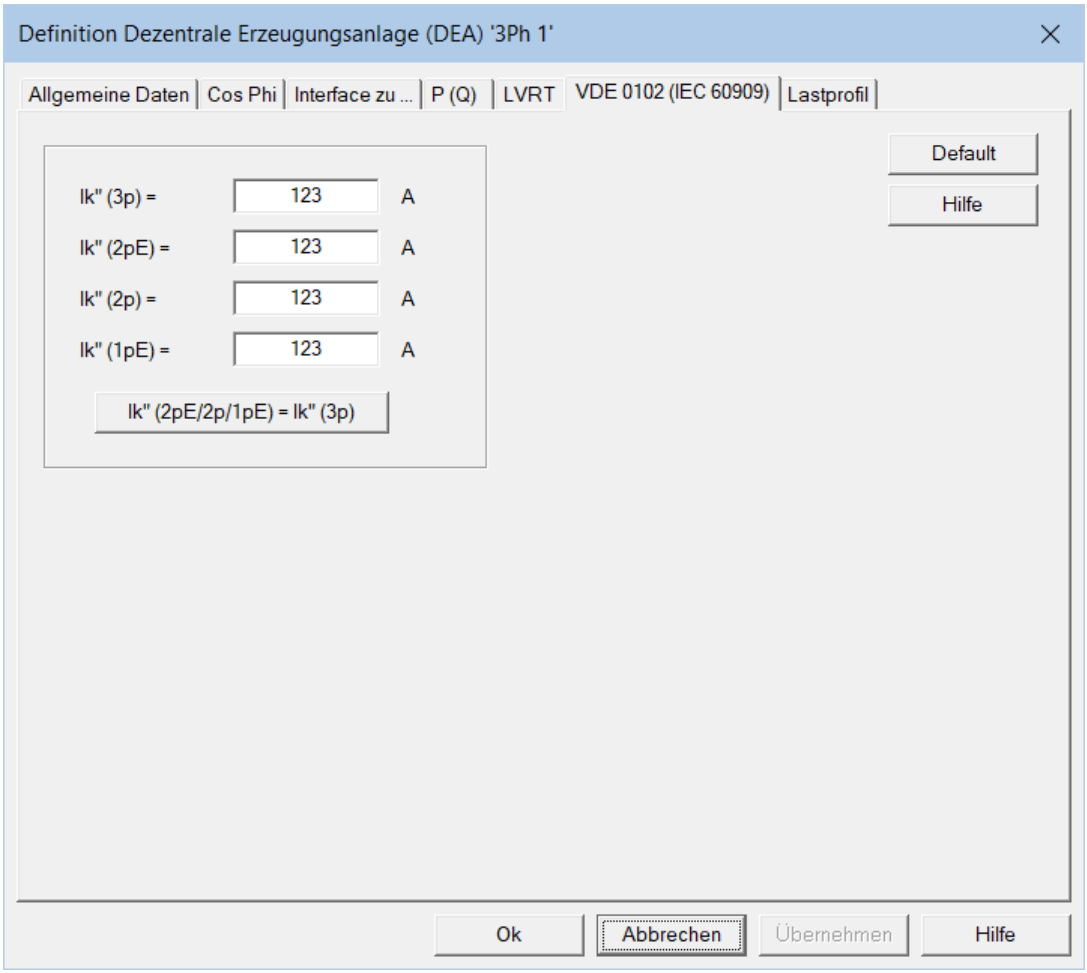


Abbildung 140: Einstelldialog *VDE 0102 (IEC 60909)* für dezentrale Erzeugungsanlagen

Einstellwert	Bedeutung
Ik" (3p)	Beitrag des Kraftwerks zum Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_k" im Sinne **DIN EN 60909-0:2016 (IEC 60909-0:2016)** im Falle eines 3-poligen Kurzschlusses mit und ohne Erdberührung

[8] **DIN EN 60909-0:2016 (IEC 60909-0:2016)**

Ik“ (2pE)	Beitrag des Kraftwerks zum Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_k“ im Sinne **DIN EN 60909-0:2016 (IEC 60909-0:2016)** im Falle eines 2-poligen Kurzschlusses mit Erdberührung
Ik“ (2p)	Beitrag des Kraftwerks zum Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_k“ im Sinne **DIN EN 60909-0:2016 (IEC 60909-0:2016)** im Falle eines 2-poligen Kurzschlusses ohne Erdberührung
Ik“ (1pE)	Beitrag des Kraftwerks zum Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_k“ im Sinne **DIN EN 60909-0:2016 (IEC 60909-0:2016)** im Falle eines 1-poligen Erdkurzschlusses
Ik“(…)=Ik“ (3p)	Die Einstellwerte der Kurzschlussströme werden gleich dem aktuellen Wert des Einstellwertes **Ik“ (3p)** gesetzt.

Nach **DIN EN 60909-0:2016 (IEC 60909-0:2016)** dürfen Kraftwerke mit Vollumrichter vernachlässigt werden, „*wenn ihr Beitrag nicht höher ist als 5% des Kurzschlussstromes ohne diese Kraftwerke*“[9].

⇨ **Bei der Verwendung der Einstellwerte zur Anwendung der Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 in ATPDesigner müssen die Erläuterungen und Einschränkungen nach Kapitel 8 [Bd. 3] unbedingt beachtet werden. Darüber hinaus ersetzt das vorliegende Handbuch nicht ein intensives Studium der aktuell gültigen oder auch schon nicht mehr gültigen Versionen der Norm VDE 0102 (IEC 60909). Auch ist nicht ausgeschlossen, dass in diesem Handbuch Normverfahren und Normbegriffe ggfs. unvollständig oder fehlerhaft oder missverständlich dargestellt und/oder verwendet werden.**

5.6.14 Registerkarte *Lastprofil*

Die dezentrale Erzeugungsanlage kann für die in der Registerkarte **Allgemeine Daten** einstellbaren **Betriebsarten**

- **Pn (IL:1/2/3p) = const.**
- **Pn (IL:3p) = const.**
- **Sn (IL:1/2/3p) = const.**
- **Sn (IL:3p) = const.**

als Bezugs- oder Einspeiseanlage konstanter oder zeitabhängiger Leistung im Sinne von Lastprofilen (Zeitreihe von 15min-Intervallen mit konstanter Leistung nach VDEW [23]) wie nachfolgend erläutert in mehreren Verfahren zur Berechnung eines stationären Netzzustandes oder eines Fahrplans verwendet werden.

⇨ **Unter einer Fahrplanberechnung[10] oder einer Zeitreihenberechnung wird eine Folge von Lastflussberechnungen für jeweils ein 15min-Intervall verstanden. Für jede dieser Lastflussberechnungen wird innerhalb des 15min-Intervalls die Wirkleistung P und Blindleistung Q von PQ-Knoten und PU-Knoten als konstant angenommen.**

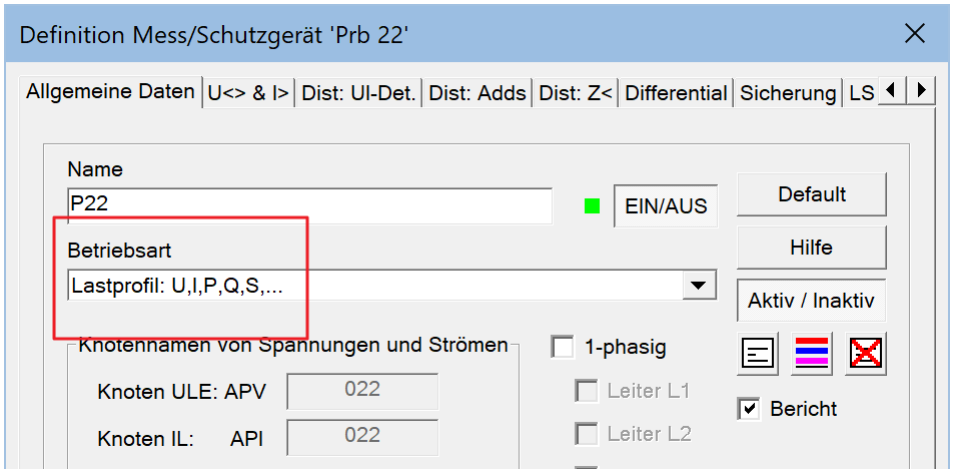
[9] **DIN EN 60909-0:2016 (IEC 60909-0:2016)**

[10] Unter einer **Fahrplanberechnung** oder einer **Zeitreihenberechnung** wird eine Folge von Lastflussberechnungen für jeweils ein 15min-Intervall verstanden. Für jede dieser Lastflussberechnungen wird innerhalb des 15min-Intervalls die Wirkleistung P und Blindleistung Q von PQ-Knoten und PU-Knoten als konstant angenommen.

Nachfolgend wird der Begriff **Fahrplanberechnung** gleich dem Begriff **Zeitreihenberechnung** verwendet. Bei der Fahrplanberechnung werden wie bei einer Zeitreihenberechnung für jedes 15min-Intervall eine Lastflussberechnung ausgeführt. Für die Fahrplanberechnung können Lastprofile verwendet werden.

⇨ Unter einem **Fahrplan** wird eine Zeitreihe von 15min-Intervallen mit konstanter Wirkleistung P und Blindleistung Q verstanden.

Wird eine **Fahrplanberechnung** ausgeführt, so können **Fahrpläne** an beliebigen Netzknoten und in beliebigen Netzzweigen mit Hilfe eines Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**, das als **Fahrplanmessgerät** eingestellt ist, gemessen werden. In der nachfolgenden Abbildung ist beispielhaft die **Betriebsart Lastprofil: U,I,P,Q,S,…** für ein **Fahrplanmessgerät** dargestellt.

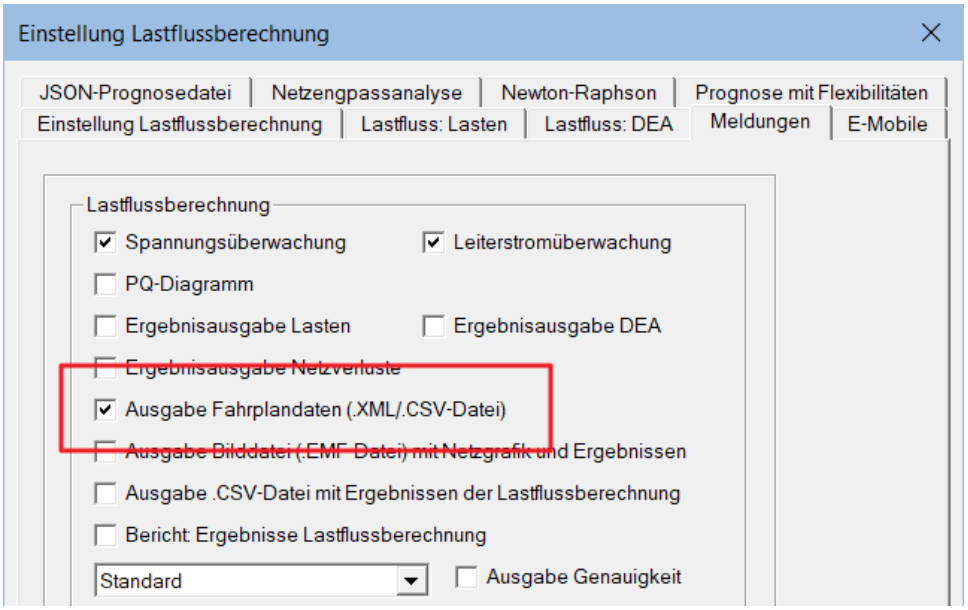


Die mit dem Fahrplanmessgerät gemessenen Spannungen, Ströme, Leistungen, etc. können in eine .CSV- und eine .XML-Datei ausgegeben werden. Die beiden Dateien werden im **Projektverzeichnis** im Unterverzeichnis **Results** gespeichert. Falls das Unterverzeichnis **Results** nicht vorhanden ist, wird es bei Bedarf von ATPDesigner automatisch angelegt. Die .XML- und die .CSV-Datei können mit einem Tabellenkalkulationsprogramm wie z.BV. Excel eingelesen und weiterverarbeitet werden. Die .CSV-Datei kann zusätzlich mit ATPDesigner eingelesen und als **Diagramm** angezeigt werden.

Die Fahrplandateien sind am Ende des Dateinamens mit dem Bezeichner **_FPFORC** gekennzeichnet.

JJJJMMTThhmmss_*NetDateiname*_FPFORC.xml
JJJJMMTThhmmss_*NetDateiname*_FPFORC.csv

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**



- **Verfahren 1**: **Fahrplanberechnung mit Schaltzeiten für E-Mobile und Batterien**

  - Hauptmenü **Prüfungen**
  - Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten**
  - Menüpunkt **E-Mobile: Fahrplanberechnung**[10]

  ⇨ Zusätzlich zu Lastprofilen wird die Tabelle des Einstelldialogs mit Schaltzeiten abhängig von der in der Registerkarte eingestellten **Betriebsart** berücksichtigt.

- **Verfahren 2**: **Fahrplanberechnung mit Lastprofilen**

  - Hauptmenü **Prüfungen**
  - Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten**
  - Menüpunkt **Lastfluss: Lastprofile**

  ⇨ Die Tabelle des Einstelldialogs mit Schaltzeiten wird nicht berücksichtigt. Es werden nur Lastprofile verwendet.

- **Verfahren 3**: **Berechnung eines stationären Netzzustandes**

  - Hauptmenü **Prüfungen**
  - Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten**
  - Menüpunkt **Lastflussberechnung**

  Wird eine **Lastflussberechnung** z.B. mit dem Toolbar-Button zur Berechnung eines stationären Netzzustandes ausgeführt, wird das Netzwerkelement unabhängig von den Einstellwerten der Registerkarte **Lastprofil** immer als Bezugs- oder Einspeiseanlage mit konstanten Leistungen P und Q entsprechend den Einstellwerten der Registerkarte Allgemeine Daten verwendet. Durch die Einstellung der **Betriebsart** in der Registerkarte **Lastprofil** werden Kennungen für die Betriebsarten in dem grafischen Symbol des Netzwerkelementes direkt in der Netzgrafik angezeigt. Zusätzlich werden Einfärbungen verwendet.

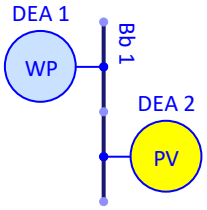


Abbildung 141: Kennungen und Farben für die Betriebsarten in der Netzgrafik

5.6.14.1 Einstelldialog der Registerkarte *Lastprofil*

In der nachfolgenden Abbildung ist der Einstelldialog der Registerkarte **Lastprofil** dargestellt.

⇨ Eine besondere Bedeutung kommt dem Einstellwert **Energieanalyse aktivieren** zu.

Einstellwert *Energieanalyse aktivieren*	Bedeutung
aktiviert	Ist der Einstellwert aktiviert, so wird das Netzwerkelement abhängig vom Einstellwert **Betriebsart** verwendet.
deaktiviert	Ist der Einstellwert deaktiviert, so wird das Netzwerkelement abhängig vom Einstellwert **Betriebsart** durch alternative Berechnungsmodelle nachgebildet und in der Lastflussberechnung berücksichtigt. Diese alternativen Berechnungsmodelle werden als **Rückfallebenen** bezeichnet. Näheres dazu kann **Lastflussberechnung und Netzauslastungsanalyse** [Bd. 3] nachgelesen werden.

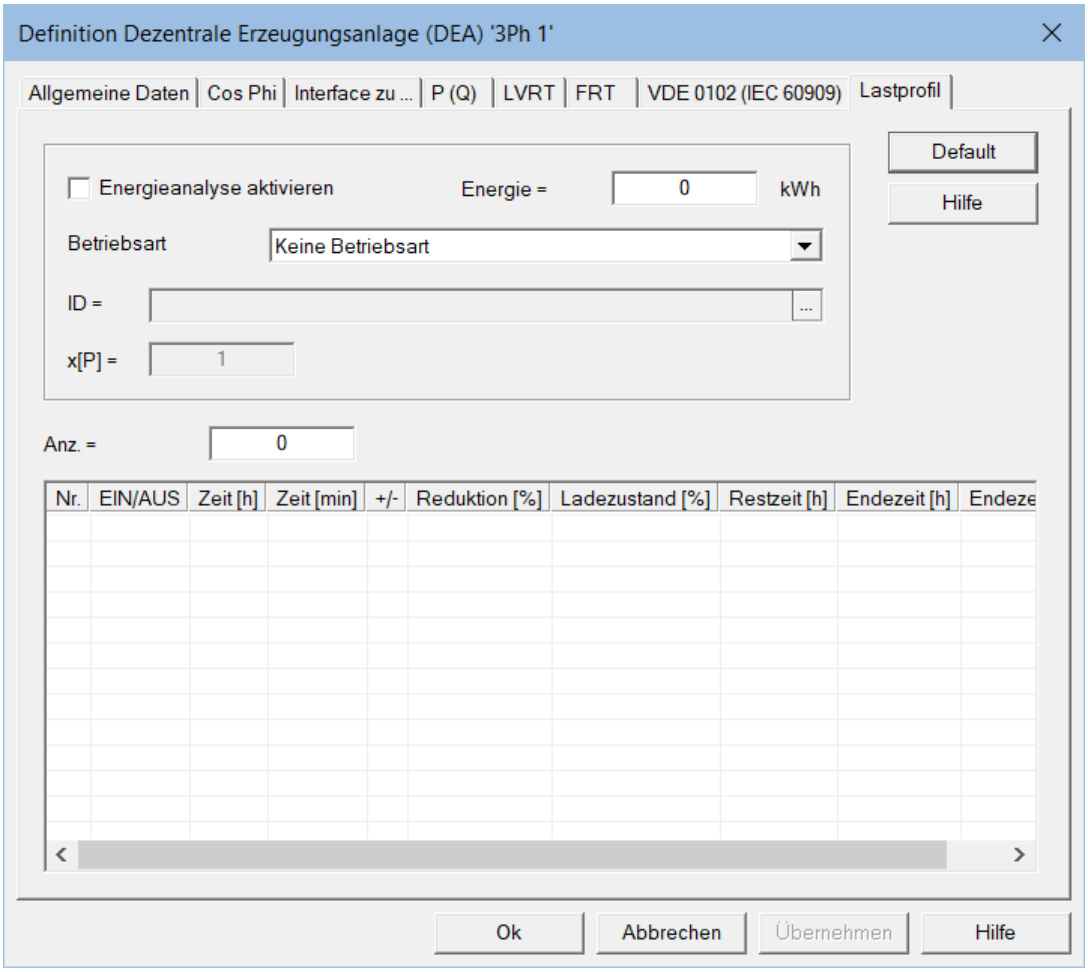


Abbildung 142: Registerkarte *Lastprofil*

In der nachfolgenden Tabelle sind die weiteren Einstellwerte des Einstelldialogs erläutert.

Einstellwert	Bedeutung
Energie	Der Einstellwert wird nur in den Berechnungsmethoden **E-Mobile: Fahrplanberechnung**[10] (Verfahren 1) und **Lastfluss: Lastprofile** (Verfahren 2) mit den folgenden Betriebsarten verwendet: ▪ **Elektromobil** ▪ **Akkumulator (Batterie)** ▪ **Solarstromanlage (DEA) nach SLP** ▪ **Windkraftanlage (DEA) nach SLP** ▪ **Solarstromanlage (DEA) nach SLP(ID)** ▪ **Windkraftanlage (DEA) nach SLP(ID)** Wird eine **JSON-Prognosedatei** verwendet, so wird der Einstellwert nicht verwendet. Betriebsarten, die ein Lastprofil verwenden, das in einer **JSON-Prognosedatei** definiert ist, können an dem Textelement **Prognose (ID)** in der Betriebsart erkannt werden, z.B. ▪ **Solarstromanlage (DEA) Prognose (ID)** ▪ **Elektromobil Prognose (ID)** ▪ **Batteriespeicher Prognose (ID)**

Betriebsart	Die Betriebsart legt abhängig von den Verfahren zur Zeitreihenberechnung[10] **E-Mobile: Fahrplanberechnung** und **Lastfluss: Lastprofile** die Wirkleistung und den Verschiebungsfaktor des Netzwerkelementes als Bezugs- oder Einspeiseanlage fest. ▪ Hauptmenü **Prüfungen** ▪ Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten** Es können konstante Leistungen und Verschiebungsfaktoren oder Kennlinien für Verschiebungsfaktoren aus der Registerkarte **Allgemeine Daten** verwendet werden. Auch ist die Verwendung von Lastprofile für Zeitreihenberechnungen möglich. Das Verfahren **E-Mobile: Fahrplanberechnung**[10] verwendet für die Betriebsarten **Elektromobil** und **Akkumulator (Batterie)** die Tabelle des Einstelldialogs mit Schaltzeiten. Abhängig von der Betriebsart werden Kennungen in dem Symbol des Netzwerkelementes direkt in der Netzgrafik angezeigt. Bei Verwendung des kleinen grafischen Symbols werden Einfärbungen verwendet.
ID	Identifikationsnummer des Betriebsmittels: **Anlagen-Identifier** Der **Anlagen-Identifier ID** (auch Messstellennummer genannt) wird verwendet, um den Dateinamen eines anlagenspezifischen Lastprofils eindeutig dem Netzwerkelement zuzuordnen und während einer Fahrplanberechnung anzuwenden.
x[P]	Skalierungsfaktor für die Wirkleistung P Die Wirkleistung P eines Lastprofils wird aus einer .CSV-Datei bzw. aus der **JSON-Prognosedatei** eingelesen und vor der Verarbeitung in einer Zeitreihenberechnung[10] mit dem Skalierungsfaktor **x[P]** multipliziert. Wird der Skalierungsfaktor **x[P]** für eine Betriebsart nicht unterstützt, wird das zugehörige Eingabefeld im Einstelldialog deaktiviert. ⇨ Wird der Skalierungsfaktor **x[P] = -1.0** eingestellt, so wird die eingelesene Wirkleistung P vor der weiteren internen Verarbeitung invertiert. Damit wird aus einer Bezugswirkleistung eine Einspeisewirkleistung und umgekehrt.

5.6.14.2 Verfahren 1: Fahrplanberechnung mit Schaltzeiten für E-Mobile, Batterien

Es wird die Berechnungsmethode **E-Mobile: Fahrplanberechnung**[10] verwendet. Das Netzwerkelement wird entsprechend der in der Registerkarte **Allgemeine Daten** eingestellten Leistung als Bezugs- oder Einspeiseanlage zeitlich konstanter Leistung berücksichtigt. Zusätzlich werden die Einstellwerte aus der Tabelle mit Schaltzeiten in der Registerkarte **Lastprofil** ausgewertet.

- Ist die Option **Energieanalyse aktivieren** aktiviert und die Betriebsart **Elektromobil** oder **Akkumulator (Batterie)** eingestellt, so werden die in der Tabelle des Einstelldi-

alogs definierten Einstellwerte in der Zeitreihenberechnung berücksichtigt. Es werden folgende Betriebsarten unterschieden: EIN-/AUS-Schalten und Laden/Entladen

- Ist die Option **Energieanalyse aktivieren** deaktiviert, so werden die Schaltzeiten in der Tabelle des Einstelldialogs in der Zeitreihenberechnung[10] nicht berücksichtigt.

- Alternativ kann bei aktivierter Option **Energieanalyse aktivieren** abhängig von dem Einstellwerte **Betriebsart** ein Lastprofil verwendet werden.

5.6.14.3 Verfahren 2: Fahrplanberechnung[10] mit Lastprofilen

Es wird die Berechnungsmethode **Lastfluss: Lastprofile** verwendet. Abhängig von der Betriebsart wird das Netzwerkelement entsprechend der in der Registerkarte **Allgemeine Daten** eingestellten Leistung als Bezugs- oder Einspeiseanlage zeitlich konstanter Leistung oder mit einem Lastprofil (Zeitreihe mit konstanter Leistung je 15min-Intervall), d.h. mit zeitlich veränderlicher Leistung berücksichtigt.

⇨ Um ein Lastprofil zu verwenden, muss der Einstellwert Energieanalyse aktivieren aktiviert sein.

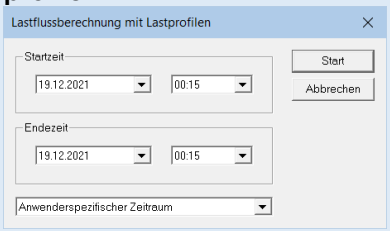
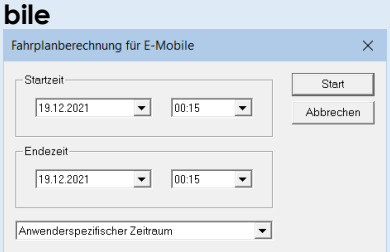
⇨ Die Tabelle des Einstelldialogs mit Schaltzeiten wird nicht berücksichtigt.

5.6.14.4 Betriebsarten

In der nachfolgenden Tabelle wird das Verhalten des Netzwerkelementes abhängig von der Betriebsart erläutert.

- Es muss beachtet, dass Teillastfaktoren die Wirkleistung aus dem Einstellwert oder einer verknüpften Lastprofildatei skaliert.

- Der Bezeichner **Bezugs- oder Einspeiseanlage konstanter Leistung** zeigt an, dass die zeitlich konstanten Leistungen aus der Registerkarte Allgemeine Daten verwendet werden.

Betriebsart	Lastfluss: Lastprofile	E-Mobile: Fahrplanberechnung
	Lastflussberechnung mit Lastprofilen 	**Lastflussberechnung für E-Mobile** 
Keine Betriebsart	Bezugs- oder Einspeiseanlage konstanter Leistung	Bezugs- oder Einspeiseanlage konstanter Leistung
Windkraftanlage (DEA)	Bezugs- oder Einspeiseanlage konstanter Leistung	Bezugs- oder Einspeiseanlage konstanter Leistung

Solarstromanlage (DEA)	Bezugs- oder Einspeiseanlage konstanter Leistung	Bezugs- oder Einspeiseanlage konstanter Leistung
Elektromobil	Bezugs- oder Einspeiseanlage konstanter Leistung	Leistung nach Tabelle
Akkumulator (Batterie)	Bezugs- oder Einspeiseanlage konstanter Leistung	Leistung nach Tabelle
Solarstromanlage (DEA) nach SLP	Leistung nach Lastprofil	Leistung nach Lastprofil
Windkraftanlage (DEA) nach SLP	Bezugs- oder Einspeiseanlage konstanter Leistung	Bezugs- oder Einspeiseanlage konstanter Leistung
Solarstromanlage (DEA) nach SLP(ID)	Leistung nach anlagenspezifischem Lastprofil mit ID	Leistung nach anlagenspezifischem Lastprofil mit ID
Windkraftanlage (DEA) nach SLP(ID)	Leistung nach anlagenspezifischem Lastprofil mit ID	Leistung nach anlagenspezifischem Lastprofil mit ID
Solarstromanlage (DEA) Prognose (ID)	anlagenspezifische Leistung nach JSON-Prognosedatei mit ID	Netzwerkelement deaktiviert
Netzeinspeisung	Bezugs- oder Einspeiseanlage konstanter Leistung	Bezugs- oder Einspeiseanlage konstanter Leistung
Kraftwerk	Bezugs- oder Einspeiseanlage konstanter Leistung	Bezugs- oder Einspeiseanlage konstanter Leistung
Nachtspeicherheizung	Bezugs- oder Einspeiseanlage konstanter Leistung	Bezugs- oder Einspeiseanlage konstanter Leistung
Wärmepumpe	Bezugs- oder Einspeiseanlage konstanter Leistung	Bezugs- oder Einspeiseanlage konstanter Leistung
Elektromobil Prognose (ID)	anlagenspezifische Leistung aus der JSON-Prognosedatei mit ID	Netzwerkelement deaktiviert
Solarstromanlage (DEA) Prognose (PVGIS)	Netzwerkelement deaktiviert	Leistung nach Lastprofil
Batteriespeicher Prognose (ID)	anlagenspezifische Leistung nach JSON-Prognosedatei mit ID	Netzwerkelement deaktiviert

5.6.14.4.1 Betriebsart *Eine definierte Uhrzeit*

Wird die Betriebsart **Eine definierte Uhrzeit** verwendet, kann nur eine einziges 15min-Intervall ausgewählt werden. Da nur eine einzige Lastflussberechnung als Zeitreihenberechnung ausgeführt wird, werden die Ergebnisse der Lastflussberechnung in der Netzgrafik angezeigt. Diese Betriebsart kann z.B. dazu verwendet werden, um auf einfache Art und Weise Berechnungs- oder Bewertungsergebnisse eines 15min-Intervalls, das z.B. in dem **Bericht** einer Zeitreihenberechnung Normabweichungen gezeigt hat, zu berechnen und zu analysieren. Die nachfolgende Abbildung zeigt ein Beispiel.

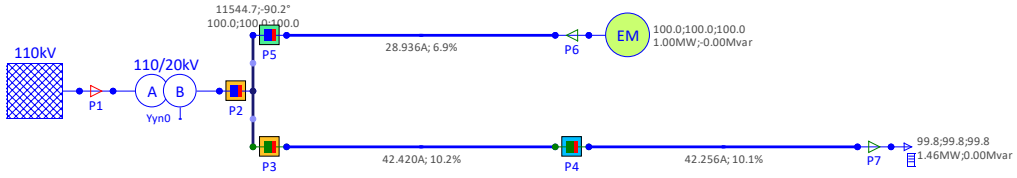


Abbildung 143: *Eine definierte Uhrzeit* - Anzeige der Berechnungsergebnisse in der Netzgrafik

5.6.14.5 Allgemeine, anwenderspezifische und anlagenspezifische Lastprofile

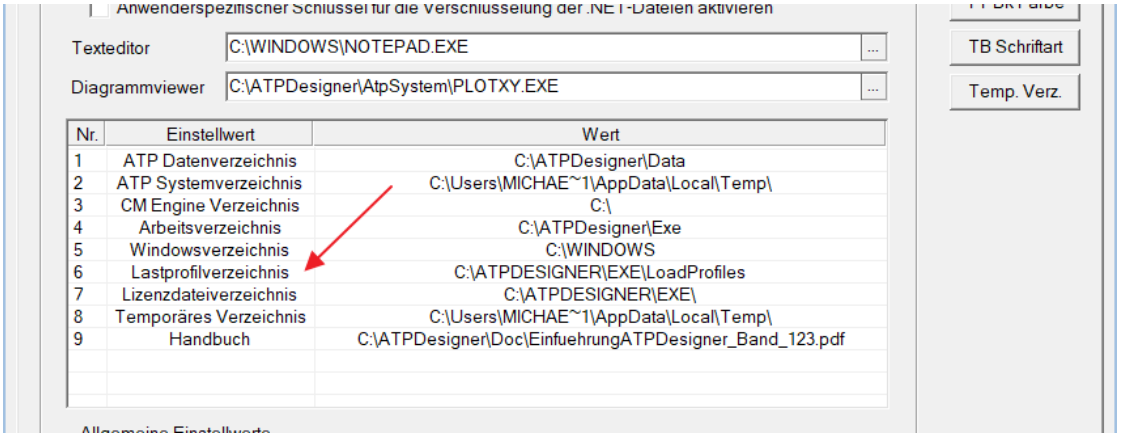
Bzgl. der Verwendung von Lastprofilen in Anlehnung an VDEW [23] muss zwischen allgemeinen und anwenderspezifischen Lastprofilen und anlagenspezifischen Lastprofilen mit Anlagen-Identifier (ID) unterschieden werden. Weiteres dazu in Kapitel **Lastflussberechnung mit Flexibilitäten** [Bd. 3].

5.6.14.5.1 SLP: Allgemeine und anwenderspezifische Lastprofile

Die allgemeinen und anwenderspezifischen Lastprofile entsprechen dem Inhalt und Struktur den Standardlastprofilen (SLP) nach VDEW [23]. Die Lastprofile werden unterschieden nach Sommer, Winter und Übergangszeit, für die je eine eigene .CSV-Datei verwendet wird.

⇨ Die drei .CSV-Dateien für Sommer, Winter und Übergangszeit müssen im Verzeichnis **Lastprofilverzeichnis**, das im Einstelldialog **Programmeinstellungen** definiert ist, gespeichert sein. In der Grundeinstellung (Default) ist das Verzeichnis wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt aufzufinden.

- Hauptmenü **Tools**
- Menüpunkt **Programmeinstellungen**



Die Lastprofile können verwendet werden, um für Bezugs- und Einspeiseanlagen ein zeitliches Lastprofil im Sinne von 15min-Zeitreihen mit konstanter Wirk- und Blindleistung festzulegen. Eine Individualisierung jeder dieser Anlagen ist durch die Definition von individuellen Jahresenergiewerten möglich. Dadurch ergibt sich eine individuelle, d.h. anlagenspezifische Zeitreihe der Bezugs- oder Einspeiseleistung für jedes 15min-Intervall.

⇨ **Gemeinsames, d.h. nicht anlagenspezifisches zeitliches Lastprofil (p.u.-Leistungswerte je 15min-Intervall)**

⇨ **Individuelle, d.h. anlagenspezifische Leistung je 15min-Intervall**

5.6.14.5.2SLP(ID): Anlagenspezifische Lastprofil mit Anlagen-Identifier

Die Lastprofile entsprechen dem Inhalt und Struktur nach den Standardlastprofilen (SLP) nach VDEW [23]. Die Lastprofile werden unterschieden nach Sommer, Winter und Übergangszeit und für Werktag, Samstag und Sonntag, allerdings in einer einzigen .CSV-Datei gespeichert. Das Dateiformat ist in der nachfolgenden Abbildung beispielhaft dargestellt. Die Werte für das 15min-Intervall entsprechen einer Wirkleistung in kW. Ist zwischen zwei Trennzeichen (Semikolon „;“) der Wirkleistungswerte keine Zahl enthalten, so wird der Wert der Wirkleistung für das 15min-Intervall = 0kW gesetzt.

- ⇨ Es muss darauf geachtet werden, dass die Anzahl 15min-Intervalle für Werktag, Samstag und Sonntag identisch sind, da sonst keine Lastflussberechnung mit Lastprofilen durchgeführt werden kann.

- ⇨ Damit die anlagenspezifischen Lastprofile mit ID in der Lastflussberechnung mit Lastprofilen berücksichtigt werden, muss der Einstellwert **Energieanalyse aktivieren** aktiviert sein.

```
(Kunde-)Name:;;
(Kanal-)Beschreibung:;;
(Kanal-)Ident3:;Anlagen-Identifier (ID);
Summe (kWh):;;
kW;Winter;Sommer;Uebergang
Werktag 00:15;0,08636;0,08636;0,07696
Werktag 00:30;0,07696;0,05528;0,06244
..
Samstag 00:15;0,08636;0,08636;0,07696
Samstag 00:30;0,07696;0,05528;0,06244
..
Sonntag 00:15;0,08636;0,08636;0,07696
Sonntag 00:30;0,07696;0,05528;0,06244
..
```

Abbildung 144: Inhalt der .CSV-Datei für anlagenspezifische Lastprofile mit ID

Die .CSV-Datei wird im Dateinamen mit einem eindeutigen **Anlagen-Identifier (ID)** gekennzeichnet, der in der .CSV-Datei als **(Kanal-)Ident3:** definiert sein muss.

Struktur des Dateinamens: **XXX_Text.CSV**

mit XXX = ID der Anlage **Anlagen-Identifier (ID)**
Text = beliebiger Text

Zwischen dem **Anlagen-Identifier (ID)** und dem Text muss das Trennzeichen „_“ stehen.

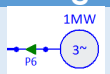
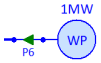
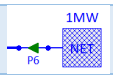
Die Lastprofile können genutzt werden, um individuelle, d.h. anlagenspezifische zeitliche Lastprofile und individuelle, d.h. anlagenspezifische Bezugs- oder Einspeiseleistungen für jedes 15min-Intervall der Zeitreihe zu definieren.

- ⇨ **Individuelles, d.h. anlagenspezifisches zeitliches Lastprofil (p.u.-Leistungswerte je 15min-Intervall)**

- ⇨ **Individuelle, d.h. anlagenspezifische Leistung je 15min-Intervall**

5.6.14.6 Kennungen und Symbole des Betriebsmittels in der Netzgrafik

In der nachfolgenden Tabelle sind die Betriebsarten des Betriebsmittels mit den zugehörigen Kennungen im Symbol des Netzwerkelementes in der Netzgrafik enthalten. Das Symbol des Betriebsmittels wird ebenfalls abhängig von der Betriebsart geändert.

Betriebsart	Kennung in der Netzgrafik	Symbol in der Netzgrafik
Keine Betriebsart	**3~**	
Windkraftanlage (DEA)	**WP**	
Solarstromanlage (DEA)	**PV**	**wie WP**
Elektromobil	**EM**	**wie WP**
Akkumulator (Batterie)	**BS**	**wie WP**
Solarstromanlage (DEA) nach SLP	**PLP**	**wie WP**
Windkraftanlage (DEA) nach SLP	**WLP**	**wie WP**
Solarstromanlage (DEA) nach SLP(ID)	**PID**	**wie WP**
Windkraftanlage (DEA) nach SLP(ID)	**WID**	**wie WP**
Solarstromanlage (DEA) Prognose (ID)	**PVF**	**wie WP**
Netzeinspeisung	**NET**	
Kraftwerk	**PP** oder **KW**	**wie WP**
Nachtspeicherheizung	**NSH**	**wie WP**
Wärmepumpe	**HEP** oder **WAE**	**wie WP**
Elektromobil Prognose (ID)	**EMF**	**wie WP**
Solarstromanlage (DEA) Prognose (PVGIS)	**Noch zu definieren**	**Noch zu definieren**
Batteriespeicher Prognose (ID)	**BSF**	**wie WP**

5.6.14.6.1 Verwendung eines verkleinerten Symbols in der Netzgrafik

Alternativ zu dem Standardsymbol kann die Darstellung für alle **Erzeugungsanlagen (DEA)** gleichzeitig verkleinerte dargestellt werden. In dieser Anzeigebetriebsart wird kein Text innerhalb des Symbols in der Netzgrafik, sondern eine Einfärbung als Kennzeichnung verwendet.

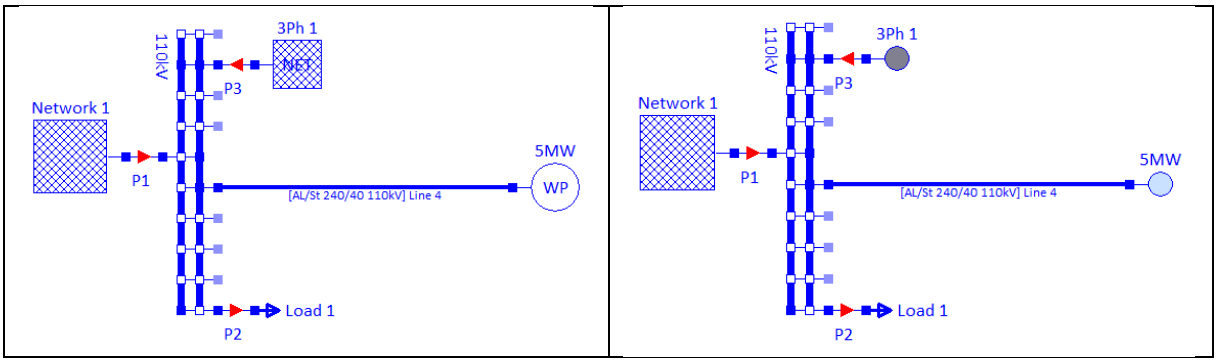


Abbildung 145: Erzeugungsanlage (DEA) - Verwendung verkleinerter Symbole

Die Umschaltung der Symbolgröße erfolgt im Einstelldialog **Netzwerkkonfiguration** in der Registerkarte Einstellungen ATP mit der Option **DEA: Kleines Symbol**.

5.6.14.7 Einstellwerte der Tabelle mit Schaltzeiten für E-Mobile und Batterien

Die Einstellwerte der Tabelle werden nur von der Berechnungsmethode **E-Mobile: Fahrplanberechnung** verwendet. Um die Einstellwerte der Tabelle mit Schaltzeiten zu verwenden, müssen die nachfolgenden Einstellwerte parametriert werden:

- Die Option **Energieanalyse aktivieren** muss aktiviert werden.
- Der Einstellwert **Betriebsart** muss auf eine der Betriebsarten **Elektromobil** oder **Akkumulator (Batterie)** parametriert werden.
- Der Einstellwert **Energie** wird abhängig von der Betriebsart der Spalte **EIN/AUS**, die in der Tabelle eingestellt ist, verwendet.

In der Tabelle kann definiert werden, zu welchem Zeitpunkt das Betriebsmittel als Einspeise- oder Bezugsanlage elektrisch aktiv am Netz arbeitet oder elektrisch inaktiv ist, d.h. Leistung weder einspeist noch bezieht. Darüber hinaus kann eine Betriebsart, d.h. das Lade/Entladeverhalten in der Spalte **EIN/AUS** dem Zeitpunkt zugeordnet werden.

Einstellwert	Bedeutung
Anz	Anzahl Zeilen der Tabelle
Nr.	Zeilennummer
EIN/AUS	Betriebsart um das Lade-/Entladeverhalten zu definieren ▪ **EIN** = Einschalten Der Lade-/Entladevorgang wird zu dem definierten Zeitpunkt eingeschaltet. Die **Ladeleistung P** wird wie folgt ermittelt. $P = \pm\lvert P_n \rvert \cdot Reduktion$ $S = \pm\lvert S_n \rvert \cdot Reduktion$ Als Nennleistung P_n bzw. S_n wird der Einstellwert in der Registerkarte Allgemeine Daten verwendet. ▪ **AUS** = Ausschalten Der Lade-/Entladevorgang wird zu dem definierten Zeitpunkt ausgeschaltet. ▪ **Laden/Entladen** Der Lade-/Entladevorgang wird zu dem definierten Zeitpunkt ein- oder ausgeschaltet. Es handelt sich um eine ereignisgesteuerte Steuerung. Die Ladeleistung wird wie für die Betriebsarten **EIN** ermittelt. Die verbleibende Lade/Entladezeit [h] wird wie folgt berechnet und in der Tabelle angezeigt. $Restzeit = \frac{Energie \cdot Ladezustand}{\pm\lvert P_n \rvert \cdot Reduktion}$ in h
Zeit [h]	Schaltzeitpunkt in h

	Der Schaltzeitpunkt [h]:[min] wird entsprechend der Definition des 15min-Intervalls nach VDEW [23] automatisch auf das nächste 15min-Intervall des Tages gesetzt. Wird ein Minutenwert = 60min erreicht, so wird die Anzahl Stunden um 1h erhöht und der Minutenwert auf 0min gesetzt. Wird eine Stunde ≥ 24Uhr ermittelt, so wird die Stunde auf 0Uhr gesetzt. Es muss bei der Verwendung der Lastprofile als 15min-Zeitreihen darauf geachtet werden, dass eine Unschärfe von 15min bzgl. der sich aus den Leistungen ergebenden Energiewerte entsteht.
Zeit [min]	Schaltzeitpunkt in min Siehe Erläuterungen zu **Zeit [h]**
+/-	▪ „**-**“ = Laden ▪ „**+**“ = Entladen Es ist hier zu beachten, dass das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** im **Erzeugerzählpfeilsystem (EZS)** arbeitet.
Reduktion [%]	Lade- bzw. Entladeleistung in % im Intervall [0%, 100%] Die in der Registerkarte Allgemeine Daten eingestellte Leistung P_n oder S_n wird mit dem Einstellwert multipliziert.
Ladezustand [%]	Ladezustand im Zu-/Abschaltmoment in % ▪ Nur für **Betriebsart 2 = Laden/Entladen**
Restzeit [h]	Verbleibende Lade-/Entladezeit in h ▪ Nur für **Betriebsart 2 = Laden/Entladen**
Endezeit [h]	Schaltzeitpunkt in h Ausgehend von dem Schaltzeitpunkt **Zeit [h]:[min]** wird die **Endezeit [h]:[min]** ermittelt.[11] $Endezeit[h] = floor\left(Zeit[h] + \frac{Zeit[\min]}{60\min} + Restzeit[h] \right)$ ▪ Nur für **Betriebsart 2 = Laden/Entladen**
Endezeit [min]	Schaltzeitpunkt in min Ausgehend von dem Schaltzeitpunkt **Zeit [h]:[min]** wird die **Endezeit [h]:[min]** ermittelt. $Zeit[\min] = 60\min \cdot \left(Zeit[h] + \frac{Zeit[\min]}{60\min} + Restzeit[h] - Endezeit[h] \right)$ ▪ Nur für **Betriebsart 2 = Laden/Entladen**

In der nachfolgenden Abbildung ist dargestellt, wie die Betriebsart mit einem kontextsensitiven Menü, das mit einem **Left Mouse Button Click** auf die Zelle in der Tabellenzeile geöffnet werden kann, eingestellt wird.

[11] The floor() function returns the largest integer that is smaller than or equal to the value passed as the argument (i.e.: rounds down the nearest integer). (Quelle: www.geeksforgeeks.org)

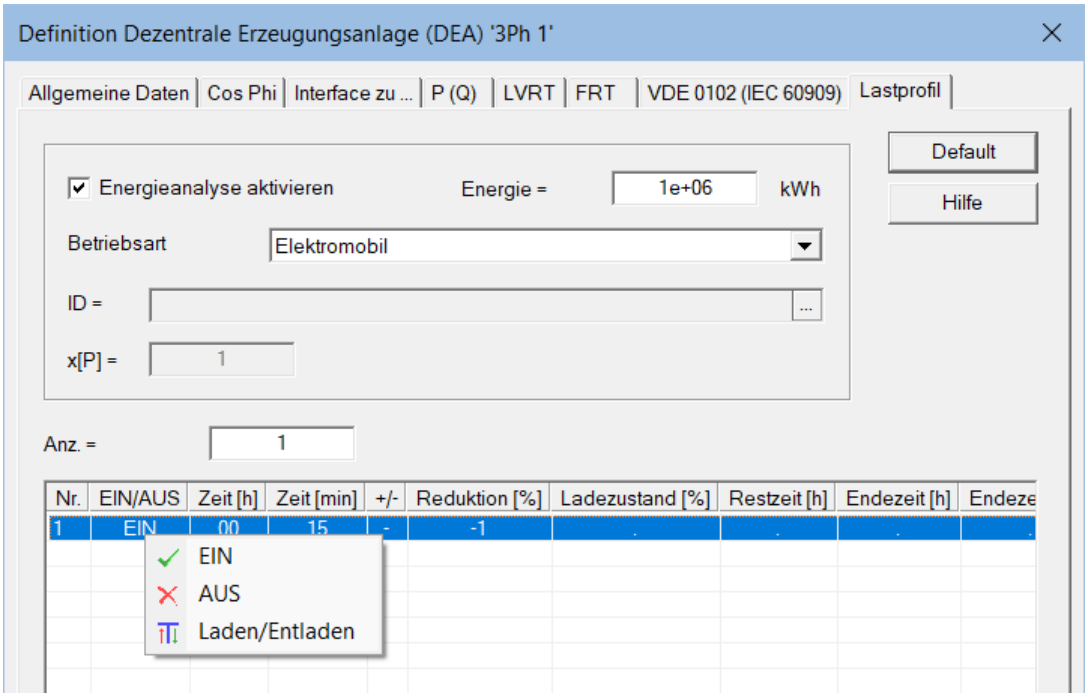


Abbildung 146: Fahrplanberechnung für E-Mobile - Einstellen der Betriebsart *EIN/AUS*

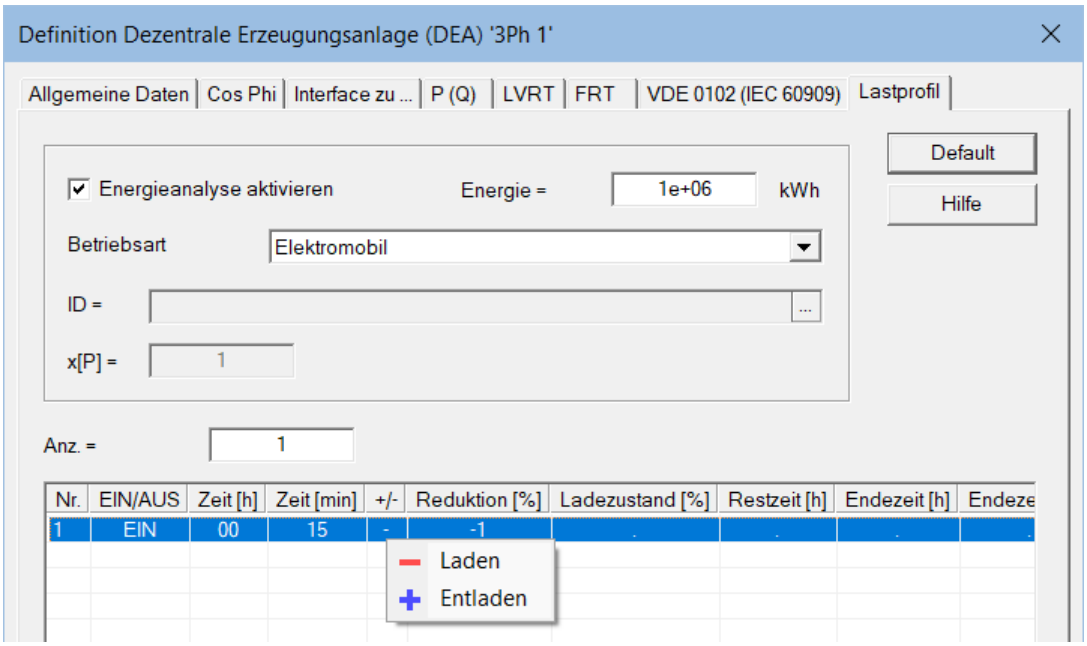


Abbildung 147: Einstellen der Betriebsart *Laden* oder *Entladen*

Folgende Regeln sind zu beachten.

- Die Schaltzeiten der Tabelle liegen immer innerhalb eines Tages, d.h. von 00:00 bis 24:00Uhr und wiederholen sich täglich.
- Die Schaltzeiten müssen zeitlich aufsteigend sortiert sein.
- Schaltzeiten, die sich außerhalb des Tages befinden oder die zeitlichen Grenzen eines Tages auf den Folgetag z.B. erstrecken, können nicht definiert werden.

- Es ist nicht möglich, die Betriebsarten **EIN/AUS** und **Laden/Entladen** in einer Tabelle zu kombinieren. Die beiden Methoden werden von ATPDesigner nur getrennt ausgewertet. Sind in der Tabelle beide Betriebsarten enthalten, so wird die Auswertung der Tabelle und die Zeitreihenberechnung abgebrochen.
- Wird die 1. Tabellenzeile, d.h. **Anz.** = 1 eingefügt, so kann mit Hilfe des **Right Mouse Button Menu** eine beliebige Betriebsart eingestellt werden.
- Wird die Tabellenzeile 2…N eingefügt, so wird automatisch die Betriebsart der ersten Tabellenzeile übernommen.
- Ist in der 1. Tabellenzeile die Betriebsart **EIN** oder **AUS** eingestellt, so kann mit dem **Right Mouse Button Menu** für die Tabellenzeilen 2…N zwischen den Betriebsarten **EIN** oder **AUS** gewählt werden, nicht aber die Betriebsart **Laden/Entladen**.
- Ist in der 1. Tabellenzeile die Betriebsart **Laden/Entladen** eingestellt, so kann mit dem **Right Mouse Button Menu** für die Tabellenzeilen 2…N nur die Betriebsart **Laden/Entladen** eingestellt werden.

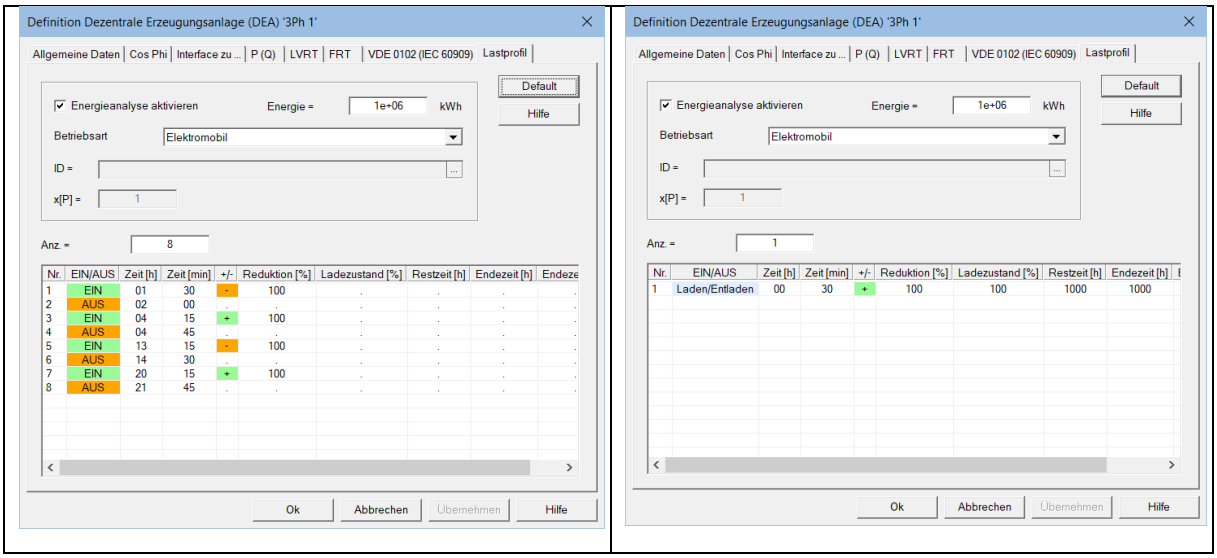


Abbildung 148: Betriebsart *EIN/AUS* und Betriebsart *Laden/Entladen*

Werden diese Schaltzeiten für eine Zeitreihenberechnung mit dem Verfahren **E-Mobile: Fahrplanberechnung** verwendet, so können mit Hilfe von Fahrplanmessgeräten [Bd. 3], die mit dem Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** realisiert werden können, an beliebigen Knoten des Stromnetzes zu messen und in einer .CSV-Datei im Unterverzeichnis **Results** des **Projektverzeichnisses** zu speichern.

⇨ Für die Verwendung des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** als **Fahrplanmessgerät** muss beachtet werden, dass das **Mess/Schutzgerät** die Leitungen im Sinne des **Verbraucherzählpfeilsystems** (VZS) als positiver Wert misst und in der .CSV-Datei der Fahrplanmessdaten speichert.

Die Ausgabe der Fahrplanmesswerte in die .CSV-Datei muss im Einstelldialog **Meldungen** wie nachfolgend gezeigt aktiviert werden.

- Hauptmenü **Netzwerk**

- Menüpunkt **Netzkonfiguration**

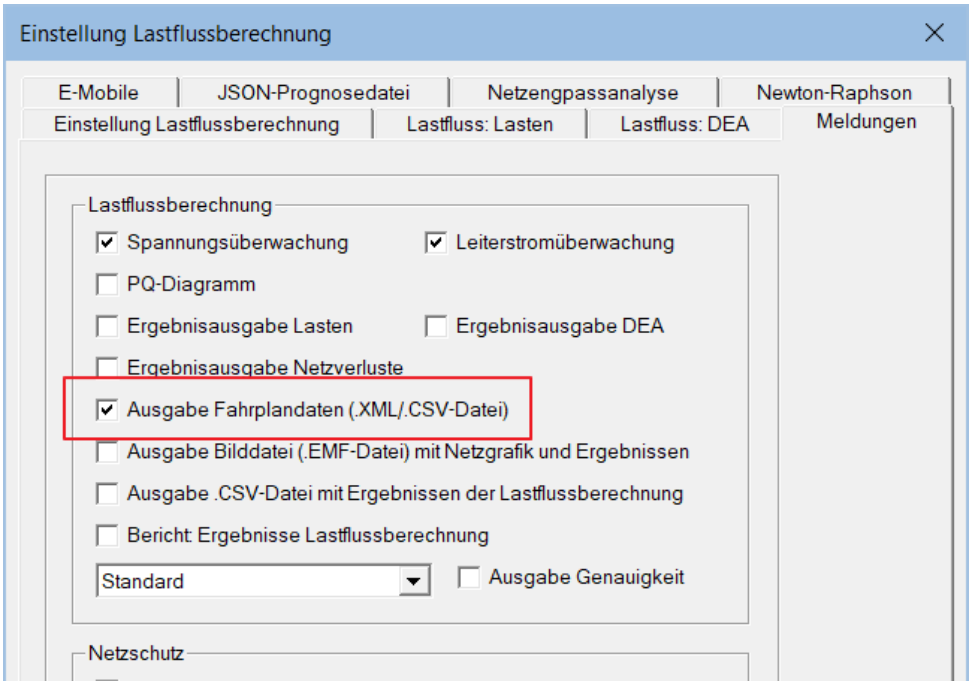


Abbildung 149: Ausgabe der Fahrplanmesswerte in eine .CSV-Datei

Die .CSV-Datei kann z.B. mit dem Dialog **Öffnen ..** im Hauptmenü **Datei** eingelesen und in einem Diagramm dargestellt werden [Bd. 3].

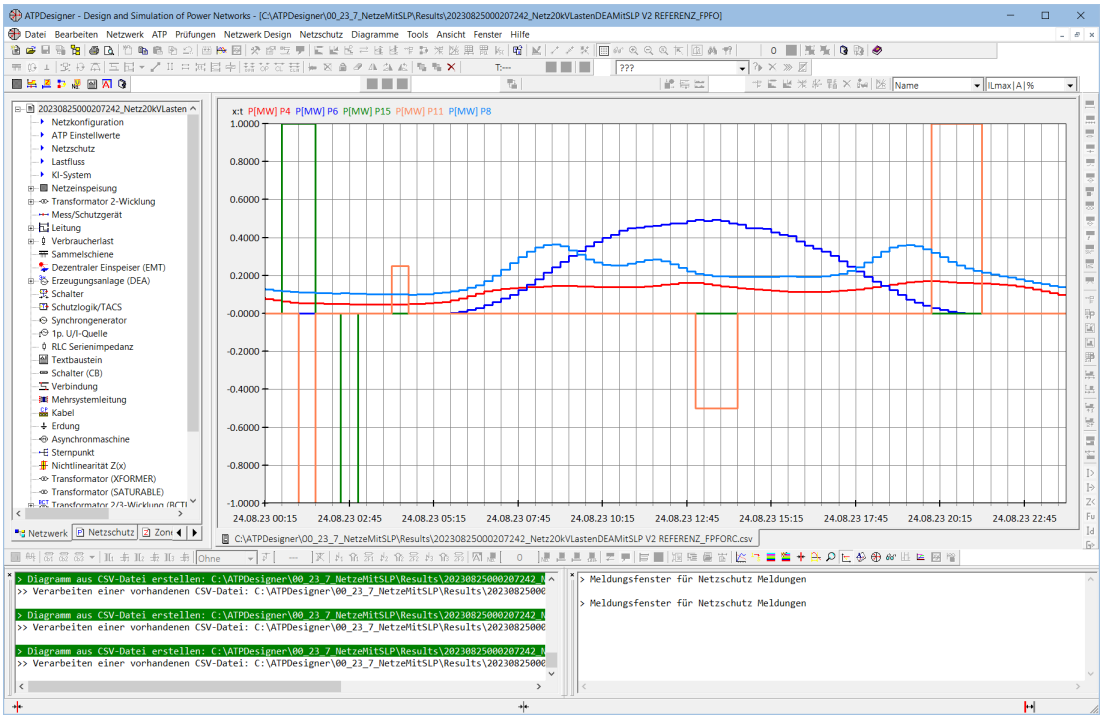


Abbildung 150: Darstellung von Fahrplanmesswerten als Diagramm [Bd. 3]

5.6.14.8 Beispiel: *E-Mobile: Fahrplanberechnung* und *Eine definierte Uhrzeit*

Wird die Betriebsart **Eine definierte Uhrzeit** für die Berechnungsmethode **E-Mobile: Fahrplanberechnung** verwendet, um eine Lastflussberechnung für ein einziges definiertes 15min-Intervall auszuführen, muss die Definition des Zeitstempels des 15min-Intervalls nach VDEW [23] beachtet werden.

⇨ Nach VDEW [23] wird der Zeitstempel des Endes des 15min-Intervalls zur Kennzeichnung des 15min-Intervalls verwendet. So definiert der Zeitstempel 07:00 Uhr das 15min-Intervall]06:45 Uhr, 07:00 Uhr].

Wie im nachfolgenden Kapitel im Einstelldialog der Registerkarte dargestellt, wird als Beispiel eine Ladestation für E-Mobile in der Betriebsart **Elektromobil** im Zeitbereich [07:00 Uhr, 08:00 Uhr] mit Hilfe der Tabelle der Schaltzeiten um 07:00 Uhr EIN- und um 08:00 Uhr AUS-geschaltet.

⇨ Wird mit der Betriebsart **Eine definierte Uhrzeit** eine Lastflussberechnung für das 15min-Intervall 07:00 Uhr ausgeführt, so wird die Ladestation nicht eingeschaltet.

Ursache ist hier die oben beschriebene Definition des Zeitstempels eines 15min-Intervalls nach VDEW [23]. Der Zeitpunkt EIN-Schaltens der Ladestation um 07:00 Uhr erfolgt im letzten Augenblick des 15min-Intervalls]06:45 Uhr, 07:00 Uhr]. Die interne Verarbeitung der Zeitreihenberechnung schaltet daher die Ladestation nicht ein.

Die nachfolgende Tabelle zeigt einen Ausschnitt aus den Leistungswerten, die mit einem Fahrplanmessgerät am Netzanschlusspunkt (NAP) der Ladestation gemessen wurde. Die Spalte **Uhrzeit[hh:mm]** beinhaltet den Zeitstempel des 15min-Intervalls nach VDEW.

Die Ladestation wurde im Zeitbereich [07:00 Uhr, 08:00 Uhr] mit Hilfe der Tabelle der Schaltzeiten um 07:00 Uhr EIN- und um 08:00 Uhr AUS-geschaltet. Die interne Verarbeitung des Zeitpunktes 07:00 Uhr ist zu erkennen. Die Leistungen im 15min-Intervall mit dem VDEW-Zeitstempel 07:00 Uhr ist näherungsweise Null. Erst im darauffolgenden 15min-Intervall mit dem VDEW-Zeitstempel 07:15 Uhr sind die Leistungen ungleich Null.

Uhrzeit[hh:mm]	Prb 6	P[MW] P6	Q[Mvar] P6	S[MVA] P6
6:30	6	9,67641E-08	6,31686E-09	9,69701E-08
6:45	6	1,00608E-07	-3,99966E-10	1,00609E-07
7:0	6	1,006E-07	-4,651E-10	1,00601E-07
7:15	6	1,00001	-4,92709E-06	1,00001
7:30	6	1,00001	-4,70195E-06	1,00001
7:45	6	1,00001	-4,92653E-06	1,00001
8:0	6	1,00001	-5,06674E-06	1,00001
8:15	6	1,00582E-07	-5,96908E-10	1,00584E-07
8:30	6	1,0058E-07	-6,14294E-10	1,00582E-07

5.6.14.9 Beispiel: *E-Mobile: Fahrplanberechnung* und Tabelle der Schaltzeiten

Es wird die Berechnungsmethode ***E-Mobile: Fahrplanberechnung*** verwendet. In den nachfolgend dargestellten Einstelldialogen ist in der Registerkarte **Allgemeine Daten** die Nennwirkleistung P_n eingestellt. Die **EIN**/**AUS**-Schaltzeiten sind in der Registerkarte **Lastprofil** eingestellt. Der Einstellwert **Energie** wird für diese Betriebsarten nicht verwendet. Es muss darauf geachtet werden, dass die Schaltzeiten zeitlich aufsteigend sortiert in der Tabelle definiert werden.

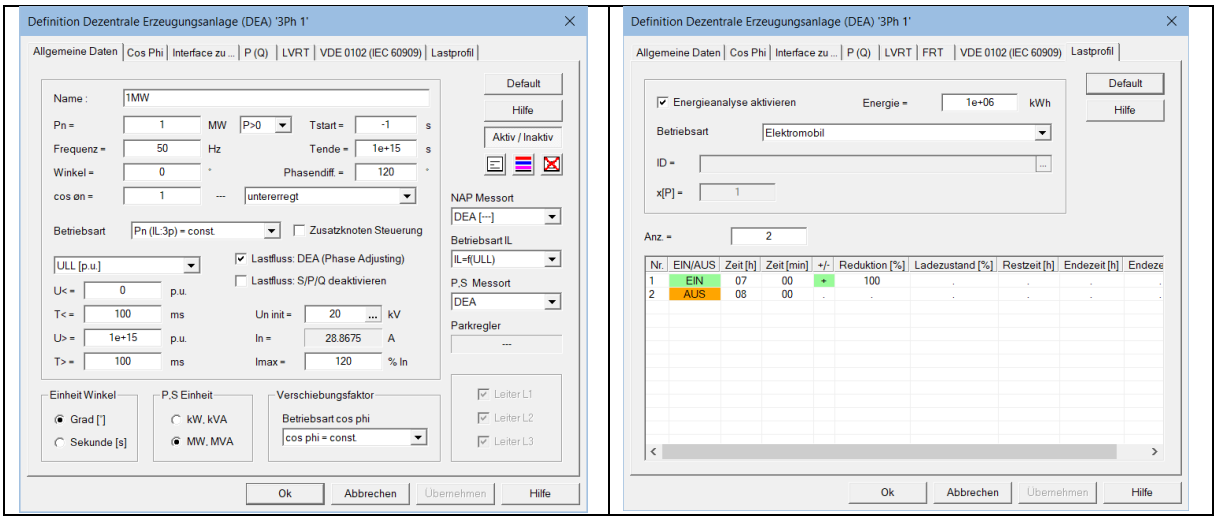


Abbildung 151: Einstelldialoge der Registerkarten *Allgemeine Daten* und *Lastprofil*

In dem nachfolgenden Diagramm ist die EIN/AUS-Schaltzeit des Ladeverhaltens des Elektromobils zu erkennen. Die Nennwirkleistung wird in dem eingestellten Zeitbereich in das Stromnetz eingespeist. Der zeitliche Verlauf erstreckt sich über einen Tag, d.h. umfasst 96 15min-Intervalle und wurde mit der Betriebsart **Ein definierter Tag** des Einstelldialogs für den **17.07.2024** berechnet.

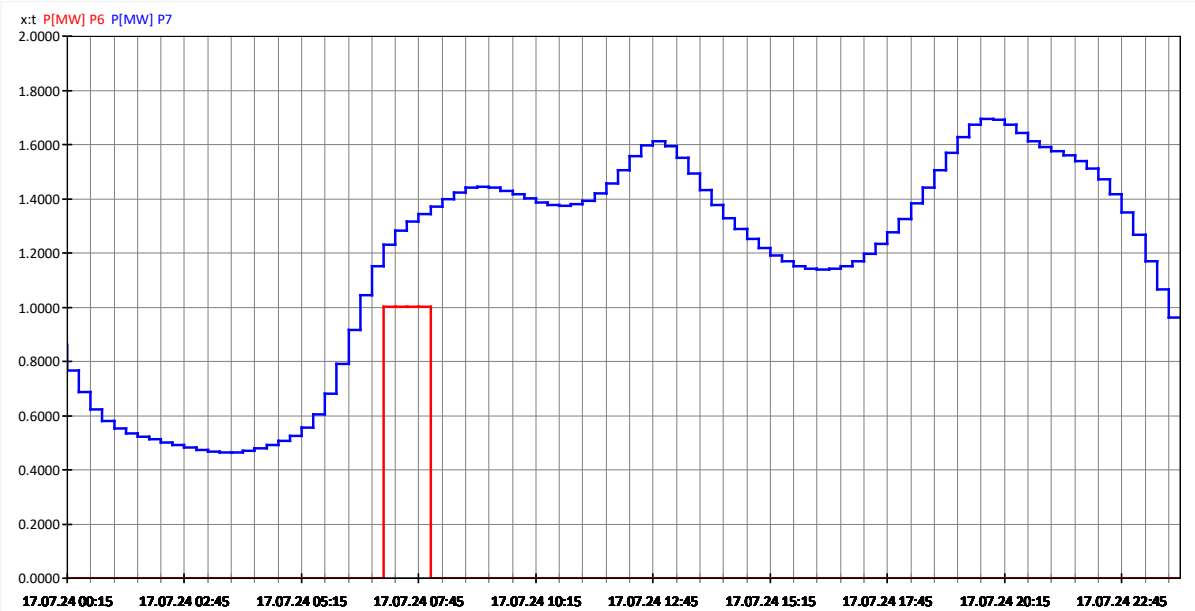


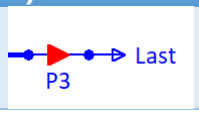
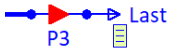
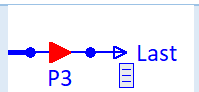
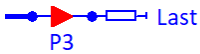
Abbildung 152: Berechnungsmethode *E-Mobile: Fahrplanberechnung* - Fahrplanmesswerte

5.7 Verbraucherlast

Das Netzwerkelement **Verbraucherlast** (im Folgenden auch **Lastimpedanz**, im englischen: **Load Impedance** genannt) ermöglicht es, 1-phasige, 2-phasige und 3-phasige Verbraucherlasten in Parallel- oder Serienschaltung bzw. in Stern- oder Dreieckschaltung zu verwenden. Die Verbraucherlast kann als symmetrische oder unsymmetrische wirkende Last eingestellt werden. Der Sternpunkt kann für eine Sternschaltung starr geerdet werden. Das Netzwerkelement kann sowohl für die **Berechnung stationärer Netzzustände**, für **Lastflussberechnungen** als auch für die **Berechnung der dynamischen Netzvorgänge** [Bd. 3] verwendet werden.

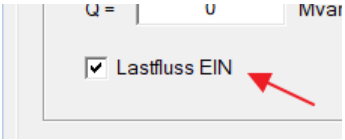
Die Verbraucherlast kann in der Netzgrafik durch zwei verschiedene Symbole dargestellt werden, die umschaltbar sind.

- Toolbar Button
- Hauptmenü **Netzwerk Design**
- Menüpunkt **Einstellwerte Verbraucherlast**, **Verbraucherlast Symbol ändern**

	Symbol	Bedeutung
1		**Verbraucherlast** für alle Betriebsarten außer **2**, **3**
2		**Verbraucherlast** für eine Betriebsart mit aktivierter Option Anlagenliste, wenn die Betriebsarten Lastprofil (Y) und Lastprofil (D) nicht eingestellt sind.
3		**Verbraucherlast** für die Betriebsarten Lastprofil (Y) und Lastprofil (D)
4		**Verbraucherlast** für alle Betriebsarten, wenn das grafische Symbol mit dem Toolbar-Schalter umgeschaltet wurde.

Die Impedanz der Verbraucherlast kann mit verschiedenen Vorgehensweisen eingestellt werden. Die einfachste Vorgehensweise ist die Einstellung der Leistungen etc. in der Registerkarte **Allgemeine Daten**. ATPDesigner berechnet aus den Leistungen die intern verwendete Impedanz. Als Alternative kann das interne Modell aus den Einstellwerten der Lastprofile in der Registerkarte **Lastprofil** z.B. einem H0-Lastprofil [23] oder aus den Einstellwerten der Anlagenliste berechnet werden.

⇨ Das Netzwerkelement **Verbraucherlast** wird in der Iteration der **Lastflussberechnung** berücksichtigt, wenn der Einstellwert **Lastfluss EIN** aktiviert ist.



⇨ Eine **Verbraucherlast** mit Option **Lastfluss EIN** deaktiviert kann z.B. als Erdschlusslöschspule an dem extern verbindbaren Knoten von Transformatoren verwendet werden.

Es wird hier darauf hingewiesen, dass die Einstellwerte zur Definition der Verbraucherlast immer im Zusammenhang mit den Netzberechnungsverfahren **Berechnung stationärer Netzzustände**, **Lastflussberechnung** und **Berechnung der dynamischen Netzvorgänge** [Bd. 3] gesehen werden muss.

- Die Leistungen etc. aus der Registerkarte Allgemeine Daten oder alternativ aus der Registerkarte Anlagenliste werden zur Berechnung des internen elektrischen Modells der Lastimpedanz für die **Berechnung stationärer Netzzustände**, für die **Lastflussberechnung** und für **Berechnung der dynamischen Netzvorgänge** verwendet.

- Die Lastprofile aus der Registerkarte Lastprofil werden nur für Lastflussberechnungen mit Zeitreihen im Sinne von 15min-Leistungswerten z.B. **Lastfluss: Lastprofil** [Bd. 3] verwendet.

- Für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** kann alternativ eine Last mit zeitlich konstanter Leistung, ein zeitabhängiges Leistungsprofil oder ein Batteriespeicher für einen Windpark in der Registerkarte Z(t) - MODELS definiert werden. Das Zeitprofil wird mit Hilfe der ATP-Programmiersprache **MODELS** direkt in die .ATP-Datei eingefügt.

5.7.1 Internes elektrisches Modell der *Verbraucherlast*

Das interne elektrische Modell der **Verbraucherlast** ist abhängig von den Einstellwerten. Im Folgenden wird beispielhaft das interne Modell für eine symmetrische, 3-phasige Verbraucherlast mit Längsimpedanzen in Sternschaltung vorgestellt. Ausgehend von den Einstellwerten der Registerkarte Allgemeine Daten wird aus der Wirkleistung P und der Blindleistung Q unter Berücksichtigung des Verbraucherzählpfeilsystems (VZS) und der untererregten oder übererregten Betriebsweise die Impedanz je Leiter L1, L2 und L3 wie folgt berechnet.

$$\underline{S} = \underline{U}_{L1} \cdot \underline{I}^*_{L1} + \underline{U}_{L2} \cdot \underline{I}^*_{L2} + \underline{U}_{L3} \cdot \underline{I}^*_{L3}$$

$$\underline{Z} = R + jX = \frac{U_{LL}^2}{\underline{S}^*} = \frac{U_{LL}^2}{P - jQ} = \frac{U_n^2}{P - jQ}$$

Die Kapazität C wird gleich null gesetzt. Im Einstelldialog wird der Einstellwert der Nennspannung U_n als erste Näherung für den Betrag der Leiter-Leiter-Spannung U_{LL} verwendet. Die berechneten Impedanzwerte R, X und C werden im Einstelldialog angezeigt.

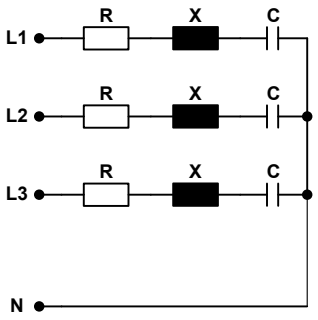


Abbildung 153: Internes elektrisches Modell der *Verbraucherlast* in Sternschaltung

5.7.2 Verwendung des Verbraucherzählpfeilsystems (VZS)

Das Netzwerkelement **Verbraucherlast** verwendet in jeder Betriebsart das **Verbraucherzählpfeilsystem** (VZS), um positive Leistungswerte zu definieren:

⇨ Die zur Verbraucherlast fließenden Leistungen werden mit einem positiven Wert definiert.

Durch das Vorzeichen der Wirkleistung P und der Blindleistung Q kann unter Berücksichtigung des Zählpfeilsystems die Leistungsflussrichtung festgelegt werden. Es können sowohl Bezugs- als auch Einspeiseanlagen nachgebildet werden.

⇨ Die Verbraucherlast kann unter Berücksichtigung des Verbraucherzählpfeilsystems (VZS) in allen vier Quadranten der komplexen P/Q-Leistungsebene verwendet werden.

5.7.3 Registerkarte Allgemeine Daten

In der Registerkarte sind die Einstellwerte zur Definition einer Lastimpedanz enthalten, die aus Leistungen, Verschiebungsfaktor und Nennspannung berechnet werden kann. Alternativ kann die Impedanz direkt mit den Einstellwerten R, X und C eingestellt werden. Die Betriebsart der Dateneingabe kann mit den beiden Optionen in der Gruppe **Eingabe** ausgewählt werden.

Eingabe	Bedeutung
R/X/C	Die Einstellwerte R, X und C können definiert werden. ATPDesigner berechnet die Einstellwerte S, P, Q, cos phi unter Verwendung der Einstellwerte U_n und s. Mit dieser **Eingabe** wird die **Verbraucherlast** als Impedanz mit konstanten Werten verwendet. Auch im Falle einer **Lastflussberechnung** ist die **Verbraucherlast** kein PQ-Knoten, sondern eine Impedanz mit konstanten Werten. ⇨ Mit dieser Eingabe werden keine Teillastfaktoren zur Skalierung der Impedanzwerte R/X/C verwendet.
S/P/Q	Die Einstellwerte S, P, Q, U_n, cos phi und s können definiert werden. ATPDesigner berechnet die Einstellwerte R, X und C. Mit dieser **Eingabe** wird die **Verbraucherlast** in der **Lastflussberechnung** als PQ-Knoten in der Lastflussberechnung verwendet, wenn die Option **Lastfluss EIN** aktiviert ist. In diesem Fall wird die Impedanz des elektrischen Modells iterativ verändert. Ist die Option **Lastfluss EIN** deaktiviert, wird ausgehend von den Einstellwerten der Impedanz deren Werte in der **Lastflussberechnung** als Nennwert $\underline{Z}_n$ berechnet und während der **Lastflussberechnung** nicht verändert. $$\underline{Z}_n = \frac{U_n^2}{P - jQ}$$ ⇨ Mit dieser Eingabe können Teillastfaktoren verwendet werden.

Darüber hinaus kann die 10er-Potenz der Einheiten von Wirkleistung P, Blindleistung Q und Scheinleistung S in der Gruppe **Einheit** eingestellt werden.

Betriebsart	Bedeutung
kW	Die Einheiten der Eingabefelder von Wirkleistung P, Blindleistung Q und Scheinleistung S sind kW, kvar und kVA.
MW	Die Einheiten der Eingabefelder von Wirkleistung P, Blindleistung Q und Scheinleistung S sind MW, Mvar und MVA.

In der nachfolgenden Tabelle sind die Einstellwerte erläutert.

Einstellwert	Bedeutung
R	Resistanz in Ohm
X	Reaktanz X in Ohm
C	Kapazität C in µF
starr geerdet	Sternpunkt starr geerdet oder isoliert
S	Scheinleistung der Verbraucherlast
P	Wirkleistung der Verbraucherlast
Q	Blindleistung der Verbraucherlast
Un	Nennspannung für die Leistungsberechnung
cos phi **übererregt** **untererregt**	Verschiebungsfaktor cos φ Der Verschiebungsfaktor wird abweichend von der normativen Definition aus dem Betrag der Wirkleistung berechnet, da die Wirkleistung positiv oder negativ, d.h. als Bezugsleistung oder Einspeiseleistung eingestellt sein kann. $\cos\varphi = \frac{\lvert P \rvert}{S}$ In der Auswahlliste kann die Betriebsart der Blindleistungsbereitstellung **übererregt** oder **untererregt** eingestellt werden. Durch die Auswahl wird das Vorzeichen des Einstellwertes der Blindleistung Q entsprechend verändert.
Lastfluss EIN	Falls aktiviert wird die Lastimpedanz in der **Lastflussberechnung** berücksichtigt, sonst als Lastimpedanz mit konstanten Werten.
s	Betriebsmittelspezifischer Teillastfaktor des Betriebsmittels Mit Hilfe des betriebsmittelspezifischen Teillastfaktors und der Scheinleistungen S wird die in der Netzberechnung tatsächlich verwendete, d.h. elektrisch wirksame Scheinleistung S_{res} und daraus folgend die Impedanz der Last berechnet.
Anlagenliste verwenden	Alternativ zu den in der Registerkarte einstellbaren Leistungen P, Q und S sowie dem Verschiebungsfaktor cos phi zusammen mit der untererregten und übererregten Betriebsweise kann das interne Impedanzmodell der mit den Einstellwerten der Anlagenliste der Registerkarte Anlagenliste eingestellt werden.

Der Einstelldialog ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.

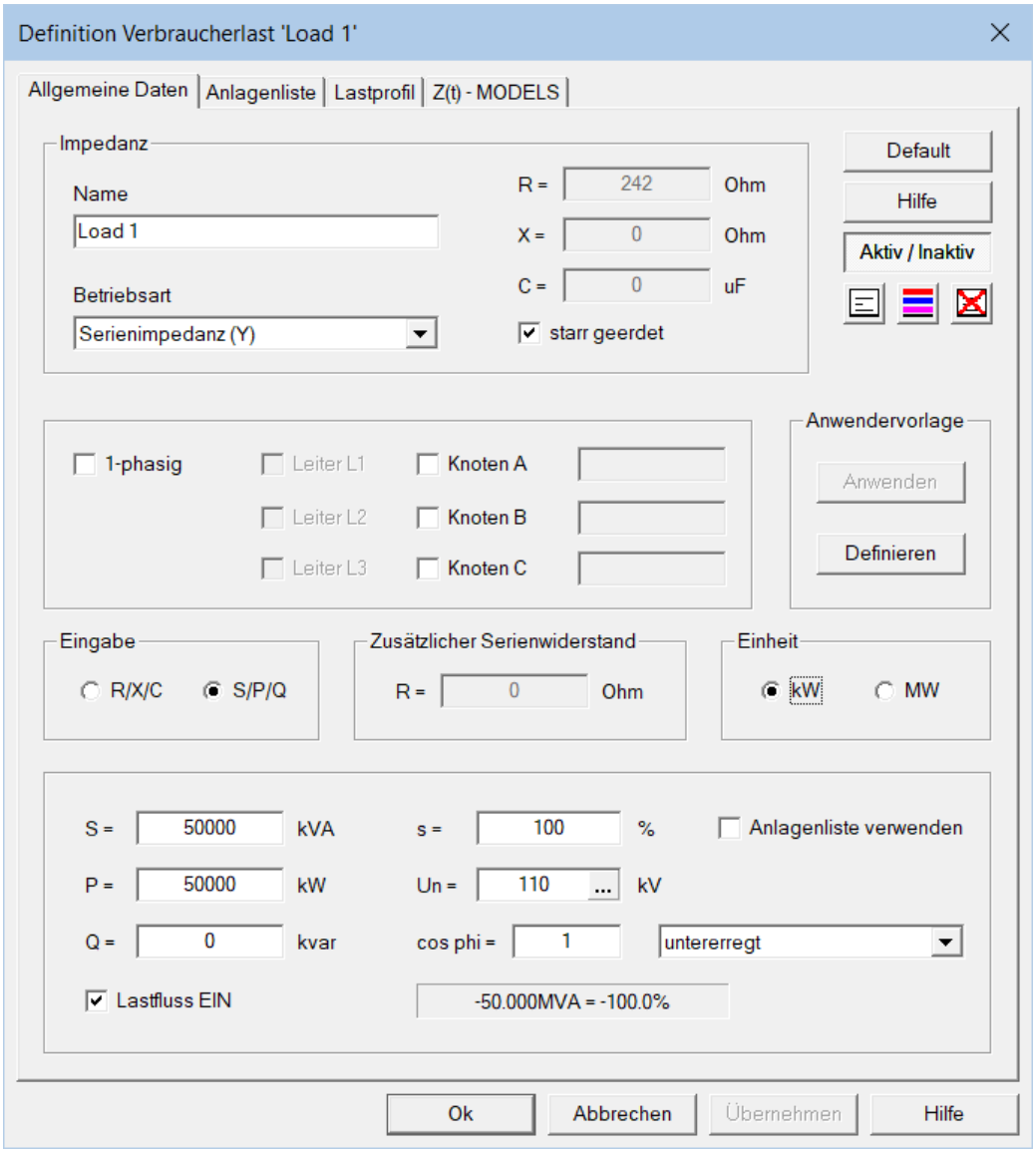


Abbildung 154: Einstelldialog einer 3-phasigen, symmetrischen Verbraucherlast

Die Verbraucherlast kann durch die beiden Optionen **R/X/C** und **S/P/Q** in der Gruppe **Eingabe** wahlweise mit den Einstellwerten R, X und C oder durch die Angabe von Nennspannung U_n und den Leistungen S, P und Q bzw. dem Verschiebungsfaktor cos φ definiert werden. Es ist möglich, die Wirkleistung P und die Blindleistung Q in den vier Quadranten I-IV der komplexen Scheinleistungsebene einzustellen. Bezogen auf das Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) gilt:

Einstellwert	Bedeutung
P > 0 oder Q > 0	Bezug von Wirkleistung und Blindleistung
P < 0 oder Q < 0	Einspeisung von Wirkleistung und Blindleistung

Aus den Einstellwerten wird der Verschiebungsfaktor cos φ berechnet.

Einstellwert	Bedeutung
1-phasig	Auswahl für ein leiterselektives Modell aktivieren / deaktivieren
Leiter L1, L2, L3	Modell für die Leiter L1, L2, L3 als 3-phasiges Modell aktivieren / deaktivieren

Wird die Option **1-phasig** aktiviert, so wird die Impedanz für **Leiter L1** automatisch aktiviert. Der Wert der Impedanz wird aus den Leistungen S, P und Q bzw. dem Verschiebungsfaktor cos φ je nach Anzahl der aktivierten Phasen berechnet. Die Leistungswerte und der Verschiebungsfaktor cos φ bleiben dabei unverändert.

5.7.4 Anwenderspezifische Knotennamen

Der Anwender kann für das Netzwerkelement optional für jeden Leiter L1, L2 und L3 einen anwenderspezifischen Knotennamen definieren. Der anwenderspezifische Knotenname ist maximal 5 Zeichen lang. ATPDesigner stellt automatisch den Leiterbezeichner A, B oder C voran.

Einstellwert	Bedeutung
Knoten A, B, C	Anwenderspezifische Knotennamen, max. 5 Zeichen

5.7.5 Betriebsarten der Verbraucherlast

Das Netzwerkelement **Verbraucherlast** kann als symmetrische oder unsymmetrische Serien- und Parallelimpedanz mit und ohne Sternpunkterdung verwendet werden.

Betriebsart	Bedeutung
Serienimpedanz (Y)	Modell der Serienimpedanz RLC in Sternschaltung, die Einstellwerte für R, L und C gelten für die drei Impedanzen ⇨ Das Modell kann nur dazu verwendet werden, symmetrischen Verbraucherlasten nachzubilden. ⇨ Die Einstellung kann auch mit der Anlagenliste erfolgen.
Serienimpedanz (D)	Modell der Serienimpedanz RLC in Dreieckschaltung, die Einstellwerte für R, L und C gelten für die drei Impedanzen ⇨ Das Modell kann nur dazu verwendet werden, symmetrischen Verbraucherlasten nachzubilden. ⇨ Die Einstellung kann auch mit der Anlagenliste erfolgen.
Serienimpedanz (1-phasig Y)	Modell der Serienimpedanz RLC in Sternschaltung, die Einstellwerte für R, L und C können für die drei Impedanzen getrennt eingestellt werden. Das Modell kann dazu verwendet werden, symmetrischen und unsymmetrische Verbraucherlasten nachzubilden. Um den Einstelldialog zur leiterspezifischen Einstellung von R, L und C zu öffnen, muss die Betriebsart ausgewählt und danach der Dialog mit dem Button **OK** geschlossen werden. Der neue **Einstelldialog für eine unsymmetrische Verbraucherlast** wird automatisch geöffnet.
Parallelimpedanz (Y)	Modell der Parallelimpedanz RLC in Sternschaltung, die Einstellwerte für R, L und C gelten für die drei Impedanzen ⇨ Das Modell kann nur dazu verwendet werden, symmetrischen Verbraucherlasten nachzubilden. ⇨ Die Einstellung kann auch mit der Anlagenliste erfolgen.
Lastprofil (Y)	Modell der Serienimpedanz RLC in Sternschaltung basierend auf einem **anwenderspezifischen oder anlagenspezifischen Lastprofil** [Bd. 3]

	⇨ Das Modell kann nur dazu verwendet werden, symmetrischen Verbraucherlasten nachzubilden. ⇨ Die Einstellung erfolgt in der Registerkarte Lastprofil.
Lastprofil (D)	Modell der Serienimpedanz RLC in Dreieckschaltung basierend auf einem **anwenderspezifischen oder anlagenspezifischen Lastprofil** [Bd. 3] ⇨ Das Modell kann nur dazu verwendet werden, symmetrischen Verbraucherlasten nachzubilden. ⇨ Die Einstellung erfolgt in der Registerkarte Lastprofil.
Z(t) = MODELS	In dieser Betriebsart werden die Lasten nicht durch Impedanzen, sondern mit Hilfe von Software-Modellen unter Verwendung der ATP-Programmiersprache **MODELS** implementiert.

5.7.6 Unsymmetrische Verbraucherlast *Serienimpedanz (1-phasig Y)*

Der Einstelldialog zur Definition einer 3-phasigen unsymmetrischen Lastimpedanz ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt. Je Leiter werden die Werte R, X und C der leiterspezifischen Impedanzen eingestellt und die zugehörigen Leistungen berechnet.

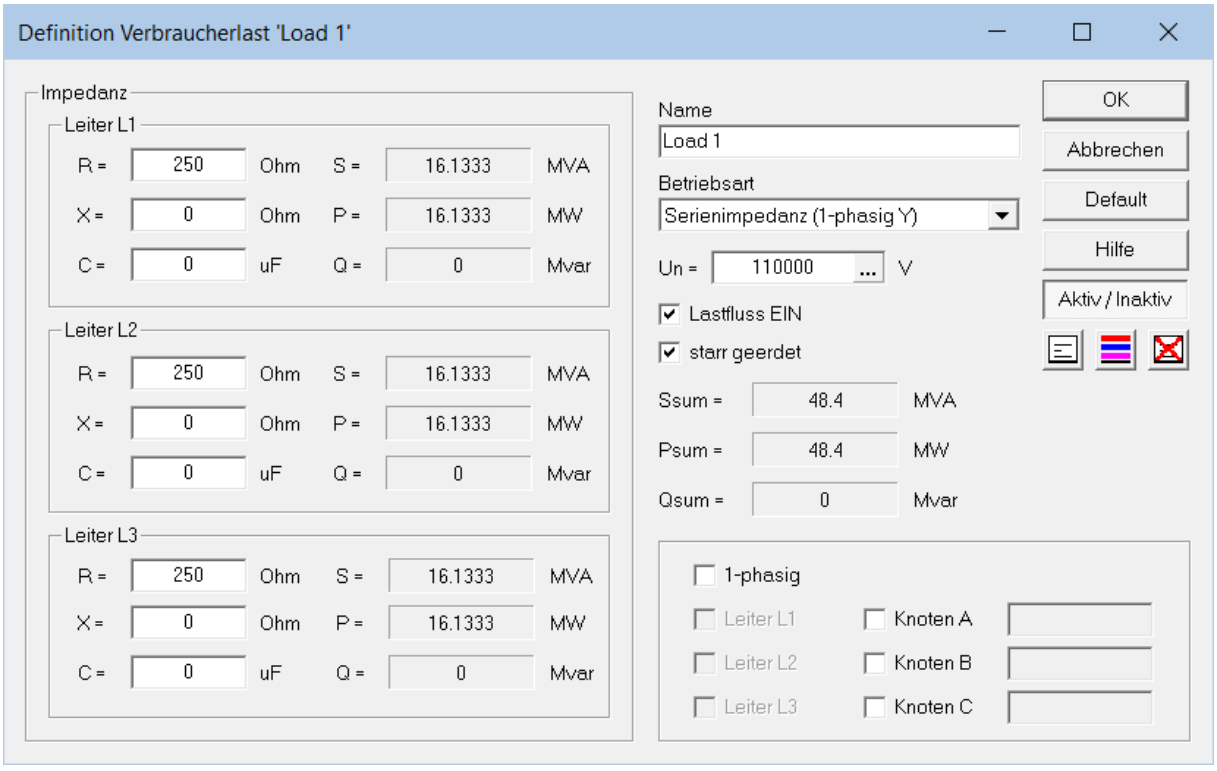


Abbildung 155: Einstelldialog einer 1-phasig einstellbaren Verbraucherlast

Einstellwert	Bedeutung
R	Resistanz in Ohm
X	Reaktanz X in Ohm
C	Kapazität C in µF
starr geerdet	Sternpunkt starr geerdet / Sternpunkt isoliert
Un	Nennspannung für die Leistungsberechnung in V

Lastfluss EIN	Falls aktiviert wird die Verbraucherlast in der **Lastflussberechnung** berücksichtigt, sonst als Verbraucherlast mit konstanten Impedanzwerten.

Die resultierende 3-phasige Scheinleistung $\underline{S}_{sum}$ wird durch Addition der komplexen Scheinleistungen der drei Leiter $\underline{S}_{L1}$, $\underline{S}_{L2}$ und $\underline{S}_{L3}$ berechnet.

$$\underline{S}_{L1} = P_{L1} + j \cdot Q_{L1} = \underline{U}_{L1} \cdot \underline{I}^{*}_{L1}$$

$$\underline{S}_{L2} = P_{L2} + j \cdot Q_{L2} = \underline{U}_{L2} \cdot \underline{I}^{*}_{L2}$$

$$\underline{S}_{L3} = P_{L3} + j \cdot Q_{L3} = \underline{U}_{L3} \cdot \underline{I}^{*}_{L3}$$

$$\underline{S}_{sum} = P_{sum} + j \cdot Q_{sum}$$

$$P_{sum} = P_{L1} + P_{L2} + P_{L3}$$

$$Q_{sum} = Q_{L1} + Q_{L2} + Q_{L3}$$

5.7.7 Lastflussberechnung: Lastfluss EIN

Wenn die Funktion aktiv ist, wird die Impedanz der Verbraucherlast während der Lastflussberechnung iterativ so verändert, damit bei sich verändernder Knotenspannung die vom Anwender eingestellte Wirk- und Blindleistung erreicht wird. Damit wird ein **PQ-Knoten** der Lastflussberechnung realisiert. In dem Anzeigefeld in der nachfolgenden Abbildung wird die Abweichung der berechneten Scheinleistung zu der vom Anwender im Einstelldialog definierten Scheinleistung angezeigt. Wurde das Lastkorrekturverfahren nicht verwendet, so wird hier die vom Anwender definierte Leistung S als negativer Wert angezeigt. In der nachfolgenden Abbildung beträgt die Abweichung 0%.

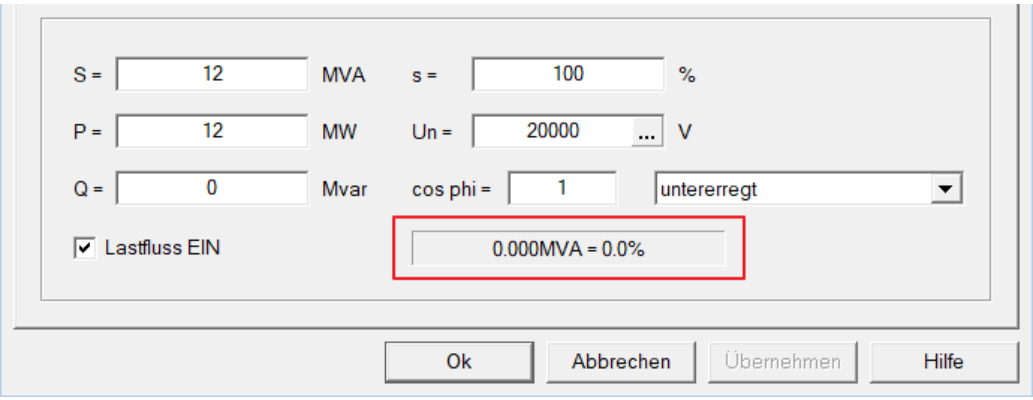


Abbildung 156: Abweichung SOLL – IST Wert der Scheinleistung

5.7.8 Betriebsmittelspezifischer Teillastfaktor s

Mit Hilfe des betriebsmittelspezifischen Teillastfaktors kann bei sonst gleichbleibenden Einstellwerten ein Teillastbetrieb mit einem **elektrisch wirksamen Teillastfaktor** eingestellt werden.

$$S_{res} = S \cdot s$$

Es muss hier beachtet werden, dass in der Berechnung des elektrisch wirksamen Teillastfaktors noch **globale Teillastfaktoren** und **zonenspezifische Teillastfaktoren** berücksichtigt werden.

5.7.9 Globaler Teillastfaktor

Der **globale Teillastfaktor s** für das Netzwerkelement **Lastimpedanz** wird im Einstelldialog ATP Einstellwerte, Registerkarte Lastfluss: Lasten eingestellt.

5.7.10 Grafische Symbole zur Anzeige der Verbraucherlast in der Netzgrafik

Die **Verbraucherlast** kann alternativ mit zwei verschiedenen grafischen Symbolen im elektrischen Netz angezeigt werden. Die Umschaltung zwischen den beiden Symbolen erfolgt für alle Lasten gleichzeitig.

- Hauptmenü **Netzwerk Design**
- Menüpunkt **Einstellwerte Lastimpedanz**
- Menüpunkt **Lastimpedanz Symbol ändern**

Alternativ kann die Umschaltung mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Button erfolgen.

5.7.11 Registerkarte *Lastprofil* – Standardlastprofile in Anlehnung an VDEW

Ist in der Registerkarte **Allgemeine Daten** die Betriebsart **Lastprofil (Y)** oder **Lastprofil (D)** eingestellt, so wird das zeitliche Verhalten der Bezugsleistung der Verbraucherlast mit Hilfe von Lastprofilen im Sinne von Zeitreihen bestehend aus 15min-Intervallen konstanter Leistung nachgebildet.

- Unter einem **Lastprofil** wird eine **Zeitreihe von Wirkleistungswerten P** mit einer zeitlichen Auflösung von 15min verstanden. Es wird angenommen, dass innerhalb des 15min-Intervalls die Werte von Wirkleistung P und Blindleistung Q konstant sind.

- Eine Lastflussberechnung mit Lastprofilen wird im Folgenden auch als **Zeitreihenberechnung** bezeichnet.

- Lastprofile können als allgemeine oder anwenderspezifische Lastprofile entsprechend den Spezifikationen als VDEW-Standardlastprofilen [23] oder als anlagenspezifische Lastprofile verwendet werden.

- Zur Durchführung der Lastflussberechnung mit Lastprofilen werden .CSV- oder .JSON-Dateien benötigt, in denen Leistungs- oder Energiewerte als Zeitreihe gespeichert sind.

- Die Registerkarte **Lastprofil** wird nur von Lastflussberechnungsverfahren verwendet, die Zeitreihen von 15min-Intervallen wie z.B. **Lastfluss: Lastprofile** [Bd. 3] verwenden.

- Wird eine **Lastflussberechnung ohne Zeitreihen** durchgeführt, werden entweder die Leistungen aus der Registerkarte Allgemeine Daten oder der Registerkarte Anlagenliste verwendet.

  ⇨ Die zu den Lastprofilen gehörenden Lastflussberechnungen sowie die Spezifikation der Lastprofildateien, d.h. die Formate der CSV-Dateien werden im Kapitel **Lastfluss: Lastprofile** [Bd. 3] näher erläutert.

Es können mehrere Bezugsanlagen mit unterschiedlichen Lastprofilen und Energien dem Netzwerkelement **Verbraucherlast** zugeordnet werden. Damit ist es möglich, einen Netzanschlusspunkt (NAP) mit mehreren Bezugsanlagen z.B. ein Mehrfamilienhaus oder ein Gebäude mit Wohnungen und Gewerberäumen oder auch mehreren Ladestationen für Elektromobile nachzubilden.

ATPDesigner berechnet für jede Bezugsanlage entsprechend dem eingestellten Lastprofil die Wirkleistung für das betrachtete 15min-Intervall und addiert diese zur summarischen Wirkleistung. Die summarische Wirkleistung wird intern durch eine einzige resultierende Lastimpedanz nachgebildet.

Die nachfolgende Abbildung zeigt den Einstelldialog, um eine oder mehrere Bezugsanlagen mit Hilfe von Lastprofilen nachzubilden.

Einstellwert	Bedeutung
Anzahl	Anzahl der parallel geschalteten Bezugsanlagen am elektrischen Lastknoten
Nr.	Nummer der Bezugsanlage am elektrischen Lastknoten
Lastprofil	Typ des Lastprofils in Anlehnung an VDEW [23], z.B. H0 oder G0 oder ein Lastprofil mit **Anlagen-Identifier ID**
E [kWh/a], P [kW]	Jahresenergieverbrauch oder Wirkleistung
cos phi	Verschiebungsfaktor $\cos\varphi = \frac{P}{S}$
Über-/Untererregt	Betriebsweise übererregt oder untererregt der Anlage Es wird das Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) verwendet.
Nummer der Messstelle	Eindeutiger Identifier der Messstelle Die Nummer der Messstelle wird als eindeutiger **Anlagen-Identifier ID** verwendet. Abhängig von der Verwendung allgemeiner oder anwenderspezifischer Lastprofile bzw. anlagenspezifischer Lastprofile wird der Anlagen-Identifier ID zur eindeutigen Zuordnung von Leistungs- oder Energiewerten aus den .CSV- oder .JSON-Datei verwendet.
x[P]	Skalierungsfaktor für die Wirkleistung P Die Wirkleistung P eines Lastprofils wird aus einer .CSV-Datei bzw. aus der **JSON-Prognosedatei** eingelesen und vor der Verarbeitung in einer Zeitreihenberechnung[10] mit dem Skalierungsfaktor **x[P]** multipliziert. Wird der Skalierungsfaktor **x[P]** für eine Betriebsart nicht unterstützt, wird die zugehörige Tabellenzelle deaktiviert. ⇨ Wird der Skalierungsfaktor **x[P] = -1.0** eingestellt, so wird die eingelesene Wirkleistung P vor der weiteren internen Verarbeitung invertiert. Damit wird aus

	einer Bezugswirkleistung eine Einspeisewirkleistung und umgekehrt.

Nach der Eingabe der Anzahl Bezugsanlagen für den Lastknoten kann für jede Bezugsanlage das Lastprofil durch einen **Left Mouse Button Click** auf die entsprechende Zelle der Tabelle in der Spalte Lastprofil mit Hilfe eines Right Mouse Button Menu ausgewählt werden. Die Eingabe der anderen Werte erfolgt durch einen **Left Mouse Button Double Click** auf die entsprechende Zelle und Eingabe per Tastatur.

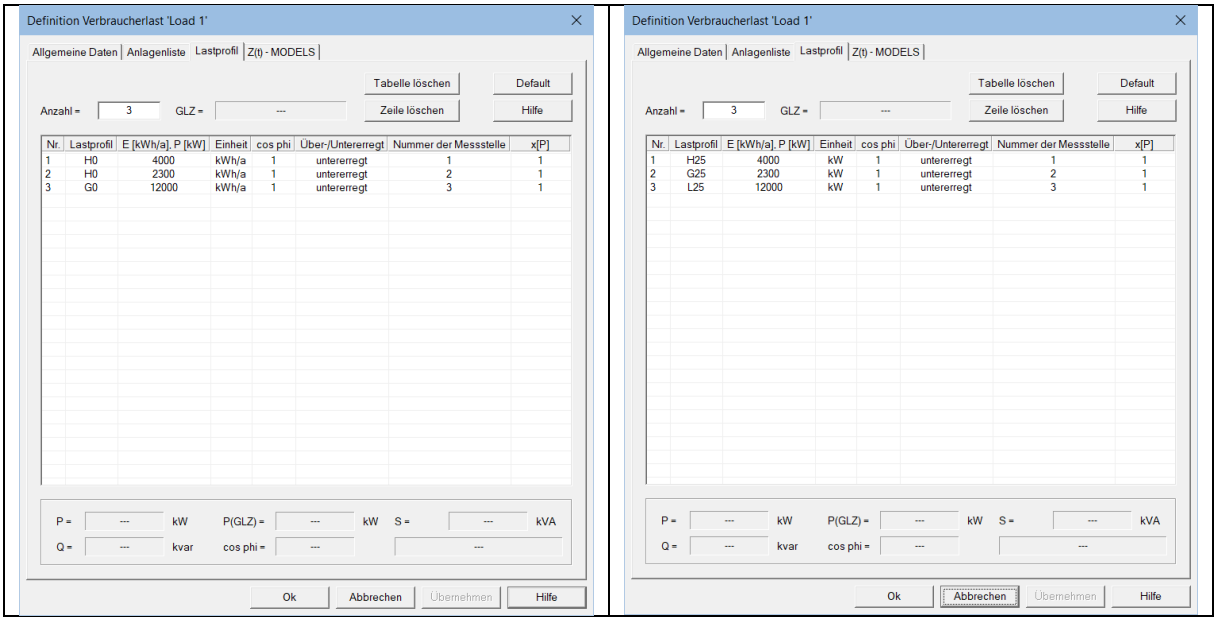


Abbildung 157: Einstelldialog Lastprofil - Lastprofile nach VDEW [23] und BDEW [41]

Es wird zwischen allgemeinen und anwenderspezifischen sowie anlagenspezifischen Lastprofilen unterschieden. Die Kurzbezeichner der Lastprofile werden nachfolgend näher erläutert.

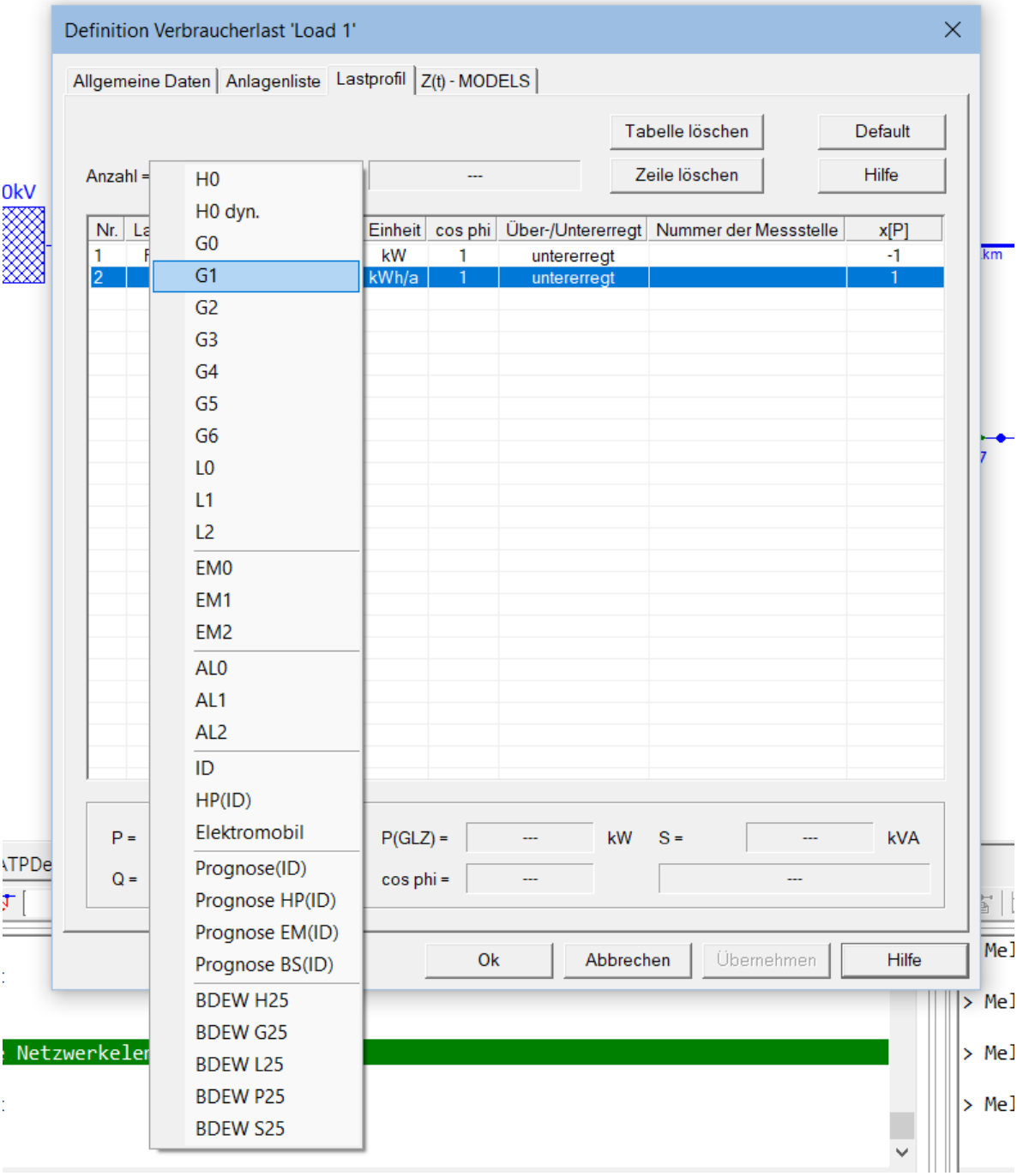


Abbildung 158: Auswahl eines Lastprofils durch einen *Left Mouse Button Click*

5.7.11.1 Allgemeine oder anwenderspezifische und anlagenspezifische Lastprofile

In der nachfolgenden Tabelle sind die Kurzbezeichner zu den Lastprofilen angegeben und näher erläutert. Es wird zwischen

- allgemeinen oder anwenderspezifischen Lastprofilen und
- anlagenspezifischen Lastprofilen mit Anlagen-Identifier ID

unterschieden.

5.7.11.1.1 Allgemeine oder anwenderspezifische Lastprofile

Die zugehörigen Lastprofildateien werden als .CSV-Dateien im Verzeichnis **C:\ATPDesigner\Exe\LoadProfiles** gespeichert. Der Aufbau der .CSV-Dateien entspricht der Spezifikation von Standardlastprofilen (SLP) nach VDEW [23]. Darüber hinaus sind Lastprofile nach BDEW verfügbar.

⇨ Näheres zum **Dateiformat der .CSV-Dateien** kann in Kapitel **Lastflussberechnung mit Flexibilitäten** [Bd. 3] nachgelesen werden.

Die in der Spalte **Kennung** enthaltenen Werte werden beim **Export einer Flexibilitätsdatei** in der .CSV-Datei gespeichert, um ein verwendetes Lastprofil zu kennzeichnen. Beim **Import einer Flexibilitätsdatei** werden die darin enthaltenen Kennungen zur Definition der Lastprofile ausgewertet.

- Hauptmenü **Datei**
- Menüpunkt **Export**, **Flexibilitätsdatei Format 1**

Lastprofil	Kennung	Allgemeinen und anwenderspezifische Lastprofile
H0	0	Haushaltskunden nach VDEW [23]
H0 dyn.	1	Haushaltskunden (Dynamisierung) nach VDEW [23]
G0	2	Gewerbe allgemein nach VDEW [23]
G1	3	Gewerbe werktags 8-18Uhr nach VDEW [23]
G2	4	Gewerbe mit starkem bis überwiegenden Verbrauch in den Abendstunden nach VDEW [23]
G3	5	Gewerbe durchlaufend nach VDEW [23]
G4	6	Laden/Friseur nach VDEW [23]
G5	7	Bäckerei mit Backstube nach VDEW [23]
G6	8	Wochenendbetrieb nach VDEW [23]
L0	9	Landwirtschaftsbetrieb nach VDEW [23]
L1	10	Landwirtschaftsbetriebe mit Milchwirtschaft- bzw. Nebenerwerbs-Tierzucht nach VDEW [23]
L2	11	Übrige Landwirtschaftsbetriebe nach VDEW [23]
EM0	12	Elektromobilität Szenario Heim [24]
EM1	13	Elektromobilität Szenario Heim und Arbeit [24]
EM2	14	Elektromobilität Szenario Flächendeckend [24]
AL0	15	Anwenderspezifisches Lastprofil für beliebige Bezugsanlagen
AL1	16	Anwenderspezifisches Lastprofil für beliebige Bezugsanlagen
AL2	17	Anwenderspezifisches Lastprofil für beliebige Bezugsanlagen
H25	28	Aktualisiertes Haushaltsprofil (H25) nach BDEW [41]
G25	29	Aktualisiertes Gewerbeprofil (G25) nach BDEW [41]
L25	30	Aktualisiertes Landwirtschaftsprofil (L25) nach BDEW [41]
P25	31	Aktualisiertes Kombinationsprofil PV (P25) nach BDEW [41]
S25	32	Aktualisiertes Kombinationsprofil PV-Speicher (S25) nach BDEW [41]

Ein allgemeines oder anwenderspezifisches Lastprofil verwendet immer den gleichen normierten Zeitverlauf als Zeitreihe von Wirkleistungen je 15min-Intervall.

⇨ Der Einstellwert **Nummer der Messstelle** als **Anlagen-Identifier ID** kann optional zu Zwecken der Dokumentation verwendet werden.

⇨ Eine Individualisierung kann erfolgen, in dem der Anwender die Jahresenergiemenge **Energie [kWh/a]** nach VDEW [23] bzw. BDEW [41] anlagenspezifisch definiert.

Standardlastprofile nach VDEW [23]
Die Wirkleistung $P_{15min}(t)$ der Bezugs- oder Einspeiseanlage berechnet sich für ein 15min-Intervall nach VDEW [23] wie nachfolgend dargestellt.

$$P_{15\min}(t) = \frac{E}{1000kWh} \cdot P_{15\min LP}(t)$$

- E : Jahresenergiemenge in kWh
- $P_{15minLP}(t)$: Wirkleistung für das 15min-Intervall des Lastprofils in kW

Standardlastprofile nach BDEW [41]
Die Wirkleistung $P_{15min}(t)$ der Bezugs- oder Einspeiseanlage berechnet sich für ein 15min-Intervall nach BDEW [41] wie nachfolgend dargestellt.

$$P_{15\min}(t) = \frac{E}{1.000.000kWh} \cdot P_{15\min LP}(t)$$

- E : Jahresenergiemenge in kWh
- $P_{15minLP}(t)$: Wirkleistung für das 15min-Intervall des Lastprofils in kW

Anwenderspezifische Lastprofile *AL0*, *AL1* und *AL2*
Die Dateien der Lastprofile **AL0**, **AL1** und **AL2** sind nicht im Installationsprogramm von **ATPDesigner** enthalten und müssen vom Anwender erstellt und in dem Systemverzeichnis **C:\ATPDesigner\Exe\LoadProfiles** gespeichert werden. Es wird empfohlen die die Lastprofile mit gemittelten Leistungen analog zu den VDEW-Standardlastprofilen zu erstellen.

5.7.11.1.2 Anlagenspezifisches Lastprofil mit Anlagen-Identifier ID

Mit Hilfe der anlagenspezifischen Lastprofile kann der Anwender für jede einzelne Bezugsanlage ein spezifisches Lastprofil definieren. Das anlagenspezifische Lastprofil besteht aus einer Zeitreihe von 15min-Intervallen, denen eine jeweils konstante Wirkleistung zugeordnet wird. Der Bezug zwischen dem aus einer Datei eingelesenen Lastprofil und dem Listeneintrag in der Tabelle in der Registerkarte Lastprofile wird durch einen **Anlagen-Identifier ID** hergestellt.

⇨ Der Einstellwert **Nummer der Messstelle** als **Anlagen-Identifier ID** muss zur eindeutigen Zuordnung der Anlagenkomponente zu einem Lastprofil, das aus einer .CSV- oder .JSON-Datei eingelesen wird, verwendet werden. Die Verwendung des **Anlagen-Identifier ID** kann bei der Definition der .CSV- und .JSON-Dateien in [Bd. 3] nachgelesen werden.

⇨ Der Anwender muss die Eindeutigkeit dieser Beziehung sicherstellen. ATPDesigner prüft die Eindeutigkeit dieser Beziehung nicht nach.

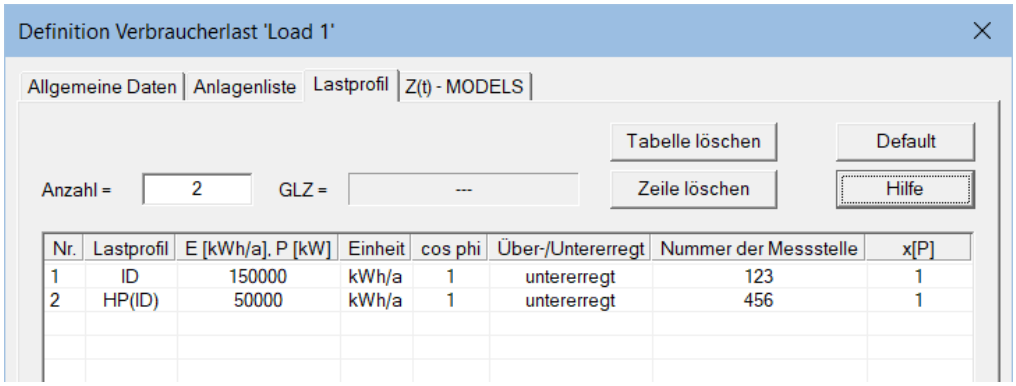
⇨ Eine Individualisierung der Lastprofile erfolgt, in dem der Anwender den Zeitverlauf und/oder die Jahresenergiemenge bzw. Nenn-Wirkleistung anlagenspezifisch definiert.

5.7.11.1.2.1 Lastprofil *ID*

Das Lastprofil kann so im Zeitverlauf der 15min-Intervalle und den Leistungswerten je 15min-Intervall eingestellt werden, dass es anlagenspezifisch durch die Jahresenergiemenge **Energie [kWh/a]** definiert wird. Die Wirkleistung $P_{15min}(t)$ der Bezugsanlage berechnet sich für ein 15min-Intervall nach VDEW [23].

$$P_{15\min}(t) = \frac{E}{1000kWh} \cdot P_{15\min LP}(t)$$

- E : Jahresenergiemenge in kWh/a
- $P_{15minLP}(t)$: Wirkleistung für das 15min-Intervall des Lastprofils in kW aus der .CSV-Datei des Lastprofils

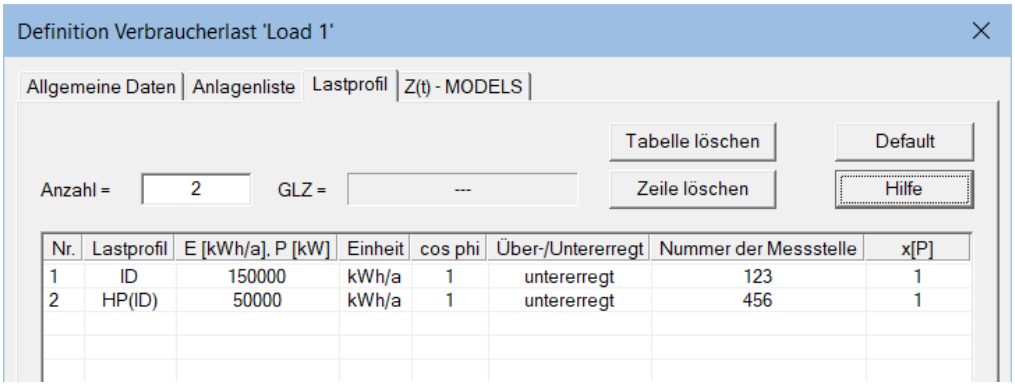


5.7.11.1.2.2 Lastprofil *HP(ID)*

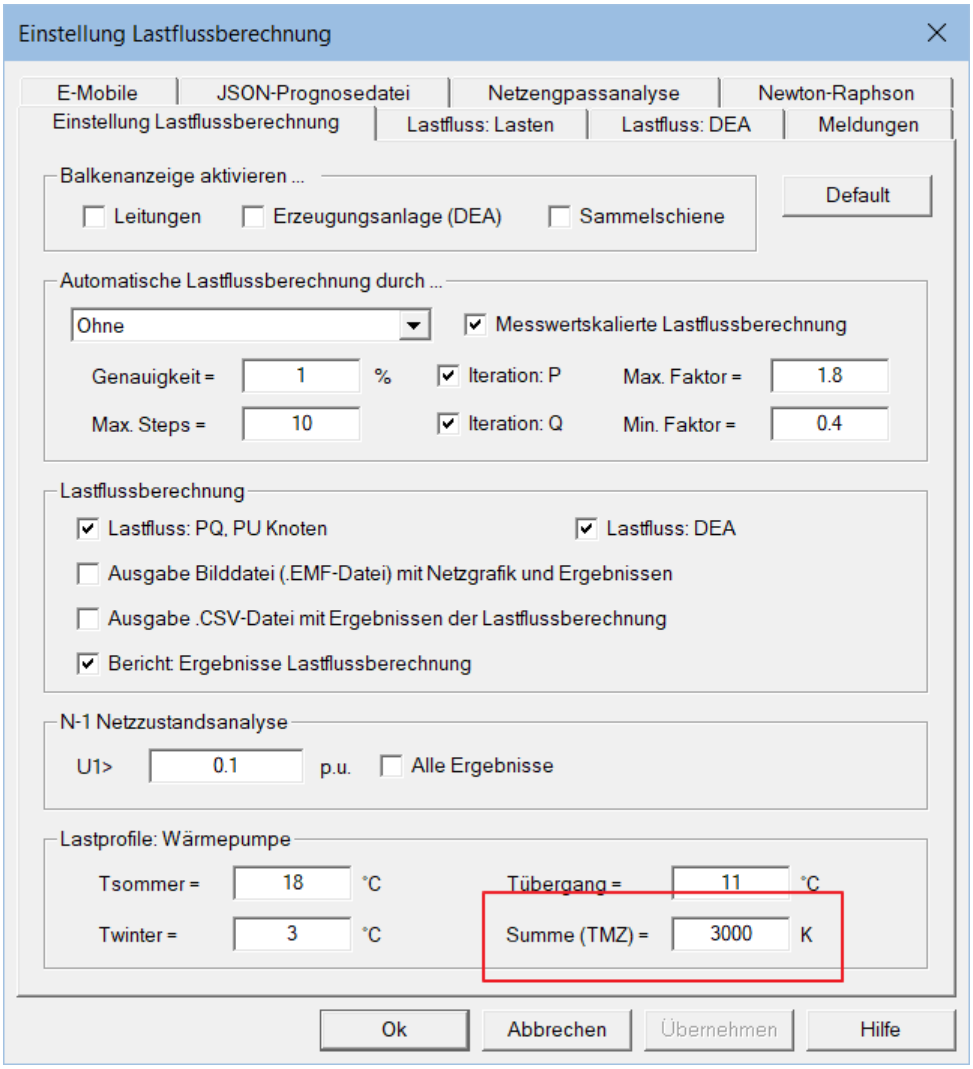
Das Lastprofil der Wärmepumpe kann im Zeitverlauf der 15min-Intervalle und den Leistungswerten je 15min-Intervall anlagenspezifisch durch die Jahresenergiemenge **Energie [kWh/a]** und die **Summe der Temperaturmesszahlen TMZ** eingestellt werden. Die Wirkleistung $P_{15min}(t)$ der Bezugsanlage berechnet sich für ein 15min-Intervall wie nachfolgend beschrieben.

$$P_{15\min}(t) = \frac{E[kWh]}{Summe(TMZ)[K]} \cdot P_{15\min LP}(t)\left[\frac{K}{h}\right]$$

- E [kWh] : Jahresenergiemenge in kWh
- Summe (TMZ) : Summe der Temperaturmesszahlen des Jahres in K
- $P_{15minLP}(t)$: spezifische Wirkleistungsfaktor für das 15min-Intervall des Lastprofils in K/h aus der .CSV-Datei des Lastprofils



Die Temperaturmesszahl **Summe (TMZ)** ist im Einstelldialog **Einstellung Lastflussberechnung**, Registerkarte **Einstellung Lastflussberechnung** in der Gruppe **Lastprofile: Wärmepumpe** einstellbar.

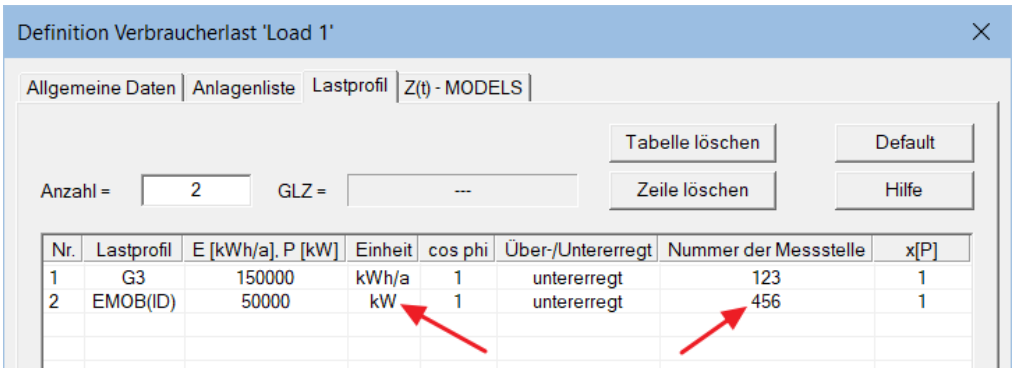


5.7.11.1.2.3 Lastprofil *Elektromobil EMOB(ID)*

Lastprofile können sich so im Zeitverlauf der 15min-Intervalle und in den Leistungswerten je 15min-Intervall eingestellt durch die Nenn-Ladeleistung **P [kW]** unterscheiden. Die Wirkleistung $P_{15min}(t)$ der E-Mobil-Ladestation berechnet sich für ein 15min-Intervall wie nachfolgend dargestellt.

$$P_{15\min}(t) = P[kW] \cdot P_{15\min LP}(t)$$

- P [kW] : Nenn-Ladeleistung des Elektromobils in kW
- $P_{15minLP}(t)$: bezogene Wirkleistung für das 15min-Intervall des Lastprofils in p.u. aus der **.CSV-Datei** des Lastprofils

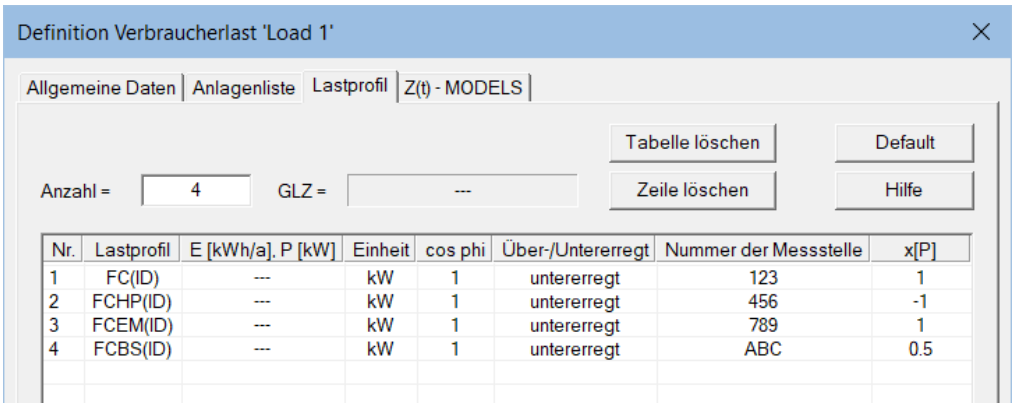


5.7.11.1.2.4 Lastprofile *Prognose(ID)*, *Prognose EM(ID)* und *Prognose HP(ID)*, *Prognose BS(ID)*

Lastprofile können sich im Zeitverlauf und den Leistungswerten der 15min-Intervalle unterscheiden. Die Wirkleistung $P_{15min}(t)$ der Bezugsanlage wird für ein 15min-Intervall direkt aus der aus der **JSON**-Prognosedatei [Bd. 3] ausgelesen wie nachfolgend dargestellt. Die Eingabe eines Energie- oder Leistungswertes in der Tabelle entfällt wie nachfolgend dargestellt.

$$P_{15\min}(t) = P_{15\min LP}(t) \cdot x[P]$$

- $P_{15minLP}(t)$: Wirkleistung für das 15min-Intervall des Lastprofils in kW
- X[P] : Skalierungsfaktor für das 15min-Intervall des Lastprofils



5.7.11.1.2.5 Liste die anlagenspezifischen Lastprofile mit Anlagen-Identifier ID

Die nachfolgende Tabelle gibt eine Übersicht über die verfügbaren anlagenspezifischen Lastprofile mit Anlagen-Identifier ID. Es muss beachtet werden, dass aus Platzgründen teilweise unterschiedliche Bezeichner in dem **Left Mouse Button Click Menu** und der Spalte **Lastprofil** der Tabelle verwendet werden.

Lastprofil	Bezeichner	Anlagenspezifischen Lastprofile mit ID
ID	**ID**	Anlagenspezifisches Lastprofil für die Nachbildung einer spezifischen Bezugsanlage. ⇨ Es muss die **Nummer der Messstelle** als eindeutiger **Anlagen-Identifier ID** verwendet werden.
HP(ID)	**HP(ID)**	Anlagenspezifisches Lastprofil für die Nachbildung einer spezifischen Wärmepumpe bzw. Nachspeicherheizung (Heat Pump). ⇨ Es muss die **Nummer der Messstelle** als eindeutiger **Anlagen-Identifier ID** verwendet werden. **Die Werte aus der .CSV-Datei sind abweichend von den VDEW-Profilen als spezifischer Wirkleistungsfaktor in K/h definiert.**
Elektromobil	**EMOB(ID)**	Anlagenspezifisches Lastprofil für die Nachbildung einer spezifischen E-Mobil-Ladestation. ⇨ Es muss die **Nummer der Messstelle** als eindeutiger **Anlagen-Identifier ID** verwendet werden. **Die Leistungswerte des Lastprofils werden abweichend von den VDEW-Profilen nicht in kW normiert auf einen Jahresenergieverbrauch von 1000 kWh, sondern in p.u. angegeben und müssen mit der angegebenen Nenn-Ladeleistung P [kW] aus der Tabelle multipliziert werden.**
Prognose(ID)	**FC(ID)**	Anlagenspezifisches Lastprofil für die Nachbildung einer spezifischen Bezugsanlage. Das Lastprofil wird aus der **JSON**-Prognosedatei [Bd. 3] eingelesen und mit der Berechnungsmethode **Lastfluss: Prognose** [Bd. 3] verarbeitet. ⇨ Es muss die **Nummer der Messstelle** als eindeutiger **Anlagen-Identifier ID** verwendet werden.
Prognose HP(ID)	**FCHP(ID)**	Wie **Prognose(ID)**, Kennzeichnung der Bezugsanlage als Wärmepumpe
Prognose EM(ID)	**FCEM(ID)**	Wie **Prognose(ID)**, Kennzeichnung der Bezugsanlage als E-Mobil-Ladestation
Prognose BS(ID)	**FCBS(ID)**	Wie **Prognose(ID)**, Kennzeichnung der (Bezugs-)Anlage als Batteriespeicher

5.7.11.1.2.6 Verzeichnis zum Speichern der .CSV-Dateien

Die Lastprofile **ID, HP(ID)** und **Elektromobil EMOB(ID)** sind im Installationsprogramm von ATPDesigner nicht enthalten und müssen vom Anwender erstellt und im **Projektverzeichnis** der .NET-Datei im Unterverzeichnis **..\LoadProfiles** gespeichert werden. Der Name der zugehörigen .CSV-Datei des Lastprofils muss die Nummer der Messstelle beinhalten.

Struktur des Dateinamens: **XXX_Text.CSV**

mit XXX = **Anlagen-Identifier ID**, d.h. der Einstellwert **Nummer der Messstelle**
Text = beliebiger Text

Zwischen der **Nummer der Messstelle** und dem restlichen Dateinamen muss das Trennzeichen „_“ stehen. Werden Lastprofildateien oder das Unterverzeichnis nicht gefunden, erfolgt eine Fehlermeldung im **Meldungsfenster**.

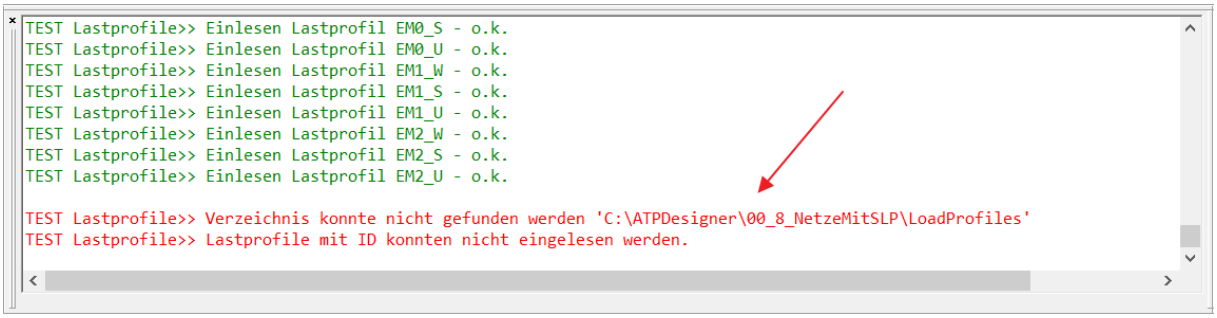


Abbildung 159: Fehlermeldung bei fehlendem Unterverzeichnis „..\LoadProfiles“

5.7.11.1.3 Definition der Formate der .CSV-Dateien für Lastprofile

Die Spezifikation der Lastprofildateien, d.h. die Formate der .CSV-Dateien werden im Kapitel **Lastfluss: Lastprofile** [Bd. 3] bzw. in darin enthaltenen Unterkapiteln näher erläutert.

5.7.12 Registerkarte Anlagenliste

Alternativ zur Einstellung der Leistungen etc. in der Registerkarte Allgemeine Daten kann die **Verbraucherlast** aus den Einstellwerten der Anlagenliste berechnet werden. Mit Hilfe der Anlagenliste ist es möglich, verschiedene Bezugs- und Einspeiseanlagen, die an einem Netzanschlusspunkt (NAP) angeschaltet sind, mit einem einzigen Netzwerkelement **Verbraucherlast** im Sinn einer summarischen Bezugs- bzw. Einspeiseanlage nachzubilden. ATPDesigner führt mit einer Tabellenkalkulation die Berechnung der summarischen Wirk- und Blindleistung aus.

⇨ Die Anlagenliste kann nicht für eine Lastflussberechnung mit Lastprofilen (Zeitreihenberechnung) verwendet werden. Für Lastflussberechnung mit Lastprofilen (Zeitreihenberechnung) werden die Einstellungen der Registerkarte Lastprofil verwendet.

⇨ Um die Anlagenliste für eine Lastflussberechnung zu verwenden ist es erforderlich, den Einstellwert **Anlagenliste verwenden** in der Registerkarte **Allgemeine Daten** zu aktivieren. Der Einstelldialog ist nachfolgend dargestellt.

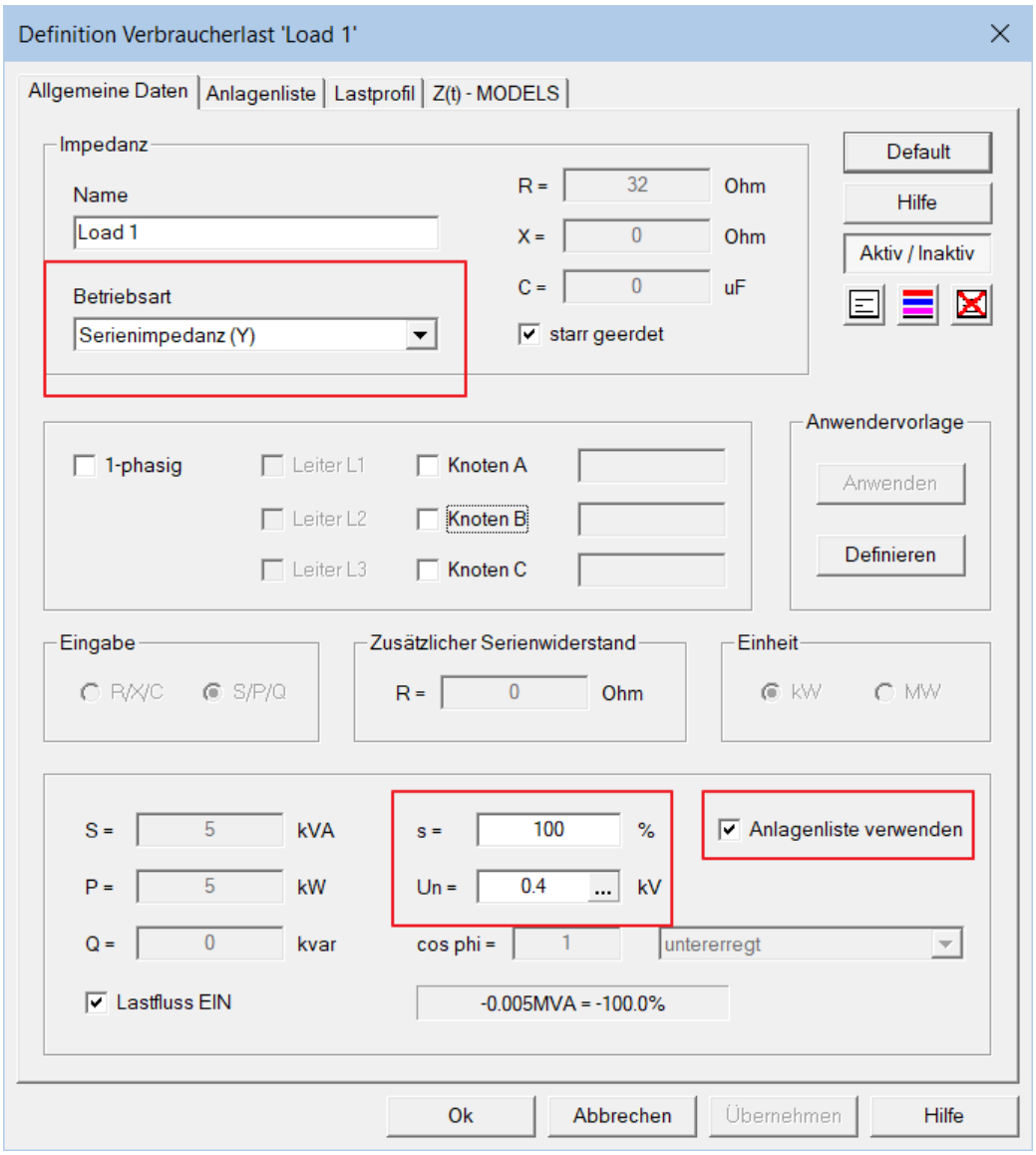


Abbildung 160: Registerkarte Allgemeine Daten – Anlagenliste verwenden

- ⇨ Als **Betriebsart** ist in der Registerkarte Allgemeine Daten eine der Betriebsarten zu wählen, die für eine **Verbraucherlast** konstanter Leistung, z.B. **Serienimpedanz (Y)** verwendet wird.

- ⇨ Betriebsarten für Lastflussberechnungen mit Lastprofilen wie z.B. Lastprofil (Y) oder MODELS-basierte Modelle sind nicht zulässig.

- ⇨ Die **Nennspannung U_n** und der **Teillastfaktor s** müssen eingestellt werden.

Danach können die Komponenten der Anlagenliste in der Registerkarte **Anlagenliste** eingestellt werden. Der nachfolgende Dialog zeigt ein Beispiel.

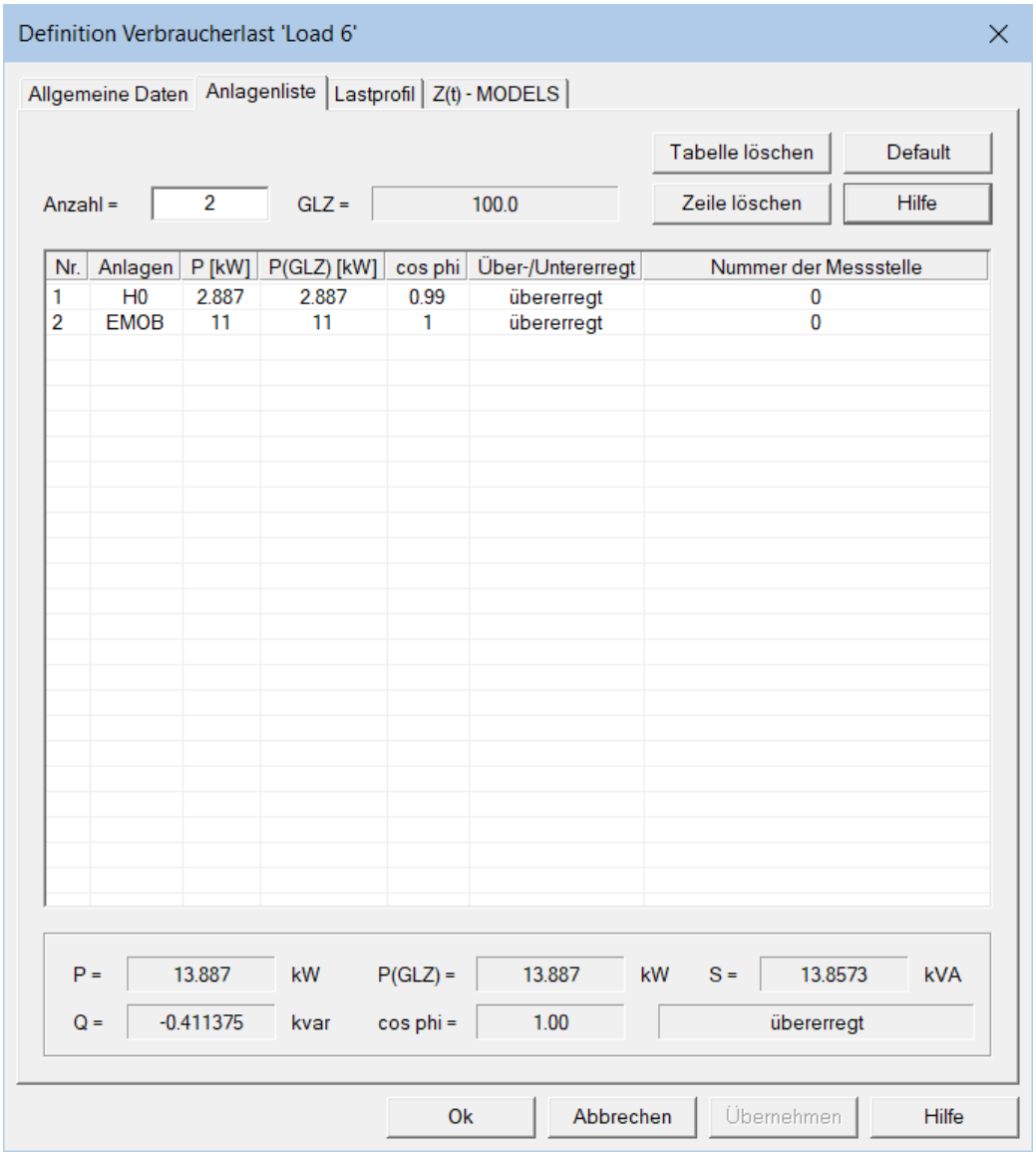


Abbildung 161: Definition einer Anlagenliste am Netzanschlusspunkt

Einstellwert	Bedeutung
Anzahl	Anzahl Zeilen in der Tabelle
GLZ	Gleichzeitigkeitsfaktor für Anlagen des Anlagentyps **EMOB**
Tabelle löschen	Inhalt der Tabelle löschen

Zeile löschen	Nachdem eine Zeile mit einem **Left Mouse Button Click** markiert wurde, kann die markierte Zeile gelöscht werden.

Nachfolgend werden die Bezeichner der Kopfzeile und deren Bedeutung erläutert.

Einstellwert	Bedeutung
Anlagen	Durch eine **Left Mouse Button Click** wird wie für die Auswahl der Lastprofile ein Menü geöffnet, um den Anlagentyp auszuwählen. Es werden u.a. die Kurzbezeichner der VDEW-Standardlastprofile verwendet, um eine hohe Kompatibilität zu erreichen.
P [kW]	Nennwirkleistung der Anlage Die Nennwirkleistung kann negativ eingestellt werden. Damit ist bezogen auf das für die **Verbraucherlast** verwendete Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) eine Einspeisung von Wirkleistung (Rückspeisung) ins Stromnetz möglich.
P(GLZ) [kW]	Nennwirkleistung der Anlage unter Berücksichtigung des Gleichzeitigkeitsfaktors GLZ
cos phi	Verschiebungsfaktor $\cos\varphi = \frac{P}{S}$
Über-/Untererregt	Betriebsweise übererregt oder untererregt der Anlage Es wird das Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) verwendet.
Nummer der Messstelle	Eindeutiger Identifier der Messstelle Die Nummer der Messstelle kann optional als eindeutiger **Anlagen-Identifier ID** zu dokumentarischen Zwecken verwendet werden.

Die resultierenden Leistungen werden im unteren Bereich der Registerkarte ausgegeben. Ist in der Registerkarte Allgemeine Daten die Option **Anlagenliste verwenden** aktiviert, so werden die resultierenden Leistungen in die korrespondierenden Einstellwerte der Registerkarte kopiert und die Impedanzwerte des internen Modells berechnet.

$$P = \sum_{k=1}^{Anzahl} P_k \qquad P(GLZ) = \sum_{k=1}^{Anzahl} GLZ \cdot P_k$$

$$S = \sum_{k=1}^{Anzahl} \frac{P(GLZ)_k}{\cos\varphi_k} \qquad Q = \sqrt{S^2 - P^2}$$

$$\cos\varphi = \frac{P}{S}$$

5.7.12.1 Anwendung der Anlagenliste: Bezugs- und Einspeiseanlage

Die nachfolgende Abbildung zeigt ein einfaches Niederspannungsnetz mit zwei Leitungsabgängen. Am Ende jedes Leitungsabgangs ist eine Verbraucherlast mit Anlagenliste angeschaltet.

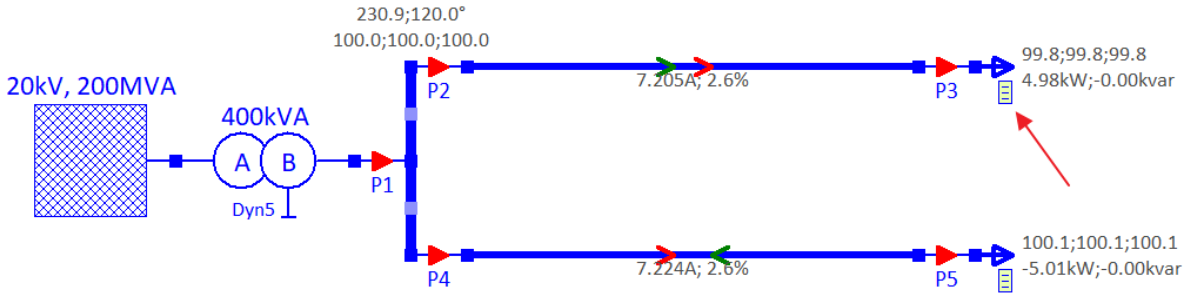


Abbildung 162: Niederspannungsnetz - *Verbraucherlasten* mit *Anlagenliste*

ATPDesigner zeigt die Aktivierung der Anlagenliste durch das **grün eingefärbte Dokumentensymbol** an. Wird das alternative Impedanz Symbol für die **Verbraucherlast** verwendet, wird das Dokumentensymbol nicht angezeigt. In dem Beispiel ist zu erkennen, dass eine der Anlagen Wirkleistung bezieht (P>0), die andere Wirkleistung rückspeist (P<0). Damit ist es möglich, z.B. Batterieanlagen oder E-Mobile als Bezugs- und Einspeiseanlagen nachzubilden.

⇨ Es muss darauf geachtet werden, dass die Summe von Wirk- und Blindleistung der Anlagenliste gleichzeitig gleich Null sein kann.

$$P = \sum_{k=1}^{Anzahl} P_k \overset{!}{=} 0 \quad \textbf{und} \quad Q \overset{!}{=} 0$$

In diesem Fall wird die Verbraucherlast durch ATPDesigner bei der nächsten Lastflussberechnung automatisch deaktiviert, um numerische Probleme während der Lastflussberechnung zu verhindern. Die Deaktivierung muss vom Anwender zurückgenommen werden.

Die nachfolgende Abbildung zeigt eine Anlagenliste mit summarischer Wirkleistung P=0, allerdings mit einem Blindleistungsbezug Q>0.

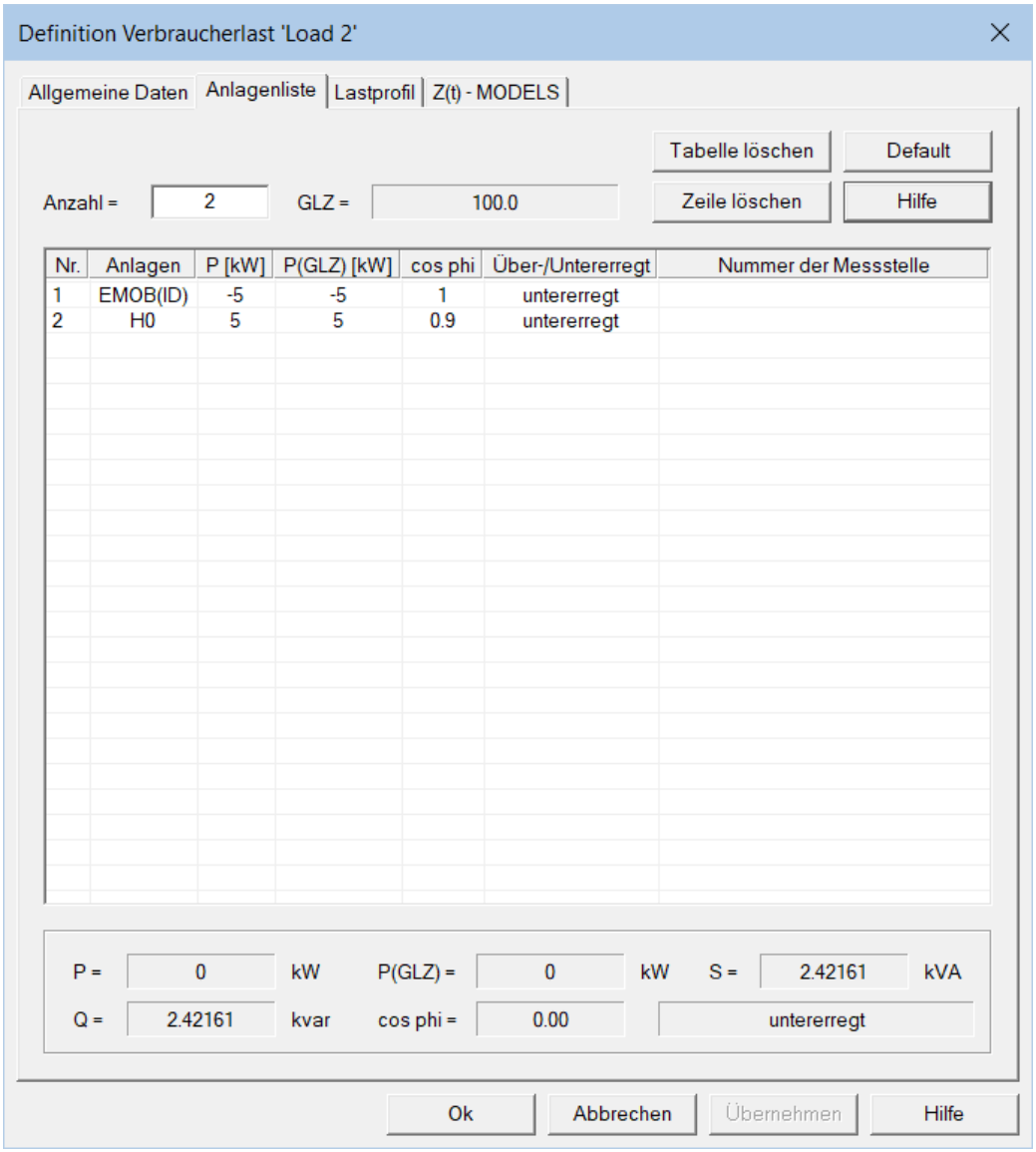


Abbildung 163: Verbraucherlast mit Anlagenliste – P=0kW und Q>0kvar

5.7.13 Registerkarte *Z(t)–MODELS* - MODELS basierte Last, Batterie für einen Parkregler

Mit Hilfe des nachfolgend dargestellten Einstelldialogs kann das zeitliche Verhalten einer eine **MODELS**-basierten Last als Bezugsanlage definiert werden. Das Modell kann nur für die **Berechnung der dynamischen Netzvorgänge** 3-phasig oder 1/2/3-phasig in Sternschaltung verwendet werden.

Für das Netzwerkelement **Verbraucherlast** wird für jede Betriebsart des Modells **Z(t)-MODELS** das Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) verwendet. Die von dem Modell bezogenen Leistungen werden wie für eine Bezugsanlage üblich mit einem positiven Wert dargestellt.

Einstellwert	Bedeutung
Anz	Anzahl der Stützstellen in der Liste
Default	Es werden die Werte der Grundeinstellung (Default) der Einstellwerte der Registerkarte geladen. Alle übrigen Einstellwerte der anderen Registerkarten bleiben unverändert.

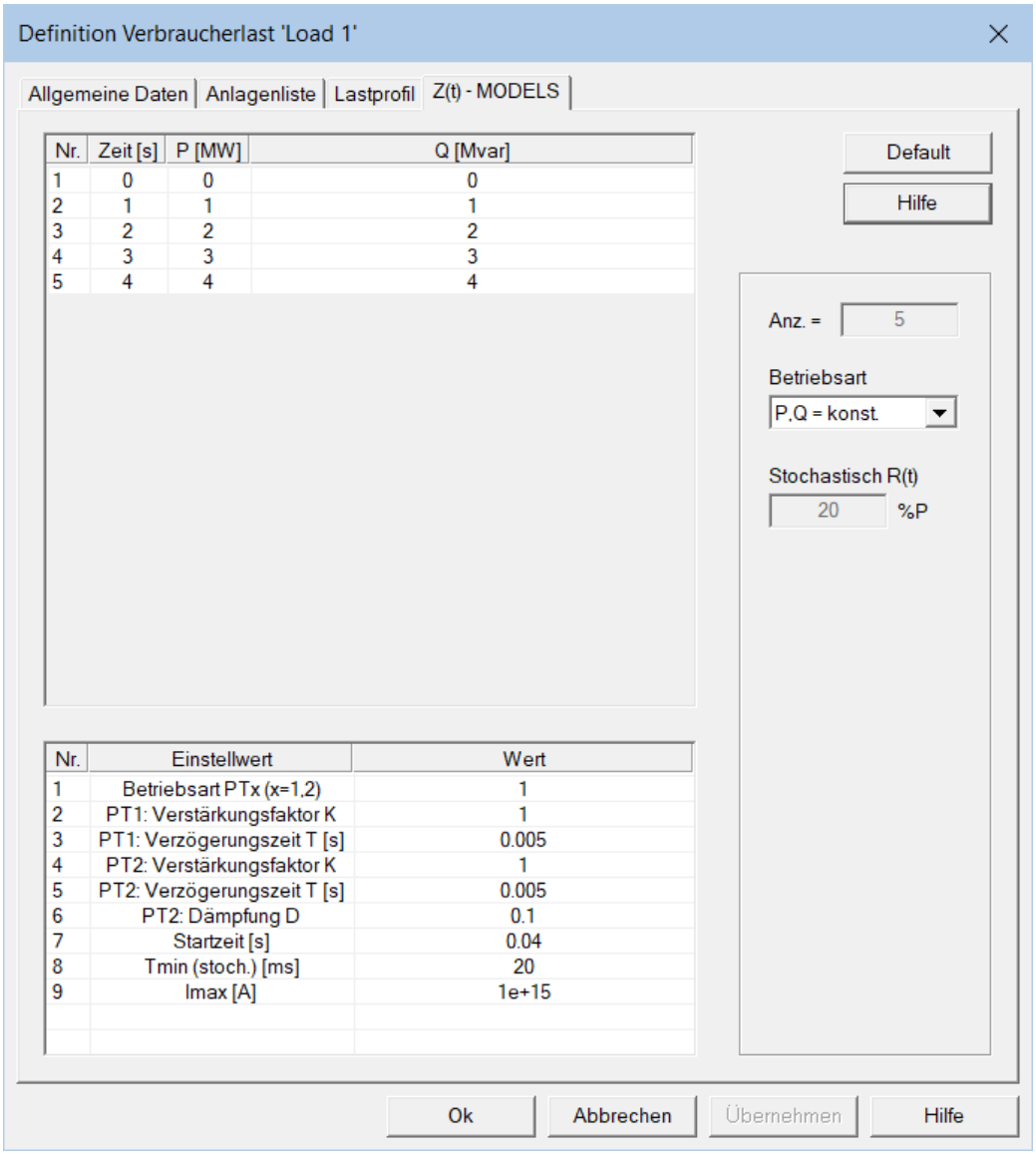


Abbildung 164: Einstelldialog für eine MODELS basierte Last

5.7.13.1 Z(t)–MODELS: Betriebsarten

Die MODELS-basierte Last kann in mehreren Betriebsarten verwendet werden.

5.7.13.1.1 Z(t)–MODELS Betriebsart: P, Q = const.

Es wird eine **Verbraucherlast** mit konstanter Wirk- und Blindleistung nachgebildet. Das Modell verwendet eine geregelte Stromquelle. Der Verschiebungsfaktor cos φ wird am Netzanschlusspunkt der Verbraucherlast über einen PLL (Phase-Locked Loop) eingeregelt. Im Sinne der Lastflussberechnung wird ein dynamischer PQ-Knoten nachgebildet.

Einstellwert	Bedeutung
Imax [A]	Der Betrag der Leiterströme wird auf den maximal zulässigen Betrag I_{max} begrenzt. Die Begrenzung kann z.B. im Falle einer geringen Versorgungsspannung z.B. im Kurzschlussfall wirksam werden.
Nur mit geerdetem Sternpunkt	Da das Lastmodell eine geregelte Stromquelle (ATP-Rule Book: Type 60 Connection to **TACS** Variable) verwendet, kann die Verbraucherlast nur mit geerdetem Sternpunkt nachgebildet werden.

5.7.13.1.1.1 Z(t)–MODELS: 3-phasige symmetrische Last

Der Betrag der Stromquelle I_L je Leiter (hier Stromsenke) wird aus dem Betrag der Scheinleistung S = |P + jQ| und dem Betrag des Grundschwingungsmittelwertes U_{LEM} der drei Leiter-Erd-Spannungen U_{L1}, U_{L2} und U_{L3}, die am Netzanschlusspunkt (NAP) mit einer Diskreten Fourier Transformation (DFT-Filter) ermittelt werden, zur Simulationszeit berechnet. Die Diskrete Fourier Transformation (DFT-Filter) verwendet eine Netzperiode als Messintervall.

$$U_{LEM} = \frac{U_{L1} + U_{L2} + U_{L3}}{3}$$

$$I_L = \frac{S}{3 \cdot U_{LEM}}$$

5.7.13.1.1.2 Z(t)–MODELS: 1/2/3-phasige Last

Zunächst wird die Anzahl aktivierter Phasen N = 1...3 der **Verbraucherlast** ermittelt. Die Scheinleistung S wird auf diese aktivierten Phasen der **Verbraucherlast** gleichmäßig verteilt. Der Betrag der mittleren Leiter-Erd-Spannung U_{LEM} wird nur aus den Leiter-Erd-Spannungen der aktivierten Phasen berechnet.

$$U_{LEM} = \frac{b_{L1} \cdot U_{L1} + b_{L2} \cdot U_{L2} + b_{L3} \cdot U_{L3}}{N}$$

mit b_{Lx} = 1 falls Phase Lx aktiviert, sonst = 0 (x = 123)

$$I_L = \frac{S}{N \cdot U_{LEM}}$$

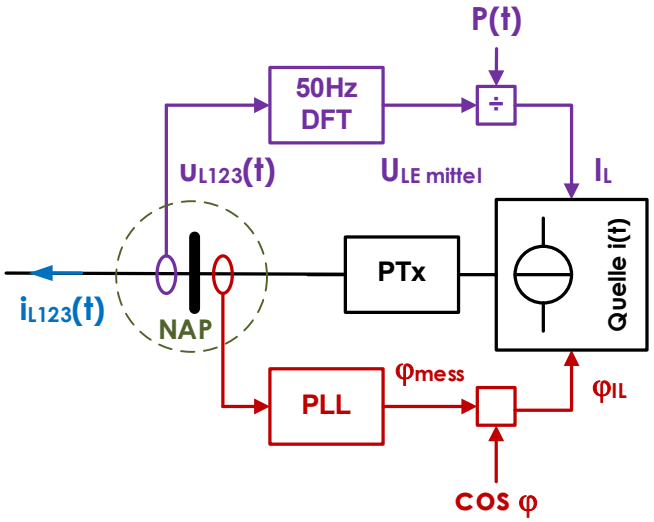


Abbildung 165: Interne Struktur der Lastmodelle *P, Q = const.* und *Batterie*

5.7.13.1.2Z(t)–MODELS: Stochastic R(t)

Die Last wird als zeitgesteuerter Wirkwiderstand R(t) nachgebildet (ATP-Rule Book: Type 91 TACS/MODELS-Controlld R(t)). Daher ist die Nachbildung eines Blindleistungsanteils nicht möglich. Die Resistanz R je Leiter wird aus Nennspannung V_n und Nennwirkleistung P der Last sowie der Anzahl der aktiven Leiter N = 1,2,3 wie folgt berechnet:

$$R = N \cdot \frac{U_n^2}{3 \cdot P} \; mit \; N = 1,2,3$$

Einstellwert	Bedeutung
Mit/ohne geerdetem Sternpunkt	Das Lastmodell kann mit und ohne geerdeten Sternpunkt verwendet werden.
Stochastic R(t) in %P	Anteil der stochastisch gesteuerten Last an der Gesamtlast Zusätzlich kann ein stochastisch schwankender Wirkleistungsanteil in %P definiert werden. Die durch eine Resistanz nachgebildete Last schwankt in der Wirkleistungsaufnahme um ±%·P um den Betrag der Nennwirkleistung P. Die stochastische Schwankung wird durch einen Zufallsgenerator realisiert, der näherungsweise einem weißen Rauschen entspricht. Ist der Einstellwert zu 0%·P eingestellt, so implementiert die Last eine konstante Wirkleistungsquelle nach.
Tmin (stoch.)	Mindestzeit zwischen zwei stochastischen Wirkleistungsänderungen

Darüber hinaus kann festgelegt werden, welche Mindestzeit zwischen zwei stochastischen Laständerungen vergehen muss.

- Bei der Berechnung der Grundschwingungsleistung mit Hilfe eines Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** muss beachtet werden, dass die dafür verwendete Diskrete Fourier Transformation (DFT-Filter) die stochastischen Lastschwankungen, die auf weißem Rauschen basieren, bei kurzen Zeiten **Tmin (stoch.)** kleiner einer Netzperiode fast vollständig ausfiltern.

- Das Modell ist keine **Verbraucherlast** konstanter Wirkleistung. Die Zeitsteuerung ist nicht als Leistungsregelung zu verstehen.

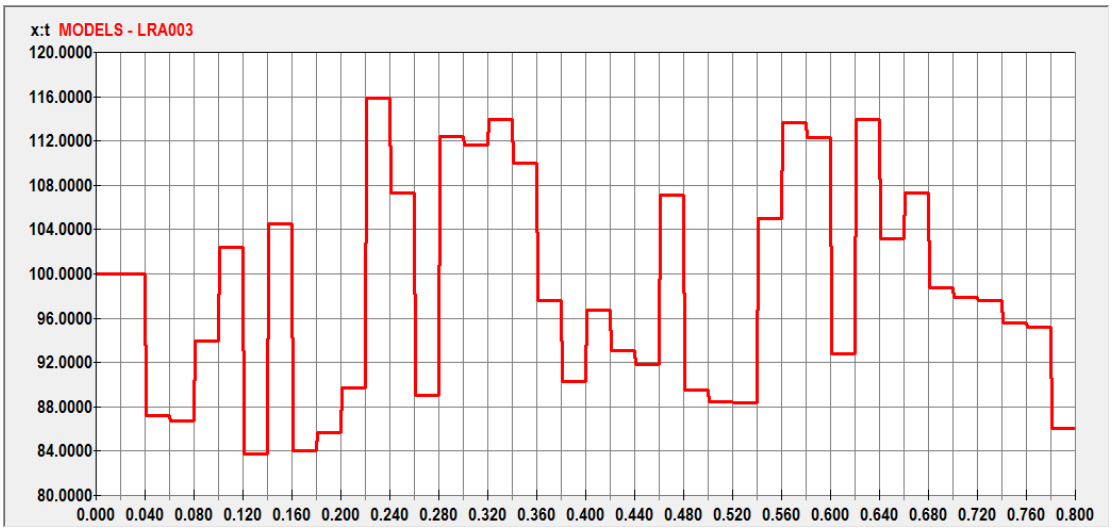


Abbildung 166: Verlauf der stochastischen Last R(t): 4MW, 20%P, 20kV, Tmin=20ms

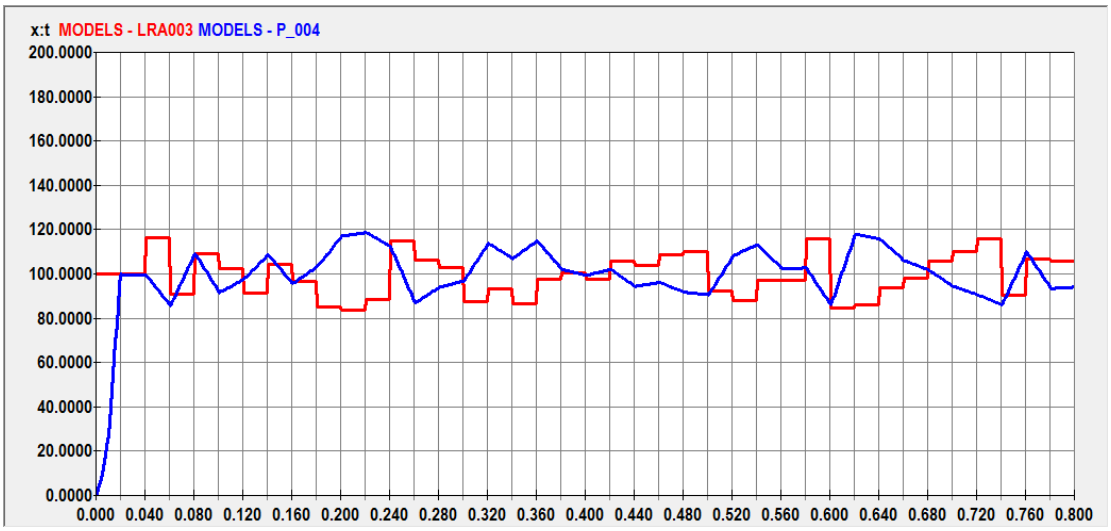


Abbildung 167: Verlauf der Wirkleistung (blau, skaliert ·25) berechnet mit einer Probe

5.7.13.1.3Z(t)–MODELS: Batterie

In Kombination mit einem Parkregler für eine dezentrale Erzeugungsanlage (EZA) kann ein Batteriespeicher nachgebildet werden, der vom Parkregler gesteuert wird.

⇨ Die im Einstelldialog **Verbraucherlast** enthaltenen Einstellwerte werden in der Betriebsart **Batterie** nicht verwendet, sondern von den Einstellwerten des Parkreglers bzw. durch dessen Ausgangssignale ersetzt.

In der Betriebsart **Batterie** wird das Netzwerkelement **Verbraucherlast** als Leistungssenke oder Leistungsquelle mit Hilfe eines stromquellenbasierten Modells wie für die Betriebsart **P, Q = konst.** implementiert. Wirk- und Blindleistung werden als zeitabhängige Größen P(t) und Q(t) vom Parkregler kontinuierlich berechnet und dem stromquellenbasierten Modell der **Verbraucherlast** vorgegeben. Der Betrieb ist in den vier Leistungsquadranten möglich.

Einstellwert	Bedeutung
Startzeit	Zeitpunkt der Aktivierung des **MODELS**-basierten Lastmodells. Vor diesem Zeitpunkt ist die Last netzphysikalisch nicht aktiv.

5.7.13.2 PTx - Übertragungsverhalten

Wird eine Last basierend auf einer geregelten Stromquelle verwendet, so kann das Zeitverhalten der Last durch ein PT1- oder PT2-Glied mit den nachfolgenden Parametern eingestellt werden.

Betriebsart PTx (x=1,2)

- **1:** Es wird eine **PT1 Übertragungsfunktion** verwendet.

$$\frac{\hat{\imath}_{OUT}}{\hat{\imath}_{INP}} = \frac{K}{1 + T \cdot s}$$

- **2:** Es wird eine **PT2 Übertragungsfunktion** verwendet.

$$\frac{\hat{\imath}_{OUT}}{\hat{\imath}_{INP}} = \frac{K}{1 + 2DT \cdot s + T^2 \cdot s^2} \quad \text{mit } \omega_0 = \frac{1}{T}$$

Einstellwert	Bedeutung
PT1: Verstärkungsfaktor	Verstärkungsfaktor (Proportionalbeiwert)
PT1: Verzögerungszeit T [s]	Zeitkonstante T
PT2: Verstärkungsfaktor	Verstärkungsfaktor (Proportionalbeiwert)
PT2: Verzögerungszeit T [s]	Zeitkonstante T
PT2: Dämpfung D	Dämpfungsfaktor D

In den nachfolgenden Tabellen sind die Bedeutungen der in der Diagrammdatei ausgegebenen Signale erläutert. Die Ausgabe in die **Diagrammdatei** erfolgt, wenn der Einstellwert **Ausgabesignale** auf den Wert **Output List 3 oder höher** eingestellt ist.

Signal	Bedeutung
LPHxxx	**P, Q = const:** Absolute Phasenlage der Leiter-Erd-Spannung $u_{L1}(t)$ [rad]
LDPxxx	**P, Q = const:** Abweichung der Phasenlage der Leiter-Erd-Spannung $u_{L1}(t)$ vom SOLL-Wert [rad]
LIAxxx	**P, Q = const:** Laststrom $i_{L1}(t)$ [A]
LIBxxx	**P, Q = const:** Laststrom $i_{L2}(t)$ [A]
LICxxx	**P, Q = const:** Laststrom $i_{L3}(t)$ [A]
LVAxxx	**P, Q = const:** Mittelwert der Leiter-Erd-Spannungen [p.u./√3 = U_{LEn} = $U_n/\sqrt{3}$] Es werden nur die Leiter-Erd-Spannungen der Leiter berücksichtigt, die im Einstelldialog aktiviert sind.
LRBxxx	**Stochastic R(t):** Zeitlicher Verlauf der Resistanz R(t) Leiter L2
LRCxxx	**Stochastic R(t):** Zeitlicher Verlauf der Resistanz R(t) Leiter L3

Die nachfolgenden Signale werden ab **Output List 1 oder höher** in der **Diagrammdatei** (.PL4-Datei) ausgegeben.

Signal	Bedeutung
LIPxxx	**P, Q = const:** Amplitude der Leiterströme (Ausgang des PT1-Gliedes)
LRAxxx	**Stochastic R(t):** Zeitlicher Verlauf der Resistanz R(t) Leiter L1

5.8 RLC Serienimpedanz

Das Netzwerkelement **RLC Serienimpedanz** (im englischen: **RLC Impedance**) ermöglicht es, eine Serien- oder Parallelimpedanz in das Stromnetz einzufügen. Die Impedanz kann 3-phasig oder 1-phasig eingestellt werden. Im Betrieb als 1-phasige Impedanz können die Leiter L1, L2 und L3 getrennt aktiviert oder deaktiviert werden.

⇨ Das Netzwerkelement **RLC Serienimpedanz** wird nicht im Iterationsverfahren der Lastflussberechnung berücksichtigt.

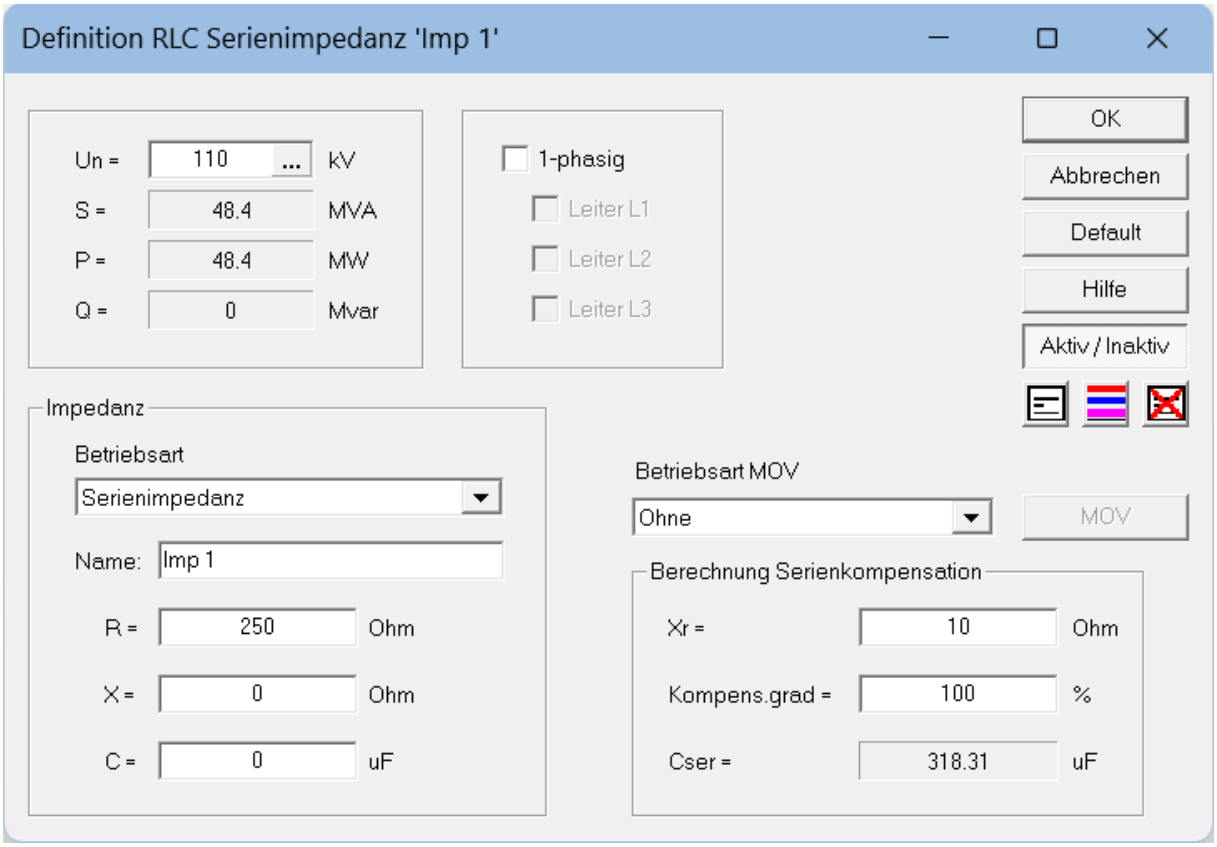


Abbildung 168: Einstelldialog RLC Serienimpedanz

Einstellwert	Bedeutung
R	Resistanz in Ohm
X	Reaktanz in Ohm
C	Kapazität in µF

⇨ Wird ein Einstellwert **R**, **X** oder **C** = 0 eingestellt, so wird die Komponente der Impedanz im elektrischen Modell nicht verwendet.

Die Impedanz kann 3-phasig symmetrisch oder leiterselektiv 1/2/3-phasig verwendet werden.

Einstellwert	Bedeutung
1-phasig	3-phasig symmetrisches oder 1/2/3-phasig leiterselektives Modell ▪ **Aktiviert** Die Impedanz wird 1/2/3-phasig in Parallel- oder Serienschaltung verwendet.

	▪ **Deaktiviert** Die Impedanz wird 3-phasig in Parallel- oder Serienschaltung verwendet.
Leiter L1, L2, L3	für Leiter L1, L2, L3 leiterselektiv aktivieren oder deaktivieren
MOV	Einstelldialog zur Definition der Kennlinie des Metal Oxid Varistors (MOV) öffnen

Abhängig von den Einstellwerten für **R**, **X** und **C** werden folgende Symbole in der Netzgrafik verwendet.

Symbol	Bedeutung
	$\underline{Z} = R + jX + j/(\omega C)$
	$\underline{Z} = R$, d.h. X Ohm= 0 und C = 0 µF
	$\underline{Z} = jX$, d.h. R Ohm= 0 und C = 0 µF
	$\underline{Z} = j/(\omega C)$, d.h. R Ohm= 0 und X = 0 Ohm

5.8.1 Betriebsarten

Die Einstellwerte **R**, **X** und **C** werden abhängig von der Betriebsart und der Aktivierung der Leiter zur Nachbildung einer 1/2/3-phasige Serienimpedanz oder Parallelimpedanz verwendet.

Betriebsart	Bedeutung
Serienimpedanz	**Modell der Serienimpedanz** Die Einstellwerte **R**, **X** und **C** werden für drei Serienimpedanzen je aktiviertem Leiter verwendet. Die Impedanz ist für jeden aktivierten Leiter gleich.
1-phasige Serienimpedanz	**Modell der 1-phasigen Serienimpedanz** Die Einstellwerte können je Leiter getrennt eingestellt werden. Je Leiter wird eine Serienimpedanz aus den leiterselektiven Einstellwerten verwendet. Um den Einstelldialog zur leiterselektiven Einstellung der Einstellwerte **R**, **X** und **C** zu öffnen, ist wie folgt vorzugehen. 1. Öffnen des Einstelldialogs für die **RLC Serienimpedanz** 2. Auswahl der Betriebsart **1-phasige Serienimpedanz** 3. Schließen des Dialogs mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Button **OK** 4. Öffnen des Einstelldialogs für die **RLC Serienimpedanz** Für das Modell der 1-phasigen Serienimpedanz kann das Modell des Metall Oxyd Varistors (MOV) nicht verwendet werden.
Parallelimpedanz	**Modell der Parallelimpedanz** Die Einstellwerte **R**, **X** und **C** werden für drei Parallelimpedanzen je aktiviertem Leiter verwendet. Die Impedanz ist für jeden aktivierten Leiter gleich.

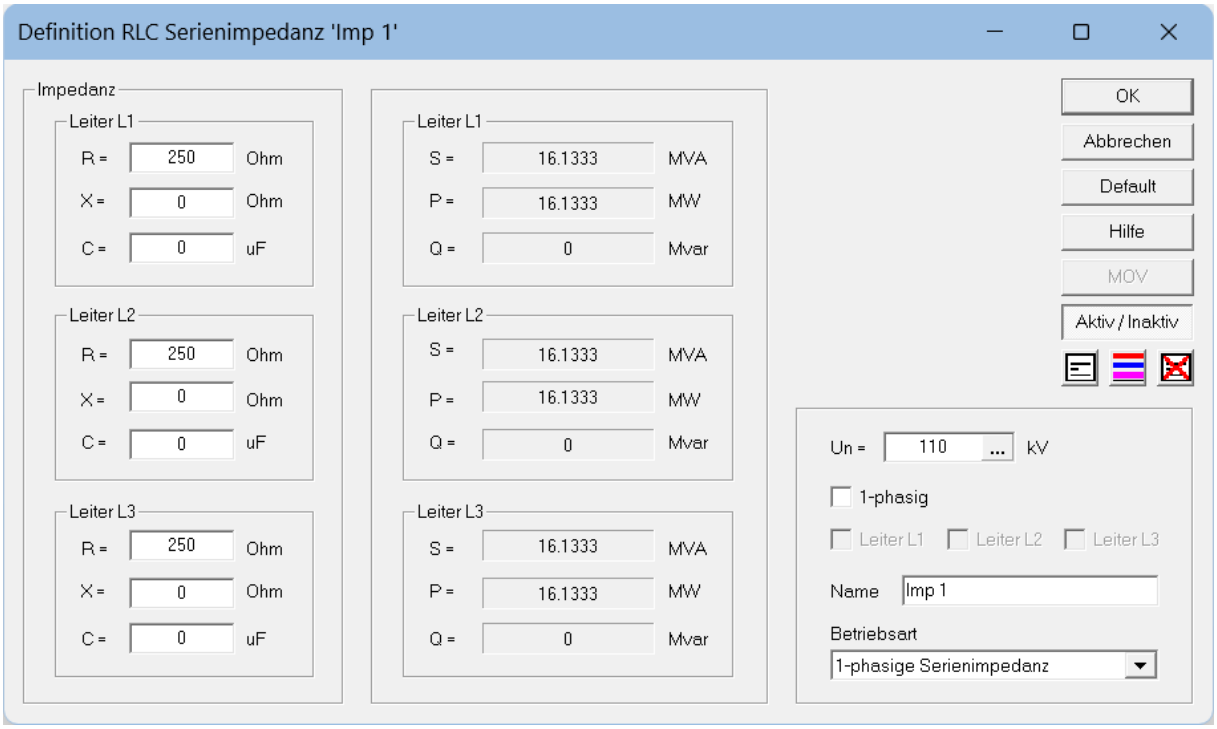


Abbildung 169: Einstelldialog 1-phasige Serienimpedanz *RLC Impedance*

5.8.2 Metal Oxid Varistor – Betriebsart MOV

Optional kann parallel zur Serienimpedanz ein **Metal Oxyd Varistor (MOV)** zur Spannungsbegrenzung geschaltet werden. Damit können z.B. Schutzelemente für Kapazitäten nachgebildet werden, die z.B. für serienkompensierte Leitungen oder Blindleistungskompensationsanlagen benötigt und durch einen MOV gegen zu hohe Spannungen geschützt werden sollen.

Einstellwert	Bedeutung
Ohne	Ohne MOV
MOV Modell 1	nicht-lineares Modell eines Metall Oxyd Varistors (MOV)
MOV Modell 2	nicht-lineares Modell eines Metall Oxyd Varistors (MOV)
ZNO Fitter	nicht-lineares Modell eines Metall Oxyd Varistors (MOV), das mit Hilfe der **ATP Supporting Routine ZNO Fitter** berechnet wird.

5.8.3 Serienkompensation

Mit Hilfe der im Einstelldialog integrierten Berechnungsfunktion kann aus dem Kompensationsgrad **Kompens.grad** einer Serienkompensation die benötigte Kapazität **C_{ser}** berechnet werden.

Einstellwert	Bedeutung
Xr	Reaktanz, die durch eine Serienkapazität teilweise oder vollständig kompensiert werden soll
Kompens. grad	Kompensationsgrad in % Für einen Kompensationsgrad von 100% gilt: $X_r = X_c$
Cser	Kapazität der Serienkompensation in µF

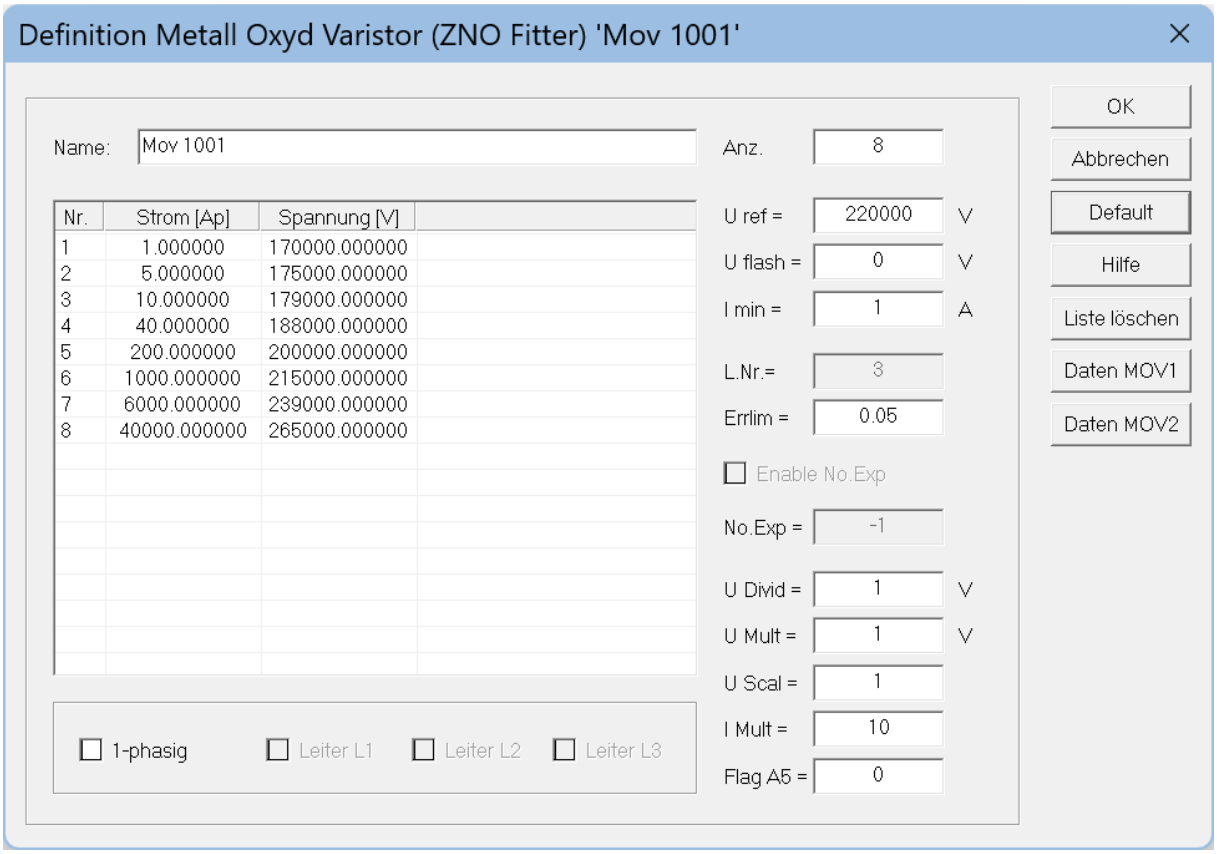


Abbildung 170: Einstelldialog für die Kennlinie des Metal Oxid Varistor (MOV) *ZNO Fitter*

5.8.4 RLC Serienimpedanz: *MOV Modell 1*

Nachfolgend ist beispielhaft das Modell für den Metal Oxid Varistor **MOV Model 1** für einen Leiter dargestellt, das in der **.ATP-Datei** enthalten ist.

- Referenzspannung: **220kV**
  Der Metall Oxyd Varistor (MOV) kann nur in Stromnetzen mit einer Nennspannung **U_n = 220kV** verwendet werden.

```
C
C ZNO FITTER
C $ERASE
C
C Schweden
C
C   Nexp    !  IPhase    !   ERRLIM  !   Iprzno  !   Vref    !   VFlash  !
C            -1           1                        1    220000.0         0.0
C    A1     !     A2     !     A3    !     A4     !     A5    !    Amin   !
C           1.0          1.0          1.0         10.0          0.0          1.0
C C  Current !  Voltage  !
C           1.0    170000.0
C           5.0    175000.0
C          10.0    179000.0
C          40.0    188000.0
C         200.0    200000.0
C        1000.0    215000.0
C        6000.0    239000.0
C       40000.0    265000.0
C
```

```
C BLANK card ending MOV
C  Rating =      1.0   V-mult =  1.00000E+00   I-mult =  1.00000E+01    Gapless
92A00013A00015                          5555.
C             V-reference               V-flashover
   2.2000000000000000E+05  -1.0000000000000000E+02
C              Multiplier                  Exponent                      V-min
   1.6480703453508195E+07   5.5521720230019476E+01   7.7272727272727326E-01
   3.7842673024450429E+04   2.8897212644872987E+01   7.9594126977512492E-01
   2.3861238379786493E+04   2.6010948062123575E+01   8.5232693740205390E-01
   1.6679797443915497E+04   2.2254192332879683E+01   9.0909090909090962E-01
   1.4758609475180265E+04   1.6931260104595921E+01   9.7727272727272785E-01
   1.3099211785951733E+04   1.8371147814249273E+01   1.0863636363636360E+00
                     9999
C
```

5.8.5 RLC Serienimpedanz: *MOV Model 2*

Nachfolgend ist beispielhaft das Modell für den Metal Oxid Varistor **MOV Model 2** für einen Leiter dargestellt, das in der **.ATP-Datei** enthalten ist.

- Referenzspannung: **400kV**
  Der Metall Oxyd Varistor (MOV) kann nur in Stromnetzen mit einer Nennspannung **U_n = 380kV** verwendet werden.

```
C
C ZNO FITTER
C $ERASE
C
C FURNAS, Brasilien
C
C   Nexp    !  IPhase    !   ERRLIM  !   Iprzno  !   Vref    !   VFlash  !
C            -1            1                        1    400000.0          0.0
C    A1     !     A2     !     A3     !     A4     !     A5     !    Amin    !
C           1.0          1.0          1.0          1.0          0.0         0.01
C C  Current !  Voltage  !
C          0.01    214200.0
C         0.015    248200.0
C           0.1    259400.0
C           0.5    276200.0
C             1    278200.0
C            10    287600.0
C            50    295200.0
C           100    298800.0
C           500    308200.0
C          1000    314000.0
C          5000    325200.0
C         20000    347800.0
C         50000    372200.0
C        100000    394800.0
C
C BLANK card ending MOV
C  Rating =      1.0   V-mult =  1.00000E+00   I-mult =  1.00000E+00    Gapless
92A00013A00015                          5555.
C             V-reference               V-flashover
   4.0000000000000000E+05  -1.0000000000000000E+02
C              Multiplier                  Exponent                      V-min
   5.5783343620630282E-02   2.7521866156492276E+00   5.3549999999999986E-01
   1.2153328138615236E+07   4.2983116499350849E+01   6.2049999999999994E-01
```

```
   6.6666149127804465E+03   2.5646790724150780E+01   6.4849999999999874E-01
   1.4140996013703252E+15   9.6069782469022300E+01   6.9050000000000034E-01
   8.4623250284037308E+10   6.9291636873684055E+01   6.9549999999999779E-01
   4.6894685060724182E+09   6.0499514883591999E+01   7.1961996225278912E-01
   3.8219043470313436E+08   5.1960144331666854E+01   7.4557498196855354E-01
   8.1007603208676009E+06   3.7177903750550755E+01   7.7049999999999885E-01
   6.7262094853703991E+07   4.5921759975955865E+01   7.8499999999999992E-01
   3.5817809890829172E+05   2.0633303082044581E+01   8.1299999999999972E-01
   1.2045701476043054E+05   1.2717870245386822E+01   8.7138402844356899E-01
                     9999
C
```

5.8.6 RLC Serienimpedanz: *ZNO Fitter*

In der Einstellung **ZNO Fitter** wird aus den Parametern des Einstelldialogs **Metall Oxyd Varistor (ZNO Fitter)** das Modell vom **ATP** durch eine **ATP Supporting Routine** berechnet. Die Ergebnisse werden in der **$PUNCH-Datei** (**.PCH-Datei**) ausgegeben und vor dem Start der Simulation von ATPDesigner in die **.ATP-Datei** eingebunden.

Der oben dargestellte Einstelldialog kann mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Button **MOV** im Einstelldialog geöffnet werden. Die Berechnung der **$PUNCH-Datei** des Metall Oxyd Varistors (MOV) wird von ATPDesigner für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** automatisch ausgeführt. Fehlermeldungen der **ATP Supporting Routine** werden im **Meldungsfenster** ausgegeben.

⇨ Es wird empfohlen, die Kennlinie und Parameter des Metall Oxyd Varistors (MOV) vor einer Simulation manuell zu überprüfen.

Die **$PUNCH-Datei** des Metall Oxyd Varistors (MOV) kann wie folgt manuell gestartet werden.

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **ZNO FITTER ausgeben und ATP starten**

```
C ATPDesigner - Design and Simulation of Power Networks
C Version 4.02.08 - 26.10.2025
C Copyright © 2005-2025
C 26.10.2025, 18:35:06
BEGIN NEW DATA CASE
ZNO FITTER
$ERASE
C
C ZNO FITTER Imp 1
C
C  Es folgen die Knotennamen
C
C Name##Knot1_Knot2_Knot3_Knot4_Knot5_Knot6_
BRANCH  A00015A00013B00015B00013C00015C00013
C
C 3456789 123456789 123456789 123456789 123456789 123456789 123456789 123456789
C        1         2         3         4         5         6         7         8
C   Nexp    !  IPhase   !   ERRLIM  !   Iprzno  !   Vref    !   VFlash  !
          -1           05.0000000E-2           12.20000000E50.0000000000
C
C
C V Divider! V Multipl ! V Multipl ! I Multipl !     A5    !    Imin   !
```

```
1.00000000001.00000000001.00000000001.00000000E10.00000000001.0000000000
C
1.00000000001.70000000E5
5.00000000001.75000000E5
1.00000000E11.79000000E5
4.00000000E11.88000000E5
2.00000000E22.00000000E5
1.00000000E32.15000000E5
6.00000000E32.39000000E5
4.00000000E42.65000000E5
C
C BLANK card ending ARRDAT usage
C
BLANK
$PUNCH, ZNO001.PCH
BLANK
C BLANK card ending ZNO FITTER
C
C
```

Nachfolgend ist die vom **ATP** berechnete **$PUNCH-Datei** für einen Leiter dargestellt. Sind mehrere Leiter aktiviert, so wird die Kennlinie des MOV für jeden aktiven Leiter verwendet.

```
C  <++++++>  Cards punched by support routine on  26-Oct-25  18.35.06  <++++++>
C ZNO FITTER
C $ERASE
C C
C C ZNO FITTER Imp 1
C C
C C  Es folgen die Knotennamen
C C
C C Name##Knot1_Knot2_Knot3_Knot4_Knot5_Knot6_
C BRANCH  A00015A00013B00015B00013C00015C00013
C C
C C 3456789 123456789 123456789 123456789 123456789 123456789 123456789 12345678
C C        1         2         3         4         5         6         7
C C   Nexp    !  IPhase    !   ERRLIM  !   Iprzno  !   Vref    !   VFlash  !
C           -1           05.0000000E-2           12.20000000E50.0000000000
C C
C C
C C V Divider! V Multipl ! V Multipl ! I Multipl !     A5    !    Imin   !
C 1.00000000001.00000000001.00000000001.00000000E10.00000000001.0000000000
C C
C 1.00000000001.70000000E5
C 5.00000000001.75000000E5
C 1.00000000E11.79000000E5
C 4.00000000E11.88000000E5
C 2.00000000E22.00000000E5
C 1.00000000E32.15000000E5
C 6.00000000E32.39000000E5
C 4.00000000E42.65000000E5
C C
C C BLANK card ending ARRDAT usage
C C
C BLANK
C  Rating =      1.0   V-mult =  1.00000E+00   I-mult =  1.00000E+01    Gapless
92A00015A00013                          5555.
C             V-reference               V-flashover
```

```
   2.2000000000000000E+05  -1.0000000000000000E+02
C              Multiplier                 Exponent                    V-min
   1.6480703453508362E+07   5.5521720230019163E+01   7.7272727272727204E-01
   3.7842673024454525E+04   2.8897212644873264E+01   7.9594126977512381E-01
   2.3861238379786493E+04   2.6010948062123166E+01   8.5232693740205423E-01
   1.6679797443916552E+04   2.2254192332879960E+01   9.0909090909090917E-01
   1.4758609475180838E+04   1.6931260104595683E+01   9.7727272727272552E-01
   1.3099211785951733E+04   1.8371147814249451E+01   1.0863636363636393E+00
                     9999
```

5.9 Leitung

Das Netzwerkelement **Leitung** (im englischen: **Line**) stellt unterschiedliche Leitungsmodelle sowie Leitungstypen wie z.B. **NAYY 4x150mm²** zur Verfügung. Die Einstellwerte des Dialoges werden in Abhängigkeit vom gewählten Leitungsmodell aktiviert oder deaktiviert. Das grafische Symbol der Leitung ist eine Linienverbindung zwischen den Knoten. Zusätzlich zu den beiden Hauptknoten können in der Registerkarte **Leitungstyp** Zusatzknoten im Sinne einer integrierten Sammelschiene aktiviert werden.

Die Linienverbindung zwischen den Hauptknoten kann in **fixierter** oder **flexibler Form** verwendet werden kann. Zwischen den Arten der Linienverbindungen kann umgeschaltet werden. Näheres dazu ist in Band 1 [Bd. 1] des Handbuches erläutert.

⇨ **Band 1 [Bd. 1]**
Kapitel **Netzwerkelemente mit flexibler Form: Leitung und Verbindung**

In der Gruppe **Lastfluss: Last** kann eine integrierte Verbraucherlast aktiviert werden, die identisch mit dem Netzwerkelement **Verbraucherlast** ist. Dadurch ist es möglich, Stromnetze z.B. Niederspannungsnetze mit einer großen Anzahl von Verbraucherlasten aber einer geringeren Anzahl von Netzwerkelementen zu erstellen.

5.9.1 Registerkarte *Allgemeine Daten*

Der Einstelldialog der Registerkarte **Allgemeine Daten** ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.

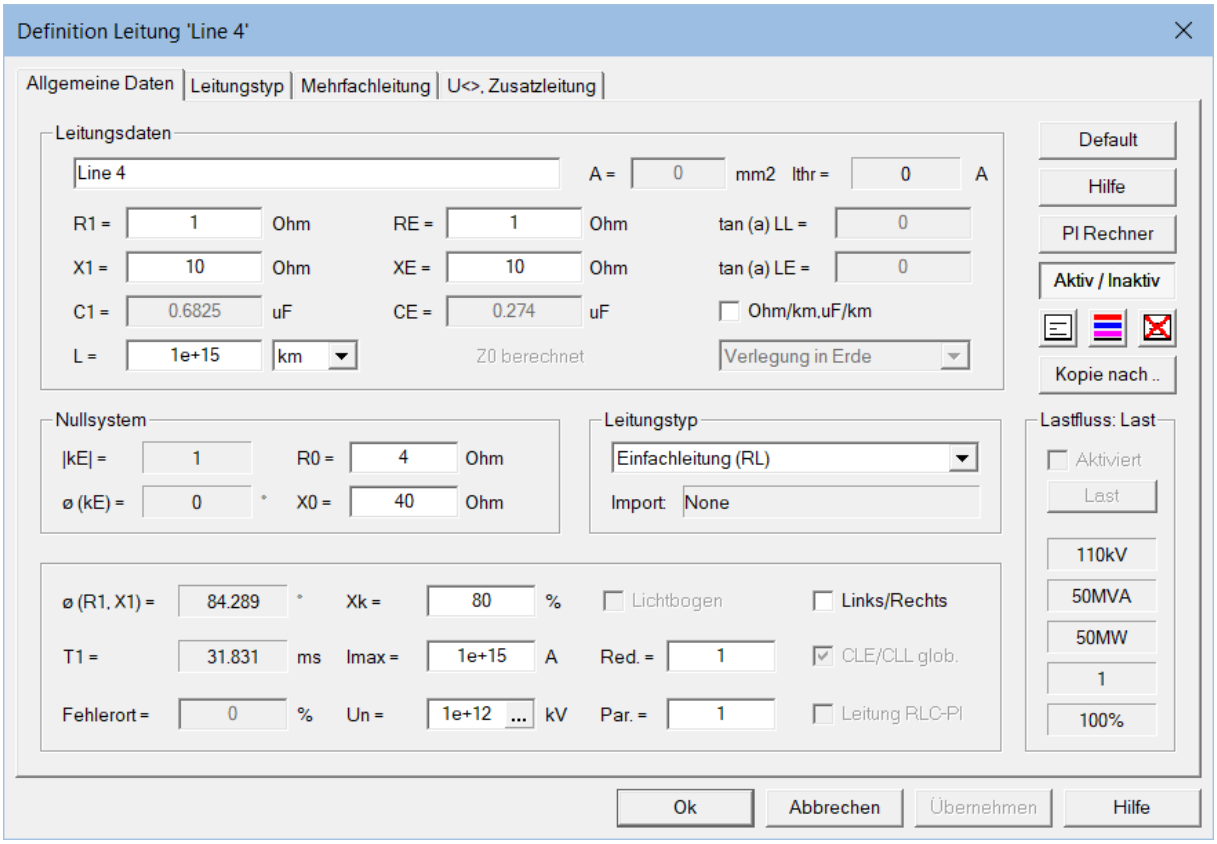
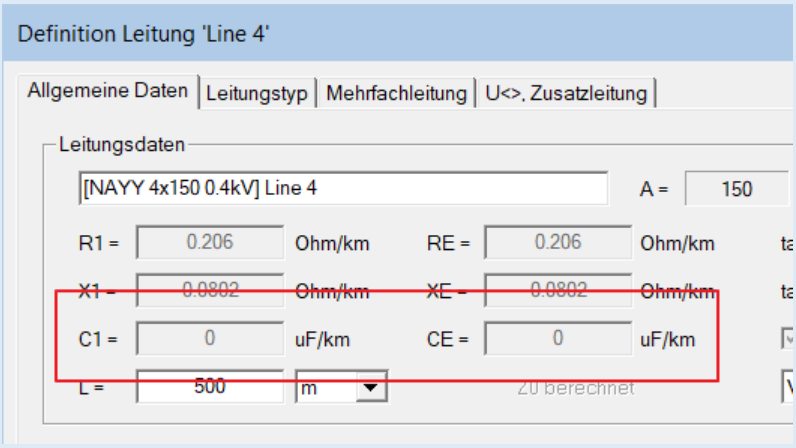


Abbildung 171: Einstelldialog Leitung *Line* – Registerkarte *Allgemeine Daten*

Einstellwert	Bedeutung
R1	Resistanz im Mitsystem in Ohm
X1	Reaktanz im Mitsystem in Ohm
C1	Kapazität im Mitsystem in µF ⇨ **Anzeigewerte C_1 = 0µF oder C_1 = 0µF/km** Wurde ein Leitungstyp z.B. NAYY ausgewählt und wird danach der Kapazitätswert 0µF oder 0µF/km angezeigt, so ist der tatsächliche Kapazitätswert des Leitungstyps unbekannt. In diesem Fall werden im Leitungsmodell keine Kapazitäten verwendet. ⇨ Die Kapazitätswerte **C_1 = 0µF** und **C_E = 0µF** können vorteilhaft beim **Import von Leitungsdaten** [Bd. 1] verwendet werden, da die Einstellwerten der Leitung in der zu importierenden .CSV-Datei auch die Kapazitäten enthalten sind, diese aber ggfs. nicht bekannt sind. 
R0	Resistanz im Nullsystem in Ohm
X0	Reaktanz im Nullsystem in Ohm
RE	Resistanz der Erdrückleitung des 4-Leiter-Modells in Ohm
XE	Reaktanz der Erdrückleitung des 4-Leiter-Modells in Ohm
CE	Leiter-Erd-Kapazität in µF (= Kapazität C_0 im Nullsystem) ⇨ **C_E = 0µF oder C_E = 0µF/km** Wurde ein Leitungstyp z.B. NAYY ausgewählt und wird danach der Kapazitätswert 0µF oder 0µF/km angezeigt, so ist der tatsächliche Kapazitätswert des Leitungstyps unbekannt. Der angezeigte Kapazitätswert kann zu fehlerhaften Berechnungsergebnissen führen.
tan(a) LL	Verlustwinkel α der Leiter-Leiter-Kapazitäten
tan(a) LE	Verlustwinkel α der Leiter-Erd-Kapazitäten
L	Länge der Leitung in m oder km
A	Querschnitt eines Leiters in mm^2 Falls der Querschnitt eines Leiters nicht bekannt ist, wie z.B. bei der Verwendung eines generischen Leitungsmodells wird der Text „---“ angezeigt.
Ithr	Bemessungswert des thermisch wirksamen Kurzschlussstromes

Es wird empfohlen, den Einstellwert Reduktionsfaktor Red. zu beachten.

$$I_{thr} = A \cdot J_{thr}$$

Die Berechnung des Bemessungswertes des thermisch gleichwertigen Kurzschlussstromes **I_{thr}** erfolgt mit dem Querschnitt **A** eines Leiters und der Bemessungs-Kurzzeitstromdichte J_{thr}. Es wird vorausgesetzt, dass die Leiter L123 eine gleiche Querschnittsfläche besitzen.

Die Berechnung der Bemessungs-Kurzzeitstromdichte J_{thr} kann nach VDE 0276 [11] oder VDE 0103 [12] erfolgen.

Die **Bemessungs-Kurzzeitstromdichte J_{thr}** ist nach VDE 0276 [11] wie folgt definiert:

- Bemessungs-Kurzschlussdauer T_{kr} = 1s
- Leitertemperatur zu Beginn des Kurzschlusses 90°C
- Zulässige Kurzschlusstemperatur 250°C

- **Aluminiumleiter: J_{thr} = 94 A/mm²**
- **Kupferleiter: J_{thr} = 143 A/mm²**

Tabelle 12 – Zulässige Kurzschlusstemperaturen und Bemessungs-Kurzzeitstromdichten

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Kabel mit	Zulässige Kurzschlusstemperatur in °C	Leitertemperatur zu Beginn des Kurzschlusses in °C							
		90	80	70	60	50	40	30	20
		Bemessungs-Kurzzeitstromdichte in A/mm² für eine Bemessungs-Kurzschlussdauer von 1 s							
Kupferleiter	250	143	149	154	159	165	170	176	181
Aluminiumleiter	250	94	98	102	105	109	113	116	120

Quelle: VDE 0276 [11]

Die Berechnung kann alternativ nach VDE 0103 [12] mit Hilfe der nachfolgenden Gleichung erfolgen.

$$J_{thr} = \frac{1}{\sqrt{T_{kr}}} \cdot \sqrt{\frac{\kappa_{20} \cdot c \cdot \rho}{\alpha_{20}} \cdot \ln\left(\frac{1+\alpha_{20} \cdot \left(\vartheta_e - 20^{\circ}C\right)}{1+\alpha_{20} \cdot \left(\vartheta_b - 20^{\circ}C\right)}\right)}$$

- ϑ_e : Zulässige Kurzschlusstemperatur in °C
- ϑ_b : Zulässige Leitertemperatur zu Beginn des Kurzschlusses in °C

Größe	SI-Einheit	Kupfer	Aluminium, Aluminiumlegierung (AlMgSi), Aluminium/Stahl	Stahl
c	J/(kg K)	390	910	480
ρ	kg/m^3	8 900	2 700	7 850
κ_{20}	1/(Ωm)	56 · 10^6	34,8 · 10^6	7,25 · 10^6
α_{20}	1/K	0,003 9	0,004	0,004 5

Quelle: VDE 0103 [12]

Mit der Berechnung nach VDER 0103 [12] ergeben sich folgende von VDE 0276 [11] abweichende Bemessungs-Kurzzeitstromdichten J_{thr}.

- **Aluminiumleiter: J_{thr} = 93,1 A/mm²**
- **Kupferleiter: J_{thr} = 141 A/mm²**

⇨ **In ATPDesigner wird die Berechnung nach VDE 0103 [12] verwendet.**

Xk	Reaktanz-Reichweite einer Distanzschutzeinrichtung in % der Leitungslänge Dieser Einstellwert hat für die netzphysikalischen Eigenschaften des Leitungsmodells keine Bedeutung.
Un	Nennspannung der Leitung in kV
Imax	Maximal zulässiger Leiterstrom in A
Red.	Reduktionsfaktor des maximal zulässigen Leiterstroms I_{max} unter Berücksichtigung der parallelen Verlegung von Leitungen z.B. in einem gemeinsamen Kabelkanal ohne Berücksichtigung der induktiven und kapazitiven Kopplungen sowie weiterer Verlegebedingungen wie z.B. des Erdbodenwärmewiderstandes. ⇨ ATPDesigner ermittelt den resultierenden, maximal zulässigen Leiterstrom **$I_{max\ res}$**, um die Auslastung der Leitung nach der Berechnung des stationären Netzzustandes zu beurteilen. $I_{maxres} = I_{max} \cdot Red.$ Nähere Erläuterungen zum Einstellwert Red. können im Kapitel über Reduktionsfaktoren nachgelesen werden.

Par.	Anzahl elektrisch parallel geschalteter Leitungen gleichen Leitungstyps ohne Berücksichtigung der induktiven und kapazitiven Kopplungen ATPDesigner ermittelt die Ersatzimpedanz der Leitung bei Parallelschaltung wie folgt: $R_{ges} = \frac{R}{n}$ $X_{ges} = \frac{X}{n}$ $C_{ges} = C \cdot n$ mit n = Anzahl parallel geschalteter Leitungen
Verlegeart	Verlegeart der Leitung ▪ **Verlegung in Erde** ▪ **Verlegung in Luft**
Links/Rechts	Anzeige des linken und rechten Knotens der Leitung mit den Bezeichnern „**L**“ und „**R**“
Leitung RLC-PI	Wurde ein Leitungstyp aus der internen Leitungsbibliothek oder das Leitungsmodell **Einfachleitung (RLC-PI)** ausgewählt, so können mit dieser Option die Leiter-Erd- und die Leiter-Leiter-Kapazitäten für einzelne Leitungen aktiviert oder deaktiviert werden.
CLE/CLL glob.	Mit Hilfe dieser Option wird angezeigt, ob die Kapazitäten aller in einem Netz verwendeten Leitungen, die mit einem Leitungstyp aus der Leitungsbibliothek oder dem Leitungsmodell **Einfachleitung (RLC-PI)** realisiert werden, mit oder ohne Kapazitäten verwendet werden. Der Einstellwert **Kapazitäten CLE und CLL aktivieren** ist im Einstelldialog Einstellungen Elektrisches Netz, Registerkarte Leitung 1..3 enthalten. ▪ Hauptmenü **Netzwerk** ▪ Menüpunkt **Netzkonfiguration**
Z0 berechnet	▪ **rot** Die Nullimpedanz Z_0 wurde aus Mitimpedanz Z_1 und Erdimpedanz Z_E berechnet. ▪ **grün** Die Nullimpedanz Z_0 wurde aus einer internen Leitungsbibliothek dem eingestellten Leitungstyp entsprechend entnommen.
Aktiv / Inaktiv	Mit dem Schalter kann die Leitung aktiviert oder deaktiviert werden (Kapitel 4.1.3).
Ohm/km, µF/km	Die Eingabe der Resistanzen, Reaktanzen und Kapazitäten kann wahlweise in Ohm bzw. µF oder Ohm/km bzw. µF/km erfolgen. Die Einheiten werden im Einstelldialog umgeschaltet.
Kopie nach ..	Nachfolgend wird erläutert, wie mit Hilfe der Betriebsart **Mehrfachleitung** eine logische Leitung zwischen zwei Netzknoten durch mehrere als Serienschaltung aufgebaute physikalische Leitungsabschnitte nachgebildet werden können. Durch Drücken des Buttons **Kopie nach ..** werden die in den Registerkarten **Allgemeine Daten** und **Leitungstyp** enthaltenen Leitungsdaten in eine neue Zeile der Liste kopiert, die in der Registerkarte **Mehrfachleitung** enthalten ist. Beim Schließen des Dialogs wird die angehängte neue Leitung zunächst intern und auch in der .NET-Datei gespeichert.

5.9.2 Auswahl des Leitungsmodells und des Leitungstyps

Das Leitungsmodell bzw. der Leitungstyp kann in den Registerkarten **Allgemeine Daten** und **Leitungstyp** ausgewählt werden. Es wird zwischen generischen Leitungsmodellen und Leitungstypen unterschieden.

5.9.2.1 Generische Leitungsmodelle

In ATPDesigner können Leitungen anwenderspezifisch durch verschiedene generische Leitungsmodelle nachgebildet werden. Die Einstellwerte der generischen Leitungsmodelle müssen vollständig vom Anwender selbst festgelegt und eingetragen werden.

Einstellwert	Bedeutung
Einfachleitung (RL)	Einfaches 3-phasiges Leitungsmodell mit induktiv gekoppelte RL-Serienimpedanzen ohne Leiter-Leiter- und Leiter-Erd-Kapazitäten Das Leitungsmodell eignet sich für die Berechnung stationärer Netzzustände und Lastflussberechnungen sowie der Berechnung dynamischer Ausgleichsvorgänge im Frequenzbereich < 10kHz, wenn die Leitungskapazitäten aus netzphysikalischer Sicht vernachlässigt werden können. Das ortsabhängige Verhalten von Leitungen im Sinne der homogenen Leitung wird nicht nachgebildet.
Homogene Leitung (RLC)	Modell der homogenen Leitung basierend auf den Telegraphengleichungen Das Leitungsmodell der homogenen Leitung kann dazu verwendet werden, das zeitabhängige und ortsabhängige Verhalten von Leitungen im Frequenzbereich < 1 MHz abzubilden. Es eignet sich für die Berechnung stationärer Netzzustände und Lastflussberechnungen sowie der Berechnung dynamischer Ausgleichsvorgänge.
Einfachleitung (RLC-PI)	Vollständiges 3-Leiter-Π-Ersatzschaltbild mit induktiven und kapazitiven Kopplungen Das Leitungsmodell eignet sich für die Berechnung stationärer Netzzustände und Lastflussberechnungen sowie der Berechnung dynamischer Ausgleichsvorgänge im Frequenzbereich < 10kHz. Das ortsabhängige Verhalten von Leitungen im Sinne der homogenen Leitung wird nicht nachgebildet. ⇨ Das Leitungsmodell **Einfachleitung (RLC-PI)** sollte bevorzugt für Berechnung stationärer Netzzustände und Lastflussberechnungen verwendet werden.
Entkoppelte Einfachleitung RL	Induktiv nicht gekoppelte RL-Serienimpedanz je Leiter L1, L2 und L3 Das Leitungsmodell eignet sich für die Berechnung stationärer Netzzustände und Lastflussberechnungen sowie der Berechnung dynamischer Ausgleichsvorgänge im Frequenzbereich < 10kHz. Das Leitungsmodell kann nur angewendet werden, wenn sowohl die induktive als auch die kapazitive Kopplung der Leiter untereinander und die Leitungskapazitäten aus netzphysikalischer Sicht vernachlässigbar sind.

Entkoppelte Einfachleitung RL (L12)	Nicht gekoppelte RL-Serienimpedanz je Leiter L1 und L2. Der Leiter L3 wird nicht ausgegeben. Das Leitungsmodell eignet sich nur für spezielle Situationen in 1- oder 2-phasigen Stromnetzen.
Doppelleitung	**Einfach-/Doppelleitung basierend auf der Mastgeometrie** Das Leitungsmodell der homogenen Leitung kann dazu verwendet werden, das zeitabhängige und ortsabhängige Verhalten von Leitungen im Frequenzbereich < 1 MHz abzubilden. Es eignet sich für die Berechnung stationärer Netzzustände und Lastflussberechnungen sowie der Berechnung dynamischer Ausgleichsvorgänge. ⇨ Das Leitungsmodell kann verwendet werden, um z.B. den Einfluss von Mastgeometrien von Freileitungen auf Spannungen und Ströme zu untersuchen.
Mehrfachleitung (RLC-PI)	Leitung wird durch eine Serienschaltung mehrerer Teilleitungen auf Basis des Leitungsmodells **Einfachleitung (RLC-PI)** nachgebildet.

Tabelle 5: Liste der generischen Leitungsmodelle

5.9.2.2 Leitungstypen

In ATPDesigner ist es auch möglich, Leitungstypen wie z.B. **NAKBA 3x95mm²** auszuwählen. Die netzphysikalisch relevanten Werte werden aus der internen Datenbank ausgelesen sind im Programm vorgegeben. Einige Einstellwerte wie z.B. die **Leitungslänge L** müssen vom Anwender definiert werden.

Wird eine Leitung durch Auswahl eines Leitungstyps definiert, so wird automatisch das Leitungsmodell **Einfachleitung (RLC-PI)** verwendet. Es ist nachträglich möglich, die Einstellwerte eines Leitungstyps in ein generisches Leitungsmodell zu übernehmen und somit z.B. das Leitungsmodell **Homogene Leitung (RLC)** zur Berechnung von Wanderwellen zu verwenden.

5.9.2.3 Übernahme eines Leitungstyps in ein generisches Leitungsmodell

Wird zuerst ein Leitungstyp z.B. NAYY 4x150mm² eingestellt, so werden die netzphysikalisch relevanten Werte aus der internen Datenbank ausgelesen und mit Änderungsschutz angezeigt. Wird jetzt ein generisches Leitungsmodell ausgewählt, so bleiben die netzphysikalisch relevanten Werte des Leitungstyps erhalten und die Eingabefelder werden ohne Änderungsschutz angezeigt.

Die interne Datenbank der Leitungstypen kann vom Anwender nicht verändert oder erweitert werden, Dazu ist eine Neu-Kompilierung von ATPDesigner mit neuer Versionsnummer erforderlich.

⇨ Um anwenderspezifische Leitungstypen, die nicht in der internen Datenbank enthalten sind zu verwenden, wird empfohlen ein generisches Leitungsmodell z.B. **Einfachleitung (RLC-PI)** zu verwenden.

5.9.2.4 Export und Import der Betriebsmitteldaten von Leitungen

ATPDesigner bietet die Möglichkeit, die Betriebsmitteldaten von Leitungen in eine .CSV-Datei zu exportieren.

- Hauptmenü **Datei**, Menüpunkt **Export**, **Leitung** [Bd. 1]

Die Betriebsmitteldaten können z.B. mit dem Tabellenkalkulationsprogramm Excel verändert und mit einer Importfunktion eingelesen werden. Mit Hilfe von ID-Merkmalen, die vor dem Export festgelegt werden müssen, werden die veränderten Betriebsmitteldaten in die Betriebsmitteldaten der entsprechenden Leitungen übernommen.

- Hauptmenü **Datei**, Menüpunkt **Import**, **Leitung** [Bd. 1]

5.9.3 Registerkarte *Allgemeine Daten* - Reduktionsfaktor *Red.*

Der Reduktionsfaktor **Red.** kann verwendet werden, um abhängig z.B. von Belastungsgrad, Verlegeart oder Werkstoffen eine unzulässige thermische Überlastung der Leitungen zu berücksichtigen. Hier ist zu empfehlen u.a. die VDE-Norm VDE 0276 [11] zu beachten. Nach VDE 0276 ist bei einer Verlegung der Leitung im Boden der maximal zulässige Leiterstrom, d.h. die Belastbarkeit I_z wie folgt zu berechnen.

$$I_z = I_r \cdot f_1 \cdot f_2 \cdot \prod f$$

Nach VDE 0276 sind die beiden Faktoren f_1 und f_2 für eine Verlegung im Boden immer zu verwenden. Die entsprechenden Werte abhängig vom spezifischen Erdbodenwärmewiderstand und dem Belastungsgrad können der Norm VDE 0276-1000 entnommen werden.

Bei Verlegung der Leitung in Luft gilt nach VDE 0276:

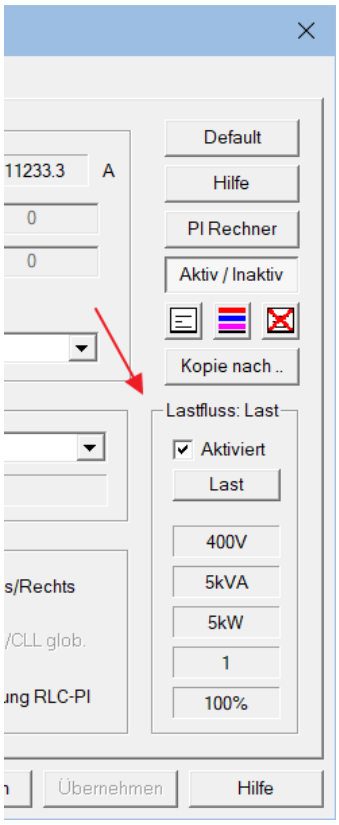
$$I_z = I_r \cdot \prod f$$

Der Nennquerschnitt der Leitung ist nach VDE 0276 so zu wählen, dass gilt:

$$I_z \geq I_b$$ mit I_b = Strombelastung im ungestörten Betrieb

5.9.4 Gruppe *Lastfluss: Last* – Interne Verbraucherlast

Wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt kann optional eine interne Verbraucherlast an einem der Hauptknoten **Links (L)** oder **Rechts (R)** der Leitung, d.h. am linken oder rechten Netzknoten aktiviert werden. ATPDesigner verwendet als Modell der internen Verbraucherlast das Netzwerkelement Verbraucherlast im Verbraucherzählpfeilsystem (VZS).



⇨ Der Einstelldialog der internen Verbraucherlast wird mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Button **Last** geöffnet. Der Einstelldialog der internen Verbraucherlast ist mit dem Einstelldialog des Netzwerkelementes Verbraucherlast identisch.

Die interne **Verbraucherlast** wird wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt in der Netzgrafik mit dem Symbol des Lastpfeiles dargestellt. Die interne Verbraucherlast ist in das Modell der Leitung integriert und kann sowohl für die **Berechnung stationärer Netzzustände** als auch für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** verwendet werden.

⇨ Um Meldungen über den nicht verbundenen Leitungsknoten zu vermeiden, kann der Hauptknoten der Leitung an dem Leitungsende der internen Verbraucherlast der Leitungstrennschalter mit einem **Left Mouse Button Click** geöffnet werden.

In der nachfolgenden Abbildung ist die interne Verbraucherlast aktiviert. Der Trennschalter an dem Hauptknoten der Leitung, an dem auch die interne Verbraucherlast angeschaltet ist, ist geöffnet.

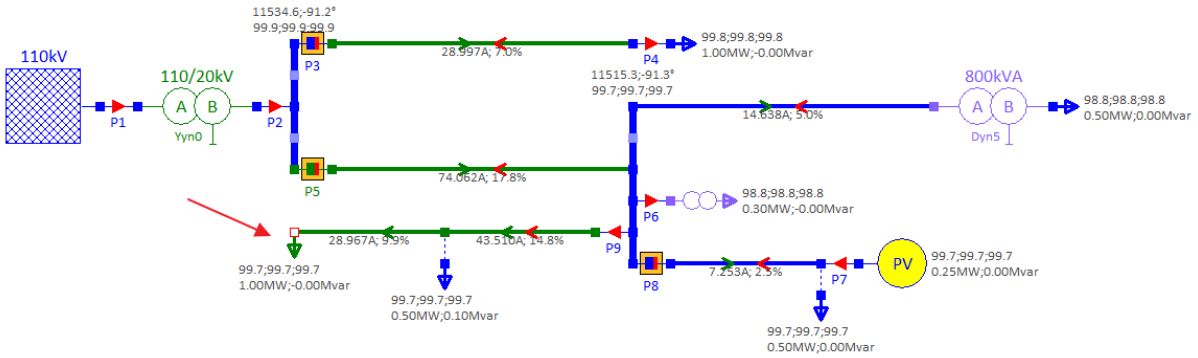


Abbildung 172: Leitungen mit aktivierter *interner Verbraucherlast*

Die interne Verbraucherlast kann wie das Netzwerkelement als Bezugs- oder Einspeiseanlage mit beliebigem Verschiebungsfaktor cos φ verwendet werden. Auch die Verwendung von Lastprofilen für Zeitreihenberechnungen ist möglich.

In der Gruppe **Lastfluss: Last** werden ausgewählte Einstellwerte der internen Verbraucherlast angezeigt.

Einstellwert	Bedeutung
Aktiviert	Wenn aktiviert wird an den eingestellten Hauptknoten der Leitung eine Verbraucherlast angeschlossen. Die **Verbraucherlast** wird in der Lastflussberechnung berücksichtigt, falls die Option Lastfluss: PQ, PU Knoten aktiviert ist. ▪ Hauptmenü **Netzwerk** ▪ Menüpunkt **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **ATP Daten** ▪ Toolbar-Button
U_n	Nennspannung in V
S	Scheinleistung in kVA
P	Wirkleistung in kW
s	Teillastfaktor in %

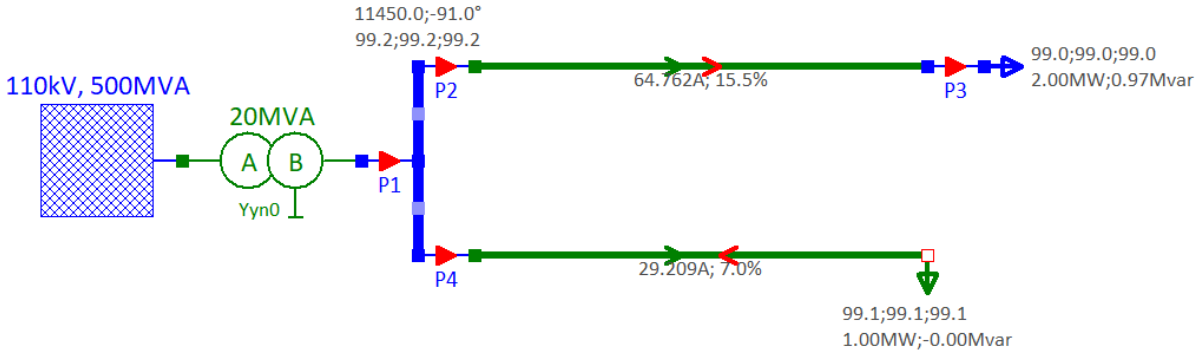


Abbildung 173: Leitungen mit *interner Verbraucherlast* - Berechnungsergebnisse

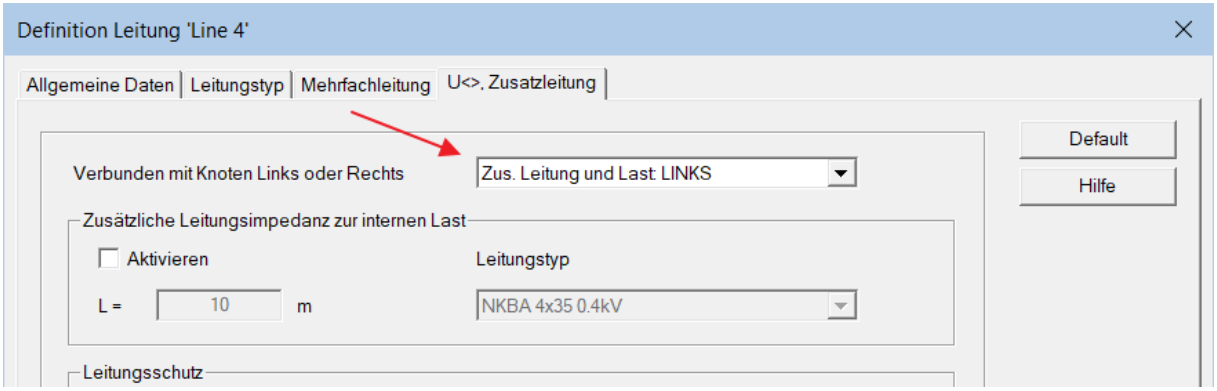


Abbildung 174: Auswahl des Hauptknotens für die Anschaltung der internen Verbraucherlast

Die interne Verbraucherlast kann alternativ an beiden Hauptknoten (Leitungsenden) **Links (L)** oder **Rechts (R)** der Leitung angeschaltet werden. Die Auswahl erfolgt wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt in der Registerkarte U<>, Zusatzleitung.

5.9.5 Registerkarte *Leitungstyp*

In der Registerkarte **Leitungstyp** können Leitungsmodell und Leitungstyp aus der Leitungsbibliothek ausgewählt werden. Die Impedanzen und Kapazitäten der Leitung in Mit- und Nullsystem $\underline{Z}_1$, $\underline{Z}_0$, C_1 und C_0 werden in der Registerkarte angezeigt. Für die als geometrisch und elektrisch symmetrisch angenommenen Leitungen gilt: $\underline{Z}_2 = \underline{Z}_1$, $C_E = C_0$. Weitere Kennwerte der Leitungen werden in der Registerkarte Allgemeine Daten angezeigt.

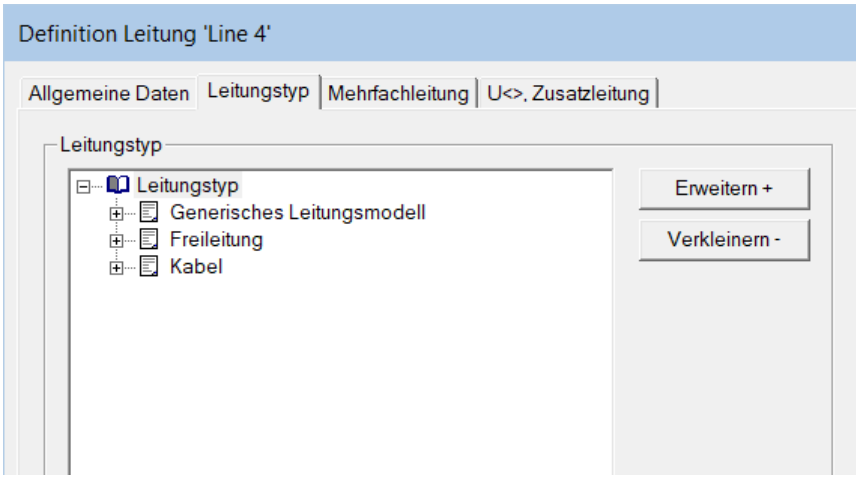


Abbildung 175: Klassen von Leitungstypen

Die Leitungstypen sind in drei Klassen unterteilt.

- Generisches Leitungsmodell
- Freileitung
- Kabel

Darüber hinaus ist es möglich, **Shuntimpedanzen** und **Zusatzknoten** an den beiden Leitungsenden zu aktivieren.

5.9.5.1 Freileitungen und Kabel in der Leitungsbibliothek

In den Klassen **Freileitung** und **Kabel** sind in der Leitungsbibliothek Leitungen enthalten, die durch normative Bezeichner z.B. nach VDE 0276 [11] definiert werden können. In der nachfolgenden Abbildung ist beispielhaft ein Kabel des Typs **NAYY** dargestellt. Werden Leitungen aus den beiden Klassen **Freileitung** und **Kabel** ausgewählt, so werden die Kennwerte aus der internen Leitungsbibliothek geladen und in der Registerkarte Allgemeine Daten angezeigt. Hier muss dann ausgehend von der Grundeinstellung mindestens die Leitungslänge eingestellt werden.

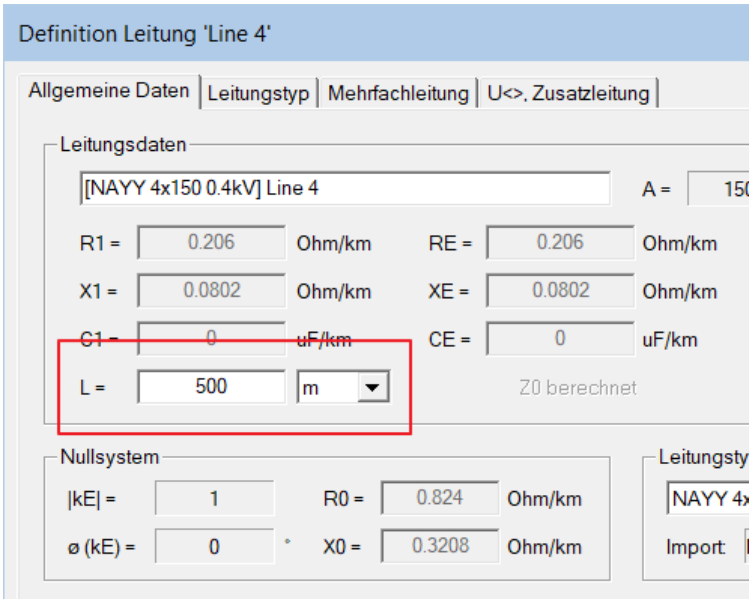


Abbildung 176: Einstellung der Leitungslänge

5.9.5.2 Generische Leitungsmodelle

Sind Leitungstypen nicht bekannt und z.B. nur die Werte der Leitungsimpedanzen und Leitungskapazitäten bekannt, so können alternativ generische Leitungsmodelle verwendet werden. Dazu müssen in der Registerkarte Allgemeine Daten alle Kennwerte der Leitung durch den Anwender definiert werden.

In der nachfolgenden Abbildung sind die in ATPDesigner vorhandenen generischen Leitungsmodelle dargestellt.

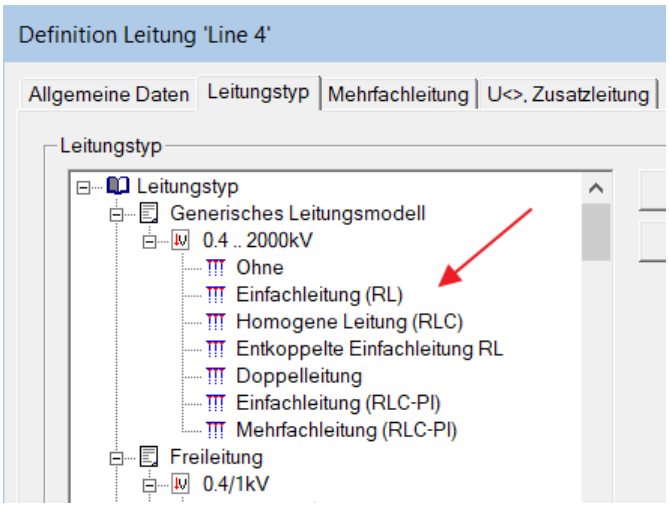


Abbildung 177: Generische Leitungsmodelle

5.9.5.3 Zusatzknoten der Leitung – Ersatz für Sammelschienen

Zur Nachbildung von Leitungsknoten mit mehreren Netzwerkelementen ist es möglich, an beiden Leitungsenden der Einfachleitung **Links (L)** oder **Rechts (R)** zusätzliche Knoten zu aktivieren, um z.B. eine Solarstromanlage und eine Verbraucherlast am gleichen Netzknoten anzuschalten. Die nachfolgende Abbildung zeigt ein Beispiel.

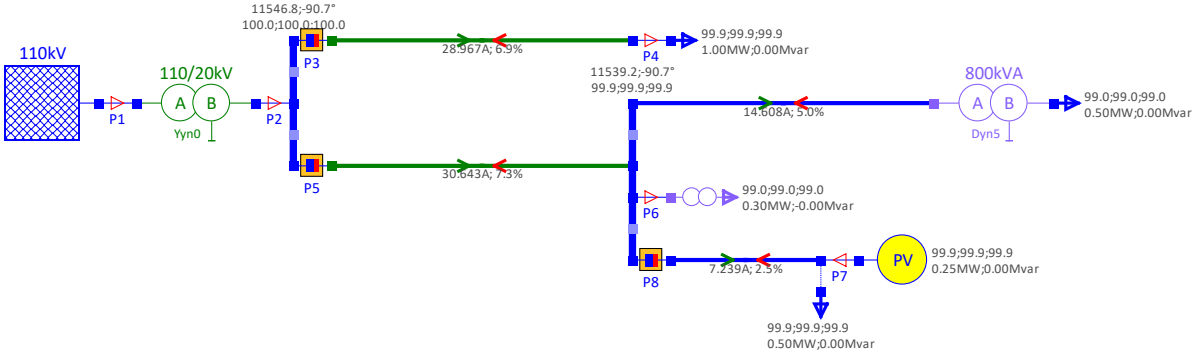


Abbildung 178: Zusatzknoten für Leitungen

Der Zusatzknoten ist aus Sicht des elektrischen Modells mit dem Hauptknoten des entsprechenden Leitungsendes impedanzlos verbunden, liegt aber an einer anderen Position. Dadurch ist die Verwendung einer **Sammelschiene** nicht erforderlich.

⇨ Zusatzknoten einer Leitung ersetzen Sammelschienen.

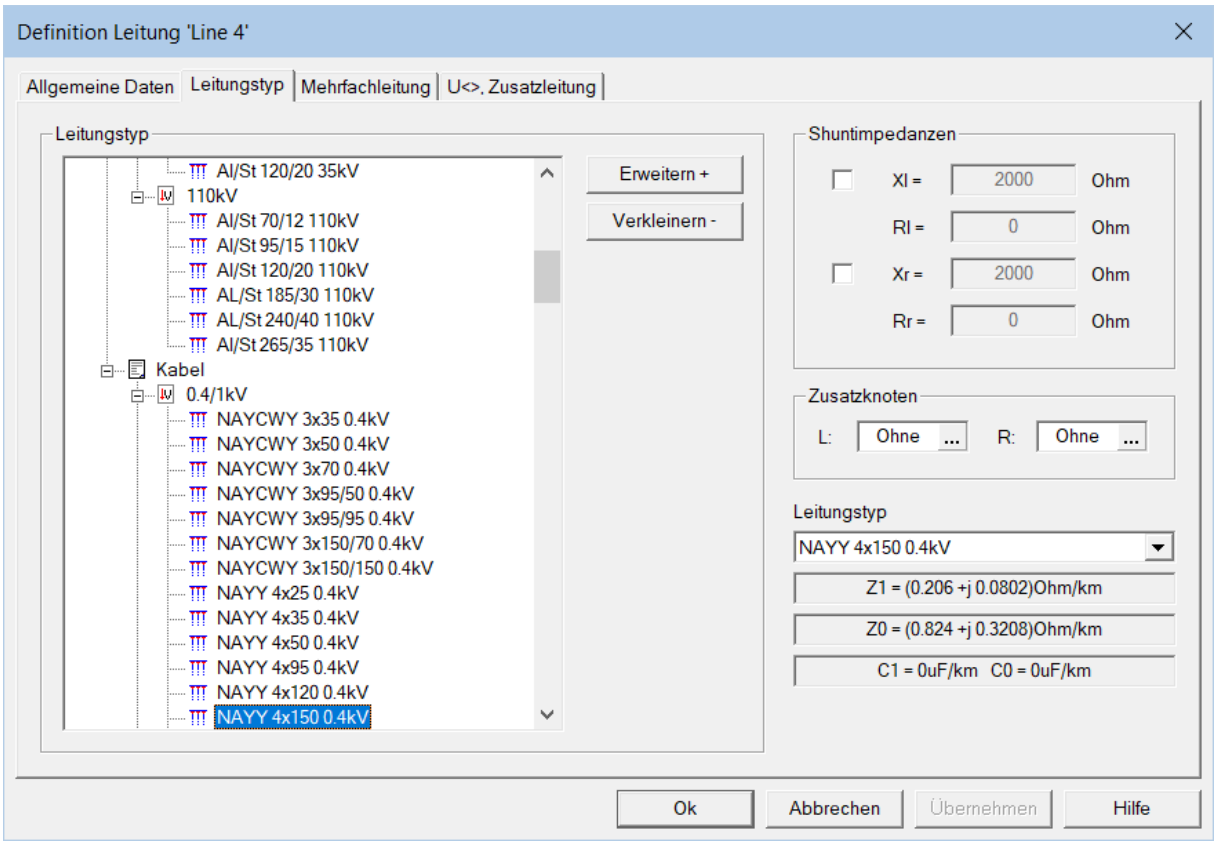


Abbildung 179: Einstelldialog Leitung – Registerkarte *Leitungstyp*

Der linke bzw. rechte Hauptknoten einer Leitung kann mit Aktivierung der Option **Links/Rechts** in der Registerkarte **Allgemeine Daten** erkannt werden. Nach der Aktivierung der Option sind in der Netzgrafik an den Hauptknoten der Leitung die Bezeichner

L = links und **R** = rechts vorhanden. Es ist möglich, an beiden Leitungsenden Zusatzknoten zu aktivieren. Die Einstellung der Zusatzknoten erfolgt in der Gruppe **Zusatzknoten**. Wird eine Kettung von Leitungen verwendet, so muss an dem gemeinsamen Netzknoten von direkt verbundenen Leitungen eine Überlappung beachtet werden.

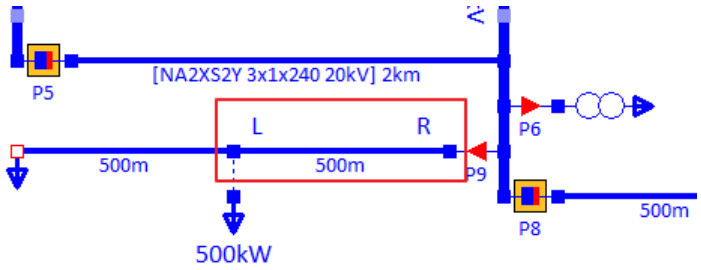


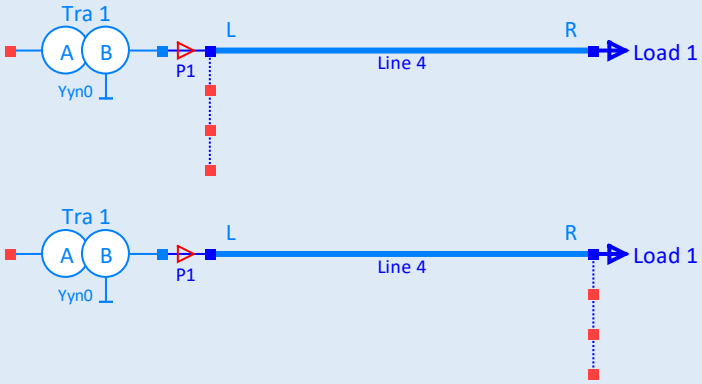
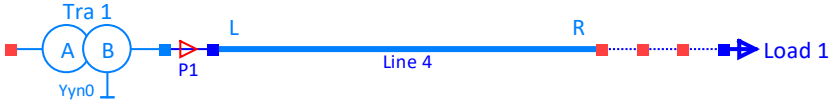
Abbildung 180: Bezeichner L = links und R = rechts an den Hauptknoten einer Leitung

Einstellwert in der Gruppe *Zusatzknoten*	Bedeutung
L	Anzahl Zusatzknoten am linken Hauptknoten
R	Anzahl Zusatzknoten am rechten Hauptknoten

Abhängig von der Zeichenart Diagonalform oder „S"-Form werden Anzahl und Topologie der Zusatzknoten festgelegt.

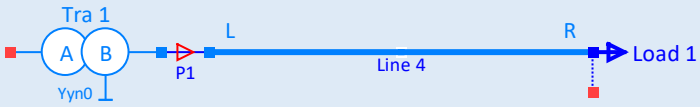
5.9.5.3.1 Zusatzknoten für Zeichenart: Diagonalform

In der nachfolgenden Tabelle sind Position und Topologie der Zusatzknoten dargestellt. Je nach Drehung des Netzwerkelementes werden die Zusatzknoten mitgedreht. Es sind die Ausrichtungen nach unten, oben, links und rechts möglich. In der nachfolgenden Tabelle sind nur einige Konfigurationen beispielhaft dargestellt.

Einstellwert	Bedeutung
3 unten	3 Zusatzknoten mit Ausrichtung nach unten ausgehend von der horizontalen Ausrichtung 
3 rechts	3 Zusatzknoten mit Ausrichtung nach rechts ausgehend von der horizontalen Ausrichtung 

5.9.5.3.2 Zusatzknoten für Zeichenart: „S“-Form

In der nachfolgenden Tabelle sind Position und Topologie der Zusatzknoten dargestellt. Je nach Drehung des Netzwerkelementes werden die Zusatzknoten ebenfalls mitgedreht. In der nachfolgenden Tabelle sind nur einige Konfigurationen beispielhaft dargestellt.

Einstellwert	Bedeutung
1 **3(1)**	1 Zusatzknoten am Hauptknoten rechts ausgehend von der horizontalen Ausrichtung  Die verschiedenen Einstellwerte verursachen bei Drehung des Netzwerkelementes unterschiedliche Ausrichtungen des Zusatzknotens.
2	2 Zusatzknoten am Hauptknoten rechts ausgehend von der horizontalen Ausrichtung

5.9.5.4 Shunt Impedanzen - Querimpedanzen an den Leitungsenden

Mit den Einstellwerten **Shuntimpedanzen** können an den beiden Leitungsenden (**L** und **R**) je eine 3-phasige Querimpedanz R + jX gegen Erde aktiviert werden.

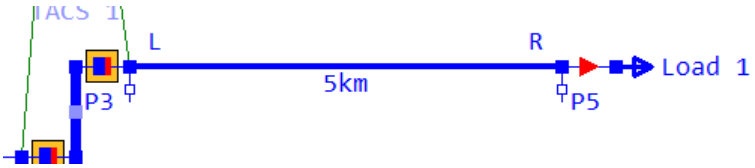


Abbildung 181: *Shuntimpedanzen* an den beiden Leitungsenden

5.9.6 Registerkarte *Mehrfachleitung*

In der Praxis der Stromnetze ist es üblich, dass eine Leitung zwischen zwei Netzknoten als Serienschaltung von Teilleitungen mit unterschiedlichen Leitungstypen und Leitungslängen aufgebaut wird. Mit Hilfe der Betriebsart **Mehrfachleitung** kann eine Leitung zwischen zwei Netzknoten aus mehreren einzelnen Leitungsabschnitten (Teilleitungen) aufgebaut werden. In der nachfolgenden Abbildung ist ein Beispiel dargestellt. Die Leitung besteht aus zwei Teilleitungen mit verschiedenem Leitungstyp und unterschiedlicher Leitungslänge.

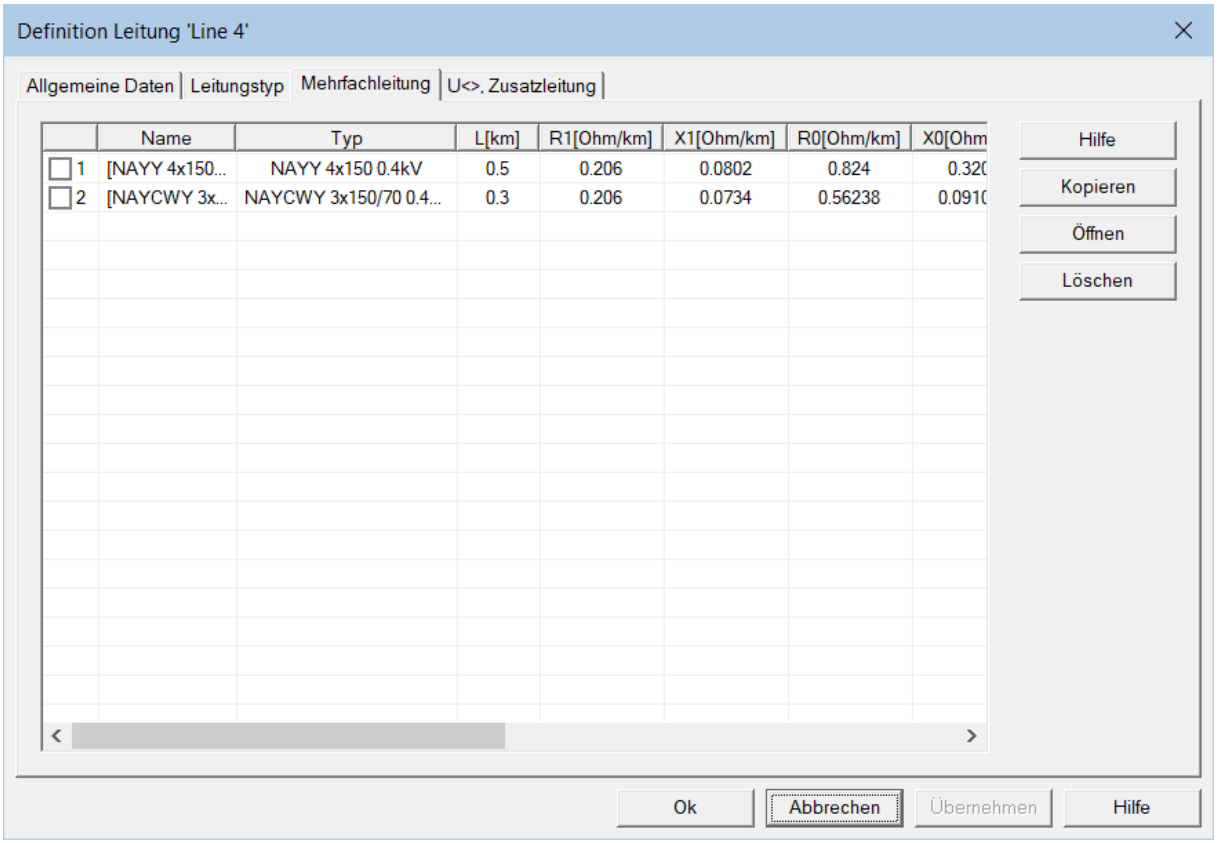


Abbildung 182: Einstelldialog Leitung – Registerkarte *Mehrfachleitung*

⇨ Die Betriebsart **Mehrfachleitung (RLC-PI)** muss beim Schließen des Einstelldialogs als **Leitungstyp** eingestellt sein, damit die Leitung mit den in der Liste definierten Teilleitungen nachgebildet wird. In jedem anderen Fall wird die Leitung, bestehend aus einem Leitungsabschnitt, entsprechend den Leitungsdaten, die in der Registerkarte **Allgemeine Daten** angezeigt werden, nachgebildet.

Das Leitungsmodell **Mehrfachleitung (RLC-PI)** kann nur für das Π-Ersatzschaltbild (RLC-PI) einer Leitung verwendet werden.

5.9.6.1 Registerkarte *Allgemeine Daten*

Ist die Betriebsart **Mehrfachleitung** eingestellt, so werden aus den Teilleitungen der **Mehrfachleitung** resultierende Daten berechnet und in der Registerkarte **Allgemeine Daten** angezeigt.

Einstellwert	Bedeutung
R1, X1, C1, R0, X0, RE, XE, CE	Längenbezogener Belag der Parameter **Beispiel:** mit L = Gesamtlänge der **Mehrfachleitung** $R_1 = \frac{\sum_{k=1}^{N} R_{1k}}{L}$

L	Gesamtlänge der **Mehrfachleitung** als Summe der Länge jeder einzelnen Teilleitung
tan (a) PP **tan (a) PG**	Mittelwert der einzelnen Einstellwerte der Teilleitungen $\tan(a)PP = \frac{\sum_{k=1}^{N} \tan(a) PP_k}{N}$
Imax	Es wird der kleinste maximal zulässige Leiterstrom der Teilleitungen der **Mehrfachleitung** ermittelt.
Un	Mittelwert der Nennspannungen der Teilleitungen $U_n = \frac{1}{N} \cdot \sum_{k=1}^{N} U_{nk}$
Red.	Mittelwert der Reduktionsfaktoren der einzelnen Teilleitungen $\text{Red.} = \frac{1}{N} \cdot \sum_{k=1}^{N} \text{Red.}_k$
Par.	Maximale Anzahl parallel geschalteter Leitungen der einzelnen Teilleitungen
S [MVA]	Summe der Scheinleistungen der Lasten der einzelnen Teilleitungen falls für die Teilleitungen aktiviert
cos ø	Mittelwert der Verschiebungsfaktoren der Lasten der einzelnen Teilleitungen falls für die Teilleitungen aktiviert
A	Kleinster Querschnitt der einzelnen Leitungen der Mehrfachleitung
Ithr	Kleinster thermisch wirksamer Kurzschlussstrom der der einzelnen Leitungen der Mehrfachleitung

Der Erdstromkompensationsfaktor **k_E** sowie der Impedanzwinkel **Ø (R1, X1)** und die Zeitkonstante **T1** werden aus den resultierenden Größen der **Mehrfachleitung** berechnet. Der Inhalt der Registerkarte Allgemeine Daten ist in der nachfolgenden Abbildung beispielhaft dargestellt.

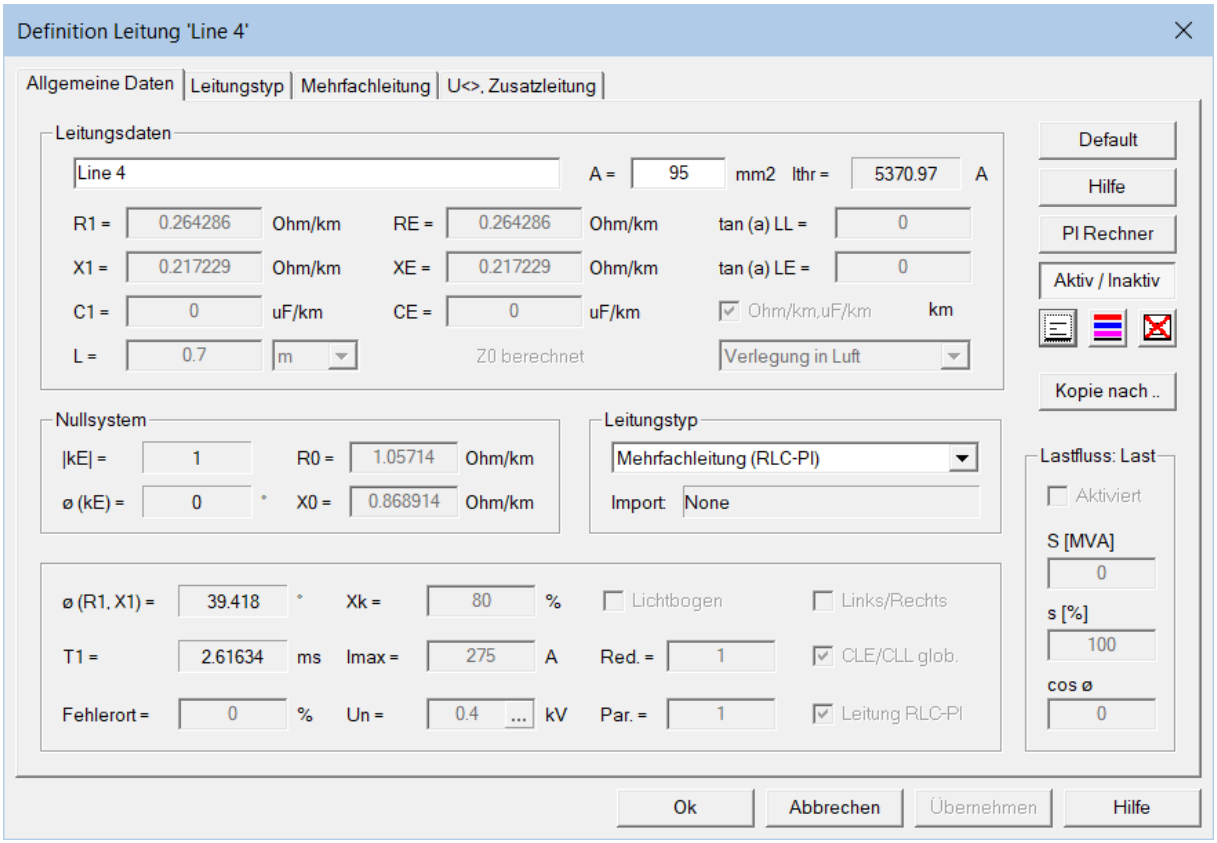


Abbildung 183: Mehrfachleitung – Inhalt der Registerkarte *Allgemeine Daten*

5.9.6.2 Erstellen einer Mehrfachleitung (RLC-PI)

- In der Registerkarte **Allgemeine Daten**
  - Auswahl der Einstellwerte
  - **Nicht** das Leitungsmodell **Mehrfachleitung (RLC-PI)** auswählen

- Durch einen **Left Mouse Button Click** auf die Taste **Kopie nach ..** werden die Einstelldaten der Leitung aus der Registerkarte **Allgemeine Daten** als neue Teilleitung an die Liste in der Registerkarte **Mehrfachleitung** angehängt.

Die oben genannten Schritte können beliebig oft wiederholt werden.

Vor dem Schließen des Einstelldialogs muss das Leitungsmodell **Mehrfachleitung (RLC-PI)** eingestellt werden, da sonst nur eine Leitung entsprechend dem eingestellten Leitungsmodell verwendet wird.

5.9.6.3 Änderung der Einstellwerte einer Teilleitung der *Mehrfachleitung*

Durch einen **Left Mouse Button Double Click** auf eine Zeile in der Liste der Teilleitungen der Mehrfachleitung wird der Einstelldialog für Leitungen ohne die Registerkarte **Mehrfachleitung** geöffnet.

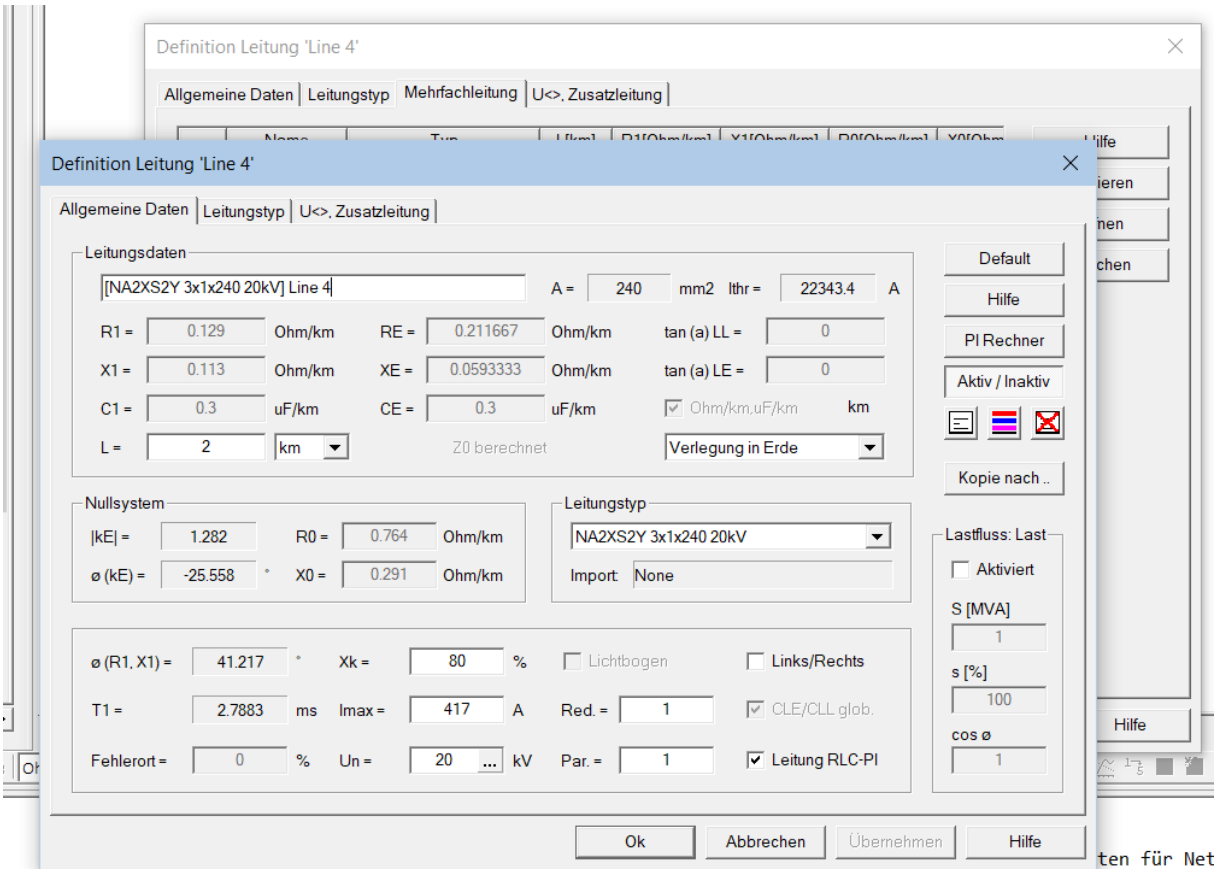


Abbildung 184: Änderung der Einstellwerte einer Teilleitung einer *Mehrfachleitung*

5.9.6.4 Löschen einer der Teilleitungen einer *Mehrfachleitung*

Um eine Teilleitung der **Mehrfachleitung** zu löschen, muss die Checkbox am Zeilenanfang der Liste der Teilleitungen markiert werden. Dann kann durch Drücken des Buttons **Löschen** nach einer Sicherheitsabfrage die Teilleitung gelöscht werden.

5.9.6.5 Kopieren der Leitungsdaten in die Zwischenablage

Durch Drücken der Taste **Kopieren** werden die Einstellwerte der Teilleitungen im .CSV-Format in die Zwischenablage kopiert. Es ist möglich, die Einstellwerte z.B. nach Excel in eine Tabelle zu importieren.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P
1		Name	Typ	L[km]	R1[Ohm/km]	X1[Ohm/km]	R0[Ohm/km]	X0[Ohm/km]	C1[uF]	C0[uF]	Vnom[kV]	Imax[A]	Red	Par	RefName	No
2	1	500m	NAYY 4x150 0	0,5	0,206	0,0802	0,824	0,3208	1	1	0,4	275	1	1	Line 4	1
3	2	[NFA2X 4x35 (	NFA2X 4x35 0	0,2	0,876	0,072	3,504	0,288	1	1	0,4	132	1	1	Line 4	2
4	3	[Al/St 95/15 3	Al/St 95/15 35	0,2	0,306	0,37	1,224	1,48	0,01	0,005	35	350	1	1	Line 4	3

Abbildung 185: Import der Einstellwerte der Teilleitungen in eine Tabelle

5.9.6.6 Interne Leiterbezeichner der *Mehrfachleitung*

Die äußeren Knoten der **Mehrfachleitung**, die mit anderen Netzwerkelementen verbunden sind, verwenden die Standardbezeichner **ABC**. Die internen Knoten der einzelnen Leitungssegmente werden mit den Leiterbezeichnern **UVW** erstellt.

5.9.7 Registerkarte *U<>, Zusatzleitung*

In der Registerkarte sind Einstellwerte zu unterschiedlichen Aspekten des Leitungsmodells enthalten.

Es kann optional eine Hausanschlussleitung zwischen dem rechten oder linken Knoten der Leitung und der internen **Verbraucherlast** eingefügt werden. Die Hausanschlussleitung wird als **Zusatzleitung** bezeichnet.

Es kann ein **Über- und Unterspannungsschutz U> und U<** zur Spannungsüberwachung eingeschaltet werden, der an dem eingestellten Knoten der Leitung die Netzspannung überwacht. Die Staffelzeit des Spannungsschutzes kann aktiviert oder deaktiviert werden. Die Ergebnisse des Spannungsschutzes werden wie für alle anderen Schutzfunktionen von ATPDesigner ausgewertet und in der Netzgrafik sowie im **Meldungsfenster** angezeigt. Der Spannungsschutz wertet die Beträge der Grundschwingung der Leiter-Erd-Spannungen aus.

⇨ Der Über- und Unterspannungsschutz wird auch ausgeführt, wenn die interne **Verbraucherlast** in der Registerkarte **Allgemeine Daten** deaktiviert ist.

Leitermaterial sowie die zulässigen maximalen Temperaturen für den Normalbetrieb T_b und am Ende des Kurzschlusses T_e können eingestellt werden. Diese Einstellwerte werden z.B. in Anlehnung an VDE 0276 [11] zur Beurteilung der Kurzschlussbelastbarkeit verwendet werden.

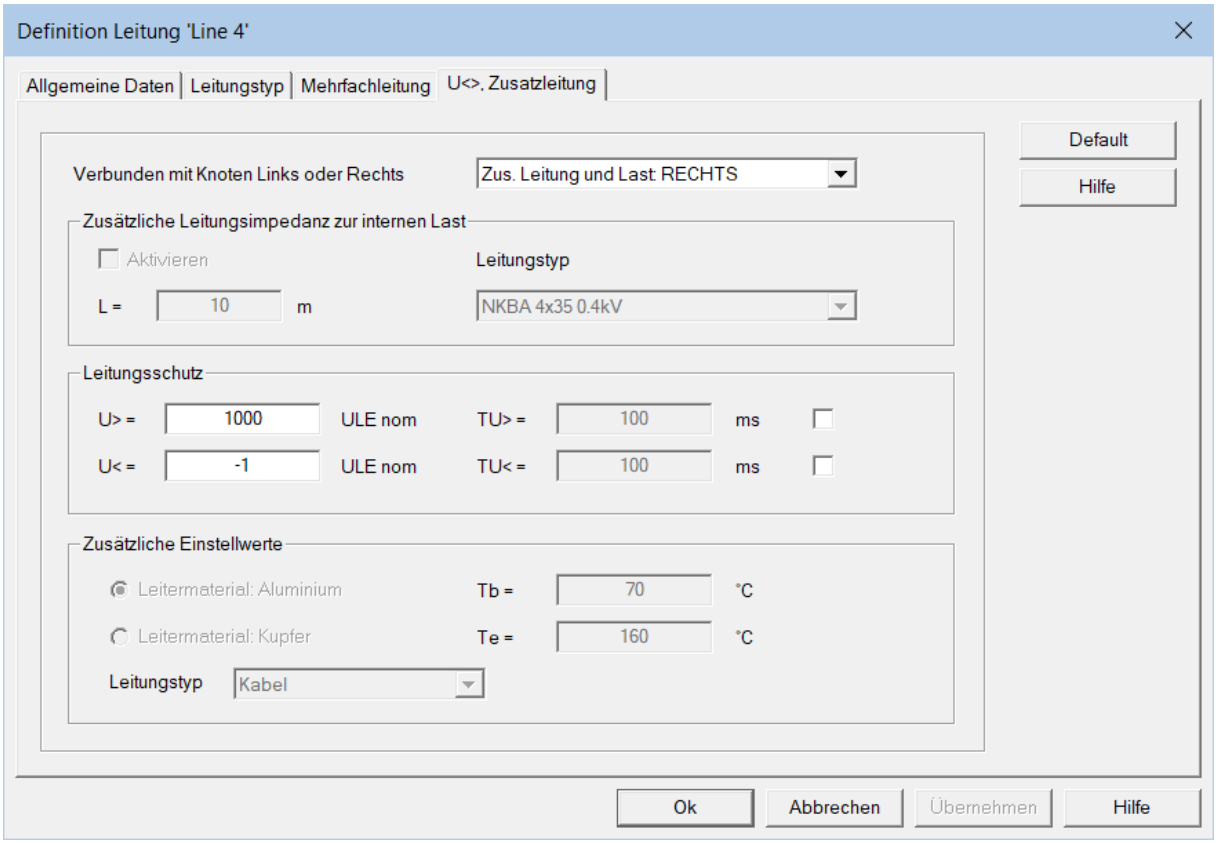
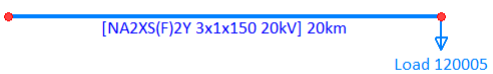
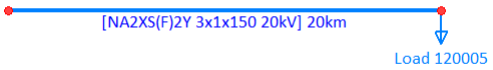


Abbildung 186: Einstelldialog Leitung – Registerkarte *U<>, Zusatzleitung*

Einstellwert	Bedeutung
Aktivieren	Die Hausanschlussleitung (**Zusatzleitung**) wird aktiviert oder deaktiviert. Ist die interne **Verbraucherlast** in der Registerkarte **Allgemeine Daten**, Gruppe **Lastfluss: Last** nicht aktiviert, so wird automatisch auch die Einstellwerte der Hausanschlussleitung deaktiviert.
L	Länge der Hausanschlussleitung (**Zusatzleitung**)in m
Leitungstyp	Gruppe **Zusätzliche Leitungsimpedanz …** Name des Leitungstyps z.B. in Anlehnung an VDE Normen
Verbunden mit Knoten Links oder Rechts	Lastimpedanz mit optionaler Hausanschlussleitung (**Zusatzleitung**) werden entweder am rechten oder linken Knoten der Leitung angeschlossen. ▪ **Zus. Leitung und Last LINKS** Lastimpedanz am linken Knoten der Leitung  ▪ **Zus. Leitung und Last RECHTS** Lastimpedanz am rechten Knoten der Leitung 
U>	Überspannungsanregung

U<	Unterspannungsanregung
TU>	Staffelzeit des Überspannungsschutzes
TU<	Staffelzeit des Unterspannungsschutzes

Zwischen dem linken oder rechten Knoten der Leitung und der Lastimpedanz wird entweder eine Koppelresistanz R = 10^{-6}Ohm oder die Hausanschlussleitung geschaltet.

5.9.7.1 Gruppe Zusätzliche Einstellwerte

In der Gruppe werden Daten angezeigt, wenn ein Leitungstyp aus der Leitungsbibliothek ausgewählt wurde, der kein generischer Leitungstyp ist.

Einstellwert	Bedeutung
Leitermaterial: Aluminium oder Kupfer	Das Leitermaterial wird angezeigt.
Leitungstyp	Der Leitungstyp wird angezeigt. ▪ Kabel ▪ Freileitung
Tb	Maximal zulässige Betriebstemperatur in Anlehnung an VDE 0276 [11]
Te	Maximal zulässige Temperatur am Ende des Kurzschlussbetriebes in Anlehnung an VDE 0276 [11]

5.9.7.2 Messung Ströme, Spannungen – Interne Verbraucherlast nicht aktiviert

Ist die interne Verbraucherlast in der Gruppe **Lastfluss: Last** mit dem Einstellwert **Aktiviert** nicht aktiviert, so werden die Leiter-Erd-Spannungen an dem linken und rechten Leitungsende gemessen und im Tooltip der Leitung ausgegeben, wenn der Mauscursor über der Leitung positioniert wird. Der Laststrom, der ohne Verbraucherlast nicht auftritt, kann nicht gemessen werden.

5.9.7.3 Messung Ströme, Spannungen – Interne Verbraucherlast aktiviert

Ist die interne Verbraucherlast in der Gruppe **Lastfluss: Last** mit dem Einstellwert **Aktiviert** aktiviert, so werden die Leiter-Erd-Spannungen an dem linken und rechten Leitungsende gemessen und im Tooltip der Leitung ausgegeben, wenn der Mauscursor über der Leitung positioniert wird.

- An der internen **Verbraucherlast** wird der an diesem Leitungsknoten gemessene Spannungswert ausgegeben, die dem Spannungsfall über der ggfs. verwendeten Hausanschlussleitung und der Spannung über der internen **Verbraucherlast** entspricht.

- Der Laststrom, der durch die internen **Verbraucherlast** und die ggfs. aktive Hausanschlussleitung fließt, wird gemessen.

- Die durch die Lastflussberechnung iterativ eingestellten Leistungen P und Q werden an der internen **Verbraucherlast** in der Netzgrafik ausgegeben.

- Die durch die Lastflussberechnung berechneten Beträge der Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L123}$ werden an der internen Verbraucherlast in der Netzgrafik ausgegeben.

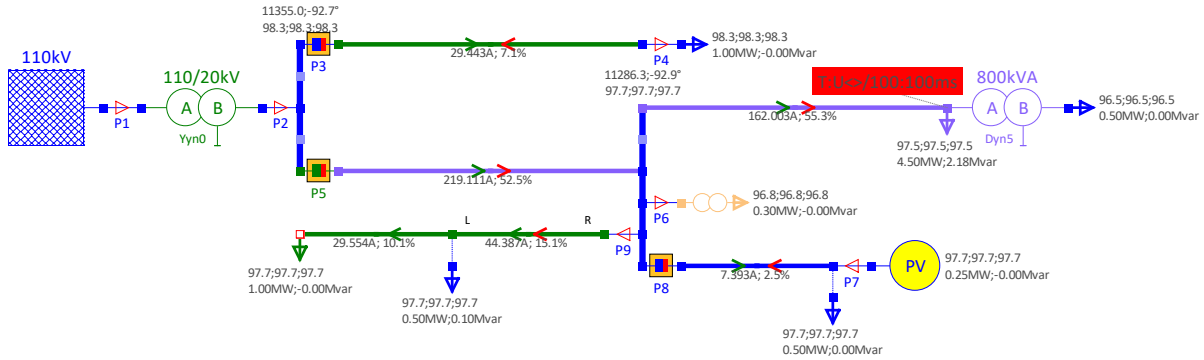


Abbildung 187: Leitung – Ausgabe der Ergebnisse des Über- und Unterspannungsschutzes

- Ist in der Registerkarte **U<>, Zusatzleitung** der U<>-Schutz aktiviert sowie Anregung und Staffelzeit eingestellt, so werden im Falle einer Anregung oder Auslösung die Ergebnisse der Netzschutzanalyse wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt in der Netzgrafik und im **Meldungsfenster** für Netzschutz ausgegeben. In der Netzgrafik wird die ODER-Verknüpfung der Unter- und Überspannungsanregung angezeigt. Im **Meldungsfenster** werden die Ergebnisse detailliert ausgegeben.

```
PROT> 250kW [3Ph 1] ULL [p.u.] GEN=0 [U>=0(000), U<=0(000)] AUS=0: U<=0ULEn, TU<=100ms, U>=1e+15ULEn, TU>=100ms
PROT> [NA2XS2Y 3x1x185 20kV] 1km [Line 6] U<> GEN=1 [U>=0(000), U<=1(111)] AUS=1: U<=0.98ULEn, TU<=100ms, U> inaktiv
PROT> [NA2XS2Y 3x1x185 20kV] 1km [Line 6] U<> GEN=1 [UL1=0.975, UL2=0.975, UL3=0.975]p.u.


PROT> Schutzfunktion mit AUS-Kommando oder Blockade-Signal
PROT> [NA2XS2Y 3x1x185 20kV] 1km [Line 6] GEN=1 TRIP=1 >>> T:U<>/100:100ms

PROT> Kleinste erkannte AUS-Kommandozeit T:100ms
```

Bezeichner	Bedeutung
GEN=0/1	Generalanregung erkannt = 1, nicht erkannt = 0
U>=a(bcd)	Überspannungsanregung ▪ a = ODER-Verknüpfung der leiterselektiven Anregungen ▪ b = Anregung Leiter L1 ▪ c = Anregung Leiter L2 ▪ d = Anregung Leiter L3
U<=a(bcd)	Unterspannungsanregung ▪ a = ODER-Verknüpfung der leiterselektiven Anregungen ▪ b = Anregung Leiter L1 ▪ c = Anregung Leiter L2 ▪ d = Anregung Leiter L3
AUS	AUS-Kommando nach Ablauf der Staffelzeit
U< disabled	Staffelzeit aktiv (enabled) oder inaktiv (disabled)
U> disabled	Staffelzeit aktiv (enabled) oder inaktiv (disabled)

Messwerte	Bedeutung
UL1	Betrag der Grundschwingung der Leiter-Erd-Spannung $\underline{U}_{L1}$

UL2	Betrag der Grundschwingung der Leiter-Erd-Spannung $\underline{U}_{L2}$
UL3	Betrag der Grundschwingung der Leiter-Erd-Spannung $\underline{U}_{L3}$

5.9.7.4 Beurteilung der Kurzschlussbelastbarkeit

In der Gruppe **Zusätzliche Einstellwerte** können Einstellungen für den in der Registerkarte Allgemeine Daten eingestellten **Leitungstyp** verändert werden. Derartige Änderungen können erforderlich sein, wenn ein generisches Leitungsmodell z.B. **RLC-PI** verwendet wird. Für Leitungstypen aus der Leitungsbibliothek wie z.B. NAYY 4x150mm² sind die Einstellwerte nicht veränderlich. Die Einstellwerte werden u.a. für die Beurteilung der Kurzschlussbelastbarkeit in Anlehnung an VDE 0276 und VDE 0103 benötigt.

Einstellwert	Bedeutung
Leitermaterial	Leitermaterial Aluminium oder Kupfer
Tb	Maximal zulässige Leitertemperatur im Normalbetrieb
Te	Maximal zulässige Leitertemperatur am Ende des Kurzschlusses

5.9.8 Berechnung des stationären Netzzustandes: Anzeige von I_{max}

Nach der **Berechnung des stationären Netzzustandes** werden für die Einfachleitung folgende Daten ermittelt:

- der maximale Leiterstrom in A und in % von I_{max}

ATPDesigner gibt diese Information an Stelle des anwenderspezifischen Bezeichners der Leitung unmittelbar am grafischen Abbild der Leitung aus.

⇨ Maximaler Leiterstrom in A

Bei der Berechnung der Anzeigewerte werden der Reduktionsfaktor **Red.** und die Anzahl parallel geschalteter Leitungen **Par.** berücksichtigt.

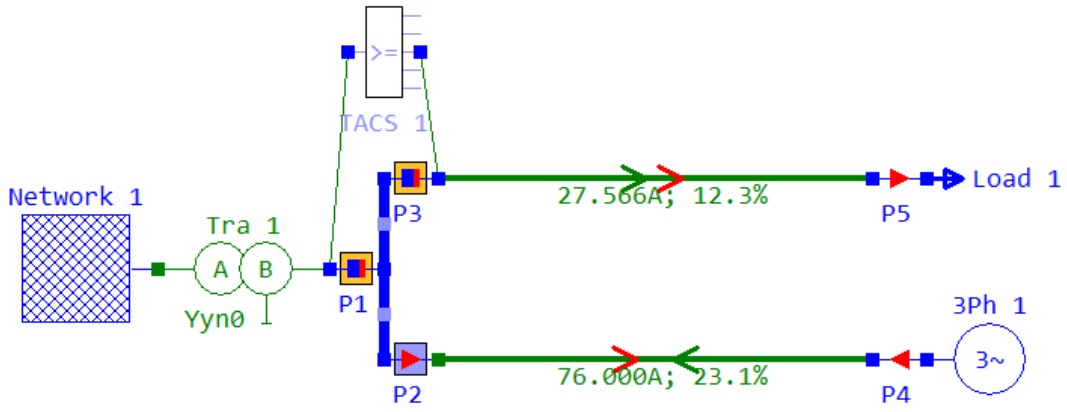


Abbildung 188: Ausgabe von Messdaten für eine Leitung

Wird der einstellbare maximale Leiterstrom I_{max} überschritten, so wird die Leitung eingefärbt markiert. Wird der Kurzschluss auf einer Leitung nachgebildet, so wird der Kurzschlussstrom der fehlerbetroffenen Leitung nicht angezeigt.

5.9.9 Leitungsmodell RLC-PI mit und ohne Kapazitäten

ATPDesigner bietet die Möglichkeit, Leitungen durch ein Π-Ersatzschaltbild nachzubilden. Die Leiter-Erd- und Leiter-Leiter-Kapazitäten können für jede Leitung einzeln oder global aktiviert oder deaktiviert werden. Sind die Kapazitäten deaktiviert, so werden die Kapazitäten im Leitungsmodell nicht berücksichtigt.

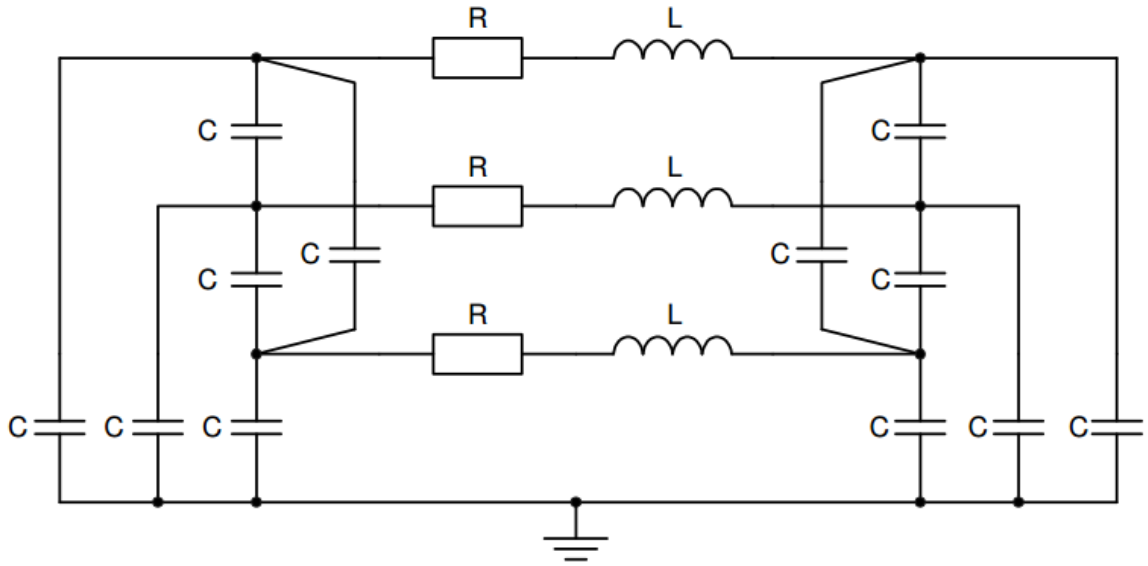


Abbildung 189: 4-Leiter-Ersatzschaltbild einer Leitung als Π-Ersatzschaltbild

5.9.9.1 Option: *Leitung RLC-PI*

Wurde ein Leitungstyp aus der internen Leitungsbibliothek oder das Leitungsmodell **Einfachleitung (RLC-PI)** ausgewählt, so können mit der Option Leitung RLC-PI die Leiter-Erd- und die Leiter-Leiter-Kapazitäten für die einzelnen Leitungen aktiviert oder deaktiviert werden.

Einstellwert	Bedeutung
Option *Leitung RLC-PI* aktiviert	Die Leiter-Erd- und Leiter-Leiter-Kapazitäten werden verwendet.
Option *Leitung RLC-PI* deaktiviert	Die Leiter-Erd- und Leiter-Leiter-Kapazitäten werden nicht verwendet. Es wird ein induktiv gekoppeltes Leitungsmodell verwendet, das dem Leitungsmodell **Einfachleitung (RL)** entspricht.

5.9.9.2 Option: *CLE/CLL glob.*

Mit Hilfe der Option CLE/CLL glob. wird angezeigt, ob die Kapazitäten aller in einem Stromnetz verwendeten Leitungen, die mit einem Leitungstyp aus der Leitungsbibliothek oder dem Leitungsmodell **Einfachleitung (RLC-PI)** realisiert werden, mit oder ohne Kapazitäten verwendet werden. Der Einstellwert **Kapazitäten CLE und CLL aktivieren** ist im Einstelldialog Einstellungen Elektrisches Netz, Registerkarte Leitung 1..3 enthalten.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Netzkonfiguration**, Registerkarte **Leitung 1..3**

5.9.10 Öffnen und Schließen der Trennschalter einer Leitung

Leitungen können auch ohne die Verwendung eines zusätzlichen Schalters wie z.B. **Schalter (CB)** oder **Schalter** mit Hilfe der internen **Trennschalter** vom elektrischen Netz ein- oder mehrseitig getrennt werden.

⇨ Es ist darauf zu achten, dass nur die Hauptknoten der Leitung einen **Trennschalter** besitzen, nicht die Zusatzknoten.

Die nachfolgende Abbildung zeigt eine Leitung mit offenem und geschlossenem Trennschalter an den Hauptknoten.

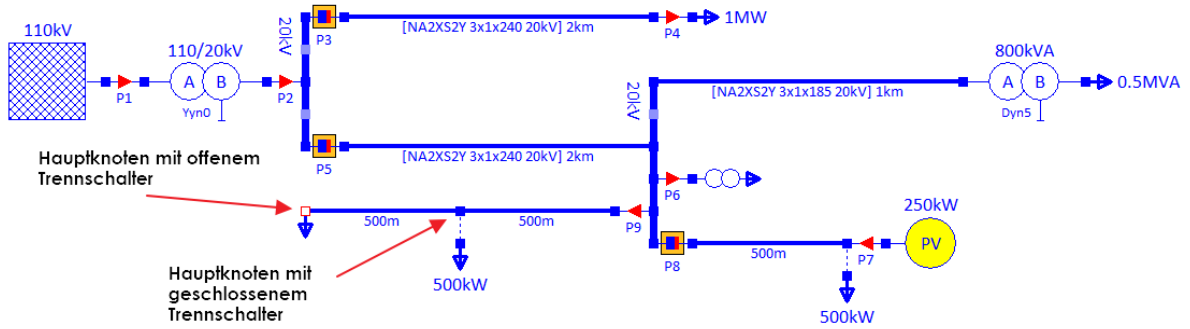


Abbildung 190: Hauptknoten der Leitung mit Trennschalter

Wie in der nachfolgenden Abbildung zu erkennen ist, ist die interne Verbraucherlast trotz des offenen Trennschalters am Hauptknoten der Leitung elektrisch leitend mit der Leitung verbunden.

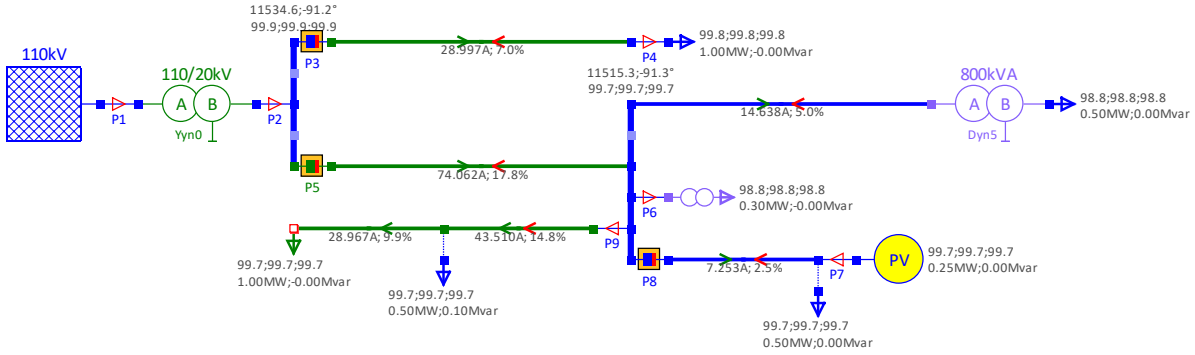


Abbildung 191: Hauptknoten der Leitung mit Trennschalter und Lastflussergebnissen

Wird dagegen ein Zusatzknoten verwendet, ist die an dem Zusatzknoten angeschaltete **Verbraucherlast** elektrisch wie der Hauptknoten durch den offenen Trennschalter von der Leitung getrennt. Das in der nachfolgenden Abbildung dargestellte Stromnetz wird bei Ausführung einer Lastflussberechnung divergieren.

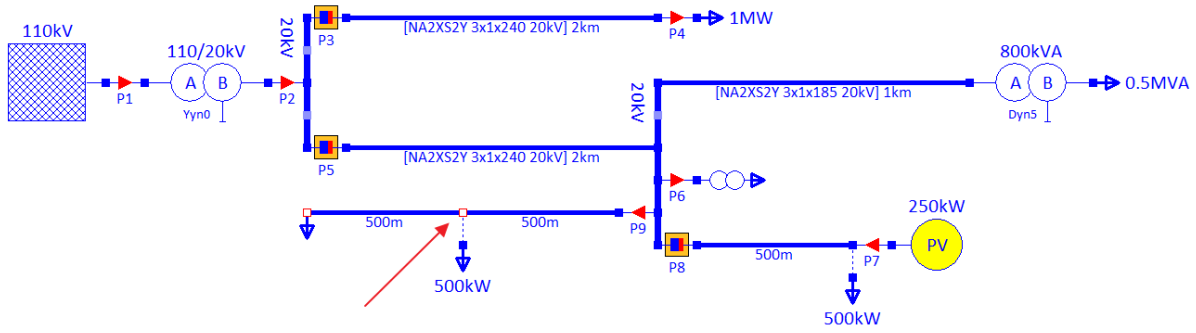


Abbildung 192: Ergebnisse der Lastflussberechnung für Leitungen mit Zusatzknoten

5.9.10.1 Topologisches Schaltbild der Leitung mit Trennschalter, Zusatzknoten, …

Die folgende Abbildung zeigt das von ATPDesigner verwendete Modell der Einfachleitung mit Trennschaltern und Zusatzknoten als topologisches Schaltbild.

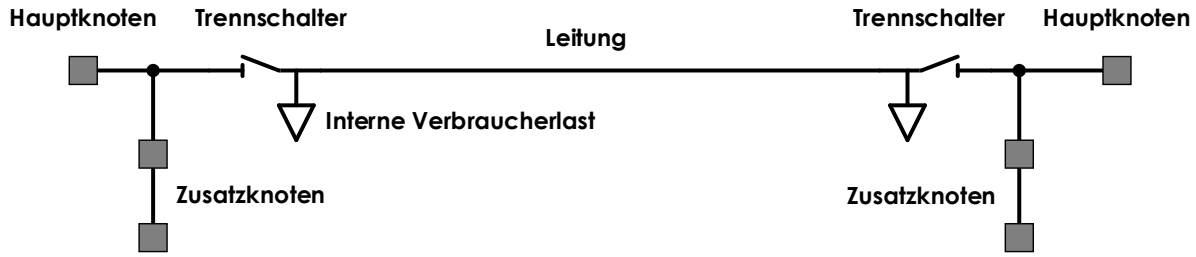


Abbildung 193: Modell der Einfachleitung mit Trennschaltern und Zusatzknoten

5.9.10.2 Öffnen und Schließen der Trennschalter per *Left Button Mouse Click*

Trennschalter einer markierten **Leitung** können per **Left Mouse Button Click** geöffnet und geschlossen werden.

1. Die Leitung wird mit einem **Left Mouse Button Click** markiert.
2. Der Mauscursor wird über den Knoten, dessen integrierter Trennschalter geöffnet oder geschlossen werden soll, positioniert.
3. Mit einem **Left Mouse Button Click** wird der Trennschalter geöffnet oder geschlossen (Inversion des Schaltzustandes).
4. Eine Leitung, die mindestens einen geöffneten Trennschalter besitzt, wird in der Farbe **hellblau** gezeichnet.
5. Eine Leitung, deren Trennschalter alle geöffnet sind, d.h. die spannungslos ist, wird **grau** gezeichnet.

In der nachfolgenden Abbildung ist eine Leitung mit einem geöffneten Trennschalter als **rot umrandetes Quadrat** mit weißer Innenfläche am linken Ende der Leitung dargestellt.

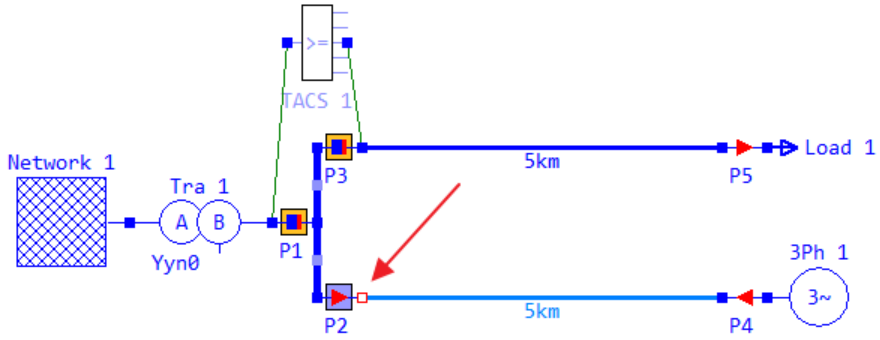


Abbildung 194: Leitung mit einem geöffneten Trennschalter

Um die elektrische Trennung der Leitung zu erreichen, wird intern unmittelbar vor dem Ausführen einer Netzberechnung der Leiterbezeichner des Knotens von **ABC** in **DEF** umbenannt. Die Nummer des Knotens wird temporär, d.h. nur für die aktuelle .ATP-Datei neu erzeugt. Die fortlaufende Nummer wird auch für andere Netzobjekte mit Trennschalter z.B. für Sammelschienen verwendet.

5.9.10.3 Öffnen und Schließen der Trennschalter per *Right Mouse Button Menu*

Eine weitere Option zum Öffnen und Schließen der Trennschalter verwendet das kontextsensitive **Right Mouse Button Menu**.

1. Die Leitung wird mit einem **Left Mouse Button Click** markiert.
2. Mit einem **Right Mouse Button Click** wird das kontextspezifische Menu geöffnet.
3. Mit einem **Left Mouse Button Click** den Menüpunkt Trennschalter am unteren Menüende öffnen.
4. Den Trennschalter mit einem **Left Mouse Button** Click auf den Menüeintrag **Offen** öffnen oder auf den Menüeintrag **Geschlossen** schließen.

5.9.11 Einfärbung einer spannungslosen Leitung

Wurde eine Leitung elektrisch vom Netz durch einen internen **Trennschalter** Netz getrennt, so wird die Leitung mit einer hellgrauen Farbe gezeichnet. In der nachfolgenden Abbildung ist die spannungslose Leitung **hellgrau** gezeichnet. Die geöffneten Trennschalter sind als weiße rot umrandete Quadrate zu erkennen.

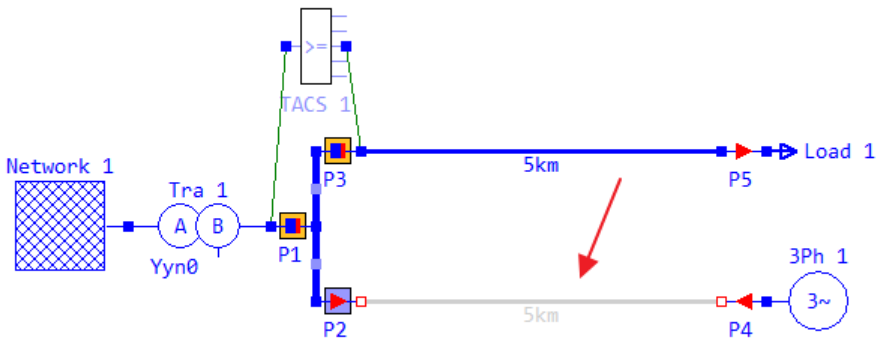


Abbildung 195: Einfärbung einer spannungslosen Leitung

5.9.12 Integrierte Bibliothek für Leitungstypen

ATPDesigner bietet eine integrierte Bibliothek mit mehreren Leitungstypen an. Die Auswahl erfolgt mit Hilfe der Auswahlliste in der Registerkarte Allgemeine Daten oder der Baumstruktur in der Registerkarte Leitungstyp. Wird ein Leitungstyp aus der Bibliothek ausgewählt, so ist in der Grundeinstellung die Option **Leitung RLC-PI** in der Registerkarte Allgemeine Daten aktiviert, d.h. es wird das Π-Ersatzschaltbild der Leitung mit den Kapazitäten verwendet. Die Option **Leitung RLC-PI** kann manuell deaktiviert werden. Dann wird ein RL-basiertes Leitungsmodell mit induktiv gekoppelten Leitern wie in der nachfolgenden Abbildung im 3-Leiter-Ersatzschaltbild dargestellt verwendet.

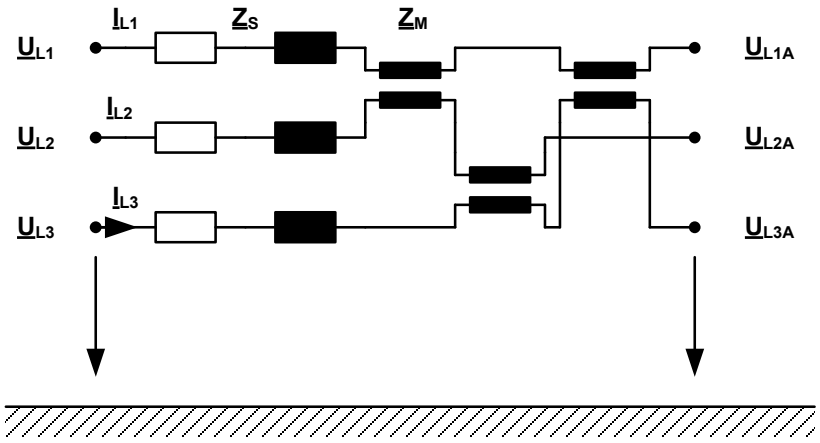


Abbildung 196: 3-Leiter-Ersatzschaltbild einer Leitung ohne Kapazitäten

5.9.13 Links/Rechts - Anzeigen des linken und rechten Knotens einer Leitung

Die Zeichenorientierung einer Leitung hat keinen Einfluss auf ihre netzphysikalische Verwendung, sondern dient nur dem optimalen grafischen Aufbau der Netztopologie. In manchen Fällen, z.B. bei der Interpretation der Leistungsflussrichtung an Leitungen ist es erforderlich, den linken Knoten „**L**“ und rechten Knoten „**R**“ einer Leitung eindeutig zu identifizieren.

Wird im Einstelldialog der Leitung die Option **Links/Rechts** in der Registerkarte Allgemeine Daten aktiviert, so werden in der Netzgrafik der rechte Knoten **R** und der linke Knoten **L** der Leitung durch ein nahe dem Knoten angezeigten Buchstaben **R** oder **L** angezeigt.

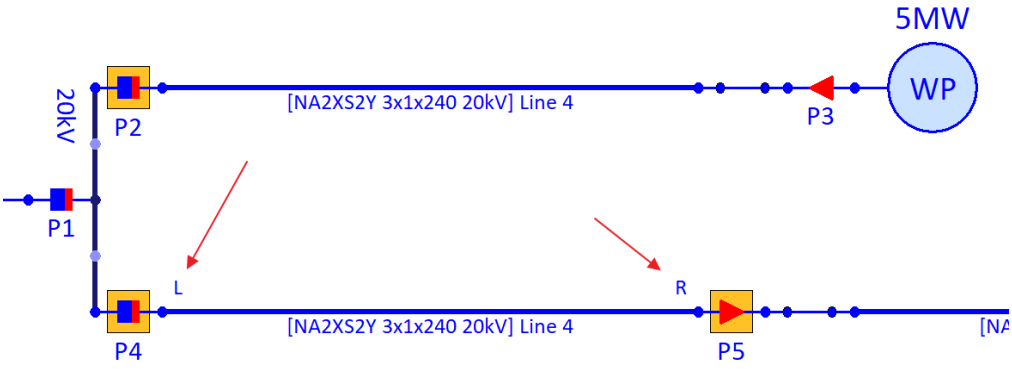


Abbildung 197: Anzeige des linken und rechten Knotens einer Leitung

5.9.14 Berechnung der Wirkverlustleistung

In der nachfolgenden Abbildung ist beispielhaft das Π-Ersatzschaltbild einer Leitung im Mitsystem dargestellt. Das Π-Ersatzschaltbild beinhaltet zwei Leiter-Erd-Kapazitäten als Querelemente. Jeweils die Hälfte der Mitsystemkapazität C_1 der Leitung wird an den beiden Netzknoten A und B der Leitung berücksichtigt.

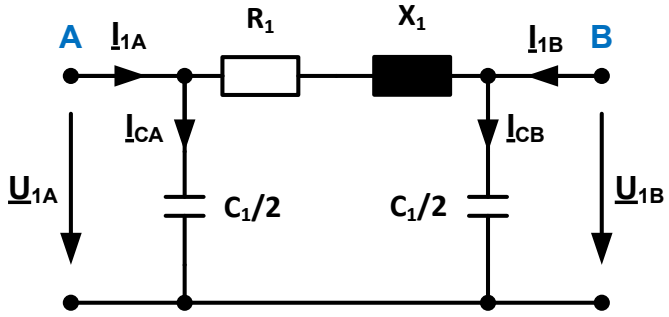


Abbildung 198: Π-Ersatzschaltbild einer Leitung im Mitsystem

Zur Berechnung der Wirkverlustleistung werden die komplexen Scheinleistungen $\underline{S}_A$ und $\underline{S}_B$ an den beiden Netzknoten A und B berechnet und die Differenz ermittelt. Der Realteil der Leistungsdifferenz ist die Wirkverlustleistung der Leitung. Der Vorteil dieser Berechnungsmethode liegt darin, dass diese für alle üblichen Leitungsmodelle wie auch z.B. für das Leitungsmodell der homogenen Gleichung basierend auf den Telegraphengleichungen angewendet werden kann.

Die Berechnung der Wirkverlustleistung für eine Leitung wird im natürlichen System durchgeführt. An den beiden Netzknoten A und B werden die 3-phasigen komplexen Scheinleistungen $\underline{S}_A$ und $\underline{S}_B$ aus den Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L123}$ und den Leiterströmen $\underline{I}_{L123}$ berechnet. Aus der Differenz der beiden Scheinleistungen wird die Wirkverlustleistung der Leitung ermittelt.

$$\underline{S}_A = \underline{U}_{L1A} \cdot \underline{I}^*_{L1A} + \underline{U}_{L2A} \cdot \underline{I}^*_{L2A} + \underline{U}_{L3A} \cdot \underline{I}^*_{L3A}$$

$$\underline{S}_B = \underline{U}_{L1B} \cdot \underline{I}^*_{L1B} + \underline{U}_{L2B} \cdot \underline{I}^*_{L2B} + \underline{U}_{L3B} \cdot \underline{I}^*_{L3B}$$

Die Wirkverlustleistung P_V der Leitung kann wie folgt berechnet werden.

$$P_V = \mathrm{Re}\left(\underline{S}_A - \underline{S}_B\right)$$

Die hier gewählte Berechnungsmethode hat den Vorteil, dass sie auch für unsymmetrische Leiterströme verwendet werden kann.

5.9.15 Balkenanzeige – Ergebnisse der Lastflussberechnung in der Netzgrafik

Die Stromauslastung einer **Leitung** kann zusätzlich als Balkendiagramm in der Netzgrafik angezeigt werden. Wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt, muss die Anzeige des Balkendiagramms aktiviert werden.

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**, Registerkarte **Einstellung Lastflussberechnung**

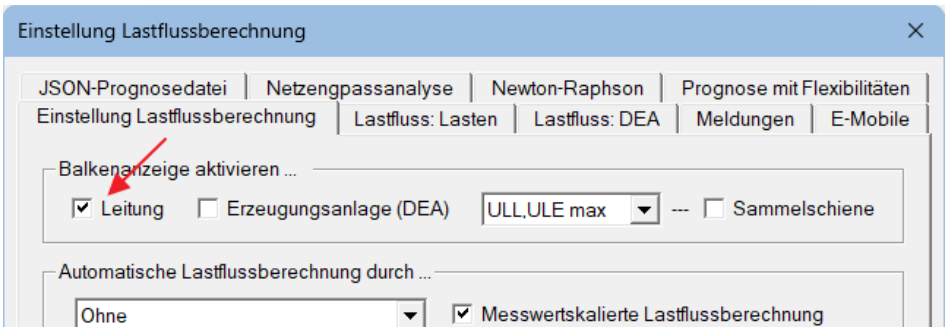


Abbildung 199: Ergebnisse der Lastflussberechnung als Balkendiagramm aktivieren

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**

Der mittlere Trennstrich des Balkendiagramms wird für eine Stromauslastung von 100% mit einem **grünen** Balken. Unzulässig hohe Stromauslastung >100% werden mit einem **roten** Balken dargestellt.

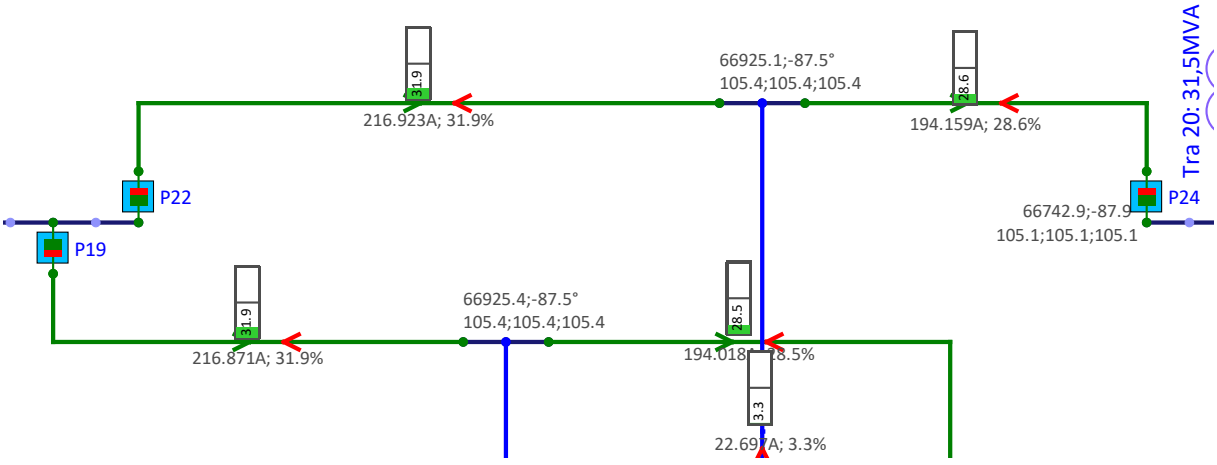


Abbildung 200: Ergebnisse der Lastflussberechnung als Balkendiagramm in der Netzgrafik

5.9.16 Doppelleitung

Das Netzwerkelement **Leitung** kann mit dem Leitungstyp **Doppelleitung** auch als induktiv und kapazitiv vollständig gekoppelte Doppelleitung mit ein oder zwei 3-phasigen Drehstromsystemen und bis zu zwei Erdseilen verwendet werden. Das Modell der Doppelleitung kann sowohl für die **Berechnung stationärer Netzzustände** als auch für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge verwendet werden. Abhängig von den Daten der Doppelleitung ergeben sich unsymmetrische Leiterströme.

Die netzphysikalischen Eigenschaften der **Doppelleitung** werden durch die Eingabe der geometrischen und elektrischen Daten der Drehstromsysteme festgelegt. Das ATP berechnet aus den geometrischen und elektrischen Daten die zur Berechnung elektrischer Netze erforderlichen Matrizen.

⇨ Die **Doppelleitung** kann auch als Einfachleitung mit nur einem 3-phasigen Drehstromsystem verwendet werden.

5.9.16.1 Registerkarte *Allgemeine Daten*

Die allgemeinen Einstellwerte der **Doppelleitung** sind in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.

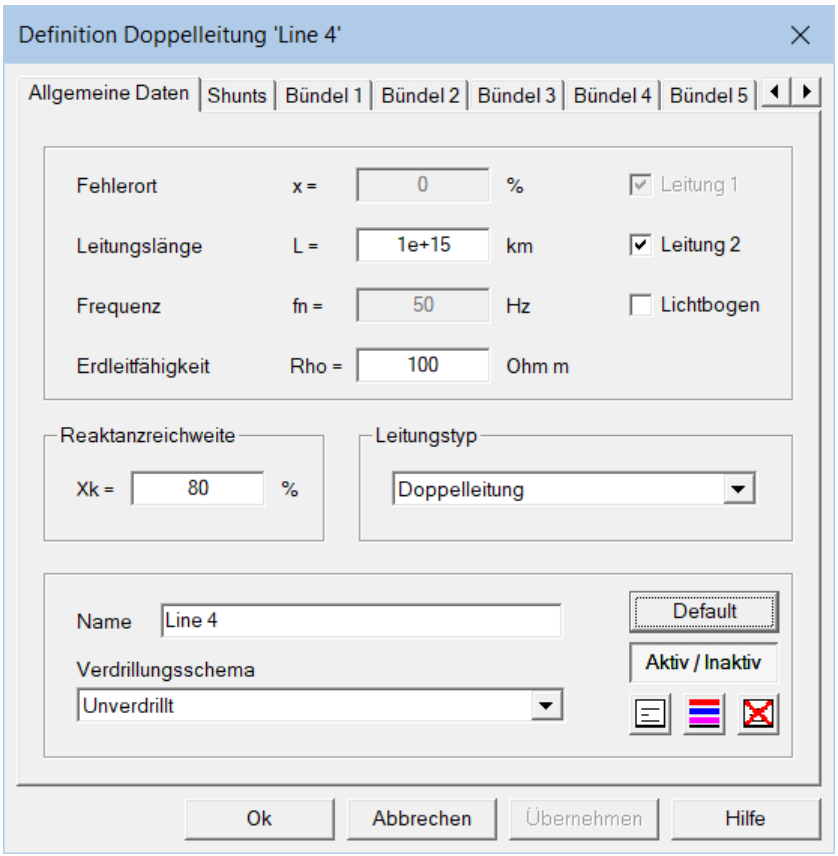


Abbildung 201: Einstelldialog *Doppelleitung* – Registerkarte *Allgemeine Daten*

Einstellwert	Bedeutung
Fehlerort x	Falls einer der Leitungen Line 1..3 verwendet wird: Fehlerort in % der Leitungslänge
Leitungslänge L	Leitungslänge in km

Frequenz fn	Das numerische Modell der Doppelleitung wird vom ATP für diese Frequenz berechnet.
Erdleitfähigkeit Rho	Spezifische Erdleitfähigkeit zur Berechnung der Impedanz des Nullsystems nach Pollaczek [42] und Carson [43]
Leitung 2	Falls aktiv wird eine vollständig induktiv und kapazitiv gekoppelte Doppelleitung verwendet.
Verdrillungs-schema	⇨ **Unverdrillt** Die Doppelleitung verwendet die elektrischen und geometrischen Daten des Einstelldialogs. ⇨ **Verdrillung mit drei Abschnitten (alpha Verdrillung)** Jede Leitung 1 und 2 der Doppelleitung wird mit dem α-Verdrillungsschema in drei Abschnitten verdrillt. ⇨ **Vollständig verdrillt (symmetrisch)** Die Doppelleitung ist vollständig verdrillt und wird als symmetrische Doppelleitung nachgebildet.
Default	Grundeinstellung der Einstellwerte wiederherstellen
Aktiv/Inaktiv	Netzwerkelement aktivieren bzw. deaktivieren

5.9.16.2 Registerkarte *Bündel*

Die geometrischen und elektrischen Einstellwerte eines Bündelleiters der **Doppelleitung** sind nachfolgend dargestellt.

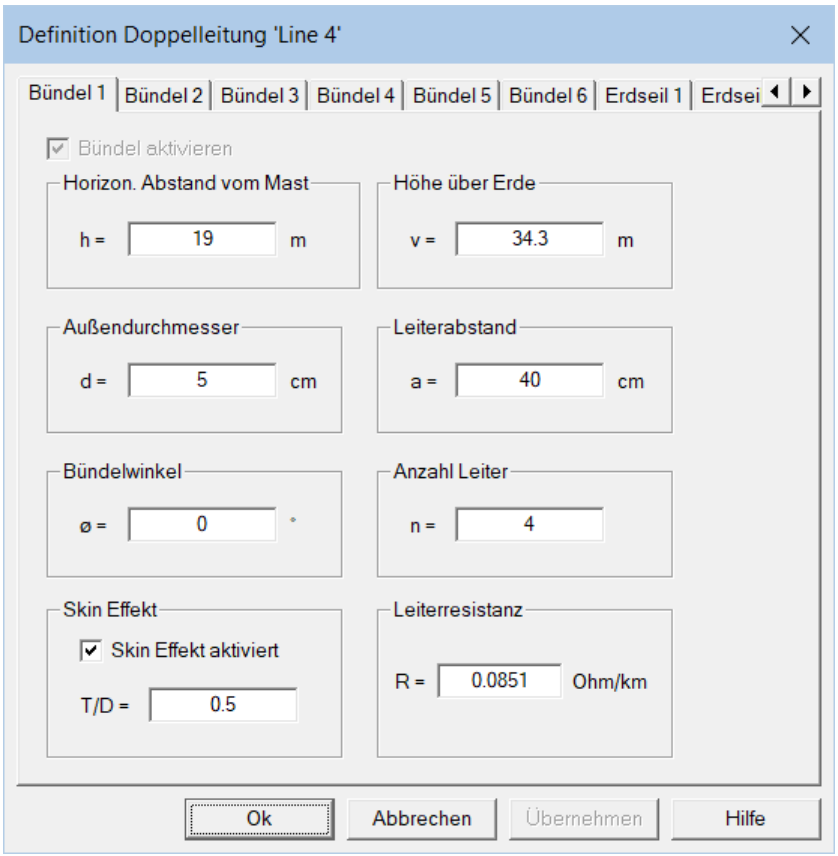


Abbildung 202:Einstelldialog Doppelleitung – Registerkarte *Bündel*

Einstellwert	Bedeutung
Bündel aktivieren	Der Leiter oder Bündelleiter wird in der Netzberechnung berücksichtigt.
h [m]	▪ **Einzelleiter** Horizontaler Abstand des Leiters von der horizontalen Bezugslinie ▪ **Bündelleiter** Horizontaler Abstand des Mittelpunktes des Bündelleiters von der horizontalen Bezugslinie
v [m]	▪ **Einzelleiter** Vertikaler Abstand des Leiters von der vertikalen Bezugslinie ▪ **Bündelleiter** Vertikaler Abstand des Mittelpunktes des Bündelleiters von der vertikalen Bezugslinie
d [cm]	Durchmesser des Leiters der Einfachleitung bzw. der Leiter des Bündelleiters
a [cm]	Abstand der Leiter des Bündelleiters zueinander
ϕ [°]	Winkeldrehung des Bündelleiters
n	Anzahl Leiter des Bündelleiters, sonst = 1
R [Ohm/km]	Spezifischer Widerstand der Leiter
Skin	▪ **0** = Skineffekt wird nicht berücksichtigt ▪ **1** = Skineffekt wird berücksichtigt
T/D	▪ **T** = Dicke des leitenden Materials für einen röhrenförmigen Leiter ▪ **D** = Außendurchmesser für einen röhrenförmigen Leiter Für runde Vollleiter kann **T/D = 0,5** verwendet werden.

5.9.16.3 Registerkarte *Erdseil*

Die geometrischen und elektrischen Einstellwerte eines Erdseils der **Doppelleitung** sind nachfolgend dargestellt. Die Einstellwerte des Erdseils sind entsprechend der Einstellwerte der Bündel zu definieren.

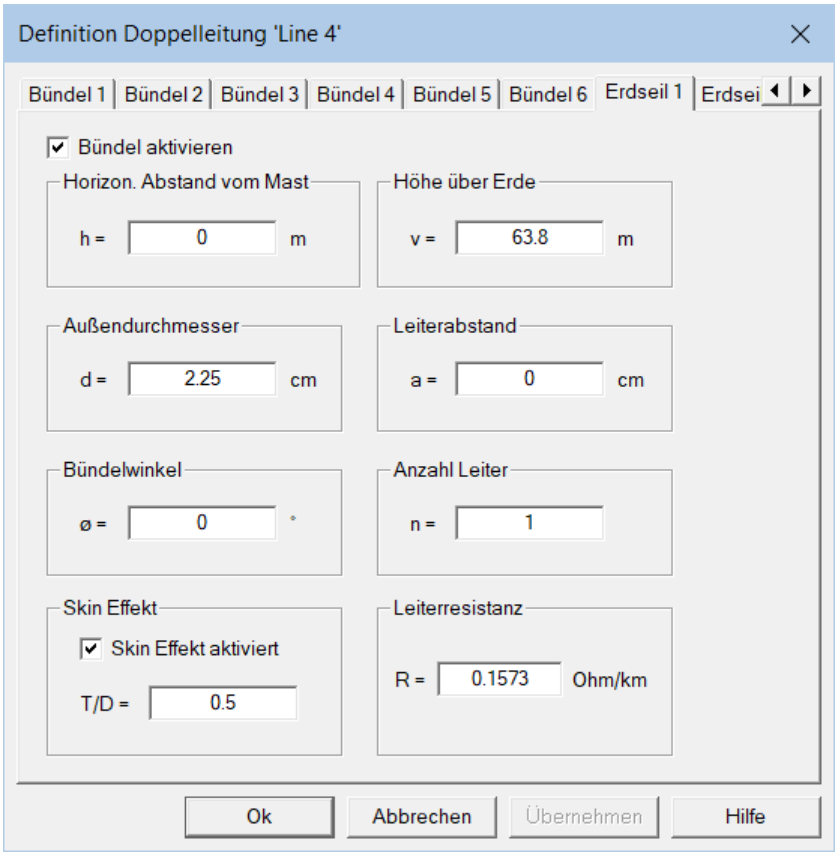


Abbildung 203: Einstelldialog Doppelleitung – Registerkarte *Erdseil*

5.9.16.4 Registerkarte *Shunts*

Die Einstellwerte der **Shunt Impedanzen** der **Doppelleitung** sind in der nachfolgenden Abbildung dargestellt. Unter einer Shunt Impedanz wird eine 3-phasige symmetrische Serienimpedanz $\underline{Z} = R + jX$ verstanden, die zwischen einem Leiter oder einem Bündelleiter des Drehstromsystems und Erde geschaltet ist.

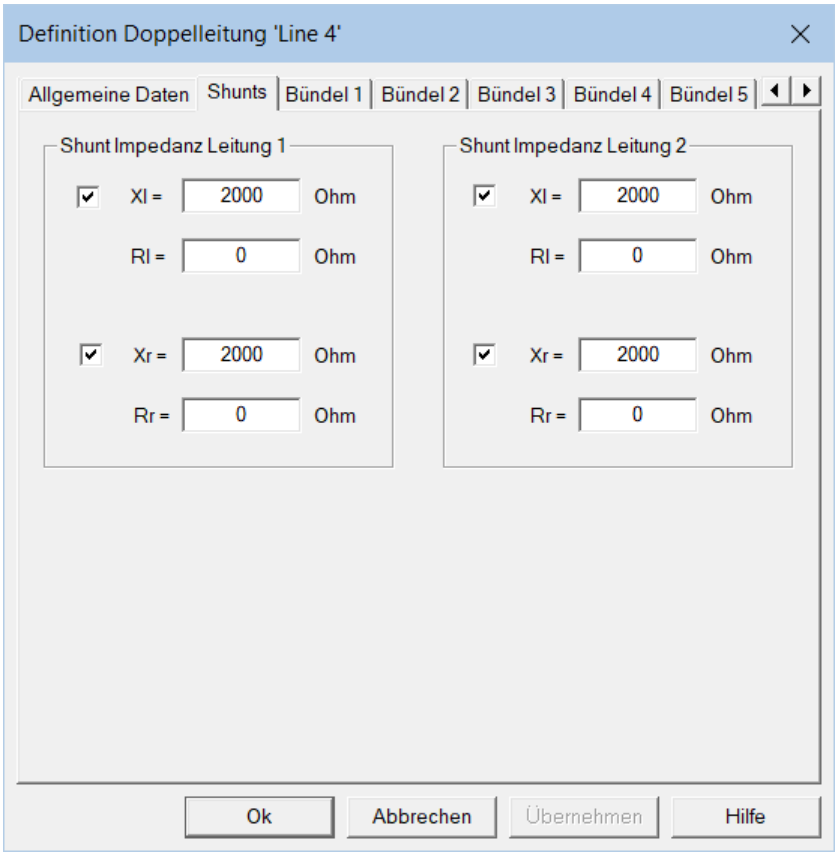


Abbildung 204: Einstelldialog *Doppelleitung* – Registerkarte *Shunts*

Einstellwert	Bedeutung
X	Reaktanz
R	Resistanz

Dokumente

[1] Digitaler Distanzschutz
Verhalten der Algorithmen bei nichtidealen Eingangssignalen
Nelles, Dieter; Opperskalski, Hartmut; Deutscher Universitäts-Verlag, 1991

[2] VDE 0102, DIN EN 60909-0, IEC60909-0:2016, Dezember 2016
Kurzschlussströme in Drehstromnetzen, Teil 0: Berechnung der Ströme

[3] Netzregelung durch Energiespeicher im Niederspannungsnetz
Vom Bundesministerium für Bildung und Forschung unter dem Förderkennzeichen FN17N3408 geförderten Vorhabens, Abschlussbericht Mai 2012

[4] BDEW (Hrsg.): Technische Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“, Berlin: 2008

[5] Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung - SDLWindV), 2009

[6] Transmission Code 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber TC2007, 2007

[7] Digitaler Differentialschutz: Grundlagen und Anwendungen
Gerhard Ziegler, Siemens, 2. Auflage

[8] Numerical Fault Arc Simulation Based on Power Arc Tests
M. Kizilcay; K.-H. Koch; ETEP Vol 4., No. 3, May/June 1994

[9] Sicherungshandbuch, Starkstromsicherungen
Dr.-Ing. Herbert Bessei, NH/HH-Recycling, www.nh-hh-recycling.de

[10] DIN EN 61400-21 (VDE 0127-21:2009-6), Normen für Windenergieanlagen

[11] DIN VDE 0276-1000:1995-06 Starkstromkabel
Teil 1000: Strombelastbarkeit, Allgemeines, Umrechnungsfaktoren

DIN VDE 0276-620 (VDE 0276-620): 2018-04 Starkstromkabel
Energieverteilungskabel mit extrudierter Isolierung für Nennspannungen von 3,6/6 (7,2) kV bis einschließlich 20,8/36 (42) kV

[12] DIN VDE 0103 Kurzschlussströme – Berechnung der Wirkung
DIN EN 60865-1:Teil 1: Begriffe und Berechnungsverfahren

[13] Leistungsbegriffe für Ein- und Mehrphasensysteme
(nach DIN 40110-1 und DIN 40110-2)
Helmut Späth, VDE Schriftenreihe 103, VDE Verlag GmbH, 2. Auflage 2012

[14] Lastenheft Blindleistungs-Unterspannungsschutz (Q-U-Schutz)
Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), Februar 2010

[15] Elektrische Kraftwerke und Netze
Oeding, D.; Oswald, B.; Springer Verlag, 7. Auflage

[16] Druml, Gernot; Kugi, Andreas (2003): Verfahren zur Erkennung der Richtung eines Erdschlusses. Angemeldet durch EDC GmbH, 90768 Fürth, DE am 22.01.2003. Veröffentlichungsnummer: DE10302451B3

[17] Druml, Gernot: 4. ETG Fachtagung STE 2017. Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110kV (D-A-CH)

[18] DIN VDE-AR-N 4110 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung) Stand: November 2018

[19] Electro-Magnetic Transients Program (EMTP) Theory Book (www.eeug.org)

[20] Alternative Transients Program (ATP) Rule Book Canadian/American EMTP User Group (www.eeug.org)

[21] Office Open XML (www.officeopenxml.com)

[22] Elektromobilität als Anwendungsfall des Ampelkonzeptes im Verteilnetz Diskussionspapier, BDEW, April 2018

[23] Anwendung der Repräsentativen VDEW-Lastprofile VDEW Materialien, VDEW-Frankfurt 2000

[24] VDE-Studie Elektrofahrzeuge Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf VDE/ETG

[25] COMTRADE IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems, IEEE Std C37.111-1999

[26] DIN VDE 0660-101 DIN EN 60947-2 (VDE 0660-101): 2018-05, *Niederspannungsschaltgeräte-Teil2*. Leistungsschalter, Teil 2; Berlin: Beuth-Verlag.

[27] DIN VDE 0660-100 DIN EN 60947-1 (VDE 0660-100): 2015-09, Niederspannungsschaltgeräte-Teil1. Allgemeine Festlegungen, Teil 1; Berlin: Beuth-Verlag.

[28] DIN EN 50160 Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen Februar 2011 (DIN EN 50160:2011-02)

[29] JSON (JavaScript Object Notation) ECMA-404 The JSON Data Interchange Standard (www.json.org)

[30] DIN VDE-AR-N 4120 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung) Stand: November 2018

[31] DIN VDE-AR-N 4105 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz
Stand: November 2019

[32] DIN VDE 0435-3121 Messrelais und Schutzeinrichtungen – Teil 121 Funktionsanforderungen an den Distanzschutz
IEC 60255-121:2014; Januar 2015

[33] HH-Sicherungen – Allgemeine Erklärungen
Sicherungseinsätze, EFEN GmbH, Stand April 2015

[34] DIN VDE 0670-402 (VDE 0670-402):2014-11
Wechselstromschaltgeräte für Spannungen über 1 kV, Auswahl von strombegrenzenden Sicherungseinsätzen für Transformatorstromkreise, Stand November 2014

[35] DIN VDE 0100-430 (VDE 0100-430):2010-10
Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 4-43: Schutzmaßnahmen – Schutz bei Überstrom; Stand Oktober 2010

[36] DIN EN 60076-5 (VDE 0532-76-5):2007-01
Leistungstransformatoren; Teil 5: Kurzschlussfestigkeit

[37] Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netzen
Technischer Hinweis; FNN Forum netztechnik/Netzbetrieb im VDE
VDE (FNN); Ausgabe September 2009

[38] Netzschutzkonzepte für zukünftige Netze
VDE FNN Hinweis; Version 2.0; Juni 2022

[39] IEC 60255-24:2001 (VDE 0435-3040): 2002-04
Elektrische Relais
Teil 24: Standardformat für den Austausch von transienten Daten elektrischer Energieversorgungsnetze (COMTRADE)

[40] DIN IEC 60076-1 (VDE 0532-76-1):2012-03
Leistungstransformatoren, Teil 1: Allgemeines

[41] Hinweise zu den aktualisierten Standardlastprofilen Strom
Aktualisierte Lastprofile H25 (Haushalt), G25 (Gewerbe), L25 (Landwirtschaft), P25 (Kombinationsprofil PV), S25 (Kombinationsprofil PV-Speicher)
BDEW, Berlin, 17. März 2025

[42] Über das Feld einer unendlich langen wechselstromdurchflossenen Einfachleitung
Pollaczek, F.; Elektr. Nachr. Technik 3 (1926) 339–359

[43] Ground return impedance: underground wire with earth return
Carson, J. R.; Bell System Techn. Journal 8 (1929) 94–98

Handbücher zu ATPDesigner

[Bd. 1] Einführung in ATPDesigner, Band 1: Grundlagen und Bedienung

[Bd. 2] Einführung in ATPDesigner, Band 2: Konfiguration und Betriebsmittel

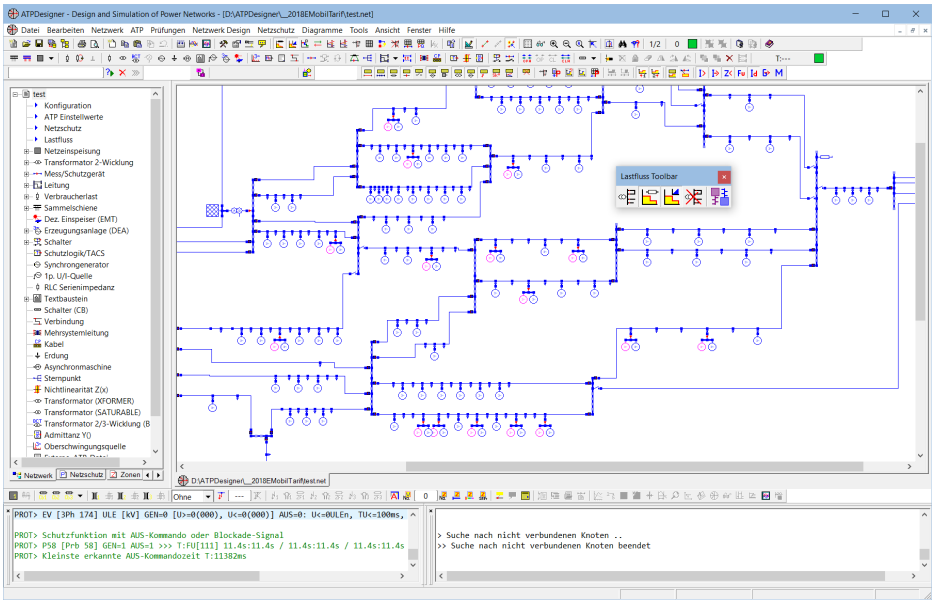
[Bd. 3] Einführung in ATPDesigner, Band 3: Netzberechnung

Power Engineering Saar

Einführung in ATPDesigner

Band 2: Konfiguration und Betriebsmittel

Anwendung der grafischen Benutzeroberfläche *ATPDesigner* und des Netzwerkberechnungsprogramms *ATP* (Alternative Transients Program) zur Berechnung der stationären Zustände und dynamischen Vorgänge in Elektroenergieversorgungsnetzen



Power Engineering Saar
Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar, www.powerengs.de

Inhalt Band 2.2

6 Einstellung der elektrischen Betriebsmittel 4

6.1 Mess/Schutzgerät 4

6.1.1 Generische Netzschutzfunktionen 5

6.1.2 Erweiterte Funktionen für die Berechnung der dynamischen Netzvorgänge 5

6.1.3 Externe und interner Schalter für Schutzgeräte 5

6.1.4 Hauptmenü *Netzschutz* 6

6.1.5 Knotenamen und Stromflussrichtung des Messgerätes 8

6.1.6 Registerkarte *Allgemeine Daten* - Einstelldialog für ein *Mess/Schutzgerät* 10

6.1.7 Leistungsschalter für eine Schutzfunktion 18

6.1.8 Das *Mess/Schutzgerät* als physikalisches Messgerät 21

6.1.9 Schutzfunktionen und Schutzanalyse 30

6.1.10 Schutzgerät suchen: Liste der Schutzgeräte und Schutzfunktionen 36

6.1.11 Schutzanalyse: Darstellung der Auslösekennlinie der Schutzfunktionen 39

6.1.12 Schutzanalyse: Ergebnisse der Netzschutzanalyse in einer Tabelle 61

6.1.13 Schutzanalyse: Analyse von Kaskadenabschaltungen 66

6.1.14 Schutzanalyse: Mehrere Auslösekennlinien in einem Diagramm 70

6.1.15 Schutzanalyse: Analyse und Bewertung des Anregesystems 77

6.1.16 Stationäre Netzberechnung: Liste der AUS-Kommandos 79

6.1.17 Schutzfunktionen: Farbmarkierungen im elektrischen Netz 79

6.1.18 Stationäre Netzberechnung : Ausführung der Schutzfunktionen 81

6.1.19 Stationäre Netzberechnung: Ergebnisse der Schutzanalyse 84

6.1.20 Stationäre Netzberechnung: Verfahren der Schutzanalyse 86

6.1.21 Dynamische Netzberechnung: *Betriebsart* des Messgerätes 87

6.1.22 Clarke-Transformation - 0αβ- oder hαβ-Transformation 92

6.1.23 Park-Transformation - Berechnung von Komponenten im 0dq-System 92

6.1.24 UMZ: Überstromzeitschutz 94

6.1.25 U<>: 3-stufiger Über-/Unterspannungsschutz 113

6.1.26 DIST: Distanzschutz 116

6.1.27 DIST: Automatische Einstellung Distanzschutz 191

6.1.28 DIST: Berechnung des stationären Netzzustandes 213

6.1.29 DIST: Berechnung der dynamischen Netzvorgänge 214

6.1.30 SIGNAL: Signalvergleichschutz 222

6.1.31 Leistungsschalter für Schutzfunktionen 236

6.1.32 Fuse: Sicherung 242

6.1.33 Udiff: Messen einer Differenzspannung 256

6.1.34 DIFF: Differentialschutz 259

6.1.35 AMZ: Inverse-Time Überstromzeitschutz (IDMT) 271

6.1.36 EWATT: *Erdschlussortung* - Erdschlussrichtungserkennung 279

6.1.37 AWE: Automatische Wiedereinschaltung 290
6.1.38 Logikfunktionen für die Schutztechnik 294
6.1.39 Internes ATP basiertes Modell 311
6.1.40 QU: Blindleistungs-Unterspannungsschutz (Q-U-Schutz) 311
6.1.41 Betriebsart als Messgerät mit Schutzlogik - Netzzustandsbewertung 317
6.1.42 Netzschutz Design 317
6.1.43 CBLV: Leistungsschalter für Niederspannungsnetze 318
6.1.44 Dynamische Netzberechnung: Signalnamen *Mess/Schutzgerät* 337

Mängelanzeige: Der Anwender von ATPDesigner und der dazu gehörenden Dokumentation ist verpflichtet, jegliches Fehlverhalten der Software ATPDesigner oder Fehler oder unzulässige Inhalte in der dazu gehörenden Dokumentation dem Autor der Dokumentation oder dem Lizenzgeber von ATPDesigner unverzüglich schriftlich mitzuteilen.

Änderungs- und Fehlerdokumentation: Erweiterungen und Änderungen sowie bekannte Fehler in ATPDesigner werden in dem Dokument **ATPDesigner – Änderungs- und Fehlerdokumentation** dokumentiert. Das Dokument kann in der jeweils aktuellen Fassung vom Autor des vorliegenden Dokumentes oder dem Lizenzgeber von ATPDesigner oder über die Homepage des Instituts für Elektrische Energiesysteme www.powerengs.de unter **Downloads** oder im **ATPDesigner OneDrive** bezogen werden.

6 Einstellung der elektrischen Betriebsmittel

6.1 Mess/Schutzgerät

Das Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** kann als Messgerät Spannungen, Ströme und Leistungen im natürlichem System (Leitergrößen L1, L2, L3 oder R, S, T) und im System der Symmetrischen Komponenten 012-System messen. Die Ergebnisse der **Berechnung stationärer Netzzustände** werden in Tooltips direkt in der Netzgrafik und **Berichten** [21] oder als Ergebnis der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** als Zeitverläufe in der **Diagrammdatei** ausgegeben, um diese als Diagramm darzustellen und mit z.B. der Frequenzanalyse weiter auszuwerten.

Darüber hinaus bietet das Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** generische Modelle für Netzschutzfunktionen sowie zur Definition, Implementieren und Validieren von Netzschutzkonzepten.

In dem folgenden Kapitel werden die in der nachfolgenden Abbildung dargestellten Begriffe **vorgelagert** und **nachgelagert** sowie **überlagert** und **unterlagert** verwendet.

- Der Bezugspunkt der Begriffe im Stromnetz ist der Messort des **Mess/Schutzgerätes** (**Netzschutzeinrichtung**).
- **Nachgelagert** sind alle Betriebsmittel, die sich ausgehend von dem Bezugspunkt unter Annahme des Verbraucherzählpfeilsystems (VZS) in positiver Strommessrichtung befinden.
- **Unterlagert** sind alle Betriebsmittel, die **nachgelagert** sind und sich in einem Stromnetz mit verschiedener Nennspannung befinden.
- **Vorgelagert** sind alle Betriebsmittel, die sich ausgehend von dem Bezugspunkt unter Annahme des Verbraucherzählpfeilsystems (VZS) in negativer Strommessrichtung befinden.
- **Überlagert** sind alle Betriebsmittel, die **vorgelagert** sind und sich in einem Stromnetz mit verschiedener Nennspannung befinden.

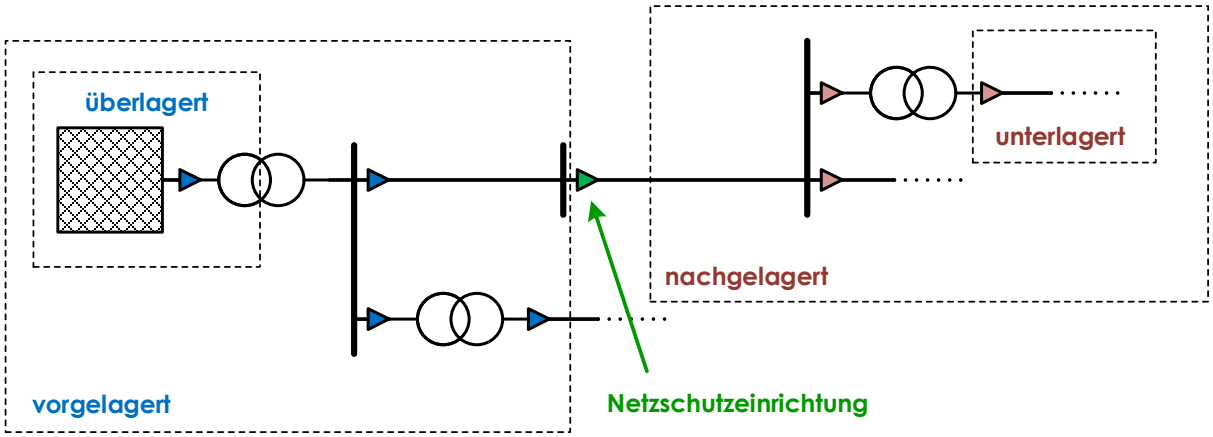


Abbildung 1: Begriffsdefinition – vorgelagert, nachgelagert, unterlagert, überlagert

6.1.1 Generische Netzschutzfunktionen

Das Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** stellt generische **Schutzfunktionen** zur Definition, Implementieren und Validieren von Netzschutzkonzepten zur Verfügung. Schutzfunktionen können sowohl für die **Berechnung stationärer Netzzustände** als auch für die **Berechnung der dynamischen Netzvorgänge** verwendet werden. Es ist dabei zu beachten, dass der Funktionsumfang der generischen Schutzfunktionen für die **Berechnung der dynamischen Netzvorgänge** nur eingeschränkt verfügbar ist.

6.1.2 Erweiterte Funktionen für die Berechnung der dynamischen Netzvorgänge

Die Berechnung des zeitabhängigen Betrages der Grundschwingung von Spannungen, Strömen und Leistungen basiert auf dem Verfahren der Diskreten-Fourier-Transformation (DFT) und kann nur im Falle der **Berechnung der dynamischen Netzvorgänge** verwendet werden. Für die Ausführung von Schutzfunktionen werden verschiedene Algorithmen verwendet, die u.a. auf der Diskreten-Fourier-Transformation (DFT) basieren oder auch Integrationsalgorithmen verwenden.

Im Folgenden werden Spannungen und Ströme des RST- oder L123-Systems als das **natürliche oder physikalische System** bezeichnet. Darüber hinaus ist das Netzwerkelement in der Lage, die Spannungen und Ströme im **0αβ- oder hαβ-System** mit Hilfe der **Clarke-Transformation**[1] und im 012-System der Symmetrischen Komponenten zu berechnen.

6.1.3 Externe und interner Schalter für Schutzgeräte

Das Netzwerkelement kann als **Schutzgerät** mit einem externen **Schalter** verbunden werden Leistungsschalter für Schutzfunktionen. Alternativ kann der **interne Schalter** verwendet werden. Der externe oder interne Schalter wird durch die **Schutzfunktion** geöffnet oder geschlossen. Die Verbindung zwischen dem **Mess/Schutzgerät** und einem externen Schalter kann mit einer grünen Verbindungslinie zwischen dem **Mess/Schutzgerät** und dem **Schalter** mit dem Toolbar-Button sichtbar geschaltet werden.

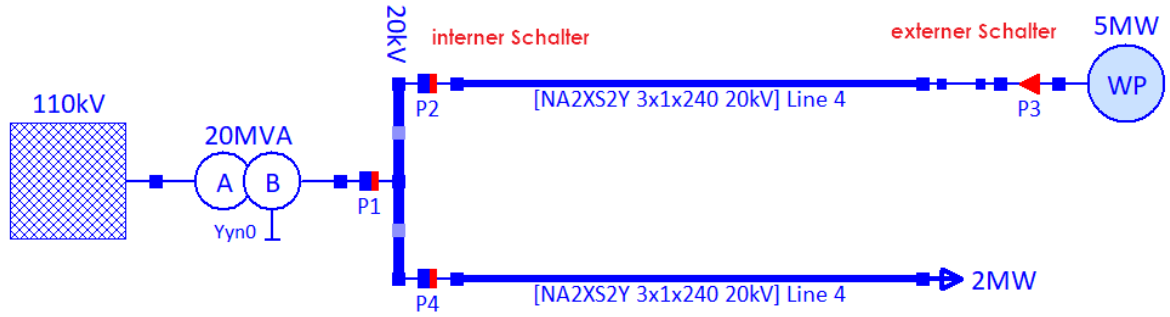


Abbildung 2: Mess/Schutzgeräte mit externen und internen Schaltern

[1] Die **Clarke-Transformation**, benannt nach Edith Clarke und auch als *a,β-Transformation* bezeichnet, dient dazu, dreiphasige Größen wie bei einer Drehstrommaschine mit den Achsen U,V,W in ein einfacheres zweiachsiges Koordinatensystem mit den Achsen a,β zu überführen. Die Clarke-Transformation ist zusammen mit der d/q-Transformation eine der mathematischen Grundlagen zur Vektorregelung von Drehstrommaschinen und beschreibt eine von mehreren möglichen Raumzeigerdarstellungen.

6.1.4 Hauptmenü *Netzschutz*

Wegen der zentralen Bedeutung der Schutzfunktionen sowie der Schutzanalyse sind die schutzrelevanten Funktionen in dem Hauptmenü **Netzschutz** zusammengefasst.

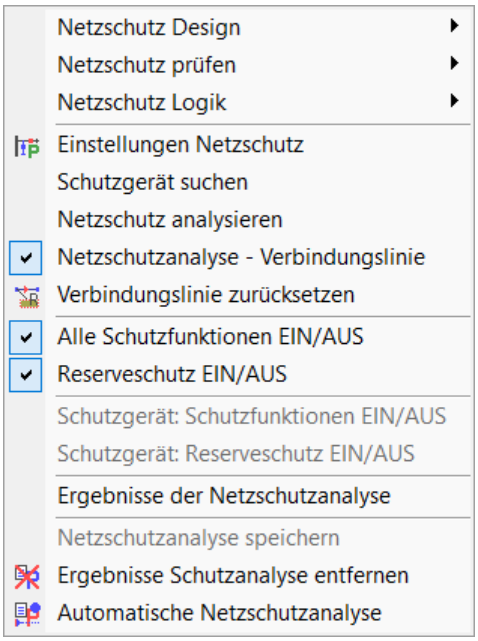


Abbildung 3: Hauptmenü *Netzschutz* – Schutzfunktionen und Schutzanalyse

- **Netzschutz Design**

- **Einstellungen Netzschutz**
  In mehreren Registerkarten können Einstellwerte der **Netzschutz Analyse**, **Netzschutz** und **Kurzschluss** eingestellt werden.

- **Schutzgerät suchen: Liste der Schutzgeräte und Schutzfunktionen**
  Die im Stromnetz vorhandenen Schutzgeräte werden sortiert nach den Schutzfunktionen in einem Dialog aufgelistet.

- **Netzschutz analysieren**
  Die Auslösekennlinie einer Schutzfunktion kann mit Zusatzfunktionen in einem Diagramm dargestellt werden.

- **Netzschutzanalyse - Verbindungslinie**
  Aktiviert oder deaktiviert die Verbindungslinie zwischen dem grafischen Symbol des Schutzgerätes und dem Textelement zur Ausgabe der Schutzanalyse – Ergebnisse in der Netzgrafik

- **Verbindungslinie zurücksetzen**
  Setzt die Position der Textelemente zur Ausgabe der Schutzanalyse – Ergebnisse in der Netzgrafik auf die Grundposition unterhalb des zugehörigen Schutzgerätes zurück

- **Alle Schutzfunktionen EIN/AUS**
  Die Ergebnisse der Schutzfunktionen aller Schutzgeräte werden nicht in der Netzgrafik ausgegeben.

- **Reserveschutz EIN/AUS**
  Die Ergebnisse der Schutzfunktionen, für die kein AUS-Kommando ermittelt wurde, werden nicht in der Netzgrafik ausgegeben.

- **Schutzgerät: Schutzfunktionen EIN/AUS**
  Wie **Alle Schutzfunktionen EIN/AUS**, aber nur für die markierten Schutzgeräte

- **Schutzgerät: Reserveschutz EIN/AUS**
  Wie **Reserveschutz EIN/AUS**, aber nur für die markierten Schutzgeräte

- **Ausgabe der Ergebnisse der Netzschutzanalyse**

Die nachfolgenden Menüpunkte werden für die Analyse von Kaskadenabschaltungen benötigt.

Menüpunkt	Bedeutung
Netzschutzanalyse speichern	Die Ergebnisse der Schutzanalyse werden intern gespeichert und stehen als Anfangsbedingung für den nächsten Schritt der Kaskadenanalyse zur Verfügung.
Netzschutzanalyse löschen	Die intern gespeicherten Ergebnisse der Schutzanalyse werden gelöscht. Diese Funktion muss vor dem Start einer neuen Kaskadenanalyse ausgeführt werden.
Automatische Netzschutzanalyse	Für einen definierten Fehlerort und eine definierte Fehlerart wird eine Kaskadenanalyse ausgeführt. Das Ergebnis der Kaskadenanalyse wir als Bericht mit der Kennung **_PROTKASK** im **Projektverzeichnis** gespeichert.

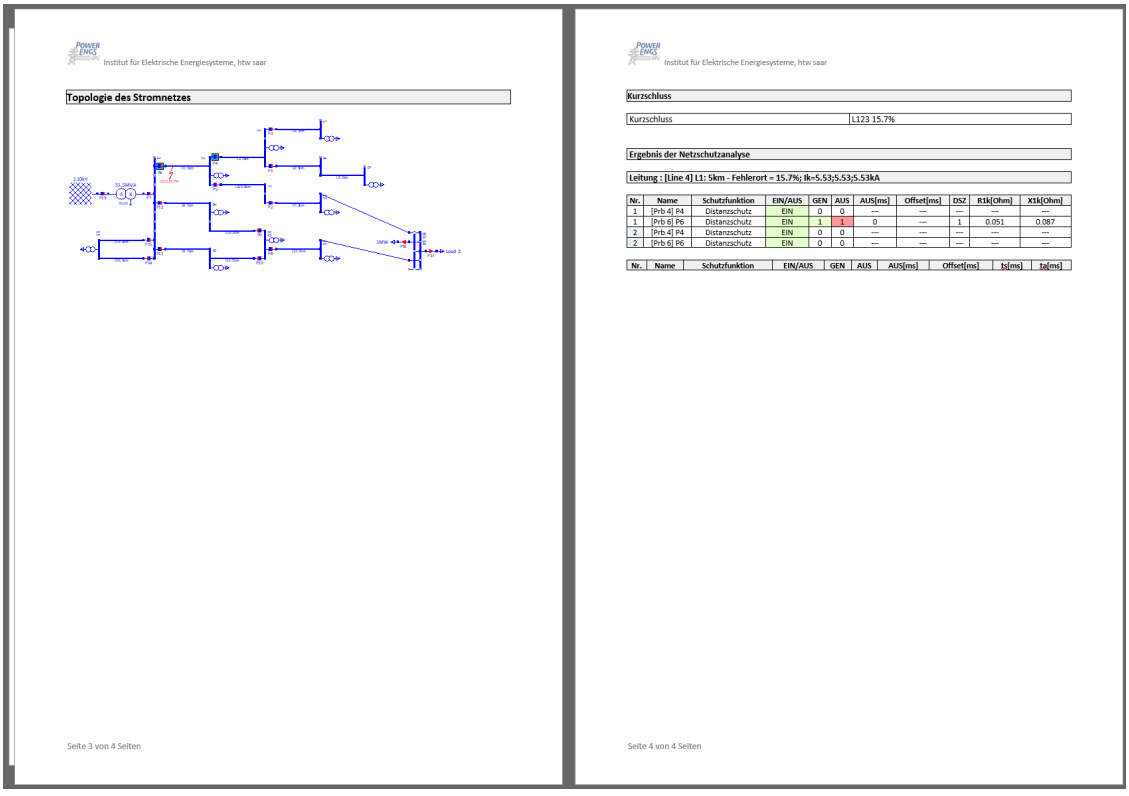


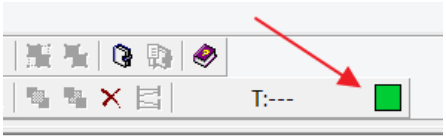
Abbildung 4: Ergebnisse der *Automatischen Netzschutzanalyse* im Bericht *_PROTKASK*

6.1.4.1 *Alle Schutzgeräte EIN/AUS* – Schutzfunktionen global ein- oder ausschalten

Die Schutzfunktionen aller **Mess/Schutzgeräte** können global ein- oder ausgeschaltet werden:

- Hauptmenü **Netzschutz**
- Menüpunkt **Alle Schutzfunktionen EIN/AUS**
- mit dem Toolbar-Button

Der Status von **Alle Schutzfunktionen EIN/AUS** wird durch eine LED in einer Toolbar angezeigt.



- **Grün** Alle Schutzfunktionen **EIN**
- **Rot** Alle Schutzfunktionen **AUS**

6.1.5 Knotenamen und Stromflussrichtung des Messgerätes

In der **.ATP-Datei** werden den Netzwerkelementen **Mess/Schutzgerät** automatisch interne Knotennamen (ABC)xxxxx zugewiesen, die sich allerdings für jede Netzberechnung auf Grund der automatischen Vergabe der Knotennamen durch ATPDesigner ändern können. Daher werden die zeitlichen Signale der Spannungen und Ströme, die durch ein **Mess/Schutzgerät** gemessen werden, mit festen Signalnamen des **TACS** Moduls des **ATP** in die Diagrammdatei (.PL4-Datei) ausgegeben, die auch bei wiederholter Netzberechnung nicht verändert werden. In der Signalliste wird den Signalnamen das Präfix **TACS** (**T**ransient **A**nalysis of **C**ontrol **S**ystems) vorangestellt. In der nachfolgenden Tabelle sind die Signalnamen ohne das Präfix **TACS** enthalten.

Signal	Bedeutung
(ABC)PVxxx	Primäre Leiter-Erd-Spannung $u_{L1}(t)$, $u_{L2}(t)$ und $u_{L3}(t)$ ▪ Leiter **A**=L1, **B**=L2, **C**=L3 ▪ **P** = primär ▪ **V** = Spannung ▪ **xxx** = Nummer des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**
GPVxxx	Primäre Nullspannung $u_0(t)$ ▪ **G**=Erdrückleiter oder Erdsystem ▪ **P** = primär ▪ **V** = Spannung ▪ **xxx** = Nummer des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**
(ABC)PIxxx	Primärer Leiterstrom $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$ und $i_{L3}(t)$ ▪ Leiter **A**=L1, **B**=L2, **C**=L3 ▪ **P** = primär ▪ **I** = Strom ▪ **xxx** = Nummer des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**
GPIxxx	Primärer Summenstrom $i_E(t)$ ▪ **G**=Erdrückleiter oder Erdsystem ▪ **P** = primär ▪ **I** = Strom ▪ **xxx** = Nummer des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**
ABVxxx	Primäre Leiter-Leiter-Spannung $u_{12}(t)$ ▪ Leiter-Leiter **AB**=L1-L2, **BC**=L2-L3, **CA**=L3-L1

	▪ **V** = Spannung ▪ **xxx** = Nummer des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**
BCVxxx	Primäre Leiter-Leiter-Spannung $u_{23}(t)$ ▪ Leiter-Leiter **AB**=L1-L2, **BC**=L2-L3, **CA**=L3-L1 ▪ **V** = Spannung ▪ **xxx** = Nummer des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**
CAVxxx	Primäre Leiter-Leiter-Spannung $u_{31}(t)$ ▪ Leiter-Leiter **AB**=L1-L2, **BC**=L2-L3, **CA**=L3-L1 ▪ **V** = Spannung ▪ **xxx** = Nummer des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**

$$u_0(t) = \frac{u_{L1}(t) + u_{L2}(t) + u_{L3}(t)}{3}$$

$$i_E(t) = i_{L1}(t) + i_{L2}(t) + i_{L3}(t)$$

Die Kennung **xxx** steht für die 3-stellige Nummer des Messgerätes, die in dem Editierfeld des Einstelldialogs angezeigt wird. Die in der obigen Tabelle oben dargestellten Knotennamen sind insbesondere für die **Berechnung der dynamischen Netzvorgänge** und die Anzeige der Signale in einem **Diagramm** von Bedeutung.

6.1.6 Registerkarte *Allgemeine Daten* - Einstelldialog für ein *Mess/Schutzgerät*

Der Einstelldialog für ein **Mess/Schutzgerät** ist nachfolgend dargestellt.

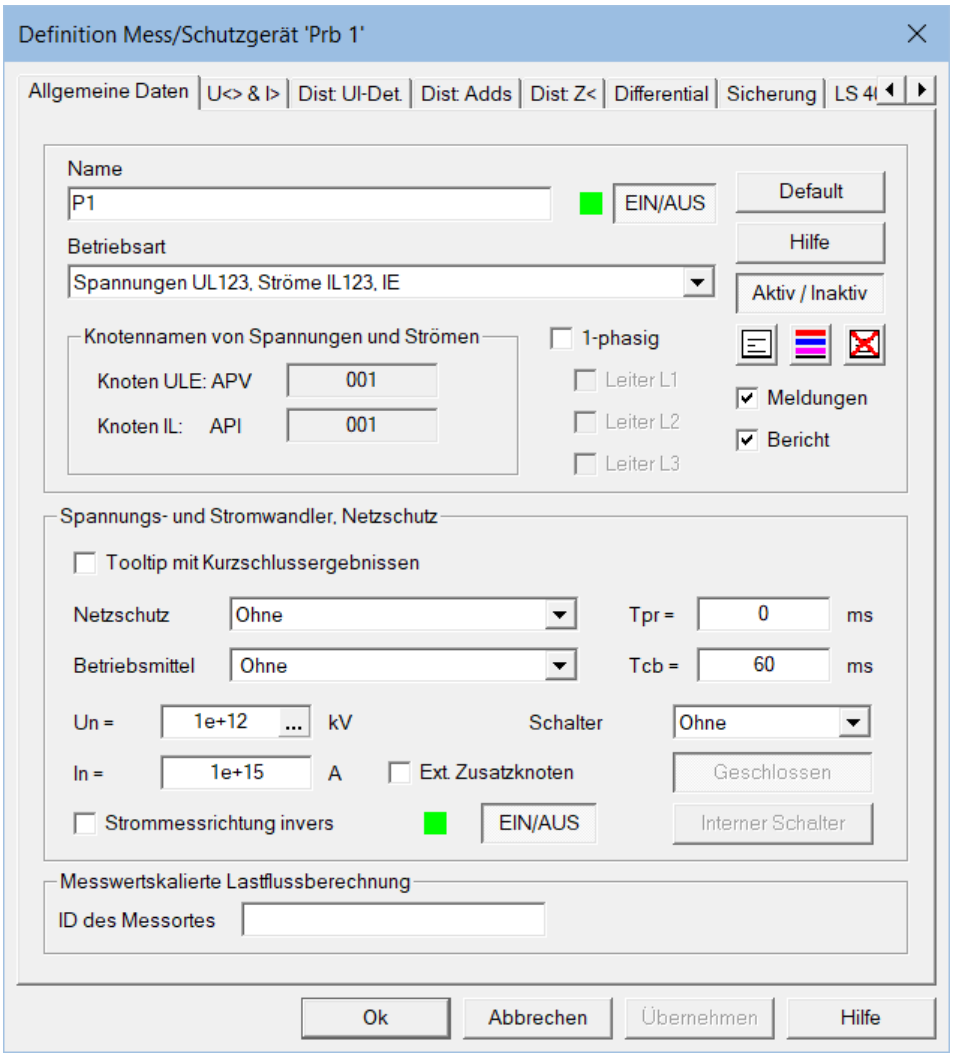


Abbildung 5: Einstelldialog *Mess/Schutzgerät*, Registerkarte *Allgemeine Daten*

Die Gruppe **Messwertskalierte Lastflussberechnung** wird für die gleichnamige Methode zur Lastflussberechnung mit Messwerten benötigt. Näheres dazu kann in dem entsprechenden Kapitel in Band 3 [Bd. 3] nachgelesen werden.

Registerkarte	Schutzfunktion
U<> & I>	**UMZ: Gerichteter und ungerichteter Überstromzeitschutz**
Dist: UI-Det. **Dist: Adds** **Dist: Z<**	**DIST: Distanzschutz**
Differential	**Differential – Differentialschutz**
Sicherung	**Sicherungen**
LS 400V	**Leistungsschalter für Niederspannungsnetze**
AMZ (IDMT)	**AMZ Schutz**
Signal	**Signalvergleichschutz**
AWE	**Automatische Wiedereinschaltung**
Z< Det.	**Unterimpedanzanregung**

Erdschluss	**Erdschlussrichtungserkennung**
QU	**Blindleistungsrichtungs-Unterspannungsschutz (Q-U-Schutz)**
Parkregler (DEA)	siehe Kapitel **Parkregler (RPI) - Parkregler für einen dezentralen Einspeiser (EMT)** [Bd. 2]
Parkregler (RPI)	siehe Kapitel **Parkregler (DEA) – Parkregler für Erzeugungsanlagen (DEA)** [Bd. 2]

Tabelle 1: Liste der Registerkarten

Einstellwert	Bedeutung
Name: EIN/AUS	Der anwenderspezifische Name kann hinsichtlich der Darstellung in der Netzgrafik ein- und ausgeschaltet werden.
Geschlossen	Wird der interne Schalter **SwtIntern** des Schutzgerätes verwendet, so wird die Taste **Geschlossen** aktiviert. Mit der Taste kann der interne Schalter stationär geöffnet und geschlossen werden. Unabhängig davon kann der interne Schalter auch durch die Schutzfunktion als Ergebnis einer Netzberechnung geöffnet und geschlossen werden.
Interner Schalter	Falls der interne Schalter aktiviert ist, können typische Kennwerte des internen Schalters für Lastfluss und Kurzschluss für die Berechnung stationärer Netzzustände definiert werden.
Name	Anwenderspezifischer Name
1-phasig	Auswahl für ein leiterselektives Modell aktivieren / deaktivieren
Leiter L1, L2, L3	Modell für Leiter L1, L2, L3 aktivieren / deaktivieren
ID des Messortes	Der Einstellwert wird zur eindeutigen Identifikation des Messortes benötigt, um bei Ausführung einer **Messwertskalierten Lastflussberechnung** [Bd. 3] die Messwerte mit dem Messort zu verbinden.

6.1.6.1 Schutzfunktionen *Netzschutz*

Mit der Option können dem Schutzgerät Schutzfunktionen zugeordnet werden, die bei der Berechnung des stationären Netzzustandes und/oder der dynamischen Netzvorgänge ausgeführt werden. Die Haupt- und Zusatzschutzfunktionen sind:

Bezeichner	Bedeutung	Logical Node IEC61850[2] [41]
UMZ	▪ Unabhängiger Überstromzeitschutz ▪ Unabhängiger Überstromzeitschutz mit Kurzschlussrichtung	**PTOC** **PDOC**
DIST	Distanzschutz	**PDIS**
DIFF	Differentialschutz	**PDIF**
FUSE	Sicherungen bzw. kennlinienbasierte Schutzelemente	**PTOC**
U<>	▪ Unterspannungsschutz ▪ Überspannungsschutz	**PTUV** **PTOV**
AMZ	Abhängiger Überstromzeitschutz (IDMT)	**PTOC**
Signal	Signalvergleichschutz	**PDIR**
Z< Det.	Unterimpedanzanregung	**PDIS**

[2] Logical Node acc. IEC 61850 [41]

Erdschluss	Erdschlussdetektions- und Erdschlussortungsverfahren	**PSDE**
QU	Blindleistungsrichtungs-Unterspannungsschutz (Q-U-Schutz)	**---**
LS400V	Leistungsschalter für Niederspannungsnetze	**PTOC**
AWE	Automatische Wiedereinschaltung (AWE)	**RREC**

6.1.6.1.1 Schutzfunktionen und das zu schützende Betriebsmittel

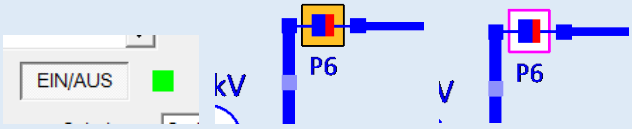
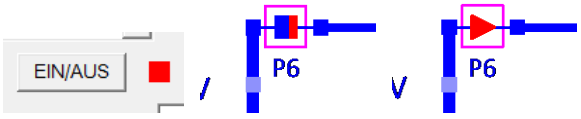
Der Schutzfunktion kann ein zu schützendes Betriebsmittel, z.B. eine **Leitung** oder ein **Transformator 2-Wicklung** und ein **Schalter** automatisch zugewiesen werden.

⇨ Die Zuordnung eines Betriebsmittels ist bei Anwendung des Differentialschutzes für Transformatoren zwingend erforderlich.

Durch die Zuordnung des Transformators kann Schaltgruppe und Kennzahl (Phasendrehung der Spannungen und Ströme beschrieben durch die Kennzahl k in Vielfachen von 30°) bei der Berechnung der Differenz- und Halteströme berücksichtigt werden.

6.1.6.2 Schutzfunktionen EIN/AUS

Mit Hilfe des Schalters können die Schutzfunktionen aktiviert bzw. deaktiviert werden. Sind die Schutzfunktionen deaktiviert, erfolgt eine entsprechende Meldungsausgabe im **Meldungsfenster**.

Bezeichner	Bedeutung
Schutzfunktionen EIN	Alle Schutzfunktionen sind aktiviert, die Einstellwerte der einzelnen Schutzfunktionen werden ausgewertet. 
Schutzfunktionen AUS	Alle Schutzfunktionen sind deaktiviert. 

Die Schutzfunktionen können alternativ auch in der Schutzanalysetabelle ein- und ausgeschaltet werden. Die Toolbar kann wie nachfolgend erläutert ein- und ausgeschaltet werden.

- Hauptmenü **Ansicht**
- Menüpunkt **Toolbar für Tooltips**

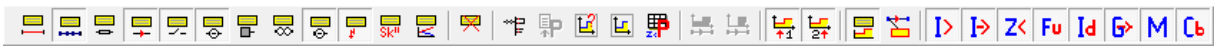


Abbildung 6: Toolbar-Buttons für Schutzfunktionen und Tooltips

Toolbar Netzschutz	Bedeutung
	Berechnung eines stationären Netzzustandes
	Schutzanalyse: Analyse von Kaskadenabschaltungen
	Schutzanalyse: Ausgabe der Ergebnisse der Schutzgeräte

Netzschutz: für ausgewählte Schutzgeräte EIN/AUS: Die Schutzfunktionen eines markierten Schutzgerätes können mit dem Toolbar-Schalter ein- oder ausgeschaltet werden. Im ausgeschalteten Zustand werden keine Meldungen ausgegeben. Im Meldungsfenster wird das Schutzgerät mit **Schutzfunktion AUS** ausgegeben. Der Toolbar-Schalter wird nur dann aktiviert, wenn ein Schutzgerät markiert ist. Die Anzeige des Schaltzustandes erfolgt mit Hilfe einer LED in einer Toolbar.

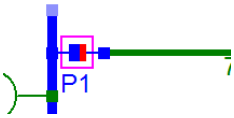


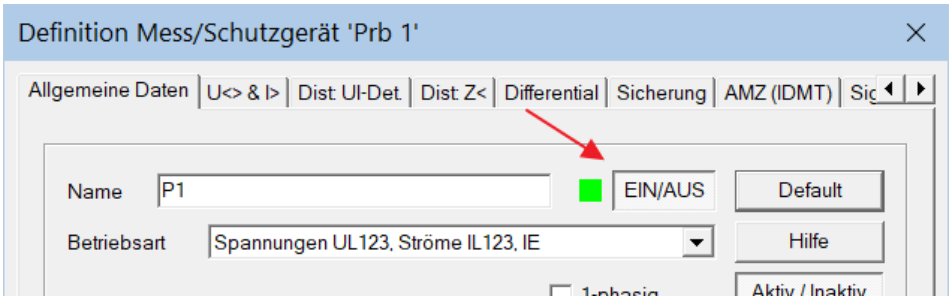
Abbildung 7: Grafische Markierung eines Schutzgerätes mit ausgeschalteter Schutzfunktion

Toolbar Netzschutz	Bedeutung
	Netzschutz: Reserveschutz EIN/AUS: Falls die Schutzfunktion ausgeführt wird, werden die Meldungen bzgl. der Reserveschutzfunktion nicht in der Netzgrafik ausgegeben. Die Ausgabe in das **Meldungsfenster** erfolgt, auch wenn dieser Einstellwert auf **AUS** gestellt wurde.
	Netzschutz: Alle Schutzfunktionen EIN/AUS: Die Schutzfunktionen jedes Schutzgerätes können ein- oder ausgeschaltet werden. Im ausgeschalteten Zustand werden keine Meldungen ausgegeben.
	Netzschutz: Reserveschutz EIN/AUS: Falls Schutzfunktionen eines **Mess/Schutzgerätes** ausgeführt werden, werden die Ergebnisse des Reserveschutzes für den Einstellwert **AUS** nicht in der Netzgrafik ausgegeben. Die Ausgabe in das **Meldungsfenster** erfolgt, auch wenn dieser Einstellwert auf **AUS** gestellt wurde.
	Netzschutz: Schutzgerät suchen Es wird ein Dialog geöffnet, mit dessen Hilfe ein Schutzgerät mit Schutzfunktion im Netz gesucht werden kann. Darüber hinaus sind die Ergebnisse der Schutzfunktionsanalyse angegeben.
	Auslösekennlinie der Schutzfunktionen Es wird ein Dialog geöffnet, in dem die Auslösekennlinie einer Schutzfunktion grafisch mit Zusatzinformationen dargestellt wird.

6.1.6.3 Anzeige eines anwenderspezifischen Namens in der Netzgrafik

Der Anwender kann für ein **Mess/Schutzgerät** einen anwenderspezifischen Namen im Eingabefeld **Name** in der Registerkarte **Allgemeine Daten** eingeben. Um den anwenderspezifischen Namen in der Netzgrafik anzuzeigen muss

1. die Anzeige des anwenderspezifischen Namens mit dem Schalter EIN/AUS eingeschaltet sein **und**



2. eine Schutzfunktion in der Auswahlliste **Netzschutz** ausgewählt sein.

Es muss hier beachtet werden, dass im Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz** in der Registerkarte **Netzwerk** in der Gruppe **Anzeige der Namen von ..** Namen und Bezeichner der Netzwerkelemente zusätzlich global, d.h. für das ganze Stromnetz aus- und eingeschaltet werden können.

6.1.6.4 Darstellung der Ergebnisse der Schutzfunktionsanalyse in einem Tooltip

Die Ergebnisse der Schutzanalyse werden durch einen Ausgabetext im elektrischen Netz angezeigt. Wird der Mauszeiger über ein **Mess/Schutzgerät** mit aktivierter Schutzfunktion positioniert, so wird das Ergebnis der Schutzanalyse in einem Tooltip angezeigt. Mit dem Toolbar-Button kann die Anzeige der Tooltips für Schutzfunktionen ein- oder ausgeschaltet werden.

- Referenzname und anwenderspezifischer Name
- Schutzfunktion und Ergebnis der Schutzanalyse
- Referenzname des zu schützenden Netzwerkelementes
- Für den Distanzschutz: Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_k$ im Mitsystem der ausgewählten Impedanzmessschleifen

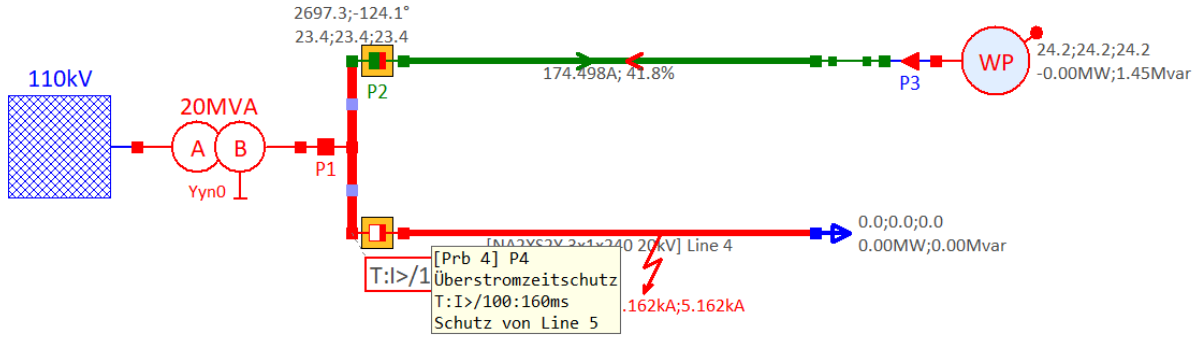


Abbildung 8: Ergebnisse der Schutzanalyse in einem Tooltip

Der Toolbar-Button aktiviert oder deaktiviert die Verbindungslinie zwischen dem **Mess/Schutzgerät** und dem Textelement zur Ausgabe der Ergebnisse der Schutzanalyse in der Netzgrafik. Im Hauptmenü **Netzwerk Design** oder im Hauptmenü **Netzschutz** kann wie nachfolgend dargestellt ebenfalls die Schutzfunktion ein- oder ausgeschaltet werden.

- Hauptmenü **Netzwerk Design**
- Menüpunkt **Mess/Schutzgerät einstellen**

- Hauptmenü **Netzschutz**

- Menüpunkt **Alle Schutzfunktionen EIN/AUS**
- Menüpunkt **Reserveschutz EIN/AUS**
- Menüpunkt **Schutzgerät: Schutzfunktionen EIN/AUS**
- Menüpunkt **Schutzgerät: Reserveschutz EIN/AUS**

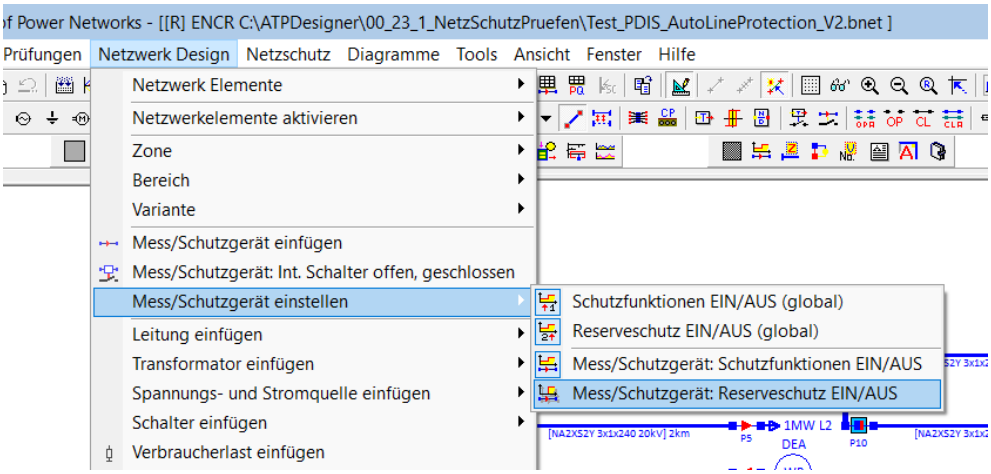


Abbildung 9: Hauptmenü *Netzwerk Design* – Menüpunkte für Schutzfunktionen

Die nachfolgende Abbildung zeigt ein 110kV-Referenznetz mit einem 3pE-Kurzschluss an einer Leitung und den Reaktionen der Netzschutzgeräte.

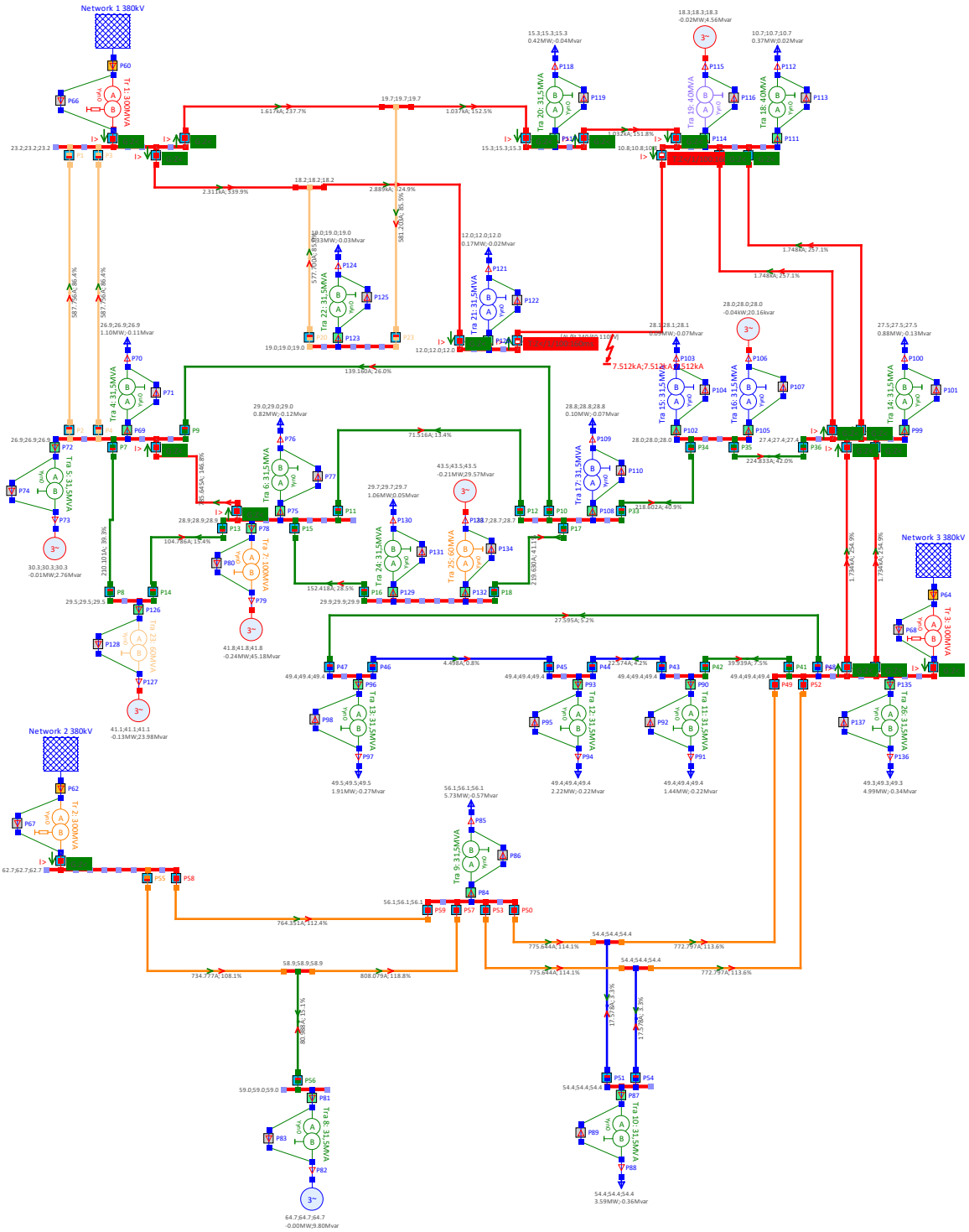


Abbildung 10: Berechnung des stationären Netzzustandes mit Schutzfunktionen und Schaltern

Nach der Berechnung eines stationären Netzzustandes werde, wie in obiger Abbildung gezeigt in der Netzgrafik angezeigt: **rot** (**T:…**) die in der ermittelten Schnellzeit auslösenden Schutzgeräte, **grün** (**G:…**) die Schutzgeräte mit Generalanregung im Sinne der Reserveschutzgeräte.

6.1.6.4.1 Farbmarkierung der *Mess/Schutzgeräte* mit Schutzfunktionen

Die in der Netzgrafik dargestellten Farbmarkierungen für die eingestellten Schutzfunktionen der Schutzgeräte können mit Hilfe der Toolbar I> I→ Z< Fu Id G→ M Cb einzeln ein- oder ausgeschaltet werden.

6.1.6.5 Primäre Nennwerte der Strom- und Spannungswandler U_n, I_n

Primärer Nennstrom I_n und primäre Nennspannung U_n werden für die Anzeige von Strömen und Spannungen in **Vielfachen der Nenngrößen,** d.h. in **p.u.** aber auch für die interne Berechnung der Schutzfunktionen verwendet.

Einstellwert	Bedeutung	
Un	Nennspannung U_n am Messort in kV	**U_n = 1 p.u.**
In	Nennstrom I_n am Messort in A	**I_n = 1 p.u.**

6.1.6.6 Sekundäre Impedanzen für die Distanzzonen des Distanzschutzes

Wird die Schutzfunktion Distanzschutz verwendet, so können die von der Schutzfunktion verwendeten Impedanzen der Distanzzonen als primäre oder sekundäre Impedanzen eingestellt werden. Sollen für die Distanzzonen sekundäre Impedanzen verwendet werden, so müssen in der Registerkarte Dist: Z< die primären und sekundären Nennwerte der Spannungs- und Stromwandler entsprechend eingestellt werden. Es wird empfohlen, die primären Nennwerte in den Registerkarten **Allgemeine Daten** und **Dist: Z<** identisch einzustellen.

6.1.6.7 Einstellwerte des internen Schalters für Lastfluss und Kurzschluss

Die Einstellwerte können dazu verwendet werden, typische Kennwerte eines Schalters für den Normalbetrieb und den Kurzschlussbetrieb zu definieren. Die nachfolgende Abbildung zeigt den Einstelldialog.

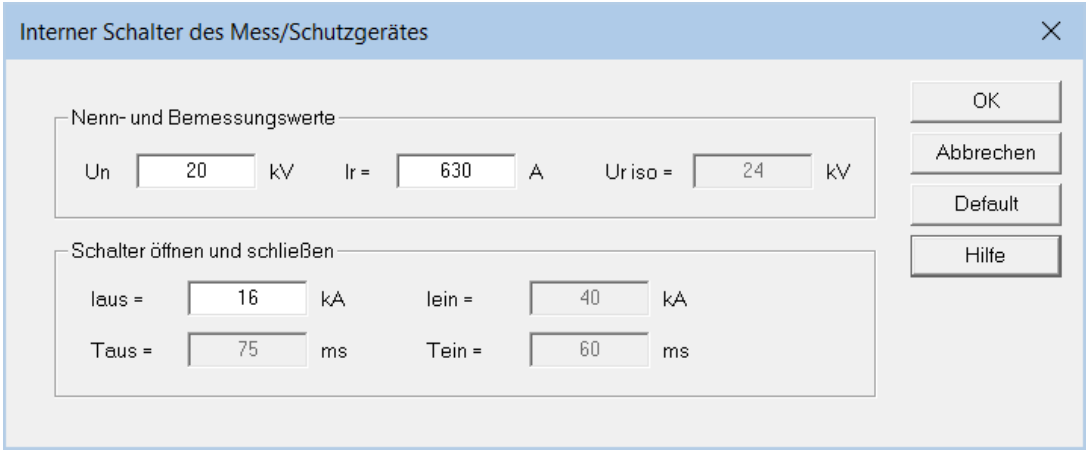


Abbildung 11: Einstellwerte des internen Schalters für Lastfluss und Kurzschluss

Einstellwert	Bedeutung
Un	Nennspannung
Ir	Bemessungsstrom
Ur iso	Maximal zulässige Isolationsspannung

Iaus	Maximal zulässiger Ausschaltstrom im Kurzschlussfall
Taus	Typische Ausschaltzeit
Iein	Maximal zulässiger Einschaltstrom im Kurzschlussfall
Tein	Typische Einschaltzeit

Die Einstellwerte werden in der Netzzustandsanalyse zur Überwachung des Netzzustandes verwendet und im **Meldungsfenster** ausgegeben. In der nachfolgenden Abbildung sind beispielhafte Ergebnisse für ein **Mess/Schutzgerät** und einen **Schalter** dargestellt.

Anwendungsfall	Anzeigewerte
Normalbetrieb	Betrag der Leiterströme in A und in $\%I_r$
Kurzschlussbetrieb	Betrag der Leiterströme in A und in $\%I_{aus}$

```
> Überwachung P(Q)-Kennlinie: Erzeugungsanlage (DEA)
>> Alle P(Q)-Kennlinien sind deaktiviert

> Leiterstromüberwachung: Mess/Schutzgerät
>> [Prb 4] Iaus=16.00kA; IL1=3819.27A=23.87%; IL2=3819.27A=23.87%; IL3=3819.27A=23.87%: P4

> Leiterstromüberwachung: Schalter
>> [Swt 1] Iaus=16.00kA; IL1=3819.27A=23.87%; IL2=3819.27A=23.87%; IL3=3819.27A=23.87%: S1

> Kurzschluss Ik(L123 11.8%)=3.819kA;3.819kA;3.819kA; Te=20.0°; Sk/max/min=Sk
```

Abbildung 12: Ausgabe der Ergebnisse der Netzzustandsanalyse im Meldungsfenster

6.1.7 Leistungsschalter für eine Schutzfunktion

Mit Hilfe des Netzwerkelementes **Schalter** kann jedem **Mess/Schutzgerät** ein Leistungsschalter zugeordnet werden, der im Falle eines AUS-Kommandos geöffnet wird, aber auch durch die Automatische Wiedereinschaltung (AWE) geschlossen werden kann. ATPDesigner bietet die Möglichkeit, einen externen Schalter oder den internen Schalter des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** zu verwenden.

6.1.7.1 Schutzgerät mit externem Schalter

Soll ein externer Schalter verwendet werden, so kann ein **Schalter** wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt mit dem Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** verbunden werden.

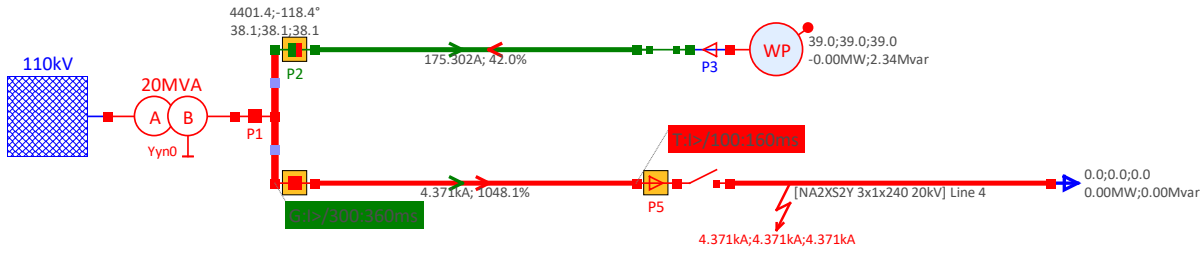


Abbildung 13: Öffnen des Leistungsschalters nach einem AUS-Kommando

- Der **Schalter** kann mit dem Toolbar-Button oder mit dem Hauptmenü **Netzwerk Design**, Menüpunkt **Schalter einfügen** oder per **Drag&Drop** hinzugefügt werden.

- Die Verbindung zwischen dem Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** und dem **Schalter** wird mit der Combine-Funktion hergestellt.

- Alternativ kann mit dem Button **Betriebsmittel** des Dialogs Ergebnisse der Netzschutzanalyse der **Schalter** automatisch dem Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** zugewiesen werden.

- Der externe Schalter kann sowohl für die **Berechnung stationärer Netzzustände** als auch für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** verwendet werden.

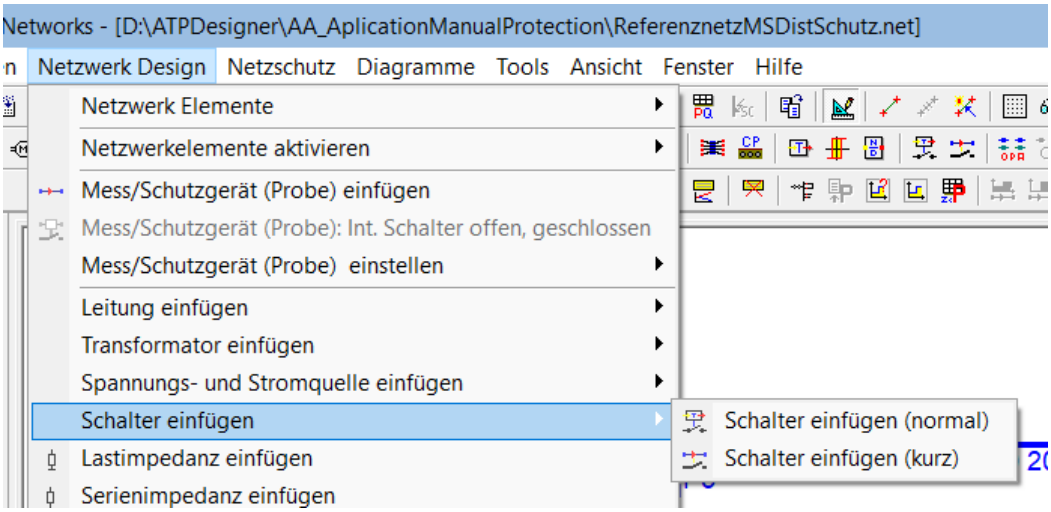


Abbildung 14: Hauptmenü *Netzwerk Design*, Menüpunkt *Schalter einfügen*

6.1.7.1.1 Schalter einfügen: Symbol für normale oder kurze Länge

Der **Schalter** kann wahlweise mit dem normal großen Symbol oder mit einem kürzeren Grafiksymbol eingefügt werden. Das kürzere Symbol ist speziell dafür geeignet, zwischen die benachbarten Abgänge einer Doppelsammelschiene als Sammelschienenkupplungsschalter verwendet zu werden.

6.1.7.2 Schutzgerät mit internem Schalter *SwtIntern*

Der interne Schalter eines Schutzgerätes kann mit dem Einstellwert **SwtIntern** aktiviert werden. Durch diese Konfiguration wird das Symbol des Schutzgerätes verändert. Der Zustand des internen Schalters wird in dem Symbol dargestellt.

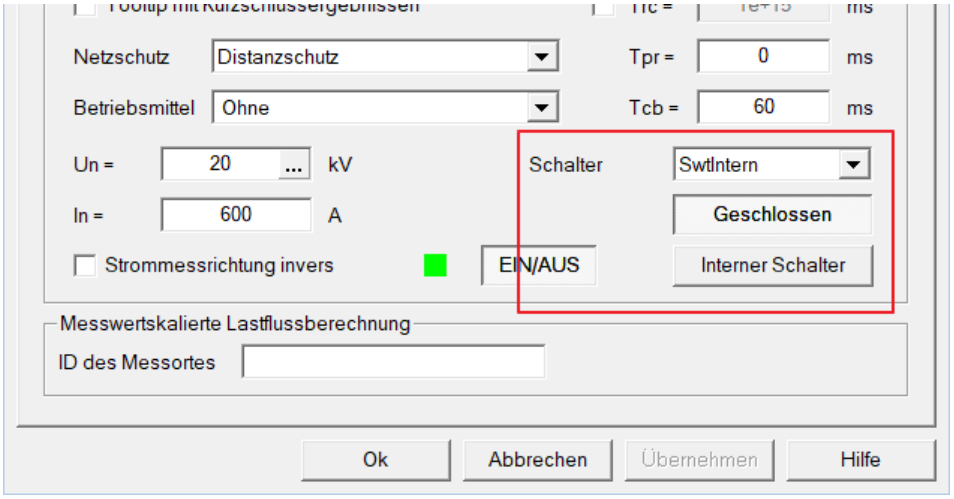


Abbildung 15: *Schalter* eines Schutzgerätes als interner Schalter *SwtIntern*

Wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt wird das Symbol eines Schutzgerätes mit aktivem internen Schalter **SwIntern** und dem Schaltzustand **Geschlossen** verändert.

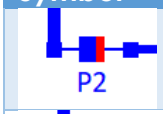
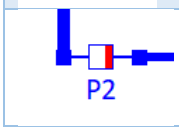
Symbol	Bedeutung
	**Schalter geschlossen** Schutzgerät mit geschlossenem internen Schalter **SwIntern**
	**Schalter offen** Schutzgerät mit offenem internem Schalter **SwIntern**

Abbildung 16: Verändertes grafisches Bild des Schutzgerätes mit internem Schalter

Der **rote Balken** zeigt die Messrichtung des Schutzgerätes an und entspricht der sonst verwendeten **roten Pfeilspitze**. Der interne Schalter **SwIntern** kann für die **Berechnung stationärer Netzzustände** wie ein externer Schalter verwendet werden.

Im Falle der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** kann der interne Schalter ebenfalls verwendet werden, allerdings mit einer Einschränkung. Das grafische Abbild wird durch die zugeordnete Schutzfunktion als geöffnet dargestellt, es wird aber keine elektrische Trennstelle wie durch einen externen Schalter hergestellt.

6.1.7.2.1 Schutzgerät mit internem Schalter - Taste *Geschlossen*

Der interne Schalter des Schutzgerätes kann mit der Taste **Geschlossen** stationär geöffnet und geschlossen werden. Alternativ kann auch der Toolbar-Button in der oberen Toolbar verwendet werden.

6.1.7.2.2 Öffnen und Schließen des internen Schalters mit *Right Mouse Button Click*

Der interne Schalter kann mit einem einfachen **Right Mouse Button Click** geöffnet oder geschlossen werden, wenn der Mauscursor „über" dem Symbol des internen Schalters positioniert wird. Das Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** darf dazu nicht markiert sein.

6.1.8 Das *Mess/Schutzgerät* als physikalisches Messgerät

Das Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** kann zusätzlich zu seiner schutztechnischen Funktion zur Messung und Berechnung von Spannungen, Strömen, Leistungen, etc. sowohl für die **Berechnung stationärer Netzzustände** als auch für die **Berechnung dynamischer Ausgleichsvorgänge** verwendet werden.

6.1.8.1 Stationäre Netzberechnung: Messung von U, I, S, P, Q, etc.

Die Messung und Anzeige der Ergebnisse werden im Kapitel **Berechnung stationärer Netzzustände** erläutert.

6.1.8.2 Dynamische Netzberechnung: Messung von u(t), i(t), etc.

Mit Hilfe des Netzwerkelementes können Spannungen, Ströme und Leistungen gemessen werden. Die Darstellung der berechneten Signale in einem Diagramm wird im Kapitel **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** erläutert. In den nachfolgenden beiden Tabellen sind die Namen der Signale angegeben, die direkt von dem ATP als zeitlich veränderliche Größen berechnet und in die Diagrammdatei (**.PL4-Datei**) ausgegeben werden. In der Signalliste wird das Präfix **TACS** vorangestellt.

Das **Präfix TACS** (**T**ransient **A**nalysis of **C**ontrol **S**ystems) kennzeichnet, dass die in der Diagrammdatei enthaltenen Signale mit Hilfe von **TACS**-Elementen generiert wurden. Es können aus Spannungen und Strömen z.B. Summenstrom und Verlagerungsspannung berechnet werden.

Signal	Bedeutung
(ABC)PVxxx	Primäre Leiter-Erd-Spannung $u_{L1}(t)$, $u_{L2}(t)$ und $u_{L3}(t)$ ▪ Leiter **A**=L1, **B**=L2, **C**=L3 ▪ **P** = primär ▪ **V** = Spannung ▪ **xxx** = Nummer des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**
GPVxxx	Primäre Nullspannung $u_0(t)$ ▪ **G**=Erdrückleiter oder Erdsystem ▪ **P** = primär ▪ **V** = Spannung ▪ **xxx** = Nummer des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**
(ABC)PIxxx	Primärer Leiterstrom $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$ und $i_{L3}(t)$ ▪ Leiter **A**=L1, **B**=L2, **C**=L3 ▪ **P** = primär ▪ **I** = Strom ▪ **xxx** = Nummer des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**
GPIxxx	Primärer Summenstrom $i_E(t)$ ▪ **G**=Erdrückleiter oder Erdsystem ▪ **P** = primär ▪ **I** = Strom ▪ **xxx** = Nummer des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**
ABVxxx	Primäre Leiter-Leiter-Spannung $u_{12}(t)$ ▪ Leiter-Leiter **AB**=L1-L2, **BC**=L2-L3, **CA**=L3-L1 ▪ **V** = Spannung ▪ **xxx** = Nummer des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**
BCVxxx	Primäre Leiter-Leiter-Spannung $u_{23}(t)$ ▪ Leiter-Leiter **AB**=L1-L2, **BC**=L2-L3, **CA**=L3-L1

	▪ **V** = Spannung ▪ **xxx** = Nummer des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**
CAVxxx	Primäre Leiter-Leiter-Spannung $u_{31}(t)$ ▪ Leiter-Leiter **AB**=L1-L2, **BC**=L2-L3, **CA**=L3-L1 ▪ **V** = Spannung ▪ **xxx** = Nummer des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**

Tabelle 2: Liste der Zeitsignale mit Präfix TACS

Die Struktur der Signalnamen ist durch das ATP weitgehend festgelegt. Die Signalnamen bestehen aus maximal 6 Zeichen (Buchstaben A…Z und Ziffern 0…9). Um eine einfache Identifikation der Signalbedeutung zu ermöglichen, gelten die nachfolgend erläuterten ATPDesigner spezifischen Regeln.

- Der erste Buchstabe kennzeichnet die Leiter **A** = L1, **B** = L2 und **C** = L3.
- Der zweite Buchstabe kennzeichnet **P** = primäre Signale oder **S** = sekundäre physikalische Signale.
- Der dritte Buchstabe kennzeichnet die Art des physikalischen Signals **V** = Spannung oder **I** = Strom.
- Die drei letzten Stellen **xxx** kennzeichnen die Nummer des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**. Es werden führende Nullen vorangestellt. Die Nummer des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** kann dem Referenznamen entnommen werden, der in der Kopfzeile des Einstelldialogs angezeigt wird.

Die in der nachfolgenden Tabelle dargestellten Signale werden mit Hilfe der **Diskreten-Fourier-Transformation (DFT)** über eine Grundschwingungsperiode $T = 1/f_n$ aus den in Tabelle 2 enthaltenen physikalischen Signalen berechnet. Es muss darauf geachtet werden, dass die **Nennspannung U_n** zur Berechnung der p.u.-Größen korrekt eingestellt ist. In der Signalliste ist das Präfix **MODELS** vorangestellt.

Signal	Bedeutung
S_xxx	Scheinleistung [MVA]
P_xxx	Wirkleistung [MW]
Q_xxx	Blindleistung [Mvar]
CPxxx	Verschiebungsfaktor cos φ
VAGxxx	Grundschwingungsbetrag der Leiter-Erd-Spannung U_{L1E} [p.u.]
VBGxxx	Betrag der Leiter-Erd-Spannung U_{L2E} [p.u.]
VCGxxx	Betrag der Leiter-Erd-Spannung U_{L3E} [p.u.]
VABxxx	Betrag der Leiter-Leiter-Spannung U_{L12} [p.u.]
VBCxxx	Betrag der Leiter-Leiter-Spannung U_{L2L3} [p.u.]
VCAxxx	Betrag der Leiter-Leiter-Spannung U_{L3L1} [p.u.]
IAxxx	Betrag des Leiterstrom I_{L1} [A]
IBxxx	Betrag des Leiterstrom I_{L2} [A]
ICxxx	Betrag des Leiterstrom I_{L3} [A]

Tabelle 3: Liste der DFT-basierten Signale

Die Norm **DIN EN 61400-21** [10] definiert u.a. Verfahren, um Effektivwerte von Spannungen und Strömen in Mitsystem, Gegensystem und Nullsystem zu berechnen. Die nachfolgenden Signale werden zusätzlich zu den bisherigen Signalen nach **DIN EN 61400-21** [10] für das Mitsystem **P** (= **Positive-Sequence System**) berechnet.

Signal	Bedeutung
PV1xxx	Effektivwert der Leiter-Leiter-Spannung der Mitkomponente der Grundschwingung [V]
PI1xxx	Effektivwert des Mitsystemstroms der Grundschwingung [A]
PIWxxx	Effektivwert des Wirkstromes der Mitkomponente der Grundschwingung [A] > 0 : Wirkleistungsfluss in Messrichtung < 0 : Wirkleistungsfluss entgegen der Messrichtung
PIRxxx	Effektivwert des Blindstromes der Mitkomponente der Grundschwingung [A] > 0 : Blindleistungsfluss (induktiv) in Messrichtung < 0 : Blindleistungsfluss (induktiv) entgegen der Messrichtung
PP1xxx	Wirkleistung der Mitkomponente der Grundschwingung [W]
PQ1xxx	Blindleistung der Mitkomponente der Grundschwingung [var]
PC1xxx	Verschiebungsfaktor der Mitkomponente der Grundschwingung $\cos \varphi_1$

Tabelle 4: Nach DIN EN 61400-21 berechnete Signale im Mitsystem

In Anlehnung an die Berechnung nach **DIN EN 61400-21** [10], werden weiterhin folgende Signale für das Gegensystem **N** (= **Negative-Sequence System**) und das Nullsystem **Z** (= **Zero-Sequence System**) berechnet.

Signal	Bedeutung
NV1xxx	Effektivwert der Leiter-Leiter-Spannung der Gegenkomponente der Grundschwingung [V]
NI1xxx	Effektivwert des Gegensystemstroms der Grundschwingung [A]
NIWxxx	Effektivwert des Wirkstromes der Gegenkomponente der Grundschwingung [A] > 0 : Wirkleistungsfluss in Messrichtung < 0 : Wirkleistungsfluss entgegen der Messrichtung
NIRxxx	Effektivwert des Blindstromes der Gegenkomponente der Grundschwingung [A] > 0 : Blindleistungsfluss (induktiv) in Messrichtung < 0 : Blindleistungsfluss (induktiv) entgegen der Messrichtung
NP1xxx	Wirkleistung der Gegenkomponente der Grundschwingung [W]
NQ1xxx	Blindleistung der Gegenkomponente der Grundschwingung [var]
NC1xxx	Verschiebungsfaktor der Gegenkomponente der Grundschwingung $\cos \varphi_2$
ZV1xxx	Effektivwert der Leiter-Leiter-Spannung der Nullkomponente der Grundschwingung [V]
ZI1xxx	Effektivwert des Nullsystemstroms der Grundschwingung [A]
ZIWxxx	Effektivwert des Wirkstromes der Nullkomponente der Grundschwingung [A] > 0 : Wirkleistungsfluss in Messrichtung < 0 : Wirkleistungsfluss entgegen der Messrichtung

ZIRxxx	Effektivwert des Blindstromes der Nullkomponente der Grundschwingung [A] > 0 : Blindleistungsfluss (induktiv) in Messrichtung < 0 : Blindleistungsfluss (induktiv) entgegen der Messrichtung
ZP1xxx	Wirkleistung der Nullkomponente der Grundschwingung [W]
ZQ1xxx	Blindleistung der Nullkomponente der Grundschwingung [var]
ZC1xxx	Verschiebungsfaktor der Nullkomponente der Grundschwingung cos φ_0

Tabelle 5: In Anlehnung an DIN EN 61400-21 berechnete Signale in Gegen- und Nullsystem

Die Berechnung der Komponenten im 012-System (Mit-, Gegen und Nullsystem) erfolgt aus der Grundschwingung (50-Hz-Komponente) des Drehstromsystems mittels der **Diskreten Fourier Transformation (DFT)** und unter Berücksichtigung der Fourier-Koeffizienten. Exemplarisch werden die folgenden Gleichungen am Beispiel des Leiters L1 aufgezeigt, diese gelten unter Anpassung der Indizes auch für die Leiter L2 und L3.

Für die Leiter-Erd-Spannungen ergeben sich für den Zeitpunkt t_0, aus den analogen, zeit- und wertkontinuierlichen Messsignalen der vergangenen Periode T, die Fourier-Koeffizienten mit der Frequenz der Grundschwingung f_1 zu:

$$u_{L1,cos} = \frac{2}{T} \int_{t_0-T}^{t_0} u_{L1}(t) \cdot \cos(2\pi f_1 t) dt$$

$$u_{L1,sin} = \frac{2}{T} \int_{t_0-T}^{t_0} u_{L1}(t) \cdot \sin(2\pi f_1 t) dt$$

Analog dazu ergeben sich die Leiterströme zu:

$$i_{L1,cos} = \frac{2}{T} \int_{t_0-T}^{t_0} i_{L1}(t) \cdot \cos(2\pi f_1 t) dt$$

$$i_{L1,sin} = \frac{2}{T} \int_{t_0-T}^{t_0} i_{L1}(t) \cdot \sin(2\pi f_1 t) dt$$

Somit lassen sich die Fourier-Reihen der Grundschwingung wie folgt zusammenfassen:

$$u_{L1}(t) = u_{L1,cos} \cdot \cos(2\pi f_1 t) + u_{L1,sin} \cdot \sin(2\pi f_1 t)$$

$$i_{L1}(t) = i_{L1,cos} \cdot \cos(2\pi f_1 t) + i_{L1,sin} \cdot \sin(2\pi f_1 t)$$

Da die meisten Messgeräte digitale, somit zeit- und wertdiskrete Signale aufnehmen, werden die Fourier-Koeffizienten mittels Mikroprozessoren und Software mit dem Verfahren der Diskrete Fouriertransformation (DFT) berechnet. Auch bei dem Modell des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** wird die DFT angewandt.

Zur Anwendung der komplexen Zeigerrechnung muss die Fourier-Reihe, z.B. $u_{L1}(t)$, in einen Term $u_{L1}(t) = \hat{u}_{L1} \cdot \sin(2\pi f_1 t + \varphi)$ umgeformt werden. Entsprechend der Additionstheoreme gilt:

$$u_{L1}(t) = \hat{u}_{L1} \cdot \sin(2\pi f_1 t + \varphi) = \hat{u}_{L1} \cdot \sin(\varphi) \cdot \cos(2\pi f_1 t) + \hat{u}_{L1} \cdot \cos(\varphi) \cdot \sin(2\pi f_1 t)$$

Daraus folgt für die Fourier-Koeffizienten:

$$u_{L1,cos} = \hat{u}_{L1} \cdot \sin(\varphi) \quad \text{und} \quad u_{L1,sin} = \hat{u}_{L1} \cdot \cos(\varphi)$$

Mit der Eulerschen Formel kann $\underline{U}_{L1} = \frac{\hat{u}_{L1}}{\sqrt{2}} \cdot e^{j\varphi} = \frac{\hat{u}_{L1}}{\sqrt{2}} \cdot \cos(\varphi) + j \cdot \frac{\hat{u}_{L1}}{\sqrt{2}} \cdot \sin(\varphi)$ beschrieben werden. Damit entspricht $\frac{u_{L1,sin}}{\sqrt{2}}$ dem Realteil und $\frac{u_{L1,cos}}{\sqrt{2}}$ dem Imaginärteil des komplexen Zeigers $\underline{U}_{L1}$.

Die Effektivwerte der netzfrequenten Grundschwingung der Leiter-Erd-Spannungen und der Leiterströme berechnen sich mit:

$$U_{L1} = \sqrt{\frac{u_{L1,cos}^2 + u_{L1,sin}^2}{2}}$$

$$I_{L1} = \sqrt{\frac{i_{L1,cos}^2 + i_{L1,sin}^2}{2}}$$

Zur Berechnung der Komponenten des 012-Systems werden die Fourier-Reihen der Grundschwingung des natürlichen Systems mittels

$$\begin{bmatrix} u_1(t) \\ u_2(t) \\ u_0(t) \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} u_{L1}(t) \\ u_{L2}(t) \\ u_{L3}(t) \end{bmatrix}$$

$$\boldsymbol{\underline{u}_S = \underline{T}_S^{-1} \cdot \underline{u}_L}$$

und

$$\begin{bmatrix} i_1(t) \\ i_2(t) \\ i_0(t) \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_{L1}(t) \\ i_{L2}(t) \\ i_{L3}(t) \end{bmatrix}$$

$$\boldsymbol{\underline{i}_S = \underline{T}_S^{-1} \cdot \underline{i}_L}$$

In das 012-System der Symmetrischen Komponenten transformiert.

Mit den Drehoperatoren $\underline{a} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}$ und $\underline{a}^2 = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2}$ sowie $\underline{a}^3 = \underline{a}^0 = 1$, wobei j eine Winkeldrehung von +90° in mathematisch positiver Drehrichtung bzw. im Zeitbereich eine Zeitverschiebung von 5ms bedeutet, ergeben sich die Größen im 012-System ebenfalls als Fourier-Reihen (z.B. $u_1(t) = u_{1,cos} \cdot \cos(2\pi f_1 t) + u_{1,sin} \cdot \sin(2\pi f_1 t)$). Durch eine Multiplikation mit j wird ein Sinusterm zu einem Kosinusterm ($sin \rightarrow cos$) und ein Kosinusterm zu einem negativen Sinusterm ($cos \rightarrow -sin$).

Für die Fourier-Koeffizienten im Mitsystem folgt dann, wie auch in der Norm DIN EN 61400-21 festgehalten [10]:

$$u_{1,cos} = \frac{1}{6} \cdot \left(2u_{L1,cos} - u_{L2,cos} - u_{L3,cos} - \sqrt{3} \cdot \left(u_{L3,sin} - u_{L2,sin}\right)\right)$$

$$u_{1,sin} = \frac{1}{6} \cdot \left(2u_{L1,sin} - u_{L2,sin} - u_{L3,sin} - \sqrt{3} \cdot \left(u_{L2,cos} - u_{L3,cos}\right)\right)$$

Die Ströme im 012-System werden jeweils analog zu den Spannungen berechnet. Daher werden hier nur die Formeln für die Spannungen exemplarisch angegeben.

Im Gegensystem ergibt sich:

$$u_{2,cos} = \frac{1}{6} \cdot \left(2u_{L1,cos} - u_{L2,cos} - u_{L3,cos} - \sqrt{3} \cdot \left(u_{L2,sin} - u_{L3,sin}\right)\right) = u_{1,sin}$$

$$u_{2,sin} = \frac{1}{6} \cdot \left(2u_{L1,sin} - u_{L2,sin} - u_{L3,sin} - \sqrt{3} \cdot \left(u_{L3,cos} - u_{L2,cos}\right)\right) = u_{1,cos}$$

und im Nullsystem:

$$u_{0,cos} = \frac{1}{3} \cdot \left(u_{L1,cos} + u_{L2,cos} + u_{L3,cos}\right)$$

$$u_{0,sin} = \frac{1}{3} \cdot \left(u_{L1,sin} + u_{L2,sin} + u_{L3,sin}\right)$$

In der Norm DIN EN 61400-21 wird der Effektivwert der netzfrequenten Mitsystemspannung als Leiter-Leiter-Spannung über

$$U_{1LL} = \sqrt{3} \cdot U_1 = \sqrt{3} \cdot \sqrt{\frac{u_{1,cos}^2 + u_{1,sin}^2}{2}}$$

berechnet [10]. Die Effektivwerte von Gegen- und Nullsystemspannungen als Leiter-Leiter-Spannung ergeben sich analog. Die Scheinleistung $\underline{S}$ im Drehstromsystem ergibt sich aus der Scheinleistung im 012-System $\underline{S}_{012}$ über:

$$\underline{S}_{ges} = 3 \cdot \underline{S}_{012} = 3 \cdot \left(\underline{S}_1 + \underline{S}_2 + \underline{S}_0\right) = \underline{S}_{1ges} + \underline{S}_{2ges} + \underline{S}_{0ges}$$

Für die komplexe Scheinleistung gilt im Allgemeinen $\underline{S} = \underline{U} \cdot \underline{I}^*$.

Die Wirk- und Blindleistung der Mitkomponente der Grundschwingung, die in der Norm DIN EN 61400-21 angegeben wird, berechnet sich daher aus:

$$\underline{S}_{1ges} = 3 \cdot \underline{S}_1 = 3 \cdot \underline{U}_1 \cdot \underline{I}_1^*$$

Wie zuvor erläutert können aus den Fourier-Koeffizienten komplexe Zeiger berechnet werden und es folgt:

$$\underline{S}_{1ges} = 3 \cdot \underline{S}_1 = 3 \cdot \left(\frac{u_{1,sin}}{\sqrt{2}} + j \cdot \frac{u_{1,cos}}{\sqrt{2}}\right) \cdot \left(\frac{i_{1,sin}}{\sqrt{2}} - j \cdot \frac{i_{1,cos}}{\sqrt{2}}\right)$$

Der resultierende Realteil entspricht der Wirkleistung, der Imaginärteil entspricht der Blindleistung. Es ergeben sich die folgenden Zusammenhänge:

$$P_{1ges} = 3 \cdot P_1 = \frac{3}{2} \cdot \left(u_{1,cos} \cdot i_{1,cos} + u_{1,sin} \cdot i_{1,sin}\right)$$

$$Q_{1ges} = 3 \cdot Q_1 = \frac{3}{2} \cdot \left(u_{1,cos} \cdot i_{1,sin} - u_{1,sin} \cdot i_{1,cos}\right)$$

⇨ Es wird darauf hingewiesen, dass die Gleichung zur Berechnung von P_{1ges} in DIN EN 61400-21 fehlerhaft ist. Dort wird der hintere Term subtrahiert statt addiert. [10]

Die Leistungen der Gegen- und Nullsystemkomponenten werden analog aus den zugehörigen Fourier-Koeffizienten berechnet. Wirk- und Blindstrom sowie Verschiebungsfaktor cos φ können damit ebenfalls nach Norm berechnet werden.

$$I_{W1} = \frac{P_{1ges}}{\sqrt{3} \cdot U_{1LL}} = \frac{3 \cdot P_1}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{3} \cdot U_1} = \frac{P_1}{U_1}$$

$$I_{B1} = \frac{Q_{1ges}}{\sqrt{3} \cdot U_{1LL}} = \frac{3 \cdot Q_1}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{3} \cdot U_1} = \frac{Q_1}{U_1}$$

$$\cos(\varphi) = \frac{P_1}{\sqrt{P_1^2 + {Q_1}^2}}$$

Analog hierzu erfolgt die Berechnung der Größen im Gegen- und Nullsystem.

6.1.8.3 Auswahl einer geeigneten Abtastschrittweite Δt_{ATP}

Wird das Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** im Rahmen der Berechnung dynamischer Netzvorgänge zur Berechnung der netzfrequenten Leistungen oder Beträge von Spannungen und Strömen verwendet, so wird empfohlen, die interne Rechenschrittweite des ATP so einzustellen das die im ATPDesigner verwendeten DFT-Filterfunktion (Diskrete-Fourier-Transformation), die eine Netzperiode T = 1/f auswertet, keinen Leckeffekt erzeugen.

⇨ Im Folgenden wird dieses Verfahren der üblichen Fachliteratur folgend als DFT-Vollwellenfilter bezeichnet, obwohl es sich um eine zeitliche Größe also um eine Schwingung handelt.

Der Leckeffekt tritt bei einem DFT-Vollwellenfilter auf, wenn das zeitliche Messfenster nicht exakt der Netzperiodendauer entspricht. Um den Leckeffekt zu vermeiden, müssen die Einstellwerte **dt** und **Step** im Einstelldialog **ATP Daten** korrekt eingestellt werden. Aus den beiden Einstellwerten wird die interne Rechenschrittweite des **ATP** Δt_{ATP} berechnet.

$$\Delta t_{ATP} = \frac{dt}{Step}$$

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **ATP Daten**

Die Darstellung von zeitlichen Signalen z.B. i(t) in einem Diagramm erfolgt immer mit der Schrittweite **dt**.

Die hier verwendete DFT-Vollwellenfilterung geht davon aus, dass eine Netzperiode exakt durch $\mathbf{N_{DFT} = 20}$ Abtastwerte dargestellt werden kann, um einen Leckeffekt zu vermeiden. Diese Restriktion begrenzt die Rechenzeiten des **ATP** und ist für eine Berechnung der netzfrequenten Beträge ausreichend. Ausgehend von einer Netzfrequenz f_n = 50Hz ergibt sich mit N_{DFT} = 20 z.B. die folgende interne Rechenschrittweite Δt_{ATP} des ATP.

$$\Delta t_{ATP} = \frac{1/f_n}{N_{DFT}} = \frac{1}{f_n \cdot N_{DFT}} = \frac{1}{50Hz \cdot 20} = 1ms$$

Weiter kann die interne Anzahl der Abtastwerte des ATP N_{ATP} je Netzperiode berechnet werden.

$$N_{ATP} = \frac{1/f_n}{\Delta t_{ATP}} = \frac{1}{f_n \cdot \Delta t_{ATP}} = \frac{1}{50Hz \cdot 1ms} = 20$$

⇨ Bei der Wahl der internen Rechenschrittweite des ATP N_{ATP} muss unbedingt berücksichtigt werden, dass die DFT-Filter (Diskrete-Fourier-Transformation) des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** für eine Anzahl von N_{DFT} = 20 Abtastwerten je Netzperiode ausgelegt sind. Ausgehend von einer Netzfrequenz f_n=50Hz ergibt sich dadurch eine virtuelle zeitliche Schrittweite von 1ms für den DFT-Algorithmus.

Das interne Modell berechnet aus dem Verhältnis der internen ATP-Rechenschrittweite Δt_{ATP} und der Randbedingung N_{DFT} = 20 Abtastwerte je Netzperiode, mit welcher Schrittweite intern berechnete Abtastwerte im DFT-Algorithmus verwendet werden. Es wird dazu eine Modulo-Steuerung verwendet.

6.1.8.3.1 Beispiel: Netzfrequenz f_n = 50Hz, dt = 1ms, Step =10

Mit einer internen Abtastschrittweite von Δt_{ATP} = 100µs nach Gleichung (1.66) und der Anzahl von N_{DFT} = 20 Abtastwerten für den DFT-Algorithmus ergibt sich:

- Interne Schrittweite Δt_{ATP} = 100µs ➔ 200 Abtastwerte je Netzperiode intern
- 200 Abtastwerte je Netzperiode intern / (N_{DFT} = 20) ➔ interne Schrittweite 10 für die Modulo-Steuerung

Daraus resultierend wird jeder 10. intern berechnete Abtastwert in der DFT-Filterung zur Berechnung der Netzspannungen verwendet. Ein Leckeffekt wird vermieden.

⇨ Um eine fehlerhafte Berechnung der DFT-Vollwellenfilter durch den Leckeffekt zu vermeiden, muss die interne Anzahl Abtastwerte je Netzperiode, die durch

die interne Rechenschrittweite Δt_{ATP} bedingt ist, immer ein ganzes Vielfaches von N_{DFT} = 20 sein.

6.1.8.4 Markierung eines deaktivierten Mess/Schutzgerätes in der Netzgrafik

Ein deaktiviertes **Mess/Schutzgerät** kann oftmals in der Netzgrafik nicht sofort als deaktiviert und damit elektrisch unwirksam erkannt werden. Daher werden deaktivierte **Mess/Schutzgeräte** wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt mit einem **farblichen Rahmen** (**magenta**) markiert. In der nachfolgenden Abbildung sind die Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät P3** und **P19** deaktiviert. Damit stehen keine Funktionen des Netzwerkelementes zur Verfügung und die beiden Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** werden im elektrischen Modell des Stromnetzes nicht berücksichtigt.

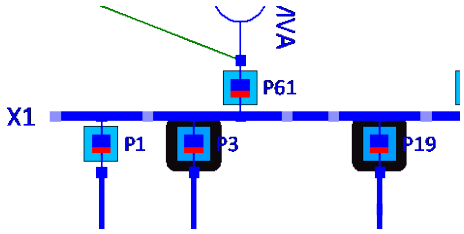


Abbildung 17: Markierung von deaktivierten *Mess/Schutzgeräten* in der Netzgrafik

6.1.9 Schutzfunktionen und Schutzanalyse

Schutzfunktionen können in ATPDesigner mit dem Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** sowohl während der **Berechnung stationärer Netzzustände** als auch während der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** ausgeführt werden.

6.1.9.1 Berechnung des stationären Netzzustandes

Während der **Berechnung des stationären Netzzustandes** werden die komplexen Vektoren von Spannungen, Strömen und Impedanzen berechnet und ausgewertet. Das Ergebnis der Schutzfunktionen z.B. I> oder die erkannte Kurzschlussrichtung werden in der Netzgrafik als Anregeentscheide, z.B. I> angezeigt. Darüber hinaus werden die eingestellten Staffelzeiten der Schutzfunktionen nach erfolgter Netzberechnung ausgewertet, um das Schutzgerät zu ermitteln, das zeitlich gesehen als erstes ein AUS-Kommando ausgeben hat (erhalten hat). Das Schutzgerät wird in der Netzgrafik durch die Kennung **T:…** (**AUS-Kommando**) oder **G:…** (**Generalanregung**) gekennzeichnet. Falls mehrere angeregte Schutzgeräte mit identischen Staffelzeiten eingestellt sind, werden mehrere Schutzgeräte gekennzeichnet (**T:…**). Auch Reserveschutzanregungen mit den Staffelzeiten werden ausgegeben (**G:…**).

- ⇨ Es muss darauf hingewiesen werden, dass weder dynamische Ausgleichsvorgänge noch das Interagieren von Schutzgeräten berücksichtigt werden kann, da die Staffelzeiten nur statisch durch ATPDesigner ausgewertet werden können.

- ⇨ Die Schutzfunktionen werden nach einer **Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102** nicht ausgeführt.

Die Eigenzeit der Schutzalgorithmen wird durch den Einstellwert $\mathbf{T_{pr}}$ definiert. Eigenzeit der Schutzfunktion $\mathbf{T_{pr}}$ und Schaltereigenzeit $\mathbf{T_{cb}}$ werden zusammen mit der AUS-Kommandozeit als **Kurzschlussstromunterbrechungszeit** (**Auslösezeit**) zusätzlich zur Staffelzeit in der Netzgrafik angezeigt.

Einstellwert	Bedeutung
$\mathbf{T_{pr}}$	Eigenzeit der Schutzfunktion Mindestzeit, die von einem realen Schutzgerät zur Ausführung der Schutzfunktion benötigt wird
$\mathbf{T_{cb}}$	Eigenzeit des Schalters (Schaltereigenzeit) Mindestzeit, die zum Öffnen des Schalters nach der Ansteuerung der Auslösespule benötigt wird

Staffelzeit	Bedeutung
Staffelzeit ≤ Eigenzeit der Schutzfunktion	Kurzschlussstromunterbrechungszeit (**Auslösezeit**) = Eigenzeit T_{pr} + Schaltereigenzeit T_{cb}
Staffelzeit > Eigenzeit der Schutzfunktion	Kurzschlussstromunterbrechungszeit (**Auslösezeit**) = Staffelzeit + Schaltereigenzeit T_{cb}

In der nachfolgenden Abbildung wird für den Distanzschutz **Z<** ein AUS-Kommando (**T:…**) in der 2. Distanzzone mit einer Staffelzeit von 200ms und einer Auslösezeit von 260ms angezeigt.

Reservedistanzschutzgeräte zeigen ein AUS-Kommando (**G:…**) z.B. in der 4. Distanzzone nach einer Staffelzeit von 400ms und eine Auslösezeit von 460ms an.

Für die Schutzfunktionen wurden eine Eigenzeit T_{pr} = 20ms und eine Schaltereigenzeit T_{cb} = 60ms eingestellt. Da in den Fällen die Staffelzeit größer als die Eigenzeit der Schutzfunktion ist, wird die Auslösezeit als Summe von Staffelzeit und Schaltereigenzeit berechnet.

Im Weiteren ist zu erkennen, dass die Schutzgeräte mit AUS-Kommando mit einem **roten** Rahmen, die Schutzgeräte mit Generalanregung mit einem **grünen** Rahmen versehen sind.

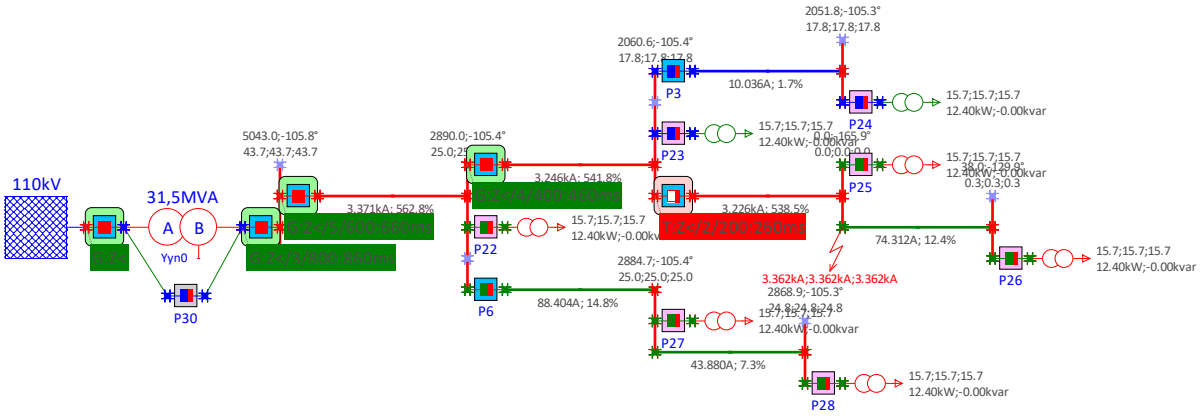


Abbildung 18: Ausgabe von Staffelzeiten und Auslösezeiten in der Netzgrafik

6.1.9.2 Berechnung dynamischer Netzvorgänge

Während der Berechnung dynamischer Netzvorgänge werden mit Hilfe der ATP-Programmiersprache **MODELS** algorithmische Modelle der Schutzfunktionen implementiert. Eine Kenntnis der ATP-Programmiersprache **MODELS** ist nicht erforderlich. Im Falle der Anwendung von Schutzfunktionen während der Berechnung dynamischer Netzvorgänge kann ein Schalter mit einem Mess/Schutzgerät verbunden und als Ergebnis der Schutzfunktionen AUS- als auch wieder EIN - geschaltet werden. Das zeitliche Verhalten des AUS-/EIN-Schaltens des Schalters kann durch die Zeitstufen **T_{cb}** und **T_{rc}** definiert werden. Die Eigenzeit der Schutzalgorithmen wird innerhalb der algorithmischen **MODELS** Modelle berücksichtigt. Der Einstellwert **T_{pr}** wird nicht berücksichtigt.

⇨ Es muss darauf geachtet werden, dass die Simulationsdauer **Zeit**, die in der Registerkarte **ATP Daten** eingestellt wird, größer ist als die Summe aus größter Staffelzeit + Eigenzeit des Leistungsschalters + ggfs. Wiedereinschaltzeit der Automatischen Wiedereinschaltung (AWE).

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **ATP Daten**

6.1.9.3 Verwenden eines Schalters zur Kurzschlussabschaltung

Einer Schutzfunktion kann ein **Schalter** im Sinne eines Leistungsschalters zugeordnet werden, der von der Schutzfunktion im Falle der Berechnung dynamischer Netzvorgänge und im Falle der Berechnung stationärer Netzzustände geöffnet werden kann.

Ist ein **Schalter** mit einem Schutzgerät verbunden, so wird der Schalter nach Beendigung der Netzberechnung ggfs. als geöffnet dargestellt. Ist kein Schalter mit einem Schutzgerät verbunden, so wird eine Warnung erkannt und im Fenster für **Netzschutzmeldungen** und als LED-Signal ausgegeben.

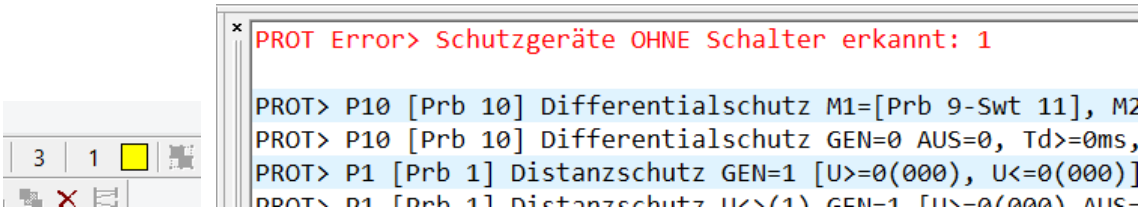


Abbildung 19: Warnungen - Schutzgerät ohne Schalter

6.1.9.4 Verwenden von Schutzfunktionen und Schutzanalyse

Der Einstellwert **Netzschutz** in der Registerkarte **Allgemeine Daten** des Einstelldialogs des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** definiert die während der Netzberechnung ausgeführte Hauptschutzfunktion. Zusätzlich können weitere Zusatzfunktionen aktiviert werden. Es muss darauf geachtet werden, dass bei der Berechnung des stationären Netzzustandes Staffelzeiten und sonstige Zeitstufen ausgewertet werden, um das Schutzgerät zu ermitteln, das als erstes den zugeordneten Leistungsschalter öffnet. Eine Öffnung des Leistungsschalters wird nach der Schutzanalyse in der Netzgrafik dargestellt. Mit der Kaskadenanalyse kann ein geöffneter Leistungsschalter weiterverarbeitet werden.

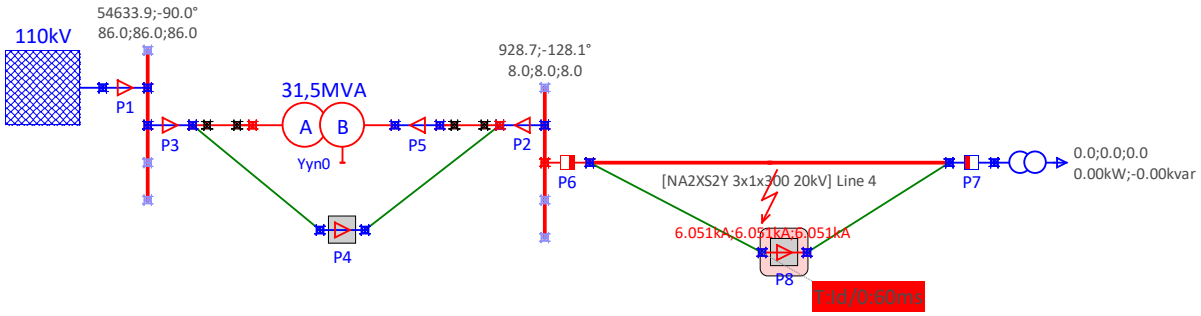


Abbildung 20: Leitungsschutz mit Distanzschutz Z< und Differentialschutz Id

6.1.9.4.1 Schutzfunktionen - Berechnung des stationären Netzzustandes

Wird nur der stationäre Netzzustand betrachtet, so ist es nicht zwingend erforderlich, ein Netzwerkelement **Schalter** in der Netzgrafik zu verwenden. Falls Schalter verwendet werden, werden diese durch ein AUS-Kommando geöffnet. In der obigen Abbildung ist beispielhaft der Schutz einer Leitung mit einem Differentialschutz als Hauptschutz und einem Distanzschutz als Reserveschutz dargestellt.

- Distanzschutz **PDIS** als Reserveschutz **Z<**
- Differentialschutz **PDIF** als Hauptschutz **Id**

Bei einem 3-poligen Kurzschluss auf der Leitung löst der **Differentialschutz** mit der Kennung **Id** aus (**T:…**). Die Kurzschlussstromunterbrechungszeit beträgt 80ms. Der Differentialschutz verwendet die beiden **Mess/Schutzgeräte** als Messorte, die mit den **grünen**

Messleitungen verbunden sind. Der **Distanzschutz** würde beim Versagen des Differentialschutzes in Distanzzone 1 mit einer Staffelzeit von 100ms auslösen (**G:…**). Die Auslösezeit beträgt im Reserveschutzfall 160ms.

6.1.9.4.2 Schutzfunktionen - Berechnung dynamischer Netzvorgänge

Werden die algorithmischen Modelle von Schutzfunktionen für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** verwendet, so werden die Staffelzeiten durch Zeitstufen ähnlich denen in realen Schutzgeräten verwendet. Darüber hinaus wird der Einfluss transienter Vorgänge oder auch die Interaktion von Schutzgeräten berücksichtigt. Nach Ablauf der Staffelzeit wird der zugeordnete Leistungsschalter ggfs. geöffnet. Im Falle der **Berechnung stationärer Netzzustände** werden die Staffelzeiten der angeregten Schutzfunktionen statisch ausgewertet, Generalanregungen und AUS-Kommandos in der Netzgrafik angezeigt. Ggfs. vorhandene Netzwerkelemente **Schalter** und deren Schaltzeiten werden nicht berücksichtigt. Die Eigenzeit wird innerhalb der **MODELS** Software berücksichtigt. Der Einstellwert T_{pr} wird nicht berücksichtigt.

6.1.9.4.3 Schutzfunktionen – Verfügbarkeit stationär und dynamisch

In der nachfolgenden Tabelle ist dargestellt, welche Schutzfunktionen für die **Berechnung stationärer Netzzustände** und/oder für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** verfügbar sind.

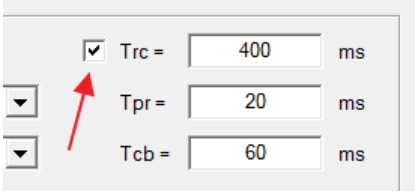
Schutzfunktion	Berechnung stationärer Netzzustände	Berechnung dynamischer Netzvorgänge
Überstromzeitschutz	X	X
Überstromzeitschutz mit Richtung	X	X
Distanzschutz	X	X
Sicherung	X	X
Differentialschutz mit zwei Messorten	X	X
Differentialschutz mit drei Messorten	X	-
AMZ (IDMT)	X	-
Signal	X	-
Z< Det.	X	-
Erdschluss	X	-
QU	X	-
Parkregler (DEA)	X	-
Parkregler (RPI)	-	X

6.1.9.4.4 Eigenzeit des Schutzalgorithmus T_{pr}

Im Falle der Berechnung eines stationären Netzzustandes kann die interne Verarbeitungszeit des Schutzalgorithmus durch die Eigenzeit des Schutzverfahrens $\mathbf{T_{Pr}}$ definiert und in der Analyse des Netzschutzkonzeptes berücksichtigt werden.

6.1.9.4.5 Leistungsschalter

Das mit dem **Mess/Schutzgerät** verbundene Netzwerkelement **Schalter** **Swt x** wird bei der Berechnung der dynamischen Netzvorgänge oder eines stationären Netzzustandes dazu verwendet, ein AUS-Kommando, das durch einen Schutzalgorithmus erteilt wurde, im elektrischen Netz auszuführen. Der Schalter kann durch zwei Zeitstufen in seinem schutztechnischen Verhalten definiert werden. Der Schaltzustand des Schalters wird optisch in der Netzgrafik angezeigt.

Einstellwert	Bedeutung
Tcb	**AUS-Kommandozeit des Schalters** Die Zeitstufe wird mit dem internen AUS-Kommando der Schutzfunktionen gestartet. Der Schalter bleibt bis zum Ablauf der Zeitstufe geschlossen und öffnet mit Ablauf der Zeitstufe, um den Kurzschlussstrom zu unterbrechen. Damit kann die Eigenzeit des Leistungsschalters nachgebildet werden. Das zugehörige Statussignal folgt dem Schalterzustand. Der Schalter kann nach Ablauf der Zeitstufe in Abhängigkeit der **Zeitstufe T_{rc}** geschlossen werden. 1. Der Einstellwert wird nur für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** berücksichtigt, um die Automatische Wiedereinschaltung (AWE) zu starten. 2. Bei der **Berechnung eines stationären Netzzustandes** wird der Einstellwert nur informativ in der Netzgrafik ausgegeben, hat aber keinen Einfluss auf die Berücksichtigung der Automatischen Wiedereinschaltung (AWE) im Rahmen der Analyse der Schutzreaktionen z.B. der Kaskadenanalyse.
Trc	**Wiedereinschaltzeitpunkt des Schalters** Um die Wiedereinschaltzeit zu aktivieren, muss die Option mit einem **Left Mouse Button Click** ausgewählt werden. 

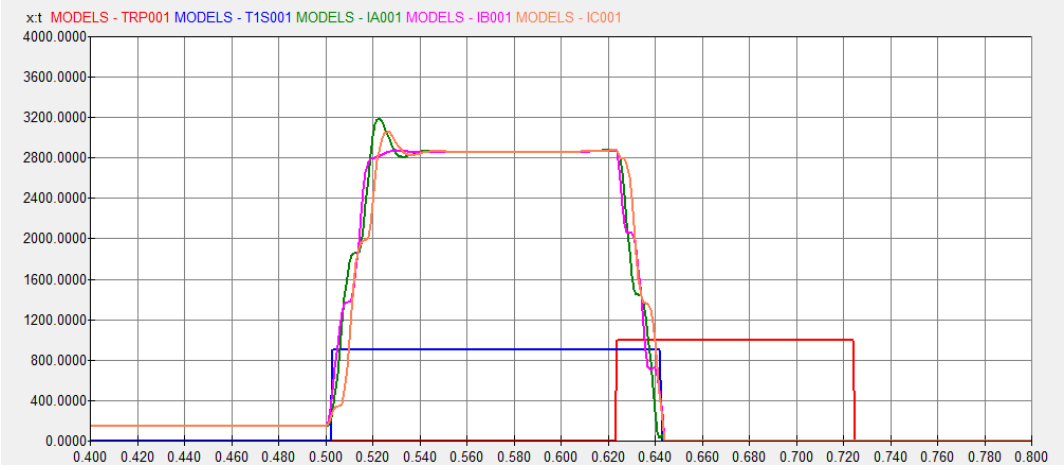


Abbildung 21: Statussignale des Schalters TRPxxx, TRCxxx

- Fehlereintritt bei t = 500ms: Start der Generalanregung **T1S001**
- AUS-Kommando bei t = 620ms: Start des AUS-Kommandos **TRP001**
- Rückfall der Generalanregung **T1S001** bei t = 645ms
- Absteuerung des AUS-Kommandos **TRP001** bei t = 725ms

In der vorangehenden Abbildung ist im Falle der Berechnung dynamischer Netzvorgänge an den Beträgen der Leiterströme **IA001**, **IB001** und **IC001** am Messort des Schutzsystems zu erkennen, dass nach Absteuerung des AUS-Kommandos der Schalter weiterhin geöffnet bleibt, da kein Laststrom fließt. Zusätzlich zu den Schutzfunktionen können die Beträge der Grundschwingungen der Leiterströme, der Leiter-Erd-Spannungen und der Leistungen zeitabhängig gemessen werden.

6.1.9.5 EIN / AUS der Schutzfunktionen: Gleichzeitig für alle Schutzgeräte

ATPDesigner bietet mehrere Möglichkeiten, die Schutzfunktionen der Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät**, die im elektrischen Netz verwendet werden, gleichzeitig für alle Schutzgeräte alternierend EIN oder AUS zu schalten. Wie in der nachfolgenden Abbildung zu erkennen ist, muss der Bezeichner **MESZ/Schutzgerät** in den **Projektinformationen**, Registerkarte **Netzwerk** mit einem **Left Mouse Button Click** markiert werden. Danach kann das **Right Mouse Button Menu** geöffnet und der Menüpunkt **Schutzfunktionen EIN/AUS** angewählt werden.

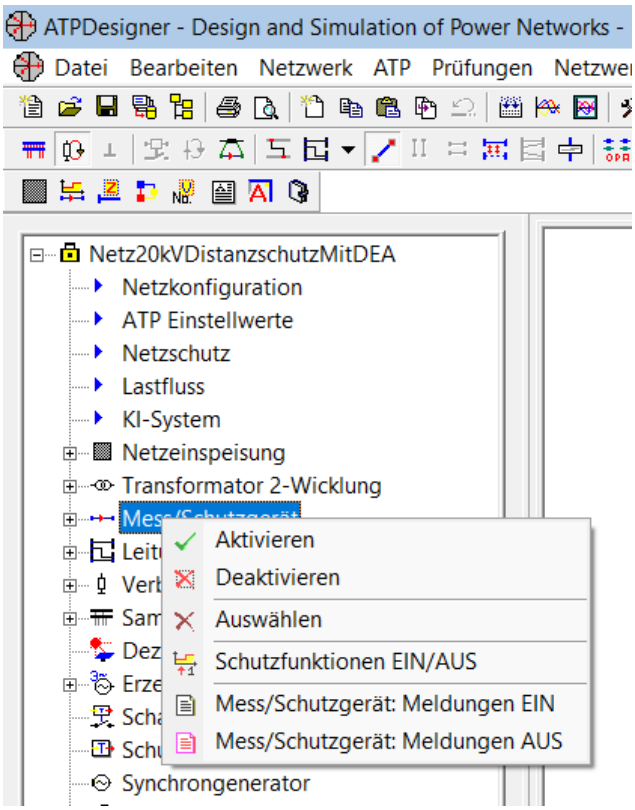


Abbildung 22: Schutzfunktionen für jedes Schutzgerät EIN oder AUS

Es ist zu beachten, dass die Schutzfunktionen alternierend EIN - oder AUS - geschaltet werden können. Es werden die Schutzfunktionen aller im Netz verwendeten Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät** EIN - oder AUS - geschaltet.

Eine zweite Möglichkeit besteht darin, zuerst mit dem in obiger Abbildung dargestellten Menüpunkt **Auswählen** jedes verwendete **Mess/Schutzgerät** zu markieren. Dann kann die Schutzfunktion der markierten Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät** mit dem Menüpunkt **Alle Schutzfunktionen EIN/AUS** im Hauptmenü **Netzschutz** oder dem Toolbar-Button gleichzeitig alternierend EIN oder AUS geschaltet werden.

6.1.10 Schutzgerät suchen: Liste der Schutzgeräte und Schutzfunktionen

ATPDesigner bietet die Möglichkeit, die im elektrischen Netz vorhandenen Schutzgeräte entsprechend der eingestellten Schutzfunktionen in einem Dialog wie nachfolgend dargestellt aufzulisten. Der Dialog kann wie nachfolgend erläutert geöffnet werden.

- Hauptmenü **Netzschutz**
- Menüpunkt **Schutzgeräte suchen**
- **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Button
- Tastenkürzel **STRG + F12**

Nach dem Öffnen des Dialogs kann die nachfolgend gezeigte Darstellung durch einmaliges Drücken des Buttons **Erweitern +** erreicht werden.

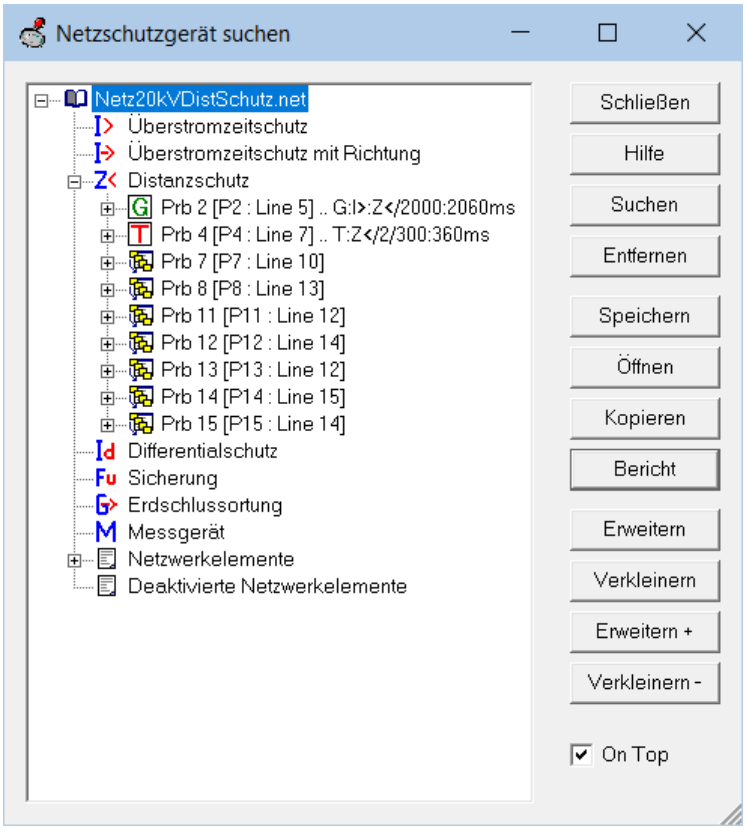


Abbildung 23: Liste der im Stromnetz verwendeten Netzschutzgeräte

In dem Dialog werden die Ergebnisse der Schutzanalyse dargestellt. Wurde eine Generalanregung oder ein AUS-Kommando identifiziert, so werden die Schutzgeräte durch die beiden Symbole

- : Schutzfunktion mit Generalanregung

- : Schutzfunktion mit AUS-Kommando

gekennzeichnet. Zusätzlich wird der in der Netzgrafik dargestellte Ausgabetext ausgegeben. Die Ergebnisse einer Schutzanalyse werden damit übersichtlich dargestellt.

Im Weiteren ist es möglich, ein Netzwerkelement hier ein Schutzgerät mit Schutzfunktion schnell im elektrischen Netz zu finden.

1. Markieren des Schutzgerätes im Dialog **Netzschutzgerät suchen** mit einem **Left Mouse Button Click**.

2. Durch einen **Left Mouse Button Click** auf den Button **Suchen** im Dialog wird das Schutzgerät mit einer **roten Markierungsfläche** im elektrischen Netz markiert.

3. Durch einen **Left Mouse Button Click** auf den Button **Entfernen** wird die **rote Markierungsfläche** gelöscht.

Alternativ kann auch wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt das zu suchende Schutzgerät in der Liste mit einem **Left Mouse Button Click** markiert und danach mit einem **Right Mouse Button Click** ein kontextsensitives Menü geöffnet werden. Mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Menüeintrag **Suchen** wird das Schutzgerät mit einer **roten Markierungsfläche** im elektrischen Netz markiert.

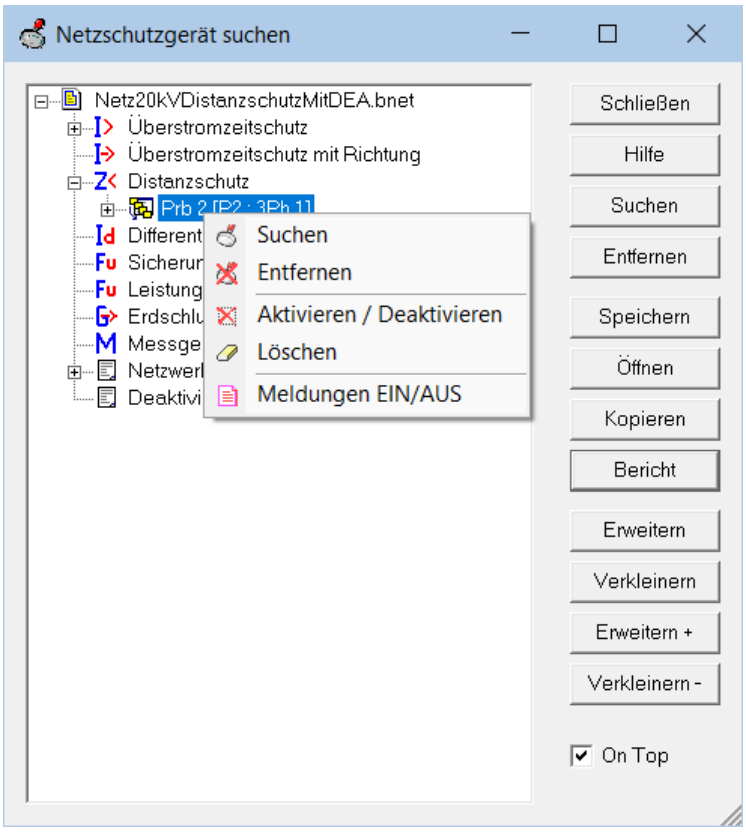


Abbildung 24: Schutzgerät suchen mit einem Right Mouse Button Click Menü

Menüpunkt	Bedeutung
Suchen	Das in der Liste markierte Schutzgerät wird gesucht und mit einer **roten Markierungsfläche** in der Netzgrafik markiert.
Entfernen	Die **rote Markierungsfläche** wird aus der Netzgrafik entfernt.
Aktivieren / Deaktivieren	Das Netzwerkelement wir aktiviert bzw. deaktiviert.
Löschen	Das markierte Netzwerkelement wird gelöscht.

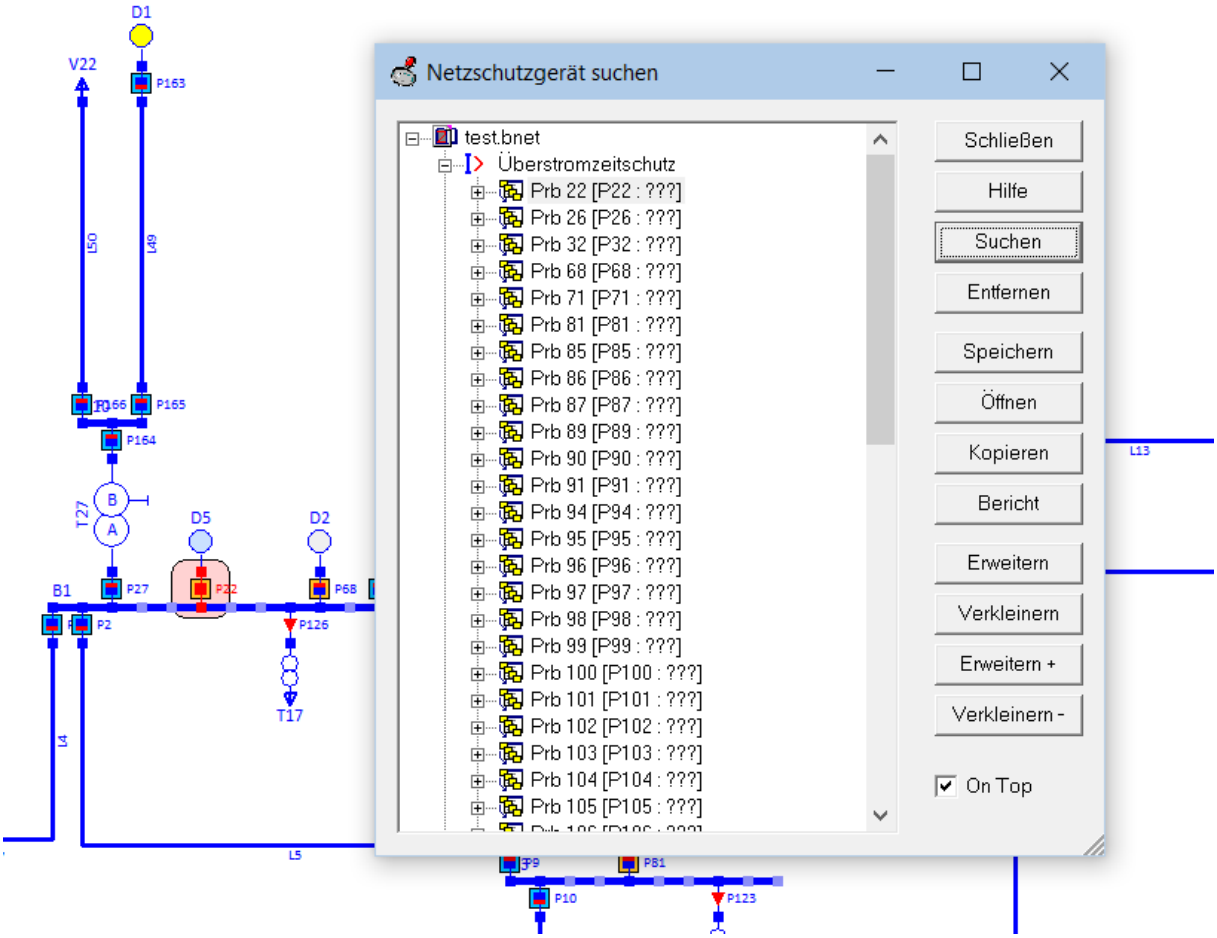


Abbildung 25: Suche eines Schutzgerätes mit Schutzfunktion im Stromnetz

Der Dialog **Netzschutzgerät suchen** kann wie folgt erläutert geöffnet werden.

- Hauptmenü **Netzschutz**
- Menüpunkt **Schutzgeräte suchen**
- **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Button
- Tastenkürzel **STRG + F12**

Der Dialog kann parallel zum Hauptfenster von ATPDesigner geöffnet bleiben. In der ersten Anzeigeebene werden der eindeutige Referenzname des Schutzgerätes, der anwenderspezifische Name sowie das zu schützende Netzbetriebsmittel angezeigt. Die Anzeige **???** zeigt an, dass dem Schutzgerät kein zu schützendes Betriebsmittel zugeordnet ist.

6.1.11 Schutzanalyse: Darstellung der Auslösekennlinie der Schutzfunktionen

Die Auslösekennlinie einer Schutzfunktion kann mit Zusatzfunktionen in einem Diagramm dargestellt werden.

- : Öffnen des Dialogs **Netzschutz analysieren** zur Darstellung der Auslösecharakteristik wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt

Ein Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** kann mit Hilfe verschiedener Dialoge in der Netzgrafik gesucht und die Auslösecharakteristik mit Berechnungsergebnissen dargestellt werden.

- : Dialog Netzschutzgerät suchen
  - Markieren des **Mess/Schutzgerätes** mit Schutzfunktion mit einem **Left Mouse Button Click**
  - Taste **Suchen** mit einem **Left Mouse Button Click** betätigen

- : Dialog Ergebnisse der Netzschutzanalyse
  - Markieren des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** mit Schutzfunktion mit einem **Left Mouse Button Click**
  - Taste **Suchen** mit einem **Left Mouse Button Click** betätigen

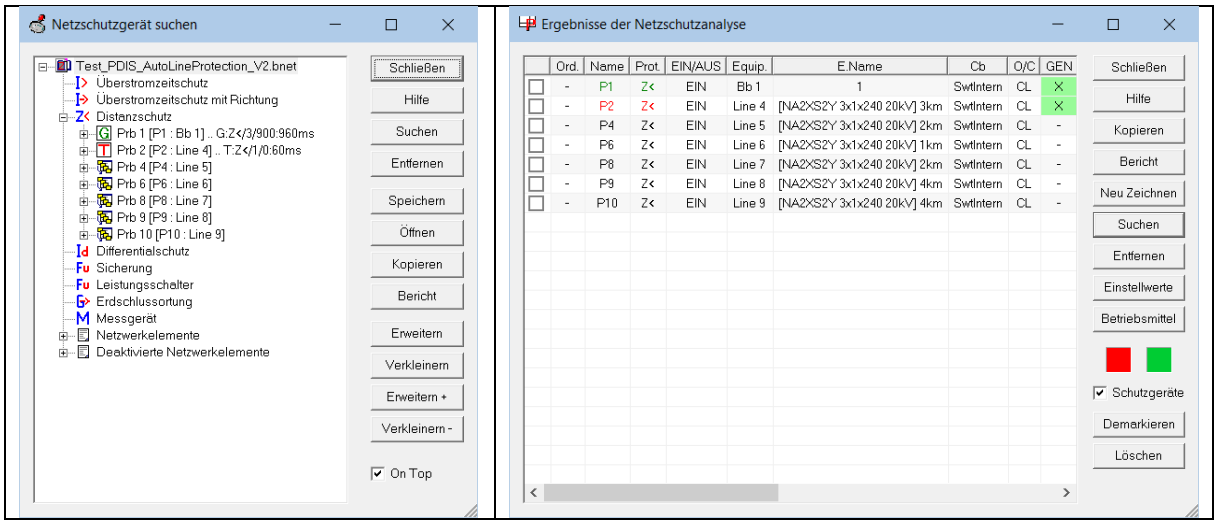


Abbildung 26: Dialoge *Netzschutzgerät suchen* und *Ergebnisse der Netzschutzanalyse*

Der Dialog zur Darstellung der Auslösecharakteristik ist nachfolgend dargestellt.

Einstellwert	Bedeutung
Schließen	Dialog schließen
Kopieren	Grafische Darstellung der Auslösecharakteristik als Bilddatei (.EMF-Datei) in die Zwischenablage kopieren
Schriftart	Schriftart der grafischen Darstellung einstellen
Neu Zeichnen	Grafische Darstellung neu zeichnen
Nur Zk	Der Einstellwert ist nur für die Anzeige der Kurzschlussimpedanzen in der Impedanzauslösekennlinien X=f(R) als **Polygon** oder **Kreis** bei Verwendung des Distanzschutzes **Distanzschutz** von Bedeutung.

	▪ **Wenn aktiviert**, werden sowohl die Kurzschlussimpedanz der ausgewählten Impedanzmessschleife und die Scheinimpedanzen der verbleibenden Messschleifen Leiter-Leiter und Leiter-Erde angezeigt. ▪ **Wenn deaktiviert**, wird nur die Kurzschlussimpedanz der ausgewählten Impedanzmessschleife angezeigt.
Nur DZ	**Distanzschutz:** nur die Zeitstaffelkennlinie ohne gerichtete und ungerichtete Endzeiten anzeigen

Darüber hinaus kann mit Auswahlliste und Spin-Feld die Strichstärke der Linien eingestellt werden.

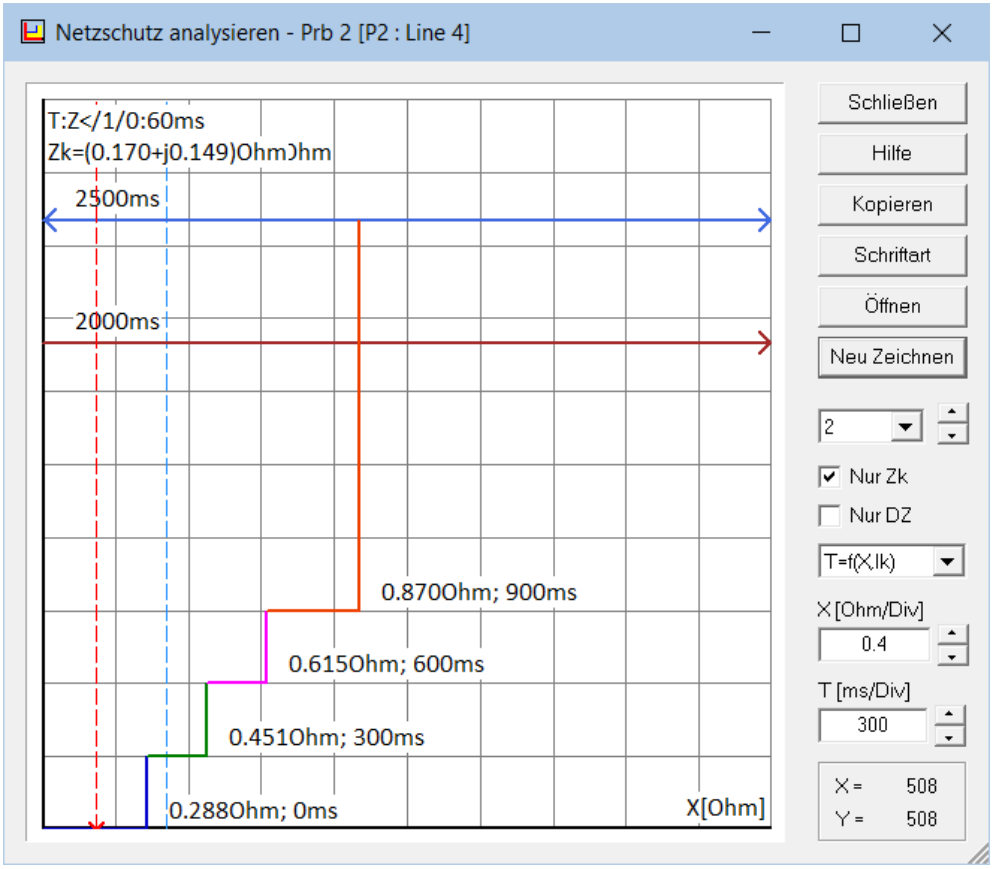


Abbildung 27: Dialog zur Darstellung der Auslösecharakteristik

Es wird vorausgesetzt, dass eine Netzberechnung mit oder ohne Kurzschluss durchgeführt wurde. Für das ausgewählte **Mess/Schutzgerät** wird dann abhängig von der eingestellten Schutzfunktion das Diagramm der Schutzanalyse gezeichnet. Das Diagramm wird solange unverändert angezeigt, bis ein neues Schutzgerät ausgewählt und das Diagramm mit **Suchen** erneut gezeichnet wurde.

⇨ Die Dialoge **Netzschutz analysieren**, Netzschutzgerät suchen und Ergebnisse der Netzschutzanalyse können gleichzeitig und parallel zum Hauptfenster von ATPDesigner geöffnet bleiben. Änderungen des Stromnetzes oder eine erneute Netzberechnung können ohne Schließen des Dialogs durchgeführt werden. Die Ergebnisse werden aktualisiert.

Mit Hilfe der Einstellwerte der Editierfelder mit Spin-Feldern kann die Skalierung des Diagramms verändert werden. Die Dialoge in den nachfolgenden Abbildungen können in der Größe verändert werden („Grip“ in der rechten unteren Ecke des Dialogs).

Einheit einer Achse	Bedeutung
T[ms/Div]	Maximal dargestellte Auslösezeit (Staffelzeit)
R[Ohm]	Maximal dargestellte Resistanz
X[Ohm]	Maximal dargestellte Reaktanz
Ik[p.u./Div]	Maximal dargestellter Kurzschlussstrom
ULE[p.u.]	Maximal dargestellte Kurzschlussspannung
Id[p.u.]	Maximal dargestellter Differenzstrom
Ir[p.u.]	Maximal dargestellter Haltestrom
Tvs[s]	Maximal dargestellte virtuelle Schmelzzeit
Ik[A]	Maximal dargestellter Kurzschlussstrom
IE[p.u.]	Maximal dargestellter Summenstrom
U0[p.u.]	Maximal dargestellte Nullspannung

Tabelle 6: Schutzanalyse - Einheiten der Diagramme

ATPDesigner ermittelt optimierte Werte für die Einstellwerte der Diagramme automatisch, wenn ein **Mess/Schutzgerät** im Einstelldialog Netzschutzgerät suchen oder im Dialog Ergebnisse der Netzschutzanalyse ausgewählt und der Button **Suchen** mit einem **Left Mouse Button Click** wurde. Die Werte können davon unabhängig auch manuell eingestellt werden.

6.1.11.1 DIST: Zeitstaffelkennlinie, Polygon-/Kreiskennlinie, Anregekennlinien

ATPDesigner ermöglicht es dem Anwender, die Einstellung des Distanzschutzgerätes in Diagrammen darzustellen.

⇨ Es wird darauf hingewiesen, dass die in den Diagrammen der Distanzschutzgeräte verwendeten Impedanzwerte abhängig vom Einstellwert Gerätetyp und den primären und sekundären Nenngrößen der Spannungs- und Stromwandler in der Registerkarte Dist: Z< verschiedene Bedeutungen haben können.

- Primäre Impedanzen
- Sekundäre Impedanzen
- Sekundäre Impedanzen multipliziert mit dem sekundären Nennstrom des Stromwandlers

6.1.11.1.1 Zeitstaffelkennlinie T=f(X,Ik)

Der Zeitstaffelschutzplan für die Schutzfunktion **Distanzschutz** ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt. In der Kopfzeile des Dialogs sind der Name des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät Px** (**Prb x)**, der anwenderspezifische Name **Z<** sowie der Name des zu schützenden Netzwerkelementes angegeben. Mit der Option **T=f(X,Ik)** wird für die Schutzfunktion **Distanzschutz** der Zeitstaffelschutzplan wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt dargestellt.

Einstellwert	Bedeutung
T=f(X,Ik)	Zeitstaffelkennlinie des Distanzschutzes

Bezeichner	Bedeutung
Horizontale X-Achse	Mitsystemreaktanz X_1 der Zeitstaffelkennlinie in Ohm
Vertikale Y-Achse	Staffelzeit T in ms

Zur Darstellung des Diagramms werden immer die unveränderten Impedanzwerte der Polygon- oder Kreiskennlinie verwendet, die in der Registerkarte Dist: Z< verwendet werden: primäre oder sekundäre Impedanzen ggfs. multipliziert mit dem sekundären Nennstrom der Stromwandler. Bei einem direkten Vergleich der Diagramme von verschiedenen Distanzschutzgeräten muss dies unbedingt berücksichtigt werden.

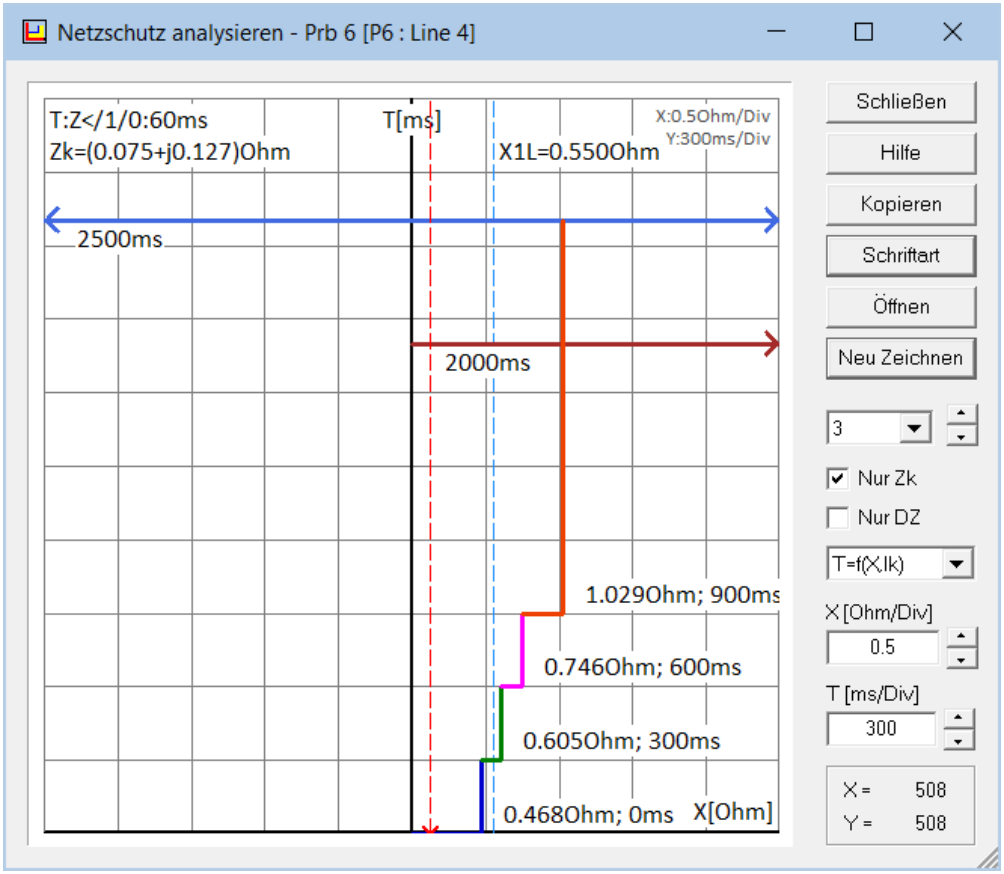


Abbildung 28: Diagramm *T=f(X,Ik)*: Zeitstaffelschutzplan *Distanzschutz*

Folgende Funktionen sind in obiger Abbildung zu erkennen:

- Mitreaktanz der Distanzzonen DZn vorwärts: X_{1DZ1} = 0,288Ω, T_1 = 0ms; X_{1DZ2} = 0,451, T_2 = 300ms; X_{1DZ3} = 0,615Ω, T_3 = 600ms; X_{1DZ4} = 0,870Ω, T_4 = 900ms
- Gerichtete Endzeit vorwärts: T = 2000ms
- Ungerichtete Endzeit: T = 2500ms
- Sekundäre Kurzschlussimpedanz im Mitsystem $\underline{Z}_{1k}$ = (0,170 + j0,149) Ohm
  Die sekundäre Kurzschlussimpedanz wird entsprechend der Schleifenauswahl des einsystemigen Distanzschutzes berechnet.
- Sekundäre Reaktanz des zu schützenden Betriebsmittels X_{1L} = 0,339Ω

Das **rote Kreuz** mit der **roten gestrichelten Linie** kennzeichnet die Lage der Kurzschlussreaktanz X_1 des Mitsystems mit der ermittelten Staffelzeit. Im oberen Bereich nahe der

roten gestrichelten Linie ist der Ausgabetext, der in der Netzgrafik angezeigt wird, dargestellt. Man erkennt, dass der Distanzschutz Z< in der Distanzzone 1 mit einer Staffelzeit von 100ms ein AUS-Kommando erteilt hat.

Einstellwert	Bedeutung
X=f(R)	Polygonale Auslösekennlinie des Distanzschutzes ggfs. mit der Unterimpedanzanregekennlinie, falls die Unterimpedanzanregung aktiviert ist

6.1.11.1.2 Polygonkennline und Kreiskennlinie T=f(X,Ik) und X=f(R)

Mit den Optionen **T=f(X,Ik)** und **X=f(R)** kann zwischen der Zeitstaffelkennlinie und der Polygonkennlinie umgeschaltet werden. Die Polygondarstellung ist in nachfolgender Abbildung dargestellt. Die Darstellung enthält auch die Kennlinie der Unterimpedanzanregung, falls die Unterimpedanzanregung aktiviert ist.

Bezeichner	Bedeutung
Horizontale X-Achse	Resistanz R in Ohm
Vertikale Y-Achse	Reaktanz X in Ohm

Zur Darstellung des Diagramms werden immer die unveränderten Impedanzwerte der Polygon- oder Kreiskennlinie verwendet, die in der Registerkarte Dist: Z< verwendet werden: primäre oder sekundäre Impedanzen ggfs. multipliziert mit dem sekundären Nennstrom der Stromwandler. Bei einem direkten Vergleich der Diagramme von verschiedenen Distanzschutzgeräten muss dies unbedingt berücksichtigt werden.

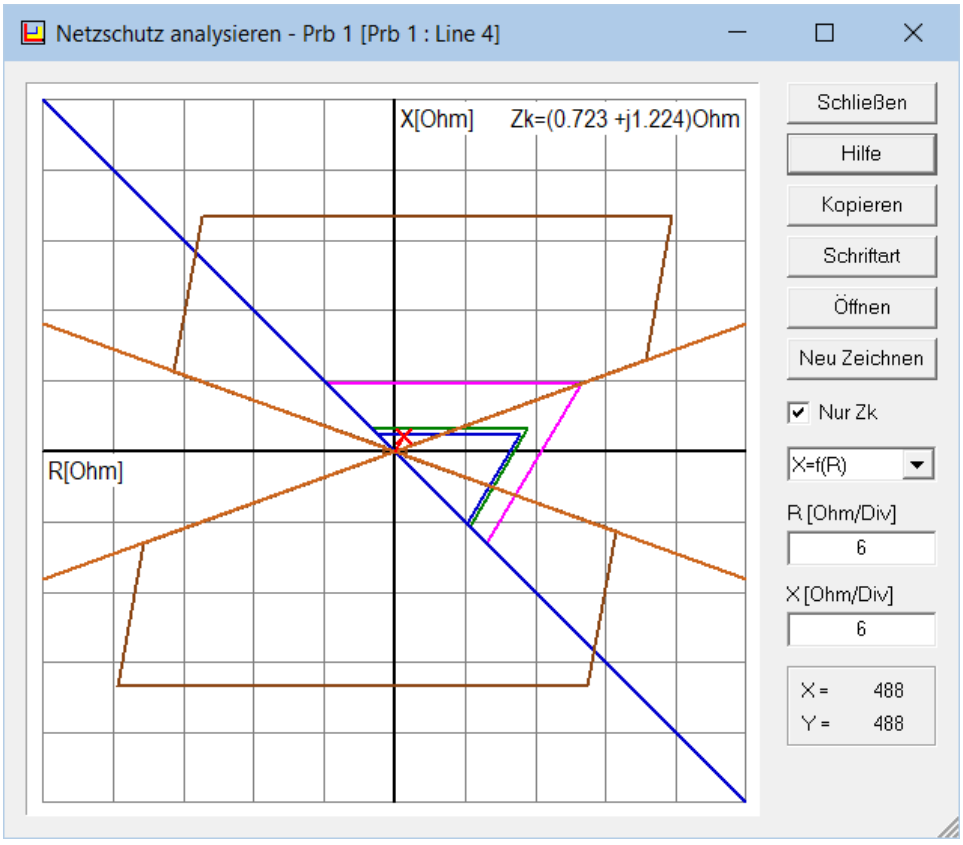


Abbildung 29: Diagramm *X=f(R)*: Polygonkennlinie und Unterimpedanzanregekennlinie

Folgende Funktionen sind in obiger Abbildung zu erkennen:

- Polygonkennlinien mit Richtungsgerade
- Sekundäre Kurzschlussimpedanz im Mitsystem $\underline{Z}_k$
  Die sekundäre Kurzschlussimpedanz wird entsprechend der Auswahl der Impedanzmessschleife des einsystemigen Distanzschutzes berechnet. Der Vektor der sekundären Kurzschlussimpedanz wird im Diagramm als **rote Linie** mit einem **roten Kreuz** angezeigt.

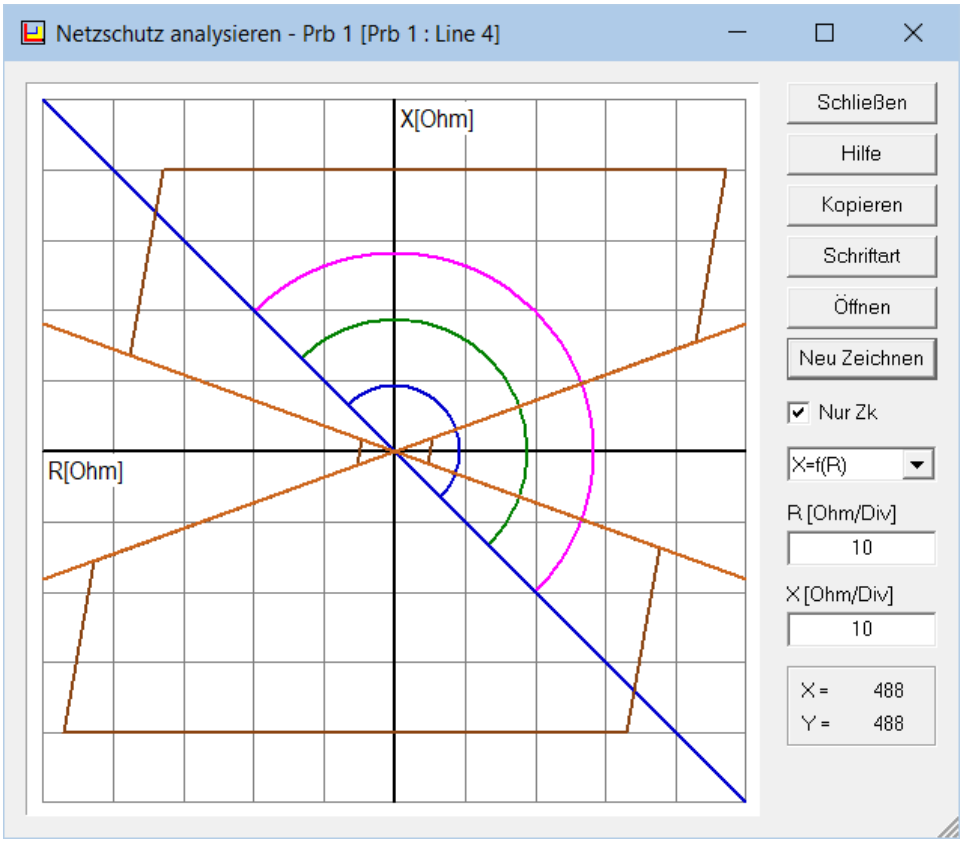


Abbildung 30: Diagramm *X=f(R)*: Kreiskennlinie und Unterimpedanzkennlinie

6.1.11.1.3 Anzeigen von Kurzschlussimpedanz und Scheinimpedanzen

Wird ein unsymmetrischer Kurzschluss z.B. L12E berechnet, so ergeben sich neben der Kurzschlussimpedanz der ausgewählten Impedanzmessschleife weitere Scheinimpedanzen. Scheinimpedanzen können im Diagramm durch zusätzliche Vektoren dargestellt. Mit Hilfe der Option **Nur Zk** kann die Anzeige der Scheinimpedanzen ein- und ausgeschaltet werden.

Im nachfolgenden Diagramm sind für einen unsymmetrischen Kurzschluss die Kurzschlussimpedanz sowie alle Scheinimpedanzen dargestellt. Die Zuordnung der Scheinimpedanzen zu den Impedanzmessschleifen wird durch die Bezeichner z.B. L1E oder L12 im Diagramm angezeigt.

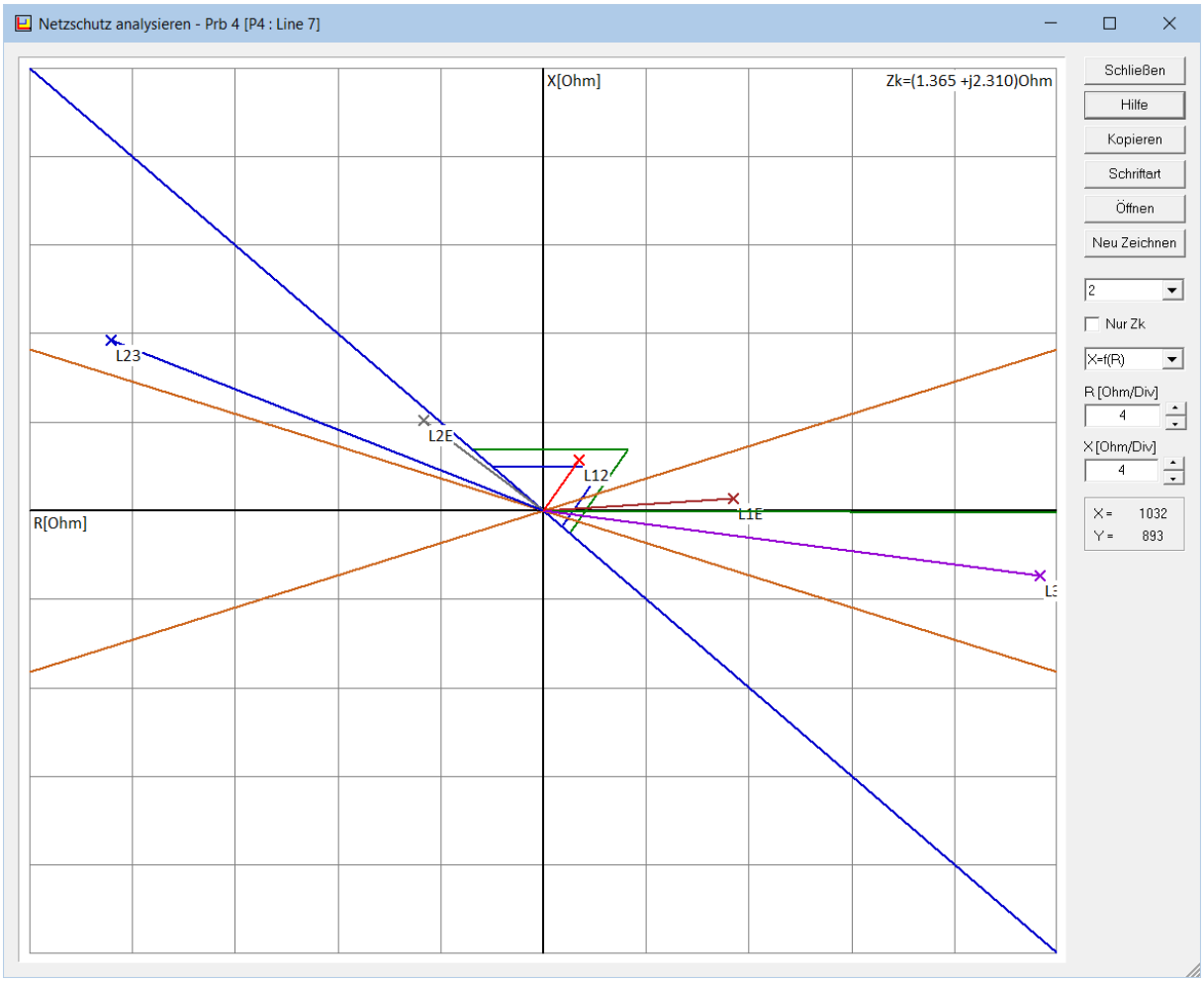


Abbildung 31: Diagramm *X=f(R)* mit zusätzlichen Impedanzvektoren

6.1.11.1.4 UI-Anregekennlinien G=f(U<, I>)

Ein weiteres Diagramm **G=f(U<, I>)** zeigt in der nachfolgenden Abbildung die **UI-Anregekennlinien** (Strom-/Spannungsanregekennlinie) des Distanzschutzes. Es ist hier zu beachten, dass sowohl die UI-Anregekennlinie des Anregesystems des Distanzschutzes (im Diagramm **1:**) als auch die aktivierten UI-Anregekennlinien der Endzeitstufen (im Diagramm **1:** und **2:**) dargestellt werden.

Die Anregewerte {I_k, U_k} werden leiterspezifisch mit Hilfe von gestrichelten Linien und farbigen Kreuzen sowie als Zahlwerte dargestellt. Damit ist die Lage der Anregung in dem Diagramm zu erkennen.

Einstellwert	Bedeutung
G=f(U<, I>)	▪ **1:** UI-Anregekennlinie des Distanzschutzes ▪ **2:** UI-Anregekennlinie einer Endzeitstufe ▪ **3:** UI-Anregekennlinie einer Endzeitstufe

Bezeichner	Bedeutung
Horizontale X-Achse	**Kurzschlussstrom I_k in p.u.**
Vertikale Y-Achse	**Kurzschlussspannung U_{LE} in p.u.**

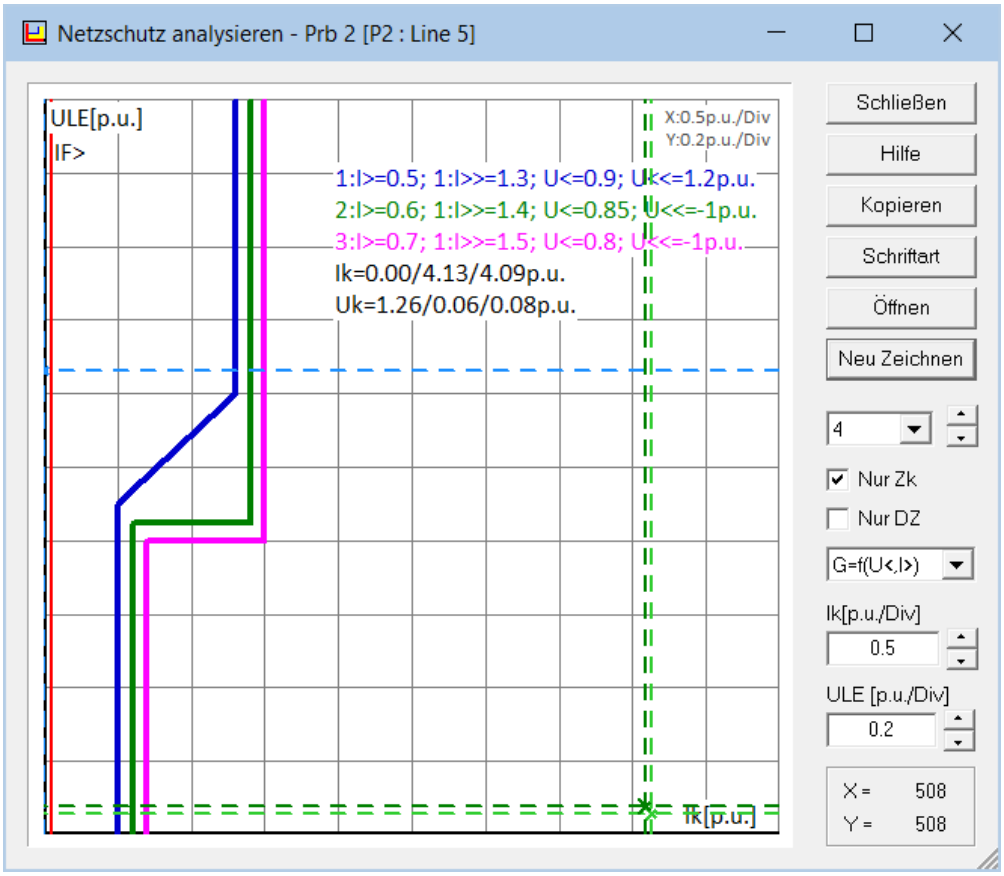


Abbildung 32: Diagramm *G=f(U,I)*: U/I-Anregekennlinie *Distanzschutz*

6.1.11.2 UMZ: Zeitstaffelschutzplan

Das Diagramm der Schutzanalyse für die Schutzfunktion **Überstromzeitschutz** und **Überstromzeitschutz mit Richtung** ist in der folgenden Abbildung dargestellt. In der Kopfzeile des Dialogs sind der Name des Schutzgerätes, der anwenderspezifische Name sowie der Name des zu schützenden Netzwerkelementes angegeben.

Mit der Option **T=f(X,Ik)** wird für die o.g. Schutzfunktionen der Zeitstaffelschutzplan wie in Abbildung 28 gezeigt dargestellt. Das Diagramm kann durch die Einstellwerte **T[ms/Div]** und **Ik[p.u./Div]** skaliert werden.

Einstellwert	Bedeutung
T=f(X,Ik)	Zeitstaffelkennlinie des Überstromzeitschutzes

Bezeichner	Bedeutung
Horizontale X-Achse	**Kurzschlussstrom I_k in p.u.** ▪ Nach rechts ➔ Kurzschlussrichtung vorwärts ▪ Nach links ➔ Kurzschlussrichtung rückwärts ▪ Nach rechts und links ➔➔ Kurzschlussrichtung ungerichtet
Vertikale Y-Achse	**Staffelzeit T in ms**

Der berechnete Kurzschlussstrom I_k in den Leitern L1, L2 und L3 wird als Textelement im Diagramm dargestellt.

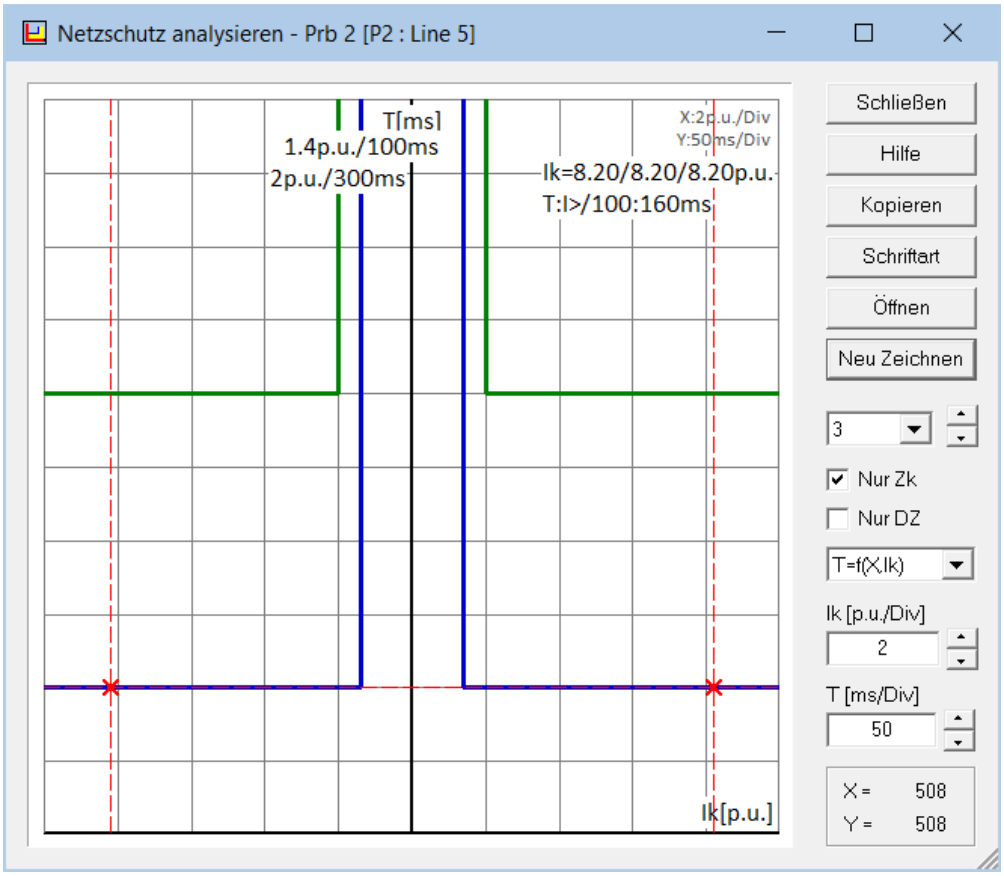


Abbildung 33: *T=f(X,Ik)*: Zeitstaffelschutzplan *Überstromzeitschutz*

Folgende Funktionen sind in obiger Abbildung zu erkennen:

- Ungerichtete Überstromzeitschutzstufe: I> = 1,7p.u., TI> = 400ms
- Ungerichtete Überstromzeitschutzstufe: I> = 4p.u., TI> = 600ms

6.1.11.3 DIFF: Auslösekennlinie

Die Auslösekennlinie des Differentialschutzes ist in nachfolgender Abbildung dargestellt. Die rot gestrichelte Linie stellt die Auslösekennlinie (I_d, I_r) bei einseitiger Speisung des Kurzschlusses dar. Die berechneten Differential- und Halteströme (I_d, I_r) in den Leitern L1, L2 und L3 werden als Textelement dargestellt.

Einstellwert	Bedeutung
Id=f(Ir)	Auslösecharakteristik des Differentialschutzes

Bezeichner	Bedeutung
Horizontale X-Achse	Haltestrom I_r in p.u.
Vertikale Y-Achse	Differenzstrom I_d in ms

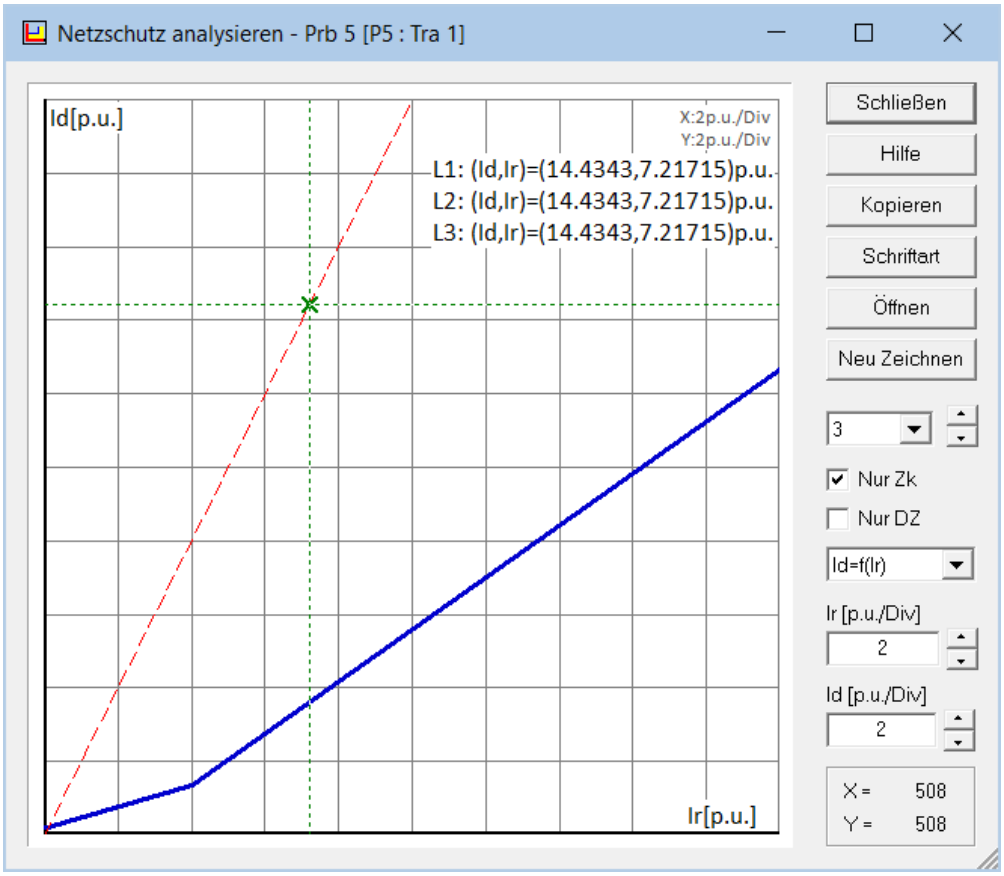


Abbildung 34: Diagramm *Id=f(Ir)*: Auslösekennlinie *Differentialschutz*

Die Datenpaare (I_d, I_r) werden durch Kreuze und zugeordnete horizontale/vertikale gestrichelte Linien markiert.

6.1.11.4 FUSE: Sicherung

Die Auslösekennlinie bzw. Schmelzkennlinie der Sicherung ist in dem nachfolgenden Diagramm dargestellt. Dabei entspricht die **blaue** Kennlinie der Schmelzzeit/Stromkennlinie. Durch die beiden grünen Kennlinien werden zusätzlich die Ausschaltzeiten t_a bei Leiter-Erd-Spannung (**hellgrün**) und Leiter-Leiter-Spannung (**dunkelgrün**) angegeben. Mit der Annahme eines konstanten Ausschaltintegrals (I^2t_a-Wert) im Bereich kleiner Schmelzzeiten ergibt sich für die Darstellung der Ausschaltzeiten im logarithmischen System ein linearer Verlauf.

Einstellwert	Bedeutung
Tv=f(Ik)	Auslösecharakteristik von Sicherungen mit Schmelzkennlinie und Auslösekennlinie

Bezeichner	Bedeutung
Horizontale X-Achse	Kurzschlussstrom I_k in A
Vertikale Y-Achse	Virtuelle Schmelzzeit T_{vs} bzw. Ausschaltzeit $T_{a,max}$ in s

⇨ Wegen der doppelt-logarithmischen Darstellung werden als Grenzwerte für das Diagramm nur Zahlwerte akzeptiert, die eine ganze Potenz der Basis 10 sind.

In dem Diagramm sind um die **blaue** Schmelzzeit/Stromkennlinie auch die beiden Toleranzkennlinien als rot gestrichelte Linien dargestellt. In Anlehnung an die Norm IEC 60269 wird als Grundeinstellung der Sicherungskennlinien eine Toleranz von ±10% verwendet. Die Toleranz kann im Einstelldialog der Sicherungen verändert werden.

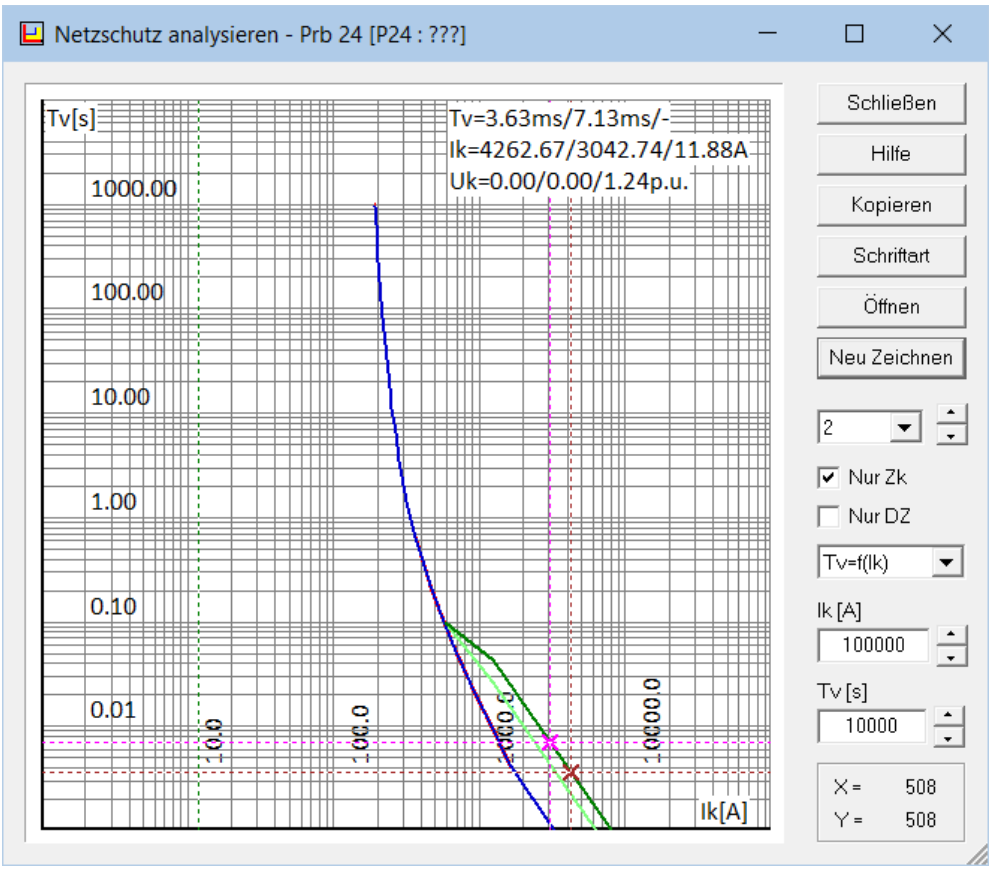


Abbildung 35: Diagramm *Tv=f(Ik)*: Schmelz- und Auslösekennlinie *Sicherung*

⇨ Die Zahlen der Achsenbeschriftung der horizontalen Achse **Ik[A]** werden wegen der logarithmischen Teilung nur angezeigt, wenn der Einstellwert **Ik [A]** eine ganzzahlige 10er-Potenz z.B. 1000 oder 10000 ist.

Die Sicherung wird, wie in Mittel- und Niederspannungsnetzen üblich leiterselektiv verwendet. In dem oben dargestellten Diagramm sind für einen 2pE-Kurzschluss die berechneten Arbeitspunkte {T_v, I_k} durch Kreuze mit gestrichelten Linien markiert.

- Leiter L1: **Braun**
- Leiter L2: **Magenta**
- Leiter L3: **Grün**

Im oberen Bereich des Diagramms sind die virtuellen Schmelzzeiten T_{vs}, die berechneten Kurzschlussströme I_k und die Kurzschlussspannung U_k am Messort der Sicherungen leiterselektiv angegeben. Bei Sicherungen mit Generalanregung wird jeweils T_{vs} angegeben, bei Sicherungen mit AUS-Kommando dagegen die Ausschaltzeiten $T_{a,max}$. Analog dazu wird auch in der Ergebnistabelle der Netzschutzanalyse $T_{a,max}$ bei AUS-Kommando und T_{vs} bei Generalanregung eingetragen. Der Wert für $T_{a,max}$ wird dabei **rot** markiert, wie die nachfolgende Abbildung zeigt.

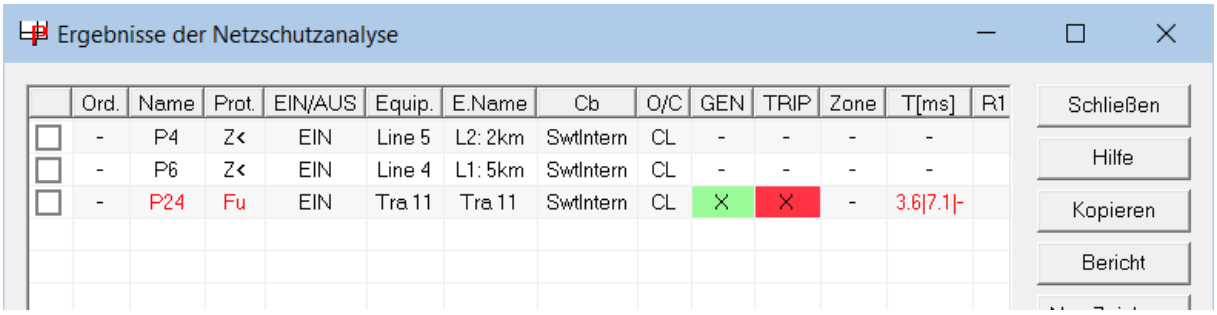


Abbildung 36: Ausgabe der Ergebnisse im Dialog *Ergebnisse der Netzschutzanalyse*

Die berechneten Werte werden im Diagramm ausgegeben, wenn nur eine Sicherungskennlinie in dem Diagramm gleichzeitig dargestellt wird, bei der Darstellung mehrerer Sicherungskennlinien erfolgt keine Ausgabe.

6.1.11.5 UMZ: Richtungskennlinie $\underline{I}_{L123}$ - Methode $\underline{U}_{LE}$ – $\underline{I}_{L}$

Die Richtungskennlinie für den gerichteten Überstromzeitschutz (UMZ-Schutz), die mit dem Einstellwert **Ø(ULE,IL)** ausgewählt wird, ist in Abbildung 37 für eine Kurzschluss L23E mit **roten Linien** dargestellt. Die vom Ursprung nach rechts gezeichnete Linie in **violetter** Farbe zeigt an, dass die Zeiger der Leiterströme $\underline{I}_{L123}$ auf die horizontale Achse bezogen gezeichnet werden. Die p.u.-Werte sind auf den Nennstrom I_n bezogen.

Einstellwert	Bedeutung
Dir=f(Uk,Ik)	Richtungskennlinie des Überstromzeitschutzes

Bezeichner	Bedeutung
Horizontale X-Achse	Realteil Kurzschlussstrom I_k in p.u.
Vertikale Y-Achse	Imaginärteil Kurzschlussstrom I_k in p.u.

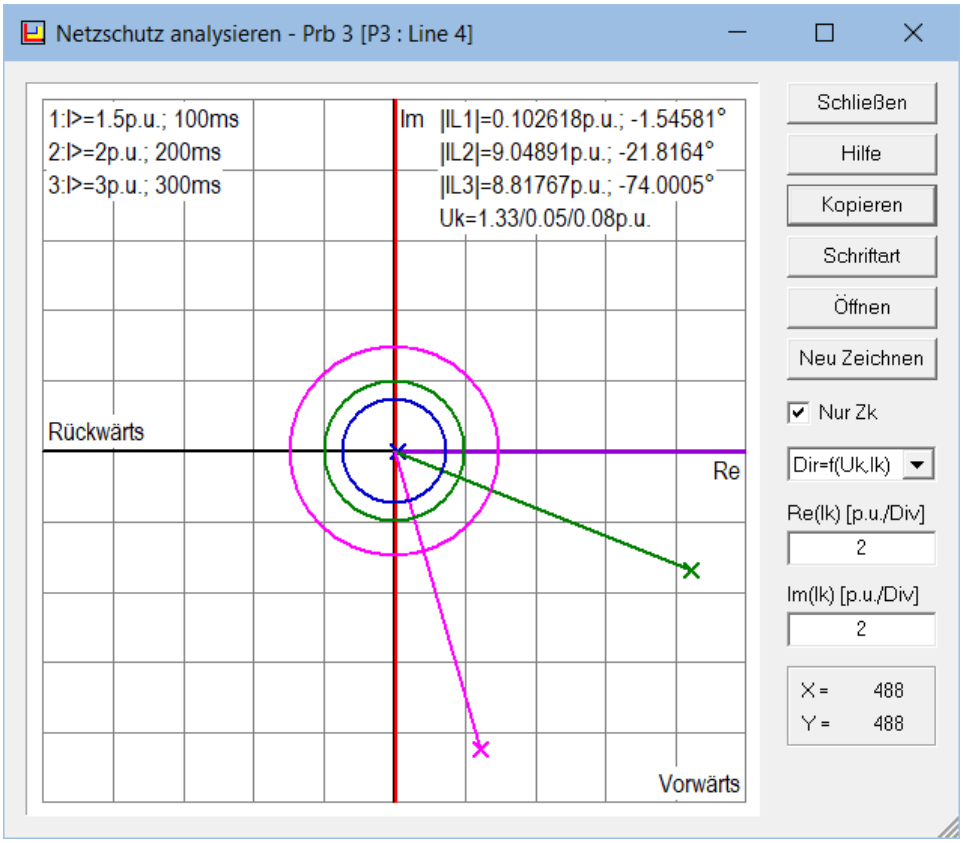


Abbildung 37: Diagramm *Dir=f(Uk,Ik)*: Kurzschlussrichtung nach *Ø(ULE,IL)*

Zusätzlich werden die aktiven Anregungen I> als Kreise um den Ursprung des Koordinatensystems dargestellt. In der rechten oberen Ecke sind die zugehörigen Einstellwerte angegeben. Die im Diagramm angegebenen Winkel sind die Phasenverschiebungen des Leiterstromes bezogen auf die in der horizontalen Achse liegende Leiter-Erd-Spannung.

⇨ Die Skalierungsfaktoren der beiden Achsen werden immer gleichgesetzt.

6.1.11.6 UMZ/AMZ: Richtungskennlinie I_{L123} - Charakteristischer Winkel

Die Richtungsgerade für den gerichteten Überstromzeitschutz für die Leiterströme I_{L123} (UMZ-Schutz und AMZ-Schutz), die mit dem Einstellwert ***Char. Winkel*** ausgewählt wird, ist in Abbildung 38 für einen Erdkurzschluss L2E dargestellt. Die vom Ursprung nach rechts oben gezeichnete **rote Linie** steht senkrecht auf der **rot gezeichneten Richtungsgeraden**, hier allerdings durch die verschiedenen Seitenlängen des Diagramms optisch verzerrt dargestellt. Der Winkel zwischen der horizontalen Achse und der Senkrechten zur Richtungsgeraden ist der eingestellte charakteristische Winkel.

Der Kurzschlussstrom I_{L2} ist als **blaue Linie** vom Ursprung ausgehend nach rechts gezeichnet dargestellt. Das Ende des komplexen Zeigers ist mit einem **blauen Kreuz** markiert. Die Werte in p.u. sind auf den Nennstrom I_n bezogen.

Der Phasenwinkel des Kurzschlussstromes wird auf die horizontale Achse **ULLref** bezogen gezeichnet. Die Leiter-Leiter-Referenzspannung U_{LL} wird als **violette** Linie gezeichnet.

Bezeichner	Bedeutung
Horizontale X-Achse	Imaginärteil Kurzschlussstrom I_k in p.u.
Vertikale Y-Achse	Realteil Kurzschlussstrom I_k in p.u.

Zusätzlich werden die aktiven Anregungen I> als Kreise um den Ursprung des Koordinatensystems dargestellt. In der linken oberen Ecke sind die zugehörigen Einstellwerte angegeben.

Einstellwert	Bedeutung
Dir=f(Uk,Ik)	Richtungskennlinie des Überstromzeitschutzes

Es muss beachtet werden, dass der charakteristische Winkel erst bestimmt wird, wenn ein Kurzschluss erkannt und einer der Leiterströme als Kurzschlussstrom ausgewählt wurde. Ohne eine I>-Anregung wird das Diagramm mit Grundeinstellungswerten gezeichnet.

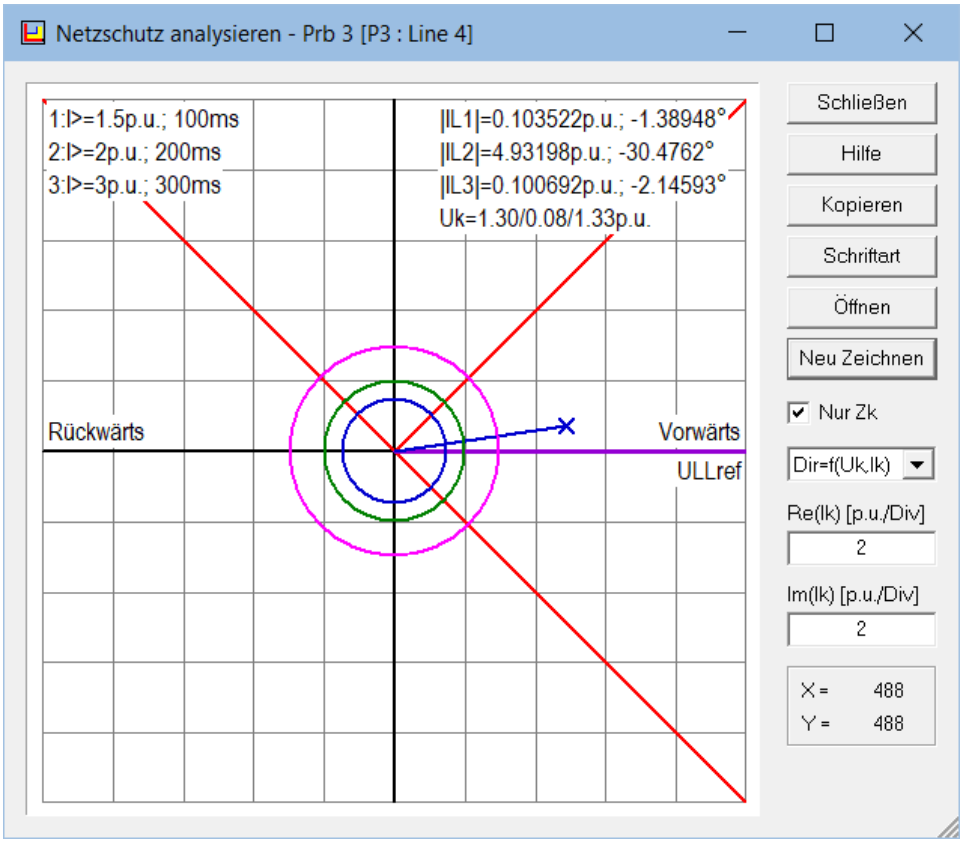


Abbildung 38: Diagramm *Dir=f(Uk,Ik)*: Kurzschlussrichtung nach *Char. Winkel*

6.1.11.6.1 Angezeigte Messwerte (rechts oben)

1. Betrag und Phasenwinkel Leiterstrom $\underline{I}_{L1}$
2. Betrag und Phasenwinkel Leiterstrom $\underline{I}_{L2}$
3. Betrag und Phasenwinkel Leiterstrom $\underline{I}_{L3}$
4. Betrag der Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L1}$, $\underline{U}_{L2}$, $\underline{U}_{L3}$ in p.u. (1p.u. = $U_n/\sqrt{3}$)

6.1.11.6.2 Angezeigte Einstellwerte (links oben)

In der linken oberen Ecke des Diagramms werden die wichtigsten Einstellwerte der Überstromzeitstufen 1…3 angezeigt: Anregung I> mit der zugehörigen Staffelzeit TI>.

6.1.11.7 AMZ: Kennlinie Inverse-Time Überstromzeitschutz (IDMT)

Die Kennlinie in nachfolgender Abbildung zeigt die Auslösekennlinie des AMZ-Schutzes mit den eingemessenen Kurzschlussmesspunkten.

Einstellwert	Bedeutung
Tidmt=f(Ik)	Auslösekennlinie des AMZ-Schutzes für das natürliche System, Gegensystem und Nullsystem
Tidmt=f(Ik)	Auslösekennlinie für die Leiterströme I_{L123} im natürlichen System
Tidmt=f(I2)	Auslösekennlinie für den Gegensystemstrom I_2
Tidmt=f(IE)	Auslösekennlinie für den Summenstrom I_E

Der Summenstrom I_E ist das Dreifache des Nullstromes I_0.

Fehler! Es ist nicht möglich, durch die Bearbeitung von Feldfunktionen Objekte zu erstellen.

Bezeichner	Bedeutung
Horizontale X-Achse	Betrag des Kurzschlussstromes I_k in p.u.
Vertikale Y-Achse	Auslösezeit T in s

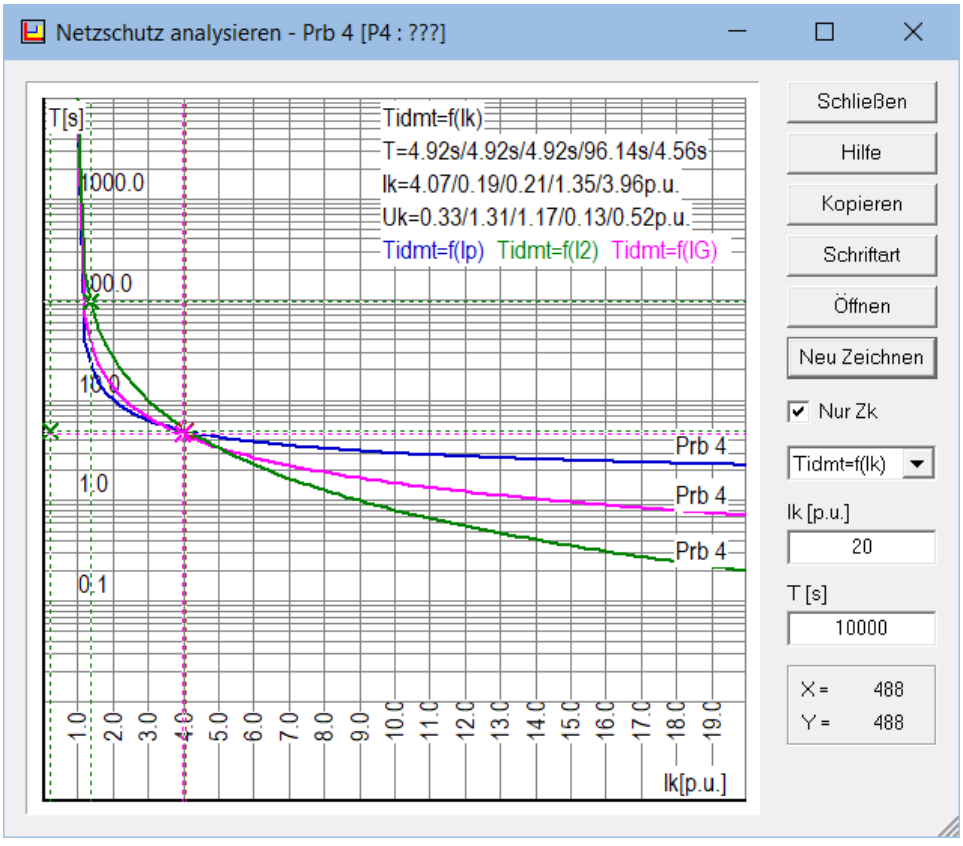


Abbildung 39: Diagramm *Tidmt=f(Ik)*: Kennlinie AMZ-Schutz (IDMT)

Die in obiger Abbildung enthaltene Darstellung der Auslösekennlinie wird für alle drei AMZ-Teilsysteme im natürlichen System, im Nullsystem und Gegensystem verwendet. Die Zeichenfarben der Auslösekennlinien werden im Diagramm mit den Einstellwerten ausgegeben.

Farbe der Kennlinie	Bedeutung
grün	Auslösekennlinie im Gegensystem
magenta	Auslösekennlinie im Nullsystem
blau	Auslösekennlinie im natürlichen System

Werden mehrere **Mess/Schutzgeräte** mit AMZ-Schutz (IDMT) verwendet, können diese Auslösekennlinien in einem gemeinsamen Diagramm dargestellt werden. Die nachfolgende Abbildung zeigt ein Beispiel mit den **Mess/Schutzgeräten Prb 1** und **Prb 2**.

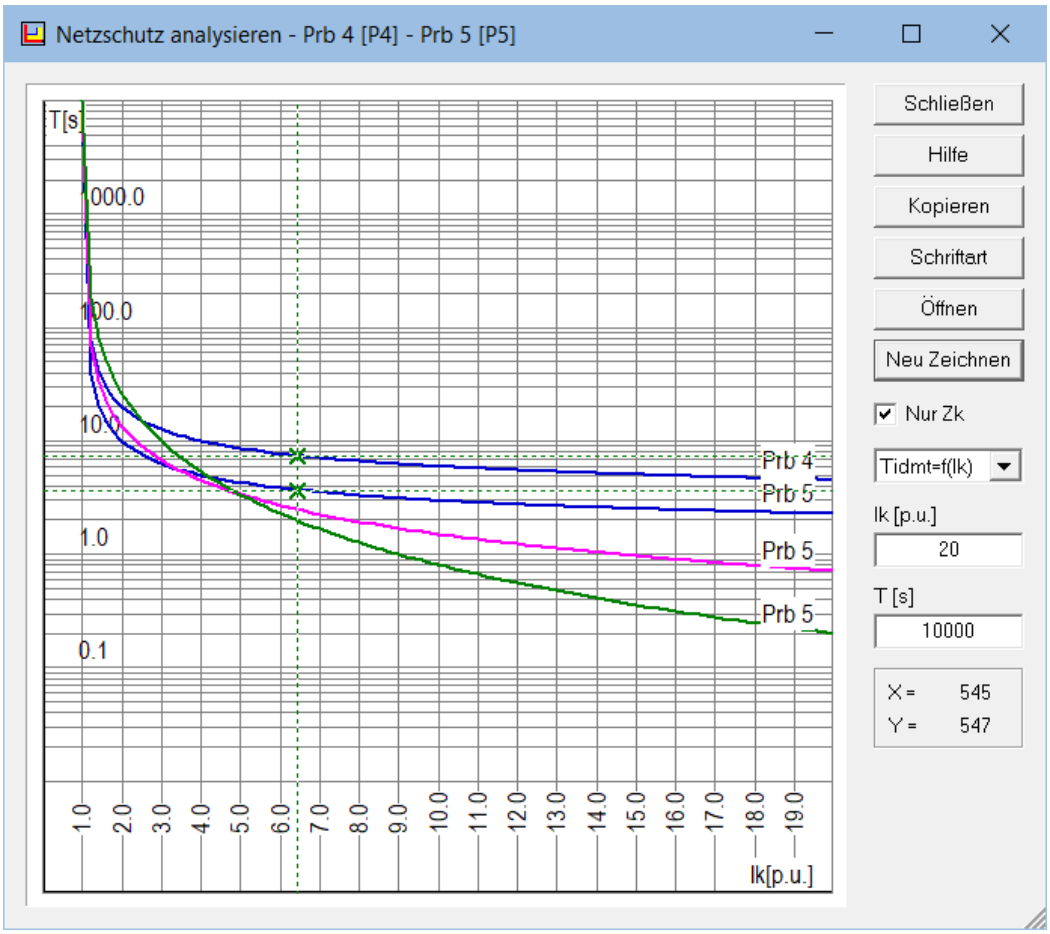


Abbildung 40: Diagramm *Tidmt=f(Ik)*: Mehrere Kennlinien in einem Diagramm

Mit weiteren Einstellwerten können die Auslösekennlinien der drei Teilsysteme des AMZ-Schutzes in eigenen Diagrammen dargestellt werden: **Tidmt=f(IL)**, **Tidmt=f(I2)** und **Tidmt=f(IE)**. In der nächsten Abbildung ist beispielhaft die Auslösekennlinie des AMZ-Schutzes im Gegensystem dargestellt.

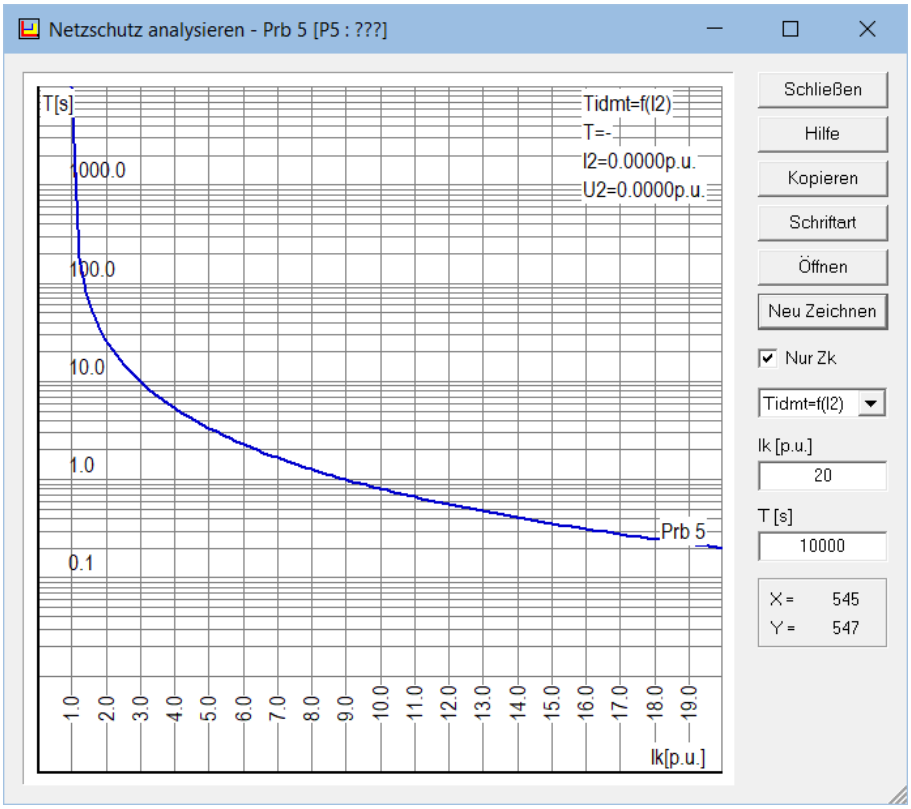


Abbildung 41: Kennlinie *Tidmt=f(I2)*: Kennlinie AMZ-Schutz Gegensystem

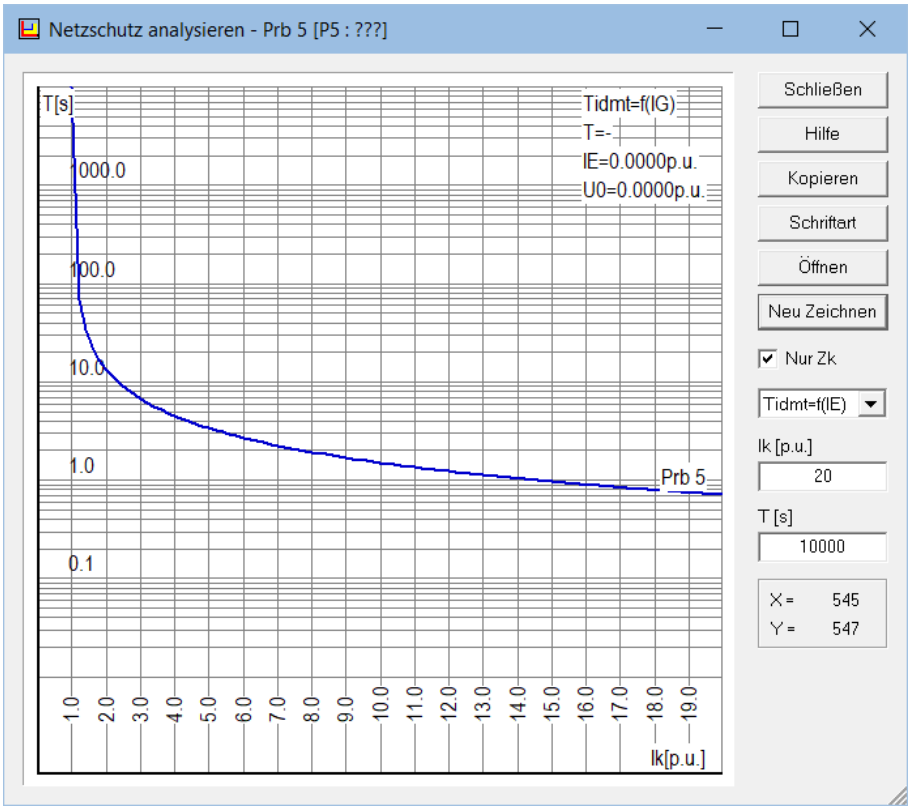


Abbildung 42: Kennlinie Tidmt=f(IE): Kennlinie AMZ-Schutz Summenstrom

6.1.11.8 EWATT: Kennlinien der Erdschlussrichtungserkennung

Die Kennlinie in der nächsten Abbildung zeigt die Kennlinie der Erdschlussrichtungserkennung mit den komplexen Zeigern der Nullspannung und des Summenstromes für **isoliert betriebene Netze** nach dem sin φ - Verfahren.

Einstellwert	Bedeutung
GF=f(U0,IE)	Kennlinie für die Erdschlussrichtungserkennung

Bezeichner	Bedeutung
Horizontale X-Achse	Nullspannung U_0 in p.u.
Vertikale Y-Achse	Summenstrom I_E in p.u.

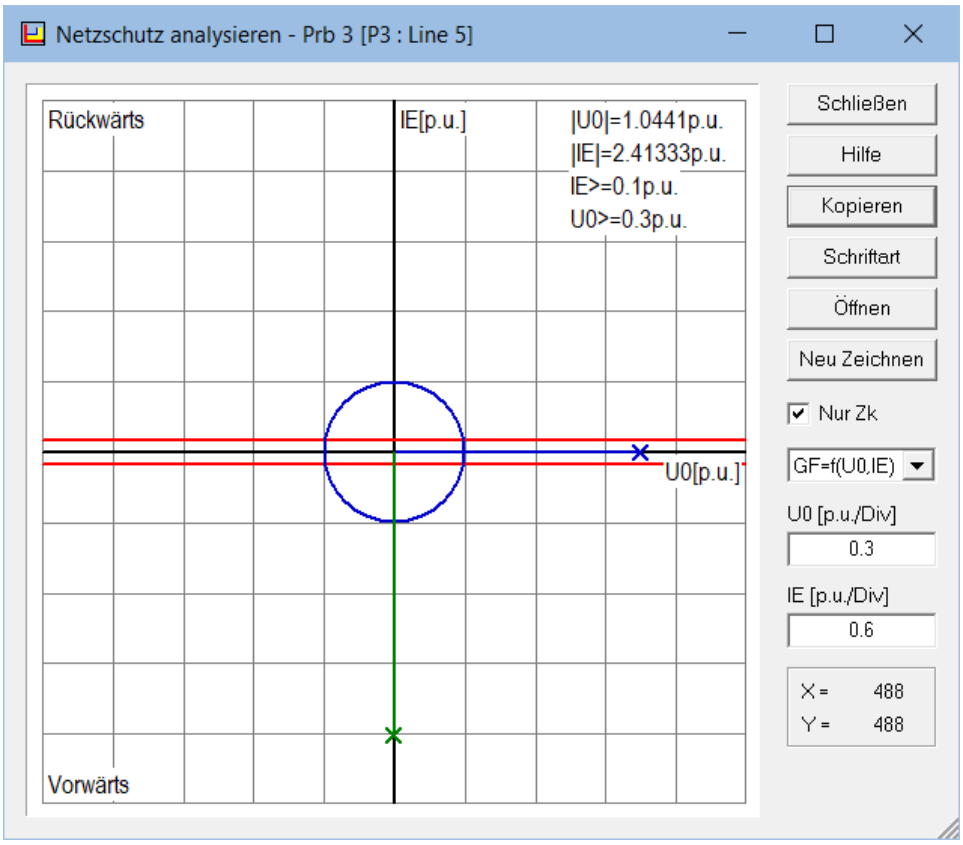


Abbildung 43: Kennlinie Erdschlusserkennung für isoliert betriebene Netze

- **Blau**: Komplexer Zeiger der Nullspannung $\underline{U}_0$
- **Grün**: Komplexer Zeiger des Summenstroms $\underline{I}_E$
- **Rote Geraden**: Überstromanregung IE>
- **Blauer Kreis**: Überspannungsanregung U0>

Die Kennlinie in der folgenden Abbildung zeigt die Kennlinie der Erdschlussrichtungserkennung mit den komplexen Zeigern der Nullspannung und des Summenstromes für **kompensiert betriebene Netze** nach dem wattmetrischen Verfahren (auch cos φ - Verfahren genannt).

Bezeichner	Bedeutung
Horizontale X-Achse	Nullspannung U_0 in p.u.
Vertikale Y-Achse	Summenstrom I_E in p.u.

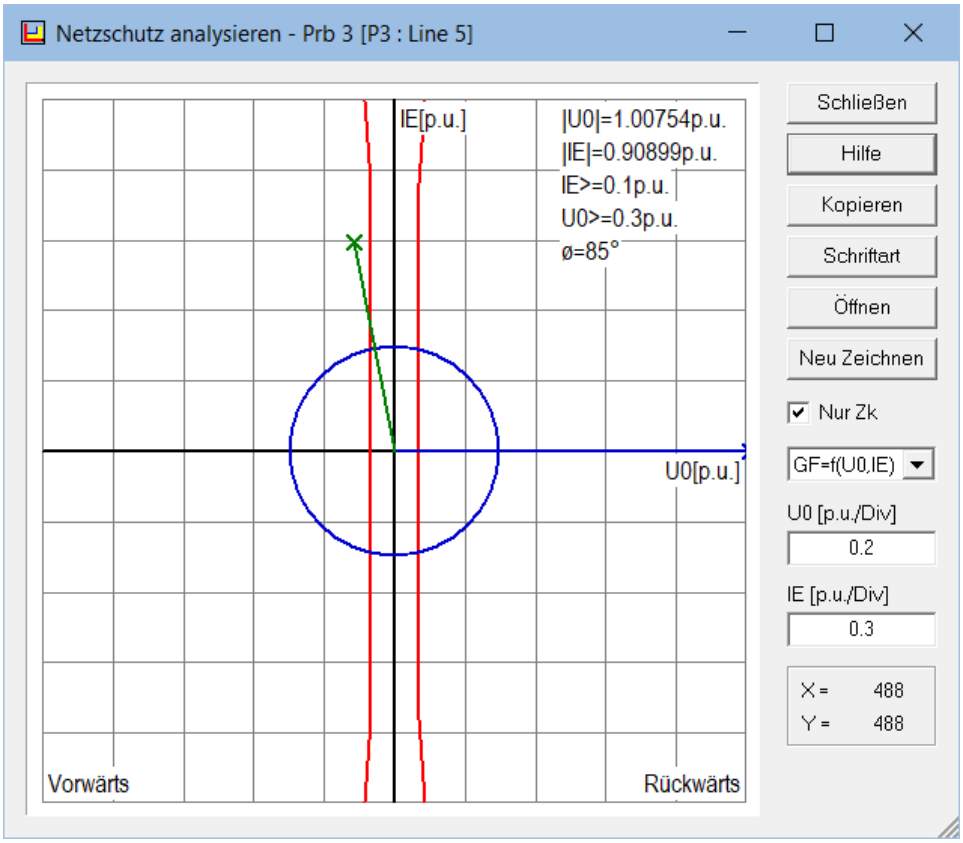


Abbildung 44: Kennlinie Erdschlusserkennung für kompensiert betriebene Netze

- **Blau**: Komplexer Zeiger der Nullspannung $\underline{U}_0$
- **Grün**: Komplexer Zeiger des Summenstroms $\underline{I}_E$
- **Rote Geraden**: Überstromanregung IE> mit Sektorwinkel ϕ(sekt.)
- **Blauer Kreis**: Überspannungsanregung U0>

6.1.11.9 UMZ/AMZ: Richtungskennlinie im Nullsystem mit Summenstrom $\underline{I}_E$

Die Richtungsgerade für den Überstromzeitschutz mit Richtung im Nullsystem (AMZ-Schutz im Nullsystem), die mit dem Einstellwert **Char. Winkel** ausgewählt wird, ist in der nächsten Abbildung für einen 1-poligen Erdkurzschluss dargestellt. Die vom Ursprung nach rechts unten gehende **rote Linie** steht senkrecht auf der **rot gezeichneten Richtungsgeraden**. Der Winkel zwischen der horizontalen Achse und der Senkrechten zur Richtungsgeraden ist der eingestellte charakteristische Winkel.

Einstellwert	Bedeutung
Dir=f(U0,IE)	Kennlinie für die Richtungserkennung im Nullsystem

Der Summenstrom $\underline{I}_E$ ist als **blaue Linie** vom Ursprung ausgehend nach unten gezeichnet dargestellt. Das Ende des komplexen Zeigers ist mit einem **blauen Kreuz** markiert. Die p.u.-Werte sind auf den Nennstrom I_n bezogen.

Bezeichner	Bedeutung
Horizontale X-Achse	Realteil Kurzschlussstrom $\underline{I}_E$ in p.u.
Vertikale Y-Achse	Imaginärteil Kurzschlussstrom $\underline{I}_E$ in p.u.

Die vom Ursprung nach rechts gezeichnete Linie in **violetter** Farbe zeigt an, dass der Zeiger des Summenstroms $\underline{I}_E$ auf die horizontale Achse bezogen gezeichnet wird. Die **violette** Linie zeigt die Lage der inversen Nullspannung $-\underline{U}_0$ an, die als Referenzspannung für den charakteristischen Winkel verwendet wird.

Der Phasenwinkel des Zeigers des Summenstroms $\underline{I}_E$ wird bezogen auf den Zeiger der Nullspannung $\underline{U}_0$ bezogen gezeichnet, der vom Ursprung aus gesehen nach links also entgegengesetzt der **violetten** Linie gerichtet ist.

Zusätzlich können optional die aktiven Anregungn I> als Kreise um den Ursprung des Koordinatensystems dargestellt. In der linken oberen Ecke sind die zugehörigen Einstellwerte angegeben.

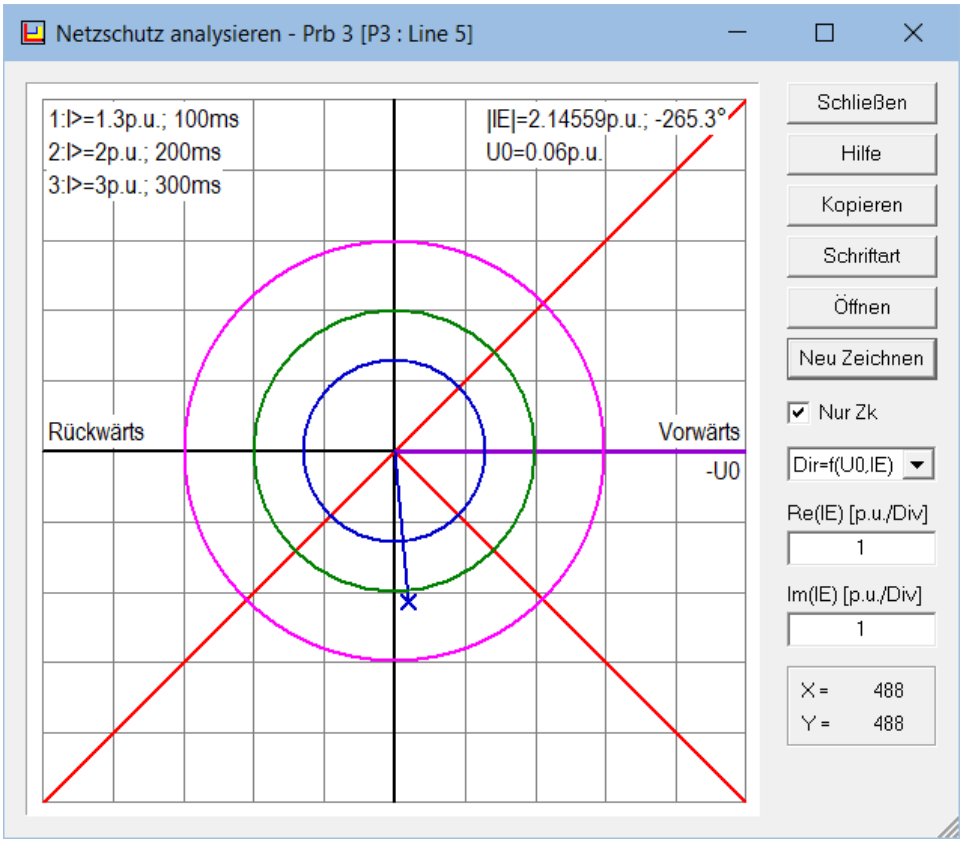


Abbildung 45: Diagramm *Dir=f(U0,IE)*: Richtungskennlinie im Nullsystem

Es muss beachtet werden, dass der charakteristische Winkel erst bestimmt wird, wenn ein Kurzschluss erkannt wurde. Ohne eine I>-Anregung wird das Diagramm mit Grundeinstellungswerten gezeichnet.

Angezeigte Messwerte (rechts oben)

1. Betrag und Phasenwinkel des Summenstroms $\underline{I}_E$
2. Betrag der Nullsystemspannung $\underline{U}_0$ in p.u. (1p.u. = $U_n/\sqrt{3}$)

6.1.11.10 UMZ/AMZ: Richtungskennlinie im Gegensystem mit Gegenstrom $\underline{I}_2$

Die Richtungsgerade für den Überstromzeitschutz mit Richtung im Gegensystem (AMZ-Schutz im Gegensystem), die mit dem Einstellwert **Char. Winkel** ausgewählt wird, ist in der folgenden Abbildung für einen 2-poligen Kurzschluss ohne Erde L12 dargestellt. Die

vom Ursprung nach rechts unten gehende **rote Linie** steht senkrecht auf der **rot gezeichneten Richtungsgeraden**, hier allerdings durch die verschiedenen Seitenlängen des Diagramms optisch verzerrt dargestellt. Der Winkel zwischen der horizontalen Achse und der Senkrechten zur Richtungsgeraden ist der eingestellte charakteristische Winkel. Der Winkel zwischen der horizontalen Achse und der Senkrechten zur Richtungsgeraden ist der eingestellte charakteristische Winkel.

Einstellwert	Bedeutung
Dir=f(U2, I2)	Kennlinie für die Richtungserkennung im Gegensystem

Der Gegensystemstrom $\underline{I}_2$ ist als **blaue Linie** vom Ursprung ausgehend nach unten gezeichnet dargestellt. Das Ende des komplexen Zeigers ist mit einem **blauen Kreuz** markiert. Die p.u,-Werte sind auf den Nennstrom I_n bezogen.

Bezeichner	Bedeutung
Horizontale X-Achse	Realteil Kurzschlussstrom I_2 in p.u.
Vertikale Y-Achse	Imaginärteil Kurzschlussstrom I_2 in p.u.

Die vom Ursprung nach rechts gezeichnete Linie in **violetter** Farbe zeigt an, dass der Zeiger des Gegenstroms $\underline{I}_2$ auf die horizontale Achse bezogen gezeichnet wird. Die **violette** Linie zeigt die Lage der inversen Gegenspannung $-\underline{U}_2$ an, die als Referenzspannung für den charakteristischen Winkel verwendet wird.

Der Phasenwinkel des Zeigers des Gegenstroms $\underline{I}_2$ wird auf den Zeiger der Gegenspannung $\underline{U}_2$ bezogen gezeichnet, der vom Ursprung aus gesehen nach links also entgegengesetzt der **violetten** Linie gerichtet ist.

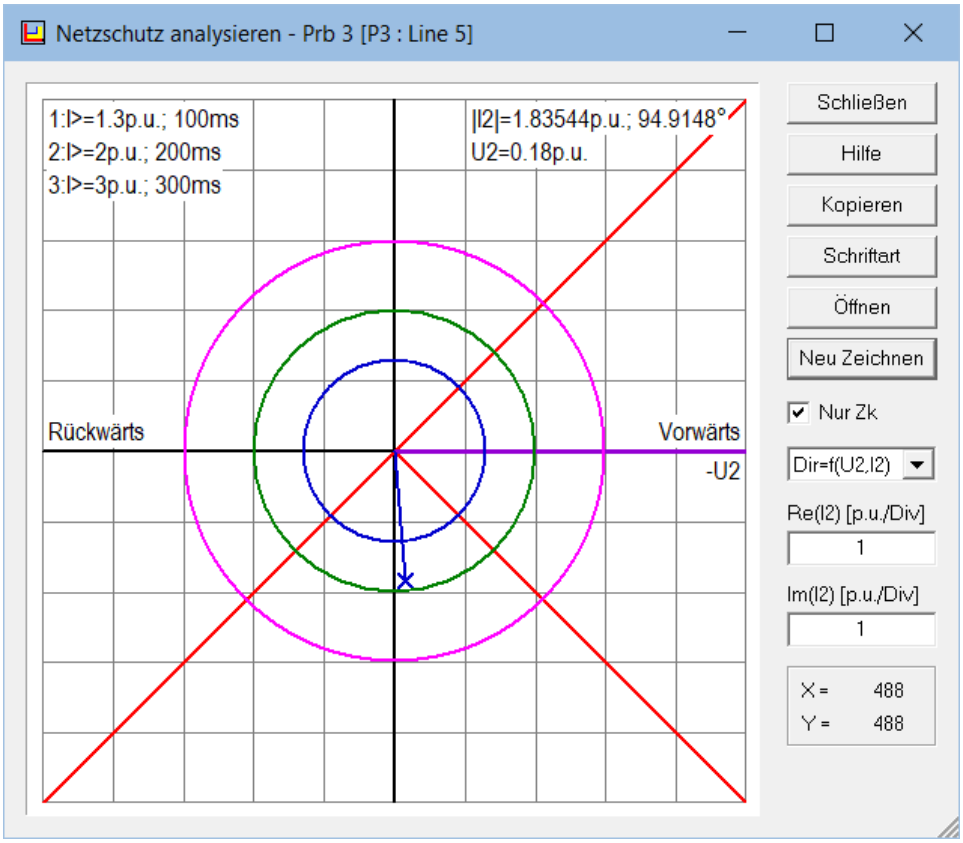


Abbildung 46: Diagramm Dir=f(U2,I2): Richtungskennlinie im Gegensystem

Zusätzlich können optional die aktiven Anregungen I> als Kreise um den Ursprung des Koordinatensystems dargestellt werden. In der rechten oberen Ecke sind die zugehörigen Einstellwerte angegeben. Es muss beachtet werden, dass der charakteristische Winkel erst bestimmt wird, wenn ein Kurzschluss erkannt wurde. Ohne eine I>-Anregung wird das Diagramm mit Grundeinstellungswerten gezeichnet.

Angezeigte Messwerte (rechts oben)

1. Betrag und Phasenwinkel des Gegensystemstroms $\underline{I}_2$
2. Betrag der Gegensystemspannung $\underline{U}_2$ in p.u. (1p.u. = $U_n/\sqrt{3}$)

6.1.12 Schutzanalyse: Ergebnisse der Netzschutzanalyse in einer Tabelle

Die Ergebnisse der Schutzanalyse können wie in der folgenden Abbildung dargestellt in einer Tabelle übersichtlich dargestellt werden. Nach einer Berechnung eines stationären Netzzustandes wird die Tabelle automatisch aktualisiert.

- In der Tabelle werden AUS-Kommandos mit einer **roten** Zelle, Generalanregungen mit einer **grünen** Zelle markiert.
- Ein deaktiviertes Schutzgerät wird in der Spalte **EIN/AUS** mit einer Zelle in **Orange** markiert.
- Eine **hellblaue** Zelle zeigt ein Schutzgerät an, die durch das Überfahren mit dem Mauszeiger in der Netzgrafik erkannt wurde, wenn der **Netzwerk Design Mode** deaktiviert wurde.
- Wurde ein Schutzgerät mit einem zu schützenden Betriebsmittel verbunden, das keine Mitreaktanz als Modellparameter besitzt, so wird die Zelle in **pink** eingefärbt.

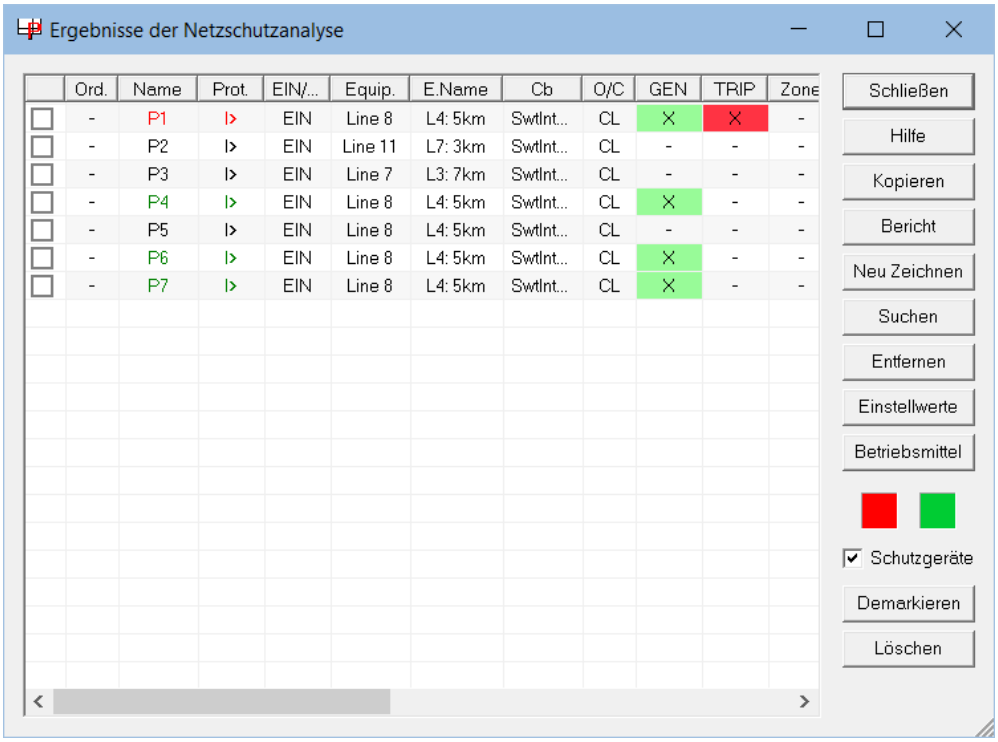


Abbildung 47: Ergebnisse der Netzschutzanalyse in einer Tabellenübersicht

An der rechten Seite des Dialogs sind je eine **rote** und **grüne** LED-Anzeige enthalten, die als ODER-Verknüpfung der AUS-Kommandos bzw. der Generalanregungen aller ausgewerteten Schutzgeräte ermittelt werden.

- **LED Grün**
  ODER-Verknüpfung der Generalanregungen der in der Tabelle enthaltenen und ausgewerteten Schutzgeräte

- **LED Rot**
  ODER-Verknüpfung der AUS-Kommandos der in der Tabelle enthaltenen und ausgewerteten Schutzgeräte

Die beiden LED-Anzeigen dienen dazu, einen schnellen Überblick über die zentralen Entscheidungen eines Schutzgerätes AUS-Kommando und Generalanregung zu erhalten.

6.1.12.1 Einstelldialog öffnen: Schutzgerät oder zu schützendes Betriebsmittel

Der Einstelldialog des Schutzgerätes oder des zu schützenden Betriebsmittels kann geöffnet werden.

- Durch einen **Left Mouse Button Double Click** auf die Spalten **Equip.** oder **E.Name** wird der Einstelldialog des zu schützenden Betriebsmittels geöffnet.

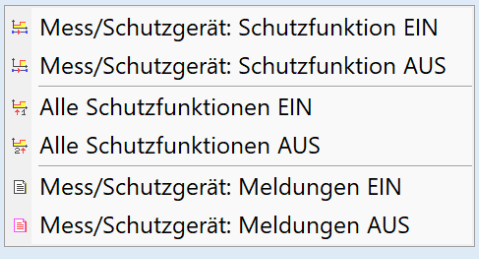
- Durch einen **Left Mouse Button Double Click** auf alle anderen Spalten wird der Einstelldialog des **Mess/Schutzgerätes** geöffnet.

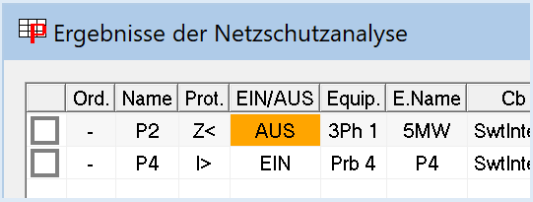
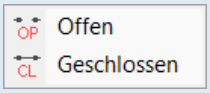
6.1.12.2 Bedienelemente des Dialogs zur Schutzanalyse

Bezeichner	Bedeutung
Kopieren	Der Inhalt der Tabelle kann in die Zwischenablage kopiert werden. Dabei verwendet ATPDesigner ein .csv-Format, damit die Tabelle einfach z.B. in eine Excel-Datei importiert werden kann.
Bericht	Die in der Liste angezeigten Messwerte inklusive der Spaltenüberschriften können in einer XML-Datei [21] gespeichert und direkt z.B. in Word eingelesen und als Tabelle dargestellt werden.
Neu Zeichnen	Manuelle Aktualisierung des Inhaltes der Tabelle
Entfernen	Die **rote Markierungsfläche**, der ein mit **Suchen** gefundenes Betriebsmittel umrandet, wird in der Netzgrafik gelöscht.
Einstellwerte	Der Einstelldialog der in der Liste markierten Schutzgeräte wird geöffnet.
Löschen	Die zu schützenden Betriebsmittel **Equip.** für alle Schutzgeräte sowie die sekundäre Mitimpedanz und damit auch die sekundäre Mitreaktanz **X1Ls[Ohm]** werden gelöscht.
Demarkieren	Die Markierungen der Schutzgeräte mit Checkboxen und Ordnungsnummern in der Spalte **Ord.** werden gelöscht.
Suchen	Das Schutzgerät der markierten Zeile wird in der Netzgrafik gesucht und mit einer **roten Markierungsfläche** markiert.

	▪ Durch einen **Left Mouse Button Double Click** auf die Spalten **Equip.** oder **E.Name** wird beim nachfolgenden **Left Mouse Button Click** auf den Button **Suchen** das zu schützende Betriebsmittel mit einer **roten Markierungsfläche** markiert. Falls das Schutzdiagramm mit den Auslösekennlinien etc. geöffnet ist, wird das Diagramm gelöscht. ▪ Durch einen **Left Mouse Button Double Click** auf alle anderen Spalten wird beim nachfolgenden Drücken des **Suchen**-Buttons das Schutzgerät mit einer **roten Markierungsfläche** markiert. Falls das Schutzdiagramm mit den Auslösekennlinien etc. geöffnet ist, wird das Diagramm gelöscht.
Betriebsmittel	siehe Identifikation des zu schützenden Betriebsmittels

In der nachfolgenden Tabelle sind die Bezeichner der Tabelle des Dialogs erläutert.

	Bedeutung
☐	Checkbox zur Auswahl mehrerer Schutzgeräte, wenn z.B. mehrere Zeitstaffelpläne in einem Diagramm dargestellt werden oder eine automatische Prüfung von Folgeleitungen (Kapitel 12.10) durchgeführt werden soll.
Ord.	Ordnungsnummer zur Darstellung z.B. mehrerer Zeitstaffelpläne in einem Diagramm
Name	Anwenderspezifischer Name des Schutzgerätes
Prot.	Bezeichner für die Schutzfunktion
EIN/AUS	EIN- und AUS-Schalten der Schutz- und Meldungsfunktionen ▪ **Mess/Schutzgerät: Schutzfunktion EIN** oder **AUS** Für das Schutzgerät, dessen Tabellenzeile mit **Left Mouse Button Down** angeklickt wurde, werden die Schutzfunktionen EIN oder AUS geschaltet. ▪ **Alle Schutzfunktionen EIN** oder **AUS** Für alle Schutzgeräte im Stromnetz werden die Schutzfunktionen EIN oder AUS geschaltet. ▪ **Mess/Schutzgerät: Meldungen EIN** oder **AUS** Für das Schutzgerät, dessen Tabellenzeile mit **Left Mouse Button Down** angeklickt wurde, wird die Ausgabe der die Meldungen in das Meldungsfenster Schutztechnik EIN oder AUS geschaltet. Wird die Zelle in der Tabelle mit eine **Left Mouse Button Click** ausgewählt, so wird das nachfolgende Menü geöffnet. 

	Eine deaktivierte Schutzfunktion wird mit einer Einfärbung der Zelle in **Orange** angezeigt. 
Equip.	Name des zu schützenden Betriebsmittels (Referenzname)
E.Name	Anwenderspezifischer Name des zu schützenden Betriebsmittels
Cb	Referenzname des Schalters, der mit dem Schutzgerät verbunden ist. ▪ **Orange** : Der Schalter ist stationär geöffnet. ▪ **Rot** : Der Schalter wurde durch eine Schutzfunktion geöffnet.
O/C	Zustand des Schalters ▪ CL = geschlossen ▪ OP = offen Durch einen **Left Mouse Button Click** auf diese Zelle kann der Leistungsschalter geöffnet oder geschlossen werden. 
GEN	Generalanregung (X = Generalanregung erkannt)
AUS	AUS-Kommando (X = AUS-Kommando erteilt)
Zone	Nummer der Distanzzone mit AUS-Kommando
T[ms/Div]	Staffelzeit des AUS-Kommandos
R1s[Ohm]	Sekundäre Kurzschlussresistanz der ausgewählten Impedanzmessschleife im Mitsystem

X1s[Ohm]	Sekundäre Kurzschlussreaktanz der ausgewählten Impedanzmessschleife im Mitsystem
R1p[Ohm]	Primäre Kurzschlussresistanz der ausgewählten Impedanzmessschleife im Mitsystem
X1p[Ohm]	Primäre Kurzschlussreaktanz der ausgewählten Impedanzmessschleife im Mitsystem
Z1s[Ohm]	Betrag der sekundären Kurzschlussimpedanz der ausgewählten Impedanzmessschleife im Mitsystem
Z1p[Ohm]	Betrag der primären Kurzschlussimpedanz der ausgewählten Impedanzmessschleife im Mitsystem
X1Ls[Ohm]	Sekundäre Mitreaktanz des zu schützenden Betriebsmittels Die sekundäre Mitreaktanz wird auch in der Registerkarte **Distanzschutz** ausgegeben und kann dort verändert werden.
Ref.Name	Unveränderlicher Referenzname des Schutzgerätes

6.1.12.3 Identifikation des zu schützenden Betriebsmittels

Das zu schützende Betriebsmittel sowie dessen sekundäre Mitimpedanz und ein dem Schutzgerät zugeordneter Schalter werden sofern möglich automatisch identifiziert. Die sekundäre Mitimpedanz wird in der Registerkarte **Distanzschutz** ausgegeben und kann dort verändert werden.

Der Algorithmus zur Identifikation des zu schützenden Betriebsmittels geht davon aus, dass das Schutzgerät im Verbraucherzählpfeilsystem mit dem zu schützenden Betriebsmittel verbunden ist: Die Pfeilspitze des Schutzgerätes zeigt auf das zu schützende Betriebsmittel. Ist das so identifizierte Betriebsmittel eine Leitung oder ein Transformator, so wird das Betriebsmittel als das zu schützende Betriebsmittel in der Tabelle gespeichert.

Es muss hier beachtet werden, dass der interne Schalter des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** verwendet werden kann. Der interne Schalter wird wie ein extern angeschlossener Schalter ausgewertet.

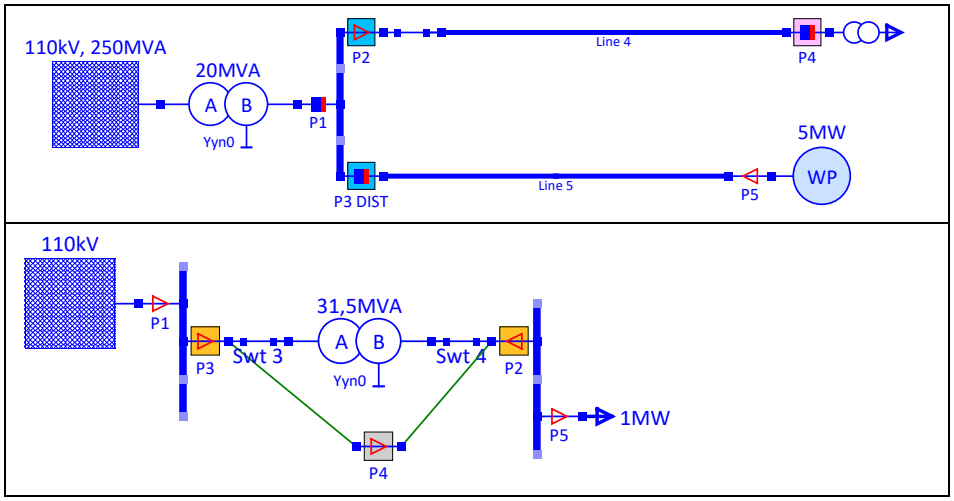


Abbildung 48: Von ATPDesigner erkennbare Messkonfigurationen

ATPDesigner erkennt folgende Betriebsmittel als zu schützende Betriebsmittel.

- **Leitung**
- **2-Wicklungs-Transformator**
- **Sammelschiene**
- **2- und 3-Wicklungs Transformator (BCTRAN)**

Befindet sich wie im rechten Beispiel dargestellt ein **Schalter (CB)** oder **Schalter** zwischen dem Schutzgerät und dem zu schützenden Betriebsmittel, wird der Schalter übersprungen und das am Schalter angeschlossene Betriebsmittel ausgewählt. Der Schalter wird in diesem Fall als zugeordneter Schalter identifiziert.

6.1.13 Schutzanalyse: Analyse von Kaskadenabschaltungen

Mit Hilfe der Funktion **Kaskadenanalyse** kann eine Kaskadenabschaltung von Schutzgeräten analysiert werden. Das Analysekonzept sieht vor, die Ergebnisse der aktuellen Schutzanalyse für Schutzgeräte und **Erzeugungsanlage (DEA)** zu speichern und als Anfangswerte für die nächste Schutzanalyse zu verwenden.

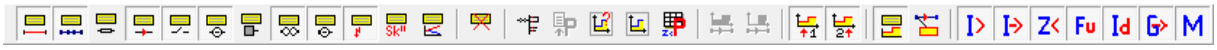
6.1.13.1 Kaskadenabschaltung

Unter einer Kaskadenabschaltung wird hier eine zeitlich sequentielle Folge von AUS-Kommandos verstanden, die durch Schutzgeräte in Folge eines Kurzschlusses an die zugeordneten Schalter ausgegeben werden. Die zeitliche Reihenfolge der AUS-Kommandos wird durch Anregung und Zeitstaffelung der Netzschutzgeräte verursacht. Im Rahmen der Kaskadenabschaltung kann es auch dazu kommen, dass die Anregung von Netzschutzgeräten vor Ausgabe eines AUS-Kommandos zurückfällt und zu einem späteren Zeitpunkt wieder anspricht. Auch der Wechsel des angeregten Schutzgerätes ohne Rückfall der Anregung ist berücksichtigt.

6.1.13.2 Grundlage der Kaskadenanalyse

Der Algorithmus der Kaskadenanalyse setzt voraus, dass die Staffelzeiten eines Netzschutzgerätes mit der Generalanregung gestartet werden. Umgekehrt betrachtet

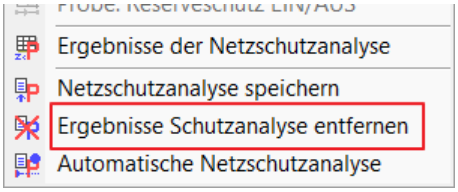
zeigt die kommende Generalanregung, dass mindestens eine Staffelzeit des Netzschutzgerätes gestartet wurde. Ein Rückfall der Generalanregung bedeutet, dass alle Staffelzeiten gestoppt werden.



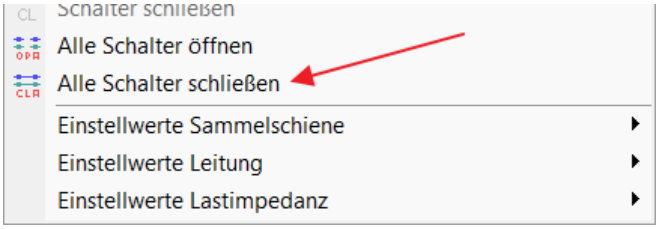
Die Kaskadenanalyse ist eine fortgesetzte Folge von Netzberechnungen (**Berechnung des stationären Netzzustandes**) und dem „Einfrieren“ (Menüpunkt **Netzschutzanalyse speichern**) der sich daraus ergebenden Reaktionen der Netzschutzgeräte. In der oben abgebildeten Toolbar sollten die vergrößert abgebildeten Buttons verwendet werden.

Vor Beginn der Kaskadenanalyse sollten folgende Bedienhandlungen durchgeführt werden.

1. Löschen des internen Speichers der Ergebnisse der Netzschutzanalyse mit dem Menüpunkt **Ergebnisse Schutzanalyse entfernen** im Hauptmenü **Netzschutz**.



2. Die Schalter, die nicht stationär geöffnet sein sollen, müssen durch den Toolbar-Button oder den Menüpunkt **Alle Schalter schließen** im Hauptmenü **Netzwerk Design** geschlossen werden.



Schalter und **Schalter (CB)**, die deaktiviert sind (Kapitel 4.1.3), werden durch die Funktion **Alle Schalter schließen** nicht geschlossen.

Danach kann die Kaskadenanalyse schrittweise mit den nachfolgend angeführten Buttons ausgeführt werden.

- Berechnung des stationären Netzzustandes mit Netzschutzanalyse
- „Einfrieren“ (**Netzschutzanalyse speichern**) der Netzschutzanalyse

Wird die Funktion ausgeführt, so werden zu Beginn die aktuellen Ergebnisse der Schutzanalyse für Schutzgeräte und **Erzeugungsanlage (DEA)** gespeichert und folgende Änderungen für beide Betriebsmittel durchgeführt.

- **Erzeugungsanlage (DEA)**

Hat der U<>-Schutz das Betriebsmittel vom Netz getrennt, so wird das Betriebsmittel deaktiviert.

- **Schutzgerät**
  Hat der Netzschutz ein AUS-Kommando an den mit dem Schutzgerät verbundenen Schalter ausgegeben, so wird der **Schalter** stationär geöffnet.

  Stationär geöffnete **Schalter** können mit dem Toolbar-Button oder dem Menüpunkt **Alle Schalter schließen** im Hauptmenü **Netzwerk Design** gleichzeitig stationär geschlossen werden.

Die Ergebnisse der Kaskadenanalyse werden in einem Textfenster in der Netzgrafik angezeigt (siehe auch Kapitel 6.11.15).

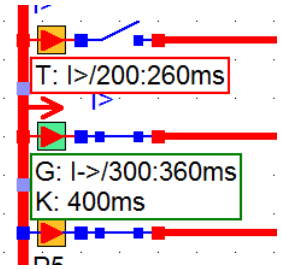


Abbildung 49: Ergebnisse der Kaskadenanalyse

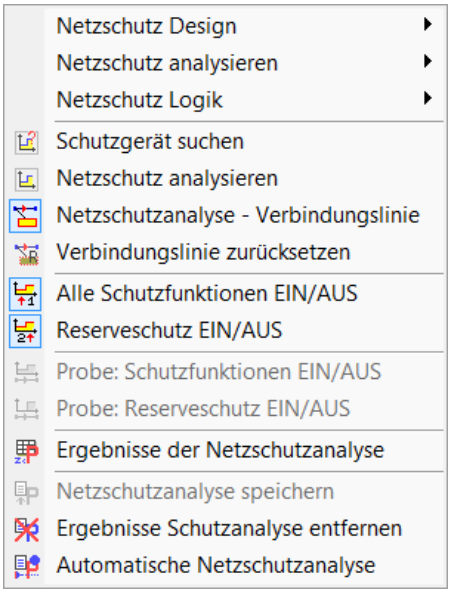
Das obere UMZ-Schutzgerät I> (**roter Rahmen**) gibt mit dem Ablauf einer Staffelzeit von 200ms ein AUS-Kommando (**T:**) aus. Die Staffelzeit ist mit dem Kurzschlusseintritt durch die Generalanregung gestartet worden. Das untere gerichtete UMZ-Schutzgerät (**I->**) hat mit seiner Generalanregung eine Staffelzeit von 300ms gestartet, die aber noch nicht zu einem AUS-Kommando geführt hat. In der zweiten Zeile „**K: 400ms**“ wird angezeigt, dass dieses Netzschutzgerät nicht unmittelbar mit dem Kurzschlusseintritt eine Generalanregung erkannt und die Zeitstufe gestartet hat, sondern erst 100ms danach. Durch diesen Zeitversatz der kommenden Generalanregung wird das Schutzgerät „**in Kaskade**“ erst 400ms nach dem Kurzschlusseintritt ein AUS-Kommando ausgeben, wenn die Generalanregung zu diesem Zeitpunkt noch ansteht.

6.1.13.3 Grundzustand der Schalter vor der Kaskadenanalyse definieren

Es kann von Interesse sein, vor Beginn der Kaskadenanalyse einen Grundzustand der Schalter zu definieren. Die Schalter können entweder stationär geöffnet oder geschlossen werden.

6.1.13.4 Automatische Ausführung der Kaskadenanalyse

Die Kaskadenanalyse kann alternativ automatisiert ausgeführt werden. Dazu wird im Hauptmenü **Netzschutz** der Menüpunkt **Automatische Netzschutzanalyse** angewählt. In einem zeitlichen Abstand von ca. 0,5s wird die Berechnung eines stationären Netzzustandes mit Netzschutzanalyse und daran folgendem „Einfrieren“ (**Netzschutzanalyse speichern**) ausgeführt. Die Ergebnisse jedes Schrittes der Kaskadenanalyse werden grafisch im Netz ausgegeben. Abschließend werden die wichtigsten Ergebnisse automatisch in einem Texteditor dargestellt, dessen Inhalt in ein anderes Textsystem kopiert werden kann.



Zu Beginn der automatischen Kaskadenanalyse werden

- **Schalter** und **Schalter (CB)**, die nicht deaktiviert sind, geschlossen und
- die interne Liste der Ergebnisse der Schutzanalyse gelöscht.

Der Menüpunkt **Automatische Netzschutzanalyse** wird im Hauptmenü **Netzschutz** nur dann aktiviert, wenn ein Kurzschluss (**roter Blitz**) im Netz vorhanden ist.

6.1.13.5 Vor dem Start der Kaskadenanalyse

Die Kaskadenanalyse kann nur gestartet werden, wenn ein Kurzschluss (**roter Blitz**) mit einem Netzknoten oder einer Leitung verbunden ist. Ist kein Kurzschluss im Netz vorhanden, so ist der Menüpunkt **Automatische Netzschutzanalyse** im Menü **Netzschutz** deaktiviert.

6.1.13.6 Automatisches Ende der Kaskadenanalyse

Die Kaskadenanalyse wird beendet, wenn der in der letzten Netzberechnung berechnete Kurzschlussstrom I_k des Kurzschlusses (**roter Blitz**) am Kurzschlussort

1. ≤ 0,1mA beträgt

   Diese Bedingung ist erfüllt, wenn der Kurzschlussstrom durch das Öffnen der Leistungsschalter allseitig und allpolig abgeschaltet wurde. Die Schwelle wurde größer Null gewählt, um numerisch bedingte Ungenauigkeiten zu berücksichtigen.

oder

2. sich gegenüber dem unmittelbar davor berechneten Kurzschlussstrom um weniger als 0,01% geändert hat.

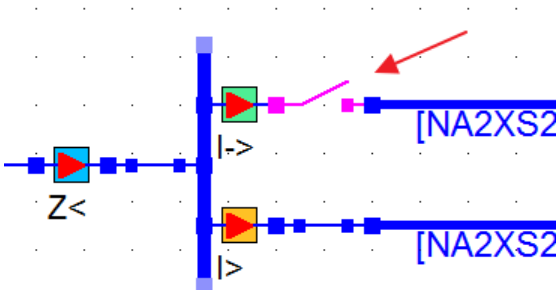
Die zweite Bedingung erkennt, wenn z.B. auf Grund eines Schutz- oder Schalterversagens der Kurzschluss nicht vollständig abgeschaltet werden kann. In diesem Fall kommt es nach einer endlichen Anzahl von Kaskadenabschaltungen zu einem Kurzschlussstrom, der sich auch bei fortgesetzter Kaskadenanalyse nicht mehr ändert.

Darüber hinaus kann die Kaskadenanalyse durch das Drücken der ESC-Taste abgebrochen werden.

6.1.13.7 Grundzustand der Schalter vor Beginn der Kaskadenanalyse

Es kann auch hier von Interesse sein, vor Beginn der automatischen Kaskadenanalyse einen Grundzustand der **Schalter** und **Schalter (CB)** zu definieren, der sich während der Kaskadenanalyse nicht ändern soll. Es muss hier beachtet werden, dass zu Beginn der Kaskadenanalyse alle Schalter, die nicht deaktiviert sind (deaktiviert = gezeichnet in der Farbe **magenta**), geschlossen werden.

- Soll ein **Schalter** während der automatischen Kaskadenanalyse **dauerhaft geöffnet** bleiben
  - Schalter z.B. im Einstelldialog mit dem Button **Geschlossen** stationär öffnen
  - Schalter deaktivieren (wird in der Farbe **magenta** gezeichnet)



- Soll ein **Schalter** während der automatischen Kaskadenanalyse **dauerhaft geschlossen** bleiben
  - Schalter z.B. im Einstelldialog mit dem Button **Geschlossen** stationär schließen
  - Ggfs. vorhandene Verbindung zu einem Schutzgerät löschen

6.1.14 Schutzanalyse: Mehrere Auslösekennlinien in einem Diagramm

ATPDesigner ermöglicht auch die Ausgabe mehrerer Auslösekennlinien in einem Diagramm. Die Ausgabe ist aber nur dann möglich, wenn die ausgewählten Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät** alle für die gleiche Schutzfunktion z.B. **Distanzschutz** eingestellt wurden.

6.1.14.1 Schutzanalyse DIST: Mehrere Zeitstaffelpläne in einem Diagramm

Werden im Dialog **Ergebnisse der Netzschutzanalyse** mit Hilfe der Checkboxen in der ersten Spalte mehrere Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät** mit **Distanzschutz Z<** ausgewählt (siehe die nachfolgende Abbildung), so werden deren Zeitstaffelpläne in einem Diagramm dargestellt.

⇨ Um diese Darstellung korrekt zu erzeugen, muss zwingend jedem Schutzgerät ein zu schützendes Betriebsmittel mit dessen primärer oder sekundärer Reaktanz (Registerkarte **Distanzschutz**, Gruppe **Schutzobjekt**, Einstellwert **X_{1sek}**) zugeordnet werden. Dieser Wert wird zum Seriendarstellung der Zeitstaffelkennlinien benötigt.

Es wird darauf hingewiesen, dass die in den Diagrammen der Distanzschutzgeräte verwendeten Impedanzwerte abhängig vom Einstellwert Gerätetyp und den primären und sekundären Nenngrößen der Spannungs- und Stromwandler in der Registerkarte Dist: Z< verschiedene Bedeutungen haben können.

⇨ Aus diesem Grund werden die die Werte der **Reaktanzen der Zeitstaffelpläne** unabhängig vom Gerätetyp und den Nenngrößen der Spannungs- und Stromwandler **immer als primäre Impedanzen** dargestellt. Dadurch ist der direkte Vergleich der Zeitstaffelpläne möglich.

6.1.14.1.1 Auswahl der Schutzgeräte: Netzwerk Design Mode inaktiv

Ist der Network Design Mode deaktiviert, kann ein Schutzgerät mit Hilfe des Mauszeigers in der Tabelle **Ergebnisse der Netzschutzanalyse** identifiziert und ausgewählt werden.

1. **Netzwerk Design Mode** mit dem Toolbar-Button oder mit dem Menüpunkt **Network Design** im Hauptmenü **Ansicht** deaktivieren.

2. Dialog **Ergebnisse der Netzschutzanalyse** mit dem Toolbar-Button oder dem Menüpunkt **Ergebnisse der Netzschutzanalyse** im Hauptmenü **Netzschutz** öffnen.

3. Mauszeiger über dem Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** positionieren, das Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** wird dann in der Tabelle des Dialogs **Ergebnisse der Netzschutzanalyse** automatisch identifiziert und der Name in der Schutzanalyse-Tabelle farblich hinterlegt.

4. Zeile mit Hilfe der Checkbox am Zeilenanfang markieren

5. Vorgang nach Punkt 2 ggfs. mehrfach wiederholen

6. Dialog **Netzschutz analysieren** zur Darstellung der Diagramme mit dem Toolbar-Button oder dem Menüpunkt **Netzschutz analysieren** im Hauptmenü **Netzschutz** öffnen

7. **Left Mouse Button Click** auf den **Suchen**-Button Dialog **Netzschutz analysieren** (siehe nachfolgende Abbildung), um das Diagramm zu zeichnen und die Schutzgeräte in der Netzgrafik mit einer **roten Markierungsfläche** zu markieren.

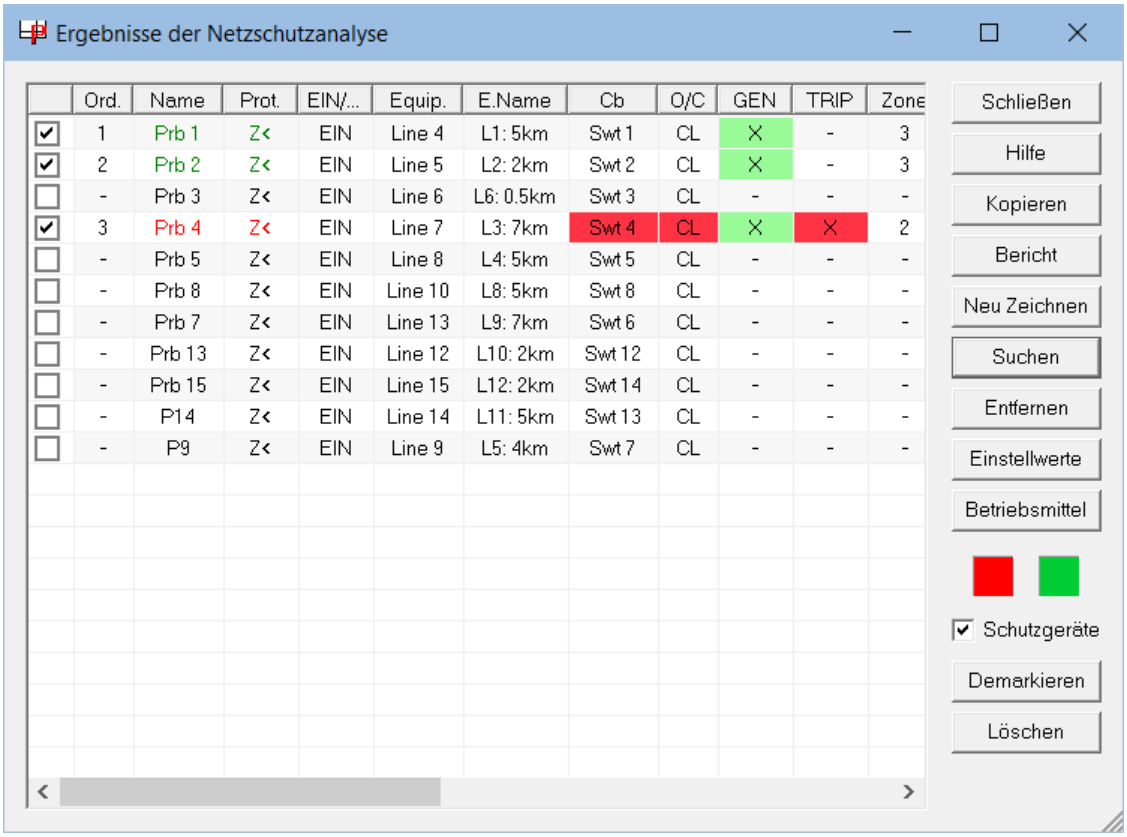


Abbildung 50: Ergebnisse der Netzschutzanalyse - Auswahl mehrerer Schutzfunktionen

6.1.14.1.2 Auswahl der Schutzgeräte: Netzwerk Design Mode aktiv

1. **Netzwerk Design Mode** mit dem Toolbar-Button oder mit dem Menüpunkt **Network Design** im Hauptmenü **Ansicht** deaktivieren.

2. Mauszeiger über das Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** bewegen, das Netzwerkelement mit einem **Left Mouse Button Down** markieren. Die entsprechende Zeile des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** in der Schutzanalyse-Tabelle wird markiert. Es darf nur ein einziges Netzwerkelement markiert sein.

3. Zeile mit Hilfe der Checkbox am Zeilenanfang markieren

4. Markiertes Netzwerkelement wieder demarkieren.

5. Vorgang nach Punkt 2 ggfs. mehrfach wiederholen

6. Dialog **Netzschutz analysieren** zur Darstellung der Diagramme mit dem Toolbar-Button oder dem Menüpunkt **Netzschutz analysieren** im Hauptmenü **Netzschutz** öffnen

7. Button **Suchen** im Dialog **Ergebnisse der Netzschutzanalyse** (Abbildung oben) drücken

Durch einen **Left Mouse Button Click** auf den Taster **Suchen** werden in der Netzgrafik die ausgewählten Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät** mit einer **roten Markierungsfläche** markiert. Falls der Dialog geöffnet ist, werden die Zeitstaffelpläne der ausgewählten Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät** in einem Diagramm gezeichnet. Die Markierung der Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät** in der Netzgrafik kann mit dem Taster **Löschen** gelöscht werden. Die Checkboxen der 1. Spalte bleiben danach weiterhin ausgewählt. Die Markierung der Leitungen sowie die daraus folgende Nummerierung für die Darstellung als Diagramm werden mit Schließen des Dialogs **Netzschutz analysieren** gelöscht.

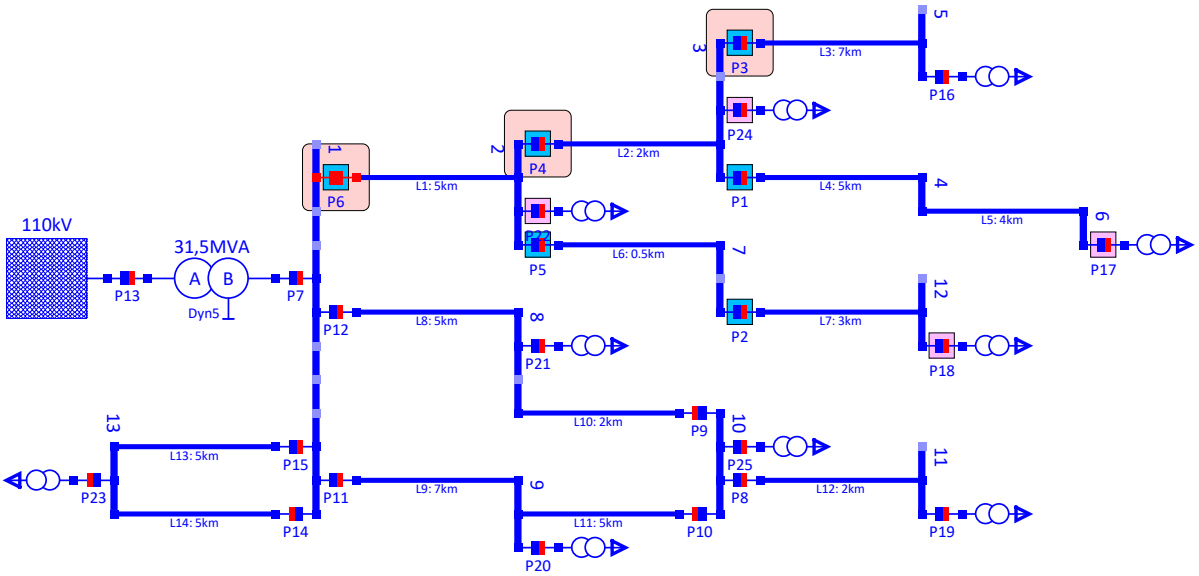


Abbildung 51: Markierung der ausgewählten Schutzgeräte in der Netzgrafik

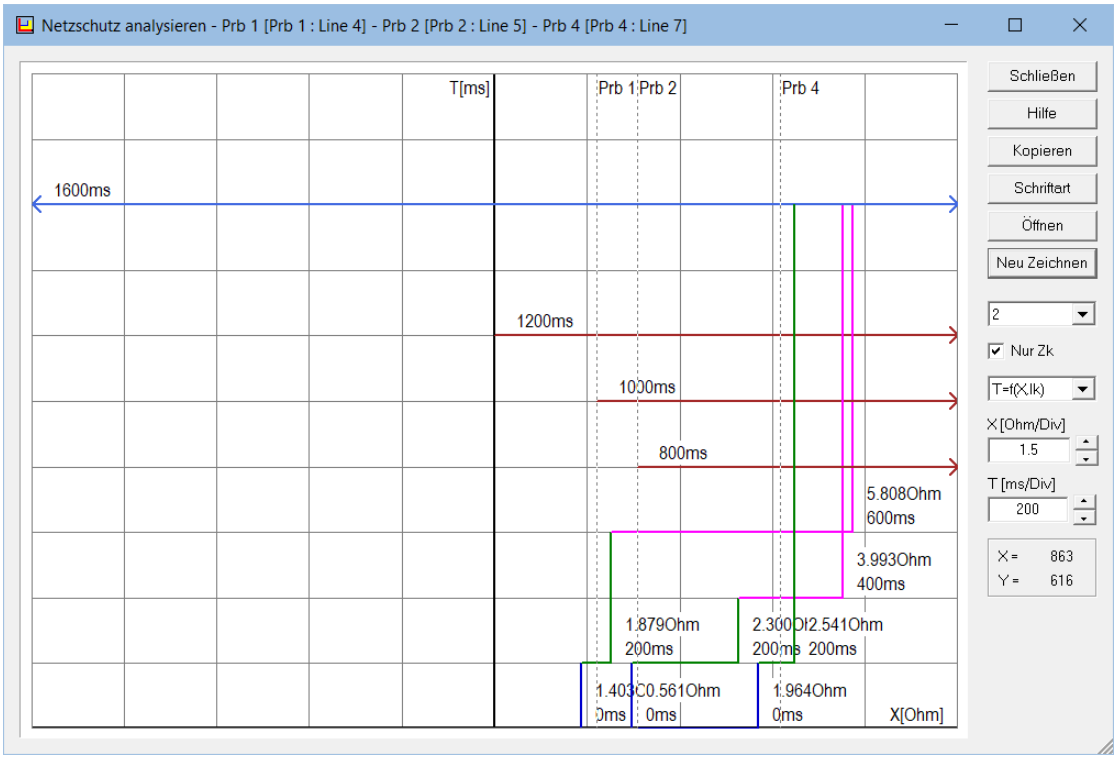


Abbildung 52: Darstellung mehrerer Zeitstaffeldiagramme in einem Diagramm

Für das Diagramm wurden die Schutzgeräte **P1** (**Prb 1)**, **P2 (Prb 2)** und **P5 (Prb 5)** ausgewählt. Die Reaktanzen der zu schützenden Betriebsmittel werden in dem Diagramm durch vertikale gestrichelte Linie mit dem Referenznamen des Schutzgerätes angezeigt.

6.1.14.2 Schutzanalyse FUSE: Mehrere Sicherungskennlinien in einem Diagramm

Werden mit Hilfe der Checkboxen mehrere **Mess/Schutzgeräte** mit **Fuse Fu** ausgewählt, so werden die Sicherungskennlinien (Kapitel 6.11.8.4) der ausgewählten **Mess/-Schutzgeräte** in einem Diagramm wie nachfolgenden gezeigt dargestellt.

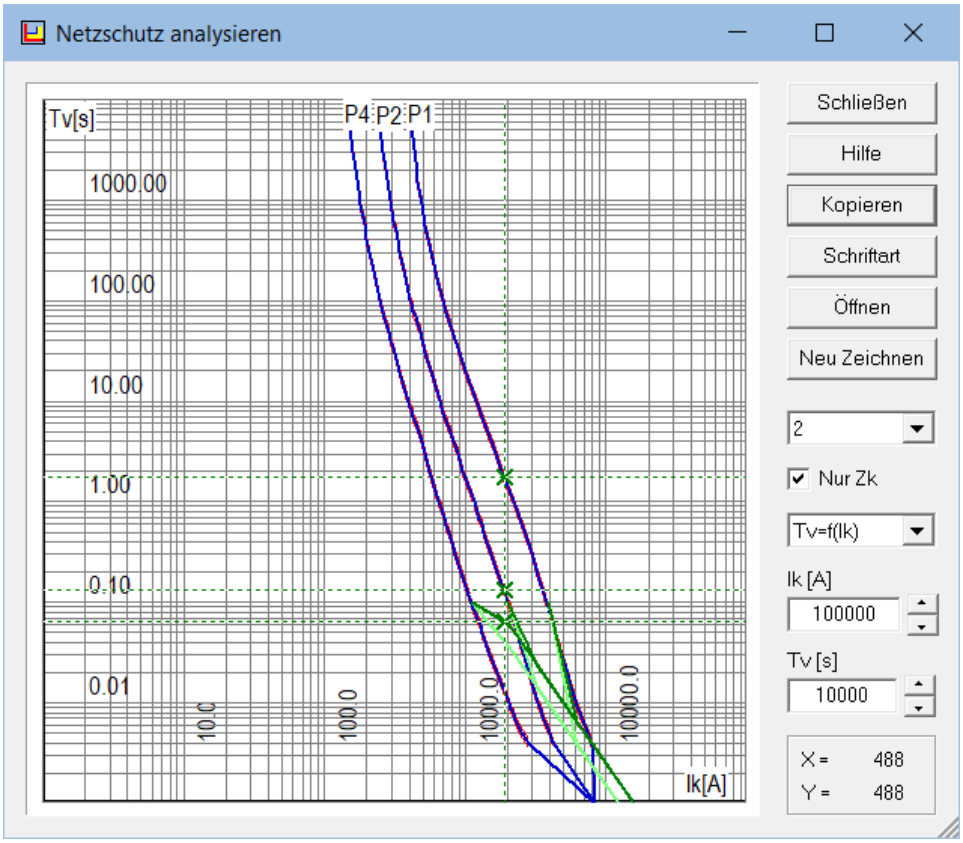


Abbildung 53: Darstellung mehrerer Sicherungskennlinien in einem Diagramm

Am oberen Ende der Kennlinien wird der verkürzte Name des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät Px** statt dem Referenznamen **Prb x** angegeben. Die farbliche Markierung der Auslösepunkte (I_k, T_v) entspricht der in einem Einzeldiagramm. Es werden keine Zusatzinformationen wie z.B. Kurzschlussströme oder Auslösezeiten angezeigt.

6.1.14.3 Schutzanalyse FUSE und UMZ: Darstellung in einem Diagramm

Werden mit Hilfe der Optionen mehrere Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät** mit **Fuse Fu** und ungerichtetem Überstromzeitschutz **Überstromzeitschutz** ausgewählt, so werden die Sicherungskennlinien und die Zeitstaffelkennlinien der ausgewählten Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät** in einem Diagramm dargestellt.

Um die Kennlinien der verschiedenen Schutzfunktionen in einem gemeinsamen Diagramm darzustellen, verwendet ATPDesigner die **Nennspannung U_n** in der Registerkarte **Allgemeine Daten** der ersten Sicherung des Diagramms als Bezugsspannung. Für

alle anderen Sicherungen und Überstromzeitschutzgeräte werden mit Hilfe deren Nennspannungen **U_n** ein Spannungsübersetzungsverhältnis berechnet und die gemessenen Ströme auf die Bezugsspannungsebene der ersten Sicherung umgerechnet.

⇨ Es wird empfohlen, die Nennspannungen U_n der **Mess/Schutzgeräte** so einzustellen, dass das **Bemessungsübersetzungsverhältnis** der ggfs. vorhandenen Transformatoren kompensiert wird.

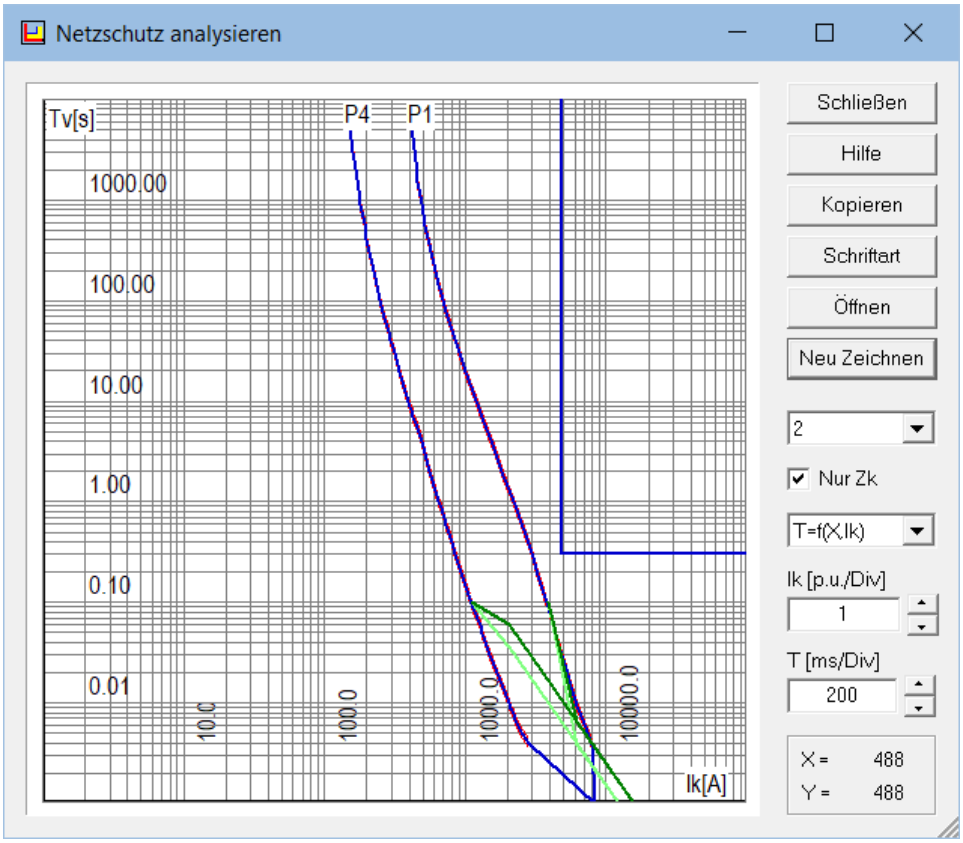


Abbildung 54: Darstellung *Sicherung* und *Überstromzeitschutz* in einem Diagramm

Am oberen Ende der Kennlinien wird der verkürzte Name des **Mess/Schutzgerätes Px** statt dem Referenznamen **Prb x** angegeben. Die farbliche Markierung der Auslösepunkte (I_k, T_v) entspricht der in einem Einzeldiagramm. Es werden keine Zusatzinformationen wie z.B. Kurzschlussströme oder Auslösezeiten angezeigt.

6.1.14.4 Schutzanalyse AMZ (IDMT): Mehrere Kennlinien in einem Diagramm

Werden in dem Dialog **Ergebnisse der Netzschutzanalyse** mit Hilfe der Checkboxen in der ersten Tabellenspalte mehrere Schutzgeräte mit den Schutzfunktionen **Überstromzeitschutz I>**, **Überstromzeitschutz mit Richtung I->** oder **Distanzschutz Z<** ausgewählt, so werden die Kennlinien des AMZ-Schutzes (IDMT) in einem Diagramm angezeigt.

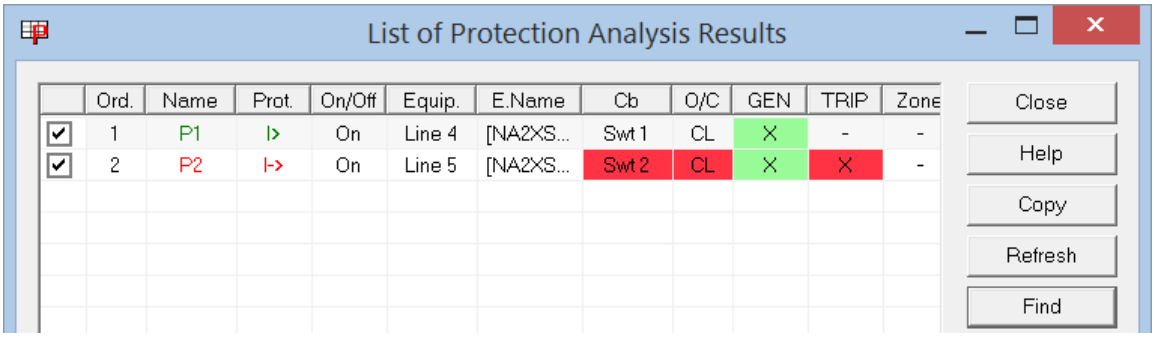


Abbildung 55: Auswahl mehrerer Schutzfunktionen mit aktivem AMZ-Schutz

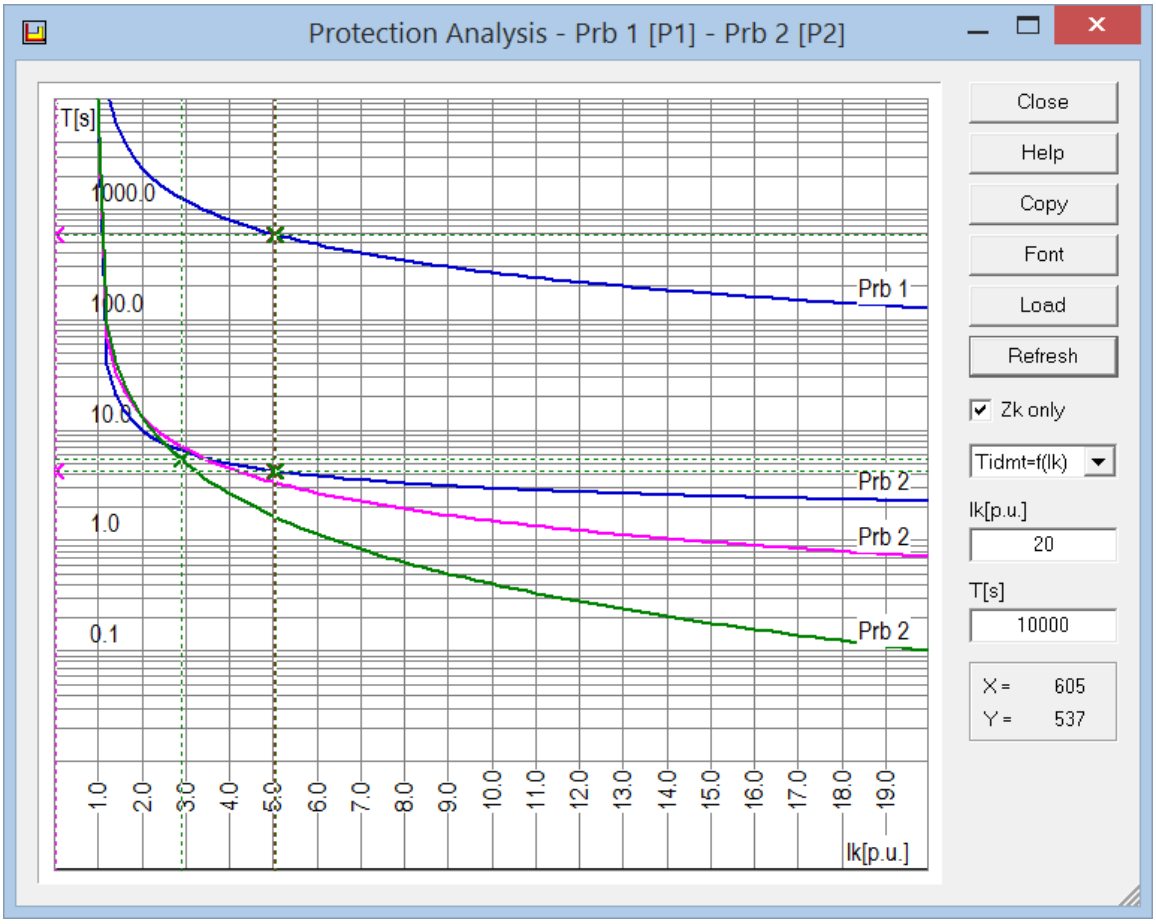


Abbildung 56: Darstellung mehrerer Kennlinien des AMZ-Schutzes (IDMT) in einem Diagramm

Am oberen Ende der Kennlinien wird der verkürzte Name der Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät** **Px** statt **Prb x** angegeben. Es werden keine Zusatzinformationen wie z.B. Kurzschlussströme oder Auslösezeiten angezeigt.

6.1.15 Schutzanalyse: Analyse und Bewertung des Anregesystems

Die Analyse und Bewertung der Netzschutzfunktionen von ATPDesigner umfasst eine qualitative und quantitative Bewertung der Ergebnisse des Anregesystems. In der nachfolgenden Abbildung kann in der Gruppe **Netzschutz: Analyse Anregesystem** mit dem Einstellwert **Unschärfebereich** ein Maß für die qualitative und quantitative Bewertung der Ergebnisse des Anregesystems definiert werden.

- Hauptmenü **Netzschutz**
- Menüpunkt **Einstellungen Netzschutz**

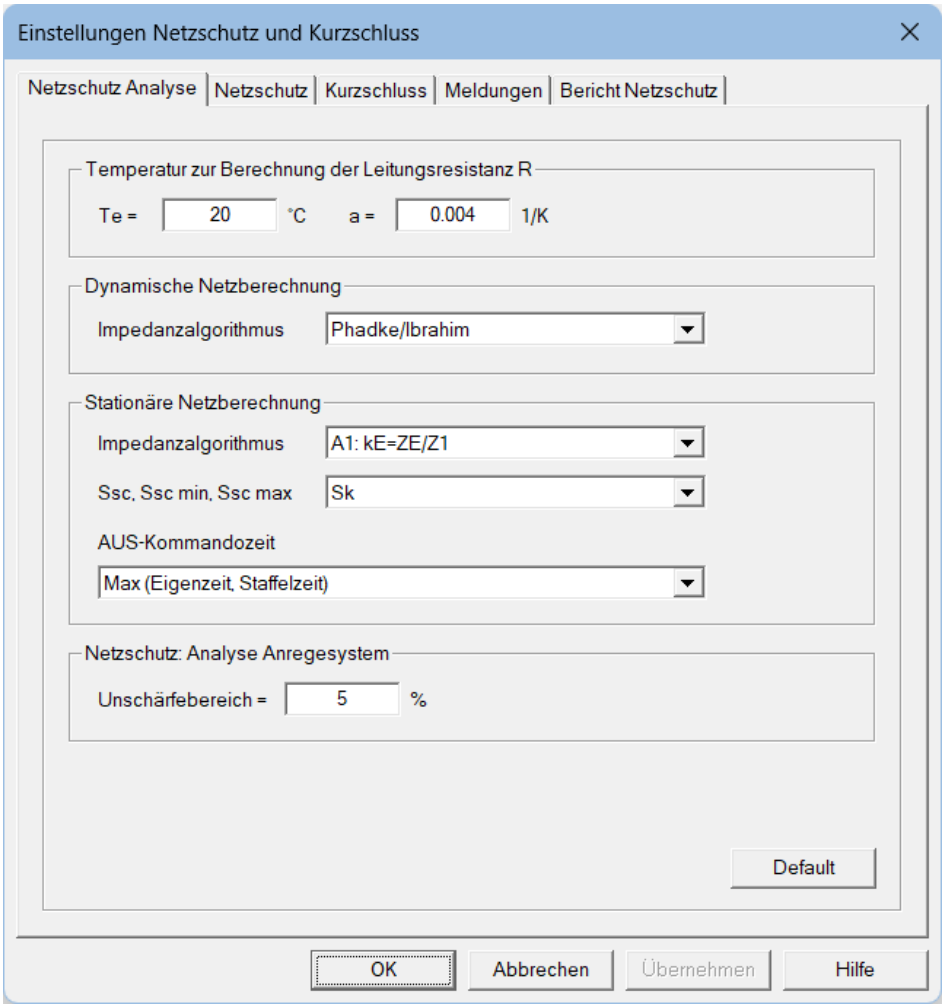


Abbildung 57: Einstellwert *Unschärfebereich* für die Analyse des Anregesystems

Einstellwert	Bedeutung
Unschärfebereich	Unschärfebereich der Anregekennlinie zur qualitativen und quantitativen Bewertung des Anregesystems

6.1.15.1 Ausgabe im *Meldungsfenster Netzschutz*

Nach **Berechnung eines stationären Netzzustandes** werden die Anregesysteme I>-, U<,I>- und U/I-Anregung bewertet. Basierend auf der vom Benutzer vorgegebenen Einstellung des Unschärfebereiches werden die Ergebnisse der Bewertung der Anregesysteme im **Meldungsfenster Netzschutz** ausgegeben.

Hier ist auf das Schlüsselwort **STA** (**St**arting **S**ystem) am Anfang der Ausgabezeile zu achten. Nach diesem Schlüsselwort wird angegeben, ob der Arbeitspunkt innerhalb bzw. außerhalb der Anregefläche sowie dem Unschärfebereich liegt. Anschließend werden die berechneten Werte, auf denen die Bewertung basiert sowie die Ergebnisse im **Meldungsfenster Netzschutz** ausgegeben.

Abkürzung	Bedeutung
STA	Anregesystem (**I>**; **U<,I>**; **UI**)
MPSA	Arbeitspunkt in Anregebereich ▪ 1 = ja ▪ 0 = nein
MPUS	Arbeitspunkt in Unschärfebereich ▪ 1 = ja ▪ 0 = nein
DIS	Kleinster zulässiger Abstand zur Grenzkennlinie der Anregefläche absolut und in p.u. (bezogen auf den ermittelten Abstand zwischen Unschärfebereich und Grenzkennlinie der Anregefläche)
DI	Differenz des Stromes des geringsten Abstandes bezogen auf In
DU	Differenz der Spannung des geringsten Abstandes bezogen auf $U_n/\sqrt{3}$
DISMIN	Einstellwert Unschärfebereich

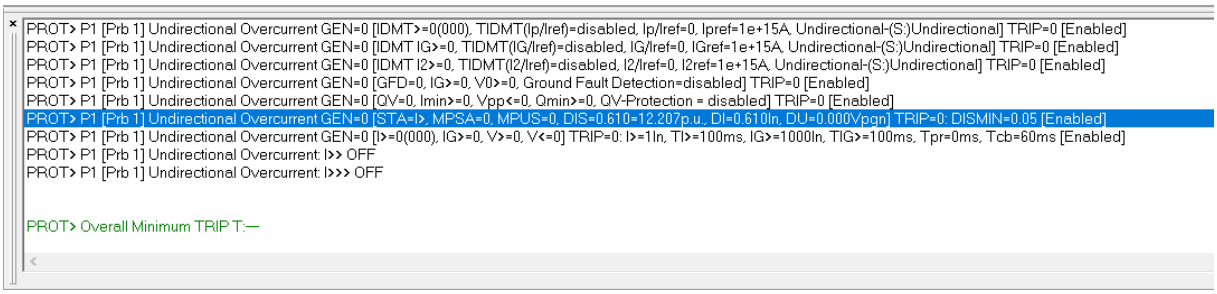


Abbildung 58: Ausgabe der Bewertung des Anregesystems im *Meldungsfenster Netzschutz*

6.1.16 Stationäre Netzberechnung: Liste der AUS-Kommandos

Nach der Analyse der Schutzfunktionen werden alle Schutzgeräte, für die ein AUS-Kommando erkannt wurde, wie nachfolgend dargestellt als Liste im Fenster für **Netzschutzmeldungen** ausgegeben.

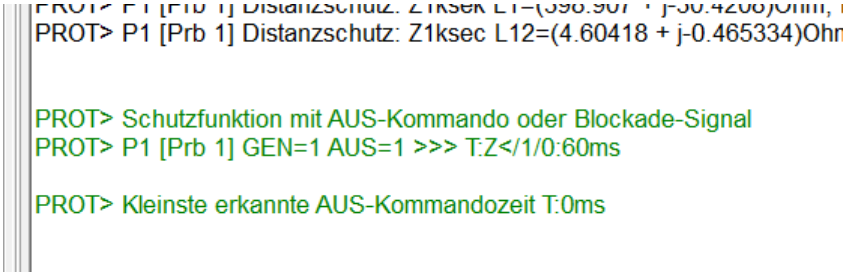


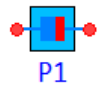
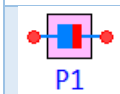
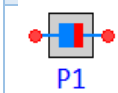
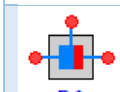
Abbildung 59: PROT - Ausgabe der Schutzgeräte AUS-Kommando im *Meldungsfenster*

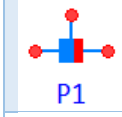
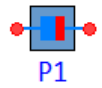
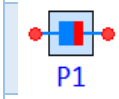
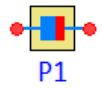
6.1.17 Schutzfunktionen: Farbmarkierungen im elektrischen Netz

Die für ein Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** eingestellte Schutzfunktion kann in der Netzgrafik farblich angezeigt werden. Dazu muss der zugehörige Toolbar-Schalter wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt mit einem **Left Mouse Button Click** aktiviert werden.

Abbildung 60: Ein- und Ausschalten der Farbmarkierung der Schutzfunktionen

In der nachfolgenden Tabelle sind die Symbole für das Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** in der Netzgrafik für einen aktiven internen Schalter **SwtIntern** dargestellt. Die Farbe des Markierungsrahmens identifiziert die Hauptschutzfunktion.

Symbol	Protection Function
	Schutzfunktion ist deaktiviert oder die Schutzfunktion ist aktiviert aber der Markierungsrahmen ist deaktiviert
	I> Überstromzeitschutz
	I> Gerichteter Überstromzeitschutz
	Z< Distanzschutz
	Fu Sicherung
	Id Differentialschutz (3-Bein-Differentialschutz)
	Id Differentialschutz (3W, d.h. 3-Bein-Differentialschutz)

	
	Erdschlussortung
	Messgerät mit Überwachungsfunktionen
	Leistungsschalter für Niederspannungsnetze

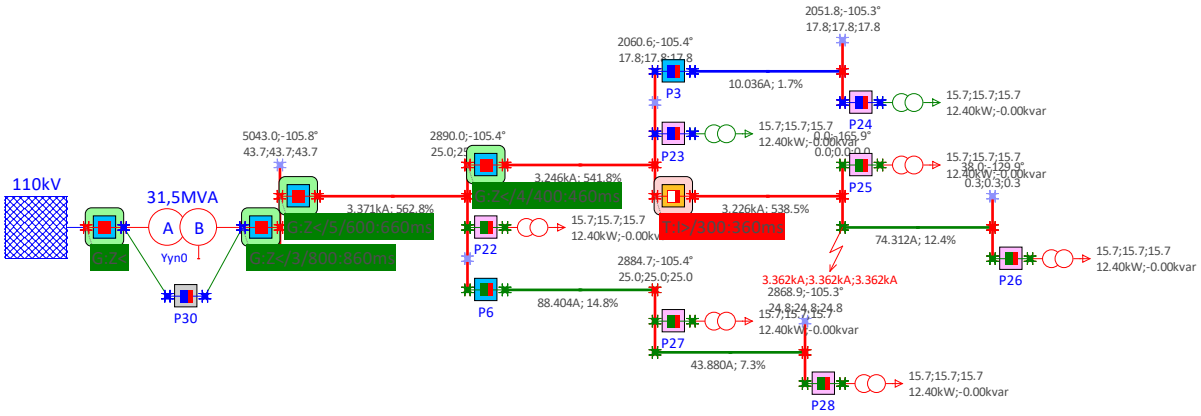


Abbildung 61: Farbmarkierung der Schutzfunktionen

6.1.18 Stationäre Netzberechnung[3]: Ausführung der Schutzfunktionen

ATPDesigner berücksichtigt die für das Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** einstellbaren Schutzfunktionen **Netzschutz** auch nach einer **Berechnung eines stationären Netzzustandes**. Dabei werden die Zeitstufen der Schutzfunktionen im Sinne von Staffelzeiten statisch ausgewertet.

Sind die Schutzfunktionen deaktiviert (**Off**), so werden diese in der Netzschutzanalyse nicht ausgewertet. Nach einer stationären Netzberechnung erfolgt eine entsprechende Ausgabe im Fenster für **Netzschutzmeldungen**.

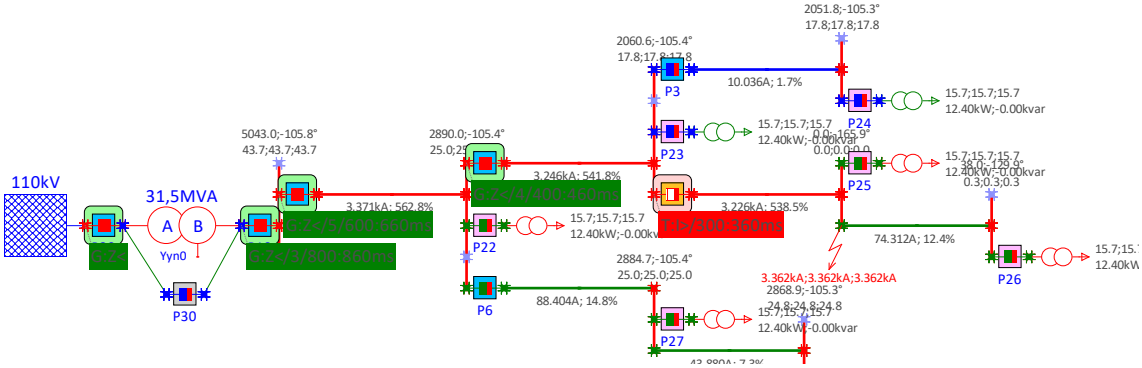


Abbildung 62: Stationäre Netzberechnung: Schutzfunktionen mit AUS-Kommando

In der vorherigen Abbildung ist als Beispiel ein zweiseitig gespeistes 20kV-Strahlennetz dargestellt, dessen Leitungen durch einen ungerichteten UMZ-Schutz (**P1**, **P4**, **P5**) bzw. Distanzschutz (**P2**, **P9**, **P11**, **P12**) geschützt werden. Die Schalter sind nur im Falle der Berechnung dynamischer Netzvorgänge von Interesse. Der 3-polige Kurzschluss hat zur Folge, dass die beiden Distanzschutzgeräte **P2** und **P12** in der Reservezone auslösen. In der folgenden Abbildung sind die Meldungen der Schutzgeräte im Fenster für **Netzschutzmeldungen** dargestellt.

```
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz GEN=1 [U>=0(000), U<=0(000)] AUS=0: U< inaktiv, U> inaktiv [Aktiviert]
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz U<>(1) GEN=1 [U>=0(000) AUS=0] [U<=0(000) AUS=0]  [Aktiviert]
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz U<>(2) GEN=1 [U>=0(000) AUS=0] [U<=0(000) AUS=0]  [Aktiviert]
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz U<>(3) GEN=1 [U>=0(000) AUS=0] [U<=0(000) AUS=0]  [Aktiviert]
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz GEN=1 [AMZ>=0(000), TAMZ(IL/Iref)=inaktiv, IL/Iref=0, ILref=1e+15A, Vorwärts-(S:)Ungerichtet] AUS=0 [Aktiviert]
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz GEN=1 [AMZ IE>=0, TAMZ(IE/Iref)=inaktiv, IE/Iref=0, IEref=1e+15A, Ungerichtet-(S:)Ungerichtet] AUS=0 [Aktiviert]
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz GEN=1 [AMZ I2>=0, TAMZ(I2/Iref)=inaktiv, I2/Iref=0, I2ref=1e+15A, Ungerichtet-(S:)Ungerichtet] AUS=0 [Aktiviert]
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz GEN=1 [EWATT=0, IE>=0, U0>=0, Erdschlussortung=inaktiv] AUS=0 [Aktiviert]
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz GEN=1 [QU=0, Imin>=0, ULL<=0, Qmin>=0, QU-Schutz = inaktiv] AUS=0 [Aktiviert]
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz GEN=1 [PSIG=0, ---] ---ms AUS=0 [Aktiviert]
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz GEN=1 [ANR=I>, MPSA=1, MPUS=0, DIS=5.296=88.271p.u., DI=-5.296In, DU=0.000ULEn] AUS=1: DISMIN=0.05 [Aktiviert]
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz Z<-Detection=disabled
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz: {2:I>} OFF
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz: {3:I>} OFF
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz(Polygon) DZ1 GEN=1 {1} [I>=1(011), IE>=0, IF>=1(011), U>=0, U<=0, UI=0(000)] AUS=1: Zone=1/L23, R1k=0.258012Ohm, X
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz(Polygon): Zone=2, OFF
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz(Polygon): Zone=3, OFF
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz(Polygon): Zone=4, OFF
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz(Polygon): Zone=5, OFF
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz(Polygon): Zone=6, OFF
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz(Polygon): Zone=7, OFF
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz(Polygon): Zone=8, OFF
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz: Z1ksek L1=(398.907 + j-30.4208)Ohm, L2=(1.71725 + j-0.00705759)Ohm, L3=(-1.212 + j0.461749)Ohm
PROT> P1 [Prb 1] Distanzschutz: Z1ksec L12=(4.60418 + j-0.465334)Ohm, L23=(0.258012 + j0.225999)Ohm, L31=(-4.18462 + j0.941152)Ohm


PROT> Schutzfunktion mit AUS-Kommando oder Blockade-Signal
PROT> P1 [Prb 1] GEN=1 AUS=1 >>> T:Z</1/0:60ms
```

Abbildung 63: Stationäre Netzberechnung: Ausgabe der Netzschutzanalyse (Beispiel)

[3] Stationäre Netzberechnung = Berechnung eines stationären Netzzustandes

Es ist zu erkennen, dass Schutzgeräte teilweise angeregt haben (**GEN=1**) bzw. ein AUS-Kommando (**AUS=1**) erteilt haben.

⇨ Es muss hier darauf hingewiesen werden, dass die hier beschriebene Ausführung der Schutzfunktionen nur auf den Ergebnissen der Berechnung eines stationären Netzzustandes, d.h. auf der Auswertung der komplexen Zeiger von Spannungen und Strömen basiert. Dynamische Netzvorgänge werden nicht berücksichtigt. Insofern können sich zu den Reaktionen der Schutzgeräte bei der Berechnung dynamischer Netzvorgänge, die **MODELS**-basierte Schutzalgorithmen verwenden, Unterschiede ergeben.

Durch die Verwendung von **Schaltern (CB)** zu jedem **Mess/Schutzgerät** kann ein Stromnetz für die Ausführung der Schutzfunktionen im Falle der Berechnung eines stationären Netzzustandes und ohne Änderung für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge vorbereitet werden. Alternativ kann auch der interne Schalter des **Mess/-Schutzgerät** oder ein **Schalter** verwendet werden. In der nachfolgenden Abbildung ist ein Beispiel dargestellt. Die Kennung **OPEN** für die AUS-Kommandos ist im Falle der **Berechnung eines dynamischen Netzvorganges** den Schaltern zugeordnet.

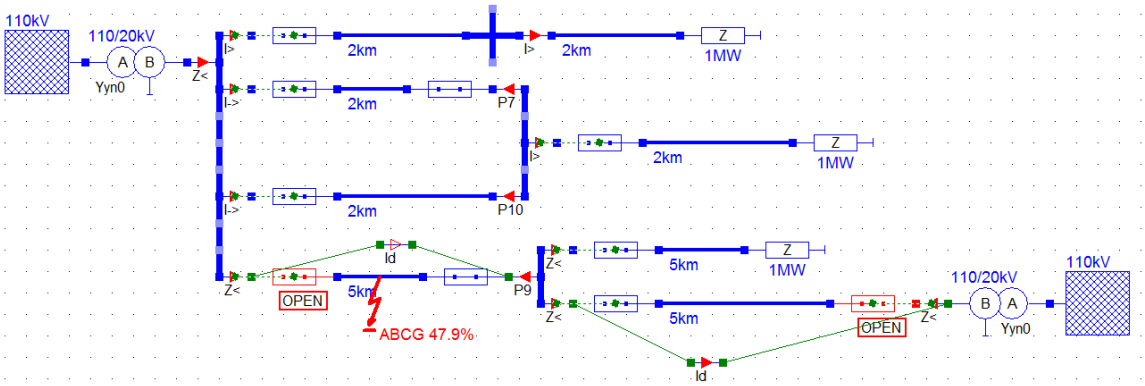


Abbildung 64: Berechnung dynamischer Netzvorgänge - Ausführung der Schutzfunktion

6.1.18.1 Berücksichtigung der Überstromzeitschutzfunktion

Nach der Berechnung des stationären Netzzustandes ermittelt ATPDesigner, ob eine Anregung für die Schutzfunktion vorliegt. Im Falle des Überstromzeitschutzes mit Richtung wird die Kurzschlussrichtung beachtet. Für alle Schutzgeräte mit aktiver Generalanregung wird nun das Schutzgerät ermittelt, welche die kleinste Staffelzeit aufweist. Das so ermittelte Schutzgerät wird mit dem Begriff **T:...** (**AUS-Kommando**) oder **G:...** (**Generalanregung**) markiert. Ggfs. werden mehrere Schutzgeräte markiert, wenn die Kriterien stationär betrachtet gleichzeitig zutreffen.

6.1.18.2 Berücksichtigung der Distanzschutzfunktion

Wie für den Distanzschutz üblich muss einerseits eine Anregung z.B. durch ein I> - Kriterium und/oder U< - Kriterium vorliegen und die berechnete Kurzschlussimpedanz des Mitsystems $\underline{Z}_{1k}$ innerhalb des Auslösepolygons liegen. Es gelten hier die Erläuterungen aus dem entsprechenden Kapitel. Das so ermittelte Schutzgerät wird wie in Abbildung 62 dargestellt mit dem Begriff **T:...** (**AUS-Kommando**) oder **G:...** (**Generalanregung**) markiert. Ggfs. werden mehrere Schutzgeräte markiert, wenn die Kriterien stationär betrachtet gleichzeitig zutreffen.

6.1.18.3 Berücksichtigung der Differentialschutzfunktion

Nach der Berechnung des stationären Netzzustandes berechnet ATPDesigner Differenzstrom I_{diff} und Haltestrom I_{rest} und prüft mit der eingestellten Kennlinie, ob ein AUS-Kommando an die beiden mit der Schutzfunktion verbundenen Messgeräte **Px** ausgegeben wird. Das so ermittelte AUS-Kommando wird mit dem Begriff **T:…** (**AUS-Kommando**) oder **G:…** (**Generalanregung**) an dem Schutzgerät, die als Differentialschutz parametriert ist, angezeigt. Das Beispiel in nachfolgender Abbildung zeigt **P14** mit einem Differentialschutz und den beiden Messorten **P2** und **P9**. Der 3-polige Kurzschluss führt zu einem AUS-Kommando des Differentialschutzes nach 0ms. Die Kurzschlussstromunterbrechungszeit beträgt 80ms.

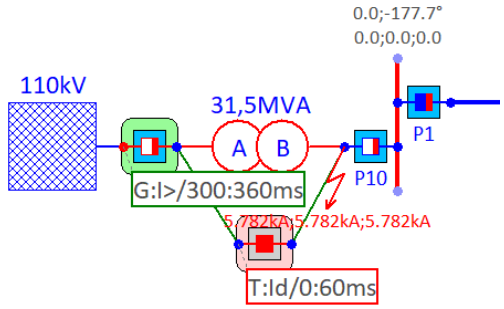


Abbildung 65: Differentialschutz – Ausgabe der AUS-Kommandos in der Netzgrafik

Die in der nachfolgenden Abbildung dargestellten Meldungen zeigen, dass der Differentialschutz **P14** und der Distanzschutz **P12** in Zone 1 ausgelöst haben (**AUS=1**). Als kleinste Staffelzeit wurden 0ms ermittelt.

```
PROT> I-> [Prb 5] Directional Overcurrent: I>> OFF
PROT> I-> [Prb 5] Directional Overcurrent: I>>> OFF
PROT> I> [Prb 6] Undirectional Overcurrent GEN=1 [V>=0(000), V<=1(111)] TRIP=0: V< disabled, V> disabled
PROT> I> [Prb 6] Undirectional Overcurrent GEN=1 [I>=0(000), IG>=0, V>=0, V<=1] TRIP=0: I>=1In, TI>=100ms, Tpr=0ms, Tcb=60ms
PROT> I> [Prb 6] Undirectional Overcurrent: I>> OFF
PROT> I> [Prb 6] Undirectional Overcurrent: I>>> OFF
PROT> Z< [Prb 12] Distance Protection GEN=1 [V>=0(000), V<=1(111)] TRIP=0: V< disabled, V> disabled
PROT> Z< [Prb 12] Distance Protection GEN=1 [I>=1(111), IG>=0, IF>=1, V>=0, V<=1] TRIP=0: Zone=1/AB, R1k=2.756460hm, X1k=2.412850hm, R1=7.6450hm, X1=1.440hm, T=50ms, Tpr=20ms, Tcb=60ms
PROT> Z< [Prb 12] Distance Protection GEN=1 [I>=1(111), IG>=0, IF>=1, V>=0, V<=1] TRIP=0: Zone=2/AB, R1k=2.756460hm, X1k=2.412850hm, R1=80hm, X1=40hm, T=300ms, Tpr=20ms, Tcb=60ms
PROT> Z< [Prb 12] Distance Protection: Zone=3, OFF
PROT> Z< [Prb 11] Distance Protection GEN=1 [V>=0(000), V<=1(111)] TRIP=0: V< disabled, V> disabled
PROT> Z< [Prb 11] Distance Protection GEN=1 [I>=1(111), IG>=0, IF>=1, V>=0, V<=1] TRIP=0: Zone=1/AB, R1k=-0.8203260hm, X1k=-0.7180070hm, R1=7.6450hm, X1=1.440hm, T=50ms, Tpr=0ms, Tcb=60ms
PROT> Z< [Prb 11] Distance Protection GEN=1 [I>=1(111), IG>=0, IF>=1, V>=0, V<=1] TRIP=0: Zone=2/AB, R1k=-0.8203260hm, X1k=-0.7180070hm, R1=9.040hm, X1=2.670hm, T=200ms, Tpr=0ms, Tcb=60ms
PROT> Z< [Prb 11] Distance Protection: Zone=3, OFF
PROT> Z< [Prb 16] Distance Protection GEN=1 [V>=0(000), V<=1(111)] TRIP=0: V< disabled, V> disabled
PROT> Z< [Prb 16] Distance Protection GEN=1 [I>=0(000), IG>=0, IF>=1, V>=0, V<=1] TRIP=0: Zone=1/AB, R1k=1.113120hm, X1k=0.9729940hm, R1=20hm, X1=20hm, T=600ms, Tpr=20ms, Tcb=60ms
PROT> Z< [Prb 16] Distance Protection: Zone=2, OFF
PROT> Z< [Prb 16] Distance Protection: Zone=3, OFF
PROT> I> [Prb 17] Undirectional Overcurrent GEN=0 [V>=0(000), V<=0(000)] TRIP=0: V< disabled, V> disabled
PROT> I> [Prb 17] Undirectional Overcurrent GEN=0 [I>=0(000), IG>=0, V>=0, V<=0] TRIP=0: I>=1In, TI>=100ms, Tpr=0ms, Tcb=60ms
PROT> I> [Prb 17] Undirectional Overcurrent: I>> OFF
PROT> I> [Prb 17] Undirectional Overcurrent: I>>> OFF
PROT> P8 [Prb 8] GEN=1 TRIP=1: Differential Protection, M1=Prb 2, M2=Prb 9, Td>=0ms, Tpr=20ms, Tcb=60ms, IdABC=6964.53A, 6964.53A, 6964.53A, IrABC=380.01A, 380.01A, 380.01A

> Voltage Monitoring: Busbars Bb x
```

Abbildung 66: Differentialschutz – Ausgabe der AUS-Kommandos

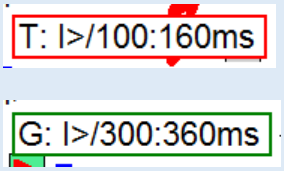
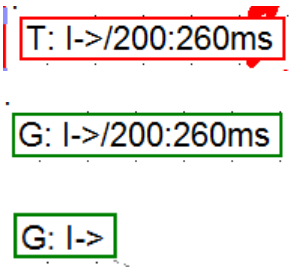
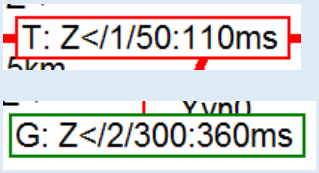
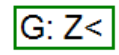
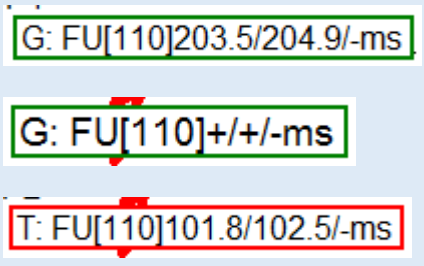
6.1.18.4 Berücksichtigung des Über-/Unterspannungsschutzes U<>

Der Über-/Unterspannungsschutz kann entweder nur als Teil des Anregesystems von Überstromzeitschutz oder Distanzschutz verwendet werden oder mit zusätzlichen Zeitstufen im Sinne von Staffelzeiten als parallel arbeitender Schutz mit AUS-Kommando.

6.1.19 Stationäre Netzberechnung: Ergebnisse der Schutzanalyse

Zusätzlich zu der erläuterten Ausgabe der Ergebnisse der Schutzanalyse werden die wichtigsten Ergebnisse direkt in der Netzgrafik angezeigt.

- **T:…** = **AUS-Kommando**
- **G:…** = **Generalanregung**

Schutzfunktion	AUS-Kommando T: Generalanregung G:	Bedeutung
Überstromzeitschutz I>		Staffelzeit in ms Staffelzeit + Schaltereigenzeit in ms
Gerichteter Überstromzeitschutz I->		Staffelzeit in ms Staffelzeit + Schaltereigenzeit in ms Gerichteter Überstromzeitschutz angeregt, gemessene Kurzschlussrichtung ist verschieden von der eingestellten Kurzschlussrichtung
Distanzschutz Z<		Distanzzone 1,2,3 Staffelzeit in ms Staffelzeit + Schaltereigenzeit in ms
Distanzschutz Z<		Distanzschutz angeregt, Kurzschlussimpedanz liegt nicht innerhalb einer der Auslöseflächen
Sicherung FU		Leiterselektive Anregung Staffelzeit in ms je Leiter „-“ : keine Auslösung wegen fehlender Anregung „+“ : keine Auslösung wegen Überschreitung des maximal zulässigen Ausschaltstromes I_{max}

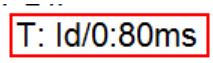
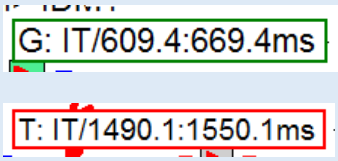
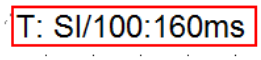
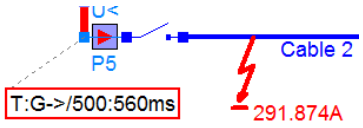
Differentialschutz Id		Staffelzeit in ms Staffelzeit + Schaltereigenzeit in ms
AMZ-Schutz (IDMT) IT		Staffelzeit in ms Staffelzeit + Schaltereigenzeit in ms
Signalvergleichschutz SI		Startzeit in ms Startzeit + Schaltereigenzeit in ms
Unterimpedanz-anregung Z«		Staffelzeit in ms Staffelzeit + Schaltereigenzeit in ms
Erdschlussortung G->		Staffelzeit in ms Staffelzeit + Schaltereigenzeit in ms

Abbildung 67: Ergebnisse der Schutzanalyse in der Netzgrafik

⇨ Die Entscheidung, ob eine Schutzfunktion mit AUS-Kommando oder nur mit Generalanregung dargestellt wird, ist nur abhängig von der Staffelzeit. Der Analysealgorithmus geht davon aus, dass die eingestellten Staffelzeiten die Eigenzeiten der Schutzsysteme sowie die Eigenzeiten der Leistungsschalter berücksichtigen.

6.1.20 Stationäre Netzberechnung: Verfahren der Schutzanalyse

Nach **Berechnung eines stationären Netzzustandes** z.B. mit dem Toolbar-Button werden aus den Grundschwingungszeigern der Leiter-Erd-Spannungen und Leiterströme die weiter benötigten physikalischen Größen wie z.B. Impedanzen berechnet. Der Algorithmus zur Analyse der Schutzfunktionen wertet wie nachfolgende beschrieben die Einstellwerte der Schutzfunktionen aus.

1. Es werden alle Schutzfunktionen identifiziert, für die die Generalanregung aktiv ist.
   ➔ **Angeregte Schutzfunktionen**

2. Für alle angeregten Schutzfunktionen wird die kleinste Staffelzeit ermittelt.
   ➔ **Minimale Staffelzeit**

Bezeichner	Bedeutung
Gerichteter Überstromzeitschutz	Die Staffelzeiten werden nur berücksichtigt, wenn die eingestellte, mit der ermittelten Kurzschlussrichtung identisch ist.
Distanzschutz	Die Staffelzeiten werden nur berücksichtigt, wenn die berechnete Kurzschlussimpedanz im Mitsystem innerhalb einer Impedanzauslösefläche (Distanzzone) liegt.
AMZ-Schutz	Die Staffelzeit wird abhängig vom gemessenen Kurzschlussstrom berechnet (Kapitel 6.11.31)
Differentialschutz	Der Differentialschutz hat keine eigentliche Anregung. Insofern Ist der Differentialschutz mit einem erteilten AUS-Kommando gleichzeitig auch angeregt.
Signalvergleichschutz	Da der Signalvergleichschutz auf ein Signal der Gegenstation z.B. ein AUS-Kommando reagiert, wird die Startzeit des Signalvergleichschutz nur dann im Sinne einer Staffelzeit ausgewertet, wenn das Signal der Gegenstation vorliegt und alle weiteren Bedingungen entsprechend der Betriebsart erfüllt sind.
Erdschlussortung	Die Erdschlussortung wird berücksichtigt, falls eine Staffelzeit eingestellt wurde.

3. Die Schutzfunktionen, deren Staffelzeit gleich der minimalen Staffelzeit ist, werden mit einem AUS-Kommando dargestellt.
   ➔ **AUS-Kommando T:…**

4. Die Schutzfunktionen, die angeregt haben, deren Staffelzeit aber größer als die minimale Staffelzeit ist, werden mit einer Generalanregung dargestellt.
   ➔ **Generalanregung G:…**

6.1.21 Dynamische Netzberechnung: *Betriebsart* des Messgerätes

Die Betriebsart des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** definiert, welche Signale wie z.B. P, Q oder S von ATPDesigner mit Hilfe der Programmiersprache **MODELS** als Zeitverläufe gemessen oder berechnet und in einem Diagramm angezeigt werden können. Diese Funktionen werden unabhängig von Schutzfunktionen ausgeführt.

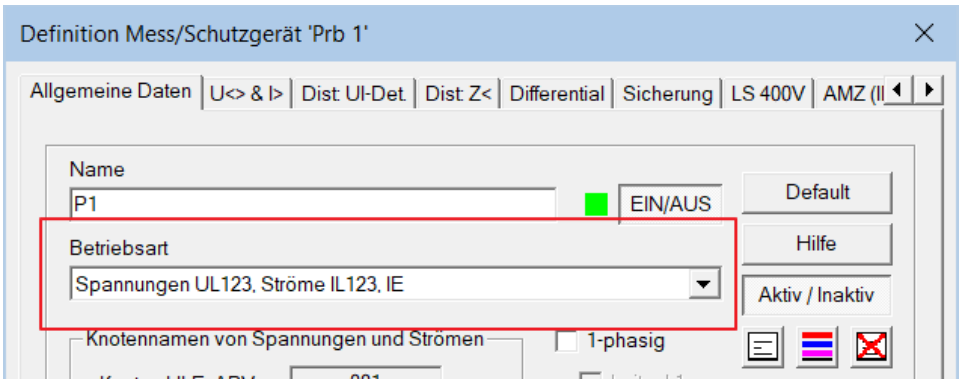


Abbildung 68: Dynamische Netzberechnung: *Betriebsart* des Messgerätes

Die Berechnung des zeitlichen Verlaufes von Betrag und Phasenwinkel der netzfrequenten Grundschwingung erfolgt mit Hilfe der Diskreten Fourier Transformation (DFT). Die Berechnungen werden in **MODELS** ausgeführt. ATPDesigner verwendet die **Nennfrequenz f_n** des Stromnetzes zur Berechnung der netzfrequenten Grundschwingung der physikalischen Signale. Die **Nennfrequenz f_n** des Stromnetzes kann als Einstellwert **Netznennfrequenz f_n** eingestellt werden.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Netzkonfiguration**, Registerkarte **Netzwerk**

Einstellwert	Bedeutung
Ohne	Es wird keine Messung von physikalischen oder anderen Signalen durchgeführt. In dieser Betriebsart werden keine ATP-basierten Komponenten in den **TACS**-Bereich der .ATP-Eingabedatei ausgegeben. Dadurch kann bei Verwendung einer großen Anzahl von Netzwerkelementen **Mess/Schutzgerät** ein Überlauf des **TACS**-Speicherbereiches des ATP ggfs. vermieden werden.
Spannungen UL123, Ströme IL123, IE	▪ Messung der Leiter-Erd-Spannungen $u_{L1}(t)$, $u_{L2}(t)$, $u_{L3}(t)$ ▪ Messung der Nullspannung $u_0(t)$ ▪ Messung der Leiterströme $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$, $i_{L3}(t)$ ▪ Messung des Erdstroms $i_E(t)$
Spannungen UL123	▪ Messung der Leiter-Erd-Spannungen $u_{L1}(t)$, $u_{L2}(t)$, $u_{L3}(t)$
Ströme IL123, IE	▪ Messung der Leiterströme $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$, $i_{L3}(t)$
Spannungen UL123, U12/23/31, Ströme IL123, IE	▪ Messung der Leiter-Erd-Spannungen $u_{L1}(t)$, $u_{L2}(t)$, $u_{L3}(t)$ ▪ Messung der Nullspannung $u_0(t)$ ▪ Messung der Leiter-Leiter-Spannungen $u_{12}(t)$, $u_{23}(t)$, $u_{31}(t)$ ▪ Messung der Leiterströme $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$, $i_{L3}(t)$ ▪ Messung des Erdstroms $i_E(t)$
S, P, Q, cos Ø, UL123, IL123	▪ Messung der Leiter-Erd-Spannungen $u_{L1}(t)$, $u_{L2}(t)$, $u_{L3}(t)$ ▪ Messung der Nullspannung $u_0(t)$ ▪ Messung der Leiterströme $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$, $i_{L3}(t)$

	▪ Messung des Erdstroms $i_E(t)$ ▪ Berechnung des Betrages der netzfrequenten Grundschwingung S, P, Q und des Verschiebungsfaktors cos φ ▪ Berechnung des Betrages der netzfrequenten Grundschwingung der Leiter-Erd-Spannungen $u_{L1}(t)$, $u_{L2}(t)$, $u_{L3}(t)$ und der Leiterströme $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$, $i_{L3}(t)$ ▪ Berechnung der Spannungen, Ströme, Wirk- und Blindleistung sowie des Verschiebungsfaktors im System der Symmetrischen Komponenten (**012-System**: Mitsystem, Gegensystem und Nullsystem)
S, P, Q, cos Ø, UL123, U12/23/31, IL123	▪ Messung der Leiter-Erd-Spannungen $u_{L1}(t)$, $u_{L2}(t)$, $u_{L3}(t)$ ▪ Messung der Leiter-Leiter-Spannungen $u_{12}(t)$, $u_{23}(t)$, $u_{31}(t)$ ▪ Messung der Nullspannung $u_0(t)$ ▪ Messung der Leiterströme $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$, $i_{L3}(t)$ ▪ Messung des Erdstroms $i_E(t)$ ▪ Berechnung des Betrages der netzfrequenten Grundschwingung S, P, Q und des Verschiebungsfaktors cos φ ▪ Berechnung des Betrages der netzfrequenten Grundschwingung der Leiter-Erd-Spannungen $u_{L1}(t)$, $u_{L2}(t)$, $u_{L3}(t)$ und der Leiterströme $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$, $i_{L3}(t)$ ▪ Berechnung der Spannungen, Ströme, Wirk- und Blindleistung sowie des Verschiebungsfaktors im System der Symmetrischen Komponenten (**012-System**: Mitsystem, Gegensystem und Nullsystem)
S, P, Q, cos Ø, UL123, U12/23/31, IL123, hab	▪ Messung der Leiter-Erd-Spannungen $u_{L1}(t)$, $u_{L2}(t)$, $u_{L3}(t)$ ▪ Messung der Leiter-Leiter-Spannungen $u_{12}(t)$, $u_{23}(t)$, $u_{31}(t)$ ▪ Messung der Nullspannung $u_0(t)$ ▪ Messung der Leiterströme $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$, $i_{L3}(t)$ ▪ Messung des Erdstroms $i_E(t)$ ▪ Berechnung des Betrages der netzfrequenten Grundschwingung S, P, Q und des Verschiebungsfaktors cos φ ▪ Berechnung des Betrages der netzfrequenten Grundschwingung der Leiter-Erd-Spannungen $u_{L1}(t)$, $u_{L2}(t)$, $u_{L3}(t)$ und der Leiterströme $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$, $i_{L3}(t)$ ▪ Berechnung der Spannungen, Ströme, Wirk- und Blindleistung sowie des Verschiebungsfaktors im System der Symmetrischen Komponenten (**012-System**: Mitsystem, Gegensystem und Nullsystem) ▪ Berechnung der Spannungen und Ströme des **0αβ- oder hαβ-Systems** mit Hilfe der **Clarke-Transformation**
Udiff	In dieser Betriebsart kann mit Hilfe des Netzwerkelementes **Verbindung** die Differenzspannung zwischen zwei Messorten im Netz gemessen werden. Wird die Schutzfunktion **Differentialschutz** ausgewählt, so wird automatisch die Betriebsart **U-diff** eingestellt.
S, P, Q, cos Ø, UL123, U12/23/31, IL123, 0dq	▪ Messung der Leiter-Erd-Spannungen $u_{L1}(t)$, $u_{L2}(t)$, $u_{L3}(t)$ ▪ Messung der Nullspannung $u_0(t)$ ▪ Messung der Leiterströme $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$, $i_{L3}(t)$ ▪ Messung des Erdstroms $i_E(t)$ ▪ Berechnung des Betrages der netzfrequenten Grundschwingung S, P, Q und des Verschiebungsfaktors cos φ

	▪ Berechnung des Betrages der netzfrequenten Grundschwingung der Leiter-Erd-Spannungen $u_{L1}(t)$, $u_{L2}(t)$, $u_{L3}(t)$ und der Leiterströme $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$, $i_{L3}(t)$ ▪ Berechnung der Spannungen, Ströme, Wirk- und Blindleistung sowie des Verschiebungsfaktors im System der Symmetrischen Komponenten (**012-System**: Mitsystem, Gegensystem und Nullsystem) ▪ Berechnung der Spannungen und Ströme des **0dq-Systems** mit Hilfe eines PLL (Phase Locked Loop) im Sinne der **Park-Transformation**
Lastprofil: U,I,P,Q,S,...	Verwendung des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** als **Fahrplanmessgerät** [Bd. 3] Fahrplanmessgeräte werden verwendet, um die Ergebnisse von Lastflussberechnungen mit Lastprofilen als Zeitreihe in einem **Diagramm** darzustellen. Die Speicherung der berechneten Daten des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** erfolgt in einer **.CSV-Datei** und einer **.XLSX-Datei**, die mit einer Tabellenkalkulation wie z.B. Excel weiterverarbeitet werden kann. Die **.CSV-Datei** kann zum Aufbau eines Diagramms in ATPDesigner verwendet werden. Zum Aufbau eines Diagramms kann die **.CSV-Datei** per **Drag&Drop** in den Zeichenbereich von ATPDesigner gezogen werden.
KI-System: U,I,P,Q,S,...	Verwendung des **Mess/Schutzgerätes** zum Transfer der berechneten physikalischen Signale wie z.B. der Leiter-Erd-Spannungen in eine SQL-Datenbank, um die Trainingsdaten zum Training Künstlicher Neuronaler Netze (KNN) zu speichern. [Bd. 3]

Die Messrichtung der Leiterströme und Leistungen entspricht der Messorientierung des **roten Pfeils** im Sinne des Verbraucherzählpfeilsystems (VZS).

Die **Betriebsarten mit Leistungen S, P, Q, etc.** sind nur während der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** verfügbar. Mit Hilfe der ATP-spezifischen Programmiersprache **MODELS** werden die zeitlichen Verläufe der Leiterströme und der Leiter-Erd-Spannungen sowie die Beträge der netzfrequenten Grundschwingung der Leistungen P, Q und S, des Verschiebungsfaktors cos φ, der Leiter-Leiter- und Leiter-Erd-Spannungen und der Leiterströme sowie weiterer technisch physikalischer Signale berechnet und zur Anzeige in einem **Diagramm** in der Diagrammdatei (**.PL4-Datei**) gespeichert.

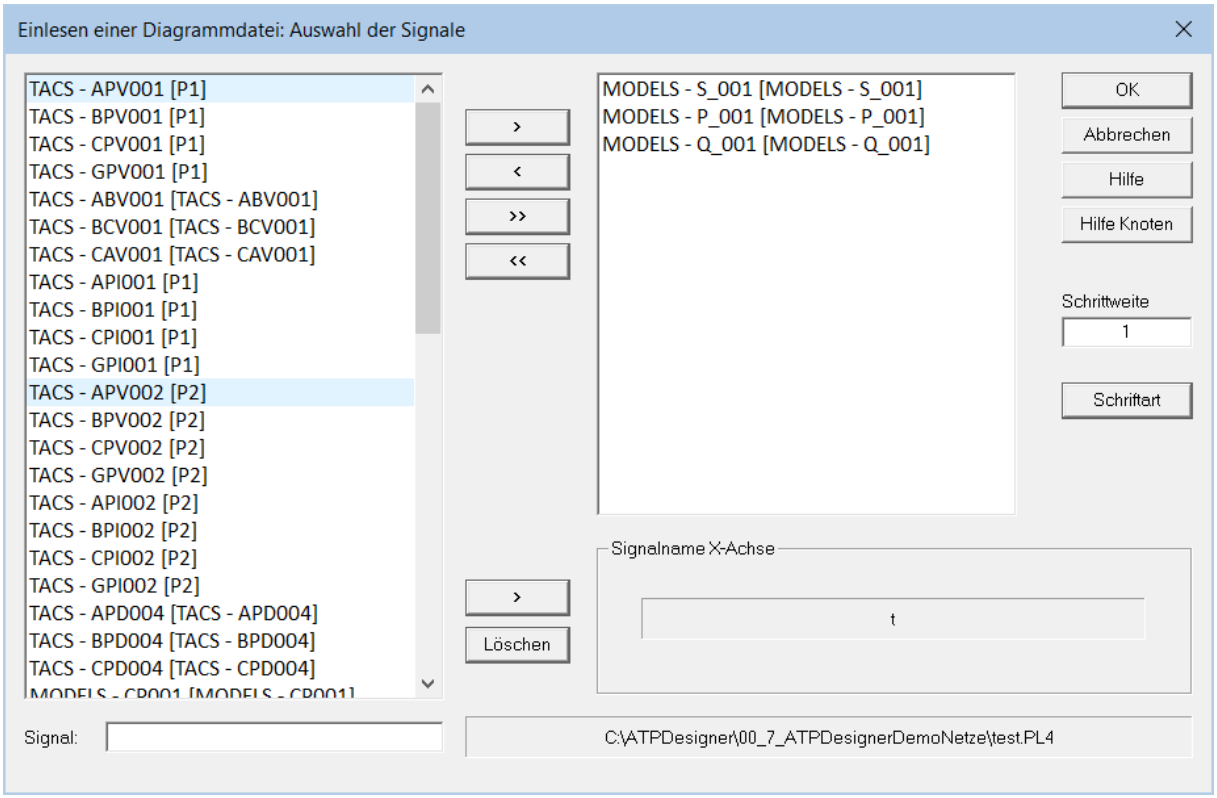


Abbildung 69: Auswahlliste zur Erzeugung eines Diagramms

6.1.21.1 Berechnete Signale: P, Q, S, cos φ

Die Signale der dreiphasigen Leistungen P, Q und S sowie des Verschiebungsfaktors sind in der folgenden Tabelle benannt. Die Berechnung von Betrag und Phasenwinkel der netzfrequenten Grundschwingung erfolgt mit Hilfe der **Diskreten-Fourier-Transformation (DFT)** in der Programmiersprache **MODELS** des **ATP** über eine Netzperiode. Das Präfix **MODELS** wird den Signalnamen vorangestellt.

Signal	Bedeutung
MODELS - S_001	Betrag der Scheinleistung S [MVA]
MODELS - P_001	Betrag der Wirkleistung P [MW]
MODELS - Q_001	Betrag der Blindleistung Q [Mvar]
MODELS - CP001	Verschiebungsfaktor cos φ

6.1.21.2 Berechnete Signale: UL123, U123, IL123

Darüber hinaus werden die Beträge der netzfrequenten Grundschwingung der Leiter-Erd-Spannungen, der Leiter-Leiter-Spannungen und der Leiterströme mit Hilfe der **Diskreten-Fourier-Transformation (DFT)** über eine Netzperiode berechnet. Die Einheit p.u. entspricht der Nennspannung U_n des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**. Das Präfix **MODELS** wird den Signalnamen vorangestellt.

- 1 p.u. = U_n

Signal	Bedeutung
MODELS - VAG001	Betrag der Leiter-Erd-Spannung U_{L1} [p.u./√3]
MODELS - VBG001	Betrag der Leiter-Erd-Spannung U_{L2} [p.u./√3]

MODELS - VCG001	Betrag der Leiter-Erd-Spannung U_{L3} [p.u./√3]
MODELS - VAB001	Betrag der Leiter-Leiter-Spannung U_{12} [p.u.]
MODELS - VBC001	Betrag der Leiter-Leiter-Spannung U_{23} [p.u.]
MODELS - VCA001	Betrag der Leiter-Leiter-Spannung U_{31} [p.u.]
MODELS - IA001	Betrag des Leiterstroms I_{L1} [A]
MODELS - IB001	Betrag des Leiterstroms I_{L2} [A]
MODELS - IC001	Betrag des Leiterstroms I_{L3} (t) [A]
MODELS - IG001	Betrag des Summenstroms I_E [A]

Die Nummer (hier **001**) entspricht der Nummer des zugehörigen Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**. Die Nummer des Netzwerkelementes ist Bestandteil des Referenznamens, der im Einstelldialog in der Kopfzeile angezeigt wird.

Die Beträge von Wirk- und Blindleistung sind vorzeichenbehaftet. Die positive Leistungsflussrichtung kann durch das Vorzeichen bezogen auf die Messorientierung des **roten Pfeils** des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** ermittelt werden.

- **P > 0, Q > 0**
  Leistungsflussrichtung in Messrichtung des **roten Pfeils** des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**

- **P < 0, Q < 0**
  Leistungsflussrichtung entgegen der Messrichtung des **roten Pfeils** des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**

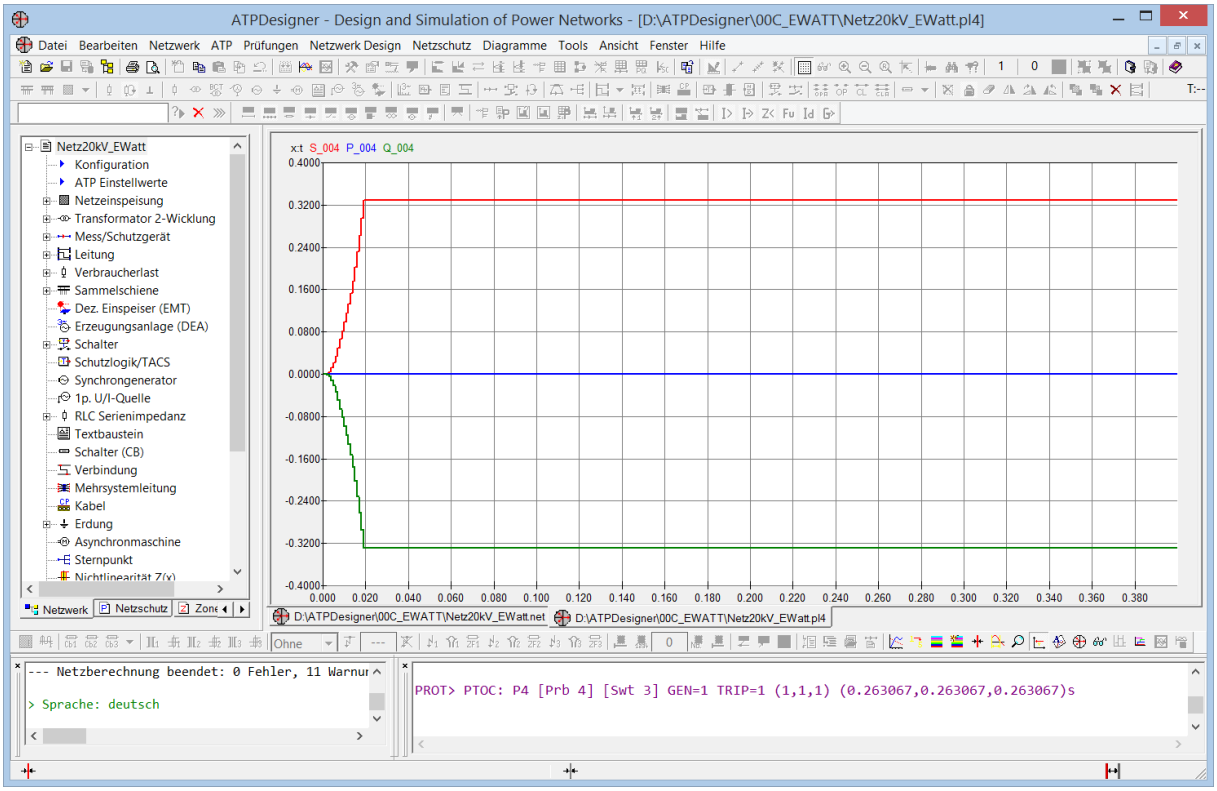


Abbildung 70: Leistungsmessung mit einem *Mess/Schutzgerät*

Es ist zu beachten, dass im zeitlichen Verlauf der Leistungen P, Q und S in obiger Abbildung das Einschwingverhalten des Grundschwingungsfilters, d.h. der Diskreten Fourier-Transformation (DFT) enthalten ist.

6.1.22 Clarke-Transformation - 0αβ- oder hαβ-Transformation

Die Spannungen und Ströme des **0αβ- oder hαβ-System** werden mit Hilfe dar **Clarke-Transformation** als Abtastwerte berechnet. Die Berechnungsvorschrift ist nachfolgend dargestellt und gilt auch für die Transformation der Leiterströme.

$$\begin{bmatrix} u_0(t) \\ u_\alpha(t) \\ u_\beta(t) \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 2 & -1 & -1 \\ 0 & \sqrt{3} & -\sqrt{3} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} u_{L1}(t) \\ u_{L2}(t) \\ u_{L3}(t) \end{bmatrix}$$

Das Präfix **MODELS** wird den Signalnamen vorangestellt. Die Spannungen und Ströme im **0αβ- oder hαβ-System** sind:

Signal	Bedeutung
MODELS - VTHxxx	Spannung $u_0(t)$ (0-System) [V]
MODELS - VTAxxx	Spannung $u_\alpha(t)$ (α-System) [V]
MODELS - VTBxxx	Spannung $u_\beta(t)$ (β-System) [V]
MODELS - ITHxxx	Spannung $i_0(t)$ (0-System) [A]
MODELS - ITAxxx	Spannung $i_\alpha(t)$ (α-System) [A]
MODELS - ITBxxx	Spannung $i_\beta(t)$ (β-System) [A]

6.1.23 Park-Transformation - Berechnung von Komponenten im 0dq-System

ATPDesigner berechnet mit Hilfe eines PLL (Phase Locked Loop) die dq-Komponenten des 0dq-Systems als Abtastwerte. Die berechneten Signale könne als **Diagramm** dargestellt werden. Das Präfix **MODELS** wird den Signalnamen vorangestellt.

Signal	Bedeutung
MODELS – P_Xxxx	Wirkleistung P(t) [MW] Die Wirkleistung entspricht im symmetrischen fehlerfreien Netzbetrieb der Wirkleistung im Mitsystem.
MODELS – Q_Xxxx	Blindleistung Q(t) [Mvar] Die Blindleistung entspricht im symmetrischen fehlerfreien Netzbetrieb der Blindleistung im Mitsystem.
MODELS – F_Xxxx	Frequenz [Hz] Die Frequenz entspricht im (quasi)stationären Netzzustand der Netzfrequenz.
MODELS - OMXxxx	Kreisfrequenz ω [Hz]
MODELS - UDXxxx	Spannung $u_d(t)$ im d-System [V] Die Spannung entspricht im symmetrischen fehlerfreien Netzbetrieb der Mitsystemspannung.
MODELS - UQXxxx	Spannung $u_q(t)$ im q-System [V] Die Spannung ist im symmetrischen fehlerfreien Netzbetrieb gleich 0V.
MODELS - IDXxxx	Strom $i_d(t)$ im d-System [A] Der Strom entspricht im symmetrischen fehlerfreien Netzbetrieb dem Mitsystemstrom.
MODELS - IQXxxx	Strom $i_q(t)$ im q-System [A]

	Der Strom ist im symmetrischen fehlerfreien Netzbetrieb gleich 0A.
MODELS - PLXxxx	Absoluter Phasenwinkel am Ausgang des PLL (Phase Locked Loop) zur Berechnung der dq-Komponenten

In der nachfolgenden Abbildung ist die Struktur des Regelkreises dargestellt, mit dem die dq-Komponenten berechnet werden.

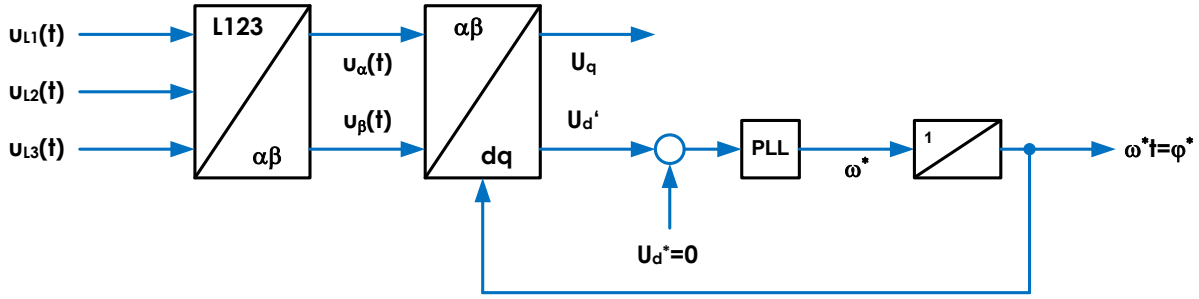


Abbildung 71: Struktur des Regelkreises zur Berechnung der dq-Komponenten

6.1.24 UMZ: Überstromzeitschutz

6.1.24.1 UMZ, U<>: Überstromschutz mit Über-/Unterspannungsschutz

Der nachfolgende Einstelldialog zeigt die Einstellwerte für den Überstromschutz **I>** und den Über-/Unterspannungsschutz **U<>**. Primäre Nennspannung $\mathbf{U_n}$ und primärer Nennstrom $\mathbf{I_n}$ sowie die Eigenzeit des Schutzverfahrens T_{pr} und die Schaltereigenzeit T_{cb} werden in der ersten Registerkarte **Allgemeine Daten** eingestellt. Darüber hinaus können weitere **I>-Stufen** 1..N des Überstromzeitschutzes in der Liste eingestellt werden.

Die Einstellwerte sind primäre, physikalische Größen oder bezogene Größen. Es muss beachtet werden, dass die **Zeitstufen TI>, TIE>, TU>** und **TU<** sowie die **I>-Stufen** in der Liste bei der **Berechnung eines stationären Netzzustandes** ausgewertet werden, um das Schutzgerät zu ermitteln, das mit großer Wahrscheinlichkeit als erstes den zugeordneten Schalter öffnen wird. Das Ergebnis der Schutzanalyse wird durch die Kennungen **T:...** (**AUS-Kommando**) oder **G:...** (**Generalanregung**) in der Netzgrafik angezeigt.

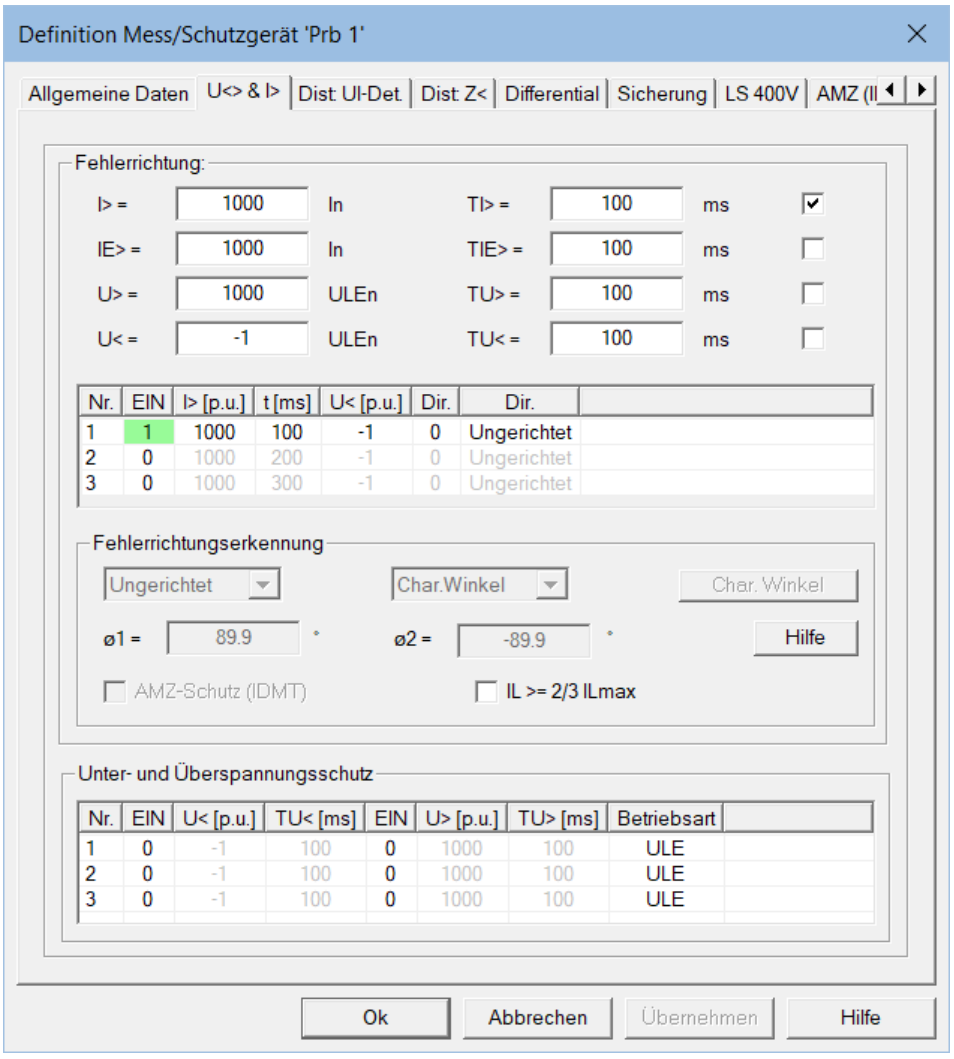


Abbildung 72: Registerkarte *U<> & I>* - Schutz für den Überstromzeitschutz

Zeitstufen können einzeln mit Hilfe des rechts neben der Staffelzeit befindlichen Steuerelementes (Checkbox) aktiviert oder deaktiviert werden.

- Im Falle der Berechnung eines stationären Netzzustandes wird eine deaktivierte Zeitstufe bei der statischen Analyse der AUS-Kommandos nicht ausgewertet. Auch bei erfolgter Anregung wird kein AUS-Kommando generiert. So gesehen wird die Zeitstufe als unendlich lang angesehen.

- Im Falle der Berechnung dynamischer Netzvorgänge wird die Zeitstufe des deaktivierten Anregesystems intern auf **t = 10^{15}s** gesetzt, im Sinne einer Netzwerksimulation entspricht diese einer näherungsweise unendlich langen Staffelzeit.

Im Falle der **Berechnung von dynamischen Netzvorgängen** werden die Zeitstufen im Sinne der Staffelzeiten eines Überstromzeitschutzes bzw. Unter-/Überspannungsschutzes verwendet, um ggfs. ein AUS-Kommando an einen verbundenen Leistungsschalter zu übertragen. Die Ausgabe eines AUS-Kommandos an den Leistungsschalter erfolgt, wenn bei Ablauf der Staffelzeit noch eine Generalanregung ansteht. Das AUS-Kommando, das an den Leistungsschalter ausgegeben wird, wird mit Rückfall der Generalanregung zurückgesetzt. Es ist zu beachten, dass die Modelle für die Berechnung von dynamischen Netzvorgängen nicht den vollen Funktionsumfang der Modelle für die Berechnung des stationären Netzzustandes besitzen. Die Ansteuerung des Leistungsschalters erfolgt mit einem 3-poligen AUS-Kommando der Schutzfunktion. Die Stromunterbrechung des Leistungsschalters erfolgt polselektiv abhängig vom **Haltestrom I_{hold}** des verbundenen Leistungsschalters.

6.1.24.1.1 Überstromzeitschutz

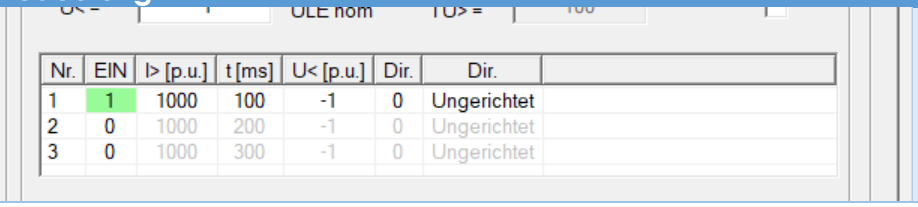
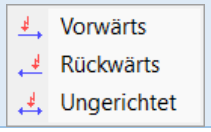
Die Einstellwerte werden vollständig aktiviert, wenn die Schutzfunktion **Überstromzeitschutz mit Richtung** ausgewählt wurde. Im Falle der Schutzfunktion **Distanzschutz** werden die Einstellwerte teilweise für das Anregesystem und optionale Überstromzeitschutzfunktionen wie z.B. die gerichtete und ungerichtete Endzeit verwendet. Der Überstromzeitschutz verwendet die in der Registerkarte **Allgemeine Daten** enthaltenen Nennwerte U_n und I_n als Bezugsgrößen.

Einstellwert	Bedeutung
I>	Überstromanregung für Leiterströme I_{L1}, I_{L2}, I_{L3} mit 1 p.u. = I_n
TI>	Zeitstufe der I> - Anregung [ms]
IE>	Überstromanregung für den Summenstrom I_E mit 1 p.u. = I_n
TIE>	Zeitstufe der Summenstromanregung [ms]
U>	Überspannungsanregung mit ULEn = 1 p.u. = $U_n/\sqrt{3}$ ▪ Auswertung der Beträge der Leiter-Erd-Spannungen U_{L123}
TU>	Zeitstufe der Überspannungsanregung [ms]
U<	Unterspannungsanregung mit ULEn = 1 p.u. = $U_n/\sqrt{3}$ ▪ Auswertung der Beträge der Leiter-Erd-Spannungen U_{L123}
TU<	Zeitstufe der Unterspannungsanregung [ms]
ø1,2	Bestimmung der Kurzschlussrichtung nach der **Methode U_{LE} - I_L** Winkel der Richtungsgeraden der gerichteten Überstromschutzfunktion [°] gegenüber der reellen Achse
Fehlerrichtung	Betriebsart zur Ermittlung der Kurzschlussrichtung ▪ **Char. Winkel:** Methode des charakteristischen Winkels ▪ **Ø(ULE,IL):** Methode U_{LE} - I_L
IL >= 2/3 ILmax	**2/3-Ausschluss der Leiterströme** Falls aktiv werden die Leiterströme, deren Betrag < 2/3 des Betrages des größten Leiterstromes I_{L123} ist, nicht im Anregesystem I> und

	I>> berücksichtigt. Mit Hilfe des 2/3-Ausschlusses der Leiterströme können Anregeprobleme z.B. im Falle von Schieflasten oder bei Zwischen- und Gegeneinspeisung von dezentralen Erzeugungsanlagen verringert werden.

6.1.24.1.2 Einstellwerte der I>-Stufen

Die Einstellwerte der **I>-Stufen** sind jeweils in einer Zeile enthalten. Die Einstellwerte von Zeile Nr. 1 sind identisch mit den Einstellwerten der Gruppe **I>-Schutz** und können in der Tabellenzeile oder in den einzelnen Editierfeldern geändert werden.

Einstellwert	Bedeutung
Einstelldialog	
Ein	1/0 = aus- oder eingeschaltet
I>	Überstromanregung für Leiterströme [p.u. = I_{nom}]
t[ms]	Zeitstufe der I> - Anregung [ms]
Dir.	**Kurzschlussrichtung** Zur Bestimmung der tatsächlichen Kurzschlussrichtung werden die Einstellwerte **ø1,2** oder der **Methode des charakteristischen Winkels** verwendet. ▪ 0 = ungerichtet ▪ 1 = vorwärts ▪ 2 = rückwärts Die Kurzschlussrichtung kann auch durch einen **Left Mouse Click** auf eine Zelle der beiden Spalten **Dir.** mit Hilfe des nachfolgend dargestellten kontextsensitiven Menüs geändert werden, falls **Überstromzeitschutz mit Richtung** eingestellt ist. 

Der **Nennstrom I_n** wird in der Registerkarte **Allgemeine Daten** eingestellt. Man kann davon ausgehen, dass die Spannungs- und Stromwandler des **Mess/Schutzgerätes** als Anlagenwandler und die Spannungs- und Stromwandler der Schutzeinrichtung als Gerätewandler intern auf den gleichen sekundären Nennstrom 1A oder 5A eingestellt sind. Insofern entspricht der Nennstrom I_n in der Registerkarte **Allgemeine Daten** dem primären Nennstrom des Anlagenstromwandlers, die Nennspannung U_n der primären Nennspannung des Anlagenspannungswandlers. Die Angabe der sekundären Nennströme wird nicht benötigt. In der Schutztechnik spricht man in diesem Fall von einem **angepassten Zwischenkreis** Anlagenwandler – Schutzeinrichtung.

Die **Berechnung der Überstromanregung I>** erfolgt mit Hilfe des Nennstromes I_n aus der Registerkarte **Allgemeine Daten**. Folgende Vorgehensweise wird als Minimalanforderung empfohlen.

$$I >= \frac{I''_{kmin}}{f_A \cdot I_n} \qquad (0.1)$$

mit I''_{kmin} : kleinster Anfangs-Kurzschlusswechselstrom nach VDE 0102 [2]
f_A : Anregesicherheit

6.1.24.1.3 Einstellwerte der Kurzschlussrichtung

Mit Hilfe des Einstellwertes kann die Kurzschlussrichtung des gerichteten Überstromzeitschutzes eingestellt werden. Es ist hier zu beachten, dass ATPDesigner die netzphysikalische Kurzschlussrichtung bezogen auf die Messrichtung des **Mess/Schutzgerätes** berechnet und mit der eingestellten Kurzschlussrichtung vergleicht. Bei der Berechnung der stationären Netzzustände haben die Staffelzeiten keine Bedeutung.

Einstellwert	Bedeutung
Ungerichtet (= 0)	Das AUS-Kommando wird ohne Kurzschlussrichtungsüberprüfung mit Kommen der Generalanregung nach Ablauf der Staffelzeit an den Leistungsschalter ausgegeben.
Vorwärts (= 1)	Das AUS-Kommando wird mit Kurzschlussrichtungsüberprüfung mit Kommen der Generalanregung nach Ablauf der Staffelzeit an den Leistungsschalter ausgegeben (für die Berechnung des stationären Netzzustandes: in Messrichtung ein **roter Pfeil**), wenn die Kurzschlussrichtung **vorwärts** bezogen auf die Messrichtung des Schutzgerätes erkannt wurde.
Rückwärts (= 2)	Das AUS-Kommando wird mit Kurzschlussrichtungsüberprüfung mit Kommen der Generalanregung nach Ablauf der Staffelzeit an den Leistungsschalter ausgegeben (für die Berechnung des stationären Netzzustandes: in Messrichtung ein **roter Pfeil**), wenn die Kurzschlussrichtung **rückwärts** bezogen auf die Messrichtung des Schutzgerätes erkannt wurde.

Stimmt die berechnete Kurzschlussrichtung nicht mit der eingestellten Kurzschlussrichtung überein, wird bei der Berechnung der stationären Netzzustände ein **grüner Pfeil** gezeichnet. Bei der Berechnung der dynamischen Netzvorgänge wird wegen der nicht ablaufenden Staffelzeit kein AUS-Kommando ausgegeben.

Es muss weiterhin beachtet werden, dass die Messrichtung des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** in der Registerkarte Allgemeine Daten bezogen auf die Messrichtung des **roten Pfeils** invertiert werden kann.

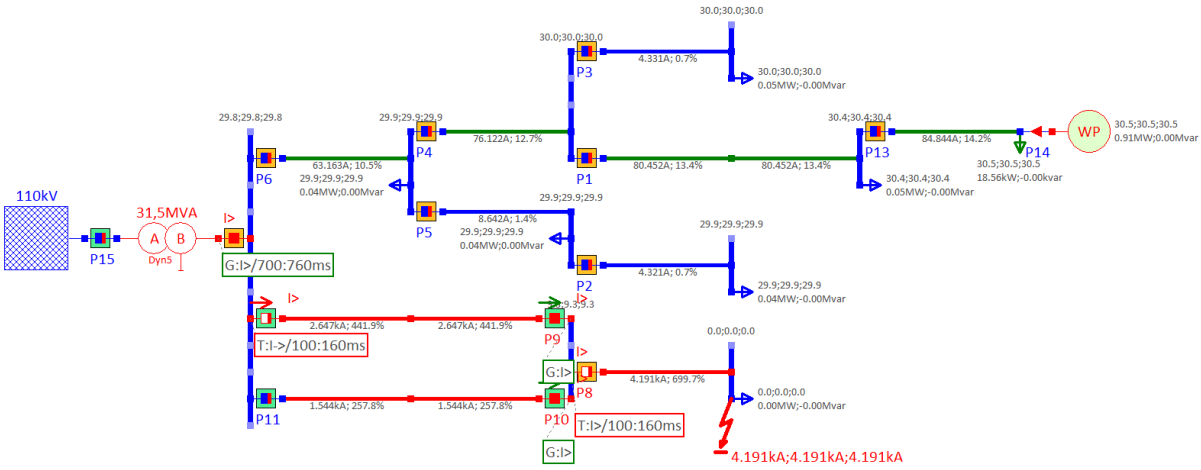


Abbildung 73: Schutzfunktionen mit Kurzschlussrichtung im stationären Netzzustand

In der letzten Abbildung sind beispielhaft die Ergebnisse der Schutzfunktion **Überstromzeitschutz mit Richtung** nach Ausführung einer stationären Netzberechnung dargestellt. Der **rote Pfeil** zeigt die von ATPDesigner ermittelte Kurzschlussrichtung an, der Bezeichner **I>** das Anregesignal. Der **grüne Pfeil** zeigt an, dass die netzphysikalische Kurzschlussrichtung nicht mit der eingestellten Kurzschlussrichtung übereinstimmt. Die Kurzschlussrichtung kann mit zwei alternativen Verfahren ermittelt werden.

- Methode des charakteristischen Winkels
- Methode U_{LE} - I_L

Die leiterselektiven vordefinierten Winkel für die Methode des charakteristischen Winkels können durch Betätigen des Buttons **Char. Winkel** in einem Einstelldialog verändert werden.

6.1.24.2 UMZ: AMZ-Schutz (IDMT)

Parallel zum Überstromzeitschutz kann ein AMZ-Schutz aktiviert werden.

Einstellwert	Bedeutung
AMZ-Schutz IDMT	Der AMZ-Schutz kann aktiviert werden, die Einstellwerte sind in der Registerkarte AMZ-Schutz enthalten.

6.1.24.3 UMZ: Überstromzeitschutz

Die in ATPDesigner implementierte Überstromschutzanregung arbeitet leiterselektiv. Die Beträge der Grundschwingung der Leiterströme $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$ und $i_{L3}(t)$ werden mit der **Überstromanregung I>** verglichen. Die Generalanregung ergibt sich als ODER-Verknüpfung der leiterselektiven Überstromanregungen, der **Unterspannungsanregung U<** und der **Überspannungsanregung U>**. Die **Erdstromanregung IE>** wird bei der Bildung der Generalanregung nicht berücksichtigt. Der Überstromzeitschutz kann sowohl für die **Berechnung stationärer Netzzustände** als auch zur **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** verwendet werden.

⇨ Es muss beachtet werden, dass die Funktionen des Überstromzeitschutzes für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** im Vergleich zu den Funktionen für

die **Berechnung stationärer Netzzustände** nur mit geringerem Funktionsumfang verfügbar sind.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die prinzipielle Funktionsweise des Überstromzeitschutzes in ATPDesigner.

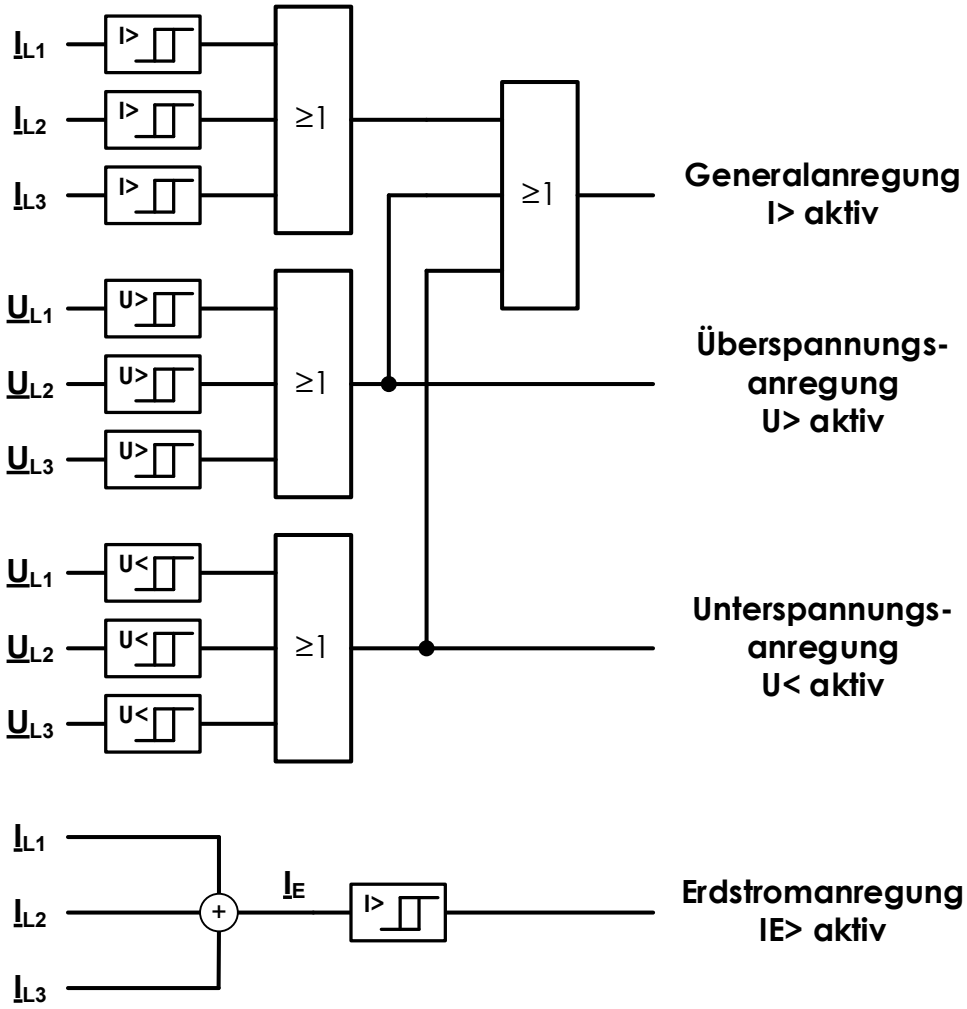


Abbildung 74: Prinzipielle Arbeitsweise des Überstromzeitschutzes

6.1.24.3.1 UMZ: Berechnung des stationären Netzzustandes

Bei aktiver Generalanregung wird das grafische Symbol der berechneten Kurzschlussrichtung **rot** am Schutzgerät und der Text **I>** angezeigt. Im Falle einer Unterspannungs- oder Überspannungsanregung erscheint zusätzlich der Text **U>** bzw. **U<**. Die Kurzschlussrichtung wird unabhängig vom Einstellwert **Fehlerrichtung** angezeigt. Aktive Zeitstufen (d.h. auch aktive Zeitstufen der Über- oder Unterspannungsanregung) werden statisch zur Ermittlung des Schutzgerätes ausgewertet, das als erstes ein AUS-Kommando ausgibt.

6.1.24.3.2 UMZ: Berechnung dynamischer Netzvorgänge

Während der **Berechnung der dynamischen Netzvorgänge** [Bd. 3] kann ein mehrstufiger Überstromzeitschutz in Kombination ausgeführt werden. Die nachfolgende Tabelle zeigt die verfügbaren Funktionen.

Einstellwert	Verfügbarkeit
I>, TI>	Stufen 1…3
IE>	Ja
U<, TU<, U>, TU>	Ja
Tcb	Ja
Trc	Ja
Kurzschlussrichtung	Stufen 1…3
Richtungsgerade	nur Methode $U_{LE} – I_L$
Ihold	Haltestrom des verbundenen Schalters

Der Überstromzeitschutz verwendet die Überstromanregungen I> sowie die zugehörigen Zeitstufen und gibt ggfs. ein AUS-Kommando an den mit dem Schutzgerät verbundenen Schalter nach Ablauf der Zeitstufe und anstehender Generalanregung aus. Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft ein einfaches 20kV-Netz mit zwei Überstromzeitschutzgeräte **P1** und **P2** und Leistungsschaltern. Die Leistungsschalter sind mit dem **Mess/Schutzgerät** verbunden (Leistungsschalter für Schutzfunktionen).

⇨ Es muss beachtet werden, dass als Leistungsschalter das Netzwerkelement Schalter als Leistungsschalter für Schutzfunktionen verwendet werden muss.

Es wird empfohlen, für beide **Mess/Schutzgeräte** die nachfolgend dargestellte Betriebsart einzustellen. Mit der ATP Programmiersprache MODELS werden z.B. die Beträge der Leiterströme und Leiter-Erd-Spannungen mit Hilfe einer Diskreten-Fourier-Transformation berechnet und können in einem **Diagramm** [Bd. 3] dargestellt werden.

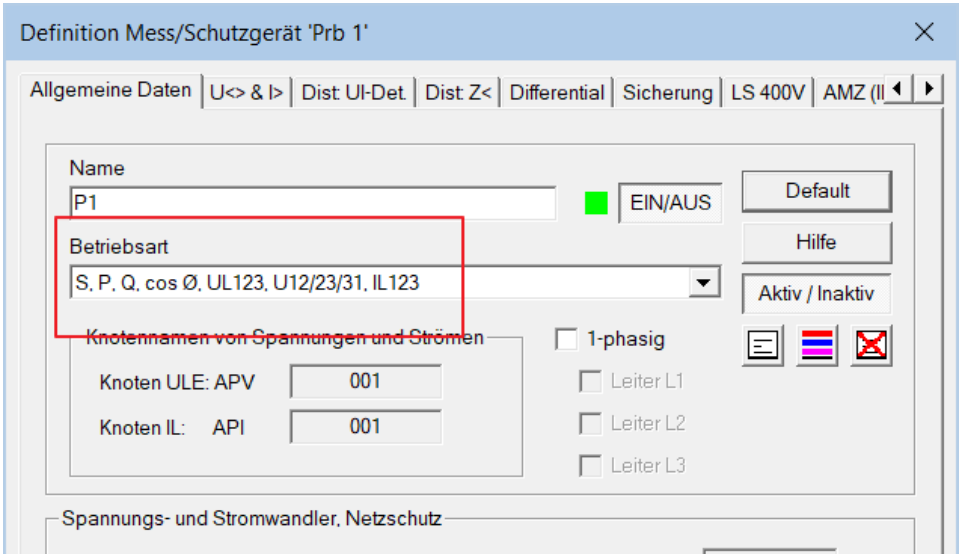


Abbildung 75: Dynamische Netzberechnung: Berechnung von Spannungen und Strömen

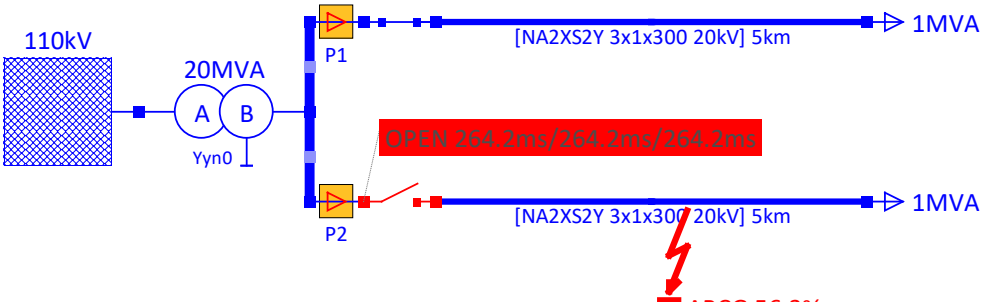


Abbildung 76: Einfaches 20kV-Netz mit Überstromzeitschutzgeräten

Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft das zeitliche Verhalten des Überstrom-zeitschutzes mit AUS-Kommando und Wiedereinschaltung. Das Verhalten kann auf alle anderen Zeitstaffelschutzfunktionen übertragen werden.

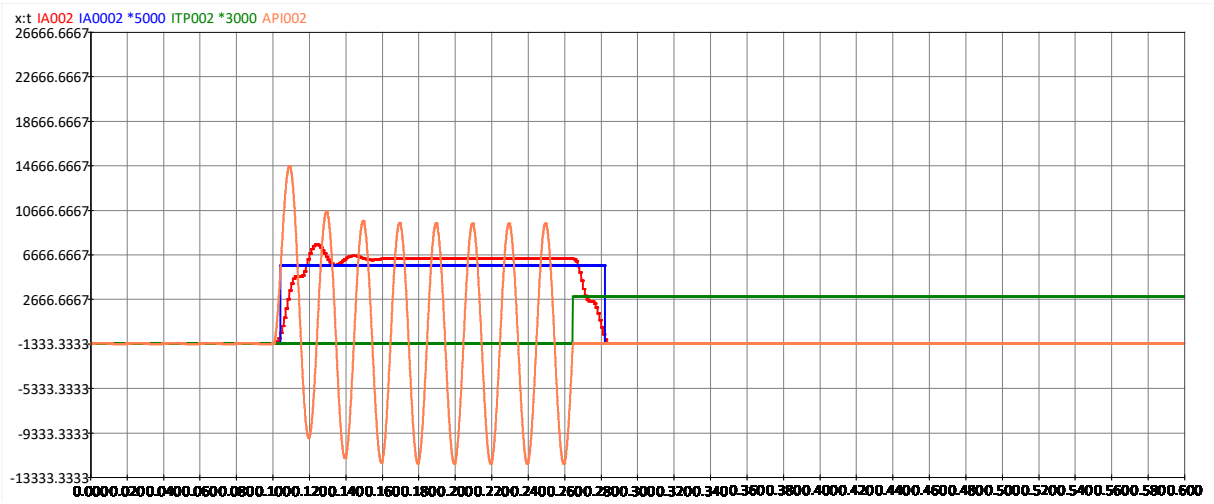


Abbildung 77: Zeitliches Verhalten der Überstromzeitschutzgeräte

1. Einstelldialog **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **ATP Daten**: Zeit = 40 Perioden
2. Einstelldialog **Netzkonfiguration**, Registerkarte **Kurzschluss**: Kurzschlussdauer = 100..300ms
3. Fehlereintritt bei t = 100ms: Start der Generalanregung **IA0002**
4. Leiterstrom $i_{L1}(t)$ = **API002**
5. Betrag der netzfrequenten Grundschwingung des Leiterstromes **IA002**
6. AUS-Kommando **ITP002** bei t = 260ms (Einstellwert Staffelzeit TI> = 100ms)

6.1.24.4 UMZ: Kurzschlussrichtungserkennung

Die Kurzschlussrichtungserkennung für den Überstromzeitschutz durch Auswertung der Leiterströme $\underline{I}_{L123}$ kann alternativ durch zwei Methoden erfolgen.

- **Methode des charakteristischen Winkels → Einstellwert *Char.Winkel***
- **Methode $\underline{U}_{LE}$ - $\underline{I}_{L}$ → Einstellwert *Ø(ULE,IL)***

6.1.24.4.1 Methode *Methode $\underline{U}_{LE}$ – $\underline{I}_{L}$* → Einstellwert *Ø(ULE,IL)*

Die Ermittlung der Kurzschlussrichtung für den **Überstromzeitschutz mit Richtung** erfolgt unter Verwendung der anwenderspezifisch einstellbaren Richtungskennlinie entsprechend der nachfolgenden Abbildung. Das Verfahren wird sowohl für die Berechnung des stationären Netzzustandes als auch für die Berechnung der dynamischen Netzvorgänge verwendet.

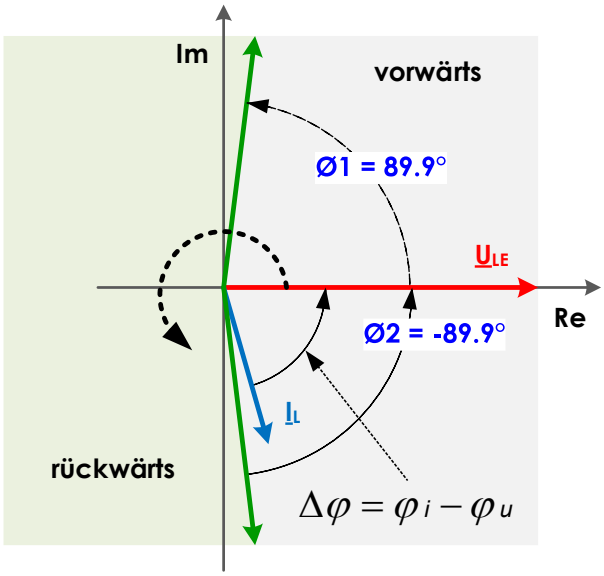


Abbildung 78: Richtungsgerade für die Methode *Ø(ULE,IL)*

Das Verfahren zur Kurzschlussrichtungserkennung wird durch den Vergleich der Phasenlagen von Leiter-Erd-Spannung und zugehörigem Leiterstrom basierend auf dem in der nachfolgenden Abbildung dargestellten Modell 1. Ordnung, d.h. basierend auf dem ohmsch-induktiven Verhalten der Netzbetriebsmittel ermittelt. Daher kann die Kurzschlussrichtungserkennung für zu schützende Betriebsmittel wie Leitungen und Transformatoren verwendet werden.

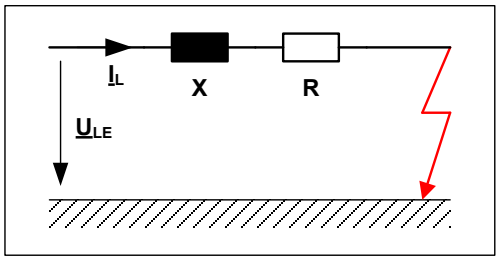


Abbildung 79: Modell 1. Ordnung des Schutzobjektes

Die **Kurzschlussrichtung vorwärts** wird nach dem Modell in der vorangehenden Abbildung dann erkannt, wenn die Phasenverschiebung zwischen dem Leiterstrom $\underline{I}_{L}$ und

der Leiter-Erd-Spannung $\underline{U}_{LE}$ **im Intervall]ϕ_2, ϕ_1[** (ausschließlich der eingestellten Grenzwerte) liegt. Sonst wird auf **Kurzschlussrichtung rückwärts** erkannt.

6.1.24.4.2 Methode des charakteristischen Winkels → Einstellwert *Char. Winkel*

Eine weitere in der Praxis häufig vorkommende Methode basiert auf der in der nachfolgenden Abbildung dargestellten Richtungskennlinie unter Verwendung eines charakteristischen Winkels. In diesem Verfahren wird abhängig von der leiterselektiven Anregung eine Leiter-Leiter-Spannung als Referenzspannung zur Bestimmung der Kurzschlussstromrichtung gewählt, die senkrecht auf einer der vom Kurzschluss betroffenen Leiter-Erd-Spannungen steht.

Diese Methode hat den Vorteil, dass auch bei im Kurzschlussfall kleinen Leiter-Erd-Spannungen immer eine ausreichend große und gut messbare Leiter-Leiter-Spannung zur Kurzschlussrichtungserkennung vorhanden ist.

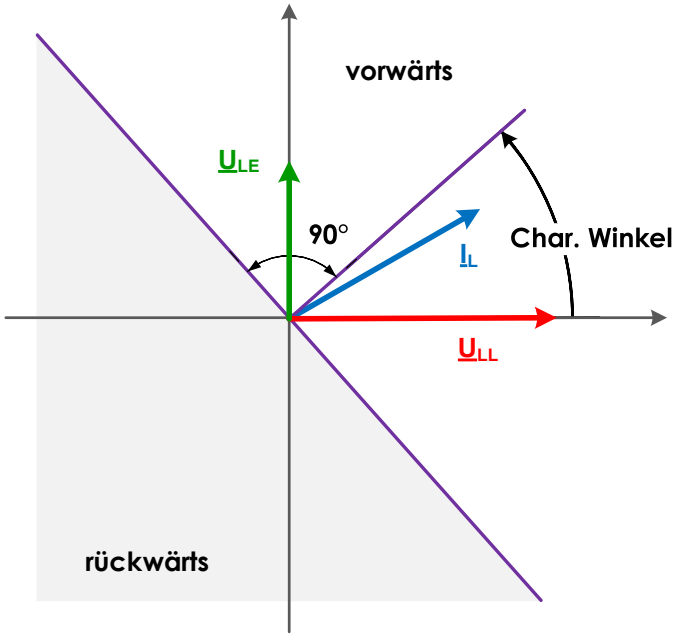


Abbildung 80: Richtungsgerade für die Methode *Char.Winkel*

In der nachfolgenden Abbildung sind die netzphysikalischen Grundlagen der **Methode des Charakteristischen Winkels** am Beispiel eines 1-poligen Erdkurzschlusses dargestellt.

Im Falle des 1-poligen Erdkurzschlusses L1 gegen Erde ist die Leiter-Erd-Spannung $\underline{U}_{L1}$ kurzschlussbetroffen. Der Zeiger $\underline{U}_{L1}$ wird als Bezug in die horizontale reelle Achse der komplexen Ebene des Diagramms gelegt.

Als Referenzspannung wird die auf der Leiter-Erd-Spannung $\underline{U}_{L1}$ senkrecht stehende Leiter-Leiter-Spannung $\underline{U}_{23}$ zur Kurzschlussrichtungserkennung verwendet. Geht man davon aus, dass das zu schützende Netzbetriebsmittel wie z.B. eine Leitung ein ohmsch-induktives Verhalten besitzt, so wird der Leiterstrom $\underline{I}_{L1}$ im kurzschlussbetroffenen Leiter der Leiter-Erd-Spannung $\underline{U}_{L1}$ nacheilen. Typischerweise wird sich der Zeiger des Kurzschlussstromes $\underline{I}_{L1}$ im 4. Quadranten befinden.

Abhängig von der Kurzschlussimpedanz des Stromnetzes bezogen auf den Messort des Schutzgerätes wird beim 1pE-Kurzschluss der Kurzschlusswinkel φ_{IL1} typischerweise im Bereich [20°…80°] liegen. Als mittlerer Wert kann in erster Näherung ein Winkel von φ_{IL1} = 45° angenommen werden. Dieser Winkel wird für den 1pE-Kurzschluss als **Charakteristischer Winkel** angenommen. Mit Hilfe des Winkels kann der Zeiger der **Messlage** gezeichnet werden.

Die **Richtungsgerade** wird als Gerade senkrecht auf dem Zeiger der Messlage gezeichnet. Die Richtungsgerade trennt den Bereich der Kurzschlussrichtungen vorwärts und rückwärts. Es muss die Voraussetzung beachtet werden, dass die Messung von Spannungen und Strömen durch das Schutzgerät im Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) erfolgt.

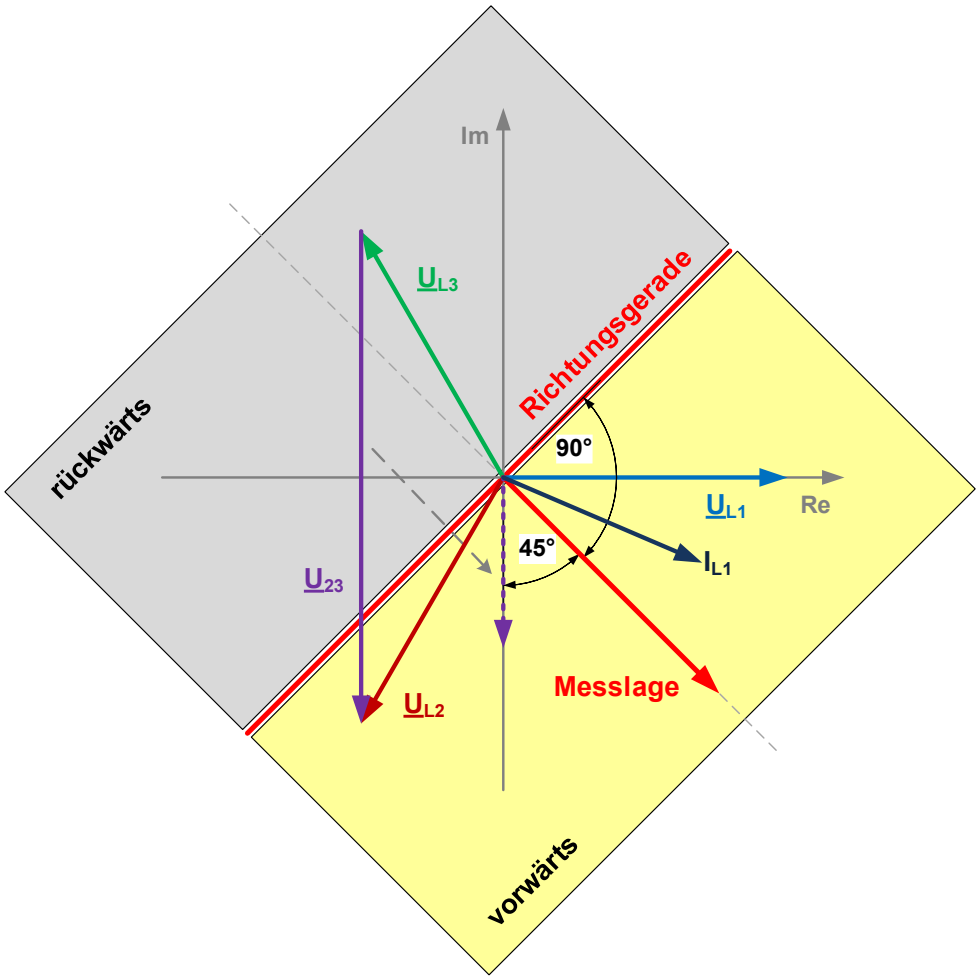


Abbildung 81: Bestimmung der Kurzschlussrichtung mit einem Charakteristischen Winkel

Wie in der nachfolgenden Tabelle dargestellt wird der charakteristische Winkel abhängig von der leiterselektiven Anregung ausgewählt. In der Tabelle ist die Grundeinstellung des charakteristischen Winkels für ein rechtsdrehendes Drehspannungssystem angegeben. Die einzelnen charakteristischen Winkel können in einem Einstelldialog verändert werden.

Anregung	I_{mess}	U_{mess}	Charakteristischer Winkel
L1	$\underline{I}_{L1}$	$\underline{U}_{L23}$	**+45°**
L2	$\underline{I}_{L2}$	$\underline{U}_{L31}$	**+45°**

L3	$\underline{I}_{L3}$	$\underline{U}_{L12}$	**+45°**
L1-L2	$\underline{I}_{L1}$	$\underline{U}_{L23}$	**+60°**
L2-L3	$\underline{I}_{L3}$	$\underline{U}_{L12}$	**+30°**
L1-L3	$\underline{I}_{L3}$	$\underline{U}_{L12}$	**+60°**
L1-L2-L3	$\underline{I}_{L3}$	$\underline{U}_{L12}$	**+45°**

Tabelle 7: Charakteristischer Winkel in Abhängigkeit der leiterselektiven Anregung

Der zugehörige Einstelldialog kann durch einen **Left Mouse Button Click** auf die Taste **Char. Winkel** geöffnet werden.

6.1.24.5 UMZ: Ermittlung der Kurzschlussrichtung für die Methode $\underline{U}_{LE} - \underline{I}_{L}$

Die Ermittlung der Kurzschlussrichtung für die **Methode $\underline{U}_{LE} - \underline{I}_{L}$ mit dem Einstellwert „Ø(ULE,IL)“** wird abhängig von der Fehlerart mit den Rechenergebnissen von bis zu drei Kurzschlussmessschleifen durchgeführt. Abhängig von der Fehlerart 1pE, 2p, 2pE, 3p und 3pE können u.U. für mehrere Impedanzmessschleifen eine Kurzschlussrichtung ermittelt werden. Die **resultierende Kurzschlussrichtung** wird wie nachfolgend erläutert ermittelt.

Fehlerart	Ermittlung der resultierenden Kurzschlussrichtung
1pE	Im Falle einer 1-poligen Anregung mit Erde werden der angeregte Leiterstrom und die zugehörige Leiter-Erd-Spannung ausgewertet. ▪ **Messsystem L1E** : $\underline{I}_{L1}$ und $\underline{U}_{L1}$ ▪ **Messsystem L2E** : $\underline{I}_{L2}$ und $\underline{U}_{L2}$ ▪ **Messsystem L3E** : $\underline{I}_{L3}$ und $\underline{U}_{L3}$ **Ergebnis: 1x** Richtung vorwärts oder rückwärts $\underline{I}_{L}$ - $\underline{U}_{LE}$
2p	Im Falle einer 2-poligen Anregung ohne Erde wird aus den beiden angeregten Leiterströmen der verkettete Leiter-Leiter-Strom berechnet. Der verkettete Leiter-Leiter-Strom wird zusammen mit der zugehörigen Leiter-Leiter-Spannung ausgewertet. ▪ **Messsystem L12** ▪ **Messsystem L23** ▪ **Messsystem L31** **Ergebnis: 1x** Richtung vorwärts oder rückwärts $\underline{I}_{LL}$ - $\underline{U}_{LL}$
2pE	Im Falle einer 2-poligen Anregung mit Erde werden der beiden angeregten Leiterströme und die beiden zugehörigen Leiter-Erd-Spannungen ausgewertet. ▪ **Messsysteme L1E und L2E** ▪ **Messsysteme L2E und L3E** ▪ **Messsysteme L3E und L1E** **Ergebnis: 2x** Richtung vorwärts oder rückwärts $\underline{I}_{L}$ - $\underline{U}_{LE}$
3p	Im Falle einer 3-poligen Anregung ohne Erde werden aus den drei angeregten Leiterströmen die drei verketteten Leiter-Leiter-Ströme berechnet. Die drei verketteten Leiter-Leiter-Ströme werden zusammen mit den drei zugehörigen Leiter-Leiter-Spannungen ausgewertet.

	▪ **Messsysteme L12 und L23 und L31** **Ergebnis: 3x** Richtung vorwärts oder rückwärts I_{LL} - U_{LL}
3pE	Im Falle einer 3-poligen Anregung mit Erde werden der drei angeregten Leiterströme und die drei zugehörigen Leiter-Erd-Spannungen ausgewertet. ▪ **Messsysteme L1E und L2E und L3E** **Ergebnis: 3x** Richtung vorwärts oder rückwärts I_{L} - U_{LE}

Mit Hilfe der nun vorliegenden spezifischen Kurzschlussrichtung(en) für das (die) Messsystem(e) wird die **resultierende Kurzschlussrichtung** ermittelt.

- **Resultierende Kurzschlussrichtung *vorwärts***
  Die resultierende Kurzschlussrichtung **vorwärts** wird dann erkannt, wenn alle spezifischen Kurzschlussrichtungen der beteiligten Messsysteme gleichzeitig als vorwärts erkannt wurden. Die resultierende Kurzschlussrichtung ergibt sich als UND-Verknüpfung der spezifischen Kurzschlussrichtungen der beteiligten Messsysteme.

- **Resultierende Kurzschlussrichtung *rückwärts***
  Die resultierende Kurzschlussrichtung **rückwärts** wird dann erkannt, wenn alle spezifischen Kurzschlussrichtungen der beteiligten Messsysteme gleichzeitig als rückwärts erkannt wurden. Die resultierende Kurzschlussrichtung ergibt sich als UND-Verknüpfung der spezifischen Kurzschlussrichtungen der beteiligten Messsysteme.

- In allen anderen **Mischfällen** spezifischer Kurzschlussrichtungen, wird **keine resultierende Kurzschlussrichtung** erkannt.

6.1.24.6 UMZ: Kurzschlussrichtung - Einstellung der charakteristischen Winkel

Die Einstellung des charakteristischen Winkels (Einstellwert **Char. Winkel**) erfolgt abhängig von der Fehlerart in dem Einstelldialog nach Abbildung 82. Der Einstelldialog kann durch Drücken des Buttons **Char. Winkel** (Abbildung 72) geöffnet werden.

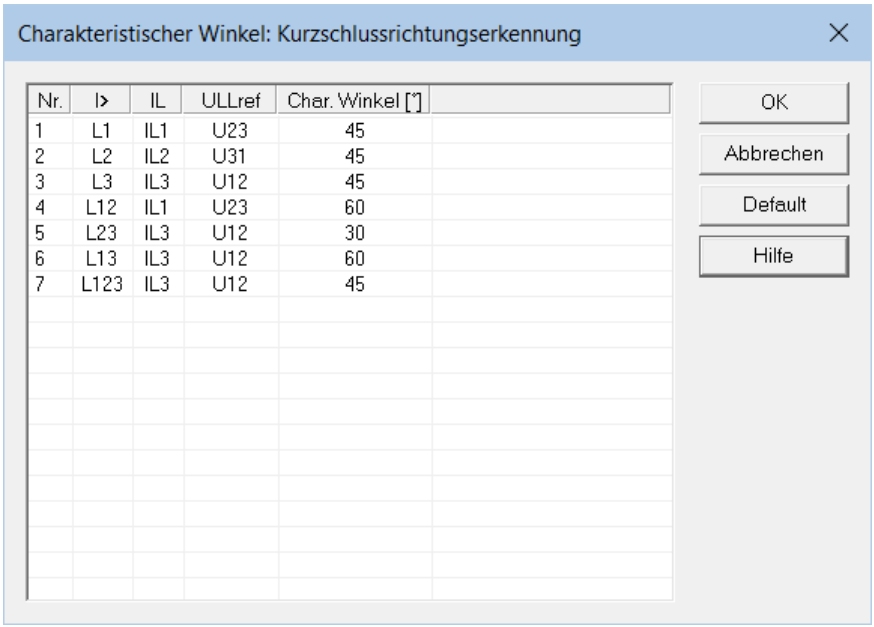


Abbildung 82: UMZ mit Kurzschlussrichtung – Einstellung der charakteristischen Winkel

6.1.24.7 UMZ: Berechnung des stationären Netzzustandes

Vor der Bestimmung der Kurzschlussrichtung wird der Summenstrom $\underline{I}_E$

> **Fehler! Es ist nicht möglich, durch die Bearbeitung von Feldfunktionen Objekte zu erstellen.**

berechnet und mit der Überstromanregung IE> verglichen. Wird die **Überstromanregung IE> AKTIV** erkannt (d.h. $|\underline{I}_E| > IE>$), so wird ein Erdkurzschluss und relevantem Strom über Erde angenommen. Um die Kurzschlussrichtung zu ermitteln, werden zuerst die Phasenverschiebungen von Leiterströmen und Leiter-Erd-Spannungen bzw. verketteten Strömen und Leiter-Leiter-Spannungen berechnet.

- Berechnung der Phasenverschiebungen zwischen den Leiterströmen $\underline{I}_{L1}$, $\underline{I}_{L2}$ und $\underline{I}_{L3}$ und den zugehörigen Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L1}$, $\underline{U}_{L2}$ und $\underline{U}_{L3}$
- Berechnung der Phasenverschiebungen zwischen den verketteten Strömen $\underline{I}_{12}$, $\underline{I}_{23}$ und $\underline{I}_{31}$ und den zugehörigen Leiter-Leiter-Spannungen $\underline{U}_{12}$, $\underline{U}_{23}$ und $\underline{U}_{31}$
- Ausführung der ausgewählten Methode zur Bestimmung der Kurzschlussrichtung

Die Kurzschlussrichtungserfassung erfolgt nur bei aktiver Generalanregung unter Berücksichtigung der Erdstromanregung IE> und der eingestellten Richtung des Überstromzeitschutzes **Fehlerrichtung**, wenn als Schutzfunktion **Überstromzeitschutz mit Richtung** eingestellt ist. Ist die Erdstromanregung **IE> aktiv**, so werden die Leiterströme

und die zugehörigen Leiter-Erd-Spannungen ausgewertet, sonst die Leiter-Leiter-Ströme und die zugehörigen Leiter-Leiter-Spannungen.

Die Kurzschlussrichtungserkennung wird durchgeführt, wenn mindestens eine der Überstromanregungen I> angeregt hat. Eine U<>-Anregung führt nicht zur Ermittlung der Kurzschlussrichtung.

- Generalanregung aktiv UND

  a. **[L1-E] Anregung I_{L1} aktiv UND Anregung I_{L2} inaktiv UND Anregung I_{L3} inaktiv**
  Ein AUS-Kommando wird dann erteilt, wenn die mit I_{L1} und U_{L1} berechnete Kurzschlussrichtung mit der eingestellten Richtung **Fehlerrichtung** übereinstimmt (entsprechend für [L2-E] und [L3-E]).

  Hinweis
  Die Erdstromanregung IE> wird bei Kurzschlussrichtungserkennung im Falle einer 1-poligen Anregung nicht weiter beachtet.

- Generalanregung aktiv UND Erdstromanregung **IE> aktiv** UND

  a. **[L12-E] Anregung I_{L1} aktiv UND Anregung I_{L2} aktiv UND Anregung I_{L3} inaktiv**
  Ein AUS-Kommando wird dann erteilt, wenn die berechneten Kurzschlussrichtungen mit der eingestellten **Fehlerrichtung** übereinstimmen (entsprechend für [L23-E] und [L31-E]).

  b. **[L123-E] Anregung I_{L1} aktiv UND Anregung I_{L2} aktiv UND Anregung I_{L3} aktiv**
  Ein AUS-Kommando wird dann erteilt, wenn die berechneten Kurzschlussrichtungen mit der eingestellten **Fehlerrichtung** übereinstimmen.

- Generalanregung aktiv UND Erdstromanregung IE> inaktiv UND

  a. **[L12] Anregung I_{L1} aktiv UND Anregung I_{L2} aktiv UND Anregung I_{L3} inaktiv**
  Ein AUS-Kommando wird dann erteilt, wenn die mit I_{AB} und U_{AB} berechnete Kurzschlussrichtung mit der eingestellten **Fehlerrichtung** übereinstimmt (entsprechend für [L23] und [L31]).

  b. **[L123] Anregung I_{L1} aktiv UND Anregung I_{L2} aktiv UND Anregung I_{L3} aktiv**
  Ein AUS-Kommando wird dann erteilt, wenn die berechnete Kurzschlussrichtung mit der eingestellten Richtung **Fehlerrichtung** übereinstimmen.

⇨ Es muss berücksichtigt werden, dass je nach eingestellter Methode zur Kurzschlussrichtungserkennung eine oder mehrere Messchleifen verwendet werden.

Im **Meldungsfenster für Netzschutz** werden die Meldungen der Schutzfunktionen sowie ausgewählte Einstellwerte angezeigt, um die Analyse der Schutzreaktionen zu ermöglichen. In nachfolgender Abbildung ist zu erkennen, dass der **gerichtete Überstromzeitschutz I->** in der Staffelzeit von 40ms ein AUS-Kommando erteilt.

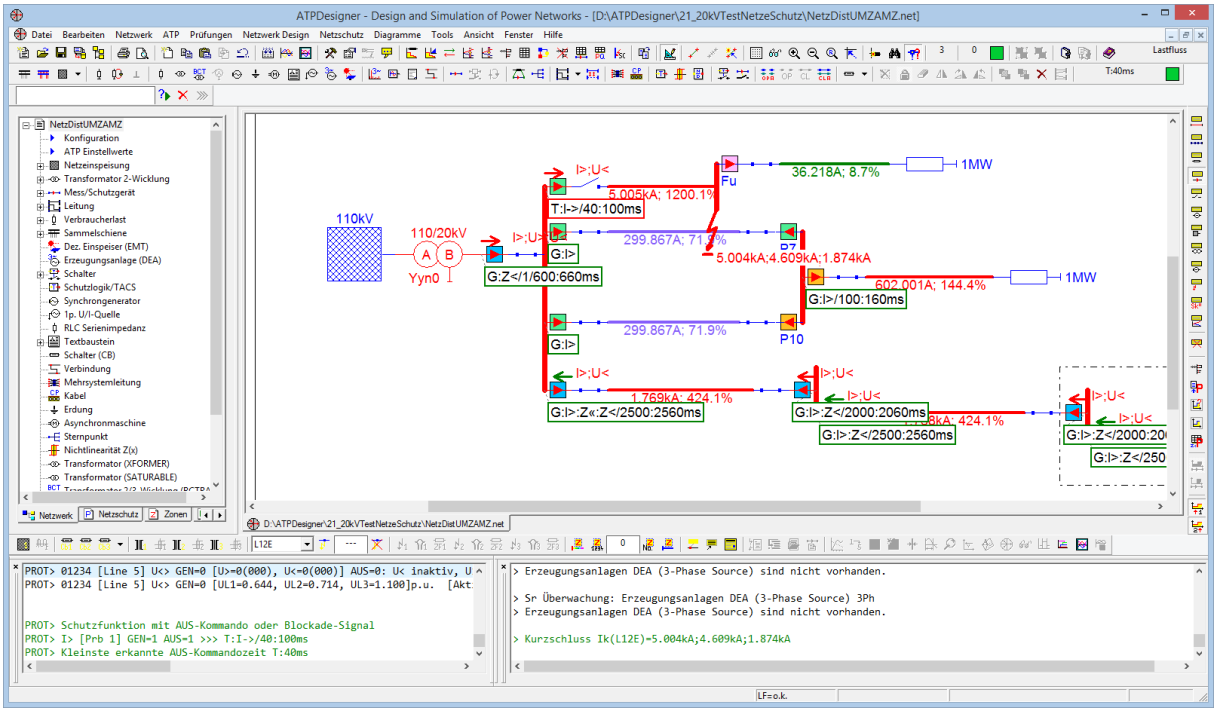


Abbildung 83: Überstromzeitschutz mit Richtung - Anzeige der Kurzschlussrichtung

6.1.24.8 UMZ: Meldungsfenster für Netzschutzfunktionen

Im **Meldungsfenster für Netzschutzfunktionen** werden für die Schutzfunktionen detaillierte Meldungen und Berechnungsergebnisse ausgegeben. Mit Hilfe der Meldungen können die Reaktionen der Netzschutzgeräte analysiert und nachvollzogen werden, Nachfolgend sind als Beispiel die Meldungen des UMZ-Schutzgerätes **P2** für einen 3-poligen Kurzschluss angegeben.

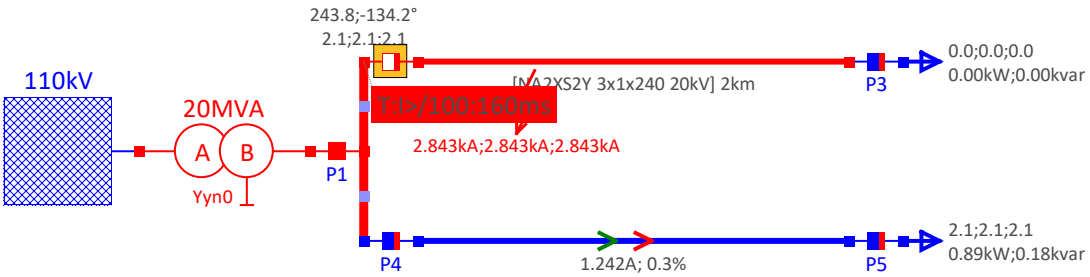


Abbildung 84: 20kV-Stromnetz mit Distanzschutzgerät

Bezeichner	Bedeutung, Schutzfunktion
PROT>	Meldung einer Schutzfunktion
{Name} [Prb x]	Anwenderspezifischer Name und Referenzname des **Mess/Schutzgerätes**
GEN	Generalanregung (0 = inaktiv, 1 = aktiv)
AUS	AUS-Kommando (0 = inaktiv, 1 = aktiv)
U>	Überspannungsschutz
U<	Unterspannungsschutz
I>, I>>, I>>>	Überstromanregung mit mehreren Anregestufen

TI>, TI>>, TI>>>	Staffelzeiten der Anregestufen
IE>	Erdstromanregung
IF>	Fußpunktfreigabe
U<>	ODER-Verknüpfung der Anregungen des Unterspannungs- und Überspannungsschutzes
IL	Leiterstrom
Iref	Referenz- oder Bezugsstrom
ULL	Leiter-Leiter-Spannung
0	Meldung: Inaktiv, Geht (= FALSE)
1	Meldung: Aktiv, Kommt (= TRUE)
G(L1L2L3)	Meldung: ODER-Verknüpfung der leiterselektiven Anregungen L1, L2, L3 zur Generalanregung G
Tpr	Einstellwert: Eigenzeit des Distanzschutzgerätes
Tcb	Einstellwert: Eigenzeit des Leistungsschalters
IL/Iref	Einstellwert: Leiterstrom zu Referenzstrom

Es muss beachtet werden, dass in den Ausgaben neben den Meldungen auch Mess- bzw. Berechnungswerte und Einstellwerte ausgegeben werden. Die Einstellwerte werden nach dem AUS-Kommando „… AUS=0:“ ausgegeben und können i.a. Regel daran erkannt werden, dass ein numerischer Wert mit physikalischer Einheit zugewiesen wird.

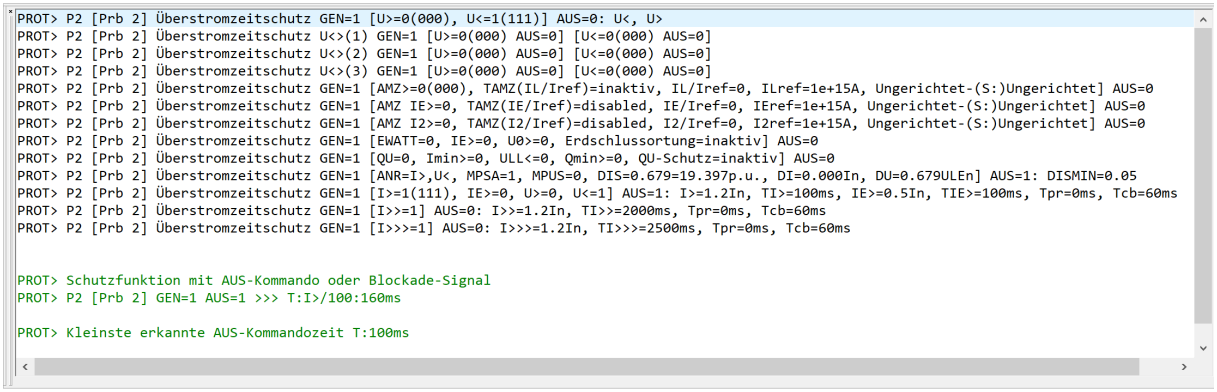


Abbildung 85: Überstromzeitschutz – Ausgabe im *Meldungsfenster*

Überstromzeitschutz

```
PROT> P2 [Prb 2] Überstromzeitschutz GEN=1 [U>=0(000), U<=1(111)] AUS=0: U<, U>
```

U<>: 3-stufiger Über-/Unterspannungsschutz

```
PROT> P2 [Prb 2] Überstromzeitschutz U<>(1) GEN=1 [U>=0(000) AUS=0] [U<=0(000) AUS=0]
PROT> P2 [Prb 2] Überstromzeitschutz U<>(2) GEN=1 [U>=0(000) AUS=0] [U<=0(000) AUS=0]
PROT> P2 [Prb 2] Überstromzeitschutz U<>(3) GEN=1 [U>=0(000) AUS=0] [U<=0(000) AUS=0]
```

AMZ: Inverse-Time Überstromzeitschutz (IDMT)

```
PROT> P2 [Prb 2] Überstromzeitschutz GEN=1 [AMZ>=0(000), TAMZ(IL/Iref)=inaktiv, IL/Iref=0, ILref=1e+15A,
Ungerichtet-(S:)Ungerichtet] AUS=0
PROT> P2 [Prb 2] Überstromzeitschutz GEN=1 [AMZ IE>=0, TAMZ(IE/Iref)=disabled, IE/Iref=0, IEref=1e+15A,
Ungerichtet-(S:)Ungerichtet] AUS=0
PROT> P2 [Prb 2] Überstromzeitschutz GEN=1 [AMZ I2>=0, TAMZ(I2/Iref)=disabled, I2/Iref=0, I2ref=1e+15A,
Ungerichtet-(S:)Ungerichtet] AUS=0
```

Erdschlussortung

```
PROT> P2 [Prb 2] Überstromzeitschutz GEN=1 [EWATT=0, IE>=0, U0>=0, Erdschlussortung=inaktiv] AUS=0
```

Blindleistungs-Unterspannungsschutz (Q-U-Schutz)

```
PROT> P2 [Prb 2] Überstromzeitschutz GEN=1 [QU=0, Imin>=0, ULL<=0, Qmin>=0, QU-Schutz=inaktiv] AUS=0
```

Überstromzeitschutz

```
PROT> P2 [Prb 2] Überstromzeitschutz GEN=1 [ANR=I>,U<, MPSA=1, MPUS=0, DIS=0.679=19.397p.u., DI=0.000In,
DU=0.679ULEn] AUS=1: DISMIN=0.05
PROT> P2 [Prb 2] Überstromzeitschutz GEN=1 [I>=1(111), IE>=0, U>=0, U<=1] AUS=1: I>=1.2In, TI>=100ms,
IE>=0.5In, TIE>=100ms, Tpr=0ms, Tcb=60ms
PROT> P2 [Prb 2] Überstromzeitschutz GEN=1 [I>>=1] AUS=0: I>>=1.2In, TI>>=2000ms, Tpr=0ms, Tcb=60ms
PROT> P2 [Prb 2] Überstromzeitschutz GEN=1 [I>>>=1] AUS=0: I>>>=1.2In, TI>>>=2500ms, Tpr=0ms, Tcb=60ms
```

Liste der Schutzfunktionen mit AUS-Kommando oder Blockade-Signal

```
PROT> Schutzfunktion mit AUS-Kommando oder Blockade-Signal
PROT> P2 [Prb 2] GEN=1 AUS=1 >>> T:I>/100:160ms
```

Kleinste erkannte Kommandozeit

```
PROT> Kleinste erkannte AUS-Kommandozeit T:100ms
```

6.1.24.9 UMZ: Berechnung dynamischer Netzvorgänge

ATPDesigner berechnet aus den Zeitsignalen der Spannungen und Strömen mit Hilfe einer Diskreten Fourier Transformation (DFT) die komplexen Zeiger der netzfrequenten Grundschwingung für die Leiter-Erd-Spannungen, die Leiterströme, die Leiter-Leiter-Spannungen und die Leiter-Leiter-Ströme. Die Berechnung erfolgt mit der Programmiersprache **MODELS** des **ATP**. Mit Hilfe der kontinuierlich berechneten komplexen Zeiger wird, wie auch bei der Berechnung des stationären Netzzustandes die Fehlerrichtung ermittelt.

Rückfall der Anregung
Bei einem Rückfall einer Anregung wird die zugehörige Zeitstufe zurückgesetzt.

Die nachfolgenden Signale werden in die Diagrammdatei (**.PL4-Datei**) ausgegeben. Die Ausgabe in die Diagrammdatei erfolgt, wenn der Einstellwert **Ausgabesignale** auf den Wert **Messgerät/Schalter (4)** eingestellt ist. Die Kennung **xxx** entspricht der Nummer des **Mess/Schutzgerätes**. Den Signalnamen ist in der Signalliste das Präfix **MODELS** vorangestellt.

Signal	Bedeutung
IA1xxx **IA2xxx** **IA3xxx** **IA4xxx**	Anregung Leiterstrom L1: 0=keine Anregung, 1=Anregung Anregung Leiterstrom L2: 0=keine Anregung, 1=Anregung Anregung Leiterstrom L3: 0=keine Anregung, 1=Anregung Anregung Erdstrom E: 0=keine Anregung, 1=Anregung
ID1xxx **ID2xxx** **ID3xxx** **ID4xxx** **ID5xxx** **ID6xxx**	Fehlerrichtung Leiterschleife L1-E: -1=rückwärts, 1=vorwärts Fehlerrichtung Leiterschleife L2-E: -1=rückwärts, 1=vorwärts Fehlerrichtung Leiterschleife L3-E: -1=rückwärts, 1=vorwärts Fehlerrichtung Leiterschleife L1-L2: -1=rückwärts, 1=vorwärts Fehlerrichtung Leiterschleife L2-L3: -1=rückwärts, 1=vorwärts Fehlerrichtung Leiterschleife L3-L1: -1=rückwärts, 1=vorwärts
ICDxxx	Internes AUS-Kommando der Schutzfunktionen am Hilfskontakt erteilt, Start der **Zeitstufe Tcb** 1=AUS-Kommando erteilt, 0=AUS-Kommando nicht erteilt

Die nachfolgenden Signale werden immer in die Diagrammdatei ausgegeben.

Signal	Bedeutung
IA0xxx	Generalanregung: 0=keine Anregung, 1=Anregung IA0xxx = IA1xxx ODER IA2xxx ODER IA3xxx
ITPxxx	Zustand des Leistungsschalters zur Unterbrechung des Kurzschlussstromes 0=Schalter geschlossen 1=Schalter geöffnet, Kurzschlussstrom unterbrochen
IVGxxx	Anregung des U> - Schutzes 0=keine Anregung, 1=Anregung AKTIV
IVKxxx	Anregung des U< - Schutzes 0=keine Anregung, 1=Anregung AKTIV

6.1.25 U<>: 3-stufiger Über-/Unterspannungsschutz

Der Überspannungsschutz U> und Unterspannungsschutz U< wird für den Überstrom-zeitschutz in der Registerkarte **U<> & I>** und für den Distanzschutz in der Registerkarte Dist: UI-Det. eingestellt. Einstellung und Funktionsweise sind für beide Schutzfunktionen identisch (Gruppe **Unter- und Überspannungsschutz**). Die Schutzfunktion kann mit Hilfe der Betriebsart wahlweise die Leiter-Erd-Spannungen oder die leiter-Leiter-Spannungen auswerten.

⇨ Es ist zu beachten, dass als Hauptschutzfunktion in der Registerkarte Allgemeine Daten der Einstellwert **Netzschutz** entweder Überstromzeitschutz ohne oder mit Kurzschlussrichtungserkennung oder Distanzschutz eingestellt sein muss, damit der Über-/Unterspannungsschutz U<> ausgeführt wird.

In der nachfolgenden Abbildung ist die Tabelle zur Einstellung des U<>-Spannungsschutzes abgebildet. Die 1. Stufe des Spannungsschutzes ist aktiviert. Es werden die Leiter-Leiter-Spannungen U_{LL} ausgewertet.

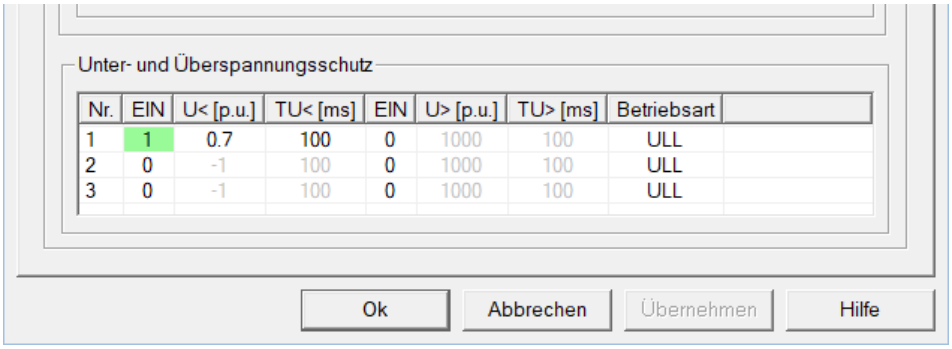
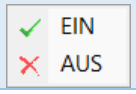
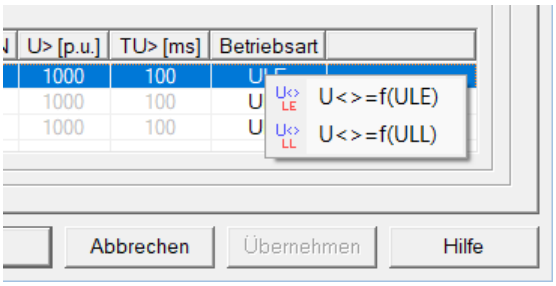


Abbildung 86: 3-stufiger Über-/Unterspannungsschutz

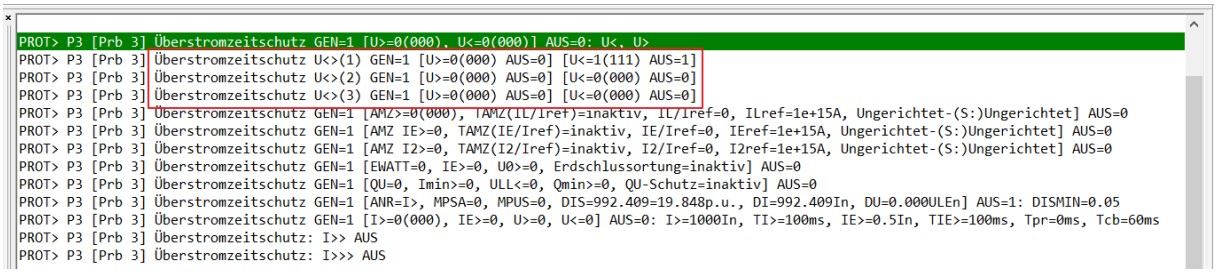
Einstellwert	Bedeutung
EIN	▪ 0: Schutzfunktion aktiviert **EIN** ▪ 1: Schutzfunktion deaktiviert **AUS** Die Aktivierung und Deaktivierung erfolgt durch einen **Left Mouse Button Click** auf die entsprechende Zelle der Spalte mit dem nachfolgend dargestellten kontextsensitiven Menü. 
U< [p.u.]	Unterspannungsanregung
TU< [ms]	Zeitstufe der Unterspannungsanregung
U> [p.u.]	Überspannungsanregung
TU> [ms]	Zeitstufe der Überspannungsanregung
Betriebsart	▪ **ULE** Auswertung der Leiter-Erd-Spannungen mit 1 p.u. = U_n / √3 ▪ **ULL** Auswertung der Leiter-Leiter-Spannungen mit 1 p.u. = U_n Die Aktivierung und Deaktivierung erfolgt durch einen **Left Mouse Button Click** auf die entsprechende Zelle der Spalte mit dem nachfolgend dargestellten kontextsensitiven Menü.



Der Über-/Unterspannungsschutz kann für den Überstromzeitschutz und den Distanzschutz als unabhängige d.h. parallel arbeitende Schutzfunktion verwendet werden und ist mit eigenen Zeitstufen (Staffelzeiten) ausgestattet. Die leiterselektiven Anregungen des Über-/Unterspannungsschutzes werden zu einer Über- und Unterspannungsanregung verodert und mit der Generalanregung der Hauptschutzfunktion verodert. Gleiches gilt für das AUS-Kommando.

Die Schutzfunktion vergleicht abhängig von der **Betriebsart** für die Berechnung des stationären Netzzustandes leiterselektiv die Beträge der netzfrequenten Grundschwingung der Leiter-Erd-Spannung U_{L1}, U_{L2} und U_{L3} oder der Leiter-Leiter-Spannungen U_{L12}, U_{L23}, und U_{L31} mit den Anregungen U> und U<.

Die Ausgabe im Meldungsfenster für Netzschutz ist beispielhaft in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.




```
PROT> P3 [Prb 3] Überstromzeitschutz U<>(1) GEN=1 [U>=0(000) AUS=0] [U<=1(111) AUS=1]
PROT> P3 [Prb 3] Überstromzeitschutz U<>(2) GEN=1 [U>=0(000) AUS=0] [U<=0(000) AUS=0]
PROT> P3 [Prb 3] Überstromzeitschutz U<>(3) GEN=1 [U>=0(000) AUS=0] [U<=0(000) AUS=0]
```

Abbildung 87: Meldungen des 3-stufigen Über-/Unterspannungsschutzes

6.1.25.1 U<>: Meldungsfenster für Netzschutzfunktionen

I Im **Meldungsfenster für Netzschutzfunktionen** werden für die Schutzfunktionen detaillierte Meldungen und Berechnungsergebnisse ausgegeben. Mit Hilfe der Meldungen können die Reaktionen der Netzschutzgeräte analysiert und nachvollzogen werden, Nachfolgend sind als Beispiel die Meldungen des UMZ-Schutzgerätes **P2** für einen 3-poligen Kurzschluss angegeben.

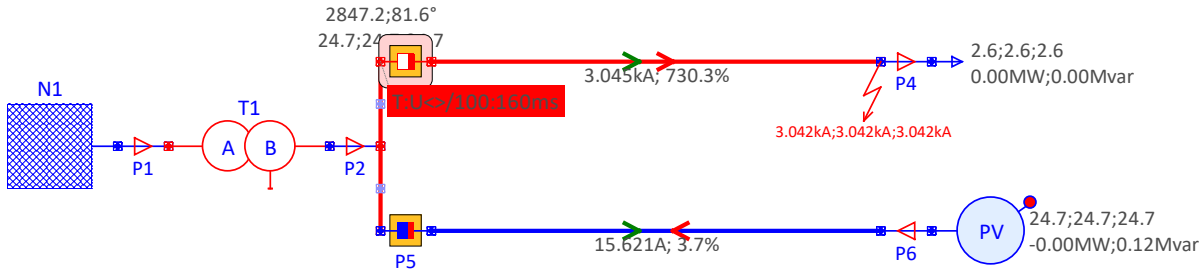


Abbildung 88: Ausgabe des AUS-Kommandos des U<>-Spannungsschutzes

Es muss beachtet werden, dass in den Ausgaben neben den Meldungen auch Mess- bzw. Berechnungswerte und Einstellwerte ausgegeben werden. Die Einstellwerte werden nach dem AUS-Kommando „… AUS=0:“ ausgegeben und können i.a. Regel daran erkannt werden, dass ein numerischer Wert mit physikalischer Einheit zugewiesen wird.

```
PROT> P3 [Prb 3] Überstromzeitschutz GEN=1 [I>=0(000), IE>=0, U>=0, U<=0] AUS=0: I>=1000In, TI>=100ms, IE>=0.5In, TIE>=100ms, Tpr=0ms, Tcb=60ms
PROT> P3 [Prb 3] Überstromzeitschutz: I>> AUS
PROT> P3 [Prb 3] Überstromzeitschutz: I>>> AUS

PROT> P5 [Prb 5] Überstromzeitschutz GEN=0 [U>=0(000), U<=0(000)] AUS=0: U<, U>
PROT> P5 [Prb 5] Überstromzeitschutz U<>(1) GEN=0 [U>=0(000) AUS=0] [U<=0(000) AUS=0]
PROT> P5 [Prb 5] Überstromzeitschutz U<>(2) GEN=0 [U>=0(000) AUS=0] [U<=0(000) AUS=0]
PROT> P5 [Prb 5] Überstromzeitschutz U<>(3) GEN=0 [U>=0(000) AUS=0] [U<=0(000) AUS=0]
PROT> P5 [Prb 5] Überstromzeitschutz GEN=0 [AMZ>=0(000), TAMZ(IL/Iref)=inaktiv, IL/Iref=0, ILref=1e+15A, Ungerichtet-(S:)Ungerichtet] AUS=0
PROT> P5 [Prb 5] Überstromzeitschutz GEN=0 [AMZ IE>=0, TAMZ(IE/Iref)=inaktiv, IE/Iref=0, IEref=1e+15A, Ungerichtet-(S:)Ungerichtet] AUS=0
PROT> P5 [Prb 5] Überstromzeitschutz GEN=0 [AMZ I2>=0, TAMZ(I2/Iref)=inaktiv, I2/Iref=0, I2ref=1e+15A, Ungerichtet-(S:)Ungerichtet] AUS=0
PROT> P5 [Prb 5] Überstromzeitschutz GEN=0 [EWATT=0, IE>=0, U0>=0, Erdschlussortung=inaktiv] AUS=0
PROT> P5 [Prb 5] Überstromzeitschutz GEN=0 [QU=0, Imin>=0, ULL<=0, Qmin>=0, QU-Schutz=inaktiv] AUS=0
PROT> P5 [Prb 5] Überstromzeitschutz GEN=0 [ANR=I>, MPSA=0, MPUS=0, DIS=1.197=19.944p.u., DI=1.197In, DU=0.000ULEn] AUS=0: DISMIN=0.05
PROT> P5 [Prb 5] Überstromzeitschutz GEN=0 [I>=0(000), IE>=0, U>=0, U<=0] AUS=0: I>=1.2In, TI>=100ms, IE>=0.5In, TIE>=100ms, Tpr=0ms, Tcb=60ms
PROT> P5 [Prb 5] Überstromzeitschutz: I>> AUS
PROT> P5 [Prb 5] Überstromzeitschutz: I>>> AUS

PROT> 1MW [3Ph 1] ULL [p.u.] GEN=0 [U>=0(000), U<=0(000)] AUS=0: U<=0p.u., TU>=100ms, 1p.u.=20kV, U>=1e+15p.u., TU>=100ms, 1p.u.=20kV

PROT> Schutzfunktion mit AUS-Kommando oder Schutzlogik
PROT> P3 [Prb 3] GEN=1 AUS=1 >>> T:U<>/100:160ms

PROT> Kleinste erkannte AUS-Kommandozeit T:100ms
```

Abbildung 89: U<>-Spannungsschutz - Ausgabe der Meldungen U<>(1)...(3)

Die Erläuterungen zu den Meldungen sind im Kapitel UMZ: Meldungsfenster für Netzschutzfunktionen erläutert.

6.1.26 DIST: Distanzschutz

Die Einstellung des Distanzschutzes erfolgt in zwei Registerkarten.

Registerkarte Dist: UI-Det. – Anregesystem, Endzeiten, U<>-Schutz

- U/I-Anregesystem
- Gerichtete und ungerichtete Endzeiten
- 3-stufiger parallel arbeitenden U<>-Schutz

Registerkarte Dist: Z< - Auslöseverhalten, Strom- und Spannungswandler

- Impedanzkennlinie bzw. Impedanzauslösefläche
- Distanzzonen mit Staffelzeiten
- Erdstromkompensation beim 1-poligen Erdkurzschluss
- Strom- und Spannungswandler für die Verwendung von primären oder sekundären Impedanzen
- Signalvergleichschutz: Einstellung Übergreiffaktor $k_Ü$

6.1.26.1 Grundlagen Distanzschutz

Die Schutzfunktion **Distanzschutz** bietet als Hauptschutz die Möglichkeit, Betriebsmittel und hier insbesondere Leitungen in beliebig vermaschten Stromnetzen aller Nennspannungen fehlerort- und fehlerartselektiv in minimaler Staffelzeit, d.h. Schnellzeit zu schützen. Der Distanzschutz kann zusätzlich zum Hauptschutz auch als Reserveschutz ortsnah oder ortsfern über große Entfernungen, d.h. als Fernreserveschutz verwendet werden. Somit bietet der Distanzschutz dem Anwender eine maximale Flexibilität, Selektivschutzkonzepte zu realisieren. Die nachfolgende Abbildung zeigt die vereinfachte Struktur eines Distanzschutzes.

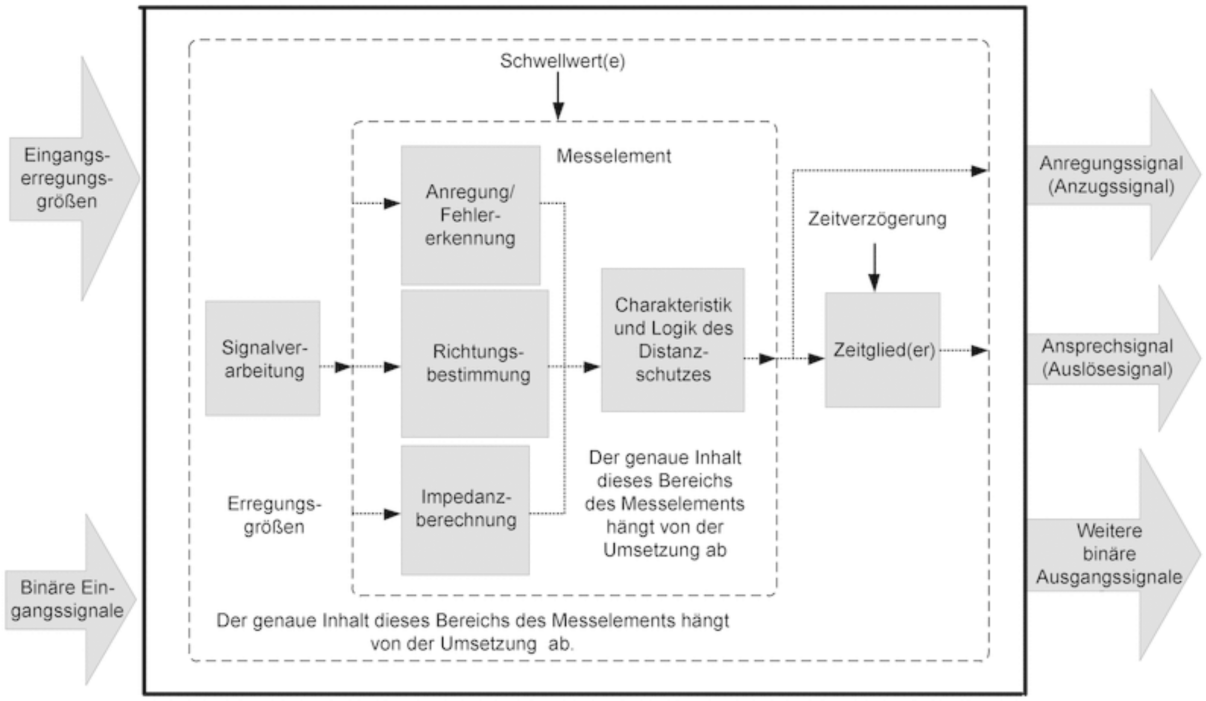


Abbildung 90: Vereinfachte Struktur des Distanzschutzes (Quelle: VDE 0435)

Eine Definition der Schutzfunktion Distanzschutz ist in VDE 0435 [32] zu finden.

„*Selektivschutz mit relativer Selektivität, dessen Funktionsweise und Selektivität von der lokalen Messung elektrischer Größen abhängen, aus denen die Entfernung zum Fehlerort durch Vergleich mit den Einstellwerten der Distanzstufen ermittelt wird.*"

Ein fundamentaler Vorteil des Distanzschutzes ist es, mit der lokalen Messung der Leiterströme $\underline{I}_{L123}$ und der Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L123}$ eine Impedanz zu berechnen, die unter bestimmten Randbedingungen der Fehlerentfernung proportional ist und zur fehlerortselektiven Auslösung eines Kurzschlusses verwendet werden kann. Der Bezugspunkt der vom Distanzschutz berechneten Fehlerentfernung ist eindeutig durch den Einbauort des 3-phasigen Stromwandlers als Messort der Leiterströme im Stromnetz definiert. Es wird dabei vorausgesetzt, dass sich der Einbauort der Spannungswandler als Messort der Leiter-Erd-Spannungen elektrisch in der Nähe der Stromwandler befindet. Typischerweise befindet sich Messort der Spannungswandler in der gleichen Umspannanlage z.B. an der Sammelschiene der Einspeisung oder im gleichen Leitungsabgang wie die Stromwandler.

Zentrale Aufgabe des Distanzschutzes ist es, aus den Messgrößen Leiterströme $\underline{I}_{L123}$ und Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L123}$ eine Impedanz, im Folgenden Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_k$ genannt, zu berechnen, die der Fehlerentfernung, d.h. der elektrischen Entfernung Messort zum Fehlerort proportional ist. Üblicherweise werden die vom Distanzschutz verwendeten netzphysikalischen Größen insbesondere die Impedanzen im System der Symmetrischen Komponenten, dem 012-System beschrieben. Im Folgenden wird die Arbeitsweise des Distanzschutzes im 012-System, d.h. im Mitsystem, Gegensystem und Nullsystem dargestellt.

⇨ Als Fehlerentfernung f wird der Abstand zwischen dem Einbauort, d.h. dem Messort der Stromwandler des Distanzschutzes und dem physikalischen Fehlerort (Kurzschlussort) in % der Leitungsimpedanz oder in Ohm verstanden.

Das nachfolgend dargestellte netztopologische Ersatzschaltbild (links) zeigt eine einseitig gespeiste Leitung zwischen den Netzknoten A und B mit einem Distanzschutz D1 am Netzknoten A. Der Kurzschlussort liegt in der Fehlerentfernung f vom Messort A des Distanzschutzes D1. Geht man von einem symmetrisch aufgebauten Drehstromsystem aus, so genügt es, im Falle eines 3-poligen Kurzschlusses 3p/3pE das Ersatzschaltbild im Mitsystem zu betrachten. Gegensystem und Nullsystem können unberücksichtigt bleiben. Verbraucherlast und Leitungskapazitäten werden vernachlässigt. Das Ersatzschaltbild im Mitsystem ist in der nachfolgenden Abbildung rechts dargestellt.

Bezeichner	Bedeutung
$\underline{Z}_{1Q}$	Mitimpedanz des dem Distanzschutz D1vorgelagerten Stromnetzes
$\underline{Z}_{1L}$	Mitimpedanz der dem Distanzschutz D1 nachgelagerten Leitung
$\underline{U}_1$, $\underline{I}_1$	Spannung und Strom im Mitsystem am Messort der Strom- und Spannungswandler des Distanzschutzes D1

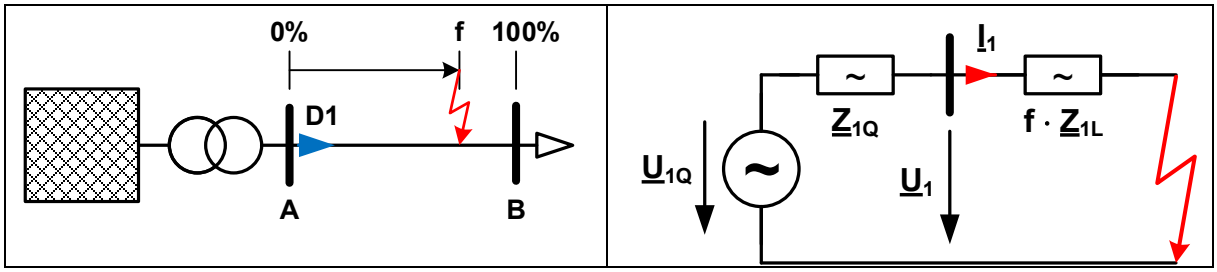


Abbildung 91: Ersatzschaltbild der einseitig gespeisten Leitung mit Kurzschluss im Mitsystem

6.1.26.1.1 Identifikationsmodell des Distanzschutzes

Mit Hilfe des in der vorangehenden Abbildung dargestellten Ersatzschaltbildes im Mitsystem können aus bekannten Mitsystemimpedanzen $\underline{Z}_{1Q}$ und $\underline{Z}_{1L}$, mit bekannter Fehlerentfernung f und einer bekannten Mitsystemspannung $\underline{U}_{1Q}$ die Mitsystemspannung $\underline{U}_1$ und der Mitsystemstrom $\underline{I}_1$ am Messort des Distanzschutzes D1 berechnet werden. Diese Vorgehensweise kann als **Berechnungsmodell der Spannungen und Ströme am Messort des Distanzschutzes** bezeichnet werden,

$$\underline{I}_1 = \frac{\underline{U}_{1Q}}{\underline{Z}_{1Q} + f \cdot \underline{Z}_{1L}} \overset{!}{=} \underline{I}_{mess}$$

$$\underline{U}_1 = \frac{\underline{U}_{1Q}}{1 + \frac{\underline{Z}_{1Q}}{f \cdot \underline{Z}_{1L}}} \overset{!}{=} \underline{U}_{mess}$$

Werden am Messort des Distanzschutzes die Leiterströme $\underline{I}_{L123}$ und die Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L123}$ als Messwerte ermittelt, so kann im Sinne eines Identifikationsmodells bei bekannten Mitsystemimpedanzen $\underline{Z}_{1Q}$ und $\underline{Z}_{1L}$ und bekannten Mitsystemspannung $\underline{U}_{1Q}$ die unbekannte Fehlerentfernung f berechnet werden. Diese Vorgehensweise kann als **Identifikationsmodell des Distanzschutzes** bezeichnet werden.

$$\underline{Z}_{mess} = \underline{Z}_{1k} = \frac{\underline{U}_{mess}}{\underline{I}_{mess}} = \frac{\underline{U}_1}{\underline{I}_1} = f \cdot \underline{Z}_{1L}$$

Aus am Messort des Distanzschutzes ermittelten Messgrößen $\underline{U}_{mess} = \underline{U}_1$ und $\underline{I}_{mess} = \underline{I}_1$ kann die Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_{mess} = \underline{Z}_{1k}$ im Mitsystem berechnet werden. Aus der Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ kann mit der Mitsystemimpedanz $\underline{Z}_{1L}$ der Leitung die Fehlerentfernung f berechnet werden.

$$f = \frac{\underline{Z}_{mess}}{\underline{Z}_{1L}} = \frac{\underline{Z}_{1k}}{\underline{Z}_{1L}}$$

6.1.26.1.2 Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_k$ im 012-System

Für alle Kurzschlussarten 3pE/3p/2pE/2p/1pE kann für eine einseitig gespeiste Leitung im 012-System der Symmetrischen Komponenten immer ein Ersatzschaltbild wie nach-

folgend dargestellt hergeleitet werden. Das Ersatzschaltbild ist das allgemeine Identifikationsmodell des Distanzschutzes mit dem Ziel, aus den gemessenen Größen Kurzschlussstrom $\underline{I}_k$ und Kurzschlussspannung $\underline{U}_k$ die Fehlerentfernung f zu berechnen.

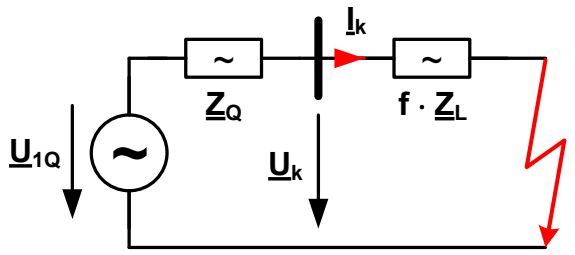


Abbildung 92: Allgemeines Identifikationsmodell des Distanzschutzes

Die Impedanzen des Identifikationsmodells können im Allgemeinen aus den Impedanzen der Betriebsmittel im 012-System berechnet werden.

$$\underline{Z}_Q = f\left(\underline{Z}_{1Q}, \underline{Z}_{2Q}, \underline{Z}_{0Q}\right)$$

$$\underline{Z}_L = f\left(\underline{Z}_{1L}, \underline{Z}_{2L}, \underline{Z}_{0L}\right)$$

Die Berechnung der Kurzschlussimpedanz kann allgemein wie nachfolgend dargestellt erfolgen.

$$\underline{Z}_k = \frac{\underline{U}_k}{\underline{I}_k} = f \cdot \underline{Z}_L$$

In der Netzschutztechnik ist es allerdings üblich, die Betrachtungen im natürlichen System der Leiter L1, L2 und L3 mit den dort messbaren Spannungen und Strömen durchzuführen.

6.1.26.1.3 Impedanzmessschleifen Leiter-Erde und Leiter-Leiter

Der Distanzschutz erfasst üblicherweise die Leiter-Erd-Spannungen $u_{L123}(t)$ und die Leiterströme $i_{L123}(t)$ am Messort D1 in aller Regel am Anfang der zu schützenden Leitung. Mit digitalen Filtern wie z.B. der Diskreten Fourier Transformation (DFT) können aus den Zeitsignalen die komplexen Vektoren $\underline{U}_{L123}$ und $\underline{I}_{L123}$ der Grundschwingung f_n=50Hz berechnet werden.

- Messung: $u_{L1E}(t)$, $u_{L2E}(t)$, $u_{L3E}(t)$ und $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$, $i_{L3}(t)$
- Berechnung der komplexen Vektoren: $\underline{U}_{L123}$ und $\underline{I}_{L123}$
  - $\underline{U}_{L1E}, \underline{U}_{L2E}, \underline{U}_{L3E}, \underline{I}_{L1}, \underline{I}_{L2}, \underline{I}_{L3} = f\ (u_{L1E}(t), u_{L2E}(t), u_{L3E}(t), i_{L1}(t), i_{L2}(t), i_{L3}(t)\ )$
- Berechnung von 6 möglichen Fehlerschleifen Leiter-Erde und Leiter-Leiter
  - $\underline{Z}_{L1E}, \underline{Z}_{L2E}, \underline{Z}_{L3E}, \underline{Z}_{L12}, \underline{Z}_{L23}, \underline{Z}_{L31} = f\ (\underline{U}_{L1E}, \underline{U}_{L2E}, \underline{U}_{L3E}, \underline{I}_{L1}, \underline{I}_{L2}, \underline{I}_{L3}\ )$

6.1.26.1.4 Berechnung der Kurzschlussimpedanz für Leiter-Erd-Fehler

Die nachfolgende Abbildung zeigt die drei möglichen Leiter-Erde-Fehlerschleifen. Jede Fehlerschleife wird ausgehend vom Messort des Distanzschutzes über den Leiter bis zum Fehlerort (Kurzschlussort) und über die Erdimpedanz zurück zum Messort gebildet. Für die drei spannungsführenden Leiter L1, L2 und L3 ergeben sich drei Fehlerschleifen.

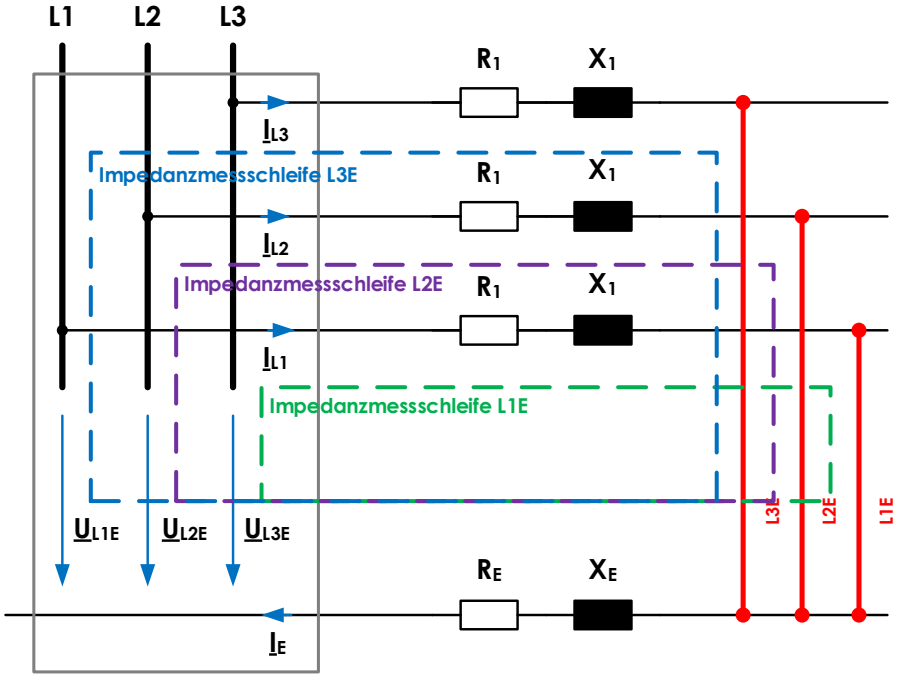


Abbildung 93: Leiter-Erde-Fehlerschleifen im 4-Leiter-Ersatzschaltbild

Bezeichner	Bedeutung
R_1, X_1	Resistanz und Reaktanz des zu schützenden Betriebsmittels z.B. einer Leitung im Mitsystem
R_E, X_E	Resistanz und Reaktanz der Rückleitung über Erde z.B. einer Leitung im Mitsystem $$\underline{Z}_E = R_E + j \cdot X_E = \frac{\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1}{3}$$

Für jede Fehlerschleife wird vom Distanzschutz kontinuierlich die Kurzschlussimpedanz als Schleifenimpedanz berechnet. Daher werden die Fehlerschleifen auch als Impedanzmessschleifen bezeichnet. Bei der Berechnung der Kurzschlussimpedanz wird das Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) vorausgesetzt. In der Netzschutztechnik ist es üblich, das Ersatzschaltbild der Leitung im natürlichen System als 4-Leiter-Ersatzschaltbild zu verwenden.

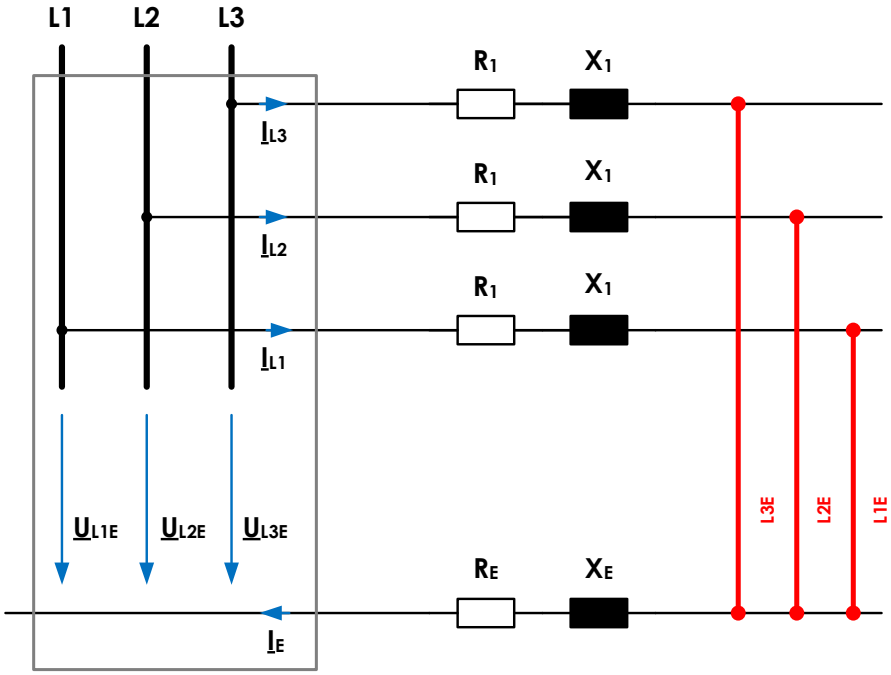


Abbildung 94: Leiter-Erde-Impedanzmessschleifen im 4-Leiter-Ersatzschaltbild

Am Beispiel der Fehlerschleife L1E (Leiter l1 über Erde) wird die Berechnung der Fehlerentfernung f gezeigt. Es wird dazu in der vorangehenden Abbildung das 4-Leiter-Ersatzschaltbild verwendet. Mit der Fehlerschleife L1E kann der Maschenumlauf beschrieben werden.

$$\underline{U}_{L1E} = \left(R_1 + jX_1\right)\cdot \underline{I}_{L1} + \left(R_E + jX_E\right)\cdot \underline{I}_E$$

mit dem Summenstrom $\underline{I}_E = \underline{I}_{L1} + \underline{I}_{L2} + \underline{I}_{L3}$

Für die Berechnung der Fehlerentfernung wird unabhängig von der Fehlerart die Mitimpedanz $\underline{Z}_1$ zwischen dem Messort des Distanzschutzes und dem Fehlerort verwendet. Das hat den Vorteil, dass zur Generierung des AUS-Kommandos des Distanzschutzes unabhängig von der Fehlerart die gleichen Kennlinien verwendet werden können.

$$\underline{U}_{L1E} = \underbrace{\left(R_1 + jX_1\right)}_{=\underline{Z}_1}\cdot\left(\underline{I}_{L1} + \underbrace{\frac{R_E + jX_E}{R_1 + jX_1}}_{\underline{k}_E}\cdot \underline{I}_E\right)$$

Das Verhältnis der Erdimpedanz $\underline{Z}_E$ zur Mitimpedanz $\underline{Z}_1$ wird üblicherweise als Erdstromkompensationsfaktor oder Erstromfaktor $\underline{k}_E$ bezeichnet.

$$\underline{k}_E = \frac{R_E + jX_E}{R_1 + jX_1} = \frac{\underline{Z}_E}{\underline{Z}_1}$$

So kann mit dem Erdstromfaktor $\underline{k}_E$ aus der Leiter-Erd-Spannung $\underline{U}_{LE}$, dem Leiterstrom $\underline{U}_{L1}$ und dem Summenstrom $\underline{I}_E$ die Mitimpedanz zwischen Messort und Fehlerort berechnet werden.

$$\underline{Z}_1 = R_1 + jX_1 = \frac{\underline{U}_{L1E}}{\underline{I}_{L1} + \underline{k}_E \cdot \underline{I}_E}$$

Die Fehlerentfernung kann nun mit dem bekannten Mitimpedanzbelag des zu schützenden Betriebsmittels $\underline{Z}'_1$ berechnet werden.

$$f = \frac{\underline{Z}_1}{\underline{Z}'_1}$$

In der Praxis ist die Bestimmung des Erdfaktors $\underline{k}_E$ insofern schwierig, da die Ermittlung der Erdimpedanz $\underline{Z}_E$ z.B. aus der Nullimpedanz $\underline{Z}_0$ schwierig ist, da der dafür benötigte spezifische Erdleitwert oft nicht bekannt ist.

$$\underline{Z}_E = \frac{\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1}{3}$$

$$\underline{k}_E = \frac{\underline{Z}_E}{\underline{Z}_1} = \frac{\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1}{3 \cdot \underline{Z}_1}$$

6.1.26.1.5 Berechnung der Kurzschlussimpedanz für Leiter-Leiter-Fehler

Das Bild zeigt die möglichen Fehlerschleifen Leiter-Leiter. Bei der Berechnung der Kurzschlussimpedanz wird das Verbraucherzähpfeilsystem (VZS) vorausgesetzt. Der Strom in der Erdrückleitung $\underline{I}_E$ wird nicht benötigt, da die Rückleitung des Fehlerstromes über Erde bei der Fehlerschleife Leiter-Leiter nicht auftritt.

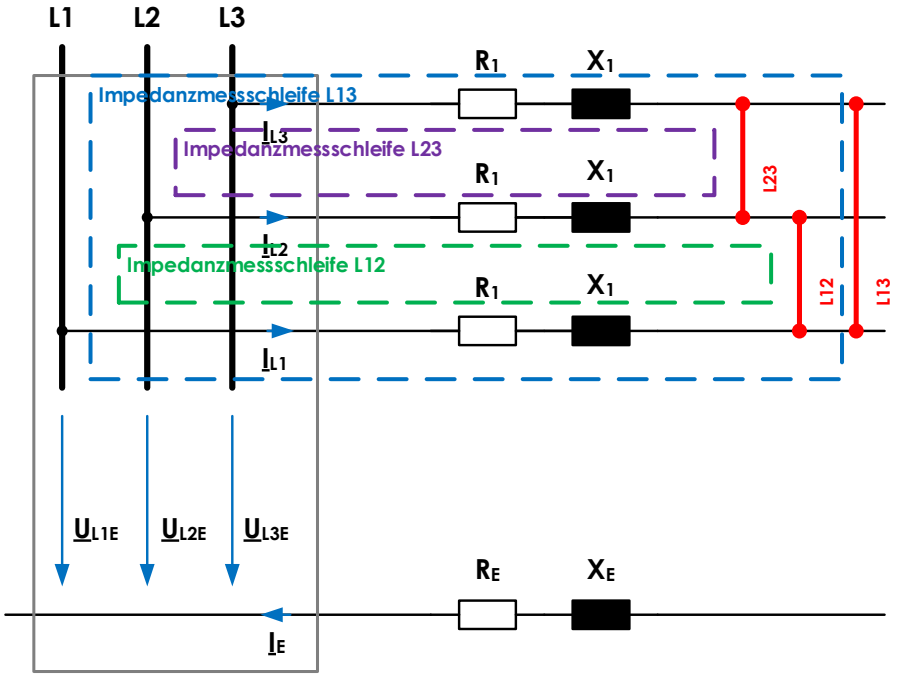


Abbildung 95: Leiter-Leiter-Fehlerschleifen im 4-Leiter-Ersatzschaltbild

Der Maschenumlauf der Leiter L1-L2 zwischen Messort und Fehlerort ergibt folgende Gleichungen:

$$\underline{U}_{12} = \left(R_1 + jX_1\right) \cdot \underline{I}_{L1} - \left(R_1 + jX_1\right) \cdot \underline{I}_{L2}$$

$$\underline{U}_{12} = \left(R_1 + jX_1\right) \cdot \left(\underline{I}_{L1} - \underline{I}_{L2}\right)$$

$$\underline{I}_{12} = \underline{I}_{L1} - \underline{I}_{L2}$$

$$\underline{U}_{12} = \left(R_1 + jX_1\right) \cdot \underline{I}_{L12}$$

$$R_1 + jX_1 = \frac{\underline{U}_{12}}{\underline{I}_{12}}$$

$$\underline{Z}_1 = \frac{\underline{U}_{12}}{\underline{I}_{12}}$$

Wie schon bei der Auswertung der Leiter-Erde-Schleife ist das Ergebnis die Impedanz der Leitung im Mitsystem $\underline{Z}_1$ zwischen dem Messort der Schutzeinrichtung und dem Fehlerort. Ist der Impedanzbelag $\underline{Z}_1'$ in Ohm/km der Leitung im Mitsystem bekannt, so kann die Fehlerentfernung f in km berechnet werden. Gegenüber der Fehlerschleife Leiter-Erde hat hier der Strom der Erdrückleitung $\underline{I}_E$ keine Bedeutung. Der Erdfaktor $\underline{k}_E$ wird nicht benötigt.

$$f = \frac{\underline{Z}_1}{\underline{Z}_1'}$$

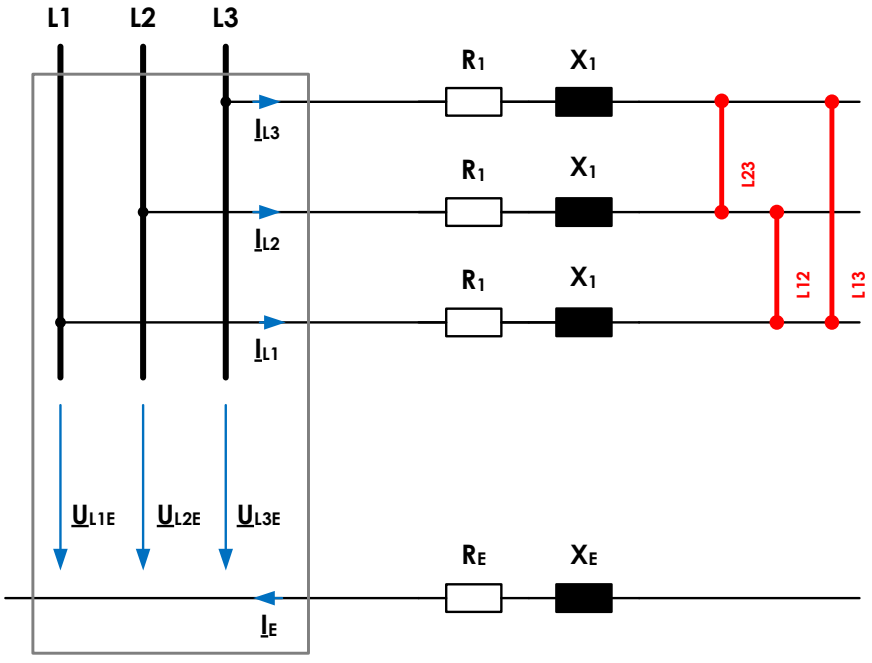


Abbildung 96: Leiter-Leiter-Impedanzmessschleifen im 4-Leiter-Ersatzschaltbild

6.1.26.1.6 Scheinimpedanzen und Anregesystem

In den bisherigen Betrachtungen wurde davon ausgegangen, dass ein Kurzschluss z.B. auf der zu schützenden Leitung netzphysikalisch vorhanden ist und die Impedanzen nur für die kurzschluss-betroffene(n) Messschleife(n) die Kurzschlussimpedanz und daraus die Fehlerentfernung berechnet wurde.

Schutzgeräte messen kontinuierlich die Leiter-Erd-Spannungen $u_{L1E}(t)$, $u_{L2E}(t)$, $u_{L3E}(t)$ sowie die Leiterströme $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$, $i_{L3}(t)$ als zeitdiskrete und wertdiskrete Abtastwerte. Aus diesen Abtastwerten werden kontinuierlich die Impedanzen $\underline{Z}_{L1E}$, $\underline{Z}_{L2E}$, $\underline{Z}_{L3E}$, $\underline{Z}_{L12}$, $\underline{Z}_{L23}$, $\underline{Z}_{L31}$ berechnet, auch wenn aus netzphysikalischer Sicht kein Kurzschluss im Stromnetz vorhanden ist, das Stromnetz sich also im fehlerfreien Normalbetrieb befindet.

⇨ Impedanzen von Impedanzmessschleifen, die nicht durch einen Kurzschluss gebildet werden, sondern sich z.B. über Lastimpedanzen bilden, werden als Scheinimpedanzen bezeichnet.

Aus dieser Überlegung ergibt sich die Anforderung, nur die Impedanzmessschleifen zu identifizieren, deren Impedanzmessschleifen durch einen Kurzschluss gebildet werden und die eine Berechnung der Fehlerentfernung ermöglichen. Im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner wird ein Anregesystem verwendet, um aus den sechs möglichen Impedanzmessschleifen eine Impedanzmessschleife auszuwählen.

6.1.26.1.7 Berechnung der Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ im Mitsystem

Das generische Modell der Schutzfunktion **Distanzschutz** berechnet die Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ im Mitsystem. Eine Kurzschlussauslösung erfolgt grundsätzlich dann, wenn der Impedanzvektor im Mitsystem $\underline{Z}_1$ innerhalb einer der Impedanzauslöseflächen liegt und die zugehörige Staffelzeit abgelaufen ist. Es muss hier allerdings beachtet werden, dass es weitere Kriterien wie z.B. die Anregung der Distanzschutzfunktion gibt, die als Kriterien zur Auslösung des generischen Modells berücksichtigt werden.

ATPDesigner ermöglicht es dem Anwender, den Algorithmus zur Berechnung der Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ im Mitsystem auszuwählen. Damit können ggfs. spezifische Eigenschaften marktüblicher Distanzschutzgeräte genauer nachgebildet werden.

⇨ Voraussetzung der Berechnungsverfahren ist das **Verbraucherzählpfeilsystem (VZS)** zur Messung der Leiterströme. Es ist weiter zu beachten, dass die Messrichtung des **Erdstromes $\underline{I}_E$** entgegen dem Verbraucherzählpfeilsystem berichtet ist.

6.1.26.1.8 Berechnung der Leiter-Erd-Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ im Mitsystem

Das Π-Ersatzschaltbild einer leerlaufenden Leitung als zu schützendes Betriebsmittel unter Vernachlässigung der kapazitiven und ohmschen Querlemente ist in Abbildung 94 dargestellt. Es wird angenommen, dass kein Fehlerübergangswiderstand am Kurzschlussort vorhanden ist ($R_F = 0\Omega$). Im Falle eines einseitig gespeisten Erdkurzschlusses 1pE, 2pE oder 3pE können die drei Impedanzmessschleifen L1E, L2E und L3E zur Berechnung der Kurzschlussimpedanz im Mitsystem $\underline{Z}_{1k}$ zwischen Messort des Distanzschutzes und dem Kurzschlussort betrachtet werden.

Die Mitimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ der Leiter-Erd-Messschleife zwischen Messort und dem Kurzschlussort wird für alle Impedanzmessschleifen wie nachfolgend erläutert berechnet. Es wird

vorausgesetzt, dass Mitimpedanz $\underline{Z}_1$ und Gegenimpedanz $\underline{Z}_2$ des zu schützenden Betriebsmittels gleich sind.

$$\underline{Z}_2 = \underline{Z}_1$$

Wie schon gezeigt ergibt sich die nachfolgende Gleichung für einen Kurzschluss der Leiter-Erd-Messschleife L1E gegen Erde zur Berechnung der Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ im Mitsystem.

$$\underline{U}_{L1E} = \underbrace{\left(R_1 + jX_1\right)}_{=\underline{Z}_{1k}} \cdot \left(\underline{I}_{L1} + \frac{R_E + jX_E}{\underbrace{R_1 + jX_1}_{\underline{k}_E}} \cdot \underline{I}_E \right)$$

Somit ergibt sich verallgemeinert für die drei Leiter-Erd-Impedanzmessschleifen folgende Gleichung zur Berechnung der Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ im Mitsystem zwischen dem Messort des Schutzgerätes und dem Kurzschlussort. Die Kurzschlussimpedanz im Mitsystem ist der Fehlerentfernung, d.h. der elektrischen Entfernung Messort des Distanzschutz – Kurzschlussort proportional.

$$\underline{Z}_{1k} = R_{1k} + jX_{1k} = \frac{\underline{U}_{L1E}}{\underline{I}_{L1} + \underline{k}_E \cdot \underline{I}_E} = R_1 + jX_1$$

mit dem Erdstromkompensationsfaktor $\underline{k}_E$

$$\underline{k}_E = \frac{\underline{Z}_E}{\underline{Z}_1} = \frac{\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1}{3 \cdot \underline{Z}_1}$$

- $\underline{Z}_1$ = Mitsystemimpedanz des zu schützenden Betriebsmittels
- $\underline{Z}_0$ = Nullsystemimpedanz des zu schützenden Betriebsmittels

und dem Summenstrom $\underline{I}_E$

$$\underline{I}_E = \underline{I}_{L1} + \underline{I}_{L2} + \underline{I}_{L3}$$

Im Falle der **Berechnung stationärer Netzzustände** werden die Impedanzen aus den Ergebnissen der Knotenpotentialanalyse bzw. erweiterten Lastflussberechnung [Bd. 3] ermittelt.

6.1.26.1.9 Berechnung der Leiter-Leiter-Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_1$ im Mitsystem

Ausgehend von dem Π-Ersatzschaltbild in Abbildung 96 ergeben sich drei Leiter-Leiter-Impedanzmessschleifen im Falle eines Leiter-Leiter-Kurzschlusses ohne Erdberührung, die zu betrachten sind. Abbildung 96 zeigt die Impedanzmessschleifen L12, L13 und L13. Es wird angenommen, dass kein Fehlerübergangswiderstand am Kurzschlussort vorhanden ist ($R_F = 0\Omega$).

Die Mitimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ der Leiter-Leiter-Messschleife zwischen Messort und dem Kurzschlussort wird für alle Impedanzmessschleifen wie nachfolgend erläutert berechnet. Es wird vorausgesetzt, dass Mitimpedanz $\underline{Z}_1$ und Gegenimpedanz $\underline{Z}_2$ des zu schützenden Betriebsmittels gleich sind.

$$\underline{Z}_2 = \underline{Z}_1$$

Wie schon gezeigt ergibt sich die nachfolgende Gleichung für den Erdkurzschluss der Leiter-Leiter-Messschleife L12 die Berechnung der Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ im Mitsystem. Es ergibt sich verallgemeinert für die drei Leiter-Leiter-Impedanzmessschleifen folgende Gleichung zur Berechnung der Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ im Mitsystem zwischen dem Messort des Schutzgerätes und dem Kurzschlussort.

$$\underline{Z}_{1k} = R_{1k} + jX_{1k} = \frac{\underline{U}_{LL}}{\underline{I}_{LL}} = R_1 + jX_1$$

- U_{LL} = verkettete Spannung oder Leiter-Leiter-Spannung
- I_{LL} = verketteter Strom als Differenz der beiden Leiterströme am Messort

Im Falle der **Berechnung stationärer Netzzustände** werden die Impedanzen aus den Ergebnissen der Knotenpotentialanalyse bzw. erweiterten Lastflussberechnung [Bd. 3] ermittelt.

6.1.26.1.10 Fehlerübergangswiderstand beim Leiter-Erd-Kurzschluss

Die nachfolgende Abbildung zeigt das Ersatzschaltbild für einen 1-poligen Erdkurzschluss L1E und einem Übergangswiderstand R_F am Kurzschlussort. Ausgehend von den bisherigen Überlegungen wird die Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ im Mitsystem für den 1-poligen Erdkurzschluss L1E berechnet.

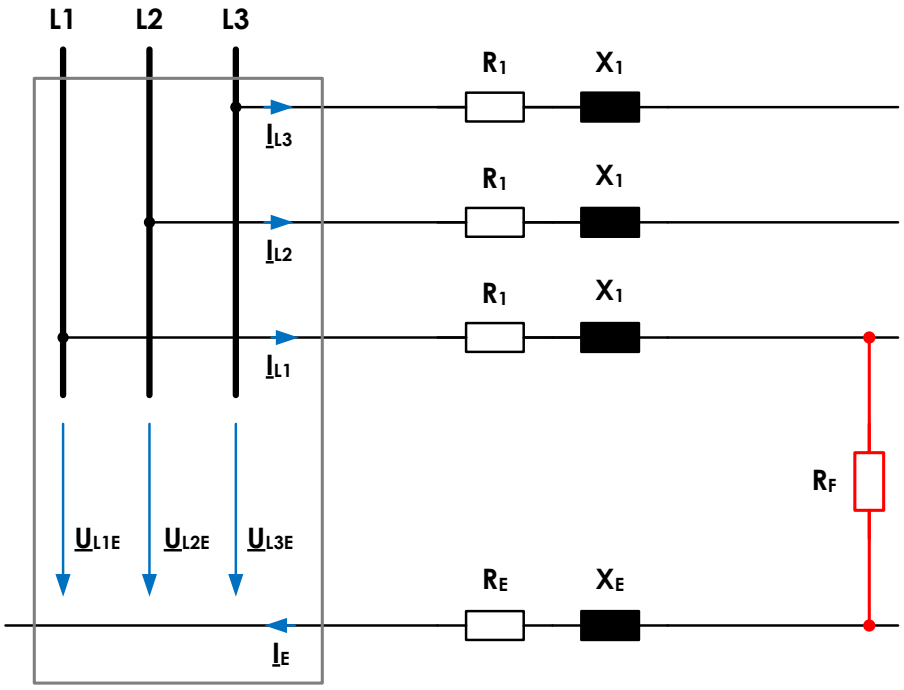


Abbildung 97: Einseitig gespeister Leiter-Erd-Kurzschluss L1E mit Übergangswiderstand R_F

$$\underline{U}_{L1E} = \underline{I}_{L1} \cdot \left(\underline{Z}_1 + \underline{Z}_E\right) + R_F \cdot \underline{I}_{L1}$$

mit R_F = Übergangswiderstand am Kurzschlussort

$$\underline{Z}_{1k} = \frac{\underline{U}_{L1E}}{\underline{I}_{L1} + \underline{k}_E \cdot \underline{I}_E}$$

$$\underline{Z}_{1k} = \frac{\underline{I}_{L1} \cdot \left(\underline{Z}_1 + \underline{Z}_E\right) + R_F \cdot \underline{I}_{L1}}{\underline{I}_{L1} \cdot \left(1 + \underline{k}_E \cdot \frac{\underline{I}_E}{\underline{I}_{L1}}\right)}$$

$$\underline{Z}_{1k} = \frac{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_E + R_F}{1 + \underline{k}_E \cdot \frac{\underline{I}_E}{\underline{I}_{L1}}} = \underline{Z}_1 \cdot \frac{1 + \frac{\underline{Z}_E}{\underline{Z}_1} + \frac{R_F}{\underline{Z}_1}}{1 + \underline{k}_E \cdot \frac{\underline{I}_E}{\underline{I}_{L1}}}$$

Geht man von einem einseitig gespeisten Kurzschluss aus, so gilt: $\underline{I}_{L1} = \underline{I}_E$

$$\underline{Z}_{1k} = \underline{Z}_1 \cdot \frac{1 + \underline{k}_E + \frac{R_F}{\underline{Z}_1}}{1 + \underline{k}_E} \quad mit \; \frac{\underline{I}_E}{\underline{I}_{L1}} = 1$$

$$\underline{Z}_{1k} = \underline{Z}_1 \cdot \left(1 + \frac{R_F}{\underline{Z}_1 \cdot \left(1 + \underline{k}_E\right)}\right)$$

Wie an der nachfolgenden Gleichung zu erkenn ist, wird sowohl der Realteil als auch der Imaginärteil der Kurzschlussimpedanz durch den Übergangswiderstand RF verfälscht wird. Daher muss bei der Auslegung des Distanzschutzes darauf geachtet werden, dass zusätzlich zur Lichtbogenreserve auch eine **Reaktanzreserve** berücksichtigt wird.

$$\underline{Z}_{1k} = R_{1k} + jX_{1k} = \underline{Z}_1 + \frac{R_F}{\left(1 + \underline{k}_E\right)} = R_1 + jX_1 + \frac{R_F}{\left(1 + \underline{k}_E\right)}$$

6.1.26.1.11 Fehlerübergangswiderstand beim Leiter-Leiter-Kurzschluss

Die nachfolgende Abbildung zeigt das Ersatzschaltbild für einen 2-poligen Erdkurzschluss L12 ohne Erde und einem Übergangswiderstand R_F am Kurzschlussort. Wieder ausgehend von den bisherigen Überlegungen wird die Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ im Mitsystem für den 2-poligen Erdkurzschluss L12 berechnet.

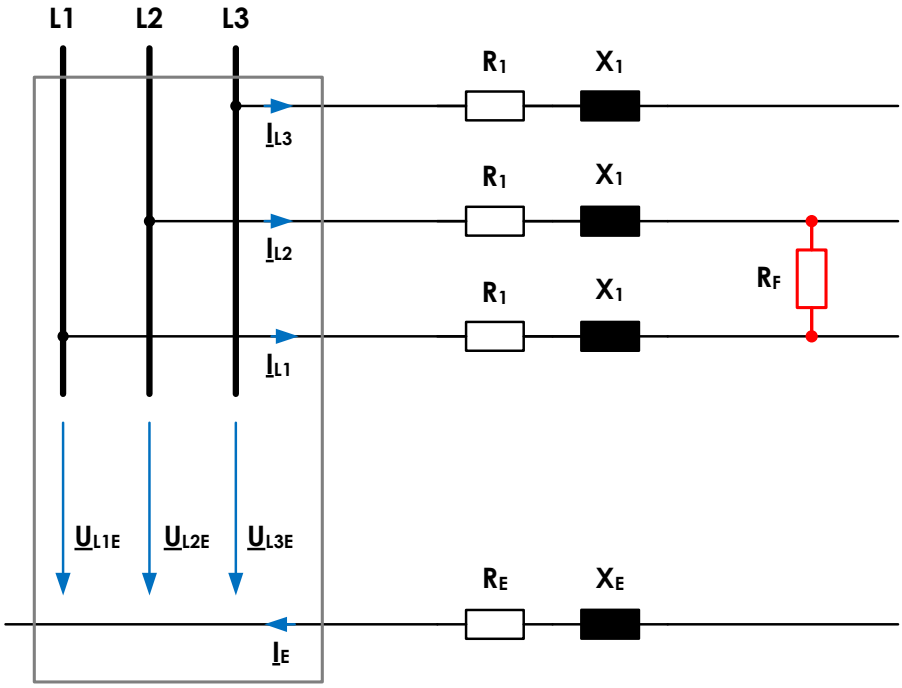


Abbildung 98: Einseitig gespeister Leiter-Leiter-Kurzschluss L1-L2 mit Übergangswiderstand R_F

Unter der Voraussetzung des Verbraucherzählpfeilsystems (VZS) am Messort des Schutzgerätes gilt die nachfolgende Berechnung für den **Kurzschlussstrom I_F** durch den Übergangswiderstand R_F.

$$\underline{I}_F = \underline{I}_{L1} = -\underline{I}_{L2}$$
$$\underline{U}_{L1L2} = \underline{U}_{L1E} - \underline{U}_{L2E}$$

$$\underline{U}_{L1L2} = \underline{Z}_1 \cdot \underline{I}_{L1} + R_F \cdot \underline{I}_F - \underline{Z}_1 \cdot \underline{I}_{L2}$$

mit R_F = Übergangswiderstand am Kurzschlussort

$$\underline{Z}_{1k} = R_{1k} + jX_{1k} = \underline{Z}_1 + \frac{R_F}{2} = \left(R_1 + \frac{R_F}{2} \right) + jX_1$$

Im Gegensatz zur Leiter-Erd-Impedanzmessschleife wird für die Leiter-Leiter- Impedanzmessschleife nur der Realteil nicht aber der Imaginärteil verfälscht. Daher kann der Imaginärteil der Kurzschlussimpedanz, d.h. die Kurzschlussreaktanz X_{1k} weiterhin als proportional der Entfernung Messort – Kurzschlussort angenommen werden. Bei der Auslegung des Distanzschutzes muss darauf geachtet werden, eine ausreichende Lichtbogenreserve vorzusehen, um die Verfälschung des Realteils der Kurzschlussimpedanz durch den Übergangswiderstand in den Impedanzauslöseflächen zu berücksichtigen.

6.1.26.1.12 Hauptschutzzone und Reserveschutzzone

Distanzzonen können abhängig vom Zeitstaffelschutzplan entweder als Hauptschutzzone, als Reserveschutzzone oder auch gleichzeitig als kombinierte Haupt/Reserveschutzzone verwendet werden. Unabhängig von der Verwendung einer Distanzzone wird der Distanzzone immer nur eine einzige Staffelzeit t zugeordnet. Die Distanzzonen

können bezogen auf die Messrichtung des Distanzschutzes in Messrichtung vorwärts, rückwärts oder ungerichtet verwendet werden.

Der Distanzschutz als Schutzgerät kann gleichzeitig als Hauptschutz und Reserveschutz verwendet werden, da in einem Distanzschutz i.a. Regel mehrere Distanzzonen enthalten sind. Damit kann der Distanzschutz in Stromnetzen beliebiger Vermaschung zur Sicherstellung einer fehlerortselektiven allseitigen und allpoligen Auslösung eines Kurzschlusses verwendet werden. Dabei löst der Distanzschutz i.a. Regel Kurzschlüsse in der Hauptschutzzone in Schnellzeit, in den Reserveschutzzonen in angehobener Staffelzeit aus. Der Distanzschutz kann für den ortsnahen und ortsfernen Reserveschutz verwendet werden.

6.1.26.1.13 Zeitstaffelschutzplan des Distanzschutzes

Um eine fehlerortselektive Auslösung eines Kurzschlusses sicherzustellen, wird für jeden Distanzschutz als Schutzgerät ein Zeitstaffelschutzplan erstellt. Wie die nachfolgende Abbildung prinzipiell darstellt, definiert der Zeitstaffelschutzplan bezogen auf den Messort des Distanzschutzes die Staffelzeiten t abhängig von der Reaktanz X als Imaginärteil der gemessenen Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_k$. In aller Regel wird die Kurzschlussreaktanz X_k verwendet.

$$\underline{Z}_k = R_k + j \cdot X_k$$

Im Zeitstaffelschutzplan (Zeitstaffelkennlinie) wird die Staffelzeit t abhängig von der Mitreaktanz X_1 der Hauptschutzzonen aufgetragen. In der Abbildung sind ausgehend von Distanzschutz A und B die Zeitstaffelkennlinien dargestellt. Die Hauptschutzzonen sind für Distanzschutz A = AB und für Distanzschutz B = BC.

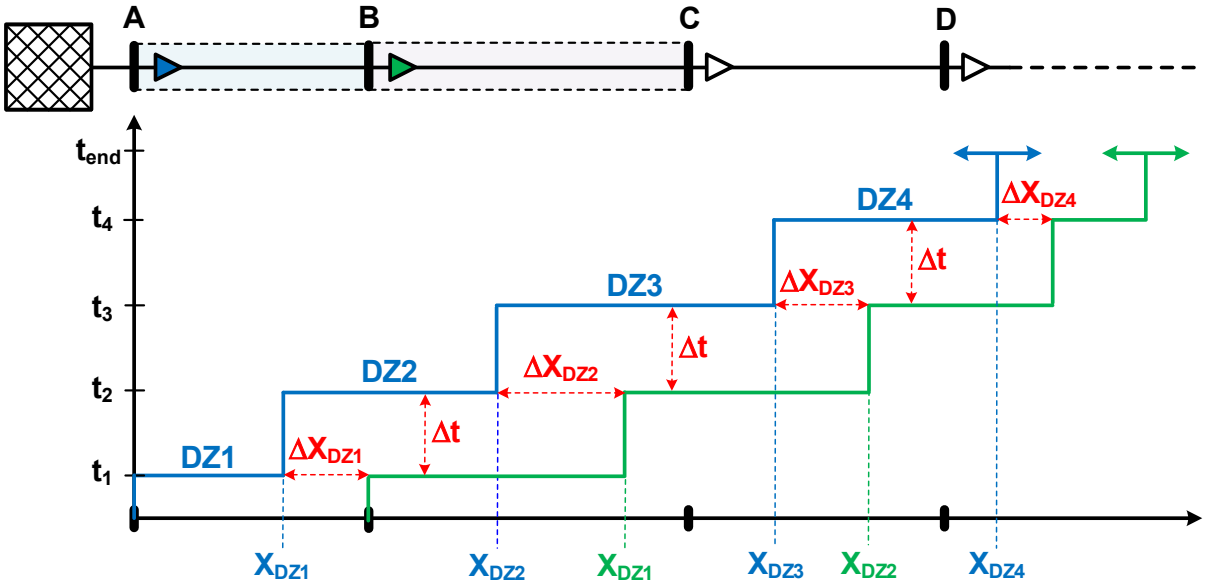


Abbildung 99: Zeitstaffelschutzplan des Distanzschutzes

Der Zeitstaffelschutzplan beinhaltet **1..N gerichtete Distanzzonen DZn**.

⇨ Unter einer gerichteten Distanzzone wird eine Distanzzone verstanden, die unter Verwendung des Verbraucherzählpfeilsystems (VZS) durch Auswertung der gemessenen Mitimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ die Kurzschlussrichtung, d.h. die Flussrichtung des Kurzschlussstromes $\underline{I}_k$ bezogen auf eine Referenzspannung $\underline{U}_{ref}$ implizit berücksichtigt.

Die Verwendung von gerichteten Distanzzonen mit einer definierten Reaktanzreichweite X und einer Staffelzeit t ist wesentliche Grundlage, die Fehlerortselektivität sicherzustellen.

Distanzzone DZ1 wird als Hauptschutzzone verwendet. Üblicherweise wird die Staffelzeit der Distanzzone DZ1 in Schnellzeit t = 0ms oder zur Koordination mit Schutzeinrichtungen in unterlagerten Spannungsebenen in angehobener Schnellzeit z.B. t = 100ms eingestellt. Distanzzoen DZ1 schützt fehlerortselektiv den überwiegenden Teil der Hauptschutzzone.

Distanzzone DZ2 wird als kombinierte Haupt/Reserveschutzzone verwendet, um den sicherzustellen, dass die Hauptschutzzone vollständig geschützt wird. Dazu wird Distanzzone DZ2 üblicherweise mit dem Staffelabstand Δt in angehobener Staffelzeit $t2 = t1 + \Delta t$ verwendet.

Die Distanzzonen DZn (n = 3...N) werden zum Schutz nach- oder vorgelagerter Reserveschutzzonen verwendet. Die Staffelzeiten werden ebenfalls mit dem Staffelabstand Δt zeitlich angehoben und durch Schutzkoordination auf Fehlerortselektivität abgestimmt.

⇨ **Staffelzeit t_n der Distanzzone DZn ➔ $t_n = t_1 + (n-1) \cdot \Delta t$ mit n = 1..N**

Im Falle einer Unterfunktion, d.h. eines Nicht-Auslösens oder eines Versagens der Distanzzonen können in einem Distanzschutz als Schutzeinrichtung verschiedene Reservesysteme verwendet werden, um eine finale, wenn auch nicht-selektive Kurzschlussauslösung sicherzustellen.

Gerichtete Endzeitstufe
Die gerichtete Endzeitstufe, auch Endzeit genannt, bewertet die Leiterströme $\underline{I}_{L123}$ als Überstromzeitschutz mit Kurzschlussrichtung, d.h. als gerichteter Überstromzeitschutz. Nach Ablauf der zugeordneten Staffelzeit erfolgt ein AUS-Kommando.

Ungerichtete Endzeitstufe
Die ungerichtete Endzeit bewertet die Leiterströme $\underline{I}_{L123}$ als Überstromzeitschutz ohne Kurzschlussrichtung, d.h. als ungerichteter Überstromzeitschutz. Nach Ablauf der zugeordneten Staffelzeit erfolgt ein AUS-Kommando.

Die Staffelzeiten der gerichteten und ungerichteten Endzeiten liegen als Reservesysteme i.a. Regel im Bereich t = 2…5s. Bei einer Auslösung der gerichteten oder ungerichteten Endzeit muss i.a. Regel eine deutlich geringere oder gar fehlende Fehlerortselektivität akzeptiert werden.

Unterimpedanzanregung Z< mit Auslösung in Endzeit
Die Staffelzeiten der gerichteten und ungerichteten Endzeit können auch durch die Unterimpedanzanregung Z< gestartet werden. Der Distanzschutz überprüft kontinuier-

lich, ob die gemessene Mitimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ innerhalb der Impedanzanregefläche der Unterimpedanzanregung liegt. In diesem Fall werden die Staffelzeiten der gerichteten und/oder ungerichteten Endzeit gestartet. Nach Ablauf der Staffelzeiten erfolgt ein AUS-Kommando an den Leistungsschalter.

⇨ Die Unterimpedanzanregung Z< kann mit den Staffelzeiten der gerichteten und/oder ungerichteten Endzeit als ortsferner oder ortsnaher Reserveschutz eingesetzt werden.

Die Unterimpedanzanregung Z< kann auch zur Verbesserung des Anregeverhaltens des Distanzschutzes verwendet werden. Im Falle von Fehlern mit kleinem Kurzschlussstrom $\underline{I}_k$ z.B. in Stromnetzen mit großem Aufkommen Dezentraler Erzeugungsanlagen.

6.1.26.1.14 Regeln zur Definition der Hauptschutzzonen

In dem unten dargestellten strahlenförmigen Leitungsabgang sind die Umspannanlagen A, B, C und D vorhanden, in denen jeweils ein Distanzschutz mit gleicher Messrichtung vorgesehen ist. Die Aufgabe des Distanzschutzes ist es, die Leitungen zwischen den Umspannanlagen zu schützen. Die Messorte der Stromwandler befinden sich direkt am Leitungsanfang. Es werden nun die Hauptschutzzonen für Distanzschutz A, B, C, und D definiert.

1. Eine Hauptschutzzone beginnt am Messort des Stromwandlers der Schutzeinrichtung und endet am Stromwandler der nachgelagerten Schutzeinrichtung oder an der 1. Gegenstation in Strommessrichtung.

2. Hauptschutzzonen dürfen sich nicht überlappen.

3. Die additive Überlagerung der Hauptschutzzonen muss alle Betriebsmittel des Stromnetzes vollständig umfassen.

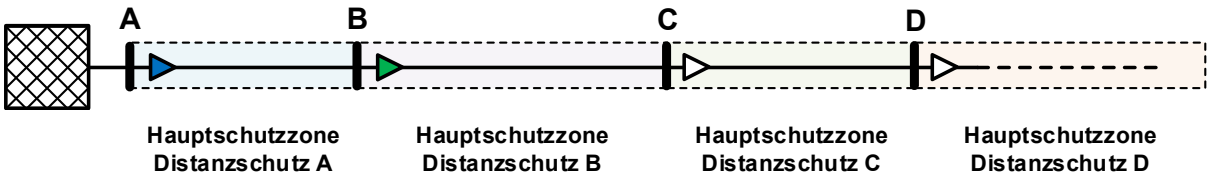


Abbildung 100: Definition der Hauptschutzzonen

6.1.26.1.15 Regeln zur Definition der Reserveschutzzone

Im nächsten Schritt wird für jeden Distanzschutz die Reserveschutzzone definiert. Das Bild zeigt Haupt- und Reserveschutzzone für Distanzschutz A.

1. Die Reserveschutzzone muss die Hauptschutzzone des Distanzschutzes vollständig umfassen.

2. Die Reserveschutzzone sollte mindestens die in Strommessrichtung nachfolgende Hauptschutzzone vollständig umfassen, d.h. sicher überstaffeln.

3. Die Reserveschutzzone sollte die 1. Gegenstation und die 2. Gegenstation des Hauptschutzes vollständig umfassen, d.h. sicher überstaffeln.

Das nachfolgende Bild zeigt die Hauptschutzzone und Reserveschutzzone von Distanzschutz A als Hauptschutz.

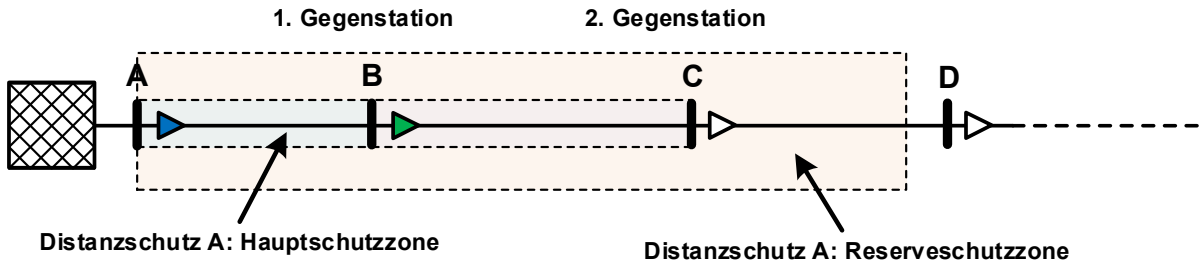


Abbildung 101: Definition von Hauptschutzzone und Reserveschutzzone

6.1.26.1.16 Schutz der Hauptschutzzone AB mit Distanzzone DZ1

Zum Schutz der Hauptschutzzone werden zwei Distanzzonen DZ1 und DZ2 benötigt. Die Reaktanz X_{DZ1} wird auf 80…90% der Mitreaktanz X_{1AB} begrenzt, um ein nicht-selektives Auslösen wegen Überreichweite zu vermeiden. Der Staffelfaktor f_s = 85% wird zur Berechnung der Reaktanz X_{DZ1} verwendet. Es verbleibt ein Staffelabstand ΔX_{DZ1} als Sicherheitsabstand zur Hauptschutzzone BC des nachgelagerten Distanzschutz B.

- Distanzzone DZ1 = Schnellzeitzone t_1 mit Staffelabstand ΔX_{DZ1} zu Distanzschutz B

$$X_{DZ1} = f_s \cdot X_{1AB} = 0{,}85 \cdot X_{1AB}$$

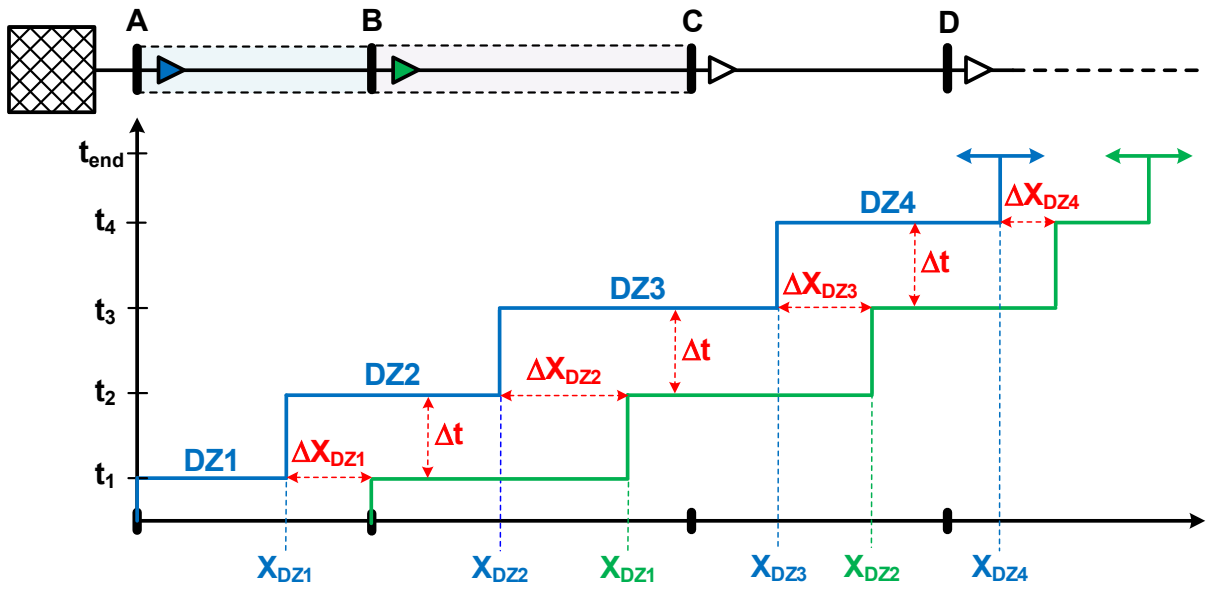


Abbildung 102: Schutz der Hauptschutzzone AB für Distanzschutz A

6.1.26.1.17 Vermeidung von Überreichweiten

Distanzschutz A schützt mit der Distanzzone DZ1 nur 85% der Hauptschutzzone AB. Man muss bei der Festlegung der Reaktanz X_{DZ1} beachten, dass die berechnete Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ mit der Mitimpedanz $\underline{Z}_{1AB}$ der Hauptschutzzone AB verglichen wird. Die Mitimpedanz $\underline{Z}_{1AB}$ geht i.a. Regel von Voraussetzungen aus, die in der Praxis nicht oder nur näherungsweise erfüllt sind.

- Leitungen werden bzgl. der Mastgeometrie, Transformatoren baulich als vollständig symmetrisch angenommen.
- Witterungsbedingte Einflüsse auf Leitertemperatur und den Leiterseildurchhang werden vernachlässigt.
- Leitungen werden bzgl. des resistiven, kapazitiven und induktiven Belags (R', C' und X' in Ohm/km) über die gesamte Leitungslänge als homogen angenommen.
- Nichtlinearitäten oder Frequenzabhängigkeiten insbesondere die der Nullimpedanz $\underline{Z}_0$ werden vernachlässigt.

Um nicht-selektive Fehlauslösungen wegen Überreichweite oder Überreichen zu vermeiden, wird maximal 80...90% der Hauptschutzzone AB in Schnellzeit t_1 geschützt.

⇨ Eine Überreichweite liegt vor, wenn die gemessene Reaktanz X_{1k} innerhalb der Distanzzone DZ1 liegt, also $X_{1k} \leq X_{DZ1}$ ist, der tatsächliche Kurzschlussort sich aber außerhalb der Distanzzone DZ1 befindet.

6.1.26.1.18 Schutz der Hauptschutzzone mit Haupt/Reserveschutzzone DZ2

Die Distanzzone DZ2 von Distanzschutz A wird als kombinierte Haupt/Reserveschutzzone verwendet. Die Reaktanzen X_{DZ2} ist von der Mitreaktanzen X_1 der Hauptschutzzone AB und der Mitreaktanzen X_1 der nachfolgenden Hauptschutzzone BC abhängig. Zur Berechnung der Reaktanzen X_{DZ2} werden der Staffelfaktor f_s und die Mitreaktanzen X_{1AB} und X_{1BC} verwendet. Wie in Abbildung 102 zu sehen ist, schützt Distanzzone DZ2 einen Teil der Hauptschutzzone beginnend mit der Reaktanz X_{DZ1} bis zur 1. Gegenstation und einen Teil der Reserveschutzzone von der 1. Gegenstation bis zur Reaktanz X_{DZ2}.

$$X_{DZ2} = f_s \cdot \left(X_{1AB} + f_s \cdot X_{1BC} \right)$$

6.1.26.1.19 Schutz der Reserveschutzzone mit Reserveschutzzonen DZn

Die Distanzzonen DZn (n=3…N) werden von Distanzschutz A als Reserveschutzzonen verwendet. Die Reaktanzen X_{DZn} sind von den Mitreaktanzen X_1 der Hauptschutzzonen AB, BC, CD, etc. abhängig. Zur Berechnung der Reaktanzen X_{DZn} wird der Staffelfaktor f_s verwendet.

$$X_{DZ3} = f_s \cdot \left(X_{1AB} + f_s \cdot \left(X_{1BC} + f_s \cdot X_{1CD} \right) \right)$$

In dem Beispiel in Abbildung 102 werden die Distanzzonen DZ3 und DZ4 verwendet, um den Reserveschutzzone für die Hauptschutzzone des vorgelagerten Distanzschutzes sicherzustellen.

6.1.26.1.20 Ungerichtete Endzeitstufe

Die Reichweite der Distanzzone DZ4 von Distanzschutz A mit der Reaktanz X_{DZ4} begrenzt dessen schutztechnische Reichweite, Kurzschlüsse als ortsnaher oder ortsferner Reserveschutz zu erkennen und auszulösen. Als Reservesystem wird die ungerichtete Endzeit verwendet, deren Staffelzeit $t_{end} >> t_4$ von Distanzzone DZ4 gewählt wird. Typische Werte für die Staffelzeit der Endzeiten sind t_{end} = 2...5s.

6.1.26.1.21 Erstellung des Zeitstaffelschutzplans

Bei der Erstellung des Zeitstaffelschutzplans müssen diverse Aspekte für den zeitlichen **Staffelabstand Δt**, d.h. den zeitlichen Unterschied Δt zwischen den Staffelzeiten t von zwei aufeinanderfolgenden Distanzzonen DZn und DZ(n+1) und für den **Staffelabstand ΔX**, d.h. dem Reaktanz Abstand von zwei aufeinanderfolgenden Distanzzonen DZn und DZ(n+1) berücksichtigt werden.

Für den Staffelabstand Δt
- Kommandozeiten
- ggf. erforderliche Verzögerungszeiten
- Schaltereigenzeiten
- Rückfallzeiten der Anregung und Reservezeiten.

$$\Delta t = t_{k+1} - t_k$$

Für den Staffelabstand ΔX
- Stromwandlergenauigkeit muss Kennlinienüberschneidung ausschließen
- Messgenauigkeit der Schutzeinrichtung
- Genauigkeit der Leitungsdaten
- Netzbedingte Ungenauigkeit wie z.B. Lastverhältnisse

$$\Delta X = X_{k+1} - X_k$$

6.1.26.1.22 Schutzkoordination

Der Zeitstaffelschutzplan von Distanzschutz A muss mit dem von Distanzschutz B koordiniert werden, um ein nicht-selektives Auslösen zu vermeiden. Dazu müssen die Staffelabstände Δt und ΔX der Zeitstaffelkennlinien von Distanzschutz A und B an allen Kippgrenzen der beiden Zeitstaffelkennlinien überprüft werden.

- Als Kippgrenze K_{DZn} (n=1…N) wird der Übergang von einer Distanzzone DZn zu der darauf folgenden Distanzzone DZ(n+1) bezeichnet.

- Eine Kippgrenze K_{DZn} wird durch das Wertetripel $\{t_n, X_{DZn}, t_{(n+1)}\}$ beschrieben.

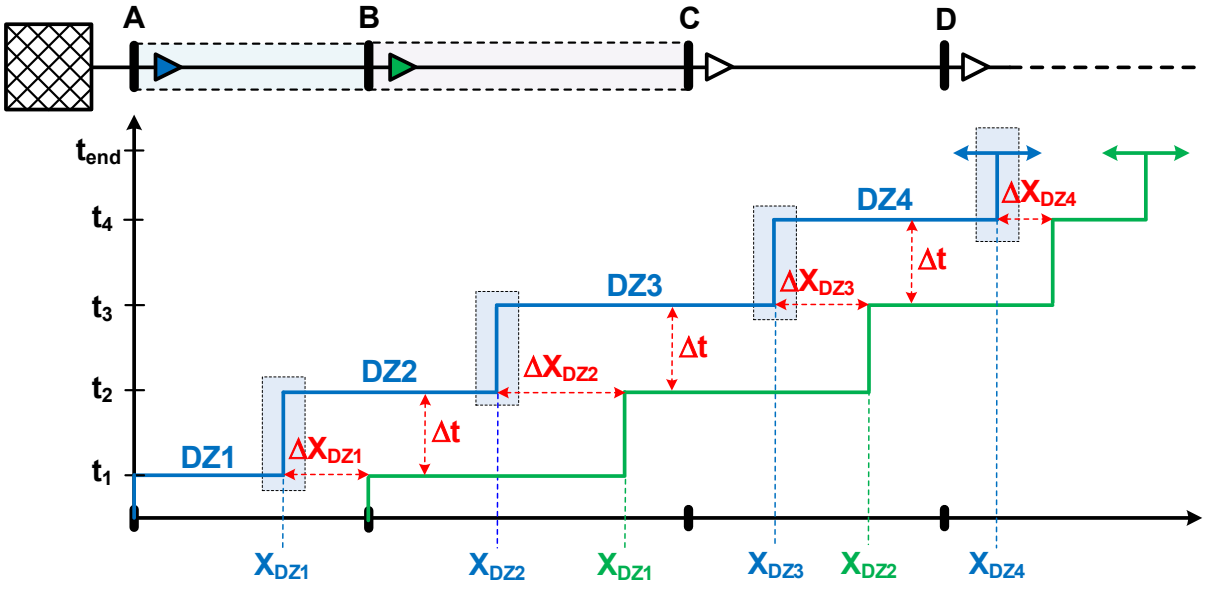


Abbildung 103: Kippgrenzen K_{DZn} im Zeitstaffelschutzplan

Die Kippgrenzen der Zeitstaffelkennlinie von Distanzschutz A müssen zu den nächsten Kippgrenzen der Zeitstaffelkennlinie von Distanzschutz B einen Mindeststaffelabstand ΔX_{min} aufweisen.

- Der Mindeststaffelabstand ΔX_{min} kann als absolute Größe in Ohm oder als relative Größe in % bezogen auf die Mitreaktanz X_{DZn} der jeweiligen Distanzzone DZn von Distanzschutz A angegeben werden.
- In aller Regel sollten beide Bedingungen gleichzeitig eingehalten werden.

Das Bild zeigt mit einem grauen Rechteck hinterlegt die Kippgrenzen, die paarweise zu auf den Mindeststaffelabstand zu überprüfen und zu koordinieren sind.

$$\Delta X_{DZn} \geq \Delta X_{\min}$$

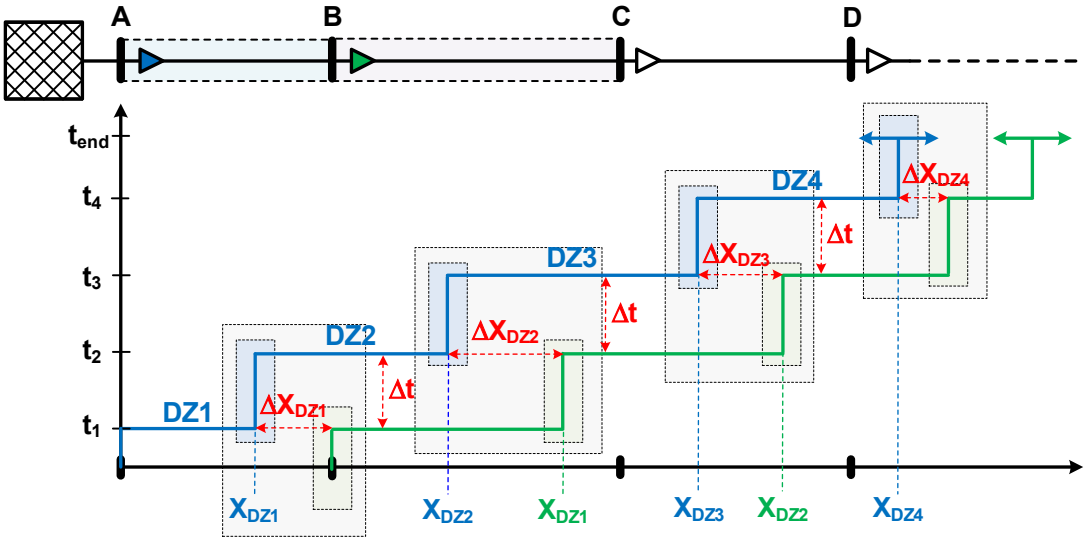


Abbildung 104: Schutzkoordination - Kippgrenzen K_{DZn} im Zeitstaffelschutzplan

6.1.26.1.23 Zeitstaffelschutzplan in vermaschten Stromnetzen

Bisher wurde der Zeitstaffelschutzplan nur in einem Strahlennetz ohne Verzweigungen etc. erstellt. Um den Zeitstaffelschutzplan auch in beliebig vermaschten Stromnetzen zu erstellen, müssen Vorgehensweise und Regeln erweitert werden. Im Folgenden wird der Zeitstaffelschutzplan von Distanzschutz A in der nachfolgenden Abbildung betrachtet.

⇨ Die Erstellung des Zeitstaffelschutzplanes basiert auf der Identifikation der 1. und 2. Gegenstation bezogen auf den Messort des Distanzschutzes in positiver Strommessrichtung. Es wird hier vorausgesetzt, dass die Strommessrichtung nach dem Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) erfolgt.

6.1.26.1.24 Regeln: Identifikation der 1. Gegenstation

Ausgangspunkt ist der Messort des Stromwandlers des Distanzschutzes. Nachfolgend werden Kriterien genannt, welche die Identifikation der 1. Gegenstation ermöglichen. Im Sinne des Selektivschutzes sollte die 1. Gegenstation durch die elektrisch kürzeste Entfernung der Kriterien definiert werden.

Die 1. Gegenstation befindet sich ausgehend vom Messort des Distanzschutzes

- am Ende der Hauptschutzzone, d.h. am Messort des Stromwandlers der nächsten nachgelagerten Schutzeinrichtung.
  ODER
- an der ersten Stromverzweigung in Messrichtung (d.h. im „Kurzschlusspfad“).
  ODER
- an Transformatoren, der eine unterlagerte Spannungsebene ver-/entsorgen oder an Bezugs- und Einspeiseanlagen wie z.B. Dezentrale Erzeugungsanlagen.
  ODER
- an einem dauerhaft offenen Schalter oder einer anderen Trennstelle.

6.1.26.1.25 Regeln zur Identifikation der 2. Gegenstationen

Ausgangspunkt ist die 1. Gegenstation des Distanzschutzes. Es werden Kriterien genannt, welche die Identifikation der 2. Gegenstationen ermöglichen.

⇨ Es ist zu beachten, dass in vermaschten Stromnetzen i.a. Regel mehrere 2. Gegenstationen vorhanden sind.

Die 2. Gegenstationen befinden sich ausgehend von der 1. Gegenstation des Distanzschutzes

- am Ende der Hauptschutzzonen, die der 1. Gegenstation folgen, d.h. am Messort der Stromwandler eines vorgelagerten Distanzschutzes.
  ODER
- an allen ersten Stromverzweigungen in Messrichtung (d.h. im „Kurzschlusspfad“).
  ODER
- an Transformatoren, der eine unterlagerte Spannungsebene ver-/entsorgen oder an Bezugs- und Einspeiseanlagen wie z.B. Dezentrale Erzeugungsanlagen.

ODER

- an dauerhaft offenen Schaltern oder einer anderen Trennstelle.

6.1.26.1.26 Verfahren der kürzesten und längsten Folgeleitung

Ausgehend von Distanzschutz A wird in der nachfolgenden Abbildung am Ende der zugehörigen Hauptschutzzone AB als 1. Gegenstation die Umspannanlage B gefunden. Die Reaktanz X_{DZ1} wird wie bisher mit dem Staffelfaktor f_s = 85% und der Mitreaktanz X_{1AB} der Hauptschutzzone berechnet.

Die Berechnung der Reaktanz X_{DZ2} erfolgt mit der **kürzesten Folgeleitung**, um einen Mindeststaffelabstand ΔX_{min} zur Kippgrenze der nachgelagerten Distanzschutzsysteme in Umspannanlage B sicherzustellen. Im Bild unten ist die Reaktanz X_{1BC} der Hauptschutzzone BC die (elektrisch) kürzeste Folgeleitung.

- Die Berechnung der Reaktanz X_{DZ2} erfolgt mit der Mitreaktanz X_{1BC} von Hauptschutzzone BC als (elektrisch) kürzeste Folgeleitung.

- Das sichere Überstaffeln der 1. Gegenstation muss geprüft werden. Dazu wird die Reaktanz X_{DZ2} mit Reaktanz X_{1AB} der Hauptschutzzone verglichen.

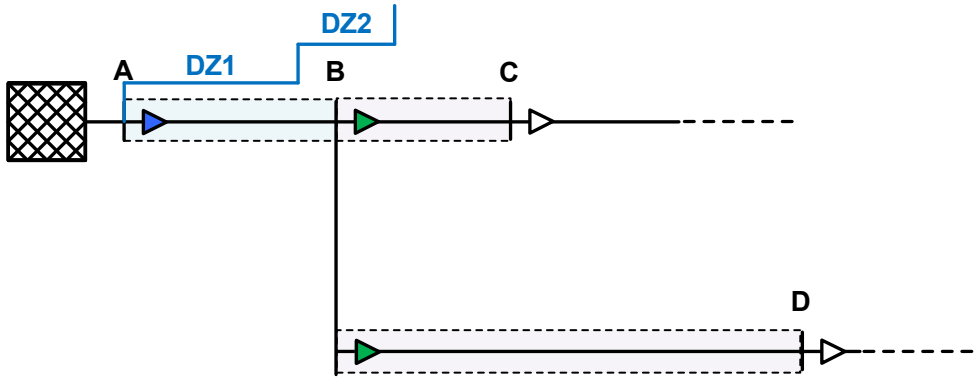


Abbildung 105: Zeitstaffelschutzplan in vermaschten Stromnetzen

$$X_{DZ1} = f_s \cdot X_{1AB} = 0{,}85 \cdot X_{1AB}$$

$$X_{DZ2} = f_s \cdot \left(X_{1AB} + f_s \cdot X_{1BC} \right)$$

In der nachfolgenden Abbildung ist zu sehen, dass die Fehlerortselektivität sichergestellt ist.

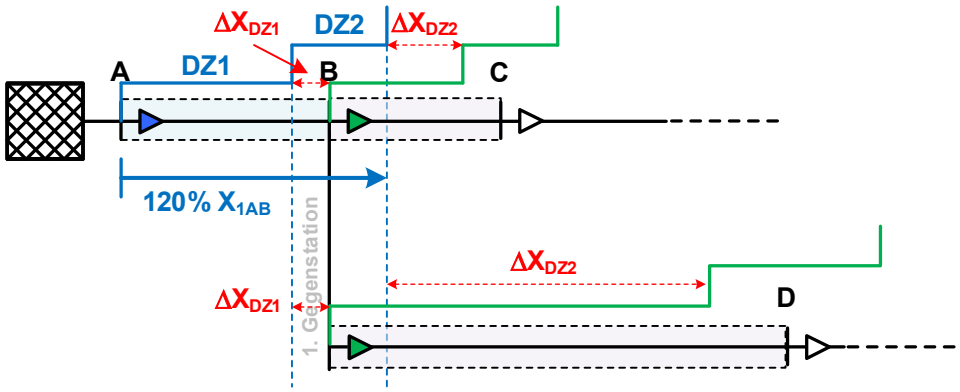


Abbildung 106: Verfahren der kürzesten Folgeleitung

$$X_{DZ1} = f_s \cdot X_{1AB} = 0{,}85 \cdot X_{1AB}$$

$$X_{DZ2} = f_s \cdot \left(X_{1AB} + f_s \cdot X_{1BC} \right)$$

$$X_{DZ2} \geq 120\% \cdot X_{1AB}$$

$$\Delta X_{DZn} \geq \Delta X_{\min}$$

In vermaschten Stromnetzen sind i.a. Regel mehrere 2. Gegenstationen vorhanden. Um alle 2. Gegenstationen sicher zu überstaffeln, werden i.a. Regel zwei weitere Distanzzonen DZ3 und DZ4 benötigt.

- Die Berechnung der Reaktanzen X_{DZ3} und X_{DZ4} erfolgt mit der Mitreaktanz X_{1BD} der (elektrisch) **längsten Folgeleitung** BD zwischen der 1. Gegenstation B und allen 2. Gegenstationen C und D.

- Das sichere Überstaffeln aller 2. Gegenstationen muss geprüft werden. Dazu wird die Reaktanz X_{1DZ4} mit den Reaktanzen der beiden Hauptschutzzonen X_{1AB} und X_{1BD} verglichen.

$$\Delta X_{DZn} \geq \Delta X_{\min}$$

$$X_{DZ1} = f_s \cdot X_{1AB} = 0{,}85 \cdot X_{1AB}$$

$$X_{DZ2} = f_s \cdot \left(X_{1AB} + f_s \cdot X_{1BC} \right)$$

$$X_{DZ2} \geq 120\% \cdot X_{1AB}$$

$$X_{DZ3} = f_s \cdot \left(X_{1AB} + f_s \cdot X_{1BD} \right)$$

$$X_{DZ4} \geq 120\% \cdot \left(X_{1AB} + X_{1BD} \right)$$

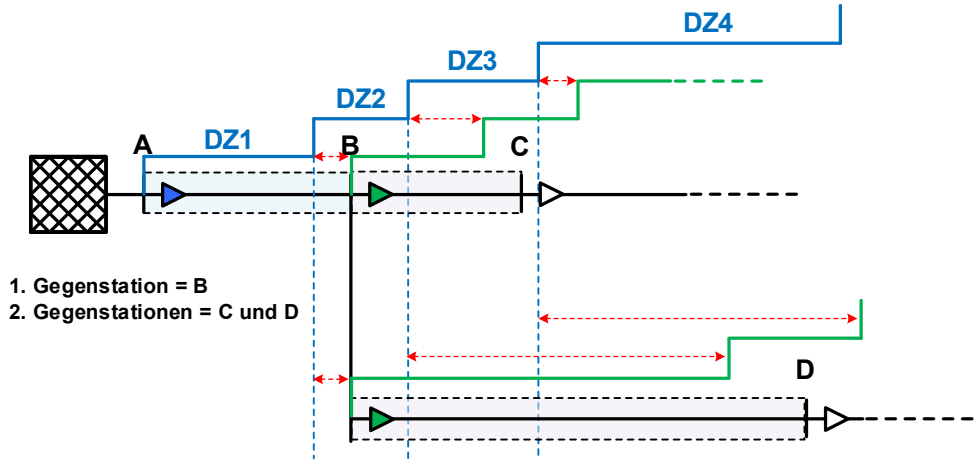


Abbildung 107: Methode der kürzesten und längsten Folgeleitung (2)

6.1.26.1.27 Zeitstaffelschutzplan und Polygonale Auslösefläche (Auslösekennlinie)

Der Zeitstaffelschutzplan wird verwendet, eine fehlerortselektive Auslösung eines Kurzschlusses durch Auswertung der Reaktanz X_k, sicherzustellen. Das AUS-Kommando wird aber nur ausgegeben, wenn der Zeiger der gemessenen Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ innerhalb der Polygonalen Auslösefläche liegt. Das nachfolgende Diagramm zeigt den Zusammenhang zwischen Zeitstaffelschutzplan und der Polygonalen Auslösefläche in der Ebene der Mitimpedanz $\underline{Z}_1 = R_1 + j X_1$.

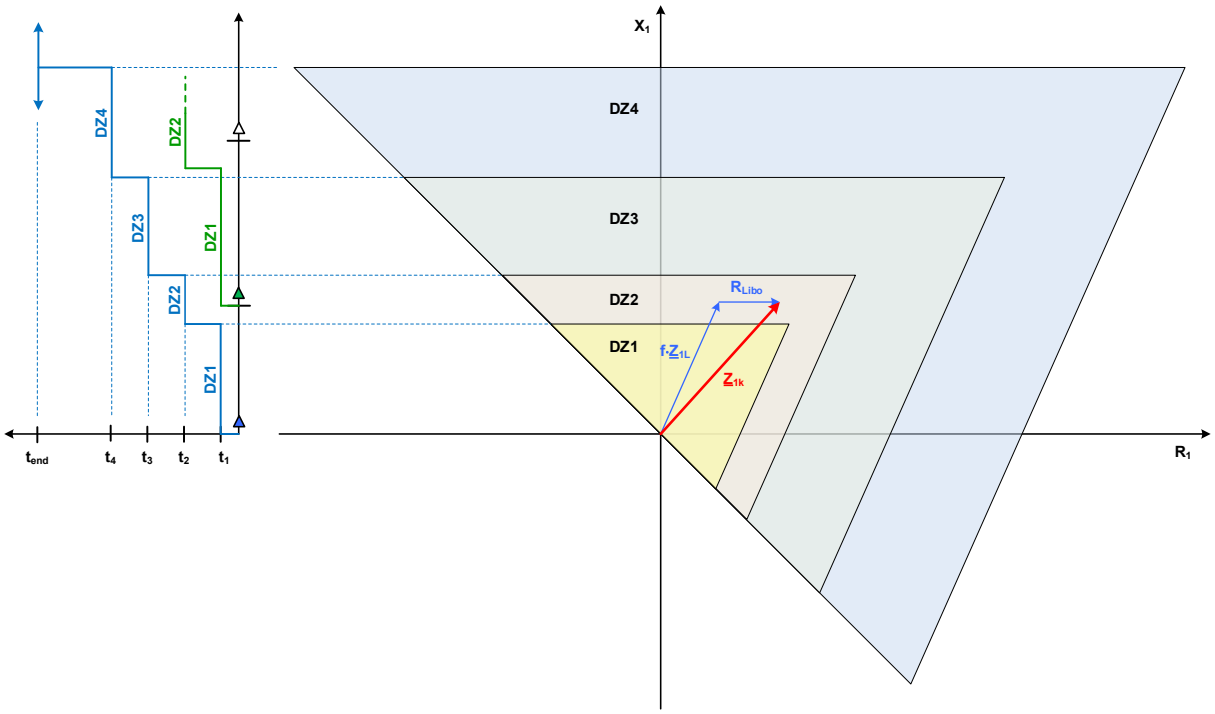


Abbildung 108: Zeitstaffelschutzplan und Polygonale Auslösefläche

Wie zu erkennen ist, kann die Zeitstaffelkennlinie als vertikaler Schnitt durch die Auslösefläche interpretiert werden.

- Die Kippgrenzen der Zeitstaffelkennlinie entsprechen den Reaktanzen X_{1DZn} der Distanzzonen DZn.

- Die Staffelzeiten t_n sind den Distanzzonen DZn zugeordnet.

Die dargestellte Auslösefläche ist in R-Richtung und um eine Richtungsgerade erweitert.

6.1.26.2 Registerkarte *Dist: UI-Det.* - Anregesystem, Endzeiten, U<>-Schutz

Für den Distanzschutz kann zwischen mehreren Anregesystemen gewählt werden, die nachfolgend erläutert werden. Die Anregesysteme werden zusammenfassend als **U/I-Anregesystem** bezeichnet. Es muss darauf geachtet werden, dass die Einstellwerte der Anregesysteme in p.u. bezogen auf die Einstellwerte $\mathbf{I_n}$ und $\mathbf{U_n}$ (Registerkarte Allgemeine Daten) unabhängig von den Einstellwerten der Strom- und Spannungswandler in der Registerkarte Dist: Z< eingestellt werden. Es ist allerdings empfehlenswert, die primären Nennwerte in beiden Registerkarten gleich einzustellen.

Die nachfolgend dargestellte Abbildung zeigt den Einstelldialog für das U/I-Anregesystem des Distanzschutzes, für die beiden parallel zum Anregesystem des Distanzschutzes arbeitenden Endzeitstufen (Gruppe **(Un)Gerichtete Endzeitstufen**) und den unabhängig vom Distanzschutz parallel arbeitenden 3-stufigen U<>-Schutz (Gruppe **Unter- und Überspannungsschutz**).

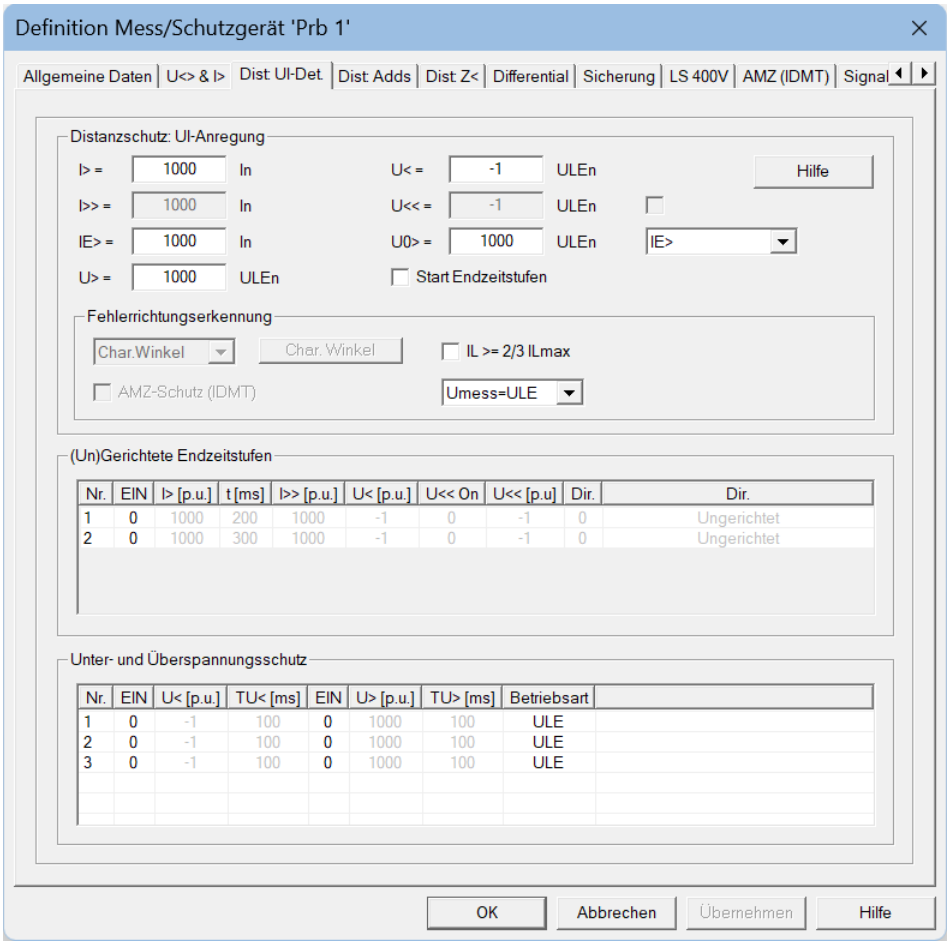


Abbildung 109: Registerkarte *Dist: UI-Det.* mit UI-Anregesystem, Endzeitstufen und U<>-Schutz

Die Einheit der Spannungsanregung U>, U< und U<< ist abhängig von dem Einstellwert **Umess=…** Daher ergeben sich die in der nachfolgenden Tabelle enthaltenen Einheiten für die Spannungsanregungen.

Einstellwert	Umess=ULL	Umess=ULE
U>, U<, U<<	ULLn = U_n	ULEn = $U_n/\sqrt{3}$

Das **U/I-Anregesystem** wird leiterselektiv ausgeführt. Die leiterselektiven Anregungen IL1>, IL2> und IL3> werden und UL1<, UL2< und UL3< etc. werden kennlinienabhängig verarbeitet und in die Generalanregung als ODER-Verknüpfung eingebracht. Darüber hinaus ist zu beachten, dass zusätzlich die Unterimpedanzanregung Z< als weiteres Anregesystem verwendet werden kann.

In den nachfolgenden Abbildungen des **U/I-Anregesystems** beinhaltet die graue Fläche alle (I_k, U_k)-Arbeitspunkte, die zu einer **Generalanregung** führen.

⇨ Liegt ein Messpunkt (I_k, U_k) innerhalb der grauen Fläche, so wird eine Anregung erkannt. Durch Auswertung der leiterselektiven Arbeitspunkte (I_{kL123}, U_{kL123}) werden die leiterselektiven Anregungen ermittelt.

Einstellwert	Bedeutung
Start Endzeitstufen	Falls aktiviert werden die **Staffelzeiten t [ms] der Endzeitstufen** durch das UI-Anregesystems des Distanzschutzes unabhängig von deren Anregungen gestartet. Die Endzeitstufen müssen dazu in der Gruppe **(Un)Gerichtete Endzeitstufen** in der Spalte EIN eingeschaltet sein.

6.1.26.2.1 U/I-Anregesystem: Anregekennlinie I>

Die einfachste Anregung für einen Distanzschutz kann durch eine **Überstromanregung I>** erfolgen. Eine leiterselektive Anregung erfolgt, wenn der grundschwingungsfrequente Betrag einer der Leiterströme I_{L123} größer als die Überstromanregung **I>** ist. Diese Anregung wird auch **I>-Anregung** genannt. Die Einstellung der I>-Anregung wird nachfolgend erläutert.

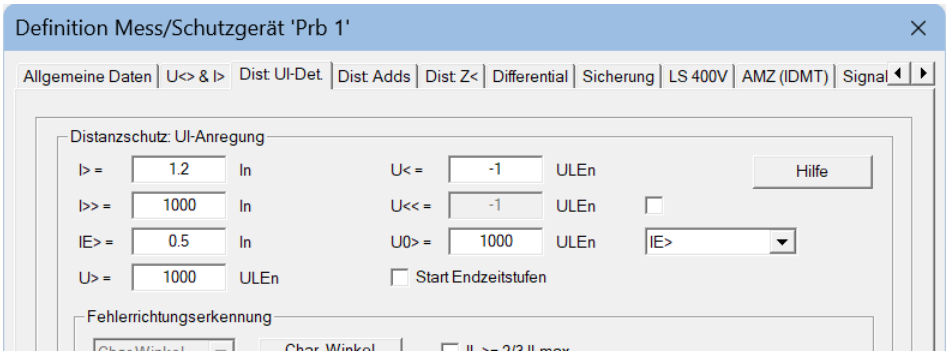


Abbildung 110: Deaktivierung des Einstellwertes U<<

Der Einstellwert **I>> = 1000 I_n** wurde als physikalisch wirkungslos gewählt. Sind die Einstellwerte **U< ≤ 0** und **U<< ≤ 0** eingestellt bzw. der Einstellwert **U<<** durch das Optionsfeld deaktiviert, so wird als Anregung nur die **Überstromanregung I>** verwendet. Die nachfolgende Abbildung zeigt den deaktivierte **U<<** Einstellwert.

Ausgabesignal	Funktion
Generalanregung	Mindestens ein Messpunkt {I_{Lx}, U_{Lx}} mit x=1…3 liegt innerhalb der grauen Anregefläche.

	▪ Generalanregung = Anregung IL1> **ODER** Anregung IL2> **ODER** Anregung IL3>

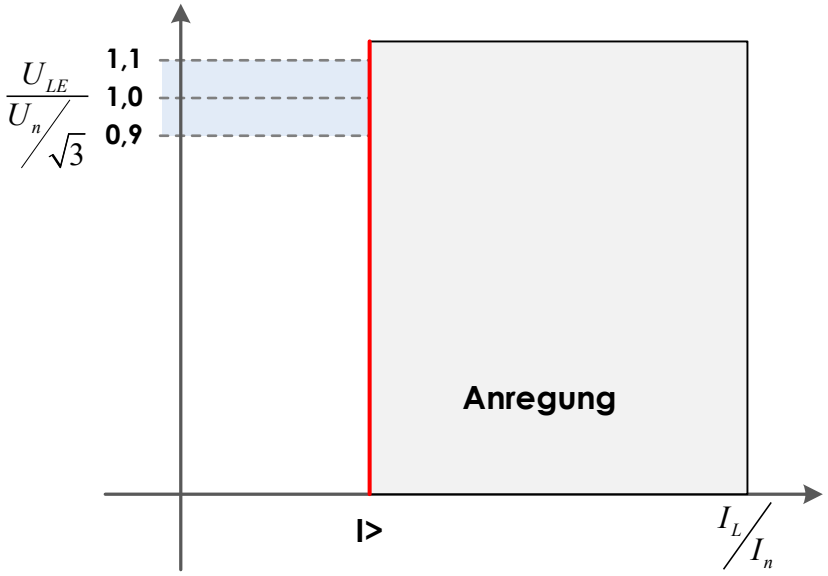


Abbildung 111: Anregekennlinie I> (U< ≤ 0 und U<< deaktiviert)

6.1.26.2.2 U/I-Anregesystem: Anregekennlinie I>, U< (U-abhängige U/I-Anregung)

Die I>-Anregung kann durch eine weitere Überstromanregung I>> und eine Unterspannungsanregung U< erweitert werden. Kurzschlussströme mit großem Betrag führen unabhängig von der Spannung mit der Überstromanregung I>> zu einer Anregung. Kurzschlussströme mit geringerem Betrag im Bereich zwischen den Überstromanregungen I> und I>> können durch eine Überstromanregung I> schon im oberen Lastbereich in Kombination mit einer Unterspannungsanregung U< zur Anregung führen. Es ist darauf zu achten, dass die Unterspannungsanregung außerhalb des nach EN 50160 [28] zulässigen Spannungsbandes liegt.

Die I>,U<-Anregung kann das Anregeverhalten des Distanzschutzes für elektrisch weiter entfernte Kurzschlüsse mit geringem Strombetrag verbessern. In Kombination mit einer Distanzzone mit großer Reaktanzreichweite und entsprechend angehobener Staffelzeit kann z.B. in Mittelspannungsnetzen der Reserveschutz für vorgelagerte HH-Sicherungen (Sicherungs-Lasttrennschalter-Kombination) an der OS-Seite der Transformatoren in Netzstationen verbessert werden.

Grenzen für die Verbesserung des Anregeverhaltens sind für Kurzschlüsse innerhalb der Transformatoren der Netzstationen und im Bereich der US-seitigen Anschlussklemmen bis zur nachgelagerten NH-Sicherung zu erwarten. Ursache ist hier das Übersetzungsverhältnis z.B. von 20/0,4kV-Transformatoren $ü_Z$ = 2500. So beträgt die Kurzschlussimpedanz eines 20/0,4kV-Transformators mit einer Bemessungsscheinleistung S_{rT}=800kVA und einer Kurzschlussspannung u_k=4% OS-seitig Z_{kTOS}=20Ω, US-seitig nur Z_{kTUS}=8mΩ. Bei einem Kurzschluss an den US-seitigen Anschlussklemmen des Transformators sind auf der OS-Seite wegen der strombegrenzenden Wirkung der Kurzschlussimpedanz des 20/0,4kV-Transformators eher Lastströme im mittleren bis oberen Bereich zu erwarten.

⇨ Die **Anregekennlinie I>,U<** wird auch als **spannungsabhängige Stromanregung (U/I-Anregung)** bezeichnet.

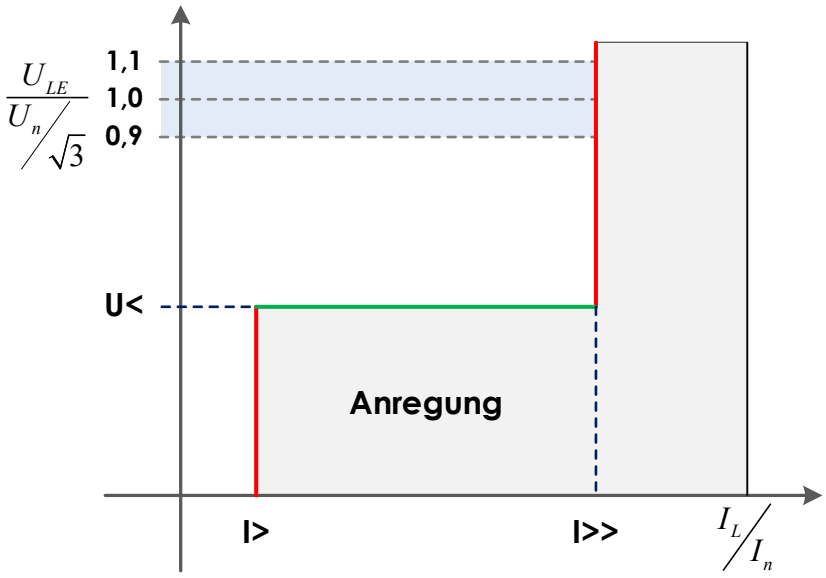


Abbildung 112: Anregekennlinie I>, U<

Ist der Einstellwert **U<<** deaktiviert, so kann mit den Einstellwerten **I>** und **I>>** die oben dargestellte Anregekennlinie eingestellt werden.

Ausgabesignal	Funktion
Generalanregung	Mindestens ein Messpunkt {I_{Lx}, U_{Lx}} mit x=1…3 liegt innerhalb der Anregefläche. ▪ Generalanregung = (Anregung IL1> **UND** Anregung UL1<) **ODER** IL1>>) **ODER** (Anregung IL2> **UND** Anregung UL2<) **ODER** IL2>>) **ODER** (Anregung IL3> **UND** Anregung UL3<) **ODER** IL3>>)

6.1.26.2.3 U/I-Anregesystem: U/I-Anregekennlinie (U,φ-abhängige U/I-Anregung)

Eine weitere Verbesserung des Anregeverhaltens des Distanzschutzes kann durch die U/I-Anregung erreicht werden. Wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt werden zwei Überstromanregungen I> und I>> und zwei Unterspannungsanregungen U< und U<< verwendet.

Die U/I-Anregung ermöglicht es, im Strombereich zwischen I> und I>> eine spannungsabhängige Überstromanregung zu verwenden. Kurzschlussströme mit großem Betrag führen unabhängig von der Spannung mit der Überstromanregung I>> zu einer Anregung. Kurzschlussströme mit geringerem Betrag im Bereich zwischen den Überstromanregungen I> und I>> können schon im oberen Lastbereich spannungsabhängig zur Anregung führen. Es ist darauf zu achten, dass die Unterspannungsanregungen U< und U<< außerhalb des nach EN 50160 zulässigen Spannungsbandes liegt.

Mit Hilfe der spannungsabhängigen Überstromanregung kann ein Impedanz abhängiges Anregeverhalten berücksichtigt werden. Die U/I-Anregung kann das Anregeverhalten des Distanzschutzes in Stromnetzen mit dezentralen Erzeugungsanlagen verbessern.

Ist der Einstellwert **U<<** aktiviert, so kann die **U/I-Anregekennlinie** entsprechend der nachfolgenden Abbildung eingestellt werden.

⇨ Die **U/I-Anregekennlinie** wird auch als **winkel- und spannungsabhängige Stromanregung (U/I/φ-Anregung)** bezeichnet.

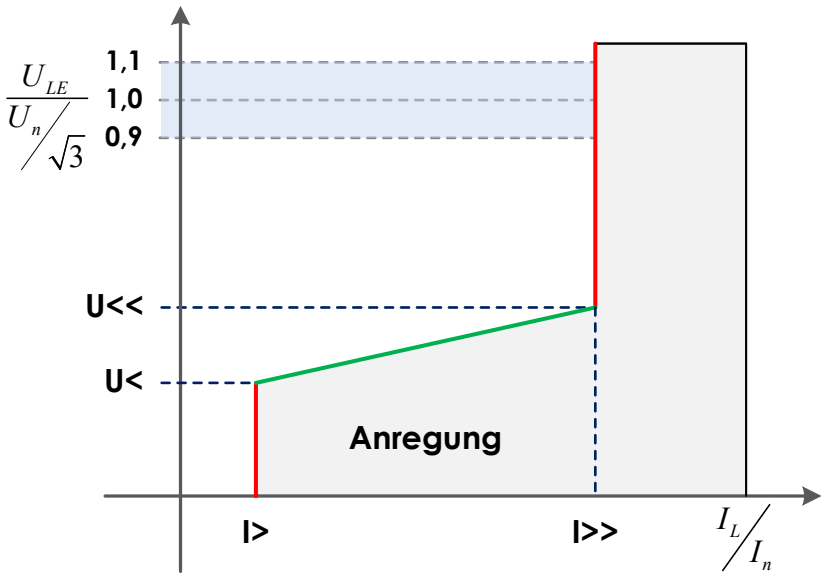


Abbildung 113: U/I-Anregekennlinie

Ausgabesignal	Funktion
Generalanregung	Mindestens ein Messpunkt {I_{Lx}, U_{Lx}} mit x=1…3 liegt innerhalb der grauen Anregefläche.

6.1.26.2.4 2/3-Ausschluss der Leiterströme

Ist der Einstellwert **IL >= ILmax** aktiv, werden die Leiterströme, deren Betrag < 2/3 des Betrages des größten Leiterstromes ist, nicht für die leiterselektiven Anregungen **I>** und **I>>** berücksichtigt. Mit Hilfe des 2/3-Ausschlusses der Leiterströme können Anregeprobleme, z.B. im Falle von Schieflasten oder bei Zwischen- und Gegeneinspeisung von dezentralen Erzeugungsanlagen verbessert werden.

6.1.26.2.5 Erkennung einer Erdanregung IE>

Zur Erkennung eines Fehlers mit Erde wird die **Erdstromanregung** IE> verwendet.

- **Erdstromanregung** IE> aktiv, wenn I_E > IE>

Es wird zur Erkennung von Kurzschlüssen mit Erde in starr (wirksam) oder Impedanz geerdeten Stromnetzen empfohlen, die Erdstromanregung **IE> = 0,5 I_n** einzustellen. Weitere Hinweise können dem FNN-Leitfaden [37] entnommen werden.

6.1.26.2.6 Beispiel: U/I-Anregekennlinie mit Endzeitstufen

In der nachfolgenden Abbildung sind beispielhaft In der Registerkarte Dist: UI-Det. die Einstellwerte für ein U/I-Anregekennlinie mit gerichtete und ungerichtete Endzeit ohne parallel arbeitenden U<>-Schutz dargestellt.

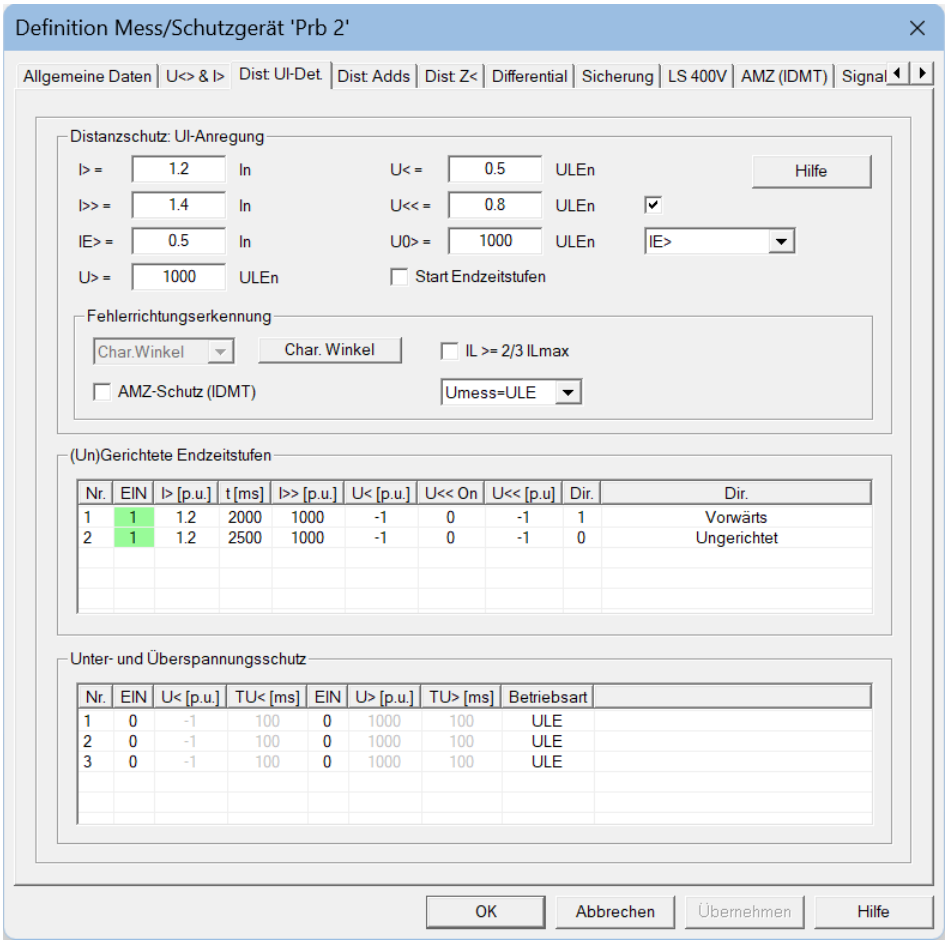


Abbildung 114: Distanzschutz: Beispiel - U/I-Anregekennlinie mit Endzeitstufen

Einstellwert	Gruppe UI-Anregung: Bedeutung
I> = 1,2 I_n	Überstromanregung
I>> = 1,4 I_n	Überstromanregung
U< = 0,5 ULEn	Unterspannungsanregung (ULEn = 1 p.u. = $U_n/\sqrt{3}$)
U<< = 0,8 ULEn	Unterspannungsanregung (ULEn = 1 p.u. = $U_n/\sqrt{3}$)
U> = 1000 ULEn	Überspannungsanregung (ULEn = 1 p.u. = $U_n/\sqrt{3}$) Durch den Einstellwert kann die Überspannungsanregung als deaktiviert angesehen werden.

Einstellwert	Gruppe: (Un)Gerichtete Endzeiten: Bedeutung
I> = 1,2 I_n, t = 2000ms	Gerichtete Endzeitstufe (Messrichtung nach Verbraucher-zählpfeilsystem (VZS) vorwärts)
I> = 1,2 I_n, t = 2500ms	Ungerichtete Endzeitstufe

6.1.26.3 Registerkarte *Dist: Z<* - Auslöseverhalten, U/I-Wandler

In der nachfolgend dargestellten Registerkarte können Einstellwerte der Schutzfunktion **Distanzschutz** mit mehreren Distanzzonen definiert werden, um das Auslöseverhalten zu definieren. Wie bei Distanzschutzgeräten üblich sind die Einstellwerte der Auslösekennlinien Sekundärimpedanzen, d.h. müssen unter Berücksichtigung der Nenngrößen der Spannungs- und Stromwandler in der Gruppe **Spannungs- und Stromwandler** berechnet werden. Werden die Spannungs- und Stromwandler wie in nachfolgender Abbildung gezeigt bzgl. des Übersetzungsverhältnisses neutral eingestellt, so kann die Einstellung der Impedanzauslöseflächen auch mit Primärimpedanzen erfolgen. Die Impedanzauslösefläche ist als **Polygonkennlinie** und **Kreiskennlinie** verfügbar.

⇨ Die Auslöseflächen werden im Folgenden auch als **Distanzzonen** (**DZ**) bezeichnet.

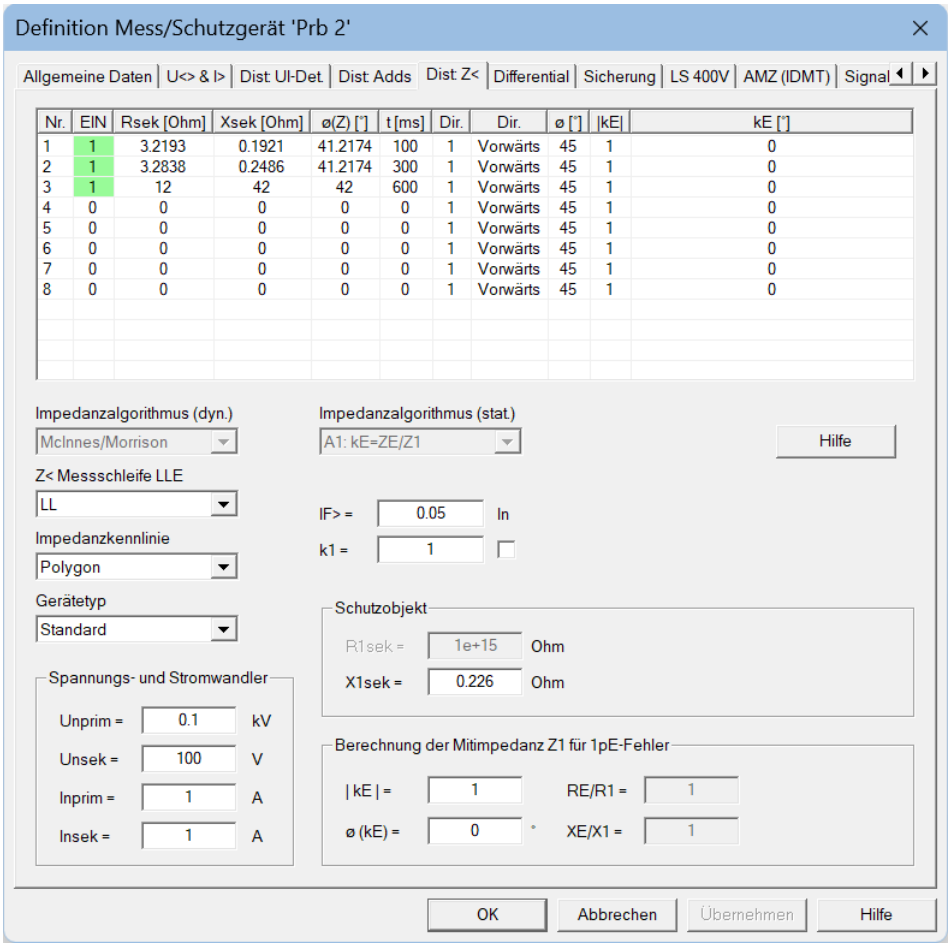


Abbildung 115: Registerkarte *Dist: Z<* mit Impedanzauslösefläche *Polygon*

Wie in dem obigen Einstelldialog zu erkennen ist, werden derzeit von ATPDesigner mehrere Distanzzonen DZ unterstützt. Diese Anzahl kommt auf Grund folgender Überlegungen zustande. Es sind abhängig vom jeweiligen Stromnetz, dessen Topologie und die Ausstattung mit Betriebsmitteln auch Selektivschutzkonzepte möglich, die weniger Distanzzonen benötigen.

- Die Distanzzonen DZ1 und DZ2 für den Hauptschutz des Betriebsmittels z.B. einer Leitung in der Hauptschutzzone, gestaffelt über die 1. Gegenstation hinaus messend nach dem Konzept der kürzesten Folgeleitung

- Die Distanzzonen DZ3, DZ4 und DZ5 für den Reserveschutz der Betriebsmittel jenseits der 1. Gegenstation bis gesichert über die 2. Gegenstation nach dem Konzept der längsten Folgeleitung
- Die Distanzzonen DZ6 und DZ7 für den Schutz eines Transformators in Rückwärtsrichtung, z.B. als Reserveschutz für den Einspeisetransformator
- Die Distanzzone DZ8 für Sonderanwendungen wie z.B. den Signalvergleichschutz

Zusätzlich zum Distanzschutz als Hauptschutzfunktion mit der Einstellung **Distanzschutz** können folgende parallel ablaufende Schutzfunktionen mit eigenen Staffelzeiten aktiviert und mit einer eigenen Staffelzeit parametriert werden. Die AUS-Kommandos der einzelnen parallel arbeitenden Schutzfunktionen werden zum General-AUS-Kommando verodert.

- **Anregesystem** in der Registerkarte Dist: UI-Det.

- **Über- und Unterspannungsschutz** in der Registerkarte Dist: UI-Det.
- **AMZ-Schutz**
  - Aktivierung in der Registerkarte Dist: UI-Det.
  - Einstellung in der Registerkarte AMZ (IDMT)

- Ungerichtete und gerichtete Endzeitstufen in der Registerkarte Dist: UI-Det.

- Signalvergleichschutz in der Registerkarte **Signal**

- Unterimpedanzanregung mit AUS-Kommando in Endzeit in der Registerkarte **Z< Det.**

- Q-U-Schutz mit AUS-Kommando

- Überstromzeitschutz Erdstrom IE>

Die Funktionen und Einstellungen des Distanzschutzes werden in den nachfolgenden Kapiteln erläutert.

6.1.26.4 Impedanzauslöseflächen (Impedanzauslösekennlinien)

Die Schutzfunktion **Distanzschutz** verwendet eine Impedanzauslösefläche als eines der Auslösekriterien. In der nachfolgenden Tabelle sind die verfügbaren Impedanzauslöseflächen des generischen Schutzmodells benannt. Im Folgenden werden die Begriffe Impedanzauslösefläche und Impedanzauslösekennlinie als Synonyme verwendet.

Einstellwert	Bedeutung
Polygon	Polygonale Auslösefläche (Polygonkennlinie)
Kreis	Kreiskennlinie
MHO	MHO-Kennlinie

6.1.26.5 Spannungs- und Stromwandler

Primäre und sekundäre Nennspannungen und Nennströme der zugehörigen Spannungs- und Stromwandler der **Mess/Schutzgeräte**, die für den Distanzschutz verwendet werden, werden in der Gruppe **Spannungs- und Stromwandler** eingestellt. Es wird empfohlen, den primären Nennstrom I_n und die primäre Nennspannung U_n der Registerkarte **Allgemeine Daten**, der für das Anregesystem des Distanzschutzes in der Registerkarte **Dist: UI-Det.** verwendet werden, identisch mit dem primärem Nennstrom I_{nprim} und der primären Nennspannung U_{nprim} des Stromwandlers in der Registerkarte **Dist: Z<** einzustellen.

Einstellwert	Bedeutung
Unprim	Primäre Nennspannung
Unsek	Sekundäre Nennspannung
Inprim	Primärer Nennstrom
Insek	Sekundärer Nennstrom

Daraus kann das **Impedanzübersetzungsverhältnis $ü_Z$** berechnet werden.

$$\ddot{u}_Z = \frac{U_{nprim} \cdot I_{nsek}}{U_{nsek} \cdot I_{nprim}}$$

$$\underline{Z}_{sek} = \frac{\underline{Z}_{prim}}{\ddot{u}_Z}$$

⇨ Das Impedanzübersetzungsverhältnis $ü_Z$ wird nur verwendet, um die primären Kurzschlussimpedanzen, die von ATPDesigner auf Basis der primären Impedanzen der Netzwerkelemente wie z.B. Leitungen im Kurzschlussfall berechnet werden, so zu transformieren, dass ein direkter Vergleich der sekundären Kurzschlussimpedanz mit den Einstellwerten der Impedanzauslöseflächen möglich ist.

Ursache ist die Arbeitsweise von Distanzschutzgeräten als Sekundärmessgeräte. Kurzschlussimpedanzen, die in der Software der Distanzschutzgeräte berechnet werden, sind sekundäre Impedanzen, da zur Berechnung Spannungen und Ströme der Sekundärwicklung der Spannungs- und Stromwandler verwendet werden.

⇨ Insbesondere bei dem direkten Vergleich der Diagramme der Impedanzauslöseflächen muss darauf geachtet werden, dass die netzphysikalische Bedeutung der Impedanzen, die zur Definition der Impedanzauslöseflächen verwendet werden, für alle Distanzschutzgeräte gleich ist.

⇨ Ggfs. vorhandene in der herstellerspezifischen Gerätetechnik von Distanzschutzgeräten begründete Unterschiede in der netzphysikalischen oder anlagenspezifischen Bedeutung können i.a. Regel nicht durch das Impedanzübersetzungsverhältnis $ü_Z$ kompensiert werden.

6.1.26.6 Erdstromkompensationsfaktor $\underline{k}_E$

Erdstromkompensationsfaktor $\underline{k}_E$ zur Berechnung der Mitimpedanz $\underline{Z}_1$ der Leiter-Erd-Messschleife zwischen Messort und dem Kurzschlussort.

$$\underline{k}_E = \frac{\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1}{3 \cdot \underline{Z}_1}$$

Einstellwert	Bedeutung
|kE|	Betrag des Erdstromkompensationsfaktors
ϕ (kE)	Winkel des Erdstromkompensationsfaktors

Der Erdstromkompensationsfaktor $\underline{k}_E$ ist für den Distanzschutz sowohl für die Berechnung eines stationären Netzzustandes als auch für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge identisch. Der Erdstromkompensationsfaktor in dem Eingabefeld **Faktor kE** sowie die beiden Faktoren in der Einstellliste der Distanzzonen werden automatisch auf den gleichen Wert eingestellt, wenn in einem der Felder der Wert geändert wurde.

6.1.26.7 Sekundäre Mitimpedanz des zu schützenden Betriebsmittels

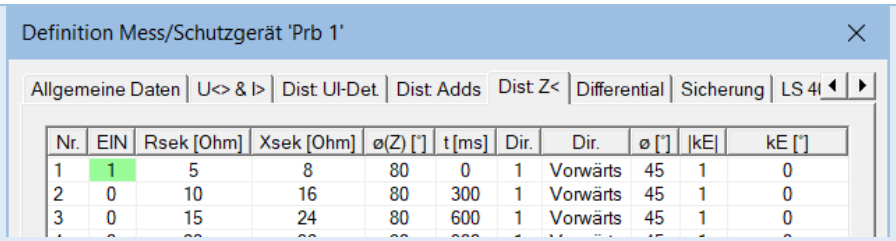
ATPDesigner ermittelt mit dem Button **Betriebsmittel** im Dialog Ergebnisse der Netzschutzanalyse die sekundäre Mitimpedanz des zu schützenden Netzwerkelementes z.B. einer Leitung oder eines Transformators. Die automatisch ermittelten Werte werden in den Editierfeldern **R1sek** und **X1sek** in der Gruppe **Schutzobjekt** dargestellt und können dort auch manuell verändert oder eingestellt werden. Der Wert der sekundären Mitreaktanz **X1sek** wird z.B. in der grafischen Darstellung des Zeitstaffeldiagramms als Referenzlinie verwendet.

Einstellwert	Bedeutung
R1sek	Sekundäre Mitresistanz des zu schützenden Betriebsmittels
X1sek	Sekundäre Mitreaktanz des zu schützenden Betriebsmittels

6.1.26.8 DIST: Einstellwert *Gerätetyp*

Der Einstellwert **Gerätetyp** ermöglicht es, spezifische Eigenschaften von Schutzgeräten nachzubilden, die über die generischen Eigenschaften hinausgehen.

Einstellwert	Bedeutung
Standard	Die Einstellwerte der Distanzzonen sind sekundäre Impedanzen. $\underline{Z}_{sek} = \frac{\underline{Z}_{prim}}{\ddot{u}_Z}$ Es werden die Bezeichner **R_{sek}** und **X_{sek}** in der Tabelle des Einstelldialogs wie nachfolgend dargestellt verwendet.

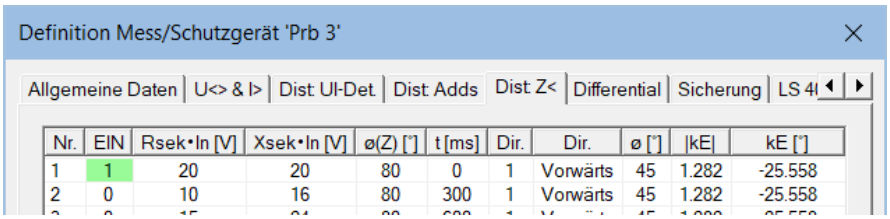


X1DZ = X1·Insek

Die Einstellwerte der Distanzzonen sind sekundäre Impedanzen, die mit dem sekundären Nennstrom I_{nsek} des Stromwandlers multipliziert werden. Dadurch ergibt sich formal die Einheit V.

$$\underline{Z}_{sek} \cdot I_n = \frac{\underline{Z}_{prim}}{\ddot{u}_Z} \cdot I_{nsek}$$

Es werden die Bezeichner **R_{sek}·I_n** und **X_{sek}·I_n** in der Tabelle des Einstelldialogs wie nachfolgend dargestellt verwendet.



Die Verwendung dieses Einstellwertes kann einen Vorteil aufweisen, wenn zur Einstellung der Auslösekennlinie sekundäre Impedanzen verwendet werden. Durch die Multiplikation mit dem sekundären Nennstrom I_{nsek} des Stromwandlers können unabhängig von dem tatsächlichen sekundären Nennstrom immer die sekundären Impedanzen bezogen auf I_{nsek}=1A verwendet werden. Andere Nennstromstärken kürzen sich in der oben dargestellten Berechnungsgleichung heraus. Die nachfolgende Gleichung zeigt den Zusammenhang.

$$\underline{Z}_{sek} \cdot I_n = \frac{\underline{Z}_{prim}}{\ddot{u}_Z} \cdot I_{nsek} = \frac{\underline{Z}_{prim} \cdot I_{nsek}}{U_{nprim} \cdot I_{nsek}} = \frac{\underline{Z}_{prim}}{U_{nprim} \cdot I_{nprim}} = \frac{\underline{Z}_{prim} \cdot 1A}{U_{nprim} \cdot 1A}$$

Durch eine geeignete Einstellung der primären und sekundären Nennwerte der Strom- uns Spannungswandler **U_{nprim}**, **U_{nsek}**, **I_{nprim}** und **I_{nsek}** kann die Einstellung der Distanzzonen in primären Impedanzen erfolgen.

6.1.26.9 DIST: Blockschaltbild

In der nachfolgenden Abbildung ist als Übersicht ein prinzipielles Blockschaltbild des Distanzschutzes dargestellt. Es werden nicht alle Details dargestellt.

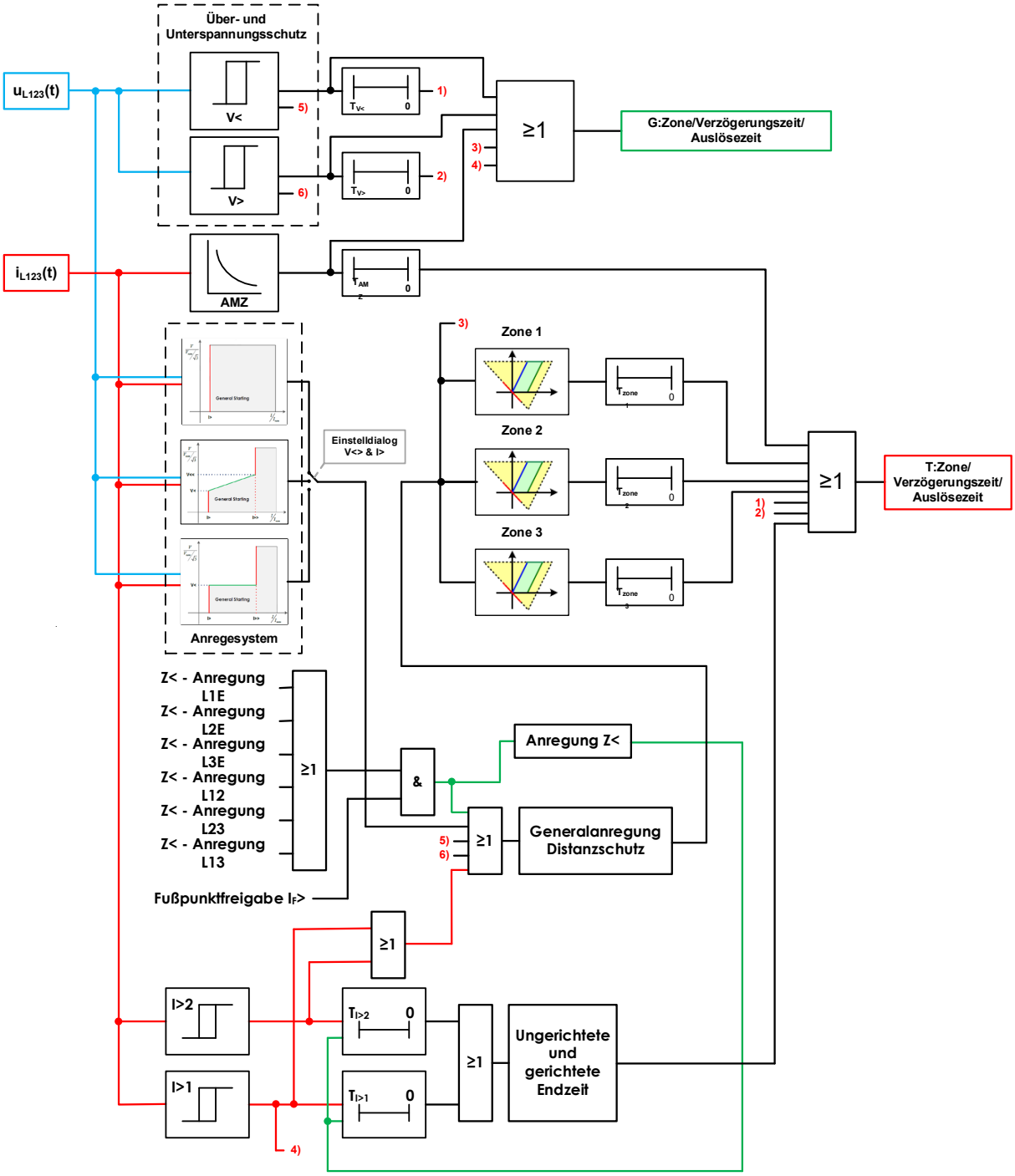


Abbildung 116: Blockschaltbild des Distanzschutzes

6.1.26.10 DIST: Unter- und Überspannungsanregesystem U< und U>

Parallel zum Distanzschutz kann ein 3-stufiger U<>-Schutz eingestellt werden.

6.1.26.11 DIST: Unterimpedanzanregung Z<

Das Unterimpedanzanregesystem in der Registerkarte **Z< Det.** kann im Sinne einer ODER-Verknüpfung zusätzlich zu den anderen Anregesystemen des Distanzschutzes aktiviert werden. Der nachfolgende Einstelldialog zeigt die Einstellwerte. Die Einstellwerte werden nach Änderung direkt als grafische Anregekennlinie angezeigt. Es muss darauf geachtet werden, dass die Einstellung der Unterimpedanzanregung mit Sekundärimpedanzen erfolgt. Daher müssen die Nenngrößen der Spannungs- und Stromwandler in Registerkarte Dist: Z< berücksichtigt werden.

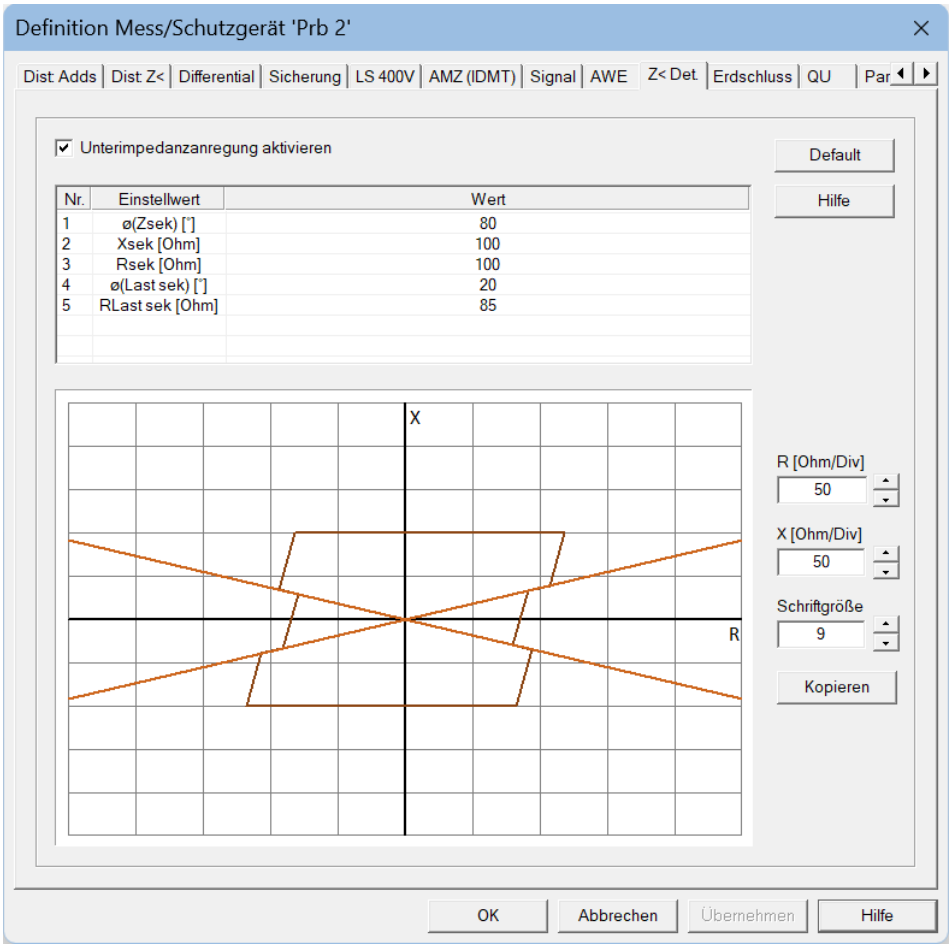


Abbildung 117: Registerkarte *Z< Det.* - Einstelldialog der Unterimpedanzanregung

	Bedeutung
Unterimpedanzanregung aktivieren	Unterimpedanzanregung EIN/AUS
Xsek [Ohm]	Sekundäre Reaktanz in Ohm
Rsek [Ohm]	Sekundäre Resistanz in Ohm
ϕ(Zsek) [°]	Neigungswinkel der Kennlinie in Grad
RLast sek [Ohm]	Sekundäre Resistanz der Last in Ohm
ϕ(Last sek) [°]	Lastwinkel in Grad
R [Ohm/Div]	Skalierung der X-Achse des Diagramms
X [Ohm/Div]	Skalierung der Y-Achse des Diagramms
Schriftgröße	Schriftgröße des Diagramms in Pixel
Kopieren	Diagramm als Bilddatei (EMF-Datei) in die Zwischenablage kopieren

Die Kennlinie der Unterimpedanzanregung mit den Einstellwerten ist nachfolgend dargestellt. Die Kennlinie ist drehsymmetrisch aufgebaut.

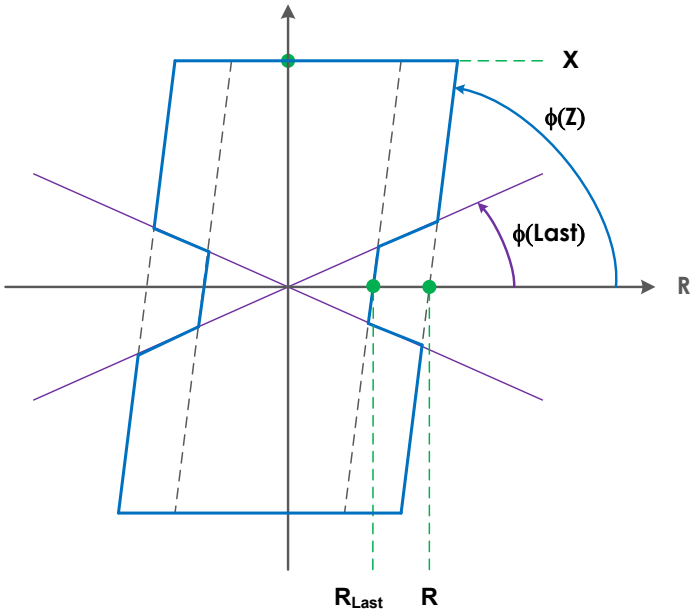


Abbildung 118: Kennlinie und Einstellwerte der Unterimpedanzanregung

In der nachfolgenden Abbildung sind die Hilfspunkte dargestellt, die zur Berechnung der polygonalen Anregekennlinie verwendet werden.

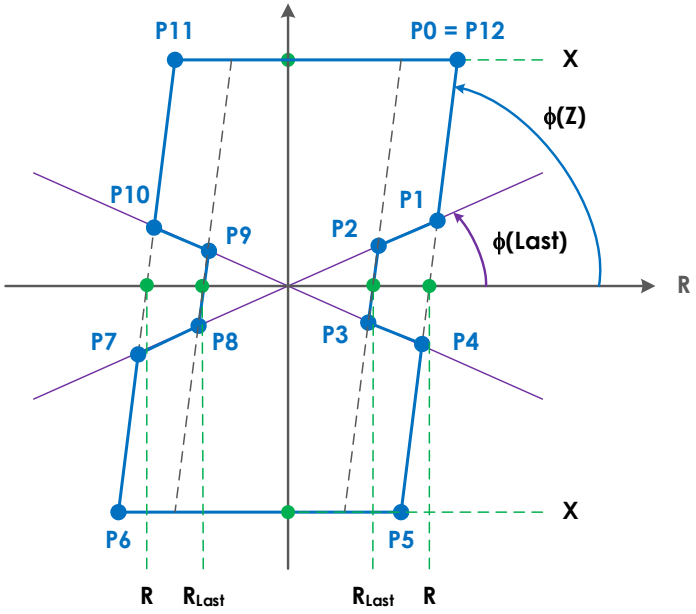


Abbildung 119: Kennlinie der Unterimpedanzanregung

Die Eckpunkte des Polygons und daraus die Kennlinie können mit den nachfolgenden Punkten P_n berechnet werden.

$$P_0 = \begin{pmatrix} R + \dfrac{X}{\tan\left(\phi(Z)\right)} \\ X \end{pmatrix}$$

$$P_1 = \begin{pmatrix} R \cdot \frac{\sin\left(180^\circ - \phi(Z)\right) \cdot \cos\left(\phi(Last)\right)}{\sin\left(\phi(Z) - \phi(Last)\right)} \\ R \cdot \frac{\sin\left(\phi(Z)\right) \cdot \cos\left(\phi(Last)\right)}{\sin\left(\phi(Z) - \phi(Last)\right)} \end{pmatrix}$$

$$P_2 = \begin{pmatrix} R_{Last} \cdot \frac{\sin\left(180^\circ - \phi(Z)\right) \cdot \cos\left(\phi(Last)\right)}{\sin\left(\phi(Z) - \phi(Last)\right)} \\ R_{Last} \cdot \frac{\sin\left(\phi(Z)\right) \cdot \cos\left(\phi(Last)\right)}{\sin\left(\phi(Z) - \phi(Last)\right)} \end{pmatrix}$$

$$P_3 = \begin{pmatrix} R_{Last} \cdot \frac{\sin\left(\phi(Z)\right) \cdot \cos\left(\phi(Last)\right)}{\sin\left(180^\circ - \phi(Z) - \phi(Last)\right)} \\ -R_{Last} \cdot \frac{\sin\left(\phi(Z)\right) \cdot \cos\left(\phi(Last)\right)}{\sin\left(180^\circ - \phi(Z) - \phi(Last)\right)} \end{pmatrix}$$

$$P_4 = \begin{pmatrix} R \cdot \frac{\sin\left(\phi(Z)\right) \cdot \cos\left(\phi(Last)\right)}{\sin\left(180^\circ - \phi(Z) - \phi(Last)\right)} \\ -R \cdot \frac{\sin\left(\phi(Z)\right) \cdot \sin\left(\phi(Last)\right)}{\sin\left(180^\circ - \phi(Z) - \phi(Last)\right)} \end{pmatrix}$$

$$P_5 = \begin{pmatrix} R - \frac{X}{\tan\left(\phi(Z)\right)} \\ -X \end{pmatrix}$$

$$P_6 = \begin{pmatrix} -\left(R + \frac{X}{\tan\left(\phi(Z)\right)} \right) \\ -X \end{pmatrix}$$

$$P_7 = \begin{pmatrix} -R \cdot \frac{\sin\left(180^\circ - \phi(Z)\right) \cdot \cos\left(\phi(Last)\right)}{\sin\left(\phi(Z) - \phi(Last)\right)} \\ -R \cdot \frac{\sin\left(180^\circ - \phi(Z)\right) \cdot \sin\left(\phi(Last)\right)}{\sin\left(\phi(Z) - \phi(Last)\right)} \end{pmatrix}$$

$$P_8 = \begin{pmatrix} -R_{Last} \cdot \dfrac{\sin\left(180^\circ - \phi(Z)\right) \cdot \cos\left(\phi(Last)\right)}{\sin\left(\phi(Z) - \phi(Last)\right)} \\ -R_{Last} \cdot \dfrac{\sin\left(180^\circ - \phi(Z)\right) \cdot \sin\left(\phi(Last)\right)}{\sin\left(\phi(Z) - \phi(Last)\right)} \end{pmatrix}$$

$$P_9 = \begin{pmatrix} -R_{Last} \cdot \dfrac{\sin\left(\phi(Z)\right) \cdot \cos\left(\phi(Last)\right)}{\sin\left(180^\circ - \phi(Z) - \phi(Last)\right)} \\ -R_{Last} \cdot \dfrac{\sin\left(\phi(Z)\right) \cdot \sin\left(\phi(Last)\right)}{\sin\left(180^\circ - \phi(Z) - \phi(Last)\right)} \end{pmatrix}$$

$$P_{10} = \begin{pmatrix} -R \cdot \dfrac{\sin\left(\phi(Z)\right) \cdot \cos\left(\phi(Last)\right)}{\sin\left(180^\circ - \phi(Z) - \phi(Last)\right)} \\ -R \cdot \dfrac{\sin\left(\phi(Z)\right) \cdot \sin\left(\phi(Last)\right)}{\sin\left(180^\circ - \phi(Z) - \phi(Last)\right)} \end{pmatrix}$$

$$P_{11} = \begin{pmatrix} -\left(R + \dfrac{X}{\tan\left(\phi(Z)\right)}\right) \\ X \end{pmatrix}$$

$$P_{12} = P_0$$

Die resultierende Kennlinie der Unterimpedanzanregung kann grafisch zusammen mit der polygonalen Impedanzauslösefläche (Distanzzone) **X=f (R)** wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt dargestellt werden. Das **rote Kreuz** markiert die Lage der Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_{1k}$, die innerhalb der Anregekennlinie der Unterimpedanzanregung liegt, aber außerhalb der polygonalen Auslösekennlinien des Distanzschutzes.

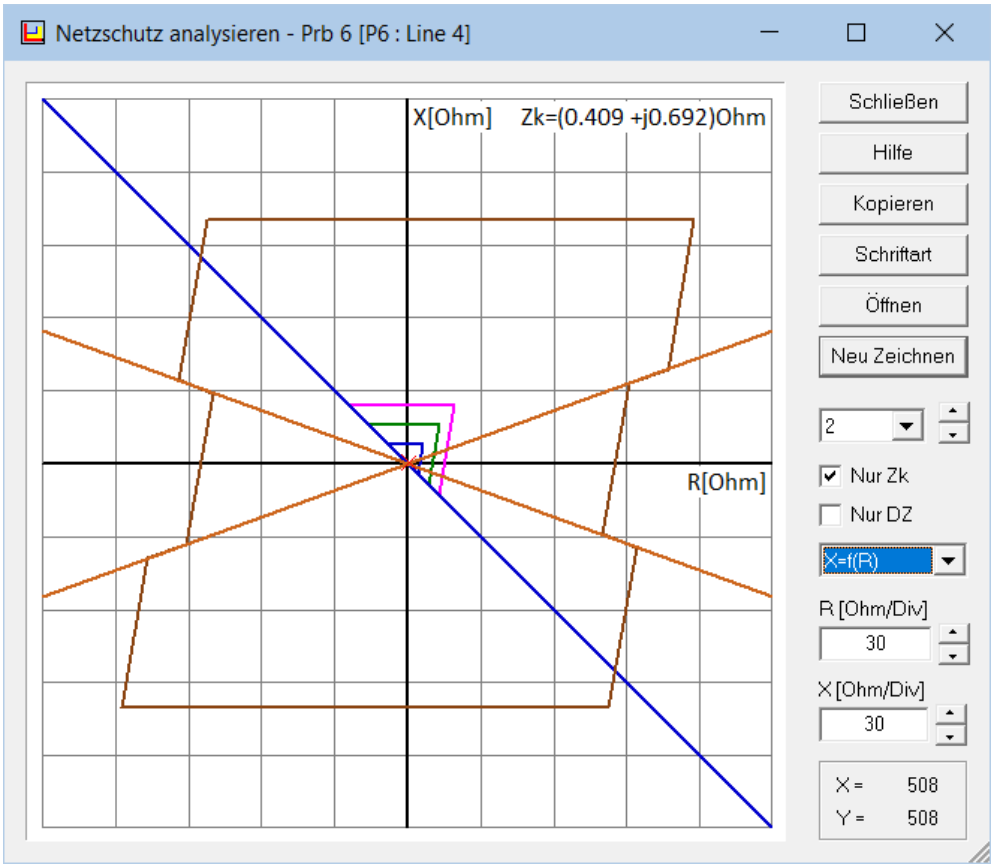


Abbildung 120: Distanzschutz – Kennlinie der Unterimpedanzanregung

Die Unterimpedanzanregung überprüft, ob eine oder mehrere der Mitimpedanzen der drei Leiter-Leiter- und drei Leiter-Erd-Impedanzmessschleifen innerhalb der oben dargestellten Anregefläche liegen. Aus diesen Entscheidungen werden die nachfolgend definierten leiterselektiven Anregungen **Z< - Anregung L1, L2 oder L3** gebildet.

Messschleife	Bedeutung
$\underline{Z}_{L1E}$	Anregung L1 = Z< - Anregung L1
$\underline{Z}_{L2E}$	Anregung L2 = Z< - Anregung L2
$\underline{Z}_{L1E}$	Anregung L3 = Z< - Anregung L3
$\underline{Z}_{L1L2}$	Anregung L1 und L2 = Z< - Anregung L1 und L2
$\underline{Z}_{L2L3}$	Anregung L2 und L3 = Z< - Anregung L2 und L3
$\underline{Z}_{L3L1}$	Anregung L3 und L1 = Z< - Anregung L3 und L1

Tabelle 8: Leiterselektive Anregung in Abhängigkeit der Mitimpedanzen der Messschleifen

6.1.26.11.1 Freigabe durch die Fußpunktfreigabe I_F>

Der Entscheid der Unterimpedanzanregung wird nur dann freigegeben, wenn die Fußpunktfreigabe **I_F>** erfolgte.

6.1.26.11.2 Start der Staffelzeiten der Endzeitstufen

Mit der Unterimpedanzanregung werden die Staffelzeiten **t [ms]** der gerichteten und ungerichteten Endzeitstufen gestartet, wenn der Vektor der Kurzschlussimpedanz nicht

in einer der Impedanzauslösefläche (Distanzzonen DZn) liegt. Die U/I-Anregungen der Endzeitstufen werden für die Unterimpedanzanregung und den daraus resultierenden Start der Staffelzeiten t [ms] nicht berücksichtigt. Die Unterimpedanzanregung verwendet lediglich die Staffelzeiten **t [ms]** der Endzeitstufen.

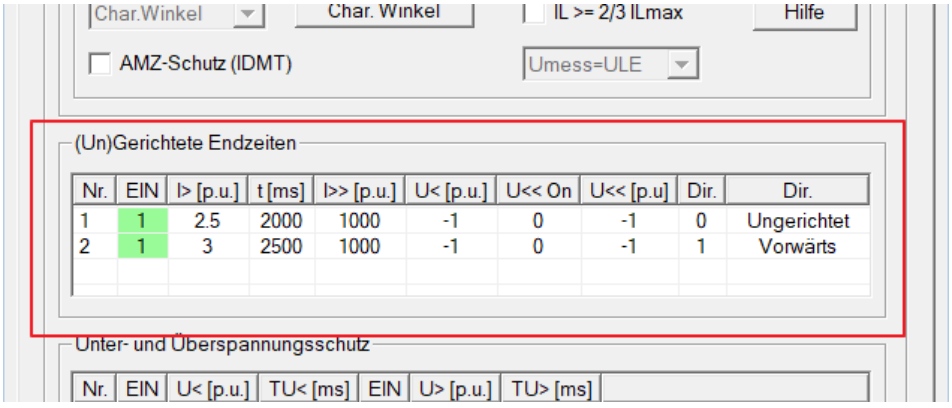


Abbildung 121: Endzeitstufen - Staffelzeiten t [ms] für die Unterimpedanzanregung

In der nachfolgenden Abbildung ist die Einbindung der Unterimpedanzanregung in das Anregesystem des Distanzschutzes und der Start der Zeitstufen der ungerichteten und gerichteten Endzeitstufen dargestellt. Es muss beachtet werden, dass die Unterimpedanzanregung die Staffelzeiten der Endzeitstufen nur dann startet, wenn der Einstellwert **EIN** wie oben gezeigt **EIN=1** beträgt und damit die jeweilige Endzeitstufe eingeschaltet ist (**grüne** Einfärbung der Zelle).

6.1.26.11.3 AUS-Kommando durch Unterimpedanzanregung in Endzeit

Die Unterimpedanzanregung erteilt nach Ablauf der Staffelzeit der Endzeitstufe ein AUS-Kommando, wenn

- der Vektor der vom Distanzschutz berechneten Kurzschlussimpedanz im Mitsystem $\underline{Z}_{1k}$ innerhalb der Anregefläche der Unterimpedanzanregung liegt

  UND

- der Vektor der vom Distanzschutz berechneten Kurzschlussimpedanz im Mitsystem $\underline{Z}_{1k}$ nicht innerhalb der Auslösefläche einer aktivierten polygonalen Impedanzauslösefläche (Distanzzone DZn) liegt

  UND

- die berechnete Kurzschlussrichtung identisch ist mit der eingestellten Kurzschlussrichtung der Endzeitstufe oder die Kurzschlussrichtung **Ungerichtet** eingestellt ist.

Diese Bedingung ist für die Kurzschlussimpedanz in Abbildung 120 erfüllt.

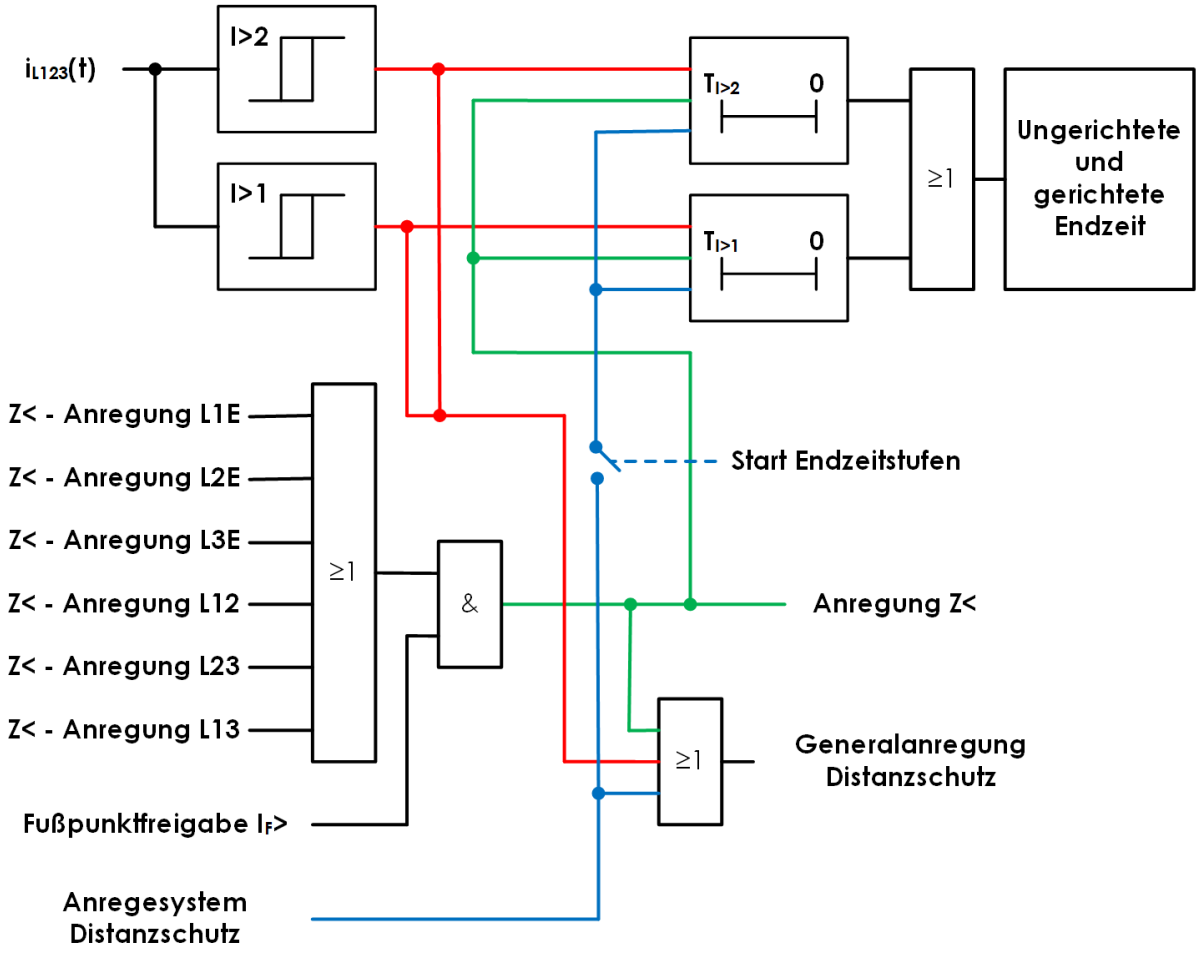


Abbildung 122: Unterimpedanzanregung und Generalanregung des Distanzschutzes

Die Kurzschlussrichtung wird die Methode der Kurzschlussrichtungserkennung nach der Methode des Charakteristischen Winkels verwendet. Zur Ermittlung der leiterselektiven Anregung wird Tabelle 8 verwendet.

6.1.26.11.4Z< Det.: Meldungsfenster für Netzschutzfunktionen

Die Unterimpedanzanregung gibt folgende Meldungen im Fenster für **Netzschutzmeldungen** aus.

Unterimpedanzanregung Z<

```
PROT> P6 [Prb 6] Distanzschutz Z<-Anregung=inaktiv
```

Unterimpedanzanregung Z<

```
PROT> P6 [Prb 6] Distanzschutz GEN=1 Z<-Anregung=1: T=AUS (111111)
```

	Bedeutung
GEN	Generalanregung des Distanzschutzes
Z< - Anregung	1 = Anregung Z<, 0 = keine Anregung Z<
T	**EIN** : Zeitstufen der ungerichteten und/oder gerichteten Endzeit werden gestartet, falls diese eingeschaltet sind **AUS** : Zeitstufen werden nicht gestartet

(123456)	Die einzelnen Stellen zeigen an, ob einer der sechs möglichen KS-Impedanzen $\underline{Z}_{1k}$ innerhalb der Auslösefläche der Unterimpedanzanregung liegt oder nicht. ▪ 1 = L1E ▪ 2 = L2E ▪ 3 = L3E ▪ 4 = L12 ▪ 5 = L23 ▪ 6 = L31 ▪ 1 = KS-Impedanz liegt innerhalb der Anregefläche der Unterimpedanzanregung ▪ 2 = sonst

Es muss beachtet werden, dass in den Ausgaben neben den Meldungen auch Mess- bzw. Berechnungswerte und Einstellwerte ausgegeben werden. Die Einstellwerte werden nach dem AUS-Kommando „… AUS=0:“ ausgegeben und können i.a. Regel daran erkannt werden, dass ein numerischer Wert mit physikalischer Einheit zugewiesen wird.

6.1.26.12 DIST: Gerichtete und ungerichtete Endzeitstufen

In der Registerkarte Dist: UI-Det. sind wie nachfolgend dargestellt in der Gruppe **(Un)Gerichtete Endzeitstufen** Einstellmöglichkeiten für Zeitstufen vorhanden, die als gerichtete und ungerichtete Endzeitstufen oder auch als parallel zum Distanzschutz arbeitende Überstromzeitstufen verwendet werden können. Im Folgenden werden die Abkürzungen **I>1** und **I>2** für die gerichtet und ungerichtete Endzeitstufen verwendet.

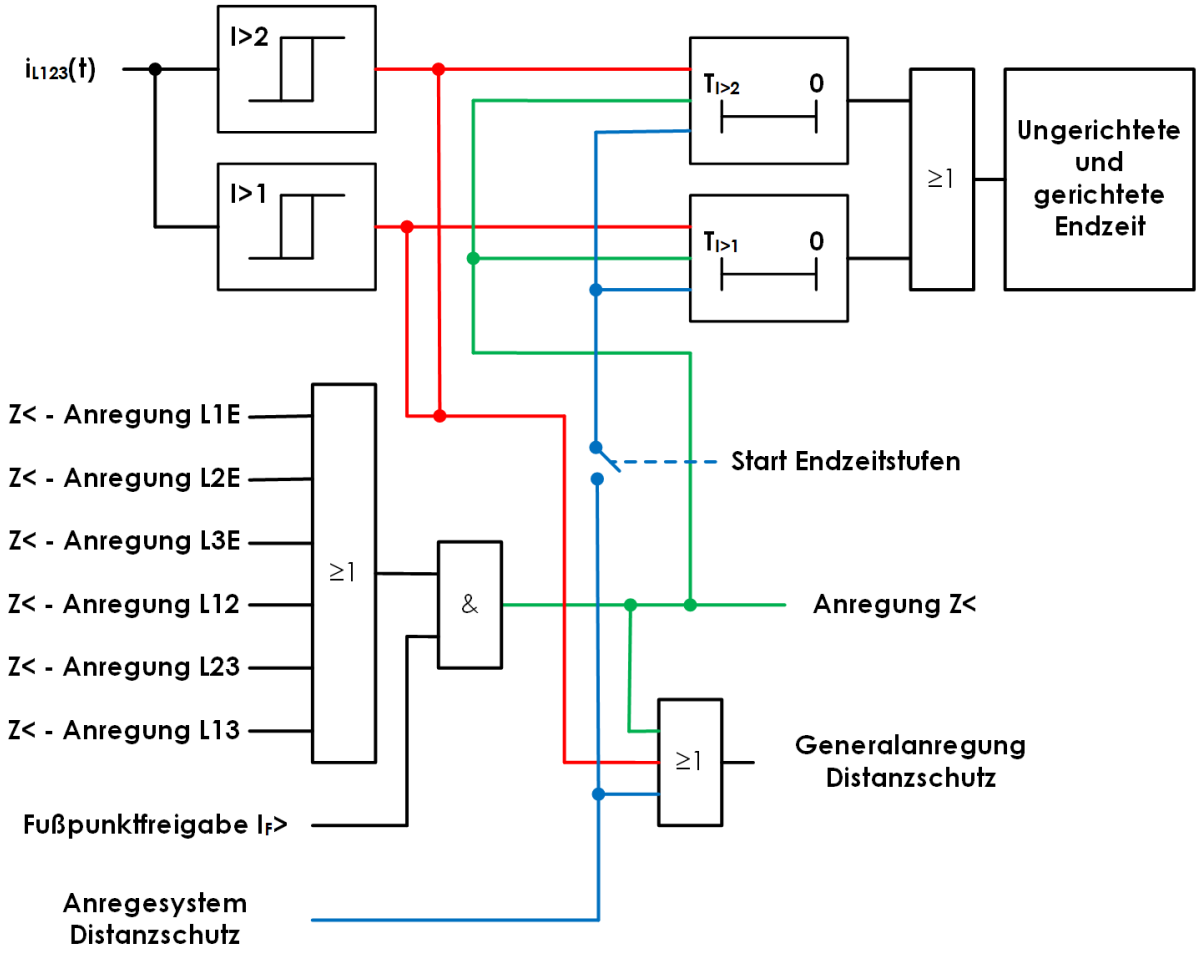


Abbildung 123: Gerichtete und ungerichtete Endzeitstufen

Die Zeitstufen können mit einer Kurzschlussrichtung **Dir.** und einer Staffelzeit **t[ms]** identisch zum Anregesystem des Distanzschutzes eingestellt werden. So ist auch die Einstellung der U/I-Anregekennlinie möglich.

Einstellwert	Bedeutung
Dir. = 0	Kurzschlussrichtung: ungerichtet
Dir. = 1	Kurzschlussrichtung: vorwärts
Dir. = 2	Kurzschlussrichtung: rückwärts
Start Endzeitstufen	Die Staffelzeiten der Endzeitstufen werden optional durch die UI-Anregung des Distanzschutzes gestartet.

Der Start der Zeitstufen erfolgt

- entweder durch die UI-Anregekennlinie der Endzeitstufen oder

- durch die Anregung des Distanzschutzsystems, wenn der Einstellwert **Start Endzeitstufen** aktiviert ist oder

- durch die Unterimpedanzanregung.

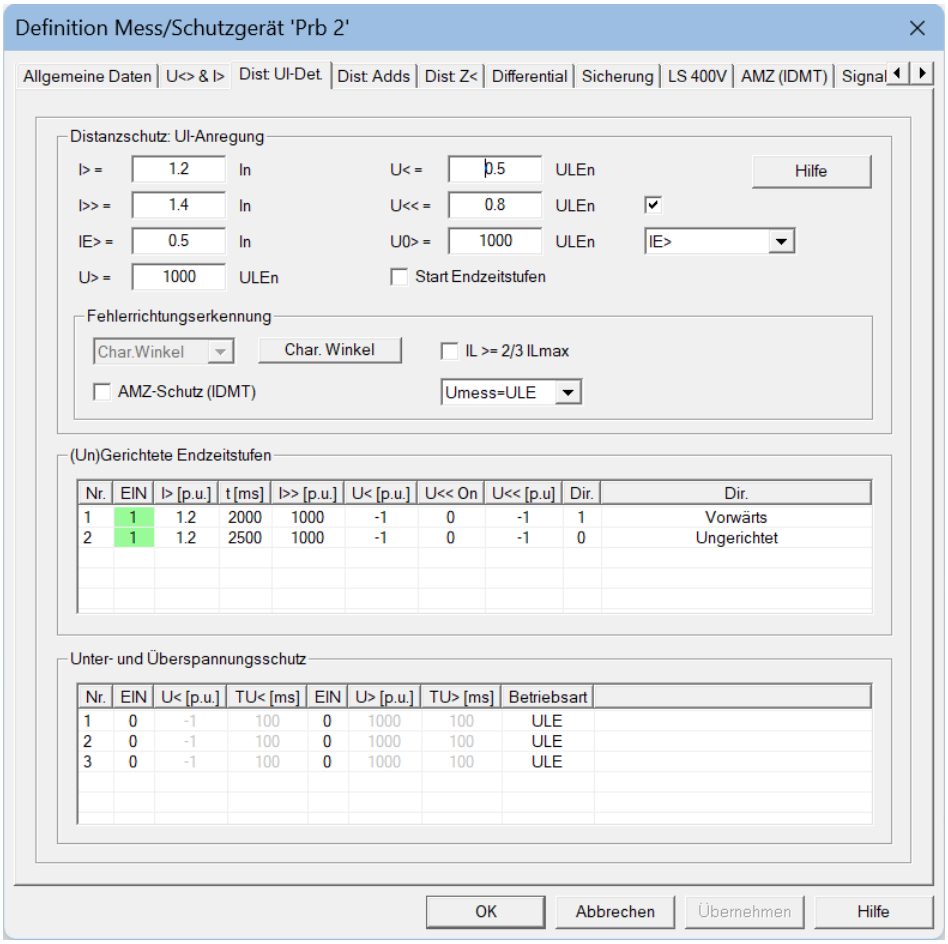


Abbildung 124: Ungerichtete und gerichtete Endzeiten I>2 und I>3 des Distanzschutzes

Hinweise zum Start der Zeitstufen der Endzeitstufen

- Sollen die Endzeitstufen nicht durch die U/I-Anregungen wie in der obigen Abbildung dargestellt gestartet werden, so müssen die Einstellwerte der I>- und U< - Anregung entsprechend netzphysikalisch inaktiv, z.B. I> = 1000·I_n und U< = -1·U_n gewählt werden.

- Die Unterspannungsanregung U<< kann entweder mit dem Einstellwert **U<< On** oder netzphysikalisch inaktiv U<< = -1·U_n eingestellt werden.

- Soll die Unterimpedanzanregung die Zeitstufen nicht starten, so muss die Unterimpedanzanregung in der Registerkarte **Z< Det.** deaktiviert werden.

6.1.26.13 DIST: Polygonkennlinie (polygonale Impedanzauslösefläche)

Die polygonale Impedanzauslösefläche der Distanzschutzfunktion wird für jede Distanzzone in der Registerkarte Distanzschutz eingestellt. Die Impedanzen sind wie in der Netzschutztechnik üblich Sekundärimpedanzen. Es können aber auch Primärimpedanzen verwendet werden, wenn die Strom- und Spannungswandler in der Registerkarte bzgl. des Impedanzübersetzungsverhältnisses neutral eingestellt werden. Wie beim Distanzschutz üblich wird die Mitimpedanz $\underline{Z}_1 = R_1 + jX_1$ zwischen Messort und dem Kurzschlussort berechnet und mit der Impedanzauslösefläche, die oft auch als Auslösepolygon bezeichnet wird, verglichen.

Die Polygonkennlinie kann sowohl während der **Berechnung stationärer Netzzustände** als auch während der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** verwendet werden.

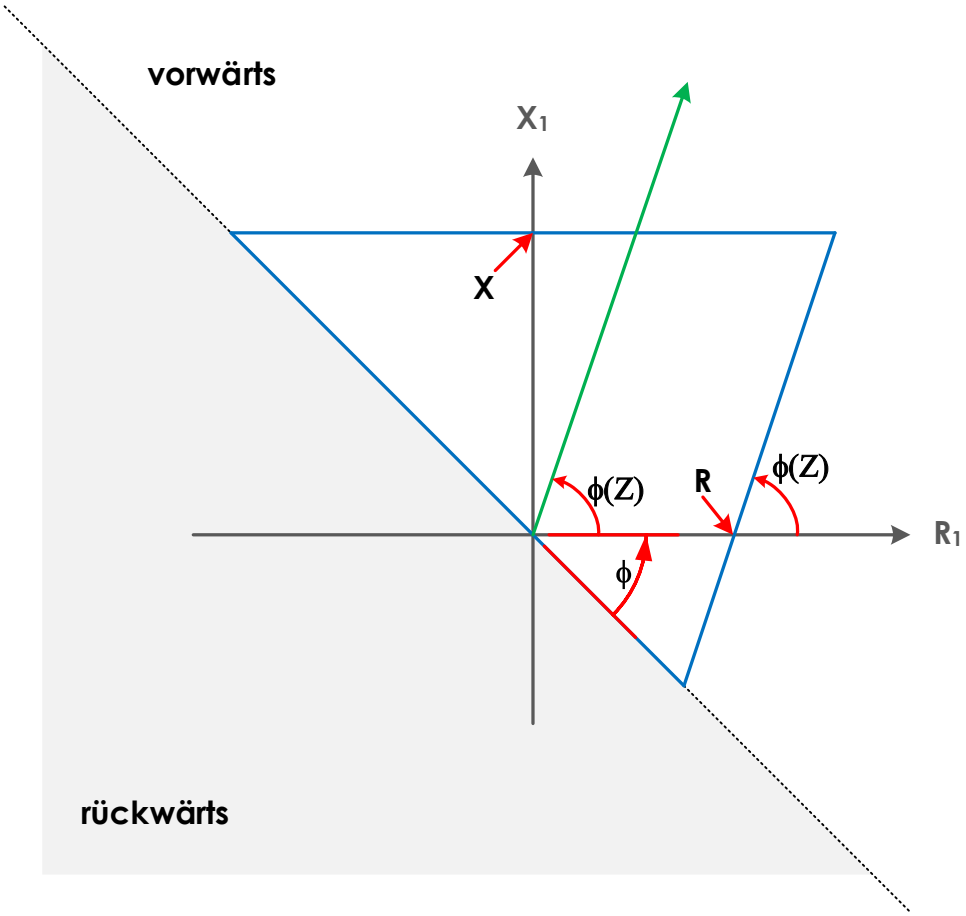
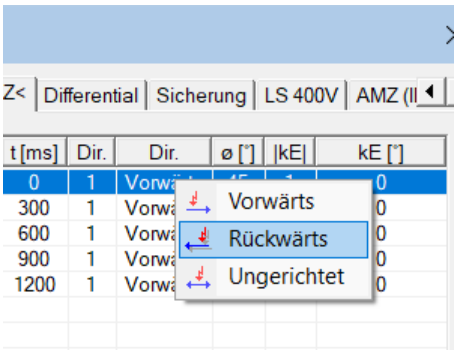


Abbildung 125: Polygonale Auslösefläche der Distanzschutzfunktion

Einstellwert	Bedeutung
Nr.	Nummer der Distanzzone (nicht veränderbar)
EIN	= 1: Distanzzone aktiv = 0: Distanzzone inaktiv **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** Ist eine Distanzzone deaktiviert, so werden in der MODELS-Software für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge alle Eckpunkte des Auslösepolygons auf die Koordinate des Ursprungs, d.h. (0,0)

	gesetzt. Im Grenzfall einer berechneten Kurzschluss-Mitimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ = 0,0 Ohm könnte es zu einer unzulässigen Auslösung kommen.
Xsek [Ohm] **Rsek [Ohm]**	Sekundäre Reaktanz X_1 des Mitsystems Sekundäre Resistanz R_1 des Mitsystems Die physikalische Bedeutung der Einstellwerte wird durch die Wahl der primären und sekundären Nennspannungen und Nennströme der Spannungs- und Stromwandler sowie des Gerätetyps verändert.
ϕ(Z) [°]	Impedanzwinkel des zu schützenden Betriebsmittels z.B. einer Leitung oder eines Transformators Üblicherweise wird der Impedanzwinkel aus der Mitimpedanz des zu schützenden Betriebsmittels berechnet.
t [ms]	Staffelzeit der Distanzzone
Dir.	Messrichtung (Kurzschlussrichtung) der Distanzzone Zur Ermittlung der Kurzschlussrichtung wird das Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) vorausgesetzt. Die Richtung des **roten** Messpfeils definiert die positive Stromfluss- bzw. Leistungsflussmessrichtung. ▪ 0 : Ungerichtet = Vorwärts ODER Rückwärts ▪ 1 : Vorwärts ▪ 2 : Rückwärts Die eingestellte Kurzschlussrichtung wird in einer weiteren Spalte als Text angezeigt. Durch einen **Left Mouse Button Click** auf eine Zelle dieser Spalte wird ein kontextsensitives Menü zur Auswahl der Kurzschlussrichtung angezeigt. 
ϕ [°]	Winkel der Richtungsgerade der Distanzzone gegenüber der horizontalen Bezugsachse des Polygons
|kE|	Betrag des Erdstromkompensationsfaktors der Distanzzone
kE [°]	Winkel des Erdstromkompensationsfaktors der Distanzzone ▪ Der Erdstromkompensationsfaktor muss auf die Sekundärseite der Spannungswandler und Stromwandler bezogen berechnet werden. ▪ Der Erdstromkompensationsfaktor der 1. Distanzzone wird automatisch für alle Distanzzonen verwendet.

6.1.26.13.1 Berechnung der polygonalen Impedanzauslösefläche

Der in der Distanzschutzfunktion implementierte Algorithmus überprüft, ob die berechnete Mitimpedanz der Kurzschlussmessschleife $\underline{Z}_{1k}$ innerhalb der Auslösefläche liegt. Dazu werden die Eckpunkte der polygonalen Impedanzauslösefläche (im Folgenden auch als Polygon oder Auslösefläche bezeichnet) berechnet, die aus den Einstellwerten ermittelt werden können.

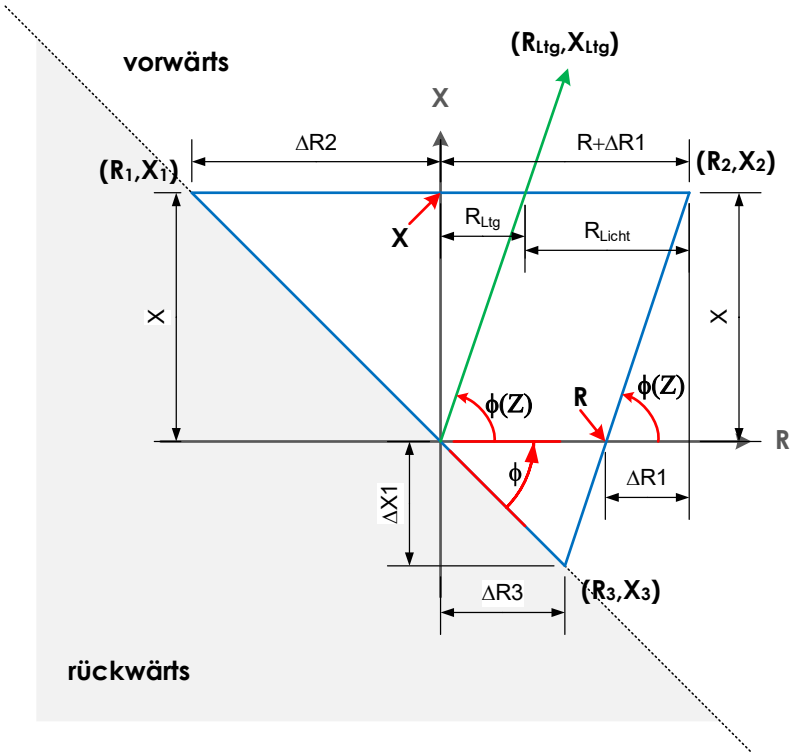


Abbildung 126: Berechnung der polygonalen Auslösefläche der Distanzschutzfunktion

$$\Delta R_1 = \frac{X}{\tan\left(\phi(Z)\right)}$$

$$\Delta R_2 = X \cdot \tan\left(90° - \phi\right)$$

Für die Richtungsgerade gilt:

$$X = -\tan\left(\phi\right) \cdot R$$

Für die Impedanzgerade des Schutzobjektes gilt:

$$X = \tan\left(\phi(Z)\right) \cdot R$$

Daraus ergibt sich für die Impedanzgeraden der parallel nach rechts verschobenen Begrenzung des Polygons (mit Nulldurchgang in (R, 0)):

$$X = \tan\left(\varphi(Z)\right) \cdot \left(R - R_{Licht}\right)$$

Sucht man jetzt den Wert R des Schnittpunktes der Richtungsgeraden und der rechten Begrenzungsgeraden des Polygons, so kann im Schnittpunkt (ΔR3, ΔX1) der Gleichungen der Wert ΔR3 berechnet werden:

$$\Delta X_1 = -\tan(\phi)\cdot\Delta R_3$$

$$\Delta X_1 = \tan(\varphi(Z))\cdot(\Delta R_3 - R_{Licht})$$

$$-\tan(\phi)\cdot\Delta R3 = \tan(\varphi(Z))\cdot(\Delta R3 - R_{Licht})$$

$$-\tan(\phi)\cdot\Delta R3 = \tan(\varphi(Z))\cdot\Delta R3 - \tan(\varphi(Z))\cdot R_{Licht}$$

$$\tan(\phi)\cdot\Delta R3 = -\tan(\varphi(Z))\cdot\Delta R3 + \tan(\varphi(Z))\cdot R_{Licht}$$

$$(\tan(\phi)+\tan(\varphi(Z)))\cdot\Delta R3 = \tan(\varphi(Z))\cdot R_{Licht}$$

$$\Delta R3 = \frac{\tan(\varphi(Z))}{\tan(\phi)+\tan(\varphi(Z))}\cdot R_{Licht}$$

Es kann nun der Wert ΔX1 berechnet werden.

$$\Delta X1 = -\tan(\phi)\cdot\frac{\tan(\varphi(Z))}{\tan(\phi)+\tan(\varphi(Z))}\cdot R_{Licht}$$

Daraus folgt für die Eckpunkte des Polygons:

$$(R_1, X_1) = ((-1\cdot\Delta R2), X) = (-1\cdot X\cdot\tan(90°-\phi), X)$$

$$(R_2, X_2) = (R+\Delta R1, X) = \left(R+\frac{X}{\tan(\phi(Z))}, X\right)$$

$$(R_3, X_3) = (\Delta R3, \Delta X1) = \left(\frac{\tan(\varphi(Z))}{\tan(\phi)+\tan(\varphi(Z))}\cdot R_{Licht}, -\tan(\phi)\cdot\frac{\tan(\varphi(Z))}{\tan(\phi)+\tan(\varphi(Z))}\cdot R_{Licht}\right)$$

$$(R_3, X_3) = \left(\frac{\tan(\varphi(Z))}{\tan(\phi)+\tan(\varphi(Z))}\cdot R_{Licht}, \frac{-\tan(\phi)\cdot R_{Licht}}{1+\frac{\tan(\phi)}{\tan(\varphi(Z))}}\right)$$

6.1.26.13.2 Polygon für Kurzschlussrichtung vorwärts, rückwärts und ungerichtet

Das Polygon der Kurzschlussrichtung **rückwärts** kann aus dem Polygon der Kurzschlussrichtung **vorwärts** durch eine Drehung um 180° und umgekehrt berechnet werden (Drehsymmetrie). Für die Kurzschlussrichtung **ungerichtet** wird geprüft, ob der Vektor der berechneten Kurzschlussimpedanz in dem Polygon der Kurzschlussrichtung **vorwärts ODER** dem Polygon der Kurzschlussrichtung **rückwärts** liegt.

6.1.26.14 DIST: Kreiskennlinie

Die Kreiskennlinie der Distanzschutzfunktion wird für jede Distanzzone mit den in der Tabelle in Registerkarte **Distanzschutz** eingestellt. Die Impedanzen sind Sekundärimpedanzen. Es können aber auch Primärimpedanzen verwendet werden, wenn die Strom- und Spannungswandler neutral eingestellt werden. Wie beim Distanzschutz üblich wird die Mitimpedanz $\underline{Z}_1 = R_1 + jX_1$ zwischen Messort und dem Kurzschlussort berechnet und mit der Auslösefläche verglichen. Die in ATPDesigner implementierte Kreiskennlinie entspricht der in Abbildung 128 dargestellten Kreiskennlinie.

⇨ Die Kreiskennlinie kann nur für die **Berechnung stationärer Netzzustände** verwendet werden.

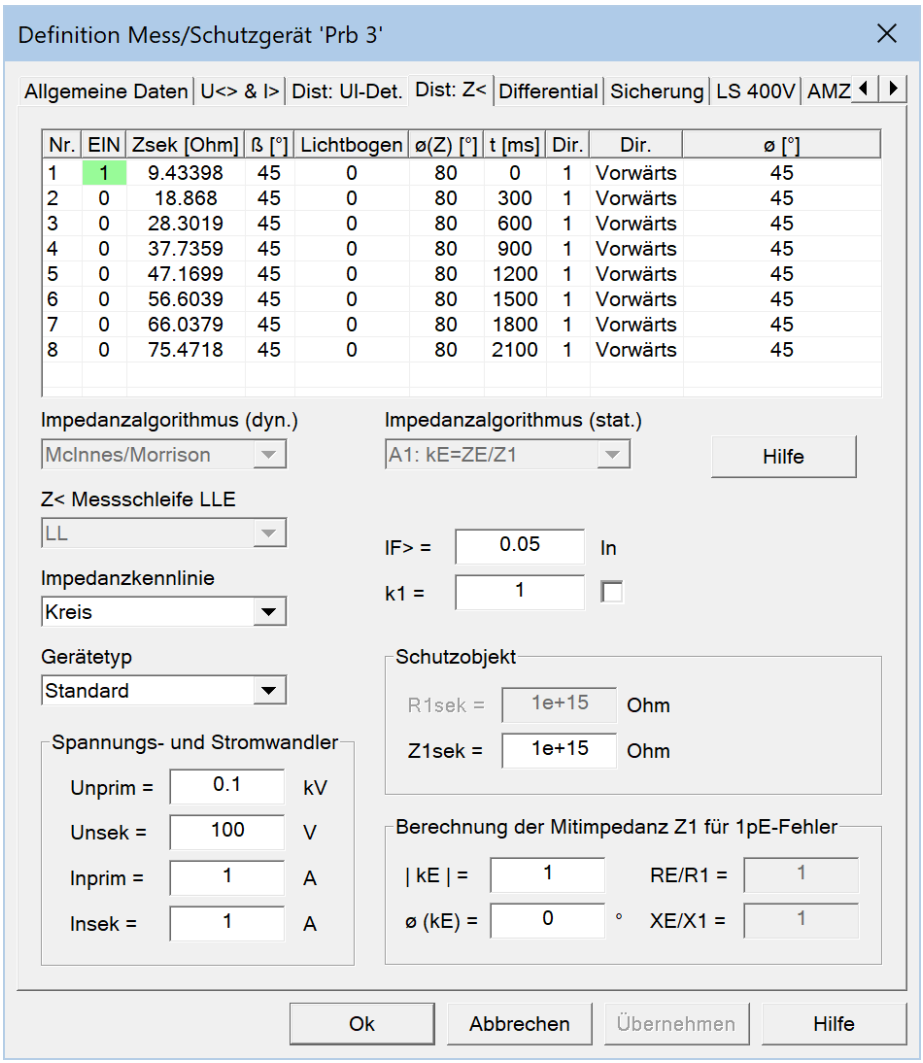


Abbildung 127: Registerkarte *Distanzschutz* mit Auslösefläche *Kreis*

Einstellwert	Bedeutung
Zsek	Betrag der Impedanz der Kreiskennlinie (= Zn in Abbildung 128)
β [°]	Startwinkel der Lichtbogenreserve
Lichtbogen	▪ 0 = ohne Lichtbogenreserve ▪ 1 = mit Lichtbogenreserve
ϕ(Z) [°]	Impedanzwinkel des zu schützenden Netzwerkelementes
t [ms]	Staffelzeit der Distanzzone
Dir.	Messrichtung (Kurzschlussrichtung) der Distanzzone ▪ 0 : Ungerichtet = Vorwärts ODER Rückwärts ▪ 1 : Vorwärts ▪ 2 : Rückwärts
ϕ [°]	Winkel der Richtungsgeraden der Distanzzone

Die Einstellwerte der Kreiskennlinie wurden wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt in Anlehnung an die Kreiskennlinie von Distanzschutzprodukten der Fa. Schneider-Electric definiert.

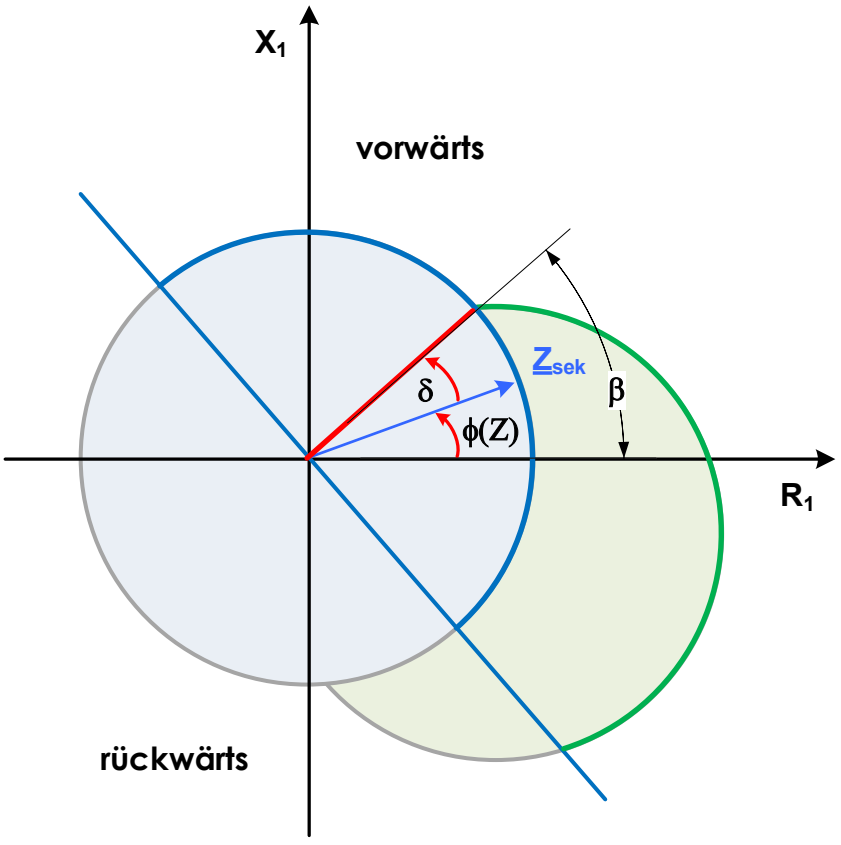


Abbildung 128: Kreiskennlinie der Distanzschutzfunktion (Quelle: Schneider-Electric, P433)

Der berechnete Betrag der Kurzschlussimpedanz wird mit dem eingestellten Impedanzbetrag der Distanzzonen verglichen. Ist der berechnete Betrag der Kurzschlussimpedanz kleiner oder gleich dem eingestellten Impedanzbetrag, so erfolgt ein AUS-Kommando der entsprechenden Distanzzone.

6.1.26.14.1 Lichtbogenreserve

Ist die Lichtbogenreserve mit **Lichtbogen = 1** aktiviert, so wird der Betrag der berechneten Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_k$ korrigiert.

$$Z_{k,korr} = \frac{Z_k}{1+\sin(\delta)}$$

Der Parameter δ berechnet sich wie folgt.

$$-45° < \varphi_Z < \beta \Rightarrow \delta = \beta - \varphi_Z$$

$$135° < \varphi_Z < (\beta + 180°) \Rightarrow \delta = \beta - \varphi_Z + 180°$$

6.1.26.15 DIST: MHO-Kennlinie

Die MHO-Kennlinie ist nicht verfügbar.

6.1.26.16 DIST: Fußpunktfreigabe $I_F>$ der Impedanzberechnung

Die Impedanzberechnung wird durch die **Fußpunktfreigabe $I_F>$** freigegeben. Dabei wird zwischen der **globalen Freigabe der Impedanzberechnung** und der **Freigabe der Impedanzmessschleifen** unterschieden. Durch die Fußpunktfreigabe soll verhindert werden, dass bei sehr kleinen Strömen sehr große Scheinimpedanzen berechnet werden, die ggfs. zu Überfunktionen führen können.

6.1.26.16.1 Globale Freigabe der Impedanzberechnung

Überschreitet mindestens einer der Beträge der Leiterströme I_{L123} die Fußpunktfreigabe $I_F>$, so wird die Berechnung der Impedanzen global freigegeben. Sonst werden die Impedanzen der Messschleifen zu 0Ω gesetzt und die Entscheide der Distanzzonen als ungültig definiert.

$$I_F >_{global} = (I_{L1} > I_F >) \, ODER \, (I_{L2} > I_F >) \, ODER \, (I_{L3} > I_F >)$$

$I_{F> global}$ = TRUE: Globale Freigabe der Impedanzberechnung erteilt

6.1.26.16.2 Freigabe der Impedanzmessschleife

Ist die globale Freigabe der Impedanzberechnung erteilt, so wird dann die Impedanz einer Impedanzmessschleife berechnet und zur Ermittlung des Distanzzonenentscheides verwendet, wenn die Beträge der Leiterströme der zur Impedanzmessschleife gehörenden Leiter größer als die Fußpunktfreigabe $I_F>$ sind.

- Beispiel: **2p-Kurzschluss L1-L2**
  - Globale Fußpunktfreigabe, wenn ($I_{L1} > I_F>$) ODER ($I_{L2} > I_F>$) ODER ($I_{L3} > I_F>$)
  - Freigabe Impedanzberechnung und Distanzzonenentscheid, wenn ($I_{L1} > I_F>$) UND ($I_{L2} > I_F>$) UND globale Fußpunktfreigabe

- Beispiel: **1pE-Kurzschluss L1-E**
  - Globale Fußpunktfreigabe, wenn ($I_{L1} > I_F>$) ODER ($I_{L2} > I_F>$) ODER ($I_{L3} > I_F>$)
  - Freigabe Impedanzberechnung und Distanzzonenentscheid, wenn ($I_{L1} > I_F>$) UND globale Fußpunktfreigabe

KEINE Fußpunktfreigabe in Leiter L1, L2 oder L3	Zurücksetzen der berechneten Impedanzen der Mess-schleifen Leiter-Erde und Leiter-Leiter
$I_{L1} \leq I_F>$	$Z_{L1E} = 0\Omega$, $Z_{L1L2} = 0\Omega$, $Z_{L3L1} = 0\Omega$
$I_{L2} \leq I_F>$	$Z_{L2} = 0\Omega$, $Z_{L1L2} = 0\Omega$, $Z_{L2L3} = 0\Omega$
$I_{L3} \leq I_F>$	$Z_{L3} = 0\Omega$, $Z_{L2L3} = 0\Omega$, $Z_{L3L1} = 0\Omega$

Tabelle 9: Rücksetzen der Messschleifenimpedanzen abhängig von der Fußpunktfreigabe

6.1.26.17 DIST: Leiterbevorzugung beim 2pE - *Z< Messschleife LLE*

Im Falle eines 2pE-Fehlers kann festgelegt werden, ob die Leiter-Leiter- oder eine der Leiter-Erd-Messschleifen zur Berechnung der Mitimpedanz verwendet werden. Diese Einstellmöglichkeit wird auch Leiterbevorzugung genannt. Die Leiterbevorzugung wird auch bei der **Berechnung eines stationären Netzzustandes** angewendet.

Einstellwert	Bedeutung
LL	Auswahl der Leiter-Leiter-Messschleife
LE (voreilend)	Auswahl der voreilenden Leiter-Erd-Messschleife
LE (nacheilend)	Auswahl der nacheilenden Leiter-Erd-Messschleife

6.1.26.17.1 DIST: Leiterbevorzugung 2pE für dynamische Netzvorgänge

Mit Hilfe des Einstellwertes kann z.B. im Falle einer kompensierten Sternpunktbehandlung einer der beiden Fußpunkte des 2pE-Kurzschluss angeschaltet werden.

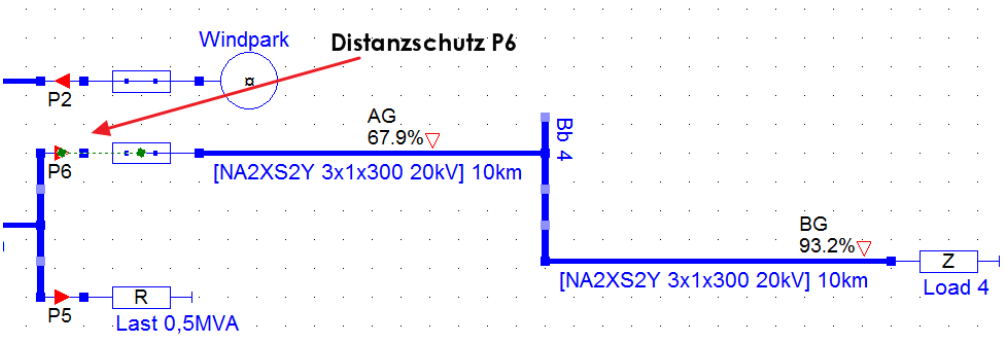


Abbildung 129: Beispiel: Mess/Schutzgerät P6 mit Distanzschutz beim 2pE-Kurzschluss

In obiger Abbildung wird die **Arbeitsweise der Leiterbevorzugung** hinsichtlich der Auswahl der Impedanzmessschleifen verdeutlicht. Die Überstromanregung des **Distanzschutzes am Messort P6** wurde so eingestellt, dass ein 1pE-Kurzschluss am Ende der 2. 10km langen Leitung sicher erkannt wird. Die 1. Distanzzone ist auf 85% der gesamten

Leitungslänge von 20km mit einer Staffelzeit von 0ms (Schnellzeit) eingestellt, die 2. Distanzzone auf 110% der gesamten Leitungslänge und einer Staffelzeit vom 300ms. Die 2. Distanzzone soll als Reserveschutzzone wirken.

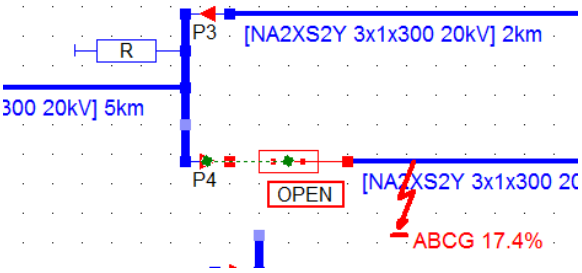


Abbildung 130: Distanzschutz: Anzeige des geöffneten Leistungsschalters

ATPDesigner zeigt den geöffneten Schalter, der mit dem Distanzschutz verbunden ist, in der Netzgrafik farbig und durch das Textelement **OPEN** an.

Im Falle der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** wird das AUS-Kommando **OPEN** am Schalter Switch angezeigt. Bei der Berechnung eines stationären Netzzustandes wird das AUS-Kommando am Mess/Schutzgerät angezeigt.

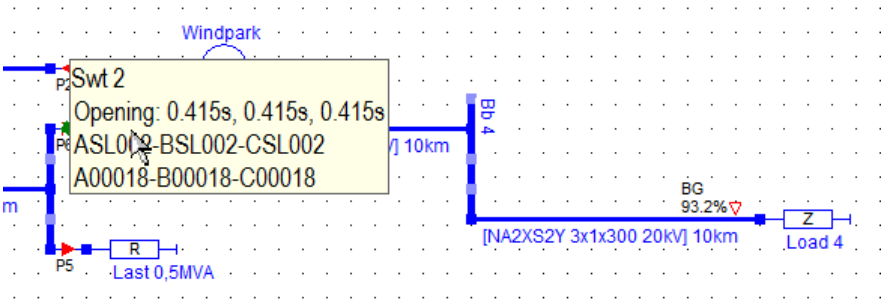


Abbildung 131: Distanzschutz: Anzeige der polselektiven AUS-Kommandozeit

Wird der Cursor über dem Leistungsschalter positioniert, so wird die polselektive AUS-Kommandozeit in einem Tooltip angezeigt.

⇨ Die angezeigte **AUS-Kommandozeit** ist als Schaltzeitpunkt im Sinne einer absoluten Zeitangabe zu verstehen, der auf **den Beginn der Simulation, d.h. t = 0ms** bezogen ist, nicht auf den Kurzschlusseintritt oder die Anregung des Distanzschutzsystems. Der Fehlereintrittszeitpunkt muss subtrahiert werden, um die Schnellzeit ermitteln zu können.

Die Anregemeldungen des Distanzschutzes am Messort P6 zeigt einen 2-poligen Kurzschluss mit Erdberührung L12E. Abhängig von der Leiterbevorzugung ergibt sich folgende Messschleifenauswahl.

Einstellwert	Bedeutung
LL	Auswahl der Leiter-Leiter-Messschleife
LE (voreilend)	Auswahl der voreilenden Leiter-Erd-Messschleife
LE (nacheilend)	Auswahl der nacheilenden Leiter-Erd-Messschleife

- **Z< Messschleife LLE: *LL***
  Auswahl der Leiter-Leiter-**Messschleife L12**

- **Z< Messschleife LLE: *LE (voreilend)***
  Auswahl der voreilenden **Leiter-Erd-Messschleife L1E**

- **Z< Messschleife LLE: *LE (nacheilend)***
  Auswahl der nacheilenden **Leiter-Erd-Messschleife L2E**

Der Distanzschutz berechnet für die ausgewählte Messschleife die Mitimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ und beurteilt den Impedanzwert in Bezug auf das Auslösepolygon. Die korrekte Auswahl kann im Beispiel von Abbildung 129 einfach durch die AUS-Kommandozeiten beurteilt werden.

- **Z< Messschleife LLE: *LE (voreilend)***
  Die Mitimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ der Messschleife L1E liegt innerhalb der 1. Distanzzone. Das AUS-Kommando erfolgt zum Zeitpunkt 415ms. Bei einer eingestellten fehlerfreien Vorlaufzeit 20 Perioden (Kapitel 6.4.1) und einer Staffelzeit von 0ms, beträgt die AUS-Kommandozeit des Distanzschutzes ca. 15ms nach Kurzschlusseintritt.

- **Z< Messschleife LLE: *LE (nacheilend)***
  Die Mitimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ der Messschleife L2E liegt innerhalb der 2. Distanzzone. Das AUS-Kommando erfolgt zum Zeitpunkt 708ms. Bei einer eingestellten fehlerfreien Vorlaufzeit 20 Perioden (Kapitel 6.4.1) und einer Staffelzeit von 300ms, beträgt die AUS-Kommandozeit des Distanzschutzes ca. 308ms nach Kurzschlusseintritt.

- **Z< Messschleife LLE: *LL***
  Die Beurteilung der Einstellung Leiterbevorzugung ist schwieriger. Der Distanzschutz wählt hier die Messschleife L12 aus. Die Mitimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ ist abhängig von beiden Fußpunkten des 2pE-Fehlers. In dem gewählten Beispiel erfolgt das AUS-Kommando zum Zeitpunkt 708ms. Die Mitimpedanz der Messschleife $\underline{Z}_{1k}$ liegt also in der 2. Distanzzone.

Abbildung 132: Distanzschutz: Auslöseverhalten beim 2pE-Kurzschluss mit *LE (voreilend)*

Obige Abbildung zeigt beispielhaft das zeitliche Auslöseverhalten des Distanzschutzes für das Beispiel in Abbildung 129 für die Leiterbevorzugung **LE (voreilend)**. Die **magenta Linie** ist das zeitliche Verhalten der Generalanregung, die **orange Linie** des AUS-Kommandos.

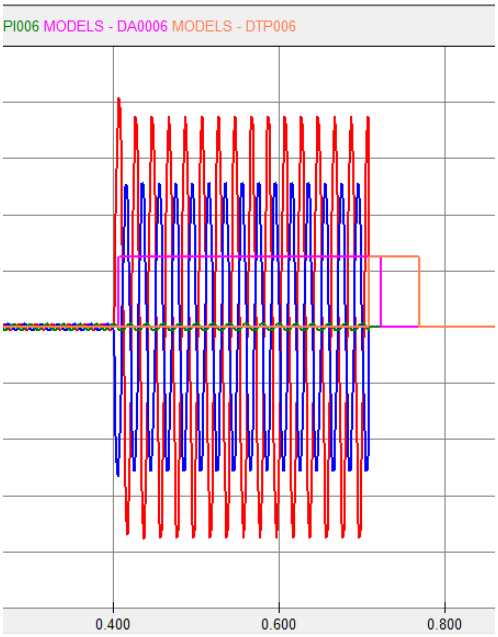


Abbildung 133: Distanzschutz: Auslöseverhalten beim 2pE-Kurzschluss mit *LE (voreilend)*

Abbildung 133 zeigt beispielhaft das zeitliche Auslöseverhalten des Distanzschutzes für das Beispiel in Abbildung 129 für die Leiterbevorzugung **LE (voreilend)**. Die **magenta Linie** ist das zeitliche Verhalten der Generalanregung, die **orange Linie** des AUS-Kommandos. Das zeitliche Signal der Generalanregung und des AUS-Kommandos wurde mit einem Multiplikationsfaktor 1000 skaliert.

6.1.26.18 DIST: Messschleifenauswahl für das interne AUS-Signal (Distanz-AUS)

Zur Ermittlung des internen AUS-Kommandos werden je nach Anregung eine oder mehrere der sechs möglichen Impedanzmessschleifen Leiter-Leiter und Leiter-Erde ausgewertet. Das interne AUS-Kommando wird nur dann erzeugt, wenn bei der entsprechenden Anregung die Mitimpedanz der Impedanzmessschleifen innerhalb der Auslösefläche einer Distanzzone liegt und die zugehörige Staffelzeit abgelaufen ist.

Das **interne AUS-Kommando** wird generiert, wenn

1. eine Generalanregung vorliegt UND
2. mindestens einer der Mitimpedanzen der sechs Leiter-Erd- und Leiter-Leiter-Impedanzmessschleifen innerhalb der Auslösefläche einer Distanzzone liegt UND
3. kein AUS-Kommando ansteht UND
4. die Staffelzeit der Distanzzone abgelaufen ist UND
5. die Fußpunktfreigabe $I_F>$ in den zugehörigen Leiterströmen erkannt wurde.

Im Falle der **Berechnung des stationären Netzzustandes** wird davon ausgegangen, dass kein AUS-Kommando ansteht. Die Staffelzeiten werden statisch ausgewertet.

Anregung	Auswertung der Impedanzmessschleife
L1E	L1E
L2E	L2E
L3E	L3E
L12E	L12 oder L1E oder L2E *)
L23E	L23 oder L2E oder L3E *)
L31E	L12 oder L3E oder L1E *)
L123E	L12
L12	L12
L23	L23
L31	L31
L123	L12

Tabelle 10: Distanzschutz: Messschleifenauswahl für das interne AUS-Signal

Wie in der obigen Tabelle zu erkennen ist, werden bevorzugt die Mitimpedanzen der Leiter-Leiter-Impedanzmessschleifen ausgewertet, da hier der Erdstromkompensationsfaktor $\underline{k}_E$ keinen Einfluss auf die Berechnung der Mitimpedanz hat.

Die in obiger Tabelle dargestellte Auswahlstrategie ist typisch für einen **einsystemigen Distanzschutz**, der unabhängig von der Anregung immer nur die Mitimpedanz einer Impedanzmessschleife auswertet. Die Auswahl der Impedanzmessschleife bei 2pE-Anregung*) ist abhängig vom Einstellwert **Z< Messschleife LLE**. In Tabelle 11 ist die anregeabhängige Auswahl der Impedanzmessschleife dargestellt.

Anregung	LL	LE (voreilend)	LE (nacheilend)
L12E	L12	L1E	L2E
L23E	L23	L2E	L3E
L31E	L31	L1E	L3E

Tabelle 11: Distanzschutz: Messschleifenauswahl bei 2pE-Anregung

Die Schleifenauswahl wird mit Hilfe der leiterselektiven Anregungen, die aus den Überstrom-, der Unterspannungs- und Überspannungsanregemeldungen ermittelt werden, ausgeführt.

⇨ Die Schutzfunktion Überstromzeitschutz Erdstrom IE> ist eine von dem Anregesystem des Distanzschutz unabhängige Schutzfunktion, die eine der Leiter-Erd-Messschleifen, nicht aber eine Leiter-Leiter-Messchleife für das Distanzmesssystem auswählen und freigeben kann. Diese Schutzfunktion arbeitet parallel zu dem Anregesystem des Distanzschutzes. Die Auswahl der Impedanzmessschleife erfolgt unabhängig vom Anregesystem des Distanzschutzes.

6.1.26.19 DIST: 3-poliges AUS-Kommando des Distanzschutzes

Wird eine **Berechnung der dynamischen Netzvorgänge** durchgeführt, so erfolgt abhängig vom zeitlichen Auslöseverhalten des Distanzschutzes ein zeitlich versetztes Öffnen der Pole des zugeordneten Leistungsschalters. Der Distanzschutz steuert den zugeordneten Schalter leiterselektiv also 1-polig an. Der AUS-Befehl wird leiterselektiv in

der Nähe des Stromnulldurchganges an den jeweiligen Polen des Schalters ausgegeben. Dadurch wird das Löschen der Lichtbögen in der Schaltkammer näherungsweise nachgebildet.

Wird intern im Distanzschutzalgorithmus ein 3-poliges AUS-Kommando erzeugt, so wird leiterselektiv der aktuelle Augenblickswert des Leiterstromes gespeichert. Wechselt im Verlauf der Netzberechnung der Augenblickswert des Leiterstromes sein Vorzeichen, so wird der AUS-Befehl an den Schalter ausgegeben. Mit dieser Maßnahme werden auch numerische Oszillationen des ATP verhindert oder verringert.

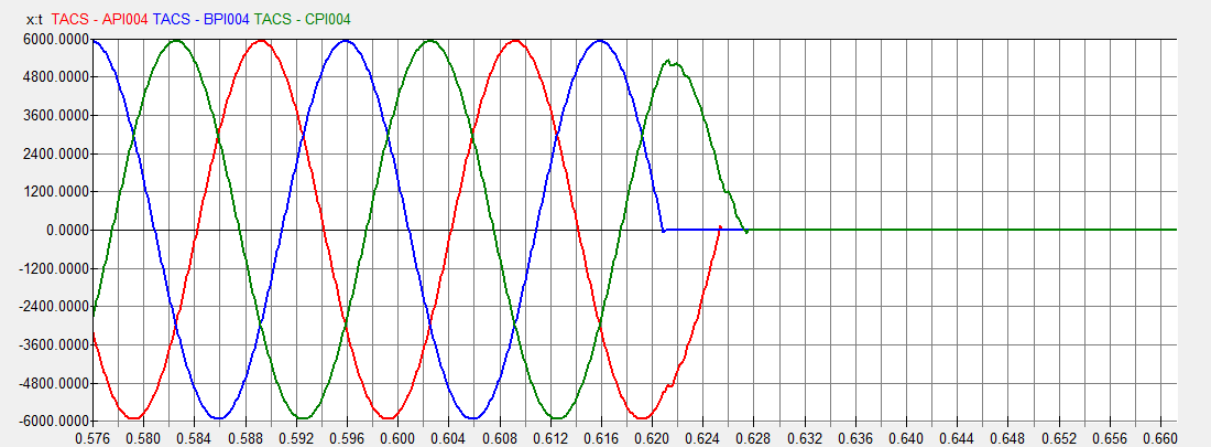


Abbildung 134: 3-poliges Abschalten des Kurzschlussstromes durch den Distanzschutz

6.1.26.20 DIST: Fehlerimpedanz am Kurzschlussort

Optional kann am Kurzschlussort (**roter Blitz**) eine Fehlerimpedanz eingestellt werden. Abhängig von der Fehlerart werden eine oder mehrere Leiter-Erd-Impedanzen oder Leiter-Leiter-Impedanzen verwendet. Das interne ATP basierte Modell der Fehlerimpedanz hat je nach Fehlerart unterschiedliche Auswirkungen auf die vom Distanzschutz berechnete Kurzschlussimpedanz im Mitsystem.

Bei den nachfolgenden Betrachtungen wird davon ausgegangen, dass alle Betriebsmittel des Stromnetzes bezüglich ihrer elektrischen Eigenschaften symmetrisch sind. Es werden die Auswirkungen einer Fehlerimpedanz am Kurzschlussort auf die berechnete Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ für verschiedene Fehlerarten diskutiert.

Das interne AUS-Kommando des Distanzschutzes ist u.a. abhängig von der ausgewählten Kurzschlussmessschleife. Die Definition des internen ATP basierten Modells der Fehlerimpedanz am Kurzschlussort wird daher für jede Fehlerart aus Sicht des Distanzschutzes geeignet gewählt.

6.1.26.20.1 DIST: Fehlerimpedanz im Falle der Fehlerart 1pE

Im Falle eines 1-poligen Erdkurzschlusses wird die Fehlerimpedanz der Impedanzmessschleife Leiter-Erde eingemessen. Der Distanzschutz berechnet die Kurzschlussimpedanz im Mitsystem $\underline{Z}_{1k}$ aus der Leiter-Erd-Spannung $\underline{U}_{LE}$, dem Leiterstrom $\underline{I}_{L}$ und dem Summenstrom $\underline{I}_{E}$.

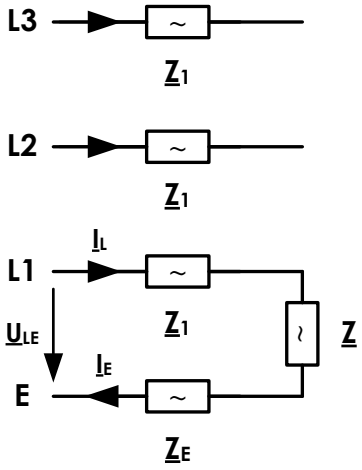


Abbildung 135: Fehlerart 1pE: Fehlerimpedanz $\underline{Z}$ am Kurzschlussort

Geht man von einem metallischen Kurzschluss ohne Fehlerimpedanz am Kurzschlussort ($\underline{Z}$ = 0Ω) aus, so kann die Kurzschlussimpedanz im Mitsystem wie folgt berechnet werden.

$$\underline{U}_{LE} = \underline{I}_L \cdot \underline{Z}_1 + \underline{I}_E \cdot \underline{Z}_E$$

$$\underline{Z}_{1k} = \underline{Z}_1 = \frac{\underline{U}_{LE}}{\underline{I}_L + \underline{k}_E \cdot \underline{I}_E} \text{ mit } \underline{k}_E = \frac{\underline{Z}_E}{\underline{Z}_1}$$

Die Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ entspricht damit der Mitimpedanz des zu schützenden Betriebsmittels.

Der in ATPDesigner implementierte Distanzschutzalgorithmus verwendet wie auch in der Netzschutztechnik üblich den Imaginärteil der Kurzschlussimpedanz im Mitsystem $X_{1k} = \mathrm{Im}(\underline{Z}_{1k})$ in Zusammenhang mit den Auslöseflächen in der Impedanzebene als Kriterium für die Beurteilung, ob ein AUS-Kommando erteilt wird oder nicht.

Ist eine Fehlerimpedanz $\underline{Z}$ am Kurzschlussort vorhanden, so kann sowohl der Realteil als auch der Imaginärteil der berechneten Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ verfälscht werden.

$$\underline{U}_{LE} = \underline{I}_L \cdot \underline{Z}_1 + \underline{I}_L \cdot \underline{Z} + \underline{I}_E \cdot \underline{Z}_E$$

$$\underline{Z}_{1k} = \frac{\underline{U}_{LE}}{\underline{I}_L + \underline{k} \cdot \underline{I}_L + \underline{k}_E \cdot \underline{I}_E} = \frac{\underline{U}_{LE}}{\underline{I}_L \cdot (1 + \underline{k}) + \underline{k}_E \cdot \underline{I}_E} \text{ mit } \underline{k} = \frac{\underline{Z}}{\underline{Z}_1}$$

Es ist ersichtlich, dass die berechnete Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ nicht der Mitimpedanz des Betriebsmittels entspricht.

6.1.26.20.2 DIST: Fehlerimpedanz im Falle der Fehlerart 2p

Im Falle eines 2-poligen Leiter-Leiter-Kurzschlusses wird die Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ im Mitsystem aus einer Leiter-Leiter-Spannung $\underline{U}_{LL}$ und zwei Leitströmen $\underline{I}_L$ berechnet. Da

nur eine Leiter-Leiter-Impedanzmessschleife ausgewertet wird, berechnet der Impedanz Algorithmus direkt die Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ im Mitsystem. Die Erdimpedanz $\underline{Z}_E$ wird nicht benötigt. Ausgehend von einem metallischen Kurzschluss ohne Fehlerimpedanz am Kurzschlussort ($\underline{Z}$ = 0Ω) ergibt sich folgende Betrachtung.

$$\underline{U}_{L1} = \underline{I}_{L1} \cdot \underline{Z}_1 - \underline{I}_{L2} \cdot \underline{Z}_1 + \underline{U}_{L2}$$

$$\underline{Z}_{1k} = \underline{Z}_1 = \frac{\underline{U}_{L1} - \underline{U}_{L2}}{\underline{I}_{L1} - \underline{I}_{L2}}$$

Die Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ entspricht damit der Mitimpedanz des zu schützenden Betriebsmittels.

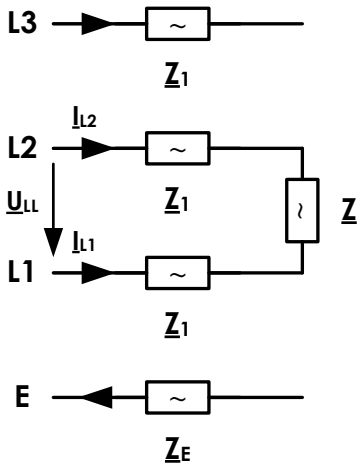


Abbildung 136: Fehlerart 2p: Fehlerimpedanz $\underline{Z}$ am Kurzschlussort

Die Auswirkung einer Fehlerimpedanz $\underline{Z}$ am Kurzschlussort ist abhängig vom Verhältnis der Fehlerimpedanz $\underline{Z}$ zur Mitimpedanz $\underline{Z}_1$ des zu schützenden Betriebsmittels und kann sowohl eine Verfälschung des Realteils als auch des Imaginärteils der berechneten Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ verursachen. Geht man von einem einseitig gespeisten Kurzschlussort $\underline{I}_{L1}$ = - $\underline{I}_{L2}$ aus, so ergibt sich:

$$\underline{U}_{L1} = \underline{I}_{L1} \cdot \underline{Z}_1 + \underline{I}_{L1} \cdot \underline{Z} - \underline{I}_{L2} \cdot \underline{Z}_1 + \underline{U}_{L2}$$

$$\underline{U}_{L1} - \underline{U}_{L2} = \left(\underline{I}_{L1} - \underline{I}_{L2}\right) \cdot \underline{Z}_1 + \underline{I}_{L1} \cdot \underline{Z}$$

$$\underline{Z}_{1k} = \frac{\underline{U}_{L1} - \underline{U}_{L2}}{\underline{I}_{L1} - \underline{I}_{L2}} = \underline{Z}_1 + \frac{\underline{I}_{L1}}{\underline{I}_{L1} - \underline{I}_{L2}} \cdot \underline{Z}$$

$$\underline{Z}_{1k} = \underline{Z}_1 + \frac{\underline{I}_{L1}}{\underline{I}_{L1} - \underline{I}_{L2}} \cdot \underline{Z}$$

$$\underline{Z}_{1k} = \underline{Z}_1 + \frac{\underline{I}_{L1}}{2 \cdot \underline{I}_{L1}} \cdot \underline{Z}$$

$$\underline{Z}_{1k} = \underline{Z}_1 + \frac{\underline{Z}}{2}$$

Es ist ersichtlich, dass die berechnete Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ nicht der Mitimpedanz des Betriebsmittels entspricht. Für den Sonderfall einer Fehlerimpedanz $\underline{Z}$ = R wird bei nur der Realteil der berechneten Kurzschlussimpedanz verfälscht.

$$\underline{Z}_{1k} = \underline{Z}_1 + \frac{R_F}{2} = \left(R_1 + \frac{R_F}{2} \right) + jX_1$$

Nur für den Sonderfall $\underline{Z}$ = R bei einseitiger Speisung des Kurzschlusses ist der Imaginärteil der berechneten Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ weiterhin proportional zur Reaktanz Entfernung des Kurzschlussortes und kann als Distanzkriterium verwendet werden. In der Netzschutztechnik wird die ausschließliche Verfälschung des Realteils der berechneten Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ üblicherweise durch eine Lichtbogenreserve in den Impedanzauslöseflächen berücksichtigt.

6.1.26.20.3 DIST: Fehlerimpedanz im Falle der Fehlerart 2pE

Im Falle eines 2-poligen Erdkurzschlusses mit einem Fußpunkt wird das nachfolgend dargestellte Modell am Kurzschlussort verwendet. Da der Distanzschutz im Falle eines 2pE-Kurzschlusses die Leiter-Leiter-Messschleife auswählt, wird in dem nachfolgend dargestellten Modell der Fehlerimpedanz der Wert $\underline{Z}/2$ wie gezeigt verwendet. Dadurch ergibt sich für die drei möglichen Leiter-Leiter- und Leiter-Erde-Impedanzmessschleifen unter der Annahme symmetrischer Betriebsmittel eine zusätzliche Schleifenimpedanz von $\underline{Z} = \underline{Z}/2 + \underline{Z}/2$. Für die Kurzschlussimpedanz des zu schützenden Betriebsmittels im Mitsystem ergibt sich analog zu den Betrachtungen für die Fehlerart 2p:

$$\underline{Z}_{1k} = \underline{Z}_1 + \frac{\underline{Z}}{2}$$

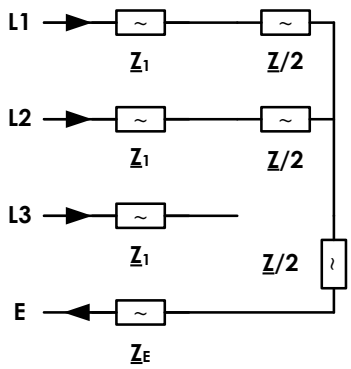


Abbildung 137: Fehlerart 2pE - Modell der Fehlerimpedanz $\underline{Z}$ am Kurzschlussort

6.1.26.20.4 DIST: Fehlerimpedanz im Falle der Fehlerart 3p

Im Falle eines 3-poligen Kurzschlusses werden am Kurzschlussort drei Leiter-Erd-Fehlerimpedanzen in Sternschaltung mit isoliertem Sternpunkt verwendet. Da der Distanzschutz im Falle einer 3p-Anregung eine Leiter-Leiter-Impedanzmessschleife auswählt,

können die Betrachtungen der Fehlerart 2p verwendet werden. Es muss beachtet werden, dass in einer Messschleife die Fehlerimpedanz zweifach enthalten ist. Darüber hinaus wird von einer einseitigen Speisung des Kurzschlusses $\underline{I}_{L1} = -\underline{I}_{L2}$ ausgegangen.

$$\underline{U}_{L1} = \underline{I}_{L1} \cdot \underline{Z}_1 + \underline{I}_{L1} \cdot 2 \cdot \underline{Z} - \underline{I}_{L2} \cdot \underline{Z}_1 + \underline{U}_{L2}$$

$$\underline{U}_{L1} - \underline{U}_{L2} = \left(\underline{I}_{L1} - \underline{I}_{L2}\right) \cdot \underline{Z}_1 + \underline{I}_{L1} \cdot 2 \cdot \underline{Z}$$

$$\frac{\underline{U}_{L1} - \underline{U}_{L2}}{\underline{I}_{L1} - \underline{I}_{L2}} = \underline{Z}_1 + \frac{\underline{I}_{L1}}{\underline{I}_{L1} - \underline{I}_{L2}} \cdot 2 \cdot \underline{Z}$$

$$\underline{Z}_{1k} = \frac{\underline{U}_{L1} - \underline{U}_{L2}}{\underline{I}_{L1} - \underline{I}_{L2}} = \underline{Z}_1 + \frac{\underline{I}_{L1}}{2 \cdot \underline{I}_{L1}} \cdot 2 \cdot \underline{Z}$$

$$\underline{Z}_{1k} = \underline{Z}_1 + \underline{Z}$$

Für den Sonderfall einer resistiven Fehlerimpedanz $\underline{Z}$ = R wird nur der Realteil der berechneten Kurzschlussimpedanz verfälscht.

$$\underline{Z}_{1k} = \underline{Z}_1 + R_F = \left(R_1 + R_F\right) + jX_1$$

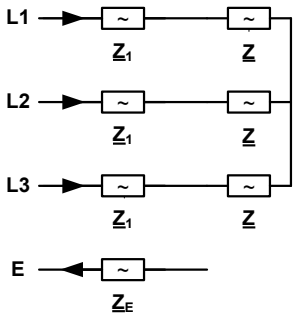


Abbildung 138: Fehlerart 3p - Modell der Fehlerimpedanz $\underline{Z}$ am Kurzschlussort

6.1.26.20.5 DIST: Fehlerimpedanz im Falle der Fehlerart 3pE

Im Falle eines 3-poligen Kurzschlusses werden am Kurzschlussort drei Leiter-Erd-Fehlerimpedanzen in Sternschaltung mit geerdetem Sternpunkt verwendet. Da der Distanzschutz im Falle einer 3pE-Anregung ebenfalls eine Leiter-Leiter-Impedanzmessschleife auswählt, können die Betrachtungen der Fehlerart 3p verwendet werden.

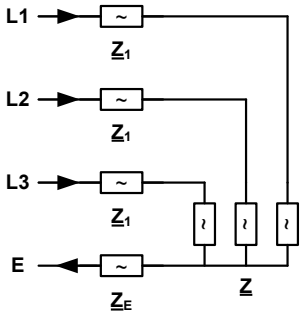


Abbildung 139: Fehlerart 3pE - Modell der Fehlerimpedanz Z am Kurzschlussort

6.1.26.21 DIST: Meldungsfenster für Netzschutzfunktionen

Im **Meldungsfenster für Netzschutzfunktionen** werden für die Schutzfunktionen detaillierte Meldungen und Berechnungsergebnisse ausgegeben. Mit Hilfe der Meldungen können die Reaktionen der Netzschutzgeräte analysiert und nachvollzogen werden. Nachfolgend sind als Beispiel die Meldungen des Distanzschutzgerätes **P2** für einen 3-poligen Kurzschluss angegeben.

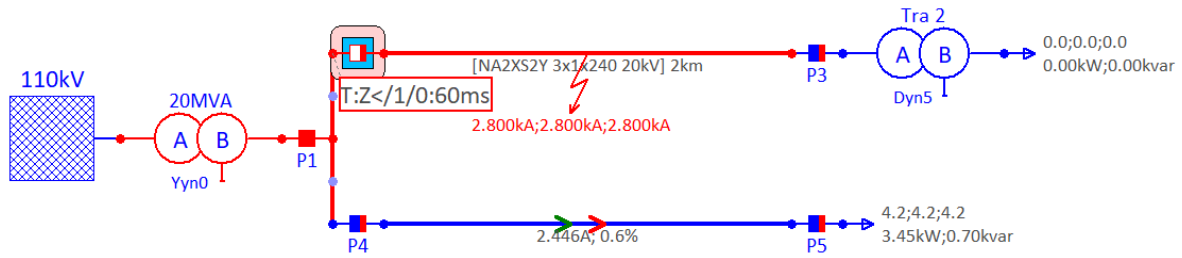


Abbildung 140: 20kV-Stromnetzmit Distanzschutzgerät

Bezeichner	Bedeutung, Schutzfunktion
PROT>	Meldung einer Schutzfunktion
{Name} [Prb x]	Anwenderspezifischer Name und Referenzname des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**
GEN	Generalanregung (0 = inaktiv, 1 = aktiv)
AUS	AUS-Kommando (0 = inaktiv, 1 = aktiv)
U>	Überspannungsschutz
U<	Unterspannungsschutz
I>	Überstromanregung
IE>	Erdstromanregung
IF>	Fußpunktfreigabe
U<>	ODER-Verknüpfung der Anregungen des Unterspannungs- und Überspannungsschutzes
IL	Leiterstrom

Iref	Referenz- oder Bezugsstrom
ULL	Leiter-Leiter-Spannung
0	Meldung: Inaktiv, Geht (= FALSE)
1	Meldung: Aktiv, Kommt (= TRUE)
G(L1L2L3)	Meldung: ODER-Verknüpfung der leiterselektiven Anregungen L1, L2, L3 zur Generalanregung G
DZ, Zone	Distanzzone
UI=G(L1L2L3)	Meldung: U/I-Anregekennlinie
R1ks, X1ks	Messwert: Sekundäre Kurzschlussresistanz und Kurzschlussreaktanz im Mitsystem
R1kp, X1kp	Messwert: Primäre Kurzschlussresistanz und Kurzschlussreaktanz im Mitsystem
Zone=x/y	Messwert: Distanzzone DZx mit AUS-Kommando und ausgewählter Kurzschlussmessschleife y
R1, X1	Einstellwert: Resistanz und Reaktanz im Mitsystem
Tpr	Einstellwert: Eigenzeit des Distanzschutzgerätes
Tcb	Einstellwert: Eigenzeit des Leistungsschalters
IL/Iref	Einstellwert: Leiterstrom zu Referenzstrom

Es muss beachtet werden, dass in den Ausgaben neben den Meldungen auch Mess- bzw. Berechnungswerte und Einstellwerte ausgegeben werden. Die Einstellwerte werden nach dem AUS-Kommando „… AUS=0:“ ausgegeben und können i.a. Regel daran erkannt werden, dass ein numerischer Wert mit physikalischer Einheit zugewiesen wird.

Distanzschutz
```
PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz GEN=1 [U>=0(000), U<=0(000)] AUS=0: U<, U>
```

DIST: Unter- und Überspannungsanregesystem U< und U>
```
PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz U<>(1) GEN=1 [U>=0(000) AUS=0] [U<=0(000) AUS=0]
PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz U<>(2) GEN=1 [U>=0(000) AUS=0] [U<=0(000) AUS=0]
PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz U<>(3) GEN=1 [U>=0(000) AUS=0] [U<=0(000) AUS=0]
```

AMZ: Inverse-Time Überstromzeitschutz (IDMT)
```
PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz GEN=1 [AMZ>=0(000), TAMZ(IL/Iref)=inaktiv, IL/Iref=0, ILref=1e+15A, Vorwärts-(S:)Ungerichtet] AUS=0
PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz GEN=1 [AMZ IE>=0, TAMZ(IE/Iref)=disabled, IE/Iref=0, IEref=1e+15A, Ungerichtet-(S:)Ungerichtet] AUS=0
PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz GEN=1 [AMZ I2>=0, TAMZ(I2/Iref)=disabled, I2/Iref=0, I2ref=1e+15A, Ungerichtet-(S:)Ungerichtet] AUS=0
```

Erdschlussortung
```
PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz GEN=1 [EWATT=0, IE>=0, U0>=0, Erdschlussortung=inaktiv] AUS=0
```

Blindleistungs-Unterspannungsschutz (Q-U-Schutz)
```
PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz GEN=1 [QU=0, Imin>=0, ULL<=0, Qmin>=0, QU-Schutz=inaktiv] AUS=0
```

Distanzschutz
```
PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz GEN=1 [PSIG=0, ---] ---ms AUS=0
```

Distanzschutz: Bewertung des Anregesystems
```
PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz GEN=1 [ANR=I>,U<, MPSA=1, MPUS=0, DIS=3.334=43.504p.u., DI=-3.263In, DU=0.686ULEn] AUS=1: DISMIN=0.05
```

Unterimpedanzanregung Z<
```
PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz Z<-Anregung=inaktiv
```

Distanzschutz: Gerichtete und ungerichtete Endzeitstufen

```
PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz GEN=1 {2:I>} [I>=1, UI=1(111)] AUS=0: I>=1.2In, I>=1000In, TI>=2000ms,
Tpr=0ms, Tcb=60ms
PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz GEN=1 {3:I>} [I>=1, UI=1(111)] AUS=0: I>=1.2In, I>=1000In, TI>=2500ms,
Tpr=0ms, Tcb=60ms
```

Distanzschutz: Polygonkennlinie

```
PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz(Polygon) DZ1 GEN=1 {1} [I>=1(111), IE>=0, IF>=1(111), U>=0, U<=0,
UI=0(000)] AUS=1: Zone=1/L12, R1ks=0.0436729Ohm, X1ks=0.0382552Ohm, R1=3.2193Ohm, X1=0.1921Ohm, T=0ms,
Tpr=0ms, Tcb=60ms

PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz(Polygon) DZ2 GEN=1 {1} [I>=1(111), IE>=0, IF>=1(111), U>=0, U<=0,
UI=0(000)] AUS=0: Zone=2/L12, R1ks=0.0436729Ohm, X1ks=0.0382552Ohm, R1=3.2838Ohm, X1=0.2486Ohm, T=300ms,
Tpr=0ms, Tcb=60ms

PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz(Polygon): Zone=3, AUS
PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz(Polygon): Zone=4, AUS
PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz(Polygon): Zone=5, AUS
PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz(Polygon): Zone=6, AUS
PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz(Polygon): Zone=7, AUS
PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz(Polygon): Zone=8, AUS
```

Distanzschutz: Impedanzübersetzungsverhältnis

```
PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz: Z1kp=1.00000 x Z1ks
```

Distanzschutz: primäre Kurzschlussimpedanzen im Mitsystem

```
PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz: Z1kp L1=(0.0436729 + j0.0382552)Ohm, L2=(0.0436729 + j0.0382552)Ohm,
L3=(0.0436729 + j0.0382552)Ohm
PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz: Z1kp L12=(0.0436729 + j0.0382552)Ohm, L23=(0.0436729 + j0.0382552)Ohm,
L31=(0.0436729 + j0.0382552)Ohm
```

Distanzschutz: sekundäre Kurzschlussimpedanzen im Mitsystem

```
PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz: Z1ks L1=(0.0436729 + j0.0382552)Ohm, L2=(0.0436729 + j0.0382552)Ohm,
L3=(0.0436729 + j0.0382552)Ohm
PROT> P2 [Prb 2] Distanzschutz: Z1ks L12=(0.0436729 + j0.0382552)Ohm, L23=(0.0436729 + j0.0382552)Ohm,
L31=(0.0436729 + j0.0382552)Ohm
```

Liste der Schutzfunktionen mit AUS-Kommando oder Blockade-Signal

```
PROT> Schutzfunktion mit AUS-Kommando oder Blockade-Signal
PROT> P2 [Prb 2] GEN=1 AUS=1 >>> T:Z</1/0:60ms
```

Kleinste erkannte Kommandozeit

```
PROT> Kleinste erkannte AUS-Kommandozeit T:0ms
```

6.1.26.22 DIST: Überstromzeitschutz Erdstrom IE>

Durch den Zubau dezentralen Erzeugungsanlagen in Stromnetzen ist es immer häufiger erforderlich, dass die Anbindung der Erzeugungsanlagen durch längere Leitungsabschnitte erfolgen muss. Ein Schutzgerät, das am Leitungsabgang installiert ist, kann im Falle einer halbstarren Sternpunktbehandlung (Sternpunkt über eine Impedanz geerdet mit einer 1pE-Kurzschlussstrombegrenzung von 1...2kA) u.U. einen 1pE-Kurzschluss am Ende des Leitungsabschnittes nicht mehr durch das Anregesystem des Distanzschutzes selektiv erkennen. In derartigen Fällen kann der Betrag des 1pE-Kurzsschlussstromes kleiner als der maximal zulässige Laststrom sein.

Für diesen Fall kann die in diesem Kapitel erläuterte Schutzfunktion verwendet werden.

- Die Schutzfunktion arbeitet im Distanzschutz von ATPDesigner unabhängig von und parallel zu dem Anregesystem des Distanzschutzes.
- Die Schutzfunktion wählt eine der Leiter-Erd-Messschleifen L1E, L2E oder L3E aus und gibt diese für das Distanzmesssystem frei.
- Die Schutzfunktion arbeitet nur dann, wenn keine Leiterstromanregung ansteht.

Mit Hilfe der Schutzfunktion ist es möglich, den oben beschriebenen stromschwachen 1pE-Kurzschlussstrom über eine eigene Überstromanregung IE>, die unabhängig vom Anregesystem des Distanzschutzes arbeitet, zu erkennen und eine selektive Auslösung des Kurzschlusses durch das Impedanzmesssystem und den Zeitstaffelschutzplan des Distanzschutzes zu erreichen.

Die Schutzfunktion **Überstromzeitschutz Erdstrom IE>** überwacht den Erdstrom oder Summenstrom $\underline{I}_E$ unabhängig von den Leiterströmen $\underline{I}_{L123}$ und arbeitet wie der **Unter-/Überspannungsschutz** parallel zur Distanzschutzfunktion.

$$\underline{I}_E = \underline{I}_{L1} + \underline{I}_{L2} + \underline{I}_{L3}$$

Die Schutzfunktion **Überstromzeitschutz Erdstrom IE>** kann in verschiedenen Betriebsarten verwendet werden.

Betriebsart	Bedeutung
IE> Überstromzeitschutz	Unabhängig von anderen Schutzfunktionen parallel arbeitender Überstromzeitschutz des Erdstromes $\underline{I}_E$
Freigabe Distanzschutz	Freigabe von Leiter-Erd-Impedanzmessschleifen für den Distanzschutz abhängig vom Erdstrom $\underline{I}_E$ und Freigabe des Distanzschutzes

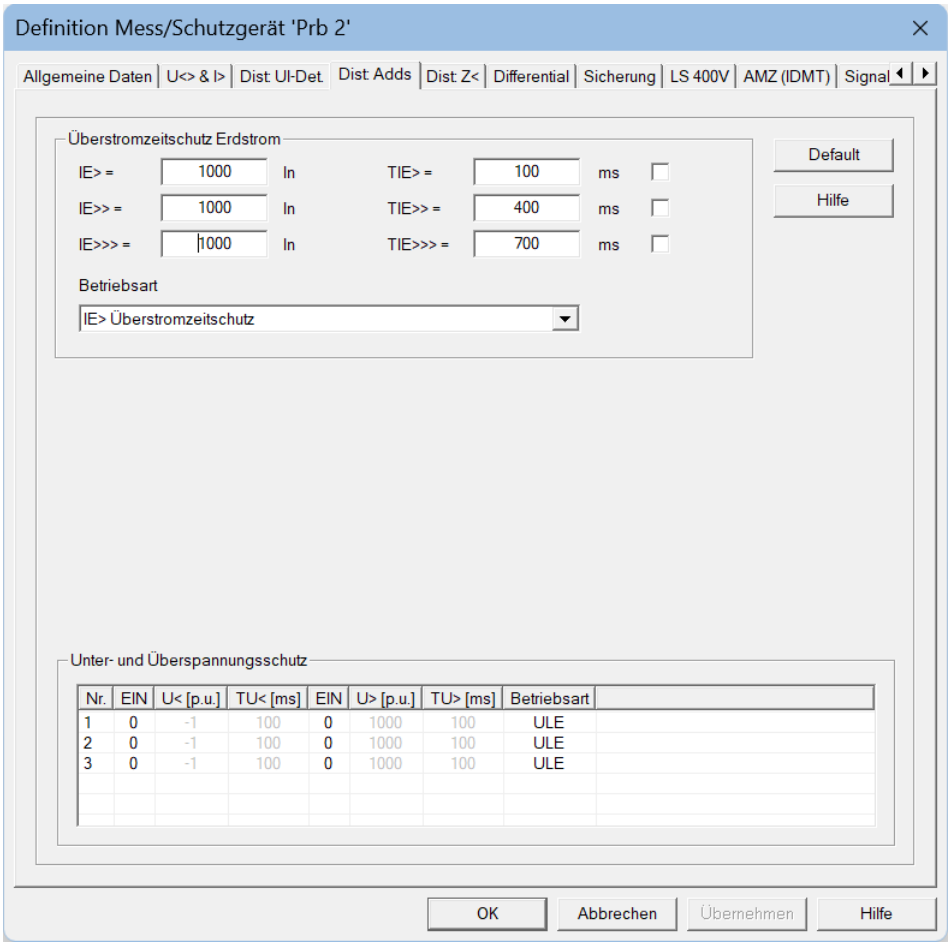


Abbildung 141: Einstelldialog *Überstromzeitschutz Erdstrom IE>*

Die vorherige Abbildung zeigt den Einstelldialog. Mit Hilfe von Optionsfeldern kann jede der Erdstromanregungen aktiviert oder deaktiviert werden.

Einstellwert	Bedeutung
IE>, IE>>, IE>>>	Überstromanregung zur Überwachung des Erdstromes $\underline{I}_E$
TIE>, TIE>>, TIE>>>	Staffelzeit zur Überstromanregung

6.1.26.22.1 DIST: Überstromzeitschutz Erdstrom IE> - IE> Überstromzeitschutz

Die Schutzfunktion **IE> Überstromzeitschutz** arbeitet unabhängig und parallel zu anderen Schutzfunktionen als Überstromzeitschutz im Nullsystem, verarbeitet und überwacht den Erdstrom $\underline{I}_E$.

$$\underline{I}_E = 3 \cdot \underline{I}_0 = \underline{I}_{L1} + \underline{I}_{L2} + \underline{I}_{L3}$$

Es soll hier nochmals angemerkt werden, dass die Überwachung und ggfs. Anregung der Schutzfunktion **IE> Überstromzeitschutz** unabhängig von der Erdstromüberwachung anderer Schutzfunktionen insbesondere des Anregesystems des Distanzschutzes arbeitet.

Überschreitet der Erdstrom eine der Anregungen IE>, IE>> oder IE>>> wird die zugehörige Zeitstufe TIE>, TIE>> bzw. TIE>>> gestartet und die Generalanregung des Distanzschutzes aktiviert. Nach Ablauf einer der Zeitstufen erfolgt ein AUS-Kommando der

Schutzfunktion **IE> Überstromzeitschutz** und daraus folgend ein AUS-Kommando des Distanzschutzes. Die Schutzfunktion **IE> Überstromzeitschutzes** ist in der Abbildung unten dargestellt.

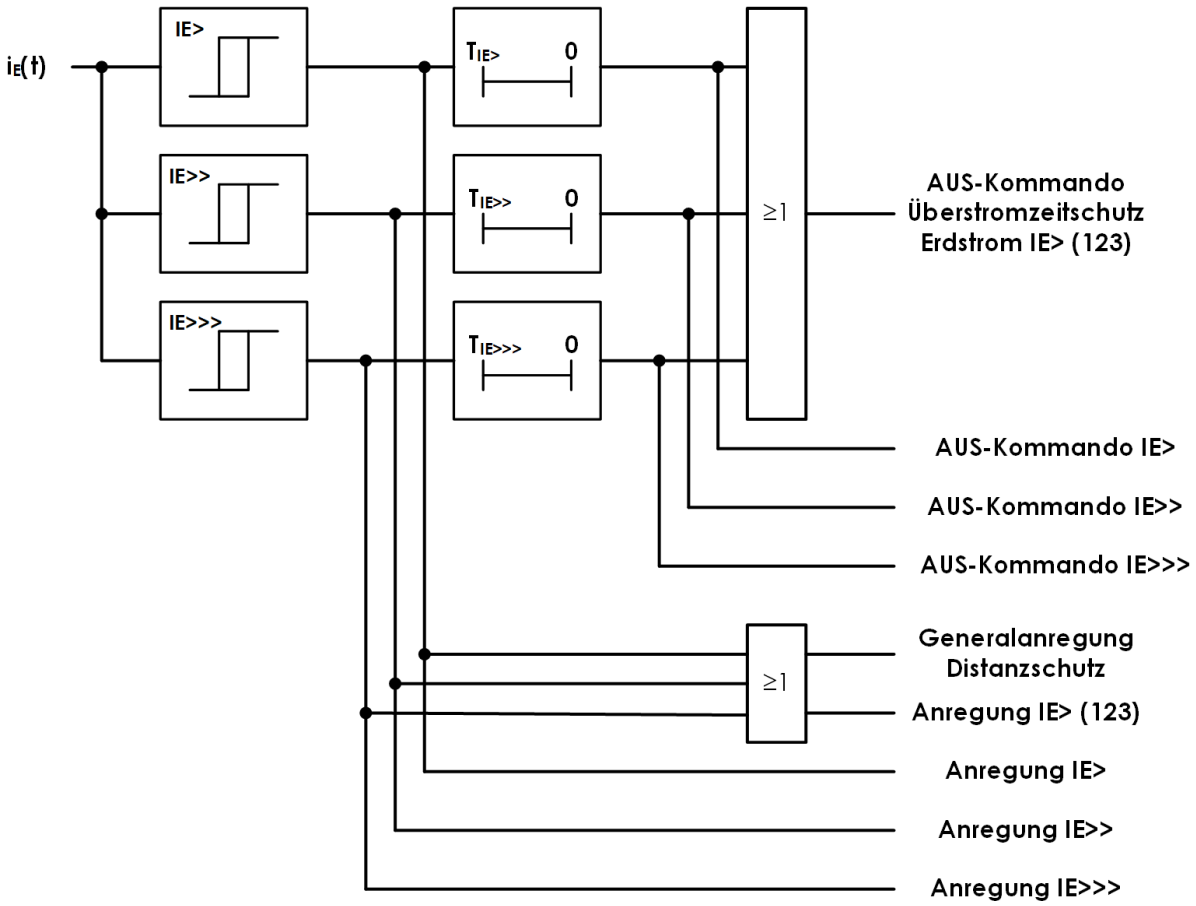


Abbildung 142: Überstromzeitschutz Erdstrom IE> - IE> Überstromzeitschutz

In der nachfolgenden Abbildung ist ein Beispiel für die Anwendung der Schutzfunktion **IE> Überstromzeitschutz** dargestellt. In dem 20kV-Mittelspannungsnetz wird die Sternpunktbehandlung NOSPE verwendet. Bei einem 1-poligen Erdkurzschluss am Ende des Leitungsabgangs sind die Leiterströme I_{L123} am Messort des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** zu gering, um zu einer Leiterstromanregung L1, L2 oder L3 zu führen. Mit Hilfe des Erdkurschlussstromes I_E ist eine Erkennung und selektive Auslösung des Erdkurzschlusses möglich. Wie das Beispiel zeigt, wird der 1-polige Erdkurzschluss erkannt und mit einer Staffelzeit von 100ms ausgelöst.

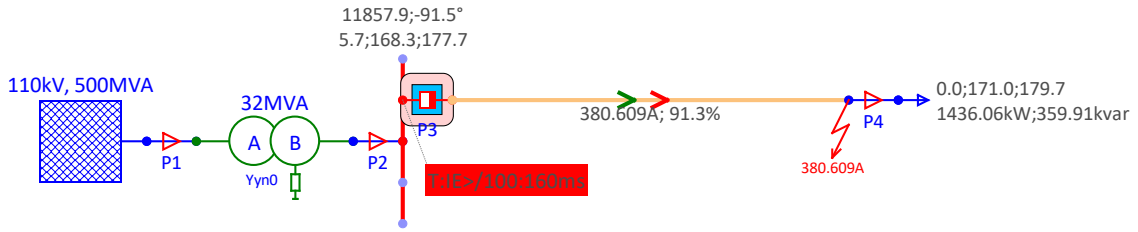


Abbildung 143: IE> Überstromzeitschutz – Erkennung eines Erdkurzschlusses (NOSPE)

Im **Meldungsfenster** werden die nachfolgenden Meldungen ausgegeben. Es muss hier unterschieden werden, ob Meldungen zu einem Teilsystem innerhalb von Klammern

[..] oder Meldungen für die Distanzschutzfunktion außerhalb von Klammern [..] ausgegeben werden.

Distanzschutz: Überstromzeitschutz Erdstrom IE> - IE> Überstromzeitschutz

```
PROT> P3 [Prb 3] Distanzschutz IE>(123) GEN=1 [IE> Überstromzeitschutz IE>=1 AUS=1] AUS=1
PROT> P3 [Prb 3] Distanzschutz IE>(1) GEN=1 [IE>=EIN IE>=0.2In TIE>=100ms IE>=1 AUS=1]
PROT> P3 [Prb 3] Distanzschutz IE>(2) GEN=1 [IE>=AUS IE>=1000In TIE>=400ms IE>=0 AUS=0]
PROT> P3 [Prb 3] Distanzschutz IE>(3) GEN=1 [IE>=AUS IE>=1000In TIE>=700ms IE>=0 AUS=0]
```

Bezeichner	Bedeutung, Schutzfunktion
PROT>	Meldung einer Schutzfunktion
{Name} [Prb x]	Anwenderspezifischer Name und Referenzname des **Mess/Schutzgerätes**
GEN	Generalanregung (0 = inaktiv, 1 = aktiv)
AUS	AUS-Kommando (0 = inaktiv, 1 = aktiv)
IE>	ODER-Verknüpfung der Anregungen IE>, IE>> und IE>>> oder einer der Anregungen IE>, IE>> oder IE>>>
IE>(123)	Betriebsart der Schutzfunktion und der ODER-Verknüpfungen der Anregungen und AUS-Kommandos der Teilanregesysteme
IE>(1),(2),(3)	Einstellwerte und Meldungen der Teilanregesysteme

6.1.26.22.2 DIST: Überstromzeitschutz Erdstrom IE> - Freigabe Distanzschutz

Die Schutzfunktion **Freigabe Distanzschutz** arbeitet unabhängig und parallel zu anderen Schutzfunktionen, verarbeitet und überwacht den Erdstrom $\underline{I}_E$.

$$\underline{I}_E = 3 \cdot \underline{I}_0 = \underline{I}_{L1} + \underline{I}_{L2} + \underline{I}_{L3}$$

Es soll hier nochmals angemerkt werden, dass die Überwachung und ggfs. Anregung der Schutzfunktion **Freigabe Distanzschutz** unabhängig von der Erdstromüberwachung anderer Schutzfunktionen insbesondere des Anregesystems des Distanzschutzes arbeitet.

Überschreitet der Erdstrom eine Anregung IE>, IE>> oder IE>>> wird die Generalanregung des Distanzschutzes aktiviert. Die Zeitstufen TIE>, TIE>> bzw. TIE>>> werden nicht berücksichtigt, d.h. nicht gestartet.

Die Schutzfunktion **Freigabe Distanzschutz** kann bei fehlender Überstromanregung in den Leitern L1, L2 und L3 eine der Leiter-Erd-Impedanzmessschleifen für das Distanzmesssystem freigeben. Dadurch erscheint es perspektivisch möglich, im Falle von fehlenden Überstromanregungen in den Leitern L1, L2 und L3 einen eher stromschwachen Erdkurzschluss z.B. am Ende eines Netzabgangs durch Überwachung des Erdstroms $\underline{I}_E$ zu erkennen, das Impedanzmesssystem des Distanzschutzes für eine Leiter-Erd-Impedanzmessschleife freizugeben und den Erdkurzschluss möglichst selektiv auszulösen.

- ⇨ Ist keine Leiteranregung L1, L2 und L3 aktiv **UND** ist gleichzeitig eine der Anregungen IE>, IE>> oder IE>>> aktiv, so wird eine der drei Leiter-Erd-Impedanzmessschleifen L1E, L2E oder L3E für die Distanzschutzfunktion freigegeben und die Generalanregung aktiviert und der Distanzschutz ausgeführt.

⇨ Die Schutzfunktion **Freigabe Distanzschutz** gibt im Falle einer Anregung die Leiter-Erd-Impedanzmessschleife mit dem kleinsten Betrag der Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ im Mitsystem für den Distanzschutz frei.

$$\underline{Z}_{Ik} = \min\left(\left|\underline{Z}_{I\,LE}\right|, \left|\underline{Z}_{I\,L2E}\right|, \left|\underline{Z}_{I\,L3E}\right|\right)$$

Die Strategie zur Auswahl der Leiter-Erd-Messchleife geht davon aus, dass im Falle einer Erdstromanregung IE> in mindestens einem der Leiter L1, L2 oder L3 ein Erdkurzschluss ansteht. Neben dem 1-poligen Erdkurzschluss ist auch ein 2pE-Erdkurzschluss denkbar.

Im Falle des 2pE-Erdkurzschluss mit aktiven Leiteranregungen L12E, L23E, oder L31E muss ein konkurrierendes Verhalten der Schutzfunktion **Freigabe Distanzschutz** zum Anregesystem des Distanzschutzes beachtet und geprüft werden. Das konkurrierende Verhalten sollte dadurch ausgeschlossen sein, dass durch mindestens eine aktive Leiteranregung L1, L2 oder L3 die Schutzfunktion **Freigabe Distanzschutz** gesperrt wird. Gleiches gilt für den 1-poligen Erdkurzschluss mit Leiteranregung.

Die Wahrscheinlichkeit für einen 3pE-Erdkurzschluss ist abgesehen von einem Kurzschluss z.B. durch eine Erdungsarmatur als eher unwahrscheinlich anzusehen. Vorteilhaft wirkt sich hier aus, dass die Erdstromanregung IE> unabhängig vom Anregesystem des Distanzschutzes eingestellt werden kann. Auch hier wir die Schutzfunktion **Freigabe Distanzschutz** durch mindestens eine Leiteranregung L1, l2 oder L3 gesperrt.

Durch die Auswahl der Leiter-Erd-Impedanzmessschleife mit dem kleinsten Betrag der Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ werden mit großer Wahrscheinlichkeit Scheinimpedanzen, die z.B. durch Verbraucherlasten oder Erzeugungsanlagen verursacht werden, ausgefiltert. Durch eine geeignete Einstellung der Impedanzauslöseflächen des Distanzschutzes, z.B. der Polygone kann perspektivisch ein selektiver Erdkurzschlussschutz durch den Distanzschutz aufgebaut werden. Es wird empfohlen, die Einstellwerte mit der hier implementierten Schutzfunktion **Freigabe Distanzschutz** vorab in verschiedensten Szenarien zu prüfen. Insbesondere in nicht strahlenförmigen Leistungsabgängen ist diese zwingend erforderlich.

Die weitere Arbeitsweise des Distanzschutzes nach Freigabe einer Leiter-Erd-Impedanzmessschleife ist identisch zu der Arbeitsweise bei Freigabe des Distanzschutzes durch das Anregesystem des Distanzschutzes.

Die Schutzfunktion **Freigabe Distanzschutz** ist in der folgenden Abbildung dargestellt.

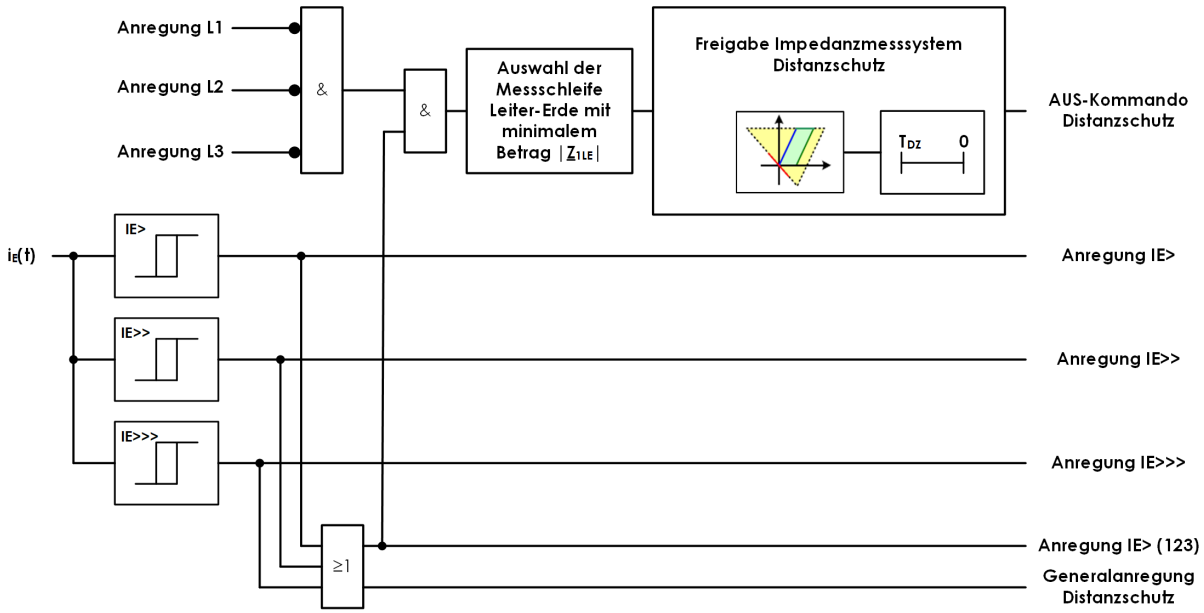


Abbildung 144: Überstromzeitschutz Erdstrom IE> - Freigabe Distanzschutz

In der nachfolgenden Abbildung ist ein Beispiel für die Anwendung der Schutzfunktion **Freigabe Distanzschutz** dargestellt. In dem 20kV-Mittelspannungsnetz wird die Sternpunktbehandlung NOSPE verwendet. Bei einem 1-poligen Erdkurzschluss am Ende des Leitungsabgangs sind die Leiterströme $\underline{I}_{L123}$ am Messort des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** zu gering, um zu einer Leiterstromanregung L1, L2 oder L3 zu führen. Wie an den Meldungen zu erkennen ist, ermittelt die Schutzfunktion **Freigabe Distanzschutz** die Leiter-Erd-Messschleife L1E als die Impedanzmessschleife mit dem kleinsten Betrag der Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ im Mitsystem. Es erfolgt eine Auslösung des 1-poligen Erdkurzschlusses durch den Distanzschutz.

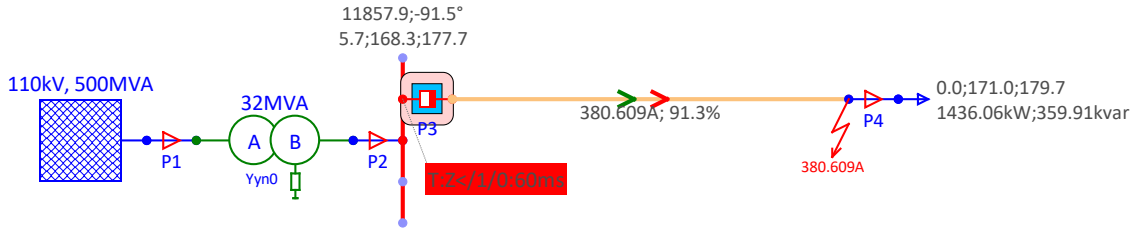


Abbildung 145: Freigabe Distanzschutz – Erkennung eines Erdkurzschlusses (NOSPE)

Im **Meldungsfenster** werden die nachfolgenden Meldungen ausgegeben. Es muss hier unterschieden werden, ob Meldungen zu einem Teilsystem innerhalb von Klammern [..] oder Meldungen für die Distanzschutzfunktion außerhalb von Klammern [..] ausgegeben werden.

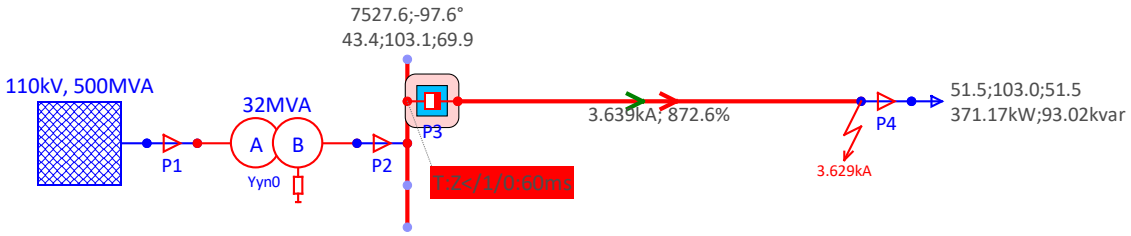
Distanzschutz: Überstromzeitschutz Erdstrom IE> - IE> Überstromzeitschutz

```
PROT> P3 [Prb 3] Distanzschutz IE>(123) GEN=1 [Freigabe Distanzschutz IE>=1 Z1k=L1E R1=0.639075Ohm
X1=0.574523Ohm AUS=0] AUS=1
PROT> P3 [Prb 3] Distanzschutz IE>(1) GEN=1 [IE>=EIN IE>=0.2In TIE>=100ms IE>=1 AUS=0]
PROT> P3 [Prb 3] Distanzschutz IE>(2) GEN=1 [IE>=AUS IE>=1000In TIE>=400ms IE>=0 AUS=0]
PROT> P3 [Prb 3] Distanzschutz IE>(3) GEN=1 [IE>=AUS IE>=1000In TIE>=700ms IE>=0 AUS=0]
```

Bezeichner	Bedeutung, Schutzfunktion
PROT>	Meldung einer Schutzfunktion
{Name} [Prb x]	Anwenderspezifischer Name und Referenzname des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**
GEN	Generalanregung (0 = inaktiv, 1 = aktiv)
AUS	AUS-Kommando (0 = inaktiv, 1 = aktiv)
IE>	ODER-Verknüpfung der Anregungen IE>, IE>> und IE>>> oder einer der Anregungen IE>, IE>> oder IE>>>
IE>(123)	Betriebsart der Schutzfunktion und der ODER-Verknüpfungen der Anregungen und AUS-Kommandos der Teilanregesysteme
IE>(1),(2),(3)	Einstellwerte und Meldungen der Teilanregesysteme
Z1k	Für den Distanzschutz freigegebene Impedanzmessschleife L1E, L2E oder L3E
R1, X1	Resistanz und Reaktanz im Mitsystem der freigegebenen Impedanzmessschleife

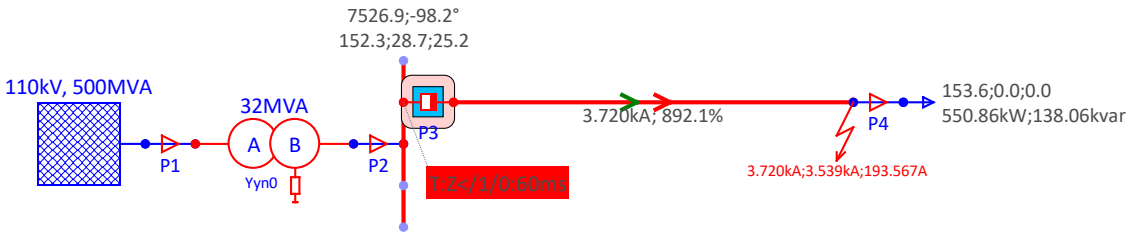
In den nachfolgenden Abbildungen sind die Ergebnisse der Schutzfunktion **Freigabe Distanzschutz** für verschiedene Kurzschlussarten dargestellt.

Schutzfunktion *Freigabe Distanzschutz*: 2p-Kurzschluss



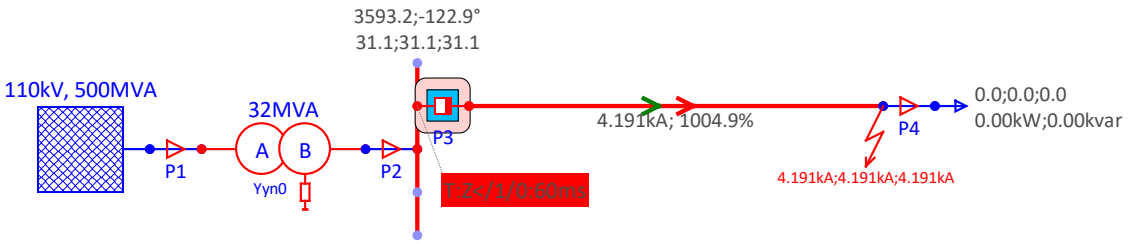

```
PROT> P3 [Prb 3] Distanzschutz IE>(123) GEN=1 [Freigabe Distanzschutz IE>=0 Z1k=--- R1=---Ohm X1=---Ohm
AUS=0] AUS=1
PROT> P3 [Prb 3] Distanzschutz IE>(1) GEN=1 [IE>=AUS IE>=0.2In TIE>=100ms IE>=0 AUS=0]
PROT> P3 [Prb 3] Distanzschutz IE>(2) GEN=1 [IE>=AUS IE>=1000In TIE>=400ms IE>=0 AUS=0]
PROT> P3 [Prb 3] Distanzschutz IE>(3) GEN=1 [IE>=AUS IE>=1000In TIE>=700ms IE>=0 AUS=0]
PROT> P3 [Prb 3] Distanzschutz(Polygon) DZ1 GEN=1 [I>=1(110), IE>=0, IF>=1(110), U>=0, U<=0, UI=0(000)]
AUS=1: Zone=1/L12, R1ks=0.645173Ohm, X1ks=0.564977Ohm, R1=20Ohm, X1=20Ohm, T=0ms, Tpr=0ms, Tcb=60ms
```

Schutzfunktion *Freigabe Distanzschutz*: 2pE-Erdkurzschluss




```
PROT> P3 [Prb 3] Distanzschutz IE>(123) GEN=1 [Freigabe Distanzschutz IE>=0 Z1k=--- R1=---Ohm X1=---Ohm
AUS=0] AUS=1
PROT> P3 [Prb 3] Distanzschutz IE>(1) GEN=1 [IE>=AUS IE>=0.2In TIE>=100ms IE>=0 AUS=0]
PROT> P3 [Prb 3] Distanzschutz IE>(2) GEN=1 [IE>=AUS IE>=1000In TIE>=400ms IE>=0 AUS=0]
PROT> P3 [Prb 3] Distanzschutz IE>(3) GEN=1 [IE>=AUS IE>=1000In TIE>=700ms IE>=0 AUS=0]
PROT> P3 [Prb 3] Distanzschutz(Polygon) DZ1 GEN=1 [I>=1(011), IE>=0, IF>=1(011), U>=0, U<=0, UI=0(000)]
AUS=1: Zone=1/L23, R1ks=0.645173Ohm, X1ks=0.564977Ohm, R1=20Ohm, X1=20Ohm, T=0ms, Tpr=0ms, Tcb=60ms
```

Schutzfunktion *Freigabe Distanzschutz*: 3pE-Kurzschluss




```
PROT> P3 [Prb 3] Distanzschutz IE>(123) GEN=1 [Freigabe Distanzschutz IE>=0 Z1k=--- R1=---Ohm X1=---Ohm
AUS=0] AUS=1
PROT> P3 [Prb 3] Distanzschutz IE>(1) GEN=1 [IE>=AUS IE>=0.2In TIE>=100ms IE>=0 AUS=0]
PROT> P3 [Prb 3] Distanzschutz IE>(2) GEN=1 [IE>=AUS IE>=1000In TIE>=400ms IE>=0 AUS=0]
PROT> P3 [Prb 3] Distanzschutz IE>(3) GEN=1 [IE>=AUS IE>=1000In TIE>=700ms IE>=0 AUS=0]
PROT> P3 [Prb 3] Distanzschutz(Polygon) DZ1 GEN=1 [I>=1(111), IE>=0, IF>=1(111), U>=0, U<=0, UI=0(000)]
AUS=1: Zone=1/L12, R1ks=0.645173Ohm, X1ks=0.564977Ohm, R1=20Ohm, X1=20Ohm, T=0ms, Tpr=0ms, Tcb=60ms
```

6.1.27 DIST: Automatische Einstellung Distanzschutz

ATPDesigner stellt Funktionen zur Verfügung, Distanzschutzgeräte manuell oder automatisiert einzustellen. Die Einstellung des Anregesystems und der Distanzzonen erfolgt abhängig von Einstellwerten des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** und der zu schützende Betriebsmittel.

- Manuelle Einstellung Distanzschutz
  Um die manuelle Einstellung des Distanzschutzes verwenden zu können, können bis zu 3 Distanzschutzgeräte in dem Dialog Ergebnisse der Netzschutzanalyse ausgewählt werden. Ausgehend von der Reihenfolge der Auswahl **Ord.** werden die Einstellwerte von Anregung und Distanzzonen berechnet und eingestellt.

  ⇨ Die Einstellung der **Impedanzen der Distanzzonen** erfolgt als **Sekundärimpedanzen**.

- Automatisierte Einstellung Distanzschutz
  Die automatisierte Einstellung des Distanzschutzes verwendet ein topologisches Suchverfahren, um ausgehend von dem Messort des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**, das als Distanzschutz verwendet wird, die 1. Gegenstation und alle 2. Gegenstationen automatisiert zu identifizieren. Die Berechnung der Einstellwerte für Anregung und Distanzzonen erfolgt nach dem Verfahren der kürzesten und längsten Folgeleitung.

  ⇨ Die Einstellung der **Impedanzen der Distanzzonen** erfolgt als **Primärimpedanzen**.

  - Hauptmenü **Netzschutz**
  - Menüpunkt **Netzschutz Design**

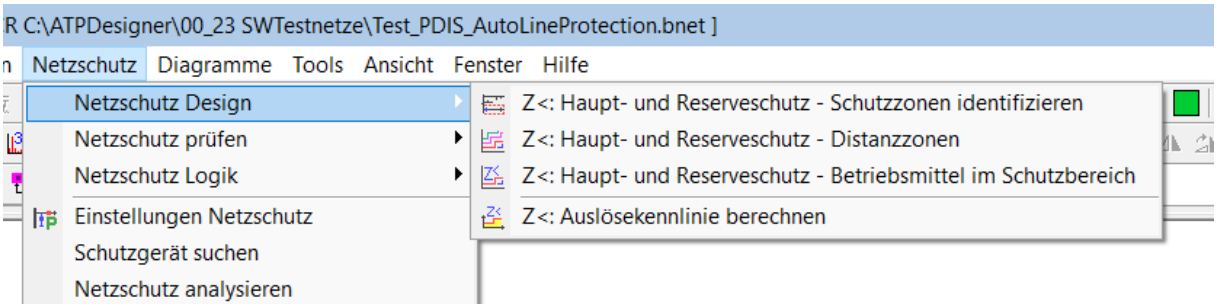


Abbildung 146: Netzschutz Design – Funktionen und Einstellwerte zum Netzschutz

6.1.27.1 DIST: Manuelle Einstellung Distanzschutz

Mit dem Hauptmenü **Netzschutz**, Menüpunkt **Netzschutz Design**, Menüpunkt **Z<: Auslösekennlinie** können die Distanzzonen als Polygon und Kreiskennlinie sowie die gerichtete und ungerichtete Endzeiten der Distanzschutzgeräte automatisch eingestellt und deren zu schützenden Betriebsmittel wie Leitungen und Transformatoren identifiziert werden.

⇨ Der Anwender muss vor dem Start der automatisierten Einstellung in der Registerkarte **Allgemeine Daten** für die einzustellenden Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät** die Schutzfunktion **Distanzschutz** sowie die **Nennspannung U_n** und den **Nennstrom I_n** einstellen.

⇨ Es müssen den Schutzgeräten die zu schützende Betriebsmittel wie z.B. Leitungen oder Transformatoren vor der automatischen Berechnung der Distanzzonen zugeordnet werden. Dies kann manuell in den Einstelldialogen der Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät** oder automatisiert mit dem Button **Betriebsmittel**, der in der nachfolgenden Abbildung zu erkennen ist, erfolgen.

Die Funktion zum Einstellen der Distanzzonen kann wie folgt gestartet werden.

1. Öffnen des Dialogs Ergebnisse der Netzschutzanalyse

2. Zuweisung von Schaltern und zu schützenden Betriebsmitteln durch einen **Left Mouse Button Click** auf den Button **Betriebsmittel**

3. Meldungen werden im Meldungsfenster für **Netzschutzmeldungen** angezeigt.

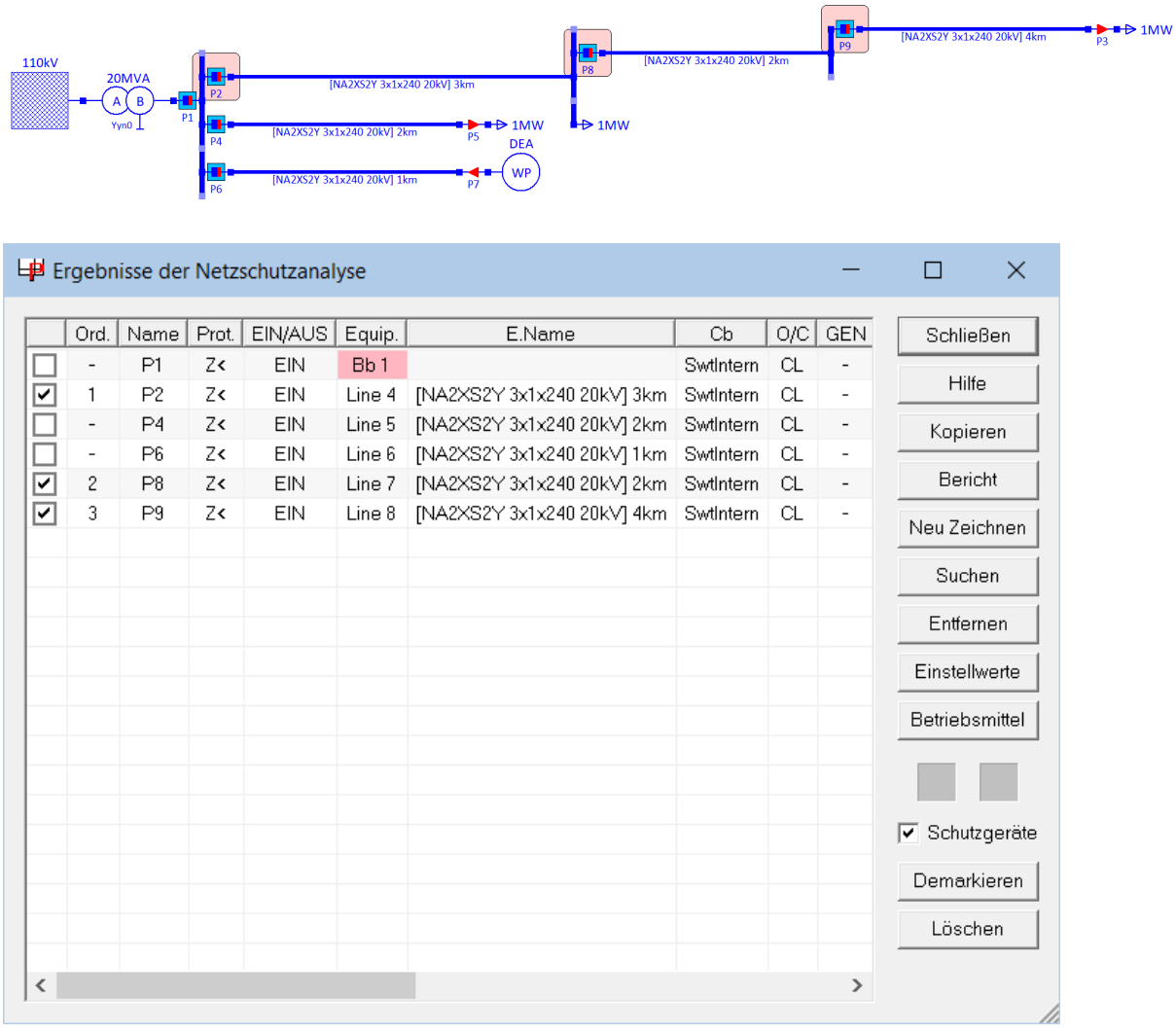


Abbildung 147: Stromnetz mit Ausgabe der Ergebnisse der Netzschutzanalyse

Damit zu schützende Betriebsmittel mit dem zugeordneten Schutzgerät von dem Verfahren berücksichtigt wird, muss die Checkbox in der 1. Spalte der entsprechenden

Tabellenzeile des Dialogs Ergebnisse der Netzschutzanalyse, wie in der vorangehenden Abbildung gezeigt, ausgewählt sein. Eine nicht durch die Checkbox in Spalte 1 ausgewählte Zeile wird ignoriert.

Mit Hilfe des Dialogs Ergebnisse der Netzschutzanalyse wird die Reihenfolge **Ord.** der Folgeleitungen wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt festgelegt. Der Anwender sollte bei Auswahl und Reihenfolge darauf achten, dass im Sinne von Folgeleitungen eine schutztechnisch sinnvolle Reihenfolge gewählt wird. In der nachfolgenden Abbildung wird davon ausgegangen, dass die Reihenfolge der Folgeleitungen **Ord.=2** und **Ord.=3** ausgehend von Leitung **Ord.=1** betrachtet wird.

Abbildung 148: Reihenfolge der zu schützenden Leitungen und der Folgeleitungen

Bei erfolgreicher Berechnung der Einstellwerte wird im Meldungsfenster für **Netzschutzmeldungen** folgende Meldung ausgegeben:

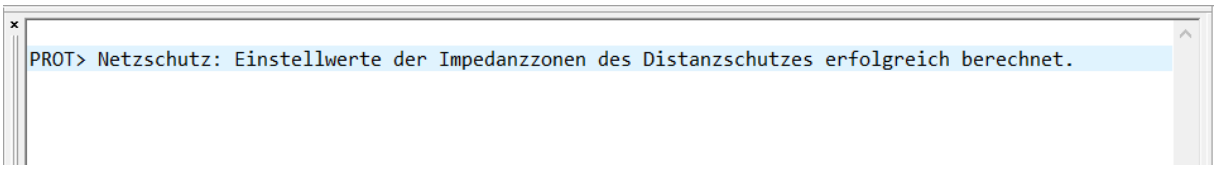


Abbildung 149: Meldung bei erfolgreicher Einstellung der Distanzschutzgeräte

Eine weitere Annahme betrifft die Strommessrichtung der Folgeleitungen bzgl. der Reihenfolge **Ord.=1...3**:

⇨ Die Messorientierung der Stromwandler der Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät** muss innerhalb der Reihenfolge der Folgeleitungen identisch und im Sinne des Verbraucherzählpfeilsystems (VZS) in Richtung des zu schützenden Betriebsmittels gerichtet sein.

Ist die Reihenfolge der Folgeleitungen festgelegt, werden die hier beschriebenen Einstellwerte der Distanzschutzgeräte durch den Menüpunkt **Z<: Auslösekennlinie** im Hauptmenü **Netzschutz**, Menüpunkt **Netzschutz Design** gezeigt berechnet.

- Hauptmenü **Netzschutz**
- Menüpunkt **Netzschutz Design**, **Z<: Auslösekennlinie**

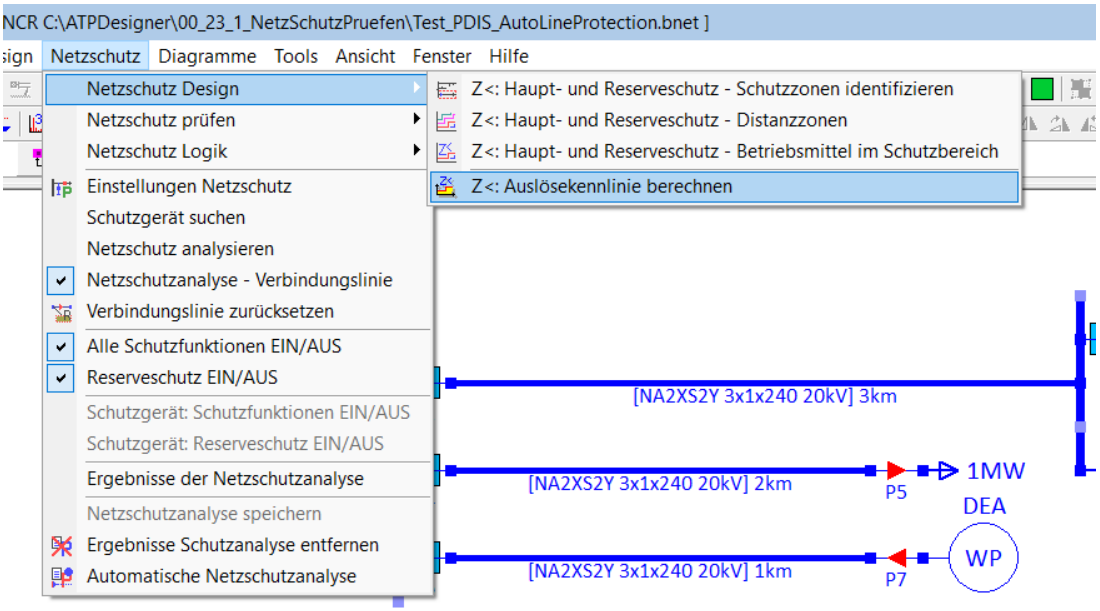


Abbildung 150: Einstellung von Distanzschutzgeräten an Folgeleitungen

6.1.27.1.1 Einstellung des Anregesystems

Das Anregesystem wird als U/I-Kennlinie mit gerichteter und ungerichteter Endzeit eingestellt.

Registerkarte *Dist: UI-Det.*	Einstellwerte
Anregesystem	▪ IF> = 0,05I_n ▪ IE> = 0,5I_n ▪ I> = 1,2I_n ▪ I>> = 1,5I_n ▪ U< = 0,7 $U_n/\sqrt{3}$ ▪ U<< = -1,0$U_n/\sqrt{3}$ (d.h. inaktiv) ▪ U> = 1000$U_n/\sqrt{3}$ (d.h. inaktiv) ▪ Die U/I-Kennlinie ist deaktiviert.
Gerichtete Endzeit	▪ Kurzschlussrichtung vorwärts ▪ Staffelzeit TI>>=2s
Ungerichtete Endzeit	▪ Kurzschlussrichtung ungerichtet ▪ Staffelzeit TI>>>=2,5s

6.1.27.1.2 Einstellung der Distanzzonen

Beginnend mit der Leitung, die von dem betrachteten Distanzschutzgerät **Ord.=1** in der Hauptschutzzone zu schützen ist, werden die Distanzzonen des Distanzschutzgerätes wie folgt berechnet. Die primären Nennwerte der Spannungs- und Stromwandler des Distanzschutzes werden in der Registerkarte **Dist: Z<** eingestellt und aus den Werten der Nennspannung und des Nennstromes des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** in der Registerkarte **Allgemeine Daten** ermittelt. Die sekundären Nennströme der Spannungs- und Stromwandler für den Distanzschutz U_{nsek} und I_{nsek} werden gegenüber der Grundeinstellung nicht verändert.

⇨ Die Berechnung der **Impedanzen der Distanzzonen erfolgt als Sekundärimpedanzen**. Daher werden von ATPDesigner die Werte der nachfolgende dargestellten Einstellwerte in der Gruppe **Spannungs- und Stromwandler** der Registerkarte **Dist: Z<** automatisch eingestellt.

Einstellwert	Einstellung
Primäre Nennspannung	$U_{nprim} = U_n$ Einstellwert Registerkarte **Allgemeine Daten**
Primärer Nennstrom	$I_{nprim} = I_n$ Einstellwert Registerkarte **Allgemeine Daten**
Sekundäre Nennspannung	U_{nsek} = 100V
Sekundärer Nennstrom	I_{nsek} = 1A

- **Lichtbogenreserve R_{Libo}**
  Die Resistanz der Distanzzonen werden um die einstellbare Lichtbogenreserve **R_{Libo}** (Einstelldialog **Einstellung Netzschutz und Kurzschluss**, Registerkarte **Netzschutz**, Einstellwert **R_{lb}**) vergrößert.

- **Schalter des Distanzschutzgerätes**
  Der interne Schalter des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** wird aktiviert.

Die nahfolgende Abbildung zeigt die Definition der Hauptschutzzone und Reserveschutzzone für Distanzschutz A.

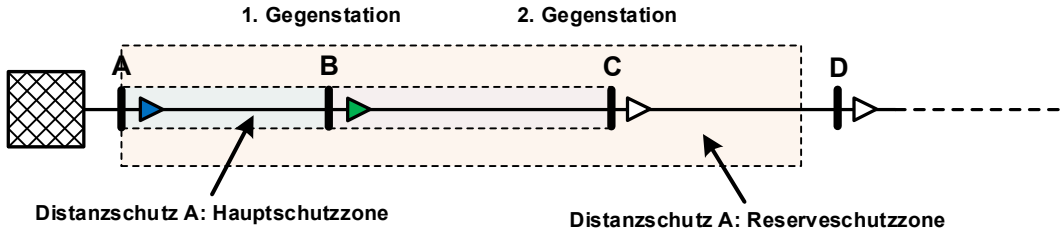


Abbildung 151: Zeitstaffelschutzplan in einem einfachen Strahlennetz

Nachfolgend werden folgende Abkürzungen verwendet:

- **Ltg1** = Leitung AB mit Ord.=1
- **Ltg2** = Leitung BC mit Ord.=2
- **Ltg3** = Leitung CD mit Ord.=3

6.1.27.1.2.1 Grundeinstellungen in der Registerkarte *Netzschutz*

Die Methode zur Einstellung der Distanzzonen verwendet Einstellwerte aus dem Einstelldialog **Einstellungen Netzschutz und Kurzschluss** bzw. **Einstellungen Elektrisches Netz**, Registerkarte **Netzschutz**, Gruppe **Distanzschutz: Selektivität**. Nachfolgend wird von deren Grundeinstellungen ausgegangen. Werden diese verändert, verändern sich die Einstellwerte der Distanzzonen nach einer erneuten Ausführung der Funktion.

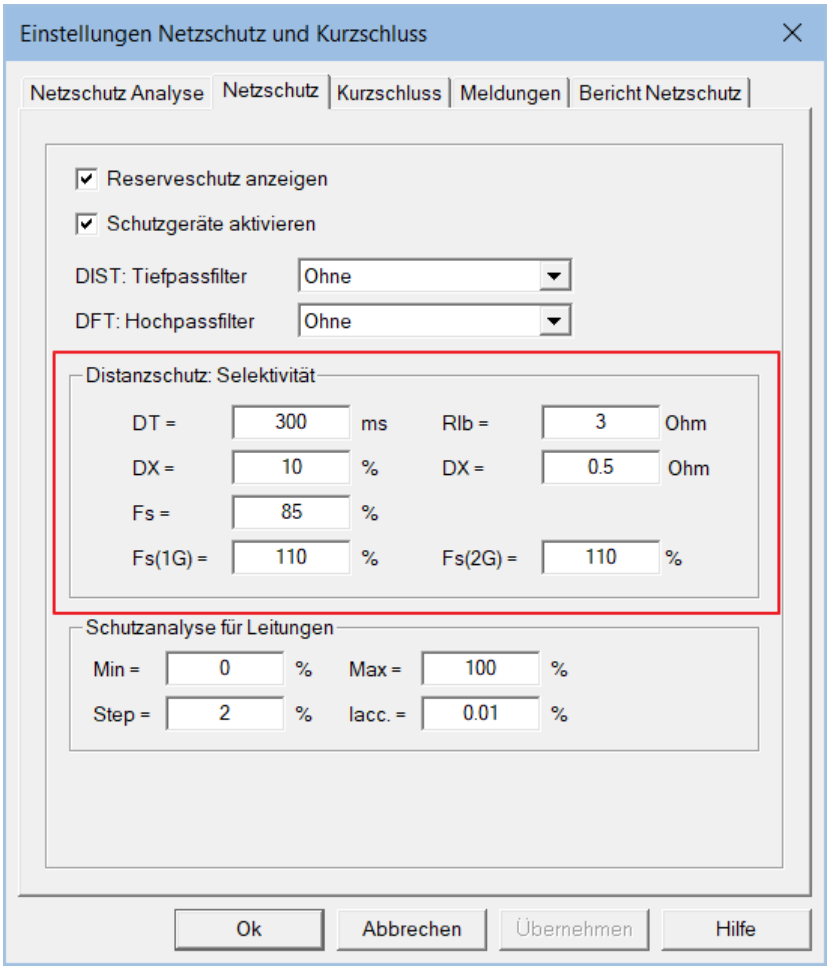


Abbildung 152: Einstellwerte für die automatisierte Einstellung des Distanzschutzes

Einstellwert der Distanzzone	Einstellwert in der Registerkarte
Staffelfaktor	Fs
Staffelfaktor für das sichere Überstaffeln der 1. Gegenstation	Fsg(1G)
Staffelfaktor für das sichere Überstaffeln der 2. Gegenstation	Fsg(2G)
Staffelabstand	DT
R_{Libo}	Rlb
DX	Mindestabstand der Kippgrenzen der Distanzzonen in % bzw. Ohm

6.1.27.1.2.2 Einstellwerte 1. Distanzzone

Leitung **Ltg1** wird durch die 1. Distanzzone des Distanzschutzgerätes an Leitung 1 geschützt.

Einstellwert der Distanzzone	Einstellung
Schutzzone	Hauptschutzzone
Distanzzone	1
Staffelfaktor	$f_s = 85\%$
Staffelabstand	$\Delta t = 300ms$
Kurzschlussrichtung	vorwärts
Staffelzeit	$t = 0ms$
Richtungsgerade	45°
Polygon: Resistanz	$R_1 = f_s \cdot R_{1Ltg1} + R_{Libo}$
Polygon: Reaktanz	$X_1 = f_s \cdot X_{1Ltg1}$
Kreis: Impedanzbetrag	$Z_1 = f_s \cdot \lvert \underline{Z}_{1Ltg1} \rvert$
Polygon/Kreis: Impedanzwinkel	$\varphi_1 = \operatorname{atan}\left(\frac{X_{1Ltg1}}{R_{1Ltg1}}\right)$
Erdfaktor	$\underline{k}_E = \frac{\underline{Z}_{ELtg1}}{\underline{Z}_{1Ltg1}} = \frac{\underline{Z}_{0Ltg1} - \underline{Z}_{1Ltg1}}{3 \cdot \underline{Z}_{1Ltg1}}$

6.1.27.1.2.3 Einstellwerte 2. Distanzzone

Folgt nach Leitung **Ltg1** noch eine weitere Folgeleitung **Ltg2**, so wird die 2. Distanzzone des Distanzschutzgerätes am Anfang von Leitung **Ltg1** wie folgt eingestellt.

Einstellwert der Distanzzone	Einstellung
Schutzzone	Haupt/Reserveschutzzone
Distanzzone	2
Staffelfaktor	$f_s = 85\%$
Staffelabstand	$\Delta t = 300ms$
Kurzschlussrichtung	vorwärts
Staffelzeit	$t = 300ms$
Richtungsgerade	45°
Polygon: Resistanz	$R_1 = f_s \cdot \left(R_{1Ltg1} + f_s \cdot R_{1Ltg2}\right) + R_{Libo}$
Polygon: Reaktanz	$X_1 = f_s \cdot \left(X_{1Ltg1} + f_s \cdot X_{1Ltg2}\right)$
Kreis: Impedanzbetrag	$Z_1 = f_s \cdot \left(\lvert \underline{Z}_{1Ltg1} \rvert + f_s \cdot \lvert \underline{Z}_{1Ltg2} \rvert\right)$
Polygon/Kreis: Impedanzwinkel	$\varphi_1 = \operatorname{atan}\left(\frac{X_{1Ltg1} + f_s \cdot X_{1Ltg2}}{R_{1Ltg1} + f_s \cdot R_{1Ltg2}}\right)$
Erdfaktor	Erdfaktor $\underline{k}_E$ der 1. Distanzzone

Folgt nach Leitung **Ltg1** keine weitere Folgeleitungen wird die 2. Distanzzone des Distanzschutzes auf 110% der Impedanz von Leitung **Ltg1** ausgelegt. Damit wird Leitung

Ltg1 vollständig mit zwei Distanzzonen geschützt. Die weiteren Distanzzonen des Distanzschutzes A bleiben deaktiviert.

Einstellwert der Distanzzone	Einstellung
Schutzzone	Haupt/Reserveschutzzone
Distanzzone	2
Staffelfaktor	f_s = 110%
Staffelabstand	Δt = 300ms
Kurzschlussrichtung	vorwärts
Staffelzeit	t = 300ms
Richtungsgerade	45°
Polygon: Resistanz	$R_1 = f_s \cdot R_{1Ltg1} + R_{Libo}$
Polygon: Reaktanz	$X_1 = f_s \cdot X_{1Ltg1}$
Kreis: Impedanzbetrag	$Z_1 = f_s \cdot \lvert \underline{Z}_{1Ltg1} \rvert$
Polygon/Kreis: Impedanzwinkel	$\varphi_1 = \operatorname{atan}\left(\frac{X_{1Ltg1}}{R_{1Ltg1}}\right)$
Erdfaktor	Erdfaktor $\underline{k}_E$ der 1. Distanzzone

6.1.27.1.2.4 Einstellwerte 3. Distanzzone

Folgen nach Leitung **Ltg1** noch zwei weitere Folgeleitungen **Ltg2** und **Ltg3**, so wird die 3. Distanzzone des Distanzschutzgerätes am Anfang von Leitung **Ltg1** wie folgt eingestellt.

Einstellwert der Distanzzone	Einstellung
Schutzzone	Reserveschutzzone
Distanzzone	3
Staffelfaktor	f_s = 85%
Staffelabstand	Δt = 300ms
Kurzschlussrichtung	vorwärts
Staffelzeit	t = 600ms
Richtungsgerade	45°
Polygon: Resistanz	$R_1 = f_s \cdot \left(R_{1Ltg1} + f_s \cdot \left(R_{1Ltg2} + f_s \cdot R_{1Ltg3}\right)\right) + R_{Libo}$
Polygon: Reaktanz	$X_1 = f_s \cdot \left(X_{1Ltg1} + f_s \cdot \left(X_{1Ltg2} + f_s \cdot X_{1Ltg3}\right)\right)$
Kreis: Impedanzbetrag	$Z_1 = f_s \cdot \left(\lvert \underline{Z}_{1Ltg1} \rvert + f_s \cdot \left(\lvert \underline{Z}_{1Ltg2} \rvert + f_s \cdot \lvert \underline{Z}_{1Ltg3} \rvert\right)\right)$
Polygon/Kreis: Impedanzwinkel	$\varphi_1 = \operatorname{atan}\left(\frac{X_{1Ltg1} + f_s \cdot \left(X_{1Ltg2} + f_s \cdot X_{1Ltg3}\right)}{R_{1Ltg1} + f_s \cdot \left(R_{1Ltg2} + f_s \cdot R_{1Ltg3}\right)}\right)$
Erdfaktor	Erdfaktor $\underline{k}_E$ der 1. Distanzzone

Folgt nach Leitung **Ltg1** nur noch eine weitere Folgeleitung **Ltg2**, so wird die 3. Distanzzone des Distanzschutzgerätes so eingestellt, dass ein vollständiger Schutz der Folgeleitung **Ltg2** durch die 3. Distanzzone sichergestellt ist.

Einstellwert der Distanzzone	Einstellung
Schutzzone	Reserveschutzzone
Distanzzone	3
Staffelfaktor	f_s = 85%
Staffelabstand	Δt = 300ms
Kurzschlussrichtung	vorwärts
Staffelzeit	t = 600ms
Richtungsgerade	45°
Polygon: Resistanz	$R_1 = f_s \cdot \left(R_{1Ltg1} + R_{1Ltg2}\right) + R_{Libo}$
Polygon: Reaktanz	$X_1 = f_s \cdot \left(X_{1Ltg1} + X_{1Ltg2}\right)$
Kreis: Impedanzbetrag	$Z_1 = f_s \cdot \left(\left\|\underline{Z}_{1Ltg1}\right\| + \left\|\underline{Z}_{1Ltg2}\right\|\right)$
Polygon/Kreis: Impedanzwinkel	$\varphi_1 = \operatorname{atan}\left(\frac{X_{1Ltg1} + X_{1Ltg2}}{R_{1Ltg1} + R_{1Ltg2}}\right)$
Erdfaktor	Erdfaktor $\underline{k}_E$ der 1. Distanzzone

In der nachfolgenden Abbildung ist beispielhaft der Zeitstaffelschutzplan (Zeitstaffelkennlinie) für die Distanzschutzgeräte an den Netzknoten A und B dargestellt.

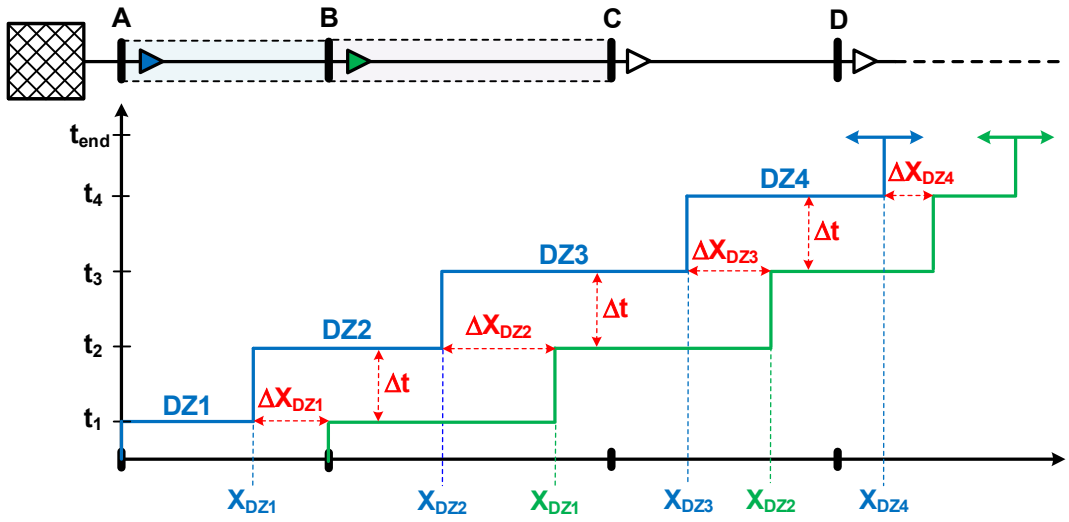
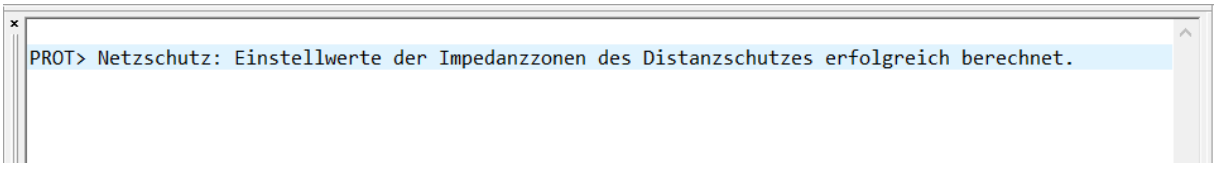


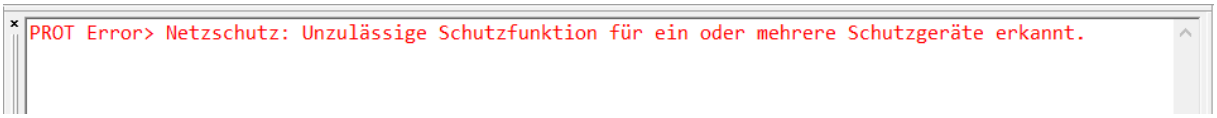
Abbildung 153: Beispiel eines Zeitstaffelschutzplanes

6.1.27.1.3 Meldungen im Ausgabefenster für Netzschutzmeldungen

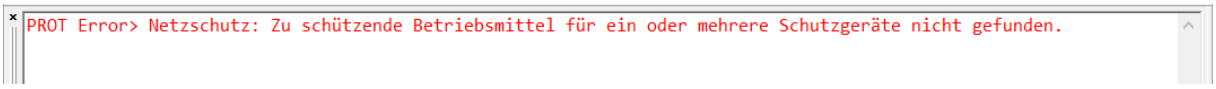
Im Ausgabefenster für Netzschutzmeldungen werden Meldungen wie nachfolgende dargestellt ausgegeben.



Die Distanzzonen konnten für die Folgeleitungen erfolgreich eingestellt werden.



- Eine oder mehrere Schutzgeräte sind keine Distanzschutzgeräte.



- Einem oder mehreren Schutzgeräten wurden keine zu schützenden Betriebsmittel zugewiesen.

Die weiteren Distanzzonen werden durch das Verfahren nicht eingestellt und bleiben deaktiviert.

6.1.27.1.4 Beispiel: Ergebnisse für einen 3-poligen Kurzschluss L123

Wird am Ende des Abgangs des in der nachfolgenden Abbildung dargestellten Stromnetzes ein 3-poliger Kurzschluss L123 eingestellt und eine Kurzschlussstromberechnung mit **Strg + E** oder dem Toolbar-Button durchgeführt, so ergibt sich das in der nachfolgenden Abbildung dargestellte schutztechnische Ergebnis.

- Das Distanzschutzgerät **P9** löst als Hauptschutz in der 2. Distanzzone mit 300ms aus.

- Das Distanzschutzgerät **P8** regt mit Generalanregung an und würde als Reserveschutz in der 3. Distanzzone mit 600ms auslösen.

- Die Distanzschutzgeräte **P1** und **P2** würde als weiterer Reserveschutz in ungerichteter Endzeit mit 2s auslösen.

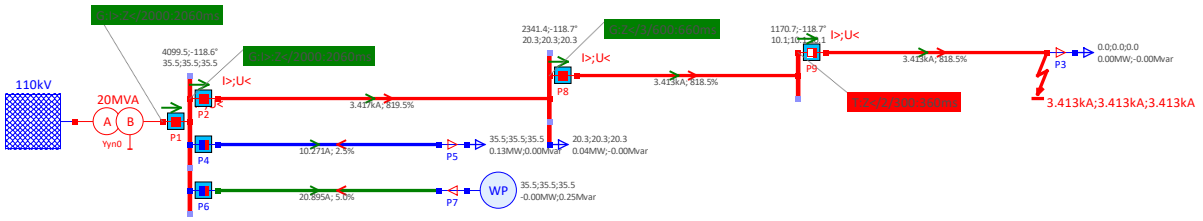


Abbildung 154: Beispiel: Ergebnisse für einen 3-poligen Kurzschluss L123

In der nachfolgenden Abbildung ist der Zeitstaffelschutzplan für **Distanzschutz P2** mit den Kurzschlussmesswerten dargestellt.

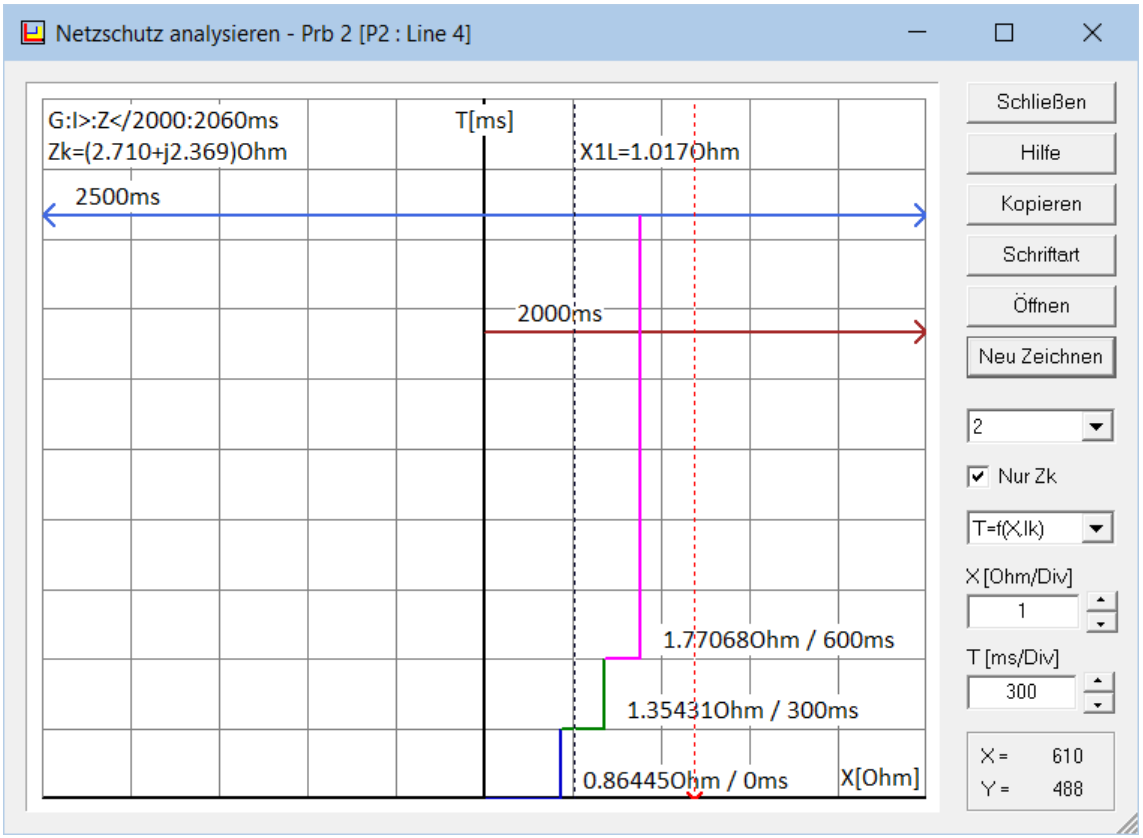


Abbildung 155: Distanzschutz P2 - Zeitstaffelschutzplan mit Kurzschlussmesswerten

6.1.27.2 DIST: Automatisierte Einstellung Distanzschutz

Die automatisierte Einstellung der Distanzschutzgeräte basiert auf einer topologischen Analyse des Stromnetzes und der dadurch möglichen Identifikation der 1. Gegenstation und der 2. Gegenstationen des betrachteten Distanzschutzes. Näheres dazu ist im Kapitel Grundlagen Distanzschutz enthalten.

Die automatisierte Einstellung der Distanzschutzgeräte erfolgt in mehreren Schritten.

- ⇨ Vor dem Start der automatisierten Einstellung müssen in der Registerkarte **Allgemeine Daten** für die Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät** die Schutzfunktion **Distanzschutz** und die Einstellwerte für **Nennspannung U_n** und **Nennstrom I_n** eingestellt werden.
- ⇨ Die Berechnung der **Impedanzen der Distanzzonen erfolgt als Primärimpedanzen**. Daher werden von ATPDesigner die Werte der nachfolgende dargestellten Einstellwerte in der Gruppe **Spannungs- und Stromwandler** der Registerkarte **Dist: Z<** automatisch eingestellt.

Einstellwert	Einstellung
Primäre Nennspannung	U_{nprim} = 100V
Primärer Nennstrom	I_{nprim} = 1A
Sekundäre Nennspannung	U_{nsek} = 100V
Sekundärer Nennstrom	I_{nsek} = 1A

1. Schutzzonen identifizieren
   Basierend auf einem topologischen Suchverfahren werden die Hauptschutzzone und die Reserveschutzzonen der Distanzschutzgeräte mit einem topologischen Suchverfahren ermittelt und in der Netzgrafik farblich dargestellt.
2. Betriebsmittel bis zur 1. Gegenstation und den 2. Gegenstationen überprüfen
   Nach der Identifikation der Schutzzonen können diese und die in den Schutzzonen enthaltenen Netzwerkelemente ausgehend von einem Distanzschutzgerät kontrolliert werden. Dazu werden die erkannten Netzwerkelemente ausgehend vom Distanzschutzgerät bis zu den 2. Gegenstationen in der Netzgrafik eingefärbt.
3. Einstellwerte der Distanzzonen berechnen
   Im letzten Schritt werden die Einstellwerte für das Anregesystem und die Distanzzonen berechnet und für das Distanzschutzgeräte eingestellt.

6.1.27.2.1 Z<: Haupt- und Reserveschutz – Schutzzonen identifizieren

Mit Hilfe des Menüpunktes können Haupt- und Reserveschutzzonen für den Distanzschutz im Stromnetz automatisiert identifiziert und direkt in der Netzgrafik angezeigt werden.

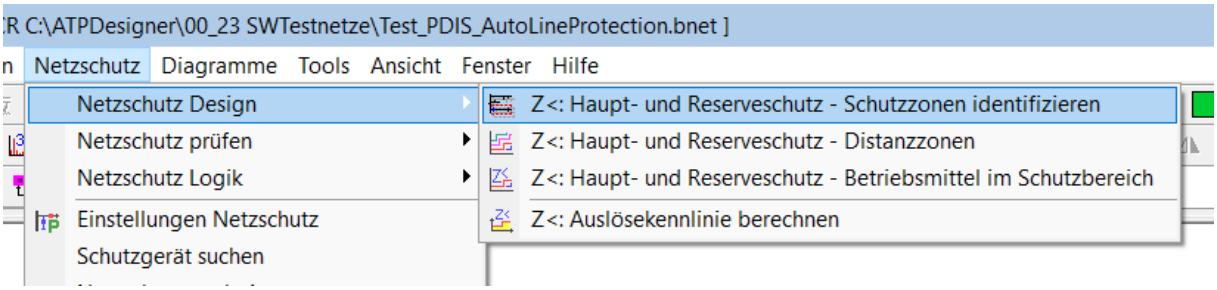


Abbildung 156: Schutzzonen identifizieren

In der nachfolgenden Abbildung sind in einem Referenznetz die Hauptschutzzonen durch ein **grau** eingefärbtes Rechteck eingegrenzt. Man erkennt, dass durch die Überlappung der Hauptschutzzonen eine übersichtliche Darstellung der Hauptschutzzonen nicht immer optimal gegeben ist. Daher sind über die hier gezeigte weitere Darstellungsfunktionen in ATPDesigner vorhanden.

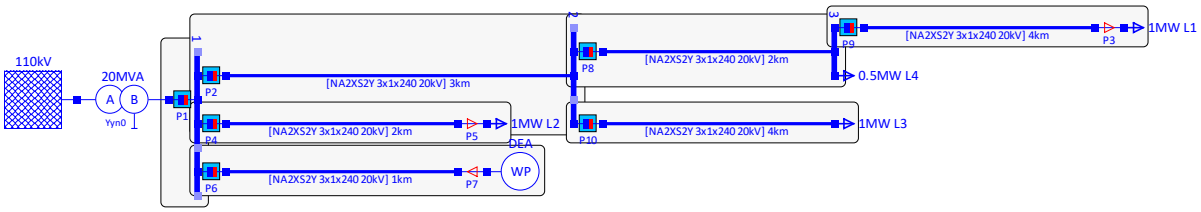


Abbildung 157: Anzeige der Hauptschutzzonen für Distanzschutzgeräte

6.1.27.2.2 Suchalgorithmus zur Identifikation von Haupt- und Reserveschutzzonen

Der Suchalgorithmus zur Identifikation der Haupt- und Reserveschutzzonen startet bei jedem **Mess/Schutzgerät** mit der Schutzfunktion **Distanzschutz**. In Richtung der positiven Messrichtung, die durch den **roten Pfeil** erkennbar ist. Ausgehend von dem **Mess/-Schutzgerät** wird die 1. Gegenstation und die darauffolgenden 2. Gegenstationen gesucht.

6.1.27.2.3 Hauptschutzzone

Als **Hauptschutzzone** wird nachfolgend der Bereich eines Stromnetzes bezeichnet, der vom Messort des **Mess/Schutzgerätes** ausgehend in positiver Messrichtung bis zur 1. Gegenstation liegt.

6.1.27.2.4 Reserveschutzzone

Als **Reserveschutzzone** wird der Bereich eines Stromnetzes bezeichnet, der vom Messort des **Mess/Schutzgerätes** ausgehend beginnend mit der 1. Gegenstation in positiver Messrichtung bis zu den 2. Gegenstationen reicht. In aller Regel wird zur Festlegung des Reserveschutzbereiches eine der 2. Gegenstationen nach einem netzphysikalischen Kriterium wie z.B. das Kriterium der elektrisch längsten Folgeleitung festgelegt.

6.1.27.2.5 Hauptschutzzone – Identifikation der 1. Gegenstation

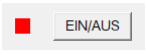
Um die Hauptschutzzone zu definieren, muss die 1. Gegenstation durch den Suchalgorithmus identifiziert werden.

Die **1. Gegenstation** wird dadurch erkannt, dass sich ausgehend von dem Messort des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** netzphysikalisch an einem Betriebsmittel eine Stromverzweigung in zwei oder mehrere nachfolgende Stromzweige ergeben kann, sich im Strommesspfad ein weiteres **Mess/Schutzgerät** mit aktiver Distanzschutzfunktion befindet oder eine der nachfolgend aufgelisteten Bedingungen erfüllt ist.

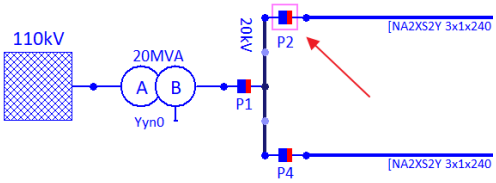
⇨ **Berücksichtigung deaktivierte Netzwerkelemente**
Der topologische Suchalgorithmus betrachtet elektrisch deaktivierte Netzwerkelemente (Zeichenfarbe **magenta**) als im Stromnetz nicht vorhanden.

Folgende Bedingungen definieren das Ende einer Schutzzone, d.h. die 1. Gegenstation:

- **Mess/Schutzgerät**
  Falls das Schutzgerät mit Distanzschutzfunktion parametriert ist, die **EIN** geschaltet ist (Registerkarte **Allgemeine Daten**, Schalter **EIN/AUS**), wird eine Gegenstation erkannt.

  In der nachfolgenden Abbildung ist ein **Mess/Schutzgerät** mit **AUS** geschalteten Schutzfunktionen dargestellt, erkennbar am **magenta** Rahmen um das grafische Symbol. Die Schutzfunktion wird im Einstelldialog in der Registerkarte **Allgemeine Daten** mit dem Button 

  ein- oder ausgeschaltet.



- **Sammelschiene mit mehr als zwei mit anderen Netzwerkelementen verbundenen Knoten**
  - Ein deaktiviertes Netzwerkelement, das direkt an der Sammelschiene angeschlossen ist, wird als nicht vorhanden betrachtet und nicht gezählt.

- **Offene Schalter**
  - interner Schalter des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**
  - **Schalter**
  - **Schalter (CB)**

- **Transformatoren im Strompfad**
  - **Transformator 2-Wicklung**
  - **Transformator 2/3-Wicklung (BCTRAN)**

- **Betriebsmittel im Strompfad, die einen Randknoten darstellen**
  - **Netzeinspeisung**
  - **Verbraucherlast**
  - **Synchrongenerator**

- **Asynchronmaschine**
- **Dezentraler Einspeiser (EMT)** und Batteriespeicher
- **Erzeugungsanlage (DEA)**
- **1p. U/I-Quelle**
- **Externe .ATP-Datei**
- **Splitter**

Die Betriebsmittel bis zur **1. Gegenstation** werden der Hauptschutzzone zugeordnet.

Folgende Betriebsmittel und Bedingungen werden nicht als Ende einer Schutzzone, d.h. nicht als 1. Gegenstation erkannt.

- Trennschalter von Leitungen
- Trennschalter von Sammelschienen
- Trenn- und Abgangsschalter von Doppelsammelschienen

Zusatzknoten von **Leitungen** werden vom Suchalgorithmus ignoriert. Daher sollten Netzstationen, d.h. Transformatoren zur Versorgung nachgelagerter Stromnetze typischerweise an Zusatzknoten der Leitungen angeschaltet und dafür keine Sammelschienen verwendet werden. So können Leitungsabgänge mit einer Vielzahl angeschlossener Netzstationen sehr einfach nachgebildet werden, die z.B. durch die Distanzzonen eines Distanzschutzgerätes typischerweise überstaffelt werden. Dagegen würde eine Netzstation, die an einer Sammelschiene angeschlossen ist, bei mindestens drei verbundenen Knoten der Sammelschiene als Gegenstation erkannt werden.

6.1.27.2.6 Reserveschutzzone – Identifikation der 2. Gegenstation(en)

Um die Reserveschutzzone zu definieren, müssen die 2. Gegenstation(en) identifiziert werden. Die **2. Gegenstation(en)** werden dadurch erkannt, dass sich ausgehend von der 1. Gegenstation netzphysikalisch an einem Betriebsmittel eine Stromverzweigung in zwei oder mehrere nachfolgende Stromzweige ergeben kann. Darüber hinaus gelten die Bedingungen zur Identifikation der 1. Gegenstation bzgl. offener Schalter, Transformatoren und Betriebsmittel, die einen Randknote darstellen

6.1.27.2.7 Hauptschutzzone in der Netzgrafik anzeigen

ATPDesigner bietet dem Anwender die Möglichkeit, auch in vermaschten Stromnetzen die Hauptschutzzone und alle Betriebsmittel bis zu den 2. Gegenstationen direkt in der Netzgrafik anzuzeigen. Der Suchalgorithmus zur Identifikation der Haupt- und Reserveschutzzonen startet bei jedem **Mess/Schutzgerät** mit der Schutzfunktion **Distanzschutz** in Richtung der positiven Messrichtung.

- Hauptmenü **Netzschutz**
- Menüpunkt **Netzschutz Design**
- Menüpunkt **Z<: Haupt- und Reserveschutz – Schutzzonen identifizieren**

In der nachfolgenden Abbildung sind die Hauptschutzzonen durch **grau** eingefärbte Rechtecke markiert.

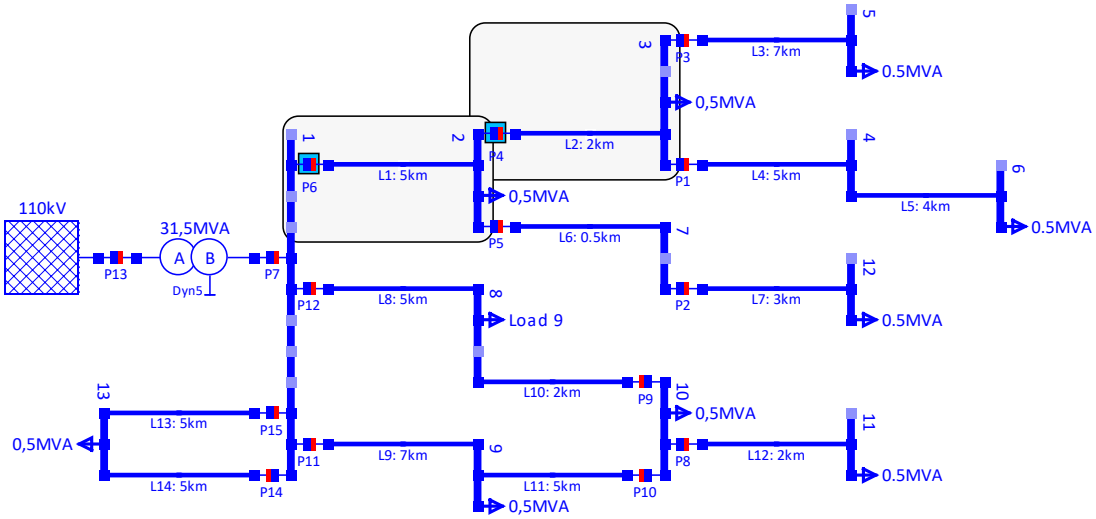


Abbildung 158: Anzeige der Hauptschutzzonen für Distanzschutzgeräte (DIST)

Die Einfärbung kann mit dem Toolbar-Button oder aus der Netzgrafik entfernt werden.

6.1.27.2.8 Z<: Haupt- und Reserveschutz – Betriebsmittel im Schutzbereich

Nach der Identifikation der 1. Gegenstation und der 2. Gegenstation(en) können die Betriebsmittel in der Hauptschutzzone und die Betriebsmittel bis zu den 2. Gegenstation(en) **grün** gezeichnet werden.

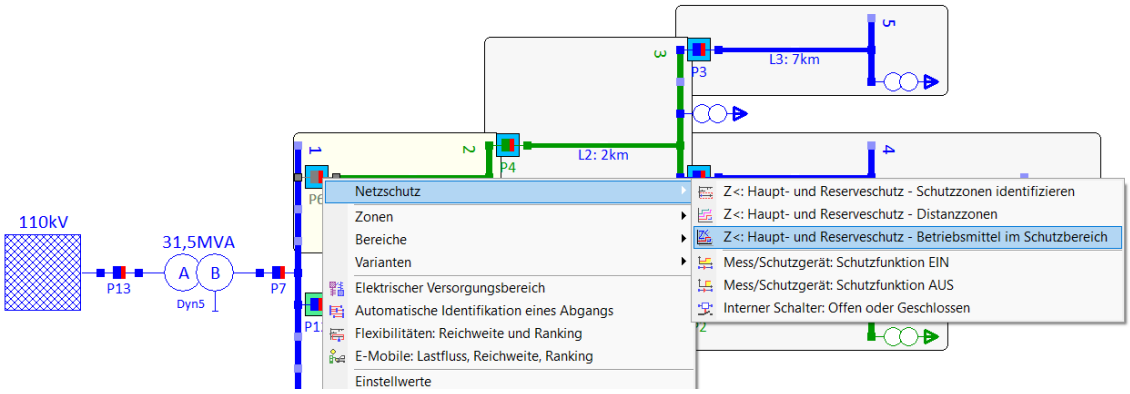


Abbildung 159: Betriebsmittel in Haupt- und Reserveschutzzone einfärben

In der nachfolgenden Abbildung sind die Betriebsmittel, die in der Haupt- und Reserveschutzzone liegen, **grün** gezeichnet. Es ist wie folgt vorzugehen:

1. **Mess/Schutzgerät** mit Distanzschutzfunktion mit einem **Left Mouse Button Click** markieren.

2. Kontextsensitives Menü mit einem **Right Mouse Button Click** öffnen

3. Im Hauptmenü **Netzschutz** den Menüpunkt **Z<: Haupt- und Reserveschutz – Schutzzonen identifizieren** mit einem **Left Mouse Button Click** auswählen.

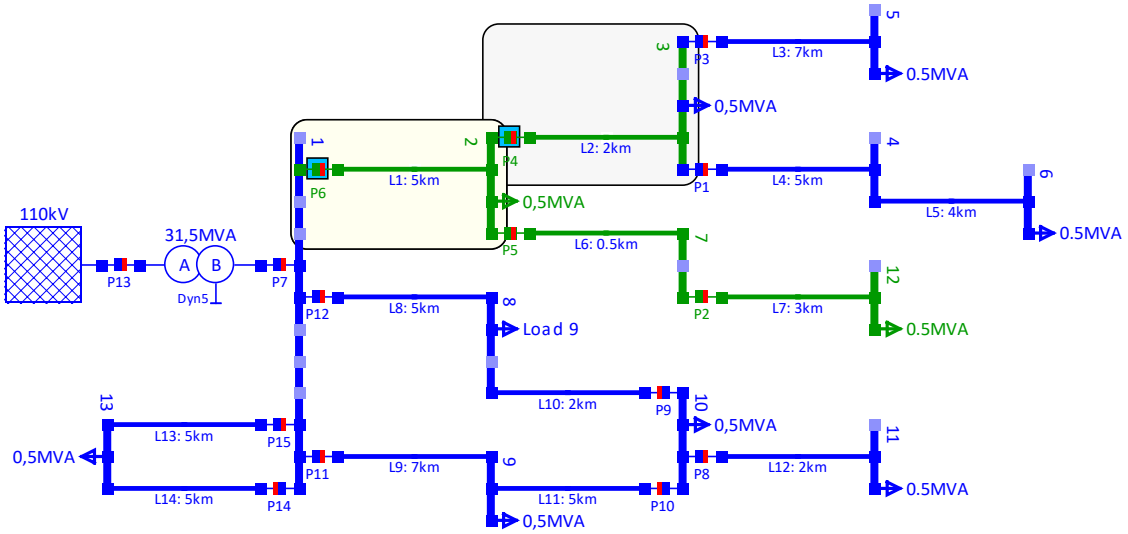


Abbildung 160: Anzeige Hauptschutzzone und Betriebsmittel im Schutzbereich

Wie in der vorherigen Abbildung dargestellt wird die Hauptschutzzone des markierten **Mess/Schutzgerätes** in **Gelb** gezeichnet.

6.1.27.2.9 Z<: Haupt- und Reserveschutz – Ausgabe der Ergebnisse als Bericht

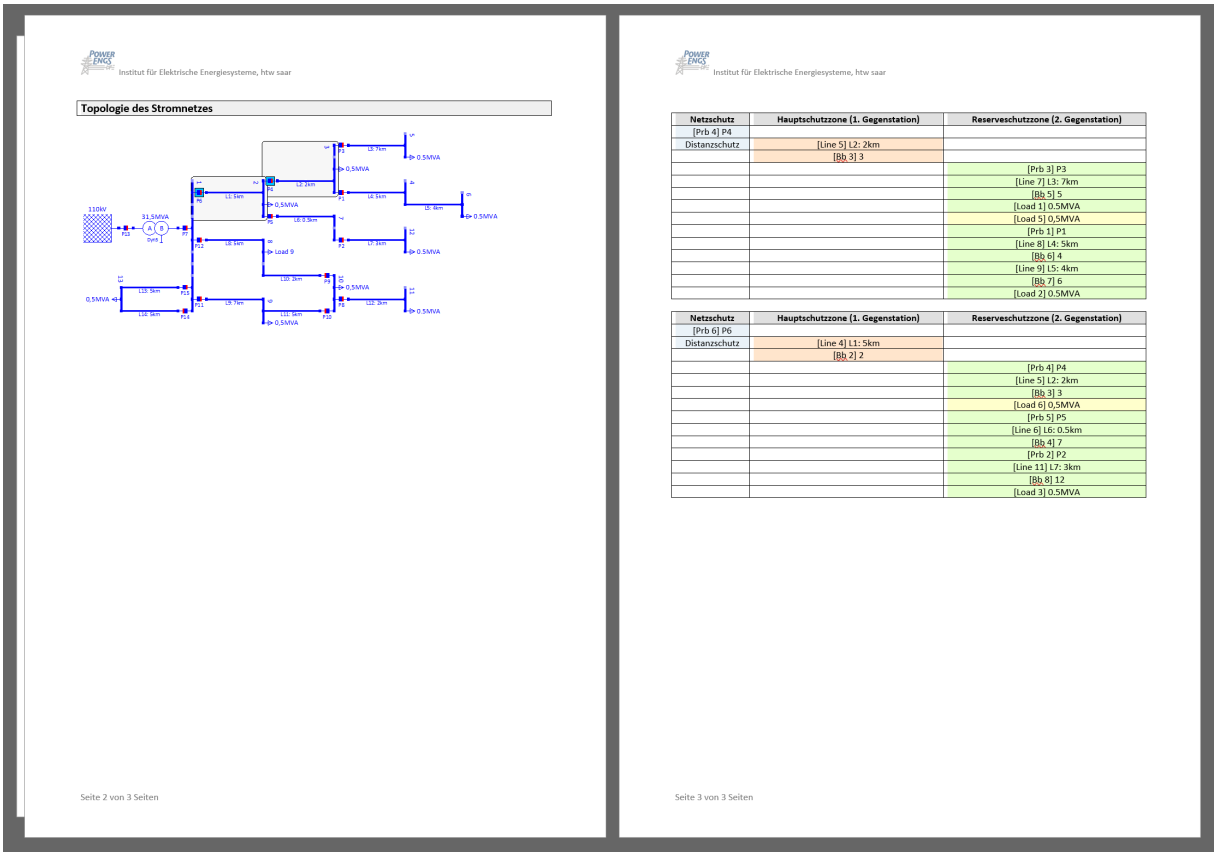
Die Ergebnisse der Identifikation von Hauptschutzzonen und Reserveschutzzonen werden in einem **Bericht** (.XLM-Datei [21]) im **Projektverzeichnis** gespeichert. Der ***NetDateiname*** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**. Der Dateiname ist wie folgt definiert.

JJJJMMTThhmmss_***NetDateiname***_**DIST**.xml

Berichte von ATPDesigner verwenden das international standardisierte XML-basierten Format **Office Open XML** [21] und können mit den Textverarbeitungsprogrammen wie z.B. Word direkt geöffnet und weiterverarbeitet werden.

In der nachfolgenden Abbildung sind für das oben abgebildete Netz Ausschnitte aus einem **Bericht** abgebildet:

- Netz mit **grau** markierten Hauptschutzzonen
- Tabellarische Ausgabe der Ergebnisse



Netzschutz	Hauptschutzzone (1. Gegenstation)	Reserveschutzzone (2. Gegenstation)
[Prb 4] P4		
Distanzschutz	[Line 5] L2: 2km	
	[Bb 3] 3	
		[Prb 3] P3
		[Line 7] L3: 7km
		[Bb 5] 5
		[Load 1] 0.5MVA
		[Load 5] 0,5MVA
		[Prb 1] P1
		[Line 8] L4: 5km
		[Bb 6] 4
		[Line 9] L5: 4km
		[Bb 7] 6
		[Load 2] 0.5MVA

Netzschutz	Hauptschutzzone (1. Gegenstation)	Reserveschutzzone (2. Gegenstation)
[Prb 6] P6		
Distanzschutz	[Line 4] L1: 5km	
	[Bb 2] 2	
		[Prb 4] P4
		[Line 5] L2: 2km
		[Bb 3] 3
		[Load 6] 0,5MVA
		[Prb 5] P5
		[Line 6] L6: 0.5km
		[Bb 4] 7
		[Prb 2] P2
		[Line 11] L7: 3km
		[Bb 8] 12
		[Load 3] 0.5MVA

Abbildung 161: Z<: Haupt- und Reserveschutz – Ausgabe der Ergebnisse als Bericht

Die Ausgabe erfolgt angelehnt an das Konzept von Hauptschutzzonen und Reserveschutzzonen tabellarisch in mehreren Spalten.

Netzschutz	Hauptschutzzone (1. Gegenstation)	Reserveschutzzone (2. Gegenstation)
[Prb 6] P6		
Distanzschutz	[Line 4] L1: 5km	
	[Bb 2] 2	
		[Prb 4] P4
		[Line 5] L2: 2km
		[Bb 3] 3
		[Load 6] 0,5MVA
		[Prb 5] P5
		[Line 6] L6: 0.5km
		[Bb 4] 7
		[Prb 2] P2
		[Line 11] L7: 3km
		[Bb 8] 12
		[Load 3] 0.5MVA

Spalte	Bedeutung
1	Netzschutzgerät als Ausgangspunkt des Suchalgorithmus mit Schutzfunktion
2	Betriebsmittel ausgehend vom Netzschutzgerät bis zur 1. Gegenstation
3	Betriebsmittel von der 1. Gegenstation bis zu den 2. Gegenstationen

	Wie im vorangehenden Beispiel gezeigt werden mehrere der 1. Gegenstation folgende Schutzzonen bis zu den 2. Gegenstationen durch eine alternierende Einfärbung gruppiert. Es wurden drei 2. Gegenstationen erkannt: Sammelschiene **Bb 3**, Verbraucherlast **Load 6** und Verbraucherlast **Load 3**.

6.1.27.2.10Z<: Haupt- und Reserveschutz - Distanzzonen

Nachdem mit dem Menüpunkt **Z<: Haupt- und Reserveschutz – Schutzzonen identifizieren** durch ein topologisches Suchverfahren die Schutzzonen identifiziert wurden, können die Einstellwerte der Distanzzonen berechnet werden.

- Hauptmenü **Netzschutz**
- Menüpunkt **Netzschutz Design**, **Z<: Haupt- und Reserveschutz – Distanzzonen**

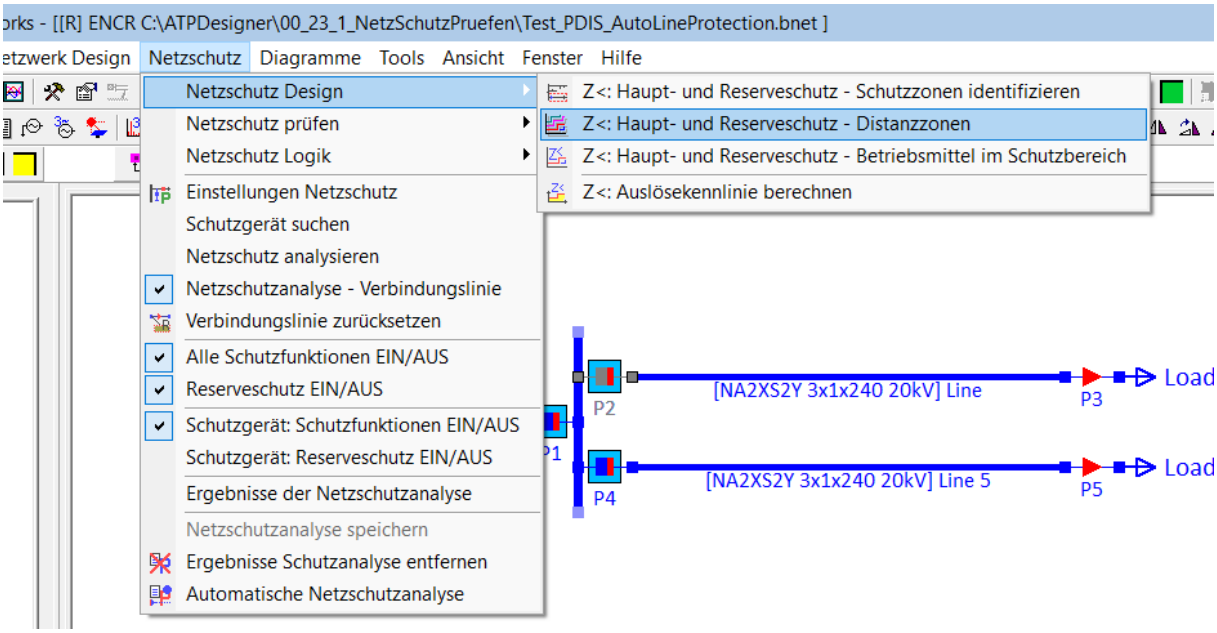


Abbildung 162: Berechnung der Einstellwerte der Distanzzonen

Folgende Randbedingungen sind zu beachten.

- Es werden nur markierte **Mess/Schutzgeräte** berücksichtigt. Ist das Netzwerkelement nicht markiert, so erfolgt keine Berechnung und Einstellung der Einstellwerte. Die Markierung einzelner Netzwerkelemente kann durch einen **Left Mouse Button Click** auf das Symbol des Netzwerkelementes erfolgen.

- Es werden nur aktive **Mess/Schutzgeräte** berücksichtigt. Ist das Netzwerkelement deaktiviert, so erfolgt keine Berechnung und Einstellung der Einstellwerte.

Es werden Meldungen im Meldungsfenster für **Netzschutzmeldungen** ausgegeben.

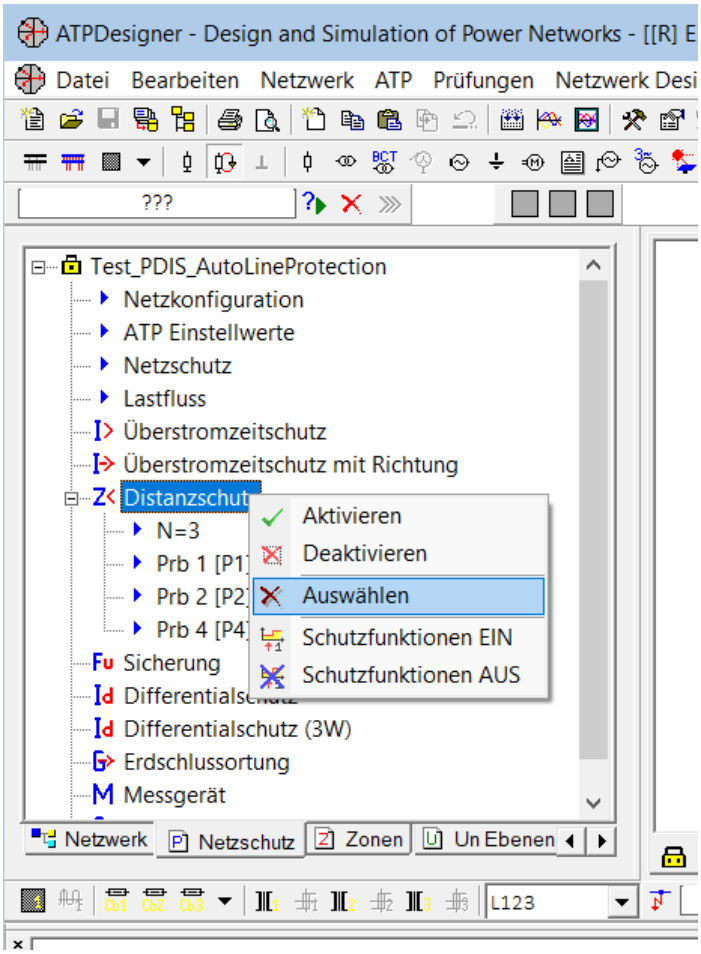


Abbildung 163: Auswahl der Distanzschutzgeräte in der Registerkarte *Netzschutz*

Folgende Einstellwerte der Distanzzonen werden berechnet.

Einstellwert der Distanzzone	Einstellwert im Einstelldialog
Mitsystemresistanz R_1	Rsek
Mitsystemreaktanz X_1	Xsek
Impedanzwinkel $\phi(\underline{Z}_1)$ mit $\underline{Z}_1 = R_1 + j \cdot X_1$	$\phi(\underline{Z})$

Die Einstellwerte werden nach dem Verfahren der kürzesten und längsten Folgeleitung ermittelt. Die berechneten Einstellwerte werden wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt im Meldungsfenster der Netzschutzmeldungen ausgegeben.

Die Berechnung der Einstellwerte der Distanzzonen berücksichtigt nur Leitungen, keine Transformatoren oder Zwischeneinspeisungen. berücksichtigt und lediglich Reaktanz und Resistanz für die Hauptschutzzone, die zweite Distanzschutzzone, die dritte Distanzschutzzone und die vierte Distanzschutzzone ausgewertet, eingestellt und aktiviert. Alle weiteren Einstellwerte für die Distanzschutzgeräte bleiben auf dem Stand vor dem Ausführen der Funktion.

6.1.27.2.11 Beispiel: Berechnung der Distanzzonen in einem einfachen Stromnetz

Für das nachfolgende Stromnetz mit zwei Distanzschutzgeräten werden die Distanzzonen beispielhaft automatisiert berechnet.

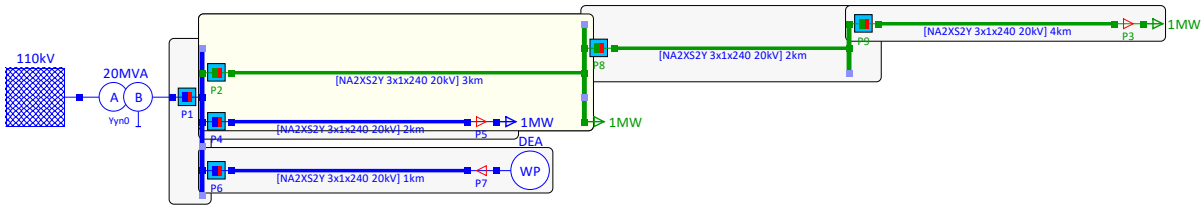


Abbildung 164: Einfaches Stromnetz zur Berechnung der Distanzzonen

Die automatisierte Berechnung der Distanzzonen berechnet die Impedanzen der Distanzzonen DZ1 und DZ2. In der nachfolgenden Abbildung sind die Ausgaben in dem Meldungsfenster für **Netzschutzmeldungen** dargestellt.

```
PROT> Start: Z<: Haupt- und Reserveschutz - Distanzzonen einstellen
PROT>> [Prb 1] P1 - Distanzzone DZ1: Keine Leitung in der Hauptschutzzone gefunden
PROT>> [Prb 1] P1 - Distanzzone DZ1: Rsek=0.1096500hm, Xsek=0.0960500hm, T=300.000000ms
PROT>> [Prb 1] P1 - Distanzzone DZ2: Rsek=0.4257000hm, Xsek=0.3729000hm, T=600.000000ms
PROT>> [Prb 2] P2 - Distanzzone DZ1: Rsek=0.3289500hm, Xsek=0.2881500hm, T=0.000000ms
PROT>> [Prb 2] P2 - Distanzzone DZ2: Rsek=0.5153550hm, Xsek=0.4514350hm, T=300.000000ms
PROT>> [Prb 2] P2 - Distanzzone DZ3: Rsek=0.7017600hm, Xsek=0.6147200hm, T=600.000000ms
PROT>> [Prb 2] P2 - Distanzzone DZ4: Rsek=0.9933000hm, Xsek=0.8701000hm, T=900.000000ms
PROT>> [Prb 4] P4 - Distanzzone DZ1: Rsek=0.2193000hm, Xsek=0.1921000hm, T=0.000000ms
PROT>> [Prb 4] P4 - Distanzzone DZ2: Rsek=0.2838000hm, Xsek=0.2486000hm, T=300.000000ms
PROT>> [Prb 4] P4 - Distanzzonen DZ3, DZ4: Keine Leitung zwischen 1. und 2. Gegenstation gefunden
PROT>> [Prb 6] P6 - Distanzzone DZ1: Rsek=0.1096500hm, Xsek=0.0960500hm, T=0.000000ms
PROT>> [Prb 6] P6 - Distanzzone DZ2: Rsek=0.1419000hm, Xsek=0.1243000hm, T=300.000000ms
PROT>> [Prb 6] P6 - Distanzzonen DZ3, DZ4: Keine Leitung zwischen 1. und 2. Gegenstation gefunden
PROT>> [Prb 8] P8 - Distanzzone DZ1: Rsek=0.2193000hm, Xsek=0.1921000hm, T=0.000000ms
PROT>> [Prb 8] P8 - Distanzzone DZ2: Rsek=0.4057050hm, Xsek=0.3553850hm, T=300.000000ms
PROT>> [Prb 8] P8 - Distanzzone DZ3: Rsek=0.4057050hm, Xsek=0.3553850hm, T=600.000000ms
PROT>> [Prb 8] P8 - Distanzzone DZ4: Rsek=0.5676000hm, Xsek=0.4972000hm, T=900.000000ms
PROT>> [Prb 9] P9 - Distanzzone DZ1: Rsek=0.2193000hm, Xsek=0.1921000hm, T=0.000000ms
PROT>> [Prb 9] P9 - Distanzzone DZ2: Rsek=0.2838000hm, Xsek=0.2486000hm, T=300.000000ms
PROT>> [Prb 9] P9 - Distanzzonen DZ3, DZ4: Keine Leitung zwischen 1. und 2. Gegenstation gefunden
PROT>> [Prb 10] P10 - Distanzzone DZ1: Rsek=0.4386000hm, Xsek=0.3842000hm, T=0.000000ms
PROT>> [Prb 10] P10 - Distanzzone DZ2: Rsek=0.5676000hm, Xsek=0.4972000hm, T=300.000000ms
PROT>> [Prb 10] P10 - Distanzzonen DZ3, DZ4: Keine Leitung zwischen 1. und 2. Gegenstation gefunden
PROT>> Ende: Z<: Haupt- und Reserveschutz - Distanzzonen einstellen
```

Abbildung 165: Ausgabe der Einstellwerte der Distanzschutzgeräte im Meldungsfenster

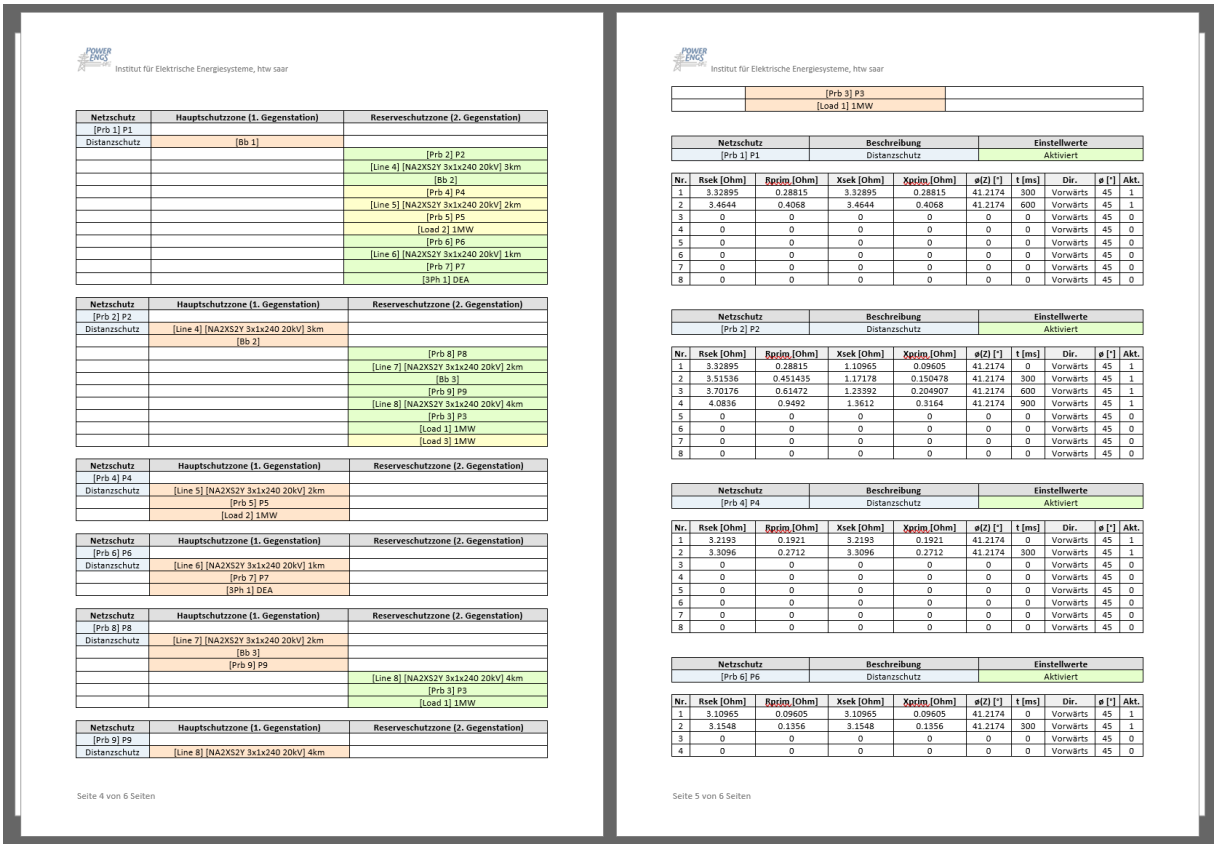
6.1.27.2.12 Z<: Haupt- und Reserveschutz - Distanzzonen – Einstellwerte als Bericht

Die Ergebnisse der Berechnung und Einstellung der Distanzzonen werden in einem **Bericht** (.XLM-Datei [21]) im **Projektverzeichnis** gespeichert. Der ***NetDateiname*** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**. Der Dateiname ist wie folgt definiert.

JJJJMMTThhmmss_*NetDateiname*_DISTDZN.xml

Berichte von ATPDesigner verwenden das international standardisierte XML-basierten Format **Office Open XML** [21] und können mit den Textverarbeitungsprogrammen wie z.B. Word direkt geöffnet und weiterverarbeitet werden.

In der nachfolgenden Abbildung sind für das oben abgebildete Netz Ausschnitte aus einem **Bericht** abgebildet. Die berechneten Einstellwerte werden in Tabellen ausgegeben.



Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

Netzschutz	Hauptschutzzone (1. Gegenstation)	Reserveschutzzone (2. Gegenstation)
[Prb 1] P1		
Distanzschutz	[Bb 1]	
		[Prb 2] P2
		[Line 4] [NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 3km
		[Bb 2]
		[Prb 4] P4
		[Line 5] [NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 2km
		[Prb 5] P5
		[Load 2] 1MW
		[Prb 6] P6
		[Line 6] [NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 1km
		[Prb 7] P7
		[3Ph 1] DEA

Netzschutz	Hauptschutzzone (1. Gegenstation)	Reserveschutzzone (2. Gegenstation)
[Prb 2] P2		
Distanzschutz	[Line 4] [NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 3km	
	[Bb 2]	
		[Prb 8] P8
		[Line 7] [NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 2km
		[Bb 3]
		[Prb 9] P9
		[Line 8] [NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 4km
		[Prb 3] P3
		[Load 1] 1MW
		[Load 3] 1MW

Netzschutz	Hauptschutzzone (1. Gegenstation)	Reserveschutzzone (2. Gegenstation)
[Prb 4] P4		
Distanzschutz	[Line 5] [NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 2km	
	[Prb 5] P5	
	[Load 2] 1MW	

Netzschutz	Hauptschutzzone (1. Gegenstation)	Reserveschutzzone (2. Gegenstation)
[Prb 6] P6		
Distanzschutz	[Line 6] [NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 1km	
	[Prb 7] P7	
	[3Ph 1] DEA	

Netzschutz	Hauptschutzzone (1. Gegenstation)	Reserveschutzzone (2. Gegenstation)
[Prb 8] P8		
Distanzschutz	[Line 7] [NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 2km	
	[Bb 3]	
	[Prb 9] P9	
		[Line 8] [NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 4km
		[Prb 3] P3
		[Load 1] 1MW

Netzschutz	Hauptschutzzone (1. Gegenstation)	Reserveschutzzone (2. Gegenstation)
[Prb 9] P9		
Distanzschutz	[Line 8] [NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 4km	

Seite 4 von 6 Seiten

Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

	[Prb 3] P3	
	[Load 1] 1MW	

Netzschutz	Beschreibung	Einstellwerte
[Prb 1] P1	Distanzschutz	Aktiviert

Nr.	Rsek [Ohm]	Rprim [Ohm]	Xsek [Ohm]	Xprim [Ohm]	ø(Z) [°]	t [ms]	Dir.	ø [°]	Akt.
1	3.32895	0.28815	3.32895	0.28815	41.2174	300	Vorwärts	45	1
2	3.4644	0.4068	3.4644	0.4068	41.2174	600	Vorwärts	45	1
3	0	0	0	0	0	0	Vorwärts	45	0
4	0	0	0	0	0	0	Vorwärts	45	0
5	0	0	0	0	0	0	Vorwärts	45	0
6	0	0	0	0	0	0	Vorwärts	45	0
7	0	0	0	0	0	0	Vorwärts	45	0
8	0	0	0	0	0	0	Vorwärts	45	0

Netzschutz	Beschreibung	Einstellwerte
[Prb 2] P2	Distanzschutz	Aktiviert

Nr.	Rsek [Ohm]	Rprim [Ohm]	Xsek [Ohm]	Xprim [Ohm]	ø(Z) [°]	t [ms]	Dir.	ø [°]	Akt.
1	3.32895	0.28815	1.10965	0.09605	41.2174	0	Vorwärts	45	1
2	3.51536	0.451435	1.17178	0.150478	41.2174	300	Vorwärts	45	1
3	3.70176	0.61472	1.23392	0.204907	41.2174	600	Vorwärts	45	1
4	4.0836	0.9492	1.3612	0.3164	41.2174	900	Vorwärts	45	1
5	0	0	0	0	0	0	Vorwärts	45	0
6	0	0	0	0	0	0	Vorwärts	45	0
7	0	0	0	0	0	0	Vorwärts	45	0
8	0	0	0	0	0	0	Vorwärts	45	0

Netzschutz	Beschreibung	Einstellwerte
[Prb 4] P4	Distanzschutz	Aktiviert

Nr.	Rsek [Ohm]	Rprim [Ohm]	Xsek [Ohm]	Xprim [Ohm]	ø(Z) [°]	t [ms]	Dir.	ø [°]	Akt.
1	3.2193	0.1921	3.2193	0.1921	41.2174	0	Vorwärts	45	1
2	3.3096	0.2712	3.3096	0.2712	41.2174	300	Vorwärts	45	1
3	0	0	0	0	0	0	Vorwärts	45	0
4	0	0	0	0	0	0	Vorwärts	45	0
5	0	0	0	0	0	0	Vorwärts	45	0
6	0	0	0	0	0	0	Vorwärts	45	0
7	0	0	0	0	0	0	Vorwärts	45	0
8	0	0	0	0	0	0	Vorwärts	45	0

Netzschutz	Beschreibung	Einstellwerte
[Prb 6] P6	Distanzschutz	Aktiviert

Nr.	Rsek [Ohm]	Rprim [Ohm]	Xsek [Ohm]	Xprim [Ohm]	ø(Z) [°]	t [ms]	Dir.	ø [°]	Akt.
1	3.10965	0.09605	3.10965	0.09605	41.2174	0	Vorwärts	45	1
2	3.1548	0.1356	3.1548	0.1356	41.2174	300	Vorwärts	45	1
3	0	0	0	0	0	0	Vorwärts	45	0
4	0	0	0	0	0	0	Vorwärts	45	0

Seite 5 von 6 Seiten

Abbildung 166: Z<: Haupt- und Reserveschutz - Distanzzonen – Einstellwerte als Bericht

6.1.28 DIST: Berechnung des stationären Netzzustandes

Wird ein Distanzschutz während der Berechnung des stationären Netzzustandes verwendet, so werden die Meldungen der Distanzschutzgeräte Ausgabefenster für **Netzschutzmeldungen** ausgegeben. Das Ergebnis der Schutzanalyse wird mit **T:...** (**AUS-Kommando**) oder **G:...** (**Generalanregung**) direkt in der Netzgrafik angezeigt.

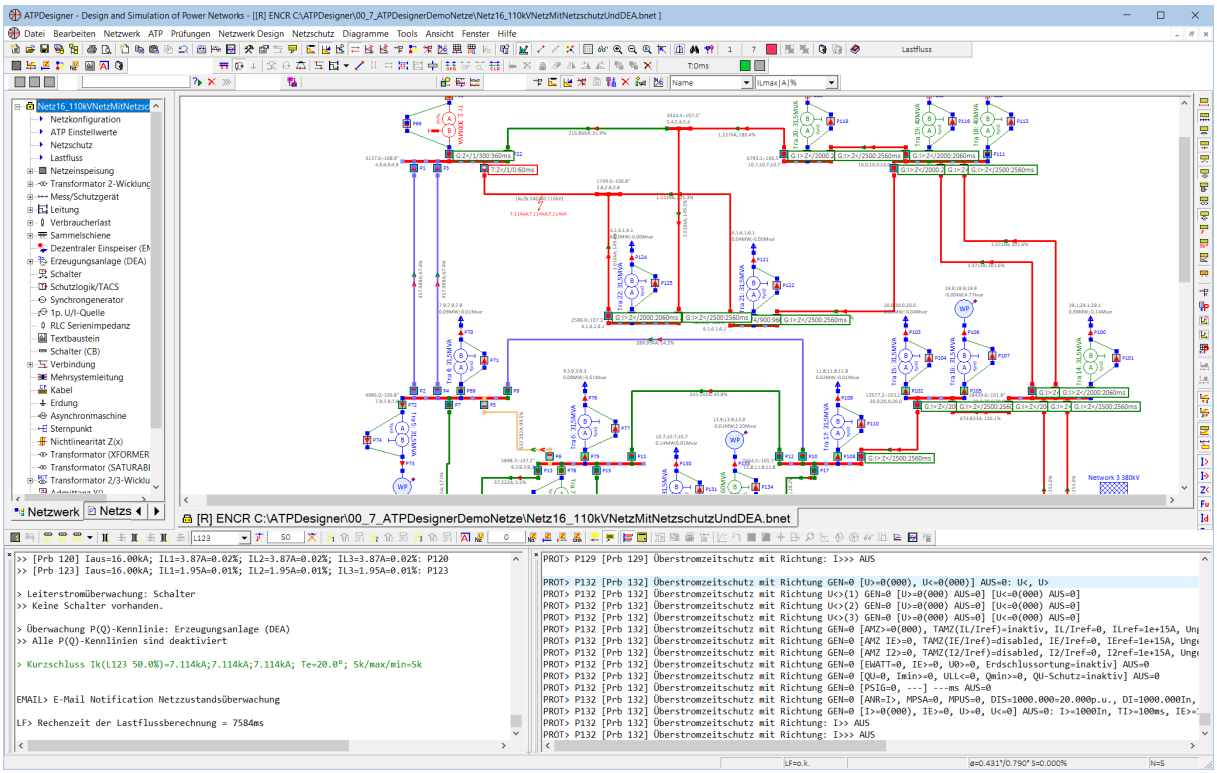


Abbildung 167: Stationärer Netzzustand - Ausgabe der Ergebnisse des Distanzschutzes

Nachfolgend sind die Ausgaben der Distanzschutzgeräte im **Meldungsfenster** dargestellt. Die Ausgaben werden in den Kapiteln der einzelnen Schutzfunktionen wie z.B. DIST: Meldungsfenster für Netzschutzfunktionen näher erläutert.

```
PROT> P43 [Prb 43] Distanzschutz: Z1ks L12=(1301.11 + j-487.065)Ohm, L23=(1301.11 + j-487.065)Ohm, L31=(1301.11

PROT> P44 [Prb 44] Distanzschutz GEN=0 [U>=0(000), U<=0(000)] AUS=0: U<, U>
PROT> P44 [Prb 44] Distanzschutz U<>(1) GEN=0 [U>=0(000) AUS=0] [U<=0(000) AUS=0]
PROT> P44 [Prb 44] Distanzschutz U<>(2) GEN=0 [U>=0(000) AUS=0] [U<=0(000) AUS=0]
PROT> P44 [Prb 44] Distanzschutz U<>(3) GEN=0 [U>=0(000) AUS=0] [U<=0(000) AUS=0]
PROT> P44 [Prb 44] Distanzschutz GEN=0 [AMZ>=0(000), TAMZ(IL/Iref)=inaktiv, IL/Iref=0, ILref=1e+15A, Ungerichtet
PROT> P44 [Prb 44] Distanzschutz GEN=0 [AMZ IE>=0, TAMZ(IE/Iref)=disabled, IE/Iref=0, IEref=1e+15A, Ungerichtet-
PROT> P44 [Prb 44] Distanzschutz GEN=0 [AMZ I2>=0, TAMZ(I2/Iref)=disabled, I2/Iref=0, I2ref=1e+15A, Ungerichtet-
PROT> P44 [Prb 44] Distanzschutz GEN=0 [EWATT=0, IE>=0, U0>=0, Erdschlussortung=inaktiv] AUS=0
PROT> P44 [Prb 44] Distanzschutz GEN=0 [QU=0, Imin>=0, ULL<=0, Qmin>=0, QU-Schutz=inaktiv] AUS=0
PROT> P44 [Prb 44] Distanzschutz GEN=0 [PSIG=0, ---] ---ms AUS=0
PROT> P44 [Prb 44] Distanzschutz GEN=0 [ANR=I>,U<, MPSA=0, MPUS=0, DIS=1.159=19.309p.u., DI=1.159In, DU=0.000ULE
PROT> P44 [Prb 44] Distanzschutz Z<-Anregung=inaktiv
PROT> P44 [Prb 44] Distanzschutz GEN=0 {2:I>} [I>=0, UI=0(000)] AUS=0: I>=1.2In, I>=1000In, TI>=2000ms, Tpr=0ms,
PROT> P44 [Prb 44] Distanzschutz GEN=0 {3:I>} [I>=0, UI=0(000)] AUS=0: I>=1.2In, I>=1000In, TI>=2500ms, Tpr=0ms,
PROT> P44 [Prb 44] Distanzschutz(Polygon) DZ1 GEN=0 {1} [I>=0(000), IE>=0, IF>=0(000), U>=0, U<=0, UI=0(000)] AU
PROT> P44 [Prb 44] Distanzschutz(Polygon) DZ2 GEN=0 {1} [I>=0(000), IE>=0, IF>=0(000), U>=0, U<=0, UI=0(000)] AU
PROT> P44 [Prb 44] Distanzschutz(Polygon): Zone=3, AUS
```

Abbildung 168: Ausgabe von Meldungen eines Distanzschutzgerätes (Beispiel)

6.1.29 DIST: Berechnung der dynamischen Netzvorgänge

ATPDesigner berechnet aus den zeitlich veränderlichen Spannungen und Strömen mit Hilfe einer Diskreten Fourier Transformation (DFT) die komplexen Zeiger der netzfrequenten Grundschwingung für die Leiter-Erd-Spannungen, die Leiter-Leiter-Spannungen, die Leiterströme und die Leiter-Leiter-Ströme. Die Impedanzen werden mit Hilfe des eingestellten Impedanzalgorithmus z.B. nach McInnes/Morrisson berechnet.

Das AUS-Kommando **OPEN** wird im Falle der Berechnung dynamischer Netzvorgänge am Schalter (**Switch**) angezeigt.

Rückfall der Anregung
Bei einem Rückfall einer Anregung wird die zugehörige Zeitstufe zurückgesetzt.

Die nachfolgenden Signale werden in der **Diagrammdatei** (.PL4-Datei) ausgegeben. Die Ausgabe in die **Diagrammdatei** (.PL4-Datei) erfolgt, wenn der Einstellwert **Ausgabesignale** auf den Wert **Messgerät/Schalter (4)** eingestellt ist (siehe Kapitel 6.4.1). Die Kennung **xxx** entspricht der Nummer des **Mess/Schutzgerätes**.

⇨ Im zeitlichen Verlauf der berechneten Resistanzen und Reaktanzen werden u.U. sehr große transiente Zahlwerte nach Kurzschlusseintritt berechnet, die eine grafische Darstellung und Auswertung erschweren. Daher werden diese Signale auf den Wert 1000Ω (sekundär) für die Diagrammdarstellung begrenzt. Der Distanzalgorithmus verwendet die nicht begrenzten Kurzschlussmesswerte.

Name	Bedeutung
IB1xxx IB2xxx IB3xxx IB4xxx	Betrag des Leiterstroms I_{L1} [A] Betrag des Leiterstroms I_{L2} [A] Betrag des Leiterstroms I_{L3} [A] Betrag des Erdstrom I_G [A] Wird für I>-Anregung verwendet
DA1xxx DA2xxx DA3xxx DA4xxx	Anregung Leiter L1 Anregung Leiter L2 Anregung Leiter L3 Anregung Erde E 0 = keine Anregung, 1 = Anregung
DA5xxx	Anregung Fußpunktfreigabe I_F> 0 = Impedanzberechnung inaktiv, 1 = Impedanzberechnung aktiv
DCDxxx	Internes AUS-Kommando der Schutzfunktionen am Hilfskontakt erteilt, Start der **Zeitstufe Tcb** 1=AUS-Kommando erteilt, 0=AUS-Kommando nicht erteilt
Znxxx	**Distanzzone 1:** n = 0: ODER-Verknüpfung der Entscheide für n = 1..6 n = 1: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L1 – Erde n = 2: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L2 – Erde

	n = 3: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L3 – Erde n = 4: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L1 - L2 n = 5: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L2 – L3 n = 6: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L3 – L1 **Distanzzone 2:** n = 7: ODER-Verknüpfung der Entscheide für n = 8..13 n = 8: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L1 – Erde n = 9: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L2 – Erde n = 10: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L3 – Erde n = 11: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L1 - L2 n = 12: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L2 – L3 n = 13: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L3 – L1 **Distanzzone 3:** n = 20: ODER-Verknüpfung der Entscheide für n = 14..139 n = 14: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L1 – Erde n = 15: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L2 – Erde n = 16: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L3 – Erde n = 17: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L1 - L2 n = 18: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L2 – L3 n = 19: Sekundäre Impedanzmessschleife Leiter L3 – L1 1 = Sekundäre Mitimpedanz $\underline{Z}_{1k} = R_{1k} + jX_{1k}$ liegt innerhalb der Distanzzone 0 = sonst
XAGxxx XBGxxx XCGxxx	Sekundäre Mitreaktanz X_{1k} [Ohm] der Impedanzmessschleife L1-Erde, L2-Erde, L3-Erde [Ohm]
XABxxx XBCxxx XCAxxx	Sekundäre Mitreaktanz X_{1k} [Ohm] der Impedanzmessschleife L12, L23, L31 [Ohm]
RAGxxx RBGxxx RCGxxx	Sekundäre Mitresistanz R_{1k} [Ohm] der Impedanzmessschleife L1-Erde, L2-Erde, L3-Erde [Ohm]
RABxxx RBCxxx RCAxxx	Sekundäre Mitresistanz R_{1k} [Ohm] der Impedanzmessschleife L12, L23, L31 [Ohm]
DI1xxx DI2xxx DI3xxx	Korrigierter Leiterstrom zur Berechnung der Mitimpedanz der Leiter-Erd-Mess-schleifen [A] 1 = Messschleife L1-E, 2 = Messschleife L2-E, 3 = Messschleife L3-E $DI(123)xxx = i_{L(123)}(t) + \underline{k}_E \cdot i_E(t)$, $i_E(t) = i_{L1}(t) + i_{L2}(t) + i_{L3}(t)$ Die Signale werden nur für den Impedanzalgorithmus nach McInnes/Morrison ausgegeben.
DF1xxx DF2xxx DF3xxx	Tiefpassgefilterte Leiter-Erd-Spannungen $u_{L1}(t)$, $u_{L2}(t)$ und $u_{L3}(t)$

DS1xxx DS2xxx DS3xxx	Tiefpassgefilterte Leiterströme $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$ und $i_{L3}(t)$
GITxxx	Summenstrom $i_E(t) = i_{L1}(t) + i_{L2}(t) + i_{L3}(t)$ [A]

Die nachfolgenden Signale werden immer in der .PL4-Datei (Grafikdatei) ausgegeben.

Name	Bedeutung
DA0xxx	Generalanregung: 0 = keine Anregung, 1 = Anregung DA0xxx = DA1xxx ODER DA2xxx ODER DA3xxx
DTPxxx	Zustand des Leistungsschalters zur Unterbrechung des Kurzschlussstromes 0=Schalter geschlossen, 1=Schalter geöffnet, Kurzschlussstrom unterbrochen
DVGxxx	Generalanregung des U> - Schutzes 0 = keine Anregung, 1 = Anregung AKTIV
DVKxxx	Generalanregung des U< - Schutzes 0 = keine Anregung, 1 = Anregung AKTIV

6.1.29.1 Impedanzalgorithmus *Impedance Algorithm*

Die Kapitel und Einstellwerte sind nur für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge relevant.

Mit diesem Einstellwert wird für alle Schutzgeräte gleichzeitig der Algorithmus zur Berechnung der Mitimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ zwischen Messort des Schutzgerätes und dem Kurzschlussort im Fall der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** ausgewählt. Die berechneten Impedanzen sind Sekundärimpedanzen, d.h. auf die sekundären Nenngrößen der Spannungs- und Stromwandler bezogen. Der Einstellwert ist ein für alle Schutzgeräte gemeinsamer Einstellwert und kann nur im Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz**, Registerkarte **Netzschutz** verändert werden.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Einstellungen Elektrisches Netz**, Registerkarte **Netzschutz**

Die **Impedanzalgorithmen haben eine Algorithmen spezifische Eigenzeit** d.h. erst nach Ablauf dieser Eigenzeit wird ein internes AUS-Kommando an den Leistungsschalter ausgegeben. Ist die eingestellte Staffelzeit der Distanzzone kleiner als die Eigenzeit des Impedanzalgorithmus, so erfolgt das interne AUS-Kommando frühestens nach Ablauf der Eigenzeit. Zusätzlich muss noch die **Eigenzeit des Hilfskontaktes des Schutzgerätes** berücksichtigt werden, der die Auslösespule des Leistungsschalters ansteuert. In dem Modell wird eine Eigenzeit von **3ms** für den Hilfskontakt angenommen. Die kleinste AUS-Kommandozeit wird wie folgt berechnet:

Kleinste AUS-Kommandozeit = Eigenzeit Impedanzalgorithmus + Eigenzeit Hilfskontakt

Wird eine Staffelzeit kleiner als die kleinste AUS-Kommandozeit eingestellt, so wird intern erst nach Ablauf der kleinsten AUS-Kommandozeit das interne AUS-Kommando der Schutzfunktionen **DCDxxx** ausgegeben.

- **Phadke/Ibrahim** [1]
  Der Impedanzalgorithmus von **Phadke/Ibrahim** basiert auf der Auswertung der komplexen Zeiger von Spannungen und Strömen. Der Algorithmus wird auch für die **Schalter (CB) *Cbx*** verwendet und ist in Kapitel 9.11.1 erläutert.
  Eigenzeit Impedanzalgorithmus: 20ms
  Eigenzeit Hilfskontakt: 3ms

- **McInnes/Morrison** [1]
  Der Impedanzalgorithmus nach **McInnes/Morrison** basiert auf der Lösung der Differentialgleichung 1. Ordnung zur Berechnung der Resistanz R und der Induktivität L der Messschleifenimpedanz. Für die Leiter-Erd-Messschleifen werden die berechneten Reaktanzen mit einem Fenster von 3 Werten geglättet, um ein Überschwingen an der Kippgrenze zu begrenzen. Dadurch können sich bei Leiter-Erd-Kurzschlüssen etwas längere AUS-Kommandozeiten ergeben.
  Eigenzeit Impedanzalgorithmus: 11ms
  Eigenzeit Hilfskontakt: 3ms

Hinweis
Der Einstellwert für die Eigenzeit des Schutzalgorithmus T_{pr} wird nicht berücksichtigt.

6.1.29.2 Arbeitsweise des Distanzschutz-Algorithmus

Hinweis: Kapitel und Einstellwerte sind nur für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge relevant.

In Abbildung 169 ist die prinzipielle Arbeitsweise des abtastsynchron ablaufenden Algorithmus des Distanzschutzes dargestellt. Abtastsynchron bedeutet hier, dass nach der Berechnung der neuen Abtastwerte der elektrischen Größen Spannungen und Ströme der **MODELS**-basierte Algorithmus vollständig abgearbeitet wird.

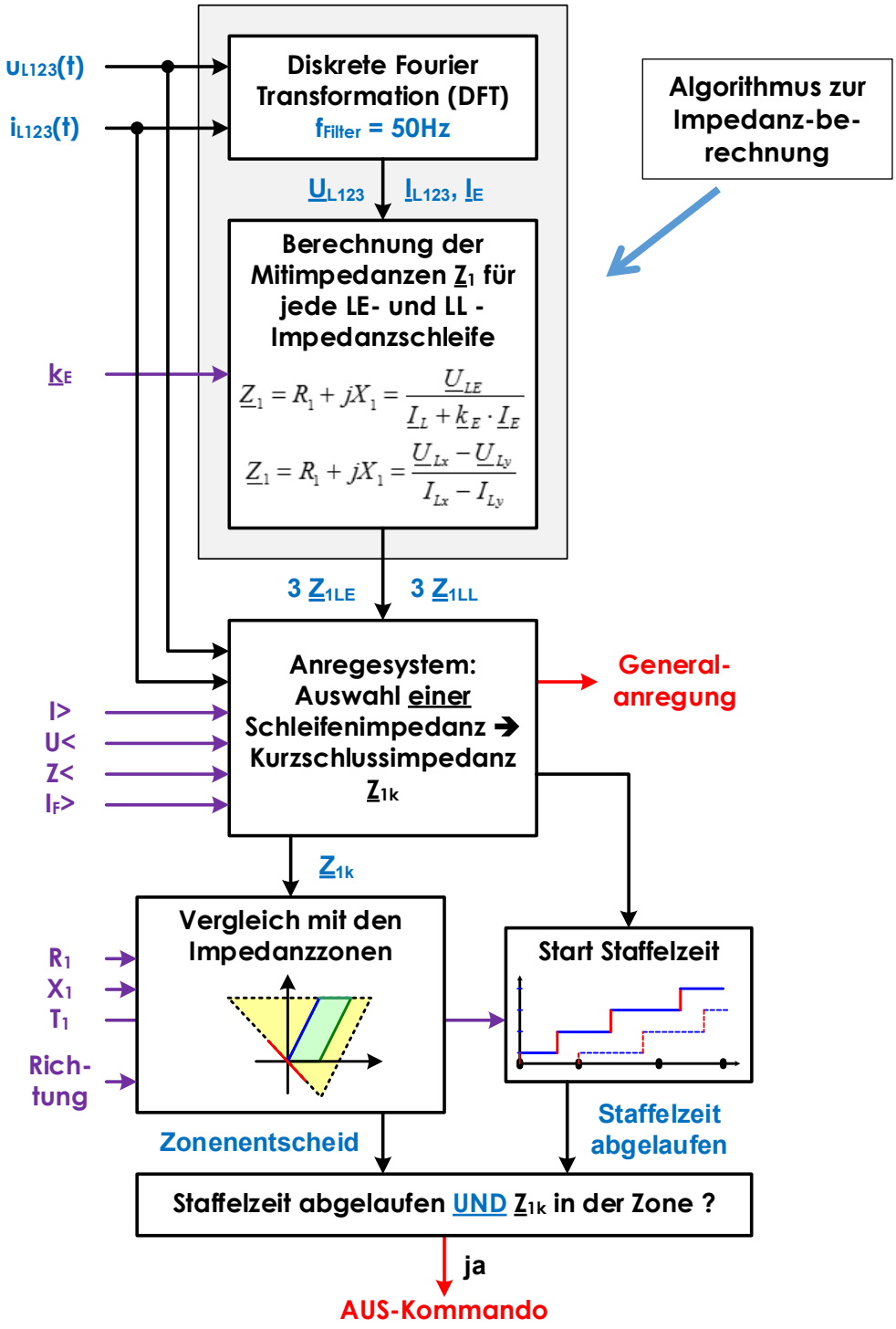


Abbildung 169: Prinzipielle Arbeitsweise des Distanzschutz-Algorithmus

Wie erläutert können verschiedene Algorithmen zur Impedanzberechnung mit verschiedenen Eigenzeiten verwendet werden, die eine direkte Auswirkung auf die AUS-Kommandozeit haben. In Abbildung 169 entspricht der grau unterlegte Block bestehend aus der Diskreten Fourier Transformation (DFT) und der Berechnung der Mitimpedanz dem zentralen Algorithmus zur Impedanzberechnung.

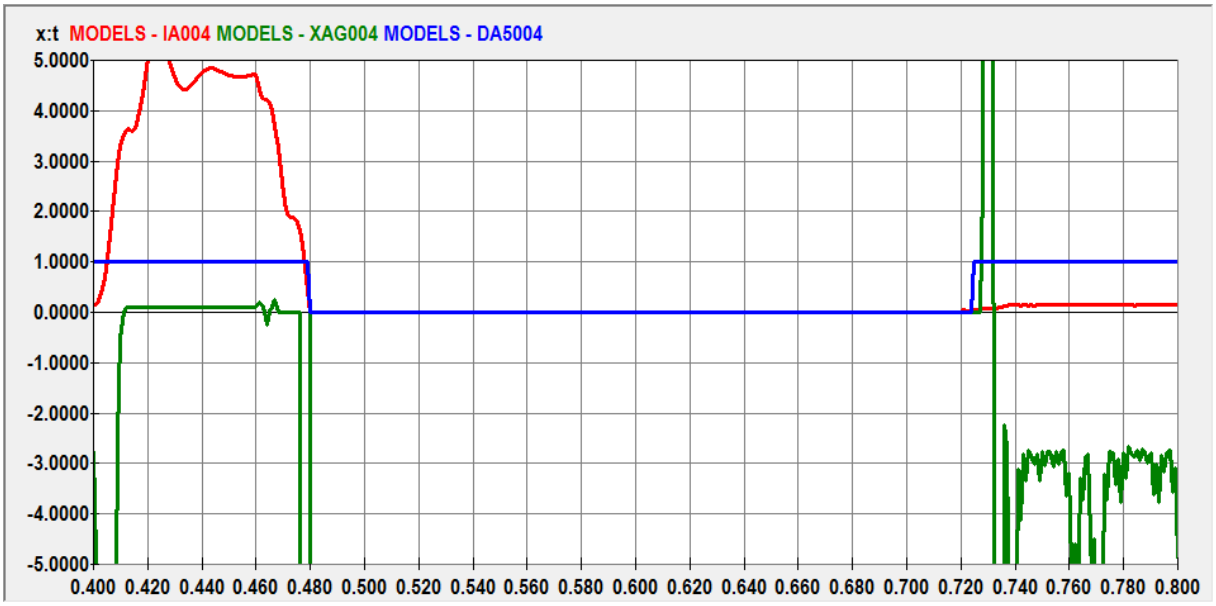


Abbildung 170: Fußpunktfreigabe IF> der Impedanzberechnung und Distanzzonenauswertung

- **DA5xxx** Fußpunktfreigabe $I_F>$
- **IAxxx** Betrag des Leiterstroms I_{L1} in p.u. (skaliert)
- **XAGxxx** Reaktanz der Leiter-Erd-Messschleife L1-E

In Abbildung 170 ist die Wirkungsweise der Fußpunktfreigabe $I_F>$ dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Berechnung der Kurzschlussimpedanzen nach Öffnen des Schalters (ca. 480ms) deaktiviert ist bis erneut ein Laststrom (ca. 720ms) nach Schließen des Schalters fließt.

6.1.29.3 *Meldungsfenster*: Ausgabe von Meldungen

Meldungen des Distanzschutzes werden Ausgabefenster für **Netzschutzmeldungen** ausgegeben.

```
PROT> PDIS: Z< P8 [Prb 8] [Swt 3] GEN=1 TRIP=0 (0,0,0) (---,---,---)s
PROT> PDIS: Z< P3 [Prb 3] [Swt 7] GEN=1 TRIP=0 (0,0,0) (---,---,---)s
PROT> PDIS: Z< P9 [Prb 9] [Swt 10] GEN=1 TRIP=0 (0,0,0) (---,---,---)s
PROT> PDIS: Z< P2 [Prb 2] [Swt 5] GEN=1 TRIP=1 (1,1,1) (0.181,0.181,0.181)s
PROT> PTOC: I-> [Prb 5] [Swt 12] GEN=1 TRIP=1 (1,1,1) (0.365,0.365,0.365)s

> ATPDesigner CPU Time 2.500s
--- Network calculation finalized: 27 error(s), 0 warning(s) found. ---
```

Abbildung 171: Meldungen der Schutzfunktionen im *Meldungsfenster*

Einstellwert	Bedeutung
PDIS	Name der Schutzfunktion
P2 [Prb 2]	Anwenderspezifischer Name und Referenzname der **Probe**
[Swt 5]	Der Probe zugeordneter Schalter
GEN	Generalanregung (0 = inaktiv, 1 = aktiv)
AUS	Internes 3-poliges AUS-Kommando (0 = inaktiv, 1 = aktiv)
(x, x, x)	Leiterselektives AUS-Kommando des Schalters (L1, L2, L3)
(y, y, y) s	Leiterselektive AUS-Kommandozeiten des Schalters (L1, L2, L3) „---“ : ungültige Zeitangabe Die Zeitangabe berücksichtigt das leiterselektive Löschen der Lichtbögen, das mit dem **Haltestrom I_{hold}** im Einstelldialog des **Schalters** nachgebildet werden kann.

6.1.29.4 Beispiel für eine I> - Anregung

In Abbildung 172 ist beispielhaft die Anregung des Distanzschutzes durch eine I>-Anregung mit Generalanregung **DA0004** (t = 400ms) und dem internen AUS-Kommando **DCD004** (t = 420ms) der Schutzfunktionen dargestellt. Der Leistungsschalter wird mit dem Signal **DTP004** (t = 490ms) geöffnet. Die erfolgreiche Wiedereinschaltung mit dem Signal **DTP004** erfolgt bei t = 620ms. Das Anregesystem wertet die netzfrequente Grundschwingung der drei Leiterströme aus. In Abbildung 172 ist beispielhaft der Betrag der netzfrequenten Grundschwingung von Leiter L1 **IB1004** dargestellt. Der Kurzschlusseintritt auf der überwachten Leitung erfolgte zum Zeitpunkt t = 400ms.

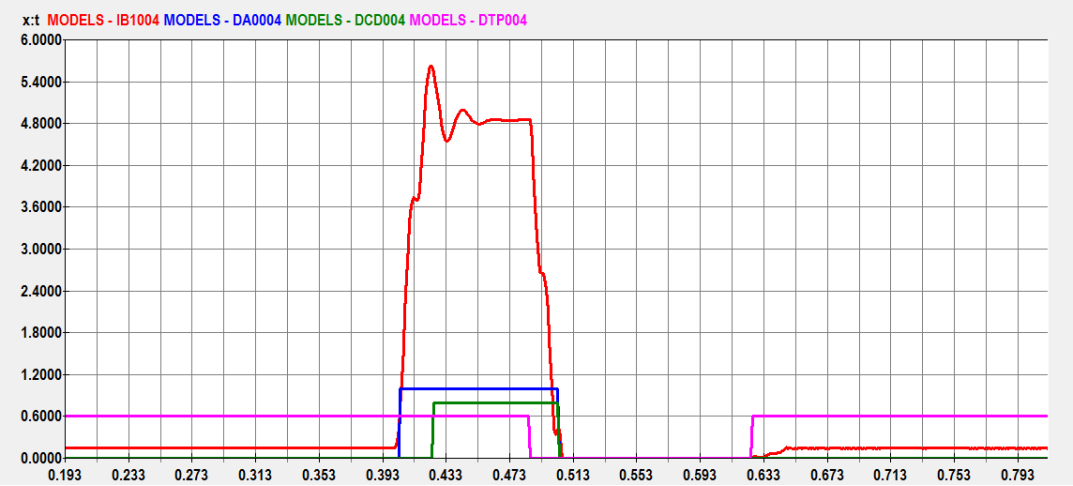


Abbildung 172: Anregung Distanzschutz (Beispiel)

Die Signale **DA0004**, **DTP004** und **DTP001** werden in Abbildung 304 skaliert dargestellt.

6.1.30 SIGNAL: Signalvergleichschutz

Wird als Hauptschutzfunktion ein Distanzschutz oder Überstromzeitschutz verwendet, kann als Schutzzusatzfunktion ein Signalvergleichschutz aktiviert werden, der ein Empfangssignal eines sendenden Signalvergleichschutzes eines Distanzschutzes in einer Gegenstation auswertet. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Einstellwerte.

⇨ **Die Einstellung des Signalvergleiches in der nachfolgenden Abbildung erfolgt aus Sicht des empfangenden Schutzgerätes.**

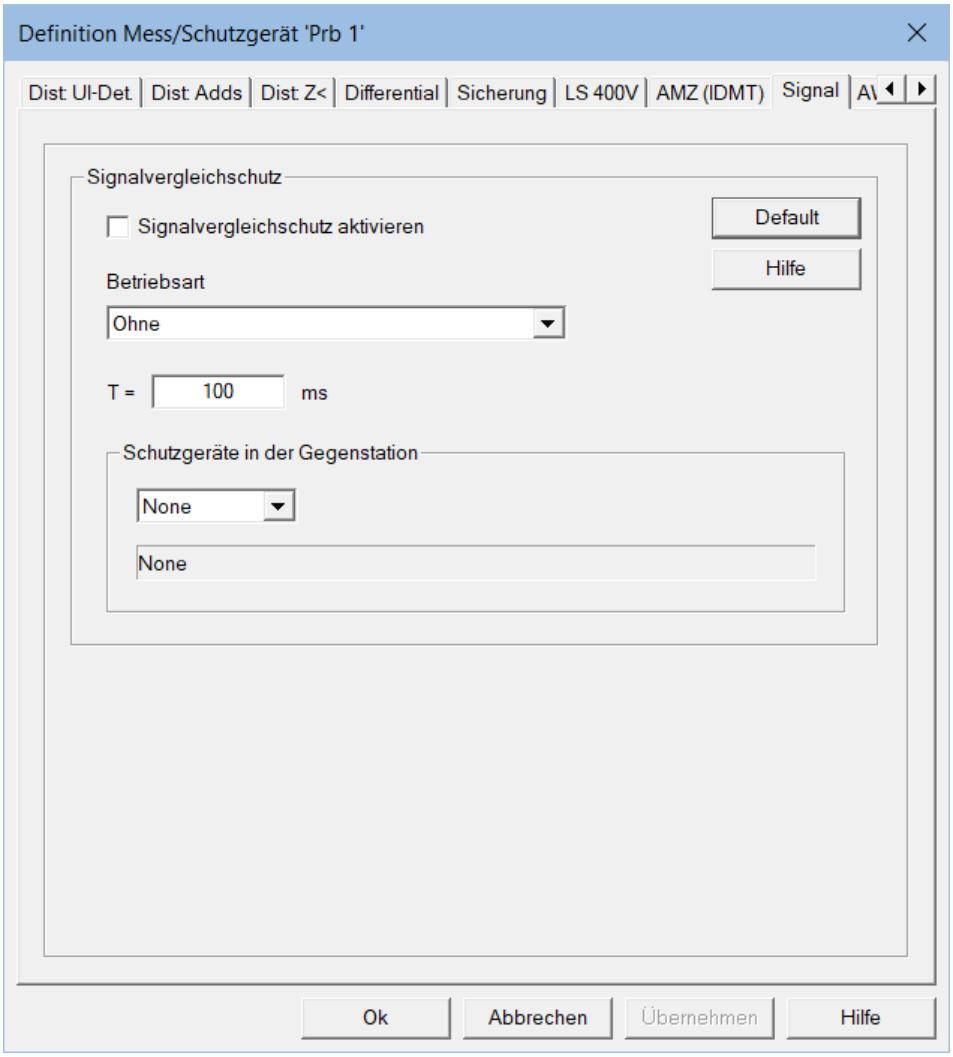


Abbildung 173: Einstellwerte des Signalvergleichschutzes

Einstellwert	Bedeutung
Signalvergleichschutz aktivieren	Ein- bzw. Ausschalten des Signalvergleichschutzes für das empfangende Schutzgerät
Betriebsart	▪ Direkte Mitnahme AUS-Kommando ▪ Anregeabhängige Mitnahme AUS-Kommando ▪ Übergreifzone Distanzzone DZ8
T	Startzeit in ms Die Verwendung der Startzeit ist abhängig von der Betriebsart des Signalvergleichschutzes.

Schutzgeräte in der Gegenstation	Referenzname und anwenderspezifischer Name des sendenden Distanzschutzes in der Gegenstation

Es muss hier beachtet werden, dass die Betriebsarten nicht für alle Schutzfunktionen verfügbar sind. Die nachfolgende Tabelle zeigt die Verfügbarkeit der Betriebsarten des Signalvergleichschutzes.

Betriebsarten	Überstromzeitschutz mit Richtung	Distanzschutz
Direkte Mitnahme AUS-Kommando	X	X
Anregeabhängige Mitnahme AUS-Kommando	X	X
Übergreifzone Distanzzone DZ8	---	X

6.1.30.1 Grundlagen Signalvergleichschutz

Ein zentrales Ziel der Netzschutztechnik ist es, kurzschlussbetroffene Betriebsmittel in einer möglichst geringen Auslösezeit allseitig und allpolig abzuschalten. Der Signalvergleichschutz wird in der Netzschutztechnik als Schutzzusatzfunktion zu einer Hauptschutzfunktion eingesetzt, um die Betriebsmittel in einer Schutzzone vollständig in minimaler Staffelzeit, d.h. Schnellzeit zu schützen.

Der Signalvergleichschutz ist keine Hauptschutzfunktion, sondern eine Schutzzusatzfunktion, die immer in Kombination mit einer Hauptschutzfunktion wie z.B. dem Distanzschutz eingesetzt wird. Damit kann das Ziel erreicht werden, alle Betriebsmittel innerhalb der Hauptschutzzone des Distanzschutzes in Schnellzeit zu schützen und gleichzeitig die Fehlerortselektivität gegenüber vor- und nachgelagerten Schutzeinrichtungen sicherzustellen. ATPDesigner bietet dem Anwender die Möglichkeit, den Signalvergleichschutz in Kombination mit der Schutzfunktion Distanzschutz einzusetzen. Die nachfolgende Abbildung zeigt prinzipiell den Einsatz des Signalvergleichschutzes in Kombination mit zwei Distanzschutzsystemen A und B.

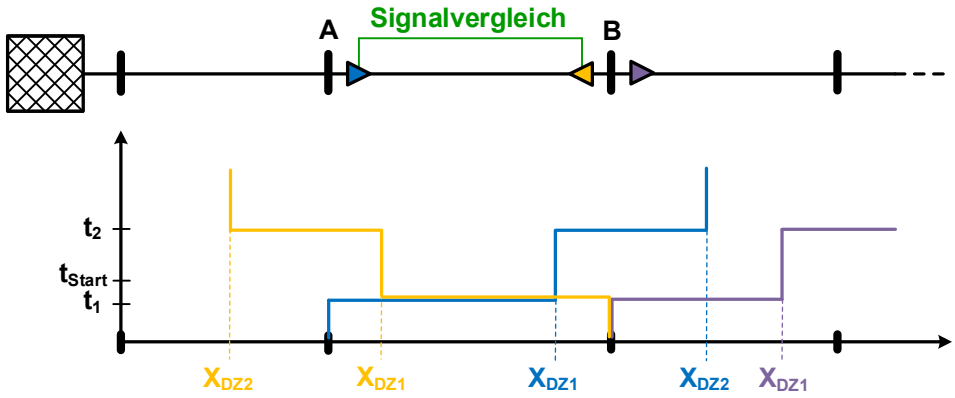


Abbildung 174: Signalvergleichschutz mit Mitnahmefunktion (Prinzip)

Die Hauptschutzzone AB wird i.a. Regel unterreichend (typ. 85% der Mitsystemreaktanz X_{1AB}) mit der 1. Distanzzone DZ1 in Staffelzeit t_1=0…100ms geschützt. Die restlichen 15% bis zur 1. Gegenstation B werden mit der 2. Distanzzone DZ2 in angehobener Staffelzeit $t_2 = t_1$ + Staffelabstand Δt geschützt. Dadurch ist eine ausreichende Selektivität zur

nachgelagerten Schutzeinrichtung in der 1. Gegenstation gewährleistet. Mit Hilfe des Signalvergleichschutzes ist es möglich, die Hauptschutzzone AB vollständig mit Staffelzeit t_1 oder einer angehobenen Staffelzeit $t_1 < t_{Start} < t_2$ zu schützen.

Aus Sicht des Distanzschutz A

- befindet sich Distanzschutz B in der 1. Gegenstation.
- ist Distanzschutz B der mit Signalvergleichschutz sendende Distanzschutz.
- ist Distanzschutz A der mit Signalvergleichschutz empfangende Distanzschutz.
- schützt Distanzschutz A die Hauptschutzzone AB mit zwei Distanzzonen DZ1 und DZ2.

Der Signalvergleichschutz kann ohne und mit einer eigenen zugeordneten Distanzzone eingesetzt werden. Wird eine eigene Distanzzone verwendet, spricht man i.a. Regel von einer **Messbereichserweiterung**. Wird in ATPDesigner der Signalvergleichschutz mit einer eigenen zugordneten Distanzzone eingesetzt, so wird immer die 8. Distanzzone DZ8 als sog. Übergreifzone verwendet.

⇨ Es muss hier beachtet werden, dass ein AUS-Kommando durch den Signalvergleichschutz mit Übergreifzone nur durch den Signalvergleichschutz und dessen Startzeit t_{Start} erfolgt, nicht durch die der Übergreifzone als Distanzzone zugeordneten Staffelzeit.

6.1.30.1.1 Signalvergleichschutz mit Mitnahmefunktion

Der Signalvergleichschutz kann zur Verringerung der Auslösezeit im Bereich zwischen der Kippgrenze X_{DZ1} der 1. Distanzzone DZ1 und der 1. Gegenstation verwendet werden. Dazu muss in beiden Distanzschutzsystemen A und B der Signalvergleichschutz aktiviert und gleich eingestellt werden. Folgende Funktionen sind in ATPDesigner verfügbar:

- Direkte Mitnahme AUS-Kommando
- Anregeabhängige Mitnahme AUS-Kommando

Es ist hier zu beachten, dass bei aktivem Signalvergleichschutz die Startzeit t_{Start} als Staffelzeit für den Signalvergleichschutz verwendet wird. Die Startzeit t_{Start} muss kleiner als die Staffelzeit t_2 der 2. Distanzzone gewählt werden.

$$t_1 \leq t_{Start} < t_2$$

Unter Berücksichtigung z.B. von Signalübertragungszeiten des Signalvergleichschutzes sollte die Startzeit $t_{Start} = t_1$ gewählt werden.

Der Signalvergleichschutz mit Mitnahmefunktion wird auch als **unterreichender Signalvergleichschutz** bezeichnet, da die Hauptschutzzone AB weiter unterreichend durch die 1. Distanzzone DZ1 in Schnellzeit geschützt wird.

6.1.30.1.2 Signalvergleichschutz mit Übergreifzone

Um die Hauptschutzzone AB mit einer möglichst kleinen Staffelzeit zu schützen, kann Distanzschutz A die Hauptschutzzone bis zur 1. Gegenstation B mit der **Übergreifzone**

DZ8 (8. Distanzzone) schützen. Dadurch kann eine Staffelzeit $t_8 \approx t_1$ für den Bereich von Kippgrenze X_{DZ1} bis nach der 1. Gegenstation erreicht werden. Die Übergreifzone DZ8 kann mit dem Übergreiffaktor $k_ü$ aus der 1. Distanzzone DZ1 berechnet werden.

$$R_{DZ8} = k_ü \cdot R_{DZ1}$$

$$X_{DZ8} = k_ü \cdot X_{DZ1}$$

$$t_1 < t_8 < t_2$$

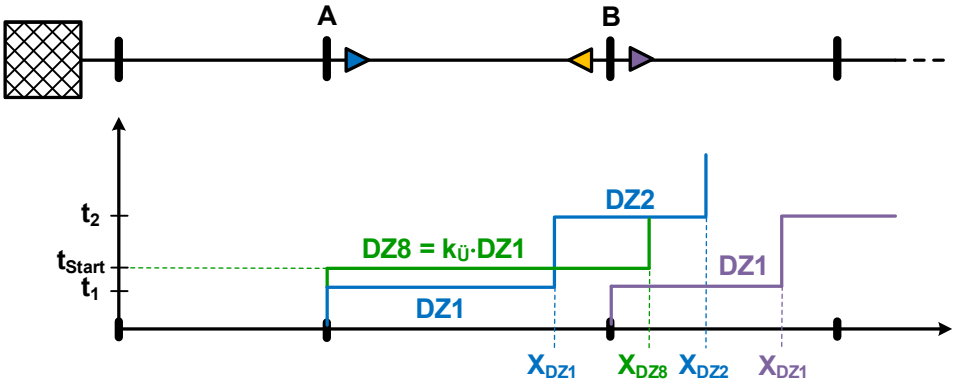


Abbildung 175: Distanzschutz mit Übergreifzone DZ8

Wie das Beispiel zeigt, ist die Selektivität der Übergreifzone DZ8 zu der 2. Distanzzone DZ2 nur dann gegeben, wenn $t_1 < t_8 < t_2$ ist. Darüber hinaus muss die Übergreifzone DZ8 mit dem Zeitstaffelschutzplan von Distanzschutz B koordiniert werden (**Schutzkoordination**).

Betriebsarten	Übergreifzone DZ8
Distanzschutz A	$t_1 < t_8 < t_2$
Distanzschutz B	$t_1 < t_8$

Die Wahl der Staffelzeiten mit einem ausreichenden Staffelabstand Δt=100…300ms ist i.a. Regel schwierig bis nicht möglich, um einen zuverlässigen Selektivschutz sicherzustellen. Daher wird die Übergreifzone i.a. Regel zusammen mit einem **Signalvergleichschutz** oder einer Automatischen Wiedereinschaltung (AWE) eingesetzt.

Um die Selektivität des Schutzes der Hauptschutzzone AB sicherzustellen und gleichzeitig die gesamte Hauptschutzzone AB in minimaler Staffelzeit (z.B. Schnellzeit t=0ms) zu schützen, wird ein Distanzschutz auch in der 1. Gegenstation benötigt. In beiden Distanzschutzsystemen A und B wird der Signalvergleichschutz mit Übergreifzone DZ8 aktiviert. Der Übergreiffaktor $k_ü$ wird so definiert, dass die aus Sicht der beiden Distanzschutzsysteme jeweilige 1. Gegenstation mit 8. Distanzzone DZ8 sicher überstaffelt wird.

$$X_{DZ8} = k_ü \cdot X_{DZ1} > 1{,}2 \cdot X_{1AB}$$

Die nachfolgende Abbildung zeigt das Prinzip, mit zwei Distanzschutzsystemen A und B und Signalvergleichschutz die Hauptschutzzone AB in minimaler Staffelzeit zu schützen.

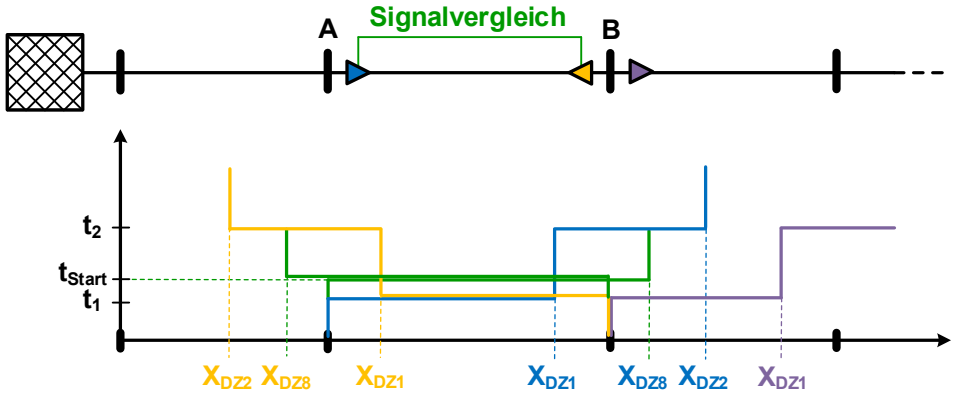


Abbildung 176: Signalvergleichschutz zum Schutz der Hauptschutzzone AB

Distanzschutz A wird so eingestellt werden, dass ein AUS-Kommando in der Übergreifzone DZ8 nur erteilt wird, wenn der Distanzschutz in B, d.h. in der 1. Gegenstation ein Freigabesignal sendet.

⇨ Der Distanzschutz A gibt ein AUS-Kommando in der Staffelzeit t_{Start} des Signalvergleichschutzes aus, wenn Distanzschutz A ein AUS-Kommando in der Übergreifzone DZ8 (8. Distanzzone) erkennt **UND** ein Freigabesignal vom Distanzschutz B aus der 1. Gegenstation empfangen wird.

⇨ Für Distanzschutz B gilt die gleiche Vorgehensweise bei gleicher Einstellung.

Versagt der Signalvergleichschutz, so schützen die beiden Distanzschutzsysteme in A und in B mit den jeweiligen Distanzzonen DZ1 und DZ2 die Hauptschutzzone AB in Staffelzeit t_1 bzw. t_2.

⇨ Diese Rückfallebene bei Ausfall des Signalvergleichschutzes kann nicht als Reserveschutz betrachtet werden, da keine ausreichende Redundanz und Diversität gegenüber der Hauptschutzfunktion Distanzschutz gegeben ist.

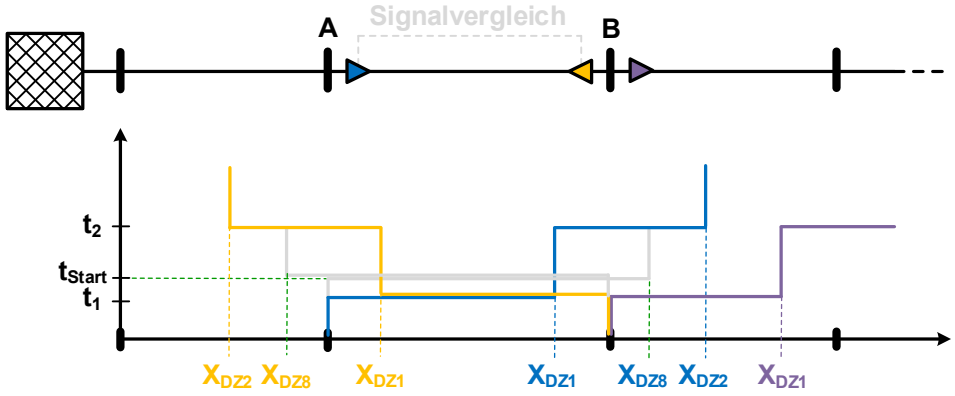


Abbildung 177: Ausfall des Signalvergleichschutzes

Der Signalvergleichschutz mit Übergreifzone wird oftmals auch als Messbereichserweiterung bezeichnet, da die Übergreifzone DZ8 die 1. Gegenstation überstaffelt, d.h.

übergreift und somit einen Messbereich aufweist, der den der 1. Distanzzone DZ1 erweitert.

6.1.30.2 Zuordnung des Signalvergleiches mit der Verbindungslinie *Combine*

Der Signalvergleichschutz kann mit Hilfe der **grünen** **Combine**-Verbindungslinie ausgehend vom sendenden Schutzgerät hin zum empfangenden Schutzgerät zugeordnet werden. Dadurch wird die Wirkverbindung vom sendenden zum empfangenden **Mess/Schutzgerät** definiert.

1. **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Schalter oder

   Hauptmenü **Netzwerk**
   Menüpunkt **Verbinde Netzwerkelemente**, **Verbinde Netzwerkelemente**

2. Mauszeiger über dem grafischen Symbol des **sendenden** **Mess/Schutzgerät** positionieren

3. **Left Mouse Button** drücken und gedrückt halten

4. Bei gedrücktem **Left Mouse Button** den Mauszeiger über das grafische Symbol des **empfangenden** **Mess/Schutzgerät** bewegen (eine gestrichelte Linie ist zu sehen)

5. **Left Mouse Button** über dem grafischen Symbol des **empfangenden** **Mess/Schutzgerätes** loslassen

Der Signalvergleichschutz des empfangenden **Mess/Schutzgerät** ist aktiviert und die Betriebsart **Direkte Mitnahme AUS-Kommando** eingestellt.

⇨ Um den **Signalvergleichschutz** beidseitig zwischen zwei **Mess/Schutzgeräten** zu aktivieren, muss der obigen Vorgang 2x ausgehend von jedem der beiden Schutzgeräte ausgeführt werden.

6.1.30.3 Löschen der Wirkverbindung mit dem Toolbar-Schalter

Die Wirkverbindung zwischen zwei **Mess/Schutzgeräten** mit aktivem Signalvergleich kann mit der Verbindungslinie und dem Toolbar-Schalter gelöscht werden. Die Einstellwerte werden automatisch auf die Grundeinstellung (Default) zurückgesetzt und der Signalvergleichschutz deaktiviert.

1. **Mess/Schutzgerät**, die durch eine Wirkverbindung verbunden sind, mit jeweils einem **Left Mouse Button Click** markieren

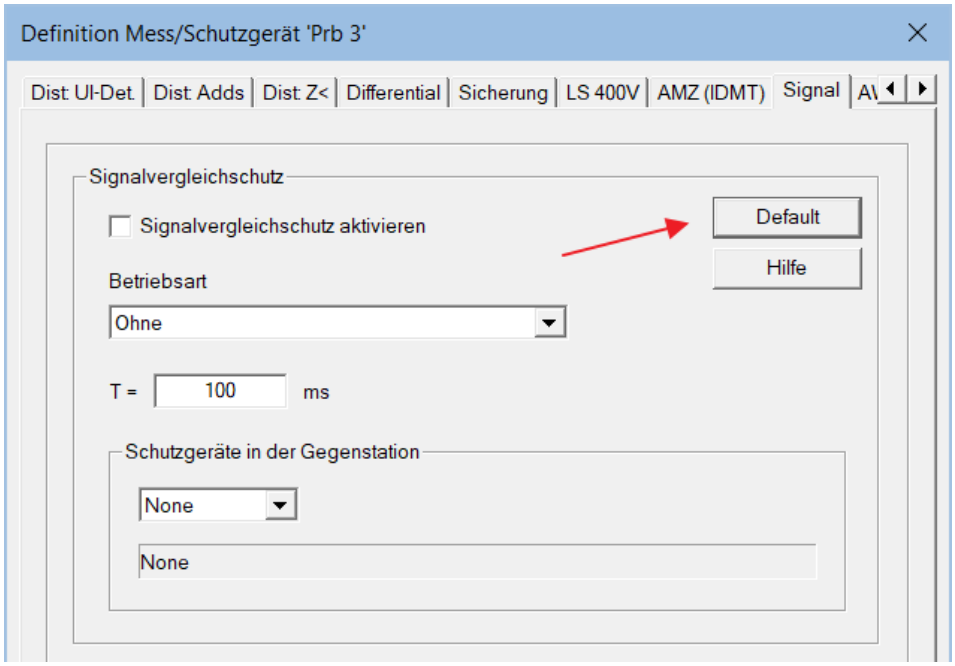
2. Den Toolbar-Schalter mit einem **Left Mouse Button Click** drücken oder

   Hauptmenü **Netzwerk**
   Menüpunkt **Verbinde Netzwerkelemente**, **Verbindungslinie löschen**

6.1.30.4 Kopieren eines *Mess/Schutzgerät* mit aktivem Signalvergleich

Wird ein **Mess/Schutzgerät** z.B. durch **STRG+C** und **STRG+V** kopiert, werden auch die Einstellwerte des Signalvergleichschutzes in das neue **Mess/Schutzgerät** kopiert. Dadurch entsteht automatisch eine neue Wirkverbindung, die manuell angepasst werden muss.

⇨ Die Einstellwerte des **Signalvergleichschutz** in der Registerkarte **Signal** können durch einen **Left Mouse Button Click** auf den Button **Default** gelöscht werden.



6.1.30.5 DIST: Direkte Mitnahme AUS-Kommando

Der Signalvergleichschutz wertet das AUS-Kommando der 1. Distanzzone DZ1 des sendenden Distanzschutzes aus. Die 1. Distanzzone DZ1 ist wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt durch die **Nr. 1** in der Registerkarte **Dist: Z<** zu erkennen.

- Ist die 1. Distanzzone DZ1 des sendenden Distanzschutzes aktiviert (**EIN=1**) und erfolgt ein AUS-Kommando in der 1. Distanzzone DZ1 des sendenden Distanzschutzes, erfolgt im empfangenden Distanzschutz ein **AUS-Kommando durch den Signalvergleichschutz** mit der Staffelzeit der 1. Distanzzone DZ1 des Distanzschutzes.

- Ist die 1. Distanzzone des sendenden Distanzschutzes deaktiviert (**EIN=0**), erfolgt im empfangenden Distanzschutz **kein AUS-Kommando durch den Signalvergleichschutz**.

- Die Startzeit T in der Registerkarte **Signal** wird nicht verwendet.

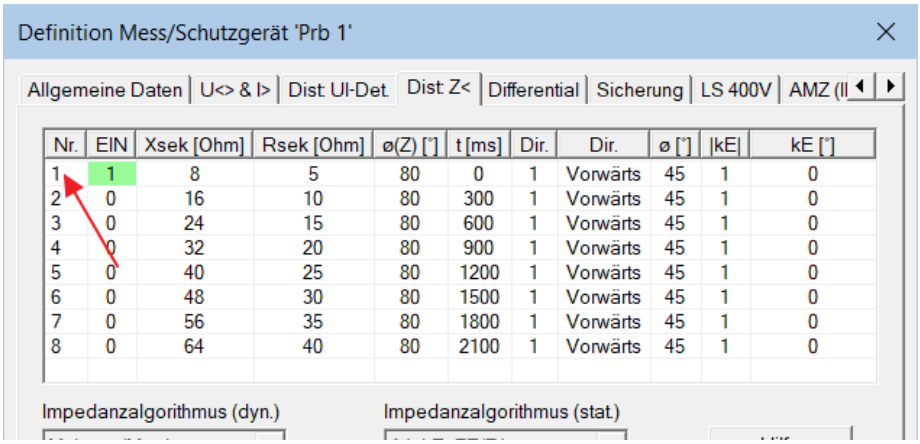


Abbildung 178: Nummer Nr. 1 der Distanzzone 1

Bezeichner	Bedeutung, Schutzfunktion
PROT>	Meldung einer Schutzfunktion
{Name} [Prb x]	Anwenderspezifischer Name und Referenzname des **Mess/Schutzgerätes**
GEN	Generalanregung (0 = inaktiv, 1 = aktiv)
AUS	AUS-Kommando (0 = inaktiv, 1 = aktiv)
PSIG	Signalvergleichschutz AUS-Kommando (0 = inaktiv, 1 = aktiv)
T	Signalvergleichschutz AUS-Kommandozeit
Prb x	Referenzname des sendenden **Mess/Schutzgerätes**
Tstart	Startzeit (Einstellwert T in der Registerkarte **Signal**)

Signalvergleichschutz

```
PROT> P4 [Prb 4] Distanzschutz GEN=0 [PSIG=1, T=100ms, Prb 2] Tstart=0ms AUS=1
```

6.1.30.6 DIST: Anregeabhängige Mitnahme AUS-Kommando

Der Signalvergleichschutz wertet das AUS-Kommando der 1. Distanzzone DZ1 des sendenden Distanzschutzes der Gegenstation aus. Die 1. Distanzzone DZ1 ist wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt durch die **Nr. 1** in der Registerkarte **Dist: Z<** zu erkennen.

- Ist die 1. Distanzzone DZ1 des sendenden Distanzschutzes aktiviert (**EIN=1**) und erfolgt ein AUS-Kommando in der 1. Distanzzone DZ1 des sendenden Distanzschutzes, erfolgt im empfangenden Distanzschutz ein **verzögertes AUS-Kommando durch den Signalvergleichschutz** mit der Startzeit **T**, wenn der **empfangende Distanzschutz eine Generalanregung** erkannt hat.

- Ein AUS-Kommando durch den Signalvergleich erfolgt nur dann, wenn die Staffelzeit t_1 des AUS-Kommandos des sendenden Distanzschutzes kleiner oder gleich der **Startzeit T** des Signalvergleiches ist.

  $$t_1 \leq T$$

- Ist die 1. Distanzzone DZ1 des sendenden Distanzschutzes deaktiviert (**EIN=0**), erfolgt im empfangenden Distanzschutz **kein AUS-Kommando durch den Signalvergleichschutz**.

6.1.30.7 DIST: Übergreifzone Distanzzone DZ8

Der Signalvergleichschutz mit Übergreifzone DZ8 kann verwendet werden, um die Hauptschutzzone AB vollständig in möglichst geringer Staffelzeit zu schützen. Der Signalvergleichschutz verwendet dazu die 8. Distanzzone DZ8 in beiden Distanzschutzsystemen A und B. In der nachfolgenden Abbildung ist die Übergreifzone DZ8 mit dem Übergreiffaktor $k_Ü$ für beide Distanzschutzsysteme A und B dargestellt.

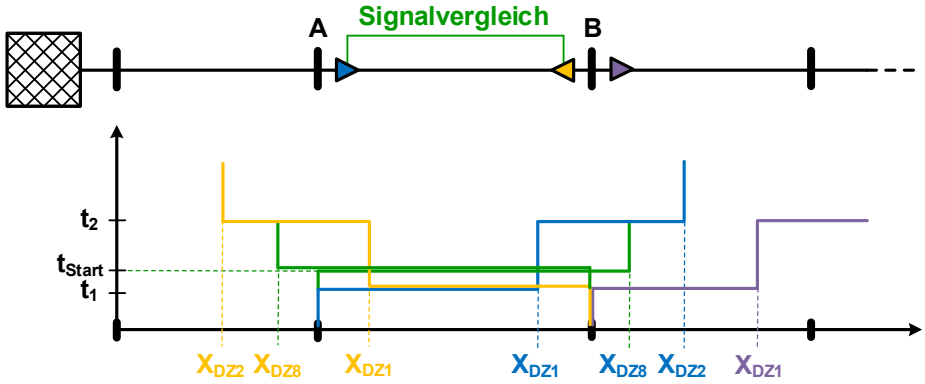


Abbildung 179: Distanzzone DZ8 als Übergreifzone mit Übergreiffaktor $k_Ü$

Die nachfolgende Abbildung zeigt den Einstellwert des Übergreiffaktors $k_1=k_Ü$ und die 8. Distanzzone in der Registerkarte Dist: Z<. Wird der Übergreiffaktor k_1 mit der Checkbox aktiviert, so werden Reaktanz X_{sek}, Resistanz R_{sek} und der Impedanzwinkel $\phi(Z)$ der 8. Distanzzone aus den Einstellwerte der 1. Distanzzone mit dem Übergreiffaktor $k_Ü$ berechnet. Es muss hier beachtet werden, dass der Einstellwert des Übergreiffaktors im Einstelldialog mit k_1 bezeichnet wird.

$$\underline{Z}_{1DZ8} = k_Ü \cdot \underline{Z}_{1DZ1}$$

$$k_Ü = k_1$$

Die Staffelzeit t_8 der 8. Distanzzone wird bei aktivem Signalvergleichschutz nicht verwendet. Der Signalvergleichschutz verwendet als Staffelzeit der 8. Distanzzone die Startzeit T aus der Registerkarte Signal. Ist der Signalvergleichschutz nicht aktiviert, so können die Einstellwerte der 8. Distanzzone also auch deren Staffelzeit wie für jede andere Distanzzone eingestellt und verwendet werden.

Aus Sicht von Distanzschutz A ergibt sich folgende Vorgehensweise.

- Der Distanzschutz A gibt ein AUS-Kommando in der Staffelzeit T des Signalvergleichschutzes aus, wenn von Distanzschutz A ein AUS-Kommando in der Übergreifzone DZ8 erkannt wird **UND** ein Freigabesignal vom Distanzschutz B aus der 1. Gegenstation empfangen wird.

- Der Distanzschutz B in der 1. Gegenstation sendet ein Freigabesignal, wenn von Distanzschutz B ein AUS-Kommando in der Übergreifzone DZ8 erkannt wird.

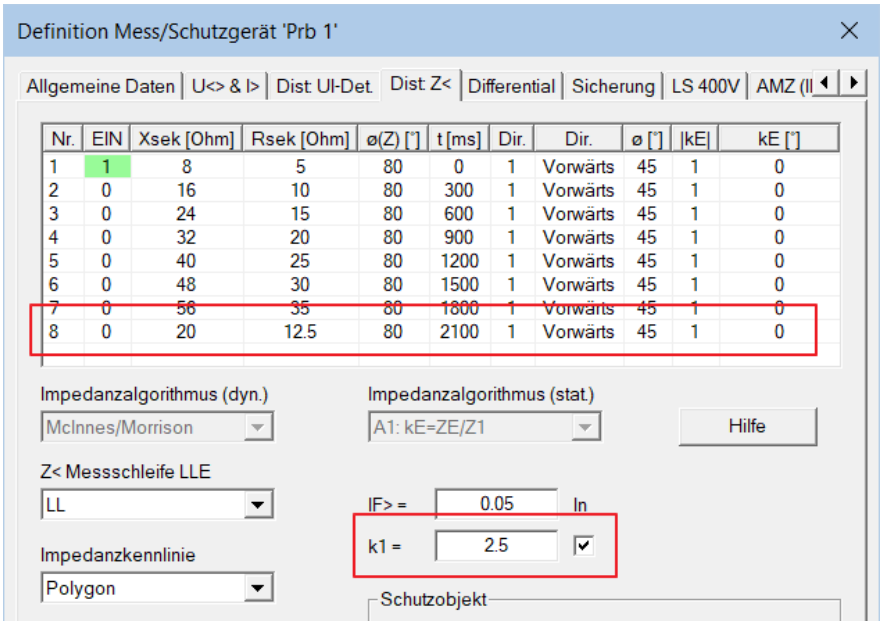


Abbildung 180: Distanzzone DZ8 mit Übergreiffaktor $k_{ü}$ (= k_1)

Es ist zu beachten, dass die Distanzschutzsysteme A und B nur dann ein Freigabesignal an den Distanzschutz in der jeweiligen 1. Gegenstation senden, wenn ein AUS-Kommando in der eigenen Übergreifzone DZ8 erkannt wird. Die tatsächliche Ausgabe des AUS-Kommandos an den Schalter erfolgt, wenn zusätzlich das Freigabesignal von der 1. Gegenstation empfangen wurde. Diese Vorgehensweise ist Grundlage der Fehlerortselektivität, damit nur Kurzschlüsse in der Hauptschutzzone AB durch den Signalvergleichschutz ausgelöst werden. Der Schutz der Reserveschutzzonen erfolgt wie beim Distanzschutz üblich in angehobenen Staffelzeiten mit anderen Distanzzonen.

6.1.30.8 DIST: Schutz einer Leitung mit Signalvergleichschutz

In der nachfolgenden Netzgrafik sind die Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät** **P1** - **P3**, **P2** - **P4** und **P7** – **P6** durch einen Signalvergleichschutz in der Betriebsart **Direkte Mitnahme AUS-Kommando** gegenseitig durch Wirkverbindungen verbunden. Die Wirkverbindung kann in der Netzgrafik optional als **grün** gestrichelte Linie mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Schalter dargestellt werden.

Die Schutzgeräte **P7** und **P6** sind mit einem externen **Schalter** verbunden, der alternativ zum internen Schalter als externer Leistungsschalter verwendet wird. Die Wirkverbindungen zwischen dem **Mess/Schutzgerät** und dem **Schalter** werden ebenfalls als eine **grün** gestrichelte Linie dargestellt. Für den Signalvergleichschutz wurde in den empfangenden Schutzgeräten die Betriebsart **Direkte Mitnahme AUS-Kommando** eingestellt.

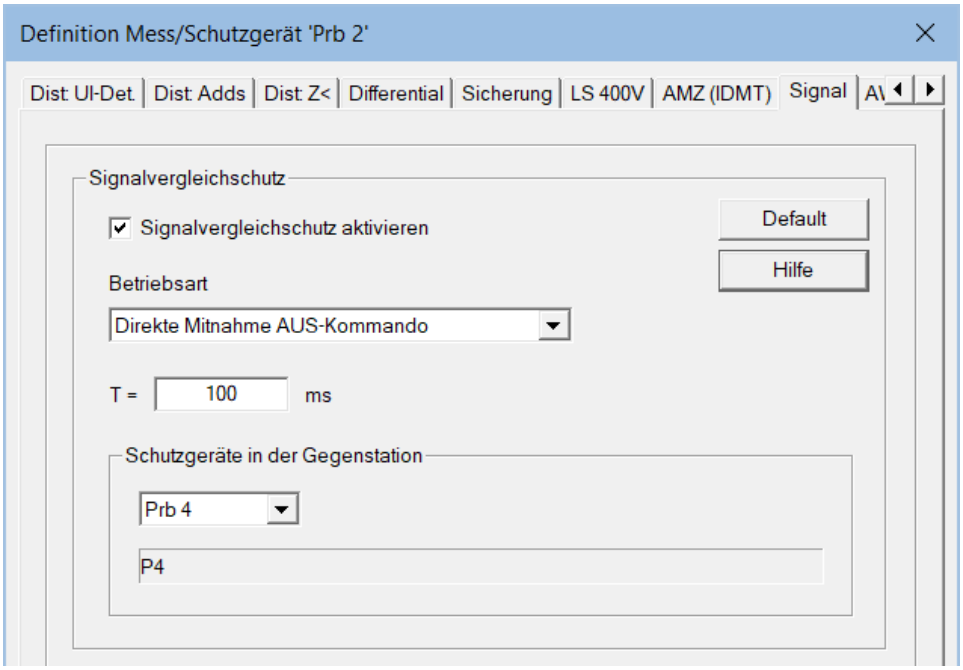


Abbildung 181: Einstellwerte des Signalvergleichschutzes

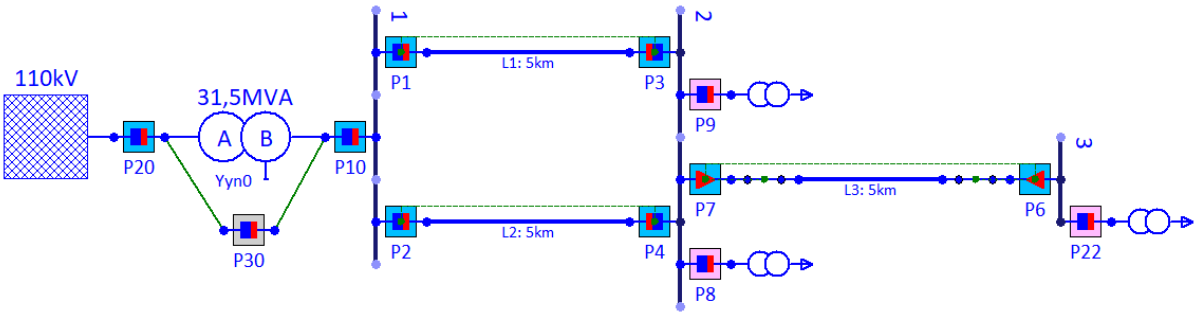


Abbildung 182: Distanzschutz und Signalvergleichschutz

Das Beispiel in der nachfolgenden Abbildung zeigt die Arbeitsweise des Signalvergleichschutzes bei einseitiger Speisung des Kurzschlusses. Der 3-polige Kurzschluss führt zu einem AUS-Kommando des Distanzschutzes **P1** und zu einer direkten Mitnahme des Distanzschutzes **P3** in der Gegenstation durch den **Signalvergleichschutz SI**.

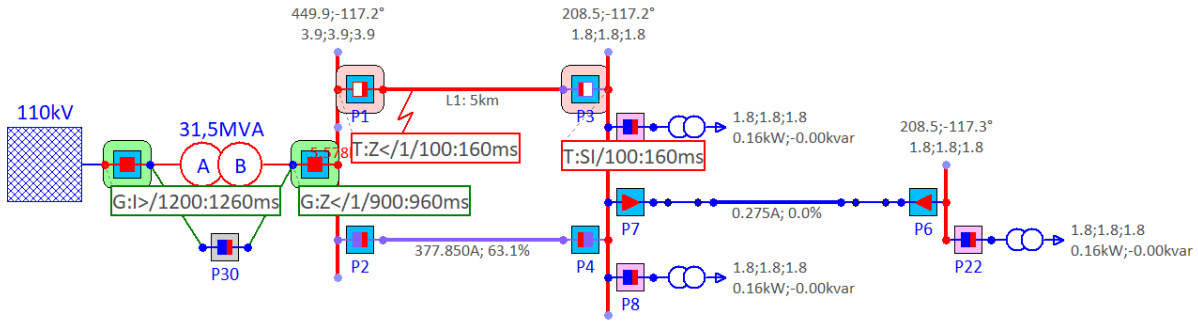


Abbildung 183: AUS-Kommando von P3 durch den Signalvergleichschutz

Mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Schalter können die Wirkverbindungen des Signalvergleiches in der Netzgrafik als **grün** gestrichelte Linie zwischen den Netzwerkelementen **Mess/Schutzgerät** angezeigt werden.

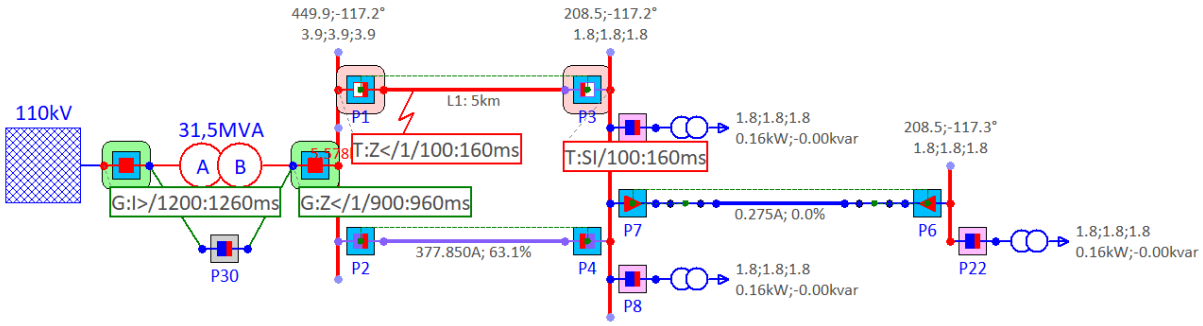


Abbildung 184: Anzeige der grün gestrichelten Wirkverbindung des Signalvergleichschutzes

Die nachfolgende Abbildung zeigt das AUS-Kommando des Distanzschutzes **P1** in der Gegenstation durch den **Signalvergleichschutz SI** nach einer direkten Mitnahme des AUS-Kommandos des Distanzschutzes **P3**.

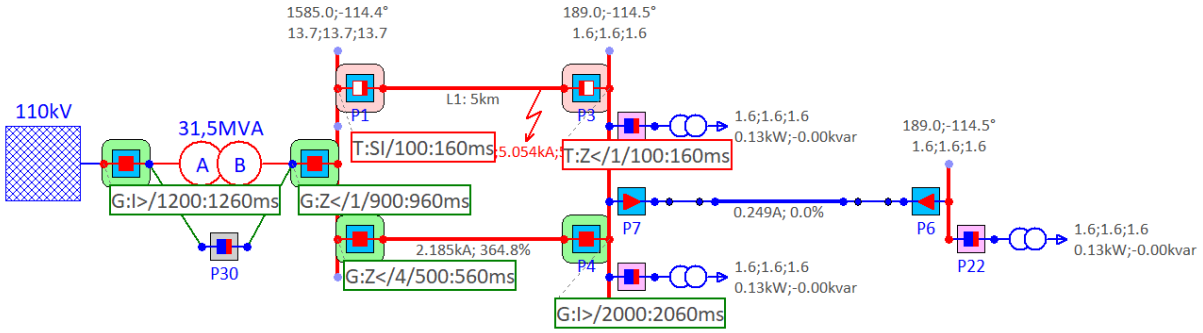


Abbildung 185: AUS-Kommando von P1 durch den Signalvergleichschutz

Die nachfolgende Abbildung zeigt das AUS-Kommando des Distanzschutzes **P6** in der Gegenstation durch den **Signalvergleichschutz SI** nach einer direkten Mitnahme des AUS-Kommandos des Distanzschutzes **P7**.

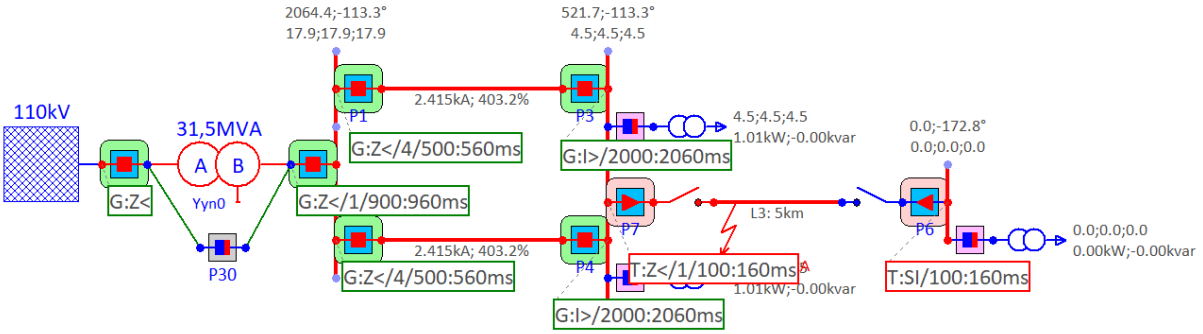


Abbildung 186: AUS-Kommando von P6 durch den Signalvergleichschutz

6.1.30.9 UMZ: Direkte Mitnahme AUS-Kommando

Der **Signalvergleichschutz SI** kann auch zusammen mit der Schutzfunktion **Überstromzeitschutz mit Richtung** verwendet werden. Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft ein Stromnetz, in dem die Schutzgeräte **P1** und **P3** mit der Schutzfunktion **Überstromzeitschutz mit Richtung** parametriert sind. Für den Signalvergleichschutz wurde in

den empfangenden Schutzgeräten die Betriebsart **Direkte Mitnahme AUS-Kommando** eingestellt.

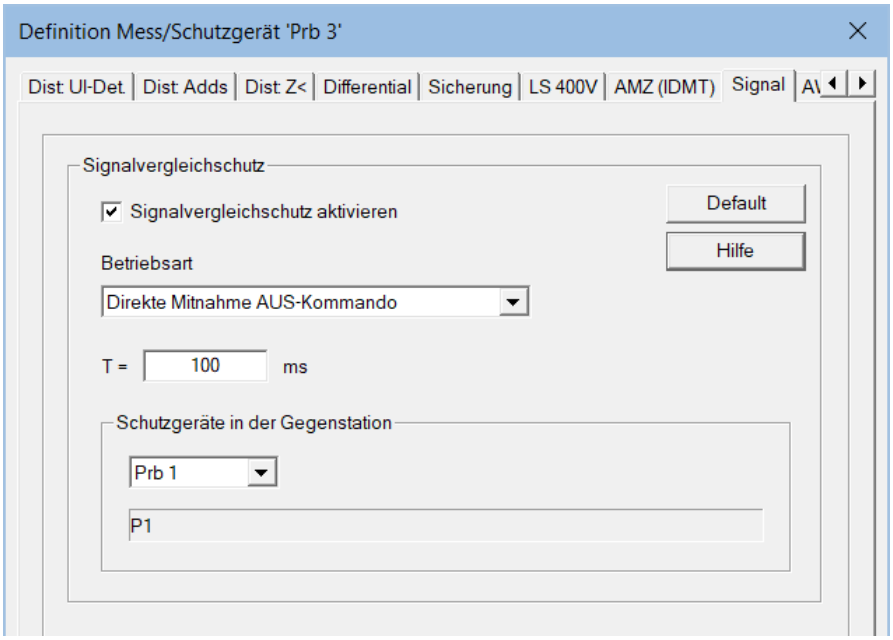


Abbildung 187: Einstellwerte des Signalvergleichschutzes

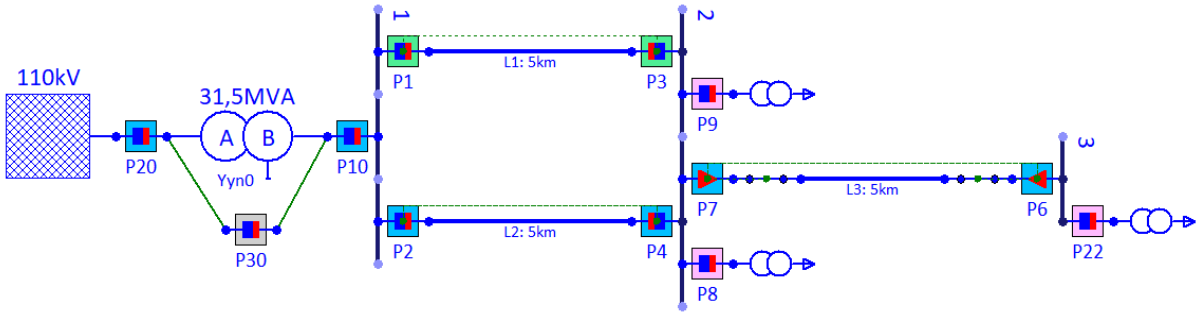


Abbildung 188: Überstromzeitschutz mit Richtung und Signalvergleichschutz

Der Signalvergleichschutz wertet das AUS-Kommando des sendenden Überstromzeitschutzes aus.

- Es wird der **Überstromzeitschutz mit Richtung** mit **Signalvergleichschutz** ausgewertet.
- Erfolgt ein AUS-Kommando durch den sendenden Überstromzeitschutz, so erfolgt im empfangenden Überstromzeitschutz unverzögert ein **AUS-Kommando durch den Signalvergleichschutz** mit der Staffelzeit des AUS-Kommandos des sendenden Überstromzeitschutzes.
- Der Einstellwert **T** in der Registerkarte **Signal** wird nicht verwendet.

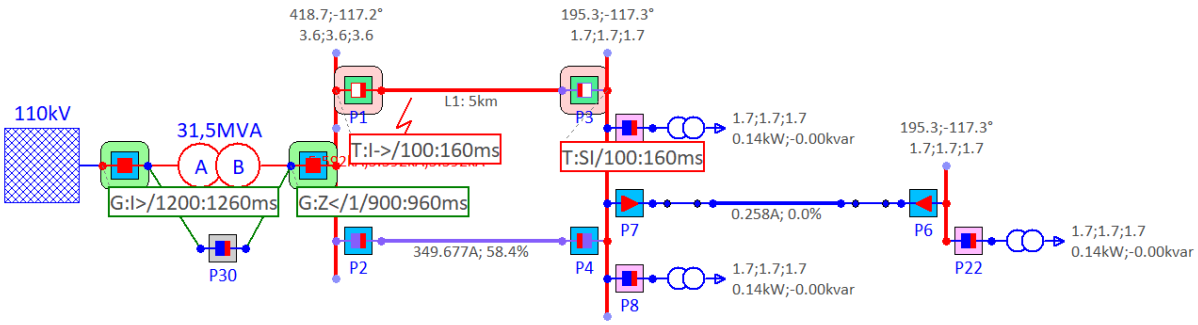


Abbildung 189: AUS-Kommando von P3 durch den Signalvergleichschutz

Bezeichner	Bedeutung, Schutzfunktion
PROT>	Meldung einer Schutzfunktion
{Name} [Prb x]	Anwenderspezifischer Name und Referenzname des **Mess/Schutzgerätes**
GEN	Generalanregung (0 = inaktiv, 1 = aktiv)
AUS	AUS-Kommando (0 = inaktiv, 1 = aktiv)
PSIG	Signalvergleichschutz AUS-Kommando (0 = inaktiv, 1 = aktiv)
T	Signalvergleichschutz AUS-Kommandozeit
Prb x	Referenzname des sendenden **Mess/Schutzgerätes**
Tstart	Startzeit (Einstellwert T in der Registerkarte **Signal**)

Signalvergleichschutz

```
PROT> P3 [Prb 3] Überstromzeitschutz mit Richtung GEN=0 [PSIG=1, T=100ms, Prb 1] Tstart=0ms AUS=1
```

6.1.30.10 UMZ: Anregeabhängige Mitnahme AUS-Kommando

Der Signalvergleichschutz wertet das AUS-Kommando des sendenden Überstromzeitschutzes aus.

- Es wird der **Überstromzeitschutz mit Richtung** mit **Signalvergleichschutz** ausgewertet.
- Erfolgt ein AUS-Kommando durch den sendenden Überstromzeitschutz, erfolgt im empfangenden Überstromzeitschutz ein **verzögertes AUS-Kommando durch den Signalvergleichschutz** in der **Startzeit T**, wenn der **empfangende Überstromzeitschutz eine Generalanregung** erkannt hat.
- Ein AUS-Kommando durch den Signalvergleich erfolgt nur dann, wenn die **Staffelzeit T_{send}** des AUS-Kommandos des sendenden Überstromzeitschutzes kleiner oder gleich der **Startzeit T** des Signalvergleiches ist.

$$T_{send} \leq T$$

6.1.31 Leistungsschalter für Schutzfunktionen

6.1.31.1 Leistungsschalter für AUS- und EIN-Kommando (*Combine*)

ATPDesigner bietet die Möglichkeit, die Schutzfunktion eines **Mess/Schutzgerätes** direkt mit einem externen **Schalter** zu verbinden. Alternativ kann auch der interne Schalter des **Mess/Schutzgerätes** **SwtIntern** verwendet werden. Damit ist es möglich, AUS-Kommandos als auch Wiedereinschalt-Kommandos nachzubilden. Diese Verbindung kann per Hand im Einstelldialog des **Mess/Schutzgerätes** oder durch den Toolbar-Schalter interaktiv erfolgen.

1. Einstelldialog **Mess/Schutzgerät**, Registerkarte **Allgemeine Daten** öffnen.

2. In der Auswahlliste **Schalter** den internen Schalter **SwtIntern** oder einen der externen **Schalter** **Swt x** auswählen.

Folgende Vorgehensweise ist mit der Maus und dem Toolbar-Schalter zu beachten.

1. **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Schalter oder

   Hauptmenü **Netzwerk**
   Menüpunkt **Verbinde Netzwerkelemente**, **Verbinde Netzwerkelemente**

2. Mauszeiger über dem grafischen Symbol des **Mess/Schutzgerätes** positionieren

3. **Left Mouse Button** drücken und gedrückt halten

4. Bei gedrücktem **Left Mouse Button** den Mauszeiger über das grafische Symbol des **Schalters** bewegen (eine gestrichelte Linie ist zu sehen)

5. **Left Mouse Button** über dem grafischen Symbol des **Schalters** loslassen

Die Kombination eines Leitungsschalters mit einem Schutzgerät wird während der **Berechnung des stationären Netzzustandes** und der **dynamischen Ausgleichsvorgänge** berücksichtigt.

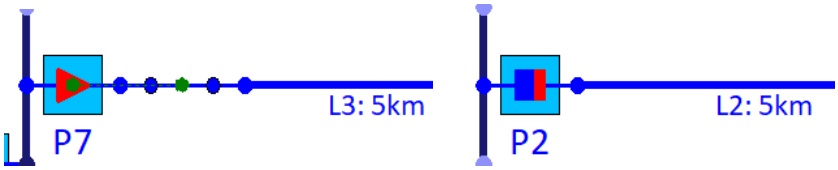


Abbildung 190: *Mess/Schutzgerät* mit externem und internem Leistungsschalter

In obiger Abbildung ist die Kombination eines Schutzgerätes mit einem Schalter durch die **gestrichelte grüne Verbindungslinie** zur erkennen. Die gestrichelte Linie kann mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Schalter in der Netzgrafik angezeigt werden. Schutzgerät und Schalter können in der dargestellten Weise direkt an einem Netzknoten miteinander verbunden werden, um in Kombination eine Schutzeinrichtung mit zugehörigem Leistungsschalter zu realisieren. Es ist allerdings auch möglich, beide Netzwerkelemente beliebig im Netzwerk zu positionieren, d.h. nicht direkt an einem gemeinsamen Knoten verbunden. Das AUS/EIN-Kommando wird intern durch eine logische Signalverbindung realisiert.

Die Verbindung zwischen **Mess/Schutzgerät** und **Schalter** kann mit dem Toolbar-Schalter gelöscht werden.

3. **Mess/Schutzgerät** und **Schalter**, die durch eine Verbindung verbunden sind, mit jeweils einem **Left Mouse Button Click** markieren

4. Den Toolbar-Schalter mit einem **Left Mouse Button Click** drücken oder

   Hauptmenü **Netzwerk**
   Menüpunkt **Verbinde Netzwerkelemente**, **Verbindungslinie löschen**

6.1.31.1.1 Schalterpol-selektives Unterbrechen des Kurzschlussstromes

Wird ein **Schalter** als Leistungsschalter für eine Schutzfunktion verwendet, so kann das polselektive Öffnen der Schalterpole, das netzphysikalisch durch das Löschen der Lichtbögen in der Nähe des Stromnulldurchganges verursacht wird, durch Einstellen des Haltestromes **Ihold** in guter Näherung nachgebildet werden.

6.1.31.2 Einstellen der Kombination Schutzgerät – Schalter per Auswahlliste

Im Einstelldialog des **Mess/Schutzgerätes** ist der Name des Schalters aus der Liste **Schalter** auszuwählen. In dem Beispiel in der nachfolgenden Abbildung wurde der **Schalter** **Swt 1** dem Schutzgerät zugeordnet.

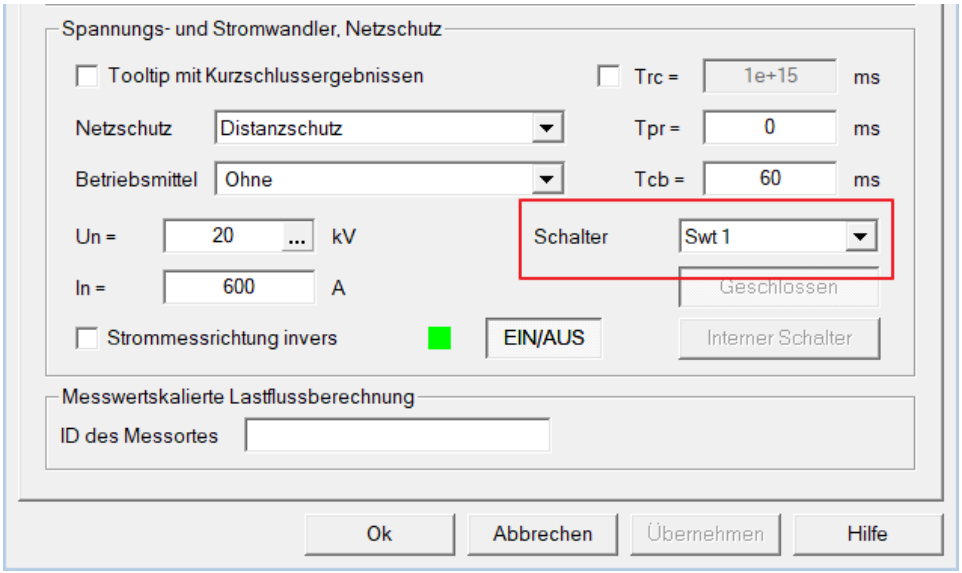


Abbildung 191: Auswahl des externen Schalters *Swt 1* für das *Mess/Schutzgerät*

ATPDesigner konfiguriert die Einstellung des zugeordneten Schalters automatisch, wenn eine Netzberechnung durchgeführt wird. Im Falle der Berechnung des stationären Netzzustandes wird der **Schalter** nach der Auswahl beim Schließen des Einstelldialoges so konfiguriert, dass er geschlossen ist. Der Zustand des Schalters kann vom Anwender durch einen **Right Mouse Button Click** auf das Symbol in der Netzgrafik manuell geöffnet oder geschlossen werden.

6.1.31.3 Einstellen der Kombination Schutzgerät – Schalter per Maus

Die Kombination von **Schutzgerät** und **Schalter** kann auch mit Hilfe der Maus und den Toolbar-Buttons hergestellt und gelöscht werden.

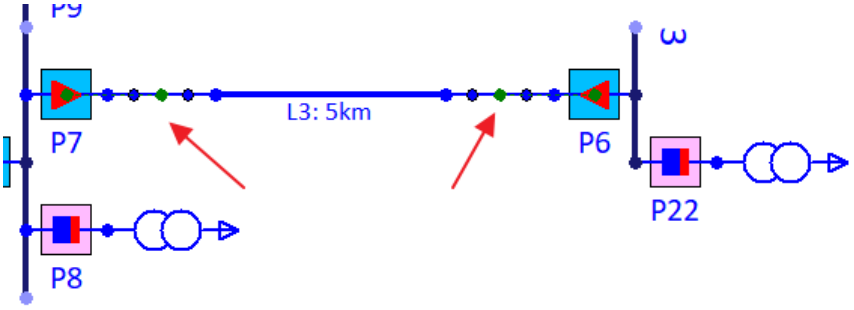


Abbildung 192: Einstellen der Kombination Schutzgerät – Schalter per Maus

In obiger Abbildung zeigt die grüne gestrichelte Line die Kombination Schutzgerät – Schalter an. Die grüne Linie kann mit dem Toolbar-Button sichtbar und unsichtbar geschaltet werden.

6.1.31.3.1 Löschen der Verbindung Schutzgerät – Schalter

1. Markieren der beiden verbundenen Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät** und **Schalter** mit jeweils einem **Left Mouse Button Click**

2. Löschen der Verbindung mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Button, wenn beide markiert sind

Danach ist die **grüne** Verbindungslinie gelöscht.

6.1.31.3.2 Erstellen der Verbindung Schutzgerät – Schalter

1. Betriebsart mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Button aktivieren

2. Mauszeiger über dem grafischen Symbol des **Mess/Schutzgerätes** positionieren

3. **Left Mouse Button** drücken und gedrückt halten

4. Bei gedrücktem **Left Mouse Button** den Mauszeiger über den **Schalter** bewegen (eine gestrichelte Linie ist als „Gummiband“ zu sehen)

5. **Left Mouse Button** loslassen

6. Betriebsart mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Button deaktivieren

Danach ist die **grüne** Verbindungslinie in der Netzgrafik zu erkennen.

6.1.31.3.3 Anzeige der gestrichelten grünen Verbindungslinien

Mit dem Button werden die gestrichelten **grünen** Verbindungslinien angezeigt oder unsichtbar geschaltet.

6.1.31.4 Betriebsart des verbundenen Schalters

ATPDesigner parametriert automatisch einen **Schalter**, wenn dieser mit einem Schutzgerät verbunden ist.

6.1.31.5 Betriebsart des Schalters - Berechnung stationärer Netzzustände

ATPDesigner verwendet ein Resistanz basiertes Modell, um den Schalter geeignet nachzubilden. Diese Modellbildung ermöglicht es gleichzeitig, eine größere Anzahl Schutzgeräte und Schalter in einem Netz einzusetzen.

6.1.31.6 Betriebsart des Schalters - Berechnung dynamischer Netzvorgänge

ATPDesigner verwendet als **Schalter** das ATP-basierte Modell **Switch** in der Betriebsart **TACS gesteuerter Schalter (Type 13)** zur Schalternachbildung. Mit diesem Modell kann der Schalter durch die integrierten MODELS basierten Schutzalgorithmen geöffnet und geschlossen werden.

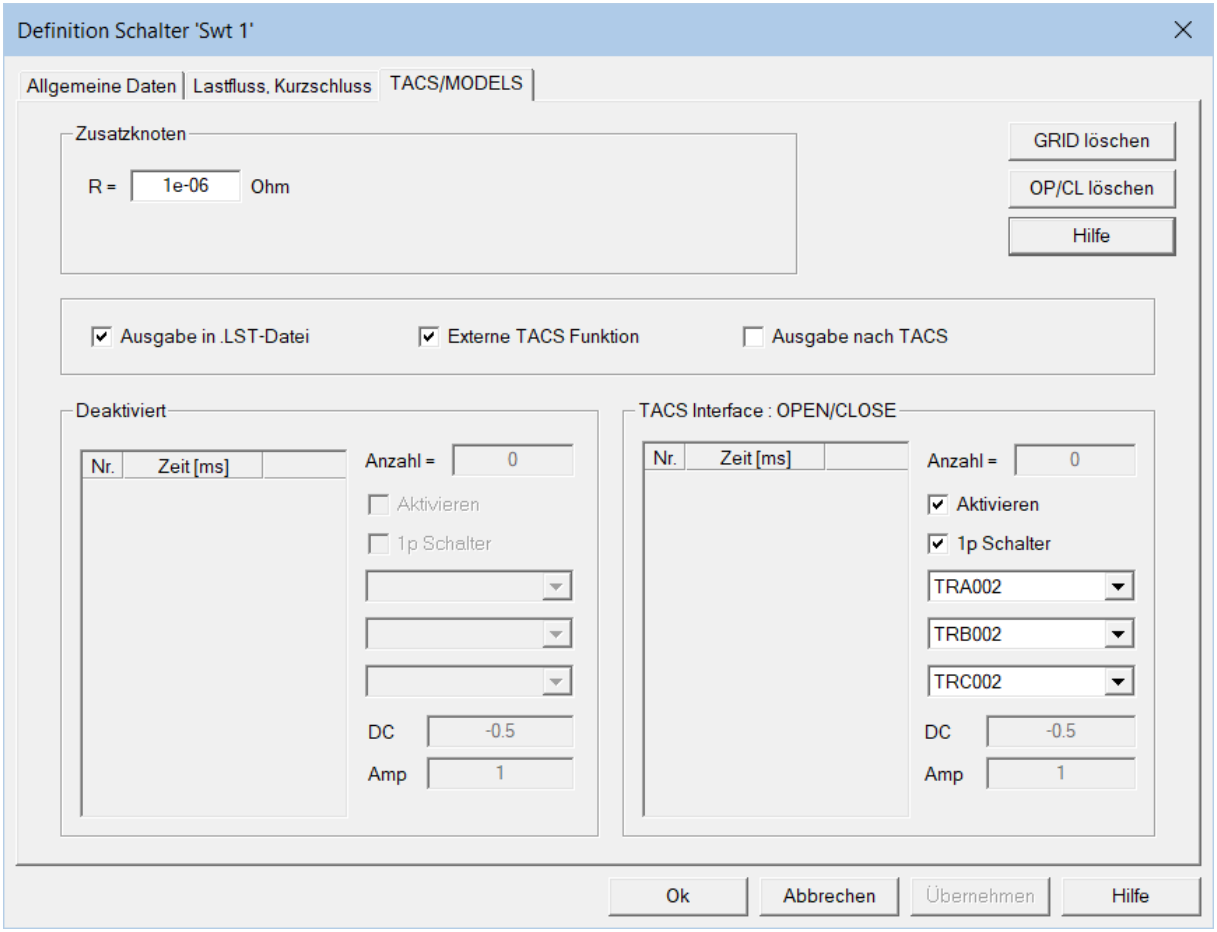


Abbildung 193: Automatische Einstellung des 1-poligen AUS-Kommandos

Ein Leistungsschalter wird immer 1-polig von einem Schutzgerät aus angesteuert, auch wenn das Schutzgerät nur ein 3-poliges AUS-Kommando ausgibt. Durch die 1-polige Ansteuerung, zusammen mit dem Haltestrom **Ihold** kann das polselektive Löschen der Lichtbögen im Schalter und damit das leiterselektive Unterbrechen des Kurzschlussstromes nachgebildet werden.

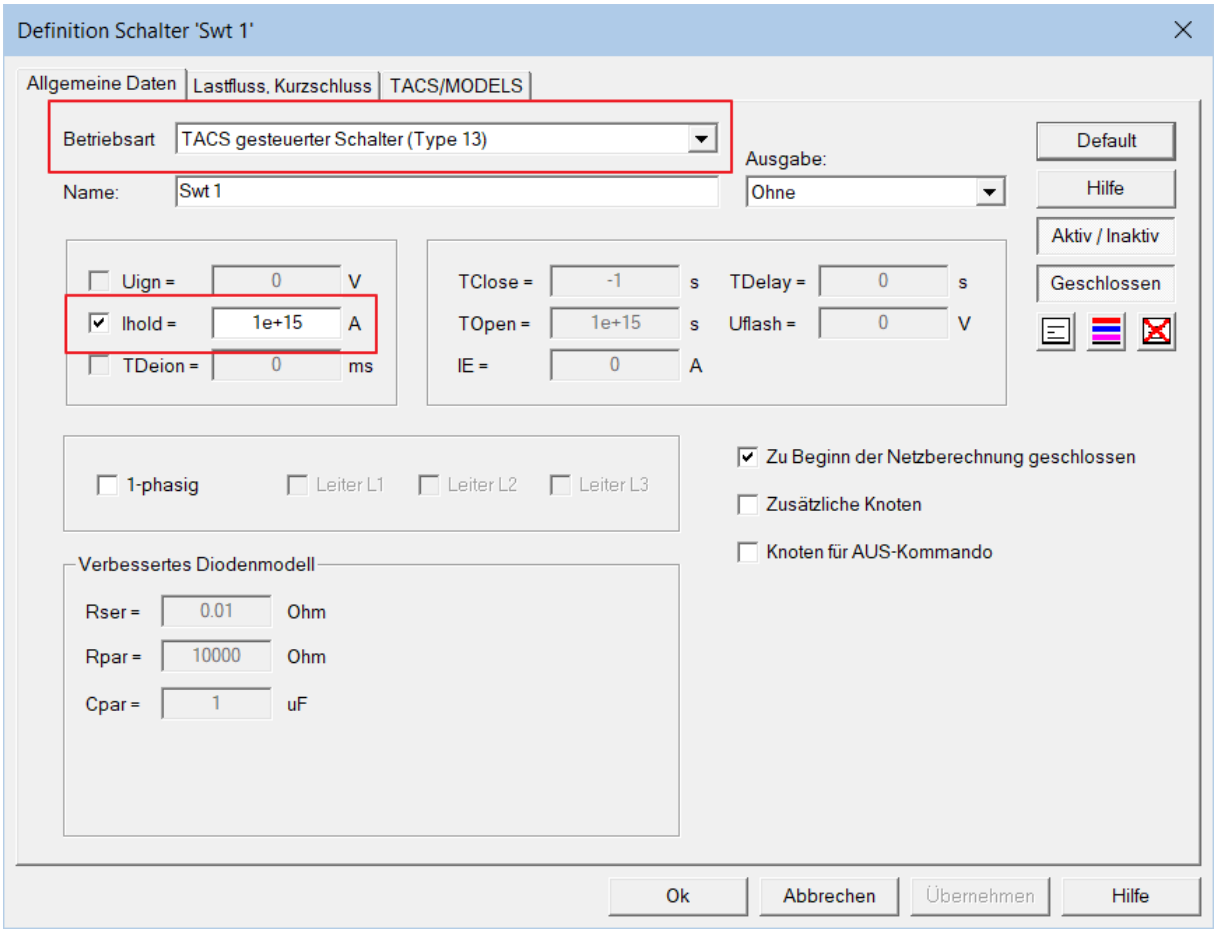


Abbildung 194: Einstellung des Haltestroms Ihold

Der Haltestrom **Ihold** wird als primärer Strom eingestellt. Der Schalterpol wird dann geöffnet, wenn ein Schaltbefehl z.B. durch eine Schutzfunktion erteilt wurde und der Augenblickswert des Leiterstromes den eingestellten Wert des Haltestromes unterschreitet.

6.1.31.7 Ein gemeinsamer Schalter für mehrere Schutzgeräte

Wird ein **Schalter** als externer Schalter verwendet, so kann der **Schalter** von mehreren Schutzgeräten angesteuert werden. Die AUS-Kommandos der Schutzgeräte werden verodert.

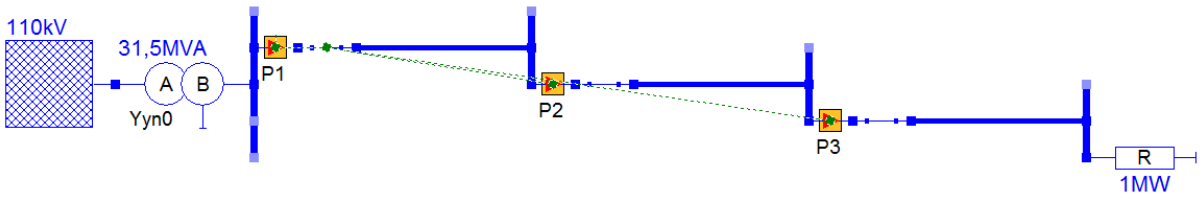


Abbildung 195: Gemeinsamer Schalter für mehrere Schutzgeräte

Mit Hilfe der **grünen Verbindung** können mehrere Schutzgeräte mit einem gemeinsamen Schalter verbunden werden.

6.1.31.8 Behandlung der Schalter beim Zurücksetzen der Netzberechnung

Werden die Ergebnisse der Netzberechnung mit dem Toolbar-Button oder **Strg + Alt + E** oder im Hauptmenü **ATP** gelöscht, so werden die im Netz verwendeten Schalter wie folgt behandelt.

⇨ Die durch Schutzfunktionen oder TACS-Schutzlogiken geöffneten Schalter werden wieder geschlossen. Der Schaltzustand von Schaltern, die nicht mit einem Schutzgerät oder einer TACS-Schutzlogik verbunden sind, bleibt erhalten.

Diese Vorgehensweise wird auch angewendet, wenn eine Kaskadenanalyse ausgeführt wurde.

6.1.31.9 Öffnen und Schließen des Schalters per *Right Mouse Button Click*

Der interne Schalter des **Mess/Schutzgerätes** kann durch einen **Right Mouse Button Click** geöffnet und geschlossen werden.

1. Das Netzwerkelement darf nicht markiert sein, ggfs. Markierung zuerst entfernen.
2. Mauszeiger über dem grafischen Symbol positionieren.
3. Schalterzustand durch einen **Right Mouse Button Click** invertieren.

6.1.31.10 Öffnen und Schließen des Schalters per *Right Mouse Button Menu*

Der interne Schalter des **Mess/Schutzgerätes** kann durch das kontextspezifische **Right Mouse Button Menu** geöffnet und geschlossen werden.

1. Das Netzwerkelement markieren.
2. **Right Mouse Button Menu** mit einem **Right Mouse Button Click** öffnen.
3. Menüpunkt **Trennschalter** mit einem **Left Mouse Button Menu** öffnen.
4. Menüpunkt **Offen** zum Öffnen, Menüpunkt **Geschlossen** zum Schließen des Schalters mit einem **Left Mouse Button Click** auswählen.

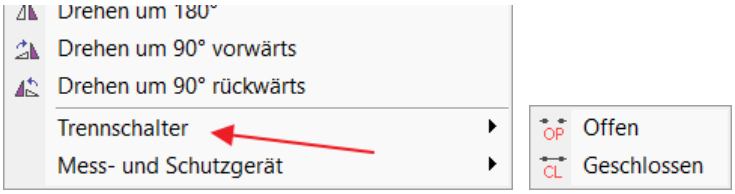


Abbildung 196: Menüpunkt Trennschalter – Öffnen und Schließen des Schalters

6.1.32 Fuse: Sicherung

Der Schutz von Betriebsmitteln gegen Kurzschluss und Überlast wird in Niederspannungsnetzen i.a. Regel mit NH-Sicherungen (**N**iederspannungs-**H**ochleistungs-Sicherung) und in Mittelspannungsnetzen z.B. an der OS-Seite von Transformatoren als Lasttrennschalter mit HH-Sicherung (**H**ochspannungs-**H**ochleistung-Sicherung) ausgeführt. NH-Sicherungen werden in Niederspannungsnetzen oftmals als Schutzorgan für Transformatoren und Leitungen eingesetzt. Eine Alternative dazu ist der Leistungsschalter für Niederspannungsnetze, der oftmals zwischen der US-Seite des Niederspannungstransformators und der Sammelschiene eingesetzt wird.

⇨ Zur Anwendung von Sicherungen aus Sicht des Netzschutzes wird das Dokument **Sicherungshandbuch** [9] empfohlen. Es beschreibt verständlich die wichtigsten technischen Eigenschaften, die Funktionsweise und die Fachbegriffe.

In der nachfolgenden Abbildung ist der Einstelldialog zur Definition der Kennlinie und weiterer Einstellwerte einer Sicherung dargestellt. Die Sicherung arbeitet leiterselektiv. Das numerische Modell der Sicherung besteht aus drei Sicherungen je Leiter L1, L2 und L3, die von der Schutzanalyse leiterselektiv ausgewertet werden. Der Einstelldialog bietet die Möglichkeit, getrennte Kennlinie für die Berechnung des stationären Netzzustandes als auch für die Berechnung dynamischer Netzzustände mit dem Einstellwert **Sicherungskennlinie** einzustellen.

Es wird davon ausgegangen, dass das Schutzorgan **Sicherung** aus drei unabhängig voneinander arbeitenden Sicherungen für die Leiter L1, L2 und L3 mit identischen technischen Daten besteht. Insofern ist es möglich, dass es abhängig von der Fehlerart im Kurzschlussfall leiterselektiv zu einer 1-poligen, 2-poligen oder 3-poligen Leiterunterbrechung kommen kann.

ATPDesigner bietet dem Anwender einen Satz Kennlinien für gebräuchliche NH- und HH-Sicherungen, die direkt mit Hilfe von .CSV-Dateien eingelesen und verwendet werden können. Die eingelesene Sicherungskennlinie wird in der .NET-datei gespeichert. Es wird hier darauf hingewiesen, dass diese Sicherungskennlinien generisch sind, d.h. typisch für am Markt verfügbare Sicherungen, nicht produktspezifisch.

⇨ Es ist grundsätzlich möglich, dass der Anwender eigene Kennlinien für Sicherungen oder auch andere I_k-T_v-kennlinienbasierte Schutzorgane verwendet. Dazu muss der Anwender .CSV-Dateien erstellen, deren Format im Weiteren erläutert wird.

Einstellwert	Bedeutung
Öffnen	Einlesen einer Sicherungskennlinie im .CSV-Format
Speichern	Sicherungskennlinie in eine .CSV-Datei exportieren
Default	Grundeinstellung der Einstellwerte und der Sicherungskennlinie ausgeben
Hilfe	Hilfedatei öffnen
Löschen	Sicherungskennlinie (Listenwerte) löschen
Anz.	Anzahl Stützstellen der Sicherungskennlinie
Nr.	Nummer der Stützstelle der Sicherungskennlinie
Berechnung I2t	Der I2t-Wert der Kennlinie für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge**

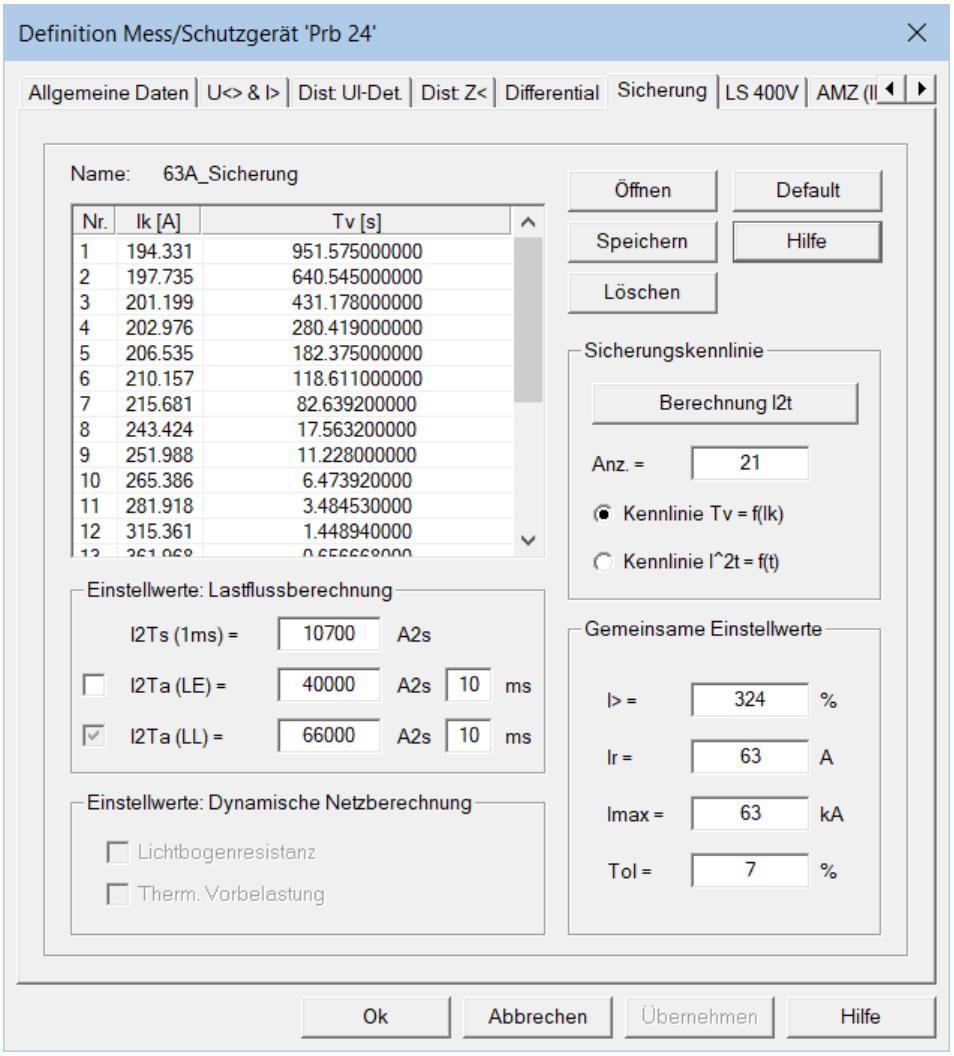


Abbildung 197: Einstelldialog *Sicherung*

6.1.32.1 Fuse: Manuelle Definition oder Auswahl einer Sicherungskennlinie

Soll eine Sicherungskennlinie manuell definiert werden, so muss im ersten Schritt die Anzahl **Anz.** der Stützstellen der Sicherungskennlinie eingestellt werden. Die Anzahl kann nachträglich vergrößert werde, um neue Stützstellen an die vorhandene Liste anzuhängen. Als Ausgangspunkt kann mit einem **Left Mouse Button Click** auf die Taste **Default** die Kennlinie eine NH-Sicherung eingestellt werden. Danach kann die Tabelle mit den entsprechenden Werten ausgefüllt werden. Das Editierfeld einer Tabellenzelle kann mit einem **Left Mouse Button Double Click** geöffnet werden.

Eine manuell erstellte oder veränderte Sicherungskennlinie kann mit der Taste **Speichern** in eine .CSV-Datei gespeichert werden.

Eine Sicherungskennlinie kann mit Hilfe der Taste **Öffnen** aus einer .CSV-Datei eingelesen werden. Die im Setup von ATPDesigner enthaltenen Sicherungskennlinien sind im Verzeichnis **C:\ATPDesigner\Exe\Fuse** gespeichert.

6.1.32.1.1 Fuse: Kennlinie Tv = f(Ik)

Die Kennlinie kann nur im Falle der **Berechnung stationärer Netzzustände** verwendet werden.

Wert	Bedeutung
Ik [A]	Prospektiver Kurzschlussstrom in A
tvs [s]	Virtuelle Schmelzzeit in Sekunden

6.1.32.1.2 Fuse: Kennlinie I^2t = f(t)

Die Kennlinie kann nur im Falle der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** verwendet werden.

Wert	Bedeutung
Zeit [s]	Zeitdauer in Sekunden beginnend vom Fehlereintritt bis zur aktuellen Zeit
I2t [A²s]	Wert der Schmelzwärmewert I^2t (Joule-Integral) in A^2s, die zum Schmelzen der Sicherung erforderlich ist.

6.1.32.1.3 Fuse: Berechnung I2t

Auf Basis der **t_{vs} = f(I_k) – Kennlinie** wird die **I^2t = f(t) - Kennlinie** berechnet. Diese Kennlinie wird für das Sicherungsmodell zur **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** benötigt.

$$I^2t = I_k^2 \cdot t_{vs}$$

Der Fehlereintritt wird erkannt, wenn der Effektivwert des der Sicherung zugeordneten Leiterstromes den Ansprechwert I> überschreitet. In diesem Sinne kann der Einstellwert I> als Überstromanregung der Sicherung betrachtet werden. Insofern kann die Überstromanregung I> mit dem kleinen Prüfstrom der Sicherung verglichen werden.

Einstellwert	Bedeutung
I>	Ansprechwert der Sicherung (kleiner Prüfstrom) Überschreitet der Effektivwert des durch die Sicherung fließenden Leiterstroms die Ansprechwert I>, so wird die Zeitmessung zur Berechnung des Schmelzwärmewertes I^2t gestartet. Die Sicherung hat angeregt.
Ir	Bemessungsstrom (Nennstrom) der Sicherung
Imax	Bemessungs-Kurzschlussausschaltvermögen I_{cn} Das Bemessungs-Kurzschlussausschaltvermögen definiert den Kurzschlussstrom, der von der Sicherung maximal abgeschaltet werden kann.
Tol	Toleranz der Kennlinie
I2Ts (1ms)	Schmelzintegralwert I^2t_s bei adiabatischer Erwärmung ($t_{vs} \leq 1$ ms) Bezeichnet den Stromwärmewert in A^2s, bei dem der Schmelzleiter einer Sicherung im Fall einer adiabatischen Erwärmung durchschmilzt.

	Wenn der Kurzschlussstrom bei einer stationären Berechnung größer als die Werte der Sicherungskennlinie ist, wird die Schmelzzeit mithilfe dieses I^2t_s-Wertes ermittelt. Für die Berechnung wird der Sicherungskennlinie ein weiterer Punkt bei $I_k = \sqrt{I^2t_s / 1\ \mathrm{ms}}$ und $t_{vs} = 1\ ms$ hinzugefügt. Bei $t_{vs} \leq 1$ ms kann der I^2t_s-Wert als konstant angenommen werden: $t_{vs} = I^2t_s / {I_k}^2$.
I2Ta (LE)	Ausschaltintegral I^2t_a bei einer wiederkehrenden Spannung vom Betrag der Leiter-Erd-Spannung des Netzes Bezeichnet den Stromwärmewert in A^2s, der bis zur endgültigen Unterbrechung des Stromflusses (nach Lichtbogenlöschung) wirken kann. Die wiederkehrende Spannung ist dabei abhängig von der Fehlerart und der Netzform. Hersteller geben einen maximalen I^2t_a-Wert im Bereich kleiner Schmelzzeiten an. Der zugehörige Zeit-Grenzwert (in Abbildung 197 $t_{vs} \leq 10\ ms$) muss zusätzlich angegeben werden. In diesem Zeitbereich kann so im Rahmen der stationären Netzberechnung eine maximale Ausschaltzeit $t_{a,max} = I^2t_a / {I_k}^2$ berechnet werden. Für größere Schmelzzeiten bis zu $t_{vs} = 100\ ms$ wird die Ausschaltzeit angenähert. Darüber hinaus kann mit guter Genauigkeit $t_a = t_{vs}$ angenommen werden. Ist die zugehörige Checkbox ausgewählt, wird über ein angenähertes Verfahren geprüft, ob hier Leiter-Erd-Spannung anzunehmen und damit I2Ta (LE) bei der Berechnung der Ausschaltzeit zu verwenden ist. Gemäß Standard-Einstellung wird allerdings immer das höhere Ausschaltintegral I2Ta (LL) verwendet (Checkbox nicht ausgewählt). „*Stromintegral über der Ausschaltzeit der Sicherung. Allgemeine Angaben sind meist gültig für Schmelzzeiten kleiner 5 ms, das heißt, dass die Sicherung strombegrenzend abgeschaltet hat. Üblicherweise ist der in den Datenblättern angegebene Wert der höchste zu erwartende Wert, bezogen auf die ebenfalls mit angegebene Referenzspannung. Werte bei kleineren Betriebsspannungen lassen sich relativ oft durch ein mit angegebenes Umrechnungsdiagramm einfach ermitteln.*“ (Quelle: https://siba.de/de/glossarartikel/-ausschaltintegral.html)
I2Ta (LL)	Ausschaltintegral I^2t_a bei wiederkehrender Spannung vom Betrag der Leiter-Leiter-Spannung des Netzes Vgl. I2Ta (LE)
Öffnen	Einlesen einer Sicherungskennlinie aus einer .CSV-Datei
Speichern	Speichern der Sicherungskennlinie aus einer .CSV-Datei
Berechnung I2t	Die Sicherungskennlinie für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge wird aus der Sicherungskennlinie für die Berechnung stationärer Netzzustände berechnet.

Die Toleranz der Kennlinie wird im Diagramm durch zwei weitere rot gestrichelte Kennlinien berücksichtigt.

$$T_v \pm Tol[\%]$$

Die Einstellwerte für die Toleranz **Tol** und das Bemessungs-Kurzschlussausschaltvermögen **Imax** werden für beide Berechnungsmethoden (stationär und dynamisch) immer gleich eingestellt.

6.1.32.2 Fuse: Erstellen einer Sicherungskennlinie

Eine neue Sicherungskennlinie kann wie schon beschrieben manuell direkt in die Tabelle eingegeben und danach mit der Taste **Speichern** in einer .CSV-Datei gespeichert werden. Alternativ dazu kann auch eine Sicherungskennlinie, die als .CSV-Datei im Verzeichnis **C:\ATPDesigner\Exe\Fuse** gespeichert sind, mit der Taste **Öffnen** eingelesen werden. Anwenderspezifische Sicherungskennlinien oder auch die Kennlinien anderer Schutzelemente wie z.B. Leitungsschutzautomaten können erstellt und ebenfalls eingelesen werden.

⇨ Die Kennlinie der Sicherung ist immer ausgehend vom Ursprung des Koordinatensystems zu digitalisieren und einzugeben.

6.1.32.2.1 Fuse: Datenformat der Sicherungskennlinie in der .CSV-Datei

Das Dateiformat ist zeilenorientiert aufgebaut wie bei .CSV-Dateien üblich. Die Werte werden durch ein Semikolon getrennt.

- 1. Wert: Kurzschlussstrom I_k [A]
- 2. Wert: Virtuelle Schmelzzeit t_{vs} [s]

```
0.0030000000;414.1152794000
0.0040000000;418.8514192000
0.0050000000;435.4817950000
0.0060000000;455.1465450000
0.0080000000;482.0476689000
```

- Es ist unbedingt erforderlich, dass ein Punkt als Trennzeichen für Vorkomma- und Nachkommastellen verwendet wird.

- Es sollte nach der letzten Zeile mit einem Datenpaar eine abschließende Leerzeile eingefügt werden, da sonst das Datenpaar der letzten Zeile ggfs. nicht erkannt und eingelesen wird.

Darüber hinaus wird empfohlen, die nachfolgenden Einstellwerte zu Beginn der .CSV-Datei einzugeben. Die Einstellwerte werden durch Kennungen identifiziert, die bündig am Zeilenanfang stehen müssen. Nach dem Gleichheitszeichen wird der Wert ohne nachfolgende Einheit angegeben.

Einstellwert	Kennung
Ir	##IR=
Imax	##IMAX=
Tol	##TOL=
I2Ts	##I2TS=
I2Ta (LE)	##I2TA254=

I2Ta (LL)	##I2TA440=
Zugehörige Zeitwerte für I2Ta	##I2TA_T=

Falls die Einstellwerte nicht aus der .CSV-Datei eingelesen werden, müssen diese vom Anwender manuell eingegeben werden. Beim Speichern der Werte werden die Einstellwerte in der .CSV-Datei gespeichert.

6.1.32.3 Fuse: Berechnung des Ansprechwertes I> aus dem Nennstrom I_r

Mit dem Nennstrom der Sicherung **Ir** ermittelt ATPDesigner automatisch den **Ansprechwert I>**. Dazu wird aus der eingelesenen Sicherungskennlinie der kleinste Wert des Kurzschlussstromes I_{min} ermittelt und entsprechend der nachfolgenden Gleichung der Ansprechwert I> berechnet.

$$I> = \frac{1,05 \cdot I_{min}}{I_r}$$

Der Algorithmus zur Schutzanalyse geht davon aus, dass für durch die Sicherung fließende Kurzschlussströme I_k < I> der Schmelzprozess des Schmelzleiters nicht erfolgt, d.h. die Wärmeabgabe der Sicherung ist gleich der durch den Widerstand des Schmelzleiters aufgenommenen Energie.

6.1.32.4 Fuse: Sicherungskennlinie zur Berechnung dynamischer Netzvorgänge

Im nächsten Schritt sollte aus der Sicherungskennlinie **tvs = f(Ik)** für die Berechnung stationärer Netzzustände die Sicherungskennlinie **I^2t = f(t)** für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge ermittelt werden. Dazu muss der Button **Berechnung I2t** mit einem **Left Mouse Button Click** betätigt werden. Wird jetzt im Optionsfeld auf **Kennlinie I^2t = f(t)** umgeschaltet, so wird die Sicherungskennlinie dargestellt.

Alternativ kann eine Sicherungskennlinie für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge mit dem Button **Öffnen** eingelesen werden, wenn vorher die Option **Kennlinie I^2t = f(t)** ausgewählt wurde. Das Dateiformat ist ebenfalls zeilenorientiert und die Werte werden durch ein Semikolon getrennt.

- 1. Wert: Zeit [s]
- 2. Wert: Schmelzenergie I^2t [A^2s]

Die in beiden Kennlinien verwendete Zeit ist so zu interpretieren, dass die Zeitmessung mit dem Überschreiten des Ansprechwertes I> gestartet wird und der Schmelzvorgang beginnt.

6.1.32.5 Fuse: Verwendung der digitalisierten Sicherungskennlinien

Das **ATPDesigner** Setup beinhaltet die digitalisierten Kennlinien einer großen Anzahl typischer Sicherungen. Die dazugehörenden .CSV-Dateien sind nach einer Standardinstallation im Verzeichnis **C:\ATPDesigner\Exe\Fuse** gespeichert.

1. Auswahl der Option **Kennlinie Tv = f (Ik)**

2. Einlesen der Datei z.B. **C:\ATPDesigner\Exe\Fuse\160A_NH2_gG.csv**
3. Kontrolle des Nennstromes **Ir=160A**
4. Kontrolle des maximal unterbrechbaren Kurzschlussstromes **Imax**
5. Kontrolle aller weiteren Einstellwerte

Der Einstellwert **I>** für das **Ansprechen der Sicherung** wird von ATPDesigner aus der Kennlinie unter Verwendung des Nennstromes berechnet. Die Liste der aktuell verfügbaren digitalisierten Sicherungskennlinien ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.

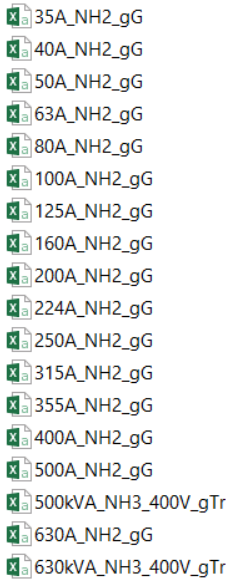


Abbildung 198: Liste der der digitalisierten Sicherungskennlinien (Auszug)

6.1.32.6 Fuse: Sicherung - Berechnung dynamischer Netzvorgänge

Die nachfolgend beschriebenen Optionen können nur im Falle der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** verwendet werden.

Lichtbogenresistanz
Mit dieser Option kann ein Lichtbogenmodell aktiviert werden, das nach dem Schmelzen des Sicherungsdrahtes das zeitliche Verhalten des Lichtbogens in der Sicherung bis zum Lichtbogenlöschen nachbildet.

Therm. Vorbelastung
Mit dieser Option kann eine thermische Vorschädigung z.B. durch einen Kurzschlussstrom, der aber nicht zum Schmelzen des Sicherungsdrahtes führte, nachgebildet werden.

6.1.32.7 Fuse: Sicherung - Berechnung des stationären Netzzustandes

Wird eine Sicherung während der **Berechnung des stationären Netzzustandes** ausgeführt, so werden nicht alle Einstellwerte aus Kapitel 6.11.28 und die damit verbundenen Funktionen verwendet. Folgende Einstellwerte für die Analyse der Berechnungsergebnisse werden berücksichtigt.

Einstellwert	Bedeutung
I>	Ansprechwert der Sicherung im Sinne einer Überstromanregung
Ir	Bemessungsstrom der Sicherung
Imax	Bemessungs-Kurzschlussausschaltvermögen I_{cn}
I2Ta (LE)	Ausschaltintegral I^2t_a bei einer wiederkehrenden Spannung vom Betrag der Leiter-Erd-Spannung des Netzes Bezeichnet den Stromwärmewert in A^2s, der bis zur endgültigen Unterbrechung des Stromflusses (nach Lichtbogenlöschung) wirken kann. Die wiederkehrende Spannung ist dabei abhängig von der Fehlerart und der Netzform. Hersteller geben einen maximalen I^2t_a-Wert im Bereich kleiner Schmelzzeiten an. Der zugehörige Zeit-Grenzwert (in Abbildung 197 $t_{vs} \leq 10\,ms$) muss zusätzlich angegeben werden. In diesem Zeitbereich kann so im Rahmen der stationären Netzberechnung eine maximale Ausschaltzeit $t_{a,max} = I^2t_a \,/\, I_k{}^2$ berechnet werden. Für größere Schmelzzeiten bis zu $t_{vs} = 100\,ms$ wird die Ausschaltzeit angenähert. Darüber hinaus kann mit guter Genauigkeit $t_a = t_{vs}$ angenommen werden. Ist die zugehörige Checkbox ausgewählt, wird über ein angenähertes Verfahren geprüft, ob hier Leiter-Erd-Spannung anzunehmen und damit I2Ta (LE) bei der Berechnung der Ausschaltzeit zu verwenden ist. Gemäß Standard-Einstellung wird allerdings immer das höhere Ausschaltintegral I2Ta (LL) verwendet (Checkbox nicht ausgewählt). „*Stromintegral über der Ausschaltzeit der Sicherung. Allgemeine Angaben sind meist gültig für Schmelzzeiten kleiner 5 ms, das heißt,*

	dass die Sicherung strombegrenzend abgeschaltet hat. Üblicherweise ist der in den Datenblättern angegebene Wert der höchste zu erwartende Wert, bezogen auf die ebenfalls mit angegebene Referenzspannung. Werte bei kleineren Betriebsspannungen lassen sich relativ oft durch ein mit angegebenes Umrechnungsdiagramm einfach ermitteln.“ (Quelle: https://siba.de/de/glossarartikel/-ausschaltintegral.html)
I2Ta (LL)	Ausschaltintegral I^2t_a bei wiederkehrender Spannung vom Betrag der Leiter-Leiter-Spannung des Netzes (vgl. I2Ta (LE))

In dem Einstelldialog muss die Option **Kennlinie tvs = f(Ik)** ausgewählt werden. Die Schutzanalyse geht davon aus, dass je Leiter einer unabhängig von den anderen Leitern arbeitende Sicherung verwendet wird. Die technischen Daten der drei Sicherungen werden als identisch angenommen.

ATPDesigner ermittelt leiterselektiv die Schmelz- und Ausschaltzeiten, d.h. getrennt für jede der drei Sicherungen, wenn der Betrag des Leiterstromes der jeweiligen Sicherung die Überstromanregung I> überschreitet. Unter der Auslösezeit wird bei Sicherungen die Zeit vom Anregen bis zur Unterbrechung des Kurzschlussstromes (d.h. inkl. Lichtbogenlöschung) verstanden (= Ausschaltzeit).

Überschreitet der Betrag des Leiterstromes das Bemessungs-Kurzschlussausschaltvermögen I_{max}, so wird eine unendlich große Schmelz- und Ausschaltzeit festgelegt, d.h. die Sicherung kann den Kurzschlussstrom nicht unterbrechen. Die Ergebnisse der Schutzfunktionsanalyse werden im Meldungsfenster ausgegeben. In dem Textelement in der Netzgrafik wird wie nachfolgend gezeigt nur eine Anregung mit dem Symbol „**+**“ für jeden betroffenen Leiter angezeigt.

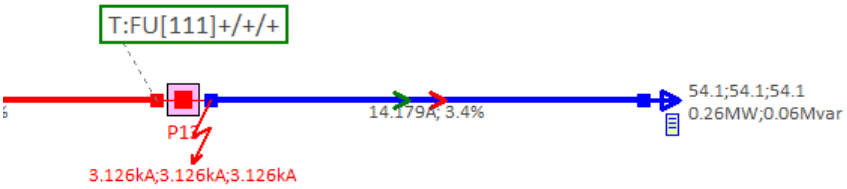


Abbildung 199: Kennzeichnung „+“ für Leiter ohne Kurzschlussstromunterbrechung

In der Netzgrafik wird das Ergebnis der Schutzfunktionsanalyse der Sicherungen mit dem Bezeichner **FU** bezeichnet. In dem nachfolgenden Beispiel ist zu erkennen, dass die beiden Sicherungen in den Leitern L1 und L2 anregen und mit endlichen Schmelz- und Ausschaltzeiten die Kurzschlussströme unterbrechen. In Leiter 3 ist wegen des 2-poligen Kurzschlusses keine Anregung erkannt worden. Weitere Ausgabetexte sind in nachfolgender Abbildung enthalten.

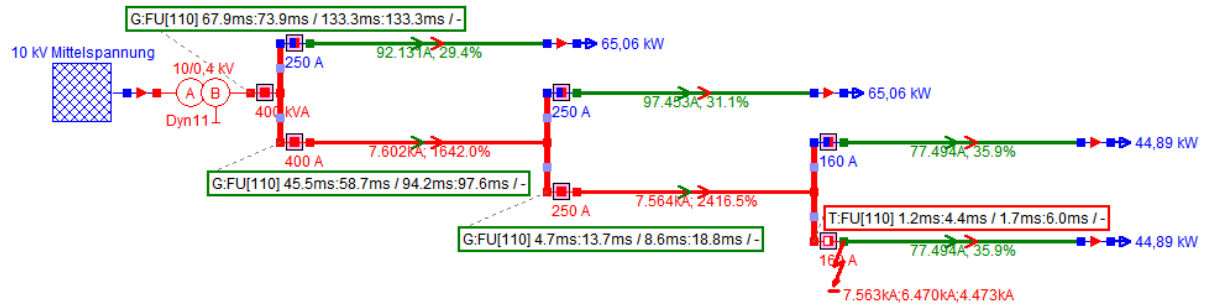


Abbildung 200: AUS-Kommando der Sicherungen in der Netzgrafik

Die Eigenzeit der Schutzfunktion T_{pr} sowie die Schaltereigenzeit T_{cb} haben im Falle der Sicherung keine Bedeutung und werden nicht berücksichtigt.

In nachfolgender Abbildung ist bespielhaft der Ausgabetext im Meldungsfenster für zwei in Serie geschaltete Sicherungen (zu je drei Einzelsicherungen der Leiter L123) im Falle eines 2-phasigen Leiter-Leiter-Kurzschlusses L12 dargestellt.

```
PROT> Alle Schutzgeräte sind mit externen oder internen Schalter konfiguriert


PROT> P2 [Prb 2] Sicherung GEN=1 [I>=1, Imax=0, Leiter 1, T(I)=6.56969ms, I/Ir=26.3393] AUS=1 [Aktiv]
PROT> P2 [Prb 2] Sicherung GEN=1 [I>=1, Imax=0, Leiter 2, T(I)=6.56969ms, I/Ir=26.3393] AUS=1 [Aktiv]
PROT> P2 [Prb 2] Sicherung GEN=1 [I>=1, Imax=0, Leiter 3, T(I)=6.56969ms, I/Ir=26.3393] AUS=1 [Aktiv]
```

Abbildung 201: Ausgabe der Ergebnisse der Sicherung im Fenster für *Netzschutzmeldungen*

Löst eine Sicherung nicht aus, so wird im Fenster für **Netzschutzmeldungen** die Schmelz- und Ausschaltzeit mit dem Wert **1.79769e+308ms** (= unendlich) angegeben.

Meldung	Bedeutung
I> = 0/1	0 = Sicherung in dem Leiter hat nicht angeregt 1 = Sicherung in dem Leiter hat angeregt
Imax = 0/1	0 = Bemessungs-Kurzschlussausschaltvermögen I_{max} wurde nicht überschritten 1 = Bemessungs-Kurzschlussausschaltvermögen I_{max} wurde überschritten, der Kurzschlussstrom kann nicht unterbrochen werden
Leiter 1, 2, 3	Sicherung in Leiter L1 = 1, L2 = 2, L3 = 3
T(I)	Kurzschlussstromunterbrechungszeiten der Sicherung nach Auswertung der Auslösekennlinien
I/Ir	Kurzschlussstrom in p.u. bezogen auf den Bemessungsstrom I_r

6.1.32.8 Fuse: Auslegung einer HH-Sicherung

HH-Sicherungen werden als zuverlässiger Schutz seit Jahrzehnten in Mittelspannungs-Schaltanlagen und Stromnetzen eingesetzt. Sie schützen Anlagen und Geräte vor thermischen und dynamischen Auswirkungen von Kurzschlüssen [34]. ATPDesigner bietet dem Anwender eine Auswahl von Kennlinien für gebräuchliche NH- und HH-Sicherungen, die direkt mit Hilfe von .CSV-Dateien eingelesen und verwendet werden können.

In erster Näherung kann der zu schützende Transformator als Leitung, d.h. als Kurzschlussstrom begrenzende Impedanz betrachtet werden. Da die HH-Sicherung auf der Oberspannungsseite des Transformators eingesetzt wird, kann der oberspannungsseitige Bemessungsstrom I_{rOS} des Transformators zur Auswahl des Nennstromes der HH-Sicherung herangezogen werden. Hinsichtlich der Einstellwerte des **Transformators 2-Wicklung** gilt:

$$I_{rOS} = I_{rA}$$

Zur Auslegung einer Sicherung für Leitungen sind nach VDE 0100-430 [35] „*das Auslöseverhalten einer Einrichtung, die ein Kabel oder eine Leitung bei Überlast schützt,* […] *folgende zwei Bedingungen*“ zu erfüllen.

$$I_B \le I_n \le I_Z$$

$$I_2 \le 1{,}45 \cdot I_Z$$

mit

I_B Betriebsstrom für den Stromkreis
I_Z zulässige Dauerstrombelastbarkeit nach VDE 0276 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**
I_n Bemessungsstrom der Schutzeinrichtung (Nennstrom)
I_2 der Strom, der eine wirksame Abschaltung in der für die Schutzeinrichtung festgelegten Zeit sicherstellt (großer Prüfstrom)

Die Dauerstrombelastbarkeit I_Z kann unter Annahme, dass das Produkt der Umrechnungsfaktoren in Anlehnung an VDE 0276 gleich 1 gewählt wird, wie folgt berechnet werden.

$$I_Z = I_r$$

Die Näherung, den Transformator als Leitung (Kurzschlussimpedanz) zu interpretieren berücksichtigt jedoch nicht den Rush-Strom des Transformators. Beim Einschalten vorher spannungsloser Transformatoren, die unbelastet oder nur sehr gering belastet sind, kann es zu großen Einschaltströmen (Rush-Strom) kommen, die ein Mehrfaches des Bemessungsstromes des Transformators betragen können. Rush-Ströme sind stark oberschwingungsbehaftet und weisen neben einem großen Betrag der netzfrequenten Grundschwingung (50Hz) auch einen signifikant großen Betrag der 2. Harmonischen (100Hz) in allen Leiterströmen I_{L1}, I_{L2} und I_{L3} auf. Die Amplituden von Rush-Strömen klingen gedämpft durch die Wirkverluste des Transformators exponentiell ab, können aber

ggfs. mehrere Sekunden auftreten und daher zum Auslösen von Überstromschutzgeräten und Sicherung führen. Daher sollten Rush-Ströme bzgl. der Auslegung von Sicherungen berücksichtigt werden.
In Anlehnung an die Empfehlung zur Auslegung von HH-Sicherungen des Herstellers EFEN GmbH [33] sind bei der Absicherung von Transformatoren für die Auswahl der Sicherung unter anderem folgende Faktoren bestimmend.

- Bemessungswerte des Transformators
  - Bemessungsbetriebsspannung (U_{rA})
  - Bemessungsleistung (S_r)
  - Schaltgruppe
  - relative Kurzschlussspannung (u_k %)
  - Einschaltstoßstrom/Inrush (Rush-Strom) (8 ... 12 I_n)

- Zeit/Strom-Kennlinie der HH-Sicherungen
- sekundärseitige Schutzeinrichtungen/Selektivität

Entscheidend für die Auswahl der richtigen Sicherung ist nach [33] die Zeit/Strom-Kennlinie und nicht der Bemessungsstrom der HH-Sicherung. Einem Transformator können auch mehrere HH- Sicherungen verschiedener Bemessungsströme zugeordnet werden.

Angelehnt an [33] wird nachfolgend eine HH-Sicherung für einen 20/0,4kV-Transformators beispielhaft ausgelegt. Für den Transformator wird angenommen:

- Bemessungsscheinleistung S_{rT} = 1000kVA
- Bemessungsspannungen U_{rOS}/U_{rUS} = U_{rA}/U_{rB} = 20/0,4kV
- Kurzschlussspannung u_k = 6%
- Schaltgruppe Dyn5

In Anlehnung an VDE 0670-402 [34] ergibt sich der Bemessungsstrom der HH-Sicherung zu **I_r = 63A**.

Tabelle 2b – für Transformatoren mit einer rel. Kurzschlussspannung von 6 %

Bemessungsspannung		Transformator-Bemessungsleistung (bei 6 % rel. Kurzschlussspannung) kVA							
		500	630	800	1 000	1 250	1 600	2 000	2 500
Transformator kV	Sicherung kV	Bemessungsstrom der Hochspannungs-Sicherungseinsätze A							
6	7,2	80 und 100	100 und 125	125 und 160	160 und 200	–	–	–	–
10	12	50 und 63	63 und 80	80 und 100	100 und 125	125 und 160	160 und 200	160 und 200	-
20	24	31,5	40 und 50	50 und 63	63	80	80 und 100	100 und 125	125 und 160
30	36	25	25 und 31,5	31,5 und 40	40 und 50	50 und 63	63	80	100

Abbildung 202: Auszug aus DIN VDE 0670-402 (Quelle: DIN VDE 0670-402)

Des Weiteren sind in DIN VDE 0670-402 [34] Zeit/Strom-Bereiche für die Bemessungsstromstärken abhängig vom jeweils durch die Sicherung fließenden Kurzschlussstrom definiert.

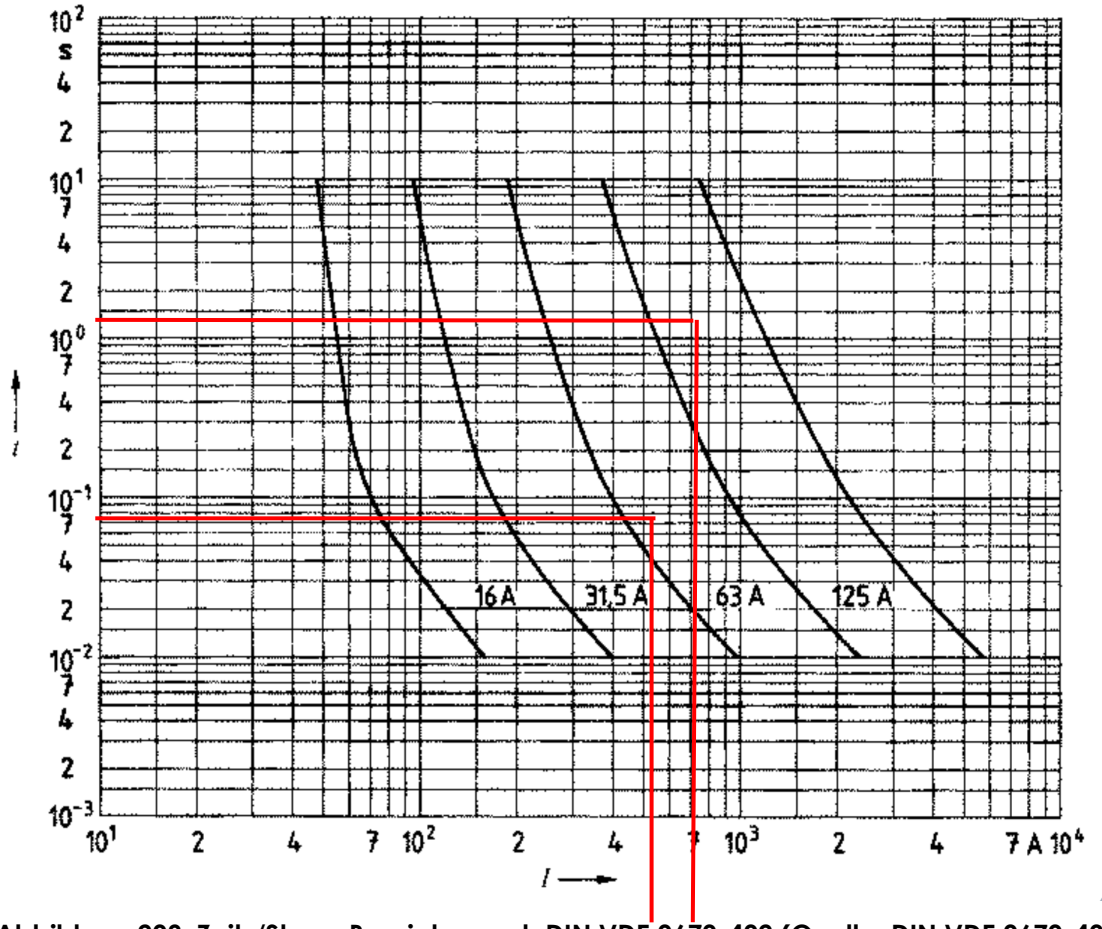


Abbildung 203: Zeit-/Strom-Bereiche nach DIN VDE 0670-402 (Quelle: DIN VDE 0670-402)

In der obigen Abbildung sind die beiden Grenzkennlinien der HH-Sicherung mit I_r=63A dargestellt. Gemäß [33] sollte ein Niederspannungstransformator aufgrund seiner Konstruktion dem oberspannungseitigen Kurzschlussstrom für einen unterspannungsseitigen Klemmenkurzschluss, d.h. einem Kurzschluss zwischen den Klemmen des Transformators und dem Einbauort der darauffolgenden NH-Sicherung für 2s nach Kurzschlusseintritt standhalten [36]. Die HH-Sicherungen auf der Oberspannungsseite müssen daher den oberspannungsseitigen **Kurzschlussstrom $I_{k,OS}$** für einen unterspannungsseitigen Klemmenkurzschluss mit einer maximalen Auslösezeit von 2s abschalten.

$$I_{k,OS} = \frac{\frac{U_{rTOS}}{\sqrt{3}}}{Z_{kTOS}} = \frac{U_{rTOS}}{\sqrt{3}} \cdot \frac{1}{u_k \cdot \frac{U_{rTOS}^2}{S_{rT}}}$$

Ein möglicher Rush-Strom sollte nach [33] innerhalb der ersten 0,1 Sekunde nicht zu einer Auslösung der Sicherung führen. Die maximalen Amplitudenwerte von Rush-Ströme können für Niederspannungstransformatoren nach [33] mit dem 12- bis 16-fachen Nennstrom I_n angenommen werden. Es wird der 12-fache Nennstrom gewählt.

$$I_{rush} = 12 \cdot I_r = 12 \cdot \frac{S_{rT}}{\sqrt{3} \cdot U_{rTOS}}$$

Für den beispielhaft gewählte 20/0,4kV-Niederspannungstransformator ergeben sich folgende Werte.

$I_{k,OS}$ = 455A

I_{rush} = 364A

Wie in der vorher dargestellten Abbildung ersichtlich, liegen beide Eckpunkte {$I_{k,OS}$, 2s} und {I_{rush}, 0,1s} etwa auf den Grenzkurven der HH-Sicherung mit I_r=63A . Da die tatsächliche Kennlinie der HH-Sicherung nach DIN VDE 0670-402 [34] zwischen den beiden Grenzkennlinien liegen muss, können die beiden Bedingungen

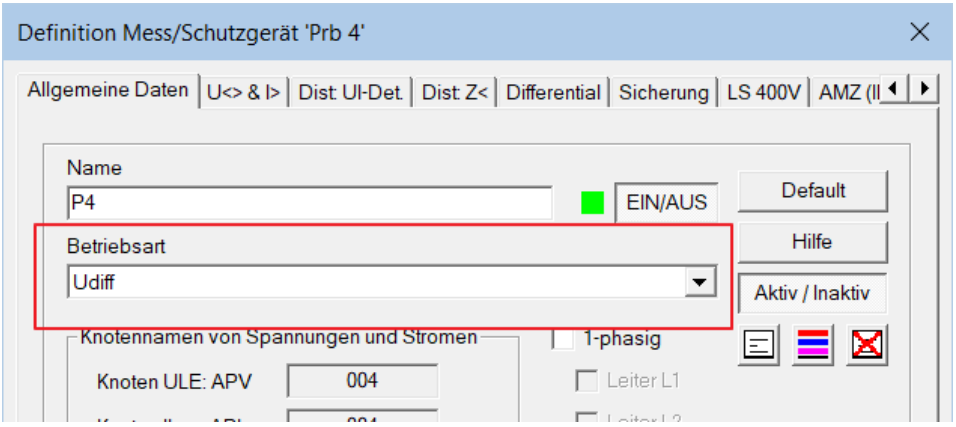
- kein Auslösen beim Einschaltstrom (Rush-Strom) innerhalb von 0,1s und
- Abschalten des Kurzschlussstroms innerhalb von 2s im Falle eines unterspannungsseitigen Klemmenkurzschlusses

für eine HH-Sicherung mit I_r=63A als erfüllt betrachtet werden.

6.1.33 Udiff: Messen einer Differenzspannung

Mit Hilfe des Netzwerkelementes **Verbindung** in der Betriebsart **3-phasige Messleitung** und einem **Mess/Schutzgerät** in der Betriebsart **Udiff** ist es möglich, die Differenzspannung zwischen zwei **Mess/Schutzgeräten** zu messen.

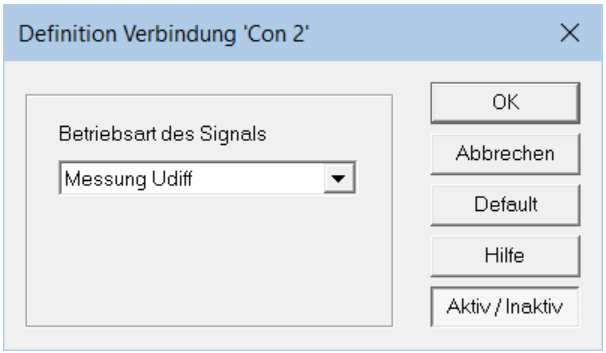
1. Einfügen eines **Mess/Schutzgerätes** zur Messung der Differenzspannung, Auswahl der Betriebsart **Udiff**



2. Einfügen von zwei **Mess/Schutzgeräten** an den Messorten oder Verwendung von zwei vorhandenen **Mess/Schutzgeräten**

3. Verbinden der **Mess/Schutzgeräte** an den Messorten mit Hilfe je einer **grünen Verbindung** mit dem **Mess/Schutzgerät** zur Messung der Differenzspannung

4. **Messleitungen**
   Betriebsart **Messung Udiff** wie nachfolgend gezeigt im Einstelldialog der beiden **Verbindungen** einstellen.



Um eine **grüne Messleitung** zu verwenden kann der Toolbar-Schalter verwendet werden. Nach einem **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Schalter können, wie vom Netzwerkelement **Leitung** bekannt, die Knoten der beiden **Mess/Schutzgeräte** an den Messorten mit einem „Rubber Band“ mit dem **Mess/Schutzgerät** zur Messung der Differenzspannung verbunden werden. Zur Kennzeichnung der Betriebsart werden die beiden **Messleitungen grün** gezeichnet. Die nachfolgende Abbildung zeigt ein Beispielnetz.

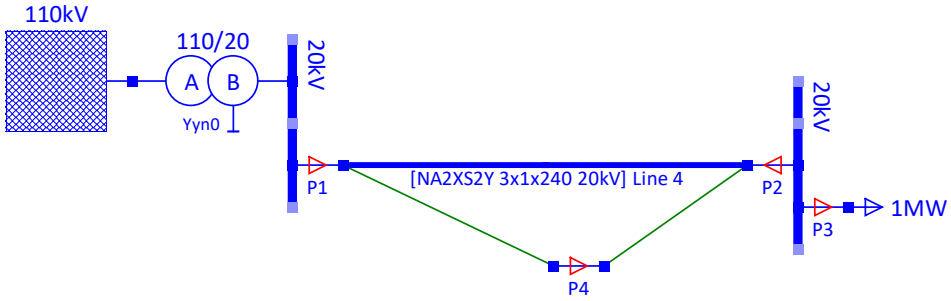


Abbildung 204: Messen einer Differenzspannung

⇨ Wird in dem Beispiel in der nachfolgenden Abbildung für das **Mess/Schutzgerät** **P4** eine andere Betriebsart als **Udiff** gewählt, so wirkt das **Mess/Schutzgerät** wie ein **elektrischer Kurzschluss**.

6.1.33.1 Udiff: Dynamische Netzberechnung

Wird mit dem Toolbar-Button oder dem Menüpunkt **ATP-Datei schreiben und ATP ausführen** im Hauptmenü **ATP** [Bd. 1] oder **Strg + R** eine **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** [Bd. 3] gestartet, so werden die berechneten Zeitsignale in einer **Diagrammdatei** gespeichert. Die **Diagrammdatei** (.PL4-Datei) [Bd. 3] kann mit dem Toolbar-Button oder mit dem Menüpunkt **Diagramm öffnen** im Hauptmenü **Diagramme** [Bd. 1] geöffnet werden. Wire nachfolgend dargestellt sind in dem Beispielnetz die Signale **(ABC)D004** zur Darstellung der Differenzspannungen auszuwählen.

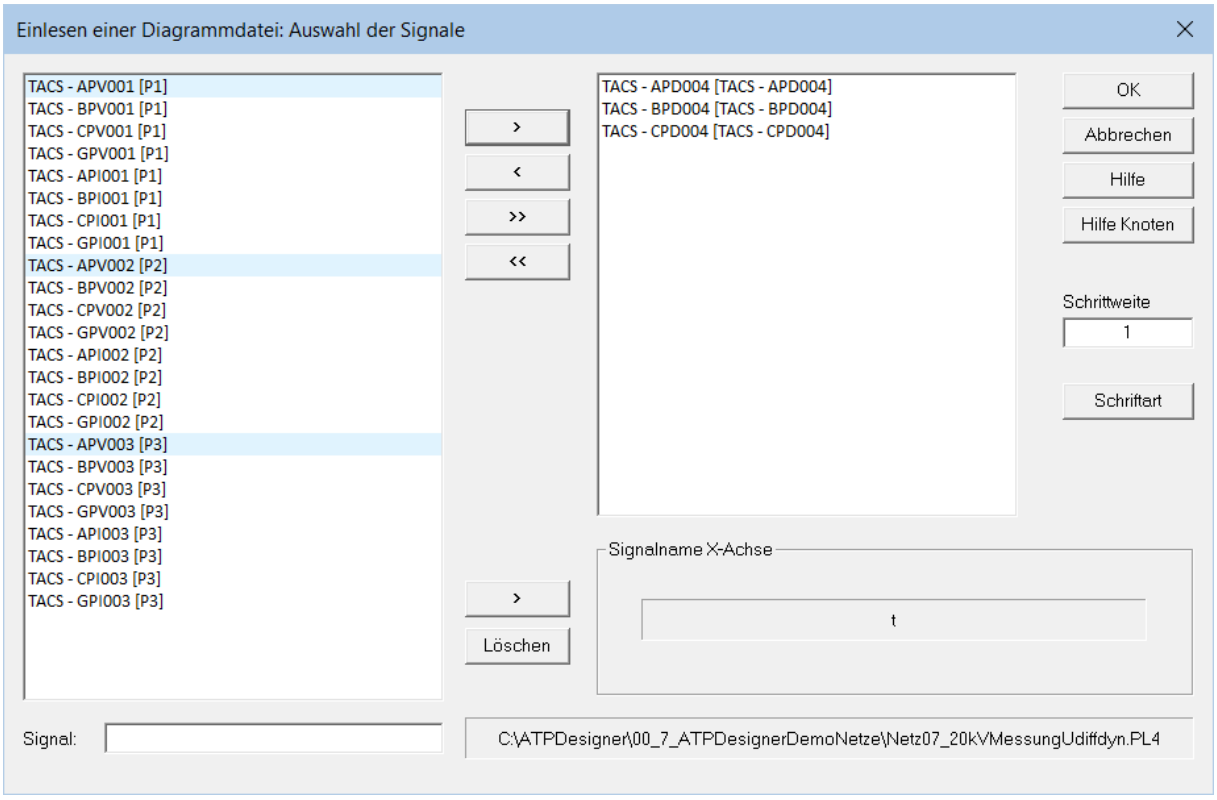


Abbildung 205: Auswahl der Signale zur Darstellung der Differenzspannung

6.1.33.2 Udiff: Stationäre Netzberechnung

Die Differenzspannung kann auch durch die **Berechnung eines stationären Netzzustandes** [Bd. 3] werden. Mit dem Toolbar-Button oder dem Menüpunkt **Netzberechnung starten** im Hauptmenü **ATP** [Bd. 1] oder **Strg + E** wird die Berechnung ausgeführt. Wird der Mauscursor „über" dem **Mess/Schutzgerät P4** positioniert, so wird die Differenzspannung in einem Tooltip angezeigt.

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Netzberechnung starten**
- Tastenkürzel **STRG + E**

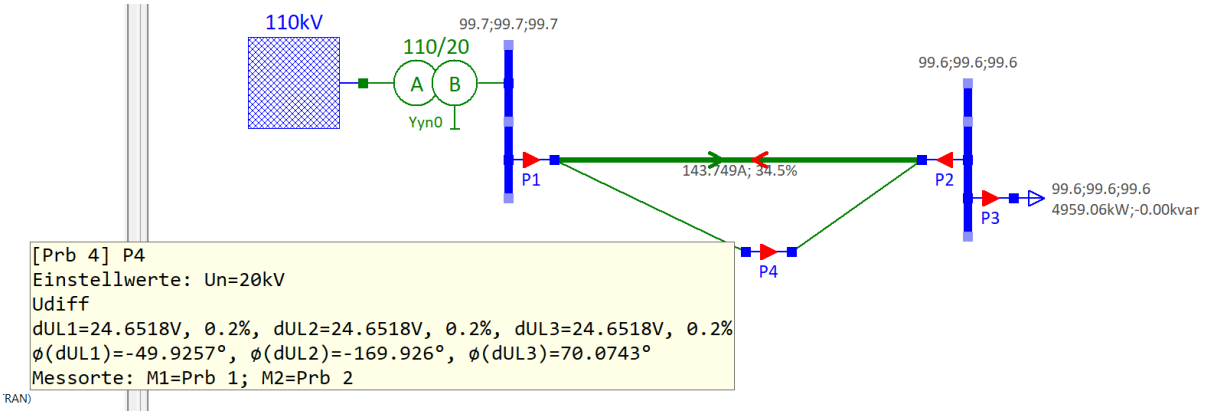


Abbildung 206: Berechnung der Differenzspannung Udiff

6.1.34 DIFF: Differentialschutz

ATPDesigner ermöglicht es, einen Differentialschutz mit zwei Strommessorten (**2-Bein-Differentialschutz**) und mit drei Strommessorten (**3-Bein-Differentialschutz**) für Leitungen und Transformatoren zu verwenden. Der Differentialschutz wird leiterselektiv ausgeführt. Die leiterselektiven AUS-Kommandos werden zum General-AUS-Kommando des Differentialschutzes verodert und an die zugeordneten Schalter weitergeleitet.

Die Weiterleitung der AUS-Kommandos erfolgt nicht direkt von dem **Mess/Schutzgerät Differentialschutz** sondern indirekt über die dem Differentialschutz zugeordneten Messorte, die ebenfalls durch das Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** realisiert werden. Die nachfolgende Abbildung zeigt ein Beispielnetz. Zum besseren Verständnis sind die Bezeichner der Schalter aktiviert.

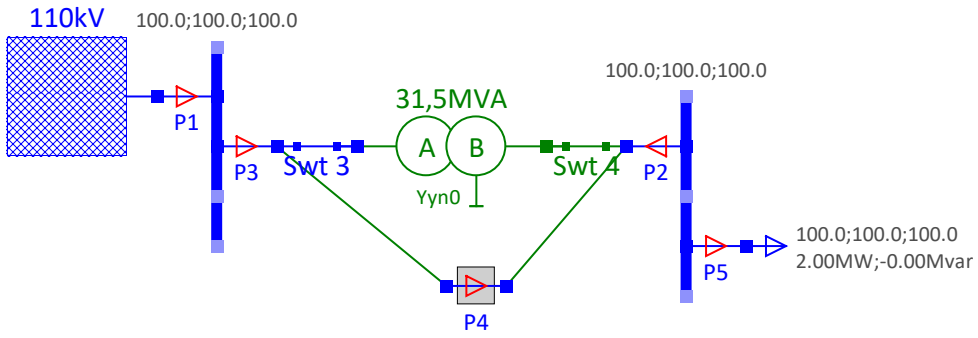
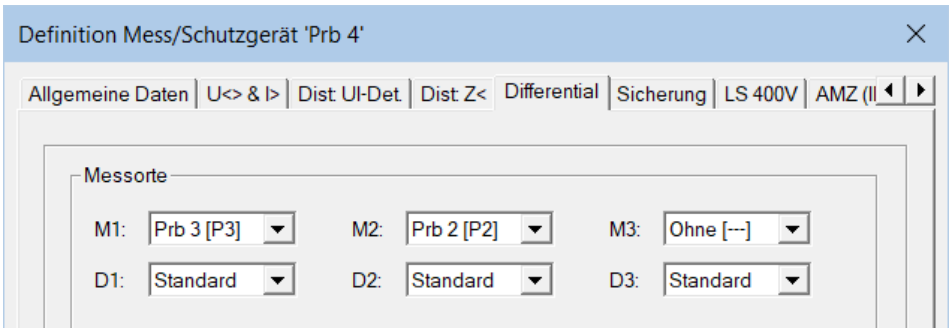


Abbildung 207: Differentialschutz für einen 2-Wicklungs-Transformator

Die Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät** werden wie folgt verwendet.

Mess/Schutzgerät	Bedeutung
P4	Differentialschutz
P3	Messort M1 des Differentialschutzes
P2	Messort M2 des Differentialschutzes

In der nachfolgenden Abbildung sind die Einstellungen in der Registerkarte **Differential** zu erkennen.



Die **Schalter Swt 3** und **Swt 4** sind nicht dem Differentialschutz **Mess/Schutzgerät** zugeordnet, sondern den Messorten **P3 – Swt 3** und **P2 – Swt 4**. Die Zuordnung der Schalter zu einem Mess/Schutzgerät erfolgt z.B. in der Registerkarte **Allgemeine Daten** des Einstelldialogs eines **Mess/Schutzgerätes** mit dem Einstellwert **Schalter**.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Schutzreaktion des Transformatordifferentialschutzes bei einem in der Schutzzone liegenden Kurzschluss, auch als innenliegender Kurzschluss bezeichnet. Das AUS-Kommando wird vom Differentialschutz über die **grünen** Messleitungen zu den Messorten **P3** und **P2** geleitet, die wiederum die ihnen zugeordneten Schalter öffnen. Durch dieses Konzept ist es möglich, den beiden **Mess/-Schutzgeräten** **P3** und **P2** wie nachfolgend dargestellt eigene Schutzfunktionen zuzuordnen, die ebenfalls die zugeordneten Schalter im Falle eines AUS-Kommandos öffnen.

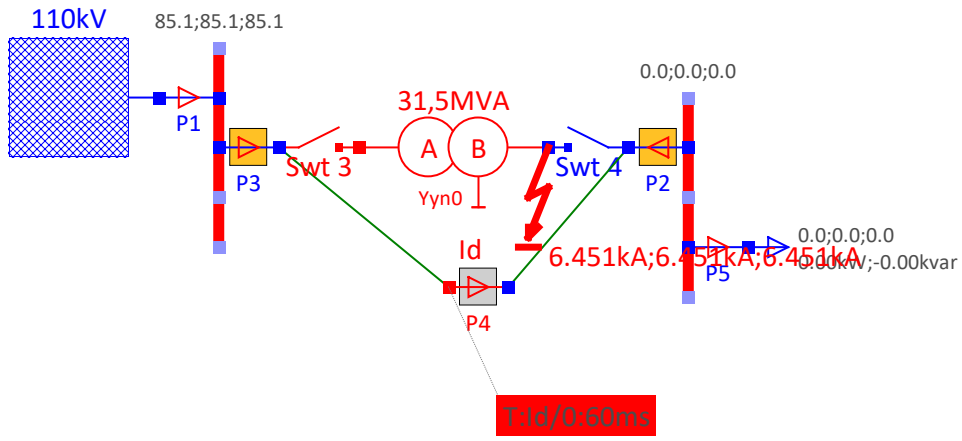


Abbildung 208: Transformatordifferentialschutz – AUS-Kommando beim 3-poligen Kurzschluss

Differentialschutzeinrichtungen werden in Schutzkonzepten auf zwei Arten verwendet:

- den Differentialschutz für Transformatoren
- den Differentialschutz für Leitungen

⇨ Um die korrekte Arbeitsweise des **Differentialschutzes** zu ermöglichen, muss das zu schützende Betriebsmittel, d.h. der Transformator oder die Leitung im Einstelldialog des Schutzgerätes in der Registerkarte Allgemeine Daten mit dem Einstellwert **Betriebsmittel** oder mit Hilfe des Buttons **Betriebsmittel** in der Tabelle Ergebnisse der Netzschutzanalyse zugeordnet werden.

Eine umfangreiche und sehr gut verständliche Erläuterung der Grundlagen des Differentialschutzes ist in [7] zu finden.

6.1.34.1 Registerkarte *Differential* – Einstellwerte des Differentialschutzes

Die Einstellwerte des Differentialschutzes sind in der Registerkarte **Differential** enthalten.

Einstellwert	Bedeutung
Iref	Bezugsstrom (Referenzstrom) für die Kennlinie des Differentialschutzes
Td>	Staffelzeit des Differentialschutzes
M1: Nullstromaussiebung aktiv	Nullstromaussiebung für Messgerät **M1** aktivieren
M2: Nullstromaussiebung aktiv	Nullstromaussiebung für Messgerät **M2** aktivieren
M3: Nullstromaussiebung aktiv	Nullstromaussiebung für Messgerät **M3** aktivieren
Blockade 1-poliger AUS-Kommandos	Blockade des General-AUS-Kommandos des Differentialschutzes wenn intern nur ein 1-poliges AUS-Kommando erkannt wurde

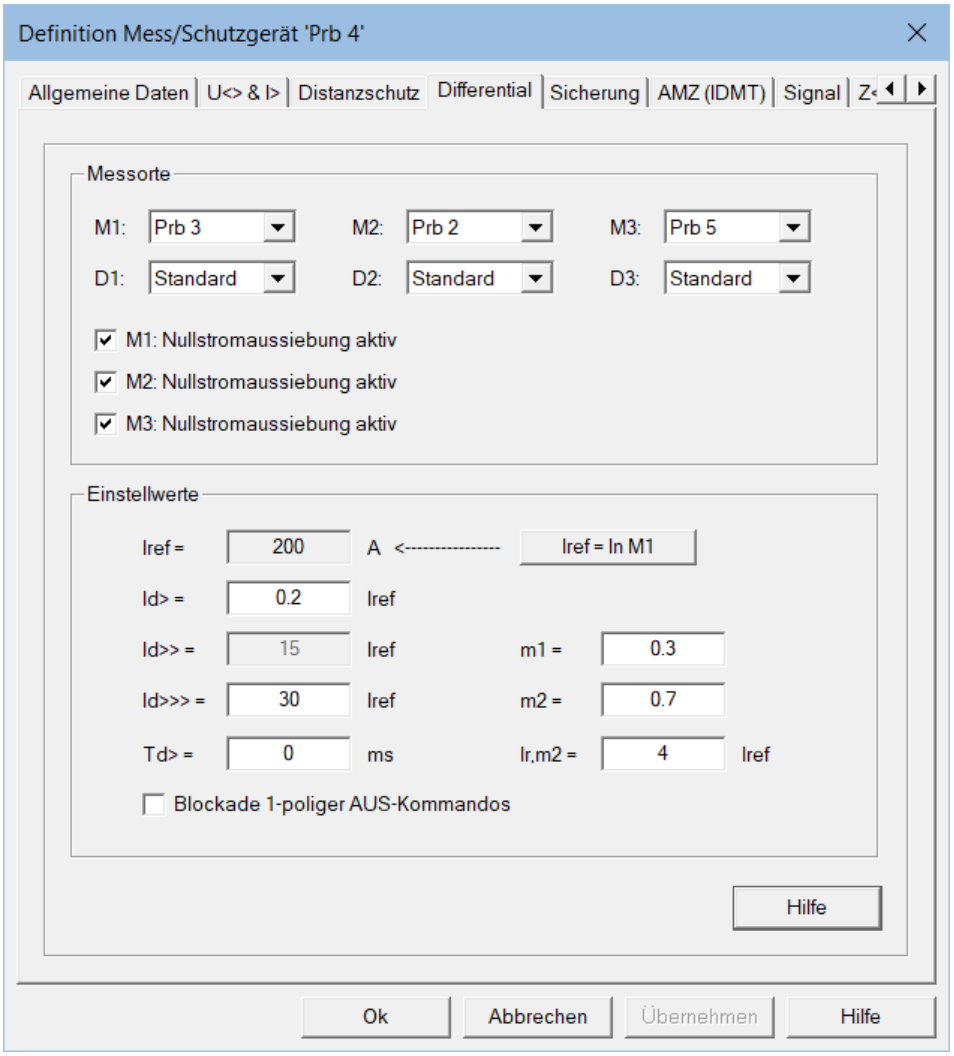


Abbildung 209: Differentialschutz – Einstellwerte der Registerkarte *Differential*

In der nachfolgenden Abbildung sind zwei einfache Beispiele für den 2-Bein- und den 3-Bein-Differentialschutz an Transformatoren dargestellt.

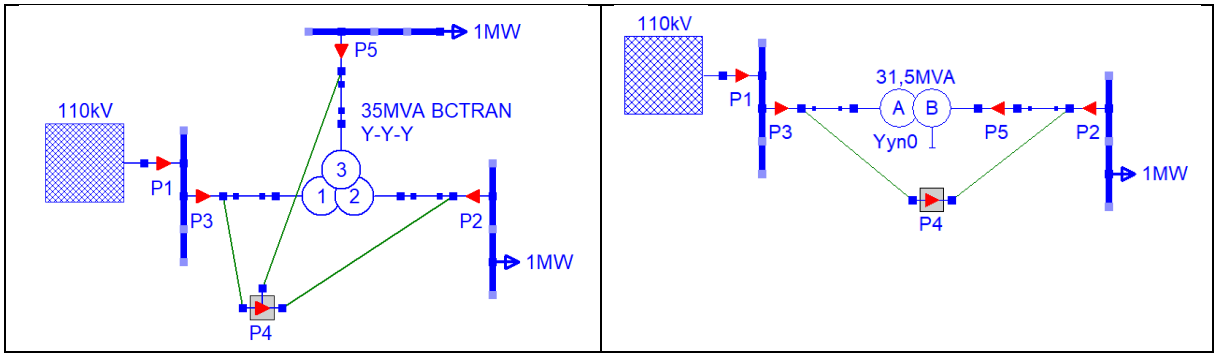


Abbildung 210: Beispiele für 2-Bein- und 3-Bein-Differentialschutz

6.1.34.2 Messorte M1, M2 und M3 – Messorte für die Leiterströme

Die Einstellwerte geben den Referenznamen der Messgeräte an, mit deren Hilfe die Leiterströme an den Wicklungen des Transformators bzw. den Leitungsenden einer Leitung gemessen werden. Als Messgerät wird das Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** verwendet.

Einstellwert	Bedeutung
M1, M2, M3	Referenzname **Mess/Schutzgerät** zur Messung der Leiterströme $\underline{I}_{L123}$ ▪ **Ohne** = Messort wird nicht verwendet
D1, D2, D3	Messrichtung **Mess/Schutzgerät** zur Messung der Leiterströme $\underline{I}_{L123}$ ▪ **Standard** : Messrichtung in Richtung des **roten Pfeils** ▪ **Invers** : Messrichtung entgegengesetzt der Richtung des **roten Pfeils**

6.1.34.3 Messgeräte zur Messung der Leiterströme an den Messorten

Es können zwei oder drei Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät** als Messorte **M1**, **M2** und **M3** für die Messung der Leiterströme $\underline{I}_{L123}$ an den Wicklungen des Transformators oder den Leitungsenden verwendet werden.

- 2-Bein-Differentialschutz = 2 · **Mess/Schutzgerät**
- 3-Bein-Differentialschutz = 3 · **Mess/Schutzgerät**

Als Messorte **M1**, **M2** und **M3** können beliebige **Mess/Schutzgeräte** verwendet werden, auch wenn diese andere mess- oder schutztechnische Funktionen ausführen. Die Nennströme I_n der **Mess/Schutzgeräte** **M1**, **M2** und **M3** sollten in deren Einstelldialog in der Registerkarte **Allgemeine Daten** so eingestellt werden wie die primären Nennströme I_{nprim} der im Netz eingesetzten Stromwandler.

Der Nennstrom I_n des **Mess/Schutzgerätes** **M1** wird in der Registerkarte **Differential** mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Button **Iref = In M1** als Referenzstrom I_{ref} der Auslösekennlinie des Differentialschutzes eingestellt.

Für jedes einzelne Messgerät kann die **Messrichtung der Leiterströme D1**, **D2** und **D3** als **Standard** oder **Invers** gewählt werden. Damit ist es möglich, z.B. die Messfunktion eines anderen Schutzgerätes, dessen Messrichtung nicht zum Differentialschutz passend ist, zu verwenden.

6.1.34.3.1 Differentialschutz für 2-Bein-Transformatoren

Es wird empfohlen, das Messgerät **M2** als US-seitiger Messort, das Messgerät **M1** als OS-seitiger Messort am 2-Wicklungs-Transformator zu verwenden.

⇨ Die Nennspannungen der Messgeräte müssen **$U_{n\ M1} = U_{rA}$ und $U_{n\ M2} = U_{rB}$** eingestellt werden, damit der Differentialschutz das Übersetzungsverhältnis des Transformators korrekt berücksichtigen kann.

6.1.34.3.2 Differentialschutz für Transformatoren: Einstellung U_n

Die Nennspannungen U_n der **Messgeräte** müssen gleich den Bemessungsspannungen der zugehörigen Wicklungen des zu schützenden Transformators eingestellt werden, da sonst die Berechnung der Differential- und Halteströme fehlerhaft ist. Mit Hilfe der so eingestellten Nennspannungen werden die durch die Messgeräte **M1**, **M2** und **M3** gemessenen Leiterströme auf einen gemeinsamen Bezugswert umgerechnet, bevor Differenz- und Halteströme berechnet werden.

6.1.34.3.3 Differentialschutz für Leitungen

Die Nennspannungen U_n der Messgeräte müssen identisch mit der Nennspannung der zu schützenden Leitung eingestellt werden.

6.1.34.4 Externe oder interne Schalter für den Differentialschutz

Es muss unbedingt beachtet werden, dass die Messgeräte **M1**, **M2** und **M3** mit einem externen **Schalter** verbunden werden (Verbinden der Messgeräte M1, M2 und M3 mit einem Schalter). Alternativ kann der interne Schalter der **Mess/Schutzgeräte** **M1**, **M2** und **M3** verwendet werden. Ohne diese Verbindung kann der Differentialschutz kein AUS-Kommando an die Schalter ausgeben. Die Ausgabe eines AUS-Kommandos erfolgt ausgehend von dem **Mess/Schutzgerät** des Differentialschutzes über die **grünen Messleitungen** zu den Messgeräten **M1**, **M2**, **M3** und von dort zu den verbundenen **Schaltern** oder den internen Schaltern der **Mess/Schutzgeräte** **M1**, **M2** und **M3**.

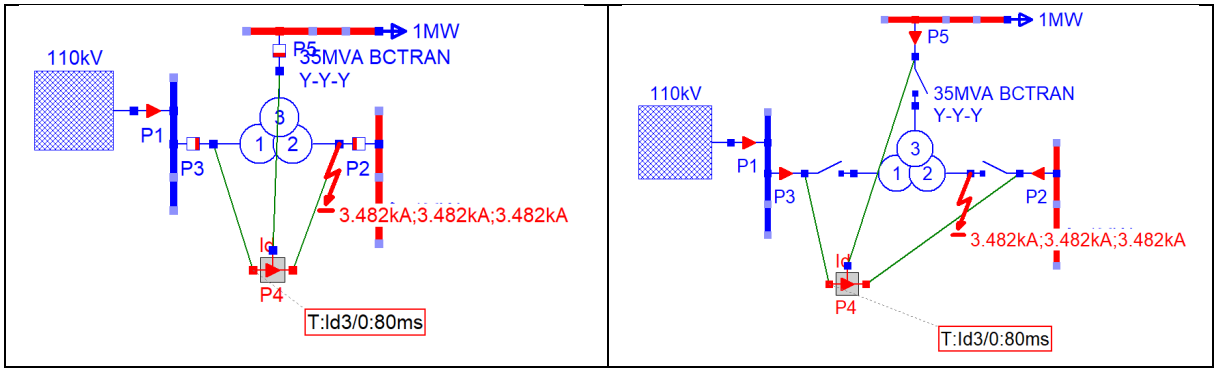
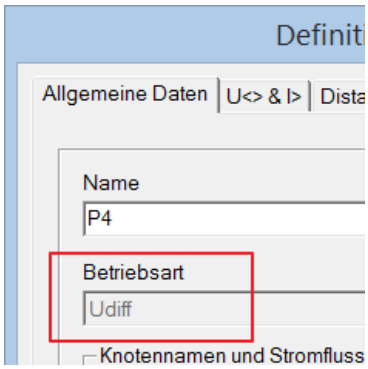


Abbildung 211: Externe oder interne Schalter für den Differentialschutz

6.1.34.5 Mess/Schutzgerät für den Differentialschutz



Es wird zusätzlich zu den Messorten ein eigenes **Mess/Schutzgerät** zur Ausführung des Differentialschutzes selbst benötigt. Die schutztechnische Betriebsart **Netzschutz** muss wie folgt eingestellt werden:

- **Differentialschutz**
- **Differentialschutz (3W)**

Dieses **Mess/Schutzgerät** kann nur für die Ausführung des Differentialschutzes verwendet werden. Wird die Schutzfunktion **Differentialschutz (3W)** oder **Differentialschutz** gewählt, so wird automatisch die Messfunktion **Udiff** im Einstelldialog eingestellt. Bei der **Berechnung der dynamischen Netzvorgänge** wird auch die Differenzspannung berechnet und in der **Diagrammdatei** gespeichert.

⇨ Für dieses **Mess/Schutzgerät** muss in der Registerkarte **Allgemeine Daten** unter dem Einstellwert **Betriebsmittel** der zu schützende Transformator oder die zu schützende Leitung eingestellt werden. Die Einstellwerte des Differentialschutzes außerhalb der Registerkarte **Differential** wie z.B. Nennspannung U_n oder Nennstrom I_n werden nicht verwendet.

Es wird empfohlen, die Messgeräte durch **grüne Messleitungen** mit dem **Mess/Schutzgerät** des Differentialschutzes zu verbinden. Die durch **Messleitungen** verbundenen Messgeräte werden automatisch identifiziert und im Einstelldialog des Differentialschutzes in der Registerkarte **Differential** als **Messorte M1, M2, M3** (Abbildung 209) eingetragen.

6.1.34.6 Blockade 1-poliger AUS-Kommandos

Mit dem Einstellwert **Blockade 1-poliger AUS-Kommandos** kann das General-AUS-Kommando des Differentialschutzes blockiert werden, wenn intern d.h. leiterselektiv nur ein 1-poliges AUS-Kommando erkannt wurde.

6.1.34.7 Nullstromaussiebung (Nullstromeleimination)

Ist der oberspannungs- oder unterspannungsseitige Sternpunkt des zu schützenden Transformators starr (wirksam) oder über eine strombegrenzende Impedanz geerdet, so muss an der jeweiligen geerdeten Wicklung der Nullstrom $\underline{I}_0$ aus den Leiterströmen $\underline{I}_{L123}$ eliminiert (ausgesiebt) werden, um Fehlauslösungen zu vermeiden.

Die Nullstromaussiebung sollte für alle Wicklungen aktiviert werden, deren Sternpunkt geerdet ist. Ist die Nullstromaussiebung abgeschaltet, so kommt es bei einem außerhalb der Schutzzone liegenden 1-poligen Erdkurzschluss im Falle eines starr geerdeten Sternpunktes zu einer Fehlauslösung, d.h. zu einer Überfunktion. Im Falle der aktiven Nullstromaussiebung wird der Nullstrom von den Leiterströmen $\underline{I}_{L123}$ subtrahiert.

$$\underline{I}_0 = \frac{\underline{I}_{L1} + \underline{I}_{L2} + \underline{I}_{L3}}{3}$$

$$\underline{I}'_{L1} = \underline{I}_{L1} - \underline{I}_0$$

$$\underline{I}'_{L2} = \underline{I}_{L2} - \underline{I}_0$$

$$\underline{I}'_{L3} = \underline{I}_{L3} - \underline{I}_0$$

Die Berechnung des Differentialstroms und des Haltestroms erfolgt dann mit den Nullstrom ausgesiebten Leiterströmen. Mit der Nullstromaussiebung reduziert sich die Empfindlichkeit gegenüber mehrpoligen 3p/2p-Kurzschlüssen auf 2/3.

6.1.34.8 Berechnung des Haltestroms I_{rest} und des Differenzstroms I_{diff}

Wesentliche Voraussetzung der Berechnung des Halte- und Differentialstroms ist es, dass in das Schutzobjekt (Transformator oder Leitung) hineinfließende Ströme positiv gezählt werden. Die Messorientierung der beiden als Messorte verwendeten Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät** müssen identisch und in das zu schützende Netzobjekt hinein orientiert sein. Die nachfolgende Abbildung zeigt ein Beispiel.

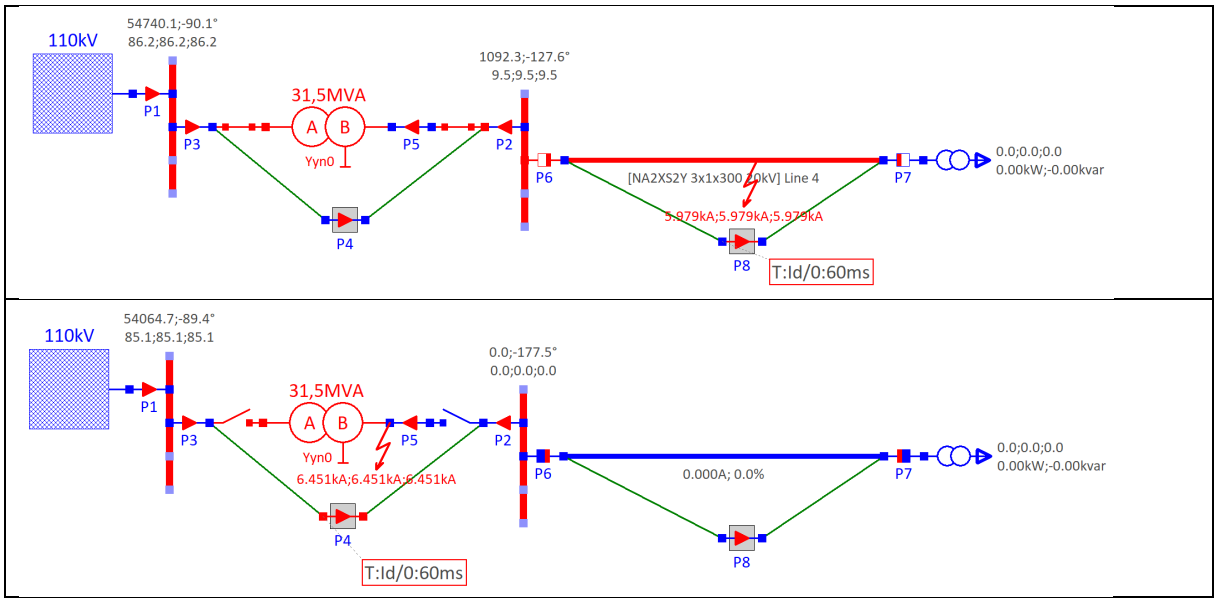


Abbildung 212: Differentialschutz für Leitung und Transformator

- **Für den Differentialschutz mit zwei Messorten *Differentialschutz***

$$I_{diff} = \left|\underline{I}_{L1} + \underline{I}_{L2}\right|$$

$$I_{rest} = 0{,}5 \cdot \left|\underline{I}_{L1} - \underline{I}_{L2}\right|$$

- **Für den Differentialschutz mit drei Messorten *Differentialschutz (3W)***

$$I_{diff} = \left|\underline{I}_{L1} + \underline{I}_{L2} + \underline{I}_{L3}\right|$$

$$I_{rest} = 0,5 \cdot \left(\left| \underline{I}_{L1} \right| + \left| \underline{I}_{L2} \right| + \left| \underline{I}_{L3} \right| \right)$$

Der Differentialschutz für den Transformator wird mit externen Schaltern realisiert. Für diese Konfiguration ist es zwingend erforderlich, dass der Schalter direkt mit dem als Messgerät verwendeten **Mess/Schutzgerät** in Messrichtung (Richtung des **roten Pfeils**) verbunden ist. ATPDesigner ermittelt durch diese Konfiguration automatisch den zugehörigen Schalter des Differentialschutzes an der oberspannungs- und unterspannungsseitigen Wicklung.

Eine einfachere Konfiguration kann durch die Verwendung des internen Schalters der als Messgerät verwendeten Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät** erreicht werden. In dem vorangehenden Beispiel sind die internen Schalter auf Grund des AUS-Kommandos des Differentialschutzes geöffnet.

6.1.34.8.1 Schutz eines Transformators

Die Berechnung der Differential- und Halteströme muss im Falle des Transformatorschutzes dessen Bemessungs-Übersetzungsverhältnis berücksichtigen. Es ist daher unbedingt erforderlich, die **Nennspannungen U_n** der Messgeräte (in Abbildung 321 die beiden Messgeräte **P1** und **P3** bzw. **P6** und **P2**) auf die Bemessungsspannungen der Wicklungen des Transformators einzustellen.

6.1.34.8.2 Schutz einer Leitung

Wird eine Leitung geschützt, so müssen die Nennspannungen U_n der Messgeräte gleich eingestellt werden, am sinnvollsten auf die Nennspannung des betrachteten Netzes. Die Zuordnung der Messgeräte M1 und M2 kann nach Ausführung einer stationären Netzberechnung aus den Meldungen des Differentialschutzes im Fenster für **Netzschutzmeldungen** identifiziert werden.

Mit Hilfe der Nennspannungen U_n der Messgeräte werden die gemessenen Primärströme auf die Nennspannung des Messgerätes **M1** bezogen umgerechnet.

$$\ddot{u}_{M2toM1} = \frac{U_{nM2}}{U_{nM1}}$$

Im Falle eines Leitungsdifferentialschutzes ist bei korrekter Einstellung der Nennspannungen U_n des Messgerätes das Übersetzungsverhältnis $\ddot{u}_{M2toM1} = 1$. Für Transformatoren muss zusätzlich die Schaltgruppe, d.h. die Phasendrehung des Transformators, die durch die Kennziffer k beschrieben wird, kompensiert werden. Daraus ergeben sich die normierten Leiterströme für beide Wicklungen, aus denen leiterselektiv ein Differentialstrom $\underline{I}_{diff}$ und ein Haltestrom $\underline{I}_{rest}$ berechnet wird.

$$\underline{I}_{diff} = \underline{I}_d = \underline{I}_{M1} + \underline{I}_{M2} \cdot \ddot{u}_{M2toM1}$$

$$\underline{I}_{rest} = \underline{I}_H = 0,5 \cdot \left(\underline{I}_{M1} - \underline{I}_{M2} \cdot \ddot{u}_{M2toM1} \right)$$

Im fehlerfreien Normalbetrieb ist der Differenzstrom $I_{diff} \approx 0A$ und der Haltestrom I_{rest} entspricht dem durch das Schutzobjekt fließenden Laststrom. Die berechneten leiterselektiven Differenz- und Halteströme können aus den Meldungen des Differentialschutzes im Meldungsfenster für **Netzschutzmeldungen** ermittelt werden.

6.1.34.9 DIFF: Meldungsfenster für Netzschutzfunktionen

Im Meldungsfenster für **Netzschutzmeldungen** werden für die Schutzfunktionen detaillierte Meldungen und Berechnungsergebnisse ausgegeben. Mit Hilfe der Meldungen können die Reaktionen der Netzschutzgeräte analysiert und nachvollzogen werden.

Es muss beachtet werden, dass in den Ausgaben neben den Meldungen auch Mess- bzw. Berechnungswerte und Einstellwerte ausgegeben werden. Die Einstellwerte werden nach dem AUS-Kommando „… AUS=0:“ ausgegeben und können i.a. Regel daran erkannt werden, dass ein numerischer Wert mit physikalischer Einheit zugewiesen wird.

Differentialschutz
PROT> P4 [Prb 4] Differentialschutz M1=[Prb 3-Swt 3], M2=[Prb 2-Swt 4]
PROT> P4 [Prb 4] Differentialschutz GEN=1 AUS=1, Td>=0ms, Tpr=0ms, Tcb=60ms, IdL123=1172.89A, 1172.89A, 1172.89A, IrL123=586.446A, 586.446A, 586.446A

Differentialschutz
PROT> P8 [Prb 8] Differentialschutz M1=[Prb 6-SwtIntern], M2=[Prb 7-SwtIntern]
PROT> P8 [Prb 8] Differentialschutz GEN=0 AUS=0, Td>=0ms, Tpr=0ms, Tcb=60ms, IdL123=1.32918e-11A, 1.32918e-11A, 1.32918e-11A, IrL123=1.27873e-10A, 1.27873e-10A, 1.27873e-10A

Liste der Schutzfunktionen mit AUS-Kommando oder Blockade-Signal
PROT> Schutzfunktion mit AUS-Kommando oder Blockade-Signal
PROT> P4 [Prb 4] GEN=1 AUS=1 >>> T:Id/0:60ms

Kleinste erkannte Kommandozeit
PROT> Kleinste erkannte AUS-Kommandozeit T:0ms

6.1.34.10 Berechnung der Auslösekennlinie in der I_{diff}-I_{rest}-Ebene

Im Folgenden wird erläutert, wie die Kennlinienabschnitte mit Hilfe der Einstellwerte beschrieben werden können. Die Kennlinienabschnitte werden durch entsprechende Halte- und Differentialströme in der Registerkarte Differential definiert. ATPDesigner berechnet den aktuellen Haltestrom I_{rest} und prüft, in welchem Kennlinienabschnitt der Haltestrom liegt.

Im zweiten Schritt wird der zu dem aktuellen Haltestrom gehörende Kennlinienwert des Differentialstromes I_{diff} berechnet. Ist der Differentialstrom größer als der Kennlinienwert des Differentialstromes, so wird ein AUS-Kommando (**TRIP**) erteilt. Die Prüfung erfolgt leiterselektiv. Die internen leiterselektiven AUS-Kommandos werden zum General-AUS-Kommando verodert. Durch eine entsprechende Einstellung kann das General-AUS-Kommando bei Vorliegen eines 1-poligen internen AUS-Kommandos blockiert werden.

Die Auslösekennlinie kann wie in Abbildung 213 dargestellt zusammen mit dem berechneten Datenpaar (I_r, I_{diff}) in einem p.u.-Diagramm dargestellt werden. Die Einstellwerte der Auslösekennlinie sind als p.u.-Werte im Einstelldialog in der Registerkarte Differential auf den Referenzstrom I_{ref} bezogen definiert. Da die Berechnung des Differential- und Haltestromes auf den Nennstrom I_n des Messgerätes **M1** bezogen erfolgt, muss

der Referenzstrom I_{ref} ebenfalls gleich dem Nennstrom I_n des Messgerätes **M1** eingestellt werden.

$$I_{ref} = I_n\left(Messgerät\ M1\right)$$

Diese Einstellung wird von ATPDesigner automatisch ausgeführt, wenn Messgerät **M1** definiert, d.h. mit einem Referenznamen eines Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** verbunden ist:

- Beim Öffnen der Registerkarte **Differential**
- Vor dem Start der **Berechnung eines stationären Netzzustandes**
- Vor dem Start der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge**

6.1.34.10.1 Kennlinienabschnitt 1: $I_{d>}/2 > I_{rest}$

Der erste Kennlinienabschnitt geht vom Ursprung bis zum **Haltestrom $I_{rest}(I_{diff>})$**, der den Schnittpunkt des ersten horizontalen Kennlinienabschnitts mit der Fehlerstromkennlinie bei einseitiger Einspeisung definiert. Der Kennlinienabschnitt dient dazu, konstant in das zu schützende Netzwerkelement hineinfließende Ströme zur berücksichtigen.

- beim Transformator: Magnetisierungsstrom und Leerlaufverlustleistung
- bei Leitungen: kapazitive Ladeströme und Leitungsverluste durch Ableitwiderstände

$$I_{diff} = 2 \cdot I_{rest}$$

$$I_{d>} = I_{diff>} \cdot I_{ref}$$

$$I_{rest}\left(I_{diff>}\right) = \frac{I_{d>}}{2} = \frac{I_{diff>} \cdot I_{ref}}{2}$$

⇨ **AUS-Kommando**, wenn $I_{diff\ berechnet} > I_{d>} = I_{diff>} \cdot I_{ref}$

6.1.34.10.2 Kennlinienabschnitt 2: $I_{H,m2} > I_{rest} \geq I_{d>}/2$

Die Kennlinie im zweiten Kennlinienabschnitt kann durch Gleichung beschrieben werden. Der Kennlinienabschnitt dient dazu, Übertragungsfehler der Spannungs- und Stromwandler sowie die Auswirkungen von Stufenschaltern mit Spannungsreglern und Stufenstellern zu berücksichtigen.

$$I_{H,m2} = I_{r,m2} \cdot I_{ref}$$

$$I_{diff}\left(I_{rest}\right) = I_{d>} + m_1 \cdot \left(I_{rest} - \frac{I_{d>}}{2}\right) \text{ für } I_{H,m2} > I_{rest} \geq \frac{I_{d>}}{2}$$

$$I_{diff}\left(I_{rest}\right) = I_{diff>} \cdot I_{ref} + m_1 \cdot \left(I_{rest} - \frac{I_{diff>} \cdot I_{ref}}{2}\right)$$

⇨ **AUS-Kommando**, wenn $I_{diff\ berechnet} > I_{diff}\left(I_{rest}\right)$

6.1.34.10.3 Kennlinienabschnitt 3: $I_{rest} \geq I_{r,m2}$

Die Kennlinie im dritten Kennlinienabschnitt kann durch Gleichung beschrieben werden. Der Kennlinienabschnitt dient dazu, das Sättigungsverhalten der Stromwandler zu berücksichtigen.

$$I_{diff}\left(I_{H,m2}\right) = I_{d>} + m_1 \cdot \left(I_{H,m2} - \frac{I_{d>}}{2}\right)$$

$$I_{diff}\left(I_{rest}\right) = I_{diff}\left(I_{H,m2}\right) + m_2 \cdot \left(I_{rest} - I_{H,m2}\right) \; für \; I_{rest} \geq I_{H,m2}$$

⇨ **AUS-Kommando**, wenn $I_{diff\ berechnet} > I_{diff}\left(I_{rest}\right)$

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Auslösekennlinie des Differentialschutzes. Es sei hier nochmals darauf hingewiesen, dass die Auslösekennlinie leiterselektiv ausgewertet wird und die leiterselektiven AUS-Kommandos zum General-AUS-Kommando verodert werden. Insofern genügt es, wenn in einem Leiter ein AUS-Kommando durch den Differentialschutz erkannt wird, um alle zugeordneten Schalter zu öffnen.

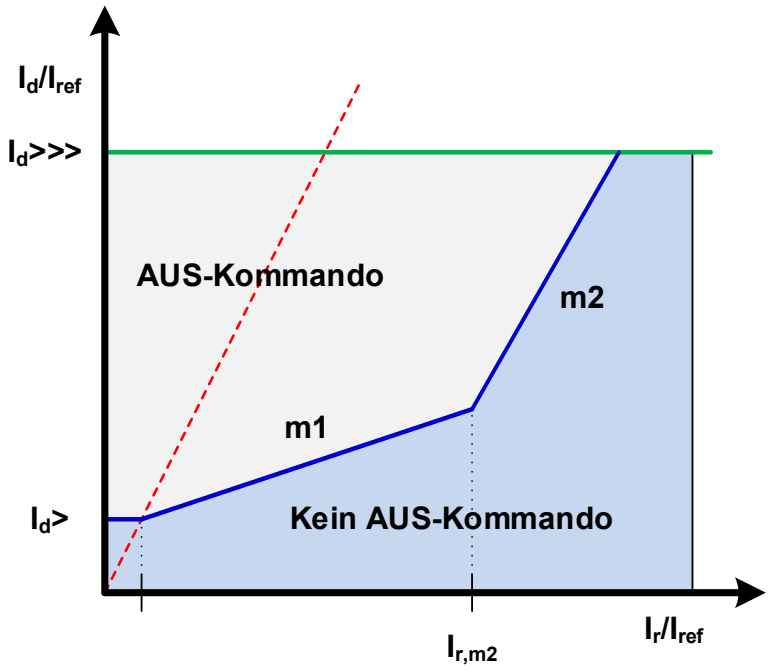


Abbildung 213: Auslösekennlinie des Differentialschutzes

6.1.34.10.4 Überprüfung der Konfiguration

ATPDesigner überprüft die Konfiguration des Differentialschutzes bei jeder Netzänderung. Im Falle einer fehlerhaften Konfiguration des Differentialschutzes wird eine Meldung im **Meldungsfenster** oder Meldungsfenster für **Netzschutzmeldungen** ausgegeben.

```
PROT> P4 [Prb 4] Differentialschutz M1=[Prb 3-Swt 3], M2=[Prb 2-None]
```

Abbildung 214: Ausgabe einer fehlerhaften Konfiguration im Fenster für Netzschutzmeldungen

PROT> P4 [Prb 4] Differentialschutz M1=[Prb 3-Swt 3], M2=[**Prb 2-Swt 4**]

Abbildung 215: Ausgabe einer korrekten Konfiguration im Fenster für Netzschutzmeldungen

6.1.34.11 Messrichtung D1, D2 und D3 der Messgeräte M1, M2 und M3

Mit Hilfe der drei Messrichtungen **D1**, **D2** und **D3** kann der Differentialschutz die Messfunktion anderer Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät**, die z.B. als Überstromzeitschutz verwendet werden, nutzen. Ein Beispiel ist nachfolgend abgebildet. Die Messrichtung **D2** ist für das Messgerät **M2** (= Schutzgerät **P1**) auf **Invers** eingestellt.

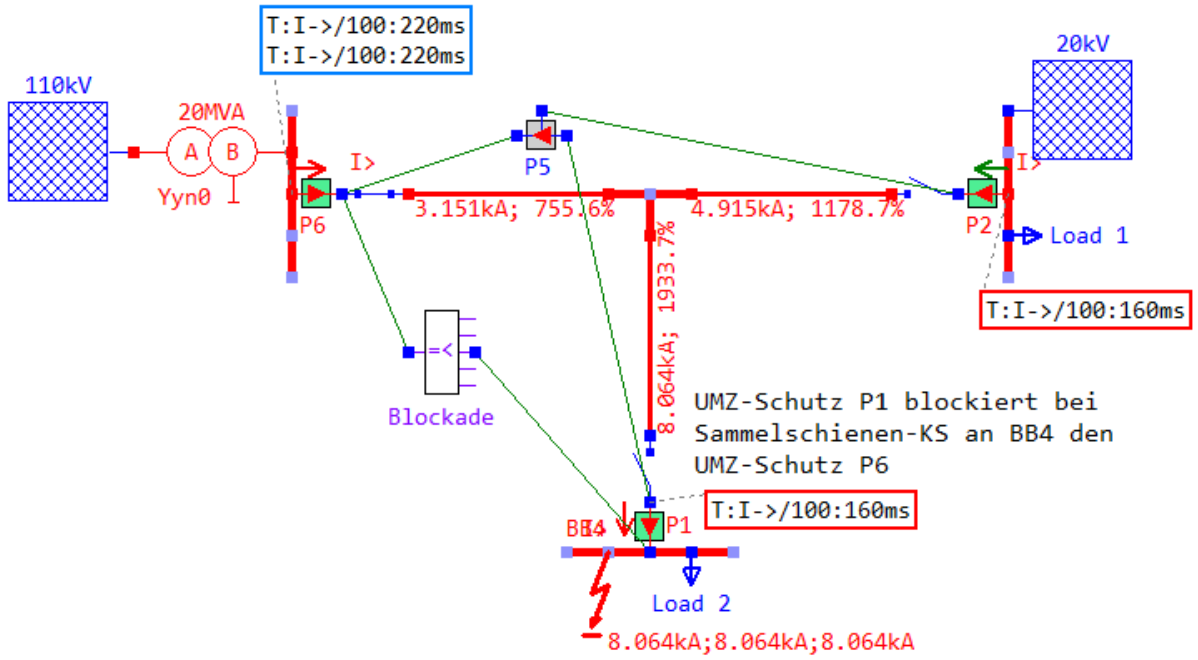


Abbildung 216: 3-Bein-Leitungsdifferentialschutz mit Messrichtung *Invers* für Schutzgerät P1

In dem obigen Beispiel blockiert der Überstromzeitschutz **P1** bei einem Sammelschienenkurzschluss an Sammelschiene **Bb4** das AUS-Kommando des Überstromzeitschutzes **P6** mit Hilfe der Schutzlogik.

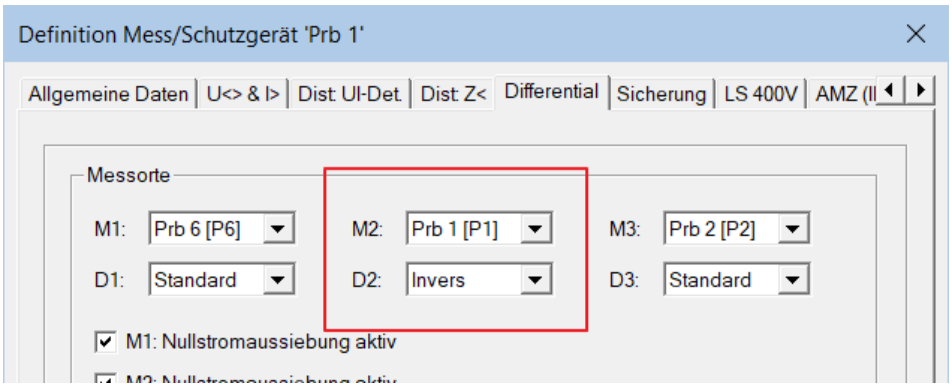


Abbildung 217: Messrichtung *Invers* für Messgerät P1

6.1.35 AMZ: Inverse-Time Überstromzeitschutz (IDMT)

Ist der Überstromzeitschutz oder der Distanzschutz als Hauptschutzfunktion eingestellt, so kann zusätzlich im Sinne einer parallel arbeitenden Schutzfunktion der AMZ-Schutz (Inverse-Time Überstromzeitschutz oder IDMT-Schutz) in der Registerkarte U<> & I> oder Dist: UI-Det. aktiviert werden.

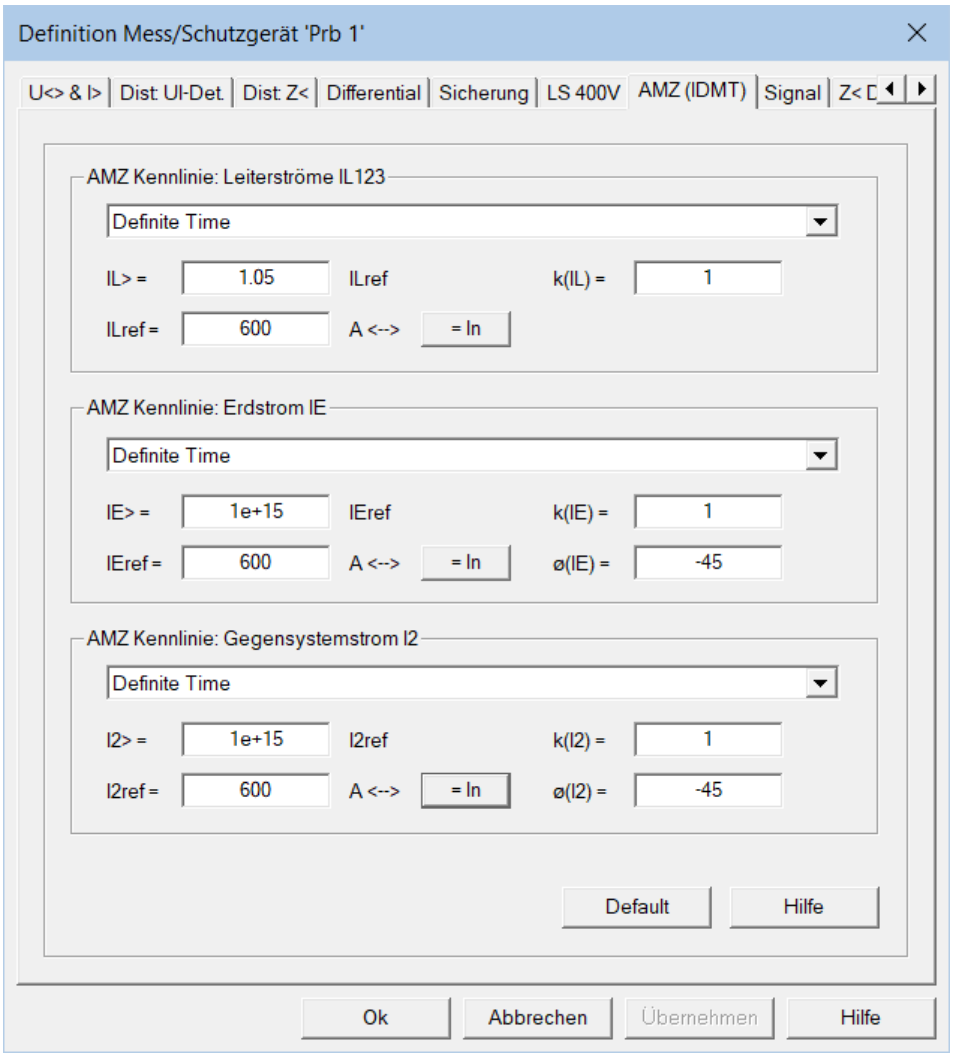


Abbildung 218: Einstelldialog AMZ-Schutz in der Registerkarte AMZ (*IDMT*)

Der AMZ-Schutz besteht aus drei Teilsystemen, die unabhängig voneinander mit den Einstellwerten Anregung I>, Referenzstrom I_{ref}, Kennlinienfaktor k und Auslösekennlinie eingestellt werden können:

- **Leiterströme IL123**: AMZ-Schutz im natürlichen System mit den Leiterströmen I_{L1}, I_{L2} und I_{L3}
- **Gegensystemstrom I2**: AMZ-Schutz im Gegensystem mit dem Gegensystem-strom I_2
- **Erdstrom IE**: AMZ-Schutz im Nullsystem mit dem Summenstrom I_E und der Null-spannung U_0

Damit der AMZ-Schutz ausgewertet wird, muss die Option **AMZ-Schutz (IDMT)** in der Registerkarte U<> & I> oder Dist: UI-Det. aktiviert werden.

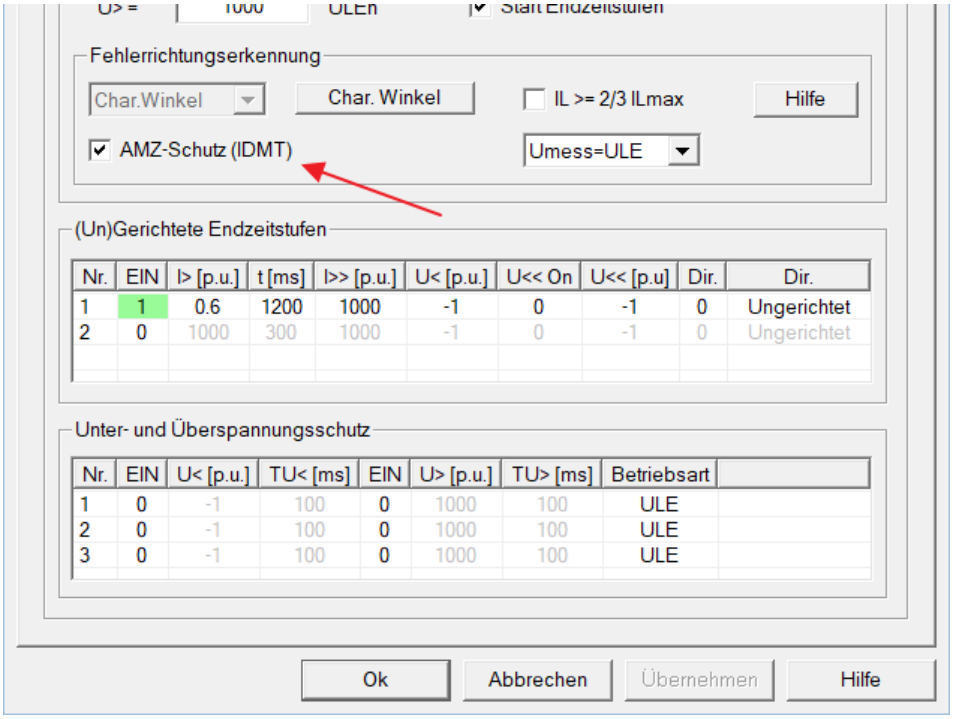


Abbildung 219: Registerkarte U<> & I> oder Dist: UI-Det. - Aktivierung des AMZ-Schutzes

6.1.35.1 AMZ: Leiterströme I_{L123}

ATPDesigner ermittelt mit Hilfe der Anregung $I_L>$ die leiterselektiven Anregungen und daraus als ODER-Verknüpfung die AMZ-Anregung. Es werden die Leiterströme I_{L1}, I_{L2} und I_{L3} ausgewertet, deren netzfrequenter Betrag die eingestellte Anregung I> überschreiten. Die Anregeentscheide werden im **Meldungsfenster** ausgegeben.

Wurde eine AMZ-Anregung erkannt, d.h. hat mindestens der Betrag eines der drei Leiterströme I_{L1}, I_{L2} oder I_{L3} die Anregung $I_L>$ des AMZ-Schutzes überschritten, ermittelt ATPDesigner aus den Beträgen den Maximalwert I_{Lmax}.

$$I_{Lmax} = max\left(\left|\underline{I}_{L1}\right|,\left|\underline{I}_{L2}\right|,\left|\underline{I}_{L3}\right|\right)$$

Die Staffelzeit des AMZ-Schutzes wird für den Maximalwert I_{Lmax} nach den Gleichungen in Tabelle 14 berechnet, falls die AMZ-Anregung erkannt wurde und der Maximalwert I_{Lmax} beträgt.

$$I_{Lmax} > I_{L>} \cdot I_{Lref}$$

In allen anderen Fällen wird die Auslösezeit nicht berechnet.

Einstellwert	Bedeutung
IL>	Anregung in p.u.

	Der Wert der Anregung IL> muss auf den korrespondierenden Bezugsstrom I_{Lref} bezogen eingestellt werden. Es gilt: **1 p.u. = I_{Lref}**
k(IL)	Kennlinienfaktor
ILref	Bezugsstrom in A (= 1 p.u.)
= In	Der Bezugsstrom I_{Lref} wird gleich dem Nennstrom I_n aus der Registerkarte Allgemeine Daten eingestellt.

Ist als Hauptschutzfunktion der gerichtete Überstromzeitschutz oder der Distanzschutz eingestellt, so wird nach erfolgter Anregung des AMZ-Schutzes die Kurzschlussrichtung wie für den gerichteten Überstromzeitschutz ermittelt. Es wird empfohlen die Methode des charakteristischen Winkels (Einstellwert **Char.Winkel** in der Registerkarte U<> & I>) zu verwenden.

Die Berechnung der Anregung in Ampere erfolgt wie nachfolgend dargestellt.

$$I_{L>}[A] = I_{L>}[p.u.] \cdot I_{Lref}[A]$$

6.1.35.2 AMZ: Summenstrom I_E

ATPDesigner verwendet den Summenstrom $I_E = I_{L1} + I_{L2} + I_{L3} = 3 \cdot I_0$ und die Nullspannung U_0, um im Nullsystem den AMZ-Schutz auszuführen. In der nachfolgenden Tabelle sind die Einstellwerte erläutert.

Einstellwert	Bedeutung
IE>	Anregung in p.u. Der Wert der Anregung IE> muss auf den korrespondierenden Bezugsstrom I_{Eref} bezogen eingestellt werden. Es gilt: **1 p.u. = I_{Eref}**
k(IE)	Kennlinienfaktor
IEref	Bezugsstrom in A (= 1 p.u.)
Ø(IE)	Charakteristischer Winkel
= In	Der Bezugsstrom I_{Eref} wird gleich dem Nennstrom I_n in der Registerkarte Allgemeine Daten eingestellt.

Überschreitet der Betrag des Summenstromes I_G den Wert der Anregung **IE>**, so wird mit Hilfe des Betrages die Staffelzeit für das AUS-Kommando aus der eingestellten Kennlinie ermittelt (Tabelle 14).

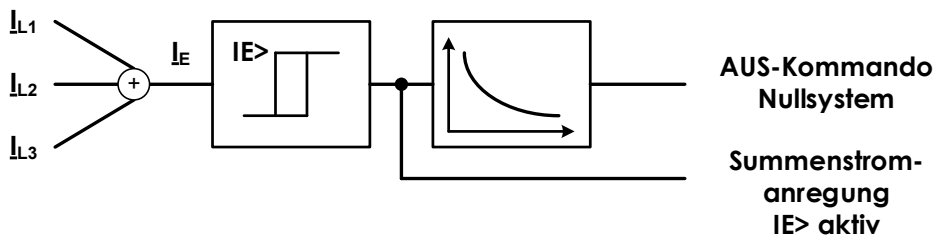


Abbildung 220: AMZ-Schutz im Nullsystem

Ist als Hauptschutzfunktion der gerichtete Überstromzeitschutz oder der Distanzschutz eingestellt, so wird nach einer Nullsystemanregung des AMZ-Schutzes die Kurzschlussrichtung im Nullsystem mit der nachfolgend dargestellten Kennlinie durchgeführt. Ein

AUS-Kommando wird dann erteilt, wenn die ermittelte Kurzschlussrichtung mit der eingestellten Kurzschlussrichtung **Fehlerrichtung** in der Registerkarte U<> & I> übereinstimmt.

Die Berechnung der Anregung in Ampere erfolgt:

$$I_{E>}[A] = I_{E>}[p.u.] \cdot I_{Eref}[A]$$

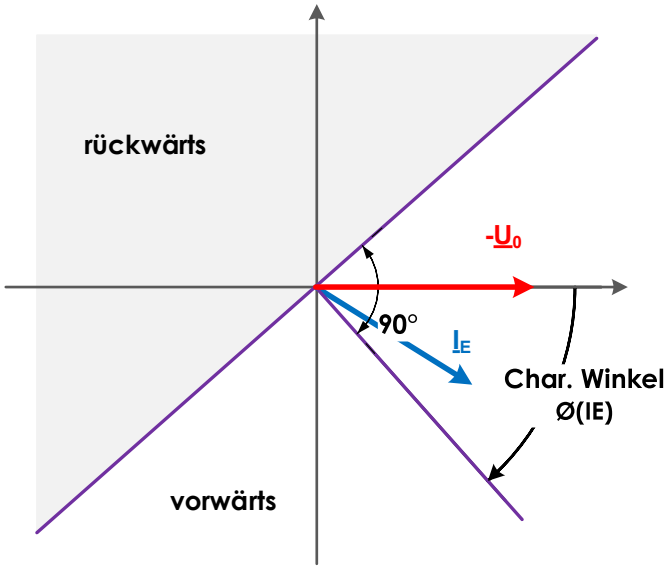


Abbildung 221: Richtungskennlinie des AMZ-Schutzes im Nullsystem

Die Kurzschlussrichtung im Nullsystem wird ermittelt, wenn eine Summenstromanregung des AMZ-Schutzes IE> erkannt wurde.

6.1.35.3 AMZ: Gegensystemstrom $\underline{I}_2$

ATPDesigner verwendet den Gegensystemstrom $\underline{I}_2$, um den AMZ-Schutz im Gegensystem auszuführen.

$$\underline{I}_2 = \frac{\underline{I}_{L1} + \underline{a}^2 \cdot \underline{I}_{L2} + \underline{a} \cdot \underline{I}_{L3}}{3}$$

Einstellwert	Bedeutung
I2>	Anregung in p.u. Der Wert der Anregung I2> muss auf den korrespondierenden Bezugsstrom I_{2ref} bezogen eingestellt werden. Es gilt: **1 p.u. = I_{2ref}**
k(I2)	Kennlinienfaktor
I2ref	Bezugsstrom in A (= 1 p.u.)
Ø(I2)	Charakteristischer Winkel
= In	Der Bezugsstrom I_{2ref} wird gleich dem Nennstrom I_n in der Registerkarte Allgemeine Daten eingestellt.

Überschreitet der Betrag des Gegenstromes $\underline{I}_2$ den Wert der Anregung **I2>**, so wird mit Hilfe des Betrages die Staffelzeit für das AUS-Kommando aus der eingestellten Kennlinie ermittelt (Tabelle 14). Die Berechnung der Anregung in Ampere erfolgt:

$$I_{2>}[A] = I_{2>}[p.u.] \cdot I_{2ref}[A]$$

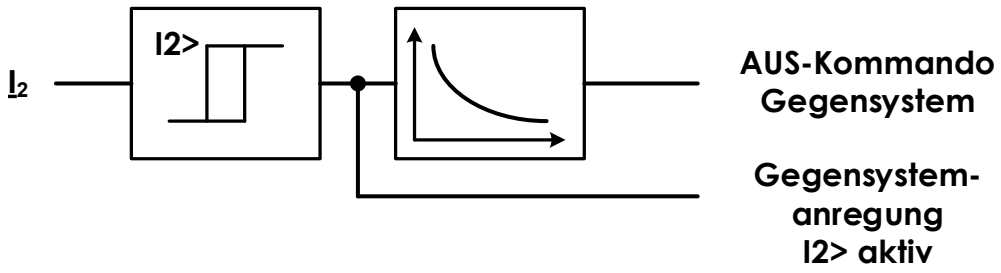


Abbildung 222: AMZ-Schutz im Gegensystem

Ist als Hauptschutzfunktion der gerichtete Überstromzeitschutz oder der Distanzschutz eingestellt, so wird nach erfolgter Gegensystemanregung des AMZ-Schutzes die Kurzschlussrichtung im Gegensystem mit der nachfolgend dargestellten Kennlinie durchgeführt. Ein AUS-Kommando wird dann erteilt, wenn die ermittelte Kurzschlussrichtung mit der eingestellten Kurzschlussrichtung **Fehlerrichtung** in der Registerkarte **U<> & I>** übereinstimmt.

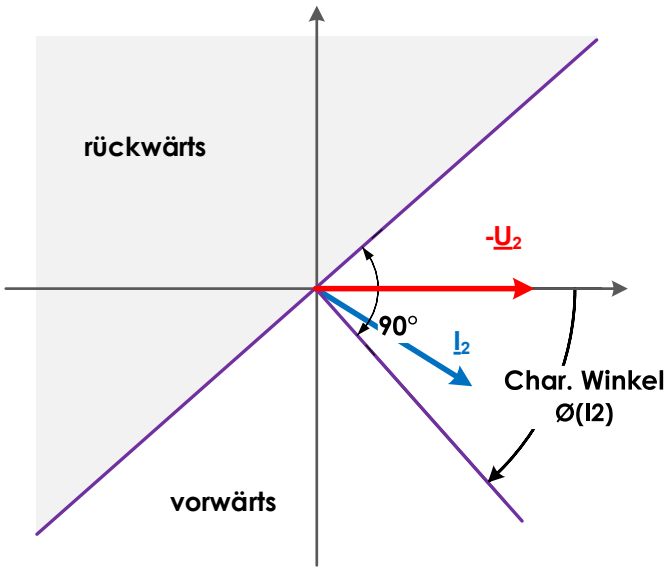


Abbildung 223: Richtungskennlinie des AMZ-Schutzes im Gegensystem

Die Kurzschlussrichtung im Gegensystem wird ermittelt, wenn eine Gegensystemanregung des AMZ-Schutzes erkannt wurde.

6.1.35.4 AMZ: Definition der Kennlinien

Der AMZ-Schutz wird in der Netzschutzanalyse für die Ermittlung der Generalanregung oder des AUS-Kommandos nur berücksichtigt, wenn eine der AMZ-Anregung erkannt wurde. Die Zeit des AUS-Kommandos wird entsprechend der nachfolgenden Tabelle für alle AMZ-Teilsysteme berechnet.

Kennlinie	Auslösekennlinie (Staffelzeit t in ms)	Rückfallkennlinie
Definite Time	$t = k$	
IEC 255-3	$t = k \cdot \frac{a}{\left(\frac{I}{I_{ref}}\right)^{b} - 1}$ **Standard Invers: a = 0,14, b = 0,02** **Very Invers: a = 13,5, b = 1** **Extremely Invers: a = 80, b = 2** **Long Time Invers: a = 120, b = 1**	

Tabelle 12: Kennlinien des AMZ-Schutzes mit Staffelzeit t = *f* (I_k/I_B, a, b, c, k)

6.1.35.5 AMZ: Meldungsfenster für Netzschutzfunktionen

Im Meldungsfenster für **Netzschutzmeldungen** werden für die Schutzfunktionen detaillierte Meldungen und Berechnungsergebnisse ausgegeben. Mit Hilfe der Meldungen können die Reaktionen der Netzschutzgeräte analysiert und nachvollzogen werden.

Bezeichner	Bedeutung, Schutzfunktion
PROT>	Meldung einer Schutzfunktion
{Name} [Prb x]	Anwenderspezifischer Name und Referenzname des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**
GEN	Generalanregung (0 = inaktiv, 1 = aktiv)
AUS	AUS-Kommando (0 = inaktiv, 1 = aktiv)
AMZ>= 0/1(xxx)	▪ 1 = AMZ-Schutz der Leiterströme hat angeregt ▪ 0 = AMZ-Schutz hat nicht angeregt (xxx) mit x=0/1: leiterselektive Anregung L1/L2/L3
AMZ IE>= 0/1	▪ 1 = AMZ-Schutz des Summenstromes hat angeregt ▪ 0 = AMZ-Schutz hat nicht angeregt
AMZ I2>= 0/1	1 = AMZ-Schutz des Gegenstromes hat angeregt 0 = AMZ-Schutz hat nicht angeregt
TAMZ(IL/Iref)	Staffelzeit AMZ-Schutzes der Leiterströme
TAMZ(IE/Iref)	Staffelzeit AMZ-Schutzes des Summenstromes

TAMZ(I2/Iref)	Staffelzeit AMZ-Schutzes des Gegenstromes
IL/Iref	Maximaler Kurzschlussstrom I_{Lmax} in den drei Leitern L1, L2 und L3 in p.u.
IE/Iref	Summenstrom in p.u.
I2/Iref	Gegenstrom in p.u.
ILref	Bezugsstrom AMZ-Schutz der Leiterströme
IEref	Bezugsstrom AMZ-Schutz des Summenstromes
I2ref	Bezugsstrom AMZ-Schutz des Gegenstromes

Zusätzlich werden in der Ausgabezeile des AMZ-Schutzes im Meldungsfenster für **Netzschutzmeldungen** die eingestellte und die ermittelte Kurzschlussrichtung ausgegeben. Die im Einstellwert **Fehlerrichtung** der Registerkarte U<> & I> eingestellte Kurzschlussrichtung wird mit dem Präfix **(S:)** gekennzeichnet.

Meldung	Bedeutung
Vorwärts - (S:)Vorwärts	Ermittelte Kurzschlussrichtung: vorwärts Eingestellte Kurzschlussrichtung: vorwärts
Ungerichtet- (S:)Vorwärts	Ermittelte Kurzschlussrichtung: keine Kurzschlussrichtung erkannt Eingestellte Kurzschlussrichtung: vorwärts

In der Netzgrafik wird das Kürzel **IT** für den AMZ-Schutz verwendet. Nachfolgend ist ein Beispiel dargestellt.

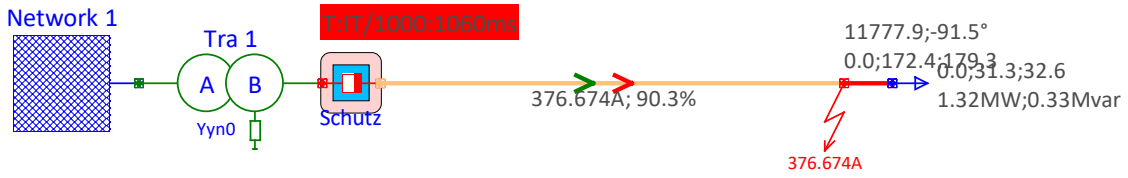


Abbildung 224: AUS-Kommando des AMZ-Schutzes in der Netzgrafik

AMZ-Schutz

PROT> Schutz [Prb 1] Distanzschutz GEN=1 [AMZ>=0(000), TAMZ(IL/Iref)=inaktiv, IL/Iref=3.76601e-13, ILref=1e+15A, Ungerichtet-(S:)Ungerichtet] AUS=0
PROT> Schutz [Prb 1] Distanzschutz GEN=1 [AMZ IE>=1, TAMZ(IE/Iref)=1000ms, IE/Iref=0.32074, IEref=1000A, Vorwärts-(S:)Ungerichtet] AUS=1
PROT> Schutz [Prb 1] Distanzschutz GEN=1 [AMZ I2>=0, TAMZ(I2/Iref)=inaktiv, I2/Iref=1.25415e-13, I2ref=1e+15A, Ungerichtet-(S:)Ungerichtet] AUS=0

Liste der Schutzfunktionen mit AUS-Kommando oder Blockade-Signal

PROT> Schutzfunktion mit AUS-Kommando oder Schutzlogik
PROT> Schutz [Prb 1] GEN=1 AUS=1 >>> T:IT/1000:1060ms

Kleinste erkannte Kommandozeit

PROT> Kleinste erkannte AUS-Kommandozeit T:1000ms

6.1.35.6 AMZ: Ungerichteter Überstromzeitschutz *Überstromzeitschutz*

Ist als Hauptschutzfunktion der ungerichtete Überstromzeitschutz eingestellt, wird der AMZ-Schutz ebenfalls ungerichtet, d.h. ohne Ermittlung und Auswertung der Kurzschlussrichtung in allen drei AMZ-Teilsystemen verwendet. Die aus dem Kurzschlussstrom berechnete Staffelzeit wird in der Netzschutzanalyse wie die Staffelzeit eines UMZ-Schutzes verwendet. Die **Generalanregung** des Netzschutzgerätes wird wie nachfolgend dargestellt gebildet.

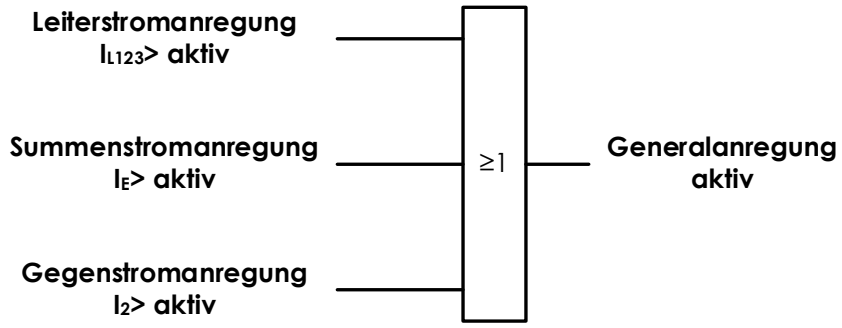


Abbildung 225: Anregungen des AMZ-Schutzes und Generalanregung des Netzschutzgerätes

6.1.35.7 AMZ: *Überstromzeitschutz mit Richtung*

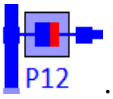
Ist als Hauptschutzfunktion der gerichtete Überstromzeitschutz eingestellt, wird der AMZ-Schutz ebenfalls gerichtet in allen drei AMZ-Teilsystemen verwendet. Die aus dem Kurzschlussstrom berechnete Staffelzeit wird in der Netzschutzanalyse nur dann verwendet, wenn die gemessene Kurzschlussrichtung mit der eingestellten Kurzschlussrichtung übereinstimmt. Die **Generalanregung** des Netzschutzgerätes wird wir oben dargestellt gebildet.

6.1.35.8 AMZ: *Distanzschutz*

Ist als Hauptschutzfunktion der Distanzschutz eingestellt, wird der AMZ-Schutz in allen drei AMZ-Teilsystemen ebenfalls gerichtet verwendet. Die aus dem Kurzschlussstrom berechnete Staffelzeit wird in der Netzschutzanalyse nur dann verwendet, wenn die gemessene Kurzschlussrichtung mit der eingestellten Kurzschlussrichtung übereinstimmt. Die **Generalanregung** des Netzschutzgerätes wird wie oben dargestellt gebildet.

6.1.36 EWATT: *Erdschlussortung* - Erdschlussrichtungserkennung

Um ein Erdschlussortungsverfahren zu verwenden, muss in der Registerkarte **Allgemeine Daten** die Betriebsart **Erdschlussortung** als Hauptschutzfunktion eingestellt und in der Registerkarte **Erdschluss** die Option **Erdschlussortung aktivieren** aktiviert werden. Die Erdschlussrichtungserkennung kann sowohl für die **Berechnung stationärer Netzzustände** als auch für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** verwendet werden.

⇨ Die Erdschlussortung wird als eigenes Schutzgerät verwendet 

.

Nach der Aktivierung der Erdschlussrichtungserkennung kann mit der Betriebsart zwischen den Verfahren für die **Berechnung stationärer Netzzustände** als auch für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** ausgewählt werden.

Einstellwert	Bedeutung
Erdschlussortung aktivieren	Erdschlussrichtungserkennung EIN/AUS
Betriebsart	▪ **Erdschlussrichtung cos (ϕ)** Wattmetrisches oder cos φ - Verfahren für kompensiert betriebene Stromnetze ⇨ nur für die **Auswertung eines stationären Netzzustandes** ▪ **Erdschlussrichtung sin (ϕ)** sin φ-Verfahren für isoliert betriebene Stromnetze ⇨ nur für die **Auswertung eines stationären Netzzustandes** ▪ **Erdschlussrichtung: Wischer** Auswertung der dynamischen Netzvorgänge nach dem Erdschlusswischerverfahren ⇨ nur für die **Auswertung dynamischer Netzvorgänge** ▪ **Erdschlussrichtung: QU**[4] Auswertung der dynamischen Netzvorgänge nach dem QU-Verfahren ⇨ nur für die **Auswertung dynamischer Netzvorgänge**

Es wird das **Verbraucherzählpfeilsystem** im Sinne des **roten** Messpfeils des **Mess/Schutzgerätes** verwendet.

[4] Informationen zu dem **QU-Verfahren** wurden dem Autor des vorliegenden Handbuches von dem Patentmitinhaber Herrn Dr. Gernot Druml freundlicherweise zur Verfügung gestellt [16], [17].

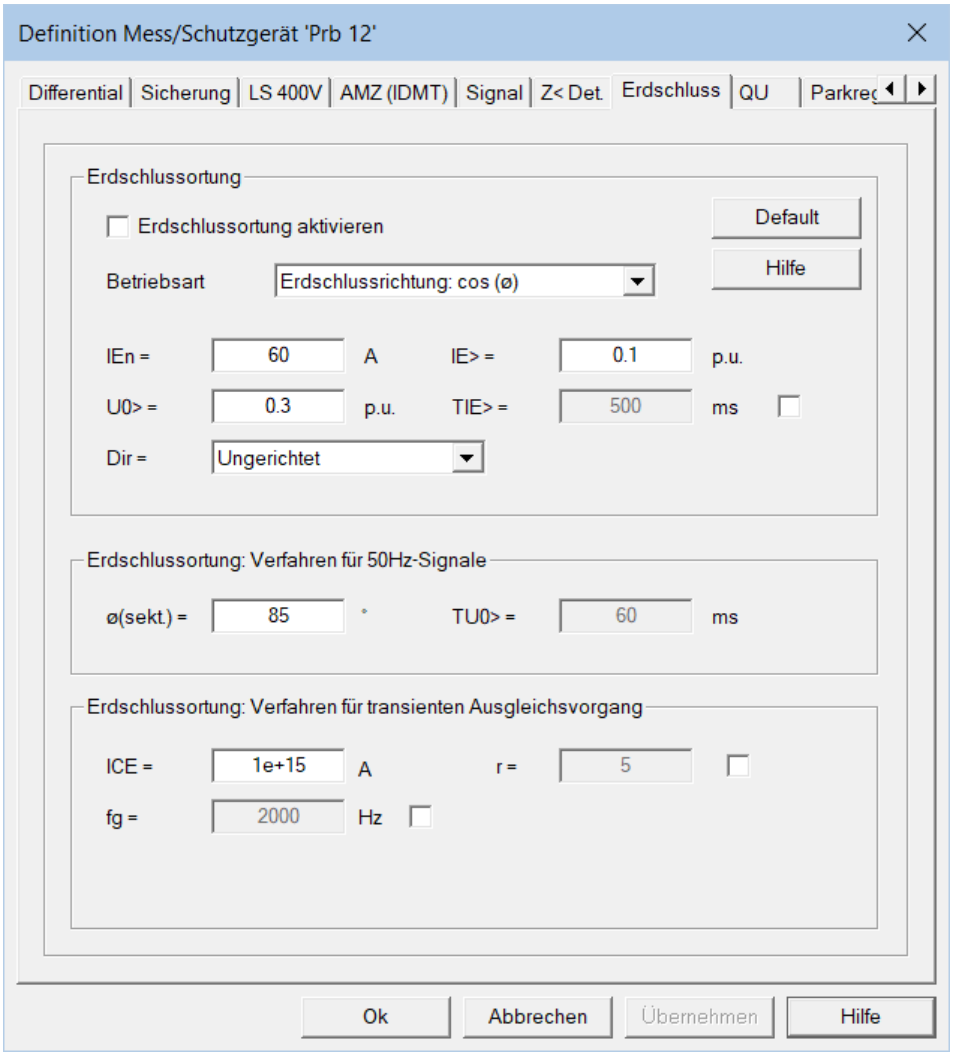


Abbildung 226: Einstelldialog zur Erdschlussortung in der Registerkarte *Erdschluss*

6.1.36.1 EWATT: Berechnung stationärer Netzzustände

Die Erdschlussrichtungserkennung wertet die komplexen Zeiger der netzfrequenten Grundschwingung der **Nullspannung $\underline{U}_0$** und des **Summenstromes $\underline{I}_E$** zur Richtungserkennung im Erdschlussfall aus.

$$\underline{U}_0 = \frac{\underline{U}_{L1} + \underline{U}_{L2} + \underline{U}_{L3}}{3}$$

$$\underline{I}_E = \underline{I}_{L1} + \underline{I}_{L2} + \underline{I}_{L3}$$

Einstellwert	Bedeutung
Betriebsart	Verfahren der Erdschlussortung ▪
IEn	Primärer Nennstrom des Summenstromwandlers in A
Dir	Erdschlussrichtung
IE>	Überstromanregung für den Wirk- oder Blindanteil des Summenstromes $\underline{I}_E$ in p.u. (1p.u. = I_{En} in A) ▪ Blindanteil für das sin φ- Verfahren

	▪ Wirkanteil für das cos φ-Verfahren
TIE>	Zeitverzögerung für die Freigabe der Überstromanregung IE>
ø(sekt.)	Sektorwinkel in ° Der Sektorwinkel wird nur für das cos φ– Verfahren angewendet.
U0>	Überspannungsanregung für die Nullspannung $\underline{U}_0$ in p.u. (1p.u. = $U_n/\sqrt{3}$)
TU0>	Zeitverzögerung für die Freigabe der Überspannungserkennung U0>

6.1.36.2 EWATT: Erdschlussrichtungserkennung in isoliert betriebenen Netze

In isoliert betriebenen Netzen kann das sin φ - Verfahren zur Erdschlussrichtungserkennung eingesetzt werden, wenn die Netztopologie strahlenförmig d.h. vollständig unvermascht ist.

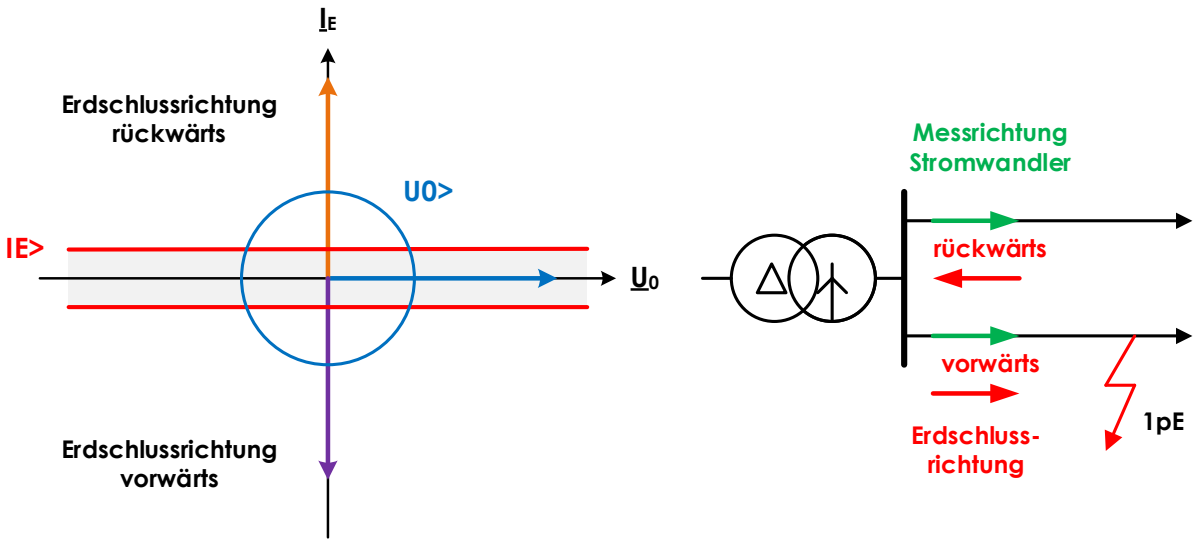


Abbildung 227: Erdschlussrichtungserkennung in isoliert betriebenen Netzen

Die Erdschlussrichtungserkennung wird ausgeführt, wenn

1. der Betrag der Nullspannung $\underline{U}_0$ > ist

   UND

2. der Blindanteil des Summenstromes $\underline{I}_E$ > ist, d.h. **außerhalb** der grau eingefärbten Sperrfläche liegt, die durch die Überstromanregung I_E> definiert wird.

Stimmt die ermittelte Erdschlussrichtung mit dem Einstellwert **Dir** überein, so wird nach Ablauf der Staffelzeit **TIE>** ein AUS-Kommando ausgegeben.

6.1.36.2.1 EWATT: Erdschlussrichtungserkennung im kompensiert betriebenen Netz

In kompensiert betriebenen Netzen kann das wattmetrische Verfahren (auch cos φ - Verfahren genannt) zur Erdschlussrichtungserkennung eingesetzt werden, wenn die Netztopologie strahlenförmig, d.h. vollständig unvermascht ist.

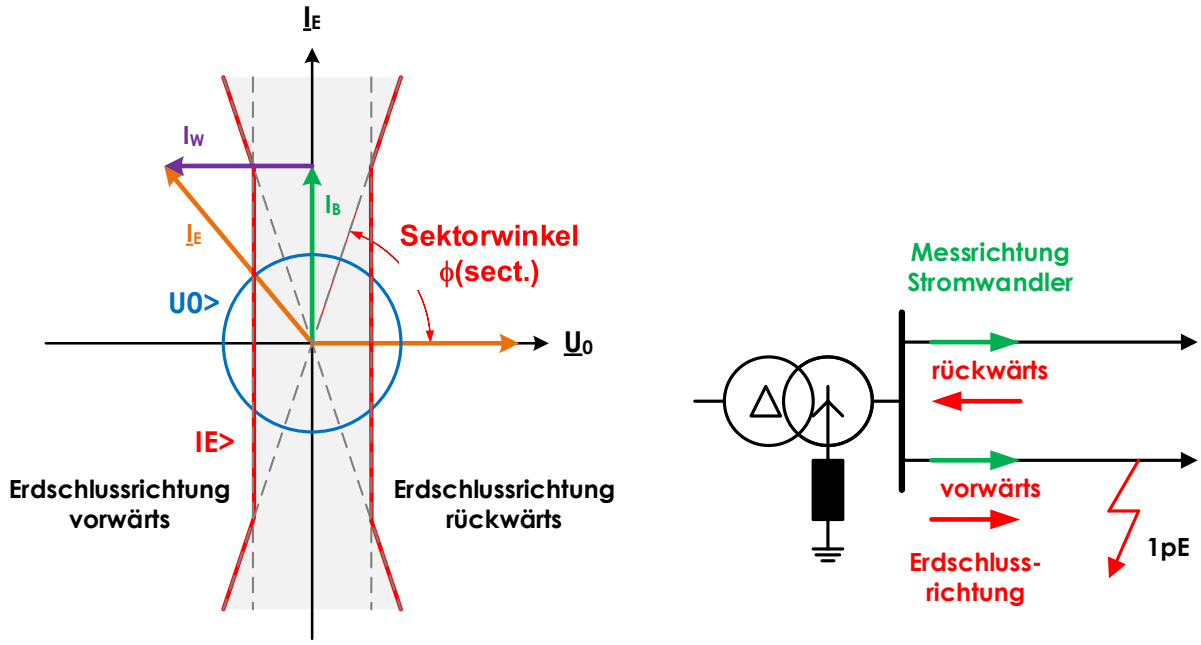


Abbildung 228: Erdschlussrichtungserkennung in kompensiert betriebenen Netzen

Die Erdschlussrichtungserkennung wird ausgeführt, wenn

1. der Betrag der Nullspannung $\underline{U}_0$ > ist

   UND

2. der Wirkanteil des Summenstromes $\underline{I}_E$ **außerhalb** der grau eingefärbten Sperrfläche liegt, die durch die Überstromanregung I_E> und den Sektorwinkel ø(sekt.) definiert wird.

Stimmt die ermittelte Erdschlussrichtung mit dem Einstellwert **Dir** überein, so wird nach Ablauf der Staffelzeit **TIE>** ein AUS-Kommando ausgegeben.

6.1.36.2.2 Erdschlussrichtungen

Folgende Erdschlussrichtungen können erkannt und ausgegeben werden.

Meldung	Bedeutung
vorwärts	Erdschlussrichtung vorwärts
rückwärts	Erdschlussrichtung rückwärts
ungerichtet	Keine Erdschlussrichtung erkannt

6.1.36.3 Ausgabe der Erdschlussmeldungen im Fenster *Netzschutzmeldungen*

Die Grafik zeigt die Meldung der Erdschlussrichtungserkennung im Meldungsfenster für **Netzschutzmeldungen**.

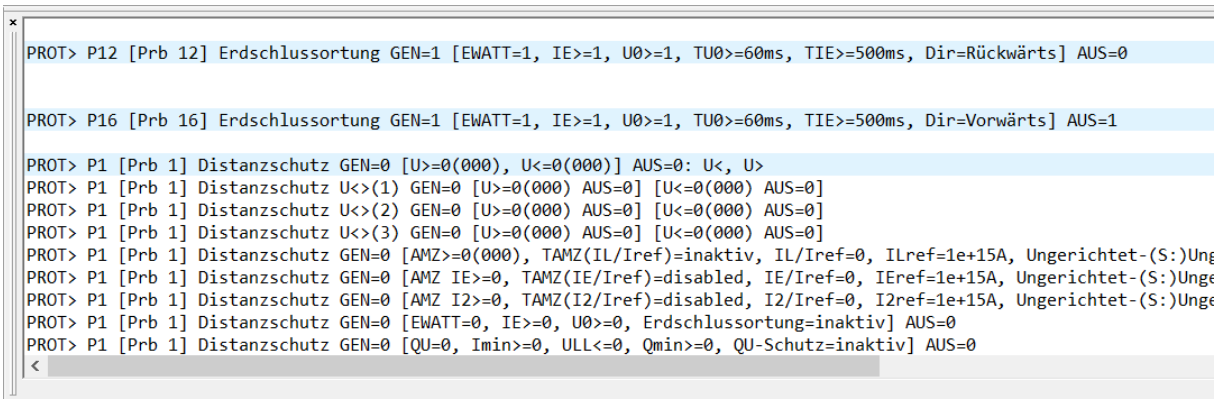


Abbildung 229: Erdschlussmeldungen im Fenster für *Netzschutzmeldungen*

Meldung	Bedeutung
EWATT	Anregung der Erdschlussortung ▪ 1 = angeregt ▪ 0 = nicht angeregt
IE>	Überstromanregung $\underline{I}_E$ ▪ 1 = $\lvert \underline{I}_E \rvert$ > IE> ▪ 0 = $\lvert \underline{I}_E \rvert \leq$ IE>
U0>	Nullspannungsanregung $\underline{U}_0$ ▪ 1 = $\lvert \underline{U}_0 \rvert$ > U0> ▪ 0 = $\lvert \underline{U}_0 \rvert \leq$ U0>
TIE>	= IE> **UND** U0>
TU0>	Staffel TU0>
Dir	Durch die Erdschlussortung ermittelte Erdschlussrichtung bezogen auf die Messrichtung des **Mess/Schutzgerät** ▪ vorwärts ▪ rückwärts ▪ ungerichtet
AUS	AUS-Kommando wegen Erdschlussortung ▪ 1 = AUS-Kommando aktiv ▪ 0 = AUS-Kommando nicht aktiv
Erdschlussortung=inaktiv	Die Schutzfunktion ist deaktiviert.

6.1.36.4 Ausgabe der Erdschlussmeldungen in der Netzgrafik

Die Ergebnisse der Erdschlussortung werden in der Netzgrafik angezeigt. Die angegebene Zeit entspricht der Zeitverzögerung TIE> für die Freigabe der Erdstromanregung IE>.

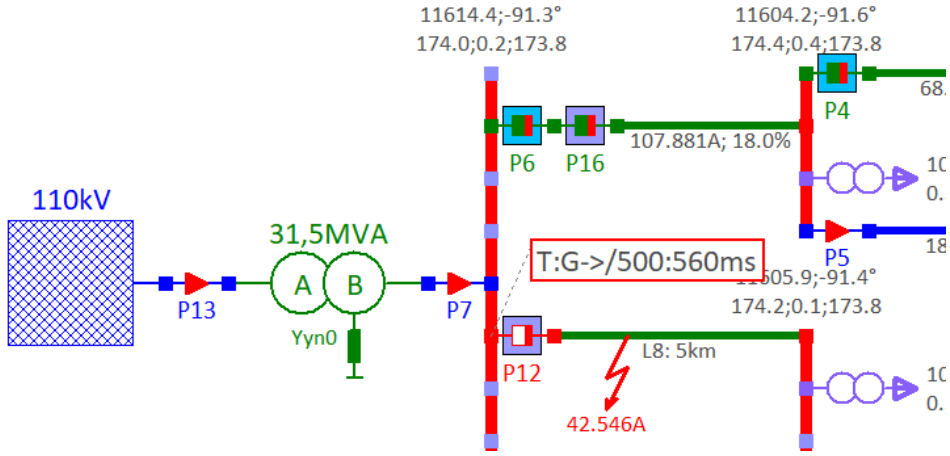


Abbildung 230: Ausgabe der Erdschlussrichtung in der Netzgrafik

Wie oben dargestellt sind die Arbeitsweise der Erdschlussrichtungserkennung in einem isoliert betriebenen Netz und die Ausgaben in der Netzgrafik dargestellt.

6.1.36.5 Darstellung der Erdschlussortung in einem Diagramm

Die Arbeitsweise der Erdschlussortung mit den dazugehörenden Kennlinien kann als Diagramm in der komplexen Zeigerebene dargestellt werden.

6.1.36.6 EWATT: Erdschlussortung mit Erdschlusswischer- und QU-Verfahren

Im Falle der Berechnung dynamischer Netzvorgänge werden der zeitliche Verlauf der Nullspannung $u_0(t)$ und des Summenstromes $i_E(t)$ ausgewertet.

Einstellwert	Bedeutung
IEn	Primärer Nennstrom des Summenstromwandlers in A
IE>	Überstromanregung für den Wirk- oder Blindanteil des Summenstromes in p.u. (1p.u. = I_{En} in A) ▪ Blindanteil für das sin φ- Verfahren ▪ Wirkanteil für das cos φ-Verfahren
ø(sekt.)	Sektorwinkel in ° Der Sektorwinkel wird nur für das cos φ– Verfahren angewendet.
U0>	Überspannungsanregung für die Nullspannung U_0 in p.u. (1p.u. = $U_n/\sqrt{3}$)
TU0>	Zeitverzögerung für die Freigabe der Überspannungserkennung V0>
ICE	Nach Überspannungsanregung wird überprüft, ob ein Mindeststrom fließt, bevor das Schutzgerät ein AUS-Kommando signalisiert. Dieser Strom wird als Primärgröße angegeben und ist ein Maß für die Leitungs-Null-Kapazität des fehlerfreien Restnetzes.
r	Der Korrelationskoeffizient misst die Größe des linearen Zusammenhangs zwischen der Nullspannung u_0 und der Ladung q_0 als

	Entscheidungskriterium für das Verfahren zur Bewertung der Fehlerrichtung. Ist der im Algorithmus berechnete Korrelationskoeffizient dem Betrage nach größer als der Einstellwert r, so erfolgt der Richtungsentscheid über eine Regressionsanalyse und die Auswertung der Steigung der qu-Geraden. Ist diese Bedingung nicht erfüllt, so findet der Richtungsentscheid über die Berechnung der Rotation der qu-Kurve statt.
fG	f_G beschreibt die Eckfrequenz des implementierten Tiefpassfilters. Die Filterkoeffizienten werden mit Hilfe der BESSEL-Approximation berechnet. Ist das Tiefpassfilter aktiviert, so werden die Signale der Nullspannung und des Nullstromes gefiltert.

6.1.36.6.1 EWATT: Erdschlusswischer-Verfahren

Zur Ermittlung der Erdschlussrichtung wird das erste lokale Extremum der Augenblickswerte im zeitlichen Verlauf des Nullstromes nach Erkennen eines Erdschlusses betrachtet. Genau zum Zeitpunkt des ersten lokalen Extremums muss die Polarität der Nullspannung ermittelt und mit der Polarität des Nullstromes verglichen werden. Abhängig von diesem Vergleich liegt ein Erdschluss in Vorwärts- oder Rückwärtsrichtung vor.

- **Erdschlussrichtung vorwärts**
  Polaritäten der Augenblickswerte von Nullstrom und Nullspannung sind invers zueinander.
- **Erdschlussrichtung rückwärts**
  Polaritäten der Augenblickswerte von Nullstrom und Nullspannung sind gleich.

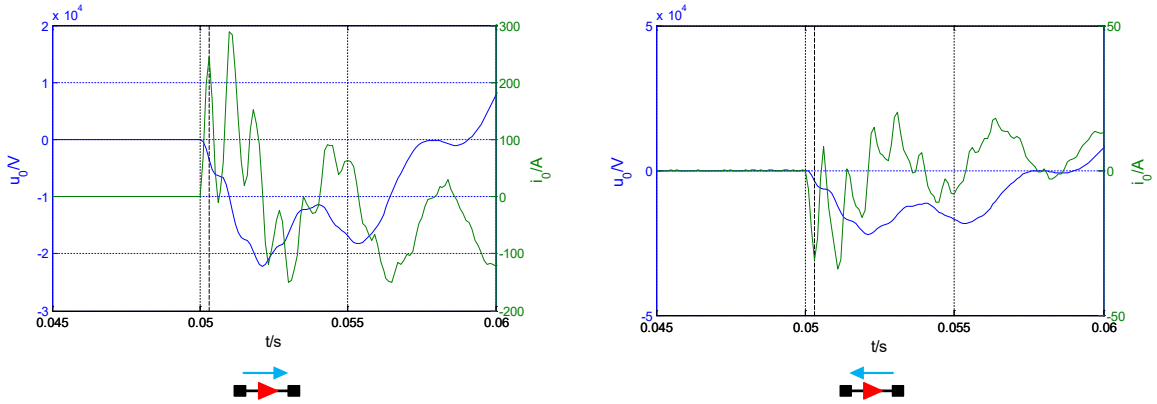


Abbildung 231: Auswertung der Fehlerrichtung im Erdschlusswischer-Verfahren

6.1.36.6.2 Erdschlussortung mit dem QU-Verfahren – ein kurzer Überblick

Auch das QU-Verfahren beruht auf dem Aufladevorgang nach Erdschlusseintritt. Jeder Spannungsaufbau ist zunächst mit einem Ladungstransport verbunden.

$$u_0(t) = u_0(t_0) + \frac{1}{C_0}\int_{t_0}^{t} i_0(\tau)\cdot d\tau$$

Wird der Zeitpunkt t_0 so gewählt, dass die Nullspannung gerade ihren Nulldurchgang durchläuft, so ist die Nullspannung proportional zur Ladung q_0. Diese Proportionalität lässt sich in einem QU-Diagramm darstellen. Dabei wird die Nullspannung auf der Abszissenachse und die Ladung q_0 auf der Ordinatenachse aufgetragen. Über den Verlauf des Kurvenzuges im QU-Diagramm lässt sich die Erdschlussrichtung bestimmen.

Die nachfolgende Abbildung zeigt das Referenznetz zur Validierung des QU-Verfahrens in kompensierter Betriebsweise. Der Abgang A ist fehlerbehaftet in Leiter L2. Bei dem Abgang B handelt es sich um einen fehlerfreien Abgang.

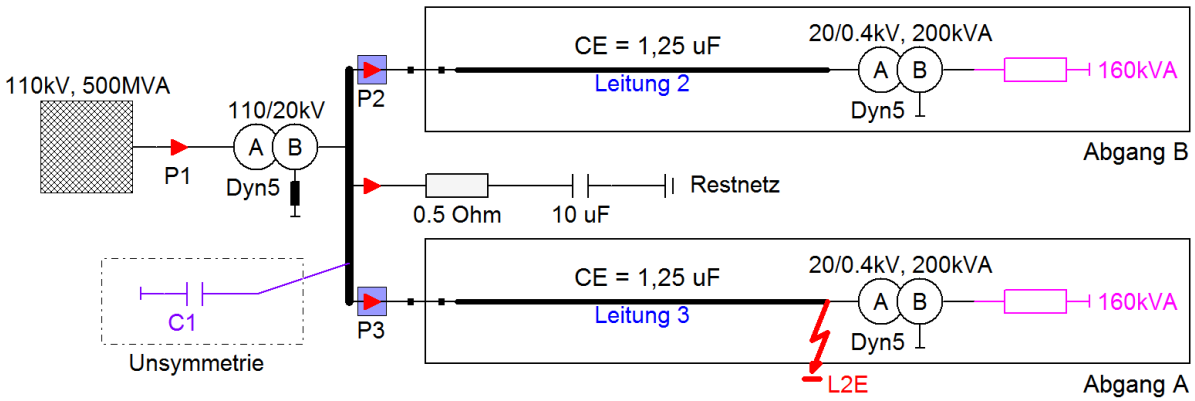


Abbildung 232: QU-Verfahren – Referenznetz im kompensierten Betrieb

Das dem Erdschlussfall in der Abbildung unten entsprechende QU-Diagramm ist nachfolgend dargestellt.

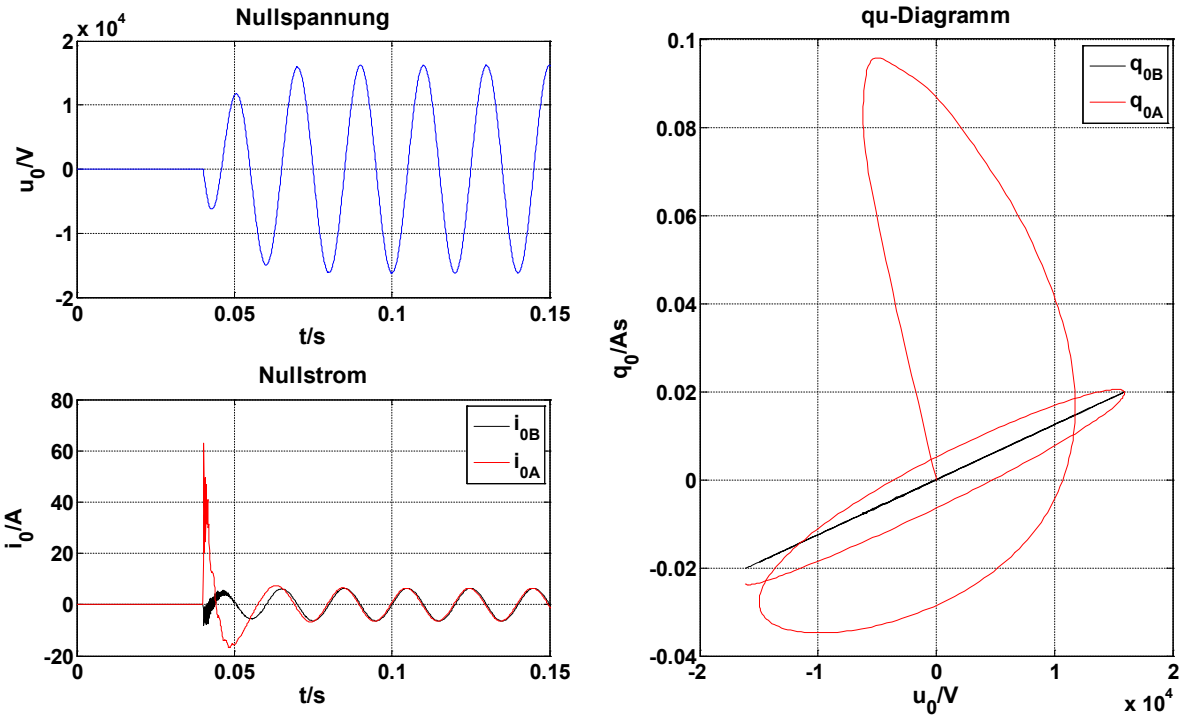


Abbildung 233: QU-Diagramm – kompensierter Betrieb

Für den fehlerbehafteten Abgang ergibt sich eine rechtsdrehende Rotationskurve mit einer positiven Rotation. Der fehlerfreie Abgang hingegen wird in diesem Fehlerfall repräsentiert durch eine Gerade mit positiver Steigung.

- Ist die QU-Kurve unmittelbar nach Erdschlusseintritt rechtsdrehend, so handelt es sich um einen Fehler in Vorwärtsrichtung.

- Ist die QU-Kurve unmittelbar nach Erdschlusseintritt linksdrehend, so handelt es sich um einen Fehler in Rückwärtsrichtung.

Die nachfolgende Abbildung zeigt das Referenznetz zur Validierung des QU-Verfahrens in isolierter Betriebsweise. Analog zur kompensierten Betriebsweise ist der Abgang A fehlerbehaftet in Leiter L2. Bei dem Abgang B handelt es sich um einen fehlerfreien Abgang.

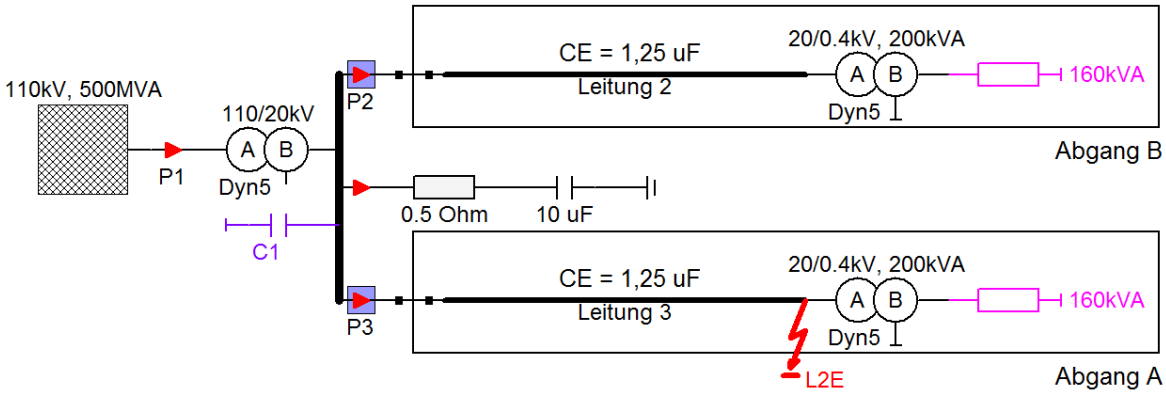


Abbildung 234: QU-Verfahren – Referenznetz im isolierten Betrieb

Das dem Erdschlussfall in obiger Abbildung entsprechende QU-Diagramm ist nachfolgend dargestellt.

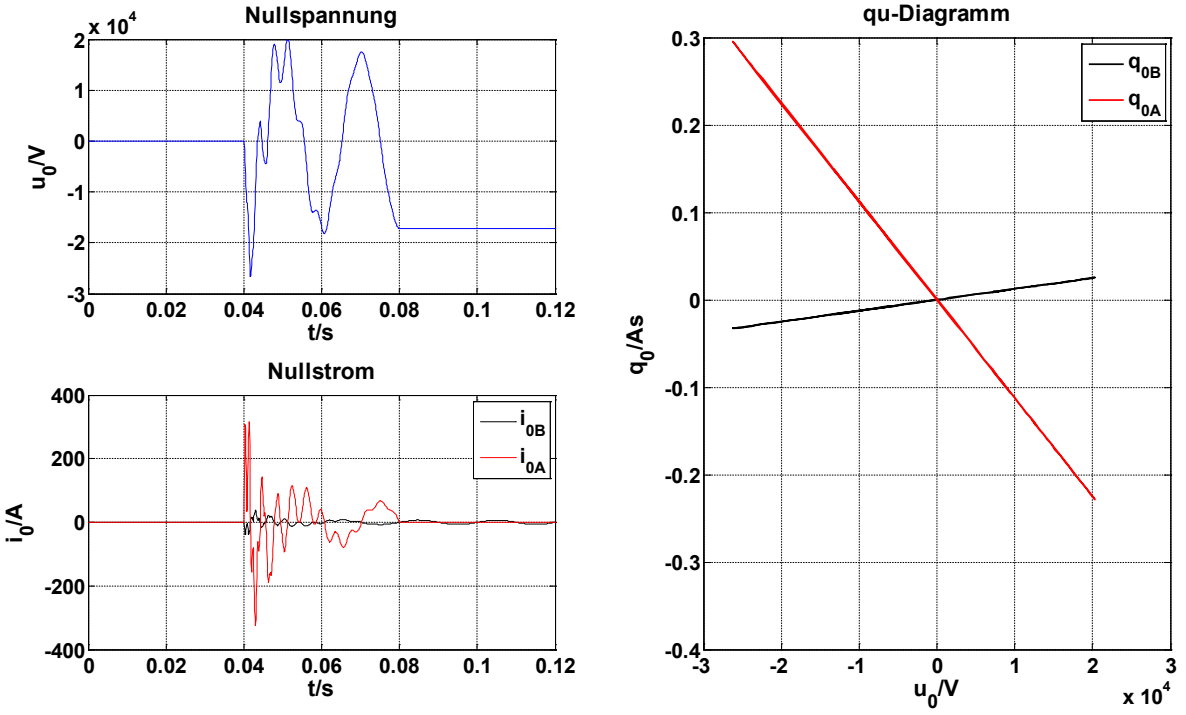


Abbildung 235: QU-Diagramm – isolierter Betrieb

Sowohl für den fehlerfreien als auch für den fehlerbehafteten Abgang erfolgt die Richtungsbestimmung über die Auswertung der Steigungen der QU-Geraden.

- Bei negativer Steigung der QU-Gerade liegt ein erdschlussbehafteter Abgang, also ein Fehler in Vorwärtsrichtung vor.

- Bei positiver Steigung der QU-Gerade liegt ein gesunder Abgang, also ein Fehler in Rückwärtsrichtung vor.

6.1.37 AWE: Automatische Wiedereinschaltung

Ist der Überstromzeitschutz oder der Distanzschutz als Hauptschutzfunktion eingestellt, so kann zusätzlich eine **Automatische Wiedereinschaltung (AWE)** verwendet werden. Es ist hier zu beachten, dass diese Funktion oftmals auch als **Kurzunterbrechung (KU)** bezeichnet wird. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Registerkarte **AWE** mit den Einstellwerten.

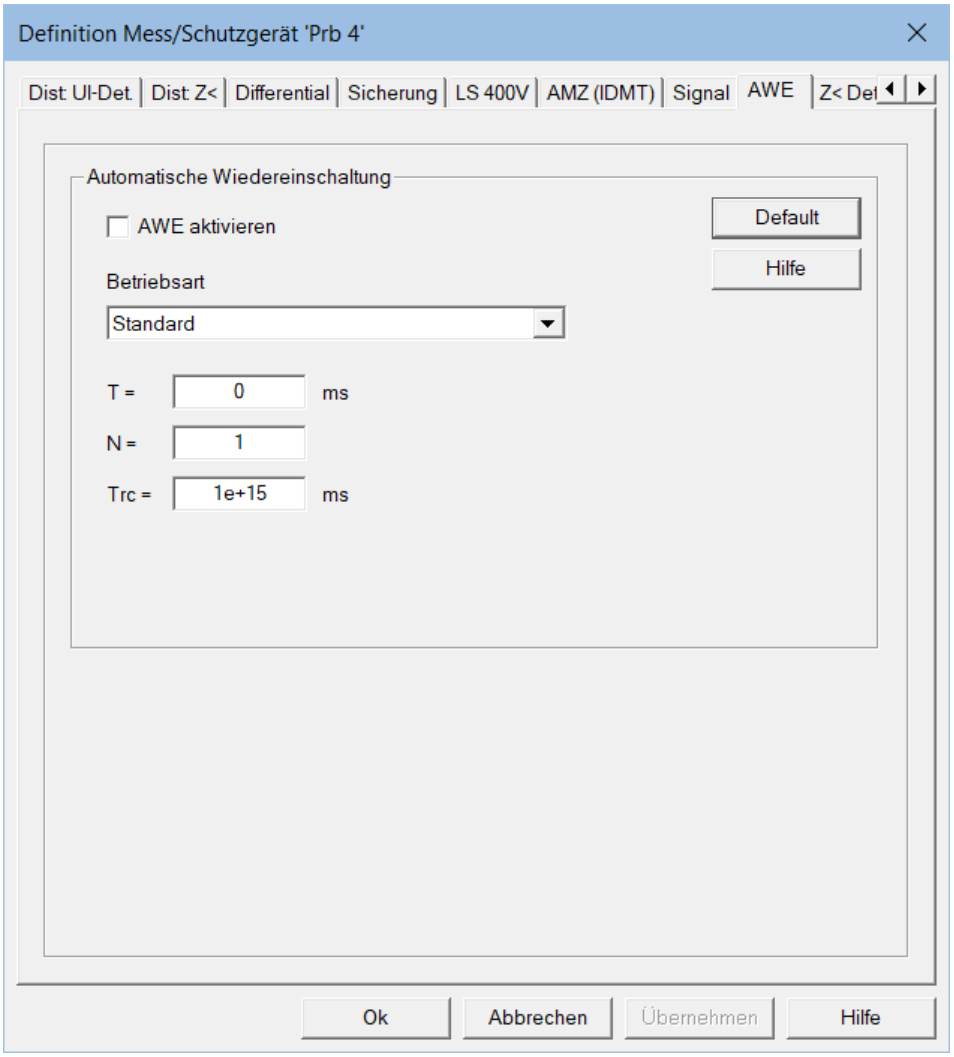


Abbildung 236: Einstelldialog der Automatische Wiedereinschaltung – Registerkarte *AWE*

Einstellwert	Bedeutung
AWE aktivieren	Die Automatische Wiedereinschaltung (AWE) wird aktiviert oder deaktiviert.
Betriebsart	Standard
T	Startzeit der Automatische Wiedereinschaltung (AWE)
N	Anzahl Zyklen der Automatische Wiedereinschaltung (AWE), nach denen eine Wiedereinschaltung des zugeordneten Schalters gestartet wird.
Trc	Pausenzeit der Automatische Wiedereinschaltung (AWE)

6.1.37.1 AWE: Für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge

Die Zeitstufe der Pausenzeit **T_{rc}** wird mit dem AUS-Kommando, das an den zugeordneten internen oder externen Schalter ausgegeben wird, gleichzeitig mit der Zeitstufe **T_{cb}** gestartet. Der Schalter wird geschlossen, wenn

- die Zeitstufe **T_{cb}** (Registerkarte Allgemeine Daten) abgelaufen ist
  UND
- die Zeitstufe T_{rc} abgelaufen ist
  UND
- die Generalanregung nicht ansteht.

Wird nach erfolgter Wiedereinschaltung ein anstehender Fehler durch eine Generalanregung erkannt, so erfolgt ein **definitives AUS**. Es wird kein weiterer Zyklus der Automatischen Wiedereinschaltung gestartet.

6.1.37.2 AWE: Für die Berechnung stationärer Netzzustände

Die Automatische Wiedereinschaltung (AWE) wird bei der Analyse der Schutzreaktionen und hier insbesondere im Verlaufe der Analyse von Kaskadenabschaltungen berücksichtigt.

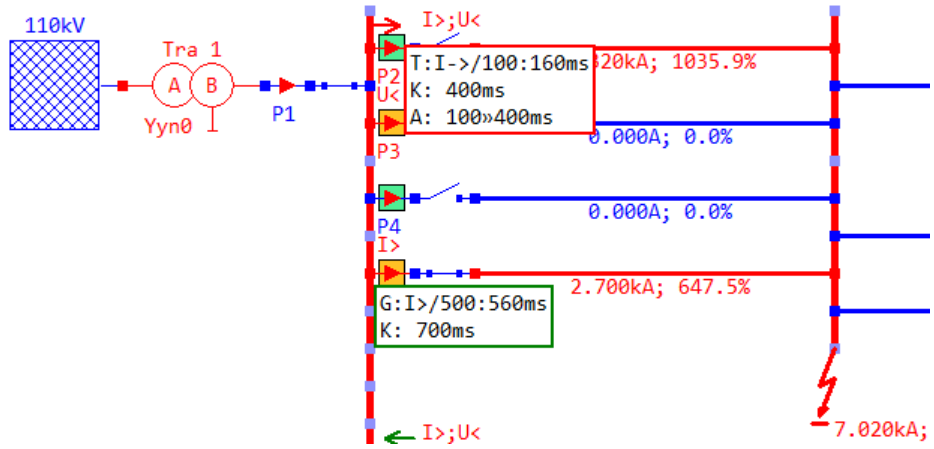


Abbildung 237: Automatische Wiedereinschaltung und Kaskadenanalyse

Die Automatische Wiedereinschaltung wird nur während der Kaskadenanalyse von Schutzkonzepten verwendet. Mit Hilfe der Kaskadenanalyse kann das zeitliche Verhalten von Schutzgeräten sowie deren Interaktion während eines zeitlichen Verlaufs eines Kurzschlusses in guter Näherung nachgebildet und analysiert werden.

⇨ Um die Automatische Wiedereinschaltung (AWE) zu verwenden, muss diese in der Registerkarte **AWE** mit dem entsprechenden Einstellwert aktiviert sein.

⇨ **Aktivierung der Übergreifzone k1·DZ1**
Ist die Automatische Wiedereinschaltung (AWE) aktiviert, so wird für die Distanzzone DZ1 der Übergreiffaktor k1 verwendet. Bei aktiver AWE arbeitet das Schutzgerät mit der **Übergreifzone DZ1ü**. Der **Übergreiffaktor k1** kann in der Registerkarte Dist: Z< eingestellt werden.

Wird die Impedanzauslösefläche **Polygon** verwendet, so ergeben sich Resistanz und Reaktanz der übergreifenden Impedanzauslösefläche für **Distanzzone DZ1** wie nachfolgend dargestellt.

$$\underline{Z}_{sek\,ü} = k1 \cdot \left(R_{sek} + j \cdot X_{sek} \right)$$

Wird die Impedanzauslösefläche **Kreis** verwendet, so ergeben sich Resistanz und Reaktanz der übergreifenden Impedanzauslösefläche für **Distanzzone DZ1** wie nachfolgend dargestellt.

$$\left| \underline{Z}_{sek\,ü} \right| = k1 \cdot \left| R_{sek} + j \cdot X_{sek} \right|$$

Die Impedanzwerte der Impedanzauslöseflächen aller weiteren Distanzzonen werden nicht verändert.

⇨ **Verwendung der Startzeit T als Staffelzeit von Distanzzone DZ1**
Ist die Automatische Wiedereinschaltung (AWE) aktiviert, so wird die Startzeit T als Staffelzeit der Distanzzone DZ1 verwendet.

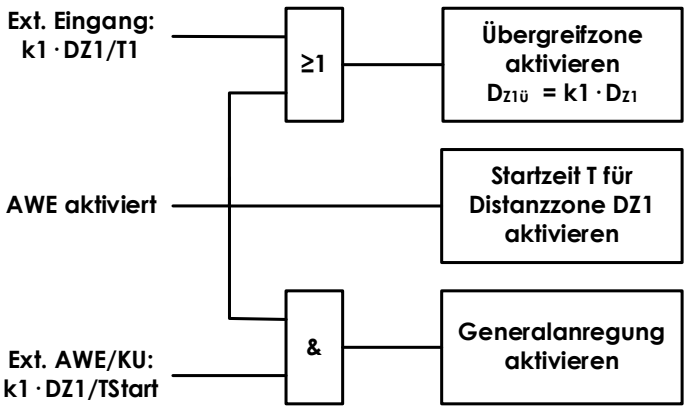


Abbildung 238: Prinzipschaltbild der Automatischen Wiedereinschaltung (AWE)

6.1.37.2.1.1 AWE: Verwendung in der Kaskadenanalyse

Die Kaskadenanalyse setzt sich aus einer Folge von 1…N stationären Netzberechnungen (erweiterte Lastflussberechnungen mit Kurzschluss (**roter Blitz**)) zusammen. Nachfolgend wird die Arbeitsweise der Kaskadenanalyse mit Bezug zur Automatischen Wiedereinschaltung näher erläutert.

Wurde eine erste Netzberechnung durchgeführt, liegen die Reaktionen der Schutzgeräte wie z.B. AUS-Kommandos vor und Schutzzusatzfunktionen wie z.B. die Automatische Wiedereinschaltung (AWE) kann ausgeführt werden.

⇨ Die Reaktionen der Schutzgeräte wie z.B. Anregungen und AUS-Kommandos müssen vor jeder weiteren Netzberechnung mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Button intern gespeichert werden. Damit ist der Netzschutz

relevante Anfangszustand für die nachfolgende Netzberechnung gesichert und kann ausgewertet werden.

Es wird jetzt vor der nächsten Netzberechnung geprüft, ob nach einem AUS-Kommando z.B. eine Automatische Wiedereinschaltung gestartet werden soll. Dazu speichert das Analysesystem der Kaskadenanalyse intern für jedes Schutzgerät den Zeitpunkt des AUS-Kommandos als Relativzeit bezogen auf den Kurzschlusseintritt zu Beginn der Kaskadenanalyse.

Im nächsten Schritt wird eine weitere Netzberechnung z.B. durch einen **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Button gestartet.

Ist für ein Schutzgerät der Zeitpunkt $T_{AUS\text{-}Kommando} + T_{rc}$ kleiner oder gleich dem Zeitpunkt des AUS-Kommandos, der in der letzten Netzberechnung für alle Schutzgeräte erkannt wurde, so wird der Schalter, der dem Schutzgerät zugeordnet ist, vor dem Start der nächsten Netzberechnung geschlossen. Insofern entspricht die die Zeitstufe T_{rc} der Pausenzeit der AWE.

⇨ Auf Grund der zeitdisktreten Vorgehensweise durch erweiterte Lastflussberechnungen ist es nicht möglich, eine im Sinne einer stetig ablaufenden Zeitstufe exakte Einhaltung der Zeitstufen sicherzustellen. Zeitstufen können in diesem Sinne nur in den zeitdiskreten Sprüngen des jeweils erkannten zeitlich nächsten AUS-Kommandos berücksichtigt werden.

In der vorhergehenden Abbildung ist die Ausgabe des Zuschaltens der Automatischen Wiedereinschaltung (AWE) beispielhaft dargestellt.

```
T:I->/100:160ms
K: 400ms
A: 100»400ms
```

Der gerichtete Überstromzeitschutz **I->** generiert ein AUS-Kommando (**T:**) mit der angegebenen Staffelzeit, schaltet aber in Kaskadenzeit (**K:**) bezogen auf den Kurzschlusseintritt ab. Vor dem AUS-Kommando wurde eine Automatische Wiedereinschaltung (**A:**) durchgeführt, der ein AUS-Kommando nach Kurzschlusseintritt vorausgegangen ist.

Es wird nur eine einzige Automatische Wiedereinschaltung durchgeführt. Ist die Wiedereinschaltung wie im obigen Beispiel erfolglos, so wird definitiv ausgeschaltet.

6.1.38 Logikfunktionen für die Schutztechnik

ATPDesigner bietet die Möglichkeit, Ausgangssignale von Schutzfunktionen, die durch **Mess/Schutzgeräte** oder **Schalter** als Ergebnis der **Berechnung eines stationären Netzzustandes** generiert werden wie z.B. AUS-Kommandos oder Schalterstellungsmeldungen, durch logische Funktionen weiterzuverarbeiten. Die Ergebnisse der Logikfunktionen können wiederum an **Mess/Schutzgeräte** oder **Schalter** ausgegeben werden. Als Leistungsschalter können hier nur **Schalter** verwendet werden, nicht **Schalter (CB)**.

⇨ ATPDesigner verarbeitet die Logikfunktionen nur nach der **Berechnung eines stationären Netzzustandes** im Verlauf der Analyse der Netzschutzfunktionen.

6.1.38.1 Logikfunktionen und Netzautomatisierung

Mit Hilfe der Logikfunktionen können auch Funktionen für die **Netzautomatisierung** realisiert werden. Auf diese Funktionen wird im Kapitel **Netzautomatisierung** [Bd. 3] näher eingegangen. Die Funktionen der Netzautomatisierung werden nur im Rahmen der **Lastflussberechnung** als **Berechnung eines stationären Netzzustandes** in jedem Iterationsschritt der Lastflussberechnung ausgeführt.

⇨ Die Funktionen der **Netzautomatisierung** sind durch die Kennung **Gx** (x = 1,2 , ..) gekennzeichnet.

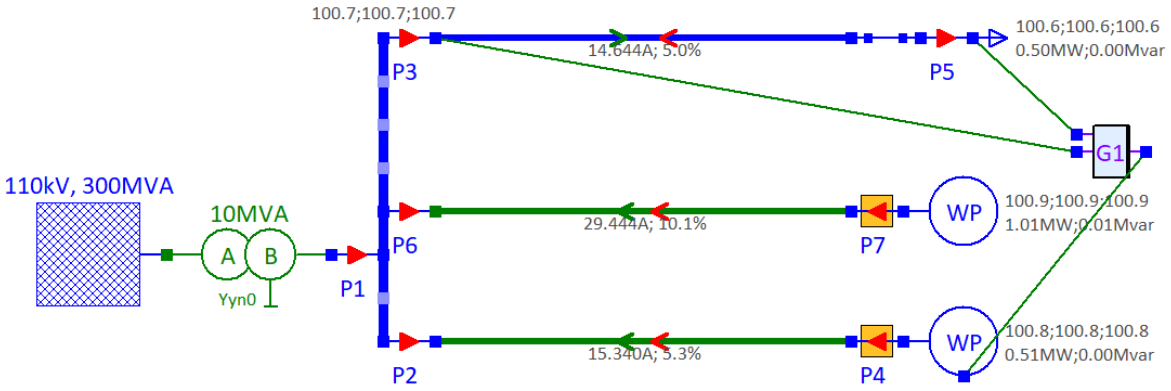


Abbildung 239: Beispiel: Netzautomatisierung mit Logikfunktion G1

Das Beispiel in der Abbildung zeigt eine **Netzautomatisierung**. An den beiden Messorten **P3** und **P5** werden die Wirkleistungen P gemessen. Die Logikfunktion **G1** addiert beide Werte und verwendet die Summe als Eingangswert einer linearen Funktion mit Begrenzung. Mit dem Ausgangswert wird der spezifische Teillastfaktor der Erzeugungsanlage (DEA) während der Lastflussberechnung in jedem Iterationsschritt neu eingestellt.

6.1.38.2 Verarbeitung der Schutzlogik in der Lastflussberechnung

Die Verarbeitung von Schutzlogik-Signalen im Rahmen einer **Lastflussberechnung** als **Berechnung eines stationären Netzzustandes** ist insofern schwierig, da im realen Netzbetrieb die Ergebnisse der Schutzlogik zeitlich nach Abarbeitung einer Schutzfunktion

vorliegen und zeitlich z.B. über Kommunikationsverbindungen verzögert als Eingangssignal in Schutzfunktionen berücksichtigt werden. Im realen Netzbetrieb liegt hier ein sehr komplexes zeitlich dynamisches Verhalten der Interaktion von Schutzgeräten vor, dass mit einer Lastflussberechnung nur näherungsweise nachgebildet werden kann.

In ATPDesigner wird dieser zunächst ersichtliche Widerspruch zwischen der zeitunabhängigen Lastflussberechnung und der Zeitdynamik der Interaktion von Schutzgeräten näherungsweise so aufgelöst, dass bei einmaliger Ausführung der Lastflussberechnung die Schutzanalyse zweimal ausgeführt wird. Im ersten Schritt wird die Schutzanalyse ausgeführt, um die Ergebnisse der Schutzlogik aller Schutzgeräte gleichzeitig zu generieren. In der zweiten Ausführung der Schutzanalyse werden dann alle vorliegenden Ergebnisse der Schutzlogik als stationär vorausgesetzt und die Schutzanalyse mit den Ergebnissen der Schutzlogik erneut ausgeführt.

⇨ Insofern muss der Anwender beachten, dass die tatsächliche zeitlich dynamische Interaktion von Schutzgeräten mit Schutzlogik im realen Netzbetrieb von den hier berechneten Ergebnissen bei komplexen Schutzlogiken abweichen könnte, da das Echtzeitverhalten von Schutzgeräten wie z.B. die Signallaufzeiten zwischen den Schutzgeräten über Kommunikationsverbindungen nicht nachgebildet werden.

- Die **Funktionen der Schutzlogik** mit Ausnahme der Funktionen der **Netzautomatisierung** werden nur im Falle der Konvergenz der Lastflussberechnung am Ende des letzten Iterationsschrittes ausgeführt.
- Die Funktionen der **Netzautomatisierung** werden in jedem Iterationsschritt der Lastflussberechnung ausgeführt, unabhängig davon ob diese konvergent oder divergent ist. Insofern werden die Funktionen der **Netzautomatisierung** in der Lastflussberechnung wir z.B. der Spannungsregler mit Stufenschalter eines Transformators behandelt.

6.1.38.3 Verarbeitung mit logischen Funktionen AND, OR, NAND, NOR

Die Verarbeitung der Ausgangssignale der **Mess/Schutzgeräte** und **Schalter** erfolgt mit dem Netzwerkelement **Schutzlogik/TACS**. In der nachfolgenden Abbildung ist die Verarbeitung der AUS-Kommandos mehrerer Schutzgeräte und Schalterstellungsmeldungen mehrerer Schalter durch Logikfunktionen beispielhaft dargestellt.

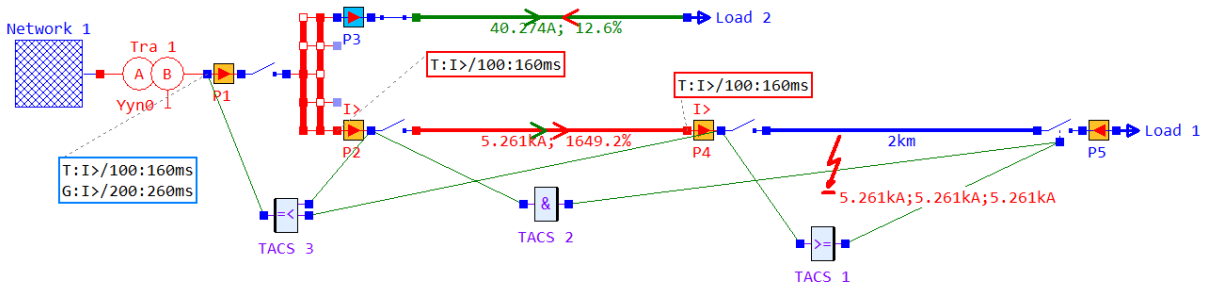


Abbildung 240: Logikfunktionen zur Verarbeitung von AUS-Kommandos und Schalterstellungen

Um eine schutztechnische Logikfunktion zu verwenden, muss das Netzwerkelement **Schutzlogik/TACS** verwendet werden. Das Netzwerkelement **TACS** kann im **ATP** zur Re-

alisierung von mathematischen Funktionen z.B. Laplace-Funktionen eingesetzt werden, die aber nur während der **Berechnung dynamischer Ausgleichsvorgänge** verfügbar sind. Bei der **Berechnung eines stationären Netzzustandes** wird das Element **TACS** vom ATP nicht ausgeführt, sondern von ATPDesigner nur als grafischer Platzhalter verwendet. Dagegen werden die Logikfunktionen durch ATPDesigner selbst während der **Berechnung eines stationären Netzzustandes** ausgeführt.

In Abbildung 348 ist beispielhaft u.a. eine rückwärtige Verriegelung gezeigt. Das AUS-Kommando der **Mess/Schutzgeräte** **P2** und **P4** blockieren durch eine **OR** – Logikfunktion das AUS-Kommando des Schutzgerätes **P1**, dessen AUS-Kommando mit einem **hellblauen Rahmen** dargestellt wird. In diesem Rahmen wird in zwei Zeilen das Analyseergebnis angezeigt. In der ersten Zeile wird das Ergebnis ohne Berücksichtigung der Blockade angezeigt, in der zweiten Zeile das Ergebnis mit Berücksichtigung der Blockade.

- **1. Zeile des Tooltips:** Ohne das Blockadesignal wird ein AUS-Kommando in der Überstromzeitstufe I> ausgegeben.

- **2. Zeile des Tooltips:** Da das AUS-Kommando blockiert wird, wird mit Berücksichtigung des Blockadesignals nur eine Generalanregung erkannt.

Abhängig von dem Typ des Blockadesignale ist es möglich, dass beide Zeilen einen gleichen Inhalt anzeigen.

6.1.38.4 Mitnahme des AUS-Kommandos an weitere Leistungsschalter

Eine typische Applikation in der Schutztechnik ist die Ausgabe eines AUS-Kommandos auf mehrere Leistungsschalter. Wie in Abbildung 349 gezeigt, kann die Schutzlogik dazu verwendet werden, um das AUS-Kommando des **Mess/Schutzgerätes** **P1** auf zwei Leistungsschalter an den Schutzgeräten **P2** und **P3** auszugeben.

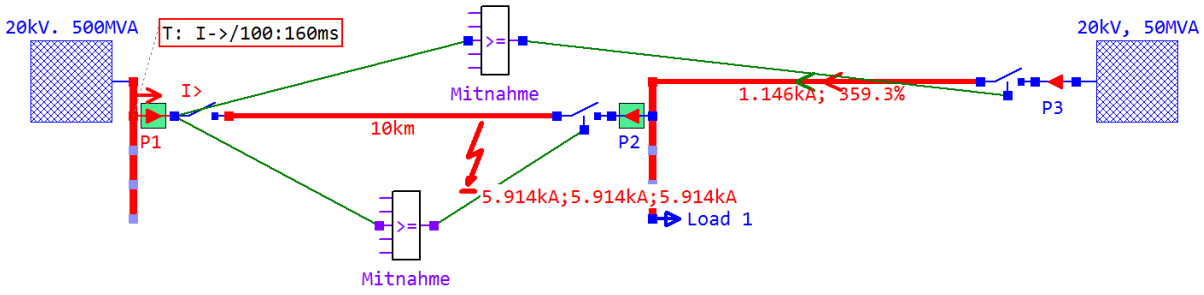


Abbildung 241: Mitnahme eines AUS-Kommandos an zwei weitere Leistungsschalter

6.1.38.5 Verarbeitung der Schalterstellungsmeldung

Die Schalterstellungsmeldung eines **Schalters** kann wie in Abbildung 350 gezeigt als Eingangssignal eines Logikblocks verwendet werden. Dazu kann einer der beiden Knoten (nicht der zusätzliche Knoten des Leistungsschalters für ein externes AUS-Kommando **Knoten für AUS-Kommando**) verwendet werden. Im Beispiel muss der Knoten des Leistungsschalters als Eingangssignal des Logikblocks gewählt werden, der nicht mit dem **Mess/Schutzgerät** verbunden ist. Nur so kann eine eindeutige Erkennung des Ausgangssignals des Leistungsschalters sichergestellt werden.

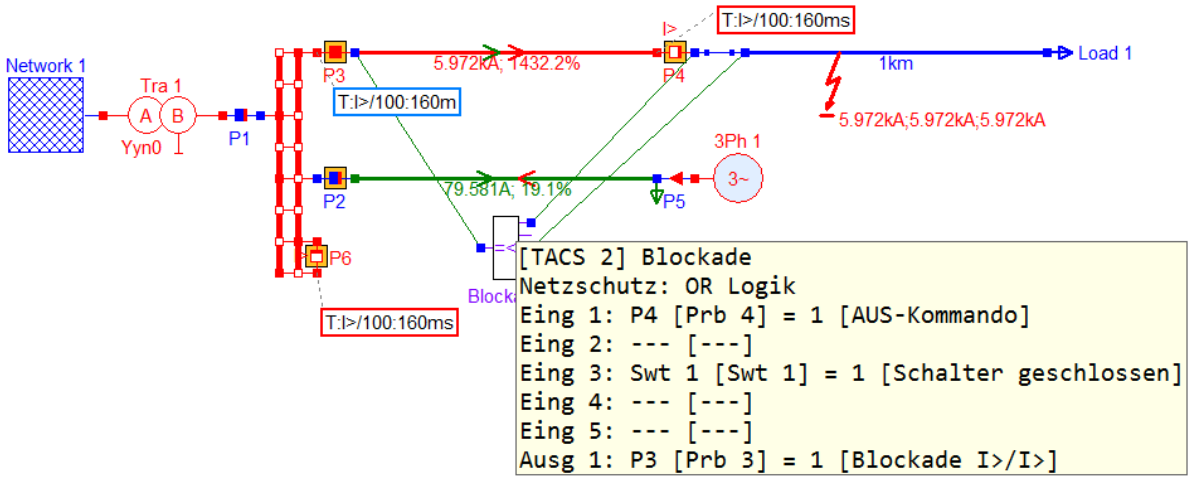
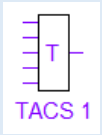
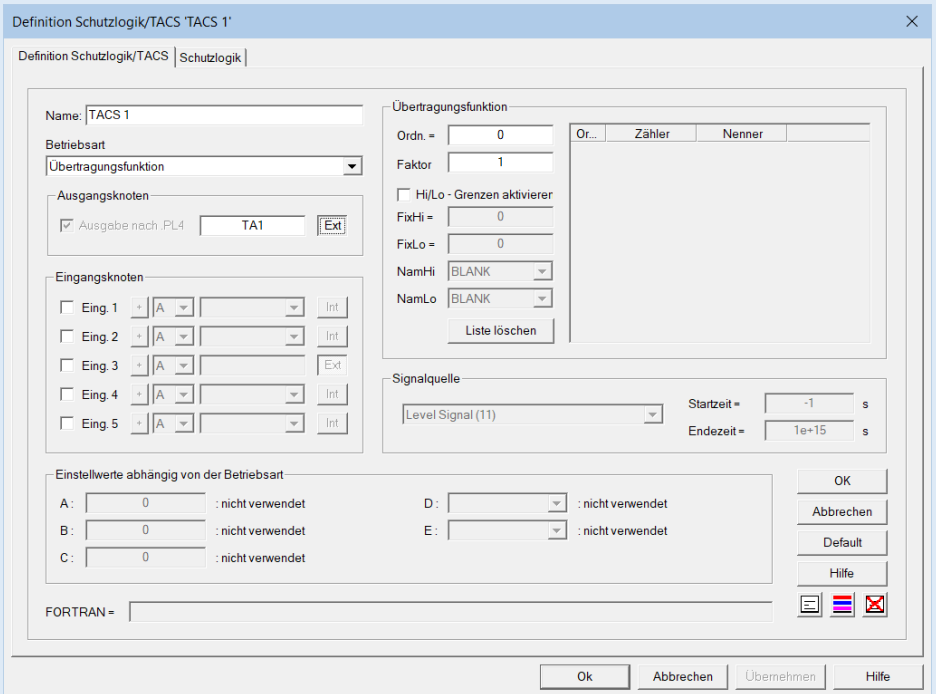


Abbildung 242: Verarbeiten von Schalterstellungsmeldungen

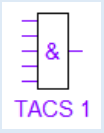
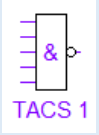
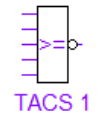
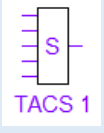
6.1.38.6 Verwenden von Logikfunktionen

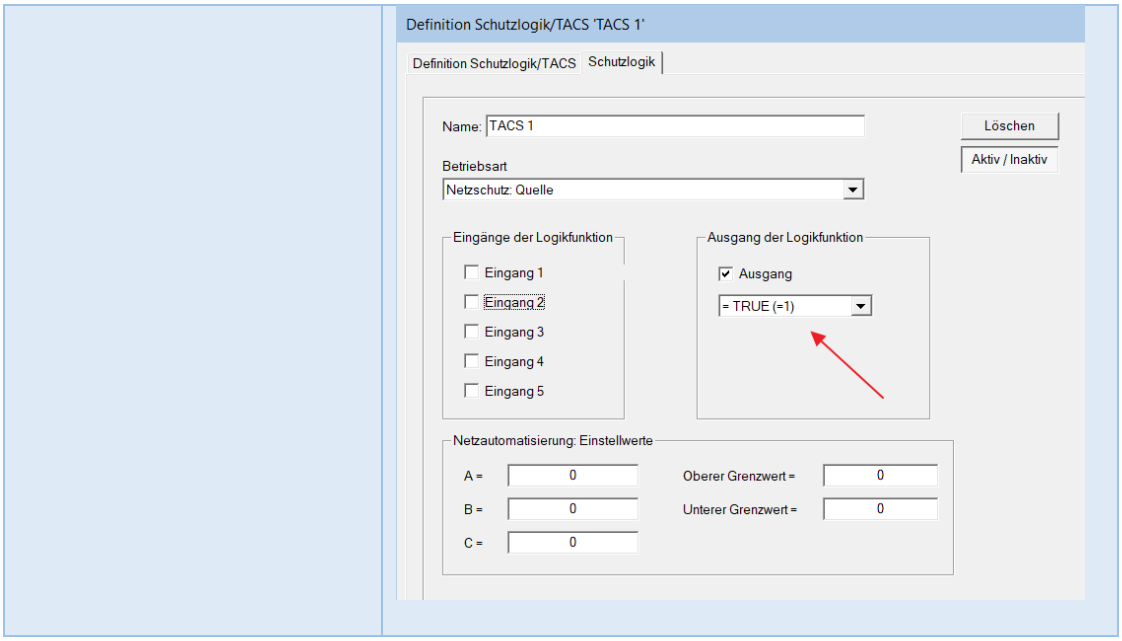
Um eine schutztechnische Logikfunktion zu verwenden, müssen ein oder mehrere Netzwerkelemente **Schutzlogik/TACS** in den Zeichenbereich des Netzes z.B. mit **Drag&Drop** eingefügt werden. In Abbildung 351 ist der Einstelldialog der Registerkarte **Schutzlogik** abgebildet.

Symbol	Bedeutung
TACS 	Durch einen **Left Mouse Button Double Click** wird der Einstelldialog des Netzwerkelementes **Schutzlogik/TACS** mit der Registerkarte **Definition Logikfunktionen/TACS** geöffnet. Die für die Schutzlogik benötigten Einstellwerte sind in der Registerkarte **Schutzlogik** zusammengefasst enthalten. Daher genügt es, diese Registerkarte zu bearbeiten. 

Unter logischen Signalen wird im Folgenden Signale mit den Ein- und Ausgangswerten **0 = FALSE** und **1 = TRUE** verstanden. Es werden die Regeln der BOOL'schen Algebra verwendet.

1. Auswahl einer schutztechnischen Logikfunktion

Einstellwert	Bedeutung
Netzschutz: AND Logik 	Die logischen Signale 0 oder 1 der mit den Eingängen **Eingang 1..5** verbundenen Schutzfunktionen werden **UND** verknüpft. Das logische Ergebnis wird am Ausgang **Ausgang** mit dem Wert 0 oder 1 ausgegeben.
Netzschutz: OR Logik	Die logischen Signale 0 oder 1 der mit den Eingängen **Eingang 1..5** verbundenen Schutzfunktionen werden **ODER** verknüpft. Das logische Ergebnis wird am Ausgang **Ausgang** mit dem Wert 0 oder 1 ausgegeben.
Netzschutz: NAND Logik 	Die logischen Signale 0 oder 1 der mit den Eingängen **Eingang 1..5** verbundenen Schutzfunktionen werden **UND** verknüpft. Das logische Ergebnis wird **negiert** am Ausgang **Ausgang** mit dem Wert 0 oder 1 ausgegeben.
Netzschutz: NOR Logik 	Die logischen Signale 0 oder 1 der mit den Eingängen **Eingang 1..5** verbundenen Schutzfunktionen werden **ODER** verknüpft. Das logische Ergebnis wird negiert am Ausgang **Ausgang** mit dem Wert 0 oder 1 ausgegeben.
Netzschutz: Source 	Wird die Funktion ausgewählt, wird das Editierfeld **A** in der Gruppe **Einstellwerte abhängig von der Betriebsart** aktiviert. Die Eingänge **Eingang 1..5** werden nicht ausgewertet. Mit Hilfe des Einstellwertes **Ausgang der Logikfunktion** kann in der Auswahlliste einer der Ausgangszustände ▪ **1 = TRUE** oder ▪ **0 = FALSE** ausgewählt werden.



2. Aktivieren von bis zu fünf Eingängen **Eingang 1…5** durch Markieren der Checkboxen in der Gruppe **Eingänge der Logikfunktion**

   Hinweis
   Nach dem Aktivieren eines Eingangs wird diesem von ATPDesigner automatisch ein Knotenname (ABC)xxxxx zugewiesen. Dieser Knotennamen ist für die Ausführung der Schutzlogik ohne Bedeutung, wird aber für die interne Datenverarbeitung von ATPDesigner benötigt. Der Knotenname ist nur in der Registerkarte **Definition Logikfunktionen/TACS** sichtbar.

3. Aktivieren des Ausgangs **Ausgang** falls benötigt, damit das Ausgangssignal z.B. an eine andere Logikfunktion weitergeführt werden kann.

Wie z.B. in Abbildung 348 zu sehen ist, sind jetzt an den aktivierten externen Eingängen und dem externen Ausgang Knoten verfügbar. Mit einer **Messleitung** kann jetzt einer der beiden Knoten eines **Mess/Schutzgeräts** mit einem Eingang der Logikfunktion verbunden werden.

6.1.38.7 Definition von Logikfunktionen

Das Netzwerkelement **Messleitung** wird durch das Netzwerkelement **Verbindung** in der Betriebsart **3-phasige Messleitung** implementiert. Die Handhabung zum Verbinden der Ein- und Ausgangssignale der Logikfunktionen erfolgt interaktiv mit dem Mauszeiger in einer speziellen Betriebsart, die mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Button aktiviert wird.

- Button mit einem **Left Mouse Button Click** als Taster einrasten
- das **rote Cursor-Kreuz** über einen Knoten z.B. eines **Mess/Schutzgeräts** positionieren
- die linke Maustaste drücken und gedrückt halten
- einen der Eingangsknoten der Schutzlogik auswählen, die Maustaste loslassen

Danach ist das **Mess/Schutzgerät** oder der **Schalter** oder die Logikfunktion **Schutzlogik/TACS** mit dem Eingang der Logikfunktion mit der **grünen Messleitung** verbunden.

Im nächsten Schritt muss im Einstelldialog des **Schalters**, der als Leistungsschalter mit dem Ausgang der Logikfunktion verbunden werden soll, die Option **Knoten für AUS-Kommando** aktiviert werden (Abbildung 352). Durch die aktive Option wird ein dritter Knoten eingeblendet, der **AUS-Kommando Eingang** des **Schalter**. Mit Hilfe einer **Messleitung** muss jetzt der Ausgang der Logikfunktion mit dem AUS-Kommando Eingang des **Schalters** verbunden werden. In Abbildung 348 ist diese Verbindung abgebildet.

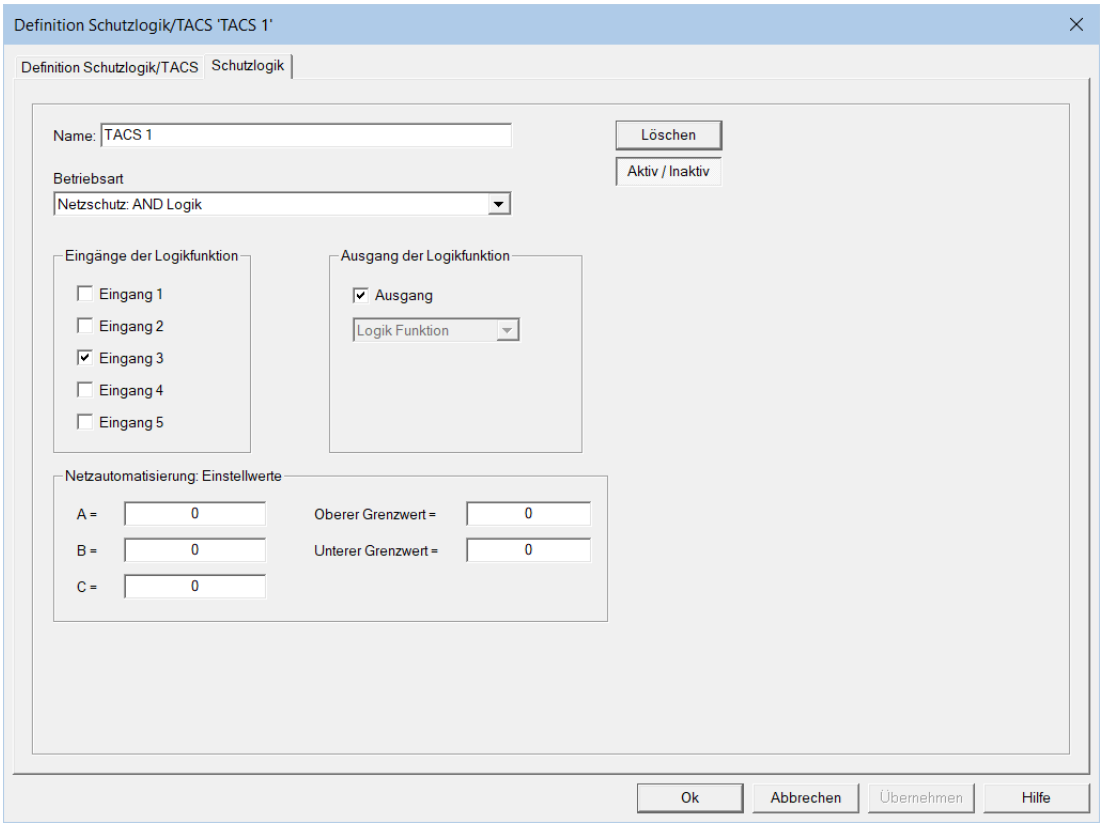


Abbildung 243: Registerkarte *Schutzlogik* im Einstelldialog *Schutzlogik/TACS* für Logikfunktionen

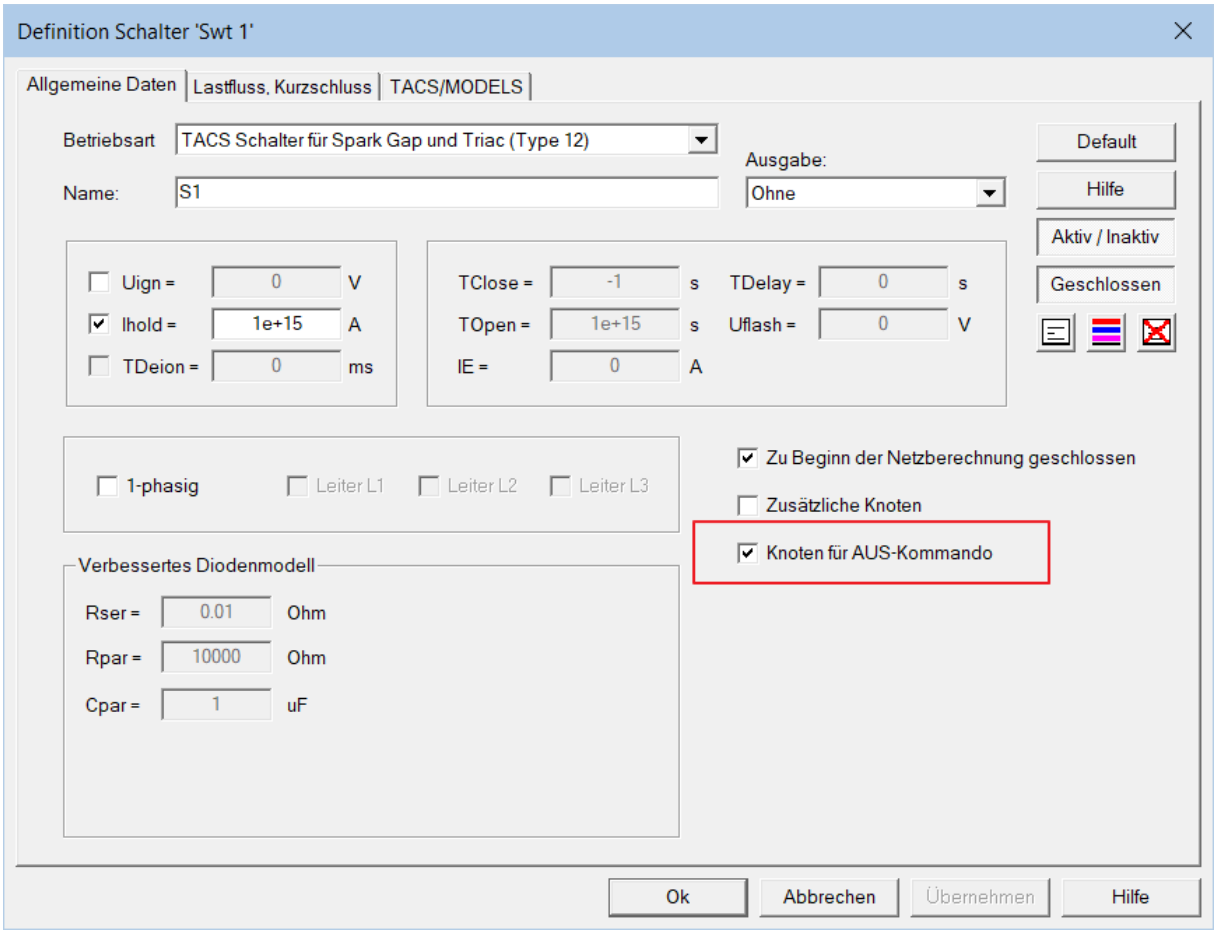


Abbildung 244: Einstelldialog *Schalter* für Logikfunktionen des Netzschutzes

6.1.38.8 Eingangssignale von Schutzgerät ➔ Schutzlogik/TACS

Ist ein **Mess/Schutzgerät** über eine **Messleitung** mit einem Eingang einer Logikfunktion verbunden, so kann durch einen **Left Mouse Button Double Click** ein Einstelldialog geöffnet werden, in dem das Ausgangssignal des **Mess/Schutzgerätes** ausgewählt werden kann. Bzgl. der Ausgangssignale wird eine positive Logik verwendet, d.h. das Eintreten des Ereignisses wird mit dem Wert **1 = TRUE** verarbeitet. Nachfolgend der Einstelldialog für die Ausgangssignale eines **Mess/Schutzgerätes**.

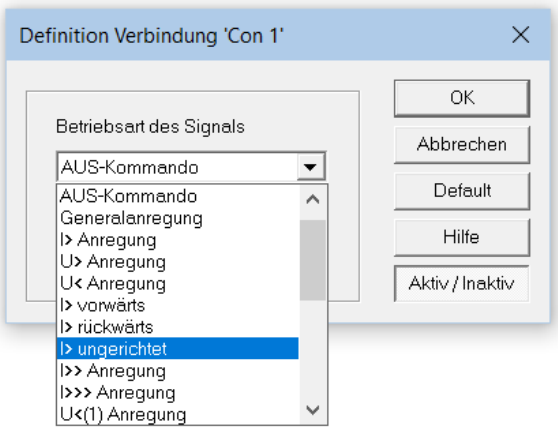


Abbildung 245: Auswahl des Ausgangssignals eines Schutzgerätes

Einstellwert	Bedeutung
Ohne	Das **Mess/Schutzgerät** gibt den **logischen Wert 0** (= FALSE) aus.
AUS-Kommando	Das **Mess/Schutzgerät** gibt den logischen Zustand für das **AUS-Kommando** (General-AUS-Kommando) aus.
Generalanregung	Das **Mess/Schutzgerät** gibt den logischen Zustand der **Generalanregung** aus.
I> Anregung	Überstromzeitschutz, Distanzschutz: Anregung I>
U> Anregung	Überstromzeitschutz, Distanzschutz: Anregung U>
U< Anregung	Überstromzeitschutz, Distanzschutz: Anregung U<
I> vorwärts	Überstromzeitschutz, Distanzschutz: Anregung I> Kurzschlussrichtung vorwärts
I> rückwärts	Überstromzeitschutz, Distanzschutz: Anregung I> Kurzschlussrichtung rückwärts
I> ungerichtet	Überstromzeitschutz, Distanzschutz: Anregung I> Kurzschlussrichtung ungerichtet
I>> Anregung	Überstromzeitschutz, Distanzschutz: Anregung I>>
I>>> Anregung	Überstromzeitschutz, Distanzschutz: Anregung I>>>
U<(1) Anregung **U<(1) Anregung** **U<(1) Anregung**	3-stufiger Unterspannungsschutz in der Registerkarte **U<> & I>**
U>(1) Anregung **U>(2) Anregung** **U>(3) Anregung**	3-stufiger Überspannungsschutz in der Registerkarte **U<> & I>**

6.1.38.9 Eingangssignale von Schalter ➔ Schutzlogik/TACS

Ist ein **Schalter** über eine **Messleitung** mit einem Eingang einer Logikfunktion verbunden, so kann durch einen **Left Mouse Button Double Click** ein Einstelldialog geöffnet werden, in dem das Ausgangssignal des **Schalters** ausgewählt werden kann. Bzgl. der Ausgangssignale wird eine positive Logik verwendet, d.h. das Eintreten des Ereignisses wird mit dem Wert **1 = TRUE** verarbeitet. Nachfolgend der Einstelldialog für die Ausgangssignale eines **Schalters**.

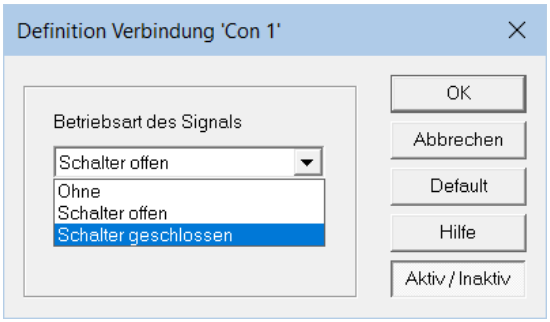


Abbildung 246: Auswahl des Ausgangssignals eines Schalters

Einstellwert	Bedeutung
Ohne	Der **Schalter** gibt den **logischen Wert 0** (= FALSE) aus.
Schalter offen	Der **Schalter** gibt den logischen Zustand der Schalterstellungsmeldung **vor dem Start der Netzberechnung** aus. ▪ **1 = TRUE** : wenn der Schalter geöffnet ist ▪ **0 = FALSE** : sonst
Schalter geschlossen	Der **Schalter** gibt den logischen Zustand der Schalterstellungsmeldung **vor dem Start der Netzberechnung** aus. ▪ **1 = TRUE** : wenn der Schalter geschlossen ist ▪ **0 = FALSE** : sonst

Ein Beispiel ist in Verarbeitung der Schalterstellungsmeldung erläutert.

6.1.38.10 Signale von Schutzlogik/TACS ➔ Schutzlogik/TACS

Die Ausgänge von **Schutzlogik/TACS** Elementen können als Eingangsfunktionen anderer **Schutzlogik/TACS** Elemente verwendet werden. Der in Abbildung 355 dargestellte Einstelldialog wird nach einem **Left Mouse Button Click** auf die **grüne Messleitung** geöffnet. Der Einstellwert kann nicht verändert werden.

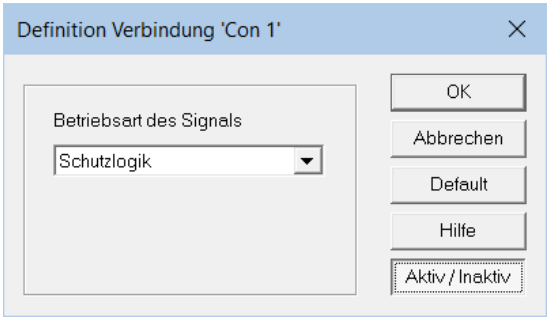


Abbildung 247: Signale von Schutzlogik/TACS ➔ Schutzlogik/TACS

6.1.38.11 Ausgangssignale von Schutzlogik/TACS an andere Netzwerkelemente

Der Ausgang eines Netzwerkelementes **Schutzlogik/TACS** kann mit bis zu **10** anderen Netzwerkelementen vom Typ

- **Mess/Schutzgerät**,
- **Schalter** und
- **Schutzlogik/TACS**

verbunden werden. Dabei kann dem Ausgangssignal durch einen **Left Mouse Button Double Click** auf die **grüne Messleitung** eine Funktion zugewiesen werden.

6.1.38.12 Ausgangssignale von Schutzlogik/TACS ➔ Schutzgeräte

Durch einen **Left Mouse Button Double Click** auf die grüne **Messleitung** wird der Einstelldialog wie nachfolgend dargestellt geöffnet.

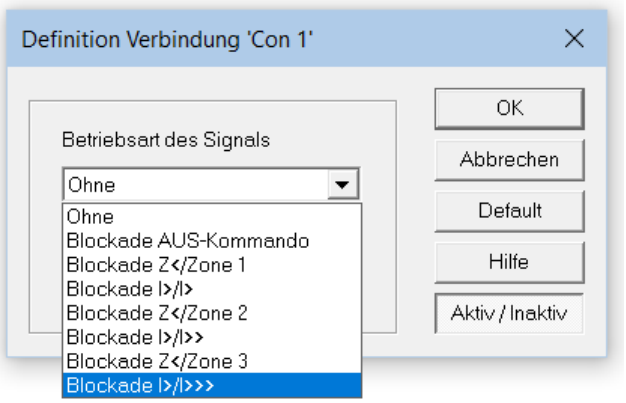


Abbildung 248: Ausgangssignale von Schutzlogik/TACS ➔ Schutzgeräte

Die in der nachfolgenden Tabelle erläuterten Signale werden immer an das Schutzgerät ausgegeben, das an der **grünen Messleitung** angeschlossen ist.

Einstellwert	Bedeutung
Ohne	Die **grüne Messleitung** hat keine Funktion.
Blockade AUS-Kommando	Das AUS-Kommando eines an der **grünen Messleitung** angeschlossenen Schutzgerätes wird blockiert.
Blockade Z</Zone 1	Distanzschutz: Distanzentscheid der Distanzzone 1 wird blockiert, d.h. ob die Kurzschlussimpedanz im Mitsystem innerhalb der Auslösekennlinie liegt.
Blockade I>/I>	Überstromzeitschutz: Die Anregung I> wird blockiert.
Blockade Z</Zone 2	Distanzschutz: Distanzentscheid der Distanzzone 2 wird blockiert, d.h. ob die Kurzschlussimpedanz im Mitsystem innerhalb der Auslösekennlinie liegt.
Blockade I>/I>>	Überstromzeitschutz: Die Anregung I>> wird blockiert.
Blockade Z</Zone 3	Distanzschutz: Distanzentscheid der Distanzzone 3 wird blockiert, d.h. ob die Kurzschlussimpedanz im Mitsystem innerhalb der Auslösekennlinie liegt.
Blockade I>/I>>>	Überstromzeitschutz: Die Anregung I>> wird blockiert.

6.1.38.13 Ausgangssignale von Schutzlogik/TACS ➔ Schalter

Der Ausgang eines Netzwerkelementes **Schutzlogik/TACS** kann über eine **Messleitung** mit dem **Knoten für AUS-Kommando** eines **Schalters** verbunden werden. Unter Verwendung einer positiven Logik, d.h. **TRUE** = öffnen, **FALSE** = schließen, kann der Schalter geöffnet oder geschlossen werden. Ein Beispiel ist in nachfolgend dargestellt.

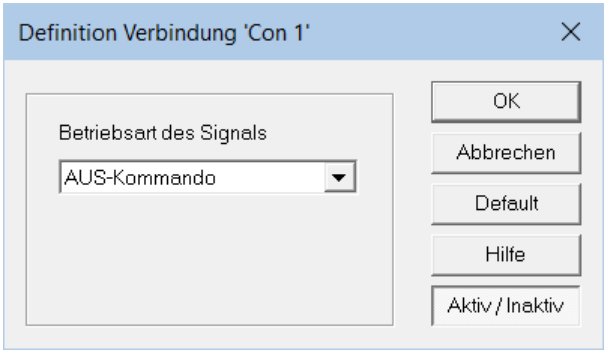


Abbildung 249: Ausgangssignale von Schutzlogik/TACS ➔ Schalter

Einstellwert	Bedeutung
AUS-Kommando	Im Sinne eines schutztechnischen AUS-Kommandos wird der Schalter geöffnet, aber nicht mehr geschlossen. ▪ 1 = **TRUE** : Schalter wird geöffnet ▪ 0 = **FALSE** : keine Aktion
Öffnen/Schließen	Der Schalter kann geöffnet oder geschlossen werden. ▪ 1 = **TRUE** : Schalter wird geöffnet ▪ 0 = **FALSE** : Schalter wird geschlossen

6.1.38.14 Anzeige der Ein- und Ausgangsfunktionen in einem Tooltip

ATPDesigner identifiziert automatisch die an einem Netzwerkelement **Schutzlogik/-TACS** über **Messleitungen** an den Eingängen 1…5 angeschlossenen **Mess/Schutzgeräte**, **Schalter** oder andere Logikfunktionen und den am Ausgang über eine **grüne Messleitung** angeschlossenen **Schalter**. Die erkannten Netzwerkelemente werden mit ihrem Referenznamen und dem anwenderspezifischen Namen in einem Tooltip angezeigt, wenn nach der **Berechnung eines stationären Netzzustandes** der Mauszeiger über dem grafischen Symbol des TACS-Netzwerkelementes positioniert wird.

Die von ATPDesigner automatisch an den Eingängen und an dem Ausgang ermittelten Netzwerkelemente, mit deren logischen Zuständen, werden in einem Tooltip nach ausgeführter Berechnung eines stationären Netzzustandes angezeigt.

Anzeigetext	Bedeutung
Eing 1..5	Anwenderspezifischer Name und [Referenzname] des an **Eingang 1…5** angeschlossenen **Mess/Schutzgerätes** oder **Schalters**
Ausg	Anwenderspezifischer Name und [Referenzname] des am **Ausgang** angeschlossenen **Mess/Schutzgerätes** oder **Schalters** oder **Schutzlogik/TACS** Elementes.

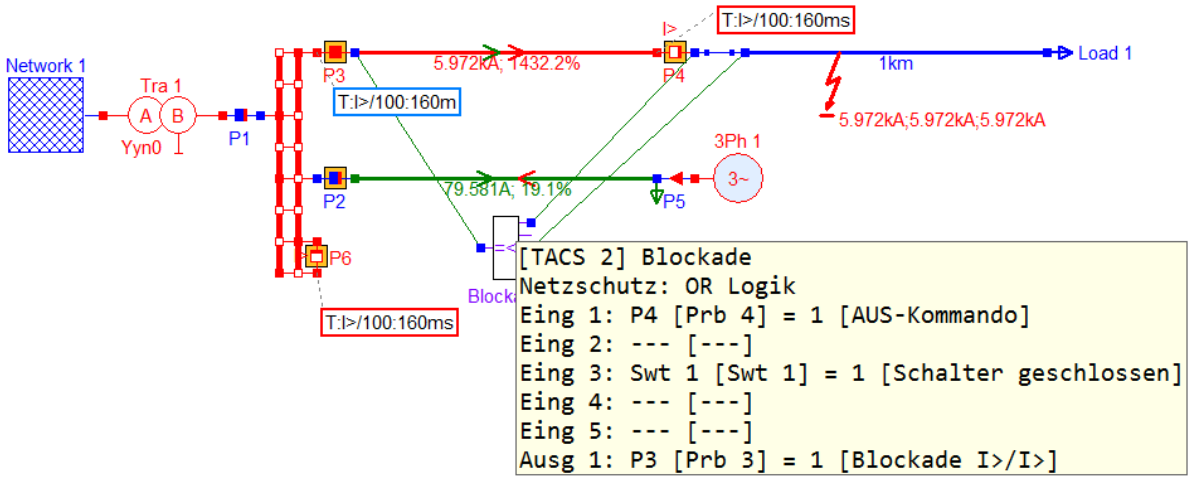


Abbildung 250: Anzeige der Signale mit logischen Zuständen

6.1.38.15 Logikfunktionen - Zulässige Reihenschaltung von Schutzgeräten

Die direkte Reihenschaltung mehrerer **Mess/Schutzgeräte** ist grundsätzlich zulässig. Um eine eindeutige Identifikation der einem **Schutzlogik/TACS** Element über **Messleitungen** angeschlossenen **Mess/Schutzgerätes** sicherzustellen, sind Regeln zu beachten. Unabhängig davon wird empfohlen, die von ATPDesigner automatisch an den Eingängen eines TACS-Netzwerkelementes erkannten Schutzgeräte nach einer **Berechnung eines stationären Netzzustandes** mit dem Tooltip zu überprüfen. Eine kritische Konstellation ist immer dann gegeben, wenn mehrere **Mess/Schutzgeräte** am gleichen Netzknoten direkt verbunden sind, der über eine **grüne Messleitung** mit einem Eingang eines TACS-Netzwerkelementes verbunden ist. Als Beispiel zeigt Abbildung 359 eine zulässige direkte Reihenschaltung von **Mess/Schutzgeräten**.

Regel	Erläuterung
Regel 1	Sind zwei **Mess/Schutzgeräte** direkt an einem Netzknoten miteinander verbunden, so wird das Schutzgerät über die **grüne Messleitung** mit dem **Schutzlogik/TACS** –Eingang verbunden, das mit der **roten Pfeilspitze** auf den betrachteten Netzknoten zeigt.
Regel 2	Alle anderen direkten Reihenschaltungen von Schutzgeräten an einem gemeinsamen Netzknoten führen zu keinem eindeutigen d.h. zufälligen Ergebnis.

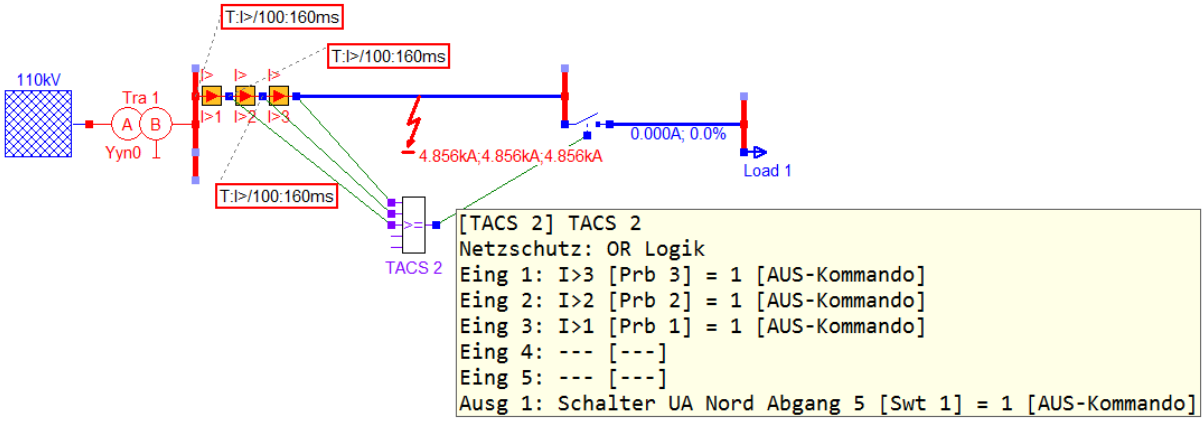


Abbildung 251: Logikfunktionen - Zulässige Reihenschaltung von Schutzgeräten

⇨ Es wird dringend empfohlen, nach einer erfolgten **Berechnung eines stationären Netzzustandes** die von ATPDesigner automatisch identifizierten Schutzgeräte und auch andere Netzwerkelemente mit dem Tooltip wie oberhalb dargestellt zu kontrollieren.

6.1.38.16 Unzulässige Verknüpfungen der Logikfunktionen

ATPDesigner prüft soweit möglich die Zulässigkeit der vom Anwender erstellten Logikfunktionen und deren Verbindungen untereinander. Es kann aber nicht gewährleistet werden, dass alle denkbaren grafischen Verbindungen der Logikfunktionen zu einem logisch korrekten Ergebnis führen.

⇨ **Es wird daher dem Anwender von ATPDesigner dringend geraten, die Logikfunktionen ausführlich und vollständig mit Hilfe der Tooltips der Logikfunktionen zu überprüfen.**

Folgende grafischen Verbindungen von Logikfunktionen, die mit dem Netzwerkelement **Schutzlogik/TACS** realisiert werden, sind u.a. nicht zulässig:

- Verbindungen vom Ausgang zu einem der Eingänge der gleichen Logikfunktion
- Verbindungen von einem der Eingänge einer Logikfunktion zu einem der Eingänge einer anderen Logikfunktion
- Verbindungen vom Ausgang einer Logikfunktion zu dem Ausgang einer anderen Logikfunktion

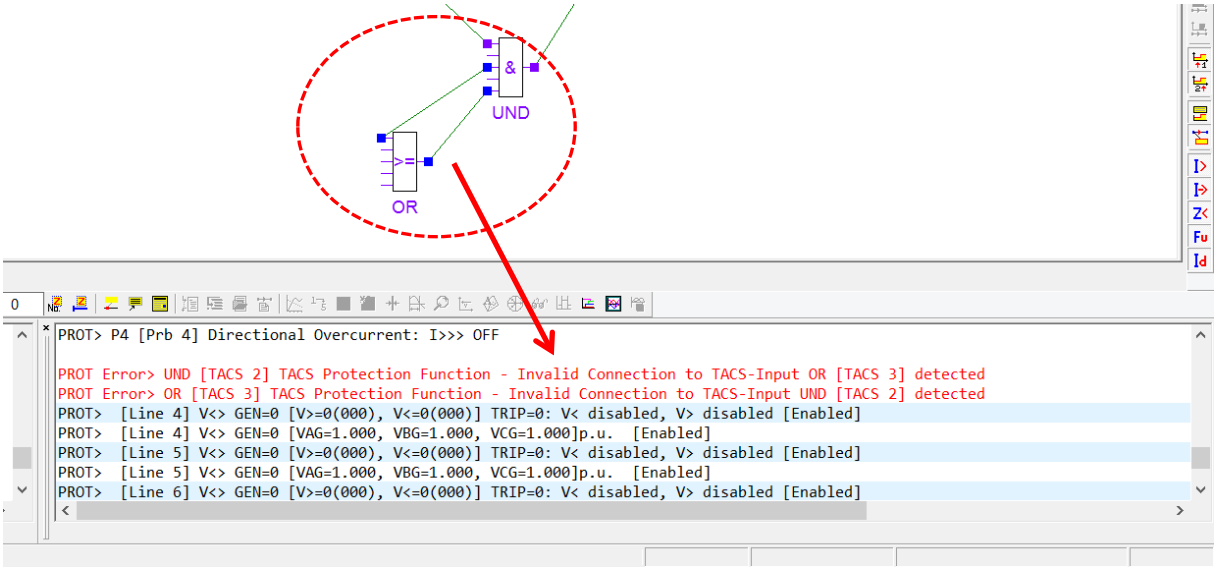


Abbildung 252: Beispiel für eine unzulässige Betriebsweise der Logikfunktion

Wird durch ATPDesigner ein Fehler in der Logikfunktion erkannt, so erfolgt eine Ausgabe im Meldungsfenster für **Netzschutzmeldungen**.

⇨ **Es kann nicht gewährleistet werden, dass alle denkbaren unzulässigen logischen Verbindungen von Logikfunktionen TACS durch ATPDesigner erkannt werden. Der Anwender von ATPDesigner wird aufgefordert, nicht erkannte unzulässige Logikfunktionen dem Autor oder Lizenzgeber anzuzeigen.**

6.1.38.17 Beispiel: Blockade durch rückwärtige Verriegelung

Nachfolgend ist ein Beispiel für eine rückwärtige Verriegelung dargestellt.

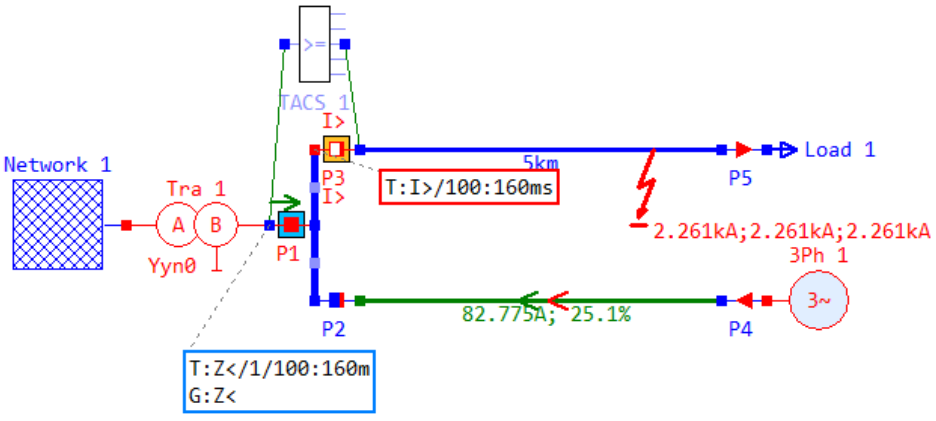
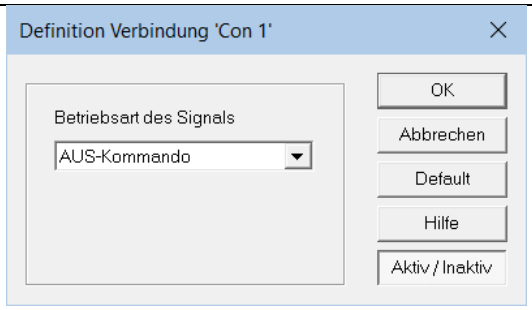
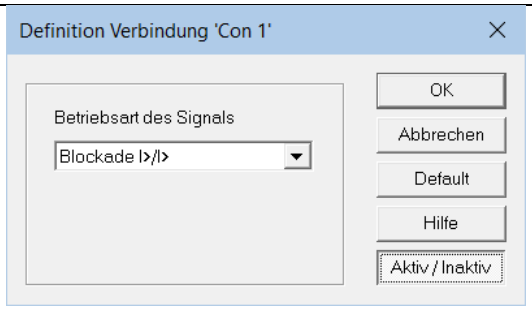


Abbildung 253: Blockade durch rückwärtige Verriegelung

Die beiden Schutzgeräte **P1** (Distanzschutz) und **P3** (Überstromzeitschutz) sind mit gleicher Staffelzeit eingestellt. Durch das **Schutzlogik/TACS** Element wird die AUS-Kommando von **P3** an **P1** weitergereicht und blockiert dadurch die I>-Anregung von **P1**.



Einstellung grüne Messleitung an P3



Einstellung grüne Messleitung an P1

Die schutztechnische Reaktion vom Schutzgerät **P1** ohne und mit Blockade wird im **hellblau eingerahmten Textframe** ausgegeben.

1. Zeile: Ergebnis der Schutzanalyse **ohne** Berücksichtigung der Ausgangssignale der Schutzlogik z.B. von Blockadesignalen
2. Zeile: Ergebnis der Schutzanalyse **mit** Berücksichtigung der Ausgangssignale der Schutzlogik

Das Ergebnis wird auch im Meldungsfenster für **Netzschutzmeldungen** ausgegeben.

```
PROT> Schutzfunktion mit AUS-Kommando oder Blockade-Signal
PROT> P1 [Prb 1] GEN=1 AUS=0 >>> G:Z< [T:Z</1/100:160ms] : Blockiert durch die Schutzlogik
PROT> P3 [Prb 3] GEN=1 AUS=1 >>> T:I>/100:160ms

PROT> Kleinste erkannte AUS-Kommandozeit T:100ms
```

Abbildung 254: Ausgabe der Schutzanalyse ohne und mit den Ergebnissen der Schutzlogik

6.1.38.18 Schutzlogik „unsichtbar“ zeichnen

Die Schutzlogik inklusive der zugehörigen **Messleitungen** kann mit einer einstellbaren Zeichenfarbe und dem Menüpunkt **Schutzlogik unsichtbar** „unsichtbar“ gezeichnet werden.

- Hauptmenü **Netzschutz**
- Menüpunkt **Netzschutz Logik**

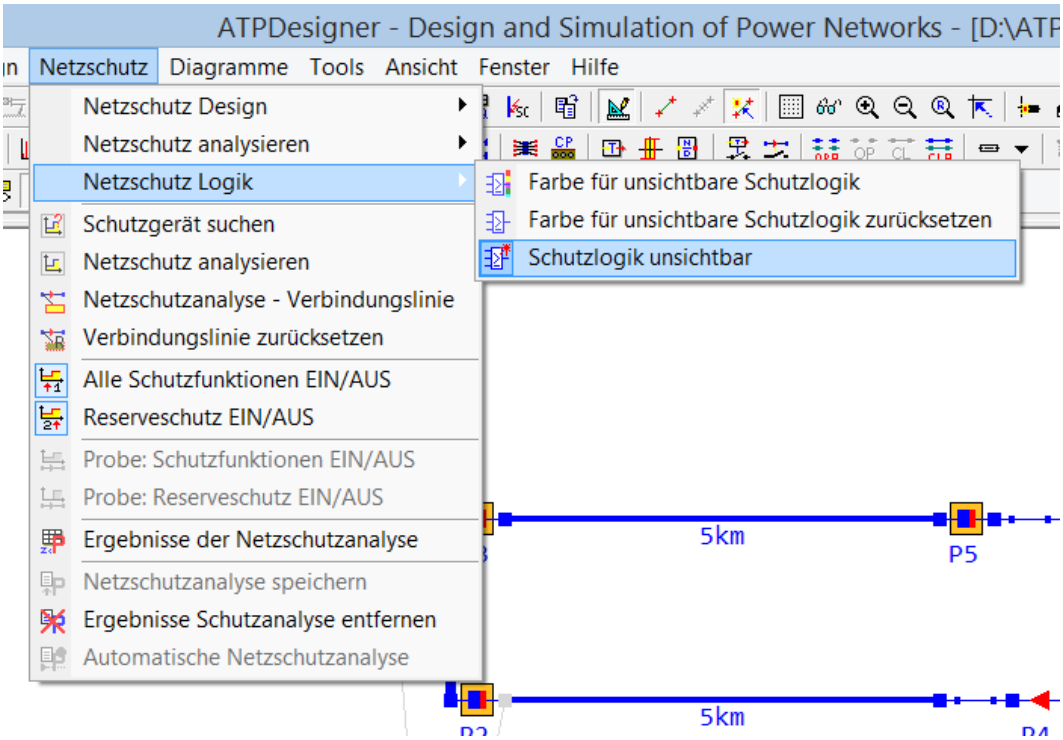


Abbildung 255: Schutzlogik – Zeichenfarbe „unsichtbar“

Menüpunkt	Bedeutung
Farbe für unsichtbare Schutzlogik	Die Zeichenfarbe für die „unsichtbare“ Schutzlogik kann ausgewählt werden.
Farbe für unsichtbare Schutzlogik zurücksetzen	Die Zeichenfarbe für die „unsichtbare“ Schutzlogik wird zurückgesetzt.
Schutzlogik unsichtbar	Die Schutzlogik wird sichtbar oder unsichtbar gezeichnet. Der Menüpunkt wird als Schalter zwischen sichtbar und unsichtbar verwendet.

In der nachfolgenden Abbildung ist ein Beispiel für eine „unsichtbare“ Schutzlogik abgebildet. Die Farbe für die „unsichtbare“ Schutzlogik kann auch in der Registerkarte **Farben** des Einstelldialogs **Einstellungen Elektrisches Netz** mit dem Button **Unsichtbar** eingestellt werden.

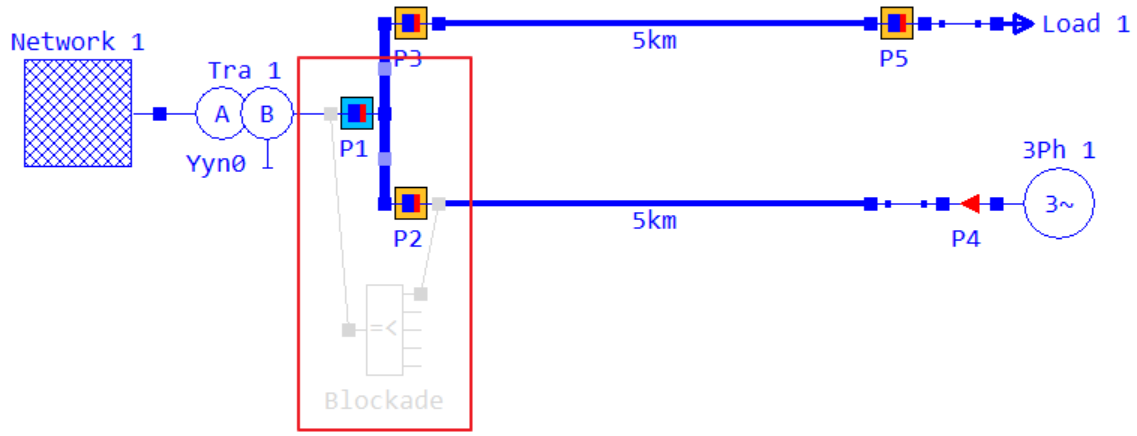
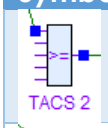
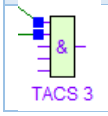


Abbildung 256: Beispiel für „unsichtbare“ Schutzlogik

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Netzkonfiguration**, Registerkarte **Farben**

6.1.38.19 Ausgangszustandes der Schutzlogik: Einfärbung in der Netzgrafik

Der Ausgangszustand der Schutzlogik wird in der Netzgrafik eingefärbt.

Symbol	Bedeutung
	Logischer Zustand des Ausgangs = 1
	Logischer Zustand des Ausgangs = 0

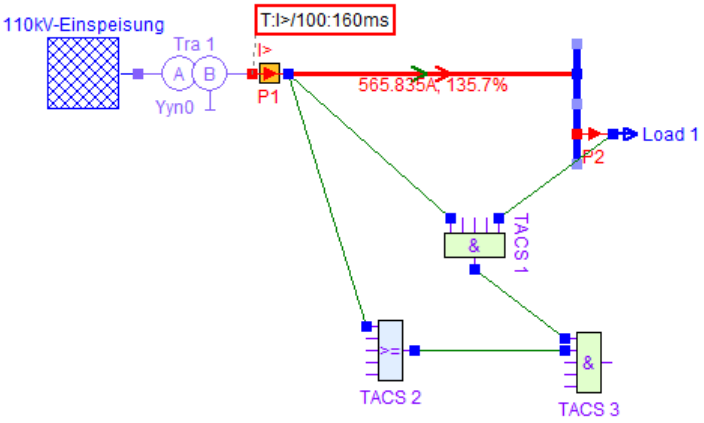


Abbildung 257: Einfärbung des Ausgangszustandes

6.1.39 Internes ATP basiertes Modell

Das Modell des **Mess/Schutzgerätes** besteht aus der Serienschaltung von zwei Resistanzen, die das ATP basierte Messobjekt (**MEASURING SWITCH**) beidseitig als Längselement einschließen. Damit wird das Messobjekt von dem restlichen elektrischen Netzwerk durch jeweils eine Längsresistanz entkoppelt. Der Wert der beiden internen Resistanzen kann im Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz**, Registerkarte **Einstellungen ATP** mit dem Einstellwert **CB Interne Resistanz** eingestellt werden.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Netzkonfiguration**, Registerkarte **Einstellungen ATP**

6.1.40 QU: Blindleistungs-Unterspannungsschutz (Q-U-Schutz)

Die Implementierung des Q-U-Schutzes erfolgte in Anlehnung an das Lastenheft des Q-U-Schutzes des FNN [14]. Der Einstelldialog des Q-U-Schutzes (Registerkarte **QU**) ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt. In den nachfolgenden Erläuterungen werden Abbildungen und Textelemente aus dem FNN-Lastenheft [14] verwendet, um den fachlichen Bezug eindeutiger darzustellen.

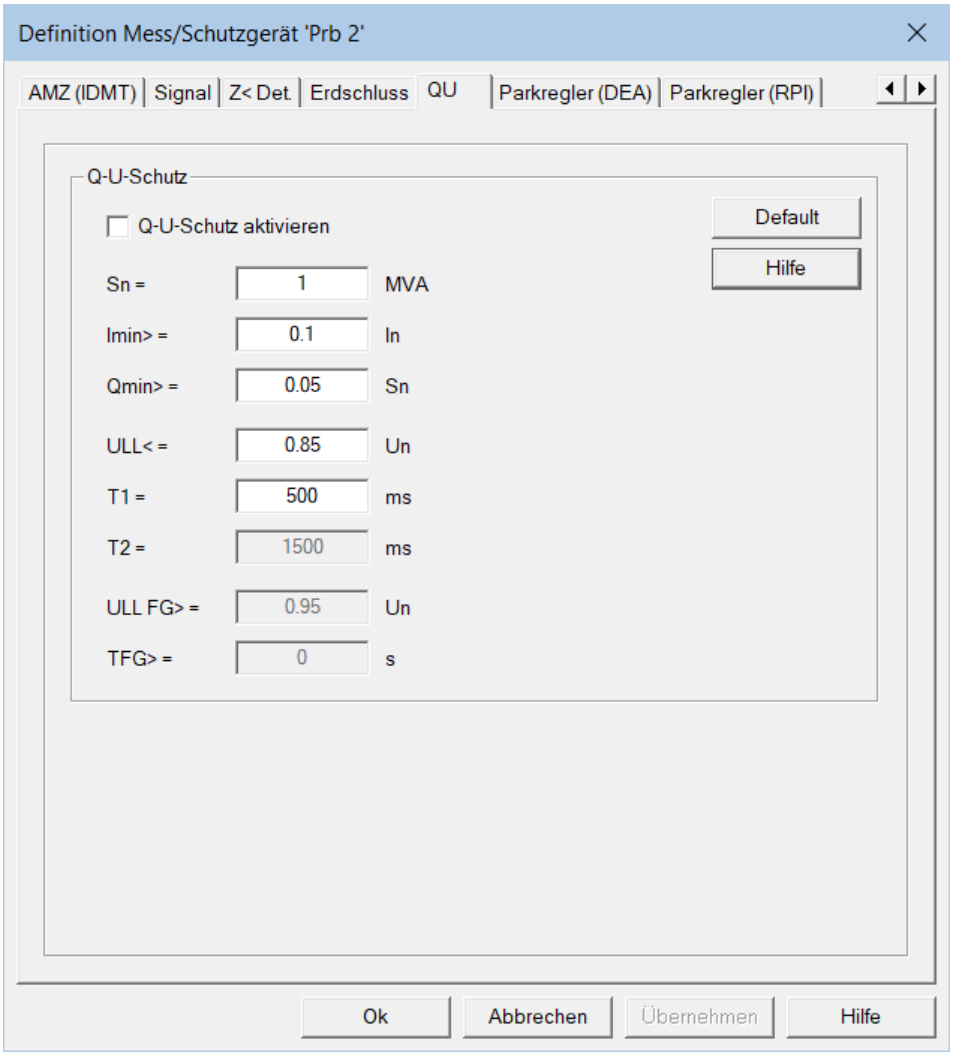


Abbildung 258: Einstelldialog der Q-U-Schutzes

Der Q-U-Schutz kann zusammen mit den folgenden Hauptschutzfunktionen verwendet werden, die in der Registerkarte **Allgemeine Daten** mit dem Einstellwert **Netzschutz** eingestellt werden.

Registerkarte	Hauptschutzfunktion
U<> & I>	Gerichteter und ungerichteter Überstromzeitschutz
Distanzschutz	Distanzschutz

In Anlehnung an das FNN-Lastenheft [14] wird die in der nachfolgenden Abbildung dargestellte Blindleistungsrichtungskennlinie (Variante 2) verwendet. Es wird das **Verbraucherzählpfeilsystem** im Sinne des **roten** Messpfeils des **Mess/Schutzgerätes** verwendet.

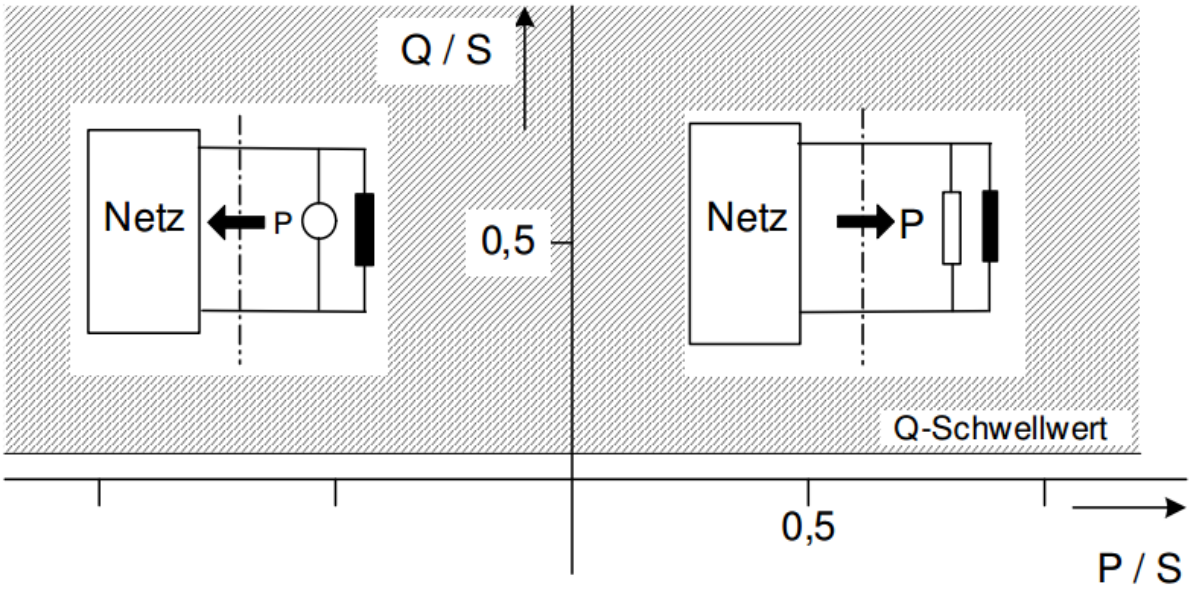


Abbildung 259: Blindleistungsrichtungskennlinie (Variante 2) nach FNN-Lastenheft [14]

Einstellwert	Bedeutung
Q-U-Schutz aktivieren	Q-U-Schutz ein- oder ausschalten
Imin>	Freigabestrom für Q-U-Schutz (UND-Verknüpfung der Messglieder) in Bezug auf den sekundären Wandlerbemessungsstrom
Qmin>	Ansprechschwelle für Blindleistung in Bezug auf die Nennscheinleistung S_n
ULL<	Ansprechwert des Q-U-Schutzes bei Unterspannung (UND-Verknüpfung der Anregungen der Leiter-Leiter-Spannungen)
T1	Zeitstufe für das AUS-Kommando der EZE-Schalter
T2	Zeitstufe für das AUS-Kommando am Netzanschlusspunkt (NAP)
ULL FG>	Freigabe zur Wiederzuschaltung (UND-Verknüpfung der Messglieder)
TFG>	Zeitstufe für Wiederzuschaltung der Erzeugungseinheiten (EZE)
Sn	Nennleistung der Erzeugungsanlage (EZA)

Die prinzipielle Wirkungsweise des Q-U-Schutzes ist nach FNN-Lastenheft [14] nachfolgend dargestellt.

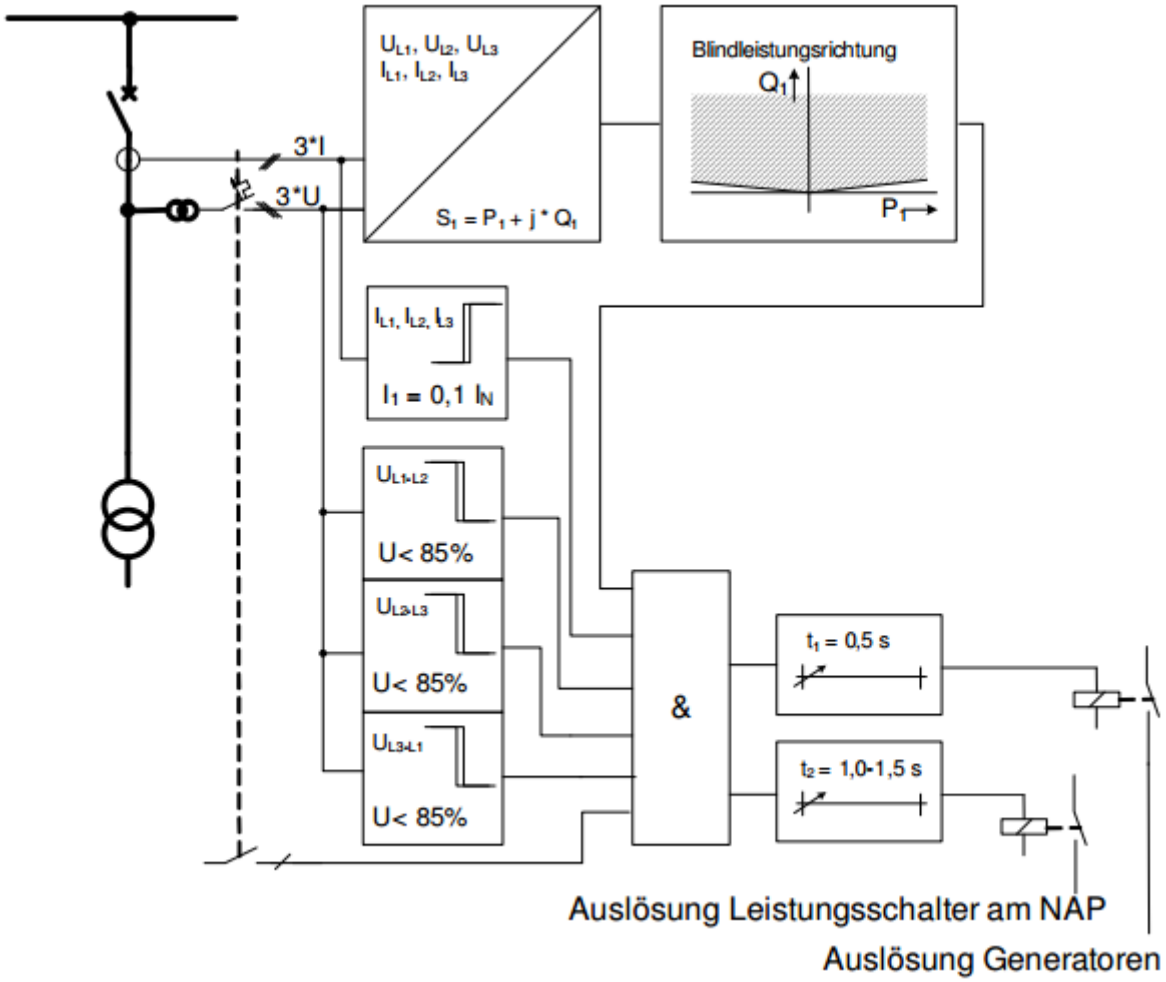


Abbildung 260: Prinzipielle Arbeitsweise des Q-U-Schutzes nach FNN-Lastenheft [14]

Zur Anregung des Q-U-Schutzes müssen die Beträge aller Leiter-Leiter-Spannungen unterhalb 85 % der Nennspannung liegen. Außerdem wird geprüft, ob der Betrag des Mitsystemstroms $\underline{I}_1$ größer als der eingestellte Freigabestrom $I_{min>}$ ist. Zur Überprüfung des Ansprechwertes $Q_{min>}$ gilt zu berücksichtigen, dass laut FNN-Lastenheft Lastenheft Blindleistungs-Unterspannungsschutz (Q-U-Schutz) die Überwachung in den Mitsystemgrößen erfolgen soll. Im Mitsystem beträgt die Anregung für $Q_{min>}$ somit nur noch ein Drittel des eingestellten Wertes. Dieser neue Wert wird mit der berechneten Mitsystemblindleistung Q_1 verglichen.

Werden alle Bedingungen erfüllt, so ist der Q-U-Schutz angeregt und löst nach der Staffelzeit T1 aus.

6.1.40.1 Ausgabe der Q-U-Schutz-Meldungen im Fenster *Netzschutzmeldungen*

Die Grafik zeigt die Meldung der Erdschlussrichtungserkennung im Meldungsfenster für **Netzschutzmeldungen**.

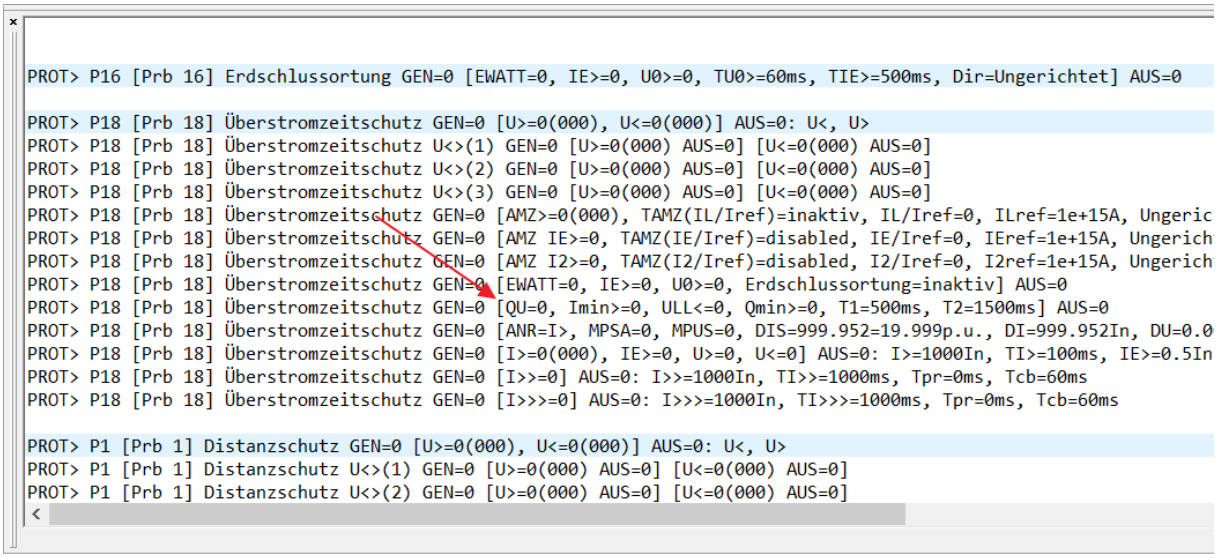


Abbildung 261: Ausgabe der Q-U-Schutzmeldungen im Fenster *Netzschutzmeldungen*

Meldung	Bedeutung
QU	Anregung des Q-U-Schutzes ▪ 1 = angeregt ▪ 0 = nicht angeregt
Imin>	Anregung **Imin>** ▪ 1 = angeregt ▪ 0 = nicht angeregt
ULL<	Anregung **ULL<** ▪ 1 = angeregt ▪ 0 = nicht angeregt
Qmin>	Anregung **Qmin>** ▪ 1 = angeregt ▪ 0 = nicht angeregt
T1	Einstellwert **T1**
T2	Einstellwert **T2**
AUS	AUS-Kommando wegen Erdschlussortung ▪ 1 = AUS-Kommando aktiv ▪ 0 = AUS-Kommando nicht aktiv
Q-U-Schutz=inaktiv	Die Schutzfunktion ist deaktiviert

6.1.40.2 Ausgabe der Q-U-Schutz-Meldungen in der Netzgrafik

Die Ergebnisse des Q-U-Schutzes werden in der Netzgrafik angezeigt. Die angegebene Zeit entspricht der Zeitverzögerung T1.

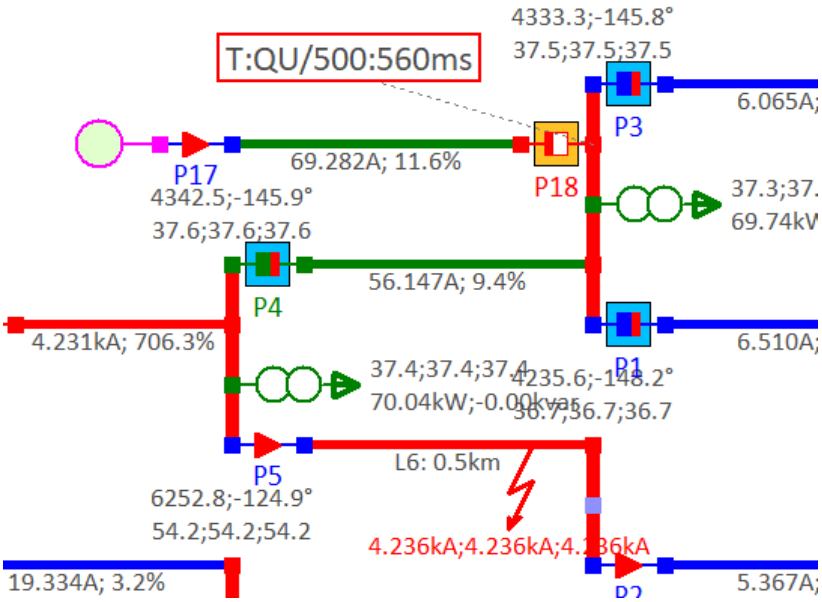


Abbildung 262: Ausgabe der Erdschlussrichtung in der Netzgrafik

Die automatische Inselnetzerkennung, die nach jedem AUS-Kommando ausgehend von den **Erzeugungsanlagen (DEA)** ausgeführt wird, erkennt, dass am Netzanschlusspunkt (NAP) der **Erzeugungsanlagen (DEA)** keine Netzspannung anliegt. Daher wird die **Erzeugungsanlagen (DEA)** automatisch deaktiviert, was an der **magenta** Zeichenfarbe zu erkennen ist.

6.1.41 Betriebsart als Messgerät mit Schutzlogik - Netzzustandsbewertung

Das **Mess/Schutzgerät** kann als **Messgerät ohne Schutzfunktionen** verwendet werden. In dieser Betriebsart sind mehrere Überwachungsfunktionen wie z.B. die Strom- und Spannungsüberwachungen verfügbar, aber keine Zeitstufen. Die **Überwachungsfunktionen** werden durch die Anregefunktionen der Schutzgeräte realisiert.

Die Betriebsart als **Messgerät** kann sehr vorteilhaft zusammen mit der Schutzlogik zur Bewertung des physikalischen Netzzustandes verwendet werden.

6.1.42 Netzschutz Design

Das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner unterstützt den Anwender u.a. beim Erstellen von Funktionen und Einstellwerten des Netzschutzes.

- Hauptmenü **Netzschutz**
- Menüpunkt **Netzschutz Design**

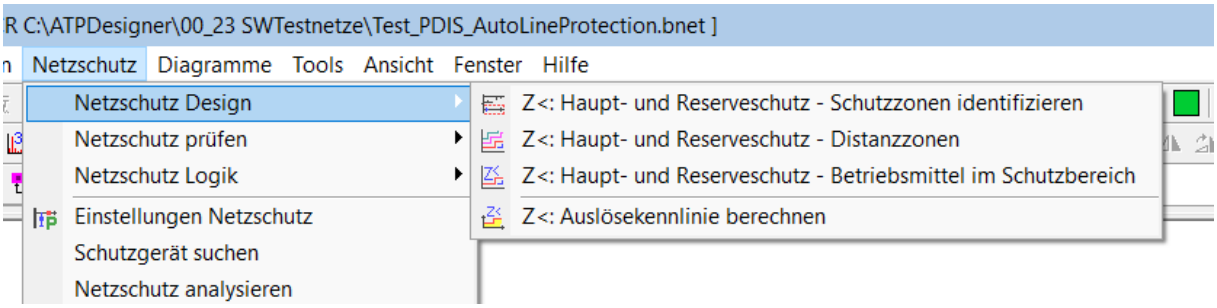


Abbildung 263: Netzschutz Design – Funktionen und Einstellwerte zum Netzschutz

6.1.42.1 Z<: Haupt- und Reserveschutz – Schutzzonen identifizieren

DIST: Automatische Einstellung des Distanzschutzes

6.1.42.2 Z<: Haupt- und Reserveschutz – Distanzzonen

DIST: Automatische Einstellung des Distanzschutzes

6.1.42.3 Z<: Haupt- und Reserveschutz – Betriebsmittel im Schutzbereich

DIST: Automatische Einstellung des Distanzschutzes

6.1.42.4 Netzschutz Design: Z<: Auslösekennlinie berechnen

DIST: Automatische Einstellung des Distanzschutzes

6.1.43 CBLV: Leistungsschalter für Niederspannungsnetze

Ein Leistungsschalter ist ein „*mechanisches Schaltgerät, das Ströme unter bestimmungsgemäßen Betriebsbedingungen im Stromkreis einschalten, führen und ausschalten und auch unter festgelegten außergewöhnlichen Bedingungen, wie Kurzschluss, einschalten, während einer festgelegten Zeit führen und ausschalten kann.*“ [26]. Die Grundlegende Funktionsweise eines Leistungsschalters ist vergleichbar mit der eines Leitungsschutzschalters. Im Fall eines zu hohen Effektivwertes des Stromflusses über eine bestimmte Zeit erfolgt einer allpoligen Unterbrechung der Leiterströme. Die Abschaltung kann dabei prinzipiell auf zwei Arten ausgelöst werden.

Im Falle eines Kurzschlusses fließt in aller Regel im Netz in mindestens einem der drei Leiter ein sehr hoher Kurzschlussstrom, der zur Schnellauslösung führt. Die **Schnellauslösung** wird in Kapitel I-Bereich genauer beschrieben. Die zweite Art der Auslösung erfolgt bei **Überlast**, bei dem in einem der drei Leiter ein Strom fließt welcher höher als der eingestellte Nennstrom, jedoch von seinem Betrag nicht so groß wie ein Kurzschlussstrom, ist. Dieser Strom führt zu einer zunehmenden Erwärmung eines Temperaturelementes und dadurch zu einer thermischen bedingten Abschaltung, was in Kapitel L-I^2t-Bereich genauer ausgeführt wird.

Bei den Auslösekennlinien der Strom-Zeit-Charakteristik unterscheidet man dabei die Auslösekennlinie und die Nichtauslösekennlinie. Die Auslösekennlinie beschreibt die Kennlinie, bei welchen Strom-Zeit-Wert der gemessenen Leiterströme vom Leistungsschalter abgeschaltet werden muss. Liegt ein Strom-Zeit-Wert unterhalb der Nichtauslösekennlinie darf der Leistungsschalter nicht auslösen und muss diesen Leiterstrom sicher führen. Damit der Leistungsschalter sowohl für ein sicheres Auslösen sowie für ein sicheres Nichtauslösen anwendbar ist, werden in diesem Modell die Kennlinien als Auswahlmöglichkeit im Einstelldialog bereitgestellt.

6.1.43.1 Grundlagen einstellbarer Leistungsschalter

Im Folgenden werden elektronische, einstellbare Leistungsschalter betrachtet. Diese Leistungsschalter lassen sich, auf Grund ihrer Strom-Zeit-Charakteristik, generell in zwei Arten der Auslösecharakteristik einteilen. Die jeweiligen Bereiche der Strom-Zeit-Charakteristiken werden unter Beschreibung der Teilbereiche erläutert, werden aber im Folgenden kurz eingeordnet und benannt.

6.1.43.2 CBLV: TMTU-Auslöser

Ein TMTU-Auslöser ist ein thermomagnetischer Auslöser (**T**hermal **M**agnetic **T**rip **U**nit) und besteht aus zwei Auslösebereichen.

Der **rote** L-Bereich in nachfolgender Abbildung bildet dabei eine stromabhängig zeitverzögerte Auslösung ab, im Sinne einer thermischen Erwärmung, welche vergleichbar mit der Auslösecharakteristik eines Bi-Metallauslöser ist. Der **grüne** Bereich der Kennlinie ist der unverzögerte I-Bereich. In diesem Bereich liegen Kurzschlussströme mit dem Vielfachen des Nennstroms bzw. Bemessungsstromes des Leistungsschalters, welche vergleichbar mit einem elektromagnetischen Schnellauslöser, in Schnellzeit abgeschaltet werden.

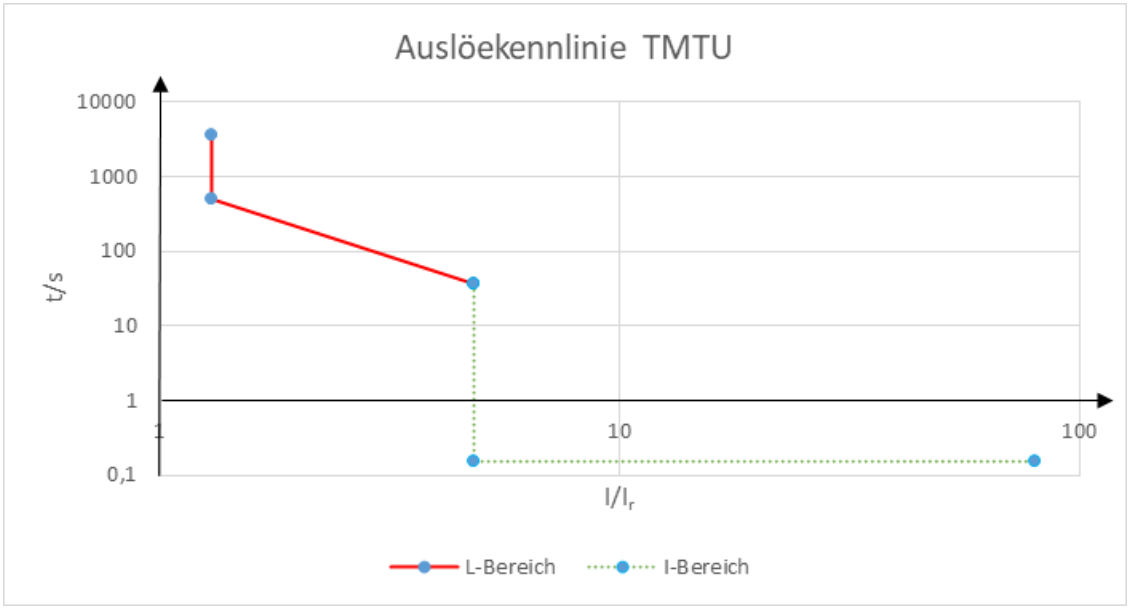


Abbildung 264: Auslösekennlinie TMTU-Auslöser

Zu dem L-Bereich in der nachfolgenden Abbildung gehören zwei Geradenabschnitte, die voneinander getrennt verwendet werden können. Der erste Bereich mit dem **roten** Geradenabschnitt wird als L-Bereich bezeichnet, gefolgt von dem L-I²t-Bereich in **orange**.

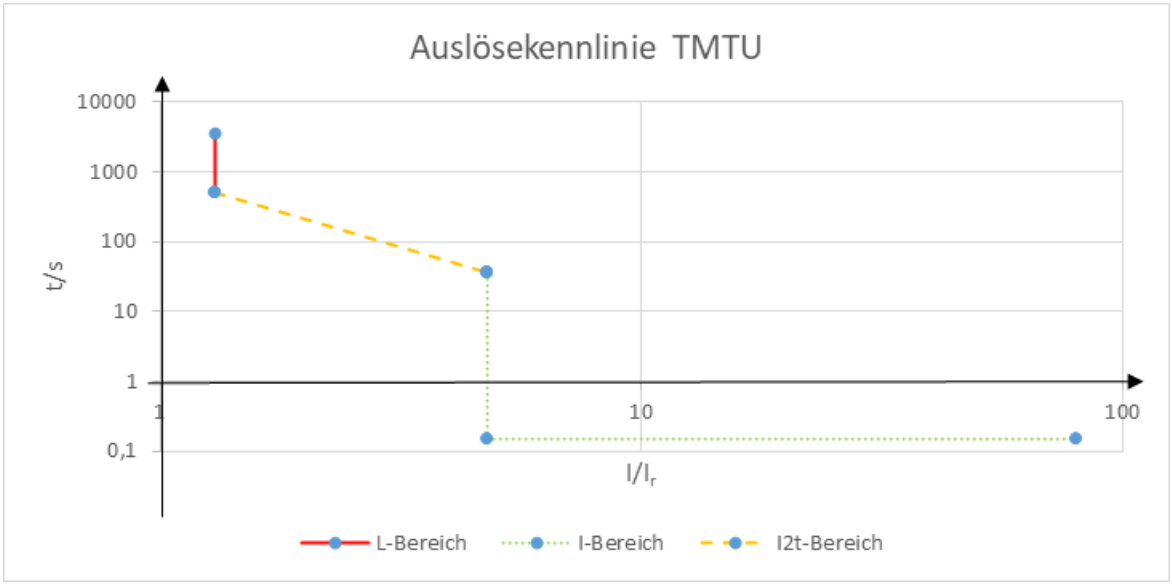


Abbildung 265: Auslösekennlinie TMTU-Auslöser mit L-I²t-Bereich

6.1.43.3 CBLV: ETU-Auslöser

Der **ETU-Auslöser** ist ein elektronischer Auslöser (**E**lectronic **T**rip **U**nit) und ist in seinem Kennlinienverlauf ähnlich dem TMTU-Auslöser. Es ist ein zusätzlicher S-Bereich vorhanden.

Der S-Bereich wird im Diagramm in der nachfolgenden Abbildung **blau** dargestellt. Der **gelb** dargestellte Kennlinienbereich kann sowohl mit konstanter Auslösezeit oder als **S-I²t-Bereich,** mit dem Verlauf des Schmelzintegrals, verwendet werden. Die übrigen Bereiche bleiben gleich zum TMTU-Auslöser oder ergeben sich durch Berechnung wie im weiteren Verlauf noch beschrieben.

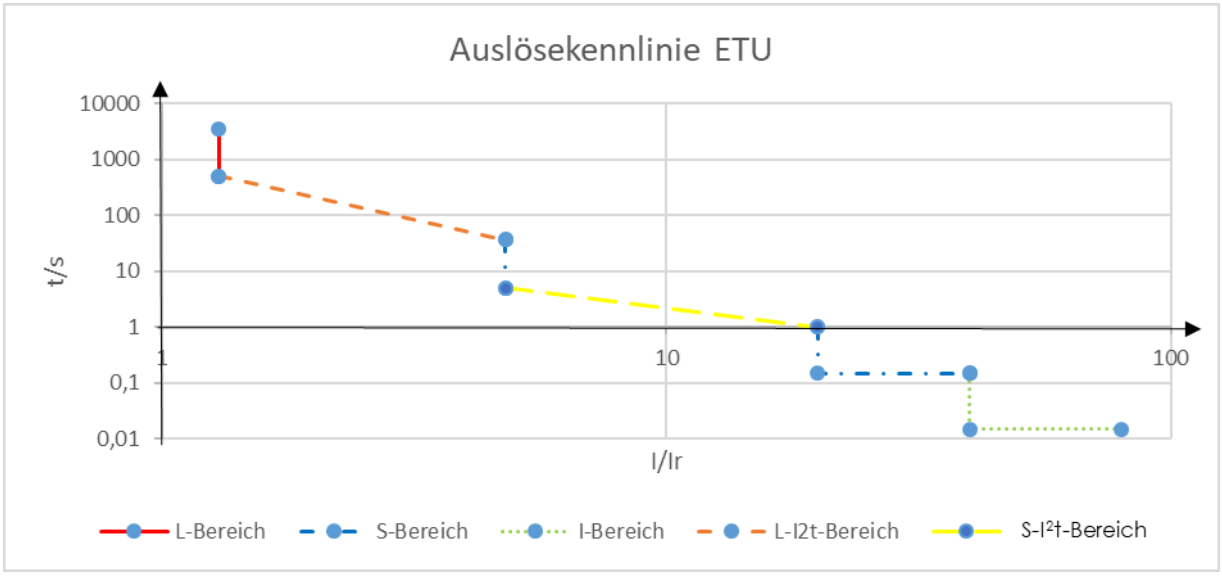


Abbildung 266: Auslösekennlinie ETU-Auslöser mit L-I²t-Bereich

6.1.43.4 Normative Vorgaben für das generische Modell

Das Auslöseverhalten von Leistungsschaltern ist in DIN VDE 0660-101 [26] prinzipiell mit wenigen Eckpunkten für die Kennlinien definiert, welche einzuhalten sind. Um das generische Modell im Sinne einer möglichst allgemeingültigen Verwendbarkeit definieren zu können, wurden aus mehreren handelsüblichen Leistungsschaltern weitere Kennlinienelemente ermittelt und in dem vorliegenden generischen Modell berücksichtigt. Dadurch ist es möglich, ein generisches, herstellerunabhängiges Modell zu konzipieren welches das Verhalten möglichst vieler handelsüblicher Leistungsschalter in guter Näherung nachbilden kann.

6.1.43.4.1 Konventioneller Nichtauslösestrom und konventioneller Auslösestrom

So definiert DIN VDE 0660-101 [26] einen **konventionellen Nichtauslösestrom** und einen **konventionellen Auslösestrom**.

Bezeichner	Bedeutung
Konventioneller Nichtauslösestrom = 1,05 · I_r	Der konventionelle Nichtauslösestrom ist der Strom, bis zu dem der Leistungsschalter nicht auslösen darf.
konventioneller Auslösestrom = 1,3 · I_r	Der konventionelle Auslösestrom, bis zu dem der Leistungsschalter ausgelöst haben muss.

- Die Auslösepunkte sind entsprechend DIN VDE 0660-101 [26] nach spätestens zwei Stunden, bei Stromkreisen mit Beträgen der Leiterströme mit $I_n < 63A$ oder nach spätestens einer Stunde bei Stromkreisen mit $I_n \geq 63A$ einzuhalten.

Somit betrifft diese normative Vorgabe im Wesentlichen nur den L-Bereich. Der Bereich zwischen L- und I-Auslöser wird nach der Norm mit dem Verhalten des Joule-Integrals (I^2t) beschrieben, wozu aber kein genaueren Anforderungen DIN VDE 0660-101 [26] festgelegt werden. Für den I-Bereich gibt die Norm DIN VDE 0660-101 [26] eine maximale Abweichung von ±20% vom eingestellten Auslösestrom vor.

6.1.43.5 CBLV: Einstelldialog des Leistungsschalters

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Registerkarte **LS 400V** mit den Einstellwerten des Leistungsschalters.

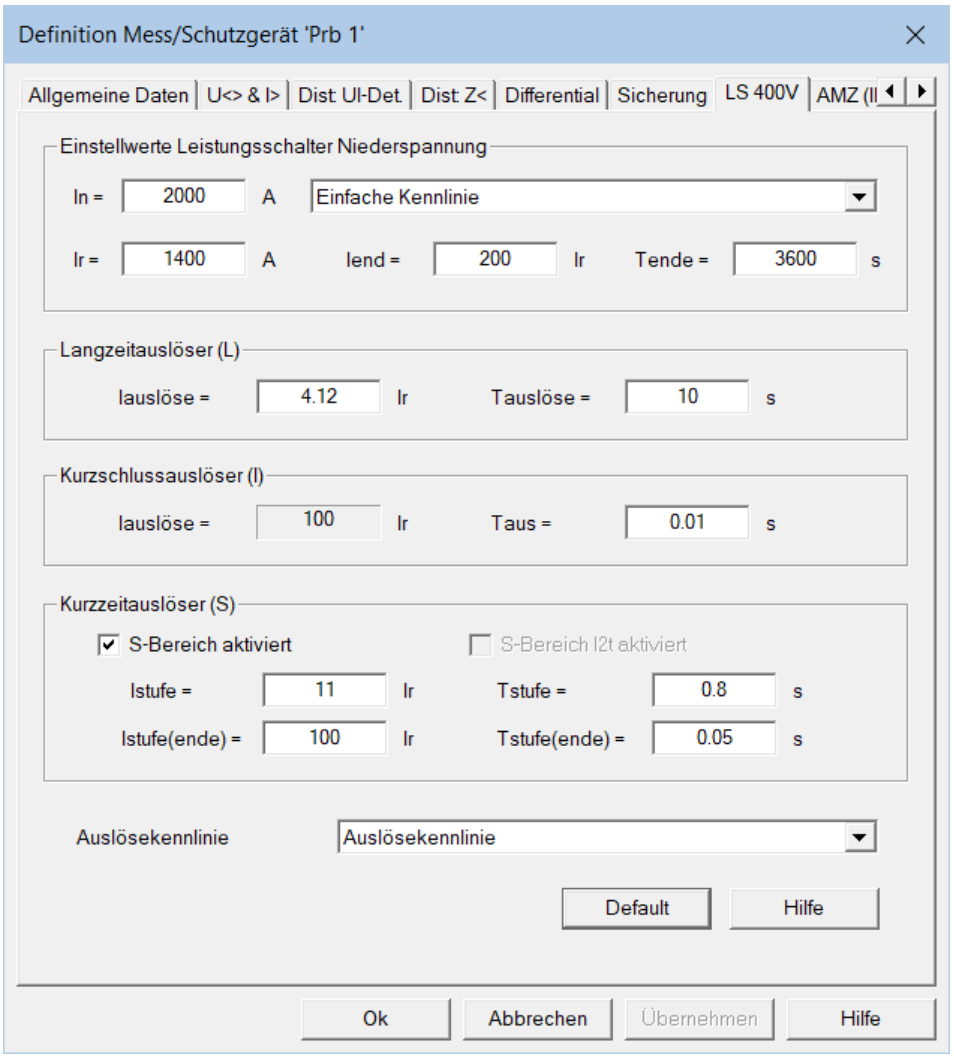


Abbildung 267: Einstelldialog Leistungsschalter *LS 400V*

Bezeichner der Gruppe	Bedeutung
Langzeitauslöser (L)	L-Bereich
Kurzschlussauslöser (I)	I-Bereich
Kurzzeitauslöser (S)	S-Bereich

Hinweis
Nachfolgend werden in Gleichungen und Formeln und einigen Beschreibungen die Bereiche der Kennlinie am Anfang des jeweiligen Index dem Bezeichner zugeordnet, um eine bessere Übersichtlichkeit zu erlangen.

- Beispiel eines Bezeichners: **Tauslöse** im I-Bereich wird als $\mathbf{T_{(I)auslöse}}$ beschrieben.

Allgemeine Einstellwert	Bedeutung
Tende	Ende des dargestellten Zeitbereichs in s
In	Nennstrom in A, wird nur zu grafischen Ausgabe benötigt
Ir	Bemessungsstrom in A
Iende	Ende des dargestellten Strombereichs bezogen in bezogen auf I_r
Auswahl der Betriebsart	Auswahl der Betriebsart für die angewendete Kennlinie ▪ Einfache Kennlinie ▪ Genaue Kennlinie
Kennlinienauswahl	Auswahl der Kennlinie für die Berechnung der Auslösezeit ▪ Auslösekennlinie ▪ Nicht-Auslösekennlinie ▪ Mittelkennlinie

Einstellwert L-Bereich	Bedeutung
Tauslöse	Einsetzen der Langzeitauslösung in s
Iauslöse/Ir	Auslösestrome zur Langzeitauslösung bezogen auf I_r
Tr	Zeitliches Verschieben des L-I2t-Bereichs in s bei Betriebsart einfacher Kennlinie
Isd/Ir	Strom zum Verschieben der S-Stufe bezogen auf I_r

Einstellwert I-Bereich	Bedeutung
Tauslöse	Einsetzen der Kurzschlussauslösers in s
Iauslöse/Ir	Auslösestrome zur Kurzschlussauslösers bezogen auf I_r, entspricht hier dem Wert von **Iende** des S-Bereichs

Einstellwert S-Bereich	Bedeutung
S-Bereich aktiv	Aktivierung S-Bereich
Iauslöse/Ir	Auslösestrome zur Langzeitauslösung bezogen auf I_r
S-I2t-Bereich aktiv	Ein- bzw. Ausschalten des Verlaufs nach Schmelzintegral in der S-Stufe
Istufe/Ir	Einsetzen der S-Stufe bezogen auf I_r
Istufe(ende)/Ir	Strom für das Ende der S-Stufe in bezogen auf I_r
Tstufe	Einsetzen der S-Stufe in s
Tstufe(ende)	Ende der S-Stufe in s
Ii/Ir	Strom zum Verschieben des Übergangs der S-Stufe zum I-Bereich bezogen auf I_r
tsd	Verschieben Einsetzen der S-Stufe, typische Einstellwerte zwischen 0,1 und 0,4

⇨ Im S-Bereich wird die Bezeichnung **Stufe** verwendet, um die zusätzliche Stufung innerhalb des S-Bereichs zu verdeutlichen.

Durch die Auswahl der Betriebsart werden die Kennlinien und damit verbunden einige Einstellwerte angepasst.

⇨ Um eine praxisgerechte Kennlinie des Modells zu erhalten, sollten einige Bedingungen bei den Einstellwerten durch den Anwender berücksichtigt werden. Die Einhaltung wird durch ATPDesigner nicht überprüft, da ein grundlegendes Fachwissen vorausgesetzt wird.

Die jeweiligen Bereiche der Kennlinie werden in den definierten Bedingungen und einigen anderen Erklärungen an der Einstellwerte der jeweiligen Betriebsart im ersten Buchstaben des Index beschrieben, um eine erhöhte Übersichtlichkeit zu erlangen.

Für die Betriebsart **Einfache Kennlinie**

$$T_{ende} > T_{(L)auslöse} > T_{(S)stufe} \geq T_{(S)stufeEnde} \geq T_{(I)auslöse}$$

$$I_{(L)auslöse}/I_r < I_{(S)stufe}/I_r < I_{(S)stufeEnde}/I_r < I_{ende}/I_r$$

Für die Betriebsart **Genaue Kennlinie**

$$T_{ende} > T_r \geq T_{sd} > T_{(S)stufeEnde} \geq T_{(I)auslöse}$$

$$I_{sd}/I_r < 1{,}2 \cdot I_i/I_r < I_{(S)stufeEnde}/I_r < I_{ende}/I_r$$

Zur Verdeutlichung der Bezeichnungen folgen die Beschreibung der **Betriebsarten** und jeweils ein beispielhaftes Diagramm einer Auslösekennlinie eines ETU-Auslösers, welches nur die Beschriftung der Eckpunkte als Wertepaare [I/In,t] angibt. Die Eckpunkte werden in dem generischen Modell des Leistungsschalters berücksichtigt.

6.1.43.5.1 CBLV Betriebsart: einfache Kennlinie

Die einfache Kennlinie reicht für die meisten Betrachtungen aus. Es kann zusätzlich ein S-Bereich in die Kennlinie integriert werden, jedoch besteht keine Möglichkeit zur Auswahl den S-I²t-Bereich zu integrieren. Der einfache Kennlinienverlauf ermöglicht die Einstellungen mit den folgenden Einstellwerten.

Bereich	Einstellwerte
L-Bereich	Iauslöse
	Tauslöse
I-Bereich	Iauslöse
	Tauslöse
S-Bereich	S-Bereich aktiv
	Istufe
	Tstufe
	IstufeEnde
	TstufeEnde

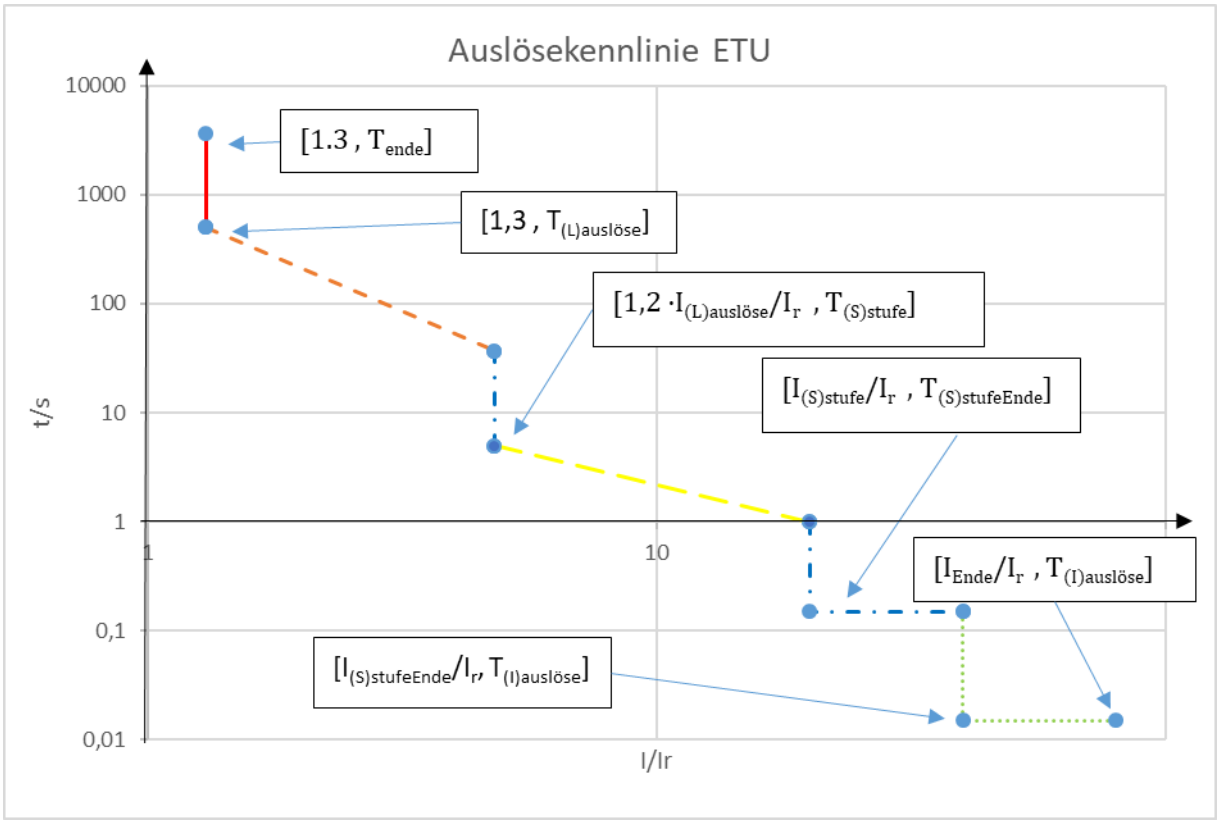


Abbildung 268: Auslösekennlinie ETU mit Eckpunkten zur Beschreibung der Kennlinie

6.1.43.5.2 CBLV Betriebsart: genaue Kennlinie

Bei der genauen Kennlinie wird sich bzgl. der Einstellwerte, an den von Herstellern in tatsächlichen Leistungsschaltern herausgeführten Möglichkeiten zur Parametrierung orientiert. Zusätzlich werden noch weitere Einstellmöglichkeiten bereitgestellt, um ein möglichst breites Spektrum an Leistungsschaltern nachbilden zu können. Bei der genauen Kennlinie ist der S-Bereich dauerhaft aktiviert und somit nicht als Einstellmöglichkeit vorgesehen. Des Weiteren besteht bei der genauen Kennlinie die Möglichkeit im S-Bereich zu entscheiden, ob die Kennlinie in Teilen dem Verlauf des Schmelzintegrales folgen soll (S-I²t-Bereich), oder ob die Berechnung der Zeit ausschließlich mittels Konstanten im S-Bereich zu erfolgen hat. Diese Option im S-I²t-Bereich wird bei realen Leistungsschaltern oft mit der Option: „I²t“ für den aktiven S-I²tBereich und „Std“ für einen inaktiven S-I²t-Bereich angegeben. Die Einstellwerte bei dieser Betriebsart gestalten sich wie folgt:

Bereich	Einstellwerte
L-Bereich	Isd
	Tr
I-Bereich	Iauslöse
	Tauslöse
S-Bereich	S-I2t-aktiv
	Ii
	Tsd
	IstufeEnde
	TstufeEnde

Die nachfolgende Abbildung zeigt, welche Auswirkung die veränderten Einstellungen in der Betriebsart **Genaue Kennlinie** auf den Kennlinienverlauf haben.

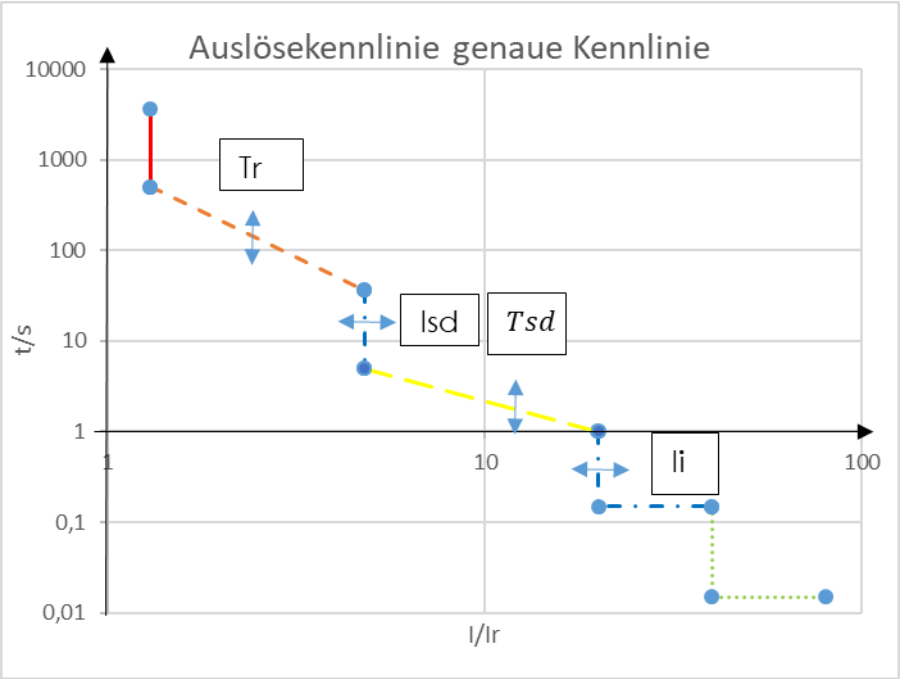


Abbildung 269: Auslösekennlinie in der Betriebsart *Genaue Kennlinie*

6.1.43.6 Bemessungsstrom Ir

In der Berechnung des generischen Modells wird mit einer auf den Bemessungsstrom normierten Größe I/I_r gerechnet. Nach der internen Berechnung des Modells mit den Einstellwerten wird die Kennlinie auf physikalische Größen umgerechnet und angewendet. Im Folgenden werden die auf den Bemessungsstrom I_r bezogenen Werte als p.u.-Werte bezeichnet. Die Eingabe des Bemessungsstromes erfolgt in der Einheit A.

$$1 \text{ p.u.} = I_r$$

6.1.43.7 Nennstrom In

Der Nennstrom der Schutzeinrichtung gibt den Strom an, der die Grenze des Einsatzbereiches des Schutzorgans darstellt. Er wird in der Berechnung des generischen Modells aktuell nicht weiterverwendet. Ist aber als Eingabewert im Dialog vorgesehen da auch die reale Auswahl des Leistungsschalters die Größe des Nennstromes berücksichtigt. Die Eingabe des Nennstromes erfolgt in der Einheit A.

6.1.43.8 L-Bereich: Tende

Der Zeitpunkt $\mathbf{T_{Ende}}$ stellt die Begrenzung des Langzeitauslösers (L-Bereich) in Sekunden dar. Ab dieser zeitlichen Grenze wird keine Kennlinie mehr angezeigt, weshalb diese Zeit auf maximal 3600s einzustellen ist. Die Zeit ist nach DIN VDE 0660-101 [26] vorgegeben als Zeitpunkt, zu dem spätestens eine Langzeitauslösung erfolgt sein muss. Da diese Zeit nur den normativen Grenzwert darstellt und auch je nach Leistungsschalter

durchaus unterschritten werden kann, ist ein Einstellwert verfügbar. Dieser Zeitwert wird für die Berechnung nicht verwendet, sondern findet nur Einsatz in der grafischen Kennlinienausgabe.

6.1.43.9 I-Bereich: Schnellauslösung Iauslöse/Ir und Iende/Ir bzw. Ii

Um festzulegen ab welchem Strom eine Schnellauslösung (S-Bereich) zu erfolgen hat, wird der Auslösestrom in p.u. eingestellt. In DIN VDE 0660-101 [26] wird dieser als „*Bemessungsauslösestrom der unverzögerten Auslösung*“ bezeichnet und mit $\mathbf{I_I}$ bezeichnet. Der Auslösestrom $I_{(I)auslöse}$ bzw. Ii ist gleich dem Strom $I_{(S)stufeEnde}$ weshalb keine Einstellung des Wertes direkt im Dialog des I-Bereich eingestellt wird, sondern im S-Bereich. Das Ende des Strombereiches wird auch auf den Bemessungsstrom normiert in p.u. eingestellt.

6.1.43.10 S/L-Bereich: Zeitliche Grenzen L-I²t-Bereich Tauslöse (S-Bereich) und Tauslöse (L-Bereich)

Diese beiden Einstellwerte beziehen sich jeweils auf den Auslösezeitpunkt bei Schnellauslösung (S-Bereich) und Langzeitauslösung (L-Bereich). Sie stellen somit die zeitlichen Grenzen des L-I²t-Bereich dar und sind in Sekunden einzustellen.

6.1.43.11 S-Bereich: Einstellwerte Istufe/Ir; Tstufe; IstufeEnde/Ir und TstufeEnde

Durch diese Einstellwerte kann die zusätzliche Anregestufe des S-Bereiches eingestellt werden. Der Übergang der zusätzlichen **S-Stufe** zu den angrenzenden Anregestufen kann dabei durch diese Einstellung festgelegt werden. Aus den Kennlinien am Markt verfügbarer Leistungsschalter wurden dazu Messpunkte aufgenommen und diese mit mathematischen Funktionen beschrieben.

6.1.43.12 CBLV: Beschreibung der Teilbereiche

In einem ersten Schritt wurde die Kennlinie der Leistungsschalter in Auslöse- und eine Nichtauslösekennlinie unterteilt und diese wiederum in weitere Teilbereiche gegliedert. Die Nichtauslösekennlinie ist diejenige, bis zu welcher der Strom-Zeitwert nicht zum Auslösen des Leistungsschalters führen darf. Die Auslösekennlinie dementsprechend ist die Kennlinie, bei der der Strom-Zeitwert zur Auslösung geführt haben muss. In der optischen Mitte wird die Mittelkennlinie definiert, welche als zusätzliche Kennlinienmöglichkeit bereitgestellt wird. Die hier beschriebenen Teilbereiche sind exemplarisch für die Betriebsart „einfache Kennlinie“ ausgeführt. Für die „genaue Kennlinie“ gilt ein ähnliches Vorgehen, was hier jedoch nicht ausführlich beschrieben wird.

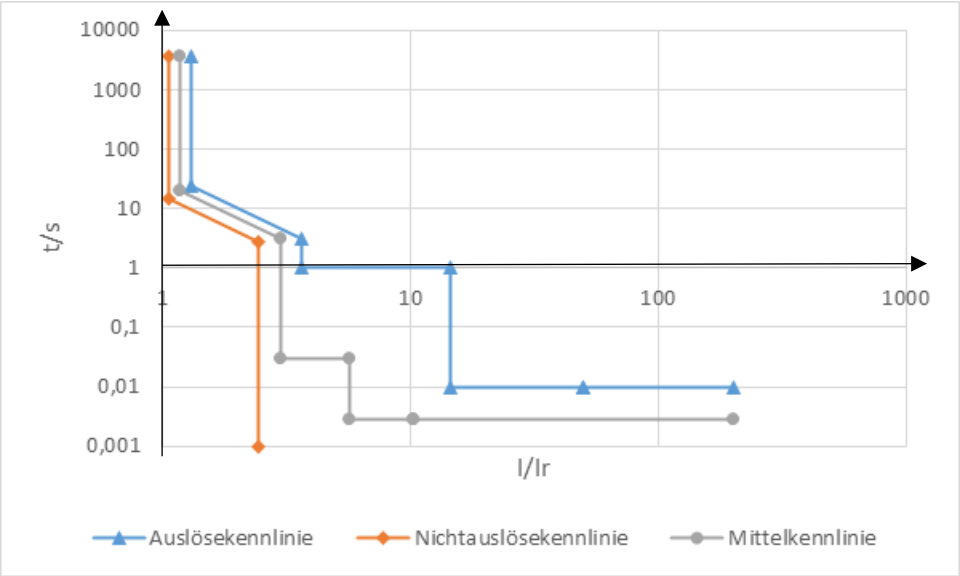


Abbildung 270: Kennlinien des Leistungsschalters

Das Diagramm in obiger Abbildung zeigt die Auslösezeit in Abhängigkeit des Effektivwertes der Leiterströme. Da die Kennlinien große Zeit und Strombereiche abdeckt wird diese üblicherweise doppellogarithmisch dargestellt.

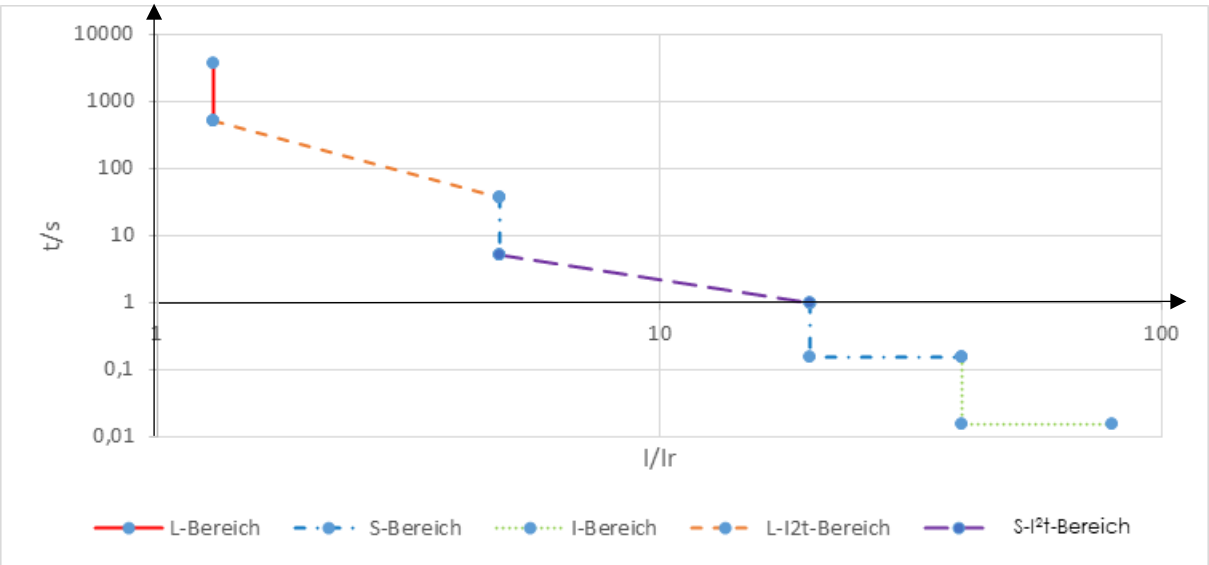


Abbildung 271: Benennung der Kennlinienbereich in einer beispielhaften Auslösekennlinie

6.1.43.12.1 CBLV: L-Bereich

Der **L-Bereich** (Long-Time) beschreibt den Bereich der Langzeitauslösung bei einer Überlast, der in seinem Verhalten vergleichbar mit der Auslösung eines Bi-Metallauslösers ist. Der Abstand der Kennlinien dieses Bereichs lässt sich DIN VDE 0660-101 [26] entnehmen, die für die Auslöse- und Nichtauslösekennlinie die Grenzwerte des Stroms bezogen auf den Nennstromeinstellwert angibt. Der zugehörige Auslösezeitwert für die Auslösekennlinie wird nur als maximaler Grenzwert festgelegt und ist als Einstellwert vorgesehen. Dadurch wird eine Einstellung mehrerer Leistungsschalter nach dem Selekti-

vitätsprinzip möglich und der Anwender kann in guter Näherung, innerhalb der Grenzen, wie bei am Markt üblichen Produkten einstellen, wann eine Überlastauslösung zu erfolgen hat. Der Auslösezeitpunkt an der Nichtauslösekennlinie wird intern durch Berechnung ermittelt, da hier nur der Stromgrenzwert festgelegt ist sowie das Ende des L-I²t-Bereich in dieser Kennlinie, wodurch von diesem Zeitpunkt auf den Auslösezeitpunkt am L-Bereich geschlossen werden kann.

6.1.43.12.2 CBLV: I-Bereich

Im **I-Bereich** (Instantaneous) erfolgt eine Abschaltung unverzögert, vergleichbar mit einem elektromagnetischen Schnellauslöser. Diese Auslösung wird für Kurzschlüsse benötigt, da bei Kurzschlussströmen eine schnelle Abschaltung in wenigen Millisekunden erforderlich ist, um eine mechanische und thermische Schädigung der Betriebsmittel zu vermeiden sowie die Personensicherheit sicherzustellen. Die Auslöse- und Nichtauslösekennlinie werden hier durch die in der Norm geforderte Toleranz von maximal ±20% vom Einstellwert des Auslösestroms festgelegt. Der tatsächliche netzphysikalisch wirksame Auslösestrom wird für den Einstellwert des Auslösestroms +20% festgelegt und der Nichtauslösestrom für den Einstellwert des Auslösestroms -20%.

Die Auslösekennlinie wird dabei an dem Zeitpunkt $\mathbf{t_{IAuslöse}}$ unterbrochen und bildet ab dort eine Parallele zur Zeitachse. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bei beliebig hohen Strömen technisch keine beliebig schnelle Abschaltung möglich ist und der Kurzschluss erst nach einer endlichen Zeit abgeschaltet werden kann.

Der Strom $\mathbf{I_{Ende}}$ stellt das Ende des Bereiches dar und ist und ist nach dem Betrag des maximal zu erwartenden Kurzschlussstrom zu wählen. Der Übergang des I-Bereichs zum L-I²t-Bereich wird in Abhängigkeit des Einstellwertes $\mathbf{t_{LAuslöse}}$ und der I^2t Kennlinie berechnet.

6.1.43.12.3 CBLV: L-I²t-Bereich

Durch die doppellogarithmische Achsenskalierung in der üblichen Kennliniendarstellung der Leistungsschalter entspricht der Verlauf dieses Kennlinienabschnittes einer Geraden. Bei linearer Achsenteilung wird der Verlauf der Kennlinie in der nachfolgenden Abbildung deutlich. Mit dem Term I^2t wird die auftretende Energie berechnet, welche beispielsweise zum Schmelzen eines Drahtes oder zum Auslösen des thermischen Auslösers führen würde. Diese Energie wird auch als Joule-Integral bezeichnet und setzt den fließenden Strom in Zusammenhang mit der Zeitdauer, in der dieser Strom zum Fließen kommt. Bedingt durch die doppellogarithmische Darstellung erscheint diese Energie in der üblichen Darstellung der Kennlinie als Gerade.

Der Kennlinienverlauf wird durch eine Potenzfunktion mit einem Exponenten von 2 nachgebildet. Durch diese Funktion ergibt sich auch die Benennung des Bereiches zu I²-t.

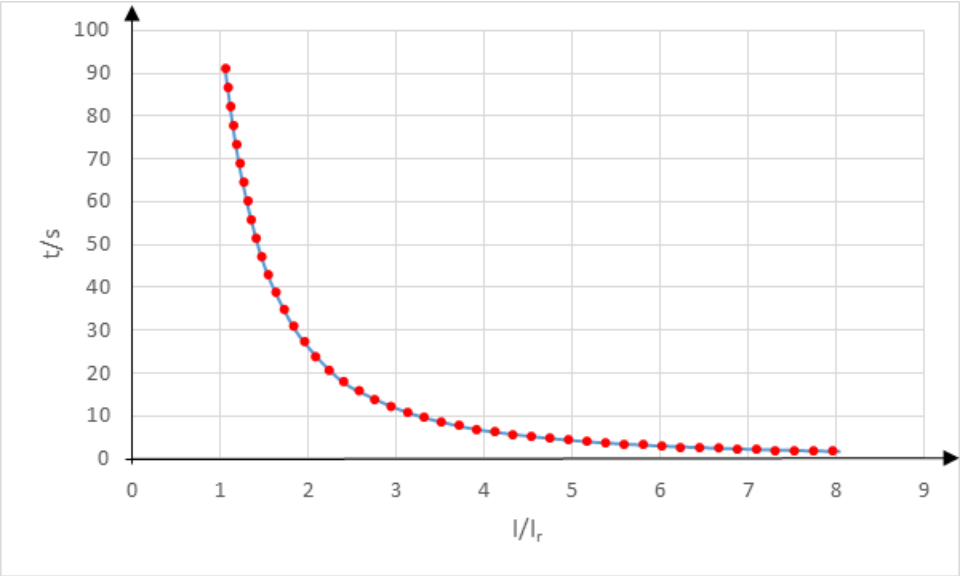


Abbildung 272: Nachbildung L-I²t-Bereich mit einer Potenzfunktion

Durch systematische Analysen wird ermittelt, dass die beste Übereinstimmung der in handelsüblichen Leistungsschaltern verwendeten Kennlinien mit der nachfolgend angegebenen Funktion erreicht, die daher als Grundlage der internen Beschreibung des **L-I²t-Bereichs** verwendet wird.

$$t = m \cdot (\frac{I}{I_r})^{-2}$$

6.1.43.12.4 CBLV: L-I²t-Bereich: Auslösekennlinie

Für die Auslösekennlinie lässt sich nun der Parameter m bestimmen, da hier sowohl Einstellwerte als auch normative Vorgaben verwendet werden können.

$$T_{(L)auslöse} = m_{(L)uslöse} \cdot (\frac{I}{I_r})^{-2}$$

$$m_{(L)auslöse} = T_{(L)auslöse} \cdot (1{,}3)^2$$

Die Grenzpunkte der Auslösekennlinie können daher wie folgt bestimmt werden.

I/I_n	t [s]
1,3	$T_{(L)auslöse}$
1,2 $I_{(L)auslöse}/I_r$	$m_{(L)auslöse} \cdot (I/I_r)^{-2}$

Tabelle 13: Auslösekennlinie L-I²t-Bereich

6.1.43.12.5 CBLV: L-I²t-Bereich: Nichtauslösekennlinie

Die Nichtauslösekennlinie kann nun in Abhängigkeit von der Auslösekennlinie und den für diese Kennlinie formulierten Anforderungen aus der Norm berechnet werden. Es lässt sich durch Bestimmen der Kennlinien mehrerer realer Leistungsschalter ein Zusammenhang zwischen den Steigungen der Auslöse- und Nichtauslösekennlinie erkennen.

Dieser wird durch Annähern von jeweils einer Trendlinie und bilden des Mittelwertes der unterschiedlichen Trendliniensteigungen mit 2,6 berechnet.

$$m_{(L)nichtauslöse} = m_{(L)auslöse} \cdot 2{,}6$$

Für die Nichtauslösekennlinie ergeben sich somit die folgenden beiden Begrenzungspunkte.

I/I_n	t [s]
1,05	$m_{(L)Nichtauslöse} \cdot (I/I_r)^{-2}$
0,8 · $I_{Auslöse}/I_n$	$m_{(L)nichtauslöse} \cdot (I/I_r)^{-2}$

Tabelle 14: Nichtauslösekennlinie L-I²t-Bereich

6.1.43.12.6 CBLV: L-I²t-Bereich Mittelkennlinie

Die **Mittelkennlinie** lässt sich wie gezeigt in Abhängigkeit von Auslöse- und Nichtauslösekennlinie berechnen. Der L-I²t-Bereich der Mittelkennlinie kann dabei ähnlich zu dem der Auslösekennlinie bestimmt werden. Die Faktoren bei der Berechnung wurden durch Vermessen mehrerer Modelle handelsüblicher Leistungsschalter und mathematischer Modellierung ermittelt.

$$0{,}785 \cdot T_{(L)auslöse}/s + 0{,}9346 = m_{(L)Mitte} \cdot \left(\frac{I}{I_r}\right)^{-2}$$

$$m_{(L)mitte} = (0{,}785 \cdot t_{(L)auslöse}/s + 0{,}9346) \cdot (1{,}18)^2$$

Die Grenzpunkte der Mittelkennlinie des L-I²t-Bereich können daher wie folgt bestimmt werden:

I/I_n	t [s]
1,18	0,785 · $t_{(L)auslöse}/s$ + 0,9346
0,97252 · $I_{(L)auslöse}/I_r$ + 0,0531	$m_{(L)mItte} \cdot (I/I_r)^{-2}$

Tabelle 15: Mittelkennlinie L-I²t-Bereich

6.1.43.12.7 CBLV: S-Bereich

Wie bereits erklärt, wird bei einigen handelsüblichen Leistungsschaltern zusätzlich zu den genannten Bereichen eine weitere Stufe in der Kennlinie vorgesehen, die die Funktion einer stromabhängigen Auslöseverzögerung übernimmt. Diese **S-Bereichsstufe** wird nur in der Auslösekennlinie angewendet. Die Auslösekennlinie kann somit in diesem Fall in vier Teilbereiche unterteilt werden:

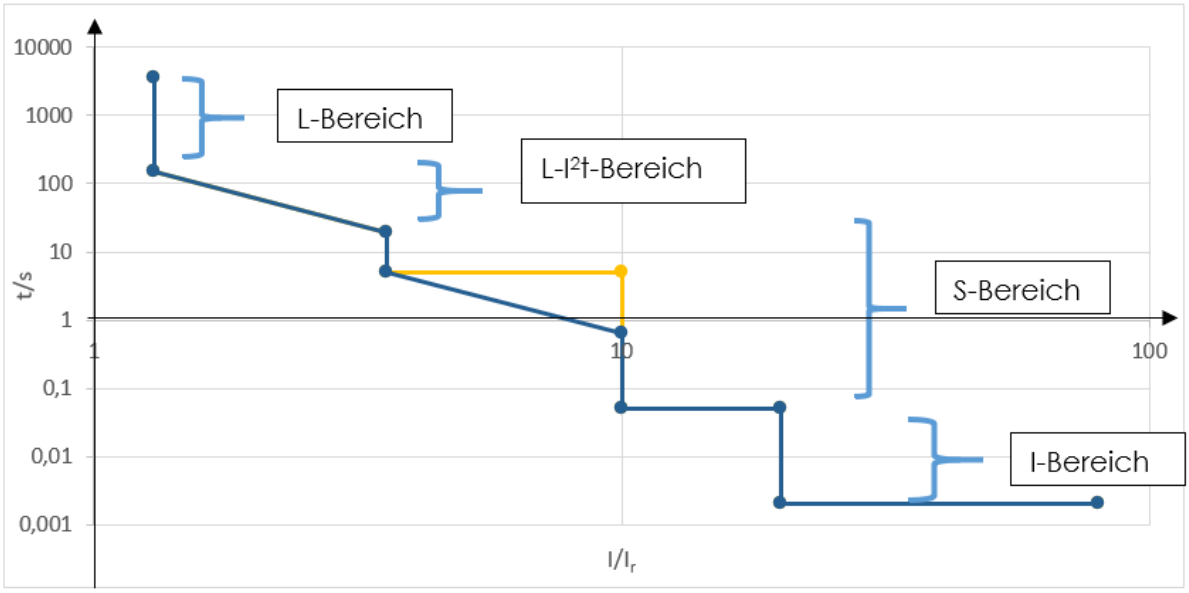


Abbildung 273: Kennlinienunterteilung in vier Teilbereiche

Diese Stufe des **S-Bereich** wird nach dem Ende des L-I²t-Bereich eingefügt und geht am Ende in den I-Bereich über. Die Berechnung der zusätzlichen Werte wird durch die den Einstellwerte {**$I_{(S)stufe}$ / I_r , $T_{(S)stufe}$**} und {**$I_{(S)stufeEnde}$ / I_r , $t_{(S)stufeEnde}$**} bestimmt. Wird der S-Bereich der Kennlinie nicht verwendet, ist der Einstellwert

$$I_{(S)stufe}/I_r = 1{,}2 \cdot I_{(L)auslöse}/I_r$$

$$I_{(S)stufeEnde}/I_r = I_{(S)stufe}/I_r$$

einzustellen. Der Wert für **$T_{(S)stufe}$** ist auf einen Wert größer als **$T_{(I)auslöse}$** und kleiner als **$T_{(L)auslöse}$** einzustellen. Um eine Kennlinie ohne S-Bereich zu modellieren ist es zu empfehlen den Wert für **$T_{(S)stufe}$** auf den Wert von **$T_{(L)auslöse}$** einzustellen.

6.1.43.12.8 CBLV: S-I²t-Bereich in der Betriebsart *Genaue Kennlinie*

Für den **S-I²t-Bereich** des generischen Modells werden die grundlegend Berechnungsvorschriften wie für den L-I²t-Bereich angewendet. Bei der genauen Kennlinie unterscheiden sich die **Auslösekennlinie**, **Nichtauslösekennline** und die **Mittelkennlinie** von denen der einfachen Kennlinie durch die Möglichkeit des eingeschobenen **S-I²t-Bereichs**.

Der **S-I²t-Bereich** stellt dabei einen zweiten Verlauf eines Schmelzintegrals in den Kennlinien dar. Die Berechnung erfolgt vergleichbar mit dem L-I²t-Bereich.

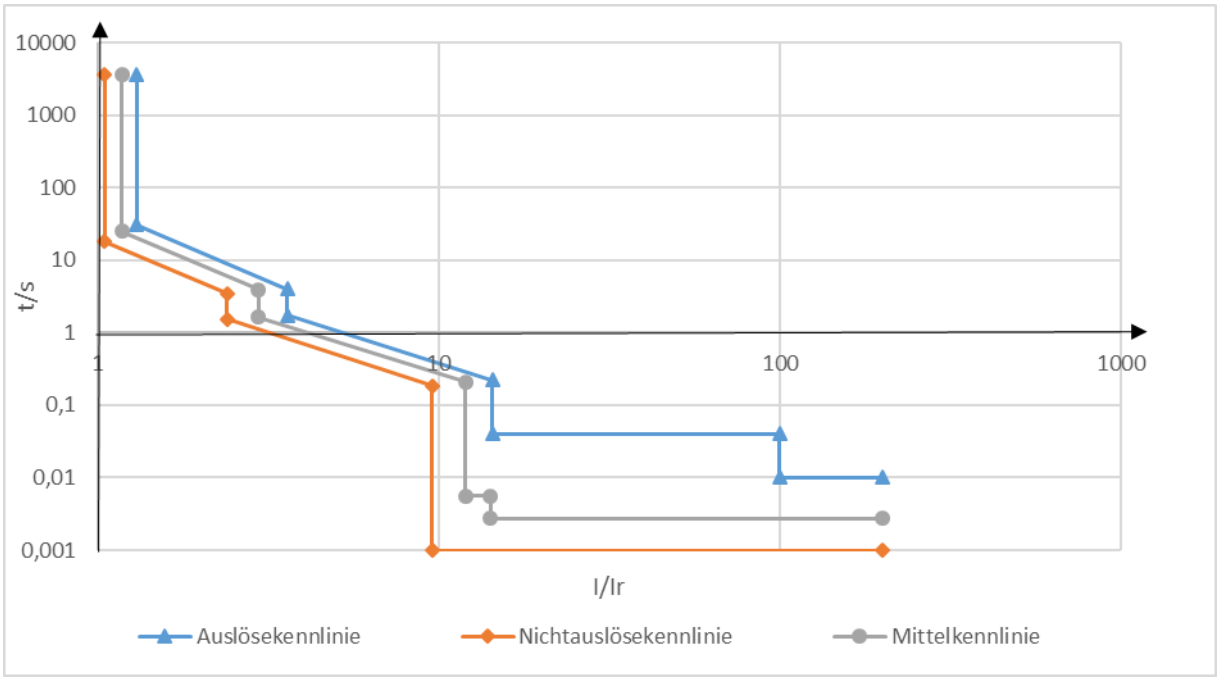


Abbildung 274: Zusammengesetzte Teilbereiche genaue Kennlinie

6.1.43.12.9 CBLV: S-I²t-Bereich in der Betriebsart *Einfachen Kennlinie*

In der Betriebsart **Einfache Kennlinie** steht, wie bereits unter Kapitel 6.1.43.5.1 erklärt, kein S-I²t-Bereich zur Verfügung.

6.1.43.13 CBLV: Zusammensetzen der Teilbereiche zur gesamten Kennlinie

In der nachfolgenden Abbildung werden die Kennlinien des generischen Modells in einem Diagramm dargestellt.

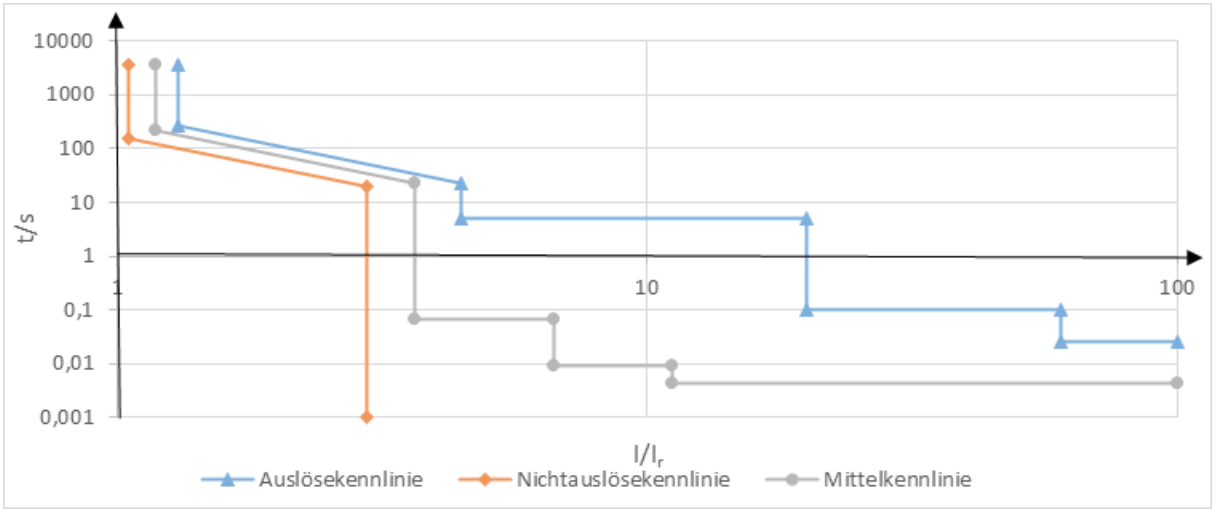


Abbildung 275: Übersicht Auslöse-, Nichtauslösekennlinie und Mittelkennlinie

6.1.43.13.1 CBLV: Die Auslösekennlinie

Die Auslösekennlinie wird durch die in der nachfolgenden Tabelle definierten Arbeitspunkte beschrieben. In der Kennlinie kann zwischen den Eckpunkten die dort gültige Funktion zur Interpolation verwendet werden. In den übrigen Teilbereichen wird eine lineare Interpolation zwischen den Eckpunkten verwendet.

Auslösekennline I/I_r	ohne S-I²t-Bereich t [s]
1,3	T_{ende}/s
1,3	$T_{(L)auslöse}/s$
$1,2 \cdot I_{(L)auslöse}/I_r$	$m_{(L)auslöse} \cdot (I/I_r)^{-2}$
$1,2 \cdot I_{(L)auslöse}/I_r$	$T_{(S)stufe}/s$
$I_{(S)stufe}/I_r$	$T_{(S)stufe}/s$
$I_{(S)stufe}/I_r$	$T_{(S)stufeEnde}/s$
$I_{(S)stufeEnde}/I_r$	$t_{(S)stufeEnde}/s$
$I_{(S)stufeEnde}/I_r$	$T_{(I)auslöse}/s$
I_{ende}/I_r	$T_{(I)auslöse}/s$

Tabelle 16: Berechnung der Auslösekennlinie

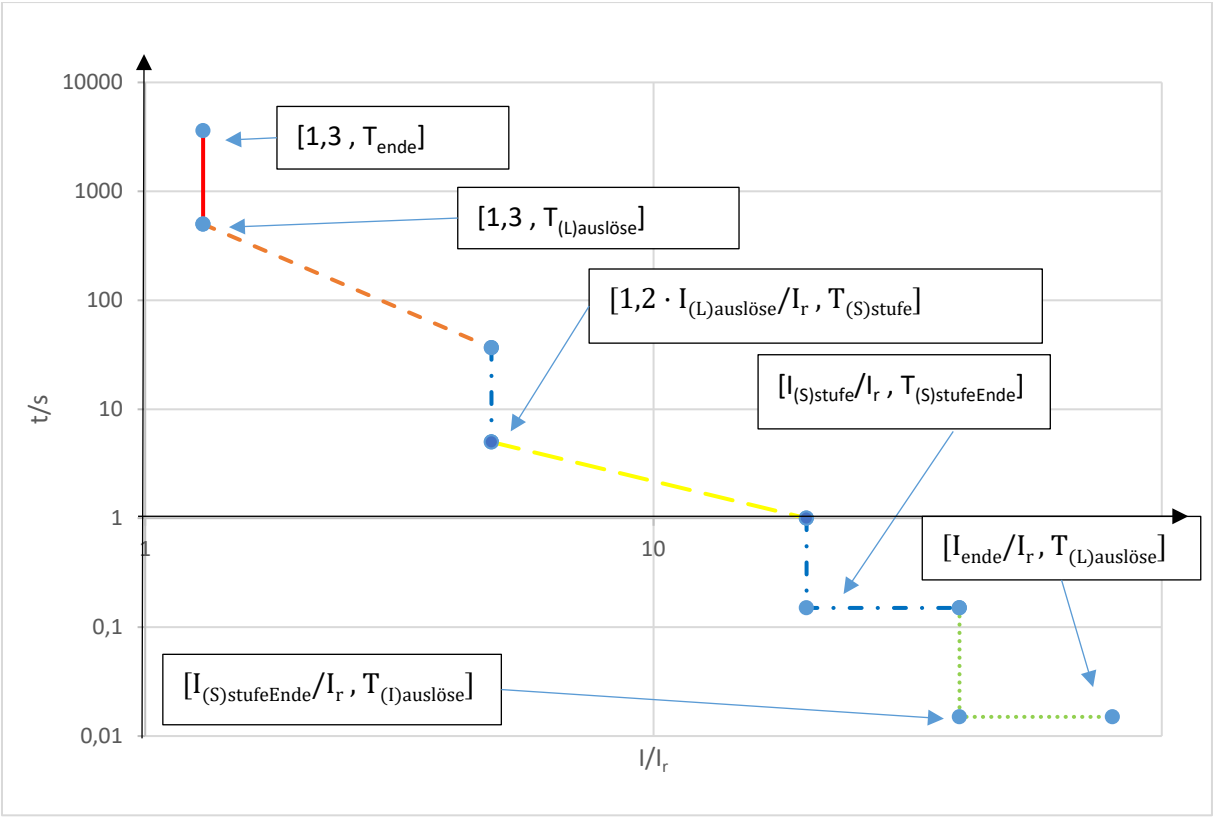


Abbildung 276: Auslösekennlinie

6.1.43.13.2 CBLV: Die Nichtauslösekennlinie

Wie bei der Auslösekennlinie wird ebenfalls die Nichtauslösekennlinie zwischen ihren Arbeitspunkten mit Geradenabschnitten als Polygonzug nachgebildet. Die Berechnung der Arbeitspunkte wird durch die nachfolgende Tabelle erläutert.

I/I_r	t [s]
1,05	T_{ende}
1,05	$m_{(L)Nichtauslöse} \cdot (I/I_r)^{-2}$
$0,8 \cdot I_{(L)Auslöse}/I_r$	$m_{(L)Nichtauslöse} \cdot (I/I_r)^{-2}$
$0,8 \cdot I_{(L)Auslöse}/I_r$	0,001

Tabelle 17: Berechnung der Nichtauslösekennlinie

Die letzte Spalte enthält die **Zeit t=0,001 s** in der letzten Zeile. Diese ist **vorher aus mathematischen Gründen des Logarithmus festgelegt und ist nicht vom Anwender einzustellen**.

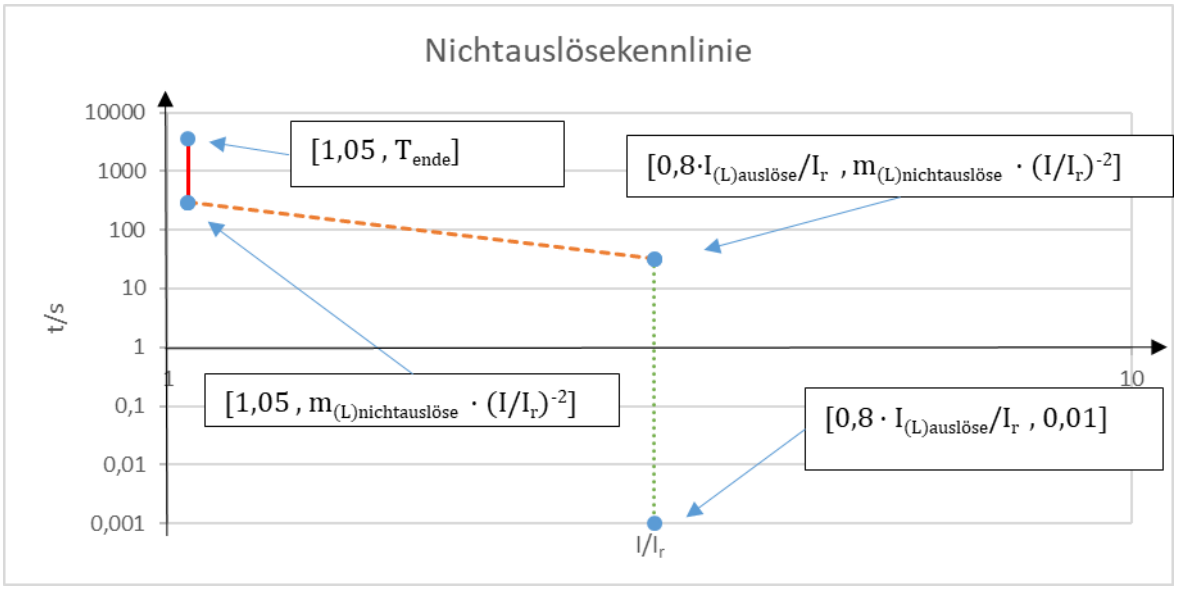


Abbildung 277: Nichtauslösekennlinie

6.1.43.13.3 CBLV: Die Mittelkennlinie

Die Mittellinie wird nicht als Kennlinie in der mathematischen Mitte, sondern in der optischen Mitte zwischen der Auslöse- und Nichtauslösekennlinie verstanden. Für die einzelnen Teilbereiche gelten ähnliche Berechnungsvorschriften wie bei der Auslösekennlinie, wobei der L-I^2t-Bereich und der S-I^2t-Bereich eine davon verschiedene Steigung $m_{(L)mitte}$ bzw. $m_{(S)mitte}$ besitzt.

Die Berechnung der Mittellinie ist jedoch durch die Ausrichtung in der optischen Mitte nicht so genau festlegbar wie die Auslöse- und die Nichtauslösekennlinie. Die Berechnungsvorschriften der einzelnen Werte der Kennlinie wurden auch hier durch Vermessen von digitalisierten Kennlinienverläufen aufgestellt.

Mittelkennlinie I/I_r	ohne S-I^2t-Bereich t [s]
1,18	T_{ende}/s
1,18	$0{,}785 \cdot T_{(L)auslöse}/s+0{,}9346$
$0{,}97252 \cdot (I_{(L)auslöse}/I_r) + 0{,}0531$	$m_{(L)mitte} \cdot (I/I_r)^{-2}$
$0{,}97252 \cdot (I_{(L)auslöse}/I_r) + 0{,}0531$	$0{,}029 \cdot (T_{(S)stufe}/s)^{0{,}5104}$
$1{,}6144 \cdot (I_{(S)stufe}/I_r)^{0{,}4722}$	$0{,}029 \cdot (T_{(S)stufe}/s)^{0{,}5104}$
$1{,}6144 \cdot (I_{(S)stufe}/I_r)^{0{,}4722}$	$0{,}029 \cdot (T_{(S)stufeEnde}/s)^{0{,}5104}$
$1{,}6144 \cdot (I_{(S)stufeEnde}/I_r)^{0{,}4722}$	$0{,}029 \cdot (T_{(S)stufeEnde}/s)^{0{,}5104}$
$1{,}6144 \cdot (I_{(S)stufeEnde}/I_r)^{0{,}4722}$	$0{,}029 \cdot (T_{(I)auslöse}/s)^{0{,}5104}$
I_{ende}/I_r	$0{,}029 \cdot (T_{(I)auslöse}/s)^{0{,}5104}$

Tabelle 18: Berechnung der Mittelkennlinie

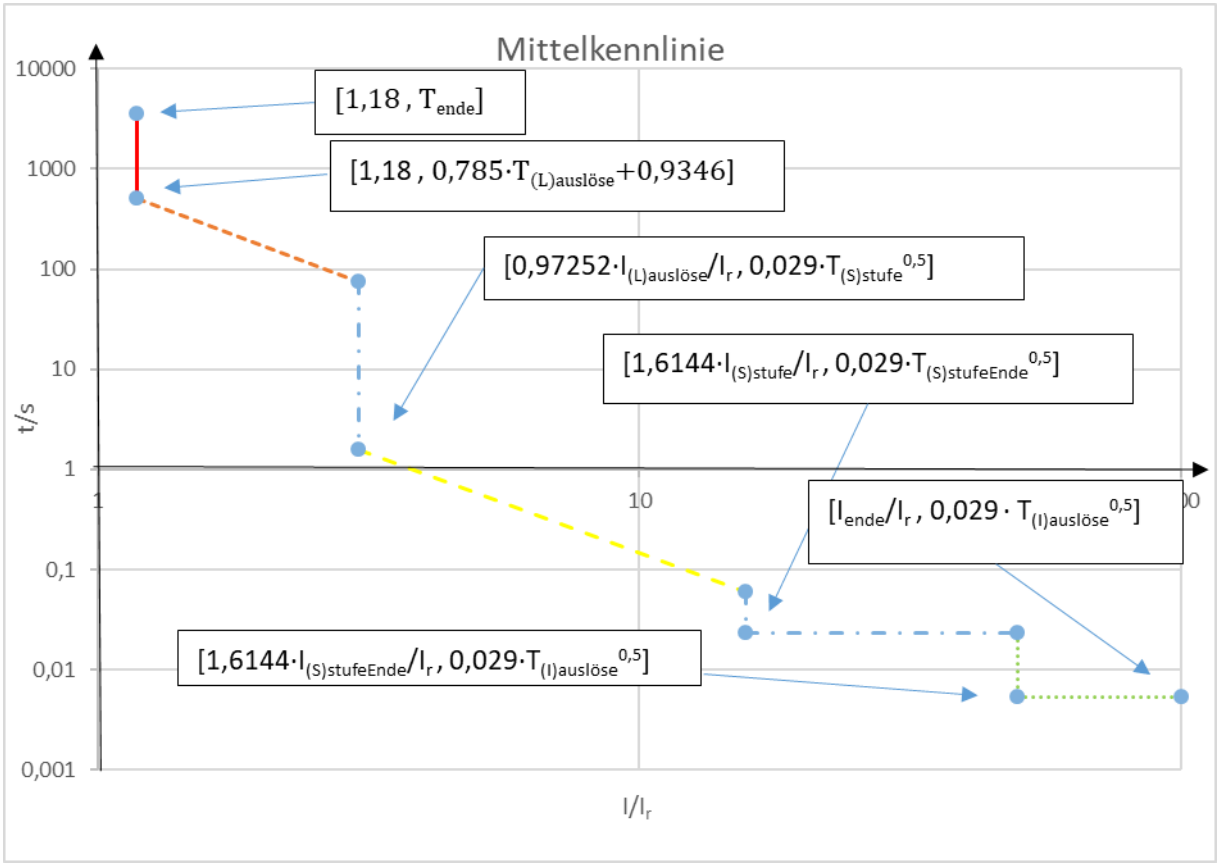


Abbildung 278: Mittelkennlinie

6.1.44 Dynamische Netzberechnung: Signalnamen *Mess/Schutzgerät*

Das Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** verwendet das Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) in Messrichtung, d.h. in Richtung des **roten Pfeils**.

6.1.44.1 TACS: Signalnamen *Mess/Schutzgerät*

Die Signale sind Abtastwerte der zeitabhängigen Spannungen und Ströme.

Signal	Bedeutung
(ABC)PVxxx	Primäre Leiter-Erd-Spannung $u_{L1}(t)$, $u_{L2}(t)$ und $u_{L3}(t)$ ▪ Leiter **A**=L1, **B**=L2, **C**=L3 ▪ **P** = primär ▪ **V** = Spannung ▪ **xxx** = Nummer des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**
GPVxxx	Primäre Nullspannung $u_0(t)$ ▪ **G** = Erdrückleiter oder Erdsystem ▪ **P** = primär ▪ **V** = Spannung ▪ **xxx** = Nummer des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**
(ABC)PIxxx	Primärer Leiterstrom $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$ und $i_{L3}(t)$ ▪ Leiter **A**=L1, **B**=L2, **C**=L3 ▪ **P** = primär ▪ **I** = Strom ▪ **xxx** = Nummer des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**
GPIxxx	Primärer Summenstrom $i_E(t)$ ▪ **G** = Erdrückleiter oder Erdsystem ▪ **P** = primär ▪ **I** = Strom ▪ **xxx** = Nummer des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**
ABVxxx	Primäre Leiter-Leiter-Spannung $u_{12}(t)$ ▪ Leiter-Leiter **AB**=L1-L2, **BC**=L2-L3, **CA**=L3-L1 ▪ **V** = Spannung ▪ **xxx** = Nummer des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**
BCVxxx	Primäre Leiter-Leiter-Spannung $u_{23}(t)$ ▪ Leiter-Leiter **AB**=L1-L2, **BC**=L2-L3, **CA**=L3-L1 ▪ **V** = Spannung ▪ **xxx** = Nummer des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**
CAVxxx	Primäre Leiter-Leiter-Spannung $u_{31}(t)$ ▪ Leiter-Leiter **AB**=L1-L2, **BC**=L2-L3, **CA**=L3-L1 ▪ **V** = Spannung ▪ **xxx** = Nummer des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**

6.1.44.2 MODELS: Signalnamen *Mess/Schutzgerät*

Die Signale sind Effektivwerte (Betrag) der Grundschwingung der Frequenzanalyse, die mit der **Diskreten Fourier Transformation (DFT)** berechnet wurden.

- **xxx** = Nummer des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**

Signal	Bedeutung
S_xxx	Scheinleistung [MVA]
P_xxx	Wirkleistung [MW]
Q_xxx	Blindleistung [Mvar]
CPxxx	Verschiebungsfaktor cos φ
VAGxxx	Grundschwingungsbetrag der Leiter-Erd-Spannung U_{L1E} [p.u.] $1 p.u. = \frac{U_n}{\sqrt{3}}$
VBGxxx	Betrag der Leiter-Erd-Spannung U_{L2E} [p.u.]
VCGxxx	Betrag der Leiter-Erd-Spannung U_{L3E} [p.u.]
VABxxx	Betrag der Leiter-Leiter-Spannung U_{L12} [p.u.] $1 p.u. = U_n$
VBCxxx	Betrag der Leiter-Leiter-Spannung U_{L2L3} [p.u.]
VCAxxx	Betrag der Leiter-Leiter-Spannung U_{L3L1} [p.u.]
IAxxx	Betrag des Leiterstrom I_{L1} [A]
IBxxx	Betrag des Leiterstrom I_{L2} [A]
ICxxx	Betrag des Leiterstrom I_{L3} [A]

Signal	Bedeutung
PV1xxx	Effektivwert der Leiter-Leiter-Spannung der Mitkomponente der Grundschwingung [V]
PI1xxx	Effektivwert des Mitsystemstroms der Grundschwingung [A]
PIWxxx	Effektivwert des Wirkstromes der Mitkomponente der Grundschwingung [A] > 0 : Wirkleistungsfluss in Messrichtung < 0 : Wirkleistungsfluss entgegen der Messrichtung
PIRxxx	Effektivwert des Blindstromes der Mitkomponente der Grundschwingung [A] > 0 : Blindleistungsfluss (induktiv) in Messrichtung < 0 : Blindleistungsfluss (induktiv) entgegen der Messrichtung
PP1xxx	Wirkleistung der Mitkomponente der Grundschwingung [W]
PQ1xxx	Blindleistung der Mitkomponente der Grundschwingung [var]
PC1xxx	Verschiebungsfaktor der Mitkomponente der Grundschwingung cos φ_1

Signal	Bedeutung
NV1xxx	Effektivwert der Leiter-Leiter-Spannung der Gegenkomponente der Grundschwingung [V]
NI1xxx	Effektivwert des Gegensystemstroms der Grundschwingung [A]

NIWxxx	Effektivwert des Wirkstromes der Gegenkomponente der Grundschwingung [A] > 0 : Wirkleistungsfluss in Messrichtung < 0 : Wirkleistungsfluss entgegen der Messrichtung
NIRxxx	Effektivwert des Blindstromes der Gegenkomponente der Grundschwingung [A] > 0 : Blindleistungsfluss (induktiv) in Messrichtung < 0 : Blindleistungsfluss (induktiv) entgegen der Messrichtung
NP1xxx	Wirkleistung der Gegenkomponente der Grundschwingung [W]
NQ1xxx	Blindleistung der Gegenkomponente der Grundschwingung [var]
NC1xxx	Verschiebungsfaktor der Gegenkomponente der Grundschwingung cos φ_2
ZV1xxx	Effektivwert der Leiter-Leiter-Spannung der Nullkomponente der Grundschwingung [V]
ZI1xxx	Effektivwert des Nullsystemstroms der Grundschwingung [A]
ZIWxxx	Effektivwert des Wirkstromes der Nullkomponente der Grundschwingung [A] > 0 : Wirkleistungsfluss in Messrichtung < 0 : Wirkleistungsfluss entgegen der Messrichtung
ZIRxxx	Effektivwert des Blindstromes der Nullkomponente der Grundschwingung [A] > 0 : Blindleistungsfluss (induktiv) in Messrichtung < 0 : Blindleistungsfluss (induktiv) entgegen der Messrichtung
ZP1xxx	Wirkleistung der Nullkomponente der Grundschwingung [W]
ZQ1xxx	Blindleistung der Nullkomponente der Grundschwingung [var]
ZC1xxx	Verschiebungsfaktor der Nullkomponente der Grundschwingung cos φ_0

6.1.44.3

Die Signale sind zeitabhängige Signale, die mit dem **MODELS** Modul des **ATP** berechnet wurden.

- **xxx** = Nummer des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**

Signal	Bedeutung
VTHxxx	Spannung $u_0(t)$ (0-System) [V]
VTAxxx	Spannung $u_\alpha(t)$ (α-System) [V]
VTBxxx	Spannung $u_\beta(t)$ (β-System) [V]
ITHxxx	Strom $i_0(t)$ (0-System) [A]
ITAxxx	Strom $i_\alpha(t)$ (α-System) [A]
ITBxxx	Strom $i_\beta(t)$ (β-System) [A]

Signal	Bedeutung
P_Xxxx	Wirkleistung P(t) [MW] Die Wirkleistung entspricht im symmetrischen fehlerfreien Netzbetrieb der Wirkleistung im Mitsystem.
Q_Xxxx	Blindleistung Q(t) [Mvar] Die Blindleistung entspricht im symmetrischen fehlerfreien Netzbetrieb der Blindleistung im Mitsystem.

F_Xxxx	Frequenz [Hz] Die Frequenz entspricht im (quasi)stationären Netzzustand der Netzfrequenz.
OMXxxx	Kreisfrequenz ω [Hz]
UDXxxx	Spannung $u_d(t)$ im d-System [V] Die Spannung entspricht im symmetrischen fehlerfreien Netzbetrieb der Mitsystemspannung.
UQXxxx	Spannung $u_q(t)$ im q-System [V] Die Spannung ist im symmetrischen fehlerfreien Netzbetrieb gleich 0V.
IDXxxx	Strom $i_d(t)$ im d-System [A] Der Strom entspricht im symmetrischen fehlerfreien Netzbetrieb dem Mitsystemstrom.
IQXxxx	Strom $i_q(t)$ im q-System [A] Der Strom ist im symmetrischen fehlerfreien Netzbetrieb gleich 0A.
PLXxxx	Absoluter Phasenwinkel am Ausgang des PLL (Phase Locked Loop) zur Berechnung der dq-Komponenten

6.1.44.4 MODELS: Signalnamen UMZ-Schutzfunktion

Die Signale sind binäre Meldungen einer Schutzfunktion.

- **xxx** = Nummer des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**

Signal	Bedeutung
IA0xxx	Generalanregung: ▪ 0 = Anregung INAKTIV ▪ 1 = Anregung AKTIV IA0xxx = IA1xxx ODER IA2xxx ODER IA3xxx ▪ 1 = Anregung L1 ▪ 2 = Anregung L2 ▪ 3 = Anregung L3
ITPxxx	Zustand des Leistungsschalters zur Unterbrechung des Kurzschlussstromes ▪ 0 = Schalter geschlossen ▪ 1 = Schalter geöffnet
IVGxxx	Anregung des U> - Schutzes ▪ 0 = Anregung INAKTIV ▪ 1 = Anregung AKTIV
IVKxxx	Anregung des U< - Schutzes ▪ 0 = Anregung INAKTIV ▪ 1 = Anregung AKTIV

Dokumente

[1] Digitaler Distanzschutz
Verhalten der Algorithmen bei nichtidealen Eingangssignalen
Nelles, Dieter; Opperskalski, Hartmut; Deutscher Universitäts-Verlag, 1991

[2] VDE 0102, DIN EN 60909-0, IEC60909-0:2016, Dezember 2016
Kurzschlussströme in Drehstromnetzen, Teil 0: Berechnung der Ströme

[3] Netzregelung durch Energiespeicher im Niederspannungsnetz
Vom Bundesministerium für Bildung und Forschung unter dem Förderkennzeichen FN17N3408 geförderten Vorhabens, Abschlussbericht Mai 2012

[4] BDEW (Hrsg.): Technische Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“, Berlin: 2008

[5] Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung - SDLWindV), 2009

[6] Transmission Code 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber TC2007, 2007

[7] Digitaler Differentialschutz: Grundlagen und Anwendungen
Gerhard Ziegler, Siemens, 2. Auflage

[8] Numerical Fault Arc Simulation Based on Power Arc Tests
M. Kizilcay; K.-H. Koch; ETEP Vol 4., No. 3, May/June 1994

[9] Sicherungshandbuch, Starkstromsicherungen
Dr.-Ing. Herbert Bessei, NH/HH-Recycling, www.nh-hh-recycling.de

[10] DIN EN 61400-21 (VDE 0127-21:2009-6), Normen für Windenergieanlagen

[11] DIN VDE 0276-1000:1995-06 Starkstromkabel
Teil 1000: Strombelastbarkeit, Allgemeines, Umrechnungsfaktoren

DIN VDE 0276-620 (VDE 0276-620): 2018-04 Starkstromkabel
Energieverteilungskabel mit extrudierter Isolierung für Nennspannungen von 3,6/6 (7,2) kV bis einschließlich 20,8/36 (42) kV

[12] DIN VDE 0103 Kurzschlussströme – Berechnung der Wirkung
DIN EN 60865-1:Teil 1: Begriffe und Berechnungsverfahren

[13] Leistungsbegriffe für Ein- und Mehrphasensysteme
(nach DIN 40110-1 und DIN 40110-2)
Helmut Späth, VDE Schriftenreihe 103, VDE Verlag GmbH, 2. Auflage 2012

[14] Lastenheft Blindleistungs-Unterspannungsschutz (Q-U-Schutz)
Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), Februar 2010

[15] Elektrische Kraftwerke und Netze
Oeding, D.; Oswald, B.; Springer Verlag, 7. Auflage

[16] Druml, Gernot; Kugi, Andreas (2003): Verfahren zur Erkennung der Richtung eines Erdschlusses. Angemeldet durch EDC GmbH, 90768 Fürth, DE am 22.01.2003. Veröffentlichungsnummer: DE10302451B3

[17] Druml, Gernot: 4. ETG Fachtagung STE 2017. Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110kV (D-A-CH)

[18] DIN VDE-AR-N 4110 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung) Stand: November 2018

[19] Electro-Magnetic Transients Program (EMTP) Theory Book (www.eeug.org)

[20] Alternative Transients Program (ATP) Rule Book Canadian/American EMTP User Group (www.eeug.org)

[21] Office Open XML (www.officeopenxml.com)

[22] Elektromobilität als Anwendungsfall des Ampelkonzeptes im Verteilnetz Diskussionspapier, BDEW, April 2018

[23] Anwendung der Repräsentativen VDEW-Lastprofile VDEW Materialien, VDEW-Frankfurt 2000

[24] VDE-Studie Elektrofahrzeuge Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf VDE/ETG

[25] COMTRADE IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems, IEEE Std C37.111-1999

[26] DIN VDE 0660-101 DIN EN 60947-2 (VDE 0660-101): 2018-05, *Niederspannungsschaltgeräte-Teil2*. Leistungsschalter, Teil 2; Berlin: Beuth-Verlag.

[27] DIN VDE 0660-100 DIN EN 60947-1 (VDE 0660-100): 2015-09, Niederspannungsschaltgeräte-Teil1. Allgemeine Festlegungen, Teil 1; Berlin: Beuth-Verlag.

[28] DIN EN 50160 Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen Februar 2011 (DIN EN 50160:2011-02)

[29] JSON (JavaScript Object Notation) ECMA-404 The JSON Data Interchange Standard (www.json.org)

[30] DIN VDE-AR-N 4120 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung) Stand: November 2018

[31] DIN VDE-AR-N 4105 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz
Stand: November 2019

[32] DIN VDE 0435-3121 Messrelais und Schutzeinrichtungen – Teil 121 Funktionsanforderungen an den Distanzschutz
IEC 60255-121:2014; Januar 2015

[33] HH-Sicherungen – Allgemeine Erklärungen
Sicherungseinsätze, EFEN GmbH, Stand April 2015

[34] DIN VDE 0670-402 (VDE 0670-402):2014-11
Wechselstromschaltgeräte für Spannungen über 1 kV, Auswahl von strombegrenzenden Sicherungseinsätzen für Transformatorstromkreise, Stand November 2014

[35] DIN VDE 0100-430 (VDE 0100-430):2010-10
Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 4-43: Schutzmaßnahmen – Schutz bei Überstrom; Stand Oktober 2010

[36] DIN EN 60076-5 (VDE 0532-76-5):2007-01
Leistungstransformatoren; Teil 5: Kurzschlussfestigkeit

[37] Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netzen
Technischer Hinweis; FNN Forum netztechnik/Netzbetrieb im VDE
VDE (FNN); Ausgabe September 2009

[38] Netzschutzkonzepte für zukünftige Netze
VDE FNN Hinweis; Version 2.0; Juni 2022

[39] IEC 60255-24:2001 (VDE 0435-3040): 2002-04
Elektrische Relais
Teil 24: Standardformat für den Austausch von transienten Daten elektrischer Energieversorgungsnetze (COMTRADE)

[40] DIN IEC 60076-1 (VDE 0532-76-1):2012-03
Leistungstransformatoren, Teil 1: Allgemeines

[41] IEC 61850
Communication networks and systems for power utility automation
www.webstore.iec.ch/en/publication/6028

Handbücher zu ATPDesigner

[Bd. 1] Einführung in ATPDesigner, Band 1: Grundlagen und Bedienung

[Bd. 2] Einführung in ATPDesigner, Band 2: Konfiguration und Betriebsmittel

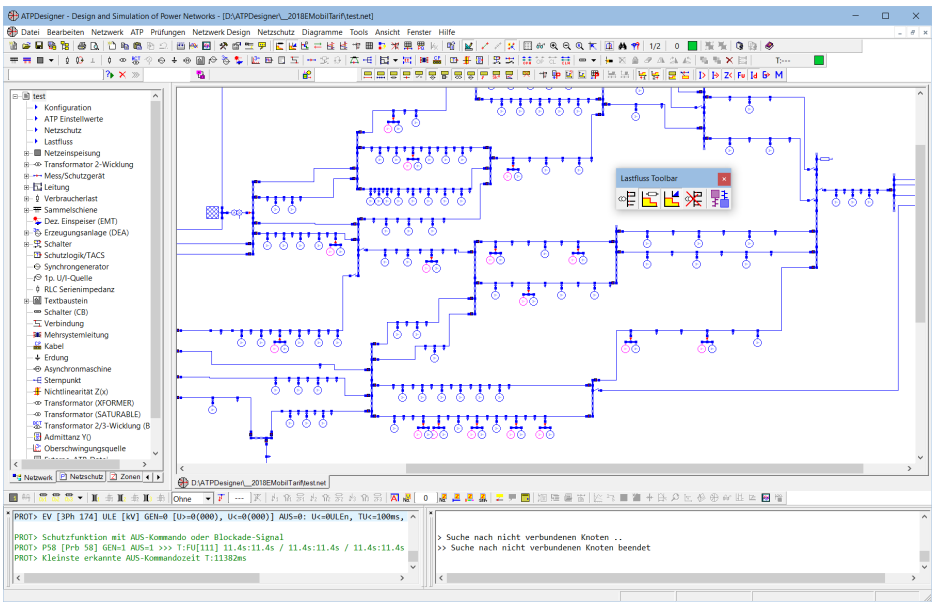
[Bd. 3] Einführung in ATPDesigner, Band 3: Netzberechnung

Power Engineering Saar

Einführung in ATPDesigner

Band 2: Konfiguration und Betriebsmittel

Anwendung der grafischen Benutzeroberfläche *ATPDesigner* und des Netzwerkberechnungsprogramms *ATP* (Alternative Transients Program) zur Berechnung der stationären Zustände und dynamischen Vorgänge in Elektroenergieversorgungsnetzen



Power Engineering Saar
Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar, www.powerengs.de

Inhalt Band 2.3

7 Einstellung der elektrischen Betriebsmittel 6

7.1 2-Wicklungs-Transformator *2-Winding Transformer* 6

7.1.1 Ersatzschaltbild des Transformators im Leerlauf 8

7.1.2 Dynamische Netzvorgänge: Sternpunktschalter mit Impedanz (KNOSPE) 11

7.1.3 Gruppe *Sternpunkt* - Sternpunktbehandlung und Sternpunktimpedanz 12

7.1.4 Einstellwert *2. externer Sternpunkt* 13

7.1.5 Dynamische Netzvorgänge: Magnetisierungskennlinie 14

7.1.6 Kurzschlussimpedanz des Transformators 14

7.1.7 Anzeige der fehlerhaften Berechnung der Kurzschlussimpedanz Z_k 14

7.1.8 Registerkarte *Spannungsregler* 15

7.1.9 Registerkarte *Bibliothek* 21

7.1.10 Registerkarte *Last* – Nachbildung einer Netzstation 22

7.2 Schalter (CB) *Circuit-Breaker* 26

7.2.1 Schalter (CB) Cb1..5, Messorte M1..5, Spannungs- und Stromwandler 1..5 28

7.2.2 Strom- und Spannungswandler der Anlage für die Messorte *M1..5* 30

7.2.3 Strom- und Spannungswandler der Anlage global ein- und ausschalten 32

7.2.4 Ausgabe der Schaltzeiten im *Meldungsfenster* 33

7.2.5 Magnetisierungskennlinie für die *Schalter (CB) Cb1..5* 34

7.2.6 Öffnen und Schließen des Schalters per *Right Mouse Button Click* 35

7.2.7 Öffnen und Schließen des Schalters per *Right Mouse Button Menu* 35

7.3 Einstellung des Leitungsfehlers *Fehlerart* für *Leitung 1...3* 36

7.3.1 Leitungsfehler der Leitungen 1...3 mit einem Lichtbogen 37

7.3.2 Leitungsfehler der Leitungen 1...3 mit einem Fehlerübergangswiderstand 39

7.3.3 Registerkarte *Statischer Lichtbogen - Static Arc Fault* 40

7.3.4 Registerkarte *Dynamischer Lichtbogen - Dynamic Arc Fault* 42

7.3.5 Einstellung der Fehlerimpedanz - *Fault Impedance* 44

7.4 Synchrongenerator und Kraftwerksmodell *Generator* 46

7.4.1 Numerische Modelle des Generators 46

7.4.2 Registerkarte Steuersignale 49

7.4.3 Spannungs- und Drehzahlregler 51

7.4.4 Ausgabe von Signalen in einem Diagramm 54

7.4.5 Verwendung der beiden Regelungen für Drehzahl und Spannung 55

7.4.6 Registerkarte *VDE 0102 (60909)* für den Synchrongenerator 56

7.4.7 Registerkarte *Mechanische Daten* - Kraftwerksmodell mit rotierenden Massen .. 59

7.4.8 Lastfluss-/Kurzschlussberechnung: Internes numerisches Modell 59

7.5 Erdung *Grounding System* 62

7.5.1 Anwenderspezifische Knotennamen 62

7.6 Sternpunkt - *Splitter* 63
7.6.1 Betriebsarten 64
7.6.2 Anwenderspezifische Knotennamen 64
7.6.3 Beispiel: Nachbildung Leiterunterbrechungen mit zwei *Sternpunkten* 64
7.7 Externe .ATP-Datei *External .ATP-File* 66
7.7.1 Inhalt der .ATP-Datei 66
7.8 Sammelschiene *Busbar* 67
7.8.1 Einstellung des *Sammelschienentyp* 68
7.8.2 Thermisch gleichwertiger Bemessungs-Kurzschlussstrom I_{thr} 68
7.8.3 Sammelschienenkurzschluss 68
7.8.4 Öffnen und Schließen eines Abgangstrennschalters 71
7.8.5 Sammelschiene – Spannungsfreiheit mit offenen Abgangstrennschaltern 73
7.8.6 Doppelsammelschiene *Double Busbar* 73
7.8.7 Sammelschienen zur Erhöhung der Anzahl der Abgänge verbinden 81
7.8.8 Balkenanzeige - Anzeige von Messwerten in der Netzgrafik 81
7.8.9 Position des anwenderspezifischen Namens in der Netzgrafik ändern 83
7.8.10 Schriftart des anwenderspezifischen Namens ändern 85
7.9 Asynchronmaschine *Electrical Machine* 86
7.9.1 Mechanische Eigenschaften 89
7.9.2 Sättigung der elektrischen Maschine 90
7.9.3 Mechanisches Drehmoment 90
7.9.4 Interface to TACS/MODELS – Berechnung dynamischer Netzvorgänge 91
7.9.5 Kurzschlussberechnung nach VDE 0102 (IEC 60909) 93
7.10 Schalter *Switch* , ... 95
7.10.1 Allgemeine Einstellwerte 96
7.10.2 Verbinden eines Schalters mit anderen Schaltern, Sammelschienen, etc. 96
7.10.3 Öffnen und Schließen des Schalters 97
7.10.4 Einstellwert *Knoten für AUS-Kommando* 99
7.10.5 Schalter - Berechnung dynamischer Netzvorgänge 100
7.10.6 Schalter - Berechnung stationärer Netzzustände 113
7.10.7 Größe des grafischen Symbols auswählen 115
7.11 Dezentraler Einspeiser (EMT) und Batteriespeicher 117
7.11.1 Registerkarte *Allgemeine Daten* - Erzeugungsanlagen mit Netzstromrichter 118
7.11.2 Interne Arbeitsweise 126
7.11.3 Wichtige Hinweise für die Verwendung des Modells 128
7.11.4 Registerkarte *Cos Phi* - Kennlinien für den Verschiebungsfaktor cos φ 129
7.11.5 Betriebsart *cos phi (P)* und Betriebsart *cos phi (U)* 132
7.11.6 Unterspannungsschutz U< und Überspannungsschutz U> 132

7.11.7 Registerkarte *Steuersignale* ... 134
7.11.8 Einstellwert *NAP: Uc [kV]* ... 135
7.11.9 Übertragungsverhalten der Stromquelle ... 135
7.11.10 Ein- und Ausschalten der Stromquelle ... 136
7.11.11 Überwachung des maximal zulässigen Leiterstroms I_{Lzul} ... 136
7.11.12 Pulsweitenmodulation (PWM) ... 137
7.11.13 LVRT/HVRT-Betrieb - Low Voltage and High Voltage Ride Through ... 137
7.11.14 Beispiel: LVRT-Betrieb eines Windparks ... 154
7.11.15 Ausgabe von Signalen in einem Diagramm ... 157
7.12 Parkregler (RPI) - Parkregler für einen dezentralen Einspeiser (EMT) ... 162
7.12.1 Parkregler (RPI) und Batterie aktivieren ... 164
7.12.2 Kennlinie der primären Wirkleistung P(t) für die Erzeugungseinheiten ... 164
7.12.3 Definition der Wirkleistungskennlinie P(t) ... 165
7.12.4 Einstellung des Anteils *p[p.u.]* der Erzeugungseinheiten zur Gesamtleistung der Erzeugungsanlage ... 165
7.12.5 Einstellungen mit dem Button *NAP: S, P* ... 166
7.12.6 Funktionsweise des Parkreglers ... 167
7.12.7 Erzeugungsanlage mit Batterie ... 170
7.12.8 LVRT-Betrieb der Batterie ... 171
7.12.9 Ausgabe von Signalen in der .PL4-Diagrammdatei ... 171
7.12.10 Berechnung des Übersetzungsverhältnisses *Uncp/Urpi* ... 174
7.13 Strom- und Spannungswandler *M1..5* ... 177
7.14 1-phasige Spannungs- und Stromquelle *1p. U/I-Quelle - ATP Source* ... 179
7.14.2 Registerkarte *Zusätzliche Einstellwerte* ... 185
7.15 Transformator (2- und 3-Wicklungen) *BCTRAN* ... 187
7.15.1 Extern beschaltbare Sternpunkte ... 189
7.15.2 Dreiecksausgleichswicklung ... 189
7.15.3 Mitsystem und Nullsystem ... 189
7.15.4 Wirkanteil der Kurzschlussimpedanzen im Nullsystem ... 193
7.15.5 Bezugsscheinleistungen im Mit- und Nullsystem ... 194
7.15.6 Einstellwerte des Transformators *BCTRAN* im Leerlauf ... 194
7.15.7 Knotennamen für den 3-Wicklungstransformator *BCTRAN* ... 195
7.15.8 Berechnung von Kurzschlussimpedanz und Wirkverlustleistung *BCTRAN* ... 195
7.16 Niederohmige Verbindung und Messleitung ... 199
7.16.1 Messleitung für Differentialschutz, etc. ... 200
7.16.2 Messleitung – Verbindung für die Schutzlogik ... 200
7.17 Transformator *XFormer* – Transformatorbank oder Längsspannungsregler ... 201
7.17.1 Längsspannungsregler mit dem Transformator *XFormer* ... 203
7.18 Spezielle Eigenschaften von Betriebsmitteln ... 208
7.18.1 Trenner, Trennschalter, Lasttrennschalter ... 208

7.19 *TACS* – Komponenten für die Nachbildung von Analogrechnern 209

7.20 RLC Serienimpedanz - *RLC Impedance* 210

7.21 MODELS – Programmiersprache des ATP 211

7.22 Mehrsystemleitung – *Multi Circuit Line* 211

7.22.1 Einfach- und Bündeleiter 212

7.22.2 Mehrsystemleitung - Vertikale und horizontale Bezugslinie 213

7.22.3 Aktivierung und Deaktivierung einzelner Leitern L1, L2 und L3 215

7.23 Einstelldialog *Einstellungen Netzschutz und Kurzschluss* 216

7.23.1 Registerkarte *Netzschutz Analyse* 217

7.23.2 Registerkarte *Netzschutz* 221

7.23.3 Registerkarte *Kurzschluss* 221

7.23.4 Registerkarte *Meldungen* 221

7.23.5 Registerkarte *Bericht Netzschutz* 221

7.24 Parkregler (DEA) – Parkregler für Erzeugungsanlagen (DEA) 223

7.24.1 Parkregler (DEA) für eine Erzeugungsanlage erstellen 227

Mängelanzeige: Der Anwender von ATPDesigner und der dazu gehörenden Dokumentation ist verpflichtet, jegliches Fehlverhalten der Software ATPDesigner oder Fehler oder unzulässige Inhalte in der dazu gehörenden Dokumentation dem Autor der Dokumentation oder dem Lizenzgeber von ATPDesigner unverzüglich schriftlich mitzuteilen.

Änderungs- und Fehlerdokumentation: Erweiterungen und Änderungen sowie bekannte Fehler in ATPDesigner werden in dem Dokument **ATPDesigner – Änderungs- und Fehlerdokumentation** dokumentiert. Das Dokument kann in der jeweils aktuellen Fassung vom Autor des vorliegenden Dokumentes oder dem Lizenzgeber von ATPDesigner oder über die Homepage des Instituts für Elektrische Energiesysteme www.powerengs.de unter **Downloads** oder im **ATPDesigner OneDrive** bezogen werden.

7 Einstellung der elektrischen Betriebsmittel

7.1 2-Wicklungs-Transformator *2-Winding Transformer*

ATPDesigner stellt dem Anwender ein Modell eines 2-Wicklungs-Transformators für typische Anwendungen in Verteilnetzen zur Verfügung. Der Bezeichner des Netzwerkelementes ist **Transformator 2-Wicklung**. Der folgende Einstelldialog stellt Einstelldaten zur Verfügung, um das Modell eines 2-Wicklungs-Transformators einzustellen. Der 2-Wicklungs-Transformator besteht aus den Wicklungen A und B. Nenn- und Bemessungsspannungen können wahlfrei zugewiesen werden.

⇨ Es wird empfohlen, die oberspannungsseitige Nenn- und Bemessungsspannungen der Wicklung A zuzuweisen.

Darüber hinaus sind in der Registerkarte **Bibliothek** typische Transformatoren mit den wichtigsten Betriebsmitteldaten als Vorlagen gespeichert und können vom Anwender ausgewählt, aber in der Registerkarte **Bibliothek** selbst nicht verändert werden.

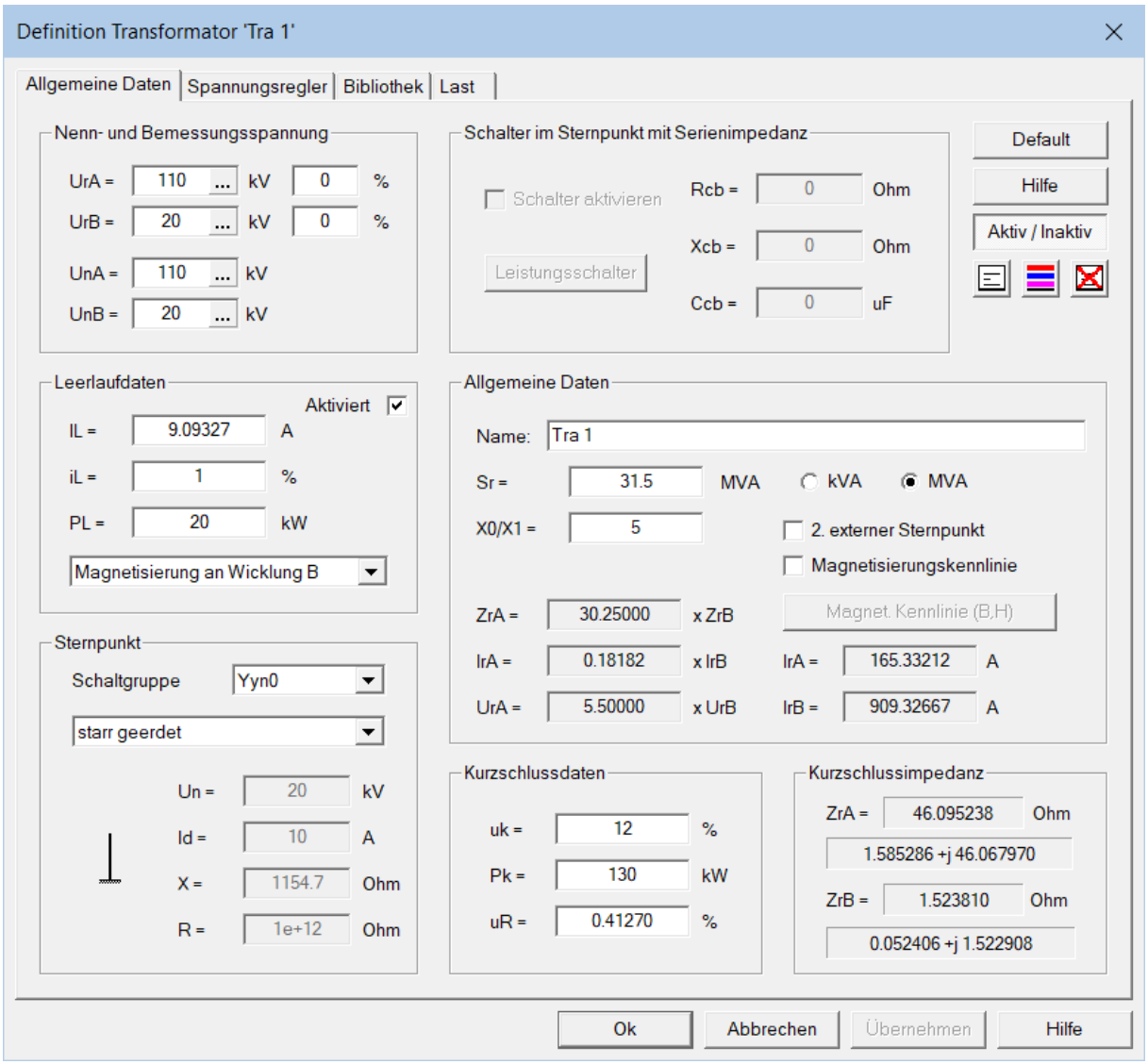


Abbildung 1: Registerkarte *Allgemeine Daten* des 2-Wicklungs-Transformators

Optional kann in der Registerkarte **Spannungsregler** ein **Spannungsregler mit Stufenschalter** aktiviert werden, der in der **Lastflussberechnung** mit aktiver Option **Lastfluss: PQ, PU Knoten** berücksichtigt wird. Ist der Stufenschalter in der Lastflussberechnung aktiviert, werden die Endpositionen und die aktuelle Stufenstellung in der Netzgrafik angezeigt. Im Beispiel in der nachfolgenden Abbildung hat der Stufenschalter 5 Positionen mit Position 3 als Mittenposition. Als Ergebnis der Lastflussberechnung wurde Position 4 eingestellt.

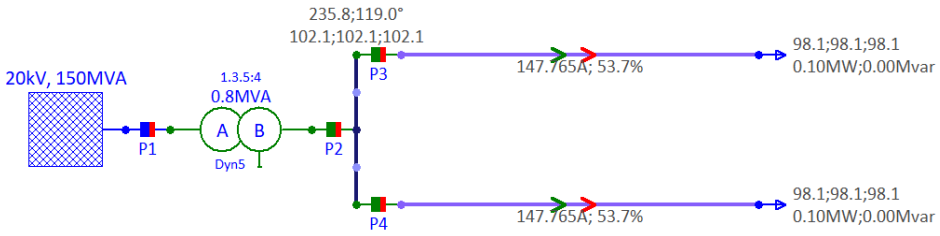


Abbildung 2: 2-Wicklungs-Transformator mit aktivem Stufenschalter

Es gelten folgende Einschränkungen, die unabhängig von den tatsächlich definierten Nenn- und Bemessungsspannungen sind.

1. Die Schaltgruppe ist immer aus Sicht von Wicklung A definiert.

2. Die **Nennspannungen UnA** und **UnB** werden
   - zur automatischen Identifikation und Einfärbung von Spannungsebenen und
   - zur Berechnung des Impedanzkorrekturfaktor K_T zur **Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102** verwendet.

3. Die physikalischen Modellparameter werden immer aus den **Bemessungsspannungen UrA** und **UrB** berechnet.

Einstellwert	Bedeutung
UrA	Bemessungsspannung Wicklung A in kV Der rechts neben dem Wert angezeigte Einstellwert in % kann dazu verwendet werden, eine Stufenstellung des Transformators bezogen auf die zugehörige Wicklung einzustellen.
UrB	Bemessungsspannung Wicklung B in kV Der rechts neben dem Wert angezeigte Einstellwert in % kann dazu verwendet werden, eine Stufenstellung des Transformators bezogen auf die zugehörige Wicklung einzustellen.
UnA	Nennspannung Wicklung A in kV
UnB	Nennspannung Wicklung B in kV
Sr	Bemessungsscheinleistung S_r in kVA oder MVA Die Einheit kann durch die Optionen **kVA** und **MVA** eingestellt werden.
X0/X1	Verhältnis der Nullsystemreaktanz X_0 zur Mitsystemreaktanz X_1
uk	Kurzschlussspannung in %
uR	Ohm'sche Kurzschlussspannung in %

	$u_R = \frac{P_k}{S_{rT}}$
Pk	Kurzschlussverlustleistung in kW
Schalter aktivieren	In Abhängigkeit von der Sternpunktbehandlung kann ein Sternpunktschalter definiert werden.
Rcb	Resistanz der Serienimpedanz in Ohm, parallel zum Schalter im Sternpunkt geschaltet
Xcb	Reaktanz $X_{cb} = j\omega L_{cb}$ der Serienimpedanz in Ohm, parallel zum Schalter im Sternpunkt geschaltet
Ccb	Kapazität der Serienimpedanz in µF, parallel zum Schalter im Sternpunkt geschaltet
IrA	Bemessungsstrom Wicklung A
IrB	Bemessungsstrom Wicklung B
ZrA	Kurzschlussimpedanz nach VDE 0102 bezogen auf Wicklung A
ZrB	Kurzschlussimpedanz nach VDE 0102 bezogen auf Wicklung B
IL	Leerlaufstrom in A Der Leerlaufstrom in A kann auf den Bemessungsstrom einer der beiden Wicklungen A oder B bezogen berechnet werden. $I_{\ell A,B} = i_\ell \cdot I_{rA,B}$
iL	Leerlaufstrom in % Der Leerlaufstrom in % ist unabhängig von dem Bemessungsstrom der Wicklungen definiert. Er wird verwendet, um den Betrag der Leerlaufimpedanz zu berechnen. $Z_{\ell A,B} = \frac{U_{rA,B}^2}{i_\ell \cdot S_{rT}}$
PL	Leerlaufverluste (Eisenverluste) in kW
Magnetisierung an Wicklung …	Anschaltung des internen Modells für Leerlaufstrom **IL** und Leerlaufverluste **PL** an Wicklung A oder Wicklung B
kVA, MVA	Die Einheit der Bemessungsleistung S_r kann eingestellt werden.

7.1.1 Ersatzschaltbild des Transformators im Leerlauf

In Abbildung 6 ist das übliche T-Ersatzschaltbild eines 2-Wicklungs-Transformators abgebildet. Die Größen mit „ ‘ “ sind mit dem Quadrat des Bemessungsübersetzungsverhältnisses von Wicklung B auf die Spannungsebene von Wicklung A umgerechnet. Das Ersatzschaltbild verwendet die in der Gruppe **Leerlaufdaten** zusammengefassten Einstellwerte.

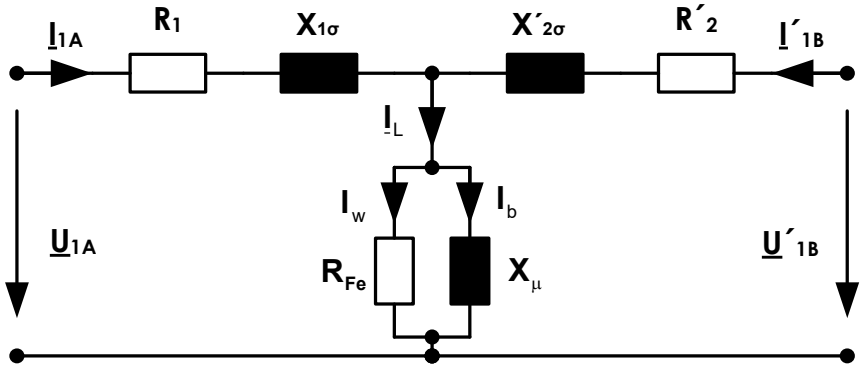


Abbildung 3: T-Ersatzschaltbild eines 2-Wicklungstransformators

Es werden die folgenden Einstellwerte für das elektrische Modell im Leerlauf verwendet:

- Die Wirkverluste im Leerlauf **PL**, auch Eisenverluste bzw. Leerlaufverluste genannt.
- Der Leerlaufstrom **IL** in A oder **iL** in % wird als Scheinstrom sowohl durch den Wirkstrom (Eisenverluste R_{Fe}) als auch durch den Blindstrom (magnetischer Hauptfluss bzw. Hauptinduktivität $X\mu$) verursacht.
- Mit dem Einstellwert **Magnetisierung an Wicklung A bzw. B** kann eingestellt werden, an welcher Wicklung A oder B die Hauptinduktivität $X\mu$ als sättigungsfreies elektrisches Modell des magnetischen Hauptflusses angeschaltet wird. Abhängig von dem Einstellwert wird der Leerlaufstrom **IL** neu berechnet.
- Die Eisenverluste R_{Fe} werden immer an Wicklung B angeschaltet.
- Das Modell zur Nachbildung des Leerlaufverhaltens des Transformators kann deaktiviert werden.

Das von ATPDesigner intern verwendete Modell unterscheidet sich aus modelltechnischen und numerischen Gründen von dem üblichen T-Ersatzschaltbild nach Abbildung 3. Beide Komponenten Eisenverluste R_{Fe} und Hauptinduktivität $X\mu$ bilden im Sinne parallel geschalteter Querelemente die Leerlaufimpedanz. In der nachfolgenden Abbildung ist das übertragerfreie prinzipielle Ersatzschaltbild des 2-Wicklungs-Transformators im Mitsystem für den Einstellwert **Magnetisierung an Wicklung A** dargestellt. Im Falle des Einstellwertes **Magnetisierung an Wicklung B** wird die Hauptinduktivität $X\mu$ am Knoten B parallel zum Eisenwiderstand R_{Fe} angeschaltet.

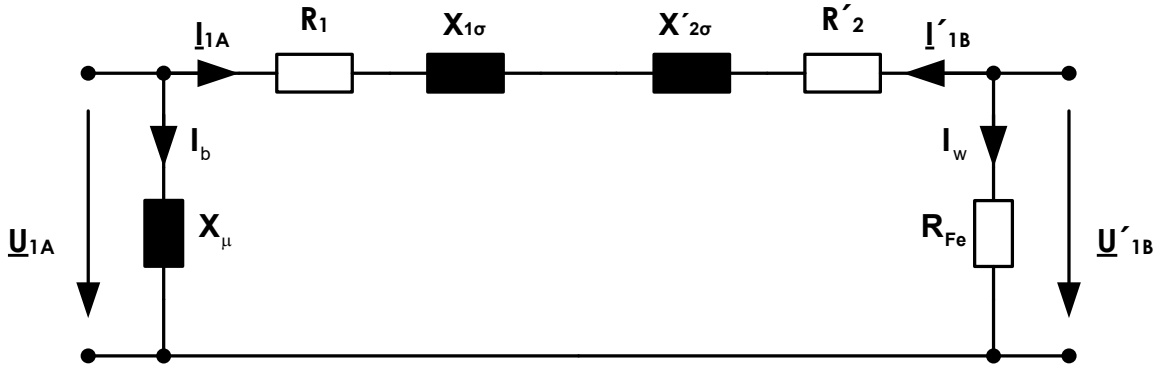


Abbildung 4: Prinzipielles Ersatzschaltbild im Mitsystem

Wird der Leerlaufstrom I_L eines Transformators oder dessen Wirkverluste P_k durch eine Messschaltung z.B. mit einem **Mess/Schutzgerät** ermittelt, so muss bei der Interpretation der gemessenen Werte das Ersatzschaltbild wie beschrieben unbedingt berücksichtigt werden, um die entstehenden modellbedingten Abweichungen gegenüber der in der Fachliteratur üblicherweise verwendeten T-Ersatzschaltbilder zu berücksichtigen.

7.1.1.1 Fehlerhaft definierte Leerlaufimpedanz

Sind die Einstellwerte der **Leerlaufdaten** aus Sicht des Transformatormodells nicht konsistent, so wird eine Fehlermeldung nach Abbildung 5 ausgegeben und die **Error-LED** aktiviert.

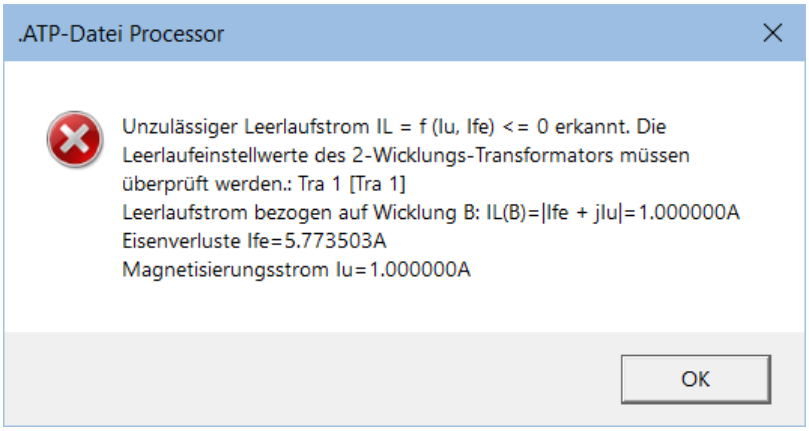


Abbildung 5: Meldung bei fehlerhaft eingestellter Leerlaufimpedanz

7.1.1.2 Zuordnung der Hauptinduktivität zu Wicklung A oder B

Die Hauptinduktivität kann Wicklung A oder Wicklung B zugeordnet werden. Üblicherweise wird die Leerlaufimpedanz der Unterspannungswicklung zugeordnet, da sich diese für Röhrenwicklungen in aller Regel direkt auf dem Transformatorkern befindet.

Einstellwert	Bedeutung
Magnetisierung an Wicklung A	Hauptinduktivität wird **Wicklung A** zugeordnet
Magnetisierung an Wicklung B	Hauptinduktivität wird **Wicklung B** zugeordnet

7.1.1.3 Zuordnung der Eisenverluste zu Wicklung B

Die Eisenverluste werden immer Wicklung B zugeordnet.

7.1.1.4 Berechnung der Leerlaufimpedanz

ATPDesigner berechnet aus dem Leerlaufstrom I_L und der Leerlaufverlustleistung P_L zunächst die zugehörigen Ströme des Modells. Es muss hier beachtet werden, dass der Einstellwert I_L immer für Bemessungsspannung an Wicklung A bei offener Wicklung B (Leerlauf) gemessen wird. Abhängig von den Einstellwerten der Bemessungsspannungen U_{rA} und U_{rB} wird der Leerlaufstrom I_L auf Wicklung B umgerechnet. Bei der Berechnung der Ströme muss die Schaltgruppe der betreffenden Wicklung beachtet werden.

Schaltgruppe Y: $$I_{fe} = \frac{P_L}{\sqrt{3} \cdot U_{rB}}$$

Schaltgruppe D: $$I_{fe} = \frac{P_L}{3 \cdot U_{rB}}$$

Der Betrag des Magnetisierungsstromes I_μ berechnet sich zu:

$$I_\mu = \sqrt{I_L^2 - I_{fe}^2}$$

Wird das Argument der Wurzelfunktion negativ, so wird die Fehlermeldung nach Abbildung 375 ausgegeben.

Die Resistanz der Eisenverluste wird abhängig von der Schaltgruppe wie folgt berechnet:

Schaltgruppe Y: $$R_{fe} = \frac{U_{rB}^2}{P_L}$$

Schaltgruppe D: $$R_{fe} = \frac{3 \cdot U_{rB}^2}{P_L}$$

7.1.2 Dynamische Netzvorgänge: Sternpunktschalter mit Impedanz (KNOSPE)

Optional kann für im Sternpunkt ein **Schalter CB** aktiviert werden. Der Sternpunktschalter kann nicht für alle Sternpunktbehandlungsarten aktiviert werden.

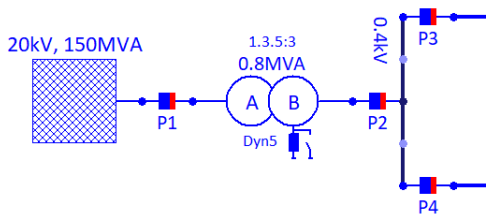


Abbildung 6: Schalter im Sternpunkt z.B. zur Nachbildung einer KNOSPE

Der Schalter kann bzgl. des Schaltzeitpunktes sowie des Anfangszustandes durch einen **Left Mouse Button Down** auf den Schalter eingestellt werden. Die Schaltzeitpunkte werden nur für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** berücksichtigt. Mit Hilfe des Schalters kann für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** z.B. eine **KNOSPE** simuliert werden.

7.1.3 Gruppe *Sternpunkt* - Sternpunktbehandlung und Sternpunktimpedanz

Einstellwert	Bedeutung
starr geerdet	Energieversorgungsnetze mit starrer Sternpunkterdung
isoliert	Energieversorgungsnetze mit isolierten Sternpunkten
kompensiert	Kompensiert betriebene Energieversorgungsnetze (z.B. mit Erdschlusslöschspule)
Impedanz geerdet	Niederohmige geerdete Netze (mit Erdungsimpedanz/-resistanz/-reaktanz)
Sternpunkt	Der Sternpunkt wird intern durch einen 1-phasigen Knoten nachgebildet. Werden Netzwerkelemente an den Sternpunkt angeschlossen, so sollten diese Netzwerkelemente als 1-phasige Netzwerkelementen parametriert werden, die nur den Leiter L1 verwenden. ⇨ **Zum Anschluss des 1-phasigen Netzobjektes muss immer Leiter L1 verwendet werden.**
Schaltgruppe	Schaltgruppe z.B. Dyn11

7.1.3.1 Sternpunktbehandlung und Sternpunktimpedanz

Abhängig von Sternpunktbehandlung und Schaltgruppe des Transformators kann eine Impedanz an den Sternpunkt angeschaltet werden.

Einstellwert	Bedeutung
X	Reaktanz der Sternpunktimpedanz
R	Resistanz der Sternpunktimpedanz

Die Einstellwerte Resistanz R und die Reaktanz X werden abhängig von der Schaltgruppe als Parallel- oder Serienimpedanz verwendet. Hier sollte unbedingt auf die bildliche Darstellung geachtet werden.

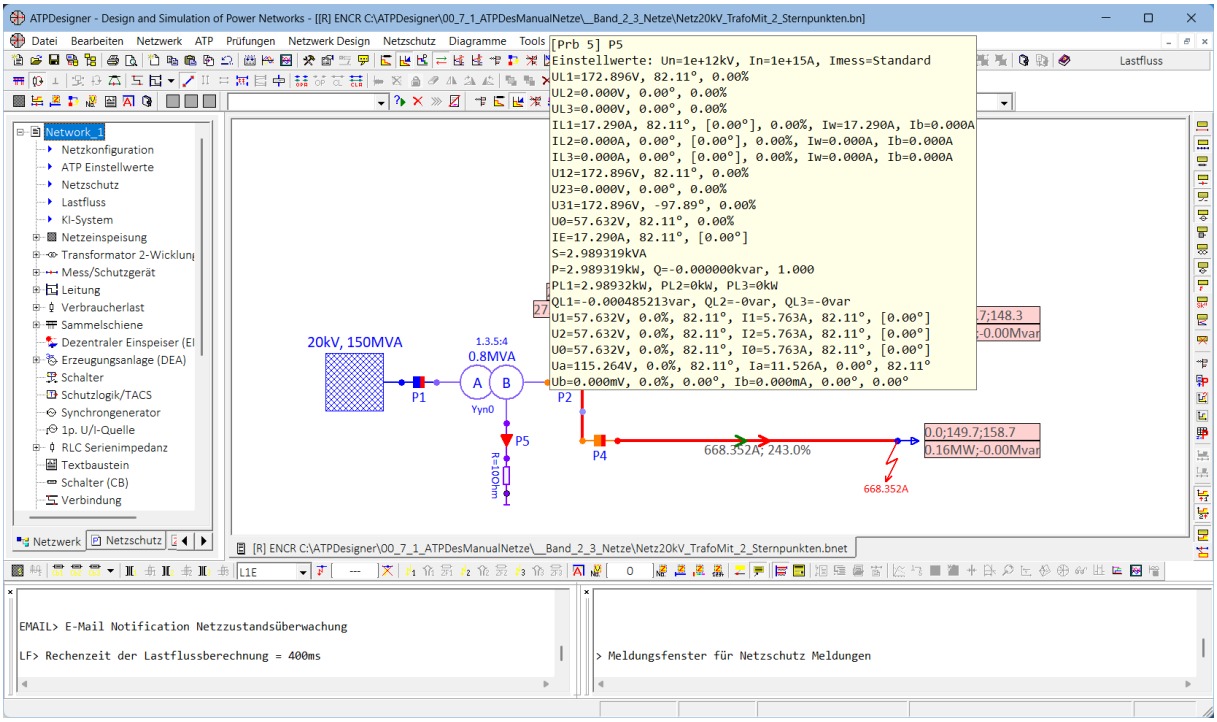
Einstellwert	Bedeutung	Symbol
starr geerdet	Sternpunktimpedanz = 0 Ohm	
isoliert	keine Impedanz vorhanden	
Kompensiert	Sternpunktimpedanz = **Parallelschaltung** R ‖ jX	
Impedanz geerdet	Sternpunktimpedanz = **Serienschaltung** R + jX	

Sternpunkt	Externer 1-phasiger Knoten		

Die Reaktanz X der Sternpunktimpedanz kann mit Hilfe der Nennspannung U_n und des Spulenstromes I_d in guter Näherung berechnet werden. Die Resistanz R wird in dieser Berechnung nicht berücksichtigt.

$$X = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot I_d}$$

In der nachfolgenden Abbildung ist ein Beispiel für die externe Beschaltung des Sternpunktes dargestellt. Die Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät**, **RLC Serienimpedanz** und **Erdung** sind als 1-phasige Netzwerkelemente für **Leiter L1** parametriert.



7.1.4 Einstellwert 2. *externer Sternpunkt*

Für einen Transformator der Schaltgruppe YY kann optional ein zweiter Sternpunkt als 1-phasiger Knoten herausgeführt werden. Dazu muss im Einstelldialog des Transformators in der Gruppe **Sternpunkt** in der Auswahlliste **Sternpunkt** ausgewählt werden und die Option **2. externer Sternpunkt** aktiviert werden.

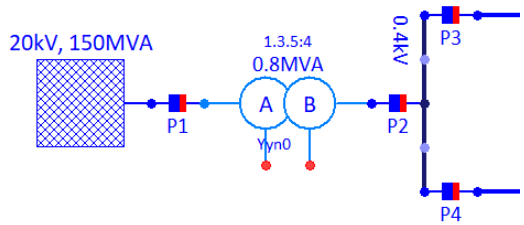


Abbildung 7: Optional zweiter Sternpunkt zur externen Beschaltung

7.1.5 Dynamische Netzvorgänge: Magnetisierungskennlinie

Statt einer idealen linearen Reaktanz kann zur Modellierung der magnetischen Eigenschaften eine nicht-lineare Magnetisierungskennlinie definiert werden. Dadurch werden Effekte wie Übererregung und Sättigung berücksichtigt. Die Magnetisierungskennlinie wird nur für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** berücksichtigt.

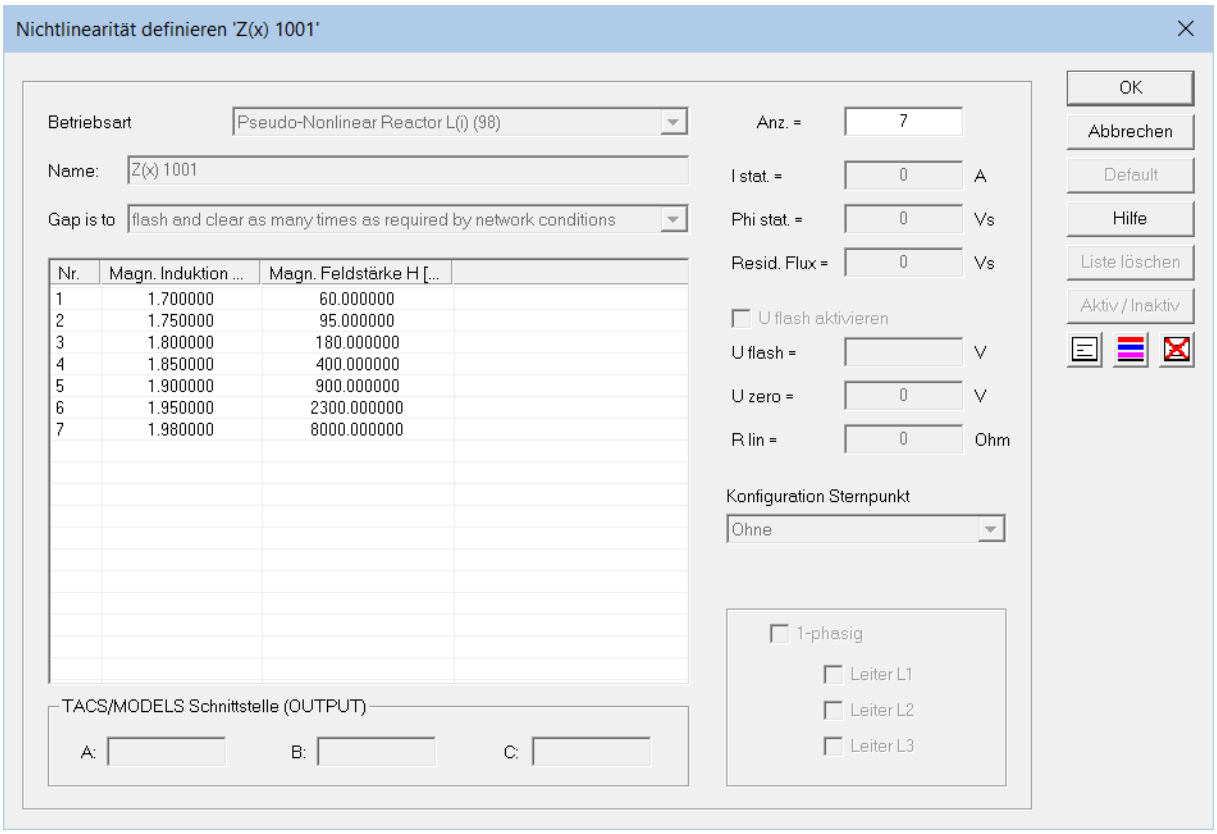


Abbildung 8: Einstelldialog für die Magnetisierungskennlinie

7.1.6 Kurzschlussimpedanz des Transformators

ATPDesigner berechnet die Kurzschlussimpedanz des Transformators in Anlehnung an **VDE 0102 (IEC 60909)** ohne Berücksichtigung des Impedanzkorrekturfaktors K_T und zeigt die Impedanzen bezogen auf Wicklung A und B an.

7.1.7 Anzeige der fehlerhaften Berechnung der Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_k$

Durch eine fehlerhafte Einstellung z.B. eine zu große Kurzschlussverlustleistung P_k können die Kurzschlussimpedanzen **ZrA** und **ZrB** des Transformators nicht berechnet werden. In diesem Fall erfolgt eine Anzeige des Fehlers durch eine Meldung und die Einfärbung der Textfelder **ZrA** und **ZrB** in der Gruppe **Kurzschlussimpedanz** des Einstelldialogs (Abbildung 374).

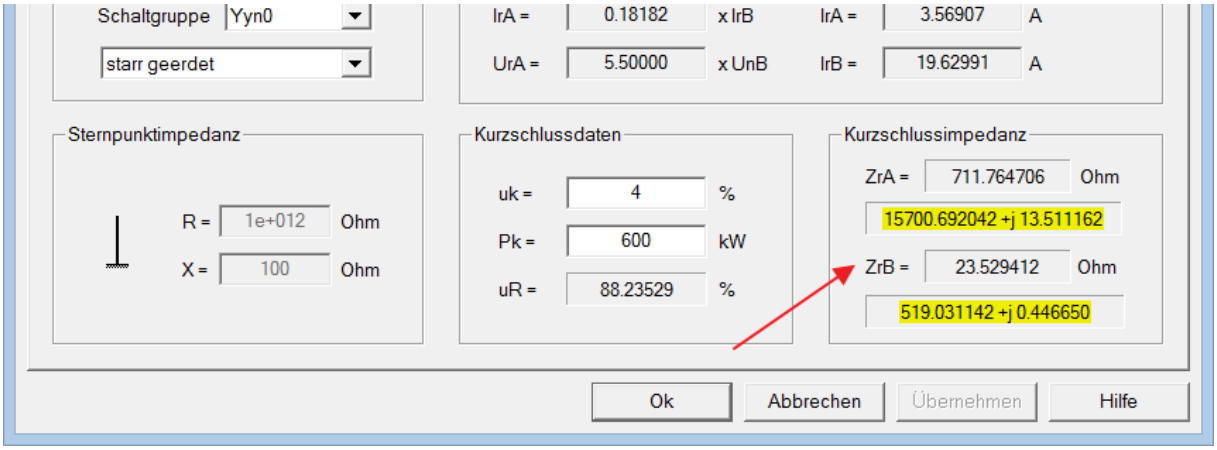


Abbildung 9: Anzeige einer fehlerhaft berechneten Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_k$

7.1.8 Registerkarte *Spannungsregler*

In der Registerkarte **Spannungsregler** kann ein Stufenschalter mit Spannungsregler eingestellt werden. Ist die Option **Spannungsregler aktiv** aktiviert, so wird für die **Lastflussberechnung** und aktivierter Option **Lastfluss: PQ, PU Knoten** eine Regelung der Netzspannung an den Anschlussklemmen des Transformators durchgeführt. Dabei kann wahlweise die OS-seitige oder US-seitige Windungszahl des Transformators verstellt werden. Die Funktion bildet im Rahmen des Iterationsverfahrens die Arbeitsweise eines Transformators mit Stufenschalter und automatischer Spannungsregelung nach.

- Damit die Option **Lastfluss: PQ, PU Knoten** den Spannungsregler des Transformators während der Ausführung Lastflussberechnung berücksichtigt, muss die Option **Spannungsregler aktiv** aktiviert sein. Die Option kann vereinfacht mit dem Toolbar-Button der Toolbar **Haupttoolbar** aktiviert werden.

  - Hauptmenü **Ansicht**
  - Menüpunkt **Haupttoolbar**

- Bei **deaktivierter Option Lastfluss: PQ, PU Knoten** ist der Spannungsregler mit Stufenschalter ohne Funktion. Es wird die letzte eingestellte Stufenstellung verwendet. Mit dem Button **Mittenstellung** kann der Stufenschalter manuell in die neutrale Position gestellt werden.

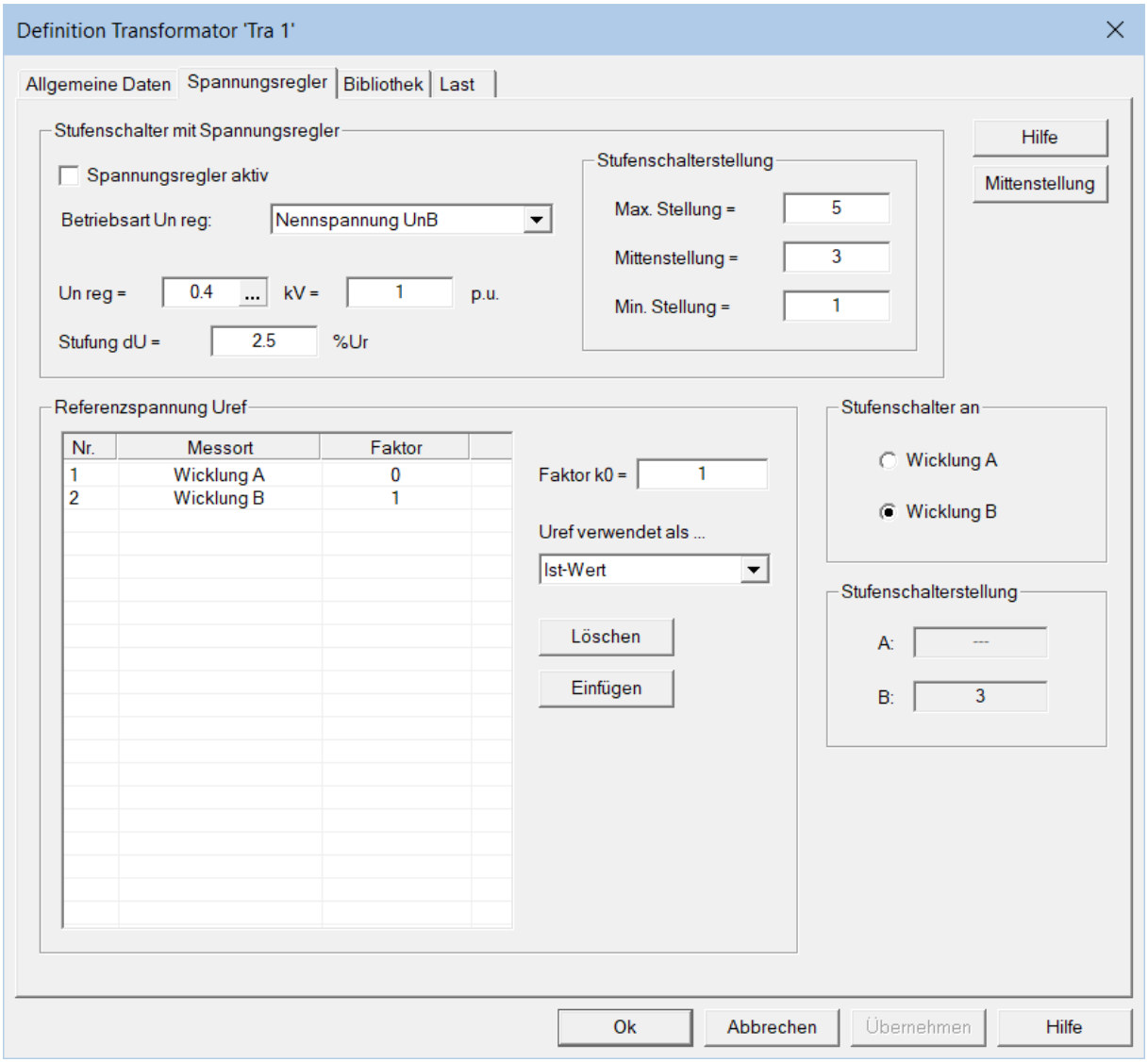


Abbildung 10: Einstelldialog *Transformator* – Registerkarte *Spannungsregler*

ATPDesigner führt die Spannungsregelung im Mitsystem aus. Aus den Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L1}$, $\underline{U}_{L2}$ und $\underline{U}_{L3}$ wird die Mitsystemspannung $\underline{U}_1$ berechnet:

- für die beiden Wicklungen A und B
- für jeden Messort eines Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**

$$\underline{U}_1 = \frac{\underline{U}_{L1} + \underline{a} \cdot \underline{U}_{L2} + \underline{a}^2 \cdot \underline{U}_{L3}}{3}$$

Wird eine **Lastflussberechnung** mit aktiver Option **Lastfluss: PQ, PU Knoten** durchgeführt, so wird nach Beendigung der Lastflussberechnung die am Messort des Spannungsreglers verbleibende Differenzspannung berechnet und mit der Stufenspannung **Step-Stufung dU** verglichen. Ist die verbleibende Differenzspannung größer als die Stufenspannung, so gibt ATPDesigner eine Fehlermeldung in das **Meldungsfenster** aus und setzt die **Error-LED**. Nachfolgend wird beispielhaft die Fehlermeldung angegeben:

LF Error> Transformator 10MVA [Tra 1]: dUmess=…% > Stufung dU=1.5%

Die verbleibende Differenzspannung kann nach erfolgter Lastflussberechnung auch im **Tooltip des Transformators** angezeigt werden.

Einstellwert	Bedeutung
Spannungsregler aktiv	EIN- bzw. AUS-Schalten des Spannungsreglers für die Lastfluss-berechnung
Mittenstellung	Der Stufenschalter wird auf die mittlere Position gesetzt.

7.1.8.1 Betriebsart *Un reg*

Mit diesem Einstellwert kann die Bezugsspannung für die Berechnung der SOLL-Spannung **Un reg** für Wicklung B festgelegt werden.

- **Nennspannung UnB**
  Die Nennspannung U_{nB} von Wicklung B wird als Bezugswert für die Berechnung der SOLL-Spannung **Un reg** verwendet.

  $$U_{n,reg} = p.u.\,U_{n,Wicklung\ B}$$

- **Bemessungsspannung UrB**
  Die Bemessungsspannung U_{rB} von Wicklung B wird als Bezugswert für die Berechnung der SOLL-Spannung **Un reg** verwendet.

  $$U_{n,reg} = p.u.\,U_{r,Wicklung\ B}$$

7.1.8.2 Berechnung der Referenzspannung Uref

Die **Referenzspannung U_{ref}** kann aus der Netzspannung mehrerer Messorte und den Spannungen an den beiden Wicklungen A und B des Transformators berechnet werden:

- wahlweise an Wicklung A oder Wicklung B des Transformators oder
- mit Hilfe eines oder mehrerer **Mess/Schutzgeräte** an beliebigen Netzknoten.

Die **Referenzspannung U_{ref}** wird entsprechend der nachfolgenden Gleichung im Mitsystem berechnet.

$$U_{ref} = \sqrt{3} \cdot k_0 \cdot \frac{\sum_{i=1}^{N} k_i \cdot |\underline{U}_i|}{N}$$

- N : Anzahl der Messorte mit einem Wichtungsfaktor $k_i \neq 0$ inkl. der Messorte an den Wicklungen A und B des Transformators

Einstellwert	Bedeutung
$\underline{U}_1$	Spannung im Mitsystem am i-ten Messort eines **Mess/Schutzgerätes** oder den Wicklungen A und B des Transformators
Faktor k_i	Wichtungsfaktor für den Betrag der Mitsystemspannung des i-ten Messortes

	Wird der Wichtungsfaktor $k_i = 0$ eingestellt, so wird dieser Messwert nicht in der Anzahl der Messorte N mitgezählt.
Faktor k_0	Wichtungsfaktor

- Es muss beachtet werden, dass der Spannungsregler nur den Betrag der Spannung U_1 im Mitsystem verarbeitet.

- In der Liste der Messorte zur Berechnung der Referenzspannung des Spannungsreglers können die beiden Messorte der Wicklungen A und B des Transformators nicht gelöscht werden. Mit Hilfe des zugehörigen Faktors **Faktor k_i = 0** kann die an den Wicklungen gemessenen Mitsystemspannungen für die Berechnung der Eingangsspannung des Spannungsreglers ignoriert werden.

Die Referenzspannung U_{ref} kann wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt sowohl als SOLL-Spannung U_{soll} oder als IST-Spannung U_{ist} des Spannungsreglers verwendet werden.

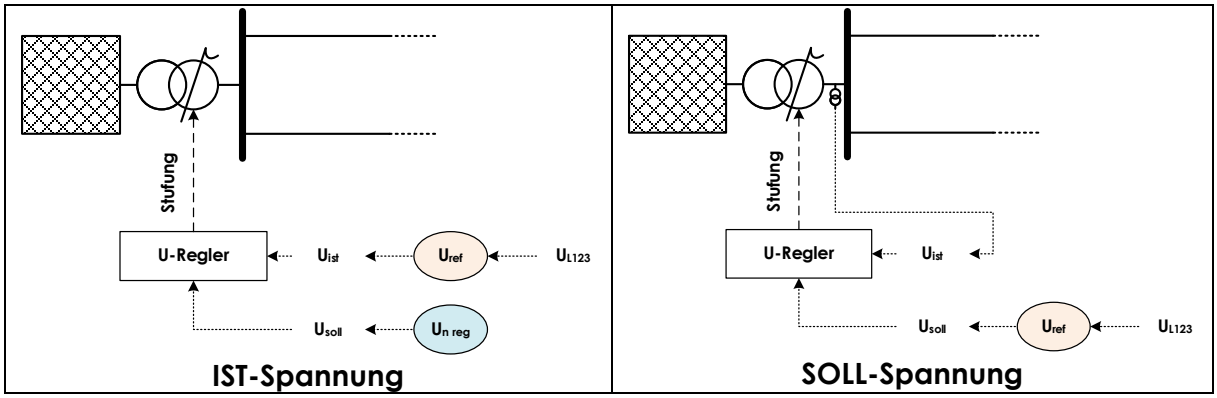


Abbildung 11: Referenzspannung U_{ref} als SOLL- oder IST-Spannung des Spannungsreglers

Die Auswahl erfolgt mit Hilfe der Betriebsart **U_{ref} verwendet als ...**

- **IST-Spannung**
  Die gemessene Referenzspannung U_{ref} wird als IST-Wert U_{Ist} des Spannungsreglers verwendet. Der SOLL-Spannung U_{Soll} des Spannungsreglers wird durch den Einstellwert $U_{n\,reg}$ definiert.

  - **U_{ist}** = Messspannung U_{ref}
    Als Messpannung wird die Spannung $\underline{U}_1$ im Mitsystem verwendet.
  - **U_{soll}** = Einstellwert $U_{n\,reg}$

  Diese Betriebsweise realisiert die im Netzbetrieb übliche Art der Spannungsregelung mit einem Stufenschalter.

- **SOLL-Spannung**
  Die gemessene Referenzspannung U_{ref} wird als SOLL-Spannung U_{soll} des Spannungsreglers verwendet. Der IST-Wert U_{ist} des Spannungsreglers wird aus der Mitsystemspannung, die an Wicklung B des Transformators gemessen wird, berechnet.

$$U_{ist} = \sqrt{3} \cdot |\underline{U}_1|$$

- **U_{ist}** = Messspannung
- **U_{soll}** = Referenzspannung U_{ref}

Der in ATPDesigner implementierte Regelalgorithmus vergleicht im Verlauf der iterativen Lastflussberechnung den IST-Spannung des Spannungsreglers U_{IST} mit dem SOLL-Spannung U_{SOLL}. Aus der sich ergebenden Differenzspannung wird abhängig von der Stufenzahl und der Spannungsänderung je Stufe (**Stufung dU**) eine optimale Stufenstellung für die ausgewählte Wicklung A oder B berechnet und eingestellt. Es wird keine Hysterese berücksichtigt.

Einstellwert	Bedeutung
Löschen	Wird eine Zeile in der Liste der Messorte durch einen **Left Mouse Button Click** markiert, so kann durch Drücken des Buttons die Zeile gelöscht werden.
Einfügen	Durch einen **Left Mouse Button Click** wird die Liste der im Netz vorhandenen Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät** angezeigt. Durch einen **Left Mouse Button Click** kann ein **Mess/Schutzgerät** ausgewählt und in der Liste der Messorte gespeichert werden. Ist der Mauszeiger im Bereich der Liste positioniert, so kann die Liste der Messorte auch durch einen **Right Mouse Button Click** angezeigt werden (siehe nächste Abbildung). Messorte, die deaktiviert sind, werden nicht in der Liste der Messorte angezeigt.

Der Spannungsregler hat die Aufgabe, die Spannungsdifferenz zwischen SOLL-Spannung U_{soll} und IST-Spannung U_{ist} mit Hilfe des Stufenschalters zu minimieren. Dazu kann wahlweise die Anzahl Windungen der Wicklung A oder B verändert werden. Die aktuelle Stufung der ausgewählten Wicklung A oder B wird als prozentualer Wert rechts neben der Bemessungsspannung **UrA** bzw. **UrB** der Wicklung in der Registerkarte **Allgemeine Daten** angezeigt.

- Eine zum Start der iterativen Netzberechnung vorhandene Stufung der Wicklungen A oder B wird auf 0% zurückgesetzt.

- Die Stufung der Wicklung, die durch den Spannungsregler nicht verändert wird, wird automatisch auf 0% gesetzt.

- Wird **Wicklung A** ausgewählt, so wird die US-seitige Netzspannung durch eine Veränderung der **OS-seitigen Stufenstellung** auf den Wert **$U_{n,reg}$** eingestellt. Die US-seitige Stufenstellung wird auf Mittenstellung (= 0%) zurückgestellt.

- Wird **Wicklung B** ausgewählt, so wird die US-seitige Netzspannung durch eine Veränderung der **US-seitigen Stufenstellung** auf den Wert **$U_{n,reg}$** eingestellt. Die OS-seitige Stufenstellung wird auf Mittenstellung (= 0%) zurückgestellt.

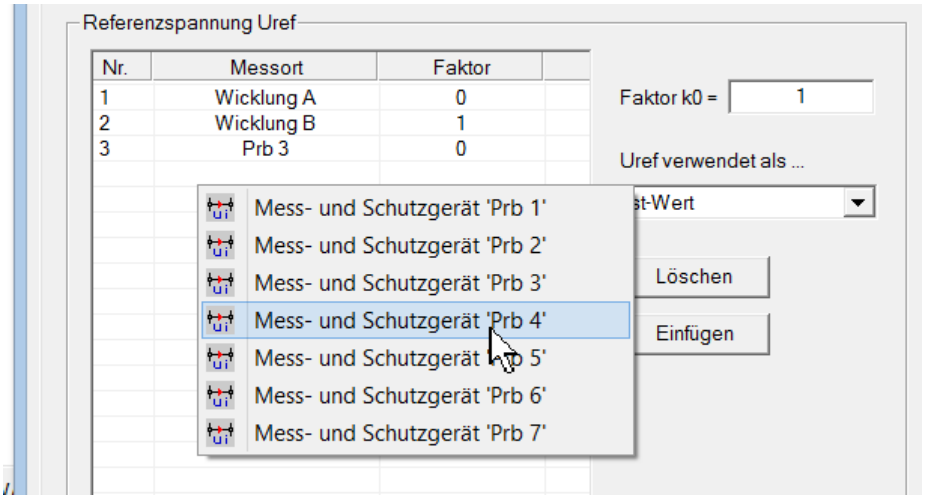


Abbildung 12: Right Mouse Button Menu zur Auswahl zusätzlicher Messorte

Einstellwert	Bedeutung
Un reg	**Betriebsart *Ist-Spannung*** Fest eingestellter SOLL-Spannung der Netzspannung (Leiter-Leiter-Spannung) in kV oder in p.u. (1 p.u. = U_n)
Stufung dU	Spannungsdifferenz für eine Stufe des Stufenschalters bezogen auf die Bemessungsspannung der ausgewählten Wicklung A oder B
Max. Stellung	Maximale (oberste) Position des Stufenschalters
Mittenstellung	Mittelstellung des Stufenschalters
Min. Stellung	Minimale (unterste) Position des Stufenschalters

7.1.8.3 Anzeige der Stufenschalterstellung

Für die Wicklungen A und B werden die eingestellten Positionen des Stufenschalters angezeigt. Die Stufenstellung des Stufenschalters wird am Symbol des Transformators angezeigt, wenn die Option **Stufenschalter aktiv** aktiviert ist.

7.1.9 Registerkarte *Bibliothek*

In der Registerkarte **Bibliothek** sind verschiedene Transformatorentypen als Vorlage implementiert. Die Betriebsmitteldaten der Transformatorentypen können in der Registerkarte nicht verändert werden.

Einstellwert	Bedeutung
Auswählen	Ist ein Bezeichner einer Transformatortyps wie z.B. **10/0,4kV 400kVA 5% Dyn5** durch einen **Left Mouse Button Click** markiert, können die dazu gehörenden Betriebsmitteldaten mit einem **Left Mouse Button Click** in die anderen Registerkarten kopiert werden. Vor dem Start des Kopiervorgangs erfolgt noch eine Sicherheitsabfrage.

⇨ Vor der Übernahme der Daten des in der Bibliothek ausgewählten Transformators muss unbedingt die Taste **Auswählen** mit einem **Left Mouse Button Click** betätigt werden.

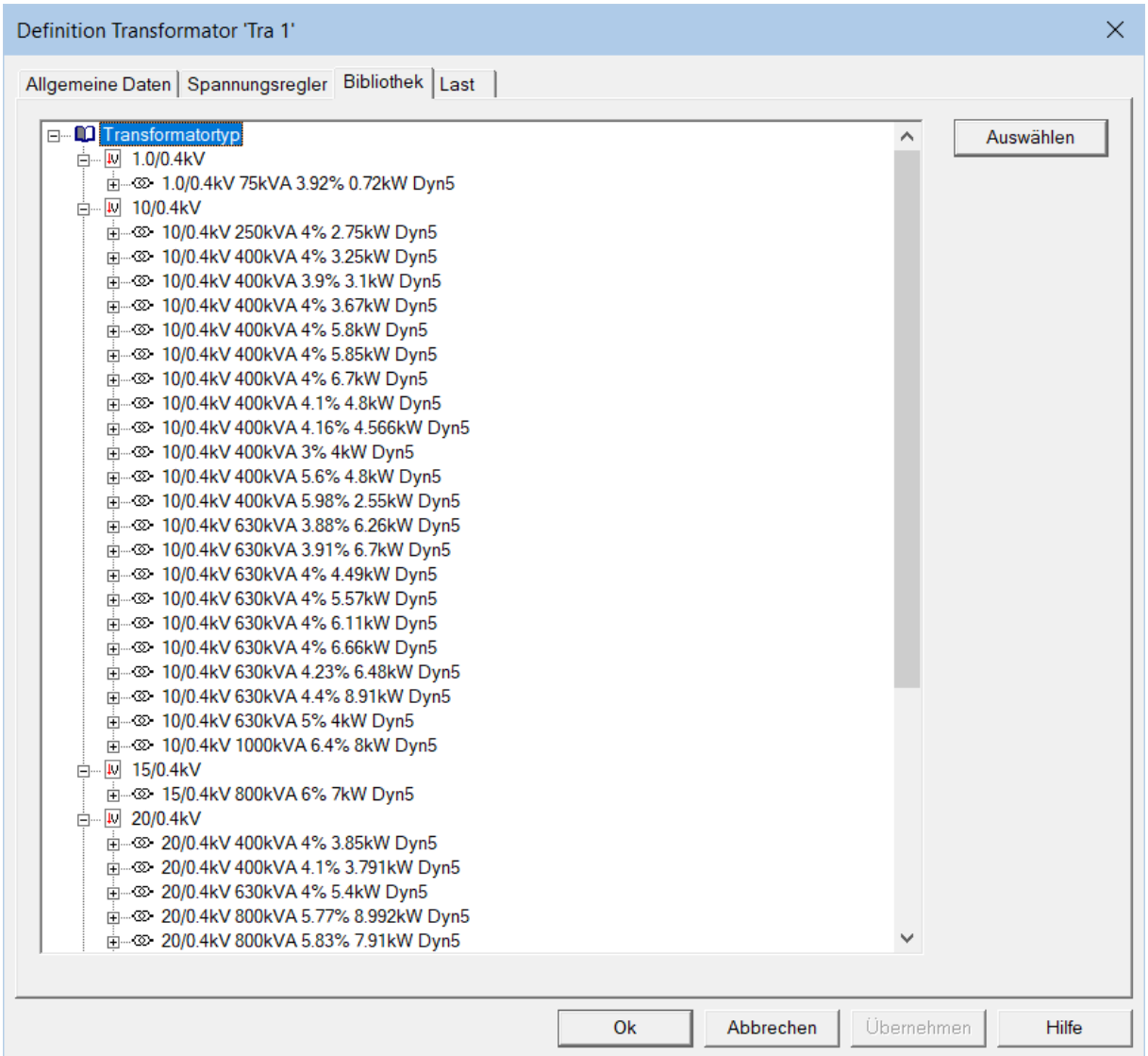


Abbildung 13: Registerkarte *Bibliothek* – Transformatortypen als Vorlage

7.1.10 Registerkarte *Last* – Nachbildung einer Netzstation

Die Einstellwerte der Registerkarte **Last** erlauben es, eine **Netzstation** bestehend aus

- dem Transformator,
- einer integrierten Verbraucherlast sowie
- optional mit Hilfe eines an der Wicklung B aktivierbaren Netzknotens anschließbaren weiteren Netzwerkelementen nachbildbares Stromnetz

aufzubauen. Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft ein Mittelspannungsnetz, das mit Netzstationen aufgebaut ist.

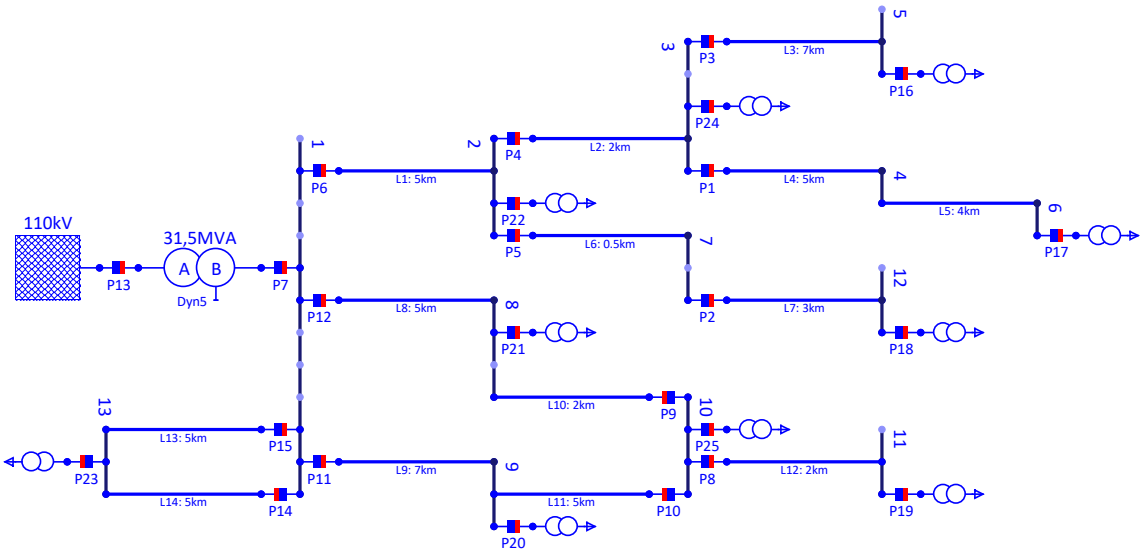


Abbildung 14: 20kV-Mittelspannungsnetz mit 400V-Netzstationen

In der Registerkarte Last kann mit dem Einstellwert **Netzstation aktivieren** das Modell der Netzstation aktiviert werden.

Mit der Option **Verbraucherlast aktivieren** kann eine **Verbraucherlast** aktiviert werden, die intern mit den externen Anschlussknoten der unterspannungsseitigen Wicklung B verbunden ist. Die Einstellwerte dieser im Transformator integrierten Verbraucherlast sind gegenüber dem Netzwerkelement **Verbraucherlast** eingeschränkt.

⇨ Unabhängig von dem Einstellwert Betriebsart der wird die interne Verbraucherlast immer mit dem Modell einer 3-phasigen symmetrischen Impedanz in Sternschaltung nachgebildet.

Mit der Option **Knoten an Wicklung B aktivieren** kann an der unterspannungsseitigen Wicklung B der externe Netzknoten aktiviert werden. Damit kann der Transformator der Netzstation dazu verwendet werden, ein unterspannungsseitiges Stromnetz an Wicklung B ohne Einschränkungen anzuschalten.

⇨ Die beiden Optionen **Verbraucherlast aktivieren** und **Knoten an Wicklung B aktivieren** können beliebig kombiniert werden.

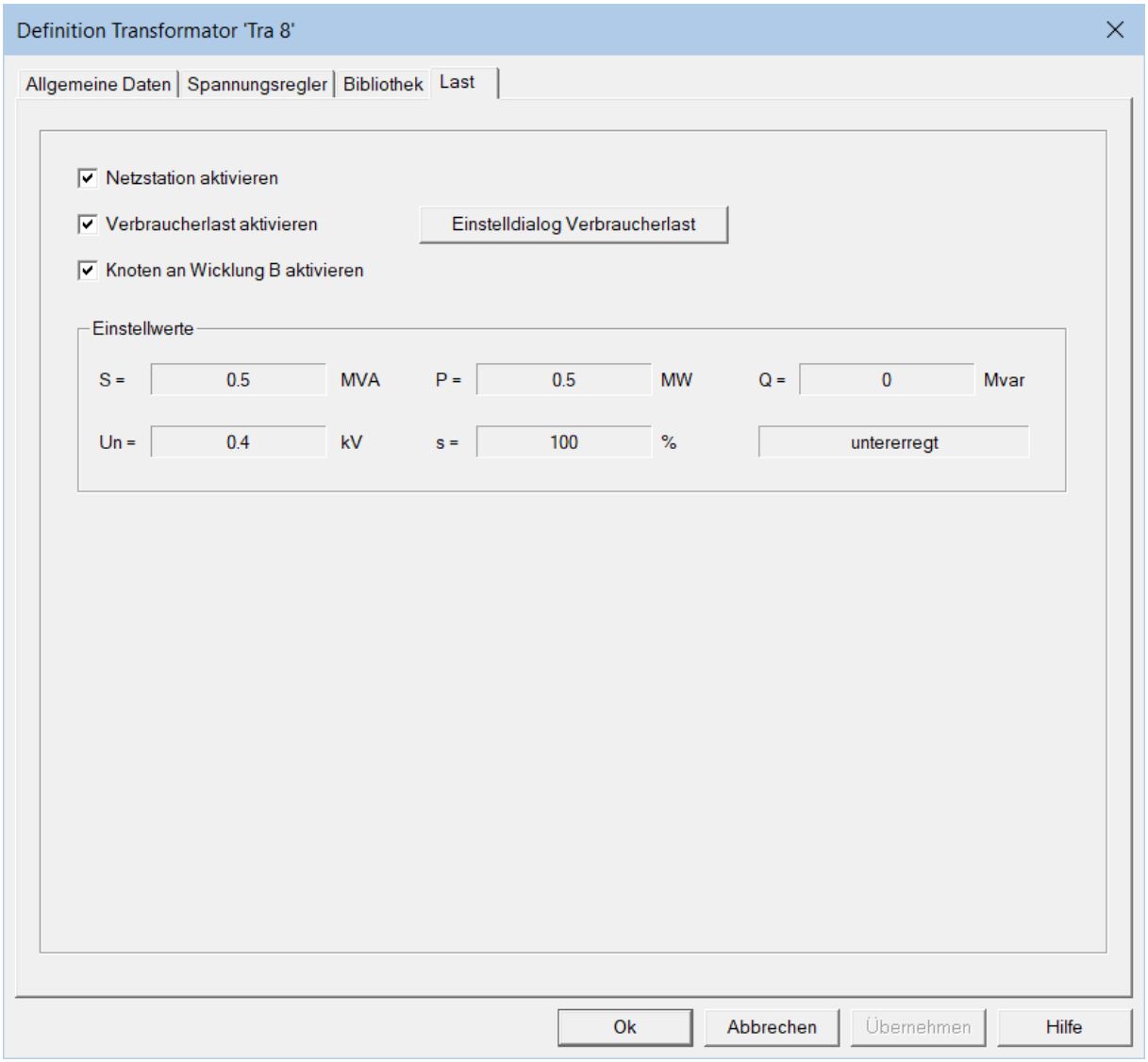


Abbildung 15: Registerkarte *Last* – Nachbildung einer Netzstation

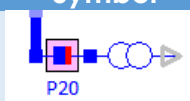
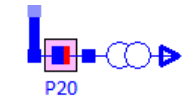
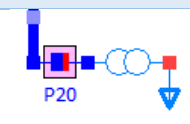
Einstellwert	Bedeutung	Symbol
Netzstation aktivieren	Aktivierung des Modells der Netzstation	
Verbraucherlast aktivieren	Wird die Option aktiviert, so wird automatisch an Wicklung B des Transformators eine **Verbraucherlast** mit dem Pfeil-Symbol wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt angeschlossen.	
Einstelldialog Verbraucherlast	Es wird ein eingeschränkter Einstelldialog der **Verbraucherlast** geöffnet.	
Knoten an Wicklung B aktivieren		

Abbildung 16: Registerkarte *Last* – Einstellwerte einer Netzstation

Ist der **Netzwerk Design Mode** aktiv und ist eine Netzstation markiert, so kann ein kontextsensitives Menü mit einem **Right Mouse Button Click** geöffnet werden, dass Zusatzmenüpunkte für die Einstellung der Netzstation aufweist.

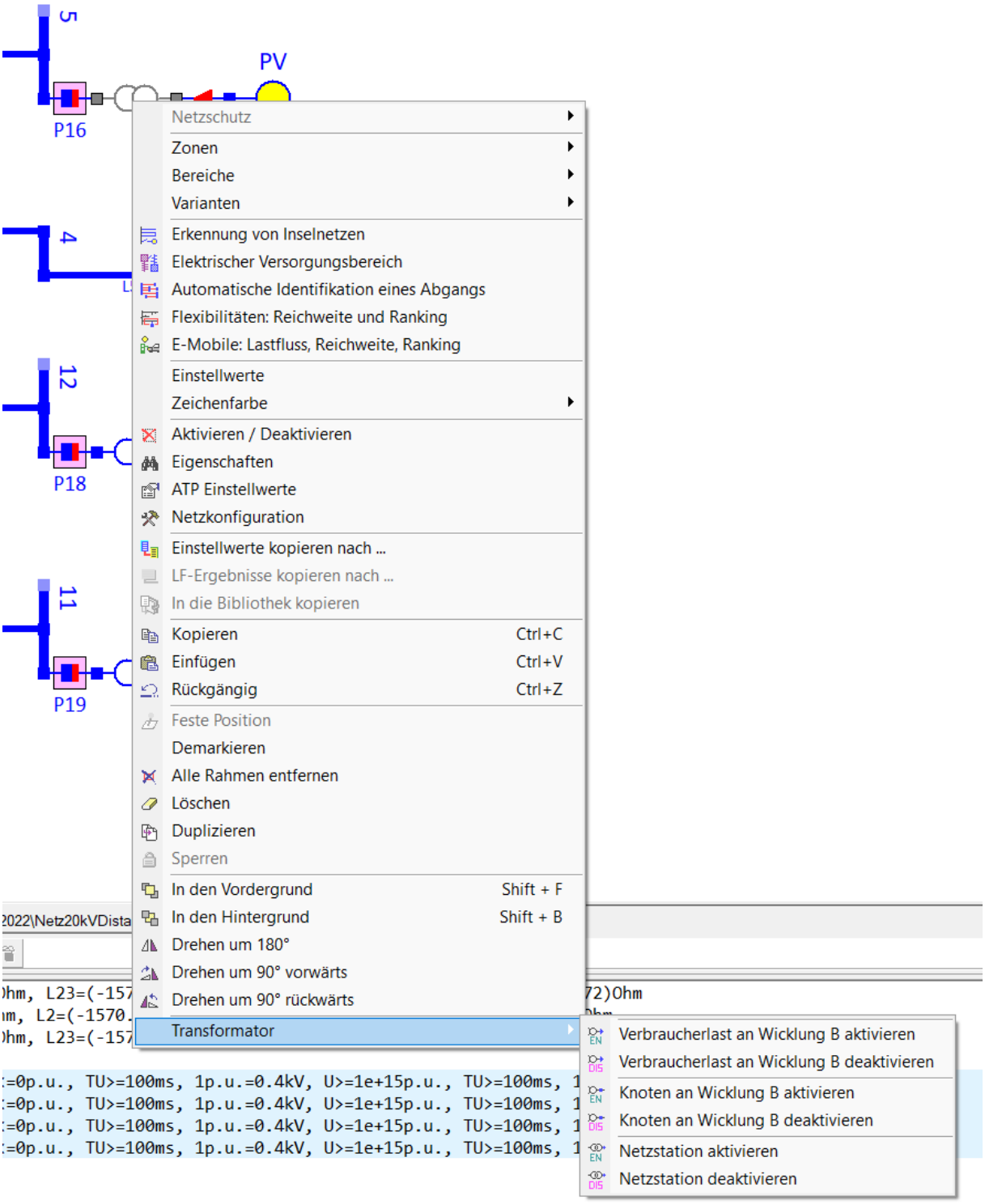


Abbildung 17: Kontextsensitives Right Mouse Button Menu der Netzstation

In der Registerkarte werden ausgewählte Einstellwerte der internen Verbraucherlast angezeigt.

Anzeigewert	Bedeutung
S	Scheinleistung der internen Verbraucherlast
P	Wirkleistung der internen Verbraucherlast
Q	Blindleistung der internen Verbraucherlast
Un	Nennspannung der internen Verbraucherlast Es wird empfohlen die Nennspannung der internen Verbraucherlast und die Nennspannung U_{nA} bzw. Bemessungsspannung U_{rA} des Transformators der Netzstation gleich einzustellen.
s	Teillastfaktor Scheinleistung der internen Verbraucherlast
untererregt **übererregt**	Betriebsart des Verschiebungsfaktors cos φ

Mit Hilfe des Menüpunktes **Verbraucherlast zum Transformator hinzufügen** des kontextsensitiven **Right Mouse Button Menu** kann die externe Lastimpedanz als interne Lastimpedanz des Transformators übernommen werden.

⇨ Es muss hier beachtet werden, dass nur die Einstellwerte der externen Last übernommen werden, die zur Einstellung der internen Lastimpedanz des Transformators benötigt werden. Die Einstellmöglichkeiten der internen Verbraucherlast der Netzstation sind gegenüber den Einstellmöglichkeiten der **Verbraucherlast** eingeschränkt.

7.2 Schalter (CB) *Circuit-Breaker*

Das Netzwerkelement **Schalter (CB)** bildet einen 3-phasigen Schalter ohne Impedanz nach. Bis zu vier Schalthandlungen können durch die Zeitpunkte **T1...4** programmiert werden. Für die Schalter **Cb1..5** können optional bis zu fünf Messorte ähnlich denen des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** aktiviert werden. Der **Schalter (CB)** verwendet intern ein ATP basiertes Modell, das dem des Netzwerkelementes Schalter entspricht. Allerdings ist gerade für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** der **Schalter (CB)** einfacher einzustellen und dem Schalter vorzuziehen. Für die **Berechnung stationärer Netzzustände** ist wiederum der Schalter vorzuziehen insbesondere als Leistungsschalter in Kombination mit dem Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät**.

Es muss hier beachtet werden, dass die Mehrheit der Einstellwerte des Einstelldialogs des **Schalters (CB)** nur im Falle der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** relevant sind.

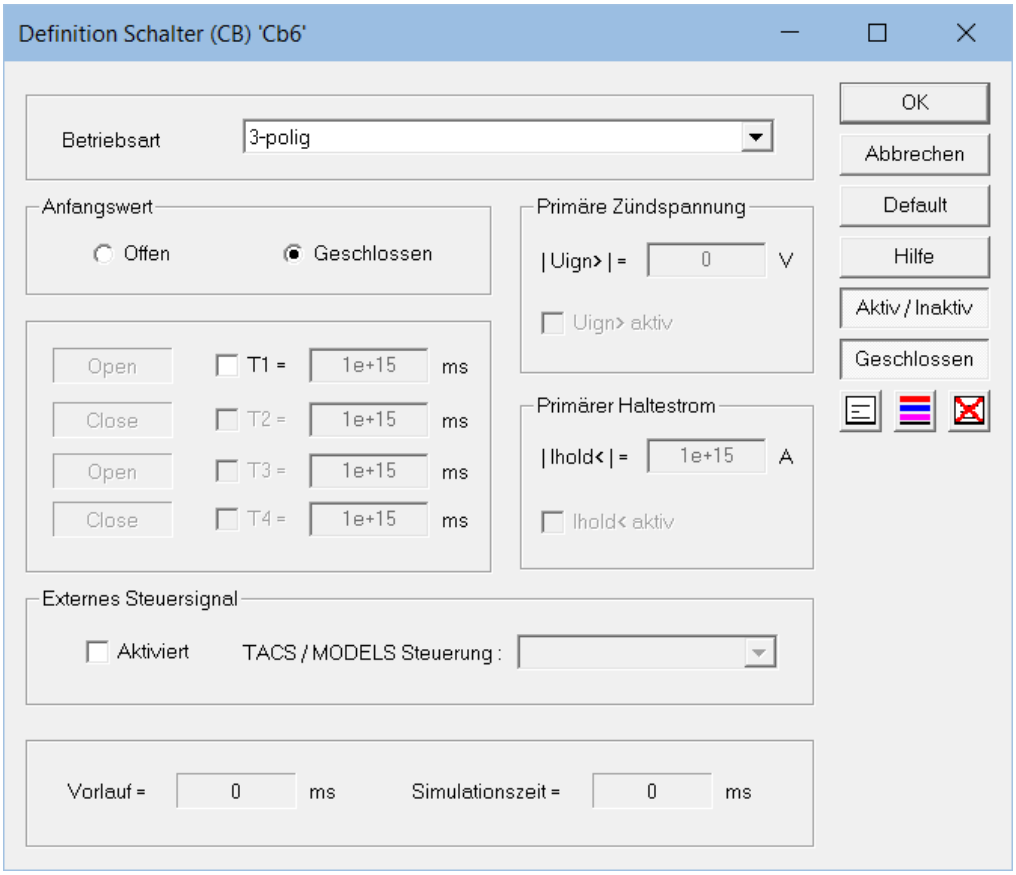


Abbildung 18: Einstelldialog *Schalter (CB)*

Einstellwert	Bedeutung
Ena./Dis.	Netzwerkelement aktivieren oder deaktivieren
Geschlossen	Der Schalter ist zu Beginn der Netzberechnung geschlossen oder geöffnet während der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** und während der Berechnung des stationären Netzzustandes. Der Schalterzustand ist identisch mit den Optionen **Offen** und **Geschlossen** in der Gruppe **Anfangswerte.**

Offen (Open)	Schalter ist **Offen** zu Beginn der Simulation (t = 0ms) während der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** und während der **Berechnung des stationären Netzzustandes**
Geschlossen (Close)	Gruppe **Anfangswert** Schalter ist **Geschlossen** zu Beginn der Simulation (t = 0ms) während der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** und während der **Berechnung des stationären Netzzustandes**
T1..4	Gruppe **Anfangswert** Schaltzeiten in ms, abhängig vom Anfangszustand. Die Schaltzeiten sind immer auf den Beginn der Simulation (t = 0 ms) während der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** bezogen und unabhängig von dem Einstellwert **Vorlauf** in der Registerkarte **ATP Daten**.
I hold (prim.)	Haltestrom (primär) Der Stromfluss durch einen der drei Schalterpole wird erst unterbrochen, wenn die Schaltzeit erreicht wurde und der Betrag des Augenblickswert des primären Leiterstromes durch den Schalterpol die Schwelle **|I hold <|** unterschreitet. Die Leiterströme durch die drei Schalterpole des Schalters werden unabhängig voneinander beurteilt. Die Schwelle kann mit **Ihold< aktiv** aktiviert werden, wenn mindestens eine der Zeiten **T1..4** aktiv ist.
Uign (prim.) Fehler! Textmarke nicht definiert.	Überschlagspannung (Zündspannung) Der Schalterpol wird dann geschlossen, wenn die Schaltzeit erreicht wurde und die primäre Spannung über den Schalterpolen kleiner als der Betrag der Spannung **|Uign>|** ist. Die drei Leiter des Schalters werden unabhängig voneinander beurteilt. Die Schwelle muss mit **Uign> aktiv** aktiviert werden, wenn mindestens eine der Zeiten **T1..4** aktiv ist.
Vorlauf	In **ATP Daten** eingestellte fehlerfreie Vorlaufzeit **Vorlauf** für Leitungsfehler der **Leitungen 1...3**.
Simulationszeit	Gesamte Simulationsdauer startend mit t = 0ms für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge**
Betriebsart	1-polige oder 3-polige Betriebsart des Schalters ▪ Die Schaltzeiten sind für die drei Schalterpole gleich definiert. ▪ Die Schaltzeiten können für die drei Schalterpole unterschiedlich definiert werden.
TACS / MODELS Steuerung	Der **Schalter (CB)** kann 3-polig durch ein **OUTPUT**-Signal von **MODELS** gesteuert, d.h. geöffnet und/oder geschlossen werden. Dazu muss die Option zuerst aktiviert werden und danach das **TACS/MODELS**-Steuersignal aus der Auswahlliste ausgewählt werden. Falls das Steuersignal noch nicht in der Auswahlliste enthalten ist, sollte eine Netzberechnung durchgeführt werden. Die Auswahlliste wird zu Beginn jeder Netzberechnung aktualisiert.

ATPDesigner zeigt direkt in der Netzgrafik an, wenn der **Schalter (CB)** geöffnet oder geschlossen wurde. Das Verhalten des **Schalters (CB)** ist hier mit dem eines **Schalters** vergleichbar.

7.2.1 Schalter (CB) Cb1..5, Messorte M1..5, Spannungs- und Stromwandler 1..5

Die Schalter (CB) **Cb1..5** werden in ATPDesigner besonders behandelt. Für jeden der Schalter **Cb1..5** kann optional ein Messort **M1…5** aktiviert werden, mit dem u.a. die Leiter-Erd-Spannungen und Leiterströme gemessen und weiterverarbeitet werden können.

Mit den **Messorten M1..5** sind **Spannungs- und Stromwandler** verbunden, mit den im Sinne der Netzschutztechnik sekundärseitige Spannungen und Ströme aber auch Impedanzen berechnet werden können.

- **CT** = Current Transformer = Stromwandler
- **VT** = Voltage Transformer = Spannungswandler

- Als **Spannungswandler** steht neben einem idealen Spannungswandler (impedanzloses Übersetzungsverhältnis) auch ein kapazitiver Spannungswandler[1] zur Verfügung.

- Die **Stromwandler** können ebenfalls als impedanzloses Übersetzungsverhältnis oder mit einem Stromwandlermodell, das die magnetischen Eigenschaften eines typischen Eisenkerns (eisengeschlossener TPX-Kern) berücksichtigt, verwendet werden.

- Mit Hilfe der Schalter (CB) **Cb1..5** und der **Messorte M1..5** können die aus Sicht der Netzschutztechnik interessierenden Mitimpedanzen $\underline{Z}_1$ der Leiter-Erd- und Leiter-Leiter-Messschleifen berechnet werden. Die erforderlichen Einstellwerte sind im Einstelldialog **Signalanalyse** zu finden. Es muss hier berücksichtigt werden, dass es sich immer um sekundärseitige Impedanzen handelt, das Übersetzungsverhältnis der Spannungs- und Stromwandler berücksichtigt werden muss.

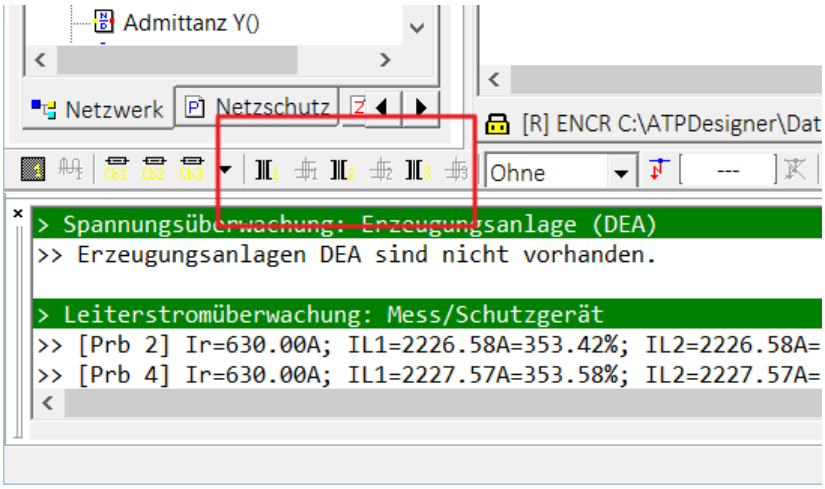


Abbildung 19: Toolbar-Buttons zum Öffnen der Einstelldialog der *Schalter (Cb1…5)*

Die Spannungs- und Stromwandler, die den **Schalter (CB) Cb1..5** zugeordnet sind, können durch die oben gezeigte Toolbar oder im Hauptmenü **Netzwerk**, Menüpunkt **Strom- und Spannungswandler** geöffnet werden.

[1] CVT = **Capacitive Voltage Transformer CVT**

Die Zuordnung des Einstelldialogs zu einem der **Schalter (CB) Cb1..5** kann der Kopfzeile des Einstelldialogs entnommen werden:

- **Measuring Location 1** = Messort M1

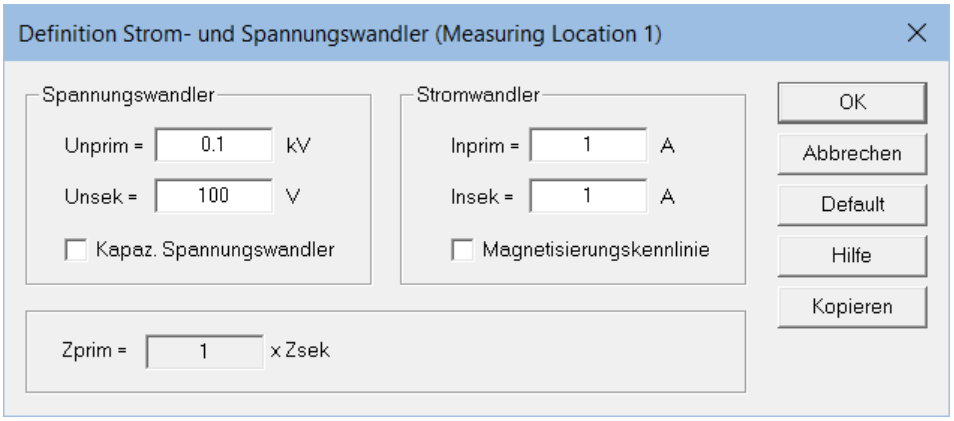


Abbildung 20: Einstelldialog der Strom- und Spannungswandler des Messortes *M1*

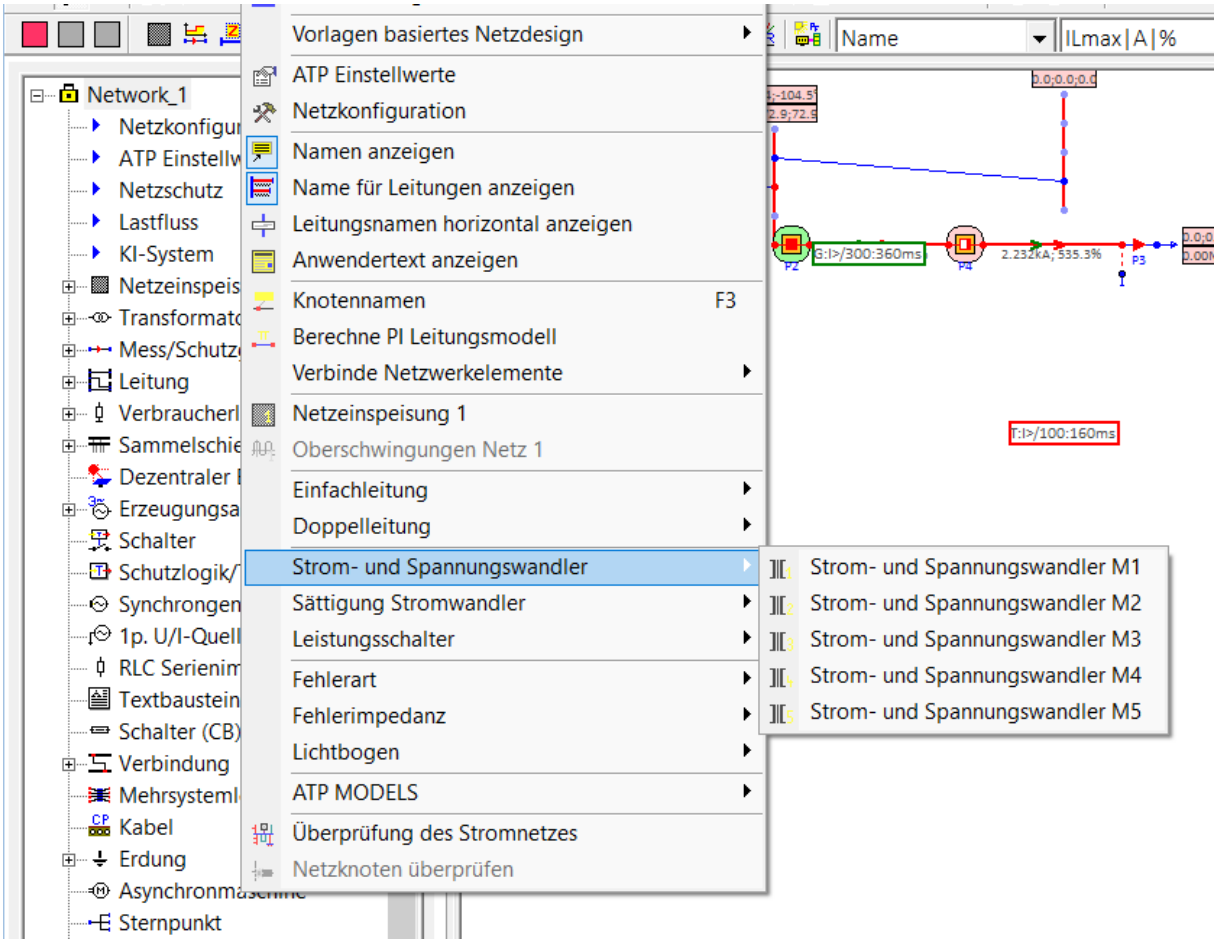


Abbildung 21: Einstelldialoge für die Spannungs- und Stromwandler *Schalter (Cb1..5)*

Der **Schalter (CB) Cb1..5** kann wahlweise 1-polig oder 3-polig gesteuert werden.

7.2.2 Strom- und Spannungswandler der Anlage für die Messorte *M1..5*

ATPDesigner bietet die Möglichkeit, die Strom- und Spannungswandler einer Anlage im Sinne **primärtechnischer Strom- und Spannungswandler** nachzubilden. Mit den Messorten **M1...5** der **Schalter (CB) Cb1..5** können primäre und sekundäre Spannungen, Ströme sowie sekundäre Impedanzen gemessen oder berechnet werden. Im Rahmen der Berechnung eines stationären Netzzustandes werden die Spannungs- und Stromwandler als mathematisches Übersetzungsverhältnis berücksichtigt. Für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** sind weitere Modelle verfügbar:

- Die Stromwandler können mit einer Magnetisierungskennlinie parametriert werden, um Stromwandlersättigung nachzubilden und
- die idealen Spannungswandler durch einen **kapazitiven Spannungswandler**[1] ersetzt werden.

Die Messorte **M1..5** sind mit primären Strom- und Spannungswandlern ausgestattet, mit deren Hilfe die sekundärseitigen Spannungen, Ströme und Impedanzen berechnet werden. Die **Messorientierung der Stromwandler** entspricht der Messrichtung des **roten Pfeils** der Messorte **M1..5**.

⇨ Bei der Berechnung der sekundären Impedanzen muss immer der dem Schalter zugeordnete Spannungs- und Stromwandler eingestellt bzw. berücksichtigt werden. Die berechneten Impedanzen sind immer **Sekundärimpedanzen**.

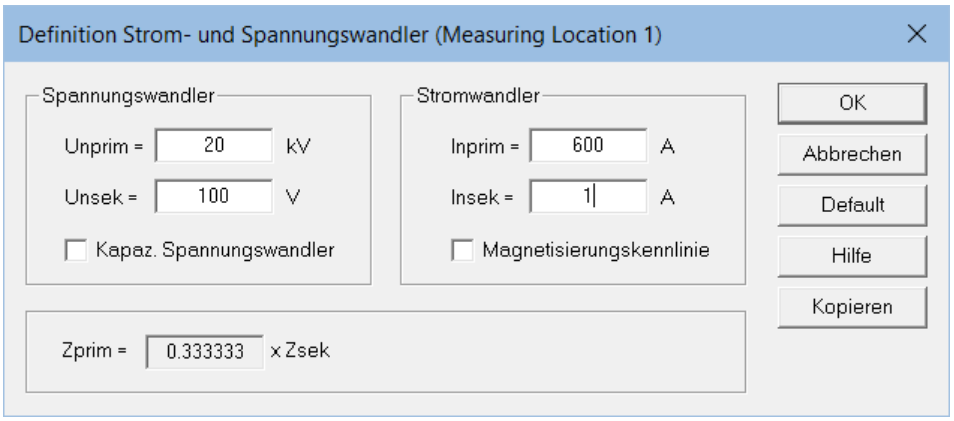


Abbildung 22: Einstelldialog der primären Strom- und Spannungswandler der Messorte *M1..5*

Einstellwerte	Bedeutung
Unprim	Primäre Nennspannung des primären Spannungswandlers
Unsek	Sekundäre Nennspannung des primären Spannungswandlers
Inprim	Primärer Nennstrom des primären Stromwandlers
Insek	Sekundärer Nennstrom des primären Stromwandlers
Kapaz. Spannungswandler	Aktivierung des Modells für einen primären kapazitiven Spannungswandler (CVT)
Magnetisierungskennlinie	Aktivierung des Modells für einen eisengeschlossen primären TPX-Stromwandler mit einstellbarer Magnetisierungskennlinie Die Einstellung der Magnetisierungskennlinie erfolgt im Einstelldialog Definition der Magnetisierungskennlinie.

Darüber hinaus wird das Impedanzübersetzungsverhältnis der eingestellten Spannungs- und Stromwandler angezeigt.

Signale	Für die Messorte *M1..5*: Primäre Spannungen und Ströme
VAG_Mx	Leiter-Erd-Spannung $u_{L1}(t)$
VBG_Mx	Leiter-Erd-Spannung $u_{L2}(t)$
VCG_Mx	Leiter-Erd-Spannung $u_{L3}(t)$
IAP_Mx	Leiterstrom $i_{L1}(t)$
IBP_Mx	Leiterstrom $i_{L2}(t)$
ICP_Mx	Leiterstrom $i_{L3}(t)$
VAB_Mx	Leiter-Leiter-Spannung $u_{12}(t)$
VBC_Mx	Leiter-Leiter-Spannung $u_{23}(t)$
VCA_Mx	Leiter-Leiter-Spannung $u_{31}(t)$
IAB_Mx	Leiter-Leiter-Strom $i_{12}(t)$
IBC_Mx	Leiter-Leiter-Strom $i_{23}(t)$
ICA_Mx	Leiter-Leiter-Strom $i_{31}(t)$
IG_Mx	Summenstrom $i_E(t) = i_{L1}(t) + i_{L2}(t) + i_{L3}(t)$
V0_Mx	Nullsystemspannung $u_0(t) = (u_{L1}(t) + u_{L2}(t) + u_{L3}(t)) / 3$
VNG_Mx	Verlagerungsspannung $u_{NE}(t) = (u_{L1}(t) + u_{L2}(t) + u_{L3}(t)$

Signale	Für die Messorte *M1..5*: Sekundäre Spannungen und Ströme
VAGSMx	Leiter-Erd-Spannung $u_{L1}(t)$
VBGSMx	Leiter-Erd-Spannung $u_{L2}(t)$
VCGSMx	Leiter-Erd-Spannung $u_{L3}(t)$
IAS_Mx	Leiterstrom $i_{L1}(t)$
IBS_Mx	Leiterstrom $i_{L2}(t)$
ICS_Mx	Leiterstrom $i_{L3}(t)$
V0S_Mx	Nullsystemspannung $u_0(t)$
V1S_Mx	Mitsystemspannung $u_1(t)$
V2S_Mx	Gegensystemspannung $u_2(t)$
VNGSMx	Verlagerungsspannung $u_{NE}(t)$
I0S_Mx	Nullsystemstrom $i_0(t)$
I1S_Mx	Mitsystemstrom $i_1(t)$
I2S_Mx	Gegensystemstrom $i_2(t)$

Signale	Für den Messort *M1*: Sekundäre Spannungen und Ströme
OUTP04	Zeitlicher Verlauf der Leiter-Erd-Spannung $u_{L1}(t)$ = **VAGSM1**
OUTP05	Zeitlicher Verlauf der Leiter-Erd-Spannung $u_{L2}(t)$ = **VBGSM1**
OUTP06	Zeitlicher Verlauf der Leiter-Erd-Spannung $u_{L3}(t)$ = **VCGSM1**
OUTP01	Zeitlicher Verlauf des Leiterstromes $i_{L1}(t)$ = **IAS_M1**
OUTP02	Zeitlicher Verlauf des Leiterstromes $i_{L2}(t)$ = **IBS_M1**
OUTP03	Zeitlicher Verlauf des Leiterstromes $i_{L3}(t)$ = **ICS_M1**

Signale	Für den Messort *M2*: Sekundäre Spannungen und Ströme
OUTP10	Zeitlicher Verlauf der Leiter-Erd-Spannung $u_{L1}(t)$ = **VAGSM2**
OUTP11	Zeitlicher Verlauf der Leiter-Erd-Spannung $u_{L2}(t)$ = **VBGSM2**
OUTP12	Zeitlicher Verlauf der Leiter-Erd-Spannung $u_{L3}(t)$ = **VCGSM2**
OUTP07	Zeitlicher Verlauf des Leiterstromes $i_{L1}(t)$ = **IAS_M2**
OUTP08	Zeitlicher Verlauf des Leiterstromes $i_{L2}(t)$ = **IBS_M2**
OUTP09	Zeitlicher Verlauf des Leiterstromes $i_{L3}(t)$ = **ICS_M2**

Signale	Für den Messort *M3*: Sekundäre Spannungen und Ströme
OUTP16	Zeitlicher Verlauf der Leiter-Erd-Spannung $u_{L1}(t)$ = **VAGSM3**
OUTP17	Zeitlicher Verlauf der Leiter-Erd-Spannung $u_{L2}(t)$ = **VBGSM3**
OUTP18	Zeitlicher Verlauf der Leiter-Erd-Spannung $u_{L3}(t)$ = **VCGSM3**
OUTP13	Zeitlicher Verlauf des Leiterstromes $i_{L1}(t)$ = **IAS_M3**
OUTP14	Zeitlicher Verlauf des Leiterstromes $i_{L2}(t)$ = **IBS_M3**
OUTP15	Zeitlicher Verlauf des Leiterstromes $i_{L3}(t)$ = **ICS_M3**

7.2.2.1 Berechnung der sekundären Impedanzen

Darüber hinaus können sekundärseitige Impedanzen mit Hilfe einer Diskreten Fourier Transformation (DFT) berechnet werden, die in der Netzschutztechnik z.B. beim Distanzschutz verwendet werden. Die dazu benötigten Einstellungen wie z.B. der **Erdstromkompensationsfaktor $\underline{k_E}$** erfolgen im Einstelldialog **Signalanalyse**. Die sekundären Impedanzen werden aus den sekundären Strömen und Spannungen **OUTPxx** der jeweiligen Messorte berechnet.

Signale	Bedeutung
XAG_Mx	Sekundäre Mitimpedanz der Kurzschlussmessschleife L1-E
XBG_Mx	Sekundäre Mitimpedanz der Kurzschlussmessschleife L2-E
XCG_Mx	Sekundäre Mitimpedanz der Kurzschlussmessschleife L3-E
XAB_Mx	Sekundäre Mitimpedanz der Kurzschlussmessschleife L1-L2
XBC_Mx	Sekundäre Mitimpedanz der Kurzschlussmessschleife L2-L3
XCA_Mx	Sekundäre Mitimpedanz der Kurzschlussmessschleife L3-L1
RAG_Mx	Sekundäre Mitimpedanz der Kurzschlussmessschleife L1-E
RBG_Mx	Sekundäre Mitimpedanz der Kurzschlussmessschleife L2-E
RCG_Mx	Sekundäre Mitimpedanz der Kurzschlussmessschleife L3-E
RAB_Mx	Sekundäre Mitimpedanz der Kurzschlussmessschleife L1-L2
RBC_Mx	Sekundäre Mitimpedanz der Kurzschlussmessschleife L2-L3
RCA_Mx	Sekundäre Mitimpedanz der Kurzschlussmessschleife L3-L1

Es muss hier beachtet werden, dass der **Erdstromkompensationsfaktor** im Einstelldialog **Signalanalyse** für alle Messorte **M1...5** immer gleich eingestellt wird. Sollten für verschieden Messorte verschieden Erdstromkompensationsfaktoren benötigt werden, sollten alternativ Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät** verwendet werden. Hier kann der Erdstromkompensationsfaktor für jedes **Mess/Schutzgerät** individuell eingestellt werden.

7.2.3 Strom- und Spannungswandler der Anlage global ein- und ausschalten

Die Spannungs- und Stromwandler müssen global ein- und ausgeschaltet werden. Der Einstellwert **Strom- und Spannungswandler aktivieren** ist im Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz**, Registerkarte **Netzwerk** zu finden.

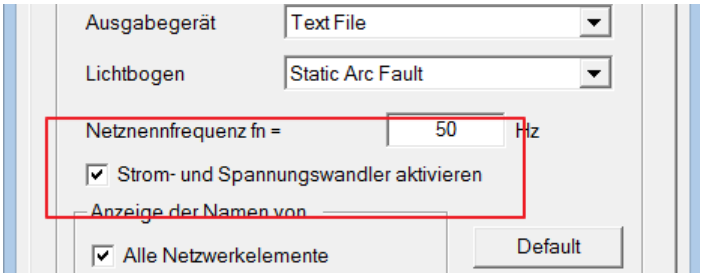


Abbildung 23: Globales EIN- und AUS-Schalten der primären Strom- und Spannungswandler

7.2.4 Ausgabe der Schaltzeiten im *Meldungsfenster*

Wird eine **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** durchgeführt, werden die Schaltzeiten der **Schalter (CB)** im Fenster für **Netzschutzmeldungen** ausgegeben,

- wenn der Schalter geöffnet oder geschlossen wurde **UND**
- der Schalter mit der Schutzfunktion eines Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** verbunden ist **ODER** durch Einstellung des Schalters das Öffnen/Schließen verursacht wurde.

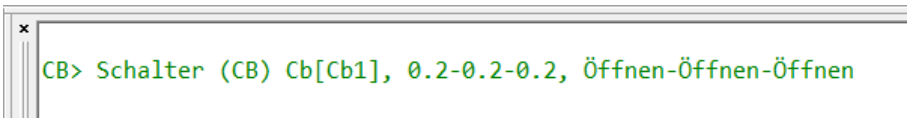


Abbildung 24: Anzeige der Schaltzeiten im Fenster für *Netzschutzmeldungen*

- Anwenderspezifischer Name und [Referenzname] des **Schalters (CB)**
  - Cb für **Schalter (CB)**, Referenzname **Cb2**, **Cb3**, …
- **Optional:** Anwenderspezifischer Name und [Referenzname] eines ggfs. verbundenen Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**
- Schaltzeiten in Sekunden (Leiter L1-L2-L3)
- Schaltvorgang **Öffnen** oder **Schließen** (Leiter L1-L2-L3)

7.2.5 Magnetisierungskennlinie für die *Schalter (CB) Cb1..5*

Die Magnetisierungskennlinie der **Schalter (CB) Cb1..5** kann durch zwei Dialoge eingestellt werden. In der nachfolgenden Abbildung ist der Einstelldialog der allgemeinen Einstellwerte dargestellt. Mit Hilfe der danach abgebildeten allgemein dargestellten Magnetisierungskennlinie B=f(H), die in ATPDesigner im Sinne eines Templates verwendet wird, wird eine spezifische Magnetisierungskennlinie berechnet.

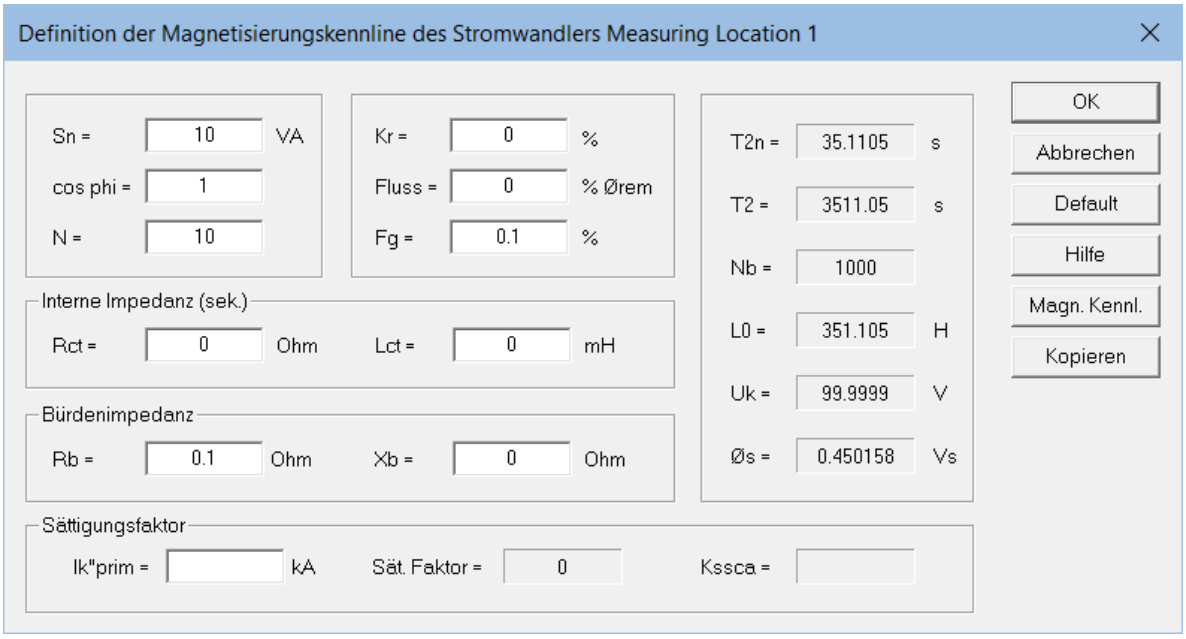
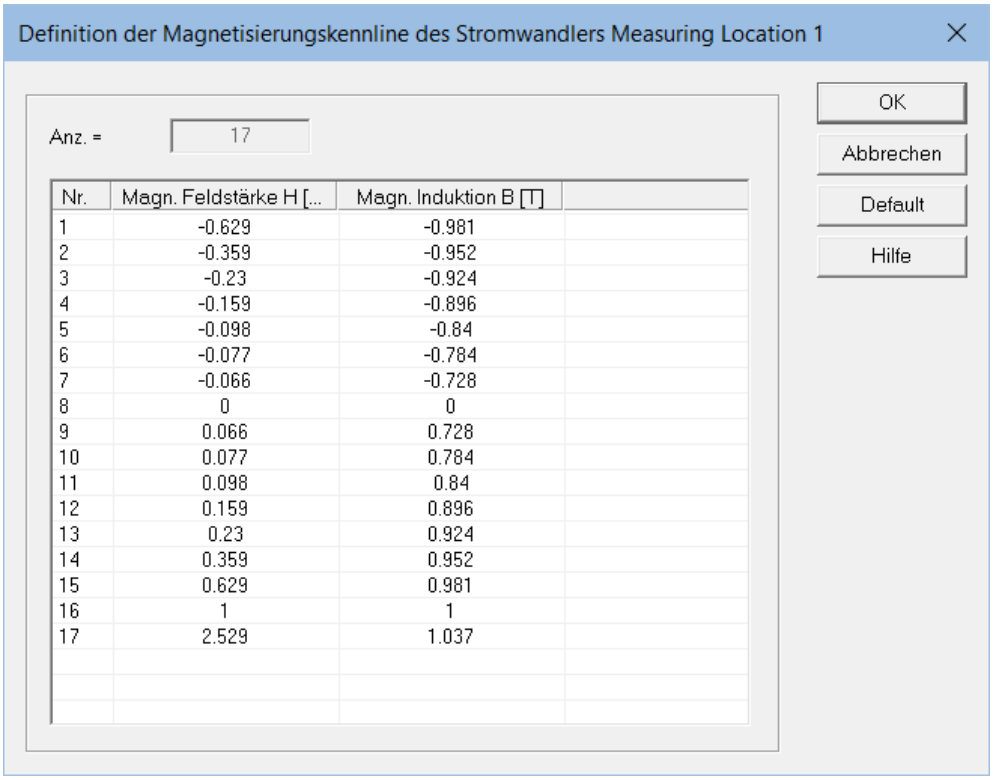


Abbildung 25: Einstelldialog für die Magnetisierungskennlinie der *Schalter (CB) Cb1..5*



Nr.	Magn. Feldstärke H [...	Magn. Induktion B [T]
1	-0.629	-0.981
2	-0.359	-0.952
3	-0.23	-0.924
4	-0.159	-0.896
5	-0.098	-0.84
6	-0.077	-0.784
7	-0.066	-0.728
8	0	0
9	0.066	0.728
10	0.077	0.784
11	0.098	0.84
12	0.159	0.896
13	0.23	0.924
14	0.359	0.952
15	0.629	0.981
16	1	1
17	2.529	1.037

Abbildung 26: Einstelldialog für Magnetisierungskennlinie B = f(H)

7.2.6 Öffnen und Schließen des Schalters per *Right Mouse Button Click*

Das Öffnen und Schließen des Schalters per **Right Mouse Button Click** erfolgt analog zu dem Öffnen und Schließen des Schalters eines Mess/Schutzgerätes.

7.2.7 Öffnen und Schließen des Schalters per *Right Mouse Button Menu*

Das Öffnen und Schließen des Schalters per **Right Mouse Button Menu** erfolgt analog zu dem Öffnen und Schließen des Schalters eines Mess/Schutzgerätes.

7.3 Einstellung des Leitungsfehlers *Fehlerart* für *Leitung 1...3*

Für die Netzwerkelemente **Leitung 1...3** können mit Hilfe des Einstelldialogs 1-polige, 2-polige und 3-polige Leitungsfehler wahlweise mit/ohne Erdberührung eingestellt werden. Es muss hier beachtet werden, dass der **Kurzschluss** nicht für diese Leitungen verwendet werden kann. Es muss hier beachtet werden, dass die hier beschriebene Einstellung des Leitungsfehlers für die Netzwerkelemente **Leitung 1...3** nur im Falle der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** verwendet werden kann.

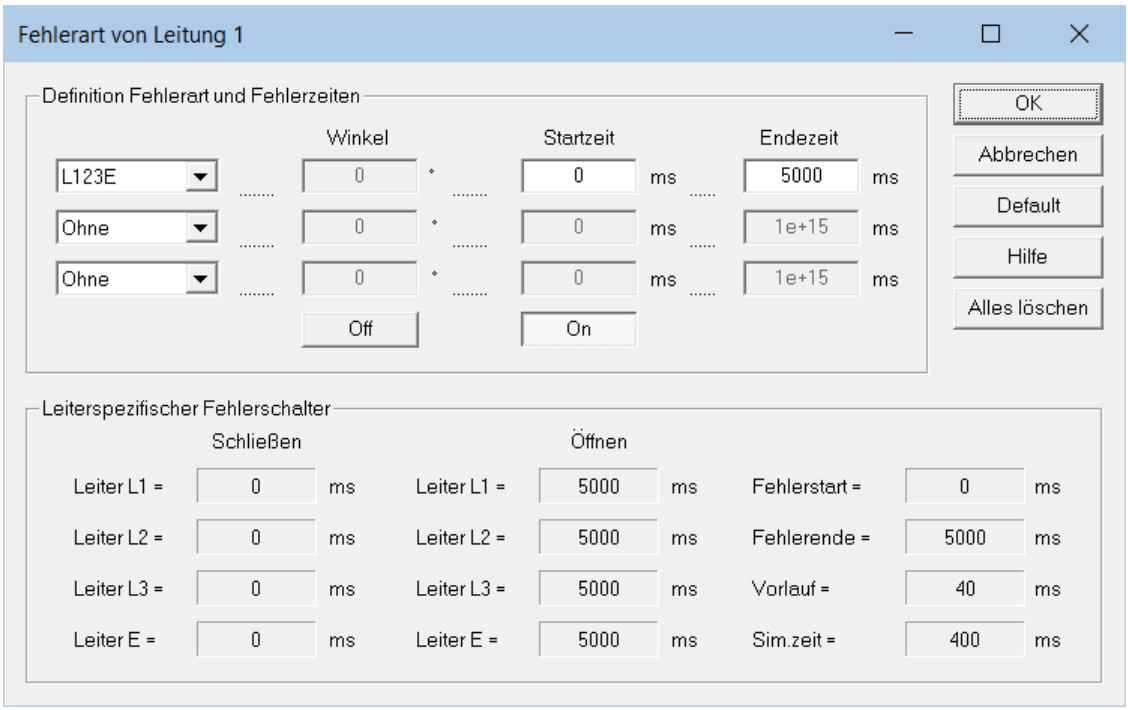
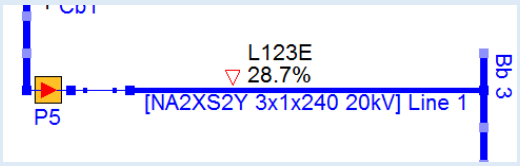


Abbildung 27: Einstelldialog *Fehlerart*

Einstellwert	Bedeutung
Winkel	Fehlereintrittswinkel in Grad Der Fehlereintrittswinkel wird auf den Nulldurchgang der Leiter-Erd-Spannung $u_{L1}(t)$ vom negativen in den positiven Wertebereich der Augenblickswerte bezogen. 
Startzeit	Fehlereintrittszeit in ms
Endezeit	Löschzeit (Endezeit) des Fehlers in ms

⇨ Fehlereintrittszeitpunkt bzw. Fehlerstartzeit und Löschzeit des Fehlers werden auf den fehlerfreien **Vorlauf** im Einstelldialog **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **ATP Daten** bezogen.

- Tatsächlicher Fehlereintritt in ms = **Vorlauf** + **Startzeit**

7.3.1 Leitungsfehler der Leitungen 1...3 mit einem Lichtbogen

ATPDesigner ermöglicht es, für die Fehlerorte der Netzwerkelemente **Leitung 1...3** einen Lichtbogen oder alternativ einen Fehlerübergangswiderstand zu aktivieren. Die Lichtbogenmodelle werden nur bei der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** berücksichtigt. Es kann zwischen zwei Lichtbogenmodellen unterschieden werden.

Einstellwert	Bedeutung
Statischer Lichtbogen	Lichtbogen mit einem Verhalten, das nur durch die maximale Lichtbogenspannung definiert wird (Statischer Lichtbogen).
Dynamischer Lichtbogen	Lichtbogen mit einem zeitabhängigen Verhalten (Dynamischer Lichtbogen)

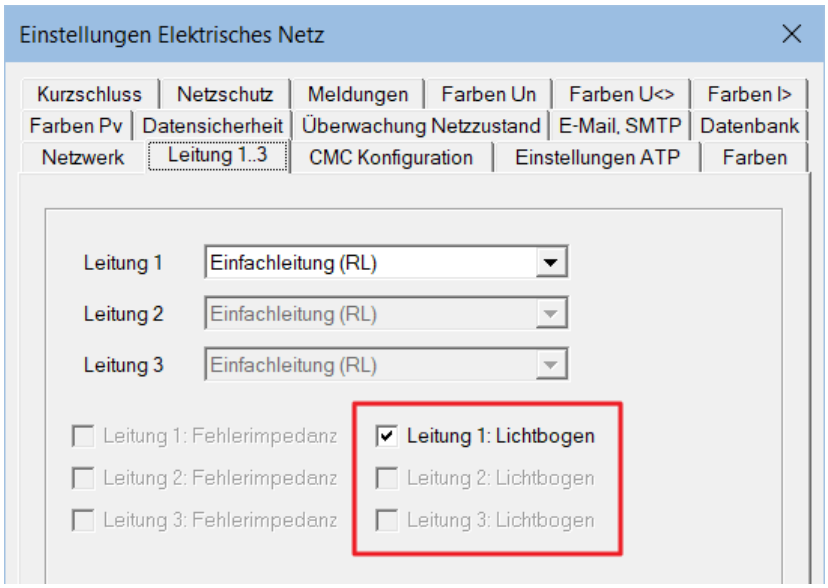
Um ein Lichtbogenmodell nutzen zu können, müssen folgende Einstellungen erfolgen.

- Es muss eine **Leitung 1...3** im Netzwerk eingefügt werden. Das kann z.B. mit dem Toolbar-Button mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Pfeil erfolgen.
  - Hauptmenü: **Netzwerk**
  - Menüpunkt: **Einfachleitung**

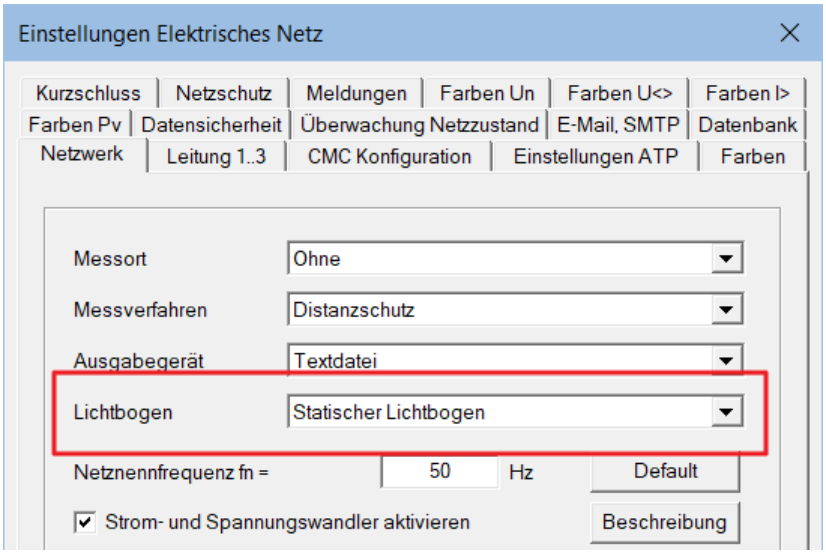
- Für diese **Leitung 1...3** muss eine **Fehlerart** z.B. mit dem Toolbar-Button aktiviert werden.

  - Hauptmenü: **Netzwerk**
  - Menüpunkt: **Fehlerart**

- Im Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz**, Registerkarte **Leitung 1...3** muss die Option **Leitung x: Lichtbogen** aktiviert werden.



- Im Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz**, Registerkarte **Netzwerk** muss für den Einstellwert **Lichtbogen** die Option **Statischer Lichtbogen** eingestellt werden.



In der nachfolgenden Abbildung sind die Leiter-Erd-Spannungen vor und nach Eintritt eines 3-poligen Kurzschlusses gegen Erde dargestellt. Der Fehlerort liegt sehr nahe am Einbauort der Spannungswandler. Der Einfluss des Lichtbogenmodells **Statischer Lichtbogen** ist zu erkennen.

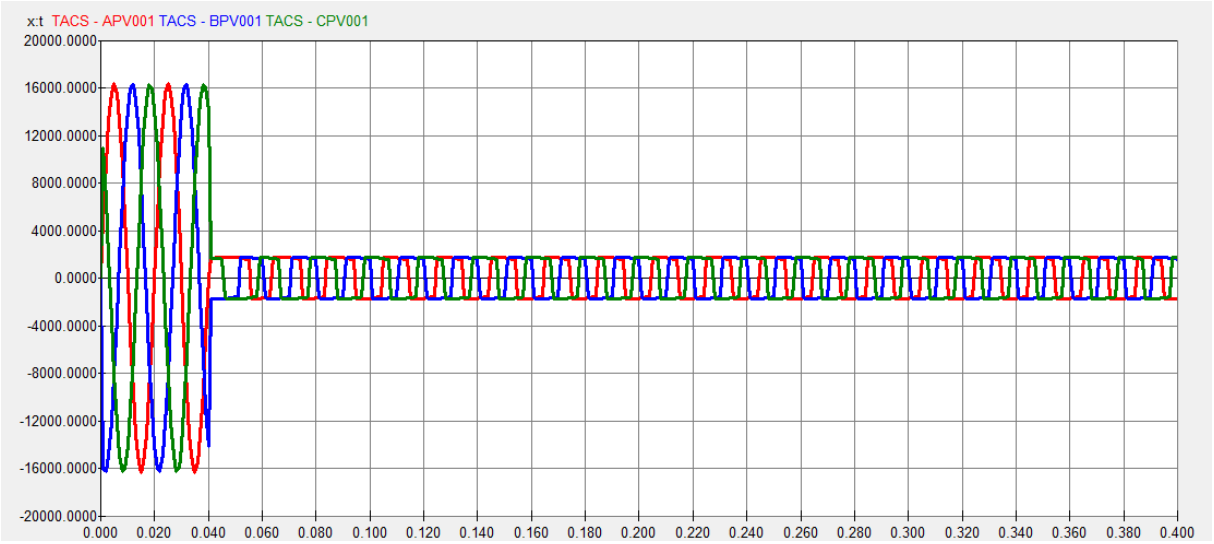


Abbildung 28: Leiter-Erd-Spannungen bei einem 3-pol. Kurzschluss mit stat. Lichtbogen

In Abbildung 29 sind die Leiter-Erd-Spannungen dargestellt, die sich bei Verwendung des dynamischen Lichtbogenmodells **Dynamischer Lichtbogen** ergeben.

Die beiden Lichtbogenmodelle werden in dem **TACS**-Modul des ATP nachgebildet. Daher kann ein Lichtbogen zusammen mit den **MODELS**-basierten Schutzfunktionen für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge verwendet werden.

⇨ Im Falle der Berechnung eines stationären Netzzustandes kann ein Lichtbogen in erster Näherung als Resistanz R ggfs. mit einem induktiven Anteil X nachgebildet werden.

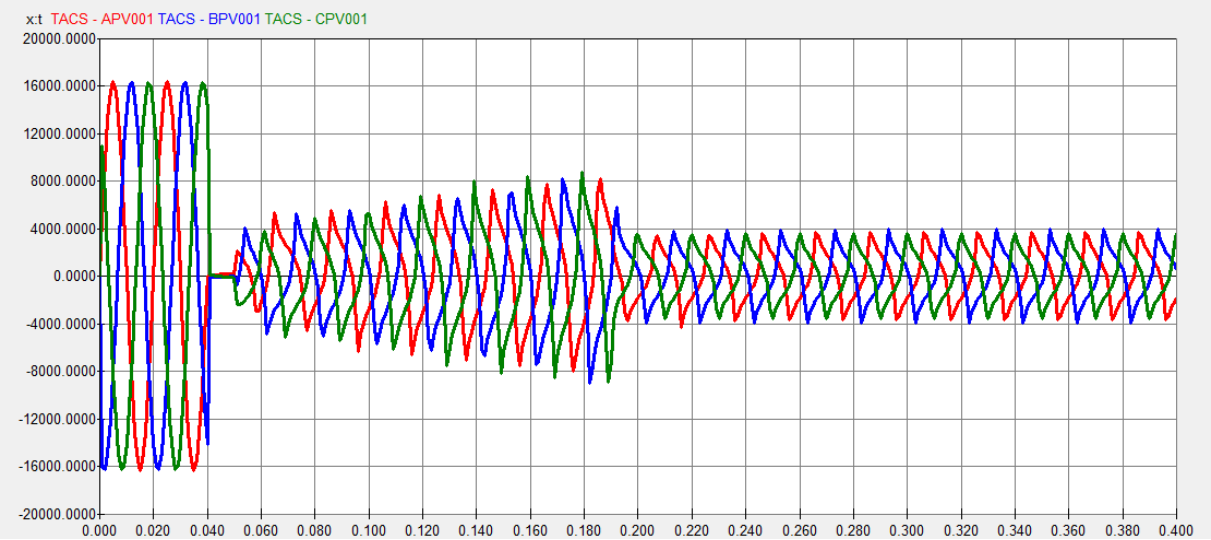


Abbildung 29: Leiter-Erd-Spannungen bei einem 3-pol. Kurzschluss mit dyn. Lichtbogen

7.3.2 Leitungsfehler der Leitungen 1...3 mit einem Fehlerübergangswiderstand

Um einen Fehlerübergangswiderstand zu verwenden, muss im Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz**, Registerkarte **Leitung 1…3** die Option **Leitung x: Fehlerimpedanz** aktiviert werden.

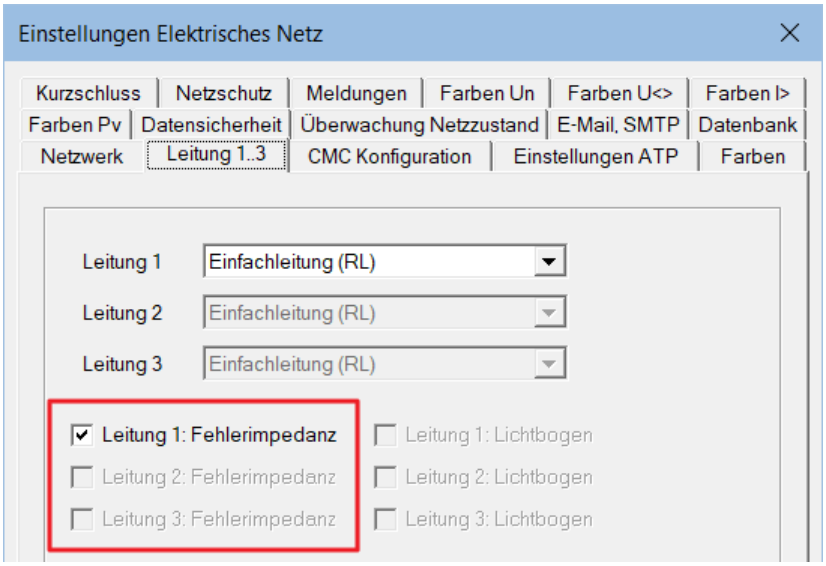


Abbildung 30: Fehlerübergangswiderstand für den Leitungsfehler *Leitung 1...3*

Danach kann mit Hilfe eines Buttons oder

- Hauptmenü: **Netzwerk**
- Menüpunkt: **Fehlerimpedanz**

Kann der Einstelldialog wie in nachfolgende Abbildung dargestellt geöffnet werden.

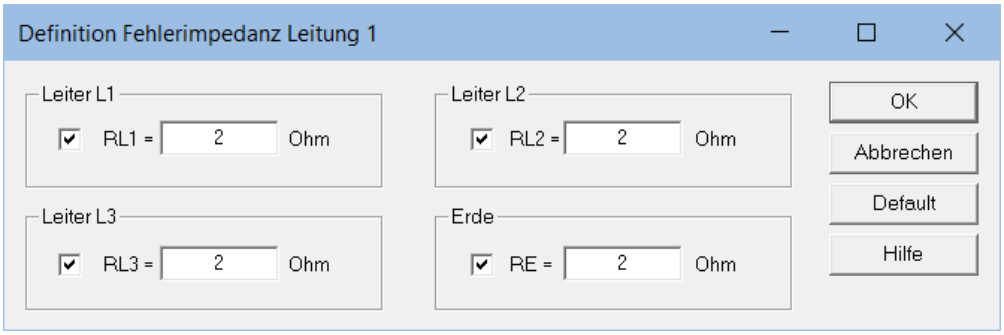


Abbildung 31: Einstelldialog der Fehlerimpedanz für den Leitungsfehler *Leitung 1...3*

7.3.3 Registerkarte *Statischer Lichtbogen - Static Arc Fault*

Mit Hilfe des Toolbar-Buttons oder

- Hauptmenü: **Netzwerk**
- Menüpunkt: **Lichtbogen**

kann der Einstelldialog wie nachfolgend dargestellt geöffnet werden. Die Einstellwerte definieren ein einfaches Modell, das eine rechteckförmige Lichtbogenspannung am Fehlerort erzeugt. Das Modell des Lichtbogens ist zeitunabhängig, d.h. Lichtbogenspannung **U_{libo}** und Serienresistanz **R_{ser}** sind zeitlich konstant.

⇨ ES muss beachtet werden, dass die im Einstelldialog Einstellungen **Elektrisches Netz**, Registerkarte **Leitung 1...3** die Option **Leitung 1: Lichtbogen** vorher aktiviert wurde.

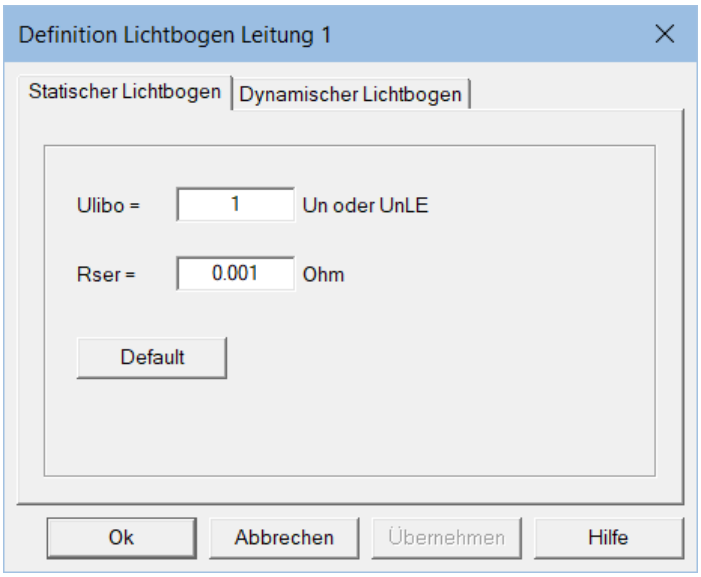


Abbildung 32: Einstelldialog *Definition Lichtbogen*, Registerkarte *Statischer Lichtbogen*

Einstellwert	Bedeutung
Ulibo	Lichtbogenspannung in %U_n bzw. in %U_{nLE} = %$U_n/\sqrt{3}$
Rser	Widerstand in Serie zur Lichtbogenspannung

Mit Hilfe des ATP-Modells **Type 92 Multiphase, Piecewise-Linear Resistanz with Flashover** wird eine nicht-lineare Kennlinie wie in Abbildung 33 dargestellt realisiert.

Für Lichtbogen Leiter-Erde	$U_{libo\ peak} = \frac{U_n \cdot \sqrt{2}}{\sqrt{3}} \cdot \frac{U_{libo}}{100\%}$
Für Lichtbogen Leiter-Leiter	$U_{libo\ peak} = \left(U_n \cdot \sqrt{2}\right) \cdot \frac{U_{libo}}{100\%}$ $I_{libo\ peak} = \frac{U_{libo\ peak}}{100k\Omega}$

Durch die Wahl des Knickpunktes [$U_{libo\ peak}$, $I_{libo\ peak}$] wird erreicht, dass die Spannung über dem nichtlinearen Element schon bei geringen Strömen auf den eingestellten Maximalwert U_{libo} begrenzt wird. Dadurch wird eine rechteckförmige Lichtbogenspannung erzeugt, die in Phase zu dem Fehlerstrom liegt. Dadurch entsteht ein Lichtbogen mit ohmschem Charakter. Der Widerstand R_{ser} liegt als ohmscher Widerstand in Serie zu der Lichtbogenspannung. Mit diesem Widerstand kann z.B. ein zusätzlicher Übergangswiderstand berücksichtigt werden.

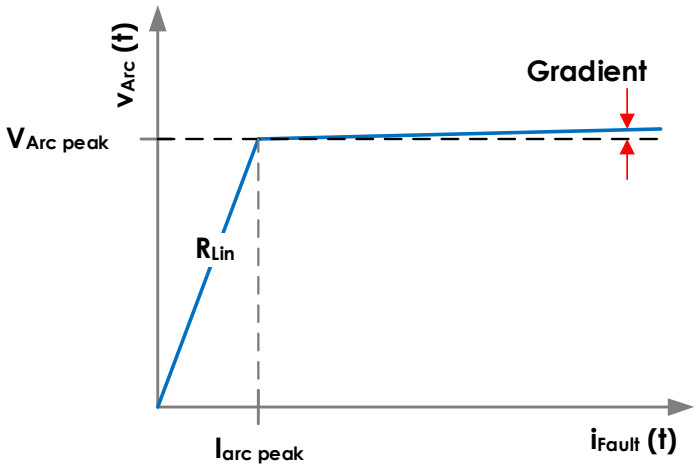


Abbildung 33: Kennlinie des Modells für einen *Statischen Lichtbogen*

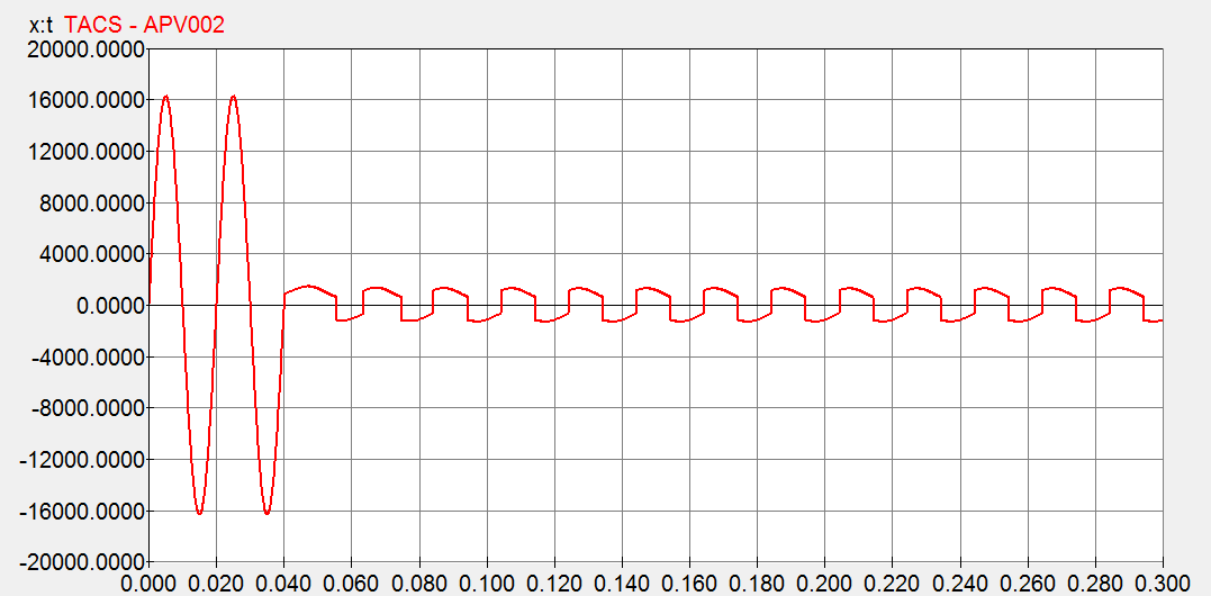


Abbildung 34: *Statischer Lichtbogen*- Leiter-Erd-Spannung bei Kurzschluss mit Lichtbogen

In der vorangehenden Abbildung ist die Leiter-Erd-Spannung an einer Leitung eines 20kV-Netzes abgebildet, an der ein Kurzschluss mit Lichtbogen basierend auf dem Modell **statischer Lichtbogen** ansteht. Es ist zu erkennen, dass die Leiter-Erd-Spannung aus einem rechteckförmigen Anteil (= Lichtbogenspannung) und einem sinusförmigen Anteil (= Längsspannungsfall an der Leitung) besteht.

Die nachfolgende Tabelle 1 gibt an, zwischen welchen Leitern bzw. Leiter und Erde abhängig von der Kurzschlussart ein Lichtbogen nachgebildet wird. So bedeutet **R_{L1E}** dass das Lichtbogenmodell zwischen Leiter L1 und Erde geschaltet wird. Ein Lichtbogen zwischen den Leitern L1 und L2 wird mit **R_{L12}** gekennzeichnet.

Fehlerart	Lichtbogen nachgebildet durch
L1	**R_{L1E}**
L2	**R_{L2E}**
L3	**R_{L3E}**
L12E	**R_{L1E} und R_{L2E}**
L23E	**R_{L2E} und R_{L3E}**
L31E	**R_{L1E} und R_{L3E}**
L12	**R_{L12}**
L23	**R_{L23}**
L13	**R_{L13}**
L123	**R_{L12} und R_{L23}**
L123E	**R_{L1E} und R_{L2E} und R_{L3E}**

Tabelle 1: *Statischer Lichtbogen* - Lichtbogennachbildung abhängig von der Kurzschlussart

7.3.4 Registerkarte *Dynamischer Lichtbogen - Dynamic Arc Fault*

Mit Hilfe des Toolbar-Buttons oder dem Menüpunkt **Lichtbogen** im Hauptmenü **Netzwerk** kann der Einstelldialog in Abbildung 396 geöffnet werden.

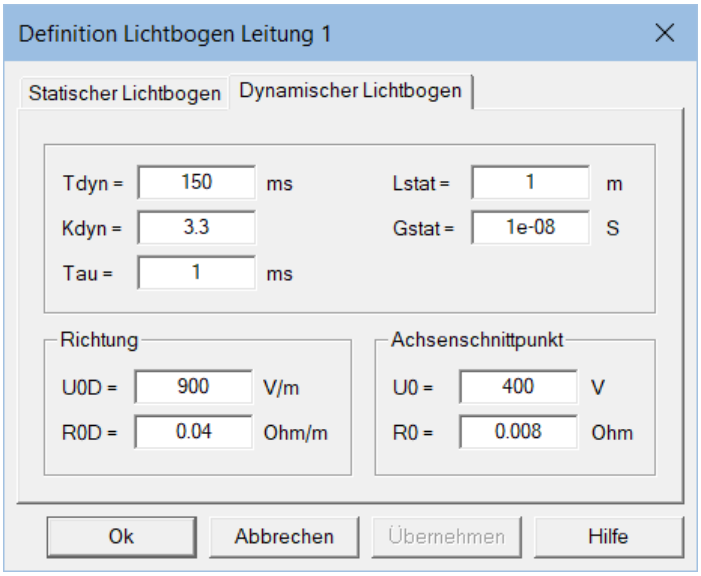


Abbildung 35: Einstelldialog *Definition Lichtbogen*, Registerkarte *Dynamischer Lichtbogen*

Die nachfolgende Tabelle gibt an, zwischen welchen Leitern bzw. Leiter und Erde abhängig von der Kurzschlussart ein Lichtbogen nachgebildet wird. So bedeutet **R_{L1E}** dass das Lichtbogenmodell zwischen Leiter L1 und Erde geschaltet wird. Ein Lichtbogen zwischen den Leitern L1 und L2 wird mit **R_{L12}** gekennzeichnet.

Fehlerart	Lichtbogen nachgebildet durch
L1	**R_{L1E}**
L2	**R_{L2E}**
L3	**R_{L3E}**
L12E	**R_{L1E} und R_{L2E}**
L23E	**R_{L2E} und R_{L3E}**
L31E	**R_{L1E} und R_{L3E}**
L12	**R_{L12}**
L23	**R_{L23}**
L13	**R_{L13}**
L123	**R_{L12} und R_{L23}**
L123E	**R_{L1E} und R_{L2E} und R_{L3E}**

Tabelle 2: *Dynamischer Lichtbogen* - Lichtbogennachbildung abhängig von der Kurzschlussart

Die Zeitkonstante T_{Dyn} kann nach Tabelle 3 näherungsweise bestimmt werden.

	Minimalwert	Mittelwert	Maximalwert
	20 kV - waagrechte Isolatoranordnung		
I_k = 2,0 kA	**0,02 ms**	**0,22 ms**	**0,54 ms**
I_k = 3,2 kA	**0,02 ms**	**0,31 ms**	**0,65 ms**
I_k = 5,5 kA	**0,04 ms**	**0,28 ms**	**0,64 ms**
	20 kV - senkrechte Isolatoranordnung		
I_k = 2,0 kA	**0,13 ms**	**0,34 ms**	**0,67 ms**
I_k = 3,2 kA	**0,02 ms**	**0,12 ms**	**0,24 ms**
I_k = 5,5 kA	**0,07 ms**	**0,17 ms**	**0,30 ms**

	110 kV - waagrechte Isolatoranordnung		
I_k = 5,0 kA	**0,34 ms**	**0,61 ms**	**0,86 ms**
I_k = 7,5 kA	**0,25 ms**	**0,62 ms**	**1,20 ms**
I_k = 10,0 kA	**0,35 ms**	**0,59 ms**	**1,00 ms**
I_k = 12,5 kA	**0,20 ms**	**0,58 ms**	**0,72 ms**
	110 kV - senkrechte Isolatoranordnung		
I_k = 5,0 kA	**0,50 ms**	**0,66 ms**	**0,98 ms**
I_k = 7,5 kA	**0,36 ms**	**0,60 ms**	**0,90 ms**
I_k = 10,0 kA	**0,33 ms**	**0,52 ms**	**1,02 ms**
I_k = 12,5 kA	**0,22 ms**	**0,40 ms**	**0,62 ms**
	220 kV - waagrechte Isolatoranordnung		
I_k = 5,0 kA	**0,26 ms**	**0,68 ms**	**0,90 ms**
I_k = 7,5 kA	**0,20 ms**	**0,57 ms**	**0,92 ms**
I_k = 10,0 kA	**0,37 ms**	**0,65 ms**	**1,00 ms**
I_k = 12,5 kA	**0,50 ms**	**0,63 ms**	**0,72 ms**

Tabelle 3: *Dynamischer Lichtbogen* – Anhaltswerte für die Zeitkonstanten T_{dyn} [8]

7.3.5 Einstellung der Fehlerimpedanz - *Fault Impedance*

Nachdem der Fehlerübergangswiderstand im Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz**, Registerkarte **Leitung 1...3** aktiviert wurde,

- Hauptmenü: **Netzwerk**
- Menüpunkt: **Netzkonfiguration**

kann mit Hilfe des Toolbar-Buttons oder

- Hauptmenü: **Netzwerk**
- Menüpunkt: **Fehlerimpedanz**

der nachfolgende Einstelldialog geöffnet werden. Die 3-phasige Fehlerimpedanz am Fehlerort besteht aus einer Sternschaltung der drei Resistanzen R_{L123}. Vom Sternpunkt ausgehend wird eine Resistanz R_E gegen Erde geschaltet.

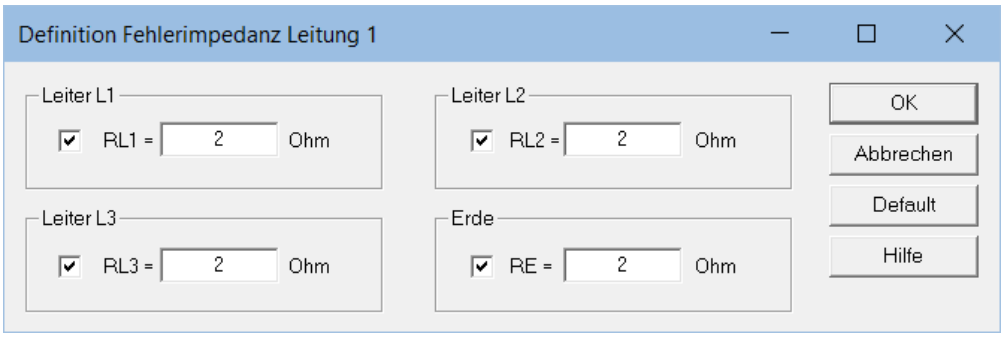


Abbildung 36: Einstelldialog *Definition Fehlerimpedanz*

Einstellwert	Bedeutung
RL1	Resistanz Leiter L1 zum internen Sternpunkt
RL2	Resistanz Leiter L2 zum internen Sternpunkt
RL3	Resistanz Leiter L3 zum internen Sternpunkt
RE	Resistanz vom internen Sternpunkt gegen Erde

Das interne ATP basierte Modell der Fehlerimpedanz besteht aus vier Resistanzen, die entsprechend der nachfolgenden Abbildung in einer Sternschaltung gegen Erde geschaltet sind.

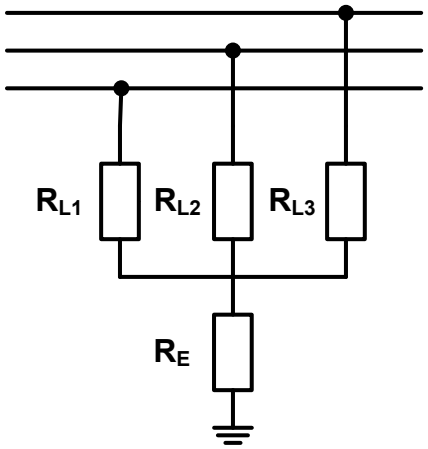


Abbildung 37: *Fehlerimpedanz* – internes ATP basiertes Modell

7.4 Synchrongenerator und Kraftwerksmodell *Generator*

Das Netzwerkelement **Generator** kann zur **Berechnung stationärer Netzzustände** und basierend auf dem ATP Modell S.M. 59 zur **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** verwendet werden. Dazu werden unterschiedliche Berechnungsmodelle verwendet.

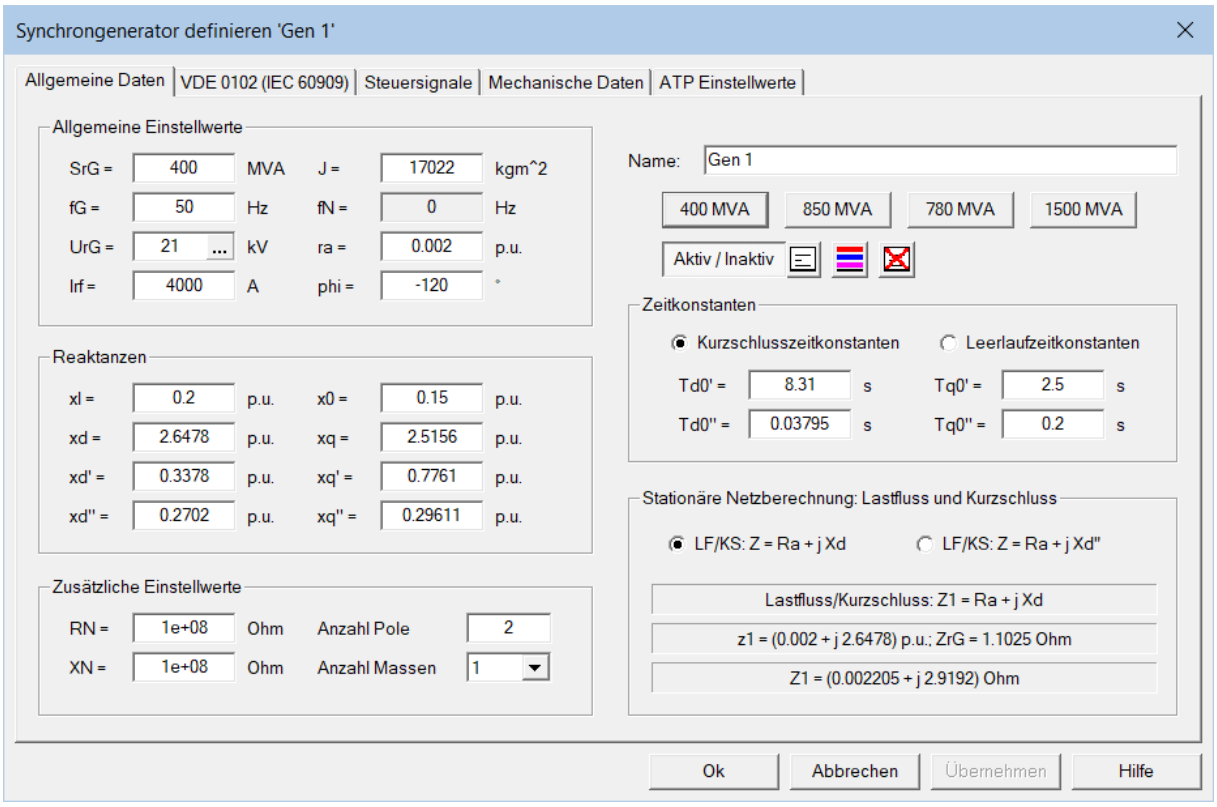


Abbildung 38: Einstelldialog Synchrongenerator / Kraftwerksmodell

7.4.1 Numerische Modelle des Generators

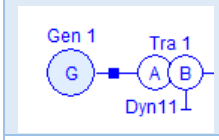
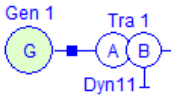
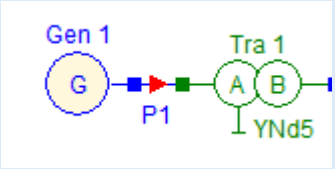
7.4.1.1 Berechnung eines stationären Netzzustandes – Internes Modell

Im Falle der **Berechnung eines stationären Netzzustandes**, d.h. im Falle einer Lastfluss- oder Kurzschlussstromberechnung wird der Synchrongenerator durch eine 3-phasige symmetrische Drehspannungsquelle (Polradspannung im Mitsystem) und eine zyklisch symmetrische Impedanzmatrix zur Nachbildung der Impedanzen in Mit-, Gegen- und Nullsystem nachgebildet. Die Mit- und Gegenimpedanzen können durch Verwendung der zyklisch symmetrischen Impedanzmatrix unterschiedlich sein.

In der Gruppe **Stationäre Netzberechnung: Lastfluss und Kurzschluss** muss ein geeignetes Impedanzmodell für eine Lastflussberechnung im fehlerfreien Normalbetrieb des Netzes oder für eine Kurzschlussberechnung ausgewählt werden.

⇨ Vor dem Start der **Berechnung stationärer Netzzustände** muss unbedingt zuerst das geeignete Berechnungsmodell für den Synchrongenerator ausgewählt werden.

ATPDesigner kennzeichnet durch die verschiedene Füllfarben des Generatorsymbols das vom Anwender gewählte Impedanzmodell. Werden die Ergebnisse der Lastflussberechnung zurückgesetzt, so wird als Füllfarbe wieder die Hintergrundfarbe der Netzansicht verwendet.

Einstellwert	Bedeutung
LF/KS: Z = R + j Xd 	Das Impedanzmodell verwendet die **synchronen Reaktanzen** X_d und X_q in Mit- und Gegensystem. ▪ **Empfohlen für Lastflussberechnungen im fehlerfreien Normalbetrieb des Netzes**
LF/KS: Z = R + j Xd“ 	Das Impedanzmodell verwendet die **subtransienten Reaktanzen** $X“_d$ und $X“_q$ in Mit- und Gegensystem. ▪ **Empfohlen in Anlehnung an VDE 0102 [2] für Kurzschlussstromberechnungen** Für die Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 selbst werden die normativen Impedanzmodelle Norm verwendet, die sich z.B. durch Impedanzkorrekturfaktoren von dem hier beschriebenen Impedanzmodell unterscheiden.
	ATPDesigner verwendet das ATP basierte Modell für den Synchrongenerator, das im Falle der Berechnung eines stationären Netzzustandes eine ideale symmetrische Drehspannungsquelle ohne Impedanz verwendet. ▪ **Empfohlen für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge**

Weitere Informationen sind im Kapitel Lastfluss-/Kurzschlussberechnung: Ersatzschaltbild enthalten. Es wird empfohlen, vor der Anwendung des Netzwerkelementes **Generator** dieses Kapitel zu lesen.

7.4.1.2 Berechnung dynamischer Netzvorgänge

Wird eine **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** gestartet, ermöglicht das Netzwerkelement die Nachbildung der mechanischen und elektrischen Eigenschaften eines Kraftwerks mit Synchrongenerator. Die mechanischen Eigenschaften als n-Massen-Modell mit n ≥ 2 können in der Registerkarte **Mechanische Daten** definiert werden.

⇨ Die Registerkarte **VDE 0102 (IEC 60909)** beinhaltet Einstellwerte, die für das Modell eines Synchrongenerators zur **Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102** benötigt werden.

Einstellwert	Bedeutung
SrG	Bemessungsscheinleistung in MVA
fG	Frequenz in Hz
UrG	Bemessungsspannung in kV
Irf	Bemessungserregerstrom in A
J	Massenträgheitsmoment als 1-Massen-Modell in kg · m^2
fN	Netznennfrequenz des Netzes
ra	Stator (Armature) Resistanz in p.u.
phi	Absoluter Phasenwinkel der Klemmenspannung $\underline{U}_{L1}$ Mit Hilfe des Phasenwinkels kann das interne symmetrische Drehspannungssystem des Synchrongenerators gegenüber dem Netz gedreht werden. Dadurch ist es möglich, die Wirkleistungsabgabe des Synchrongenerators für die Berechnung stationärer Netzzustände (z.B. für die Lastflussberechnung) oder als Anfangswert zur Berechnung dynamischer Netzvorgänge von Hand einzustellen.
xl	Streureaktanz des Stators in p.u.
x0	Nullsystemreaktanz in p.u.
xd	synchrone Reaktanz in d-Richtung in p.u.
xd'	transiente Reaktanz in d-Richtung in p.u.
xd''	subtransiente Reaktanz in d-Richtung in p.u.
xq	synchrone Reaktanz in q-Richtung in p.u.
xq'	transiente Reaktanz in q-Richtung in p.u.
xq''	subtransiente Reaktanz in q-Richtung in p.u.
RN	Resistanz einer Serienimpedanz im Stator-Sternpunkt in Ohm
XN	Reaktanz X = jωL einer Serienimpedanz im Stator-Sternpunkt in Ohm
Anzahl Pole	Anzahl Pole des Generators, nicht Anzahl der Polpaare
Anzahl Massen	Anzahl Massen des Mehrmassen-Modells zur Nachbildung der mechanischen Eigenschaften des Turbosatzes

Die Impedanzen des Synchrongenerators werden auf die **Bemessungsimpedanz $\underline{Z}_{rG}$** bezogen berechnet.

$$Z_{rG} = \frac{U_{rG}^2}{S_{rG}} = 1 p.u.$$

7.4.1.2.1 Kurzschlusszeitkonstanten oder Leerlaufzeitkonstanten

Die folgenden Zeitkonstanten können entweder im Kurzschlussbetrieb (**Short-Circuit**) oder Leerlaufbetrieb (**Open-Circuit**) gemessen worden sein.

Einstellwert	Bedeutung
Td0'	Transiente Zeitkonstante in d-Richtung in s
Td0''	Subtransiente Zeitkonstante in d-Richtung in s
Tq0'	Transiente Zeitkonstante in q-Richtung in s
Tq0''	Subtransiente Zeitkonstante in q-Richtung in s

Der Index „0" der Zeitkonstanten ist nur für die Leerlaufzeitkonstanten zulässig, wird aber der Einfachheit halber in dem Einstelldialog auch für die Kurzschlusszeitkonstanten verwendet.

7.4.2 Registerkarte Steuersignale

Mit Hilfe der Einstellwerte kann das ATP Modell des Synchrongenerators mit der ATP Komponente **TACS** oder **MODELS** verbunden werden. Mit Hilfe dieser ATP Elemente können z.B. Regelkreise implementiert werden. ATPDesigner unterstützt den Anwender durch einen einfachen Drehzahlregelkreis und einen Spannungsregelkreis, die beide in der Programmiersprache **MODELS** implementiert und durch Einstellwerte aktiviert werden können.

7.4.2.1 Dateninterface TACS/MODELS → Generator

Der Einstelldialog der **MODELS**-Software für Drehzahl- und Spannungsregelung sowie für das allgemeine ATP-Interface von/zu **TACS/MODELS** ist nachfolgend dargestellt. Die Einstellwerte werden nur für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** benötigt.

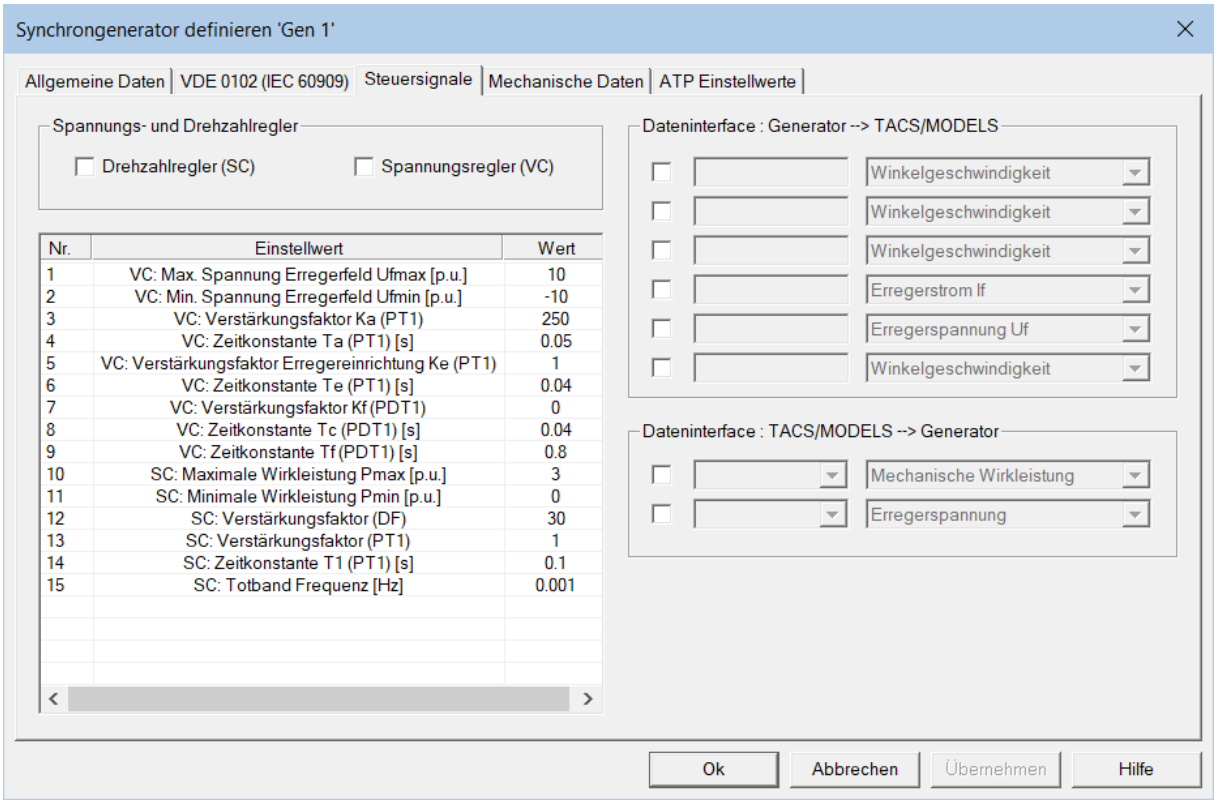


Abbildung 39: Einstelldialog Drehzahlregler, Spannungsregler, Interface zu TACS/MODELS

Mit Hilfe des Interface können Steuersignale aus **TACS** oder **MODELS** als Eingangsgrößen in das Modell eingebunden werden.

- **Mechanische Wirkleistung : Steuerung der Wirkleistungszufuhr**
  Mit Hilfe des Signals kann z.B. eine Drehzahlregelung in **TACS** oder **MODELS** aufgebaut werden. In diesem Fall kann das Signal z.B. als Steuerung der Dampfventile eines Dampfkraftwerkes interpretiert werden.

- **Erregerspannung : Steuerung der Feldspannung der Erregerwicklung**
  Mit Hilfe des Signals kann der Erregerstrom und damit die Blindleistungseinspeisung bzw. Blindleistungsausspeisung gesteuert werden. Dadurch kann eine Spannungsregelung in **TACS** oder **MODELS** aufgebaut werden.

7.4.2.2 Dateninterface Generator → TACS/MODELS

Mit Hilfe des Interfaces können Ausgangsgrößen des Modells in **TACS** oder **MODELS** basierenden Algorithmen verarbeitet werden.

- **Winkelgeschwindigkeit (*Angular Velocity*)**
  Absolute Umdrehungsgeschwindigkeit in Radiant / Sekunde

$$f_{elektr.} = \frac{Winkelgeschwindigkeit \cdot p}{2\pi}$$

  mit p = Anzahl Polpaare = Anzahl Pole / 2

- **Winkel : Rotorwinkel in Radiant**

Der Rotorwinkel wird jede Sekunde um $2\pi f_{Netz}$ / Anzahl Polpaare erhöht. Der Polradwinkel ϑ kann wie folgt berechnet werden:

$$\vartheta = Winkel - \frac{2\pi t}{p \cdot T}$$

- Simulationszeit t
- Anzahl Polpaare p = Anzahl Pole / 2
- Netzperiode T = 1 / f_n

Beispiel:
Generator mit 2 Polpaaren (4 polige Maschine, NP = 4, p = 2) und der Netzfrequenz f_n = 50Hz. Der Rotorwinkel erhöht sich um

$2\pi 50Hz / (4 / 2) = 2\pi 50Hz / 2 = \pi 50Hz$

während einer Sekunde bzw. um π während einer Netzperiode von 20ms.

- **Erregerstrom If (*Field Winding Current If*) : Feldstrom I_f [A]**

- **Erregerspannung Uf (*Field Winding Voltage Vf*) : Feldspannung U_f [V]**

7.4.3 Spannungs- und Drehzahlregler

Mit den Einstellwerten **Drehzahlregler (SC)** und **Spannungsregler (VC)** in Abbildung 39 werden in der ATP-Programmiersprache **MODELS** implementierte Regelungsverfahren von ATPDesigner automatisch in die .ATP-Eingabedatei eingebunden.

Einstellwert	Bedeutung
Spannungsregelung (VC)	Algorithmus zur Spannungsregelung aktivieren
Drehzahlregelung (SC)	Algorithmus zur Drehzahlregelung aktivieren

7.4.3.1 Spannungsregelung (VC)

Die **Spannungsregelung (VC)** wird als Regelkreis durch einen PDT3-Regler mit Min-/Max Begrenzung der Spannung des Erregerfeldes realisiert. Die Erregerspannung wird aus der Grundschwingung der Leiter-Erd-Spannungen berechnet, die am Netzknoten der Generatorklemmen gemessen werden. Die netzfrequente Grundschwingung wird mit Hilfe eines FIR-Cos-Filters berechnet, dessen Einschwingzeit eine Periode der netzfrequenten Grundschwingung beträgt. Die Regelung der Erregerspannung wird erst 40ms nach Simulationsstart freigegeben.

- **VC: Max. Field Voltage [p.u.]**
  VC: Maximal zulässige Spannung des Erregerfeldes [p.u.]
  if VF>VFMAX then VF:=VFMAX endif

- **VC: Min. Field Voltage [p.u.]**
  VC: Minimal zulässige Spannung des Erregerfeldes [p.u.]
  if VF<VFMIN then VF:=VFMIN endif

- **VC: KA Verstärkungsfaktor Amplifier (PT1)**

VC: Verstärkungsfaktor PT1-Glied
CLAPLACE(EF1/DU):=(KA|s0)/(1|s0+TA|s1)

- **VC: TA Zeitkonstante Amplifier (PT1)**
  VC: Zeitkonstante PT1-Glied
  CLAPLACE(EF1/DU):=(KA|s0)/(1|s0+TA|s1)

- **VC: KE Verstärkungsfaktor Erregereinrichtung (PT1)**
  VC: Verstärkungsfaktor PT1-Glied Erregereinrichtung
  CLAPLACE(EF0/EF1):=(KE|s0)/(1|s0+TE|s1)

- **VC: TE Zeitkonstante Erregereinrichtung (PT1)**
  VC: Zeitkonstante PT1-Gliedes der Erregereinrichtung
  CLAPLACE(EF0/EF1):=(KE|s0)/(1|s0+TE|s1)

- **VC: KF Verstärkungsfaktor Erregerfeld (PDT1)**
  Verstärkungsfaktor des Erregerfeld PDT1-Gliedes
  CLAPLACE(VFF/EF0):=(KF|s0+TC|s1)/(1|s0+TF|s1)

- **VC: TC Zeitkonstante Erregerfeld (PDT1)**
  Zeitkonstante des Erregerfeld PDT1-Gliedes
  CLAPLACE(VFF/EF0):=(KF|s0+TC|s1)/(1|s0+TF|s1)

- **VC: TF Zeitkonstante Erregerfeld (PDT1)**
  Zeitkonstante des Erregerfeld PDT1-Gliedes
  CLAPLACE(VFF/EF0):=(KF|s0+TC|s1)/(1|s0+TF|s1)

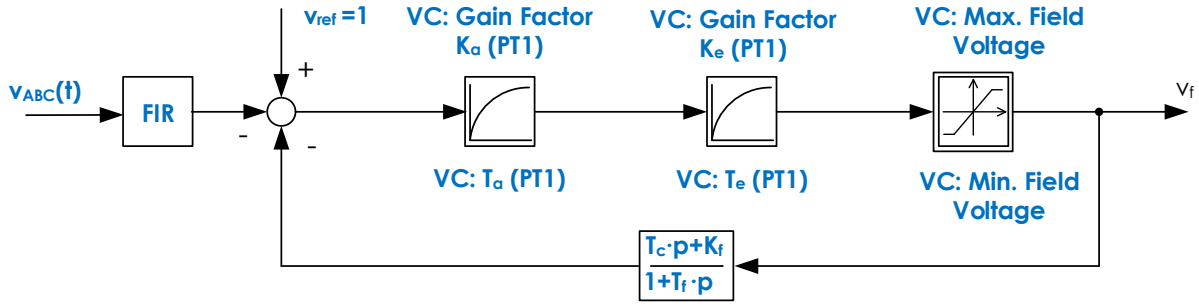


Abbildung 40: Blockschaltbild der Spannungsregelung

Wenn die Spannungsregelung wie in Abbildung 401 gezeigt ohne Drehzahlregelung verwendet wird, muss beachtet werden, dass der Regelkreis über das Elektroenergieversorgungsnetz (Netzeinspeisung) geschlossen wird.

- **v_{ABC} (t)**
  Leiter-Erd-Spannungen $u_{L123}(t)$ gemessen an den netzseitigen Anschlussklemmen des Generators

- **V_{Field}**
  Spannung der Erregerwicklung des Generators

7.4.3.2 Drehzahlregelung (SC)

Die **Drehzahlregelung (SC)** wird als Regelkreis durch ein PT1-Glied mit Min-/Max-Begrenzung der Spannung des Erregerfeldes realisiert.

- **SC: Max. Power [p.u.]**
  Maximal zulässige primäre Wirkleistung (z.B. Antriebsleistung der Turbine)
  if PInt>FPMAX then PGEN:=FPMAX endif

- **SC: Min. Power [p.u.]**
  Minimal zulässige primäre Wirkleistung (z.B. Antriebsleistung der Turbine)
  if PInt<FPMIN then PGEN:=FPMIN endif

  Der Wert der primären Wirkleistung 1 p.u. entspricht nicht der Nennwirkleistung des Generators. Das ATP berechnet vor Start der Netzberechnung die stationären Anfangszustände von Spannungen, Strömen und Leistungen des Elektroenergieversorgungsnetzes. Die in diesem Netzzustand ins Netz eingespeiste Wirkleistung wird als 1 p.u. für die danach folgende Netzberechnung festgelegt. Die Leistungen der Lasten müssen sinnvoll auf die Nennleistung des Generators eingestellt werden und sollten diese nicht überschreiten.

- **SC: Gain Factor (DF)**
  Verstärkungsfaktor für die Berechnung der Frequenzabweichung
  `DF:=FSOLL-Freq`
  `DF:=DF*FGain`

- **SC: Gain factor (PT1)**
  Verstärkungsfaktor des PT1-Gliedes
  `CLAPLACE(DFPT1/DF):=(FKPT|s0)/(1|s0+FTPT|s1)`

- **SC: T1 (PT1) [s]**
  Zeitkonstante des PT1-Gliedes
  `CLAPLACE(DFPT1/DF):=(FKPT|s0)/(1|s0+FTPT|s1)`

- **SC: Fdead [Hz]**
  Totband der Drehzahlregelung: Liegt die Abweichung der elektrischen Frequenz des **Generators** von der Generatorfrequenz f_G innerhalb des Totbandes, so erfolgt keine Drehzahlregelung.
  if abs(DF)<=FDEAD then DF:=0 endif

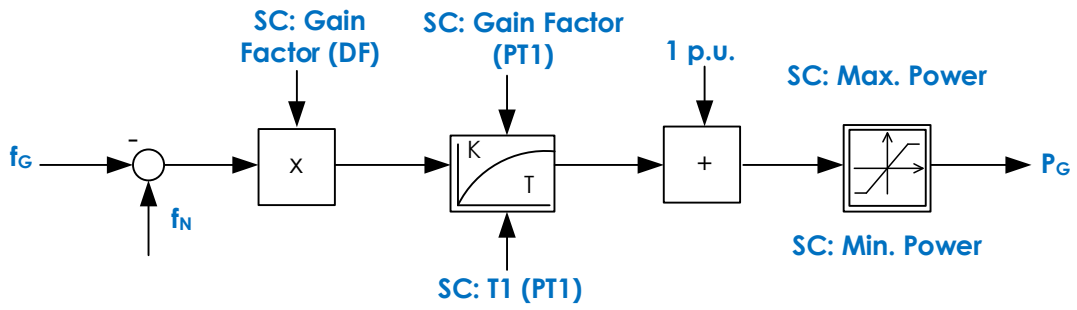


Abbildung 41: Blockschaltbild der Drehzahlregelung

Wenn die Drehzahlregelung ohne Spannungsregelung verwendet wird muss beachtet werden, dass der Regelkreis über das Elektroenergieversorgungsnetz (Netzeinspeisung) geschlossen wird.

Signal	Bedeutung
f_G	Elektrische Frequenz des Generators berechnet aus der Drehzahl und der Polpaarzahl des Generators
P_G	Primäre Wirkleistung z.B. Antriebsleistung der Turbine

7.4.4 Ausgabe von Signalen in einem Diagramm

In der nachfolgenden Tabelle ist für das Netzelement **Gen xxx** die Bedeutung der in der .PL4-Datei ausgegebenen Signale erläutert. Diese Signale können in einem Diagramm dargestellt werden.

Signal	Bedeutung
GPWxxx	Polradwinkel [Grad] (Die Berechnung funktioniert nur wenn eine Netzeinspeisung vorhanden ist.)
GFRxxx	Elektrische Frequenz des Generators [Hz]
GNMxxx	Mechanische Drehzahl [1/min]
GPHxxx	Mechanischer Winkel [Grad] Der mechanische Winkel des Generators dreht bei Nenndrehzahl je Umdrehung um 2π weiter.
GPGxxx	Wirkleistung der Turbine [p.u.]
GVFxxx	Erregerspannung [p.u.]
GVBxxx	Mittlerer Betrag der Grundschwingung der Leiter-Erd-Spannungen [p.u.]
GDFxxx	Frequenzabweichung [Hz] = Gain Factor (DF) · (fn - f(t))
GV1xxx	Leiter-Erd-Spannung UL1 [V] (Ausgangssignal FIR-Cos-Filter)
GV2xxx	Leiter-Erd-Spannung UL2 [V] (Ausgangssignal FIR-Cos-Filter)
GV3xxx	Leiter-Erd-Spannung UL3 [V] (Ausgangssignal FIR-Cos-Filter)

$$GVBxxx = \sqrt{U_{L1}^2 + U_{L2}^2 + U_{L3}^2}$$

mit U_{L1}, U_{L2} und U_{L3}: Ausgangsspannungen des FIR-cos-Filters, bezogen auf U_n

Die Liste der verfügbaren Signale enthält auch interne Signale der Synchrongeneratoren (Kraftwerksmodell), die mit dem Präfix **MACHx** beginnen. Der Parameter x beschreibt eine fortlaufende Nummer.

Signal	Bedeutung
MACH1 – IA	Primärer Strom in der Statorwicklung Phase A (= R) [A]
MACH1 – IB	Primärer Strom in der Statorwicklung Phase B (= S) [A]
MACH1 – IC	Primärer Strom in der Statorwicklung Phase C (= T) [A]
MACH1 – TQ GEN	Elektromechanisches Drehmoment, das durch die Netzlast auf den Synchrongenerator wirkt [10^6 Nm]
MACH1 – ANG1	Polradwinkel des Synchrongenerators [rad]
MACH1 – VEL1	Abweichung der mechanischen Drehzahl von der Nenndrehzahl [rad / s]

	Bei negativem Vorzeichen ist der Wert kleiner als die Nenndrehzahl. Bei positivem Vorzeichen ist der Wert größer als die Nenndrehzahl. Umrechnung rad/s in Umdrehungen pro Minute 1/min: $U/\text{min} = \frac{VEL1}{2 \cdot \pi \cdot 60}$
MACH1 – ID	Primärer Strom in der d Achse der Statorwicklung [A]
MACH1 – IQ	Primärer Strom in der q Achse der Statorwicklung [A]
MACH1 – I0	Primärer Strom im Nullsystem in der Statorwicklung [A]
MACH1 – IF	Primärer Strom in der Erregerwicklung [A]
MACH1 – IKD	Primärer Strom in der d Achse im Dämpferkäfig [A]
MACH1 – IG	Primärer Strom in der Wirbelstromwicklung [A]
MACH1 – IKQ	Primärer Strom in der q Achse im Dämpferkäfig [A]
MACH1 – EFD (VF)	Angelegte Erregerspannung
MACH1 – MFORCE	Elektromagnetische Kraft im Luftspalt
MACH1 – TQ GEN	Elektromechanisches Drehmoment, das durch die Netzlast auf den Synchrongenerator wirkt [10^6 Nm]

7.4.5 Verwendung der beiden Regelungen für Drehzahl und Spannung

Beide Regelungsarten sind im Netzbetrieb einzeln möglich. Läuft das Generatormodell im Inselbetrieb, so sind beide Regelungsarten zu aktivieren, da sich ansonsten die Drehzahl des Generators ändert oder sich die Leistung nicht korrekt einstellt.

7.4.6 Registerkarte *VDE 0102 (60909)* für den Synchrongenerator

Die **Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102** mit dem Verfahren der Ersatzspannungsquelle an der Kurzschlussstelle berücksichtigt den Synchrongenerator als 3-phasige, zyklisch-symmetrische Impedanzmatrix. Die Einstellwerte in nachfolgender Abbildung werden für die Berechnung dieser Impedanz benötigt. Die Impedanzen im Mit-, Gegen- und Nullsystem werden wie folgt berechnet.

$$\underline{Z}_{1GK} = K_G \cdot \underline{Z}_{1G} = K_G \cdot \left(R_{1G} + jX''_{1d} \right)$$

$$\underline{Z}_{2GK} = K_G \cdot \underline{Z}_{2G} = K_G \cdot \left(R_{2G} + jX_2 \right) \approx \underline{Z}_{1GK}$$

$$\underline{Z}_{0GK} = K_G \cdot \underline{Z}_{0G} = K_G \cdot \left(R_{0G} + jX_0 \right)$$

$$K_G = \frac{V_{nG}}{V_{rG}} \cdot \frac{c_{\max}}{1 + x''_d \cdot \sin\left(phi \right)}$$

Mit einer zyklisch-symmetrischen Impedanzmatrix ist es möglich, wie nach VDE 0102 gefordert den Synchrongenerator mit $\underline{Z}_1 \neq \underline{Z}_2 \neq \underline{Z}_0$ nachzubilden.

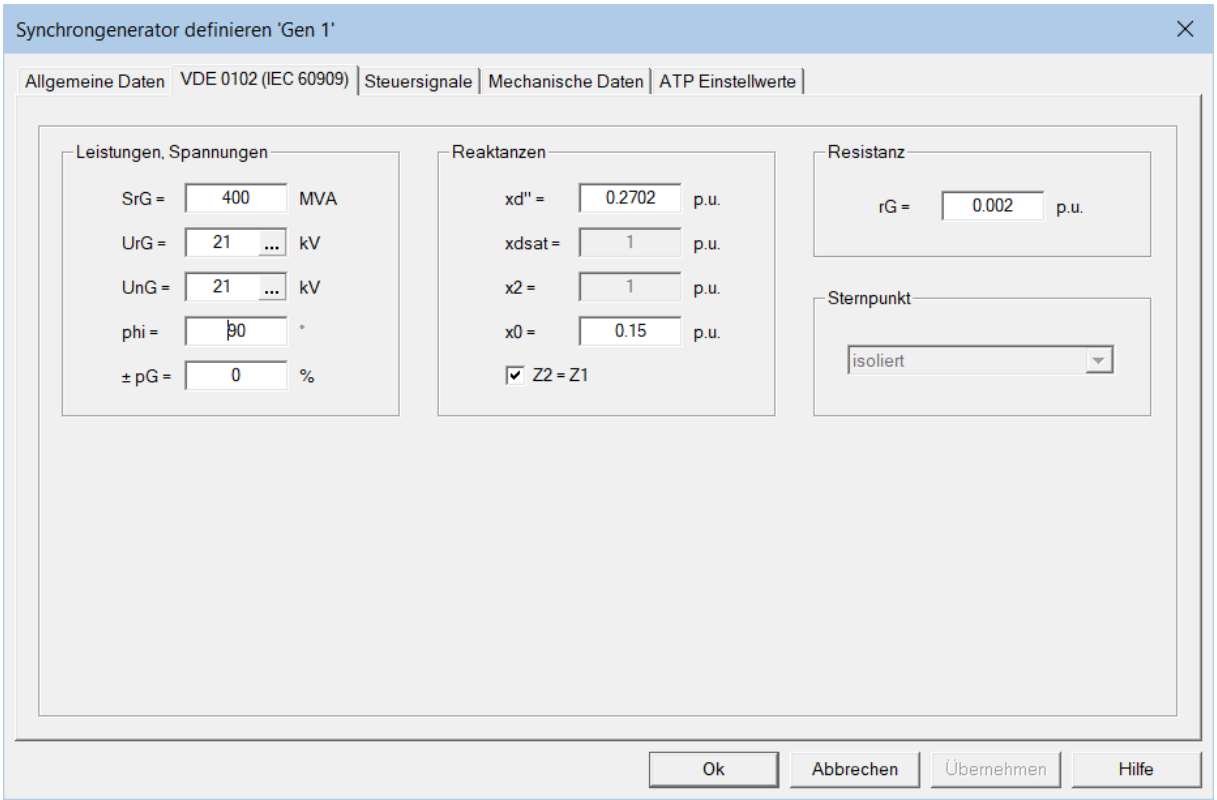


Abbildung 42: VDE 0102 bezogene Einstellwerte des Synchrongenerators

Mehrere Einstellwerte des Einstelldialogs der Registerkarte **VDE 0102 (IEC 60909)** sind auch in der Registerkarte Allgemeine Daten enthalten.

Einstellwert	Bedeutung
SrG	Bemessungsscheinleistung in MVA
UrG	Bemessungsspannung in kV
UnG	Nennspannung in kV
phi	Lastwinkel in Grad
±pG	Stellung des Stufenschalters in %
xd“	subtransiente Reaktanz in d-Richtung in p.u.
xdsat	gesättigte synchrone Reaktanz in p.u.
x2	Gegenimpedanz in p.u.
x0	Nullimpedanz in p.u.
Z2 = Z1	▪ aktiviert : die Gegenimpedanz wird gleich der Mitimpedanz verwendet, d.h. $\underline{Z}_2 = \underline{Z}_1$ ▪ deaktiviert: der Einstellwert der Gegenimpedanz $\underline{Z}_2$ wird verwendet
rG	Stator (Armature) Resistanz in p.u. Die Resistanz wird nach VDE 0102 zur Berechnung des Anfangs-Kurzschlusswechselstromes I_k'' verwendet. Der Einstellwert ist identisch mit dem Einstellwert **r_a** in der Registerkarte **Allgemeine Daten**
Sternpunkt	Sternpunktbehandlung ▪ isoliert ▪ kompensiert ▪ starr geerdet ▪ impedanz geerdet

7.4.6.1.1 Berechnung des Stoßkurzschlussstromes i_P

Zur Berechnung des Stoßkurzschlussstromes i_P wird nach VDE 0102 die fiktive Resistanz R_{Gf} verwendet.

7.4.6.2 Berechnung der zyklisch-symmetrischen Impedanzmatrix

Rotierende Betriebsmittel wie z.B. Synchrongeneratoren können im Allgemeinen im natürlichen System durch eine zyklisch-symmetrische Impedanzmatrix $\underline{\underline{Z}}_{L123}$ beschrieben werden, die mit Hilfe der Transformationsmatrix $\underline{\underline{T}}$ bzw. deren Inversen $\underline{\underline{T}}^{-1}$ in den Bildbereich der Symmetrischen Komponenten transformiert werden kann.

$$\underline{\underline{Z}}_{L123} = \begin{pmatrix} \underline{Z}_A & \underline{Z}_B & \underline{Z}_C \\ \underline{Z}_C & \underline{Z}_A & \underline{Z}_B \\ \underline{Z}_B & \underline{Z}_C & \underline{Z}_A \end{pmatrix}$$

$$\underline{\underline{T}} = \frac{1}{3} \cdot \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \end{pmatrix} \qquad \underline{\underline{T}}^{-1} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{pmatrix}$$

mit dem Drehoperator $\underline{a} = -0{,}5 + j \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}$

Geht man davon aus, dass die Impedanzen in Mitsystem $\underline{Z}_1$, Gegensystem $\underline{Z}_2$ und Nullsystem $\underline{Z}_0$ im Allgemeinen unterschiedlich sind, d.h.

$$\underline{Z}_1 \neq \underline{Z}_2 \neq \underline{Z}_0$$

so ergibt sich aus der zyklisch-symmetrischen Impedanzmatrix $\underline{\underline{Z}}_{L123}$ durch Transformation eine vollständig entkoppelte Impedanzmatrix $\underline{\underline{Z}}_{012}$ im Bildbereich der Symmetrischen Komponenten.

$$\underline{\underline{Z}}_{012} = \begin{pmatrix} \underline{Z}_0 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_1 & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{Z}_A + \underline{Z}_B + \underline{Z}_C & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_A + \underline{a}^2 \cdot \underline{Z}_B + \underline{a} \cdot \underline{Z}_C & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_A + \underline{a} \cdot \underline{Z}_B + \underline{a}^2 \cdot \underline{Z}_C \end{pmatrix}$$

Umgekehrt kann aus den Impedanzen der Symmetrischen Komponenten die drei Impedanzen $\underline{Z}_A$, $\underline{Z}_B$ und $\underline{Z}_C$ der zyklisch-symmetrischen Impedanzmatrix des natürlichen Systems berechnet werden.

$$\underline{Z}_A = \frac{1}{3} \cdot \left(\underline{Z}_0 + \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 \right)$$
$$\underline{Z}_B = \frac{1}{3} \cdot \left(\underline{Z}_0 + \underline{a} \cdot \underline{Z}_1 + \underline{a}^2 \cdot \underline{Z}_2 \right)$$
$$\underline{Z}_C = \frac{1}{3} \cdot \left(\underline{Z}_0 + \underline{a}^2 \cdot \underline{Z}_1 + \underline{a} \cdot \underline{Z}_2 \right)$$

7.4.6.3 Näherungsweise Berechnung der Reaktanzen in Mit- und Gegensystem

Folgende vereinfachte Annahmen können für einen Synchrongenerator üblicher Bauweise näherungsweise angenommen werden. In nachfolgender Tabelle sind beispielhaft die Gleichungen zur Berechnung der Mitsystem- und Gegensystemreaktanzen aus den subtransienten Reaktanzen angegeben. Es muss hier die allgemeine Beschreibung des Synchrongenerators durch subtransiente, transiente und synchrone Reaktanzen etc. berücksichtigt werden. Näheres kann der Fachliteratur z.B. [15] entnommen werden.

Betriebsmittel	Mitsystemreaktanz	Gegensystemreaktanz
Turbogenerator	$X_1 \approx X_d''$	$X_2 \approx X_d''$
Schenkelpolgenerator	$X_1 \approx X_d''$	$X_2 \approx \frac{X_d'' + X_q''}{2}$

Tabelle 4: Näherungsweise Berechnung der Mit- und Gegenreaktanz

7.4.7 Registerkarte *Mechanische Daten* - Kraftwerksmodell mit rotierenden Massen

Das Netzberechnungsprogramm ATP ermöglicht es, das Kraftwerk mit einem Mehrmassenmodell bestehend aus mehreren Turbinen und einem Generator nachzubilden. Eine zusätzlich vorhandene Erregermaschine wird als rotierende Masse vernachlässigt.

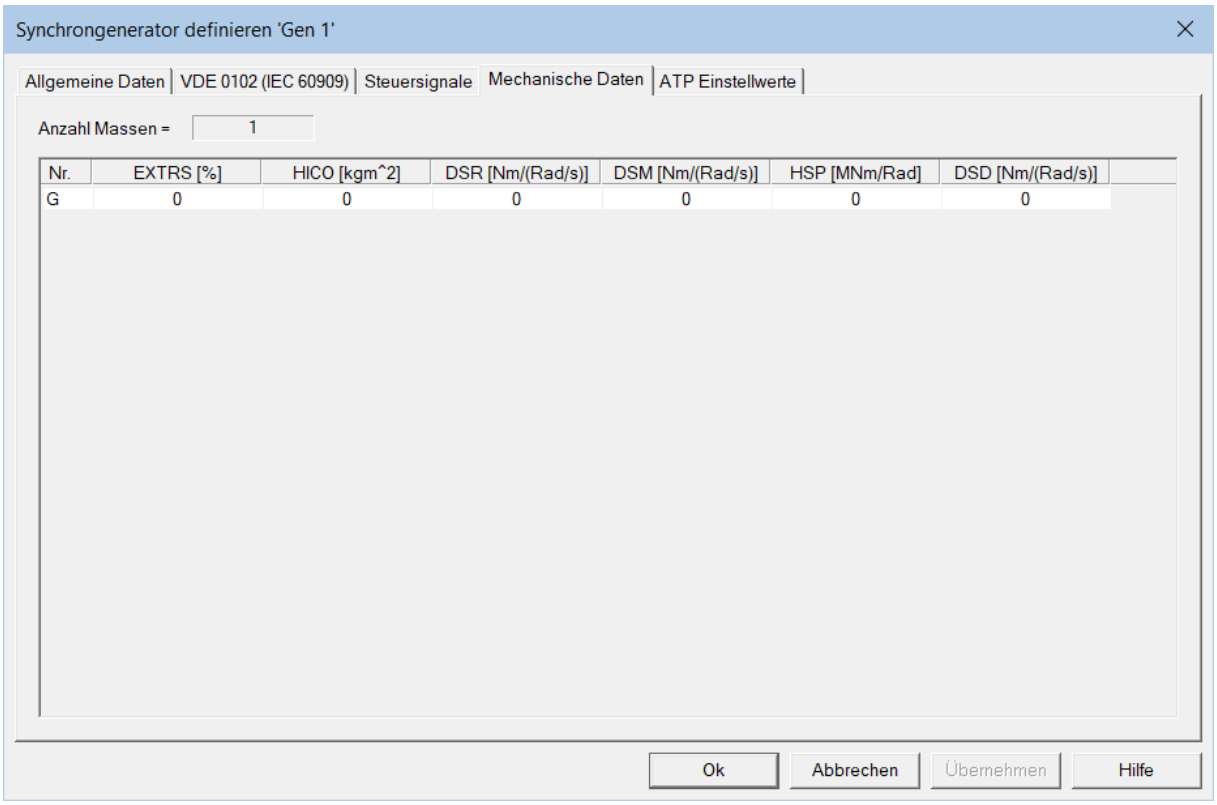


Abbildung 43: Einstellwerte für ein Mehrmassenmodell

Einstellwert	Bedeutung
EXTRS	
HICO	
DSR	
DSM	
HSP	
DSD	
Anzahl Massen	
No.	

7.4.8 Lastfluss-/Kurzschlussberechnung: Internes numerisches Modell

Das Netzberechnungsprogramm **ATP** bildet einen Synchrongenerator für die **Berechnung eines stationären Netzzustandes** als ideale symmetrische 3-phasige Drehspannungsquelle mit unendlich hoher Kurzschlussleistung, d.h. mit einer Kurzschlussimpedanz 0Ohm nach. Dieses sehr einfache numerische Modell ist für die Berechnung eines stationären Netzzustandes (im ATP **Steady-State** genannt) nicht geeignet, da das numerische Modell eines Synchrongenerators zusätzlich die synchronen Impedanzen in Mit-, Gegen- und Nullsystem berücksichtigen muss.

In nachfolgender Tabelle sind die Berechnungsgleichungen für das Impedanzmodell zur **Berechnung stationärer Netzzustände** abgebildet. Es muss beachtet werden, dass es sich hier nur um Näherungsgleichungen handelt.

Bezeichner	Lastflussberechnung	Kurzschlussberechnung
Bemessungsimpedanz	$Z_{rG} = \frac{U_{rG}^2}{S_{rG}}$	$Z_{rG} = \frac{U_{rG}^2}{S_{rG}}$
Resistanz im Mitsystem	$R_1 = r_a \cdot Z_{rG}$	$R_1 = r_a \cdot Z_{rG}$
Reaktanz im Mitsystem	$X_1 = x_d \cdot Z_{rG}$	$X_1 = x_d'' \cdot Z_{rG}$
Resistanz im Gegensystem	$R_2 = R_1$	$R_2 = R_1$
Reaktanz im Gegensystem	$X_2 = \frac{x_d + x_q}{2} \cdot Z_{rG}$	$X_2 = \frac{x_d'' + x_q''}{2} \cdot Z_{rG}$
Resistanz im Nullsystem	$R_0 = R_1$	$R_0 = R_1$
Reaktanz im Nullsystem	$X_0 = x_0 \cdot Z_{rG}$	$X_0 = x_0 \cdot Z_{rG}$

Tabelle 5: Angenäherte Impedanzen des Synchrongenerators für stationäre Netzberechnung

Das interne Berechnungsmodell verwendet eine zyklisch-symmetrische Impedanzmatrix zur Nachbildung des Synchrongenerators im Falle der Berechnung stationärer Netzzustände.

7.4.8.1 Registerkarte ATP Einstellwerte

Für die **Berechnung eines stationären Netzzustandes** kann in der Registerkarte **ATP Einstellwerte** das interne Modell ausgewählt werden. Der Einstellwert **Stationäre Netzberechnung: Impedanzmatrix** implementiert, der die Auswahl des internen Impedanzmodells für den Generator zur Berechnung eines stationären Netzzustandes ermöglicht.

Einstellwert	Bedeutung
Z-Matrix: diagonal symmetrisch	Eine diagonal symmetrische Impedanzmatrix liegt dann vor, wenn Mit- und Gegenimpedanz identisch sind, d.h. $\underline{Z}_1 = \underline{Z}_2$. Dies ist in aller Regel bei Synchrongeneratoren mit Turboläufern (Vollpolmaschine) anzunehmen. Als interne Spannungsquelle wird eine ideale symmetrische Drehspannungsquelle verwendet.
Z-Matrix: zyklisch symmetrisch	Eine zyklisch symmetrische Impedanzmatrix liegt dann vor, wenn Mit- und Gegenimpedanz ungleich sind, d.h. $\underline{Z}_1 \neq \underline{Z}_2$. Dies ist in aller Regel bei Synchrongeneratoren mit Schenkelpolläufern anzunehmen. Als interne Spannungsquelle wird eine ideale symmetrische Drehspannungsquelle verwendet.
ATP basiertes dynamisches Modell	Der Synchrongenerator wird durch eine ideale symmetrische Drehspannungsquelle ohne Impedanzen nachgebildet.

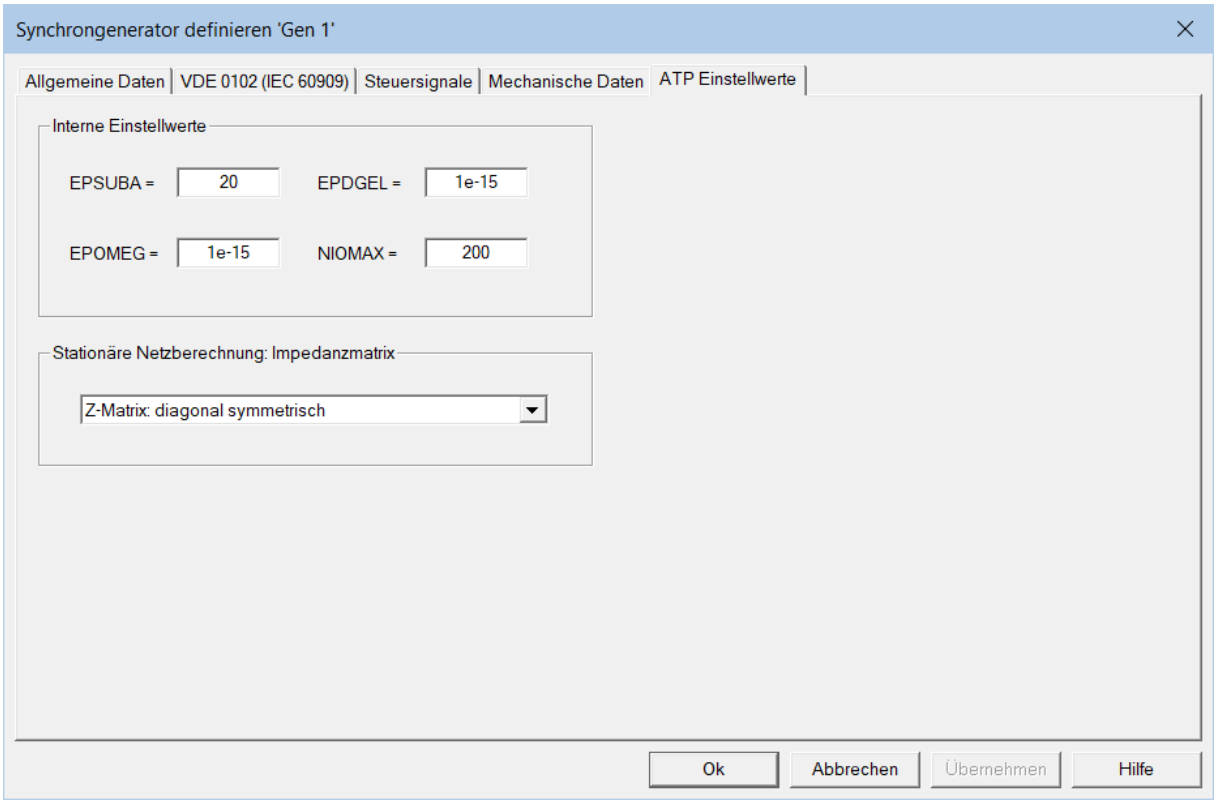


Abbildung 44: Registerkarte *ATP Einstellwerte* – Auswahl des internen Rechenmodells

7.5 Erdung *Grounding System*

Mit dem Netzwerkelement **Erdung** können niederohmige Erdungsarmaturen oder Erdverbindungen realisiert werden. Der Übergangswiderstand beträgt R = 10^{-15} Ohm je Leiter und ist nicht einstellbar. Das Netzwerkelement kann 1-phasig, 2-phasig oder 3-phasig verwendet werden.

Einstellwert	Bedeutung
Leiter L1 **Leiter L2** **Leiter L3**	Betriebsmittel für Leiter L1, L2, L3 aktivieren bzw. deaktivieren

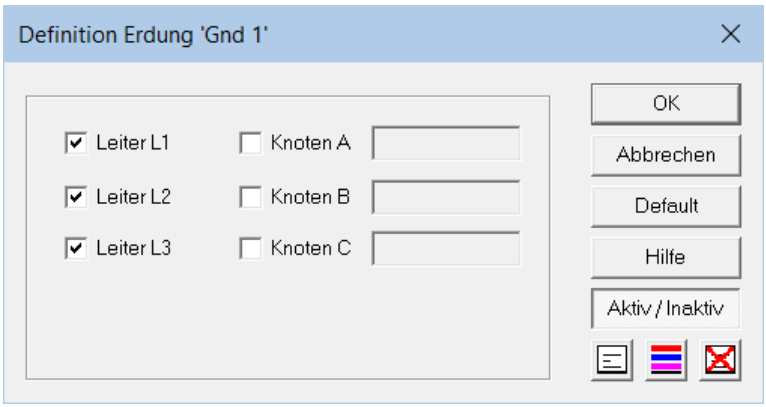


Abbildung 45: Einstelldialog *Erdung*

7.5.1 Anwenderspezifische Knotennamen

Der Anwender kann für das Netzwerkelement optional für jede Phase einen anwenderspezifischen Knotennamen definieren. Der anwenderspezifische Knotenname ist maximal 5 Zeichen lang. ATPDesigner stellt automatisch den Phasenbezeichner A=L1, B=L2 oder C=L3 voran.

Einstellwert	Bedeutung
Knoten A, B, C	Anwenderspezifische Knotennamen, max. 5 Zeichen **A**xxxx, **B**xxxx, **C**xxxx

⇨ ATPDesigner überprüft nicht, ob anwenderspezifische Knotennamen zu einer korrekten elektrischen Verbindung von Betriebsmitteln führen.

7.6 Sternpunkt - *Splitter*

Das Netzwerkelement **Sternpunkt** kann u.a. dazu verwendet werden,

- um bis zu drei 1-phasige Netzwerkelement mit dem 3-phasigen Elektroenergieversorgungsnetz zu verbinden oder
- um eine 1-phasigen Sternpunkt an ein 3-phasiges Netzwerkelement anzuschließen.

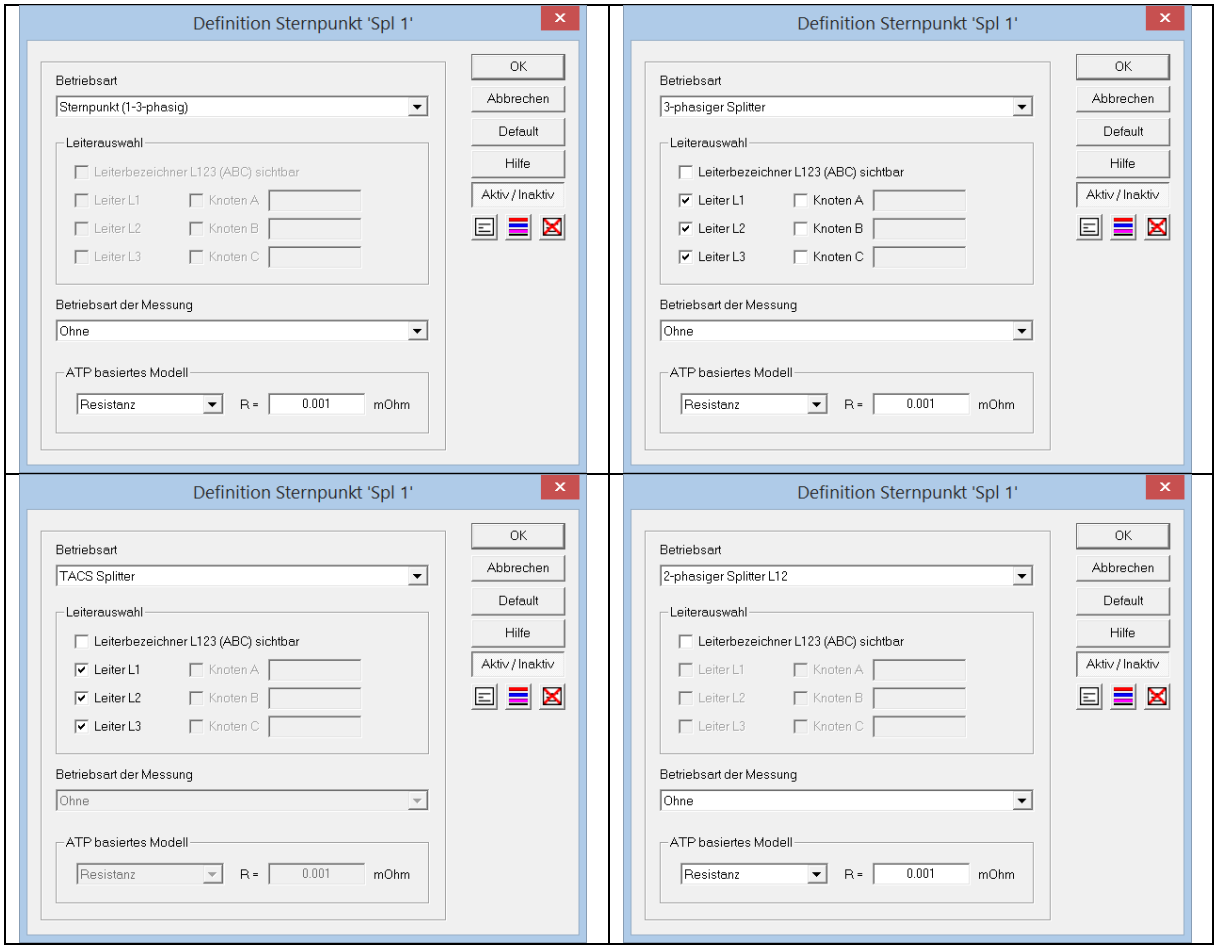


Abbildung 46: Einstelldialog für die Betriebsarten des Netzwerkelementes *Sternpunkt*

7.6.1 Betriebsarten

Einstellwert	Bedeutung
Sternpunkt (1-3-phasig)	1-phasiger Sternpunkt
3-phasiger Splitter	3x 1-phasige Knoten ⇔ 1x 3-phasiger Knoten
TACS Splitter	Verbindung zwischen TACS Elementen (keine Ausgabe in die .ATP-Ausgabedatei
2-phasiger Splitter L12	2x 1-phasige Knoten L1 und L2 ⇔ 1x 3-phasiger Knoten L123 Der Leiter L3 bleibt nicht verbunden.
Leiterbezeichner L123 (A,B,C) sichtbar	Leiterbezeichner L1, L2, L3 werden direkt an den 1-phasigen Knoten angezeigt
Leiterauswahl	Auswahl für ein leiterselektives Modell aktivieren / deaktivieren
Leiter L1, L2, L3	Leiter L1, L2, L3 aktivieren / deaktivieren

7.6.2 Anwenderspezifische Knotennamen

Der Anwender kann für das Netzwerkelement optional für jede Phase einen anwenderspezifischen Knotennamen definieren. Der anwenderspezifische Knotenname ist maximal 5 Zeichen lang. ATPDesigner stellt automatisch den Bezeichner A, B oder C voran.

Einstellwert	Bedeutung
Knoten A, B, C	Anwenderspezifische Knotennamen, max. 5 Zeichen

7.6.3 Beispiel: Nachbildung Leiterunterbrechungen mit zwei *Sternpunkten*

Das Beispielnetz in Abbildung 408 demonstriert, wie mit Hilfe von zwei **Sternpunkten** in der Betriebsart 3-phasiger Splitter Leiterunterbrechungen untersucht werden können.

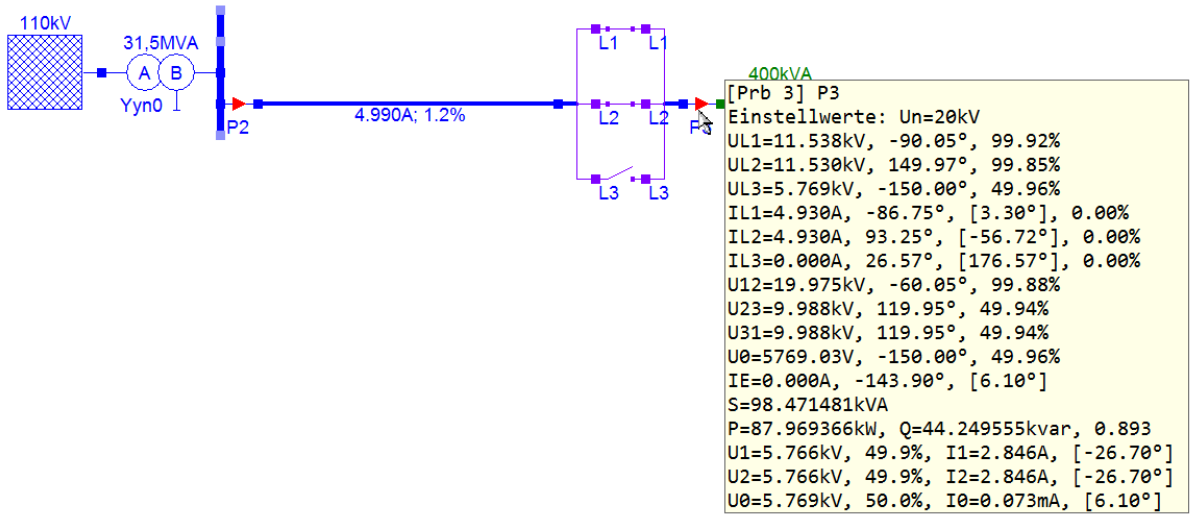


Abbildung 47: Beispielnetz zur Nachbildung von Leiterunterbrechungen mit *Splitter*

Durch den ersten Splitter werden den drei Leitern L1, L2 und L3 jeweils ein 1-phasiger Knoten zugewiesen, an denen ein 1-phasiges Netzwerkelement angeschlossen werden kann. Der zweite Splitter verbindet die drei 1-phasigen Knoten wieder zu einem 3-phasigen Knoten.

⇨ Intern wird die drei 1-phasigen Knoten eines Splitters als jeweils 3-phasiger Knoten mit den 3-phasigen Bezeichnern (ABC)xxxxx benannt und verwaltet. Innerhalb des 1-phasigen Netzes zwischen den beiden Splittern werden aber nur die Knoten mit dem Bezeichner A (= L1) verwendet, um die elektrischen Verbindungen herzustellen. Die beiden Knoten der Leiter B (= L2) und C (= L3) werden ignoriert.

⇨ **Es muss daher unbedingt sichergestellt sein, dass alle 1-phasigen Netzwerkelemente innerhalb des 1-phasigen Netzwerkes zwischen den beiden Splittern nur den Leiter L1 verwenden.**

Für die im obigen Beispielnetz verwendeten **Schalter** ist der Einstelldialog nachfolgend dargestellt. Für jeden der drei Schalter wird die Option **1-phasig** und der **Leiter L1** aktiviert. Die beiden **Leiter L2** und **Leiter L3** bleiben für die hier beschriebene Anwendung deaktiviert.

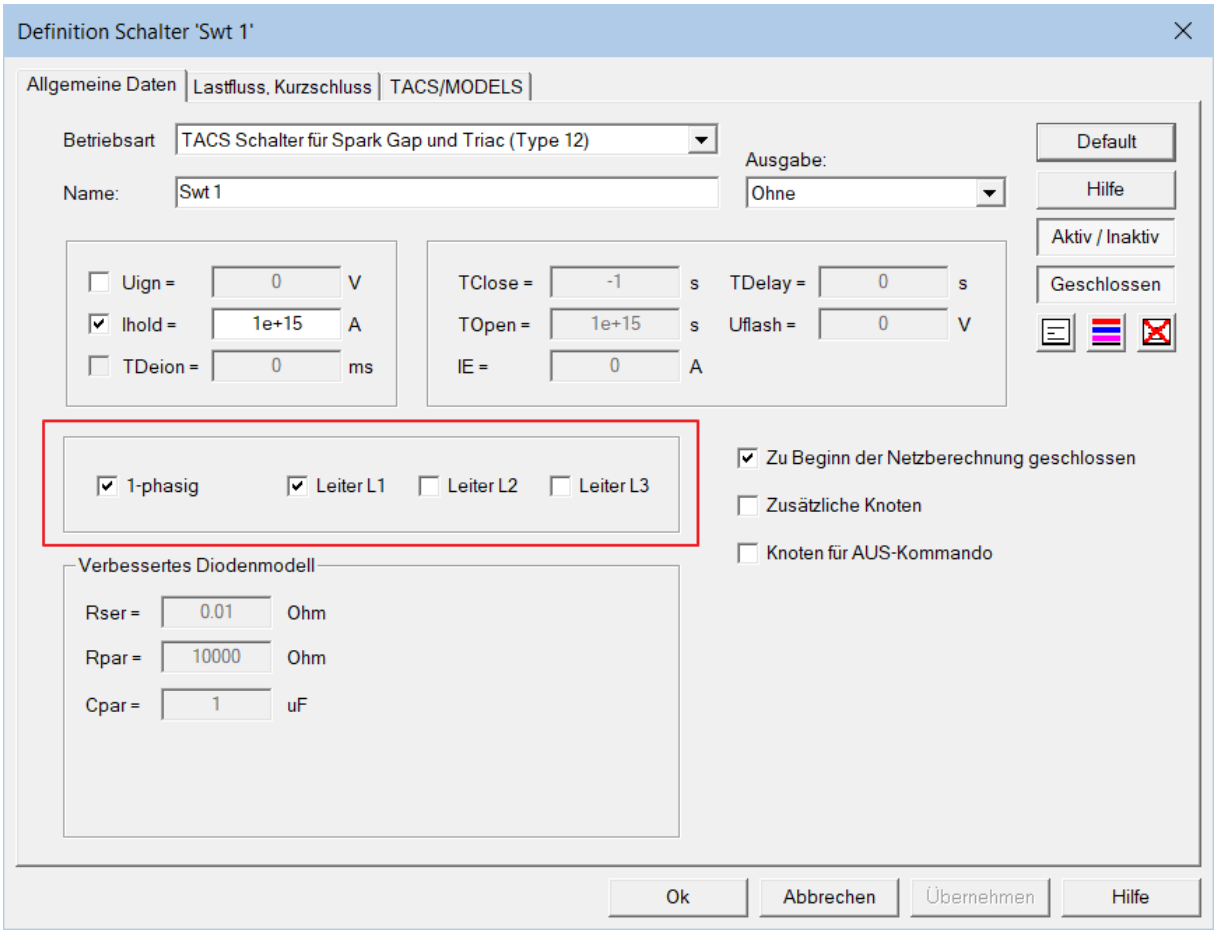


Abbildung 48: Einstellwerte für einen *Schalter* zur Nachbildung einer Leitungsunterbrechung

Da jedem Knoten (inklusive der 1-phasigen Knoten des Sternpunktes selbst) in dem 1-phasigen Netz zwischen den beiden **Sternpunkten** in Abbildung 408 ein unterschiedlicher Knotenname zugewiesen wird, können die 1-phasigen elektrischen Verbindungen unter Verwendung des Knotenbezeichners Axxxxx eindeutig hergestellt werden.

7.7 Externe .ATP-Datei *External .ATP-File*

Das Netzwerkelement **Externe .ATP-Datei** ermöglicht es, manuell erstellte ATP-Skripte in eine von ATPDesigner erzeugte .ATP-Datei einbinden zu können. Beim Erstellen der externen ATP-Skriptdatei muss der Anwender die ATP-Regeln einhalten. ATPDesigner führt keine Überprüfung durch.

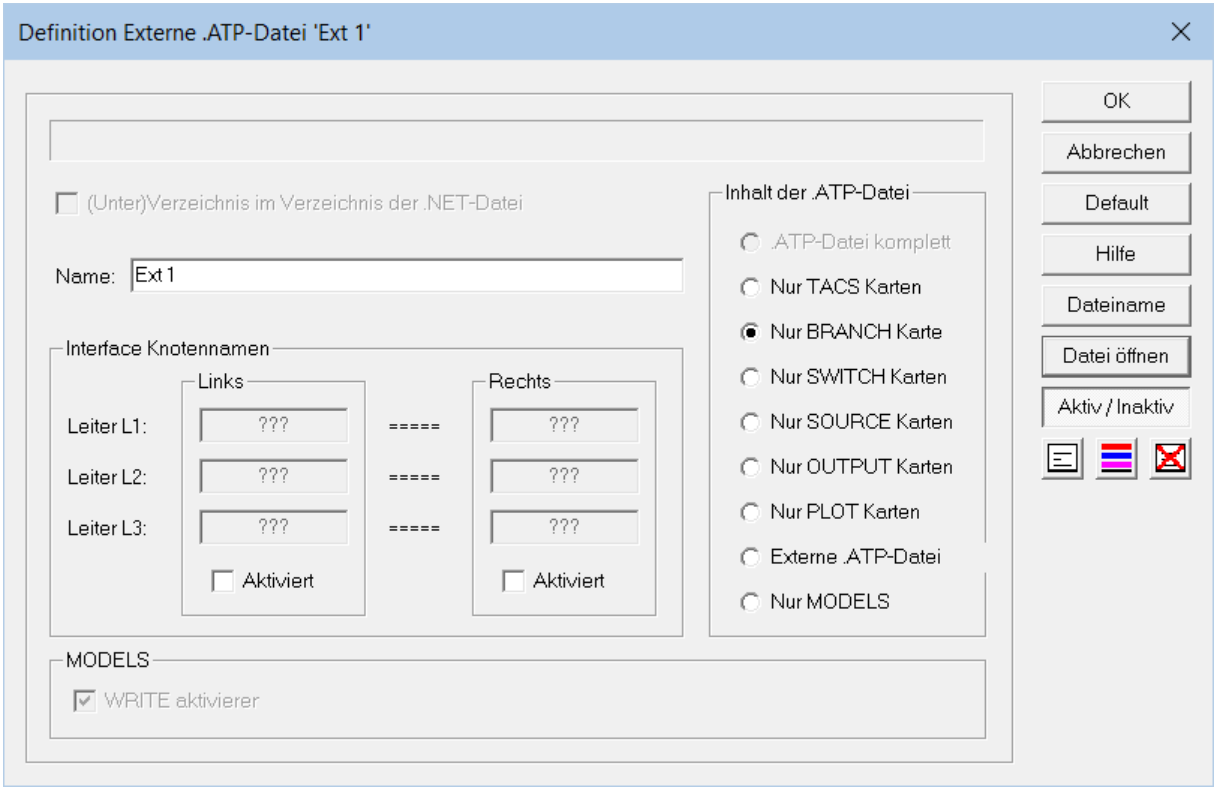


Abbildung 49: Einstelldialog *Externe .ATP-Datei*

Einstellwert	Bedeutung
Dateiname	Der Anwender kann eine ATP-Skriptdatei mit dem Netzwerkelement verbinden. Dateiname und Pfad der externen Datei werden in der .NET-Datei gespeichert und im oberen Feld angezeigt.
Datei öffnen	Die mit dem Netzwerkelement verbundene Datei wird mit Hilfe des Texteditors geöffnet.

7.7.1 Inhalt der .ATP-Datei

Der Anwender muss hier definieren, in welche der ATP-Skriptsektionen das Skript der externen .ATP-Ausgabedatei eingefügt werden soll. ATPDesigner führt keine syntaktische oder semantische Überprüfung durch.

⇨ Eine fehlerhafte Erstellung des Skriptes in der externen .ATP-Ausgabedatei oder eine falsche Zuordnung in die ATP-Skriptsektionen führt zu Fehlermeldungen. Der Anwender muss das ATP-Regelwerk (ATP Rule Book) bei der Erstellung der externen .ATP-Ausgabedatei beachten.

7.8 Sammelschiene *Busbar*

Das Netzwerkelement **Sammelschiene** ermöglicht die Nachbildung einer impedanzlosen Sammelschiene. Unterschiedliche Formen können durch den Einstellwert **Sammelschienentyp** gewählt werden. Die Nennspannung **U_n** muss korrekt eingestellt werden, da im Rahmen der **Berechnung des stationären Netzzustandes** mit Hilfe des Mauszeiger-sensitiven Tooltips die Leiter-Erd-Spannungen in kV und in $\%U_n$ angezeigt werden. Darüber hinaus werden Informationen über den thermisch gleichwertigen Kurzschlussstrom I_{th} nach VDE 0102 [2] angezeigt.

Mit dem Netzwerkelement **Sammelschiene** können sowohl Einfachsammelschienen mit Abgangstrennschaltern als auch Doppelsammelschienen mit Sammelschienen- und Abgangstrennschaltern nachgebildet werden.

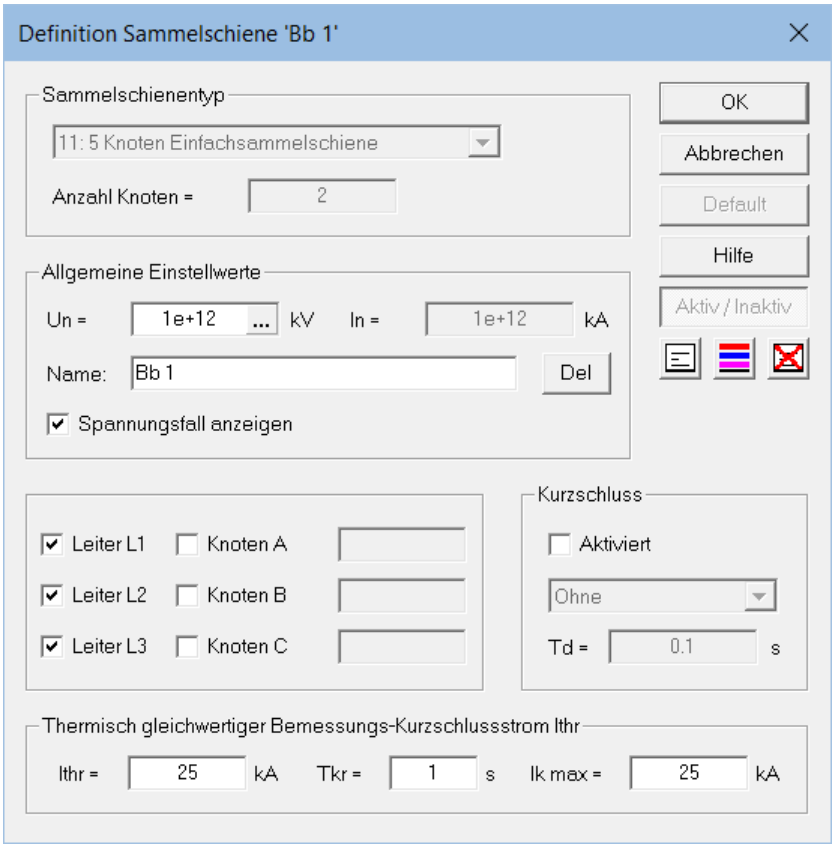
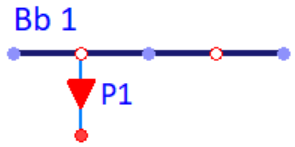


Abbildung 50: Einstelldialog *Sammelschiene*

Werden mehrere Sammelschienen direkt verbunden, so wird den Knoten der direkt verbundenen Sammelschienen ein identischer Knotenname zugeordnet.

⇨ Sammelschienentrennschalter und Abgangstrennschalter werden direkt in die Knoten der Sammelschienen nachgebildet. Die Trennschalter können durch einen einfachen **Left Mouse Button Click** auf den Knoten der Sammelschiene geöffnet und geschlossen werden.

Das nachfolgende Beispiel zeigt eine Einfachsammelschiene mit zwei geöffneten Abgangstrennschalter (**roter** Kreis mit weißem Hintergrund). Die elektrische Verbindung zwischen der **Sammelschiene** und dem **Mess/Schutzgerät** ist unterbrochen, da der Abgangstrennschalter des Knotens geöffnet ist.



7.8.1 Einstellung des *Sammelschienentyp*

Mit Hilfe dieses Einstellwertes **Sammelschienentyp** kann eine spezifische grafische Form (Shape) der Sammelschiene gewählt werden. In Abhängigkeit davon steht eine maximale Anzahl von Knoten, an die andere Netzwerkelemente verbunden werden können, zur Verfügung. Für den Einstellwert **13: 2..20 Knoten Einfachsammelschiene** und **14: 2..20 Knoten Doppelsammelschiene** kann eine variable Anzahl Knoten bzw. Abgänge (Einstellwert **Anzahl Knoten**) eingestellt werden.

Einstellwert	Bedeutung
Un	Nennspannung der Sammelschiene in kV
In	Nennstrom der Sammelschiene kA
Name	Anwenderspezifischer Name
Del	Löschen des anwenderspezifischen Namens
Anzahl Knoten	Anzahl Knoten bzw. Abgänge für die Betriebsarten **13: 2..20 Knoten Einfachsammelschiene** und **14: 2..20 Knoten Doppelsammelschiene**
Leiter L1, L2, L3	Das Netzwerkelement kann leiterselektiv definiert werden.
Knoten A **Knoten B** **Knoten C**	Die von ATPDesigner automatisch definierten Knotennamen können hier durch anwenderspezifische Knotennamen ersetzt werden. ATPDesigner überprüft nicht, ob anwenderspezifische Knotennamen zu einer korrekten Verbindung von Betriebsmitteln führen.

7.8.2 Thermisch gleichwertiger Bemessungs-Kurzschlussstrom I_{thr}

ATPDesigner berechnet in Anlehnung an VDE 0102 den thermisch gleichwertigen Kurzschlussstrom I_{th} und zeigt diesen im Tooltip nach einer **Berechnung des stationären Netzzustandes** an.

Einstellwert	Bedeutung
Ithr	Bemessungswert des thermisch gleichwertigen Kurzschlussstroms I_{thr}
Tkr	Bemessungswert für die Kurzschlussdauer T_{kr}
Ik max	Maximal zulässiger Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_k''

7.8.3 Sammelschienenkurzschluss

An der Sammelschiene kann ein Sammelschienenkurzschluss nachgebildet werden, der unabhängig von dem **Kurzschluss** verwendet werden kann. Dazu muss die

Funktion mit dem Einstellwert **Aktiviert** in der Gruppe **Kurzschluss** des Einstelldialogs der Sammelschiene aktiviert und die Kurzschlussart z.B. L123E in der Auswahlliste eingestellt werden. Die Einstellung des Sammelschienenkurzschluss kann bei verbundener Sammelschiene erfolgen. Die Kurzschlussart wird nahe der dann **rot** eingefärbten Sammelschiene angezeigt.

Einstellwert	Bedeutung
Aktiviert	Aktivierung bzw. Deaktivierung des Sammelschienenkurzschlusses
Td	Eintrittszeit des Kurzschlusses bezogen auf den Startzeitpunkt der Netzberechnung t = 0ms Der Einstellwert wird nur für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** verwendet.

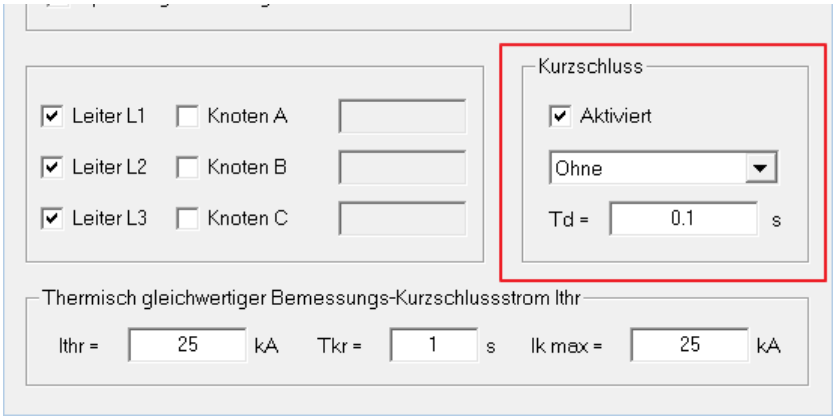
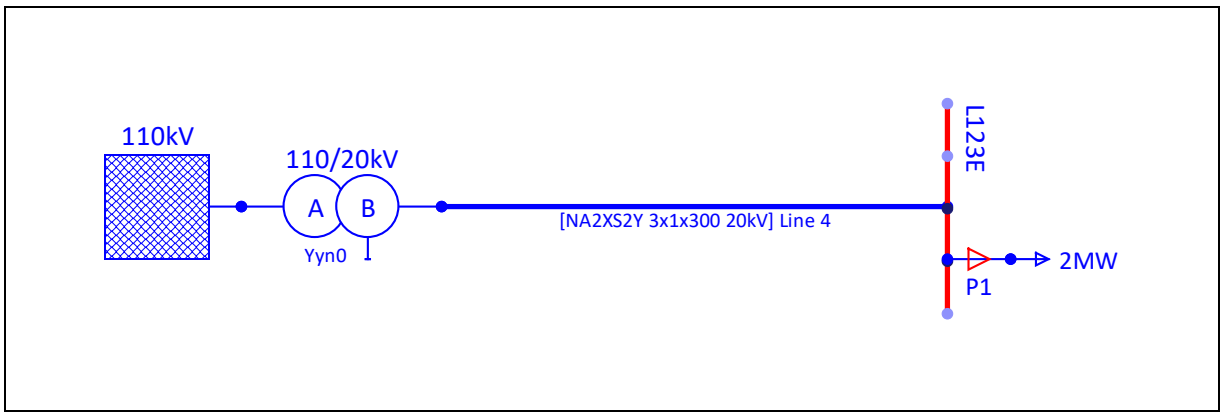


Abbildung 51: Einstellung des Sammelschienenkurzschlusses – Gruppe *Kurzschluss*

Der Sammelschienenkurzschluss kann sowohl für die **Berechnung des stationären Netzzustandes** und damit der Kurzschlussstromberechnung als auch zur **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** verwendet werden.



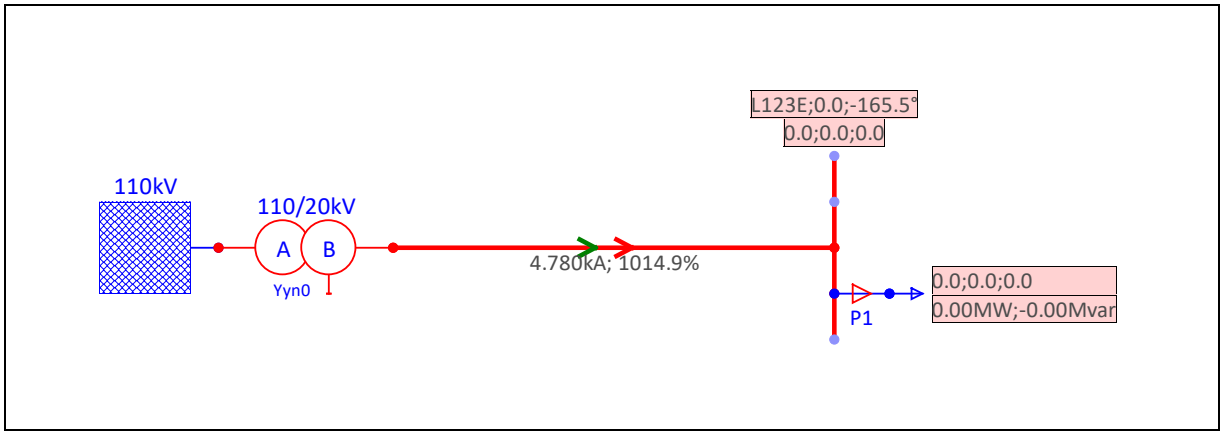


Abbildung 52: Stationäre Netzberechnung - Sammelschienenkurzschluss L123E

Die vorangehende Abbildung zeigt unten die Ergebnisse eines 3-poligen Sammelschienenkurzschlusses **L123E** an der Sammelschiene, oben bevor der stationäre Netzzustand berechnet wurde.

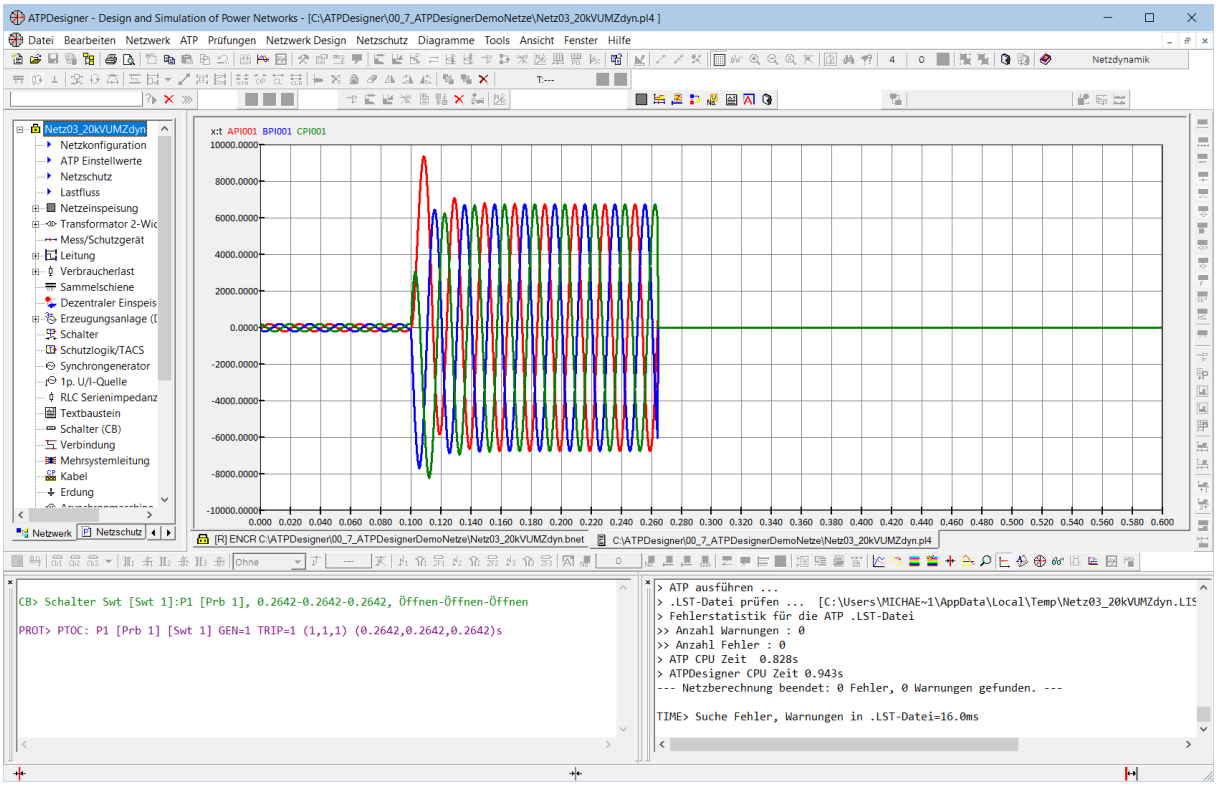


Abbildung 53: Sammelschienenkurzschluss L123E: dynamische Netzvorgänge

Die vorherige Abbildung zeigt die Leiterströme $i_{L1}(t)$ = **API001**, $i_{L2}(t)$ = **BPI001** sowie $i_{L3}(t)$ = **CPI001** vor und nach Kurzschlusseintritt bei **Td = 0,1s**. Die Kurzschlussströme werden mit **dem Mess/Schutzgerät P1** gemessen.

7.8.3.1 Sammelschienenkurzschluss und *Kurzschluss* gleichzeitig

Sammelschienenkurzschluss und **Kurzschluss** können gleichzeitig in einem Netz verwendet werden, sofern der **Kurzschluss** nicht mit einem Knoten einer Sammelschiene mit Sammelschienenkurzschluss verbunden ist.

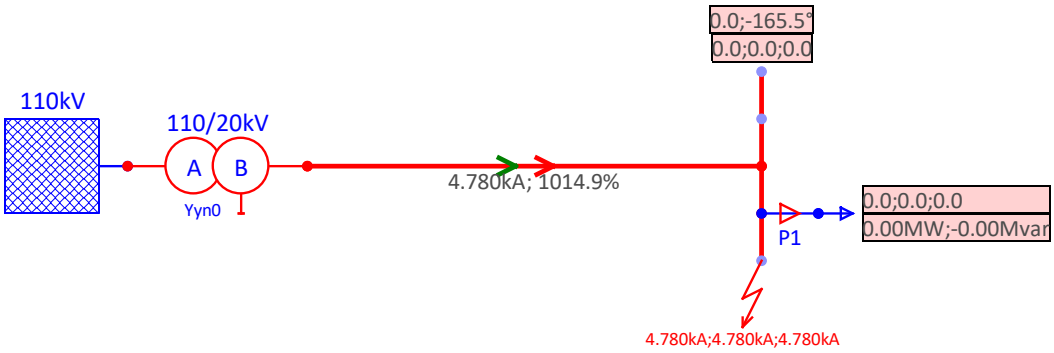


Abbildung 54: Sammelschienenkurzschluss L123E mit *Kurzschluss*

⇨ Vor der Berechnung eines Kurzschlusses mit Hilfe der **Berechnung des stationären Netzzustandes** bzw. **Lastflussberechnung** muss unbedingt darauf geachtet werden, dass die **Lastiteration der PQ- und PU-Knoten** mit dem Toolbar-Button ausgeschaltet wird.

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Lastfluss: PQ, PU Knoten**

7.8.4 Öffnen und Schließen eines Abgangstrennschalters

Die Knoten einer Sammelschiene haben die Funktion eines Abgangstrennschalters als interner **Trennschalter**. Diese Eigenschaft ist unabhängig von der Betriebsart der Sammelschienen, d.h. dem **Sammelschienentyp**. Der Abgangstrennschalter eines Knotens kann unabhängig von den anderen Knoten der Sammelschiene geöffnet oder geschlossen werden.

1. Die Sammelschiene wird mit einem **Left Mouse Button Click** markiert.

2. Der Mauszeiger wird über den Knoten, dessen integrierter Abgangstrennschalter geöffnet oder geschlossen werden soll, positioniert.

3. Mit einem **Left Mouse Button Click** wird der Abgangstrennschalter geöffnet oder geschlossen (Inversion des Schaltzustandes).

Der Abgangstrennschalter wird sowohl bei der **Berechnung eines stationären Netzzustandes** als auch bei der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** berücksichtigt. In der nachfolgenden Abbildung ist eine Sammelschiene mit zwei geöffneten Abgangstrennschalter abgebildet. Das Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** P4 ist elektrisch von der Sammelschiene getrennt.

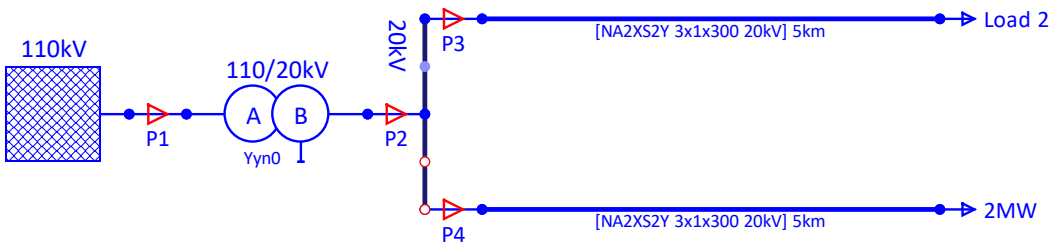


Abbildung 55: Öffnen und Schließen der Abgangstrennschalter einer Sammelschiene

7.8.4.1 Hinweis zur ATPDesigner internen Vorgehensweise

Um die elektrische Trennung des Netzwerkelementes von der Sammelschiene zu erreichen, wird unmittelbar vor dem Ausführen einer Netzberechnung zunächst das Netzwerkelement, das an dem betrachteten Knoten der Sammelschiene angeschlossen ist, identifiziert. Bevor die .ATP-Datei erzeugt wird, werden die Leiterbezeichner des angeschlossenen Netzwerkelementes **ABC** in **DEF** umbenannt. Die Nummer des Knotens wird temporär, d.h. nur für die aktuelle .ATP-Datei neu erzeugt. Die fortlaufende Nummer wird auch für andere Netzobjekte mit Trennschalter z.B. für Leitungen verwendet.

7.8.4.2 Topologie der Einfachsammelschiene mit Abgangstrennschaltern

Die nachfolgende Abbildung zeigt links das topologische Modell der Einfachsammelschiene mit Abgangstrennschaltern und Knoten der Sammelschiene, an denen andere Netzwerkelemente angeschlossen werden können. Rechts ist die korrespondierende Darstellung des Netzwerkelementes **Sammelschiene** in der Netzgrafik bei geöffnetem mittleren Abgangstrennschalter. Der geöffnete Abgangstrennschalter ist durch den **roten Pfeil** markiert.

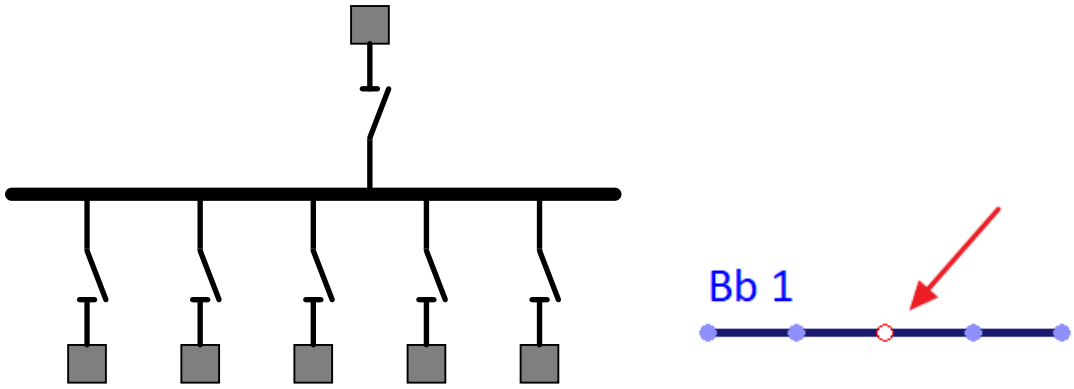


Abbildung 56: Einfachsammelschiene mit Abgangstrennschaltern

7.8.5 Sammelschiene – Spannungsfreiheit mit offenen Abgangstrennschaltern

Sind alle Abgangstrennschalter einer Sammelschiene geöffnet, so ist die Sammelschiene spannungsfrei. Wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt wird die Sammelschiene dann in **hellgrau** gezeichnet.

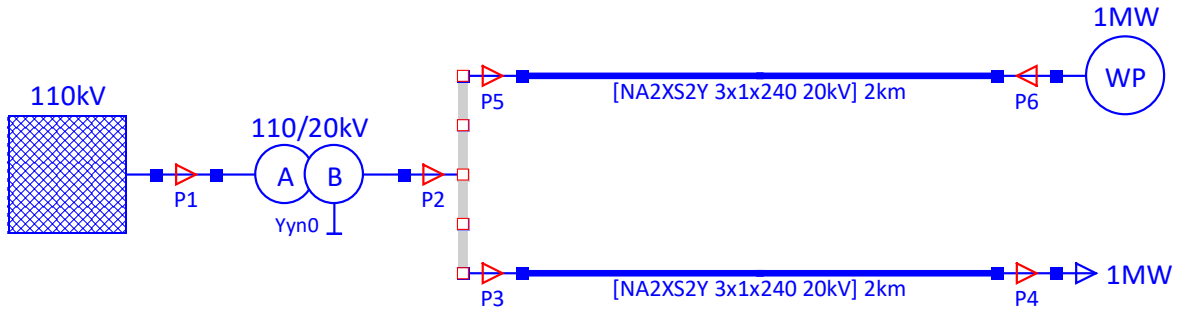


Abbildung 57: Spannungsfreie Sammelschiene – Alle Abgangstrennschalter geöffnet

Ist eine Sammelschiene in der Normalfarbe gezeichnet, d.h. mindestens ein Abgangstrennschalter ist noch geschlossen, so kann die Sammelschiene trotzdem spannungsfrei sein, wenn an diesem Abgang nur eine Verbraucherlast, d.h. keine Einspeisung z.B. durch eine Solarstromanlage angeschlossen ist.

7.8.6 Doppelsammelschiene *Double Busbar*

Die Sammelschiene wird in der Betriebsart **14: 2..20 Knoten Doppelsammelschiene** eingestellt.

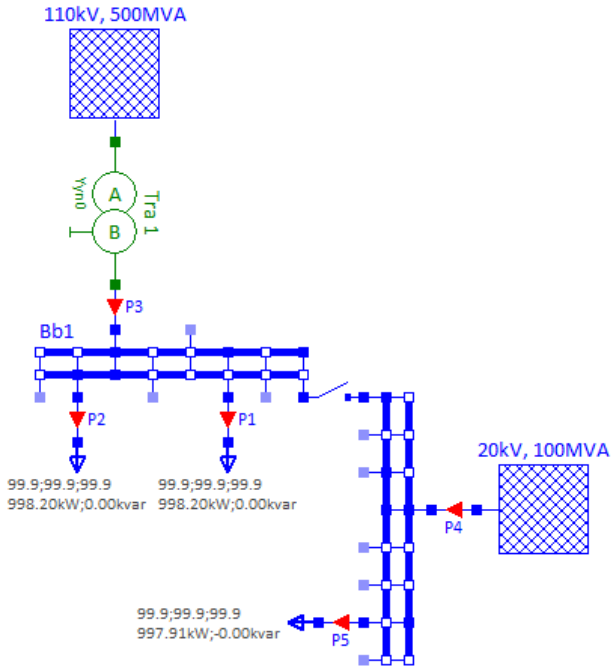


Abbildung 58: Doppelsammelschiene

Die Doppelsammelschiene besteht aus den folgenden Elementen:

- Die Abgangsknoten mit Abgangstrennschalter, die mit den Knoten anderer Netzwerkelemente verbunden werden können.

- Der ersten internen Sammelschiene mit **internen Trennschaltern** (nicht verbindbar mit Knoten anderer Netzwerkelemente)

- Der zweiten internen Sammelschiene mit **internen Trennschaltern** (nicht verbindbar mit Knoten anderer Netzwerkelemente)

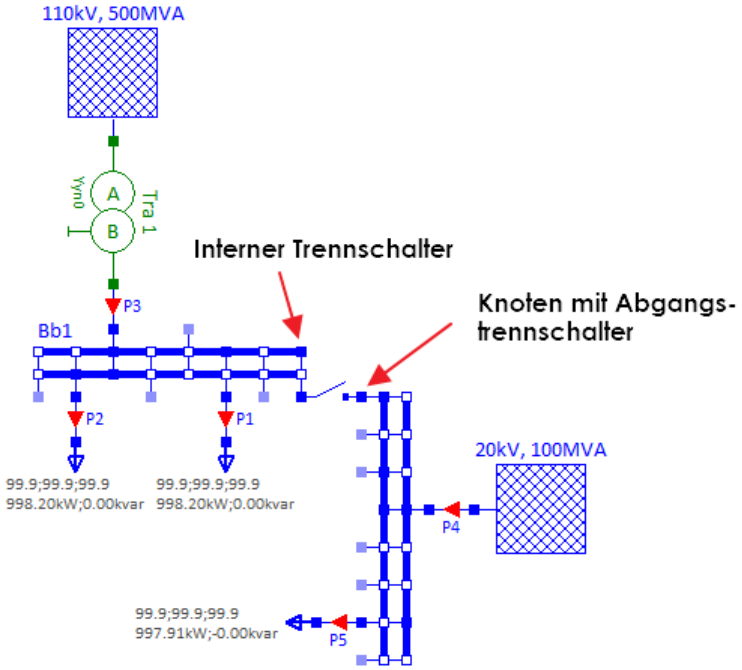
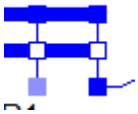


Abbildung 59:Interne Trennschalter und Angangstrennschalter der Doppelsammelschiene

Nachdem die Doppelsammelschiene mit einem **Left Mouse Button Click** markiert wurde, kann durch einen **Left Mouse Button Click** auf einen der internen Trennschalter dieser Trennschalter geöffnet oder geschlossen werden.

	Bedeutung
	Beide interne Sammelschienentrennschalter sind geöffnet.
	Je ein interner Sammelschienentrennschalter ist geöffnet und geschlossen.

Durch das Öffnen bzw. Schließen der internen Trennschalter kann im Sinne einer Schaltermatrix ein Abgang wahlweise auf eine der beiden Sammelschienen geschaltet werden. Sind beide internen Sammelschienentrennschalter eines Abgangs geschlossen, so werden beide interne Sammelschienen elektrisch parallel betrieben.

Es ist möglich, die beiden internen Sammelschienen mit verschiedenen Nennspannungen zu betreiben, wenn die beiden internen Sammelschienen elektrisch getrennt betrieben werden.

7.8.6.1 Umklappen eines Sammelschienenabgangs auf die andere Seite

Der Abgangstrennschalter kann wie in Abbildung 58 dargestellt auf beide Seiten der Doppelsammelschiene verschoben werden.

1. Unsichtbare Abgänge der Doppelsammelschiene mit dem Toolbar-Button sichtbar schalten
2. Doppelsammelschiene mit einem **Left Mouse Button Click** markieren
3. Mauszeiger über dem Knoten des Abgangstrennschalters positionieren
4. Knoten des Abgangstrennschalter mit einem **Right Mouse Button Click** auf die andere Seite der Doppelsammelschiene verschieben

7.8.6.2 *Kurzschluss* an einem Knoten

Der Kurzschluss kann nicht an die internen Trennschalter der Doppelsammelschiene sondern nur an die Knoten der Sammelschiene, die mit anderen Netzwerkelementen verbunden werden können, angeschlossen werden. Die nachfolgende Abbildung zeigt dazu ein Beispiel. Es muss beachtet werden, dass der Kurzschlussstrom abhängig vom Schaltzustand der internen Trennschalter der Sammelschiene ist.

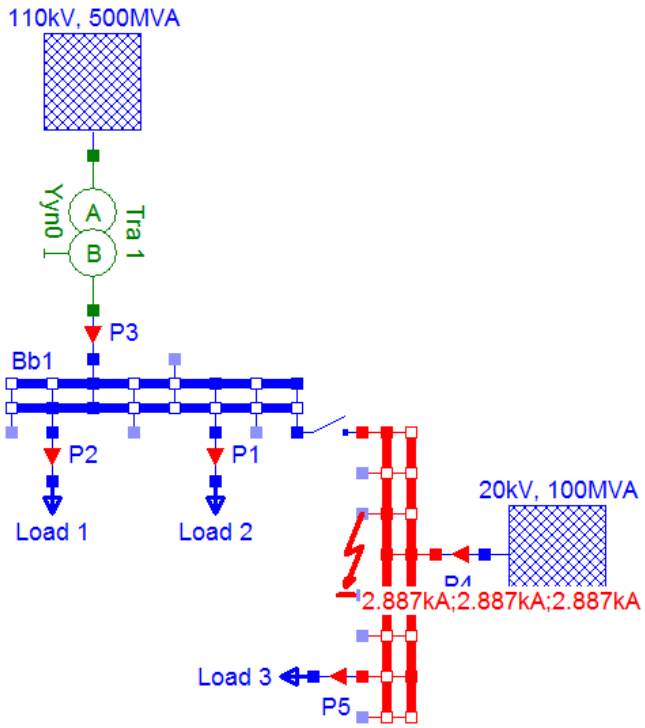


Abbildung 60: Doppelsammelschiene mit 3-poligem Kurzschluss

7.8.6.3 Nicht verbundene Abgänge (un)sichtbar schalten

Abgänge einer Doppelsammelschiene, die nicht mit anderen Netzwerkelementen verbunden sind, können unsichtbar geschaltet werden.

- **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Schalter
- Hauptmenü: **Netzwerk Design**
- Menüpunkt: **Einstellwerte Sammelschiene**, **Nicht verbundene Abgänge (un)sichtbar**

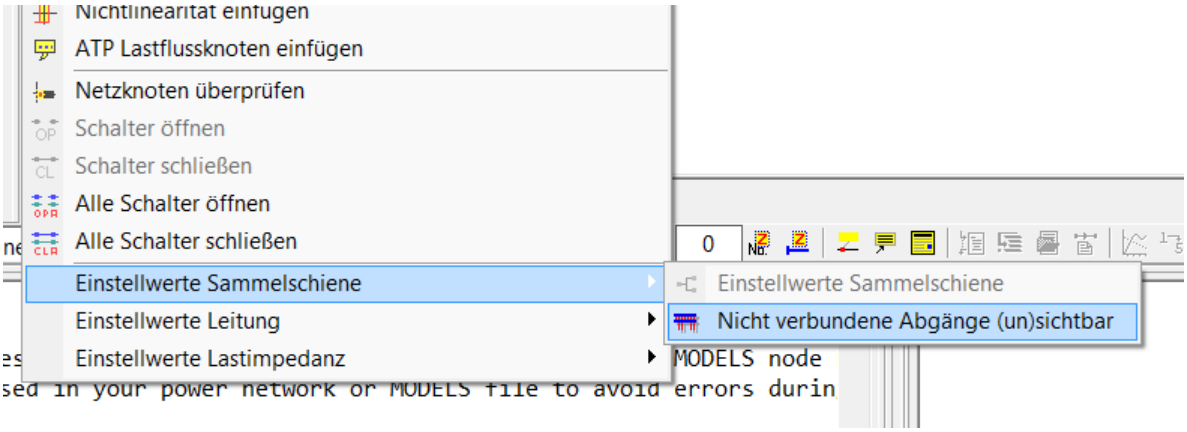


Abbildung 61: Nicht verbundene Abgänge sichtbar oder unsichtbar schalten

Folgende Randbedingungen sind zu beachten.

1. Wird ein nicht verbundener Sammelschienenabgang unsichtbar geschaltet, so werden die beiden Sammelschienentrennschalter des Abgangs geöffnet.

2. Sammelschienentrennschalter, die einem unsichtbaren Sammelschienenabgang zugeordnet sind, können nicht geöffnet oder geschlossen werden. Um den Schaltzustand zu verändern, muss zuerst der unsichtbare Sammelschienenabgang sichtbar geschaltet werden.

7.8.6.4 Kupplungsschalter - *Mess/Schutzgerät* mit verkleinertem Symbol

Speziell für den Einsatz als Kupplungsschalter der beiden Sammelschienen der Doppelsammelschiene wurde ein kleineres grafisches Symbol für das **Mess/Schutzgerät** implementiert. Dafür muss der interne Schalter des **Mess/Schutzgerätes** aktiviert werden. Zusätzlich kann für den Kupplungsschalter eine Schutzfunktion aktiviert werden.

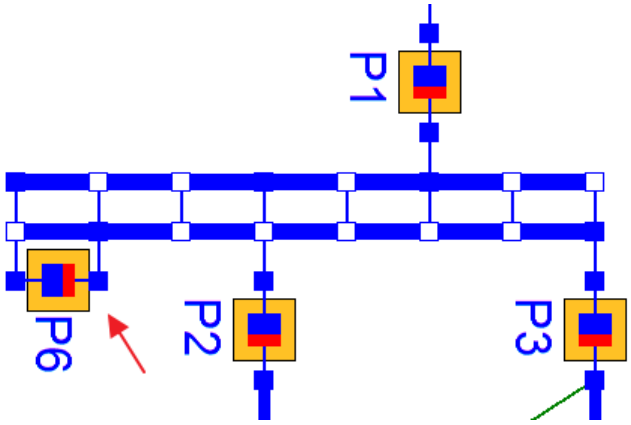


Abbildung 62: Kupplungsschalter einer Doppelsammelschiene mit *Mess/Schutzgerät*

Um das kleinere grafische Symbol des **Mess/Schutzgerätes** zu verwenden, ist wie folgt vorzugehen.

1. Das **Mess/Schutzgerät** muss zuerst von allen Verbindungen zu anderen Netzwerk-elementen entbunden werden.

2. Grafisches Symbol mit einem **Left Mouse Button Click** markieren

3. Mit eine **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Button kann das grafische Symbol umgeschaltet werden.

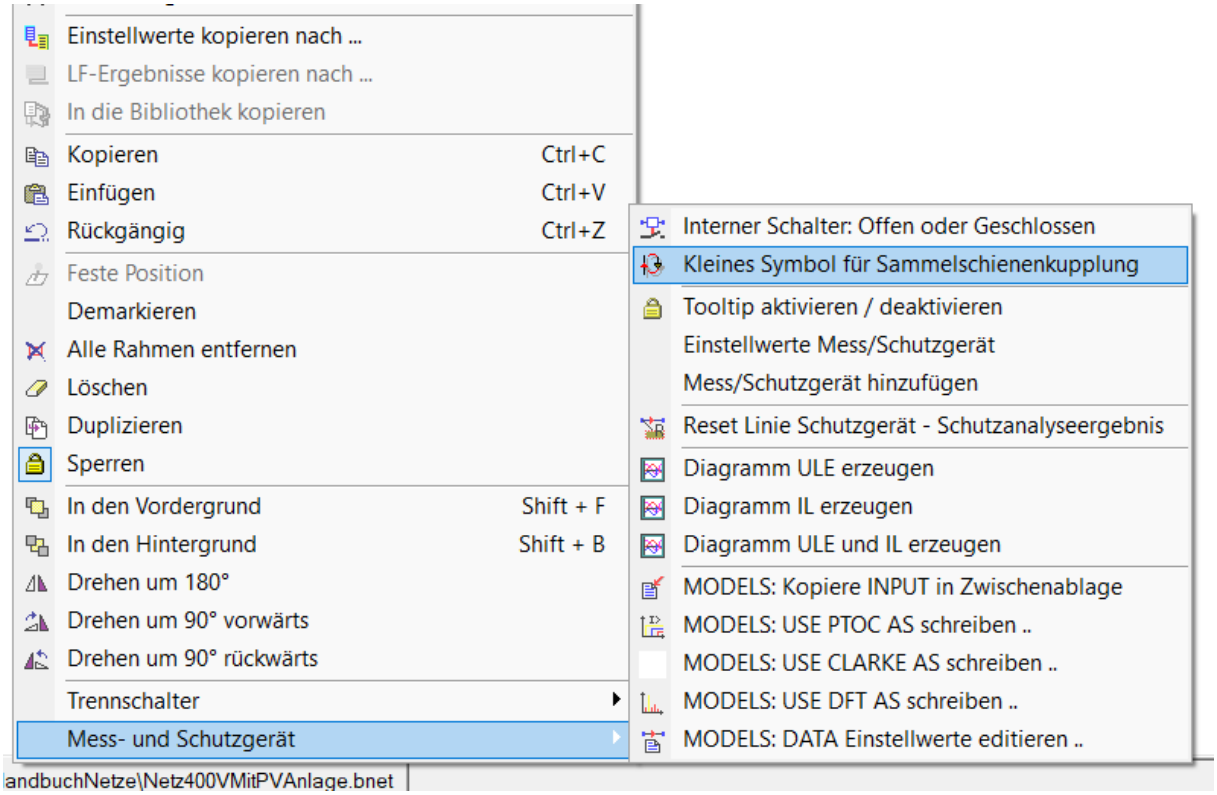


Abbildung 63: Right Mouse Button Menü zum Umschalten des grafischen Symbols

Alternativ kann wie die vorherige Abbildung zeigt nach dem Markieren des **Mess/Schutzgerätes** mit einem **Left Mouse Button Click** auch das **Right Mouse Button**

Menu geöffnet und mit dem Menüpunkt **Kleines Symbol für Sammelschienenkupplung** die Größe des grafischen Symbols umgeschaltet werden.

7.8.6.5 Kupplungsschalter - *Schalter* mit verkleinertem Symbol

Wird kein **Mess/Schutzgerät** benötigt, so kann auch ein **Schalter** mit verkleinertem Symbol als Kupplungsschalter verwendet werden. Die nachfolgende Abbildung zeigt eine geöffneten und einen geschlossenen Kupplungsschalter.

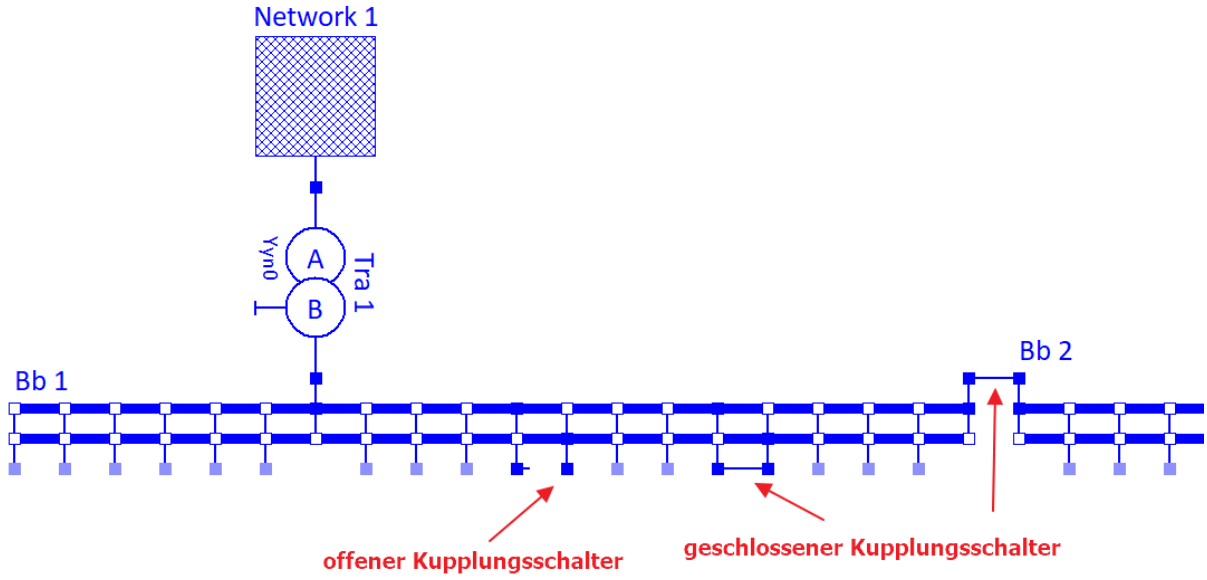


Abbildung 64: Kupplungsschalter - *Schalter* mit verkleinertem Symbol

Es ist folgende Vorgehensweise einzuhalten:

1. Ein Netzwerkelement Schalter ist z.B. per **Drag&Drop** in die Zeichenfläche einzufügen.
2. Das Netzwerkelement ist mit einem **Left Mouse Button Click** zu markieren.
3. Mit einem **Right Mouse Button Click** ist das kontextsensitive Menü zu öffnen.
4. Wie die nachfolgende Abbildung zeigt, kann im Menüpunkt **Schalter** zwischen drei Größen des grafischen Symbols gewählt werden.
    a. Kleines Schaltersymbol
    b. Standard Schaltersymbol
    c. Großes Schaltersymbol
5. Das **Kleine Schaltersymbol** mit einem **Left Mouse Button Click** auswählen

Es ist zu beachten, dass vor dem Öffnen des **Right Mouse Button Menu** zur Auswahl der Symbolgröße unbedingt das Netzwerkelement markiert werden muss. Ohne die Markierung des Schalters wird dieser mit einem **Right Mouse Button Click** geöffnet oder geschlossen.

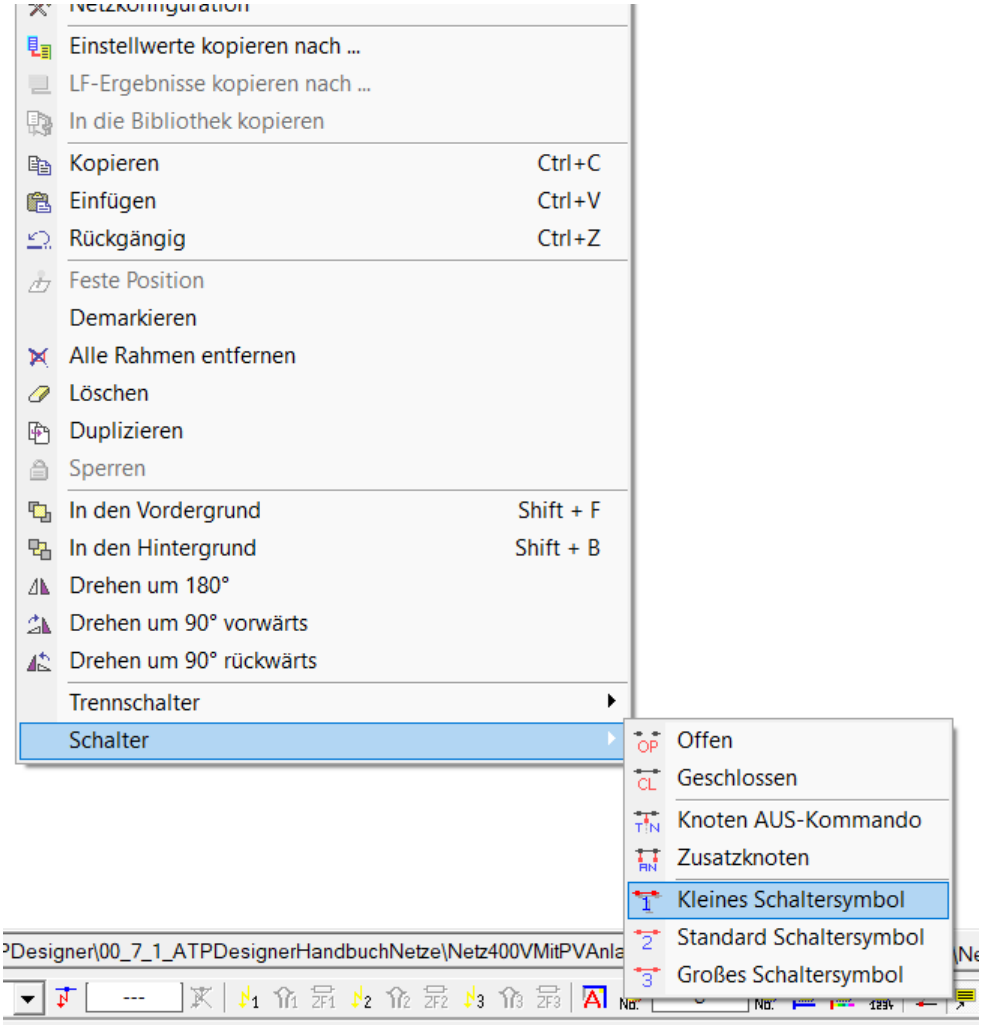


Abbildung 65: Auswahl der Symbolgröße für das Netzwerkelement *Schalter*

7.8.6.6 Topologie der Doppelsammelschiene mit Trennschaltern

Die nachfolgende Abbildung zeigt links das topologische Modell der Doppelsammelschiene mit den Trennschalter und den Knoten der Sammelschiene, an denen andere Netzwerkelemente angeschlossen werden können. Rechts ist die korrespondierende Darstellung des Netzwerkelementes **Sammelschiene** in der Netzgrafik mit geschlossenen Abgangstrennschalter. Die beiden Knoten des mittleren Sammelschienenfeldes sind als Sammelschienenkupplung elektrisch verbunden. Die beiden Abgänge links und rechts sind mit den jeweiligen

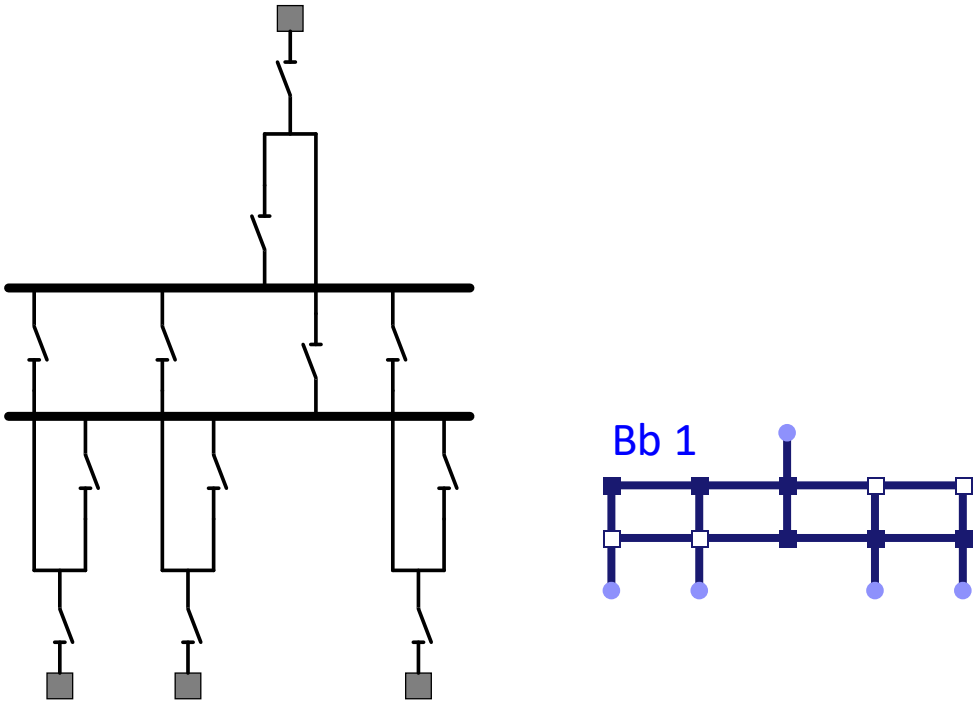


Abbildung 66: Topologisches Modell der Doppelsammelschiene mit Trennschaltern

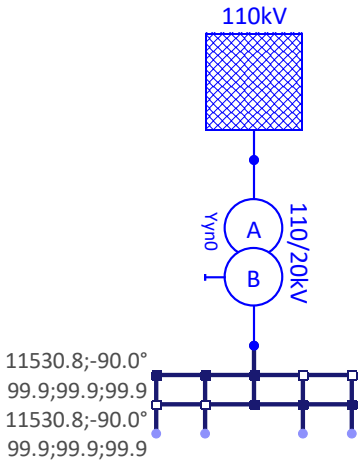


Abbildung 67: Doppelsammelschiene mit Sammelschienenkuppelfeld

7.8.7 Sammelschienen zur Erhöhung der Anzahl der Abgänge verbinden

7.8.7.1 Einfachsammelschienen direkt verbinden

Einfachsammelschienen können direkt miteinander verbunden werden. Dadurch kann der Verbindungsknoten nicht mehr als Abgang verwendet werden. ATPDesigner verwendet für die so direkt verbundenen Einfachsammelschienen den gleichen Knotennamen im elektrischen Netz.

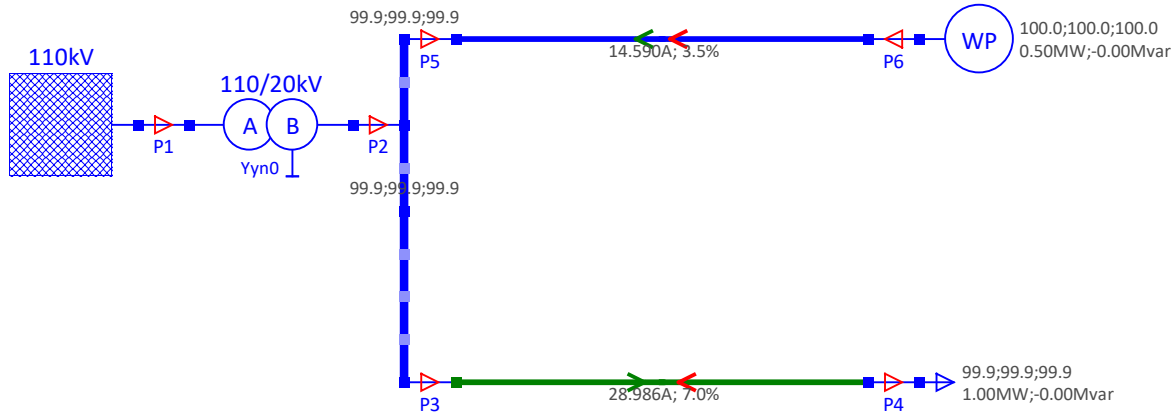


Abbildung 68: Verbinden von zwei Einfachsammelschienen

7.8.7.2 Doppelsammelschienen verbinden

Die direkte Verbindung von Doppelsammelschienen wie für Einfachsammelschienen beschrieben ist nicht möglich. Wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt muss für die einzelnen Sammelschienen getrennt mit Hilfe einer **niederohmigen Verbindung** und ggfs. einem **Mess/Schutzgerät** mit internem Schalter je eine separate Verbindung hergestellt werden.

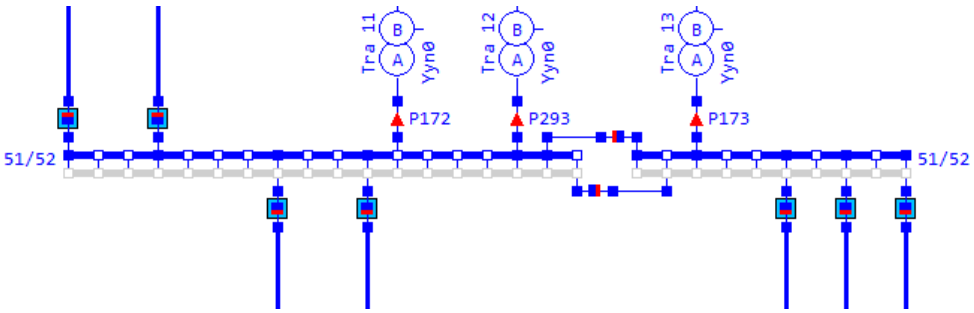


Abbildung 69: Verbinden von zwei Doppelsammelschienen

7.8.8 Balkenanzeige - Anzeige von Messwerten in der Netzgrafik

Optional können Ergebnisse der **Berechnung stationärer Netzzustände** und hier insbesondere der Lastflussberechnung als Balkendiagramm direkt in der Netzgrafik angezeigt werden. Die Anzeige der Balkendiagramme für **Sammelschiene** muss im Einstelldialog **Einstellung Lastflussberechnung**, Registerkarte **Einstellung Lastflussberechnung** in der Gruppe **Balkenanzeige aktivieren** aktiviert werden.

- Hauptmenü **ATP**

- Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**, Registerkarte **Einstellung Lastfluss-berechnung**

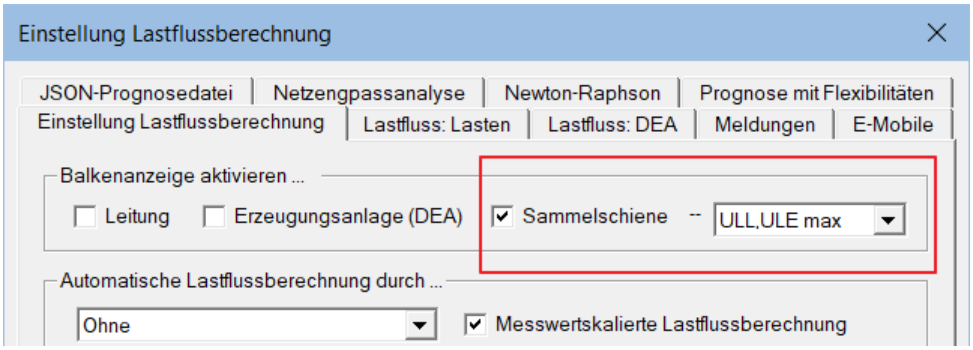


Abbildung 70: Sammelschiene - Aktivieren der Balkenanzeige in der Netzgrafik

Die Anzeigefunktion ist wie nachfolgend in der Tabelle aufgelistet vorgegeben.

Bezeichner	Bedeutung
ULL, ULE max	Betrag der maximalen Leiter-Leiter- oder Leiter-Erd-Spannung in $\%U_n$ bzw. $\%U_n/\sqrt{3}$

Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft ein Balkendiagramm zu Anzeige des Betrages der maximalen Leiter-Leiter- oder Leiter-Erd-Spannung. Der Einstellwert wird mit einem Kurzbezeichner in der Balkenanzeige angezeigt.

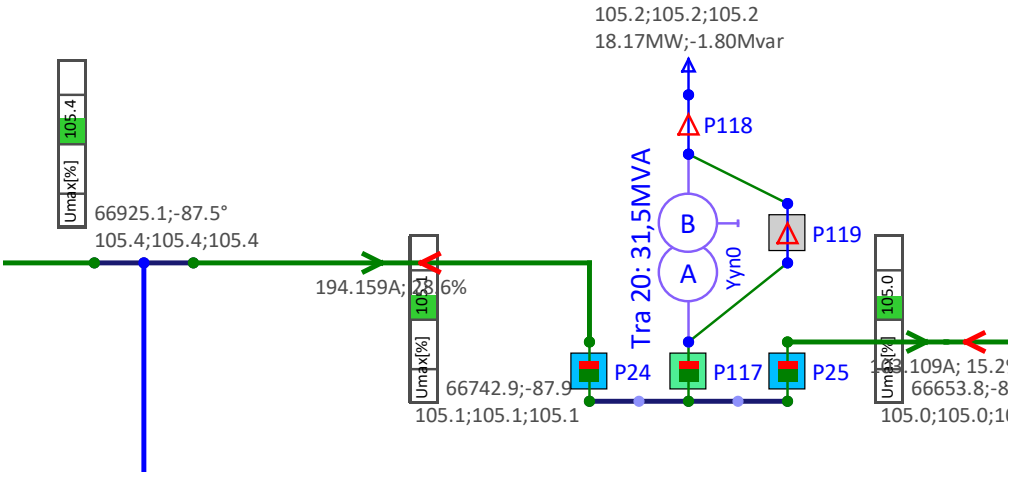


Abbildung 71: Anzeige von Ergebnissen als Balkendiagramm

Wie in der nachfolgenden Abbildung zu erkennen ist, entspricht der mittlere Strich der für die **Sammelschiene** eingestellten Nennspannung U_n. Abweichungen der Netzspannung von der Nennspannung werden durch einen **grünen** Balken oberhalb oder unterhalb des mittleren Striches dargestellt. Die beiden weiteren Trennstriche kennzeichnen das nach EN 50160 zulässige Spannungsintervall von ±10% U_n für Leiter-Leiter-Spannungen bzw. ±10% $U_n/\sqrt{3}$ für Leiter-Erd-Spannungen. Unzulässige Spannungen werden mit einem **roten** Balken angezeigt, sofern diese innerhalb der Grenzen der Balkenanzeige von liegen.

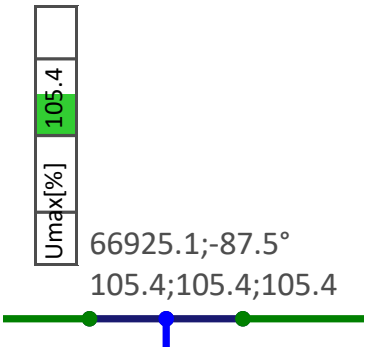


Abbildung 72: Balkenanzeige der Spannung an einer Sammelschiene

7.8.9 Position des anwenderspezifischen Namens in der Netzgrafik ändern

Der anwenderspezifische Name kann an verschiedenen Positionen der Sammelschiene in der Netzgrafik ausgegeben werden. in der nachfolgenden Abbildung wird als Beispiel der anwenderspezifische Name „0,4kV“ an der Sammelschiene angezeigt. Die Position des anwenderspezifischen Namens kann auch verändert werden, wenn Netzwerkelemente mit der Sammelschiene verbunden sind.

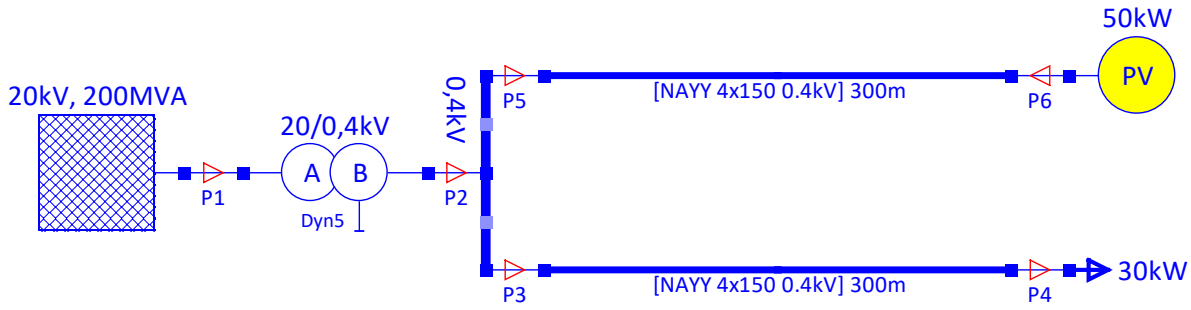


Abbildung 73: Anwenderspezifischer Name einer Sammelschiene in der Netzgrafik

Die Eingabe des anwenderspezifischen Namens wird im Einstelldialog wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt eingegeben.

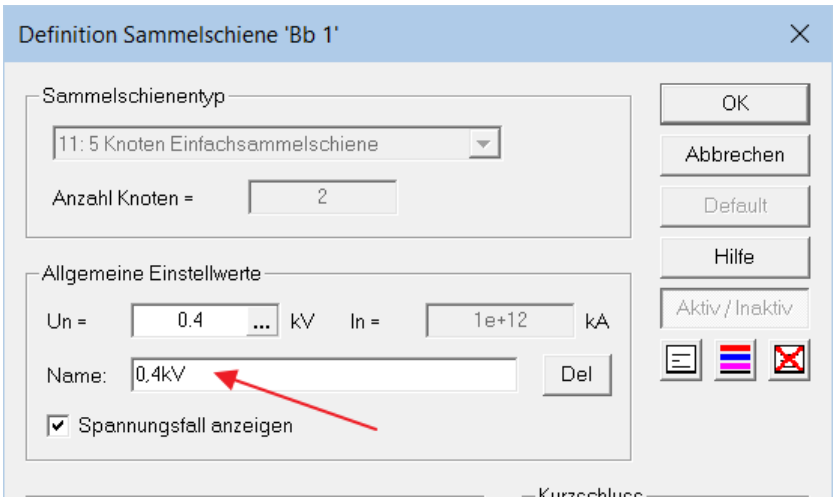


Abbildung 74: Anwenderspezifischer Name im Einstelldialog

Die Position des anwenderspezifischen Namens an der Sammelschiene kann verändert werden.

1. Sammelschiene durch einen **Left Mouse Button Click** markieren
2. Kontextsensitives Menü durch eine **Right Mouse Button Click** öffnen
3. Menüpunkte Sammelschiene, Name Sammelschiene mit der Maus öffnen
4. Eine der Positionen **Name: Links**, **Name: Rechts**, **Name: Unten** oder **Name: Oben** mit einem **Left Mouse Button Click** auswählen

Die Positionen sind auf die horizontale Ausrichtung der Sammelschiene bezogen definiert. Für die vertikale Ausrichtung der Sammelschiene muss eine Drehung um 90° im Uhrzeigersinn berücksichtigt werden. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Auswahl der Position des anwenderspezifischen Namens.

Es muss auch beachtet werden, dass für Doppelsammelschienen wegen der Komplexität des grafischen Symbols in der Netzgrafik nicht alle Positionen möglich sind.

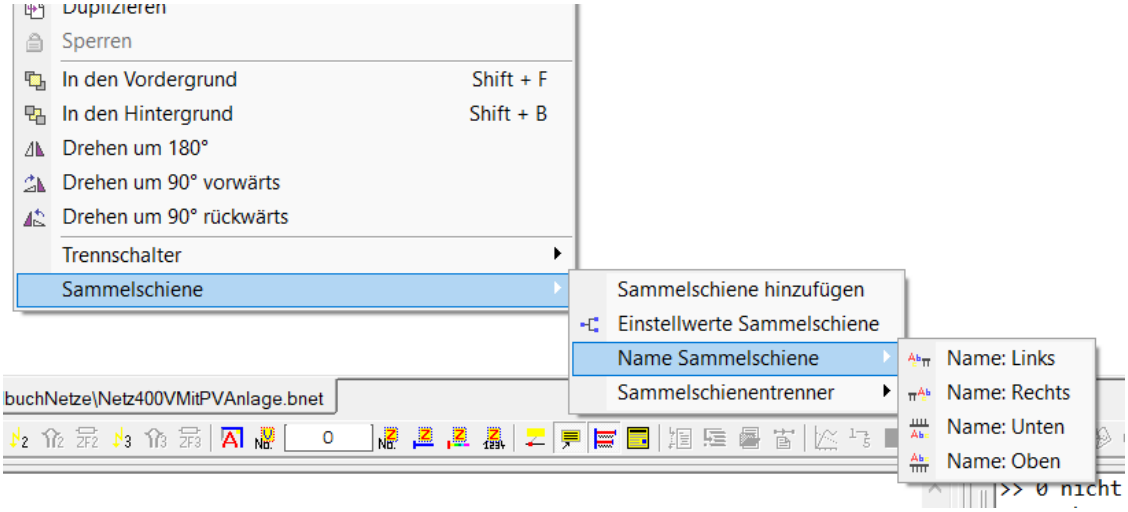


Abbildung 75: Position des anwenderspezifischen Namens für eine Sammelschiene

Die Position des anwenderspezifischen Namens kann auch mit Hilfe des Mausrades geändert werden.

1. **Sammelschiene** mit einem **Left Mouse Button Click** markieren
2. Position des anwenderspezifischen Namens durch **Drehen des Mausrades** verändern.

7.8.10 Schriftart des anwenderspezifischen Namens ändern

Die Schriftart für den anwenderspezifischen Bezeichner kann in dem Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz** mit dem Einstellwert **Bezeichner** in der Gruppe **Schriftarten** geändert werden. es ist hier zu beachten, dass der Einstellwert **Bezeichner** eine Schriftart auch für andere Netzwerkelemente festlegt.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Netzkonfiguration**

Abhängig von dem Einstellwert **Sammelschienentyp** kann eine von der eingestellten Schriftart kleiner skalierte Schriftgröße verwendet werden. Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft die für den rechten Sammelschienentyp kleiner skalierte Schriftgröße.

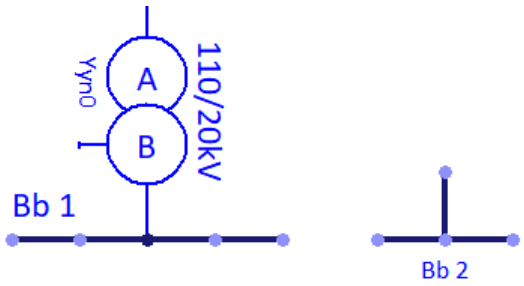


Abbildung 76: Skalierung der Schriftgröße abhängig vom *Sammelschienentyp*

7.9 Asynchronmaschine *Electrical Machine*

Die nachfolgende Abbildung zeigt den Einstelldialog für eine **Asynchronmaschine mit Kurzschlussläufer**.

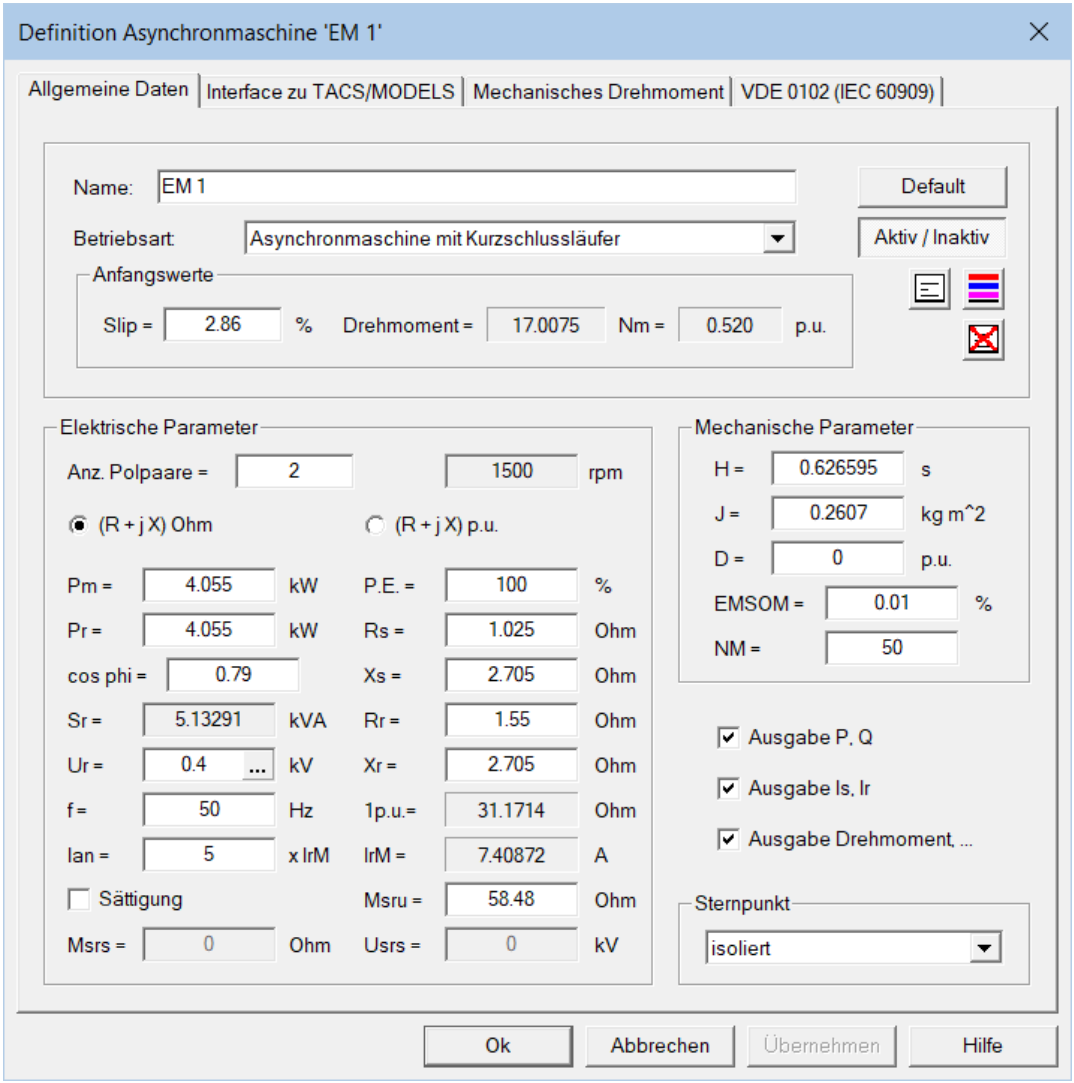


Abbildung 77: Einstelldialog einer Elektrischen Maschine – *Allgemeine Daten*

Einstellwert	Bedeutung
Default	Grundeinstellung für die Einstellwerte <u>aller</u> Registerkarten wiederherstellen
Slip	Schlupf [%], > 0: Motorbetrieb, < 0: Generatorbetrieb $s = \frac{n_0 - n}{n_0}$ ▪ Schlupf s ▪ Drehzahl des Rotors n ▪ Synchrone Drehzahl n_0 $f_r = f \cdot s$ ▪ Rotorfrequenz f_r ▪ Netzfrequenz f
Anzahl Polpaare n_P	Anzahl Polpaare **n_P** der Asynchronmaschine $\omega_0 = \frac{2\pi f}{n_P}$ bzw. $n_0 = \frac{f}{n_P}$ ▪ Kreisfrequenz $\omega = 2\pi f$ ▪ Synchrone Drehzahl ω_0
Ian	Anlaufstrom I_{an} in Vielfachen des Bemessungsstroms I_{rM}
IrM	Bemessungsstrom I_{rM} in A
Drehmoment M	Anfangswert des mechanischen Belastungsmomentes (Mechanical Torque) in Nm und in p.u. $Z_{rM} = \frac{U_{rM}^2}{S_{rM}} = 1 p.u.$ | $\sigma = \frac{X_s}{X_h}$ $n_0 = \frac{f}{n_P}$ | $X_k = X_s + \left(\frac{X_r \cdot X_h}{X_r + X_h} \right)$ $M = \frac{U_r^2}{2\pi \cdot n_0} \cdot \frac{R_r}{s} \cdot \frac{1}{(1+\sigma)^2 \cdot \left(\left(\frac{R_r}{s} \right)^2 + X_k^2 \right)}$

Die Einstellung des elektrischen Ersatzschaltbildes der Asynchronmaschine kann in Ohm oder in p.u. erfolgen.

$I_{Anlaufstrom} = I_{an} \cdot I_{rM}$	$I_{rM} = \frac{S_{rM}}{\sqrt{3} \cdot U_{rM}}$

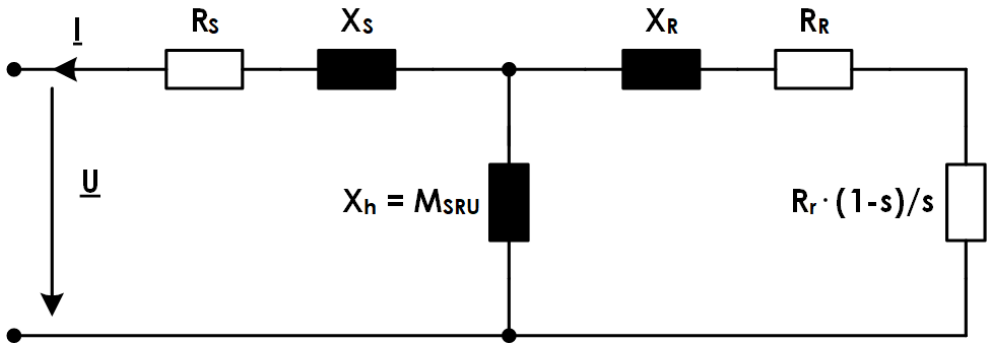


Abbildung 78: Einphasiges Ersatzschaltbild der Asynchronmaschine

Die vom ATP für das 3-phasige elektrische Ersatzschaltbild der Asynchronmaschine berechneten Leiterströme werden nach dem Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) wie in der obigen Abbildung gezeigt gemessen.

Einstellwert	Bedeutung
Rs	Resistanz R_1 des Stators in Ohm
Xs	Streureaktanz $X_{1\sigma}$ des Stators in Ohm
Rr	Resistanz R_2 des Rotors in Ohm
Xr	Streureaktanz $X_{2\sigma}$ des Rotors in Ohm
Msru	Hauptreaktanz X_h in Ohm (ohne Berücksichtigung von Sättigung)

Die Reaktanzen sind auf die Statorwicklung bezogen berechnet.

Einstellwert	Bedeutung
Pm	Mechanische Leistung in kW (= Abgabeleistung an der Welle)
P.E.	Wirkungsgrad η [0…100%] (P.E. = Power Efficiency) $P_m = \eta \cdot P_r = P.E. \cdot P_r$
Pr	Aufgenommene elektrische Bemessungswirkleistung in kW
cos phi	Verschiebungsfaktor cos φ
Sr	Bemessungsscheinleistung S_{rM} in kVA
Ur	Bemessungsspannung U_{rM} in kV
f	Nennfrequenz in Hz
1 p.u.	Bezugsimpedanz in Ohm $Z_{rM} = \frac{U_{rM}^2}{S_{rM}} = 1 p.u.$
Sternpunkt	▪ **isoliert** Der Sternpunkt der Statorwicklungen ist isoliert. ▪ **starr geerdet** Der Sternpunkt der Statorwicklungen ist starr geerdet.

7.9.1 Mechanische Eigenschaften

Die mechanischen Eigenschaften werden durch die nachfolgenden Parameter eingestellt.

Einstellwert	Bedeutung
J	Massenträgheitsmoment in kg·m² Das Massenträgheitsmoment gibt die Trägheit eines starren Körpers gegenüber einer Änderung der Winkelgeschwindigkeit bei Drehung um eine Achse an. Vollzylinder der Masse m mit Radius r $J = \frac{1}{2} \cdot m \cdot r^2$ Hohlzylinder mit Radius r, Wanddicke d und d << r $J \approx m \cdot r^2$ Für die **Rotationsenergie E_{rot}** eines festen Körpers gilt: $E_{rot} = \frac{1}{2} \cdot J \cdot \omega^2$
H	Trägheitskonstante in s $H = \frac{E_{rot}}{S_r}$ $H = \frac{J \cdot \frac{2\pi f}{n_P}}{2 \cdot S_r} = \frac{J \cdot \omega^2}{2 \cdot S_r}$ ▪ n_P = Anzahl Polpaare ▪ S_r = Bemessungsleistung in VA ▪ f = Nennfrequenz in Hz ▪ E_{rot} = Rotationsenergie ▪ J = Massenträgheitsmoment in kg·m² Daraus kann die **Systemanlaufzeit T_A** berechnet werden. $T_A = \frac{J \cdot \omega^2}{S} = 2 \cdot H$
D	Dämpfungskoeffizient in p.u.
EMSOM	Toleranz für die Rotorgeschwindigkeit
NM	Maximale Anzahl der Iterationsschritte

ATP berechnet zwischen zwei Abtastzeitschritten durch ein unterlagertes Iterationsverfahren die mechanischen Eigenschaften, die zu den elektrischen im Sinne des Ener-

gieerhaltungssatzes passend sind. Konvergenzeigenschaften und Genauigkeit des unterlagerten Iterationsverfahrens werden durch die Einstellwerte **EMSOM** und **NM** definiert.

7.9.2 Sättigung der elektrischen Maschine

Alternativ kann die Sättigung berücksichtigt werden. Nähere Informationen dazu können im **ATP Rule Book** [20] nachgelesen werden.

7.9.3 Mechanisches Drehmoment

Die mechanische Drehmomentbelastung der Welle kann durch zwei alternative Verfahren während der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** verändert werden.

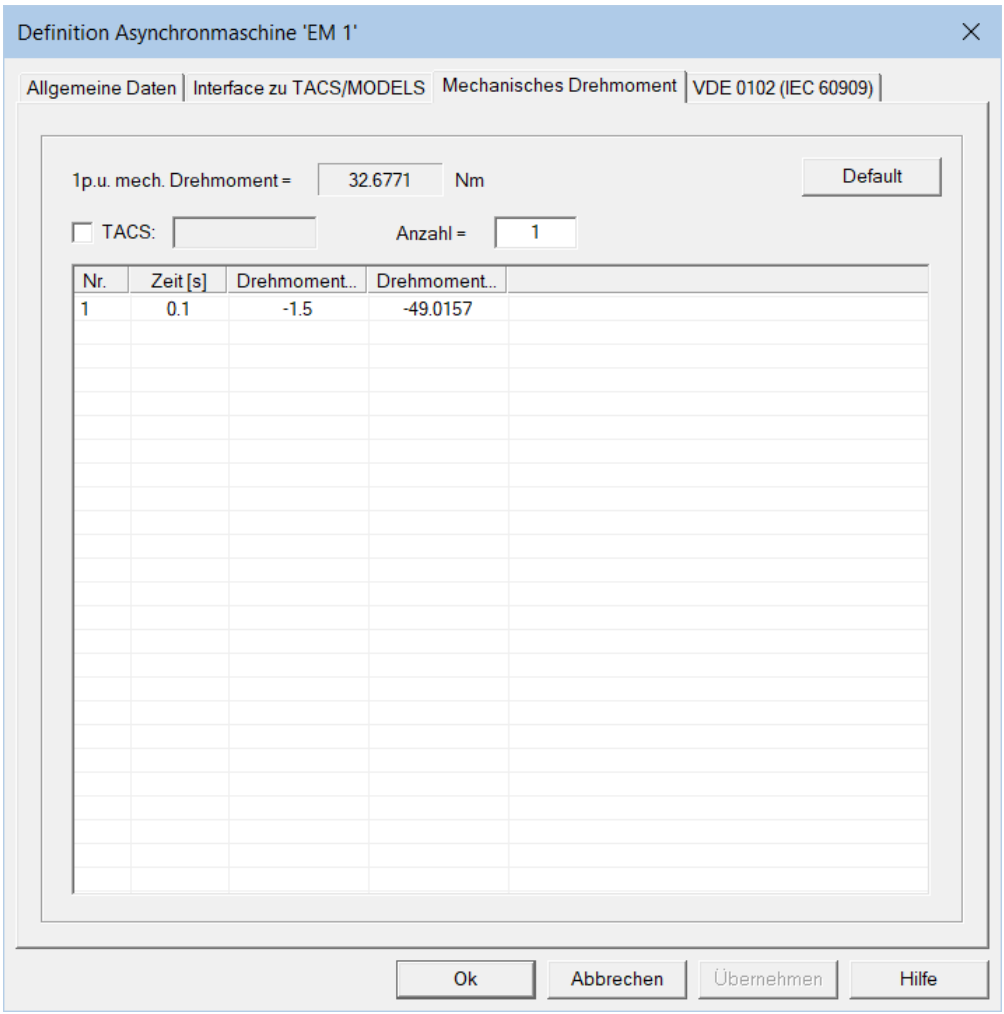


Abbildung 79: Änderung des mechanischen Drehmoments der Wellenbelastung

Default
Grundeinstellung für die Einstellwerte der angezeigten Registerkarte wiederherstellen

- **Definition einer mathematischen Belastungsfunktion in TACS**
  Nähere Informationen sind dem ATP Rule Book zu entnehmen.

- **Definition von Zeitpunkt der Belastungsänderung und Drehmomentbelastung**
  Wie in Abbildung 79 gezeigt kann zeilenweise Zeitpunkt und das ab diesem Zeitpunkt gültige Drehmoment der Wellenbelastung einfach definiert werden. Dabei kann das Drehmoment wahlweise positiv oder negativ definiert werden.

Einstellwert	Bedeutung
No.	Anzahl nachfolgender Listeneinträge
Zeit [s]	Zeitpunkt der Drehmomentänderung
Drehmoment [p.u.] **Drehmoment [Nm]**	Drehmoment an der Welle

7.9.4 Interface to TACS/MODELS – Berechnung dynamischer Netzvorgänge

Werden dynamische Netzvorgänge berechnet, so können Kennwerte der Asynchronmaschine zur weiteren Verarbeitung nach **TACS** oder **MODELS** weitergeleitet werden. Für die in der Liste enthaltenen Signale können anwenderspezifische Namen mit maximal 6 Zeichen definiert werden, die in **TACS** weiterverarbeitet werden können. In der nachfolgenden Abbildung ist als Beispiel der TACS-Name **NAME** für das Ausgangssignal **Wirkleistung P [W]** definiert.

Default
Grundeinstellung für die Einstellwerte der angezeigten Registerkarte wiederherstellen

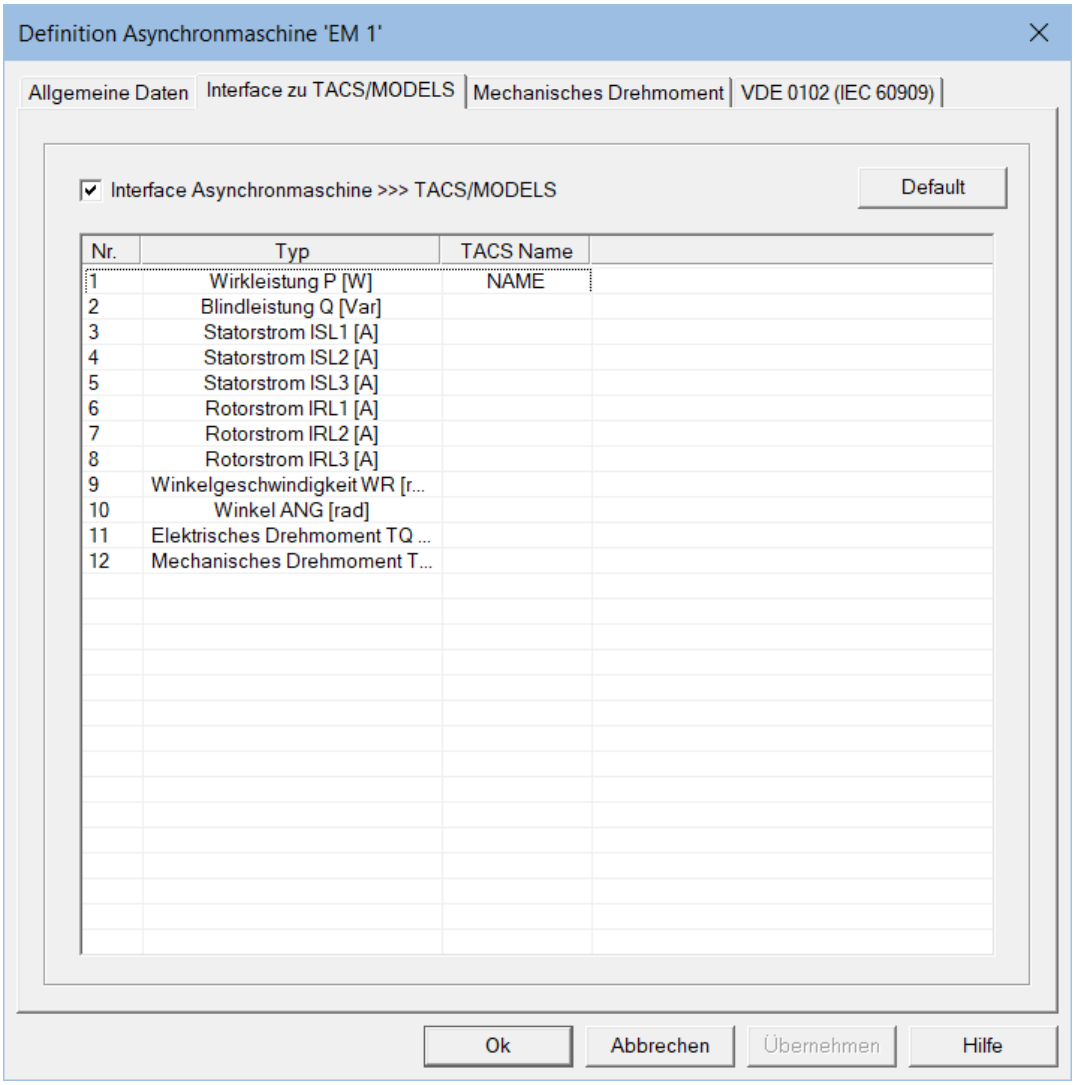


Abbildung 80: Definition der Signalnamen im TACS-Interface

Für die Ausgangsignale des Modells der Asynchronmaschine werden vom Netzberechnungsprogramm ATP wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt definierte Signalnamen **TACS Name** verwendet. Der anwenderspezifische Name kann maximal 6 Zeichen umfassen und kann durch einen **Left Mouse Double Click** auf die entsprechende Zelle in der Spalte **TACS Name** eingegeben werden.

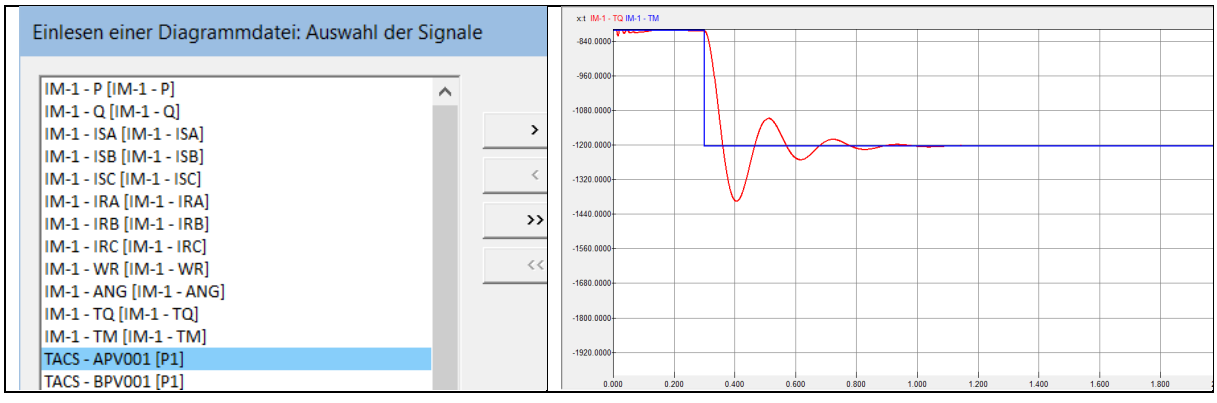


Abbildung 81: Benennung der Ausgangssignale der Asynchronmaschine

Die Signalnamen beginnen mit der Kennung **IM** (**I**nduction **M**achine) und einer fortlaufenden Nummerierung.

Signal	Bedeutung
IM-1-P	Wirkleistung [W]
IM-1-Q	Blindleistung [var]
IM-1-ISA	Leiterstrom Stator [A], Leiter L1
IM-1-ISB	Leiterstrom Stator [A], Leiter L2
IM-1-ISC	Leiterstrom Stator [A], Leiter L3
IM-1-IRA	Leiterstrom Rotor [A], Leiter L1
IM-1-IRB	Leiterstrom Rotor [A], Leiter L2
IM-1-IRC	Leiterstrom Rotor [A], Leiter L3
IM-1-WR	Winkelgeschwindigkeit [rad / s]
IM-1-ANG	Polradwinkel [rad]
IM-1-TQ	Elektrisches Drehmoment im Luftspalt [Nm]
IM-1-TM	Mechanisches Drehmoment der Wellenbelastung [Nm]

7.9.5 Kurzschlussberechnung nach VDE 0102 (IEC 60909)

Die Registerkarte VDE 0102 (IEC 60909) in Abbildung 82 zeigt die Einstellwerte für das Modell zur **Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102**.

Default Grundeinstellung für die Einstellwerte nur der angezeigten Registerkarte wiederherstellen

Einstellwert	Bedeutung
R_0	Resistanz im Nullsystem
X_0	Reaktanz im Nullsystem

Die in obiger Tabelle nicht aufgeführten Einstellwerte sind im Einstelldialog der Registerkarte **Allgemeine Daten** enthalten und zu Beginn des Kapitels erläutert.

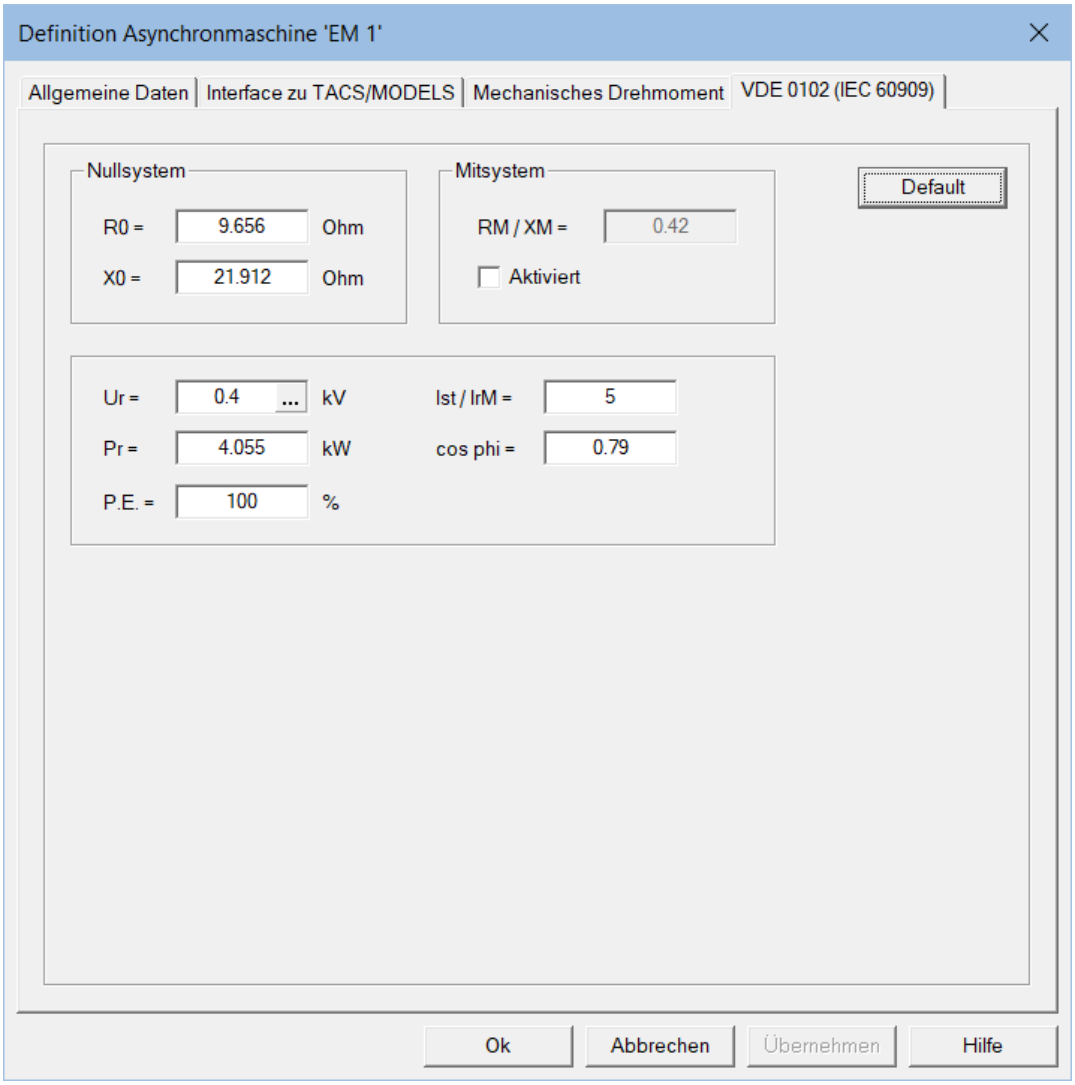


Abbildung 82: Einstellwerte zur Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102

7.10 Schalter *Switch* ,

Das Netzwerkelement Schalter kann für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** und die **Berechnung stationärer Netzzustände** verwendet werden. Das Netzwerkelement basiert auf dem ATP spezifischen Netzwerkelement **Switch**.

- Registerkarte **Allgemeine Daten**
  Einstellwerte für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** und die **Berechnung stationärer Netzzustände**

- Registerkarte **Lastfluss, Kurzschluss**
  Einstellwerte für die **Berechnung stationärer Netzzustände**

- Registerkarte **TACS/MODELS**
  Einstellwerte für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge**

Das Netzwerkelement Schalter kann als Alternative für das Netzwerkelement Schalter (CB) verwendet werden und stellt erweiterte Funktionen zur Verfügung. Die nachfolgende Abbildung zeigt den Einstelldialog mit den Registerkarten.

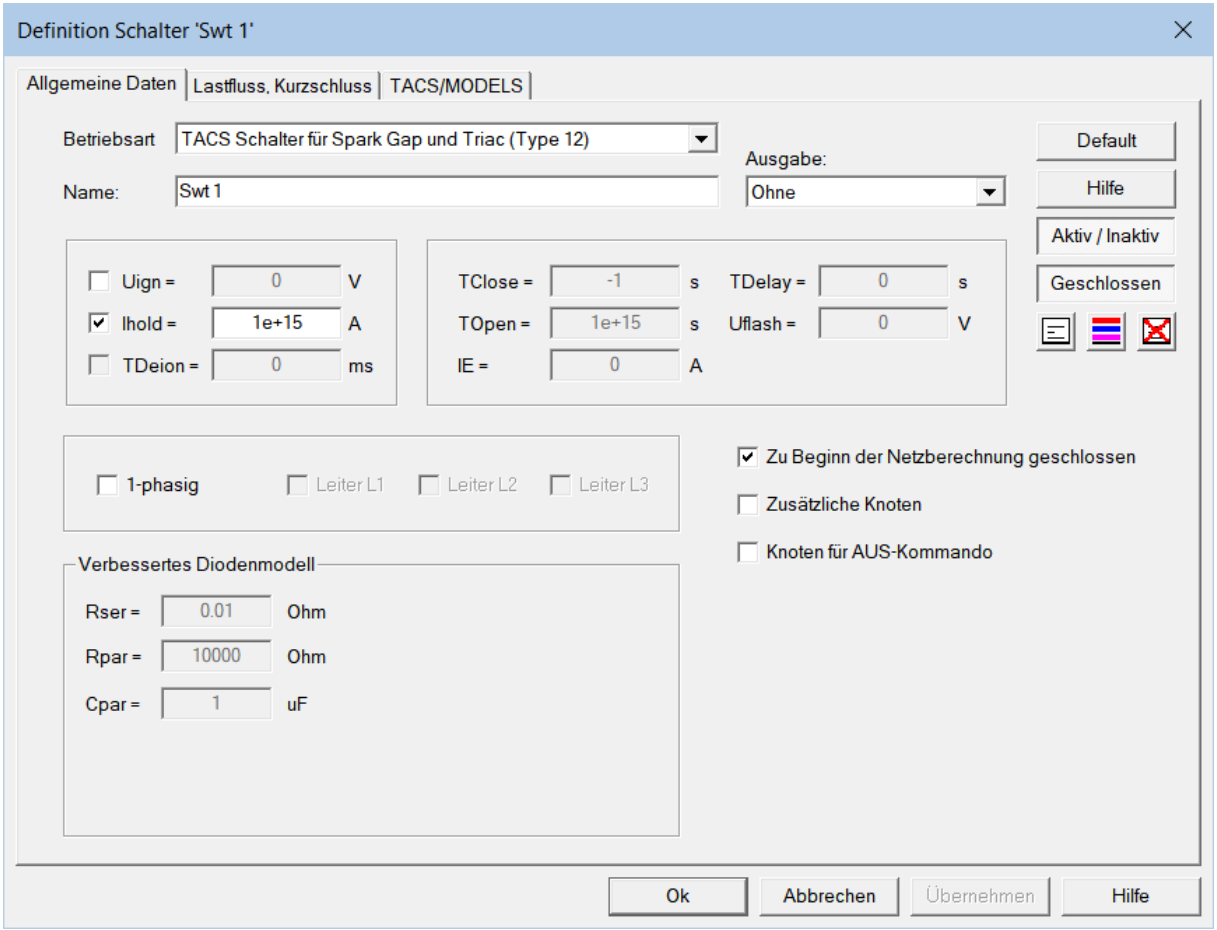


Abbildung 83: Einstelldialog des Schalters – Registerkarte *Allgemeine Daten*

7.10.1 Allgemeine Einstellwerte

Die nachfolgenden Einstellwerte sind für beide Berechnungsarten zu verwenden.

Einstellwert	Bedeutung
Aktiv / Inaktiv	Netzwerkelement aktivieren oder deaktivieren
Geschlossen **Zu Beginn der Netzberechnung geschlossen**	Schalter stationär, d.h. vor Beginn einer Netzberechnung öffnen oder schließen Im Falle der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** kann der Schalter z.B. zeitabhängig gesteuert werden. Im Falle der **Berechnung stationärer Netzzustände** kann der Schalter z.B. durch das AUS-Kommando eines Schutzgerätes oder eine **Schutzlogik** an einem eigenen Knoten geöffnet werden.
Zusätzliche Knoten	Siehe Kapitel Zusätzliche Knoten
Knoten für AUS-Kommando	
Default	Grundeinstellung des Netzwerkelementes wiederherstellen
Hilfe	Hilfedatei öffnen

Tabelle 6: Einstellwerte des Schalters

7.10.2 Verbinden eines Schalters mit anderen Schaltern, Sammelschienen, etc.

Um einen **Schalter** mit einem anderen **Schalter**, einem **Mess/Schutzgerät** oder einer **Sammelschiene** zu verbinden, werden zusätzlich serielle Resistanzen in das interne Modell eingefügt. Dazu wird die nachfolgend dargestellte Schaltung mit den internen Knoten verwendet. Durch die zusätzlichen Resistanzen wird das interne Modell des Schalters von den anderen Netzobjekten entkoppelt, um Probleme wie numerische Oszillationen oder auch die Fehlzuweisung von Messwerten zu vermeiden. Der Wert der Serienresistanzen kann durch den Einstellwert **R** in der Gruppe **Zusatzknoten** der Registerkarte **TACS/MODELS** eingestellt werden.

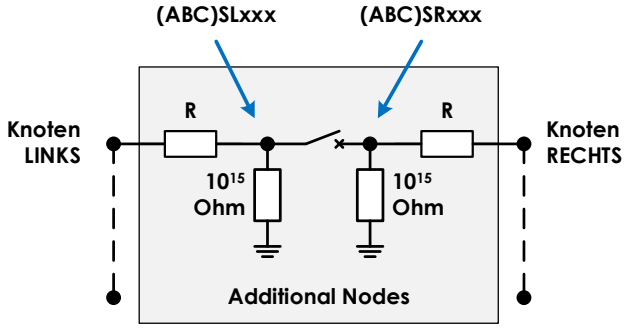


Abbildung 84: Verbinden eines Schalters mit anderen Netzwerkelementen

7.10.3 Öffnen und Schließen des Schalters

Der Schalter kann auf mehrere Arten geöffnet oder geschlossen werden.

- **Right Mouse Button Menu** öffnen
- Toolbar-Buttons
- Taste **Geschlossen** im Einstelldialog
- Option **Zu Beginn der Netzberechnung geschlossen** im Einstelldialog

7.10.3.1 Zu Beginn der Netzberechnung geschlossen

Falls aktiviert ist der Switch zu Beginn der Netzberechnung geschlossen, sonst geöffnet. Die Einstellung legt im Sinne einer Anfangsbedingung den Zustand des Schalters zu Beginn der Netzberechnung (stationär oder dynamisch) fest. Der Anfangszustand kann auch durch die beiden Toolbar-Buttons als geschlossen oder geöffnet definiert werden, wenn der **Schalter** vorher markiert wurde.

- Ist der **Anfangszustand OPEN**, so bleibt der Zustand für die Berechnung eines stationären Netzzustandes bestehen. Im Verlaufe der Berechnung dynamischer Netzvorgänge kann der Schalter ggfs. wieder geschlossen werden.

- Ist der **Anfangszustand CLOSED**, so bleibt der Zustand für die Berechnung eines stationären Netzzustandes bestehen. Im Falle eines AUS-Kommandos wird der Schalter in der Netzgrafik als offen dargestellt. Der Zustand des Einstellwertes **Zu Beginn der Netzberechnung geschlossen** wird dadurch aber nicht verändert. Im Verlaufe der Berechnung dynamischer Netzvorgänge kann der Schalter ggfs. wieder geöffnet werden.

7.10.3.2 Einstellwert *Geschlossen*

Der Schalter kann mit Hilfe des Tasters **Geschlossen** im Einstelldialog geöffnet oder geschlossen werden. Der Zustand wird z.B. durch Schutzfunktionen als Ergebnis von Netzberechnungen geändert werden. Dieser Einstellwert ist identisch mit dem Einstellwert **Zu Beginn der Netzberechnung geschlossen**.

Darüber hinaus kann der Schalter durch das Untermenü **Schalter** im **Right Mouse Button Menu** oder die beiden Toolbar Buttons geöffnet und geschlossen werden. Das kontextsensitive Menu kann unabhängig vom **Netzwerk Design Mode** geöffnet werden, wenn das Netzwerkelement **Schalter** markiert ist.

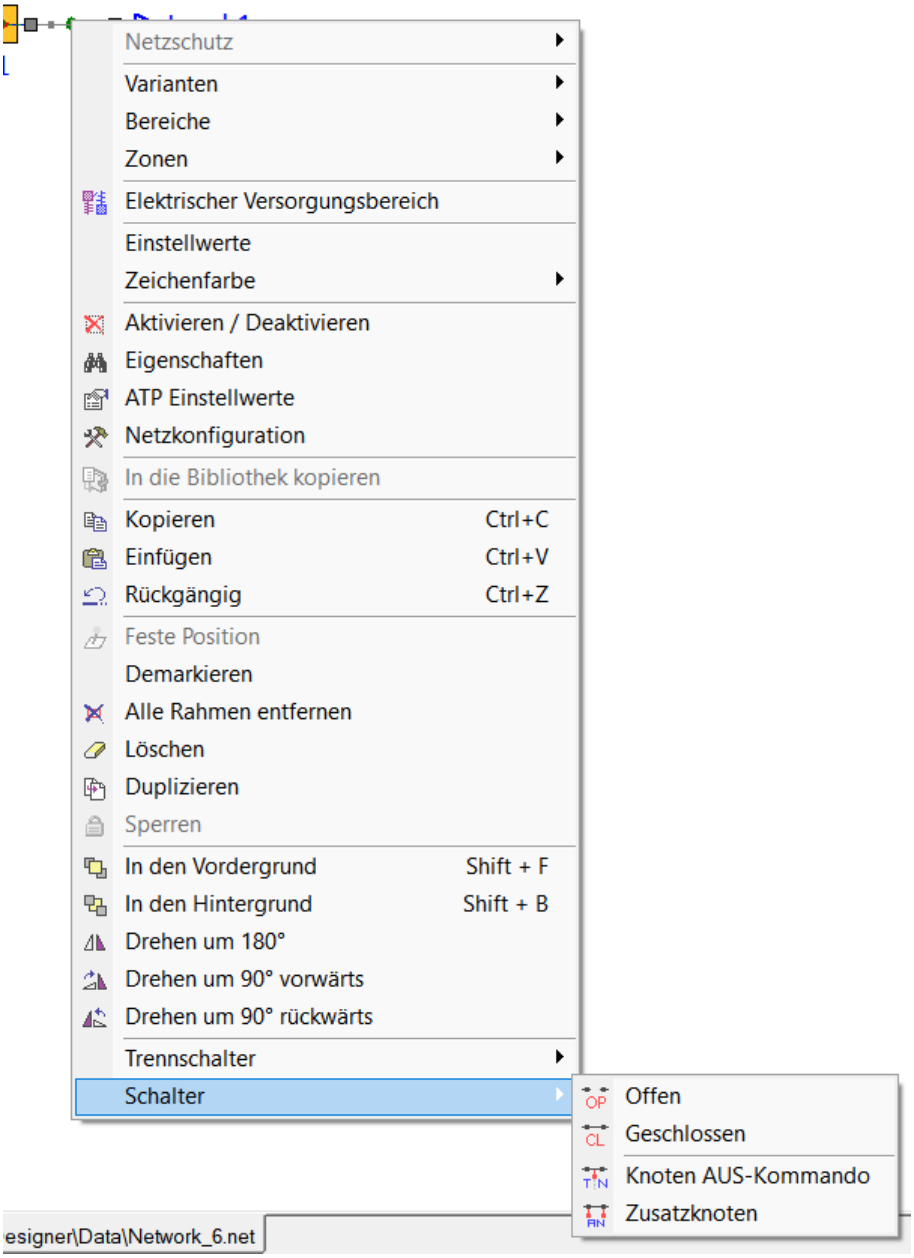


Abbildung 85: Öffnen und Schließen des Schalters – Right Mouse Button Menü

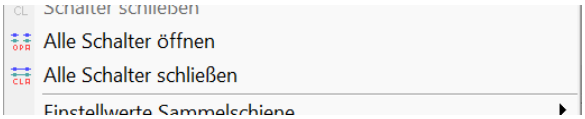
7.10.3.3 Öffnen und Schließen des Schalters durch einen *Right Mouse Button Click*

Der Schaltzustand des Schalters kann durch einen **Right Mouse Button Click** invertiert werden, wenn der Mauscursor über dem grafischen Symbol des Schalters in der Netzgrafik positioniert wird.

Das Öffnen und Schließen des Schalters per **Right Mouse Button Click** erfolgt analog zu dem Öffnen und Schließen des Schalters eines Mess/Schutzgerätes.

7.10.3.4 Gleichzeitiges Öffnen und Schließen aller aktivierte Schalter

Alle Schalter des Typs **Schalter** und **Schalter (CB)**, die aktiviert sind, können gleichzeitig durch die Menüpunkte



im Hauptmenü **Netzwerk Design** geöffnet oder geschlossen werden.

7.10.4 Einstellwert *Knoten für AUS-Kommando*

Der **Schalter** kann in Verbindung mit den Schutzfunktionen des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** als Leistungsschalter verwendet werden. In der nachfolgenden Abbildung sind beispielhaft drei Überstromzeitschutzgeräte nachgebildet, deren AUS-Kommandos (= TRIP) mit Hilfe eines **TACS**-Elementes verodert und mit dem TRIP-Eingang des Schalters verbunden sind.

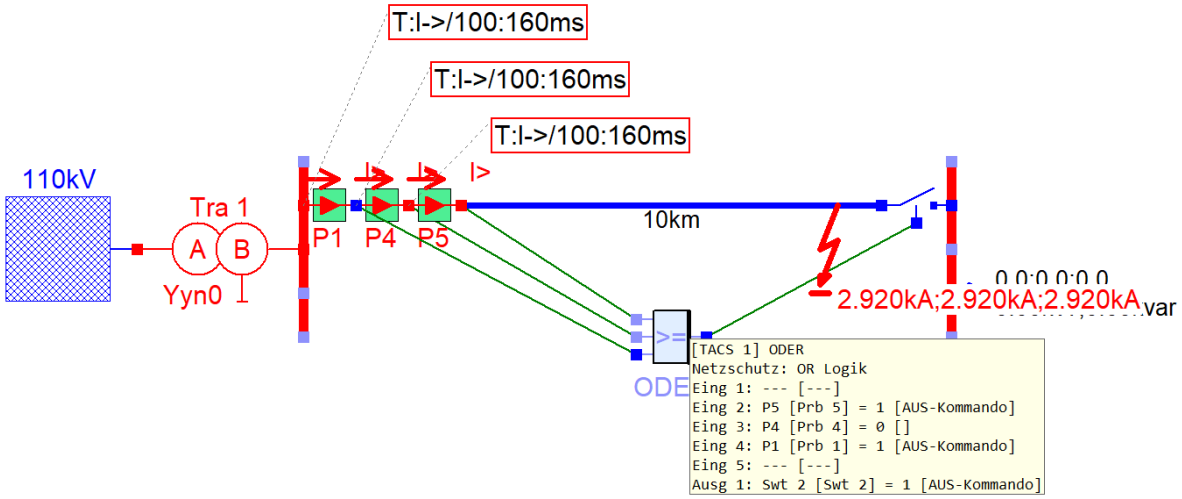


Abbildung 86: Schalter mit aktiver Option *Knoten für AUS-Kommando*

7.10.5 Schalter - Berechnung dynamischer Netzvorgänge

ATPDesigner kombiniert im Einstelldialog das ATP-basierte Netzwerkelement **Switch** mit der Möglichkeit, eine zeitliche Abfolge von Schaltzeiten zu definieren. Die Schaltzeiten werden durch eine **TACS**-Steuerfunktion nachgebildet. Auch die Verwendung z.B. einer Diode ist möglich. Die Einstellwerte der beiden Registerkarten **Allgemeine Daten** und **TACS/MODELS** sind nachfolgend in diesem Kapitel dargestellt.

Die nachfolgenden Einstellwerte werden abhängig von der Betriebsart verwendet und definieren das physikalische Verhalten des Schalters. Falls der Einstellwert keine Bedeutung für die gewählte Betriebsart hat, wird der Einstellwert deaktiviert.

Einstellwert	Bedeutung
Uign	Zündspannung
Ihold	Haltestrom Der Haltestrom kann in Zusammenhang mit einem **Schutzgerät** zur Realisierung des Schalterpol-selektiven Unterbrechens der Kurzschlussströme verwendet werden.
TDeion	Zeit zur De-Ionisierung
TClose	Zeitpunkt des Schließens
TOpen	Zeitpunkt des Öffnens
IE	Stromschwelle
TDelay	Zeitverzug
UFlash	Zündspannung über den offenen Schalterpolen

Tabelle 7: Einstellwerte des Schalters für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge

Folgende Randbedingungen müssen basierend auf dem ATP bei der Verwendung eines Schalters berücksichtigt werden.

- Ein Schalter ist nicht zulässig direkt zwischen Spannungsquellen oder einer Spannungsquelle und Erde. Ist eine derartige Schaltung erforderlich, sollte eine Entkopplungsresistanz von z.B. $10^{-6}\Omega$ dazwischengeschaltet werden.

- Verbindet ein Schalter eine Spannungs- und eine Stromquelle, dann wird die Stromquelle nicht berücksichtigt, wenn der Schalter geschlossen ist.

7.10.5.1 Registerkarte *TACS/MODELS*

In der nachfolgenden Abbildung sind die Einstellwerte der Registerkarte TACS/MODELS dargestellt, die das Interface von und zu den ATP Subsystemen **TACS** und **MODELS** definieren.

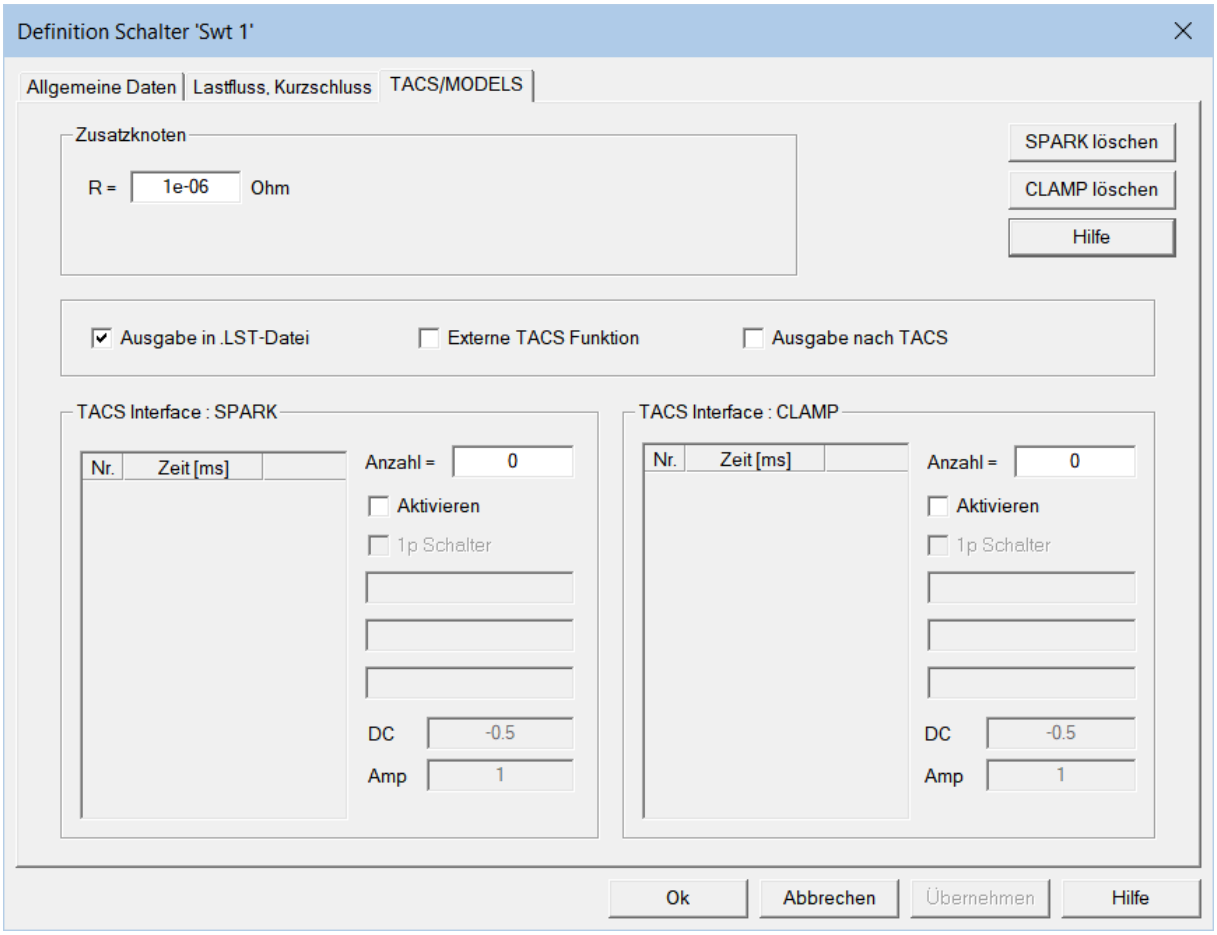


Abbildung 87: Einstelldialog des Schalters – Registerkarte *TACS/MODELS*

7.10.5.2 Betriebsarten

Es wird für alle Betriebsarten empfohlen, eine **Stromschwelle IE > 0** zu verwenden, um unerwünschte mathematische Oszillationen zu vermeiden.

- **TACS gesteuerter Schalter für Dioden (Type 11)**
  Die Betriebsart stellt eine Diode oder einen Thyristor mit Steuereingang zur Verfügung. Der Thyristor kann über **TACS** oder **MODELS** gesteuert werden. Die nachfolgende zeigt ein Beispiel.

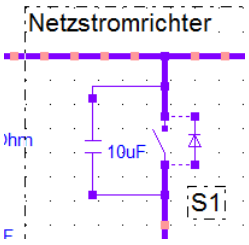


Abbildung 88: Switch – Betriebsart als Diode parallel zu einem anderen Switch

Relevante Einstellwerte: Uign, Ihold, TDeion

- **Messschalter (MEASURING)**
  Die Betriebsart dient dazu, Spannungen und Ströme im Sinne eines Messinstrumentes zu messen. Die Einstellwerte werden nicht verwendet. Das Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** basiert intern auf dem ATP-Modell **MEASURING Switch**. Der interne Zustand entspricht einem ständig geschlossenen Schalter.
  Relevante Einstellwerte: keine

- **Spannungsgesteuerter Schalter**
  Schließen: spannungsabhängig, Öffnen: stromabhängig
  Der Schalter ist zunächst offen und schließt zum Zeitpunkt **t ≥ TClose**, wenn die Zündspannung **Uflash** über den offenen Schalterpolen überschritten wird. Der Schalter öffnet wieder, wenn $\mathbf{i_{L123}(t) > IE}$ beträgt. Vor dem Öffnen muss die Zeit **TDelay** ablaufen.
  Relevante Einstellwerte: TClose, Uflash, IE, TDelay

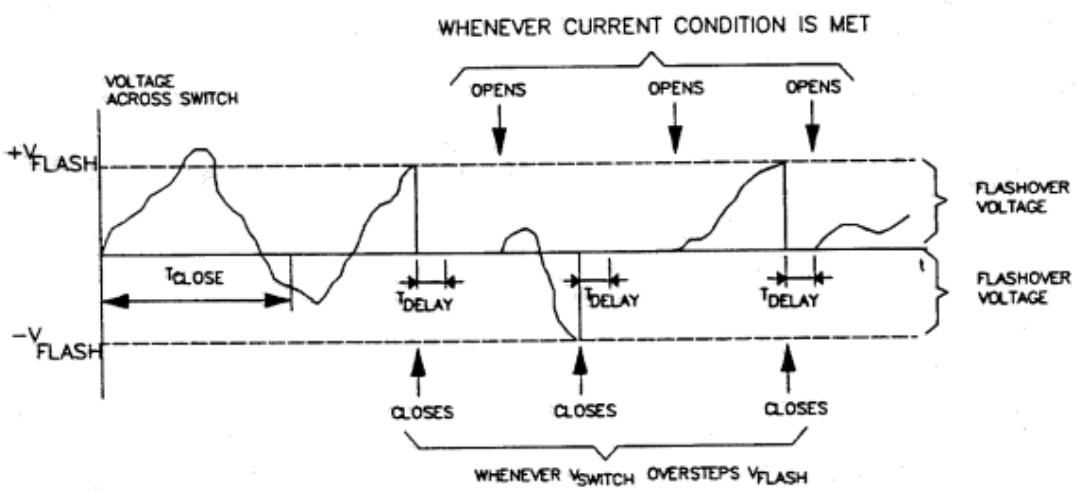


Abbildung 89: Spannungsgesteuerter Schalter – Einstellwerte (Quelle: ATP Rule Book)

Im Fall numerischer Oszillationen ist im **ATP Rule** Book der in Abbildung 436 dargestellte Schaltungsvorschlag enthalten (Quelle: ATP Rule Book).

1) In case the voltage across the gap oscillates around the true value (i.e. an inductance "hanging in the air", as per sketch), this can be avoided by computing the gap voltage for checking flashover as the average of the last two time-step figures:

$$v_{gap}(t) = \left(\frac{v(t) + v(t-\Delta t)}{2}\right)$$

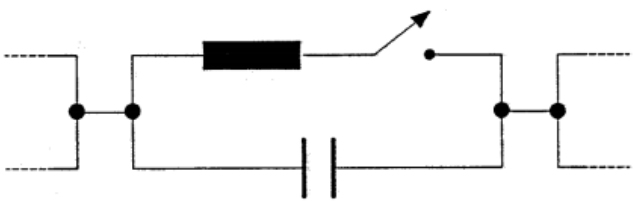


Abbildung 90: Vermeidung numerischer Oszillationen

- **Zeitgesteuerter Schalter**

Schließen: zeitabhängig, Öffnen: stromabhängig
Zu Beginn der Simulation (t = 0s) ist der Schalter geöffnet, kann aber durch den Einstellwert **TClose < 0** auch zu Simulationsbeginn als geschlossen definiert werden. Der Schalter schließt bei **t = TClose** und versucht abhängig von der Stromschwelle **IE** für die Zeit **t >= TOpen** zu öffnen. Nach dem Öffnen bleibt der Schalter geöffnet, eine Wiedereinschaltung kann nicht eingestellt werden. Die beiden nachfolgenden Bilder aus dem **ATP Rule Book** zeigen das Verhalten zur Unterbrechung des Leiterstroms abhängig von der Stromschwelle **IE**. Es muss beachtet werden, dass hier die Beträge der Momentanwerte $i_{L123}(t)$ mit der Stromschwelle verglichen werden.
Relevante Einstellwerte: IE, TClose, TOpen

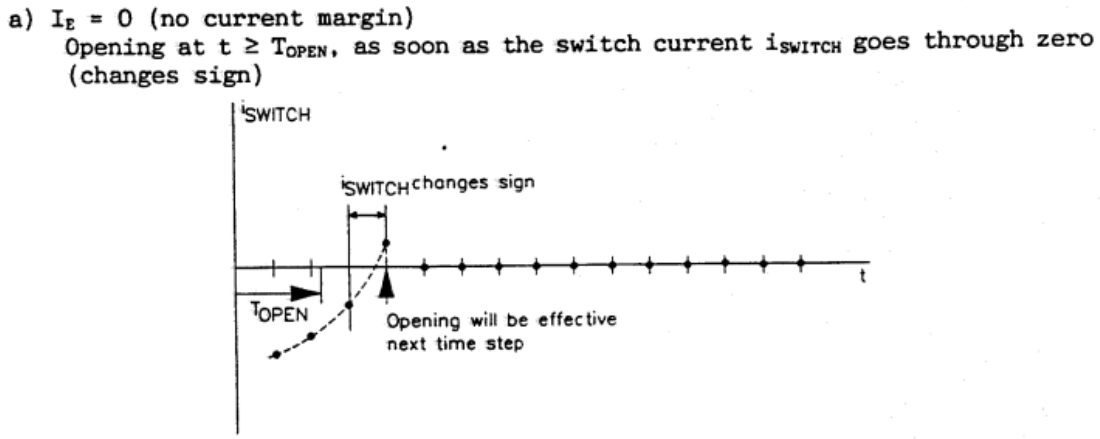


Abbildung 91: Zeitgesteuerter Schalter – Stromschwelle IE = 0 (Quelle: ATP Rule Book)

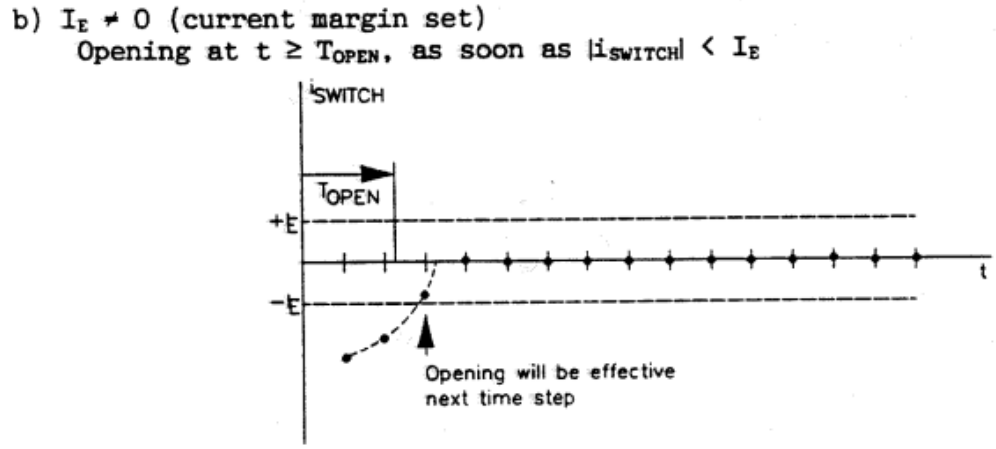


Abbildung 92: Zeitgesteuerter Schalter – Stromschwelle IE > 0 (Quelle: ATP Rule Book)

Wenn zeitabhängige Spannungs- oder Stromwerte mit einem Anfangswert ungleich Null im Startzeitpunkt t = 0s der Simulation beginne, so sollte der Schalter mit der Einstellung TClose < 0 geschlossen sein, um unerwünschte Ausgleichsvorgänge zu vermeiden und den Schaltzustand in der Berechnung der stationären Anfangswerte berücksichtigen zu können.

- **TACS gesteuerter Schalter (Type 13)**
  Der Schalter kann durch eine beliebige **TACS**- oder **MODELS**-Zeitfunktion geöffnet und geschlossen werden. Zur Definition einer Schaltfunktion kann in dem Einstelldialog in Abbildung 93 alternativ die Liste **TACS Interface: OPEN/CLOSE**

verwendet werden. Der Schalter wird mit dem Einstellwert **Zu Beginn der Netzberechnung geschlossen** zu Beginn der Simulation während der Berechnung der stationären Anfangswerte als offen oder geschlossen definiert.

Relevante Einstellwerte: keine bzw. I_{hold} in Verbindung mit den MODELS-basierten Schutzfunktionen für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge zur Implementierung eines polselektiven Unterbrechens des Kurzschlussstromes.

Dieser Schaltertyp kann aus dem **TACS**- oder **MODELS**-Teil des ATP geöffnet oder geschlossen werden, wenn die Option **Externe TACS Funktion** aktiviert ist. Es muss dann wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt die **TACS**- oder **MODELS**-Variable mit Aktivierung der Option **Enabled** in der Auswahlliste ausgewählt werden. Damit ATPDesigner eine **TACS**- oder **MODELS**-Variable in der Auswahlliste aufnimmt, muss vorher die .ATP-Steuerdatei z.B. mit dem Toolbar-Button oder

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **.ATP-Datei schreiben**

erzeugt werden.

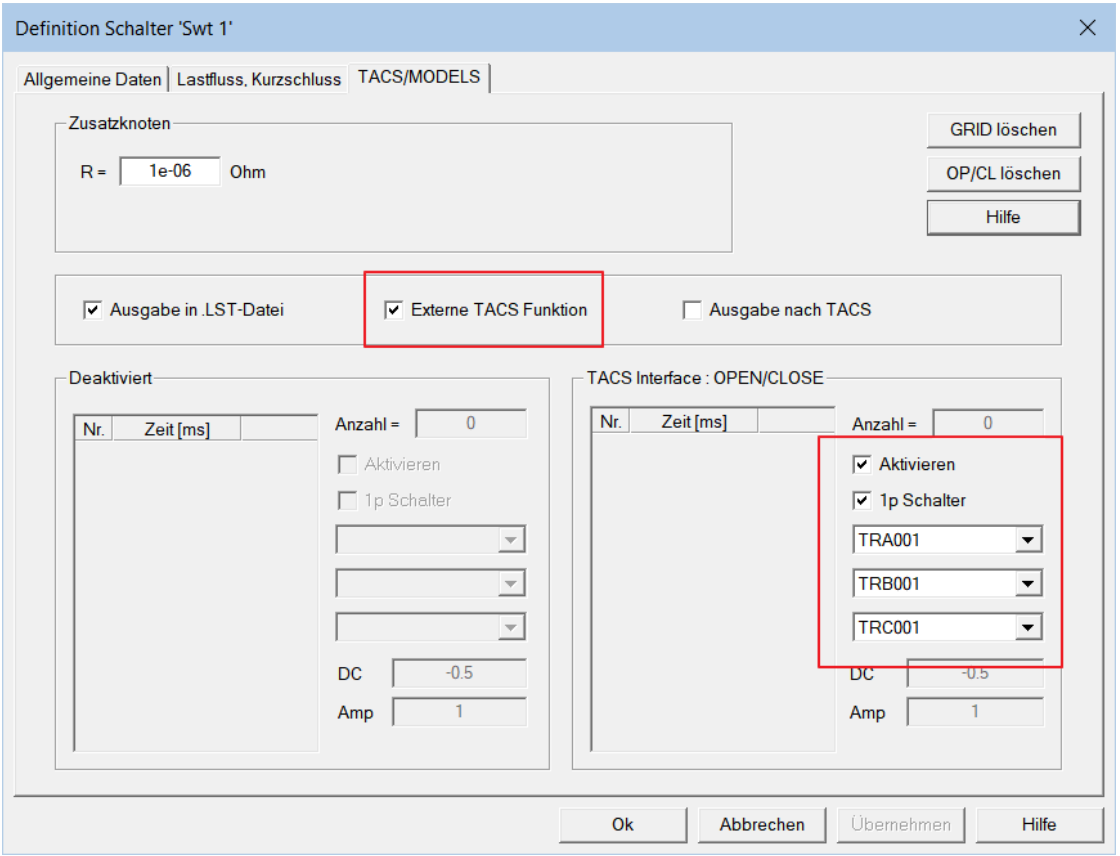


Abbildung 93: TACS gesteuerter Schalter – Gesteuert durch TACS oder MODELS

- Wert der TACS/MODELS-Variable ≤ **0** : Schalter ist **OFFEN**
- Wert der TACS/MODELS-Variable **> 0** : Schalter ist **GESCHLOSSEN**

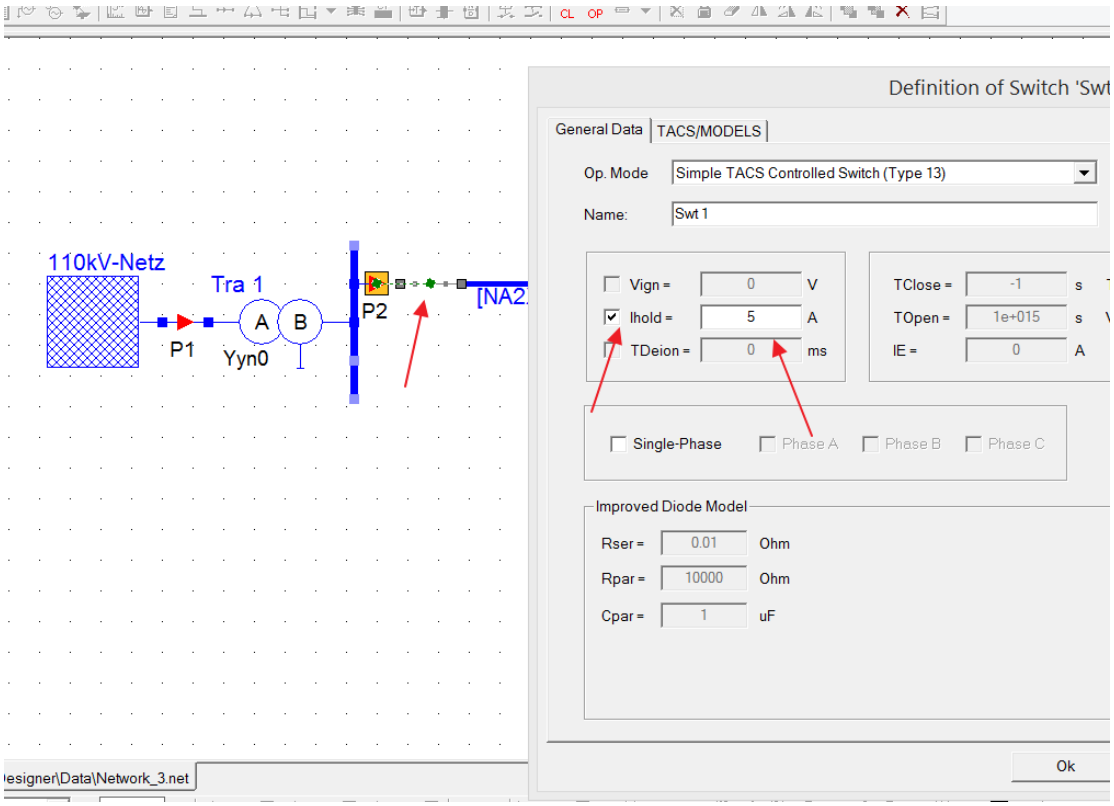


Abbildung 94: MODELS-basierte Netzschutzfunktionen - Haltestrom I_{hold}

Wie in der obigen Abbildung zu erkennen ist, kann der **Haltestrom I_{hold}** im Einstelldialog des Schalters verwendet werden, um ein polselektives Unterbrechen des Kurzschlussstromes nachzubilden. Der Haltestrom wird nur in der MODELS-Software verwendet, hat sonst keine Bedeutung.

- **TACS Schalter für Spark Gap und Triac (Type 12)**
  Die Betriebsart stellt einen Schalter mit zwei möglichen Steuereingängen **Spark** und **Clamp** zur Verfügung. Der Schalter wird mit dem Einstellwert **Zu Beginn der Netzberechnung geschlossen** zu Beginn der Simulation während der Berechnung der stationären Anfangswerte als offen oder geschlossen definiert.
  Relevante Einstellwerte: Uign, Ihold, TDeion

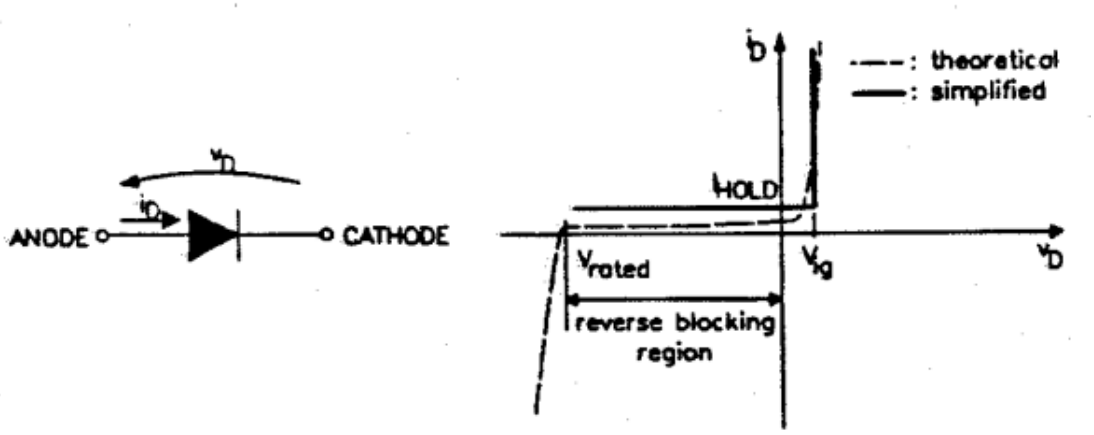


Abbildung 95: Schalter – Kennlinie einer Diode

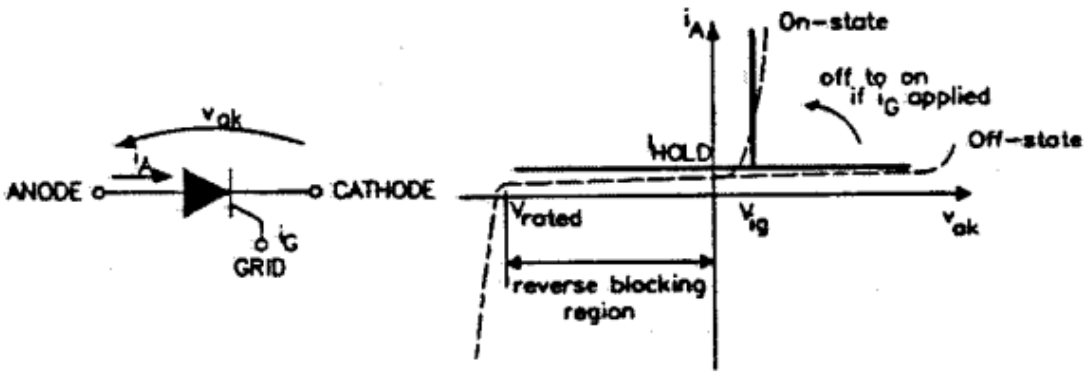


Abbildung 96: Schalter – Kennlinie als Thyristor

In dieser Betriebsart werden die Steuersignale GRID und OPEN/CLOSE wie in Abbildung 97 dargestellt verwendet. Die Schaltzeitpunkte können mit den im Einstelldialog vorhandenen Listen oder durch ein TACS/MODELS-Steuersignal vorgegeben werden. Weitere Informationen können dem **ATP Rule Book** in **Section VI.C – TACS-controlled switches** ab Seite 21 entnommen werden.

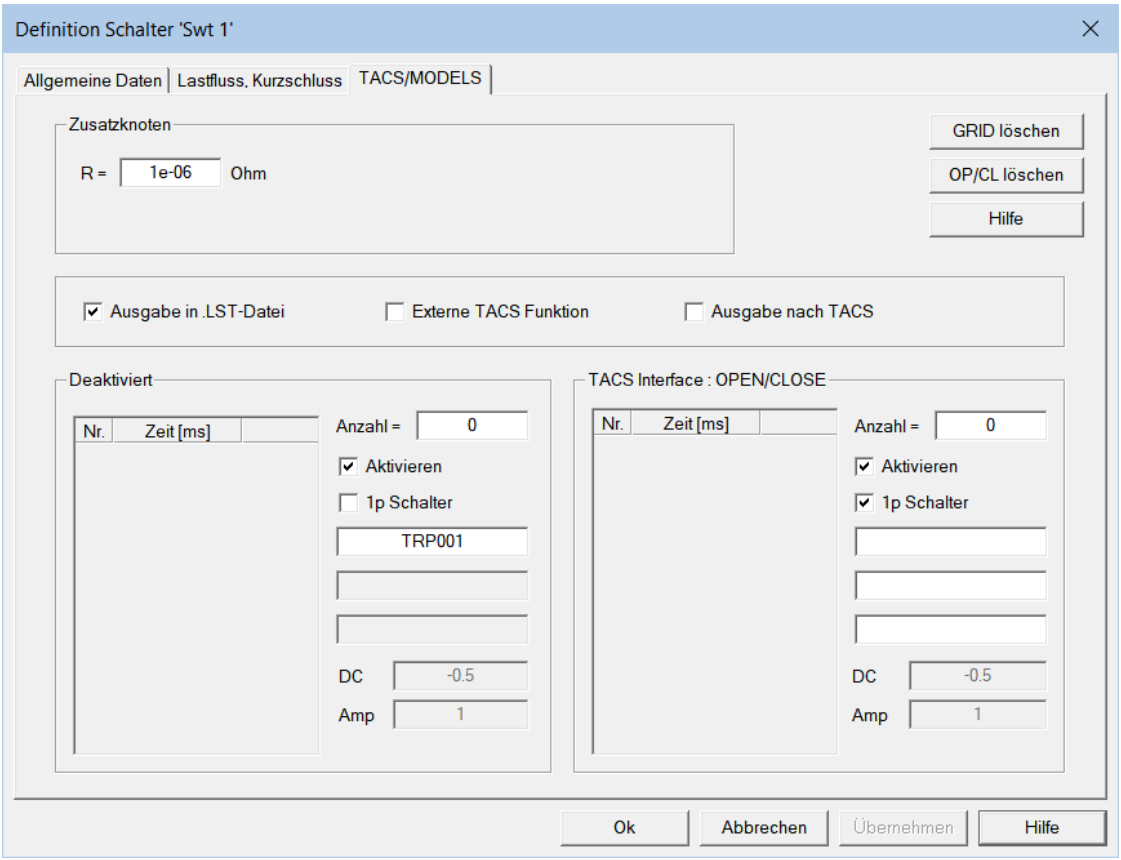


Abbildung 97: Schalter – Einstellwerte GRID und OPEN/CLOSE

- **Optimierter TACS Schalter für Dioden (Type 11)**
  Die Betriebsart stellt eine Diode mit verbessertem Modell zur Verfügung. Die interne Struktur des Modells basiert auf dem idealisierten Modell einer ATP-Diode

(Abbildung 445). Die Einstellwerte für die Komponenten sind in der Gruppe **Verbessertes Diodenmodell** der Registerkarte **Allgemeine Daten** bzw. in der Gruppe **Additional Nodes** der Registerkarte **TACS/MODELS** enthalten.

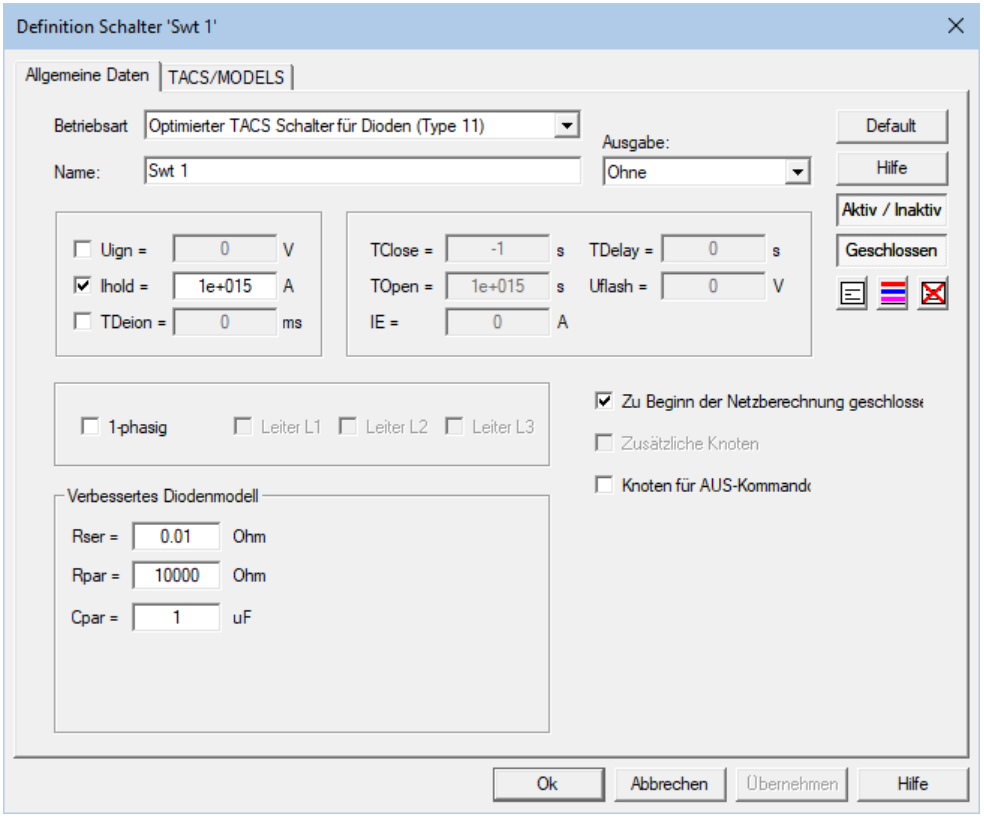


Abbildung 98: Einstelldialog für das verbesserte Modell einer Diode

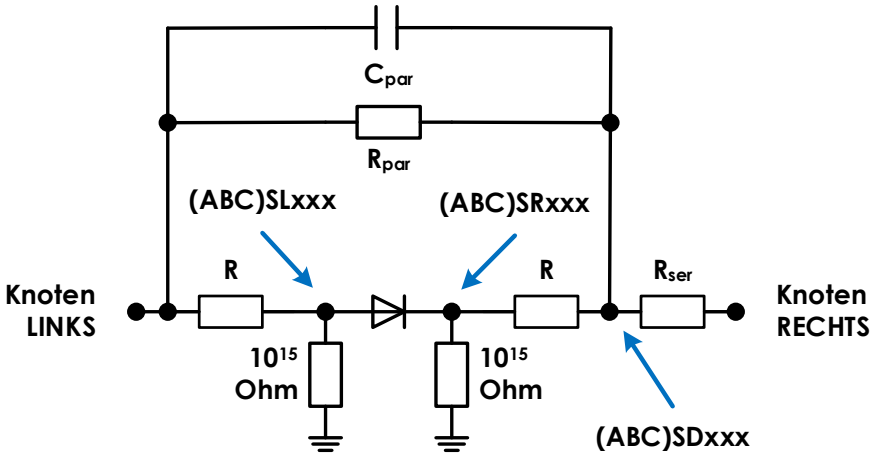


Abbildung 99: Internes verbessertes Modell einer Diode

7.10.5.3 Zusätzliche Knoten

Durch das Aktivieren der Option **Zusätzliche Knoten** werden zwei zusätzliche Knoten aktiviert, die zu den bisher vorhandenen Knoten im Sinne einer Duplizierung verwendet werden. In Abbildung 100 ist ein Switch (**roter Pfeil**) zu sehen, der parallel zu einer Freilaufdiode (Betriebsart **TACS gesteuerter Schalter für Dioden (Type 11)**) geschaltet werden soll. Die Knotennamen sind jeweils paarweise entsprechend der grafischen Verbindung identisch.

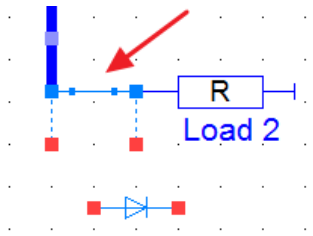
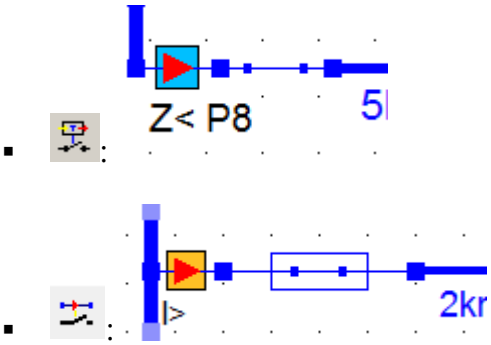


Abbildung 100: Schalter – Aktivierung zusätzlicher Knoten

⇨ In der Betriebsart **Optimierter TACS Schalter für Dioden (Type 11)** können keine **Zusätzliche Knoten** aktiviert werden. Falls aktiviert, werden die **Zusätzliche Knoten** automatisch deaktiviert.

Das Netzwerkelement **Schalter** kann in zwei verschiedenen Größen mit verschiedenen grafischen Symbolen verwendet werden. Beide grafischen Symbole verwenden den gleichen Einstelldialog.



7.10.5.3.1.1 Ausgabe in .LST-Datei

Wenn diese Option aktiviert ist, werden die Schaltzeitpunkte von dem ATP in die .LST-Datei geschrieben. ATPDesigner wertet die entsprechenden Kommentarzeilen der .LST-Datei aus. **Diese Option muss immer dann aktiviert sein, wenn die Anzeige des ersten Schaltzeitpunktes in der Netzgrafik direkt am Switch erfolgen soll**, auch wenn der Switch durch die Programmiersprache **MODELS** gesteuert wird. ATPDesigner zeigt das Öffnen oder das Schließen des Schalters direkt in der Netzgrafik an.

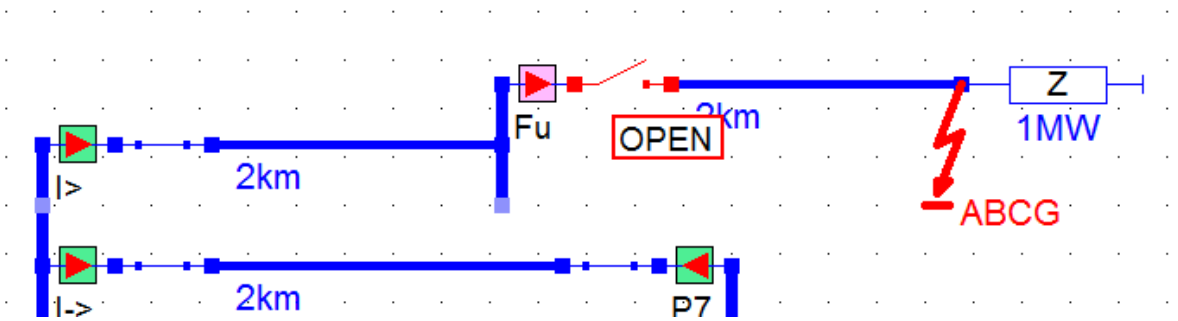


Abbildung 101: Anzeige des Öffnens/Schließens von Schaltern in der Netzgrafik

Darüber hinaus zeigt ATPDesigner die leiterselektiven Schaltzeiten in einem Tooltip an, wenn sich der Mauszeiger "über" dem grafischen Symbol des Schalters befindet.

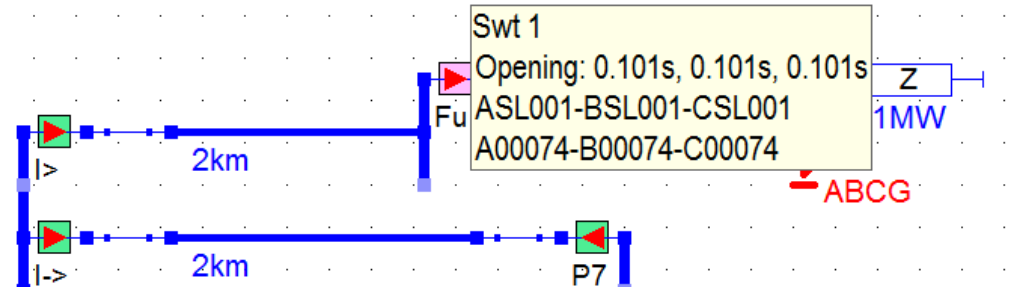


Abbildung 102: Anzeige der Schaltzeiten eines Schalters in einem Tooltip

Die Schaltzeiten des **Schalters** sowie der Name eines ggfs. verbundenen Schutzgerätes werden zusätzlich im **Meldungsfenster** ausgegeben.

7.10.5.4 TACS Interface: SPARK

Mit Hilfe der hier enthaltenen Einstellwerte kann die zeitliche Schaltreihenfolge sehr einfach definiert werden.

1. Mit **Zu Beginn der Netzberechnung geschlossen** den Anfangszustand des Schalters definieren.

2. Anzahl der Schaltzeitpunkte **Nr.** festlegen.

3. Schaltzeitpunkte in ms in der Liste definieren.

4. Die Schaltreihenfolge mit der Option **Aktivieren** aktivieren.

ATPDesigner erzeugt einen Vorschlag für die Schaltvariable **SSC001**, die im TACS-Teil von ATP zur Erzeugung der Schaltimpulse benötigt wird. Die beiden Einstellwerte **DC** und **Amp** werden ebenfalls zur Erzeugung der Schaltimpulse benötigt und sollten nicht verändert werden. Die Einstellungen sind in den beiden nachfolgenden Registerkarten des Einstelldialogs dargestellt.

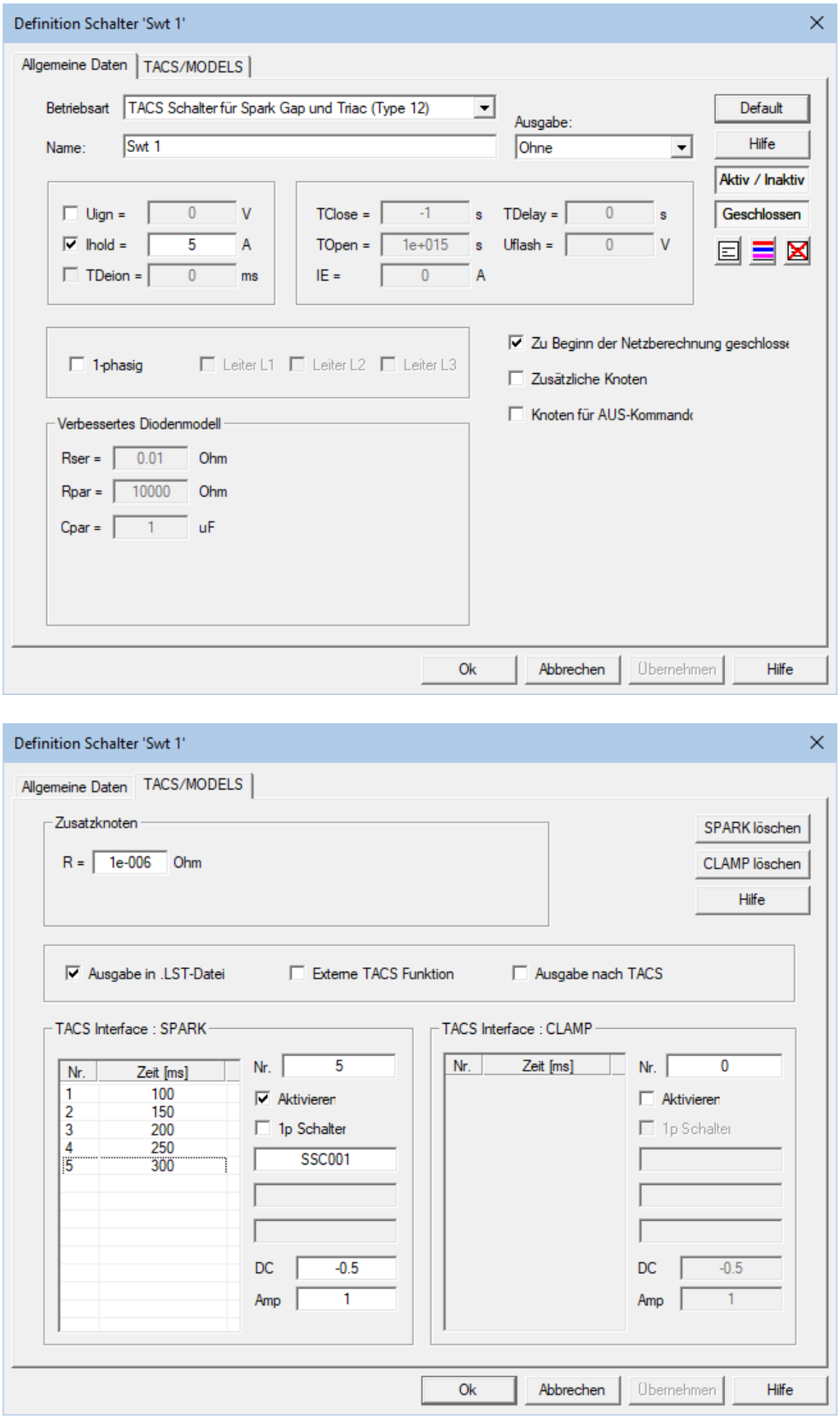


Abbildung 103: Schalter - Steuerung durch MODELS

7.10.5.5 Externe TACS Funktion

Wenn der **Schalter** durch eine MODELS- oder TACS-Funktion gesteuert werden soll, so müssen die Optionen **Externe TACS Funktion** und **Aktivieren** aktiviert werden. ATPDesigner zeigt dann eine Auswahlliste an, in der die in der **MODELS**-Datei verwendeten **OUTPUT**-Variablen angezeigt werden. Durch eine Auswahl wird der Switch an die **OUTPUT**-Variable gekoppelt. Mit **Zu Beginn der Netzberechnung geschlossen** wird der Anfangszustand definiert, mit **Ihold** des polselektive Abschaltverhalten.

7.10.5.5.1 Ausgabe nach TACS

Ist diese Option aktiviert, so werden zusätzliche Spannungs- und/oder Stromsignale als TACS-Ausgabesignale ausgegeben und können in einem Diagramm angezeigt werden.

7.10.5.6 *Schalter* - Messen von Spannungen und Strömen

Mit dem Netzwerkelement **Schalter** ist es auch möglich, die direkt am **Schalter** anstehenden Spannungen und durch den Switch fließenden Ströme zu messen. Die Messergebnisse werden in der Diagrammdatei ausgegeben. Um diese Möglichkeit zu nutzen, muss die Option **Ausgabe nach TACS** im Einstelldialog aktiviert werden. In der Registerkarte **Allgemeine Daten** muss die Betriebsart **TACS Schalter für Spark Gap und Triac (Type 12)** eingestellt werden.

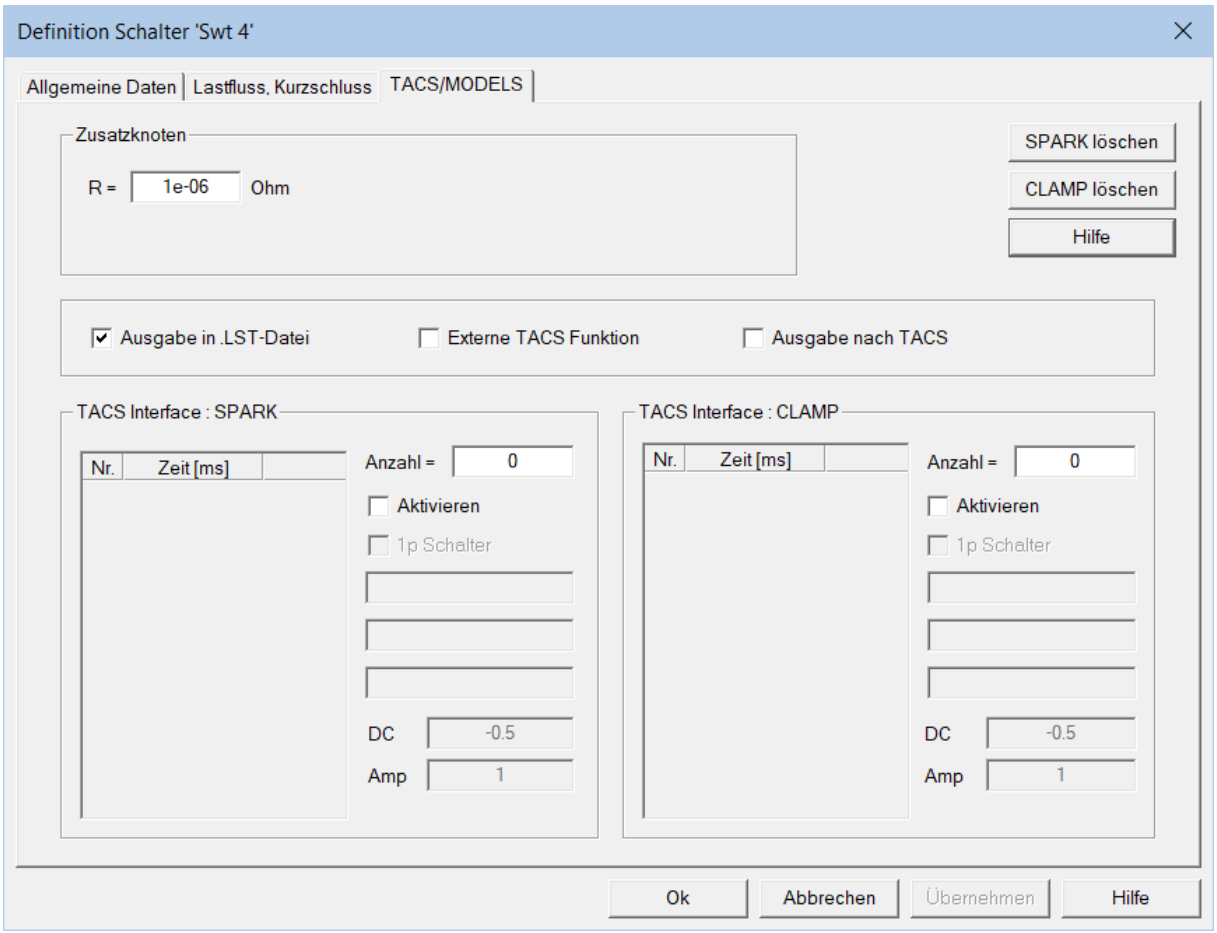


Abbildung 104: Option *Ausgabe nach TACS* zur Ausgabe z.B. der Längsspannung

- **(ABC)XDxxx** Längsspannung über dem Schalter

Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft die Arbeitsweise.

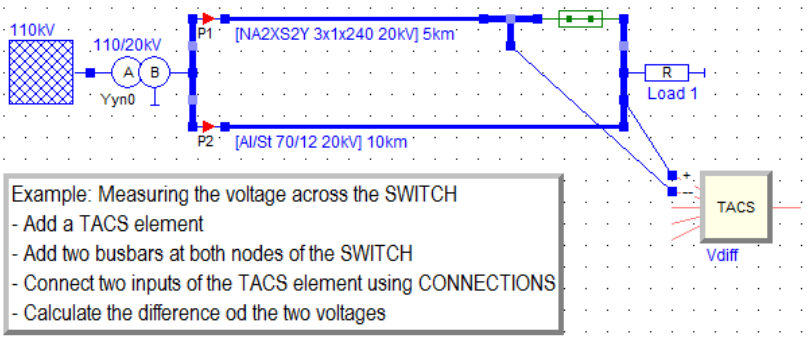


Abbildung 105: Messung der Längsspannung eines Schalters

Die Längsspannungen **(ABC)DX001** des Schalters sind in Abbildung 106 in einem Diagramm dargestellt. Zusätzlich wird in dem Beispiel in Abbildung 105 die Längsspannung von Leiter L1 = A mit Hilfe von zwei **Verbindung** und einem **TACS**-Element berechnet.

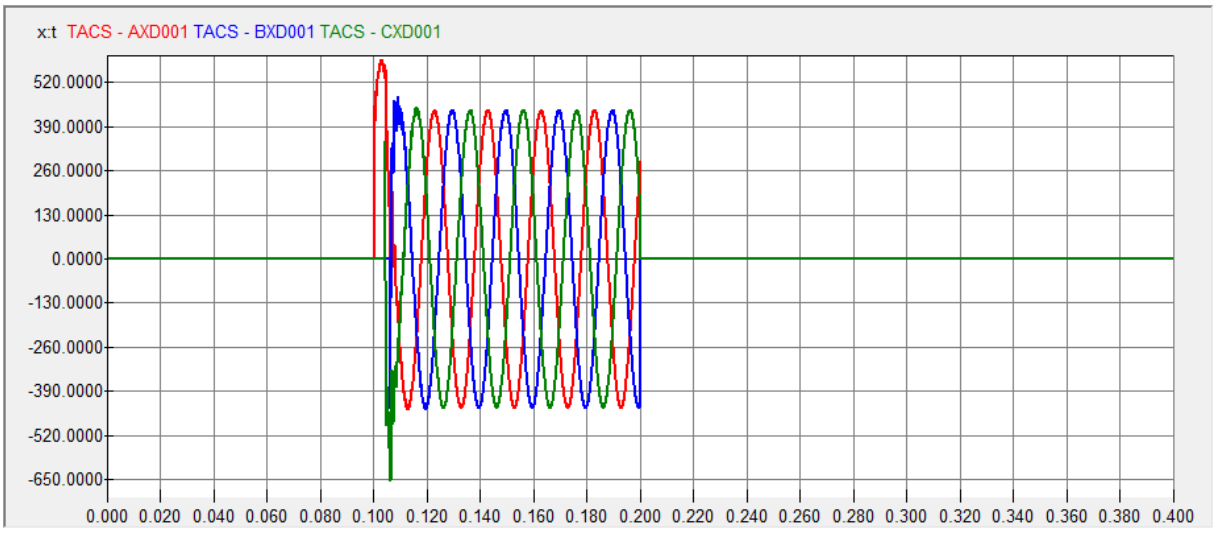


Abbildung 106: Diagramm - Längsspannung eines Schalters

7.10.5.7 Ausgabe der Schaltzeiten im *Meldungsfenster*

Wird eine Berechnung dynamischer Netzvorgänge durchgeführt, werden die Schaltzeiten der **Schalter** im **Meldungsfenster** ausgegeben,

- wenn der Schalter geöffnet oder geschlossen wurde **UND**
- der Schalter mit der Schutzfunktion einer **Mess/Schutzgerät** verbunden ist **ODER** durch Einstellung des Schalters das Öffnen/Schließen (Kapitel 6.21.4) verursacht wurde.

```
> ATP CPU Time 2.219s

CB> Switch Swt [Swt 6]:Z< [Prb 12], 0.156-0.156-0.156, Opening-Opening-Opening
CB> Switch Swt [Swt 3]:Z< P8 [Prb 8], 0.157-0.157-0.157, Opening-Opening-Opening

> ATPDesigner CPU Time 2.813s
```

Abbildung 107: Anzeige der Schaltzeiten in Meldungsfenster

- Anwenderspezifischer Name und [Referenzname] des **Schalter (CB)**
- **Optional:** Anwenderspezifischer Name und [Referenzname] einem ggfs. verbundenen **Mess/Schutzgerät**
- Schaltzeiten in Sekunden (Leiter L1-L2-L3)
- Leiterspezifischer Schaltvorgang **Opening** oder **Closing** (Leiter L1-L2-L3)

7.10.6 Schalter - Berechnung stationärer Netzzustände

Wird die **Berechnung eines stationären Netzzustandes** durchgeführt, so sind die zeitabhängigen Eigenschaften des **Schalters** nicht verfügbar. Der **Schalter** wird für die Berechnung eines stationären Netzzustandes durch die beiden Zustände **OFFEN** und **GESCHLOSSEN** nachgebildet.

Bezeichnung	Bedeutung
OFFEN	Es erfolgt keine Ausgabe in die .ATP-Datei. Insofern kann angenommen werden, dass sich zwischen den Knoten des Schalters ein unendlich hoher Widerstand befindet.
GESCHLOSSEN	Der Schalter wird durch einen Widerstand R = 10^{-9}Ohm ersetzt.

Folgende Optionen des **Schalters** sind für die Berechnung eines stationären Netzzustandes verfügbar.

- Der **Schalter** kann durch die Option **Zu Beginn der Netzberechnung geschlossen** als stationär geöffnet oder geschlossen definiert werden.
- Der **Schalter** kann 3-phasig oder 1/2/3-phasig definiert werden.
- **Zusätzliche Knoten** sind verfügbar.

7.10.6.1 Registerkarte *Lastfluss, Kurzschluss*

Die Einstellwerte in der Registerkarte könne dazu verwendet werden, typische Kennwerte eines Schalters für den Normalbetrieb und den Kurzschlussbetrieb zu definieren. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Registerkarte mit den Einstellwerten.

Einstellwert	Bedeutung
Un	Nennspannung
Ir	Bemessungsstrom
Ur iso	Maximal zulässige Isolationsspannung
Iaus	Maximal zulässiger Ausschaltstrom im Kurzschlussfall
Taus	Typische Ausschaltzeit
Iein	Maximal zulässiger Einschaltstrom im Kurzschlussfall
Tein	Typische Einschaltzeit

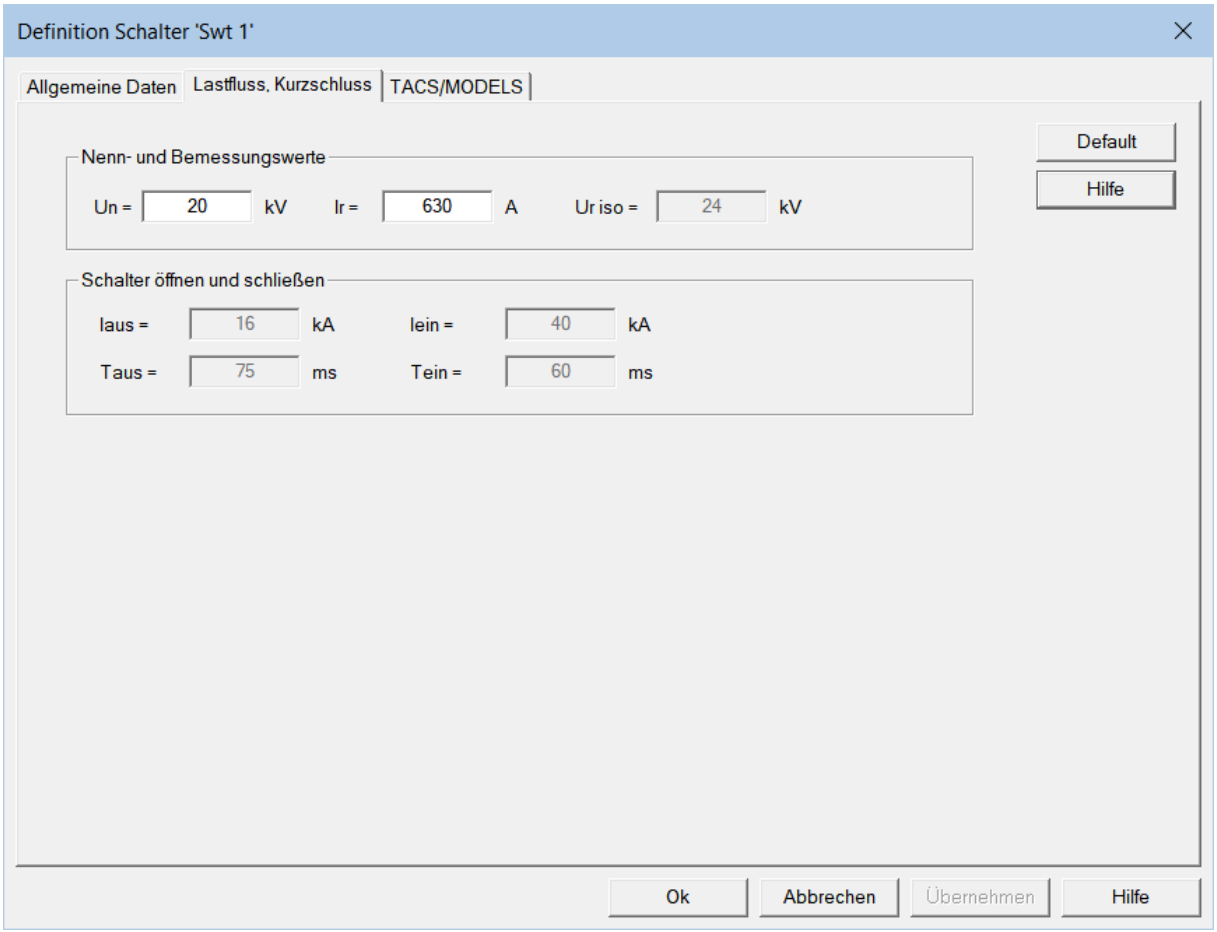


Abbildung 108: Einstelldialog des Schalters – Registerkarte *Lastfluss, Kurzschluss*

Die Einstellwerte werden in der Netzzustandsanalyse zur **Überwachung des Netzzustandes** verwendet und im **Meldungsfenster** ausgegeben. In der nachfolgenden Abbildung sind beispielhafte Ergebnisse dargestellt.

```
>> [Prb 1] Ir=630.00A; IL1=0.00%; IL2=0.00%; IL3=0.00%: P1
>> [Prb 3] Ir=630.00A; IL1=45.82%; IL2=45.82%; IL3=45.82%: P3
>> [Prb 4] Ir=630.00A; IL1=0.00%; IL2=0.00%; IL3=0.00%: P4
>> [Prb 5] Ir=10.00A; IL1=1440.07%; IL2=1440.07%; IL3=1440.07%: P5

> Leiterstromüberwachung: Schalter Prb
>> [Swt 1] Ir=10.00A; IL1=2624.45%; IL2=2624.45%; IL3=2624.45%: Swt 1


> Netzzustand (grün, gelb, rot) überprüfen ...
>> Netzzustand Rot: [Prb 5] P5; ILmax=144.01%; IL1=144.01%; IL2=144.01%; IL3=144.01%
>> Netzzustand Rot: [Swt 1] Swt 1; ILmax=262.44%; IL1=262.44%; IL2=262.44%; IL3=262.44%
>> Netzzustand: Rot

EMAIL> E-Mail Notification
```

Abbildung 109: Ausgabe der Ergebnisse der Netzzustandsanalyse im *Messages Window*

7.10.7 Größe des grafischen Symbols auswählen

Das Netzwerkelement **Schalter** kann mit verschiedenen Symbolgrößen verwendet werden, um den Schalter z.B. mit kleinem Symbol als Kupplungsschalter verwenden zu können.

Es ist folgende Vorgehensweise einzuhalten:

1. Ein Netzwerkelement Schalter ist z.B, per **Drag&Drop** in die Zeichenfläche einzufügen.

2. Das Netzwerkelement ist mit einem **Left Mouse Button Click** zu markieren.

3. Mit einem **Right Mouse Button Click** ist das kontextsensitive Menü zu öffnen.

4. Wie die nachfolgende Abbildung zeigt kann im Menüpunkt **Schalter** zwischen drei Größen des grafischen Symbols gewählt werden.

    a. Kleines Schaltersymbol

    b. Standard Schaltersymbol

    c. Großes Schaltersymbol

Es ist zu beachten, dass vor dem Öffnen des **Right Mouse Button Menu** zur Auswahl der Symbolgröße unbedingt das Netzwerkelement markiert werden muss. Ohne die Markierung des Schalters wird dieser mit einem **Right Mouse Button Click** geöffnet oder geschlossen.

Symbol	Bedeutung
	Kleines Schaltersymbol
	Standard Schaltersymbol
	Großes Schaltersymbol

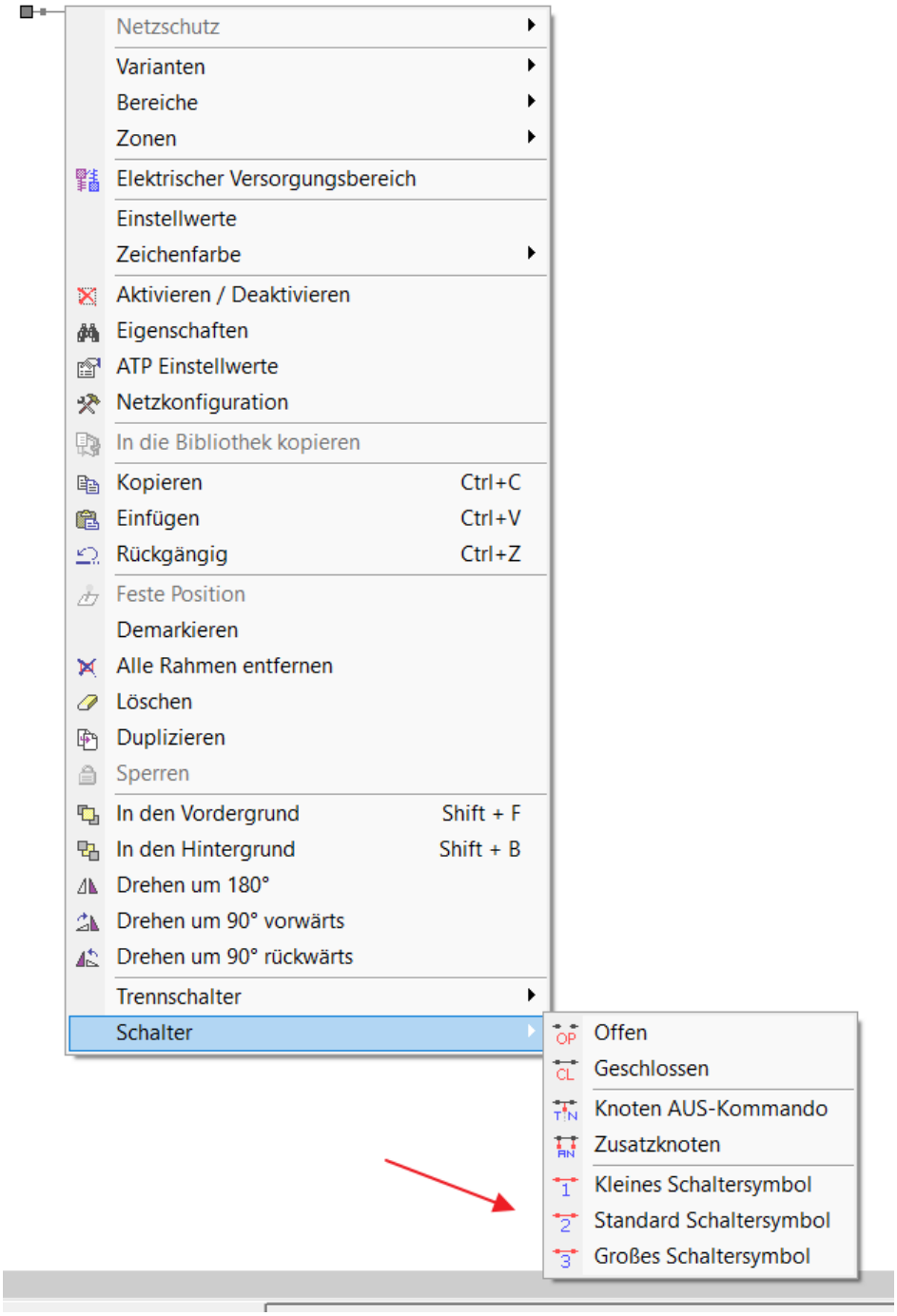


Abbildung 110: Auswahl der Symbolgröße für das Netzwerkelement *Schalter*

7.11 Dezentraler Einspeiser (EMT) und Batteriespeicher

ATPDesigner stellt ein Modell zur Verfügung, um die Netzrückwirkungen von dezentralen Energieerzeugungsanlagen und Batterien, die mit Hilfe von Netzstromrichtern elektrische Energie ins Netz einspeisen für die Berechnung der dynamischen Netzvorgänge nachzubilden. Das Netzwerkelement basiert intern auf geregelten oder gesteuerten Stromquellen, die für Nennfrequenz f_n=50Hz betrieben werden. Die Algorithmen zur Messung und Filterung der elektrischen Signale sowie die Algorithmen zur Regelung und Steuerung der Stromquellen werden mit Hilfe der ATP Programmiersprache MODELS von ATPDesigner implementiert. Auf Grund des Speicherplatzbedarfs von der ATP Programmiersprache MODELS ist die Anzahl gleichzeitig in einem Netz verwendbarer Netzwerkelemente beschränkt.

Das Netzwerkelement kann nur für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** mit und ohne Kurzschlussverhalten verwendet werden. Für die **Berechnung stationärer Netzzustände** , **Lastflussberechnungen** oder Kurzschlussstromberechnungen muss das Netzwerkelement Erzeugungsanlage (DEA) verwendet werden.

Der Einstelldialog des Netzwerkelementes ist in Abbildung 111 dargestellt. Er besteht aus mehreren Registerkarten.

- Registerkarte Allgemeine Daten
- Registerkarte Cos Phi
- Registerkarte Steuersignale

Im Folgenden wird das Netzwerkelement **Dezentraler Einspeiser (EMT)** auch kurz als **RPI-Modell** (RPI = **R**enewable **P**ower **I**nfeed) oder **EMT-Modell** (EMT = **E**lektro **M**agnetic **T**ransients) bezeichnet.

7.11.1 Registerkarte *Allgemeine Daten* - Erzeugungsanlagen mit Netzstromrichter

Die Registerkarte **Allgemeine Daten** ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.

Für das Netzelement wird das **Erzeugerzählpfeilsystem (EZS)** verwendet.

- Eine Wirkleistung P > 0 bedeutet, dass Wirkleistung ins Netz eingespeist wird.
- Eine Wirkleistung P < 0 bedeutet, dass Wirkleistung aus dem Netz aufgenommen wird.

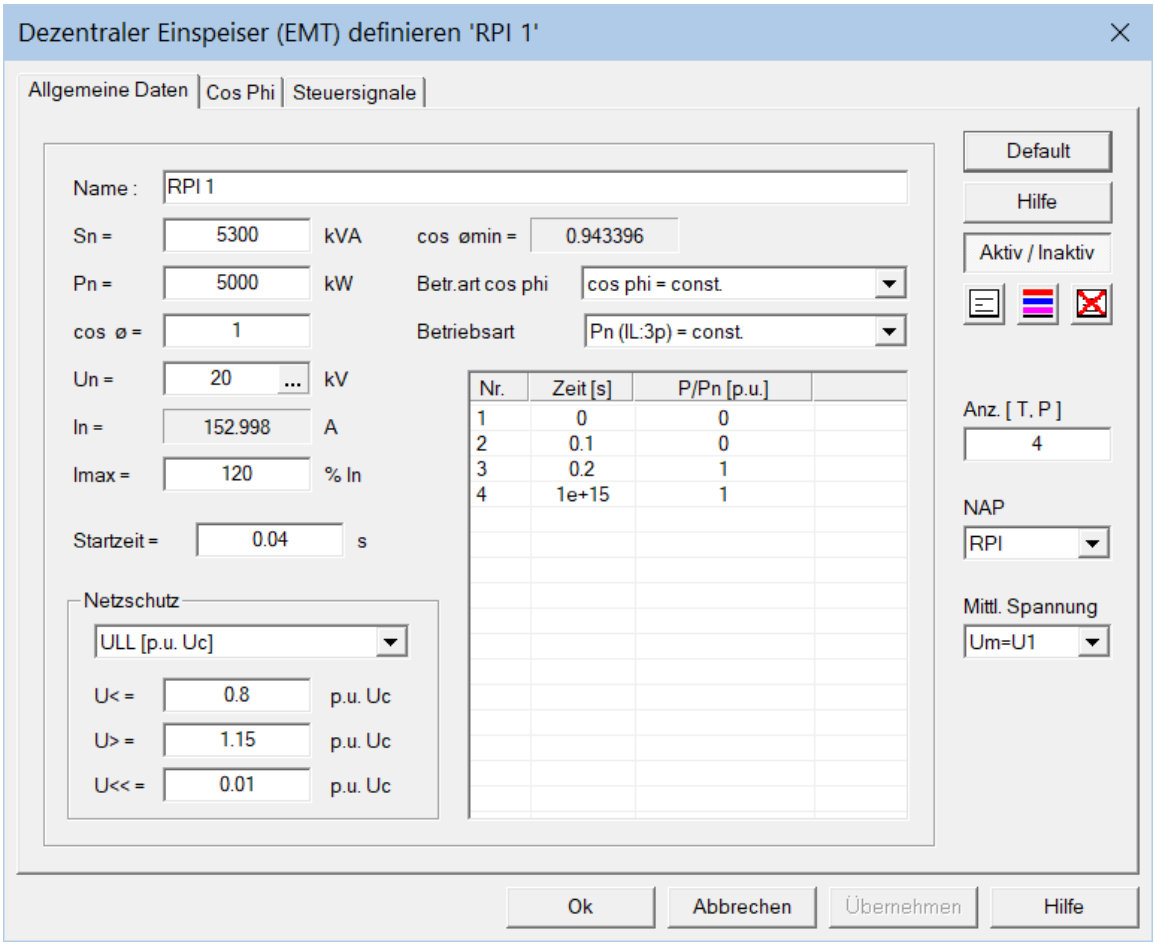


Abbildung 111: Einstelldialog *Dezentraler Einspeiser (EMT)*, Registerkarte *Allgemeine Daten*

7.11.1.1 EMT-Modell als Wirkleistungsverbraucher oder als Stromspeicher

Durch die Verwendung negativer Wirkleistungen kann das EMT-Modell als Wirkleistungsverbraucher verwendet werden. Die Einstellungen der Blindleistung mit Hilfe des Verschiebungsfaktors cos φ ist weiterhin möglich. Mit einer Kombination von positiven und negativen Wirkleistungen ist es möglich, das Verhalten eines Stromspeichers (Akkumulator) nachzubilden.

Einstellwert	Bedeutung
Default	Grundeinstellung für die Einstellwerte aller Registerkarten einstellen
Sn	Maximal zulässige Scheinleistung [kVA]
Pn	Maximal zulässige Wirkleistung [kW] (Ein- bzw. Ausspeisung)
cos ϕ	Verschiebungsfaktor cos φ Der Verschiebungsfaktor cos φ kann für den übererregten und untererregten Betrieb in einer einzigen Kennlinie definiert werden. Das Vorzeichen des Verschiebungsfaktors cos φ unterscheidet die beiden Betriebsarten. ▪ **Übererregter Betrieb:** Verschiebungsfaktor **cos φ < 0** ▪ **Untererregter Betrieb:** Verschiebungsfaktor **cos φ > 0** Diese Interpretation des Vorzeichens des Verschiebungsfaktors cos φ gilt auch für die cos φ - Kennlinien in der Registerkarte **Cos Phi**.
Un	Nennspannung **U_n** am Netzanschlusspunkt (NAP) [kV] Die Nennspannung U_n wird u.a. dazu verwendet, den Nennstrom **I_{nom}** der dezentralen Erzeugungsanlage zu berechnen.
Aktivieren / Deaktivieren	Netzwerkelement aktivieren oder deaktivieren

Wird der Wert der Nennspannung U_n verändert, so wird der Wert der **vereinbarten Versorgungsspannung NAP: Uc [kV]** automatisch auf den neuen Wert der Nennspannung eingestellt. Die vereinbarte Versorgungsspannung am NAP muss dann ggfs. neu eingestellt werden.

⇨ Verschiedene Einstellwerte wie z.B. die Überspannungs- und Unterspannungserkennung werden in p.u. bezogen auf die vereinbarten Versorgungsspannung **NAP: Uc [kV]** eingestellt, nicht auf die Nennspannung U_n. Ein entsprechender Hinweis ist in der Einheit des Einstellwertes im Einstelldialog angegeben.

Einstellwert	Bedeutung
cos ϕmin	Kleinster zulässiger Verschiebungsfaktor $\cos\phi_{\min} = \frac{P_n}{S_n}$
In	Nennstrom $I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n}$
Imax	Maximal zulässiger Leiterstrom [%I_{nom}] Überschreitet ein Leiterstrom den maximal zulässigen Leiterstrom, so wird die zugehörige Zeitstufe **$I_{max\ T1}$ [ms]** gestartet. Nach Ablauf der Zeitstufe erfolgt die Netztrennung der Erzeugungsanlage. Unterschreiten die Beträge der Leiterströme den maximal zulässigen Betrag des Leiterstroms I_{max}, so wird die Erzeugungsanlage unmittelbar wieder mit dem Netz parallelgeschaltet.

	Das EMT-Modell begrenzt den Betrag der Leiterströme in Normalbetrieb und im LVRT-Betrieb auf den **maximal zulässigen Leiterstrom $I_{L\,zul}$.** $$I_{L\,zul} = I_{max} \cdot I_n$$
Startzeit	Zeitpunkt, zu dem die Parallelschaltung am Netz erfolgt Zum Zeitpunkt **Startzeit** wird das Modell im Sinne eines idealen Leistungsschalters am Netz parallelgeschaltet. Beim Zuschalten sind die Eigenschaften der PTx-Übertragungsfunktion zu berücksichtigen. Der zum Zuschaltzeitpunkt verwendete Leistungswert wird durch die Kennlinie P(t) zum Zuschaltzeitpunkt festgelegt.

7.11.1.1.1 Einstellwert *Mittlere Spannung*

Mit dem Einstellwert **Mittl. Spannung** wird das Verfahren ausgewählt, mit dem die Versorgungsspannung **U_{mittel}** am Netzanschlusspunkt (NAP) berechnet wird. Aus dem Mittelwert **U_{mittel}**, aus der Wirkleistung P(t) und dem Verschiebungsfaktor cos φ (ggfs. unter Berücksichtigung der cos φ - Kennlinien) wird der Betrag der Leiterströme I_{L123} berechnet. Es wird ein DFT-Grundschwingungsfilter als Vollperiodenfilter eingesetzt. Die sich als Ausgangsgrößen ergebenden netzfrequenten Spannungsbeträge werden zusätzlich durch eine Mittelwertbildung mit einem Glättungszeitfenster vom 10ms geglättet, um numerische Oszillationen des Modells und dadurch entstehende Netzrückwirkungen zu minimieren.

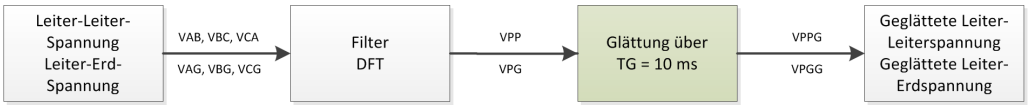


Abbildung 112: Prinzip der Glättung mit einer Mittelwertbildung

Einstellwert	Bedeutung
Um=f(ULL)	Der Mittelwert der Versorgungsspannung **U_m** am Netzanschlusspunkt (NAP) wird aus den am NAP gemessenen **Leiter-Leiter-Spannungen** berechnet.
Um=f(ULE)	Der Mittelwert der Versorgungsspannung **U_m** am Netzanschlusspunkt (NAP) wird aus den am NAP gemessenen **Leiter-Erd-Spannungen** berechnet.
Um=U1	Der Mittelwert der Versorgungsspannung **U_m** am Netzanschlusspunkt (NAP) ist gleich dem Betrag der Mitsystemspannung **U_1**, die nach DIN EN 61400-21 [10] berechnet wird.

7.11.1.1.2 Skalierungsfaktoren in der Registerkarte *Steuersignale*

Die Beträge der Leiter-Erd-Spannungen und der Leiter-Leiter-Spannungen können mit Skalierungsfaktoren gewichtet werden, um z.B. den Einfluss unsymmetrischer Lastzustände zu berücksichtigen. Die Skalierungsfaktoren werden in der Registerkarte **Steuersignale** als Einstellwerte **Skalierung UL1, U12** etc. eingestellt.

7.11.1.2 Einstellung des Netzanschlusspunktes NAP

Der Netzanschlusspunkt **NAP** der Erzeugungsanlage kann mit Hilfe des Einstellwertes **NAP** in der Registerkarte **Allgemeine Daten** eingestellt werden. Es kann zwischen dem Netzanschlussknoten des Netzwerkelementes **RPIxxx** und den Netzwerkelementen **Mess/Schutzgerät** ausgewählt werden.

Einstellwert	Bedeutung
NAP	= **RPI** ATPDesigner verwendet die Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L1}$, $\underline{U}_{L2}$ und $\underline{U}_{L3}$ am Netzanschlussknoten des Netzwerkelementes **RPIxxx** als Eingangsgrößen für die internen Algorithmen des EMT-Modells und den Parkregler.
	= **Prb x** ATPDesigner verwendet die Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L1}$, $\underline{U}_{L2}$ und $\underline{U}_{L3}$ am Messort des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** als Eingangsgrößen für die internen Algorithmen des EMT-Modells und für den Parkregler.

Der Einstellwert **NAP** legt die Arbeitsweise des Parkreglers fest.

7.11.1.3 Berechnung der fiktiven mittleren Leiter-Erd-Spannung U_m abhängig vom eingestellten Verfahren *Mittl. Spannung*

ATPDesigner berechnet intern aus den Beträgen der Leiter-Leiter- oder Leiter-Erd-Spannungen eine **fiktive mittlere Leiter-Erd-Spannung U_m** am Netzanschlusspunkt (NAP) und mit der Wirkleistung P und dem Verschiebungsfaktor cos φ die Beträge der Leiterströme I_{L123}. Der Einstellwert **Mittl. Spannung** ist in der Registerkarte **Allgemeine Daten** enthalten. Für das Modell einer 3-phasigen symmetrischen Stromquelle sind die Beträge der Leiterströme gleich dem Mitsystemstrom und bilden ein symmetrisches Drehstromsystem phasenverschoben.

Einstellwert	Bedeutung
Um=f(ULL)	$U_{mittel} = \frac{\frac{U_{12} \cdot A + U_{23} \cdot B + U_{31} \cdot C}{D}}{\sqrt{3}}$
Um=f(ULE)	$U_{mittel} = \frac{U_{L1} \cdot A + U_{L2} \cdot B + U_{L3} \cdot C}{D}$
	A = **Skalierung UL1, U12** B = **Skalierung UL2, U23** C = **Skalierung UL3, U31** D = A + B + C

Um=U1	$\underline{U}_1 = \frac{\underline{U}_{L1} + \underline{a} \cdot \underline{U}_{L2} + \underline{a}^2 \cdot \underline{U}_{L3}}{3}$ $U_m = \lvert \underline{U}_1 \rvert$

Die unterschiedliche Berechnung der fiktiven mittleren Leiter-Erd-Spannung am NAP als Eingangsgröße des Modells kann sich z.B. im Falle 1-phasiger Netzunsymmetrien auswirken.

7.11.1.4 Definition der Wirkleistungskennlinie P(t)

Der zeitliche Verlauf der Wirkleistung P(t), die durch die dezentrale Erzeugungsanlage ins elektrische Netz eingespeist oder aufgenommen wird, kann durch eine Kennlinie mit mehreren Stützstellen definiert werden. Im zeitlichen Verlauf der Berechnung der dynamischen Netzvorgänge interpoliert das ATP den Kurvenverlauf zwischen den Stützstellen durch eine lineare Funktion.

Einstellwert	Bedeutung
Nr. [T, P]	Anzahl Stützstellen der P(t)-Kennlinie
Zeit [s]	Zeitpunkt der Stützstelle
P/Pn [p.u.]	Wirkleistung an der Stützstelle in p.u. mit **1 p.u. = P_n** Die in der Liste definierte Wirkleistung P/P_n sollte die in der Registerkarte **Allgemeine Daten** eingestellte Nennwirkleistung P_n nicht überschreiten. Im Falle einer Überschreitung, d.h. P/P_n > 1,0 kann es zu einem Betrag der Leiterströme kommen, der größer als der zulässige Leiterstrom I_{Lzul} ist. Mit einer Überschreitung von I_{Lzul} wird die Zeitstufe **I_{max} T1 [ms]** gestartet, die nach Ablauf der eingestellten Zeitstufe zu einer Netztrennung der dezentralen Erzeugungsanlage führt.

Die zeitliche Kennlinie P(t) kann durch eine **stochastische Funktion** überlagert werden. Die dazu gehörenden Einstellwerte sind in der Liste der Registerkarte **Steuersignale** enthalten. Durch diese Funktion ist es möglich, ein fluktuierendes Wirkleistungsdargebot nachzubilden.

Einstellwert	Bedeutung
P(t): P (stoch.) [%]	Der Einstellwert definiert den Anteil der Wirkleistung P(t), der als stochastisch fluktuierend nachgebildet wird. Es wird ein näherungsweise weißes Rauschen verwendet.
P(t): Tmin (stoch.) [ms]	Der Einstellwert legt fest, welche Mindestzeit zwischen zwei stochastischen Wirkleistungsänderungen liegen muss.

Die stochastisch fluktuierende Wirkleistung ist dem Betrage nach immer ≤ P(t). Wird z.B. ein stochastisch fluktuierender Anteil von **20%, 100ms** eingestellt, so schwankt der zeitliche Verlauf der Last im Intervall [80% P(t), 100% P(t)]. Dabei wird ein neuer Wirkleistungswert nach Ablauf der Mindestzeit von 100ms neu berechnet.

7.11.1.5 Netzschutz: Unverzögerte Unterspannungserkennung U<<

Die Unterspannungserkennung U<< wertet die Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L1}$, $\underline{U}_{L2}$, und $\underline{U}_{L3}$ oder die Leiter-Leiter-Spannungen $\underline{U}_{12}$, $\underline{U}_{23}$, und $\underline{U}_{31}$ aus. Dazu wird mit Hilfe der Diskreten-Fourier-Transformation (DFT) die netzfrequente Grundschwingung der drei Leiter-Erd-Spannungen oder der drei Leiter-Leiter-Spannungen berechnet und deren Betragsmittelwert gebildet. Unterschreitet der Betragsmittelwert die Anregeschwelle U<<, so wird der Netzstromrichter ohne Zeitverzug deaktiviert. Bei Überschreiten der Anregeschwelle U<< wird der Netzstromrichter wieder ohne Zeitverzug aktiviert. Die Unterspannungserkennung besitzt keine Zeitstufe und keine Hysterese und kann in kV oder in p.u. eingestellt werden. Die Unterspannungserkennung U<< arbeitet **unabhängig** von der Betriebsart $\mathbf{U_m}$.

Einstellwert	Bedeutung
ULE [kV]	Auswertung der Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L1}$, $\underline{U}_{L2}$, und $\underline{U}_{L3}$
ULL [kV]	Auswertung der Leiter-Leiter-Spannungen $\underline{U}_{12}$, $\underline{U}_{23}$, und $\underline{U}_{31}$
ULE [p.u. Uc]	Auswertung der Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L1}$, $\underline{U}_{L2}$, und $\underline{U}_{L3}$, 1 p.u. = $U_c/\sqrt{3}$
ULL [p.u. Uc]	Auswertung der Leiter-Leiter-Spannungen $\underline{U}_{12}$, $\underline{U}_{23}$, und $\underline{U}_{31}$, 1 p.u. = U_c

Die Einstellwerte der Unterspannungserkennung U<< werden auf die vereinbarte Versorgungsspannung U_c am Netzanschlusspunkt (NAP) **NAP: Uc [kV]** in der Registerkarte **Steuersignale** bezogen eingestellt.

7.11.1.6 Stromquellen basiertes Modell

Das Modell implementiert abhängig von der gewählten Betriebsart eine 3-phasige, symmetrische oder 1-phasige netzfrequente Stromquelle, deren absolute Phasenlage bezogen auf die Leiter-Erd-Spannungen am Netzanschlusspunkt (NAP) durch einen PLL (Phase-Locked-Loop) auf einen vorgegebenen Verschiebungsfaktor cos φ geregelt wird.

Der Betrag der Leiterströme $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$ und $i_{L3}(t)$ wird abhängig von dem Wirkleistungsdargebot P(t) und der am Netzanschlusspunkt (NAP) erfassten Versorgungsspannung zeitkontinuierlich berechnet. Im Falle einer 1-phasigen Stromquelle ist der Betrag der beiden verbleibenden Leiterströme gleich Null.

Es ist zulässig, eine Wirkleistung P < 0 vorzugeben. Im Sinne des Erzeugerzählpfeilsystems bedeutet eine Wirkleistung P < 0 eine Aufnahme von Wirkleistung aus dem Netz. Diese Betriebsweise kann verwendet werden, um z.B. Batteriespeicher oder Lasten nachzubilden.
Mit Hilfe der Diskreten-Fourier-Transformation (DFT) werden im Falle einer 3-phasigen Stromquelle die Beträge der netzfrequenten Grundschwingung der Leiter-Erd-Spannungen U_{L1}, U_{L2} und U_{L3}, der Leiter-Leiter-Spannungen U_{12}, U_{23} und U_{31} sowie der Mitsystemspannung U_1 und daraus abhängig vom Einstellwert **Mittl. Spannung** der fiktive Mittelwert $\mathbf{U_m}$ der Versorgungsspannung am Netzanschlusspunkt (NAP) berechnet. Aus dem fiktiven Mittelwert $\mathbf{U_m}$ und der Scheinleistung ergibt sich der Betrag der Leiterströme I_{L123}:

$$I_{L123} = \frac{S}{3 \cdot U_m}$$

Der Betrag der Leiterströme I_{L1}, I_{L2} und I_{L3} wird auf den maximal zulässigen Betrag $\mathbf{I_{L\,zul}}$ begrenzt. Wegen der Einschwingzeit des DFT-Filters ist es sinnvoll, die Ein-/Ausspeisung erst ca. 40ms nach Simulationsbeginn (d.h. Start Time = 0,04s) zu aktivieren, um ungewollte numerische Ausgleichsvorgänge zu vermeiden.

Die strombegrenzten Amplitudenwerte werden mit Hilfe einer PTx-Übertragungsfunktion gefiltert, um sprungförmige Zustandsänderungen zu vermeiden (siehe PT1 und PT2 in Abbildung 467). Das Ausgangssignal der PTx-Übertragungsfunktion wird zur Bildung der Augenblickswerte der Leiterströme verwendet.

7.11.1.7 Spannungsquelle mit Pulsweitenmodulation

Das Modell implementiert eine pulsweitenmodulierte Spannung, die aus einer DC-Spannung eines (virtuellen) Zwischenkreises in MODELS erzeugt wird. Die Netzdrossel muss als externes Netzelement direkt angeschlossen werden. Die zusätzliche Verwendung einer Probe zwischen dem Netzelement **RPI** und der Induktivität ist möglich.

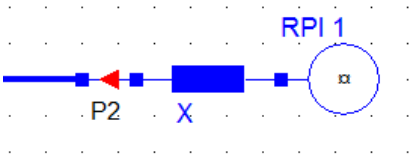


Abbildung 113: Pulsweitenmodulierte DC-Spannungsquelle mit Netzdrossel

7.11.1.8 Betriebsarten (Operation Mode)

In der nachfolgenden Tabelle sind die Betriebsarten erläutert.

Einstellwert	Bedeutung
Pn (I:3p) = const.	Die Stromquelle wird als 3-phasige, symmetrische, netzfrequente Stromquelle realisiert. Der zur Phasenerkennung verwendete PLL setzt zur Phasenerkennung einen symmetrischen Netzzustand voraus.
Pn (I:1p) = const.	Die Stromquelle wird als 1-phasige netzfrequente Stromquelle realisiert, die **nur in den Leiter L1** Strom einspeist. Der zur Phasenerkennung verwendete PLL setzt zur Phasenerkennung einen symmetrischen Netzzustand voraus. Der fiktive Mittelwert der Leiter-Erd-Spannungen wird in dieser Betriebsart nur aus der Leiter-Erd-Spannung $\underline{U}_{L1}$ berechnet. $U_{mittel} = U_{L1}$

	$I_{L1} = \frac{S}{U_{mittel}}, I_{L2} = 0, I_{L3} = 0$
Pn (I:3p PWM) = const.	Der Netzstromrichter wird durch eine **pulsweitenmodulierte DC-Spannungsquelle** mit einer zusätzlichen Netzdrossel realisiert.

7.11.1.9 Cos Phi - Betriebsart

In der nachfolgenden Tabelle sind die Betriebsarten der Blindleistungsbereitstellung erläutert.

Einstellwert	Bedeutung
cos phi = const.	Der Verschiebungsfaktor cos φ wird fest auf den Einstellwert **cos ϕ** des Einstelldialogs eingestellt. ▪ **Übererregter Betrieb:** Verschiebungsfaktor **cos φ < 0** ▪ **Untererregter Betrieb:** Verschiebungsfaktor **cos φ > 0**
cos phi (P)	Der Verschiebungsfaktor cos φ wird entsprechend der Kennlinie in der Registerkarte **Cos Phi** zeitabhängig während der **Berechnung der dynamischen Netzvorgänge** verändert. Der Verschiebungsfaktor cos φ ist abhängig von der eingespeisten normierten Wirkleistung $P/P_n = P(t)/P_n$.
cos phi (U)	Der Verschiebungsfaktor cos φ wird entsprechend der Kennlinie in der Registerkarte **Cos Phi** zeitabhängig während der Berechnung der dynamischen Netzvorgänge (Kapitel 9) verändert. Der Verschiebungsfaktor cos φ ist abhängig von der Netzspannung am Netzanschlusspunkt der Erzeugungsanlage. Die Kennlinie kann optional mit einer Hysterese versehen werden. Für die Eingangsspannung der Kennlinie **cos phi (U)** wird die fiktive mittlere Leiter-Erd-Spannung **U_m** verwendet.

7.11.1.10 Messort

Der Einstellwert legt den Messort der Leiter-Erd-Spannungen fest, die zur Berechnung der mittleren Leiter-Erd-Spannung verwendet werden. Die Regelung des Verschiebungsfaktors cos φ sowie die Berechnung des Betrages der Stromquelle erfolgt dann auf diesen Netzknoten bezogen.

Einstellwert	Bedeutung
RPI	Leiter-Erd-Spannungen werden am Knoten des EMT-Modells gemessen.
Prb x	Leiter-Erd-Spannungen werden am Knoten der Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät Prb x** gemessen.

Der Messort entspricht dem Netzanschlusspunkt (NAP) im Sinne der Mittelspannungsrichtlinie (MSR2008) bzw. VDE-AR-N 4110 [18].

7.11.2 Interne Arbeitsweise

Die beiden nachfolgenden Abbildungen zeigen die interne Funktionsweise des EMT-Modells. Die Berechnung der netzfrequenten Spannungen erfolgt mit Hilfe einer DFT (Diskreten Fourier Transformation) und einer nachgelagerten Mittelwertbildung. Parallel dazu erfasst ein PLL die Phasenlage der Leiter-Erd-Spannungen. Abhängig von den Netzspannungen arbeitet das EMT-Modell im Normalbetrieb oder wechselt in den HVRT- oder LVRT-Betrieb.

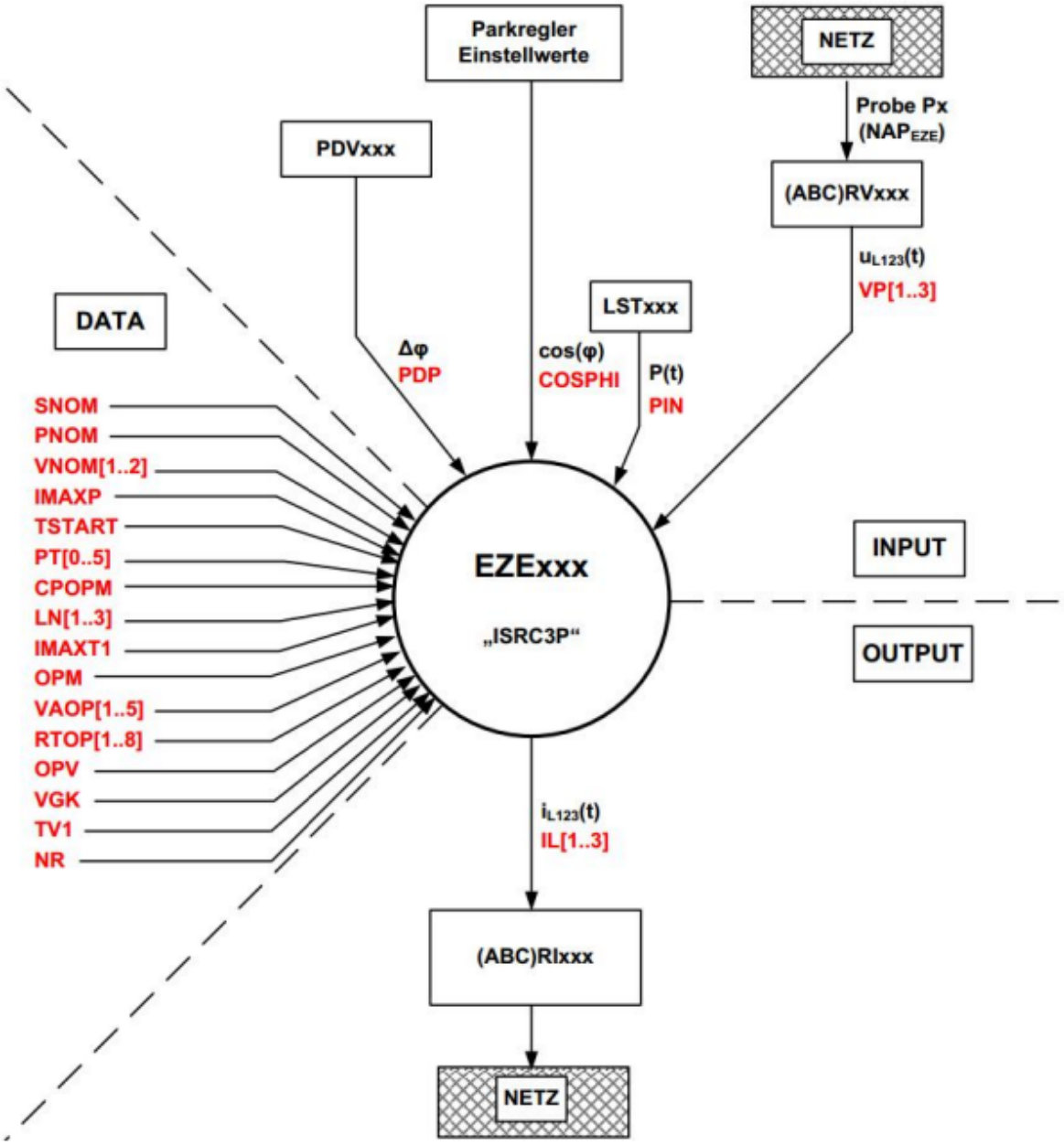


Abbildung 114: Datenflussdiagramm zum EMT-Modell

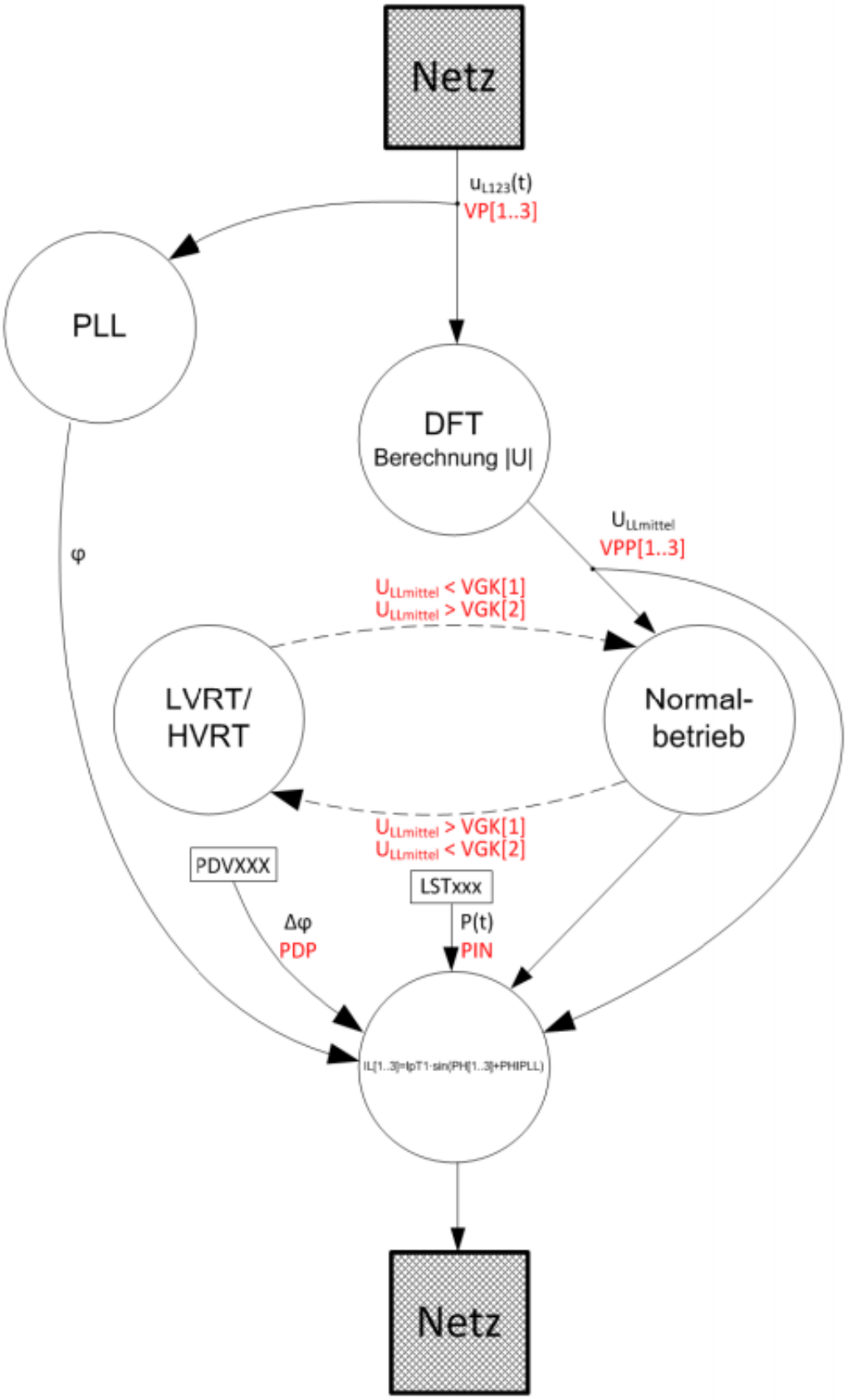


Abbildung 115: Übersicht über die interne Funktionsweise des EMT-Modells

7.11.3 Wichtige Hinweise für die Verwendung des Modells

Wird das EMT-Modell für eine Berechnung dynamischer Netzvorgänge verwendet, so wird empfohlen, die interne Rechenschrittweite des ATP auf maximal 100µs für eine Netzfrequenz von 50Hz einzustellen. Das kann mit Hilfe der Einstellwerte **dt** und **Step** im Einstelldialog **ATP Daten** erreicht werden.

Beispiel: dt = 1ms, Step = 10
Ist eine Ausgebschrittweite dt = 1ms im Diagramm ausreichend, so muss der Einstellwert Step = 10 eingestellt werden. Damit wird eine interne Rechenschrittweite von dt / Step = 100µs erreicht.

Bei der Wahl der internen Rechenschrittweite muss berücksichtigt werden, dass die DFT-Filter (Diskrete-Fourier-Transformation) des EMT-Modells für eine Anzahl von 20 Abtastwerten je Netzperiode ausgelegt sind. Ausgehend von einer Netzfrequenz f_n=50Hz ergibt sich dadurch eine virtuelle zeitliche Schrittweite von 1ms für den DFT-Algorithmus zur Berechnung der Netzspannungen. Das EMT-Modell berechnet aus dem Verhältnis der internen Schrittweite **dt/Step** und der Randbedingung 20 Abtastwerte je Netzperiode für die DFT-Filter, mit welcher Schrittweite intern berechnete Abtastwerte im DFT-Algorithmus verwendet werden. Es wird dazu eine Modulo-Steuerung verwendet.

Beispiel: Netzfrequenz fn = 50Hz, dt = 1ms, Step =10
Mit einer internen Abtastschrittweite von dt/Step = 100µs und der Anzahl von 20 Abtastwerten für den DFT-Algorithmus ergibt sich eine Schrittweite von:

- Interne Schrittweite = 100µs ➔ 200 Abtastwerte je Netzperiode
- 200 Abtastwerte je Netzperiode intern / (20 Abtastwerte je Netzperiode für DFT) ➔ intern Schrittweite 10 für die Modulo-Steuerung

Daraus resultierend wird nur jeder 10. intern berechnete Abtastwert in der DFT-Filterung zur Berechnung der Netzspannungen verwendet.

⇨ Um eine fehlerhafte Berechnung der Netzspannungen und damit einhergehend ein fehlerhaftes Arbeiten des EMT-Modells z.B. durch den DFT-basierten Leckeffekt zu vermeiden, muss die interne Rechenschrittweite und die sich dadurch ergebende interne Anzahl Abtastwerte je Netzperiode immer ein ganzes Vielfaches von 20 sein.

7.11.4 Registerkarte *Cos Phi* - Kennlinien für den Verschiebungsfaktor cos φ

Die nachfolgenden Abbildungen zeigen die Einstelldialoge der Kennlinien zur Berechnung des Verschiebungsfaktors cos φ während der Berechnung dynamischer Netzvorgänge. Der Verschiebungsfaktor cos φ kann abhängig von der Wirkleistung P oder der fiktiven mittleren Leiter-Erd-Spannung **U_{mittel}** eingestellt werden.

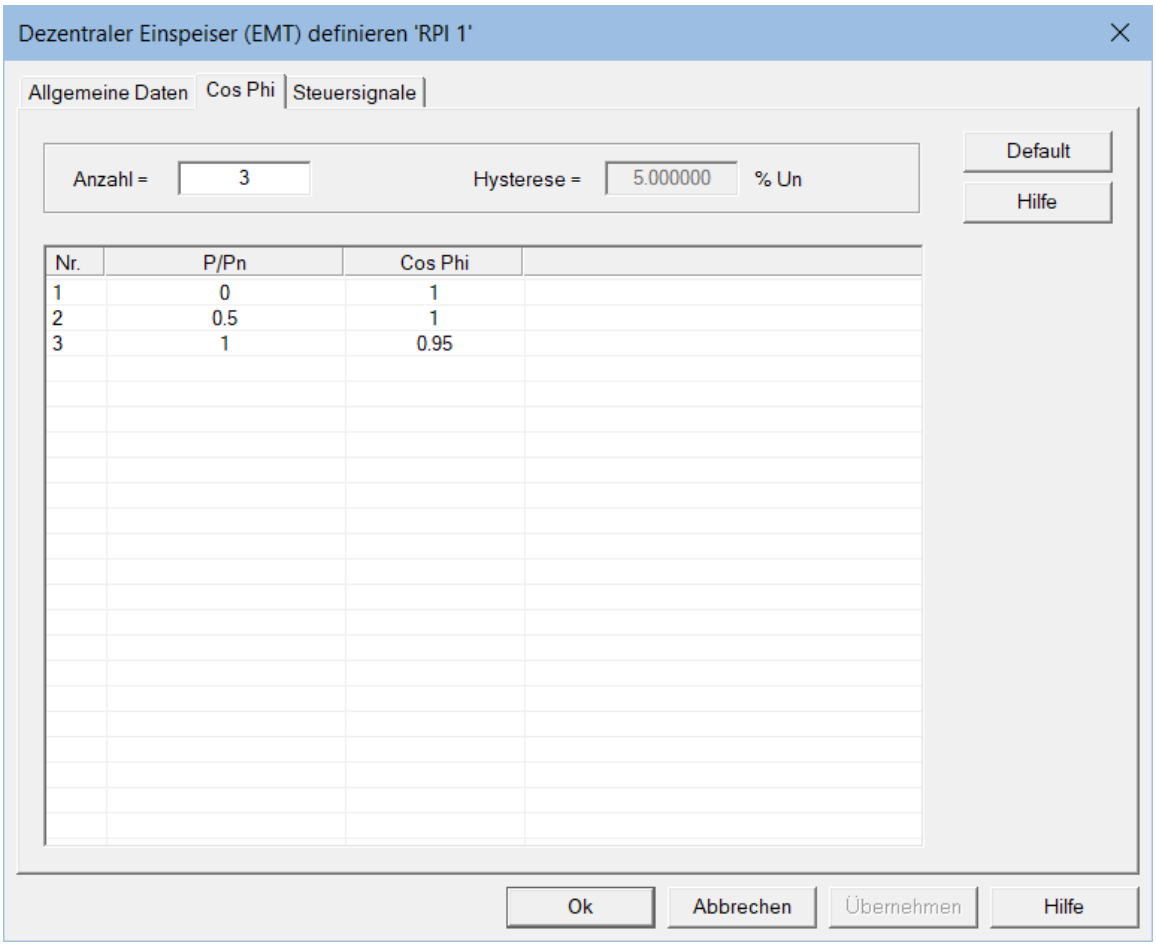


Abbildung 116: Einstelldialog *Dezentraler Einspeiser (EMT)*, Registerkarte *Cos Phi*

Einstellwert	Bedeutung
Nr.	Anzahl Datenpaare (Stützstellen) der Kennlinie
Default	Abhängig von der Betriebsart der Kennlinie wird die Grundeinstellung der Kennlinie geladen.

Der Verschiebungsfaktor cos φ wir in Abhängigkeit der Wirkleistung P entsprechend der Kennlinie im Einstelldialog berechnet.

$$\cos\varphi = f(P/P_n) = f(P(t)/P_n)$$

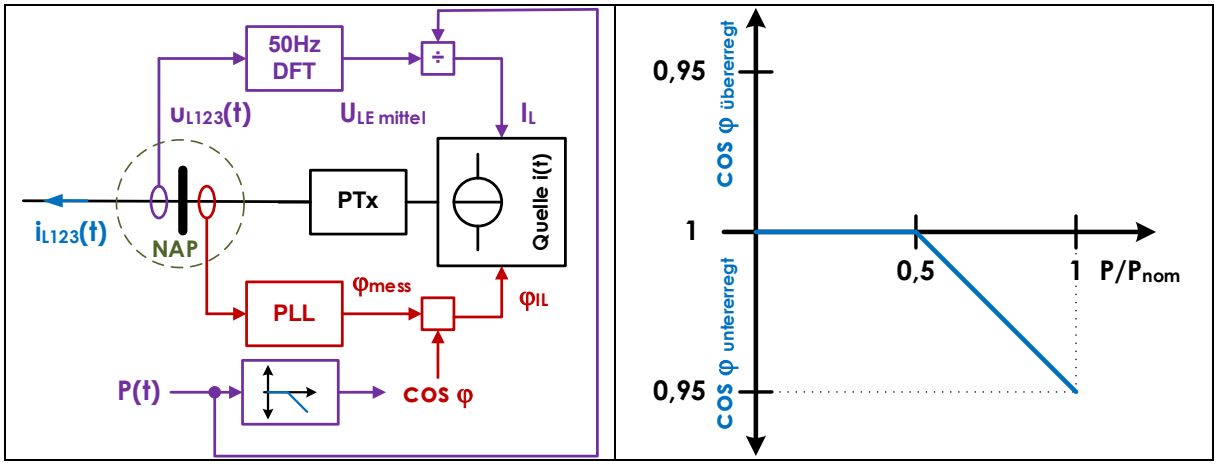


Abbildung 117: Betriebsart cos phi (P) - geregelter Verschiebungsfaktor cos φ

Der nachfolgende Einstelldialog zeigt die Grundeinstellung eine Kennlinie des Verschiebungsfaktors cos φ abhängig von der fiktiven mittleren Leiter-Erd-Spannung U_{mittel} am Netzanschlusspunkt (NAP). Die zugehörige Kennlinie ist in der nachfolgenden Abbildung rechts dargestellt.

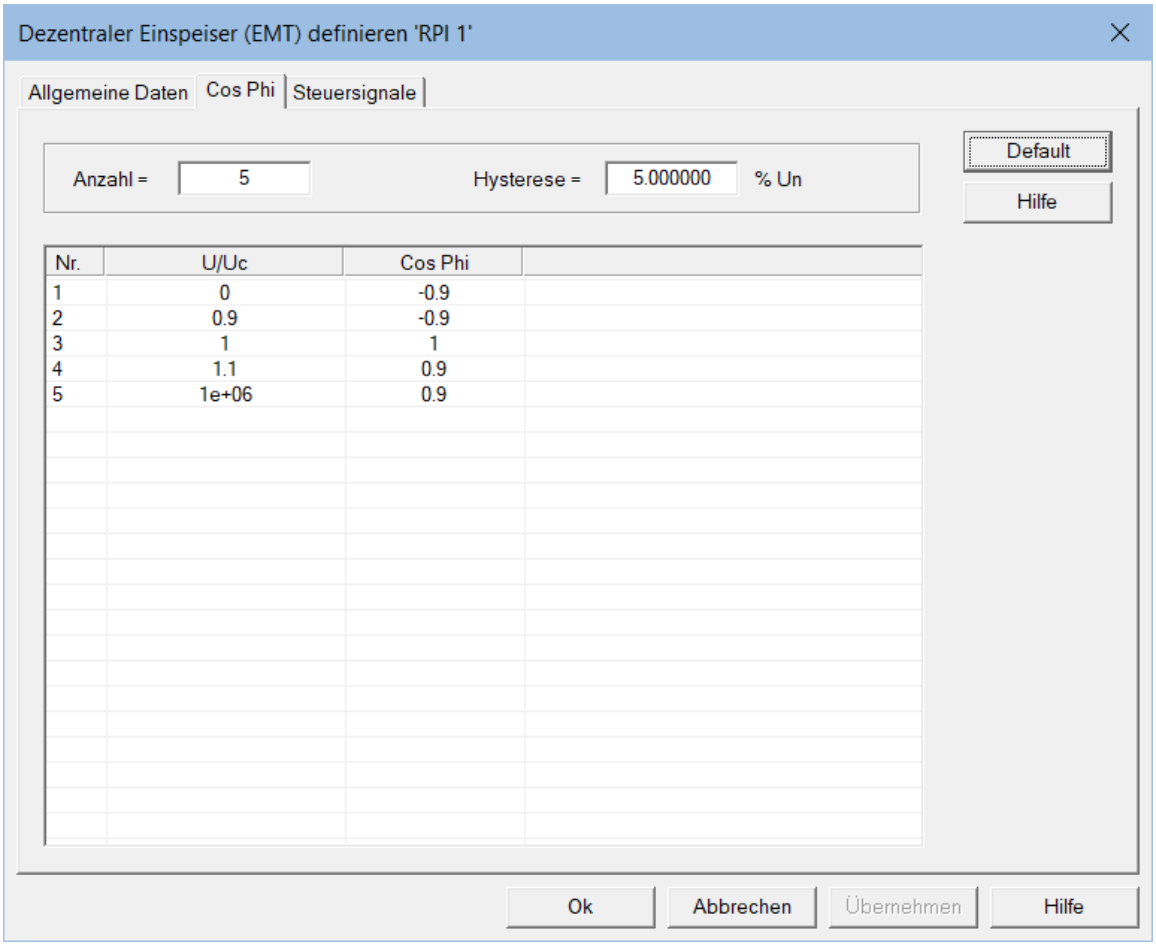


Abbildung 118: Einstelldialog *Dezentraler Einspeiser (EMT)*, Registerkarte *Cos Phi*

Der Einstelldialog in der Abbildung oben zeigt die Grundeinstellung für die Kennlinie des Verschiebungsfaktors **cos phi (U)**, der aus der fiktiven mittleren Spannung am Netzanschlusspunkt (NAP) berechnet wird.

Die Eingangsspannung U/Uc verwendet die vereinbarte Versorgungsspannung am Netzanschlusspunkt Uc zur Berechnung des normierten Spannungswertes.

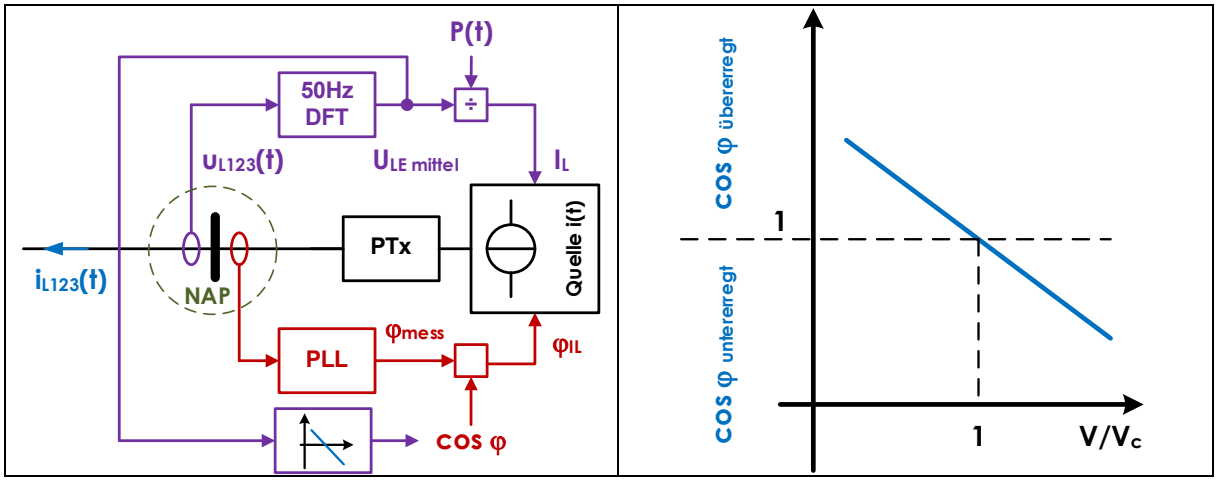


Abbildung 119: Betriebsart cos phi (P) - geregelter Verschiebungsfaktor cos φ

Aus netztechnischer Sicht handelt es sich um einen geregelten Betrieb des Verschiebungsfaktors cos φ, da eine Rückkopplung der Versorgungsspannung am Netzanschlusspunkt (NAP) auf die Stromamplitude und eine Rückkopplung der Stromamplitude auf die Versorgungsspannung am Netzanschlusspunkt (NAP) vorliegt.

7.11.4.1 Hysterese der cos phi (U) – Kennlinie

Die Wirkungsweise der Hysterese ist beispielhaft in der nachfolgenden Abbildung dargestellt. Als Nennspannung wird der Einstellwert **Un** verwendet.

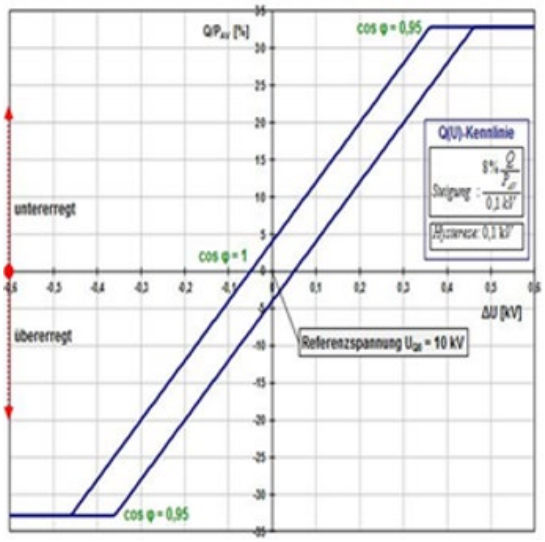


Abbildung 120: Hysterese der cos phi (U) - Kennlinie

7.11.5 Betriebsart *cos phi (P)* und Betriebsart *cos phi (U)*

Der Verschiebungsfaktor cos φ kann für den übererregten und untererregten Betrieb in einer Kennlinie definiert werden. Das Vorzeichen des Verschiebungsfaktors unterscheidet für beide Kennlinientypen die beiden Betriebsweisen untererregt oder übererregt.

Betriebsart	Einstellung
Übererregter Betrieb	Verschiebungsfaktor **cos φ < 0**
Untererregter Betrieb	Verschiebungsfaktor **cos φ > 0**

Da für das Netzelement das **Erzeugerzählpfeilsystem (EZS)** verwendet wird, gilt für die Blindleistung:

- **Übererregter Betrieb,**
  Blindleistung wird ins Netz eingespeist, d.h. Q > 0

- **Untererregter Betrieb**
  Blindleistung wird aus dem Netz aufgenommen, d.h. Q < 0

7.11.6 Unterspannungsschutz U< und Überspannungsschutz U>

Das Netzelement **Dezentraler Einspeiser (EMT)** stellt einen zeitverzögerten Unterspannungsschutz U< und einen Überspannungsschutz U> zur Verfügung. Die Schutzfunktionen analysieren die Beträge der netzfrequenten Grundschwingung der Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L1}$, $\underline{U}_{L2}$ und $\underline{U}_{L3}$ oder der Leiter-Leiter-Spannungen $\underline{U}_{12}$, $\underline{U}_{23}$, und $\underline{U}_{31}$. Die Beträge der netzfrequenten Grundschwingung werden mit Hilfe der Diskreten-Fourier-Transformation (DFT) berechnet. Über- und Unterspannungsschutz überwachen die Beträge selektiv bezogen auf die Leiter-Erd-Spannungen oder die Leiter-Leiter-Spannungen. Die Unter-/Überspannungserkennung arbeitet **unabhängig** von der Betriebsart **Mittl. Spannung** in der Registerkarte **Allgemeine Daten**.

Die Einstellwerte des Unterspannungsschutzes U< und des Überspannungsschutzes U> werden auf die vereinbarte Versorgungsspannung U_c am Netzanschlusspunkt (NAP) **NAP: Uc [kV]** in der Registerkarte **Steuersignale** bezogen eingestellt.

- **ULE [kV]**
  Auswertung der Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L1}$, $\underline{U}_{L2}$ und $\underline{U}_{L3}$
  U> = 1 wenn (U_{L1} > U>) OR (U_{L2} > U>) OR (U_{L3} > U>)
  U< = 1 wenn (U_{L1} < U<) OR (U_{L2} < U<) OR (U_{L3} < U<)

- **ULL [kV]**
  Auswertung der Leiter-Leiter-Spannungen $\underline{U}_{12}$, $\underline{U}_{23}$ und $\underline{U}_{31}$
  U> = 1 wenn (U_{12} > U>) OR (U_{23} > U>) OR (U_{31} > U>)
  U< = 1 wenn (U_{12} < U<) OR (U_{23} < U<) OR (U_{31} < U<)

- **ULE [p.u. Uc]**
  Auswertung der Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L1}$, $\underline{U}_{L2}$ und $\underline{U}_{L3}$, 1 p.u. = $U_c/\sqrt{3}$
  U> = 1 wenn (U_{L1} > U>) OR (U_{L2} > U>) OR (U_{L3} > U>)
  U< = 1 wenn (U_{L1} < U<) OR (U_{L2} < U<) OR (U_{L3} < U<)

- **ULL [p.u. Uc]**

Auswertung der Leiter-Leiter-Spannungen $\underline{U}_{12}$, $\underline{U}_{23}$ und $\underline{U}_{31}$, 1 p.u. = U_c
U> = 1 wenn (U_{12} > U>) OR (U_{23} > U>) OR (U_{31} > U>)
U< = 1 wenn (U_{12} < U<) OR (U_{23} < U<) OR (U_{31} < U<)

Wird eine Überspannungsanregung U> oder Unterspannungsanregung U< festgestellt, so wird die zugehörige Zeitstufe **U>: Staffelzeit T1** oder **U<: Staffelzeit T1** /Registerkarte **Steuersignale**) gestartet. Nach Ablauf einer der Zeitstufen wird ein AUS-Kommando **TRIP** erzeugt und das Betriebsmittel vom Netz getrennt.

7.11.6.1 Rückfall der Anregung U< bzw. U>

Die Anregung U< bzw. U> werden getrennt zurückgesetzt, wenn bei noch nicht abgelaufener Zeitstufe die Anregungen U< bzw. U> zurückfallen, d.h. U< = 0 bzw. U> = 0.

7.11.6.2 Rückfall des AUS-Kommandos

Ein anstehendes AUS-Kommando (TRIP) wird zurückgesetzt, wenn die Zeitstufen U> T1 und U< T1 inaktiv oder abgelaufen sind UND die Anregungen V und U> zurückgefallen sind.

In der nachfolgenden Abbildung ist beispielhaft das Verhalten des Unterspannungsschutzes dargestellt. Durch einen Netzfehler bricht die Netzspannung **RVA001** ein (t = 500ms). Nach Ablauf der Zeitstufe **U< T1** wird die dezentrale Erzeugungsanlage abgeschaltet **RTP001** (t = 700ms). Mit Fehlerklärung wird die dezentrale Erzeugungsanlage automatisch wieder zugeschaltet (t = 750ms). Die ein-/ausgespeiste Wirkleistung ist **P_002**.

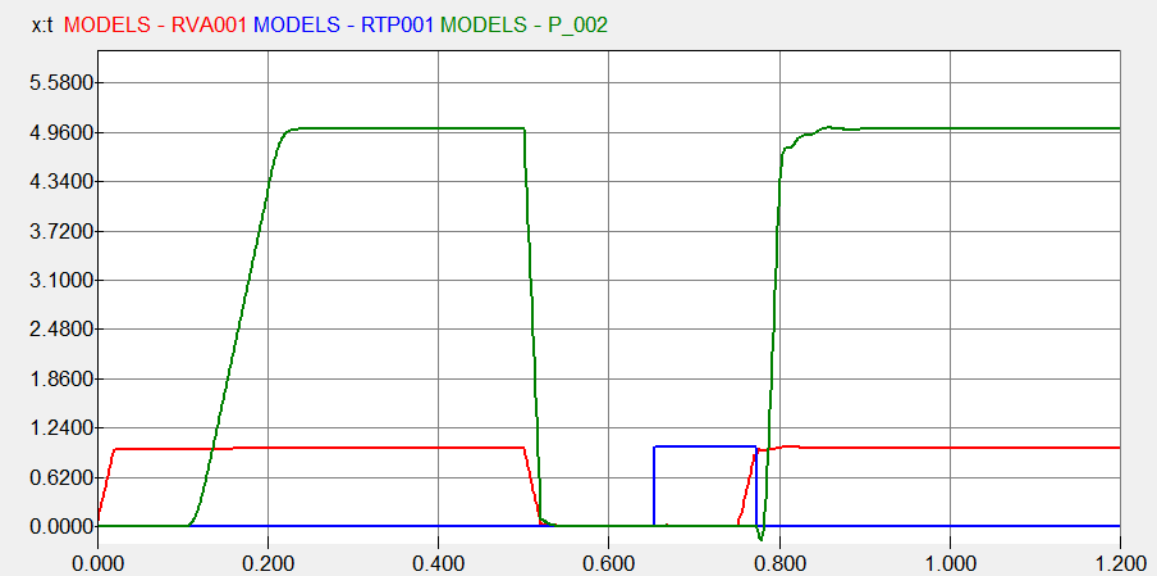


Abbildung 121: Abschaltung der dezentralen Erzeugungsanlage wegen Unterspannung

Einstellwert	Bedeutung
U>: Startzeit T1 [ms]	Zeitstufe des Überspannungsschutzes U>
U<: Startzeit T1 [ms]	Zeitstufe des Unterspannungsschutzes U<
Imax: Startzeit T1 [ms]	Zeitstufe Überwachung I_{max}

Die Zeitstufen werden mit dem Überschreiten der zugehörigen Anregeschwelle gestartet. Nach Ablauf der Zeitstufe wird das Betriebsmittel vom Netz getrennt und.

7.11.7 Registerkarte *Steuersignale*

Die Registerkarte **Steuersignale** enthält Einstellwerte, die zur Parametrierung des zeitdynamischen Verhaltens in Normalbetrieb und LVRT/HVRT-Betrieb verwendet werden können. Eine große Anzahl Einstellwerte sind bzgl. des Bezeichners und der Bedeutung identisch mit dem gleichlautenden Einstellwerte des Netzwerkelementes **Erzeugungsanlage (DEA)** und können in dem Kapitel Registerkarte LVRT nachgelesen werden.

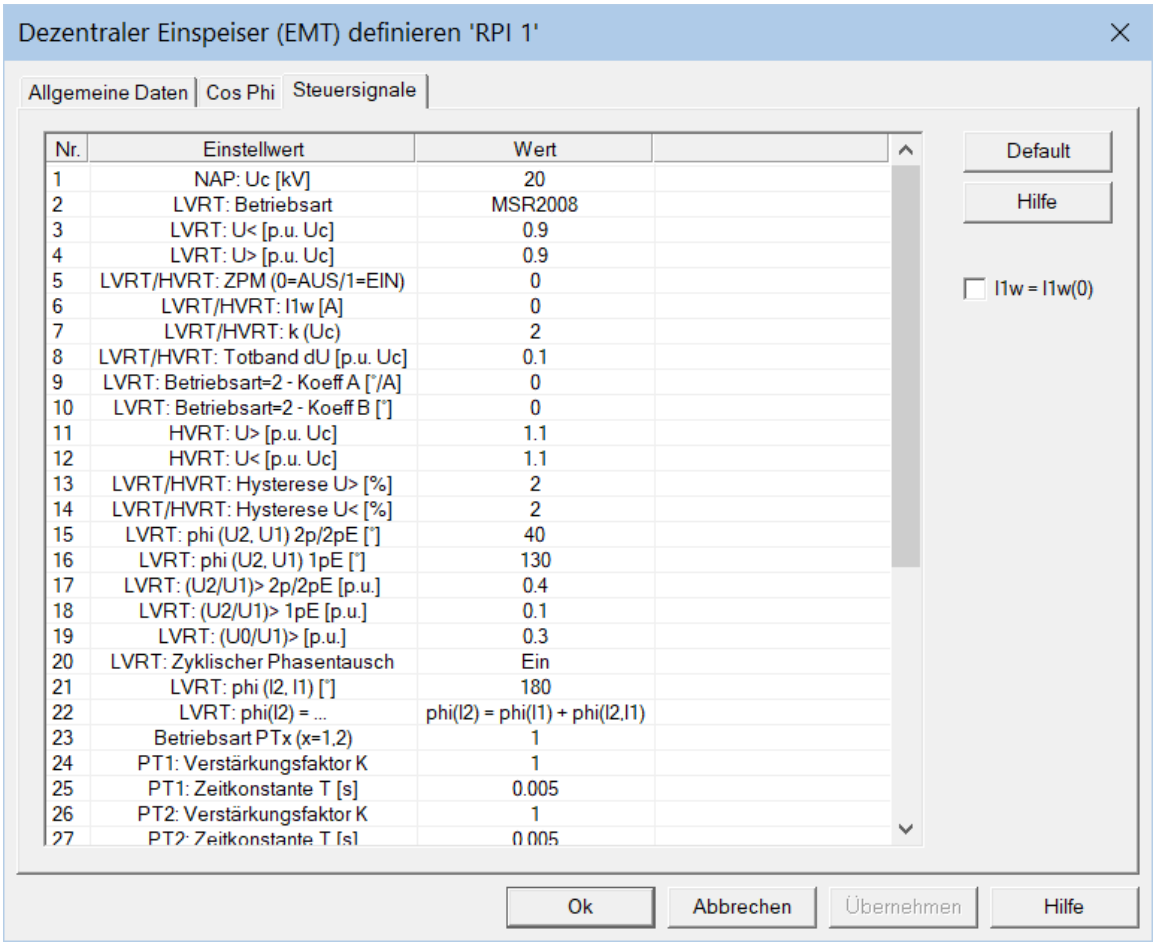


Abbildung 122: Einstellwerte der Registerkarte *Steuersignale*

Einstellwert	Bedeutung
NAP: Uc [kV]	Vereinbarte Versorgungsspannung
LVRT: Betriebsart	Betriebsart des LVRT/HVRT-Betriebes ▪ **MSR2008** LVRT-Verhalten in Anlehnung an MSR2008 [4] ▪ **Netzschutz** wird aktuell nicht unterstützt. ▪ **VDE-AR-N 4110** LVRT-Verhalten in Anlehnung an VDE-AR-N 4110 [18]

I1w = I1w(0)	Wenn diese Option aktiv ist, wird der Wirkstrom **I1w(0)** des Mitsystems im Normalbetrieb der Erzeugungsanlage unmittelbar vor dem LVRT-Betrieb als Wirkstrom des Mitsystems im LVRT-Betrieb **I1w** übernommen.

7.11.8 Einstellwert *NAP: Uc [kV]*

Der Einstellwert definiert die vereinbarte Versorgungsspannung am NAP. In aller Regel sollte der Einstellwert identisch mit dem Einstellwert **Un** sein. Die vereinbarte Versorgungsspannung wird verwendet, um im LVRT- bzw. HVRT-Betrieb den Spannungsrückgang bzw. den Spannungsanstieg und daraus mit Hilfe der Blindstromstatik die Änderung des Blindstromes zu berechnen. Insofern entspricht die vereinbarte Versorgungsspannung **NAP: Uc [kV]** der Spannung U_0 (Spannung vor der Störung) in der Kennlinie z.B. nach TC2007.

7.11.9 Übertragungsverhalten der Stromquelle

In der Registerkarte **Steuersignale** sind eine Vielzahl von Einstellwerten enthalten, die teilweise schon in anderen Kapiteln behandelt wurden. Mit diesen Einstellwerten kann u.a. das Übertragungsverhalten der Stromquellen definiert werden.

Die Betragswerte der Stromquelle werden kontinuierlich aus der Versorgungsspannung am Netzanschlusspunkt (NAP) und der verfügbaren Wirkleistung P berechnet. Da es sich im Simulationsmodell um eine zeitdiskrete Berechnung handelt, ergibt sich der zeitliche Verlauf des Betrages der Stromquelle als Folge von sprungförmigen Änderungen im Sinne einer Treppenfunktion. Die **Sprungantwort der Stromquelle** kann mit Hilfe der nachfolgenden Einstellwerte definiert werden.

7.11.9.1 Einstellwert *Betriebsart PTx (x=1,2)*

- **1 :** Es wird eine **PT1 Übertragungsfunktion** verwendet.

$$\frac{\hat{i}_{OUT}}{\hat{i}_{INP}} = \frac{K}{1 + T \cdot s}$$

$\hat{i}_{INP}$ = Eingangssignal
$\hat{i}_{OUT}$ = Ausgangsignal

- **2 :** Es wird eine **PT2 Übertragungsfunktion** verwendet.

$$\frac{\hat{i}_{OUT}}{\hat{i}_{INP}} = \frac{K}{1 + 2DT \cdot s + T^2 \cdot s^2} \quad \text{mit } \omega_0 = \frac{1}{T}$$

Einstellwert	Bedeutung
PT1: Verstärkungsfaktor K	Verstärkungsfaktor (Proportionalbeiwert)

PT1: Zeitkonstante T [s]	Zeitkonstante T
PT2: Verstärkungsfaktor K	Verstärkungsfaktor (Proportionalbeiwert)
PT2: Zeitkonstante T [s]	Zeitkonstante T
PT2: Dämpfungsfaktor D	Dämpfungsfaktor D

7.11.10 Ein- und Ausschalten der Stromquelle

Das Stromquellenmodell des ATP kann zu definierten Zeitpunkten ein- bzw. ausgeschaltet werden. Diese Schaltfunktion arbeitet unabhängig von den anderen Funktionen des EMT-Modells. Das PTx Übertragungsverhalten hat keinen Einfluss auf die dadurch entstehenden transienten Ausgleichsprozesse.

Einstellwert	Bedeutung
Startzeit	Zeitpunkt, zu dem die Parallelschaltung am Netz erfolgt = -1: Parallelschaltung für t= 0s
Endezeit	Zeitpunkt, zu dem die Trennung vom Netz erfolgt

Die beiden Schaltzeitpunkte **Startzeit** und **Endezeit** definieren die Zeitpunkte, zu denen das Modell im Sinne eines idealen Schalters am Netz parallelgeschaltet oder vom Netz getrennt wird. Das Ein bzw. Ausschalten erfolgt unverzögert. Der zum Zuschaltzeitpunkt verwendete Leistungswert wird durch die Kennlinie P(t) festgelegt.

7.11.11 Überwachung des maximal zulässigen Leiterstroms I_{Lzul}

Die I_{Lzul} - Überwachung überwacht die Eingangswerte der PTx-Übertragungsfunktion. Wird von der dezentralen Erzeugungsanlage der maximal zulässige Leiterstrom I_{Lzul} ein- oder ausgespeist, so wird die Zeitstufe **I_{max} T1 [ms]** gestartet. Mit Ablauf der Zeitstufe **I_{max} T1 [ms]** wird der Betrag der Leiterströme (Ausgangswert der PTx-Übertragungsfunktion) zu 0A gesetzt. Die Eingangswerte der PTx Übertragungsfunktion bleiben unverändert. Ein Unterschreiten setzt die Zeitstufe zurück.

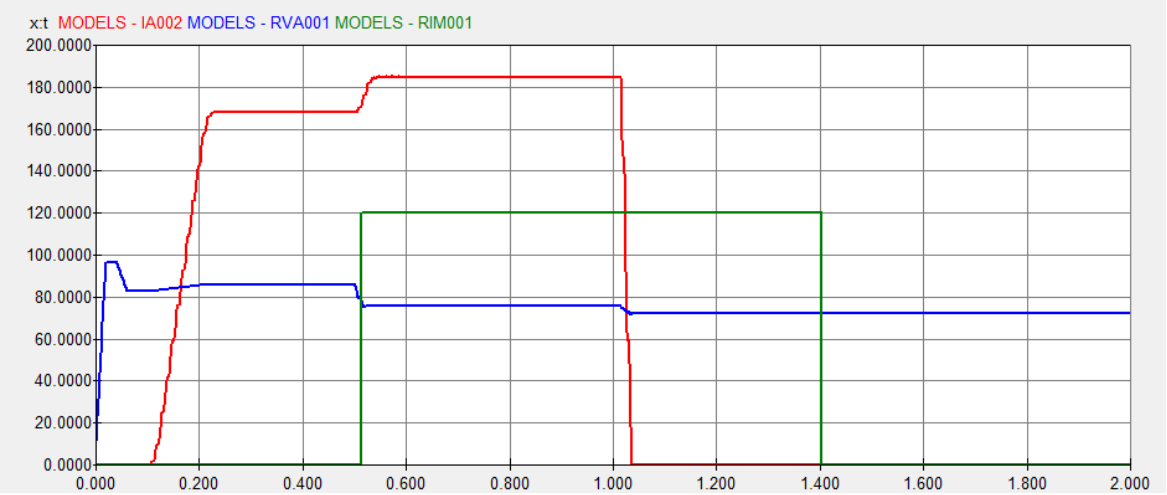


Abbildung 123: Überwachung des maximal zulässigen Leiterstroms I_{max}

In obiger Abbildung ist der Betrag des Leiterstroms im Leiter L1 **IA002** dargestellt. Zum Zeitpunkt t = 500ms tritt ein 1-poliger Kurzschluss auf. Es erfolgte keine Reaktion des Netzschutzes in diesem Beispiel. Das Statussignal **RIM001** zeigt den Zeitbereich an, in

dem die dezentrale Erzeugungsanlage mit maximal zulässigem Leiterstrom I_{max} ins Netz einspeist. Nach Ablauf der Zeitstufe von I_{maxT1} = 500ms werden zum Zeitpunkt t = 1,1s die Leiterströme auf 0A reduziert. Der Verlauf der Netzspannung am Netzanschlusspunkt **RVA001** zeigt dadurch verursacht zu diesem Zeitpunkt eine Spannungsreduktion an. Der Unterspannungsschutz U< des dezentralen Energieerzeugers führt nach Ablauf seiner Zeitstufe zum Zeitpunkt t = 1,4s die Netztrennung durch.

7.11.12 Pulsweitenmodulation (PWM)

Das Verfahren der Pulsweitenmodulation befindet sich derzeit noch in der Implementierungsphase.

Einstellwert	Bedeutung
PWM: Pulsationsfrequenz fp [Hz]	Pulsationsfrequenz des Netzstromrichters
PWM: DC Zwischenkreis Udc [V]	Zwischenkreisspannung
PWM: Modulationsfaktor ma	Amplitudenmodulationsfaktor
PWM: Phasenwinkel [rad]	Phasenwinkel

7.11.13 LVRT/HVRT-Betrieb - Low Voltage and High Voltage Ride Through

Die Erkennung des **LVRT/HVRT-Betriebes** erfolgt durch Auswertung der Beträge der Leiter-Leiter-Spannungen U_{12}, U_{23} und U_{31} der netzfrequenten Grundschwingung, die am Netzanschlusspunkt (NAP) gemessen wird. Die Einstellwerte sind in der Registerkarte **Steuersignale** enthalten.

Die Erkennung bzw. das Verlassen des LVRT-Betriebes erfolgt durch die zwei Anregeschwellen **LVRT: U< [p.u. Uc]** und **LVRT: U> [p.u. Uc]**, die Erkennung bzw. das Verlassen des HVRT-Betriebes durch die zwei Anregeschwellen **HVRT: U> [p.u. Uc]** und **HVRT: U< [p.u. Uc]**. Dadurch ist eine Hysterese ähnliches Verhalten der LVRT/HVRT-Erkennung einstellbar. Die Anregeschwellen werden in p.u. = U_c (vereinbarte Versorgungsspannung am Netzanschlusspunkt **NAP: Uc [kV]** eingestellt.

Die Anforderungen an die Spannungsstützung bei Netzfehlern (Kurzschlüssen) gemäß BDEW Mittelspannungsrichtlinie 2008 (Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, **MSR2008**) sind im Transmission Code 2007 (**TC2007**: **TransmissionCode 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber,** Abbildung 124) beschrieben. Abbildung 124 zeigt das Prinzip der Spannungsstützung für dezentrale Erzeugungsanlagen. Das im EMT-Modell implementierte Verfahren der Spannungsstützung im LVRT/HVRT-Betrieb arbeitet je nach Einstellung in Anlehnung an MSR2008/TC2007 oder VDE-AR-N 4110. Im Unterschied zur MSR2008 wird nach VDE-AR-N 4110 neben einem zusätzlichen Blindstrom im Mitsystem ΔI_{1b} auch ein Blindstrom im Gegensystem ΔI_{2b} gefordert.

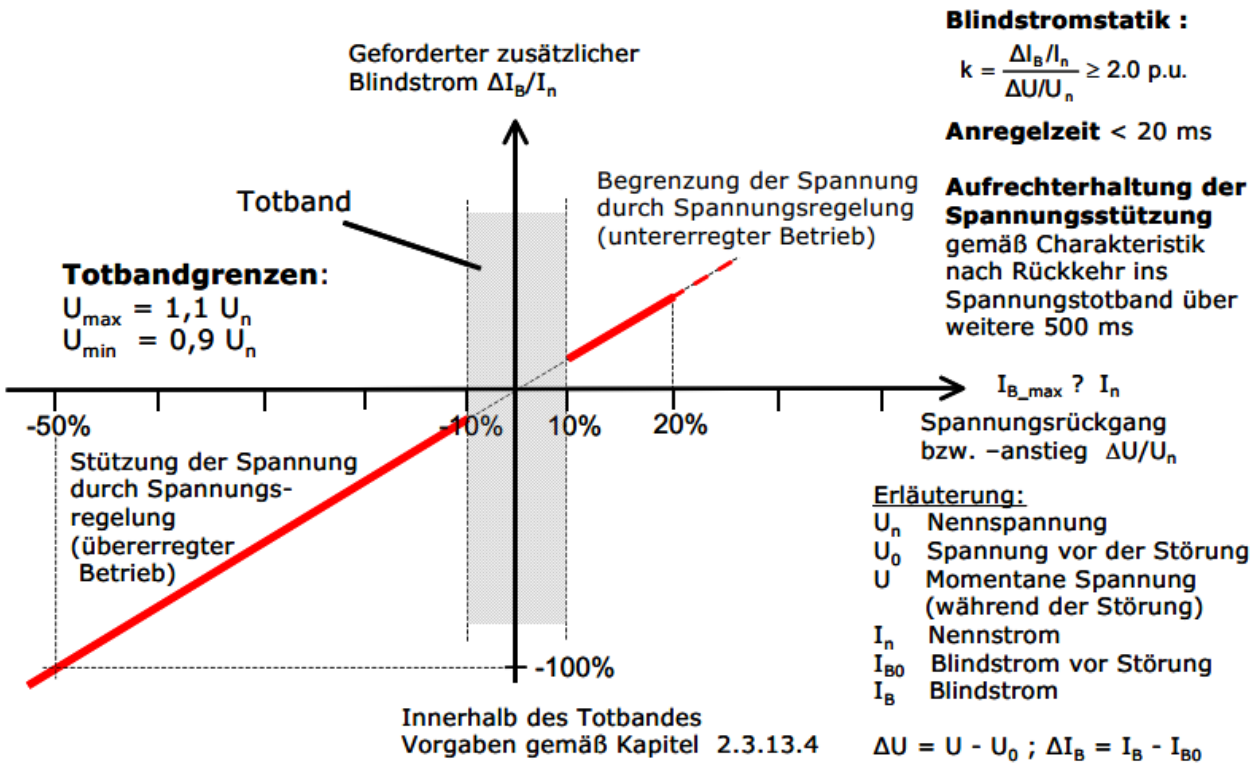


Abbildung 124: Spannungsstützung im LVRT-Betrieb (Quelle: TC2007)

7.11.13.1 Erkennung des LVRT-/HVRT-Betriebes

Der LVRT-/HVRT-Betrieb wird mit Hilfe von U</U>-Anregungen erkannt. Intern werden die eingestellten Anregungen mit einer einstellbaren Hysterese **LVRT/HVRT: Hysterese** betrieben, um ein „Klappern" d.h. einen oszillierenden Vorgang Anregung-Rückfall zu vermeiden.

- **LVRT: U< [p.u. Uc]**
  Der LVRT-Betrieb wird erkannt (d.h. LVRT-Betrieb aktiv), wenn der Betrag mindestens einer der drei Leiter-Leiter-Spannungen kleiner als die Anregeschwelle ist.

- **LVRT: U> [p.u. Uc]**
  Der LVRT-Betrieb wird verlassen (d.h. LVRT-Betrieb inaktiv), wenn die Beträge der drei Leiter-Leiter-Spannungen gleichzeitig größer als die Anregeschwelle sind.

- **HVRT: U> [p.u. Uc]**
  Der HVRT-Betrieb wird erkannt (d.h. HVRT-Betrieb aktiv), wenn der Betrag mindestens einer der drei Leiter-Leiter-Spannungen größer als die Anregeschwelle ist.

- **HVRT: U< [p.u. Uc]**
  Der HVRT-Betrieb wird verlassen (d.h. HVRT-Betrieb inaktiv), wenn die Beträge der drei Leiter-Leiter-Spannungen gleichzeitig kleiner als die Anregeschwelle sind.

- **LVRT/HVRT: Hysterese U< [%]**

Die LVRT/HVRT-Anregeschwelle U< wird mit (1 – Einstellwert) multipliziert, d.h. in der Grundeinstellung um 2% bezogen auf den Einstellwert abgesenkt. Dadurch wird die Erkennung des LVRT-Betriebes bzw. der Rückfall aus dem HVRT-Betrieb zeitlich geringfügig verzögert.

- **LVRT/HVRT: Hysterese U> [%]**
  Die LVRT/HVRT-Anregeschwelle U> wird mit dem (1 + Einstellwert) multipliziert, d.h. um 2% bezogen auf den Einstellwert erhöht. Dadurch wird die Erkennung des HVRT-Betriebes bzw. der Rückfall aus dem LVRT-Betrieb zeitlich geringfügig verzögert.

7.11.13.2 LVRT/HVRT-Betrieb und AUS-Kommando einer Schutzfunktion

Der LVRT/HVRT-Betrieb bleibt im Falle eines AUS-Kommandos z.B. wegen Unter- oder Überspannungsschutz und damit einhergehender Netztrennung weiterhin bestehen, bis die oben beschriebene Rückfallbedingung am Netzanschlusspunkt erkannt wird. So ist es möglich, dass beigehendem AUS-Kommando und Parallelschaltung zum Netz die Erzeugungsanlage direkt in den LVRT/HVRT-Betrieb geht.

7.11.13.3 LVRT/HVRT: ZPM (0=AUS/1=EIN)

Ist der Zero-Power-Mode aktiviert (= 1), so speist die dezentrale Erzeugungsanlage im LVRT- oder HVRT-Betrieb keinen Blindstrom und keinen Wirkstrom ein d.h. $|\underline{I}_{L123}| = 0A$.

7.11.13.4 Einstellwert *LVRT/HVRT: Totband dU [p.u. Uc]*

Wie schon gezeigt, erfolgt innerhalb des Totbandes keine Änderung des Blindstroms gegenüber dem Normalbetrieb.

7.11.13.5 Verstärkungsfaktor (MSR2008: Blindstromstatik) *LVRT/HVRT: k (Uc)*

Der k-Faktor (k > 0) entspricht der Blindstromstatik nach TC2007/MSR 2008 und ist auch in der VDE-AR-N 4110 als Verstärkungsfaktor definiert. Bei der Berechnung des zusätzlichen Blindstrombedarfs Δi_b

$$\Delta i_B = \frac{\Delta I_B}{I_n}$$

muss berücksichtigt werden, dass in den Richtlinien im Gegensatz zum EMT-Modell das **Verbraucherzählpfeilsystem (VZS)** verwendet wird. Beim EMT-Modell wird das **Erzeugerzählpfeilsystem (EZS)** verwendet.

- Ein Spannungseinbruch in Folge eines Netzfehlers sollte zu einer erhöhten Blindstromeinspeisung durch die Erzeugungsanlage, d.h. zu einem übererregten Betriebszustand führen, um die Netzspannung zu stützen. Daraus folgt, dass die Erzeugungsanlage ausgehend vom Betriebszustand im Augenblick der Erkennung des LVRT/HVRT-Betriebes durch den zusätzlichen Blindstrom mehr Blindstrom ins Netz einspeist, d.h. mehr übererregt arbeitet oder zumindest den untererregten Betriebszustand verringert.

Es muss also darauf geachtet werden, ob die Erzeugungsanlage vor Erkennen des LVRT/HVRT-Betriebes im untererregten oder übererregten Betriebszustand war, bevor der zusätzliche Blindstrom Δi_B im Sinne eines übererregten Blindstroms dem Blindstrom I_{B0} vor Erkennen des LVRT/HVRT-Betriebes überlagert wird.

Die VDE-AR-N 4110 fordert eine Blindstromänderung in Mit- und Gegensystem, die MSR2008 nur im Mitsystem.

7.11.13.5.1 LVRT/HVRT: Betriebsart MSR2008

Das EMT-Modell berechnet im LVRT/HVRT-Betrieb kontinuierlich die Spannungsdifferenz ΔU_{LL} der drei Leiter-Leiter-Spannungen $|\underline{U}_{LL}|$ zu den jeweiligen Leiter-Leiter-Spannungen $|\underline{U}_{LL0}|$ unmittelbar vor Eintritt des LVRT/HVRT-Betriebes und bestimmt die maximale Spannungsdifferenz $\Delta U_{LL\,max}$, um mit der Blindstromstatik k den zusätzlichen Blindstrom ΔI_B zu berechnen.

$$\Delta U_{LL} = U_{LL} - U_{LL0} \; mit \; LL = 12,23,31$$

Da die Ermittlung der verketteten Spannungen $\underline{U}_{LL0}$ vor dem Eintritt des LVRT/HVRT-Betriebes sehr aufwändig ist, wird in der aktuellen Implementierung des Modells die **vereinbarte Versorgungsspannung U_c** (Einstellwert **NCP: Uc [kV]** als Bezugswert für alle Leiter-Leiter-Spannungen verwendet.

$$\Delta U_{LL} = U_{LL} - U_c \; mit \; LL = 12,23,31$$

$$\Delta U_{LL\,\max} = \max\left(U_{LL}\right)$$

$$\Delta I_b = k \cdot \frac{\Delta U_{LLmax}}{U_c} \cdot I_n$$

Es gilt:

- $\Delta I_b < 0$: Spannungseinbruch mit $\Delta U_{LL} < 0$
- $\Delta I_b > 0$: Spannungserhöhung mit $\Delta U_{LL} > 0$

Da nach der Richtlinie MSR2008 dezentrale Erzeugungsanlagen im LVRT-Betrieb immer ein symmetrisches Drehstromsystem einspeisen, entspricht die Änderung des Blindstromes ΔI_b immer der Änderung des Mitsystemstromes ΔI_{1b}. Gegen- und Nullsystemströme sind im LVRT-Betrieb nach MSR2008 gleich Null anzunehmen.

Im Weiteren ist zu beachten, dass der HVRT-Betrieb in der Richtlinie MSR2008 nicht definiert ist, im EMT-Modell als eine Erweiterung gegenüber MSR2008 zu betrachten ist.

7.11.13.5.2 LVRT/HVRT: Betriebsart VDE-AR-N 4110

Noch vor Eintritt in den LVRT/HVRT-Betrieb werden die Beträge von Mit- und Gegensystemspannung in Anlehnung an DIN EN 61400-21 aus den Fourier-Koeffizienten der Leiter-Erd-Spannungen berechnet (vgl. Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefun-**

den werden.). Im LVRT/HVRT-Betrieb wird für die Betriebsart nach VDE-AR-N 4110 kontinuierlich die Spannungsdifferenz ΔU_1 aus der Mitsystemspannung $|\underline{U}_1|$ und der vereinbarten Versorgungsspannung U_c berechnet. Unter Annahme eines symmetrischen Netzzustands im Normalbetrieb, kann auch hier $U_c/\sqrt{3}$ vereinfacht für die Mitsystemspannung vor Eintritt in den LVRT/HVRT-Betrieb angenommen werden: $|\underline{U}_1| \approx U_c/\sqrt{3}$ Ebenfalls kann die Gegensystemspannung im Normalbetrieb zu $|\underline{U}_2| = 0$ angenommen werden. Die Spannungsdifferenz ΔU_2 entspricht daher der Gegensystemspannung $|\underline{U}_2|$. In diesem Betriebsfall wird mit dem Verstärkungsfaktor k ein zusätzlicher Blindstrom im Mitsystem ΔI_{1b} und im Gegensystem ΔI_{2b} berechnet. Es ist zu beachten, dass der Begriff Blindstromstatik aus MSR2008 in VDE-AR-N 4110 zu Verstärkungsfaktor verändert wurde.

$$\Delta U_1 = U_1 - U_c/\sqrt{3} \quad \text{und} \quad \Delta U_2 = U_2$$

$$\Delta I_{1b} = k \cdot \frac{\Delta U_1}{U_c/\sqrt{3}} \cdot I_n$$

$$\Delta I_{2b} = k \cdot \frac{\Delta U_2}{U_c/\sqrt{3}} \cdot I_n$$

Das eingestellte Totband wird auch auf die Gegensystemspannung angewandt. Der Faktor k wird in VDE-AR-N 4110 als Verstärkungsfaktor bezeichnet.

Es gilt:
- $\Delta I_{1b} < 0$: Spannungseinbruch mit $\Delta U_1 < 0$
- $\Delta I_{1b} > 0$: Spannungserhöhung mit $\Delta U_1 > 0$
- $\Delta I_{2b} >= 0$

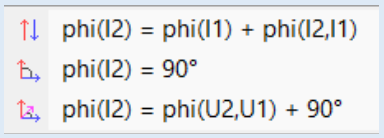
⇨ **Liegt vor Eintritt in den LVRT/HVRT-Betrieb ein unsymmetrischer Netzzustand vor, führt das verwendete Verfahren bei der Betriebsart nach VDE-AR-N 4110 zu Ungenauigkeiten.**

Einstellwert	Bedeutung
$\Delta U_{LL\,max}$	Betragsmäßig größter Spannungseinbruch der drei Leiter-Leiter-Spannungen
I_n	Nennstrom der Erzeugungsanlage $I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n}$
U_n	Nennspannung der Erzeugungsanlage
I_{b0}	Blindstrom unmittelbar vor Eintritt des LVRT/HVRT-Betriebes ATPDesigner verwendet den Blindstrom I_{b0} zu einem Zeitpunkt 20ms vor dem erkannten LVRT/HVRT-Betrieb. Dadurch werden die Laufzeiten der DFT-Filter zur Berechnung der netzfrequenten Spannungsbeträge kompensiert. Der Wert des Blindstroms I_{b0} bleibt für die Dauer des LVRT/HVRT-Betriebes eingefroren.
U_1	Betrag der Mitsystemspannung im 012-System
U_2	Betrag der Gegensystemspannung im 012-System

Im Folgenden muss darauf geachtet werden, dass ein Spannungseinbruch im Kurzschlussfall zu einer **Blindstromänderung $\Delta I_{1b} < 0$** (bzw. $\Delta I_b < 0$ bei MSR2008) führt. Im Kurzschlussfall muss zur Spannungsstützung ein erhöhter Blindstrom im übererregten Betrieb eingespeist oder ein verringerter Blindstrom im untererregten Betrieb bezogen werden.

7.11.13.6 Einstellung der Phasenlage des Gegensystemstroms

Für die Bestimmung der Phasenlage des Gegensystemstroms $\underline{I}_2$ im **LVRT-Betrieb nach VDE-AR N 4110** kann der Anwender zwischen zwei verschiedenen Varianten wählen. Dazu sind zwei Einstellwerte analog zum Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** verfügbar.

Einstellwert	Bedeutung
LVRT: phi (I2) =	 ▪ **Variante 1: phi(I2) = +90°** Der Gegensystemstrom wird über $\underline{I}_2 = +j\Delta I_{2b}$ angegeben. Der absolute Phasenwinkel des Gegensystemstroms beträgt damit +90°, unabhängig von den absoluten Phasenlagen der Gegensystemspannung und des Mitsystemstroms. ▪ **Variante 2: phi(I2) = phi(I1) + phi(I2,I1)** Der absolute Phasenwinkel des Gegensystemstromes wird aus dem absoluten Phasenwinkel des Mitsystemstromes und dem Einstellwert **LVRT: phi (I2, I1) [°]** berechnet. ▪ **Variante 3: phi(I2) = phi(U2) + 90°** Der absolute Phasenwinkel des Gegensystemstromes wird aus dem absoluten Phasenwinkel der Gegensystemspannung und einer Phasenverschiebung von 90° berechnet. Damit besteht der Gegensystemstrom ausschließlich aus einem Blindanteil und hat keine Wirkkomponente. ⇨ Dieser Auswahlwert wird als Grundeinstellung (Default) verwendet. Es wird empfohlen, diesen Einstellwert für alle Kurzschlussszenarien mit LVRT-Betrieb zu verwenden. Eine Begründung ist in Phasenwinkel des Gegensystemstromes im Kurzschlussfall formuliert.
LVRT: phi (I2, I1) [°]	**LVRT-Betrieb nach VDE-AR N 4110:** Winkel zwischen Gegen- und Mitsystemstrom für die Berechnung des absoluten Phasenwinkels des Gegensystemstromes bei der Einstellung **phi (I2) = phi(I1) + phi(I2,I1) (Variante 2)** In der Grundeinstellung (Default) ist hier der Winkel 180° eingestellt. Dieser Wert ist darin begründet, dass Mitsystemstrom $\underline{I}_1$ und Gegensystemstrom $\underline{I}_2$ im Falle eines 2p-Kurzschlusses am Kurzschlussort um 180° phasenverschoben sind (Fehlerortbedingung für den 2p-Kurzschluss am Fehlerort F).

7.11.13.7 LVRT/HVRT-Betrieb

Wenn der Blindstrom I_{b0} vor dem LVRT/HVRT-Betrieb ins Netz eingespeist wird, entspricht dies einer übererregten Betriebsweise des EMT-Modells mit einem Verschiebungsfaktor $\cos \phi < 0$. Nach dem Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) wird diesem Blindstrom im Folgenden ein positives Vorzeichen zugeordnet: $I_{b0} > 0$. Bei Bezug des Blindstromes I_{b0} aus dem Netz, handelt es sich um den untererregten Betrieb des EMT-Modells mit $\cos \phi > 0$. Hierbei ist der Vorfehlerblindstrom $I_{Bb} < 0$.

Die Festlegungen des übererregten Betriebes mit $I_b > 0$ und des untererregten Betriebes mit $I_b < 0$ im EZS sind als **Blindanteile des komplexen Stroms $\underline{I} = I_W - j \cdot I_B$** anzusehen und werden zur Darstellung der zeitabhängigen Kennlinien herangezogen. Hierbei sei darauf hingewiesen, dass gemäß Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) in der komplexen Ebene der Stromzeiger dem Spannungszeiger beim übererregten Betrieb nacheilt bzw. beim untererregten Betrieb voreilt.

7.11.13.7.1 Betriebsart MSR 2008

Allgemein lässt sich der im Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) berechnete zusätzliche Blindstrom durch Inversion, d.h. einer Multiplikation mit -1 ins Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) transferieren. Somit gilt im Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) für die Berechnung des resultierenden Blindstroms I_b:

$$I_b = I_{b0} - \Delta I_b$$

7.11.13.7.1.1 Betriebsart MSR 2008: LVRT-Betrieb

Im LVRT-Betrieb führt der zusätzliche Blindstrom, wegen **$\Delta I_b < 0$**, bei übererregter Vorfehler-Betriebsweise ($I_{b0} > 0$ im EZS) zu einem verstärkt übererregten Betriebszustand. Somit wird ein erhöhter Blindstrom ins Netz eingespeist.

Bei zuvor untererregter Betriebsweise ($I_{b0} < 0$ im EZS) führt der zusätzliche Blindstrom (**$\Delta I_b < 0$**) im LVRT-Betrieb für $|I_{b0}| \geq |\Delta I_b|$ zu einem vermindert untererregten Betriebszustand bzw. für $|I_{b0}| < |\Delta I_b|$ zu einem übererregten Betriebszustand. Es wird also weniger Blindstrom vom Netz bezogen bzw. Blindstrom ins Netz eingespeist.

7.11.13.7.1.2 Betriebsart MSR 2008: HVRT-Betrieb

Der zusätzliche Blindstrom ΔI_b (hier **$\Delta I_b > 0$**) führt im HVRT-Betrieb bei übererregter Vorfehler-Betriebsweise ($I_{b0} > 0$ im EZS) für $|I_{b0}| \geq |\Delta I_b|$ zu einem vermindert übererregten Betriebszustand bzw. für $|I_{b0}| < |\Delta I_b|$ zu einem untererregten Betriebszustand. Es wird also weniger Blindstrom ins Netz eingespeist bzw. Blindstrom vom Netz bezogen.

Im HVRT-Betrieb führt der zusätzliche Blindstrom, wegen **$\Delta I_b > 0$** , bei untererregter Vorfehler-Betriebsweise ($I_{b0} < 0$ nach EZS) zu einem verstärkt untererregten Betriebszustand. Somit wird ein erhöhter Blindstrom ins Netz eingespeist.

Exemplarisch werden die Verläufe der Mitsystemströme bei übererregtem (Abbildung 125) und untererregtem (Abbildung 126) Vorfehler-Betrieb mit anschließendem Fehlereintritt und resultierendem LVRT-Betrieb des EMT dargestellt. Die Ausgabe erfolgt zum Teil über eine Probe, die hinter der Erzeugungsanlage gemäß Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) eingefügt wurde.

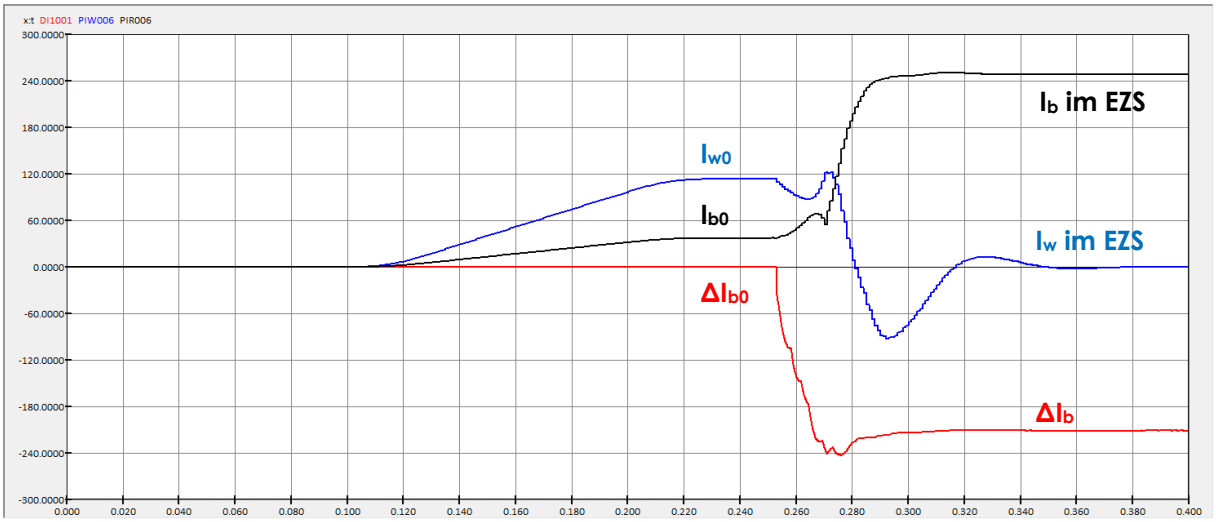


Abbildung 125: Mitsystemströme bei übererregtem Vorfehler-Betrieb und anschließendem LVRT-Betrieb nach MSR2008

Nach den ersten 100 ms beginnt die Erzeugungsanlage für weitere 120 ms bei übererregtem Betrieb mit der Wirkstrom- und Blindstromeinspeisung bzw. bei untererregtem Betrieb mit der Wirkstromeinspeisung und dem Blindstrombezug. Die im stationären Vorfehlerbetriebszustand auftretenden Ströme sind mit dem Indexzusatz 0 markiert.

Zum Zeitpunkt t = 250 ms kommt es zu einem Netzfehler, wodurch der LVRT-Betrieb des EMT-Modells aktiviert wird. Hierbei kommt es zu transienten Einschwingprozessen in den Mitsystemströmen. Die Wirkstromeinspeisung $\mathbf{I_w}$ (**blaue Kennlinie**) wird hier auf einen Wert von 0 herabgesetzt, kann aber auch nach Kapitel 7.11.13.8 beeinflusst werden.

Auf Grund der Vorgabe aus der MSR2008 ergibt sich nun ein zusätzlicher Blindstrom $\mathbf{\Delta I_b}$ (**rote Kennlinie**) ungleich Null. Die Berechnung von ΔI_b erfolgt im EMT-Modell und ist unabhängig vom Zählpfeilsystem des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**. Die dabei resultierende Blindstromeinspeisung $\mathbf{I_b}$ (**schwarze Kennlinie**) führt zu einem verstärkt übererregten (Abbildung 125) oder wechselt vom untererregten zum übererregten Betriebszustand (Abbildung 126).

Zur Verdeutlichung der dynamischen Netzstützung ist der maximal zulässige Scheinstrom auf 250 % I_n eingestellt worden, da ansonsten der resultierende Blindstrom begrenzt worden wäre.

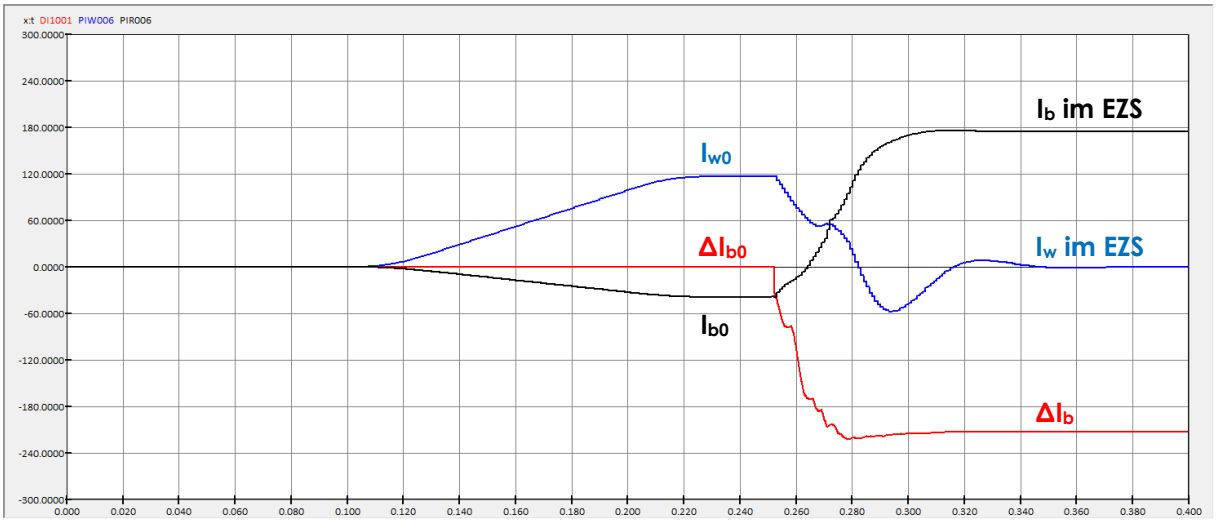


Abbildung 126: Mitsystemströme bei untererregtem Vorfehler-Betrieb und anschließendem LVRT-Betrieb nach MSR2008

Die Einflüsse der dynamischen Netzstützung auf die Leistungseinspeisung werden im Kapitel 7.11.14 behandelt.

7.11.13.7.2 Betriebsart VDE-AR-N 4110

Gemäß VDE-AR-N 4110 wird in dieser Betriebsart eine Einspeisung sowohl im Mit- als auch im Gegensystem gefordert. Daher kann es zu einer unsymmetrischen Einspeisung kommen. Zur Ermittlung der Leiterströme aus den Komponenten des 012-Systems muss daher die komplexe Rechnung angewandt werden.

7.11.13.7.2.1 LVRT/HVRT-Betrieb (VDE-AR-N 4110)

Das EMT-Modell arbeitet im Erzeugerzählpfeilsystem (EZS). Bei einem komplexen Strom $\underline{\mathbf{I}} = \mathbf{I_w} - \mathbf{j} \cdot \mathbf{I_b}$ mit positiven Blindanteil $\mathbf{I_b > 0}$ liegt daher eine induktive Einspeisung, d.h. ein übererregter Betriebszustand vor. Ein untererregter Betrieb des EMT-Modells führt somit zum Blindstrombezug mit $\mathbf{I_b < 0}$. Für den komplexen Mit- und Gegensystemstromzeiger, sowie der nach VDE-AR-N 4110 berechneten und ins Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) überführten zusätzlichen Blindströme, gilt mit der Bezugsachse auf dem Mitsystemspannungszeiger:

$$\underline{I_1} = I_{1w} - j(I_{b0} - \Delta I_{1b}) = I_{1w} - jI_{1b}$$

Variante 1: phi(I2) = +90

$$\underline{I_2} = -j(-\Delta I_{2b}) = +j\Delta I_{2b}$$

Variante 2: phi(I2) = phi(I1) + phi(I2,I1)

Bei Verwendung dieser Variante muss der Phasenwinkel des Mitsystemstroms ermittelt und der Einstellwert **phi(I2,I1)** für die Phasenverschiebung zwischen Mit- und Gegensystemstrom berücksichtigt werden. Für den Phasenwinkel des Mitsystemstroms gilt dabei $\mathbf{phi(I1)} = \varphi_{I1} = arctan\left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}}\right)$. Für den komplexen Gegensystemstrom folgt:

$$\underline{I}_2 = \Delta I_{2b} \cdot e^{j\left(arctan\left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}}\right)+\mathbf{phi(I2,I1)}\right)}$$
$$= \left(\Delta I_{2b} \cdot \left[\cos\left(arctan\left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}}\right)\right) \cdot \cos(\mathbf{phi(I2,I1)}) + \sin\left(arctan\left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}}\right)\right) \cdot \sin(\mathbf{phi(I2,I1)})\right]\right)$$
$$+ j\left(\Delta I_{2b} \cdot \left[\sin\left(arctan\left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}}\right)\right) \cdot \cos(\mathbf{phi(I2,I1)}) + \cos\left(arctan\left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}}\right)\right) \cdot \sin(\mathbf{phi(I2,I1)})\right]\right)$$

Mit der Standardeinstellung $\mathbf{phi(I2,I1)} = \mathbf{180°}$ folgt:

$$\underline{I}_2 = \Delta I_{2b} \cdot e^{j\left(arctan\left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}}\right)+\mathbf{180°}\right)}$$
$$= -\Delta I_{2b} \cdot \left(\cos\left[arctan\left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}}\right)\right] + j \sin\left[arctan\left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}}\right)\right]\right)$$
$$= -\Delta I_{2b} \cdot \left(\cos\left[arctan\left(\frac{I_{1b}}{I_{1w}}\right)\right] - j \sin\left[arctan\left(\frac{I_{1b}}{I_{1w}}\right)\right]\right)$$

Variante 3: phi(I2) = phi(U2) + 90°

Bei Anwendung dieser Variante folgt für den komplexen Gegensystemstrom und Verwendung der Phasenlage der Gegensystemspannung φ_{U2}:

$$\underline{I}_2 = \Delta I_{2b} \cdot e^{j(\varphi_{U2}+90°)} = -\Delta I_{2b} \cdot \sin(\varphi_{U2}) + j\,\Delta I_{2b} \cdot \cos(\varphi_{U2})$$

Der Wirkstrom **I_{1w}** ist dabei ein zusätzlicher Wirkstrom im Mitsystem, der über den Einstellwert **LVRT/HVRT: I1w[A]** nach Kapitel 7.11.13.8 eingestellt und eingespeist werden kann.

- Im **LVRT-Betrieb** führt **$\Delta I_{1b} < 0$** im Mitsystem zu einer erhöhten Blindstromeinspeisung ins Netz. Zusammen mit dem Gegensystemstrom (mit **$\Delta I_{2b} > 0$**) bei unsymmetrischen Fehlern wirkt die dynamische Netzstützung im Mit- und Gegensystem spannungshebend im Drehstromsystem.

- Für den **HVRT-Betrieb** gilt sowohl **$\Delta I_{1b} > 0$** als auch **$\Delta I_{2b} > 0$**, was im Mitsystem zu einem Blindstrombezug aus dem Netz führt. Hier ergibt sich eine Spannungsabsenkung im Drehstromsystem.

Genauere Erläuterungen zu den verschiedenen Varianten für den Gegensystemstrom gehen aus Absoluter Phasenwinkel des Gegensystemstromes im Kurzschlussfall hervor.

Exemplarisch sind die Verläufe der Mitsystemströme mit Abbildung 127 bei übererregtem Vorfehler-Betrieb und anschließendem LVRT-Betrieb mit Phasenlage des Gegensystemstroms nach Variante 1 dargestellt.

Nach 100 ms beginnt das EMT-Modell für weitere 120 ms, mit einem definierbaren Leistungssteigerungsgradienten, mit der Stromeinspeisung in das Mitsystem. Die Nennleistung wird somit nach 220 ms erreicht und der Normalbetrieb besteht für 30 ms. In diesem Vorfehlerzeitraum sind der Effektivwert des Mitsystemstroms **I_1** (**grün**) und dessen Wirk- und Blindanteile (**I_{1w} blau** und **I_{b0} schwarz**) nach Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) größer 0 und gehen aus einem gemäß Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) eingefügten Mess/Schutzgerät hervor.

Zum Zeitpunkt t = 250 ms kommt es zu einem Netzfehler und darauffolgend wird der zusätzliche Blindstrom **ΔI1b** (**rot**) nach VDE-AR-N 4110 im EMT-Modell berechnet. Dieser ist unabhängig vom Zählpfeilsystem des eingesetzten **Mess/Schutzgerät**. Nach Überführung dieses zusätzlichen Blindstromes in das Erzeugerzählpfeilsystem (EZS), mittels der Subtraktion vom Vorfehlerblindstrom, ergibt sich der resultierende Blindstrom **I1b** (**schwarz**), welcher zum erhöht übererregten Betrieb des EMT-Modells im Mitsystem führt.

Ab dem Fehlereintrittszeitpunkt bis zum stationären LVRT-Betrieb sind transiente Einschwingvorgänge ersichtlich, welche in diesem Fall eine Dauer von ca. 100 ms betragen. In dieser Zeitspanne wird der Wirkstromanteil im Mitsystem gegen Null reduziert, was nach Kapitel 7.11.13.8 wählbar ist. Zur Darstellung des vollen Ausmaßes der dynamischen Netzstützung ist der maximal zulässige Scheinstrom auf 250% I_n gesetzt worden.

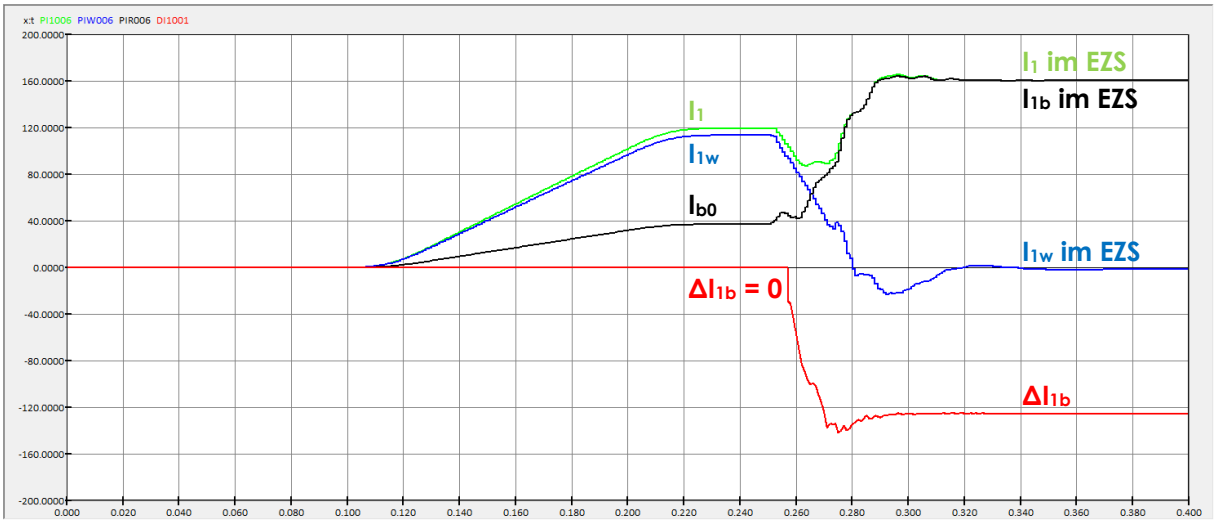


Abbildung 127: Mitsystemströme bei übererregtem Vorfehler-Betrieb und anschließendem LVRT-Betrieb nach VDE-AR-N 4110 mit phi(I2) = +90.0

Zur Verdeutlichung der Neuerung in der VDE-AR-N 4110 (im Vergleich zur MSR2008) werden bezüglich der dynamischen Netzstützung im unsymmetrischen Fehlerfall mit Phasenlage des Gegensystemstroms nach Variante 1 in Abbildung 128 der Gegensystemstrom **I2** (**grün**) und dessen Wirk- und Blindanteile (**I2w blau** und **I2b schwarz**) im Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) dargestellt. Während der im Mitsystem rampenförmig steigenden Scheinleistungseinspeisung, kommt es zu transienten Einschwingvorgängen im Gegensystem. Erst nach Erreichen der Nenneinspeiseleistung und dem damit einhergehenden symmetrischen Netzzustand, kehren die Gegensystemgrößen auf einen Wert gleich 0 zurück.

Nun folgt auf den Normalbetrieb der unsymmetrische Kurzschluss zum Zeitpunkt t = 250 ms. Infolgedessen wird der zusätzliche Blindstrom **ΔI2b** im Gegensystem nach VDE-AR-N 4110 berechnet. Auch diese Berechnung erfolgt im EMT-Modell und ist unabhängig vom Zählpfeilsystem des eingesetzten Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**. Da im LVRT-Betrieb nach Variante 1 der zusätzliche Blindstrom im Gegensystem um 180° (bei HVRT 0°) phasenverschoben zum zusätzlichen Blindstrom des Mitsystems eingespeist wird und der Mitsystemspannungszeiger dabei als Bezugsachse festgelegt ist, ergibt sich hier ein Gegensystemstrom mit Wirk- und Blindanteil. Die komplexen Zeiger von Mit- und Gegensystemspannung am EMT-Modell sind in diesem Fall nicht parallel.

Dieses Zustandekommen von Wirk- und Blindanteil im Gegensystem ist im Folgenden noch einmal verdeutlicht:

$$\underline{I_2} = \left|\underline{I_2}\right| \cdot e^{\varphi_{I2}} \text{ mit } \left|\underline{I_2}\right| = \sqrt{Re\{\underline{I_2}\}^2 + Im\{\underline{I_2}\}^2} \approx |\Delta I_{2b}| \;;\; \underline{U_2} = \left|\underline{U_2}\right| \cdot e^{\varphi_{U2}} \text{ und}$$

$$\varphi_{U2I2} = \varphi_{U2} - \varphi_{I2}$$

$$I_{2b} = \left|\underline{I_2}\right| \cdot \sin(\varphi_{U2I2}) \text{ und} \qquad I_{2w} = \left|\underline{I_2}\right| \cdot \cos(\varphi_{U2I2})$$

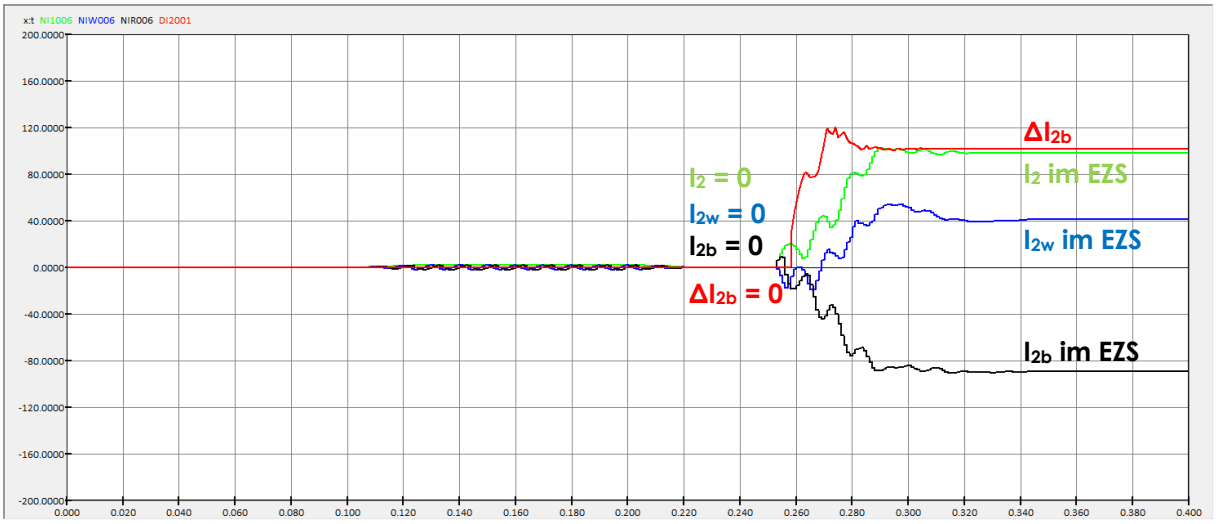


Abbildung 128: Gegensystemströme bei übererregtem Vorfehler-Betrieb und anschließendem LVRT-Betrieb nach VDE-AR-N 4110 mit phi(I2) = +90.0

Der dargestellte Wirkanteil im Gegensystem kann durch Verwendung der Variante 3 für die Phasenlage des Gegensystemstroms vermieden werden.

Die Leiterströme ergeben sich im Falle der symmetrischen und unsymmetrischen Netzfehler in L23, L23E und L1E anhand der komplexen Mit- und Gegensystemströme mit der Bezugsachse des Mitsystemspannungszeigers durch Rücktransformation mit:

$$\begin{bmatrix} \underline{I_{L1}} \\ \underline{I_{L2}} \\ \underline{I_{L3}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \underline{a}^2 & \underline{a} & 1 \\ \underline{a} & \underline{a}^2 & 1 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{I_1} \\ \underline{I_2} \\ \underline{I_0} \end{bmatrix}$$

Für andere Fehlerfälle muss die Transformationsmatrix angepasst werden (vgl. Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**), wenn die Varianten 1 und 2 für die Phasenlage des Gegensystemstroms verwendet werden. Im Rahmen dessen stehen in der Registerkarte Steuersignale Einstellwerte analog zum Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** zur Verfügung. Wird Variante 3 verwendet, ist keine Anpassung erforderlich.

Mit den Zusammenhängen

- $\underline{a} = e^{j120°}$, $\underline{a}^2 = e^{-j120°}$, $\underline{a}^3 = \underline{a}^0 = e^{j0°} = 1$, $j = e^{j90°}$

- $e^{j\varphi} = \cos(\varphi) + jsin(\varphi)$
- $\underline{I}_0 = 0$

sowie

- $\sin(-30°) = \sin(210°) = -0{,}5$
- $\cos(-30°) = -\cos(210°) = \frac{\sqrt{3}}{2}$
- $\sin(-120°) = -\frac{\sqrt{3}}{2}$
- $\cos(-120°) = -0{,}5$

ergeben sich die Leiterströme zu

Variante 1: phi(I2) = +90

$$\underline{I}_{L1} = I_{1w} - j(I_{b0} - \Delta I_{b1} - \Delta I_{b2})$$

$$\underline{I}_{L2} = \left(-\frac{1}{2}\cdot I_{1w} + \frac{\sqrt{3}}{2}\cdot(-I_{b0} + \Delta I_{1b} - \Delta I_{2b})\right) + j\left(-\frac{\sqrt{3}}{2}\cdot I_{1w} - \frac{1}{2}(-I_{b0} + \Delta I_{1b} + \Delta I_{2b})\right)$$

$$\underline{I}_{L3} = \left(-\frac{1}{2}\cdot I_{1w} - \frac{\sqrt{3}}{2}\cdot(-I_{b0} + \Delta I_{1b} - \Delta I_{2b})\right) + j\left(\frac{\sqrt{3}}{2}\cdot I_{1w} - \frac{1}{2}(-I_{b0} + \Delta I_{1b} + \Delta I_{2b})\right)$$

Variante 2: phi(I2) = phi(I1) + phi(I2,I1)

$$\underline{I}_{L1} = \left(I_{1w} + \Delta I_{2b}\cdot\left[\cos\left(arctan\left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}}\right)\right)\cdot\cos(\mathbf{phi(I2,I1)}) + \sin\left(arctan\left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}}\right)\right)\cdot\sin(\mathbf{phi(I2,I1)})\right]\right)$$
$$-\,j\left(I_{b0} - \Delta I_{1b} - \Delta I_{2b}\cdot\left[\sin\left(arctan\left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}}\right)\right)\cdot\cos(\mathbf{phi(I2,I1)}) + \cos\left(arctan\left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}}\right)\right)\cdot\sin(\mathbf{phi(I2,I1)})\right]\right)$$

$$\underline{I}_{L2} = \begin{pmatrix} -\frac{1}{2}\cdot\left(I_{1w} + \Delta I_{2b}\cdot\left[\cos\left(arctan\left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}}\right)\right)\cdot\cos(\mathbf{phi(I2,I1)}) + \sin\left(arctan\left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}}\right)\right)\cdot\sin(\mathbf{phi(I2,I1)})\right]\right) \\ +\frac{\sqrt{3}}{2}\cdot\left(-I_{b0} + \Delta I_{1b} - \Delta I_{B2}\cdot\left[\sin\left(arctan\left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}}\right)\right)\cdot\cos(\mathbf{phi(I2,I1)}) + \cos\left(arctan\left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}}\right)\right)\cdot\sin(\mathbf{phi(I2,I1)})\right]\right) \end{pmatrix}$$
$$+\,j\begin{pmatrix} -\frac{\sqrt{3}}{2}\cdot\left(I_{w1} - \Delta I_{2b}\cdot\left[\cos\left(arctan\left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}}\right)\right)\cdot\cos(\mathbf{phi(I2,I1)}) + \sin\left(arctan\left(\frac{-I_{1b}}{I_{W1}}\right)\right)\cdot\sin(\mathbf{phi(I2,I1)})\right]\right) \\ -\frac{1}{2}\cdot\left(-I_{b0} + \Delta I_{1b} + \Delta I_{2b}\cdot\left[\sin\left(arctan\left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}}\right)\right)\cdot\cos(\mathbf{phi(I2,I1)}) + \cos\left(arctan\left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}}\right)\right)\cdot\sin(\mathbf{phi(I2,I1)})\right]\right) \end{pmatrix}$$

$$\underline{I}_{L3} = \begin{pmatrix} -\frac{1}{2}\cdot\left(I_{1w} + \Delta I_{2b}\cdot\left[\cos\left(arctan\left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}}\right)\right)\cdot\cos(\mathbf{phi(I2,I1)}) + \sin\left(arctan\left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}}\right)\right)\cdot\sin(\mathbf{phi(I2,I1)})\right]\right) \\ -\frac{\sqrt{3}}{2}\cdot\left(-I_{b0} + \Delta I_{1b} - \Delta I_{2b}\cdot\left[\sin\left(arctan\left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}}\right)\right)\cdot\cos(\mathbf{phi(I2,I1)}) + \cos\left(arctan\left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}}\right)\right)\cdot\sin(\mathbf{phi(I2,I1)})\right]\right) \end{pmatrix}$$

$$+j\left(\begin{array}{c}\frac{\sqrt{3}}{2}\cdot\left(I_{1w}-\Delta I_{2b}\cdot\left[\cos\left(arctan\left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}}\right)\right)\cdot\cos(\mathbf{phi(I2,I1)})+\sin\left(arctan\left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}}\right)\right)\cdot\sin(\mathbf{phi(I2,I1)})\right]\right)\\ -\frac{1}{2}\cdot\left(-I_{b0}+\Delta I_{1b}+\Delta I_{2b}\cdot\left[\sin\left(arctan\left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}}\right)\right)\cdot\cos(\mathbf{phi(I2,I1)})+\cos\left(arctan\left(\frac{-I_{1b}}{I_{1w}}\right)\right)\cdot\sin(\mathbf{phi(I2,I1)})\right]\right)\end{array}\right)$$

Mit der Standardeinstellung $\mathbf{phi(I2,I1)} = \mathbf{180°}$ folgt:

$$\underline{I}_{L1}=\left(I_{1w}-\Delta I_{2b}\cdot\left[\cos\left(arctan\left(\frac{I_{1b}}{I_{1w}}\right)\right)\right]\right)-j\left(I_{b0}-\Delta I_{1b}-\Delta I_{2b}\cdot\left[\sin\left(arctan\left(\frac{I_{1b}}{I_{1w}}\right)\right)\right]\right)$$

$$\begin{aligned}\underline{I}_{L2}=&\left(-\frac{1}{2}\cdot\left(I_{1w}-\Delta I_{2b}\cdot\left[\cos\left(arctan\left(\frac{I_{1b}}{I_{1w}}\right)\right)\right]\right)+\frac{\sqrt{3}}{2}\cdot\left(-I_{b0}+\Delta I_{1b}-\Delta I_{2b}\cdot\left[\sin\left(arctan\left(\frac{I_{1b}}{I_{1w}}\right)\right)\right]\right)\right)\\&+j\left(-\frac{\sqrt{3}}{2}\cdot\left(I_{1w}+\Delta I_{2b}\cdot\left[\cos\left(arctan\left(\frac{I_{1b}}{I_{1w}}\right)\right)\right]\right)-\frac{1}{2}\cdot\left(-I_{b0}+\Delta I_{1b}+\Delta I_{2b}\cdot\left[\sin\left(arctan\left(\frac{I_{1b}}{I_{1w}}\right)\right)\right]\right)\right)\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\underline{I}_{L3}=&\left(-\frac{1}{2}\cdot\left(I_{1w}-\Delta I_{2b}\cdot\left[\cos\left(arctan\left(\frac{I_{1b}}{I_{1w}}\right)\right)\right]\right)-\frac{\sqrt{3}}{2}\cdot\left(-I_{b0}+\Delta I_{1b}-\Delta I_{2b}\cdot\left[\sin\left(arctan\left(\frac{I_{1b}}{I_{1w}}\right)\right)\right]\right)\right)\\&+j\left(\frac{\sqrt{3}}{2}\cdot\left(I_{1w}+\Delta I_{2b}\cdot\left[\cos\left(arctan\left(\frac{I_{1b}}{I_{1w}}\right)\right)\right]\right)-\frac{1}{2}\cdot\left(-I_{b0}+\Delta I_{1b}+\Delta I_{2b}\cdot\left[\sin\left(arctan\left(\frac{I_{1b}}{I_{1w}}\right)\right)\right]\right)\right)\end{aligned}$$

Variante 3: phi(I2) = phi(U2) + 90°

$$\underline{I}_{L1}=(I_{1w}-\Delta I_{b2}\cdot\sin(\varphi_{U2}))\;-j(I_{b0}-\Delta I_{b1}-\Delta I_{b2}\cdot\cos(\varphi_{U2}))$$

$$\begin{aligned}\underline{I}_{L2}=&\left(-\frac{1}{2}\cdot(I_{1w}-\Delta I_{b2}\cdot\sin(\varphi_{U2}))+\frac{\sqrt{3}}{2}\cdot(-I_{b0}+\Delta I_{1b}-\Delta I_{2b}\cdot\cos(\varphi_{U2}))\right)\\&+j\left(-\frac{\sqrt{3}}{2}\cdot(I_{1w}+\Delta I_{b2}\cdot\sin(\varphi_{U2}))-\frac{1}{2}(-I_{b0}+\Delta I_{1b}+\Delta I_{2b}\cdot\cos(\varphi_{U2}))\right)\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\underline{I}_{L3}=&\left(-\frac{1}{2}\cdot(I_{1w}-\Delta I_{b2}\cdot\sin(\varphi_{U2}))-\frac{\sqrt{3}}{2}\cdot(-I_{b0}+\Delta I_{1b}-\Delta I_{2b}\cdot\cos(\varphi_{U2}))\right)\\&+j\left(\frac{\sqrt{3}}{2}\cdot(I_{1w}+\Delta I_{b2}\cdot\sin(\varphi_{U2}))-\frac{1}{2}(-I_{b0}+\Delta I_{1b}+\Delta I_{2b}\cdot\cos(\varphi_{U2}))\right)\end{aligned}$$

⇨ Diese Ströme stellen komplexe Zeiger dar mit dem Mitsystemspannungszeiger $\underline{U}_1$ auf der reellen Achse in der komplexen Ebene als Bezug. **Real- und Imaginärteil stellen daher nur für $\underline{I}_{L1}$ näherungsweise auch Wirk- und Blindanteil dar !** Nur bei symmetrischem Netzzustand, wenn keine Einspeisung im Gegensystem erfolgt ist, ist $\underline{U}_{L1}$ zwangsläufig phasengleich zur Mitsystem-

spannung $\underline{U}_1$. Im Rahmen der Phasenerkennung durch die PLL wird die Phasenlage von $\underline{U}_{L1}$ ermittelt. Daher wird näherungsweise diese Phasenlage als Bezug verwendet.

⇨ **Dieses Verfahren führt bei unsymmetrischen Fehlern zu Ungenauigkeiten.**

Es muss leiterselektiv unterschieden werden, ob Blindstrom ins Netz eingespeist (**$I_b > 0$**) oder vom Netz bezogen wird (**$I_b < 0$**). In Leiter L1 wird die Blindstromeinspeisung ins Netz (übererregt) im LVRT-Betrieb mit **$\Delta I_{1b} < 0$** verstärkt, jedoch mit **$\Delta I_{2b} > 0$** reduziert (im Fall der Variante 1). Falls $\Delta I_{2b} > |\Delta I_{1b}| + I_{b0}$, bezieht die Anlage im LVRT-Betrieb in Leiter L1 im Fall der Variante 1 Blindstrom aus dem Netz.

Für den Fall der Varianten 2 und 3 ist zu erkennen, dass - im Gegensatz zu Variante 1 - hier der Gegensystemstrom einen Einfluss auf die Wirkkomponente des Stroms in Leiter 1 hat. Dieser kann daher ggf. vorzeichenbehaftet sein. Außerdem ist der Einfluss des Gegensystems auf Wirk- und Blindkomponente in Leiter 1 abhängig von der Phasenlage des Mitsystemstroms (Variante 2) bzw. der Gegensystemspannung (Variante 3).
In den Leitern L2 und L3 sind Real- und Imaginärteile im Sinne komplexer Zeiger vorzeichenbehaftet. Abhängig von der Phasenlage der zugehörigen Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L2}$ und $\underline{U}_{L3}$ können sich sowohl Wirkstrombezug oder –einspeisung als auch Blindstrombezug oder –einspeisung auf diesen Leitern ergeben, wie im Folgenden für L2 dargestellt.

$$\underline{I}_{L2} = \left|\underline{I}_{L2}\right| \cdot e^{\varphi_{IL2}} \qquad \text{mit} \left|\underline{I}_{L2}\right| = \sqrt{Re\{\underline{I}_{L2}\}^2 + Im\{\underline{I}_{L2}\}^2} \text{ und } \varphi_{IL2} = \arctan\left(\frac{Im\{\underline{I}_{L2}\}}{Re\{\underline{I}_{L2}\}}\right)$$

$$\underline{U}_{L2} = \left|\underline{U}_{L2}\right| \cdot e^{\varphi_{UL2}}$$

$$\varphi_{UIL2} = \varphi_{UL2} - \varphi_{IL2}$$

$$I_{L2,b} = \left|\underline{I}_{L2}\right| \cdot \sin(\varphi_{UIL2}) \qquad \text{und} \qquad I_{L2w} = \left|\underline{I}_{L2}\right| \cdot \cos(\varphi_{UIL2})$$

7.11.13.7.3 LVRT/HVRT: Erfassung der absoluten Phasenlage der Versorgungspannung

Das EMT-Modell verwendete wie im fehlerfreien Normalbetrieb auch im LVRT/HRVT-Betrieb den PLL zur Ermittlung der Phasenlage der Versorgungsspannung am Netzanschlusspunkt (NAP).

⇨ **Da die PLL zur Phasenerkennung einen symmetrischen Netzzustand voraussetzt, kommt es bei unsymmetrischen Fehlern zu Ungenauigkeiten.**

7.11.13.8 Einhalten des maximal zulässigen Scheinstroms I_{max} der Leiter L1, L2, L3

Überschreitet der Blindstrom im Mitsystem I_{1b} den maximal zulässigen Scheinstrom der Erzeugungsanlage I_{max}, so wird dort der Wirkstrom I_{1w} im LVRT/HVRT-Betrieb zu Null gesetzt. Es wird kein zusätzlicher Wirkstrom eingespeist. Bei Anwendung der MSR 2008 wird der Blindstrom im Mitsystem I_{1b} direkt auf den Wert I_{max} begrenzt. In dieser Betriebsart entspricht das einer Begrenzung des Scheinstroms in allen drei Leitern. In der Betriebsart VDE-AR-N 4110 erfolgt die Begrenzung der Leiterströme dagegen zu einem späteren Zeitpunkt.

Ist $I_{1b} < I_{max}$, wird ein zusätzlicher Wirkstrom I_{1w} im Mitsystem gemäß dem Einstellwert **LVRT/HVRT: I1w[A]** eingespeist. Wurde die Option **I1w=I1w(0)** aktiviert, wird im Mitsystem der Wirkstrom eingespeist, der vor Eintritt in den LVRT/HVRT-Betrieb eingespeist wurde. Unter Verwendung der Transformationsmatrix aus 7.11.13.7.2 entspricht der Wirkstrom in Leiter L1 dem Wirkstrom im Mitsystem, wenn $\underline{U}_1$ und $\underline{U}_{L1}$ näherungsweise phasengleich sind und der Realteil des eingespeisten Gegensystemstroms $\underline{I}_{2b}$ Null ist (MSR 2008 oder VDE-AR-N 4110 Variante 1).

Sollte damit im Mitsystem der maximal zulässige Scheinstrom überschritten werden, wird der Wirkstrom im Mitsystem begrenzt:

$$I_{1w} = \sqrt{{I_{max}}^2 - {I_{1b}}^2}$$

In der Betriebsart MSR 2008 entspricht dies einer Begrenzung des Scheinstroms in allen drei Leitern. Sowohl bei der Betriebsart MSR 2008 als auch bei der Betriebsart VDE-AR-N 4110 mit Phasenlage des Gegensystemstroms nach Variante 1 gilt unter Verwendung der PLL die Annahme $I_{1w} = I_{L1,w}$.
Der Verschiebungsfaktor cos φ wird im LVRT/HVRT-Betrieb aus dem Blindstrom I_b und dem Wirkstrom I_w berechnet. In der Betriebsart nach VDE-AR-N 4110 ergeben sich im Fall eines unsymmetrischen Netzzustandes unterschiedliche Verschiebungsfaktoren für die drei Leiter.

$$\cos\varphi = \frac{I_W}{\sqrt{I_W^2 + I_B^2}}$$

7.11.13.8.1 Maximaler Scheinstrom I_{max}: Betriebsart MSR2008

Im Betrieb nach MSR 2008 sind die Strombeträge in allen Leitern gleich, die Leiterströme sind lediglich um je 120° verschoben. Daher wird nur der komplexe Zeiger des Leiterstroms $\underline{I}_{L1} = \underline{I}_1$ berechnet und $\underline{I}_{L2}$ sowie $\underline{I}_{L3}$ ergeben sich durch die Phasenverschiebung.

7.11.13.8.2 Maximaler Scheinstrom I_{max}: Betriebsart VDE-AR-N 4110

Im Betrieb nach VDE-AR-N 4110 werden die Leiterströme $\underline{I}_{L1}$, $\underline{I}_{L2}$ und $\underline{I}_{L3}$ als komplexe Zeiger bezogen auf $\underline{U}_{L1}$ berechnet. Vor dieser Berechnung erfolgte nur für den Wirkstrom im Mitsystem eine Begrenzung. Die nun resultierenden Scheinströme können in allen Leitern L1, L2 und L3 den maximal zulässigen Wert I_{max} überschreiten und müssen daher begrenzt werden.

Es wurde das Verfahren einer symmetrischen Strombegrenzung in allen Leitern gewählt. Wenn sich für einen der drei Leiterstrombeträge $|\underline{I}_{L1}|$, $|\underline{I}_{L2}|$, $|\underline{I}_{L3}|$ ein Wert größer als I_{max} ergibt, wird ein gemeinsamer Reduktionsfaktor berechnet, der sich aus dem Verhältnis von I_{max} zu dem größten der drei Leiterstrombeträge $|\underline{I}_{L123}|_{max}$ ergibt.

$$Red = \frac{I_{max}}{|\underline{I}_{L123}|_{max}}$$

Die drei Leiterströme werden dann mit diesem Reduktionsfaktor multipliziert und damit gleichmäßig gesenkt, sodass in dem Leiter mit dem größten Scheinstrom der maximal zulässige Wert gerade noch eingehalten wird: $\left|\underline{I}_{L123}\right|_{max} = I_{max}$

Real- und Imaginärteile werden dabei ebenfalls gleichmäßig gesenkt, der Reduktionsfaktor wird mit den komplexen Zeigern $\underline{I}_{L1}$, $\underline{I}_{L2}$ und $\underline{I}_{L3}$ multipliziert.

7.11.13.9 Zeitverzug bei der Erkennung des LVRT/HVRT-Betriebes

Die Erkennung des LVRT/HVRT-Betriebes erfolgt durch den Vergleich der Beträge der Versorgungsspannungen (Mittelwert der Leiter-Leiter- oder der Leiter-Erd-Spannungen) am Netzanschlusspunkt mit den eingestellten LVRT/HVRT-Anregeschwellen LVRT: U< bzw. HVRT: U>. Die Beträge der Versorgungsspannungen werden mit Hilfe eines DFT-Vollwellenfilters mit einer Filterlaufzeit von DT = 1 / f_n d.h. DT = 20ms für f_n = 50Hz berechnet. Durch die Filterlaufzeit ergibt sich eine Zeitverzögerung von bis zu 20ms für die Erkennung des LVRT/HVRT-Betriebes. Der LVRT/HVRT-Betrieb wird durch den Grundschwingungsfilter verursacht um bis zu 20ms nach dem physikalischen Fehlereintritt erkannt. Zusätzlich ist hier noch die eingestellte LVRT/HVRT-Anregeschwelle zu beachten. Je kleiner/größer die LVRT/HVRT-Anregeschwelle eingestellt ist, je länger ist der Zeitversatz zwischen dem physikalischen Fehlereintritt und dem logischen Erkennen des LVRT/HVRT-Betriebes durch die Analyse der DFT-gefilterten Versorgungsspannungen. Es können so Verzögerungszeiten von >20ms für die Erkennung des LVRT/HVRT-Betriebes entstehen.

7.11.13.10 Glättung der berechneten netzfrequenten Spannungsbeträge

Zusätzlich werden die mit der DFT berechneten netzfrequenten Spannungsbeträge mit einer Mittelwertbildung über 10ms geglättet, um im Fehlereintritt und Fehleraustritt transiente Ausgleichsvorgänge zu verringern. Die Mittelwertbildung verursacht allerdings eine zeitliche Verzögerung der Blindstromeinspeisung um die Filterlaufzeit von 10ms.

Wie oben beschrieben kann der Wirkstrom im LVRT/HVRT-Betrieb zu Gunsten des Blindstromes bis auf 0A reduziert werden. Des Weiteren muss berücksichtigt werden, dass der Wirkstrom im Normalbetrieb kontinuierlich aus der Versorgungsspannung am NAP berechnet wird.

Ohne Berücksichtigung der oben beschriebenen Laufzeiten würde der Wirkstrom bis zum Zeitpunkt der LVRT/HVRT-Erkennung weiterhin kontinuierlich berechnet und gegenüber dem Wirkstrom vor Kurzschlusseintritt ansteigen, da sich der Zeitpunkt der LVRT/HVRT-Erkennung wegen der Filterlaufzeiten schon im Zeitbereich nach Kurzschlusseintritt liegt, die Versorgungsspannung sich zu diesem Zeitpunkt schon verringert hat, was bei konstanter Wirkleistung zu einer Erhöhung des Wirkstromes führt.

Daher wird im Normalbetrieb mit einem Zeitversatz DT = 20ms, d.h. mit einem Gedächtnis von 20ms der kontinuierlich berechnete Wirkstrom gespeichert. Zum Zeitpunkt der LVRT/HVRT-Erkennung wird der um DT zeitversetzt gespeicherte Wirkstrom verwendet, um den Wirkstrom im LVRT/HVRT-Betrieb zu ermitteln. Die bisherige Darstellung wird auch für den Blindstrom durchgeführt.

7.11.14 Beispiel: LVRT-Betrieb eines Windparks

Im Folgenden soll die prinzipielle Arbeitsweise des EMT-Modells im LVRT-Betrieb dargestellt werden. Die nachfolgende Abbildung zeigt ein 20kV-Netz, das dazu verwendet wird. Für den Windpark werden die Grundeinstellungen des EMT-Modells verwendet. Die Eintrittszeitpunkt des 3pE-Kurzschlusses ist t = 400ms. Der Kurzschluss erlischt zum Zeitpunkt t = 600ms. Es werden 50 Netzperioden mit einer Abtastschrittweite von 1ms berechnet (**dt** = 1ms, **Step** = 1).

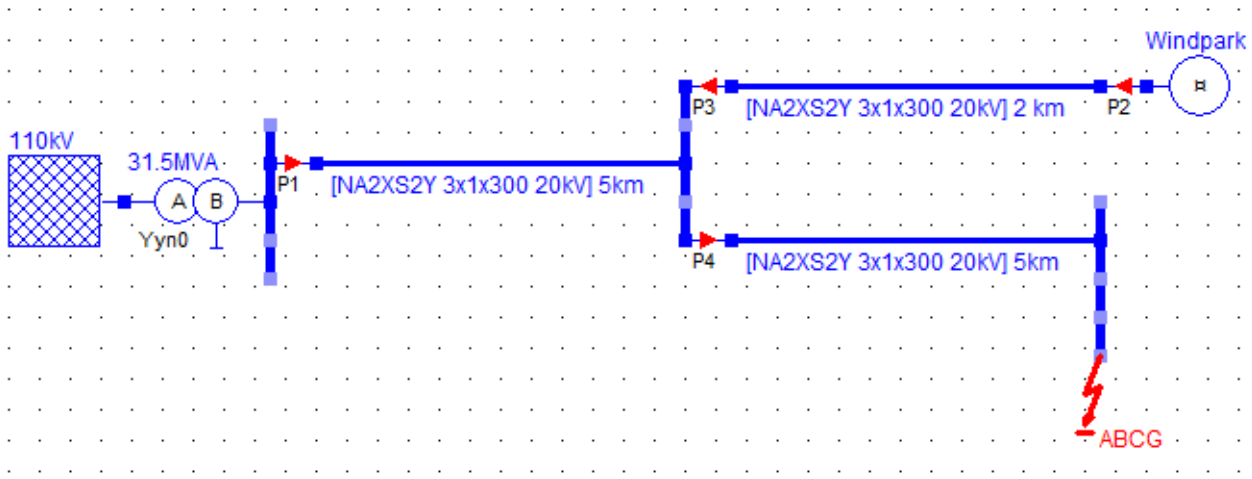


Abbildung 129: 20kV-Netz mit 5MW-Windpark

In den nachfolgenden Diagrammen ist zu berücksichtigen, dass die durch das **Mess/Schutzgerät** P2 gemessenen Leistungen dem Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) entsprechen.

7.11.14.1 Übererregter Betrieb im Normalbetrieb vor Kurschlusseintritt

Der Windpark wird mit einem konstanten Verschiebungsfaktor cos φ = 0,9$_{\text{übererregt}}$ betrieben (Einstellwerte: **cos phi = const.**; cos ϕ = -0.9).

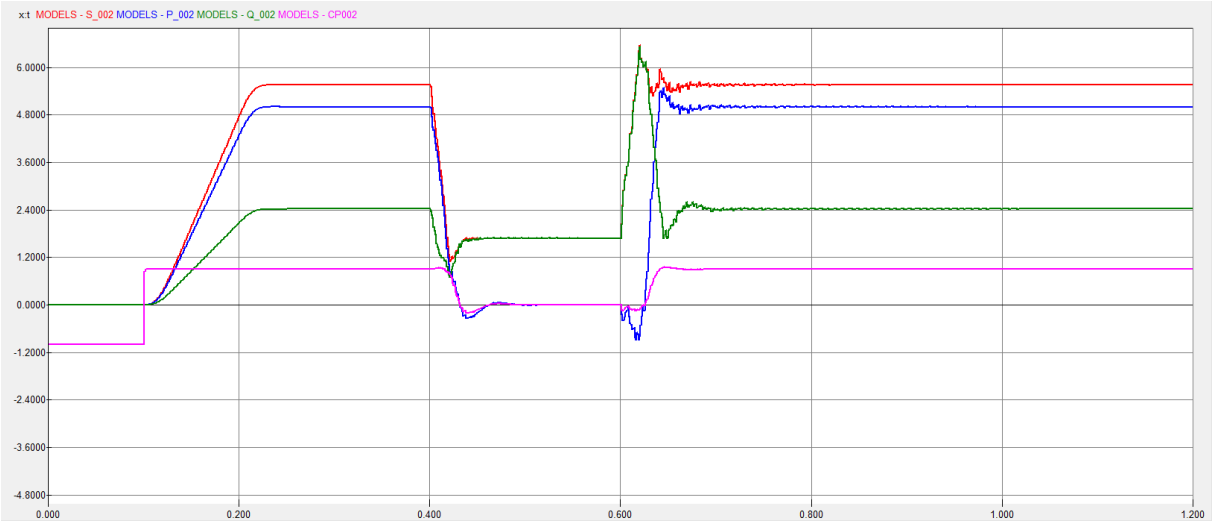


Abbildung 130: Leistungen am NAP des Windparks (k = 2, übererregt)

In vorangehender Abbildung ist zu erkennen, dass der Windpark im übererregten Betrieb arbeitet. Blindleistung (**Q_002**) wird ins Netz eingespeist. Nach dem Kurzschlusseintritt geht der Windpark in den LVRT-Betrieb und speist weiter Blindleistung ins Netz

ein. Die Verringerung der Blindleistung wird durch den Spannungseinbruch verursacht. Nach Kurzschlussklärung geht der Windpark in den Normalbetrieb zurück.

Es ist weiter zu erkennen, dass die Wirkleistung im LVRT-Betrieb zu Null reduziert wird. Ursache ist hier die automatische Reduktion der Wirkleistungseinspeisung des EMT-Modells zu Gunsten der Blindstromeinspeisung unter Berücksichtigung des maximal zulässigen Einspeisestroms I_{max} und der Blindstromstatik k = 2. Der Verschiebungsfaktor **CP_002** ist im LVRT-Betrieb cos φ = 0, da kein Wirkstrom eingespeist wird.

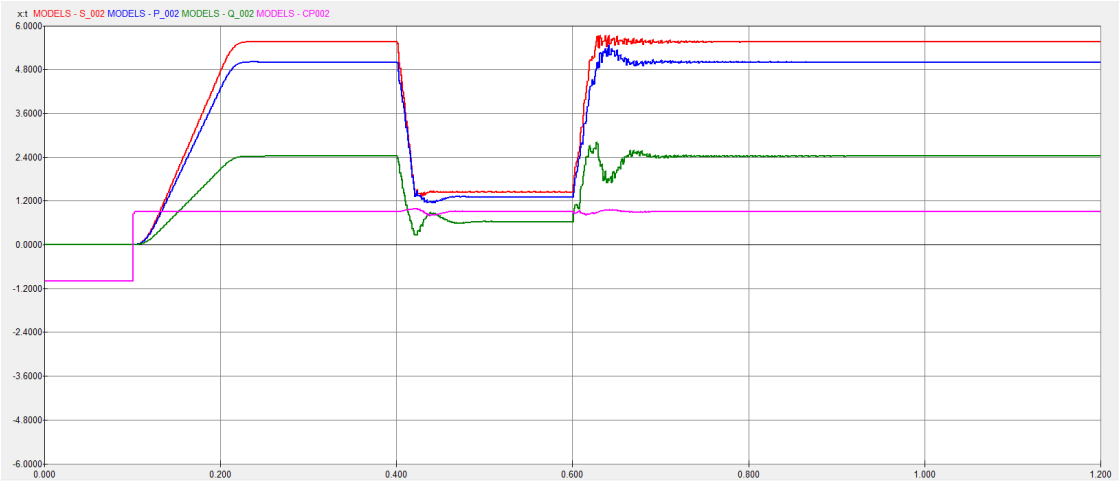


Abbildung 131: Leistungen am NAP des Windparks (k = 0, übererregt)

Die Wirkungsweise der Blindstromstatik ist der vorangehenden Abbildung zu erkennen. Wird die Blindstromstatik zu k = 0 eingestellt, so bleibt der Verschiebungsfaktor **CP_002** im LVRT-Betrieb mit cos φ = $0{,}9_{übererregt}$ unverändert. Die Wirkleistung wird wegen der reduzierten Versorgungsspannung im LVRT-Betrieb reduziert.

7.11.14.2 Untererregter Betrieb im Normalbetrieb vor Kurschlusseintritt

Der Windpark wird mit einem konstanten Verschiebungsfaktor cos $\varphi_{untererregt}$ = 0,9 betrieben (Einstellwerte: ***cos phi = const.***; cos ϕ = 0.9).

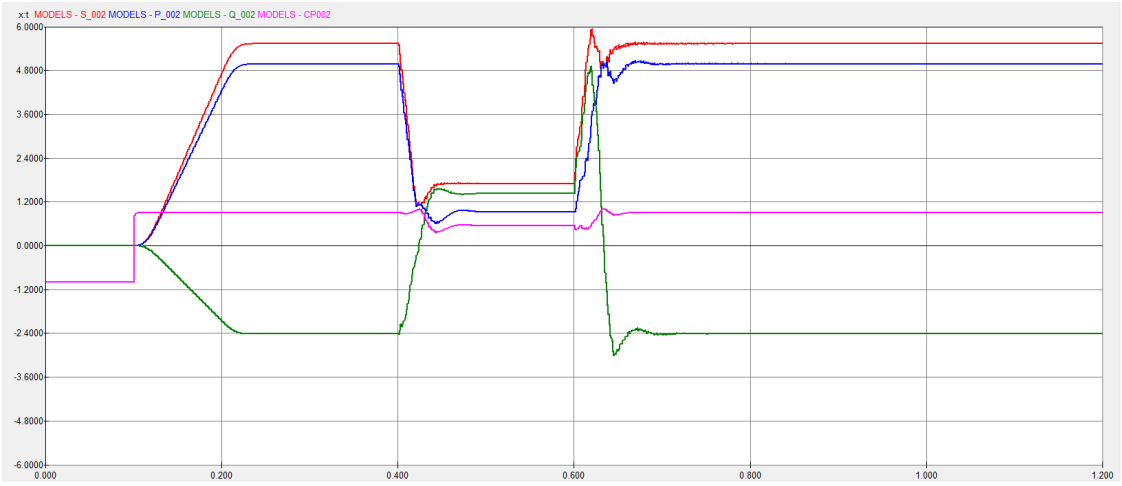


Abbildung 132: Leistungen am NAP des Windparks (k = 2, untererregt)

In der nachfolgenden Abbildung ist zu erkennen, dass durch die erhöhte Blindstromeinspeisung im LVRT-Betrieb der Windpark in den übererregten Betrieb geht und Blindleistung ins Netz zur Spannungsstützung einspeist.

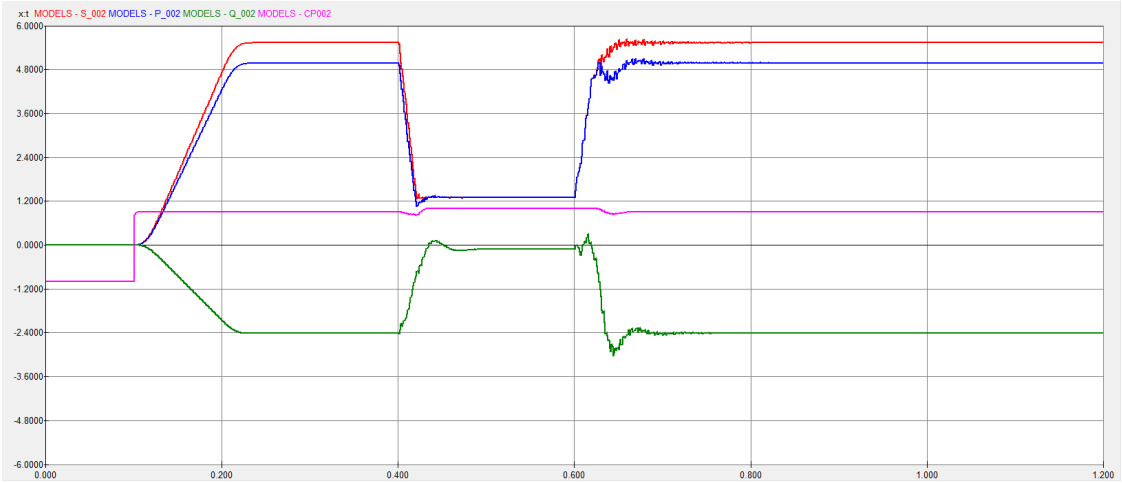


Abbildung 133: Leistungen am NAP des Windparks (k = 0,5, untererregt)

Mit einer Blindstromstatik (Verstärkungsfaktor) k = 0,5 kompensiert die Blindstromerhöhung den vor dem LVRT-Betrieb fließenden Blindstrom so, dass resultierend im LVRT-Betrieb keine Blindstromeinspeisung ins Netz erfolgt. Der Verschiebungsfaktor cos φ am NAP **CP002** erhöht sich nur geringfügig.

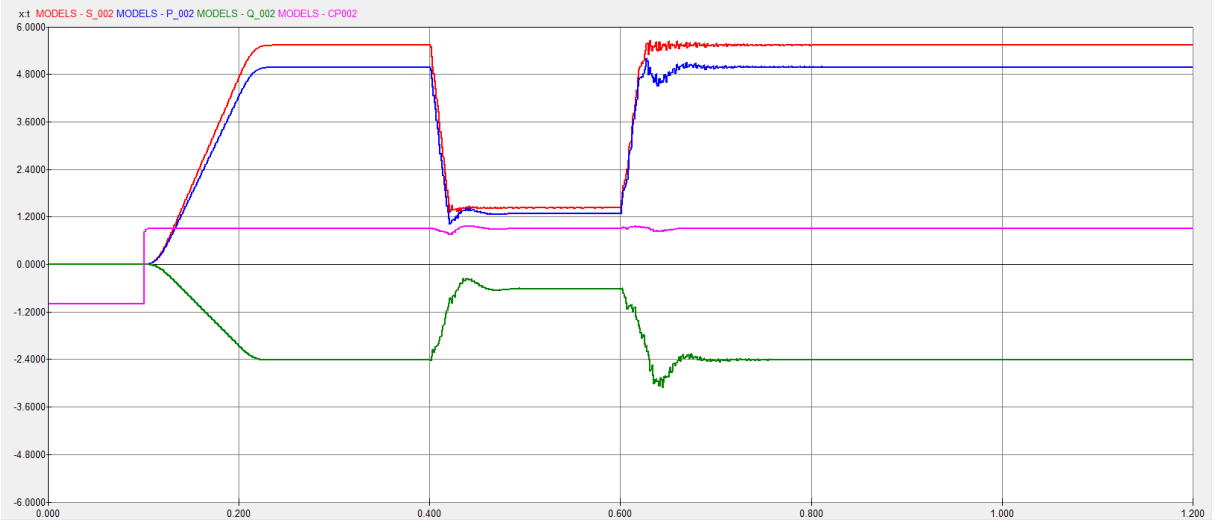


Abbildung 134: Leistungen am NAP des Windparks (k = 0, untererregt)

Wird die Blindstromstatik (Verstärkungsfaktor) zu k = 0 eingestellt, so verbleibt der Windpark auch im LVRT-Betrieb im untererregten Betrieb und nimmt weiterhin Blindleistung vom Netz auf. Diese Arbeitsweise führt im Kurzschlussfall dazu, dass die Netzspannung nicht erhöht, sondern durch den Blindleistungsbezug weiter verringert wird. Daher ist diese Betriebsweise aus Sicht der Spannungshaltung im Kurzschlussfall nicht empfehlenswert. Der Verschiebungsfaktor cos φ am NAP **CP002** bleibt unverändert.

Die nachfolgenden Diagramme zeigen den Wirkstrom **RIW001** und den Blindstrom **RIR001**, der durch den Windpark eingespeist wird.

- **RIR001** < 0 : untererregter Betrieb des Windparks

- **RIR001** > 0 : übererregter Betrieb des Windparks

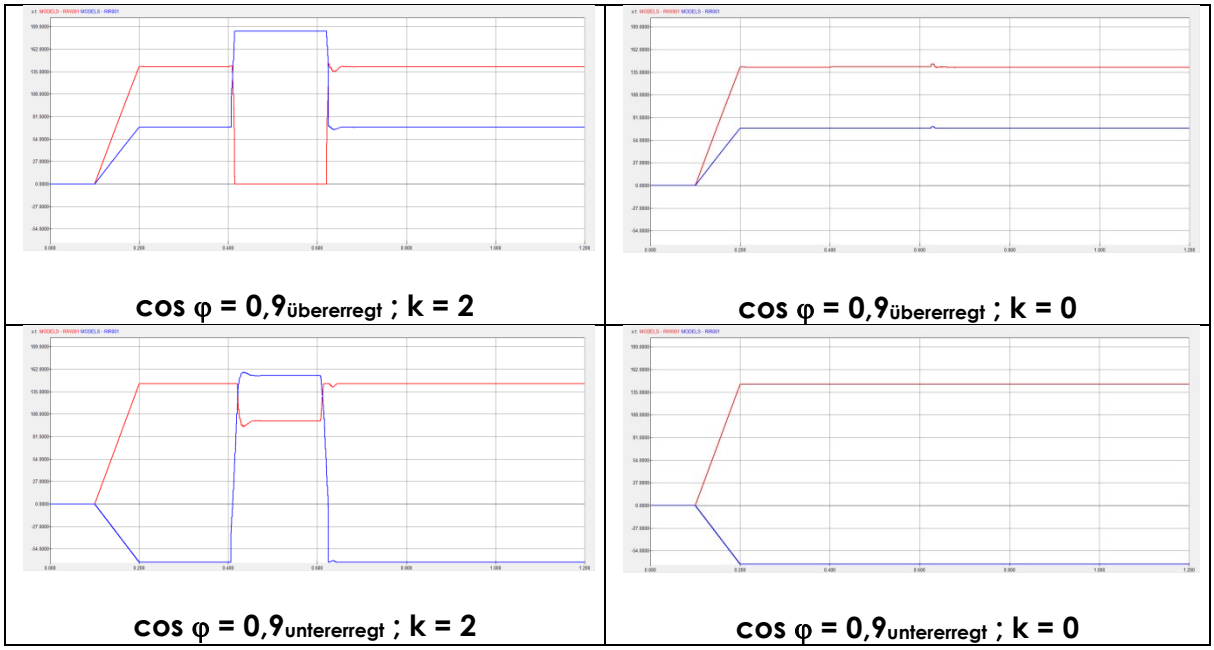


Abbildung 135: Wirk- und Blindstromeinspeisungen bzw. -bezug des Windparks

Blindstromstatik (Verstärkungsfaktor) k = 0
In Abbildung 134 ist für eine Bildstromstatik k = 0 zu erkennen, dass der Wirkstrom im LVRT-Betrieb unverändert dem Wirkstrom vor dem Kurzschlusseintritt bei 400ms entspricht.

Blindstromstatik (Verstärkungsfaktor) k = 2, untererregt
Im Falle des untererregten Normalbetriebes ergibt sich die Blindstromänderung zu 225A. Ausgehend von dem untererregten Blindstrom von 68A ergibt sich ein im LVRT-Betrieb einzuspeisender übererregter Blindstrom von 157A. Der Wirkstrom wird wegen des maximal zulässigen Leiterstromes von 120% · I_n = 184A auf ca. 95A begrenzt.

Blindstromstatik (Verstärkungsfaktor) k = 2, übererregt
Im Falle des übererregten Normalbetriebes übersteigt der einzuspeisende Blindstrom mit 293A den maximal zulässigen Leiterstrom von 120% · I_n = 184A. Der Blindstrom wird auf 184A begrenzt, der Wirkstrom auf 0A reduziert.

7.11.15 Ausgabe von Signalen in einem Diagramm

In den nachfolgenden Tabellen sind für das Netzelement **RPIxxx** die Bedeutung der in der Diagrammdatei (.PL4-Datei) ausgegebenen Signale erläutert. Die Ausgabe in die .PL4-Datei (Diagrammdatei) erfolgt, wenn der Einstellwert **Ausgabesignale** auf den Wert **Output List 3 oder höher** eingestellt ist.

Name	Bedeutung
RPHxxx	Absolute Phasenlage der Leiter-Erd-Spannung $u_{L1}(t)$ [rad]

RDPxxx	Abweichung der Phasenlage der Leiter-Erd-Spannung $u_{L1}(t)$ vom SOLL-Wert [rad]
RPTxxx	Zeitlicher Verlauf der stochastischen Schwankung der Wirkleistung in p.u. = P_{nom}
RIAxxx	Aus-/eingespeister Leiterstrom $i_{L1}(t)$ [A] (Augenblickswert)
RIBxxx	Aus-/eingespeister Leiterstrom $i_{L2}(t)$ [A] (Augenblickswert)
RICxxx	Aus-/eingespeister Leiterstrom $i_{L3}(t)$ [A] (Augenblickswert)
RI1xxx	Betrag der netzfrequenten Komponente Leiterstrom $i_{L1}(t)$ [A]
RI2xxx	Betrag der netzfrequenten Komponente Leiterstrom $i_{L2}(t)$ [A]
RI3xxx	Betrag der netzfrequenten Komponente Leiterstrom $i_{L3}(t)$ [A]
R1Cxxx	Verschiebungsfaktor cos φ im Mitsystem nach DIN EN 61400-21
IW1xxx	Betrag des Wirkanteils des Leiterstroms IL1 [A] Entspricht dem Wirkanteil des Mitsystemstroms im Normalbetrieb und LVRT/HVRT-Betrieb nach MSR 2008 < 0: im EZS wird Wirkstrom vom Netz bezogen > 0: im EZS wird Wirkstrom ins Netz eingespeist
IR1xxx	Betrag des Blindanteils des Leiterstroms IL1 [A] Entspricht dem Blindanteil des Mitsystemstroms im Normalbetrieb und LVRT/HVRT-Betrieb nach MSR 2008 < 0 : untererregt d.h. im EZS wird Blindstrom vom Netz bezogen > 0 : übererregt d.h. im EZS wird Blindstrom ins Netz eingespeist
W1Pxxx	Betrag des Wirkanteils des Leiterstroms IL1 (IW1xxx) [p.u.] Entspricht dem Wirkanteil des Mitsystemstroms im Normalbetrieb und LVRT/HVRT-Betrieb nach MSR 2008
R1Pxxx	Betrag des Blindanteils des Leiterstroms IL1 (IR1xxx) [p.u.] Entspricht dem Blindanteil des Mitsystemstroms im Normalbetrieb und LVRT/HVRT-Betrieb nach MSR 2008
RDVxxx	Betragsmäßig größter Spannungseinbruch der drei Leiter-Leiter-Spannungen $\Delta U_{LL\ max}$ Hinweis: Das Signal hat im Normalbetrieb immer den Wert = 0 und wird nur im LVRT- oder HVRT-Betrieb berechnet.
DU1xxx	Einbruch bzw. Erhöhung der relativen Mitsystemspannung im LVRT/HVRT-Betrieb [p.u.]

	$$\Delta U_1 = \frac{\lvert \underline{U}_{1,LL} \rvert - U_c}{U_c}$$ Die Mitsystemspannung wird dabei als Leiter-Leiter-Spannung angegeben. Die Spannung U_c kann in guter Näherung als Mitsystemspannung am NAP vor Eintritt in den LVRT/HVRT-Betrieb interpretiert werden. Hinweis: Im Normalbetrieb ist das Signal der Variable = 0.
DU2xxx	Relative Gegensystemspannung im LVRT/HVRT-Betrieb [p.u.] $$\Delta U_2 = \frac{\lvert \underline{U}_{2,LL} \rvert}{U_c}$$ Die Gegensystemspannung wird dabei als Leiter-Leiter-Spannung angegeben. Da das EMT-Modell im Normalbetrieb symmetrisch einspeist, kann die Gegensystemspannung vor Eintritt in den LVRT/HVRT-Betrieb als 0 angenommen werden. Hinweis: Im Normalbetrieb ist das Signal der Variable = 0.
DI1xxx	Zusätzlicher Blindstrom im Mitsystem nach MSR2008 oder VDE-AR-N 4110 mit $I_n = I_r$, der im LVRT- oder HVRT-Betrieb ein-/ausgespeist wird. [A] $$\Delta I_{B1} = k \cdot \Delta U_1 \cdot I_n$$ Der Blindstrom wird entsprechend dem Verschiebungsfaktor cos φ dem Blindstrom im Normalbetrieb unmittelbar vor dem LVRT/HVRT-Betrieb überlagert. Es zu beachten, dass der Blindstrom ΔI_{B1} nicht die Begrenzung auf den maximal zulässigen Scheinstrom des Netzstromrichters berücksichtigt. Hinweis: Im Normalbetrieb ist das Signal der Variable = 0.
DI2xxx	Zusätzlicher Blindstrom im Gegensystem nach VDE-AR-N 4110 mit $I_n = I_r$, der im LVRT- oder HVRT-Betrieb ein-/ausgespeist wird. [A] $$\Delta I_{B2} = k \cdot \Delta U_2 \cdot I_n$$ Hinweis: Im Normalbetrieb ist das Signal der Variable = 0.
RIPxxx	Spitzenwert des Leiterstroms $i_{L1}(t)$ [A_{peak}] Entspricht den Spitzenwerten für $i_{L2}(t)$ und $i_{L3}(t)$ im Normalbetrieb und LVRT/HVRT-Betrieb nach MSR 2008
RTRxxx	Meldung **Netztrennung** des Netzstromrichters (Stromquelle) 0 = Meldung inaktiv, 1 = Meldung aktiv
RLSxxx	Zeitvariables Wirkleistungsdargebot P(t) [kW]
RVKxxx	Unterspannungserkennung U<< 0 = Meldung inaktiv, 1 = Meldung aktiv

RPCxxx	Zeitvariables Wirkleistungsdargebot P(t) [kW] als Eingangssignal der Kennlinie des Verschiebungsfaktors cos φ (P(t)/P_{nom}) Hinweis: Ausgabe nur in der Betriebsart cos φ (P) verfügbar.
RPNxxx	Zeitvariables Wirkleistungsdargebot P(t)/P_{nom} [p.u.] als Eingangssignal der Kennlinie des Verschiebungsfaktors cos φ (P(t)/P_{nom}) Hinweis: Ausgabe nur in der Betriebsart cos φ (P) verfügbar.
RCPxxx	Verschiebungsfaktor cos φ entsprechend der verlagerten Kennlinie ▪ Ausgangssignal der POINTLIST (Polygonzug Verschiebungskennlinie) ▪ cos φ < 0 = übererregter Betrieb: cos φ_{neu} = 2 + cos φ ▪ cos φ ≥ 0 = untererregter Betrieb: cos φ_{neu} = cos φ Hinweis: Ausgabe nur in der Betriebsart cos φ (P) verfügbar.
RCKxxx	Verschiebungsfaktor cos φ zur Berechnung der Wirk- und Blindleistung Hinweis: Ausgabe nur in der Betriebsart cos φ (P) verfügbar.
RQVxxx	Eingangsspannung der cos φ (U) Kennlinie Hinweis: Ausgabe nur in der Betriebsart cos φ (V) verfügbar.
RQCxxx	Verschiebungsfaktor cos φ als Ausgang der cos φ (U) Kennlinie Hinweis: Ausgabe nur in der Betriebsart cos φ (V) verfügbar.
RV1xxx **RV2xxx** **RV3xxx**	**PWM:** Pulsweitenmodulierte DC-Spannung Vx der Leiter 1 = L1 = A, 2 = L2 = B und 3 = L3 = C
RVTxxx	**PWM:** Modulierende Dreieckspannung
RC1xxx **RC2xxx** **RC3xxx**	**PWM:** Sinusförmige Referenzspannungen Cx zur Erzeugung der pulsweiten-modulierten DC-Spannungen der Leiter 1 = L1 = A, 2 = L2 = B und 3 = L3 = C

Die nachfolgenden Signale werden ab **Output List 1 oder höher** ausgegeben.

Name	Bedeutung
RVAxxx	Fiktive **mittlere Leiter-Erd-Spannung U_m in V** am Netzanschlusspunkt (NAP), die abhängig von der Betriebsart **Mittl. Spannung** zur Berechnung der Amplitude der Stromquelle verwendet wird.
RVIxxx	Fiktive **mittlere Leiter-Erd-Spannung U_m in p.u.** am Netzanschlusspunkt (NAP), die abhängig von der Betriebsart **Mittl. Spannung** zur Berechnung der Amplitude der Stromquelle verwendet wird.
RTPxxx	AUS-Kommando des U< - bzw. U> - Schutzes

	0 = AUS-Kommando inaktiv, 1 = AUS-Kommando aktiv
RIMxxx	Detektion Strombegrenzung, 0 : Meldung inaktiv, 1 : Meldung aktiv
RLVxxx	**LVRT-Betrieb:** 0 = LVRT-Betrieb inaktiv, 1 = LVRT-Betrieb aktiv
RHVxxx	**HVRT-Betrieb**: 0 = HVRT-Betrieb inaktiv, 1 = HVRT-Betrieb aktiv

7.12 Parkregler (RPI) - Parkregler für einen dezentralen Einspeiser (EMT)

Mit Hilfe der Registerkarte **Parkregler (RPI)** des Netzelementes **Mess/Schutzgerät** kann ein Parkregler einer dezentralen Erzeugungsanlage (EZA)[2] verwendet werden, der mehrere dezentrale Erzeugungseinheiten steuert. Als dezentrale Erzeugungseinheiten (EZE)[3] können nur Instanzen des Netzelementes **Dezentraler Einspeiser (EMT)** verwendet werden. Der Einstelldialog des Parkreglers sind nachfolgend dargestellt.

⇨ Der **Parkregler (RPI)** kann nur für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** mit Hilfe der ATP-Programmiersprache **MODELS** eingesetzt werden.

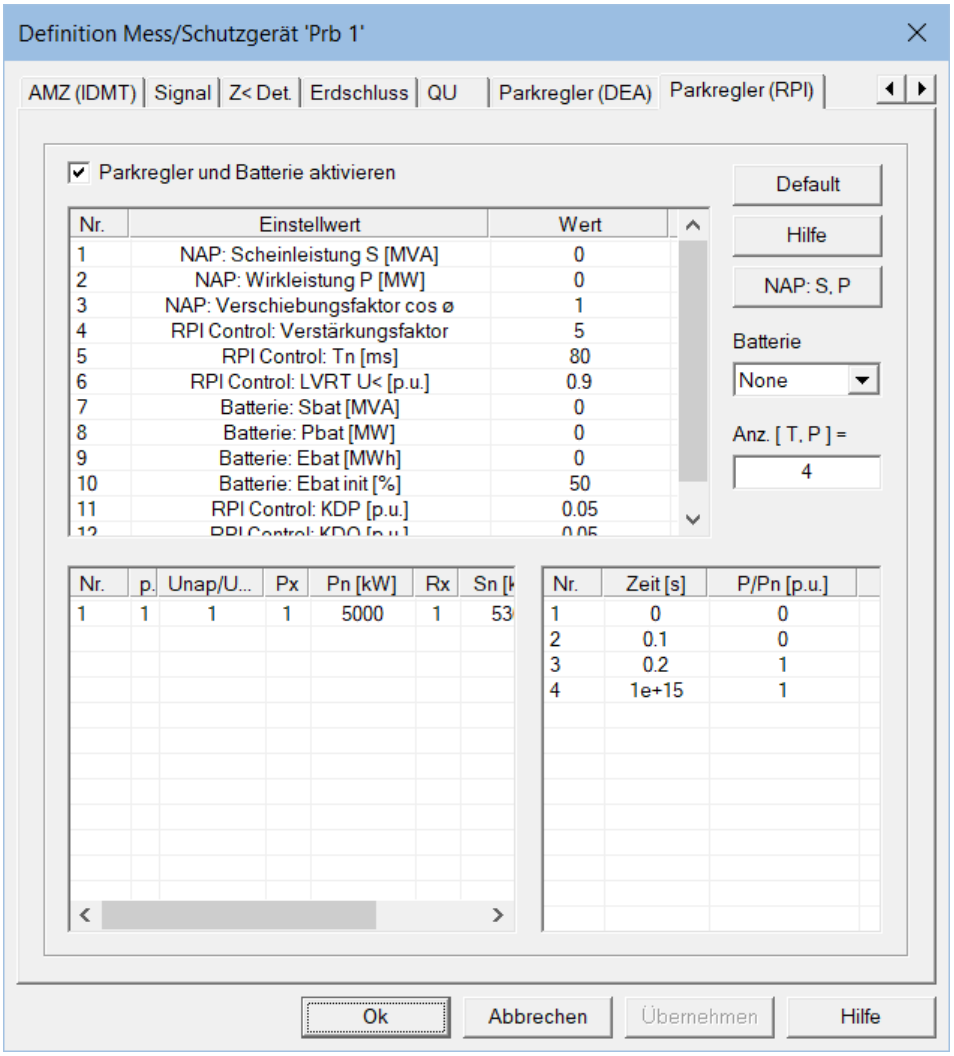


Abbildung 136: Einstelldialog *Parkregler (RPI)* für einen Parkregler

In einem elektrischen Netz kann nur ein Parkregler verwendet werden. Eine dezentrale Erzeugungseinheit **Dezentraler Einspeiser (EMT)** kann nur einem Parkregler zugeordnet werden. Der Parkregler wird mit Hilfe der Registerkarte **Parkregler (RPI)** des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerätes** realisiert. Die Zuordnung der Erzeugungseinheit zum Parkregler erfolgt im Einstelldialog des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**.

[2] EZA = dezentrale Erzeugungsanlage
[3] EZE = dezentrale Erzeugungseinheit

Zusätzlich kann eine am Netzanschlusspunkt der Erzeugungsanlage angeschlossene Batterie in das Parkmanagement integriert werden. In der Grundeinstellung ist die Batterie deaktiviert (P_{bat} = 0MW und E_{bat} = 0MWh). Bei der Verwendung eines Parkreglers werden von ATPDesigner intern folgende Regeln eingehalten.

- Die Arbeitsweise des Parkreglers geht von einem symmetrischen, fehlerfreien Netzzustand aus. Die nachfolgenden Spannungen und Ströme sind die Größen im Mitsystem.

- Der Parkregler kann nur mit Instanzen des auf einer geregelten Stromquelle basierenden Netzwerkelementes **Dezentraler Einspeiser (EMT)** verwendet werden. Die folgenden Betriebsarten sind zulässig:

  - **Pn (IL:3p) = const.**
  - **Pn (IL:1p) = const.**

- Der im Einstelldialog des Parkreglers (Registerkarte **Parkregler (RPI)** des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**) eingestellte Verschiebungsfaktor cos φ wird für jedes einzelne Netzwerkelement **Dezentraler Einspeiser (EMT)** verwendet. Eine zusätzliche Eingangsgröße für die Erzeugungsanlage ist der Phasenwinkel $\Delta\varphi_{Parkregler}$ der Leiter-Erd-Spannungen zwischen dem Netzanschlusspunkt des Parkreglers und dem jeweiligen Netzanschlussknoten der Erzeugungseinheit. Der Phasenwinkel wird bei der Berechnung der zeitlichen Funktion der Leiterströme hinzuaddiert. Der Phasenwinkel $\Delta\varphi_{Parkregler}$ wird vom Parkregler für jede dezentrale Erzeugungseinheit getrennt mit Hilfe einer DFT-basierten Grundschwingungsanalyse getrennt berechnet.

  $$\Delta\varphi_{Parkregler} = \varphi\left(\underline{U}_{1EZE}\right) - \varphi\left(\underline{U}_{1NAP}\right)$$

  Da ein symmetrischer Netzzustand vorausgesetzt wird, entspricht der Phasenwinkel $\Delta\varphi_{Parkregler}$ dem Winkel im Mitsystem.

  Beispiel der Leiterstromberechnung ohne Parkregler

  $$i_L(t) = \hat{\imath} \cdot \sin\left(\omega t + \varphi_{\cos\varphi} + \varphi_{PLL}\right)$$

  mit $\varphi_{cos\varphi}$: von der jeweiligen Erzeugungsanlage

  Beispiel der Leiterstromberechnung mit Parkregler

  $$i_L(t) = \hat{\imath}_{kor} \cdot \sin\left(\omega t + \varphi_{\cos\varphi} + \varphi_{PLL} + \Delta\varphi_{Parkregler}\right)$$

  mit $\varphi_{cos\varphi}$: vom Parkregler

  Die Stromamplitude $\hat{\imath}$ muss angepasst werden, damit der Wirkstrom unverändert bleibt. Durch die Phasenverschiebung ergibt sich bei den Erzeugungsanlagen ein zusätzlicher Blindstrom. Das resultiert in einem größeren Scheinstrom der Amplitude $\hat{\imath}_{kor}$.

$$\hat{\imath}_{kor} = \frac{\hat{\imath}}{\cos\left(\Delta\varphi_{Parkregler}\right)}$$

Die Amplitude $\hat{\imath}_{kor}$ des Scheinstromes wird auf den Nennstrom I_{nom} der Erzeugungsanlage begrenzt, wenn weder LVRT- noch HVRT-Betrieb aktiv sind.

7.12.1 Parkregler (RPI) und Batterie aktivieren

Der Parkregler wird für dieses **Mess/Schutzgerät** aktiviert. Mit der Aktivierung wird den in der Liste angezeigten Erzeugungseinheiten **Dezentraler Einspeiser (EMT)** das **Mess/-Schutzgerät** als Parkregler zugeordnet. Im Einstelldialog der Registerkarte **Parkregler (RPI)** ist das zugeordnete **Mess/Schutzgerät** in der Liste links unten in der Spalte **Px** angezeigt. In der Spalte wird die Nummer des **Mess/Schutzgeräts Px** als zugeordneter Parkregler angezeigt. Der Parkregler wird in der Netzgrafik mit einem **blauen Kreis** markiert.

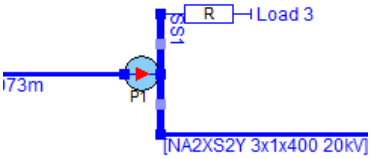


Abbildung 137: Markierung des *Mess/Schutzgerätes* mit aktivem Parkregler

7.12.2 Kennlinie der primären Wirkleistung P(t) für die Erzeugungseinheiten

Ist ein Parkregler **Px** mit der Option **Parkregler und Batterie aktivieren** aktiv, so wird die primäre Wirkleistung **$P_{EZE}(t)$** für jede dem Parkregler zugeordnete Erzeugungseinheit **Dezentraler Einspeiser (EMT)**

- mit der im Einstelldialog des Parkreglers definierten Kennlinie **P/P_n [p.u.]**,
- der Nennwirkleistung **P_{nEZE}** der Erzeugungseinheit (**RPI**) und
- dem EZE-spezifischen Faktor **p [p.u.]** aus dem Einstelldialog des Parkreglers berechnet.

$$P_{EZE_k}(t) = P_{nomEZE_k} \cdot p\left[p.u.\right]_k \cdot {}^{P}\!/_{P_{nom}}(t)$$

k : Nummer der Erzeugungseinheit

Die Kennlinie **P/P_n [p.u.]** in dem Einstelldialog der Erzeugungseinheit wird nicht verwendet, da die Erzeugungseinheit einem Parkregler zugeordnet ist. Dadurch wird eine bzgl. des zeitlichen Verhaltens gleiche Wirkleistungskennlinie für alle dem Parkregler zugeordneten Erzeugungseinheiten erreicht, die allerdings mit der Nennwirkleistung P_n der Erzeugungseinheit skaliert ist.

In der internen **MODELS**-Implementierung wird jeder einzelnen Erzeugungseinheit eine eigene Wirkleistungskennlinie $P_{EZE}(t)$ vorgegeben, deren zeitliche Funktionen identisch sind, deren absolute Wirkleistungswerte $P(t_0)$ für einen Zeitpunkt t_0 aber abhängig von

den Nennwirkleistungen $P_{n\ EZE}$, die im jeweiligen Einstelldialog des Netzwerkelementes **Dezentraler Einspeiser (EMT)** definiert sind, verschieden sein können.

7.12.3 Definition der Wirkleistungskennlinie P(t)

Der zeitliche Verlauf der Wirkleistung P(t), die durch die dezentrale Erzeugungsanlage bestehend aus mehreren Erzeugungseinheiten (EZE, in ATPDesigner als Netzwerkelemente **Dezentraler Einspeiser (EMT)** nachgebildet) ins elektrische Netz eingespeist wird, kann durch eine Kennlinie mit mehreren Stützstellen definiert werden. Die Stützstellen werden in der Registerkarte **RPI Control** des **Mess/Schutzgerätes** des Parkreglers in der Liste rechts unten definiert. Im zeitlichen Verlauf der Berechnung der dynamischen Netzvorgänge interpoliert ATP den Kurvenverlauf zwischen den Stützstellen durch eine lineare Funktion. Die Berechnung der Kennlinie $\mathbf{P_{EZE}(t)}$ ist in Gleichung (1.196) erläutert.

Einstellwert	Bedeutung
No. [T, P]	Anzahl Stützstellen der P(t)-Kennlinie
Zeit [s]	Zeitpunkt der Stützstelle
P/Pn [p.u.]	Wirkleistung an der Stützstelle in p.u. mit **1 p.u.** Die Nennwirkleistungen P_n zur Berechnung der resultierenden Wirkleistungskennlinie P(t) wird aus den Einstellwerten der einzelnen mit dem Parkregler verbundenen dezentralen Erzeugungseinheiten **Dezentraler Einspeiser (EMT)** entnommen

7.12.4 Einstellung des Anteils *p[p.u.]* der Erzeugungseinheiten zur Gesamtleistung der Erzeugungsanlage

Im Einstelldialog in der Registerkarte **Parkregler (RPI)** ist im linken unteren Listenfeld jede dem Parkregler zugeordnete Erzeugungseinheit **Dezentraler Einspeiser (EMT)** mit ausgewählten Einstellwerten aufgelistet.

- **p [p.u.]**
  Durch den Einstellwert **p [p.u.]** kann festgelegt werden, welcher Anteil der Nennwirkleistung P_n der jeweiligen Erzeugungseinheit vom Parkregler eingesetzt wird.

  - **= 1**: Die Erzeugungseinheit wird mit P_n vom Parkregler eingesetzt.
  - **= 0,8**: Die Erzeugungseinheit wird mit 80% P_n vom Parkregler eingesetzt.
  - **= 0**: Die Erzeugungseinheit wird mit P = 0 vom Parkregler eingesetzt.

  Ist die Erzeugungseinheit deaktiviert, so wird der Wert **p [p.u.] = 0** angezeigt, der eigentliche Einstellwert bleibt aber intern weiter gespeichert. Das Verändern des Einstellwertes ist für eine deaktivierte Erzeugungseinheit gesperrt. Dadurch wird die Erzeugungseinheit vom Parkregler nicht eingesetzt. Wird die Erzeugungseinheit wieder aktiviert, wird der ursprüngliche Einstellwert restauriert und angezeigt.

- **Unap / Urpi**

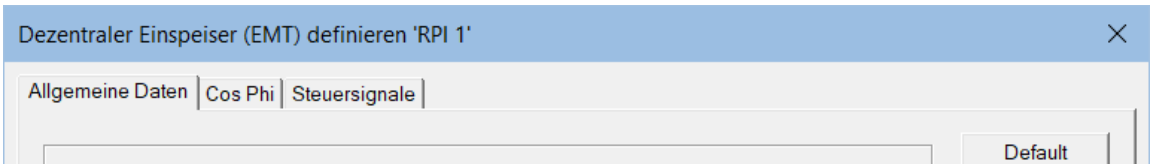
Die Berechnung des Übersetzungsverhältnisses der Nennspannungen ist abhängig von dem Einstellwert **NCP** in der Registerkarte **Allgemeine Daten** des Einstelldialogs des Netzwerkelementes **Dezentraler Einspeiser (EMT)**. Weitere Informationen sind in **Berechnung des Übersetzungsverhältnisses *Unap/Urpi*** enthalten.

- **Px**
  Nummer des zugeordneten **Mess/Schutzgerätes**, die als Parkregler eingesetzt wird. Die Nummer **x** ist Bestandteil des Referenznamens der Erzeugungseinheit

- **Prb x**. Diese Nummer verknüpft eine Erzeugungseinheit mit einem Parkregler. Eine Erzeugungseinheit kann nur einem einzigen Parkregler zugeordnet werden.

- **P_n [kW]**
  Nennwirkleistung P_n der Erzeugungseinheit

- **Rx**
  Nummer der Erzeugungseinheit **Dezentraler Einspeiser (EMT)**
  Die Nummer **x** ist Bestandteil des Referenznamens der Erzeugungseinheit **RPI x**. Diese Nummer dient zur eindeutigen Identifikation der Erzeugungseinheit. Die Kennung **RPI x** ist wie nachfolgend gezeigt in der Kopfzeile des Einstelldialogs der Erzeugungseinheit dargestellt.



- **S_n [kVA]**
  Nennscheinleistung S_n der Erzeugungseinheit

- **Name**
  Anwenderspezifischer Name der Erzeugungseinheit

7.12.5 Einstellungen mit dem Button *NAP: S, P*

Mit Betätigen des Buttons werden die Summe der Scheinleistungen und die Summe der Wirkleistungen der Erzeugungseinheiten, die dem Parkregler zugeordnet sind, im Sinne einer installierten Leistung berechnet. Die beiden Summen werden den Einstellwerten **NAP: Scheinleistung S [MVA]** und **NAP: Wirkleistung P [MW]** automatisch zugewiesen. Eine inaktive Erzeugungseinheit wird nicht berücksichtigt, d.h. deren Nennwirkleistung und Nennscheinleistung wird zu 0MW bzw. 0MVA angenommen. Die Berechnung der Leistungssummen erfolget nur, wenn vorher die Option **Parkregler und Batterie aktivieren** aktiviert wurde.

⇨ **Es wird empfohlen, nach jeder Änderung der für die Erzeugungsanlagen relevanten Einstellwerte den Button NCP: S, P erneut zu drücken, um die Summen der Schein- und Wirkleistung der Erzeugungsanlage neu zu berechnen.**

7.12.5.1 NAP: Scheinleistung S [MVA]

Nennscheinleistung **S_{NAP}** am Netzanschlusspunkt (NAP)
Die Nennscheinleistung kann bei aktiviertem Parkregler durch Drücken des Buttons **NAP: S, P** berechnet aber danach auch geändert werden. Deaktivierte Erzeugungseinheiten werden nicht berücksichtigt.

$$NAP: Scheinleistung\ S[MVA] = S_{NAP} = \sum_{k=1}^{N} S_{n\,EZE_k}$$

7.12.5.2 NAP: Wirkleistung P [MW]

Nennwirkleistung **P_{NAP}** am Netzanschlusspunkt (NAP)
Die Nennwirkleistung kann bei aktiviertem Parkregler durch Drücken des Buttons **NAP: S, P** berechnet aber danach auch geändert werden. Deaktivierte Erzeugungseinheiten werden nicht berücksichtigt.

$$NAP: Wirkleistung\ P[MW] = P_{NAP} = \sum_{k=1}^{N} p[p.u.] \cdot P_{n\,EZE_k}$$

7.12.5.3 NAP: Verschiebungsfaktor cos ϕ

Verschiebungsfaktor cos φ am Netzanschlusspunkt (NAP) des Parkreglers.

7.12.6 Funktionsweise des Parkreglers

Der Parkregler ist in **MODELS** als PI-Regler implementiert und kann mit Einstellwerten an die netzphysikalischen Verhältnisse des Parks angepasst werden.

Einstellwert	Bedeutung
RPI Control: Verstärkungsfaktor	Verstärkungsfaktor K_{PR}
RPI Control: Tn [ms]	Nachstellzeit

Der I-Anteil des PI-Reglers sorgt dafür, dass der Verschiebungsfaktor ohne bleibende Regeldifferenz, die durch den P-Anteil entsteht, ausgeregelt werden kann. Die Nachstellzeit ist ein Maß dafür, wie stark die zeitliche Dauer der Regelabweichung in die Regelung eingeht. Eine große Nachstellzeit bedeutet einen geringen Einfluss des I-Anteils und umgekehrt. In der angegebenen Zeit T_n wird die Stellgrößenänderung, verursacht durch den P-Anteil, noch einmal aufaddiert. Somit besteht ein festes Verhältnis zwischen dem P- und I-Anteil. Wird der P-Anteil geändert, so bedeutet das auch ein geändertes Zeitverhalten, bei einem gleichbleibenden Wert von T_n. Dies bedeutet, dass je kleiner die Nachstellzeit T_n gewählt wird, desto schneller der Regler Einfluss nimmt. Ist die Nachstellzeit jedoch zu gering gewählt, kann der I-Anteil einen zu großen Einfluss nehmen und die Regelung wird instabil. Zusätzlich darf der P-Anteil (Verstärkungsfaktor K_{PR}) nicht zu groß gewählt werden, da ansonsten die Regeldifferenz zu groß wird und ebenfalls eine instabile Regelung auftreten kann.

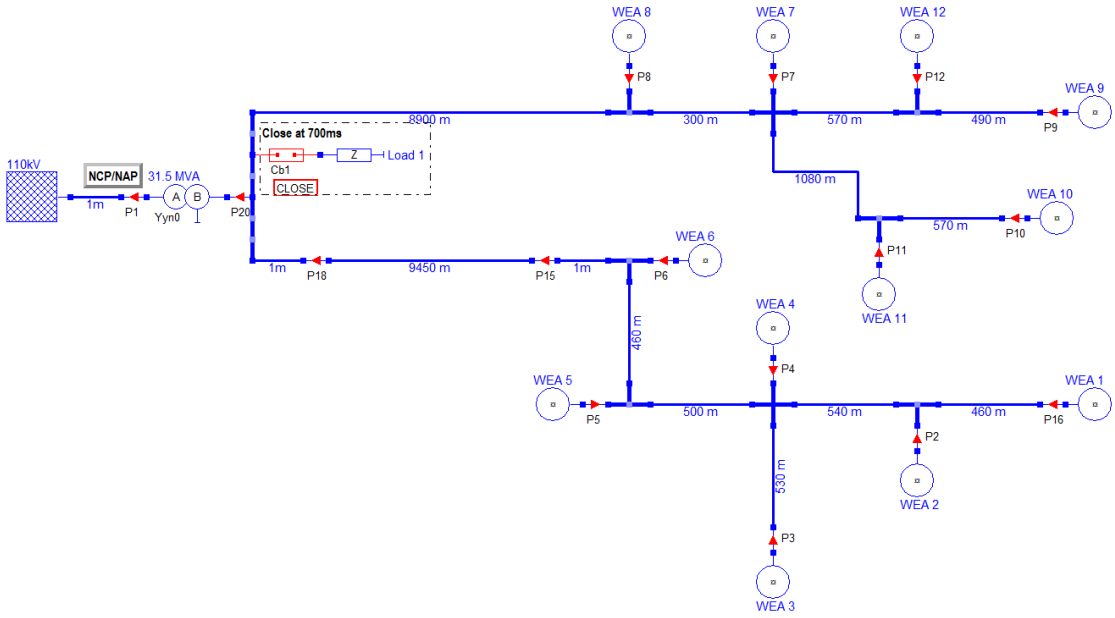


Abbildung 138: Beispielnetz eines Windparks mit Parkregler (PowerNetwork_65)

Die Wahl der Nachstellzeit T_n im Bereich 50...100ms hat sich als sinnvoll herausgestellt, für den Verstärkungsfaktor K_{PR} ein Bereich von 0,5…5. Dadurch ergibt sich für die Verstärkung des PI-Gliedes K_{PI}

$$K_{PI} = \frac{K_{PR}}{T_n}$$

im Bereich 5…100. Es werden die Einstellwerte K_{PR}=1 und T_n=80ms als Ausgangswerte empfohlen.

In dem oben dargestellten Beispielnetz wird das **Mess/Schutzgerät** **P1** als Parkregler eingesetzt. Die am Netzanschluss berechneten netzfrequenten Leistungen sowie der Verschiebungsfaktor **CP** sind nachfolgend dargestellt.

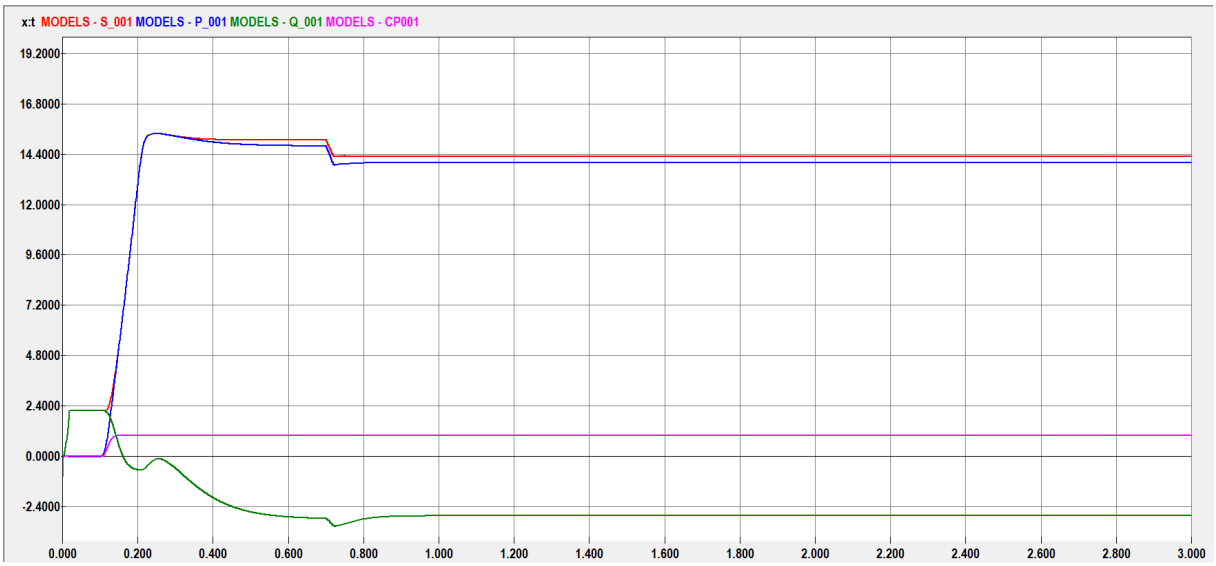


Abbildung 139: Leistungen und Verschiebungsfaktor am Netzanschlusspunkt (NAP)

Zum Zeitpunkt t=700ms wird im Windpark als Störgröße eine Verbraucherlast zugeschaltet. In der Abbildung ist zu erkennen, dass der Verschiebungsfaktor auch nach der Laständerung auf den Soll-Wert cos φ= 0,98 ausgeregelt wird.

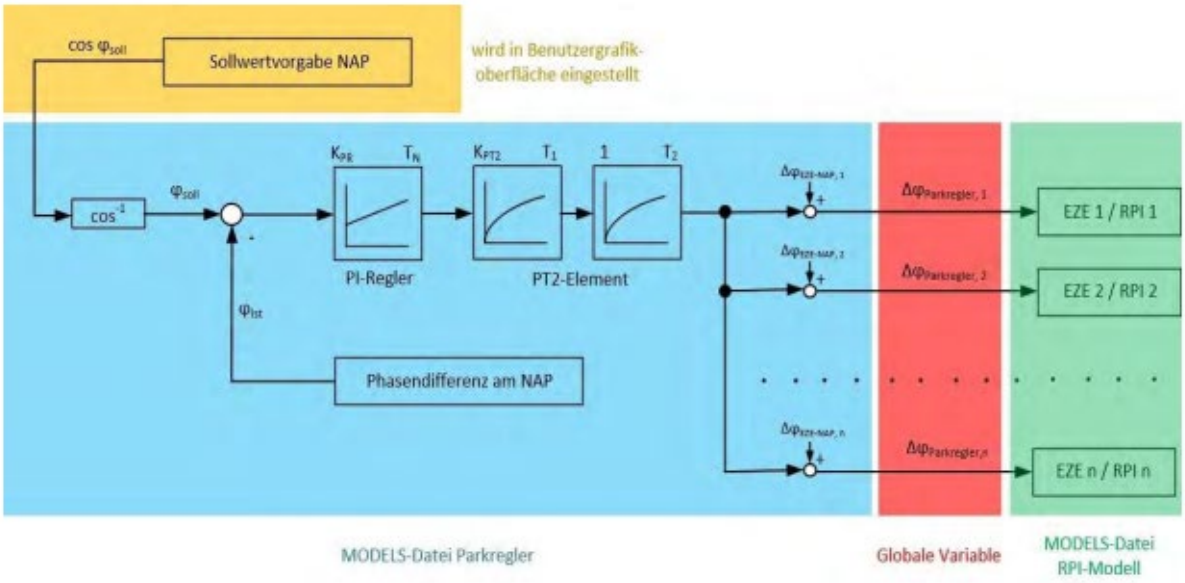


Abbildung 140: Prinzipielle Struktur des Parkreglers

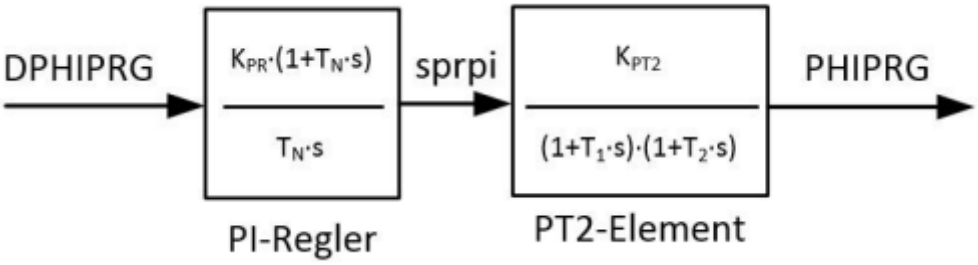


Abbildung 141: Struktur des PI-Reglers und der PT2-Regelstrecke

Einstellwert	Bedeutung
K_{PR}	Verstärkungsfaktor des PI-Reglers (in **MODELS** kpr)
T_N	Nachstellzeit des PI-Reglers (in **MODELS** tn)
K_{PT2}	Verstärkungsfaktor der PT2-Regelstrecke (in **MODELS** kpt2)
T_1	Zeitkonstante 1 der PT2-Regelstrecke (in **MODELS** t1)
T_2	Zeitkonstante 2 der PT2-Regelstrecke (in **MODELS** t2)

7.12.7 Erzeugungsanlage mit Batterie

Der Parkregler kann optional eine Batterie innerhalb der Erzeugungsanlage steuern. Dabei ist es möglich Wirk- und Blindleistung getrennt zu steuern. Als Modell einer Batterie wird die MODELS-basierte Lastimpedanz **Verbraucherlast** verwendet. Die Einstellwerte der Lastimpedanz aus dem Einstelldialog **Lastimpedanz** werden in dieser Betriebsart nicht verwendet, sondern die in der nachfolgenden Abbildung gezeigten Einstellwerte **Batterie**.

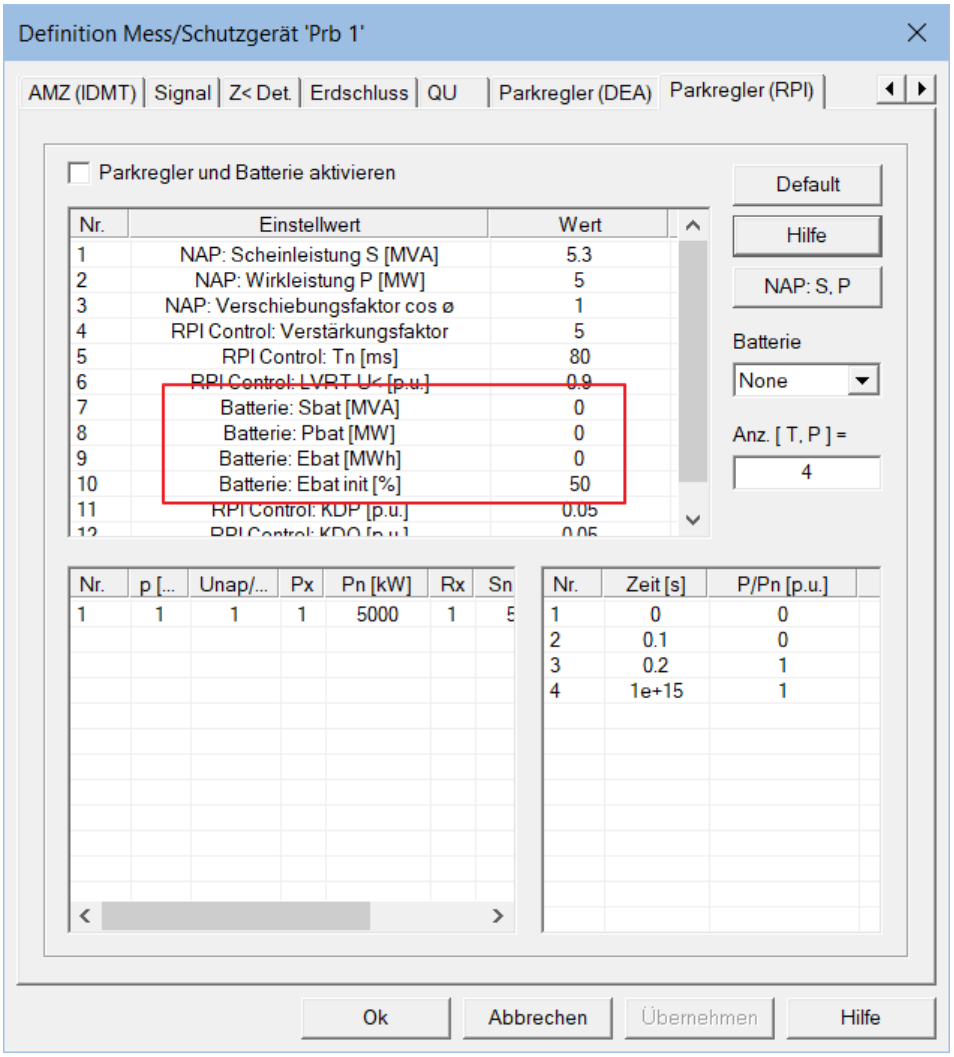


Abbildung 142: Einstellwerte der Batterie der Erzeugungsanlage

Batterie
Name des Betriebsmittels **Lastimpedanz** z.B. **Load 1**, das als Batterie vom Parkregler innerhalb der Erzeugungsanlage verwendet werden soll.

Einstellwert	Bedeutung
Batterie: Sbat [MW]	Nennscheinleistung der Batterie am Netzanschlusspunkt (NAP)
Batterie: Pbat [MW]	Nennwirkleistung der Batterie am Netzanschlusspunkt (NAP)
Batterie: Ebat [MWh]	Ladekapazität der Batterie am Netzanschlusspunkt (NAP)
Batterie: Ebat init [%]	Anfangsladezustand der Batterie zu Beginn der Simulation in % Ebat

KDP [%]
Änderungsinkrement dP der Batteriewirkleistung am NAP
Die Batteriewirkleistung wird maximal um die Wirkleistung dP geändert, um die Nennwirkleistung **NAP: Wirkleistung P [MW]** am NAP zu erreichen.

$$dP = KDP \cdot \left(P_n - P_{NAP} \right)$$

KDQ [%]
Änderungsinkrement dQ der Batterieblindleistung am NAP
Die Batterieblindleistung wird maximal um die Blindleistung dQ geändert, um den Verschiebungsfaktor **NAP: Verschiebungsfaktor cos ϕ** am NAP zu erreichen.

$$dQ = KDQ \cdot \left(Q_n - Q_{NAP} \right)$$

7.12.8 LVRT-Betrieb der Batterie

Der Parkregler überwacht die Leiter-Erd-Spannungen am Netzanschlusspunkt (NAP) und geht in den LVRT-Betrieb, wenn eine der am NAP gemessenen Leiter-Leiter-Spannungen kleiner als die eingestellte Unterspannungsanregeschwelle **LVRT U< [p.u.]** ist. Im LVRT-Betrieb wird erfolgt keine Leistungseinspeisung oder Leistungsaufnahme durch die Batterie (keine Wirkleistungs- und Blindleistungsaufnahme oder – einspeisung).

7.12.9 Ausgabe von Signalen in der .PL4-Diagrammdatei

In den nachfolgenden Tabellen sind für das **Mess/Schutzgerät** **Prbxxx**, das den Parkregler implementiert, die Bedeutung der in der **Diagrammdatei** ausgegebenen Signale erläutert. Die Ausgabe in die Diagrammdatei (.PL4-Datei) erfolgt, wenn der Einstellwert **Ausgabesignale** im Einstelldialog **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **ATP Daten** auf den Wert **Messgerät/Schalter (3)** oder höher eingestellt ist.

Name	Bedeutung
CAyxxx **CByxxx** **CCyxxx**	Leiter-Erd-Spannungen an den Einspeiseknoten der Erzeugungseinheiten (EZE) ▪ ***y*** = Bezeichner der Erzeugungseinheit (EZE)

Die nachfolgenden Signale werden ab **Output List 1 oder höher** in der **Diagrammdatei** ausgegeben.

Name	Bedeutung
CAVxxx **CBVxxx** **CCVxxx**	Leiter-Erd-Spannungen am Netzanschlusspunkt (NAP) $u_{L123}(t)$ [V] ▪ A, B, C = L1, L2, L3

CAIxxx **CBIxxx** **CCIxxx**	Leiterströme am Netzanschlusspunkt (NAP) $i_{L123}(t)$ [V] ▪ A, B, C = L1, L2, L3
CPHxxx	Phasenverschiebung der Leiter-Erd-Spannungen und der Leiterströme am Netzanschlusspunkt (NAP) in Grad Die Phasenverschiebung wird mit Hilfe der Blind- und Wirkleistung am NAP berechnet. Wirk- und Blindleistung werden leiterselektiv aus den komplexen Zeigern der Leiter-Erd-Spannungen und Leiterströme mit Hilfe der Diskreten Fourier-Transformation (DFT) berechnet, berücksichtigen daher auch unsymmetrische Netzzustände. $\varphi_{NAP} = \arctan\left(\frac{Q}{P}\right)$ $Q = Q_{L1} + Q_{L2} + Q_{L3}$ $P = P_{L1} + P_{L2} + P_{L3}$
CCNxxx	**Verschiebungsfaktor cos φ in rad** Die Berechnung des Verschiebungsfaktors erfolgt nach DIN EN 61400-21 (VDE 0127-21:2009-6) im Mitsystem $\cos\varphi = \frac{P_1}{S_1}$
CCDxxx	Differenz cos φ berechnet - cos φ Einstellwert in rad
CEBxxx	**Batterie:** Ladezustand Batterie in kWh **Hinweis** Es wird das Verbraucherzählpfeilsystem vorausgesetzt.
CPBxxx	**Batterie:** Wirkleistung der Batterie in kW **Hinweis** Es wird das Verbraucherzählpfeilsystem vorausgesetzt.
CLBxxx	**Batterie** Zustandsmeldung: LVRT-Betrieb: 0 = LVRT-Betrieb inaktiv, 1 = LVRT-Betrieb aktiv

CPyxxx	Verschiebungsfaktor cos φ an den Einspeiseknoten der Erzeugungseinheiten (EZE) ▪ ***y*** = Bezeichner der Erzeugungseinheit (EZE)
CDyxxx	Phasenverschiebung zwischen den Leiter-Erd-Spannungen am Netzanschlusspunkt (NAP) und den Einspeiseknoten der Erzeugungseinheiten (EZE) ▪ ***y*** = Bezeichner der Erzeugungseinheit (EZE)
CPRxxx	**Ausgangssignal des PI-Reglers** Phasenwinkel als Vorgabe für jede einzelne Erzeugungseinheit in Grad (entspricht der Variablen PHIREG in Abbildung 482) Zu diesem Phasenwinkel wird für jede EZE getrennt die Phasenverschiebung zwischen der Leiter-Erd-Spannung am Netzanschlussknoten der EZE und der Leiter-Erd-Spannung am NAP als Vorsteuerung hinzuaddiert.
CPDxxx	**Eingangssignal des PI-Reglers** Differenz des eingestellten Verschiebungsfaktors zum am NAP gemessenen Verschiebungsfaktor als Winkel in Grad (entspricht der Variablen DPHIREG) Im eingeschwungenen stationären Netzzustand muss diese Winkelangabe = 0° betragen.
CAPxxx	**Wirkleistung im Mitsystem am NAP in MW** Berechnung nach DIN EN 61400-21 (VDE 0127-21:2009-6)
CRPxxx	**Blindleistung im Mitsystem am NAP in Mvar** Berechnung nach DIN EN 61400-21 (VDE 0127-21:2009-6)
CXyxxx	**Verschiebungsfaktor cos φ am Netzanschlussknoten der dezentralen Erzeugungseinheit EZE (Netzwerkelement Dezentraler Einspeiser (EMT))** ▪ ***y*** = Bezeichner der Erzeugungseinheit (EZE)

Bezeichner der Erzeugungseinheit (EZE)
Als Bezeichner für die Erzeugungseinheit (EZE) steht auf Grund der ATP-spezifischen Begrenzung von Knotennamen auf 6 Zeichen nur ein Zeichen zur Verfügung. Folgende Konvertierung wird verwendet:

- Nummer der EZE 1..9 ➔ 1..9
- Nummer der EZE 10..34 ➔ A..Z

7.12.10 Berechnung des Übersetzungsverhältnisses *Uncp/Urpi*

Der Parkregler berücksichtigt Topologie und Leitungstypen im Netz des Wind- oder Solarparks zwischen dem Netzanschlusspunkt (NAP = Messort des **Mess/Schutzgerätes** des Parkreglers) und den Netzanschlussknoten der dezentralen Erzeugungseinheiten **Dezentraler Einspeiser (EMT)** u.a. durch das Übersetzungsverhältnis **Unap/Urpi**. Der Algorithmus des Parkreglers transformiert die Leiter-Erd-Spannungen, die an den Netzanschlussknoten der dezentralen Erzeugungseinheiten gemessen werden, auf das Spannungsniveau des **Mess/Schutzgerätes** des Parkreglers am Netzanschlusspunkt (NAP). Erst nach erfolgter Transformation können z.B. die Phasendifferenzen der Spannungszeiger berechnet werden, die vom Parkregler für die Steuerung der dezentralen Erzeugungseinheiten verwendet werden. Durch diese Transformation werden z.B. zwischen den dezentralen Erzeugungseinheiten und dem Netzanschlusspunkt (NAP) befindliche Transformatoren berücksichtigt.

Zur Berechnung des Übersetzungsverhältnisses werden zwei Szenarien unterschieden, die vom Einstellwert **NAP** in der Registerkarte **Allgemeine Daten** (Abbildung 456) des Einstelldialogs der jeweiligen dezentralen Erzeugungseinheit **Dezentraler Einspeiser (EMT)** abhängig sind. In der Registerkarte **Parkregler (RPI)** des **Mess/Schutzgerätes** des Parkreglers werden die Übersetzungsverhältnisse angezeigt.

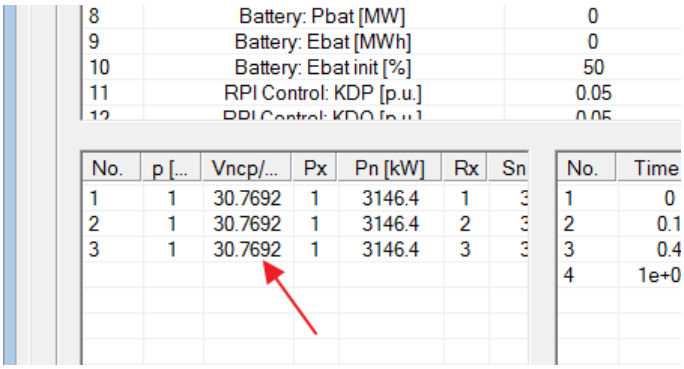


Abbildung 143: Übersetzungsverhältnisse *Unapi/Urpi* des dezentralen Einspeisers (EMT

7.12.10.1 Szenario 1: Einstellwert NAP = RPI

Die Spannungsübersetzungsverhältnisse ***Unap/Urpi*** werden aus den Nennspannungen der **Dezentralen Einspeiser (EMT)** U_n (Registerkarte **Allgemeine Daten**) und der Nennspannung U_n des **Mess/Schutzgerätes** des Parkreglers (Registerkarte **Allgemeine Daten**) berechnet. In obiger Abbildung ist beispielhaft ein Parkregler (**Mess/Schutzgerät P1**) mit drei Erzeugungsanlagen WEA 1...3 dargestellt. Der Einstellwert **NAP** der drei dezentralen Erzeugungseinheiten ist **NAP = RPI**.

$$U_{NAP} / U_{RPI} = \frac{U_{n\,Mess/Schutzgerät}}{U_{n\,RPI}}$$

Es muss darauf geachtet werden, dass die Nennspannungen der **dezentralen Einspeiser (EMT)** und die Nennspannung der **Mess/Schutzgeräte** des Parkreglers korrekt eingestellt sind. In dem Beispiel sind dies:

- Parkregler U_n =20kV

- **Dezentrale Einspeiser (EMT)** U_n = 20kV

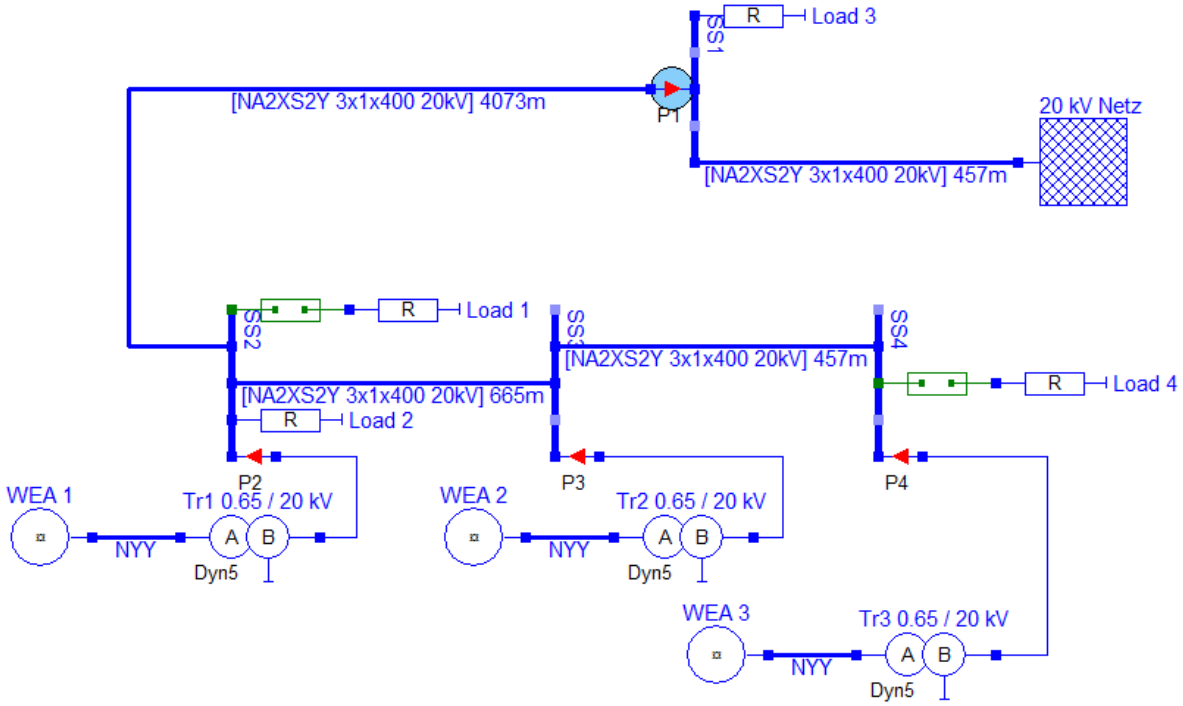


Abbildung 144: Parkregler Szenario 1: Einstellwert NAP = RPI

7.12.10.2 Szenario 2: Einstellwert NAP = Prb x

Die Spannungsübersetzungsverhältnisse ***Unap/Urpi*** werden aus den Nennspannungen U_n der in der Registerkarte **Allgemeine Daten** des Einstelldialogs der **Dezentraler Einspeiser (EMT)** mit dem Einstellwert **NAP** zugeordneten **Mess/Schutzgeräte** und der Nennspannung U_n des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** des Parkreglers (Registerkarte **Allgemeine Daten**) berechnet. In dem Beispiel ist beispielhaft ein Parkregler (**Mess/Schutzgeräte P1**) mit drei Erzeugungseinheiten DEA 1..3 dargestellt. Den drei dezentralen Erzeugungseinheiten ist jeweils ein **Mess/Schutzgerät** zur Messung von Leiter-Erd-Spannungen und Leiterströmen durch den Einstellwert **NAP = Prb x** in der Registerkarte **Allgemeine Daten** des Einstelldialogs der dezentralen Erzeugungseinheit **Dezentraler Einspeiser (EMT)** zugeordnet.

$$Unap / Urpi = \frac{U_{n\,Mess/Schutzgerät\,Parkregler}}{U_{n\,Mess/Schutzgerät\,RPI}}$$

Es muss darauf geachtet werden, dass die Nennspannungen der **Mess/Schutzgeräte**, die den dezentralen Einspeisern (EMT) zugeordnet sind und die Nennspannung des **Mess/Schutzgerätes** des Parkreglers korrekt eingestellt sind. In dem Beispiel sind dies:

- Parkregler U_n =20kV
- Dezentrale Einspeiser (EMT) U_n = 0,65kV

Durch diese Einstellung der Nennspannungen wird das Spannungsübersetzungsverhältnis der Transformatoren im Algorithmus des Parkreglers berücksichtigt.

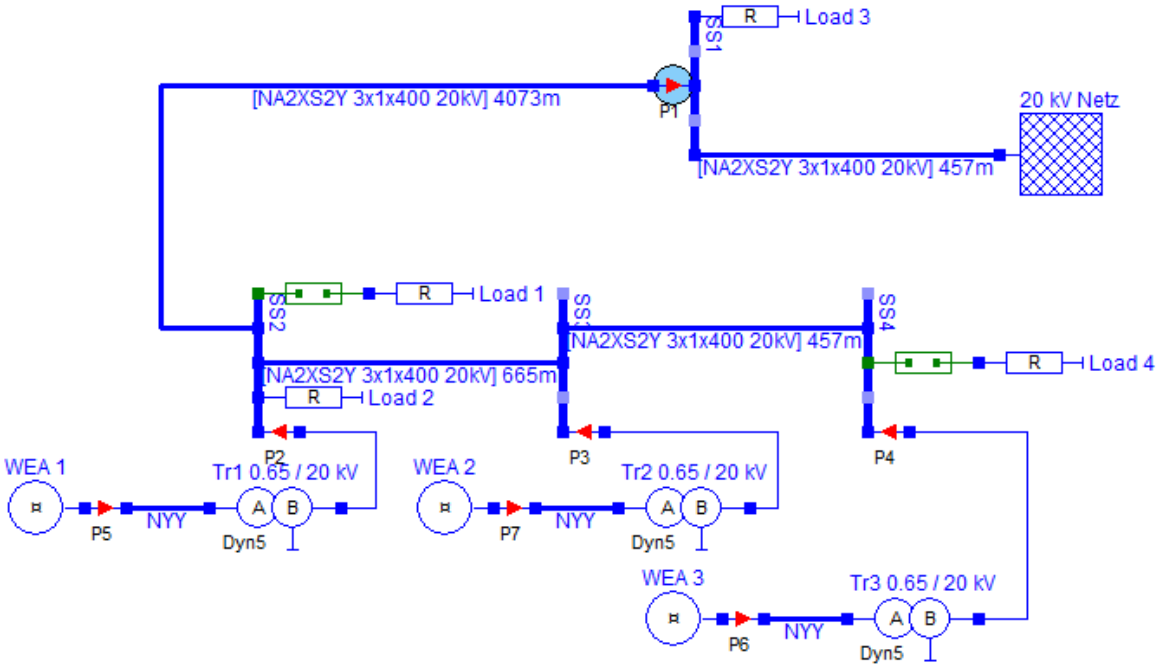


Abbildung 145: Parkregler Szenario 2: Einstellwert NAP = Prb x

7.13 Strom- und Spannungswandler *M1..5*

ATPDesigner stellt für jeden **Schalter (CB)** **Cb1..5** einen Spannungs- und Stromwandler zur Verfügung, um die sekundärseitigen Spannungen, Ströme und Impedanzen zu berechnen. Die Spannungs- und Stromwandler werden im Sinne eines mathematischen Übersetzungsverhältnisses in dem Modul **TACS** des ATP implementiert.

Die Strom- und Spannungswandler sind fest mit den Messorten **M1..5** der **Schalter (CB)** **Cb1..5** verbunden.

- Messort M1 ≡ CT's and VT's (Measuring Location 1)
- Messort M2 ≡ CT's and VT's (Measuring Location 2)
- Messort M3 ≡ CT's and VT's (Measuring Location 3)
- Messort M4 ≡ CT's and VT's (Measuring Location 4)
- Messort M5 ≡ CT's and VT's (Measuring Location 5)

Der mit dem jeweiligen **Schalter (CB) Cb1..5** verknüpfte Messort **M1..5** wird als Ziffer am grafischen Symbol **Cb1..5** angezeigt.

➢ Messort **M1** ist immer mit dem Strom- und Spannungswandler **Measuring Location 1** verbunden, muss aber nicht immer mit dem **Schalter (CB) Cb1** verbunden sein.

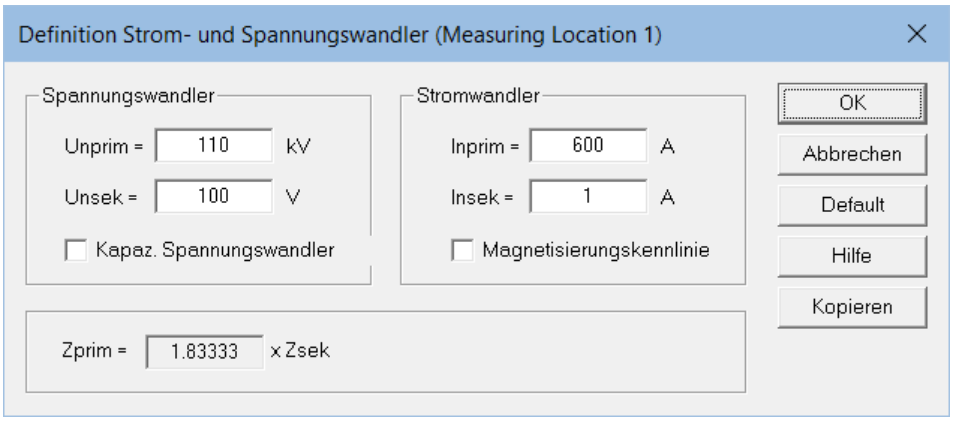


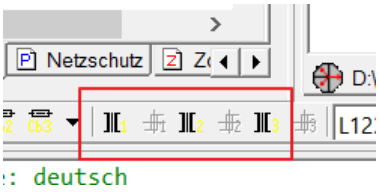
Abbildung 146: Einstelldialog für Spannungs- und Stromwandler

Einstellwert	Bedeutung
Unprim	Primäre Nennspannung des Spannungswandlers
Unsek	Sekundäre Nennspannung des Spannungswandlers
Inprim	Primärer Nennstrom des Stromwandlers
Insek	Sekundärer Nennstrom des Stromwandlers
Kapazitiver Spannungswandler	Mit Aktivierung der Option **Kapaz. Spannungswandler** wird für den Spannungswandler das transiente Verhalten eines typischen kapazitiven Spannungswandlers nachgebildet.
Magnetisierungskennlinie	Mit der Option **Magnetisierungskennlinie** wird die magnetische Kennlinie eines TPX-Stromwandlers (eisengeschlossener Stromwandler) aktiviert.
Kopieren	Die Einstellwerte des angezeigten Spannungs- und Stromwandlers werden als Einstellwerte der anderen Spannungs- und Stromwandler verwendet.

Zusätzlich wird das Impedanzübersetzungsverhältnis angezeigt.

Anzeigewerte	Bedeutung
Zprim	Betrag der primären Impedanz
Zsek	Betrag der sekundären Impedanz

Die Einstelldialoge der Strom- und Spannungswandler **M1..3** können durch die nachfolgend gezeigten Toolbar-Buttons geöffnet werden. Die Buttons werden abhängig von der Konfiguration der **Schalter (CB)** **Cb1..5** aktiviert oder deaktiviert.



Darüber hinaus können die Einstelldialoge der Strom- und Spannungswandler **M1..5** im Hauptmenü **Netzwerk**, Menüpunkt **Strom- und Spannungswandler** geöffnet werden.

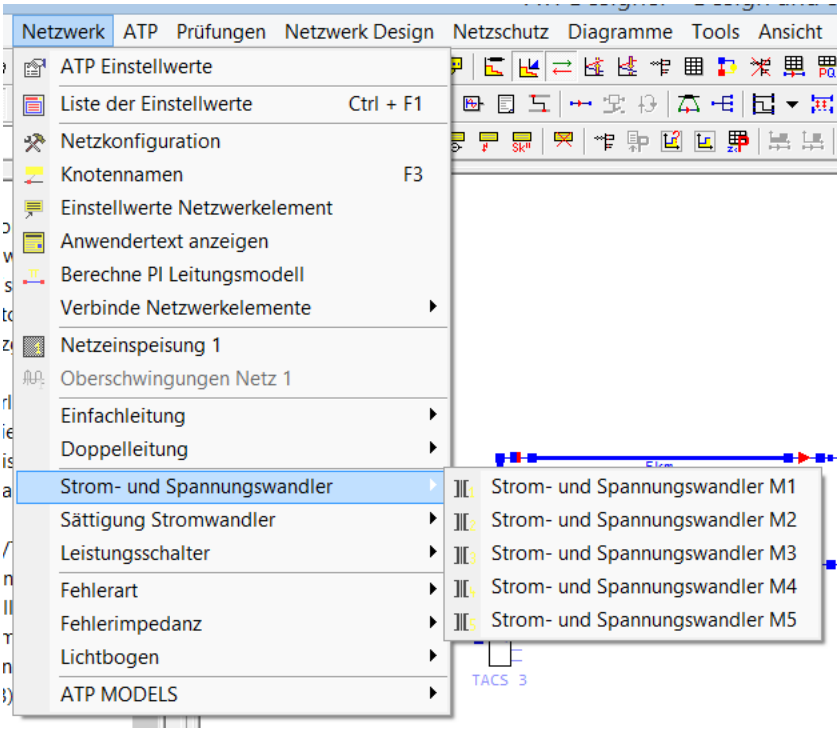


Abbildung 147: Einstelldialoge der Strom- und Spannungswandler öffnen

7.14 1-phasige Spannungs- und Stromquelle *1p. U/I-Quelle - ATP Source*

ATPDesigner bietet die Möglichkeit, die im ATP verfügbaren 1-phasigen Strom- und Spannungsquellen zu nutzen (siehe Kapitel **VII. Static Electric Network Sources** im ATP Rule Book). Die Einstelldialoge in den nachfolgenden Abbildungen zeigen die Einstellwerte. Abhängig vom gewählten Einstellwert **Quellentyp** werden ggfs. Einstellwerte aktiviert oder deaktiviert bzw. Einheiten geändert.

⇨ Die 1-phasige Spannungs- und Stromquelle kann grundsätzlich für die **Berechnung stationärer Netzzustände** bzw. die **Lastflussberechnung** und für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** verwendet werden.

⇨ Es muss allerdings beachtet werden, dass nicht alle Betriebsarten für die **Berechnung stationärer Netzzustände** bzw. die **Lastflussberechnung** verwendet werden können.

Einstellwert	Bedeutung	Berechnung stationärer Netzzustand	Berechnung dynamischer Netzvorgänge
Quellentyp	Betriebsart der Spannungs- oder Stromquelle ▪ Step Function (Type 11) ▪ Ramp Function (Type 12) ▪ 2-Slope Ramp Function (Type 13) ▪ Surge Function (Type 15) ▪ Heidler-Model (Type 15) ▪ Connection to TACS/MODELS (Type 60) ▪ 2p Cosine Source (Type 14)	---	x
	▪ **Cosine or Trapped Charge (Type 14)** Sinusförmige Spannungs- oder Stromquelle	x	x

Weiteres zu Bedeutung und Einstellung der verschiedenen Quellentypen können im **ATP Rule Book** nachgeschlagen werden. Nachfolgend werden einige Auszüge aus dem **ATP Rule Book** Kapitel **VII.C Static Analytic functions** wiedergegeben, um die Funktionen näher zu erläutern.

Im Weiteren muss beachtet werden, dass die Spannungs- und Stromquellen ideale Quellen darstellen. Um reale Spannungs- oder Stromquellen nachzubilden kann eine zusätzliche Impedanz in der Registerkarte **Zusätzliche Einstellwerte** in Serie oder parallel geschaltet werden.

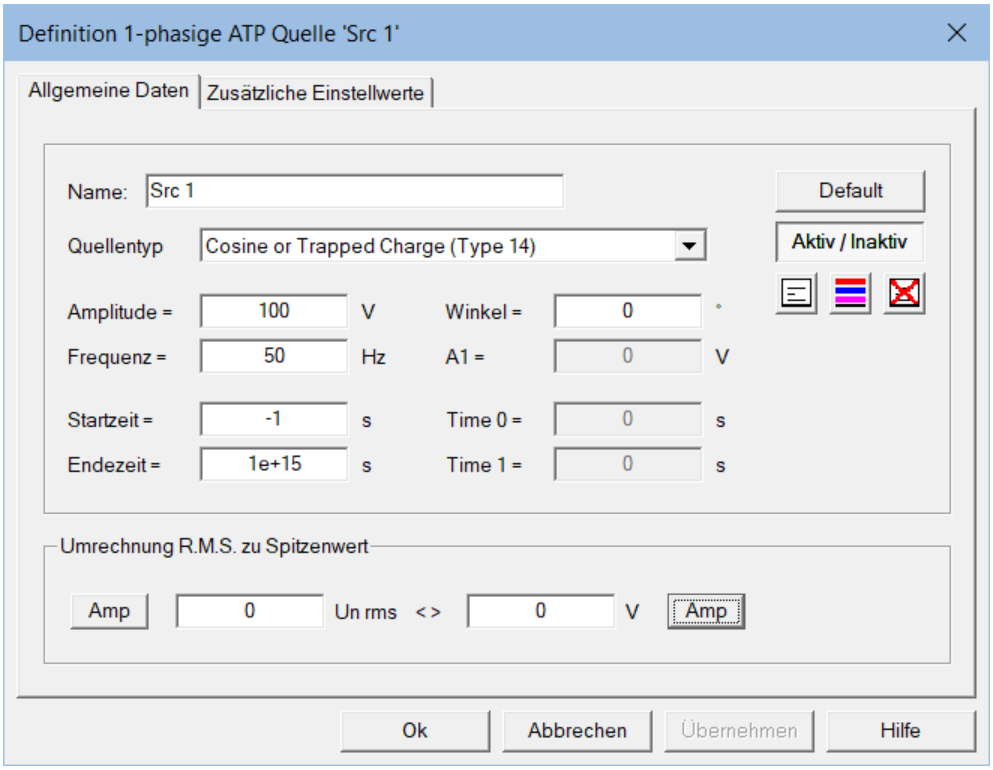


Abbildung 148: Einstelldialog *1p. U/I-Quelle*, Registerkarte *Allgemeine Daten*

Um den Bezug zum **ATP Rule Book** zu erhalten, werden für die Betriebsarten die originalen englischen Bezeichner verwendet.

Einstellwert	Bedeutung
Name	Anwenderspezifischer Name
Amplitude	Amplitude (Spitzenwert) ▪ in den nachfolgenden Diagrammen: **AMPLITUDE**
Frequenz	Frequenz in Hz
Startzeit	Zeitpunkt der Aktivierung der Spannungs- oder Stromquelle [s] ▪ in den nachfolgenden Diagrammen: **TSTART** ▪ wird für die Berechnung stationärer Netzzustände als auch für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge verwendet ▪ -1: Spannungs- oder Stromquelle ist zu Beginn der Netzberechnung aktiv
Endezeit	Zeitpunkt der Deaktivierung der Spannungs- oder Stromquelle [s] ▪ wird für die Berechnung stationärer Netzzustände als auch für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge verwendet ▪ in den nachfolgenden Diagrammen: **TSTOP**
Winkel	Absoluter Phasenwinkel der Spannungs- oder Stromquelle

7.14.1.1 Umrechnung R.M.S zu Spitzenwert

Mit Hilfe der Funktion können Effektivwerte (R.M.S.) und Spitzenwerte und umgekehrt umgerechnet werden.

7.14.1.2 Betriebsart: Step Function (Type 11)

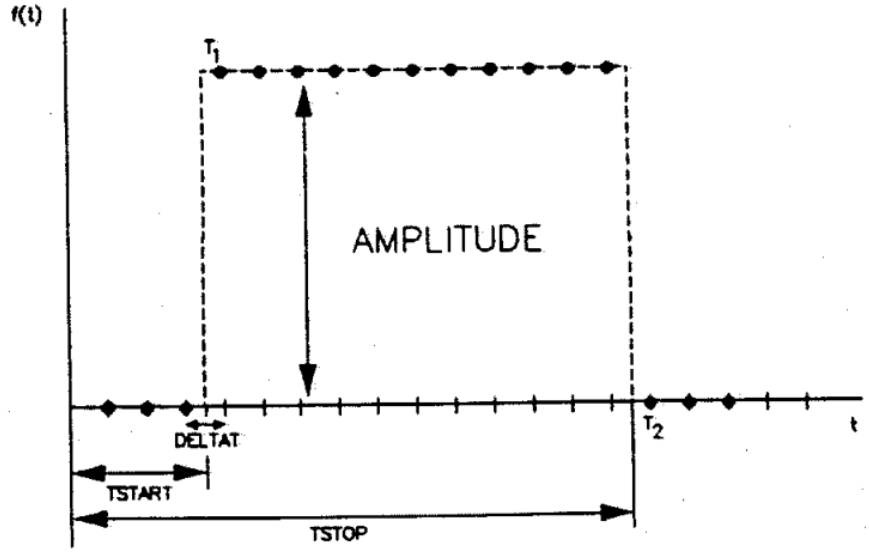


Abbildung 149: Betriebsart: Step Function (Type 11)

7.14.1.3 Betriebsart: Ramp Function (Type 12)

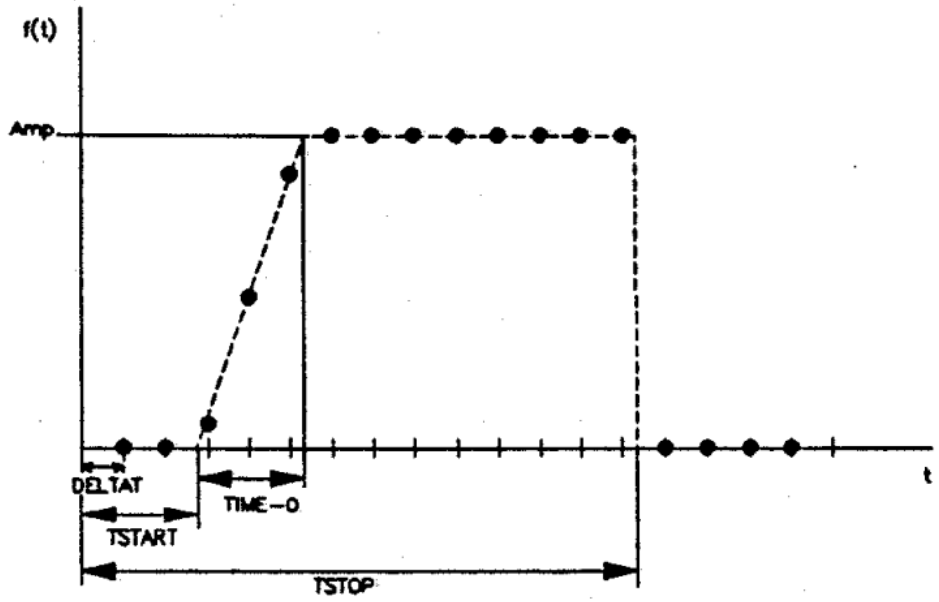


Abbildung 150: Betriebsart Ramp Function (Type 12)

7.14.1.4 Betriebsart: 2-Slope Ramp (Type 13)

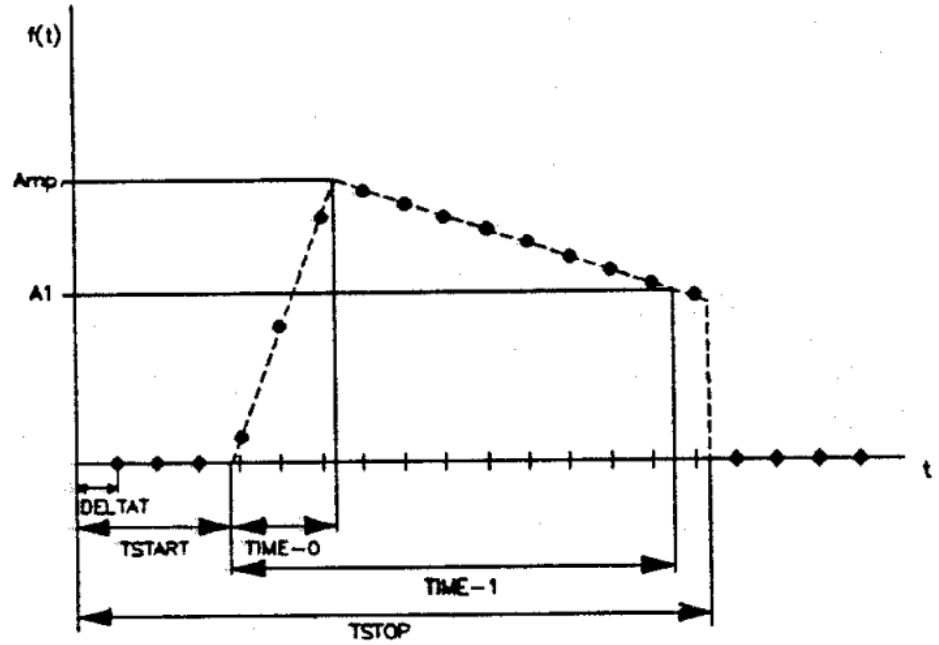


Abbildung 151: Betriebsart: 2-Slope Ramp (Type 13)

7.14.1.5 Betriebsart: Cosine or Trapped Charge (Type 14)

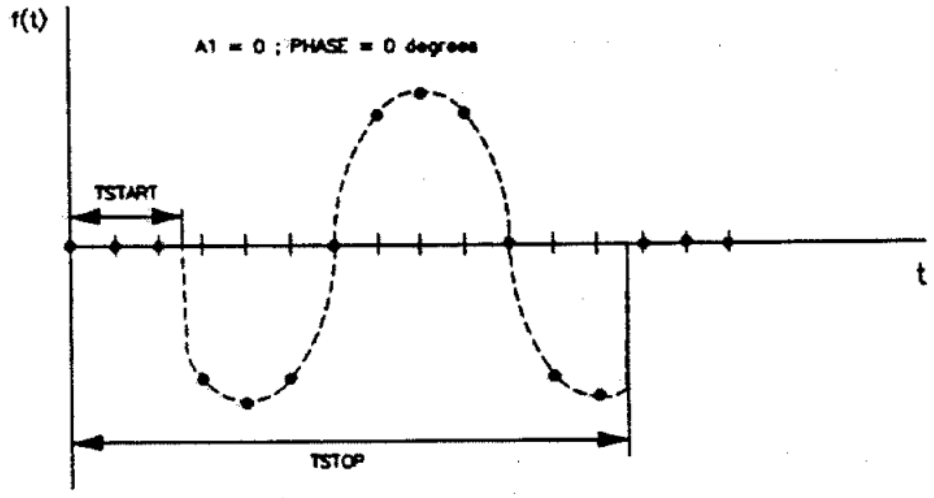


Abbildung 152: Betriebsart: Cosine or Trapped Charge (Type 14)

7.14.1.5.1 Lastflussberechnung : Verwendung der 1-phasigen Spannungsquelle

Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft die Verwendung der 1-phasigen Spannungsquelle für die **Berechnung stationärer Netzzustände** oder die **Lastflussberechnung**. Die 1-phasige Spannungsquelle wird mit Hilfe eines Sternpunktes mit den Leitern L1, L2 und L3 verbunden. Wie in der darauffolgenden Abbildung zu sehen ist, wird ein 1-phasiges Wechselspannungssystem je Leiter im Sinne einer Nullspannung nachgebildet.

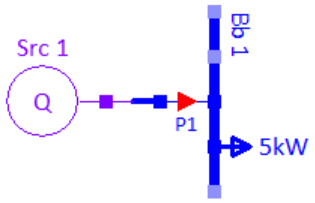


Abbildung 153: Beispiel - Verwendung der 1-phasigen Spannungsquelle

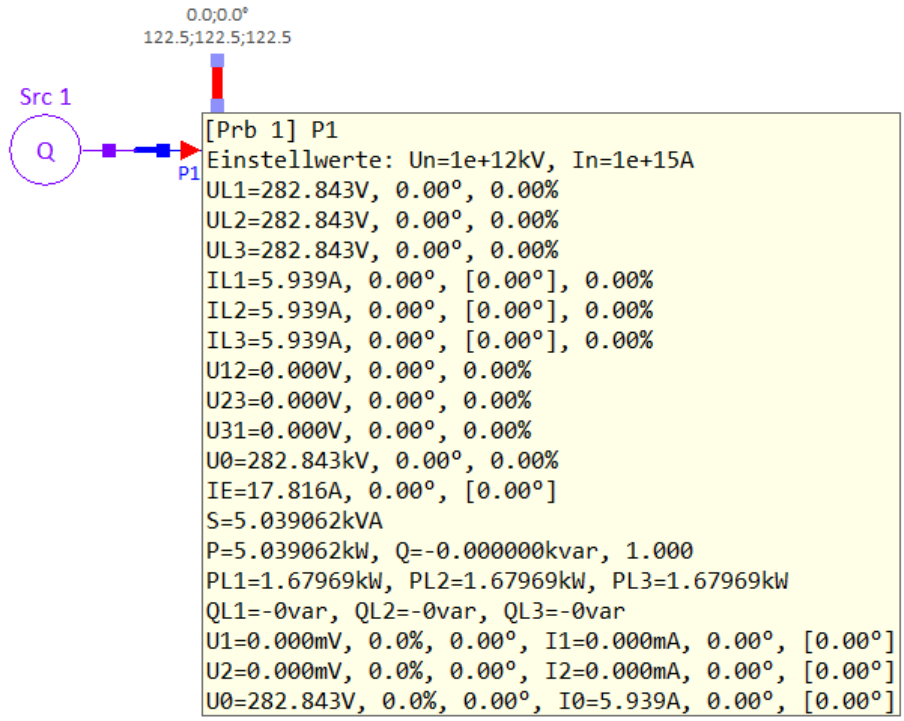


Abbildung 154: Ergebnisse der Lastflussberechnung

7.14.1.6 Betriebsart: Surge Function oder Heidler Modell

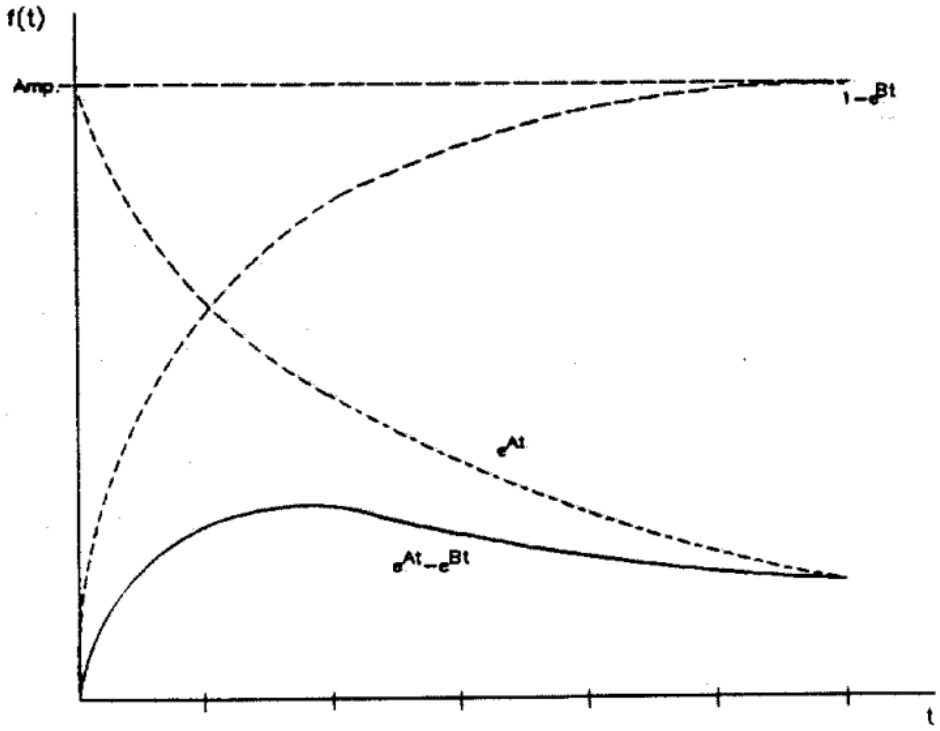


Abbildung 155: Surge Function oder Heidler Modell

7.14.2 Registerkarte *Zusätzliche Einstellwerte*

Der nachfolgende Einstelldialog zeigt zusätzliche Einstellwerte für das Netzwerkelement.

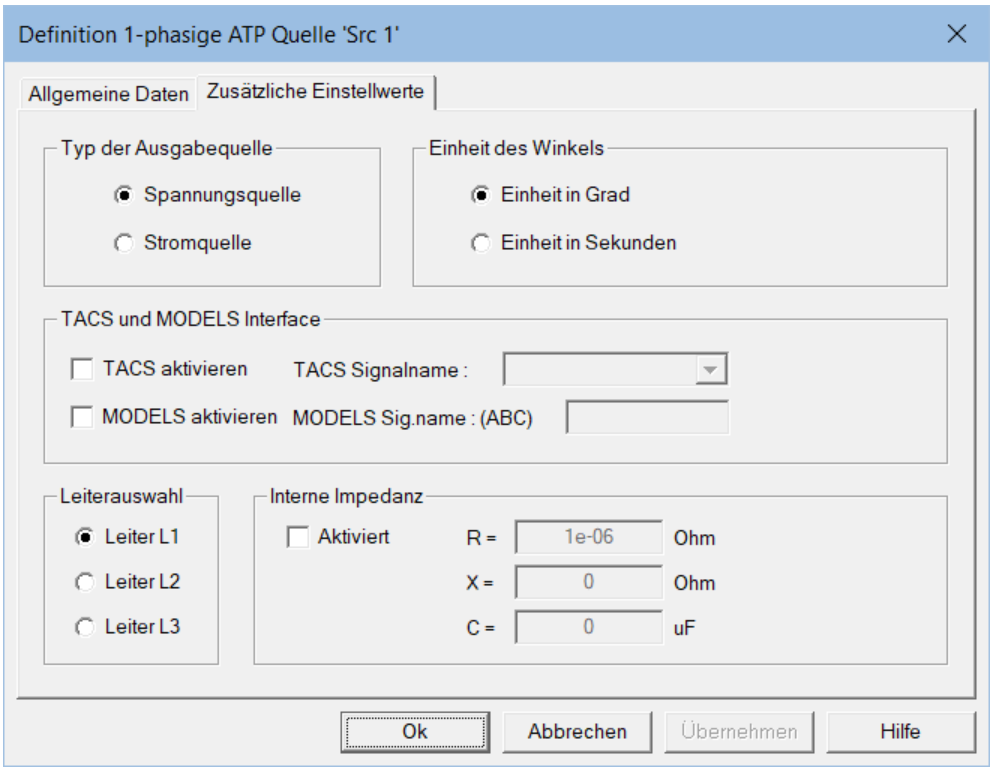


Abbildung 156: Einstelldialog *1p. U/I-Quelle*, Registerkarte *Zusätzliche Einstellwerte*

Einstellwert	Bedeutung
Typ der Ausgabequelle	Es kann zwischen einer Spannungsquelle und einer Stromquelle gewählt werden.
Einheit des Winkels	Einheit des Einstellwertes **Winkel** in der Registerkarte **Allgemeine Daten**
Leiterauswahl	Die 1-phasige Quelle kann zwischen einem Leiter L1, L2 oder L3 und Erde verbunden werden.
Interne Impedanz	Wie im nachfolgenden Kapitel erläutert kann eine in Serie oder parallel geschaltete Impedanz zu der Spannungs- oder Stromquelle hinzugefügt werden.

7.14.2.1 Interne Impedanz

Zusätzlich zu der idealen Spannungs- oder Stromquelle kann eine Impedanz in Serie oder parallelgeschaltet werden. Damit können ggfs. numerische Probleme vermieden werden. Zusätzlich ist eine Ausgabe der Spannungen und Ströme der internen Impedanz im Falle der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** zur Erzeugung eines **Diagramms** möglich.

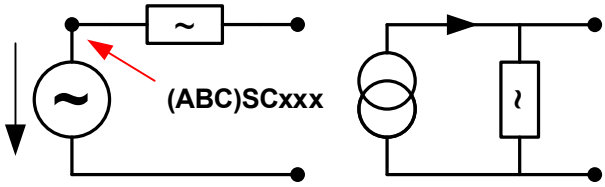


Abbildung 157: Internes Modell der 1-phasigen Spannungs- und Stromquelle

Es muss beachtet werden, dass die Komponenten R, X, und C unabhängig von dem Typ der Quelle immer in Serie geschaltet sind.

Einstellwert	Bedeutung
R	Resistanz
X	Reaktanz
C	Kapazität
Aktiviert	Interne Serienimpedanz wird aktiviert oder deaktiviert.

7.14.2.2 TACS und MODELS Interface

Darüber hinaus kann die 1-phasige Quelle durch eine **TACS**- oder **MODELS**-Funktion gesteuert werden. Mit Hilfe dieses Interfaces können für die Berechnung dynamischer Ausgleichsvorgänge beliebige Zeitverläufe für ein 1-phasiges Spannungs- oder Stromsignal generiert werden. Mit den Einstellwerten **TACS** aktivieren oder **MODELS** aktivieren kann eines der beiden Eingabeinterfaces aktiviert werden. Im Weiteren muss dann der **TACS Signalname** oder der **MODELS Sig.name** definiert werden.

⇨ Es muss berücksichtigt werden, dass das **TACS**/**MODELS**-Interface nur für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** verwendet wird.

7.15 Transformator (2- und 3-Wicklungen) *BCTRAN*

Das ATP-Modell **BCTRAN** ermöglicht es, Transformatoren mit mehreren Wicklungen nachzubilden. ATPDesigner unterstützt aktuell nur 2- und 3-Wicklungstransformatoren. In nachfolgender Abbildung ist der Einstelldialog für einen 3-Wicklungstransformator dargestellt. Es wird empfohlen, für die Nachbildung von 2-Wicklungstransformatoren das Netzwerkelement **Transformator 2-Wicklung** zu verwenden, da dieses Modell mit den üblichen Typschilddaten einfacher einstellbar ist.

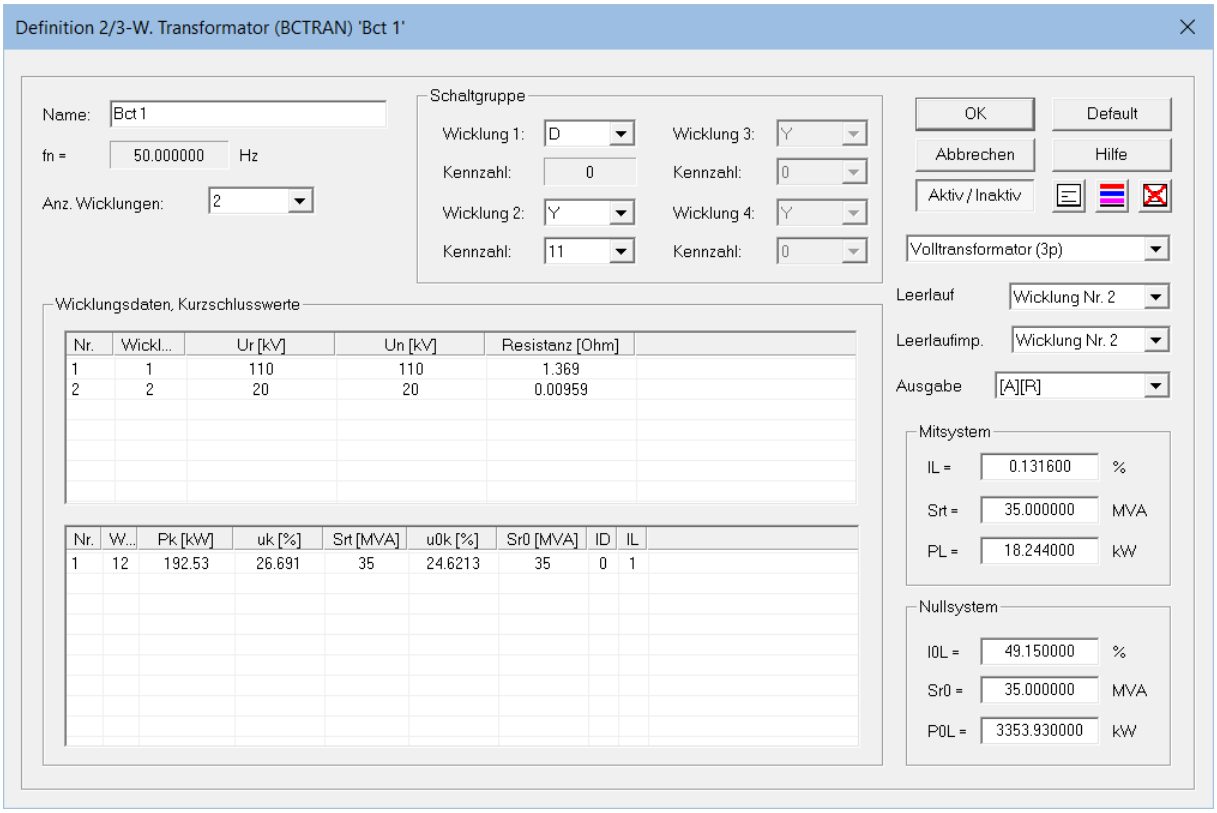


Abbildung 158: Einstelldialog 2- und 3-Wicklungstransformator *BCTRAN*

Alle bezogenen Betriebsmitteldaten beziehen sich auf die Hochspannungsseite, die im obigen Einstelldialog mit **Wicklung 1** bezeichnet wird.

Einstellwert	Bedeutung
Anz. Wicklungen	Anzahl Wicklung 2 oder 3 In beiden Tabellen wird die Nummer der Wicklung in der 2. Spalte **Wicklung** angegeben. ▪ Spannungen und Resistanzen werden einer einzigen Wicklung zugeordnet. ▪ Leistungen, Kurzschlussspannungen, etc. werden jeweils einem Wicklungspaar z.B. 12 = Wicklung 1 und Wicklung 2 zugeordnet.
Ur [kV]	Bemessungsspannung (Leiter-Leiter-Spannungen) der zugehörigen Wicklung 1, 2 oder 3 Die Bemessungsspannung wird zur Berechnung der Betriebsmitteldaten verwendet. ▪ D-Schaltung: $U_r = U_{LL}$ (Leiter-Leiter-Spannung) ▪ Y-Schaltung: $U_r = U_{LL}/\sqrt{3}$ (Leiter-Erd-Spannung)
Un [kV]	Nennspannung der zugehörigen Wicklung

	Die Nennspannung wird nicht zur Berechnung der Betriebsmitteldaten verwendet, sondern nur für die Einfärbung von Spannungsebenen bzw. zur Kontrolle der korrekten Nennspannung innerhalb einer Netzspannungsebene.
Resistanz [Ohm]	Widerstand der Wicklung gemessen bei Nennfrequenz Falls der Wicklungswiderstand nicht bekannt ist, kann der Wert durch das ATP aus der **Kurzschlussverlustleistung P_k** berechnet werden. Diese Berechnung gilt nur für einen 2- oder 3- Wicklungstransformator. Die Einstellungen dazu sind weiter unten angegeben.

Im Folgenden werden die Einstellwerte angegeben, die von jeweils 2 Wicklungen abhängig sind. Der **Index i** gibt die Wicklung an, an die eine Spannungsquelle angeschlossen wurde, der **Index j** die extern kurzgeschlossene Wicklung. Alle anderen Wicklungen sind offen d.h. darin kann kein Strom fließen.

Einstellwert	Bedeutung
Pk [kW]	Kurzschlussverluste im Mitsystem ▪ $P_{12} = P_{k12}$ ▪ $P_{13} = P_{k13}$ ▪ $P_{23} = P_{k23}$
uk [%]	Kurzschlussimpedanz im Mitsystem (100% = U_r^2 / S_{r1}) Der Einstellwert entspricht der Kurzschlussspannung u_k nach VDE 0102 (IEC 60909): u_{kr12}, u_{kr13}, u_{kr23}
Srt [MVA]	Bezugsleistung im Mitsystem Die Bezugsleistung wird für die Windungen 12, 13 und 23 bezogen angegeben.
u0k [%]	Kurzschlussimpedanz im Nullsystem (100% = U_r^2 / S_{r0}): u_{kr012}, u_{kr013}, u_{kr023}
Sr0 [MVA]	Bezugsleistung im Nullsystem Die Bezugsleistung wird für die Windungen 12, 13 und 23 bezogen angegeben.
ID	**= 0:** Die Reaktanz im Nullsystem wird aus der Nullimpedanz und dem Wicklungswiderstand des Mitsystems berechnet.
IL	**= 1:** Der Wicklungswiderstand im Mitsystem kann aus den **Wirkverlustleistungen P_k** berechnet **oder** durch die Einstellwerte **Resistanz** eingestellt werden. Die Berechnungsverfahren sind nachfolgend erläutert. **= 0:** Der Wirkwiderstand Resistanz wird als Wicklungswiderstand im Mitsystem verwendet. In dem Einstelldialog ist der Parameter **IL = 1** eingestellt und kann nicht verändert werden.

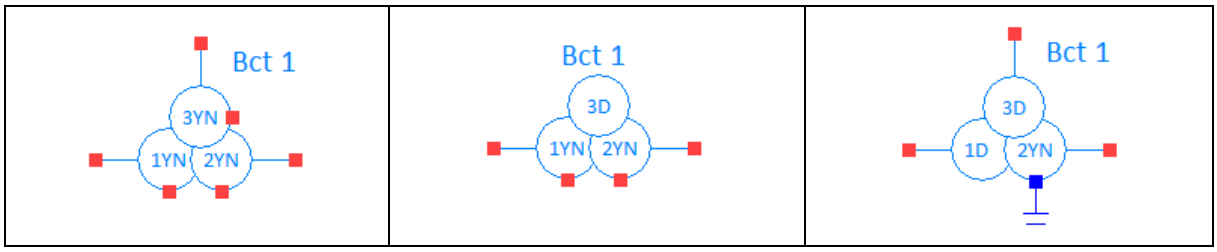
7.15.1 Extern beschaltbare Sternpunkte

Im Gruppenfeld **Schaltgruppe** kann die Schaltgruppe des Transformators eingestellt werden. Die Wicklungen in Sternschaltung können optional mit einem extern beschaltbaren Sternpunkt versehen werden.

7.15.2 Dreiecksausgleichswicklung

Wird eine Dreiecksausgleichswicklung benötigt, ist als **Schaltgruppe Dsc** zu verwenden.

- 3-Wicklungstransformator **YN-YN-YN**
- 3-Wicklungstransformator **YN-YN-D** mit Dreieckausgleichwicklung **Dsc**
- 3-Wicklungstransformator **D-YN-D**



7.15.3 Mitsystem und Nullsystem

Die Einstellwerte werden verwendet, um das Verhalten des Transformators im Leerlauf in Mit- und Nullsystem einzustellen. Es wird davon ausgegangen, dass die Impedanzen in Mit- und Gegensystem identisch sind.

Einstellwert	Bedeutung
IL	Leerlaufstrom in % im Mitsystem
Srt	Bezugsleistung in MVA im Mitsystem
PL	Leerlaufwirkverlustleistung in kW im Mitsystem
I0L	Leerlaufstrom in % im Nullsystem
Sr0	Bezugsleistung in MVA im Nullsystem
P0L	Leerlaufwirkverlustleistung in kW im Nullsystem

Folgende Berechnungsgleichungen werden für die Berechnung der **Impedanzen im Mitsystem** verwendet, die nach einer stationären Netzberechnung im Tooltip angezeigt werden. Die Berechnungen werden auch vom ATP durchgeführt, um das interne Rechenmodell des Transformators **BCTRAN** einzustellen. Es sind folgende Berechnungsvarianten anwendbar.

- **Variante 1:** $P_{12} > 0$kW **und** $P_{12} > 0$kW **und** $P_{12} > 0$kW
  Die **Resistanzen R_{ij}** werden mit Hilfe der **Kurzschlussverlustleistungen Pij** berechnet. Die Einstellwerte **Resistanz** werden ignoriert.

$$R_{12} = \frac{P_{12}}{S_{rT12}} \cdot \frac{U_{r1}^2}{S_{rT12}} \qquad R_{13} = \frac{P_{13}}{S_{rT13}} \cdot \frac{U_{r1}^2}{S_{rT13}} \qquad R_{23} = \frac{P_{23}}{S_{rT23}} \cdot \frac{U_{r1}^2}{S_{rT23}}$$

- **Variante 2:** P_{12} = 0kW **und** P_{12} = 0kW **und** P_{12} = 0kW
  Die **Resistanzen R_{ij}** werden mit Hilfe der Einstellwerte **Resistanz** berechnet.

$$R_{12} = R_1 + \ddot{u}_{r13}^2 \cdot R_2 \qquad R_{13} = R_1 + \ddot{u}_{r13}^2 \cdot R_3 \qquad R_{23} = \ddot{u}_{r12}^2 \cdot R_2 + \ddot{u}_{r13}^2 \cdot R_3$$

- **Variante 3:** Eine oder zwei (aber nicht alle drei) P_{ij} = 0kW
  Die **Resistanzen R_{ij}** und die Kurzschlussverlustleistungen werden verwendet. Es wird empfohlen, diese Variante nicht zu verwenden.

Wie an den nachfolgenden Berechnungsgleichungen zu erkennen ist, werden die Impedanzen auf die Bemessungsspannung von Wicklung 1 **U_{r1}** bezogen im Tooltip ausgegeben. Mit Hilfe der so ermittelten Impedanzen werden die nach **VDE 0102 (IEC 60909) [2]** benötigten **Impedanzkorrekturfaktoren K_T** berechnet. Diese werden nach VDE 0102 auch für die Impedanzen in Gegen- und Nullsystem verwendet.

Nach **VDE 0102 (IEC 60909)** [2] können die Kurzschlussimpedanzen eines 3-Wicklungs-Transformators wie folgt berechnet werden.

$$Z_{12} = \frac{u_{kr12}}{100\%} \cdot \frac{U_{r1}^2}{S_{rT12}} \qquad Z_{012} = \frac{u_{kr012}}{100\%} \cdot \frac{U_{r1}^2}{S_{rT012}}$$

$$Z_{13} = \frac{u_{kr13}}{100\%} \cdot \frac{U_{r1}^2}{S_{rT13}} \qquad Z_{013} = \frac{u_{kr013}}{100\%} \cdot \frac{U_{r1}^2}{S_{rT013}}$$

$$Z_{23} = \frac{u_{kr23}}{100\%} \cdot \frac{U_{r1}^2}{S_{rT23}} \qquad Z_{023} = \frac{u_{kr023}}{100\%} \cdot \frac{U_{r1}^2}{S_{rT023}}$$

Berechnung für	Bedeutung
Bemessungsübersetzungsverhältnis	$\ddot{u}_{r12} = \frac{U_{r1}}{U_{r2}} > 1$ $\ddot{u}_{r13} = \frac{U_{r1}}{U_{r3}} > 1$
Wicklung 12	$Z_{12} = u_{kr12} \cdot \frac{U_{r1}^2}{S_{rT12}} = \lvert \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 \rvert$ Variante 1: $R_{12} = \frac{u_{Rr12}}{100\%} \cdot \frac{U_{r1}^2}{S_{rT12}}$ *mit* $u_{Rr12} = \frac{P_{12}}{S_{rT12}}$ $X_{12} = \sqrt{Z_{12}^2 - R_{12}^2}$

	Variante 2: $R_{12} = Resistanz_1 + \ddot{u}_{r12}^2 \cdot Resistanz_2$ $X_{12} = \sqrt{Z_{12}^2 - R_{12}^2}$ Variante 3: $R_{12} = Resistanz_1 + \ddot{u}_{r12}^2 \cdot Resistanz_2$ $X_{12} = \sqrt{Z_{12}^2 - R_{12}^2}$ $\underline{Z}_{12} = R_{12} + jX_{12}$ **VDE 0102 (IEC 60909):** Berechnung des **Impedanzkorrekturfaktors K_T** $x_T = X_{12} \Big/ \left(\frac{U_{r1}^2}{S_{12}}\right)$ Der Spannungsfaktor **c_{max}** wird nach **VDE 0102** mit der Nennspannung des Netzes ermittelt, das an der Unterspannungsseite des Transformators angeschlossen ist. ATPDesigner ermittelt dazu die **kleinste Nennspannung U_n** im Einstelldialog nach Abbildung 158 und verwendet zur Berechnung des **Impedanzkorrekturfaktors K_T** nach **VDE 0102** die nachfolgende vereinfachte Gleichung. $K_T = \frac{0{,}95 \cdot c_{max}}{1 + 0{,}6 \cdot x_T}$
Wicklung 13	$Z_{13} = u_{kr13} \cdot \frac{U_{r1}^2}{S_{rT13}} = \left|\underline{Z}_1 + \underline{Z}_3\right|$ Variante 1: $R_{13} = \frac{u_{Rr13}}{100\%} \cdot \frac{U_{r1}^2}{S_{rT13}}$ *mit* $u_{Rr13} = \frac{P_{13}}{S_{rT13}}$ $X_{13} = \sqrt{Z_{13}^2 - R_{13}^2}$ Variante 2: $R_{13} = Resistanz_1 + \ddot{u}_{r13}^2 \cdot Resistanz_3$ $X_{13} = \sqrt{Z_{13}^2 - R_{13}^2}$ Variante 3: $R_{13} = Resistanz_1 + \ddot{u}_{r13}^2 \cdot Resistanz_3$ $X_{13} = \sqrt{Z_{13}^2 - R_{13}^2}$ $\underline{Z}_{13} = R_{13} + jX_{13}$

	VDE 0102 (IEC 60909): Berechnung des **Impedanzkorrekturfaktors K_T** $x_T = X_{13} \Big/ \left(\frac{U_{r1}^2}{S_{13}}\right)$
Wicklung 23	$Z_{23} = u_{kr23} \cdot \frac{U_{r1}^2}{S_{rT23}} = \left|\underline{Z}_2 + \underline{Z}_3\right|$ Variante 1: $R_{23} = \frac{u_{Rr13}}{100\%} \cdot \frac{U_{r1}^2}{S_{rT23}}$ $mit\ u_{Rr23} = \frac{P_{23}}{S_{rT23}}$ $X_{23} = \sqrt{Z_{23}^2 - R_{23}^2}$ Variante 2: $R_{23} = \ddot{u}_{r12}^2 \cdot Resistanz_2 + \ddot{u}_{r13}^2 \cdot Resistanz_3$ $X_{23} = \sqrt{Z_{23}^2 - R_{23}^2}$ Variante 3: $R_{23} = \ddot{u}_{r12}^2 \cdot Resistanz_2 + \ddot{u}_{r13}^2 \cdot Resistanz_3$ $X_{23} = \sqrt{Z_{23}^2 - R_{23}^2}$ $\underline{Z}_{23} = R_{23} + jX_{23}$ **VDE 0102 (IEC 60909):** Berechnung des **Impedanzkorrekturfaktors K_T** $x_T = X_{23} \Big/ \left(\frac{U_{r1}^2}{S_{23}}\right)$

In der nachfolgenden Abbildung ist rechts das Ersatzschaltbild des 3-Wicklungstransformators im Mitsystem dargestellt.

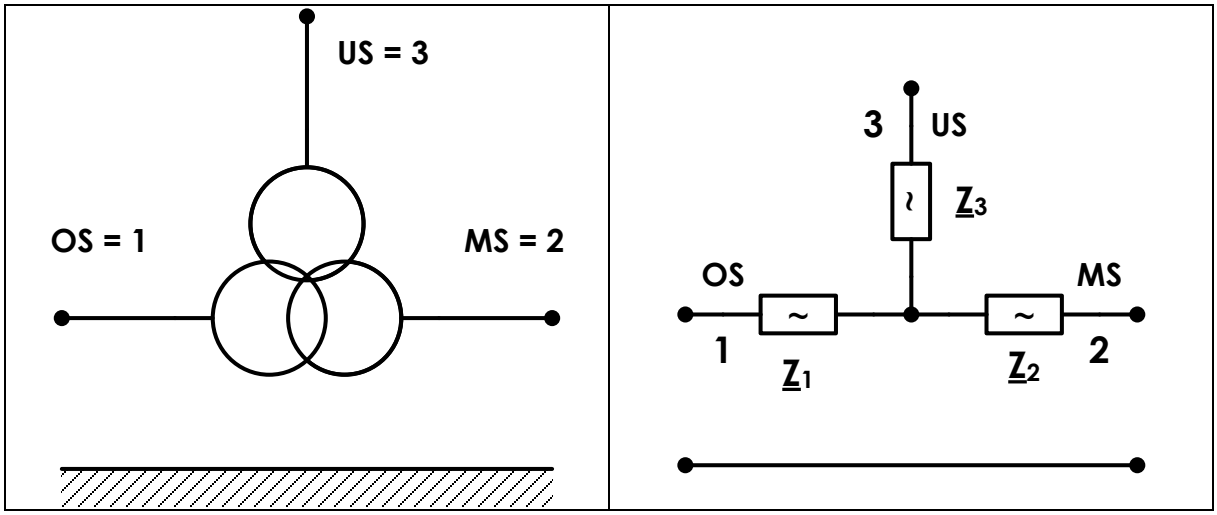


Abbildung 159: Ersatzschaltbild eines 3-Wicklungstransformators

Die Impedanzen des Ersatzschaltbildes können wie nachfolgend erläutert berechnet werden.

$$\underline{Z}_1 = \frac{1}{2} \cdot \left(\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{13} - \underline{Z}_{23} \right)$$

$$\underline{Z}_2 = \frac{1}{2} \cdot \left(\underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{12} - \underline{Z}_{13} \right)$$

$$\underline{Z}_3 = \frac{1}{2} \cdot \left(\underline{Z}_{13} + \underline{Z}_{23} - \underline{Z}_{12} \right)$$

Eine fehlerhafte Eingabe von Betriebsmitteldaten, die zu unzulässigen Kurzschlussimpedanzen führt, wird mit der Fehlermeldung angezeigt.

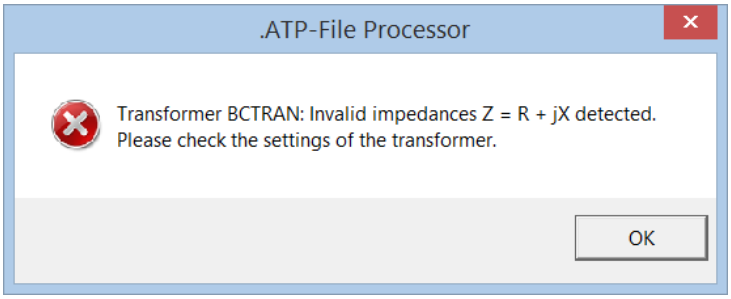


Abbildung 160: Transformator *BCTRAN* – Fehlermeldung

7.15.4 Wirkanteil der Kurzschlussimpedanzen im Nullsystem

Die Resistanzen im Nullsystem R_0 werden als erste Näherung mit den Resistanzen im Mitsystem R_1 gleichgesetzt.

7.15.5 Bezugsscheinleistungen im Mit- und Nullsystem

Die Bezugsscheinleistungen im Mit- bzw. im Nullsystem werden für die Wicklungspaare 12, 13 und 23 in MVA angegeben. Sie können in der Spalte **Srt [MVA]** bez. **Sr0 [MVA]** eingetragen werden.

7.15.6 Einstellwerte des Transformators *BCTRAN* im Leerlauf

Im Folgenden werden die Einstellwerte des Transformators BCTRAN im Leerlauf an Hand des Leerlaufversuches für einen 3-Wicklungstransformator erläutert.

Einstellwert	Bedeutung
IL	Leerlaufstrom in % im Mitsystem
Srt	Bezugsleistung in MVA im Mitsystem
PL	Leerlaufwirkverlustleistung in kW im Mitsystem
I0L	Leerlaufstrom in % im Nullsystem
Sr0	Bezugsleistung in MVA im Nullsystem
P0L	Leerlaufwirkverlustleistung in kW im Nullsystem

Die nachfolgenden Einstellungen für den Leerlaufbetrieb sind ebenfalls zu berücksichtigen.

Einstellwert	Bedeutung
Leerlauf	Wicklung, an welcher der Leerlaufversuch durchgeführt wurde (in der Regel die Niederspannungswicklung) Im ATP Handbuch wird diese Wicklung mit dem Kürzel **IT** bezeichnet.
Leer-laufimp.	Wicklung, über welcher der Magnetisierungszweig, d.h. die Leerlaufimpedanz angeordnet ist (in der Regel die Niederspannungswicklung, da diese aus Isolationsgründen am nächsten zum Eisenkern liegt) Im ATP Handbuch wird diese Wicklung mit dem Kürzel **IW** bezeichnet.

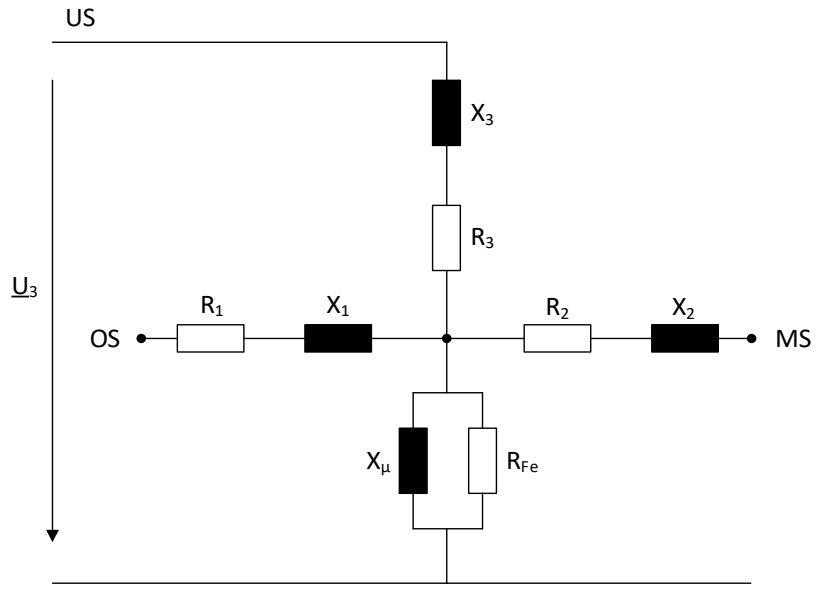


Abbildung 161: 1-phasiges Ersatzschaltbild des 3-Wicklungstransformators im Leerlauf

Je nachdem an welcher Wicklung der Leerlaufversuch durchgeführt, d.h. an welcher Wicklung die Spannungsquelle angeschlossen wurde, können mit der entsprechenden Spannung U_1, U_2 oder U_3 im Leerlaufversuch und den gegebenen Betriebsmitteldaten die Hauptfeldreaktanz X_μ und der Eisenwiderstand R_{Fe} berechnet werden.

$$I_L[\%] = I_L \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot U_3}{S_{rt}} \cdot 100\%$$

$$Q_L = \sqrt{\left(\sqrt{3} \cdot I_L \cdot U_3\right)^2 - P_L^2}$$

$$X_\mu = \frac{U_3^2}{Q_L}$$

$$R_{Fe} = \frac{U_3^2}{P_L}$$

7.15.7 Knotennamen für den 3-Wicklungstransformator *BCTRAN*

Das ATP-basierte Modell verwendet folgende Knotennamen.

Knotennamen	
BC1xxx	Knotennamen des Sternpunktes Wicklung 1
BC2xxx	Knotennamen des Sternpunktes Wicklung 2
BC2xxx	Knotennamen des Sternpunktes Wicklung 3

7.15.8 Berechnung von Kurzschlussimpedanz und Wirkverlustleistung *BCTRAN*

ATPDesigner berechnet für den 2- und 3-Wicklungstransformator die Wirkverlustleistung und die Kurzschlussimpedanz und zeigt diese im Tooltip an. Die Berechnung der Kurzschlussimpedanzen erfolgt nach **VDE 0102 (IEC 60909)** [2]. Ist die Kurzschlussstrombe-rechnung nach **VDE 0102 (IEC 60909)** aktiv, wird die Wirkverlustleistung nicht im Tooltip angezeigt.

Die Berechnung der Wirkverlustleistung setzt eine elektrisch symmetrische Bauweise des Transformators voraus und ist nur für den fehlerfreien Normalbetrieb eines Netzes vorgesehen. In allen anderen Anwendungsfällen ist die Berechnung der Wirkverlustleistung mit größeren Fehlern behaftet.

7.15.8.1 Wirkverlustleistung des 2-Wicklungstransformators

Die Kurzschlussimpedanz wird immer auf die Bemessungsspannung von Wicklung 1 bezogen berechnet. Unter der Annahme, dass der Transformator elektrisch symmetrisch ist, entspricht die Kurzschlussimpedanz der Kurzschlussimpedanz im Mitsystem des Transformators.

$$Z_{12} = \frac{u_{kr12}}{100\%} \cdot \frac{U_{r1}^2}{S_{rT12}}$$

$$R_{12} = \frac{u_{Rr12}}{100\%} \cdot \frac{U_{r1}^2}{S_{rT12}} \quad mit\ u_{Rr12} = \frac{P_{12}}{S_{rT12}} \tag{0.1}$$

$$X_{12} = \sqrt{Z_{12}^2 - R_{12}^2}$$

```
[Bct 1] 400kVA
Einstellwerte: Ur1=0.4kV; Ur2=20kV; Sr12=0.4MVA; Schaltgruppe D-Y
1: UL1=11.459kV=99.239%; UL2=11.459kV=99.239%; UL3=11.459kV=99.239%
2: UL1=0.229kV=99.111%; UL2=0.229kV=99.111%; UL3=0.229kV=99.111%
1: Imax=1.516A=13.133%; IL1w=1.516A; IL2w=1.516A; IL3w=1.516A
2: Imax=140.468A=24.330%; IL1w=140.468A; IL2w=140.468A; IL3w=140.468A
R12=2.500000Ohm; X12=39.921799Ohm; Z12=40.000000Ohm; Pv=17.968kW
```

Abbildung 162: Kurzschlussimpedanz des 2-Wicklungstransformators

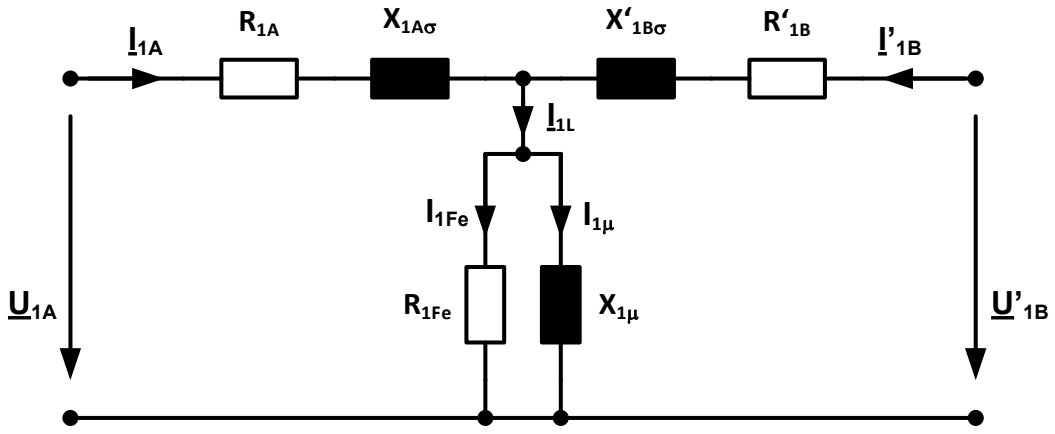


Abbildung 163: Ersatzschaltbild des Transformators im Mitsystem

Die Wirkverlustleistung P_V des Transformators setzt sich aus zwei Anteilen zusammen:

- **Wirkverlustleistung P_k der Kurzschlussimpedanz (Kurzschlussverluste)**
  Die Kurzschlussverluste sind im Wesentlichen abhängig von den Wicklungsströmen und den Resistanzen der Wicklungen. Die Kurzschlussverluste werden immer mit den Wicklungsströmen von Wicklung 1 berechnet. Es wird angenommen, dass das Verhältnis der Wicklungsströme der beiden Wicklungen dem Bemessungsübersetzungsverhältnis entspricht.

  $$I_{1A} \approx -I_{1B}^{'} = \frac{I_{1B}}{\ddot{u}_{r12}} \quad mit\ \ddot{u}_{r12} = \frac{U_{r1}}{U_{r2}}$$

  Die Berechnung der Kurzschlussverluste erfolgt mit den Leiterströmen von Wicklung 1 des natürlichen Systems. Die Kurzschlussimpedanz R_k je Leiter kann wegen der elektrisch symmetrischen Bauweise gleich der Kurzschlussimpedanz des Transformators im Mitsystem gewählt werden.

  $$R_k = R_{1A} + R_{1B}^{'} = R_{1A} + \ddot{u}_{rT}^2 \cdot R_{1B}$$

  Da die Berechnung der Wirkverlustleistung im natürlichen System erfolgt, können die Leiterströme $\underline{I}_{L1}$, $\underline{I}_{L2}$ und $\underline{I}_{L3}$ verwendet werden. Dadurch ist es möglich,

die Wirkverlustleistung auch für unsymmetrische Wicklungsströme zu berechnen. Die Wirkverlustleistung P_k kann nach Gleichung **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** in ausreichender Genauigkeit berechnet werden.

$$P_k = R_{12} \cdot I_{L1}^2 + R_{12} \cdot I_{L2}^2 + R_{12} \cdot I_{L3}^2$$

- **Wirkverlustleistung des Transformatorkerns P_{Fe} (Leerlaufverluste)**
  Die Leerlaufverluste des Transformators sind im Wesentlichen abhängig von den Wirkverlusten im Transformatorkern, die durch den ohmschen Anteil des Magnetisierungsstrom I_{1Fe} verursacht werden. Die Leerlaufverluste werden auch als Eisenverluste bezeichnet. Die Wirkverluste, die durch den ohmschen Anteil des Magnetisierungsstrom I_{1Fe} in den Wicklungen des Transformators verursacht werden, werden vernachlässigt.

  Üblicherweise werden die Eisenverluste eines 2-Wicklungstransformators durch drei Resistanzen R_{Fe} in Sternschaltung nachgebildet. Die Resistanz R_{Fe} wird aus der Bemessungs-Leerlaufverlustleistung P_{rL} und der Bemessungsspannung U_r der Wicklungen, an welche die Sternschaltung angeschlossen werden soll, berechnet.

$$R_{Fe} = \frac{U_r^2}{P_{rL}}$$

  Sind die drei Ströme durch die drei Resistanzen der Sternschaltung bekannt, so können die tatsächlich entstehenden Eisenverluste des 2-Wicklungstransformators nach Gleichung **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** auch für unsymmetrische Leiter-Erd-Spannungen berechnet werden.

$$P_{Fe} = R_{Fe} \cdot I_{Fe\,L1}^2 + R_{Fe} \cdot I_{Fe\,L2}^2 + R_{Fe} \cdot I_{Fe\,L2}^2$$

  Für die Wirkverlustleistung P_V des Transformators gilt:

$$P_V = P_k + P_{Fe}$$

7.15.8.2 Wirkverlustleistung des 3-Wicklungstransformators

Die Berechnung der Kurzschlussimpedanzen zwischen zwei Wicklungen erfolgt unter der Bedingung, dass die dritte Wicklung offen betrieben wird. Die Kurzschlussimpedanzen werden auf die Bemessungsspannung von Wicklung 1 bezogen wie folgt berechnet.

$$\underline{Z}_{12} = \left(u_{Rr12} + j u_{x12}\right) \cdot \frac{U_{r1}^2}{S_{rT12}} = R_{12} + jX_{12} \quad mit\ u_{x12} = \sqrt{u_{kr12}{}^2 - u_{Rr12}{}^2}$$

$$\underline{Z}_{13} = \left(u_{Rr13} + j u_{x13}\right) \cdot \frac{U_{r1}^2}{S_{rT13}} = R_{13} + jX_{13} \quad mit\ u_{x12} = \sqrt{u_{kr13}{}^2 - u_{Rr13}{}^2}$$

$$\underline{Z}_{23} = \left(u_{Rr23} + j u_{x23}\right) \cdot \frac{U_{r1}^2}{S_{rT23}} = R_{23} + jX_{23} \quad mit\ u_{x23} = \sqrt{u_{kr23}{}^2 - u_{Rr23}{}^2}$$

Daraus können die Kurzschlussimpedanzen der drei Wicklungen $\underline{Z}_1$, $\underline{Z}_2$ und $\underline{Z}_3$ bezogen auf die Bemessungsspannung von Wicklung 1 berechnet werden.

```
[Bct 2] Bct 2
Einstellwerte: Ur1=110kV; Ur2=20kV; Ur3=20kV
Einstellwerte: Sr12=35MVA; Sr13=35MVA; Sr23=35MVA
1: UL1=63.412kV=99.848%; UL2=63.412kV=99.848%; UL3=63.412kV=99.848%
2: UL1=11.524kV=99.797%; UL2=11.524kV=99.797%; UL3=11.524kV=99.797%
3: UL1=11.526kV=99.822%; UL2=11.526kV=99.822%; UL3=11.526kV=99.822%
1: Imax=3.084A=1.679%; IA=3.084A; IB=3.084A; IC=3.084A
2: Imax=29.335A=2.903%; IA=29.335A; IB=29.335A; IC=29.335A
3: Imax=0.015A=0.008%; IA=0.015A; IB=0.015A; IC=0.015A
R12=1.9017250hm; R13=1.9017250hm; R23=1.9017250hm; Pv=18.278kW
X12=92.2550010hm; X13=92.2550010hm; X23=92.2550010hm
Z12=92.2746000hm; Z13=92.2746000hm; Z23=92.2746000hm
```

Abbildung 164: Kurzschlussimpedanzen und Wirkleistungsverluste des 3-Wickl.transformators

ATPDesigner ermittelt in der .LST-Datei die Wicklungsströme der drei Wicklungen und berechnet bezogen auf Wicklung 1 die Kurzschlussverlustleistung P_k. Mit den ohmschen Realteilen R_1, R_2 und R_3 der drei Kurzschlussimpedanzen ergibt sich für die Kurzschluss-verlustleistung P_k:

$$P_k = R_1 \cdot I_{L1}^2 + R_2 \cdot I_{L2}^2 + R_3 \cdot I_{L3}^2$$

Die Berechnung der Wirkverlustleistung des Transformatorkerns (Leerlaufverluste) erfolgt wie in Kapitel 7.15.8.1 für den 2-Wicklungstransformator beschrieben.

Für die Wirkverlustleistung des Transformators gilt:

$$P_V = P_k + P_{Fe}$$

7.16 Niederohmige Verbindung und Messleitung

Das Netzwerkelement **Verbindung** kann als niederohmige 1-, 2- oder 3-phasige Verbindung von zwei Netzknoten verwendet werden.

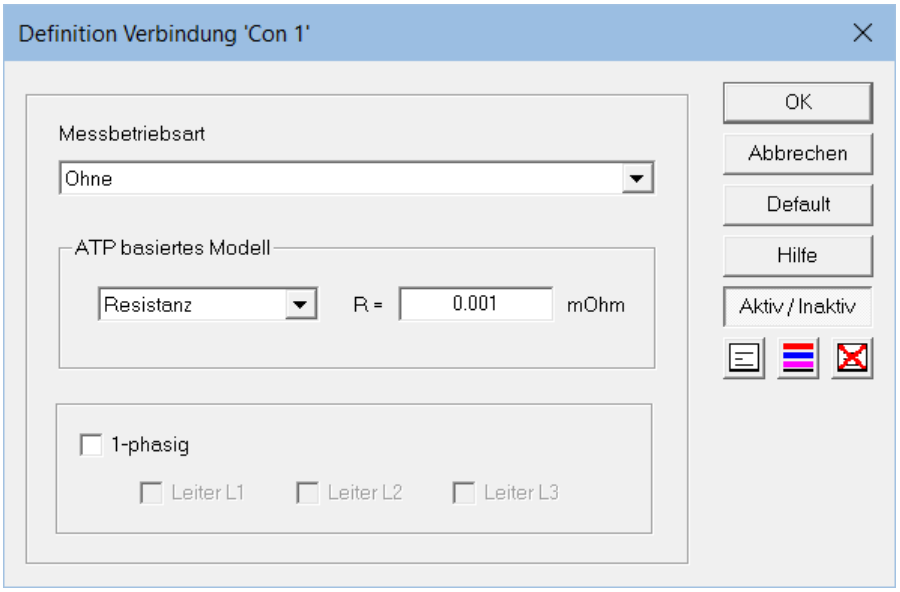


Abbildung 165: Einstelldialog *Verbindung*

Einstellwert	Bedeutung
Messbetriebsart	Messfunktion ▪ **Ohne** Keine Messfunktion ▪ **Spannung UL123, Ströme IL123,IE** Messung der drei Leiter-Erd-Spannungen, der drei Leiterströme und des Summenstromes ▪ **3-phasige Messleitung** Das Netzwerkelement wird für mehrere Funktionen als Messleitung (**Measuring Line**) verwendet z.B. für den **Differentialschutz**, die **Schutzlogik** oder andere schutztechnische Funktionen.
ATP basiertes Modell	▪ **Resistanz** Eine Längsresistanz wird als internes elektrisches Modell verwendet. Der Einstellwert R ist einstellbar. ▪ **Messgerät** Eine Messeinrichtung (**ATP Measuring Switch**) wird als internes elektrisches Modell verwendet.
1-phasig	Das Netzwerkelement kann 1-, 2- oder 3-phasig verwendet werden.

7.16.1 Messleitung für Differentialschutz, etc.

Das Netzwerkelement **Verbindung** kann als logische **Messleitung** (in der Zeichenfarbe **grün**) in der Betriebsart **3-phasige Messleitung** verwendet werden. In dieser Betriebsart wird das Netzwerkelement durch einen Widerstand nachgebildet, dient aber nur der logischen Verknüpfung von elektrischen Netzbetriebsmitteln wie z.B. Schutzgeräten untereinander oder Schutzgeräte mit dem Netzwerkelement **TACS/Schutzlogik**.

Das Netzwerkelement **Messleitung** wird wie das elektrische Netzwerkelement Verbindung mit zwei Netzknoten verbunden.

- Den Toolbar-Button im Sinne eines Schalters mit einem **Left Mouse Button Click** einschalten
- Das rote Kreuz des Mauszeigers über einem Netzknoten positionieren und mit einem **Left Mouse Button Click** verbinden.
- Den Vorgang für den zweiten Verbindungsknoten wiederholen.
- Den Menüpunkt **Messleitung einfügen** im Menü **Netzwerk Design** anwählen
  Das Netzwerkelement wird in der Mitte des Zeichenbereiches eingefügt.

Das Netzwerkelement kann in der Betriebsart **3-phasige Messleitung** mit schon verbundenen Netzknoten verbunden werden. In Abbildung 166 sind beispielhaft die Messleitungen für einen 3-Bein-Differentialschutz dargestellt.

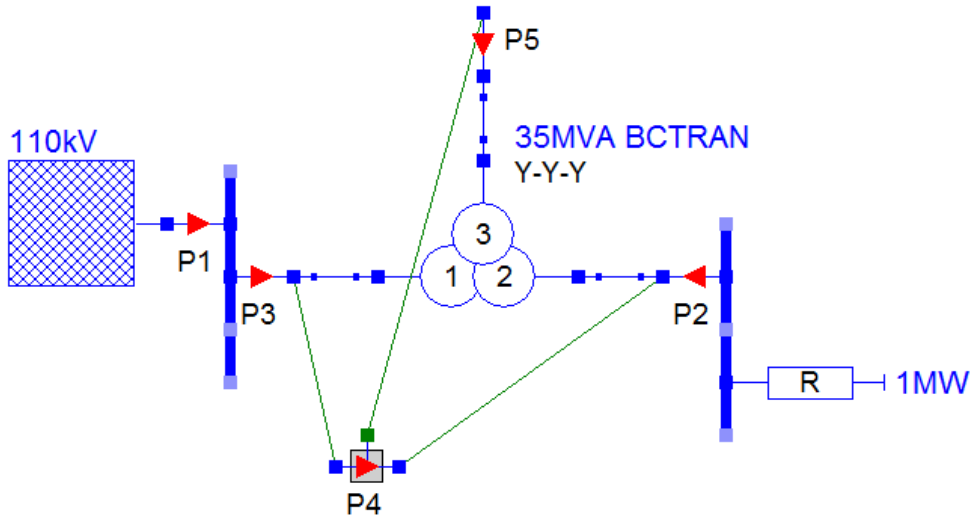


Abbildung 166: Verwendung von Messleitungen beim Differentialschutz

7.16.2 Messleitung – Verbindung für die Schutzlogik

Die grüne Linie der **Messleitung** wird auch als logische Verbindung der **Schutzlogik** zwischen den Logikblöcken und den externen Betriebsmitteln wie z.B. Schutzgeräte und **Schalter** verwendet.

7.17 Transformator *XFormer* – Transformatorbank oder Längsspannungsregler

Der Transformator **XFormer** ist eine 3-phasige Transformatorbank bestehend aus drei 1-phasigen Transformatoren. Als Option können die 1-Phasen-Transformatoren auch einzeln verwendet werden. Darüber hinaus ist es möglich, mit Hilfe des Transformators einen **Längsspannungsregler** nachzubilden, die in der Lastflussberechnung iterativ die Leiter-Erd-Spannung am Ausgang des Längsspannungsreglers in einem einstellbaren Spannungsband einregelt. Der Einstelldialog ist nachfolgend abgebildet.

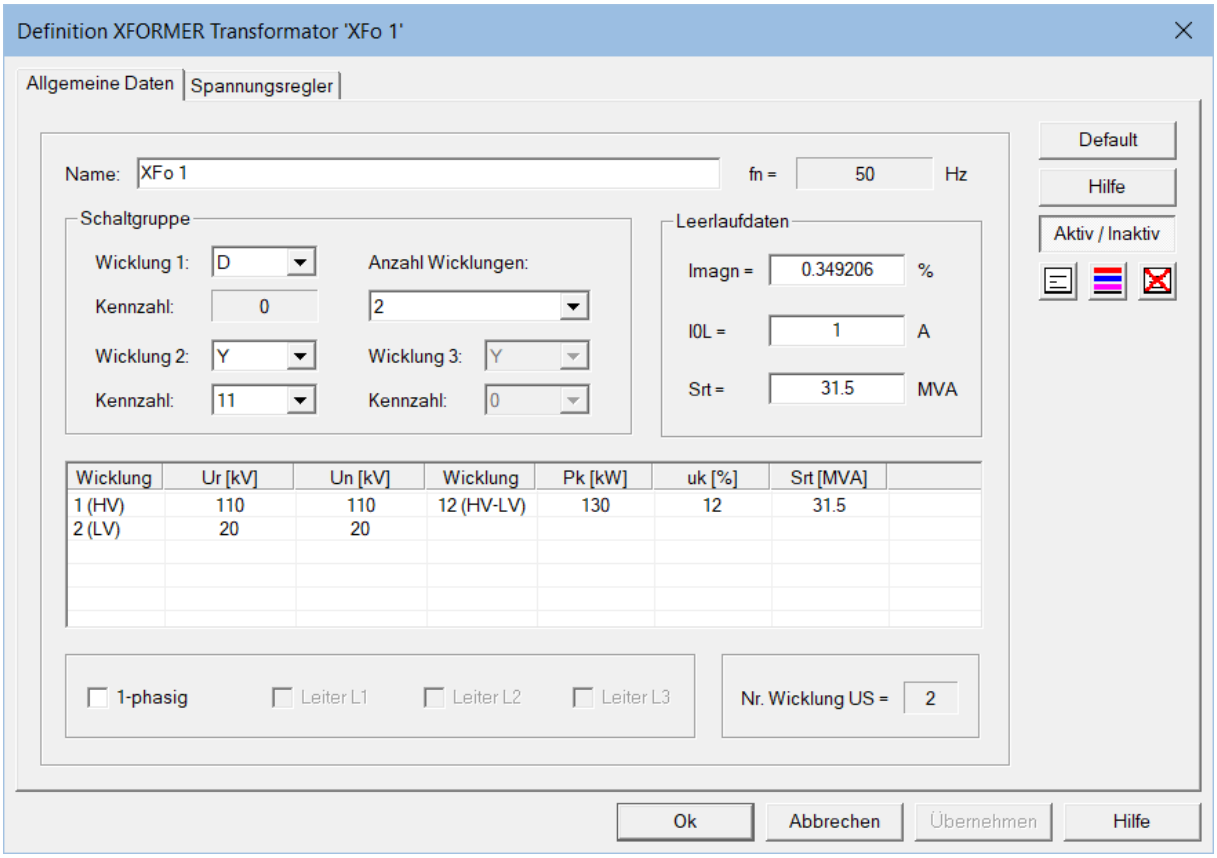


Abbildung 167: Einstelldialog Transformator *XFormer* – Registerkarte *Allgemeine Daten*

Einstellwert	Bedeutung
Name	Anwenderspezifischer Name
fn	Netznennfrequenz
Wicklung 1	Schaltung: D, Y Die Kennzahl k der Wicklung ist fest auf 0 eingestellt und stellt den Bezug für die Kennzahlen der Wicklungen 2 und 3 dar.
Wicklung 2	Schaltung: D, Y Die Kennzahl k der Wicklung kann direkt unterhalb des Einstellwertes ausgewählt werden.
Wicklung 3	Schaltung: D, Y Die Kennzahl k der Wicklung kann direkt unterhalb des Einstellwertes ausgewählt werden.
Anzahl Wicklungen	Anzahl Wicklungen des Transformators

1-phasig	Falls aktiv: Der Transformator kann als 1-, 2- oder 3-phasige Transformatorbank verwendet werden. Falls inaktiv: Der Transformator wird als 3-phasige Transformatorbank verwendet.
Leiter L1	1-Phasen-Transformator Leiter L1 aktiv
Leiter L2	1-Phasen-Transformator Leiter L2 aktiv
Leiter L3	1-Phasen-Transformator Leiter L3 aktiv

Die **Leerlaufdaten des Transformators** werden an Wicklung 1 bei Leerlauf der Wicklungen 2 und 3 d.h. bei offenen Anschlussklemmen gemessen.

Einstellwert	Bedeutung
Imagn	Leerlaufstrom in %
I0L	Leerlaufstrom in A
Srt	Bezugsleistung zur Berechnung des Leerlaufstromes in MVA

Die **Kurzschlussimpedanz des Transformators** wird mit den nachfolgenden Einstellwerten eingestellt.

Einstellwert	Bedeutung
Ur [kV]	Bemessungsspannung der zugehörigen Wicklung 1, 2 oder 3 Die Bemessungsspannung wird zur Berechnung der Betriebsmitteldaten verwendet. ▪ D-Schaltung: $U_r = U_{LL}$ (Leiter-Leiter-Spannung) ▪ Y-Schaltung: $U_r = U_{LL}/\sqrt{3}$ (Leiter-Erd-Spannung)
Un [kV]	Nennspannung der zugehörigen Wicklung Die Nennspannung wird nicht zur Berechnung der Betriebsmitteldaten verwendet, sondern nur für die Einfärbung von Spannungsebenen.
Wicklung	Nummer Wicklung
Pk [kW]	Kurzschlussverluste im Mitsystem
uk [%]	Kurzschlussimpedanz im Mitsystem (100% = U_r^2 / S_{rt})
Srt [MVA]	Bezugsleistung im Mitsystem Die Bezugsleistung wird für die Wicklungen 12, 13 und 23 bezogen angegeben.

7.17.1 Längsspannungsregler mit dem Transformator *XFormer*

Mit Hilfe des Transformators **XFormer** kann ein **Längsspannungsregler** nachgebildet werden, der in der Lastflussberechnung iterativ die Leiter-Erd-Spannung an seinem Ausgang in einem einstellbaren Spannungsband einregelt. Hinsichtlich der Arbeitsweise muss berücksichtigt werden, dass der Längsregler aus drei unabhängig voneinander arbeitenden Spannungsreglern je Leiter L1, L2 und L3 besteht. Der Längsregler arbeitet leiterselektiv und ist auch in der Lage, unsymmetrische Leiter-Erd-Spannungen am Ausgang des Längsreglers zu symmetrieren. Aus Sicht der symmetrischen Komponenten ist der Längsregler in der Lage, sowohl im Mitsystem als auch in Gegen- und Nullsystem eine Längsspannung einzuprägen. Der Einstelldialog mit Grundeinstellung des Spannungsreglers ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.

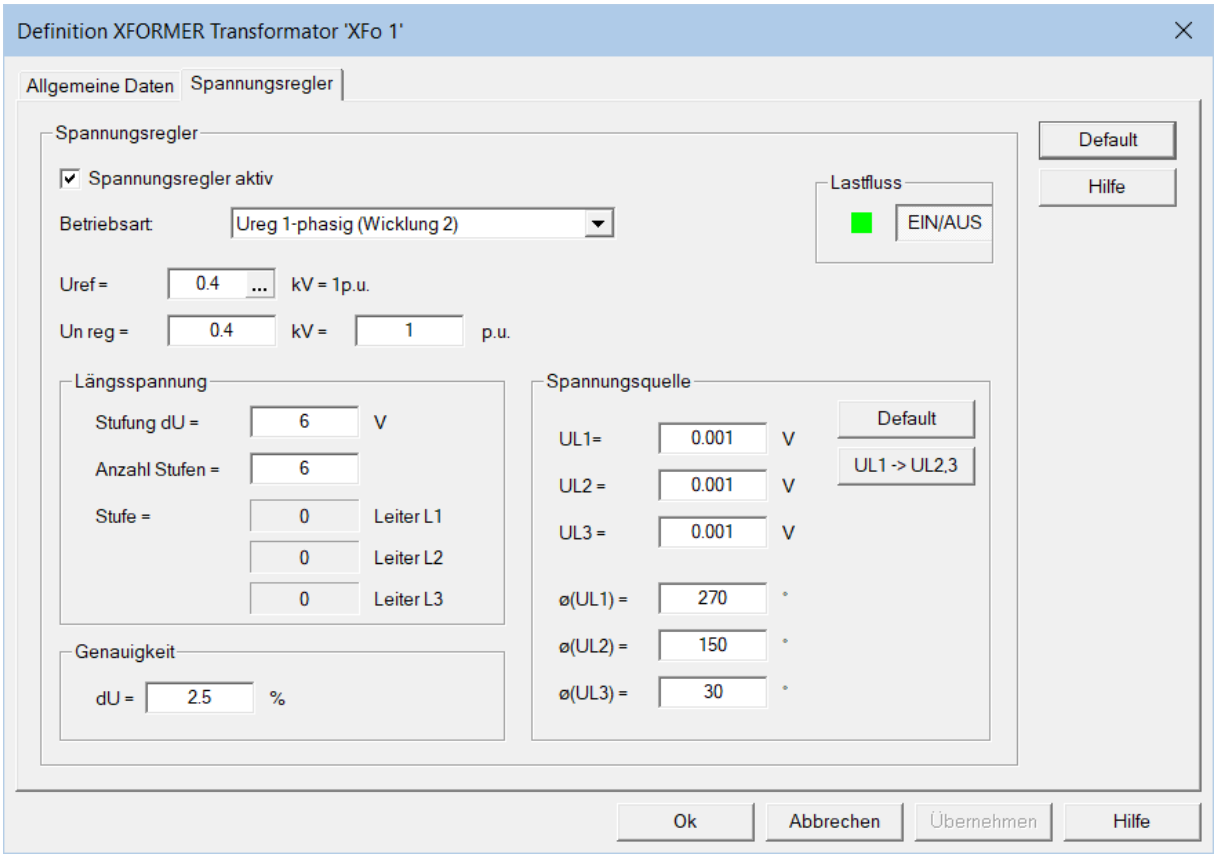


Abbildung 168: Einstelldialog Transformator *XFormer* – Registerkarte *Spannungsregler*

Einstellwert	Bedeutung
Spannungsregler aktiv	Falls aktiv wird das Modell des Längsspannungsreglers aktiviert. ⇨ Es muss beachtet werden, dass in diesem Fall einige der Einstellwerte der Registerkarte **Allgemeine Daten** fest eingestellt und gegen eine Änderung geschützt werden. ⇨ Durch die Aktivierung der Option wird automatisch die Schaltgruppe Yy0 in der Registerkarte **Allgemeine Daten** eingestellt.
Betriebsart	▪ **Ureg 1-phasig (Wicklung 1)** Der Regelalgorithmus verwendet die Leiter-Erd-Spannung an Wicklung 1(HV) des Spannungsreglers als Regelspannung. ▪ **Ureg 1-phasig (Wicklung 2)** Der Regelalgorithmus verwendet die Leiter-Erd-Spannung an Wicklung 1(HV) des Spannungsreglers als Regelspannung.

Uref	Referenzspannung des Längsreglers
Un reg	SOLL-Spannung in kV oder p.u. Der p.u.-Wert wird auf den Einstellwert **Uref** bezogen berechnet.
Stufung dU	Betrag der Schrittweite der Längsspannung Die Längsspannung kann additiv oder subtraktiv verwendet werden. Dadurch ist es möglich, die Netzspannung am Ausgang des Längsreglers zu erhöhen oder zu verringern.
Anzahl Stufen	Anzahl Inkremente der Längsspannung Entsprechend der Einstellung können z.B. maximal 6 Schritte zu je ±6V Längsspannung = ±36V verwendet werden.
Genauigkeit dU	SOLL-Genauigkeit in **%Un reg** für die Leiter-Erd-Spannungen am Ausgang des Längsreglers
Lastfluss EIN/AUS	**EIN** : Der Längsregler wird in der **Lastflussberechnung** berücksichtigt. **AUS** : Der Längsregler wird in der Lastflussberechnung nicht berücksichtigt.

In der Gruppe **Spannungsquelle** werden im Falle einer konvergenten Lastflussberechnung Betrag und Phasenwinkel der drei idealen 1-phasigen Spannungsquellen ausgegeben, die durch den Regelalgorithmus iterativ im Verlauf der Lastflussberechnung eingestellt werden.

⇨ Um den Regelalgorithmus des Längsreglers zu aktivieren, muss die Option **Lastfluss: Lasten** z.B. in der **Lastfluss Toolbar** aktiviert werden.

In den nachfolgenden Erläuterungen wird jeweils nur einer der drei unabhängig voneinander arbeitenden 1-phasigen Längsspannungsregler betrachtet.

Die Spannung der idealen Spannungsquelle im Sekundärkreis des Stromwandlers wird leiterselektiv aus der am Ausgang messbaren Leiter-Erd-Spannung abgeleitet. Durch den Vergleich des Betrages der gemessenen Leiter-Erd-Spannung U_{LE} mit der **Reglernennspannung $U_{n\,ref}$** unter Berücksichtigung der **Genauigkeit dU** sowie der **Stufung dU** wird der Betrag der idealen Spannungsquelle ermittelt.

Das Modell des Längsreglers verwendet je Leiter einen realen Stromwandler, in dessen Sekundärkreis mit Hilfe einer idealen Spannungsquelle eine definierte Spannung eingeprägt wird. Eingang und Ausgang des Längsreglers sind elektrisch leitend verbunden. Der Primärkreis des realen Stromwandlers wird zwischen Eingang und Ausgang durch eine **Längsreaktanz X_k** mit idealen Stromwandler in Serienschaltung nachgebildet. Die Längsreaktanz wird durch die Einstellwerte in der Registerkarte **Allgemeine Daten** definiert.

In den Datenblättern handelsüblicher Längsregler wird in aller Regel der Betrag der **Kurzschlussimpedanz Z_{kT}** je Leiter angegeben. Daraus lassen sich die Einstellwerte für den **XFormer** in der Registerkarte **Allgemeine Daten** berechnen. Es muss beachtet werden, dass die Daten immer auf einen der drei Längsregler bezogen sind.

$$u_k = S_{rT} \cdot \frac{Z_{kT}}{U_n^2}$$

Wert	Bedeutung
S_{rT}	Bemessungsleistung (Typenleistung) des Längsreglers je Leiter
U_n	Nennspannung
Z_{kT}	Betrag der Kurzschlussimpedanz

Einstellungen zur Berechnung der Längsreaktanz sind in der nachfolgenden Abbildung beispielhaft angegeben.

⇨ In der Registerkarte **Allgemeine Daten** müssen Bemessungs- und Nennspannungen von Oberspannungsseite 1(HV) und Unterspannungsseite 2(LV) gleich der **Nennspannung Un reg** des Spannungsreglers in der Registerkarte **Spannungsregler** eingestellt werden.

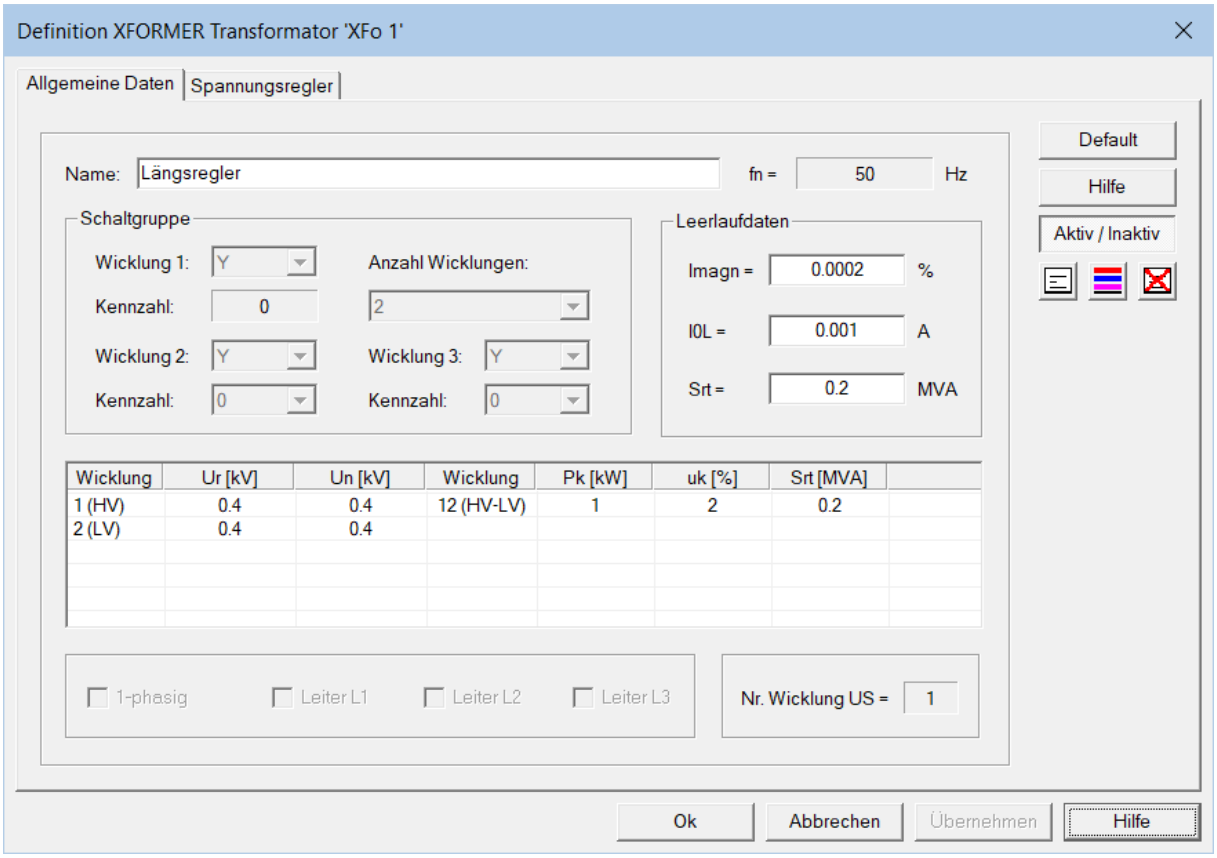
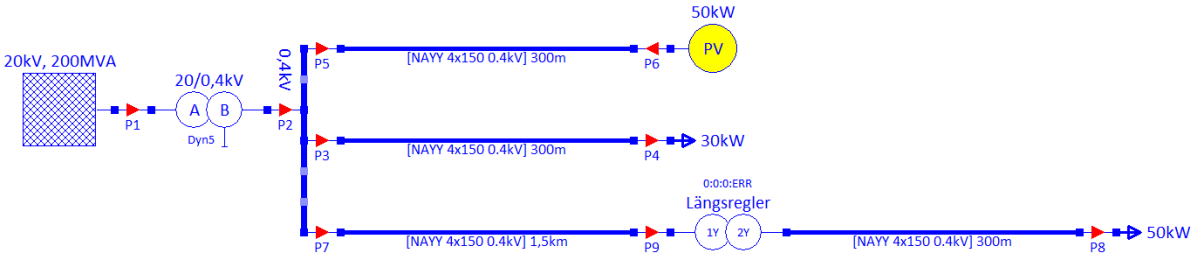


Abbildung 169: Einstellungen der Längsreaktanz des Längsreglers

In dem nachfolgend dargestellten Niederspannungsnetz ist in einem Leitungsabgang nach einer Leitungslänge von 1,5km ein Längsregler eingebaut.



Wie in der nachfolgenden Abbildung zu sehen ist, hat der Längsregler in allen drei Leitern L1, L2 und L3 die Stufe 4:4:4:OK eingestellt. Die Spannung an der **Verbraucherlast** beträgt 98,3%, am Eingang des Längsreglers (1Y) dagegen nur 89,9%.

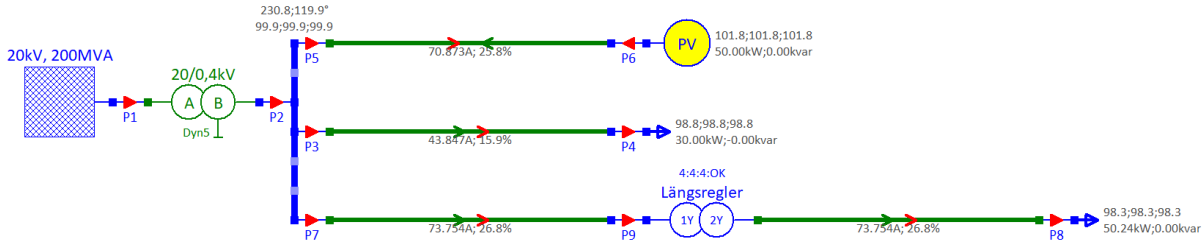
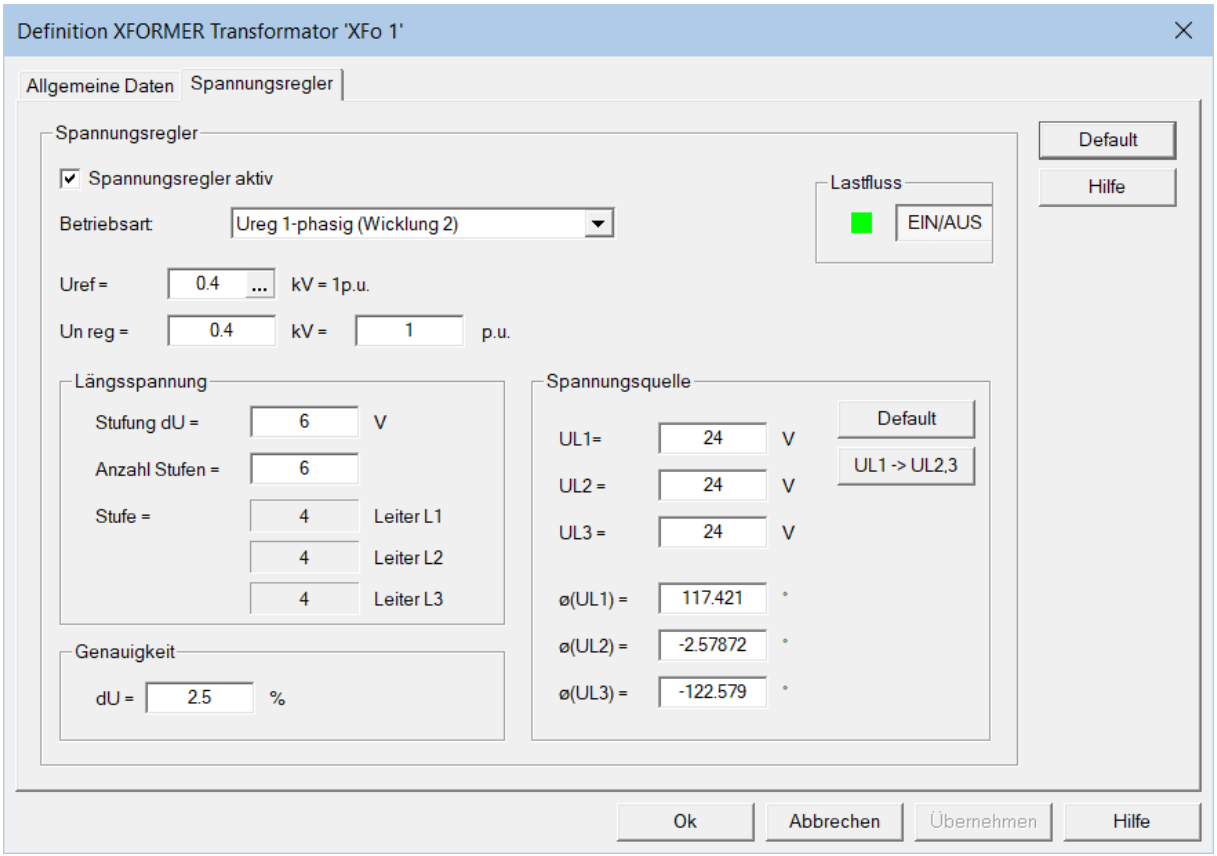


Abbildung 170: Niederspannungsnetz mit Spannungsregler

Wie in der vorangehenden Abbildung zu erkennen ist, ist das grafische Symbol des Längsreglers identisch mit dem eines 2-Wicklungs-Transformators. Unabhängig von dem grafischen Symbol muss berücksichtigt werden, dass die beiden Wicklungsknoten des Längsreglers galvanische verbunden sind.

Wie in dem nachfolgenden Einstelldialog in der Gruppe **Spannungsquelle** zu sehen ist, hat der Regelalgorithmus je Leiter eine Spannungsquelle von 24V im Sekundärkreis des Stromwandlers eingestellt. Das entspricht Stufe 4 des Längsreglers.



Die vom Regelalgorithmus ermittelten komplexen Zeiger der Längsspannungen werden im Einstelldialog in der Gruppe **Spannungsquelle** angezeigt, können aber auch manuell verändert werden.

Einstellwert	Bedeutung

UL1	Betrag der additiven Längsspannung in Leiter L1
UL2	Betrag der additiven Längsspannung in Leiter L2
UL3	Betrag der additiven Längsspannung in Leiter L3
Ø(UL1)	Phasenwinkel der additiven Längsspannung in Leiter L1 bezogen auf die Phasenlage der Leiter-Erd-Spannung $\underline{U}_{L1}$ am Ausgang des Längsreglers
Ø(UL2)	Phasenwinkel der additiven Längsspannung in Leiter L2 bezogen auf die Phasenlage der Leiter-Erd-Spannung $\underline{U}_{L2}$ am Ausgang des Längsreglers
Ø(UL3)	Phasenwinkel der additiven Längsspannung in Leiter L3 bezogen auf die Phasenlage der Leiter-Erd-Spannung $\underline{U}_{L3}$ am Ausgang des Längsreglers

7.18 Spezielle Eigenschaften von Betriebsmitteln

7.18.1 Trenner, Trennschalter, Lasttrennschalter

Trennschalter, Trenner oder Lasttrennschalter werden ggfs. von den Betriebsmitteln als interne modellspezifische Komponente bereitgestellt. Trennschalter können nur durch den Anwender manuell nicht aber durch **Schutzgeräte** geöffnet oder geschlossen werden.

- Leitungstrennschalter einer Leitung
- Abgangstrennschalter einer Sammelschiene

7.18.1.1 Öffnen und Schließen des Schalters per *Right Mouse Button Click*

Das Öffnen und Schließen des Schalters per **Right Mouse Button Click** erfolgt analog zu dem Öffnen und Schließen des Schalters eines Mess/Schutzgerätes.

7.18.1.2 Öffnen und Schließen des Schalters per *Right Mouse Button Menu*

Das Öffnen und Schließen des Schalters per **Right Mouse Button Menu** erfolgt analog zu dem Öffnen und Schließen des Schalters eines Mess/Schutzgerätes.

7.19 *TACS* – Komponenten für die Nachbildung von Analogrechnern

Das Netzwerkelement **TACS** wird vom ATP verwendet, um Komponenten von Analogrechnern nachzubilden.

"**TACS** is an acronym derived from the name **Transient Analysis of Control Systems**. In very general terms, it directly provides the user with modeling that normally is associated with an analog computer. As already mentioned, TACS function like an analog computer. But it adds to this algebraic and logical processing, so it really is more general. It is particularly useful to the EMTP because signals can be passed between the electric network and TACS, with the result functioning like a hybrid computer. In this mode, TACS allows the simulation of hvdc converters and static var controllers, as well as control circuitry associated with rotating machinery."
(Quelle: ATP Rule Book).

⇨ Das Netzwerkelement **TACS** kann nur für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** eingesetzt werden.

ATPDesigner verwendet das Netzwerkelement als grafischen Platzhalter für die Realisierung der Logikfunktionen für die Schutztechnik. Für diese Funktionen wird die Registerkarte **Schutzlogik** verwendet, welche die benötigten Einstellwerte der ersten Registerkarte **Definition Schutzlogik/TACS** zusammenfassend und kompakt zur Verfügung stellt.

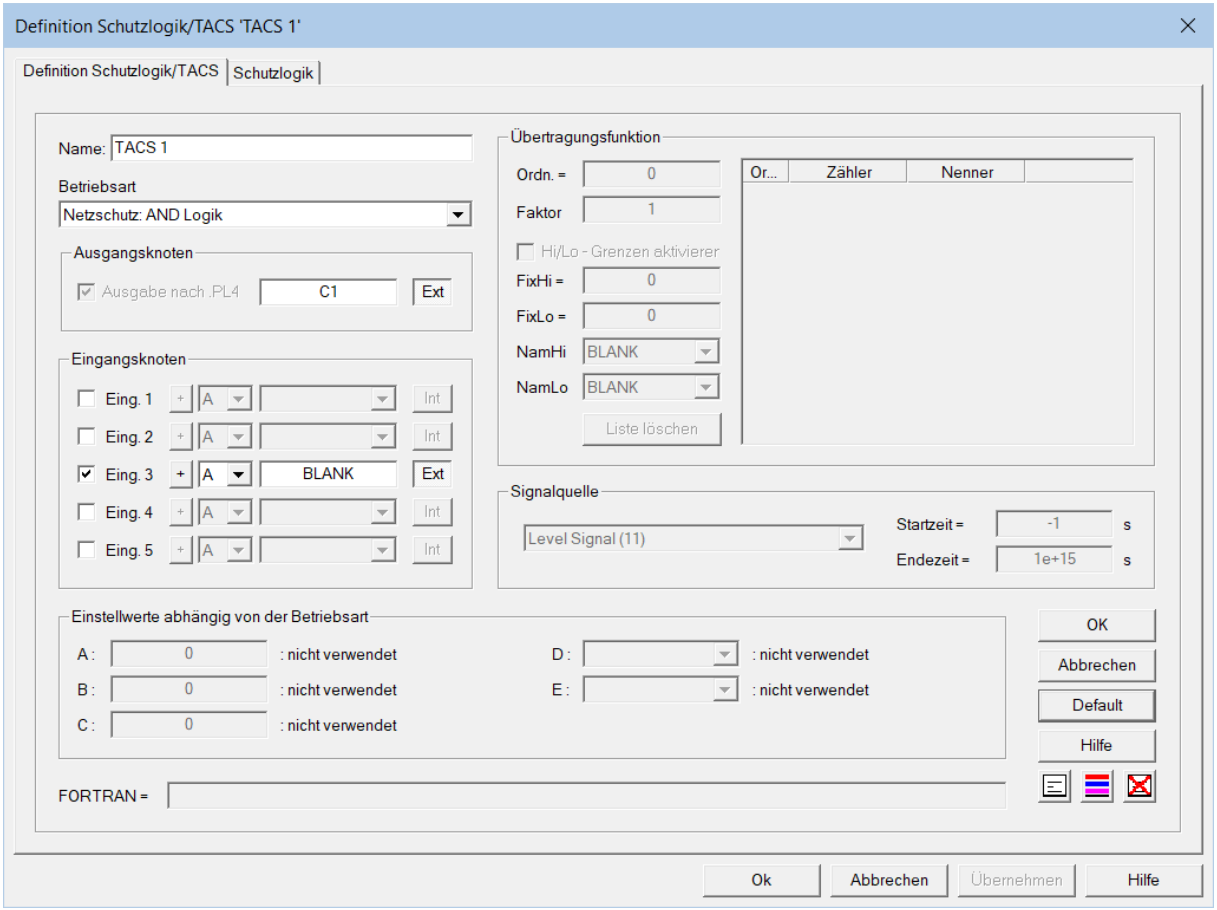


Abbildung 171: Einstelldialog des Netzwerkelementes *Schutzlogik/TACS*

7.20 RLC Serienimpedanz - *RLC Impedance*

Das Netzwerkelement **RLC Serienimpedanz** stellt eine 3-phasige oder 1/2/3-phasige Serien- oder Parallelimpedanz mit zwei Knoten zur Verfügung. Das Netzwerkelement wird in der **Lastflussberechnung** nicht wie die **Verbraucherlast** als Konstantleistungs-senke, sondern nur als konstante Impedanz berücksichtigt.

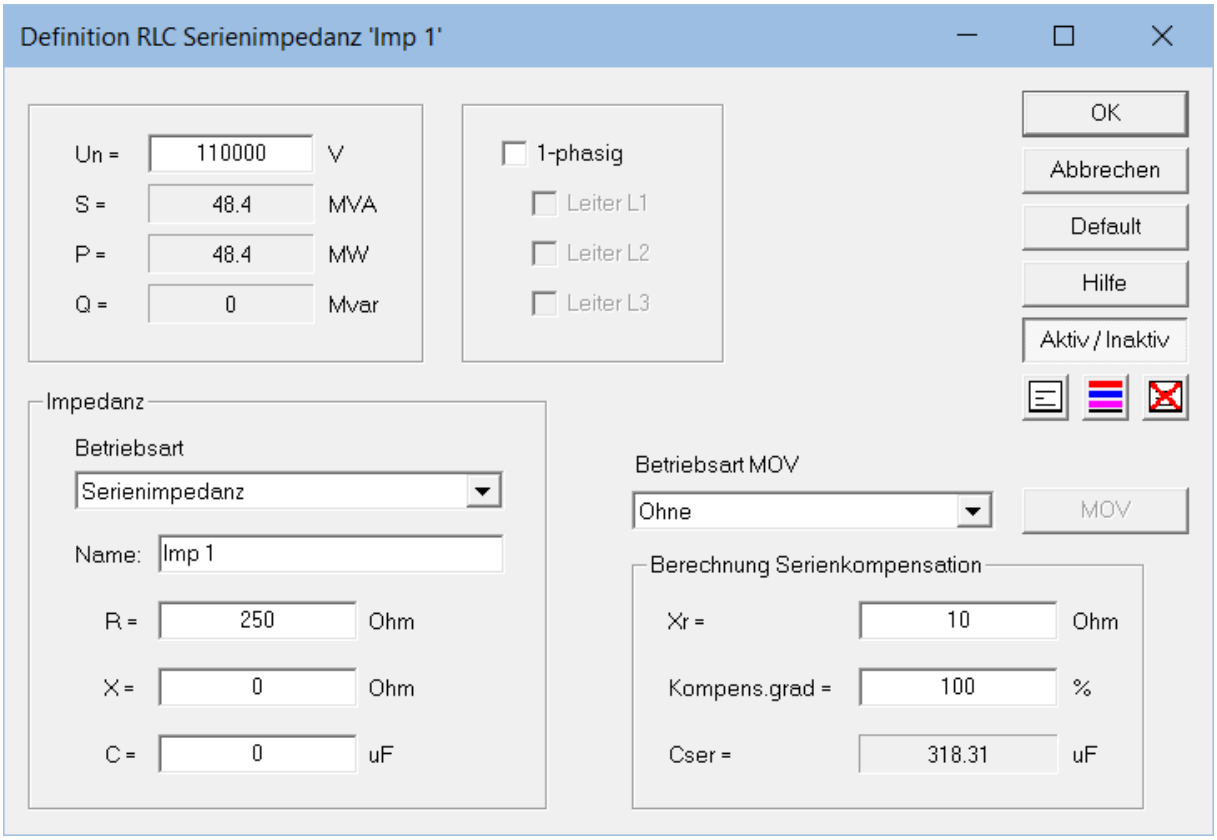


Abbildung 172: Einstelldialog des Netzwerkelementes RLC Serienimpedanz

Einstellwert	Bedeutung
Un	Nennspannung in V
R	Resistanz in Ohm
X	Reaktanz in Ohm
C	Kapazität in µF

Die Eingabe des Wertes = 0 für die Einstellwerte R, X und C bedeutet, dass die zugehörige Komponente für die resultierende Impedanz $\underline{Z}$ nicht berücksichtigt wird.

- R = 0 und C = 0 ➔ $\underline{Z}$ = jX
- C = 0 ➔ $\underline{Z}$ = R + jX

Einstellwert	Bedeutung
S	3-phasige Scheinleistung
P	3-phasige Wirkleistung
Q	3-phasige Blindleistung

7.21 MODELS – Programmiersprache des ATP

Das ATP bietet die Möglichkeit, mit der eigenen objektorientierten Programmiersprache **MODELS** eigene Modelle und andere Komponenten in die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** zu integrieren.

⇨ Die Programmiersprache **MODELS** kann nur für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** eingesetzt werden.

7.22 Mehrsystemleitung – *Multi Circuit Line*

Das Netzwerkelement **Mehrsystemleitung** kann dazu verwendet werden, Leitungen mit beliebigen Mastgeometrien nachzubilden. In eingeschränktem Maße können auch nicht abgeschirmte Erdkabel mit beliebiger Verlegegeometrien, z.B. auf Kabelverlegeinrichtungen nachgebildet werden. Das numerische Modell ist nicht für die Berechnung abgeschirmter Leitungen geeignet.

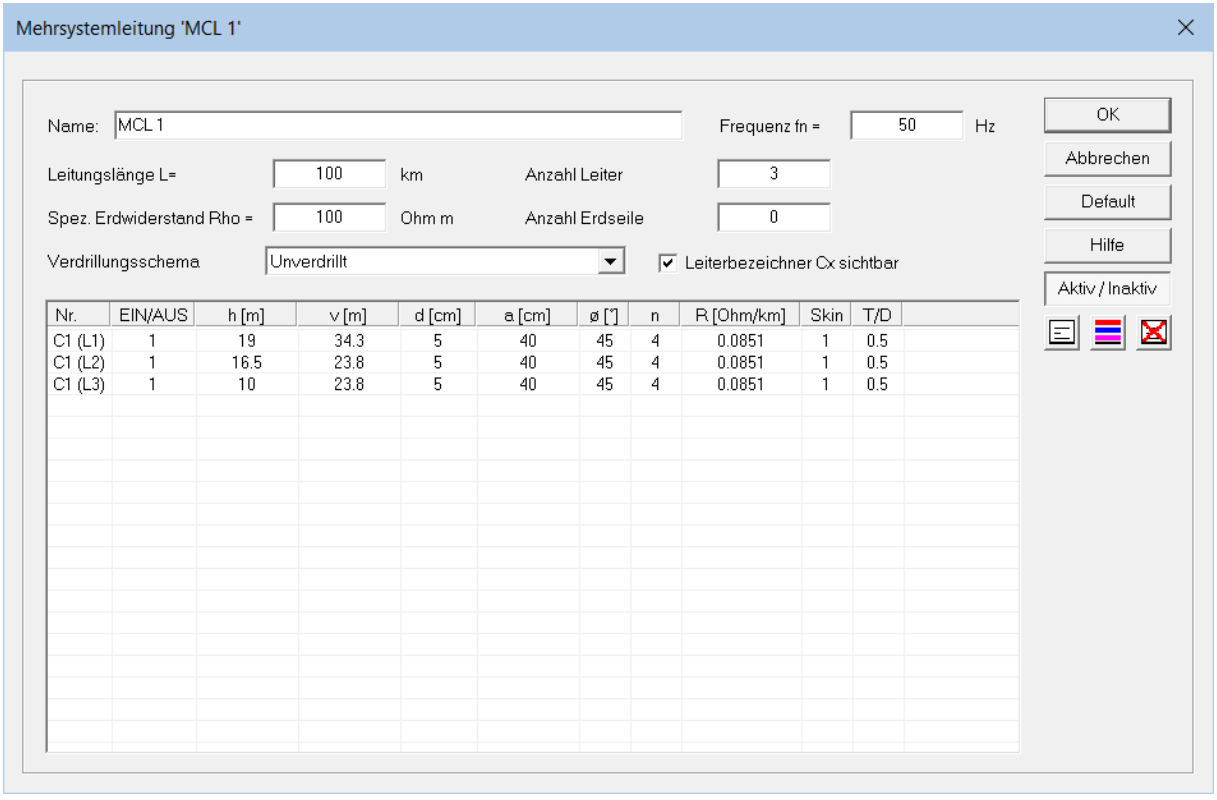


Abbildung 173: Einstelldialog *Mehrsystemleitung*

Einstellwert	Bedeutung
Frequenz fn	Nennfrequenz, die zur Berechnung der Impedanzmatrix der Mehrsystemleitung in dem ATP Präprozessormodul **LINE CONSTANTS** verwendet wird.
Leitungslänge	Länge der Mehrsystemleitung
Spez. Erdwiderstand Rho	Spezifischer Erdwiderstand zur Nachbildung der Impedanz des Erdreiches entsprechend den Gleichungen von Pollacek und Carson.
Verdrillungsschema	▪ **Unverdrillt** Die Mehrfachleitung wird entsprechend den geometrischen daten als vollständig unsymmetrisch nachgebildet.

	▪ **Vollständig verdrillt (symmetrisch)** Die Mehrfachleitung wird als vollständig verdrillte Leitung nachgebildet. Bezogen auf die Netzknoten der Mehrfachleitung kann die Mehrsystemleitung als vollständig elektrisch symmetrisch betrachtet werden.
Anzahl Leiter	Anzahl (logischer) Leiter der Mehrsystemleitung Es ist hier zu beachten, dass ein Bündelleiter als ein (logischer) Leiter betrachtet wird.
Anzahl Erdseile	Anzahl der Erdseile der Mehrsystemleitung
Leiterbezeichner Cx sichtbar	Falls aktiv werden an den beiden Knoten jedes (logischen) Leiters der Mehrsystemleitung Bezeichner **Cx** eingeblendet, welche eine eindeutige Zuordnung der Tabellenzeilen mit den zugehörigen Einstellwerten zu den (logischen) Leitern der Mehrsystemleitung ermöglichen.

Die im Einstelldialog der Mehrsystemleitung enthaltene Tabelle dient zur Einstellung der geometrischen und elektrischen Kennwerte für jeden einzelnen (logischen) Leiter.

7.22.1 Einfach- und Bündeleiter

7.22.1.1 Einfachleiter: 3-phasige Drehstromleitung bestehend aus Einfachleitern

Jeder (logische) Leiter der 3-phasigen Drehstromleitung **Cx(L1)**, **Cx(L2)** und **Cx(L3)** besteht nur aus einem physikalischen Leiter.

7.22.1.2 Bündelleiter: 3-phasige Drehstromleitung bestehend aus Bündelleitern

Jeder (logische) Leiter der 3-phasigen Drehstromleitung **Cx(L1)**, **Cx(L2)** und **Cx(L3)** besteht aus einem Bündelleiter mit 2, 3, 4, ... physikalischen Einzelleitern.

Einstellwert	Bedeutung
Nr.	Bezeichner des Leiters oder Bündelleiters der Mehrsystemleitung ▪ **Cx (Ly)** Leiter oder Bündelleiter x = 1, 2, 3, … Einzelleiter y = 1, 2 oder 3 ▪ **Gx** Erdseil x = 1, 2, 3, …
EIN/AUS	▪ **0** = Der physikalische Leiter des Einfachleiters oder alle Leiter des Bündelleiters werden in der Netzberechnung nicht berücksichtigt, sind also elektrisch inaktiv. ▪ **1** = Der physikalische Leiter des Einfachleiters oder alle Leiter des Bündelleiters werden in der Netzberechnung berücksichtigt, sind also elektrisch aktiv. **Hinweis** Wird ein Einfachleiter oder ein Bündelleiter mit dem Einstellwert elektrisch deaktiviert, so wird die zugehörige Linie der zugehörigen Drehstromleitung **hellblau** gezeichnet.
h [m]	▪ **Einzelleiter**

	Horizontaler Abstand des Leiters von der horizontalen Bezugslinie ▪ **Bündelleiter** Horizontaler Abstand des Mittelpunktes des Bündelleiters von der horizontalen Bezugslinie
v [m]	▪ **Einzelleiter** Vertikaler Abstand des Leiters von der vertikalen Bezugslinie ▪ **Bündelleiter** Vertikaler Abstand des Mittelpunktes des Bündelleiters von der vertikalen Bezugslinie
d [cm]	Durchmesser des Leiters der Einfachleitung bzw. der Leiter des Bündelleiters
a [cm]	Abstand der Leiter des Bündelleiters zueinander
ϕ [°]	Winkeldrehung des Bündelleiters
n	Anzahl Leiter des Bündelleiters, sonst = 1
R [Ohm/km]	Spezifischer Widerstand der Leiter
Skin	▪ **0** = Skineffekt wird nicht berücksichtigt ▪ **1** = Skineffekt wird berücksichtigt
T/D	▪ **T** = Dicke des leitenden Materials für einen röhrenförmigen Leiter ▪ **D** = Außendurchmesser für einen röhrenförmigen Leiter Für runde Vollleiter kann **T/D = 0,5** verwendet werden.

7.22.2 Mehrsystemleitung - Vertikale und horizontale Bezugslinie

Die Berechnung der Impedanzmatrix der Mehrsystemleitung basiert auf der Verwendung der geometrischen Positionen der Leiter im Falle von Einfachleitern oder der Einzelleiter im Falle von Bündelleitern. Dabei sind die Abstände der Leiterseile zueinander und vom Erdreich sowie Durchhang etc. von Interesse. Daher muss vor der Eingabe der geometrischen Daten eine vertikale und eine horizontale Bezugslinie festgelegt werden, auf die alle geometrischen Daten bezogen berechnet und in der Tabelle eingegeben werden müssen.

Es wird folgende Festlegung empfohlen:

- **Horizontale Bezugslinie** = Erdboden
- **Vertikale Bezugslinie** = Vertikale Linie durch den Mittelpunkt des Mastes

In der nachfolgenden Abbildung ist beispielhaft eine typische Mastgeometrie mit den Bezugslinien und weiteren geometrischen Daten dargestellt.

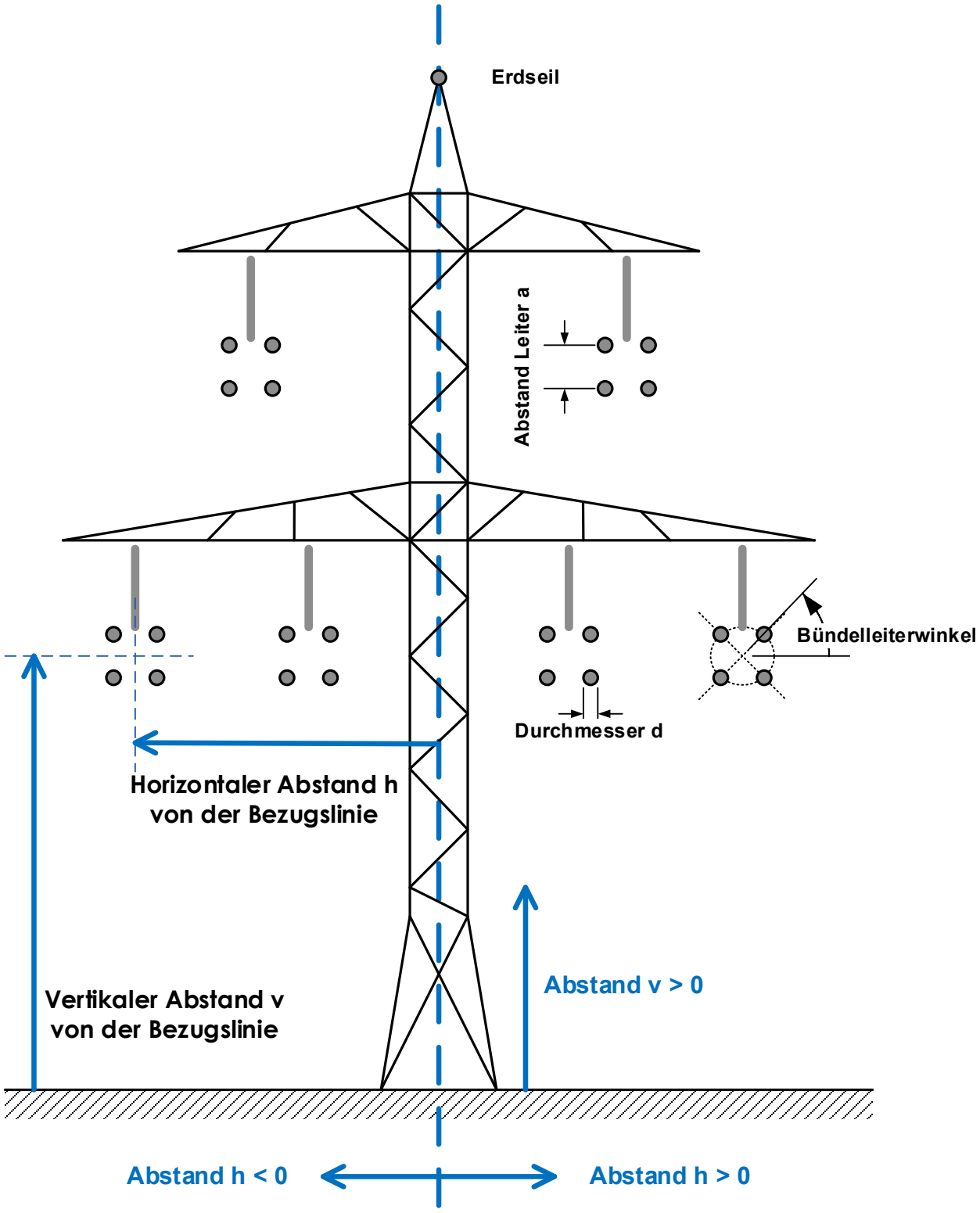


Abbildung 174: Mehrsystemleitung – Definition von Bezugslinien, Abständen, Winkeln, etc.

7.22.3 Aktivierung und Deaktivierung einzelner Leitern L1, L2 und L3

Die einzelnen Leiter **Cx (L123)** der 3-phasigen Drehstromsysteme der Mehrsystemleitung können mit dem Einstellwert **EIN/AUS** wie in Abbildung 175 abgebildet aktiviert oder deaktiviert werden. Ist ein Leiter deaktiviert, so wird er in dem numerischen Berechnungsmodell der Mehrsystemleitung nicht berücksichtigt.

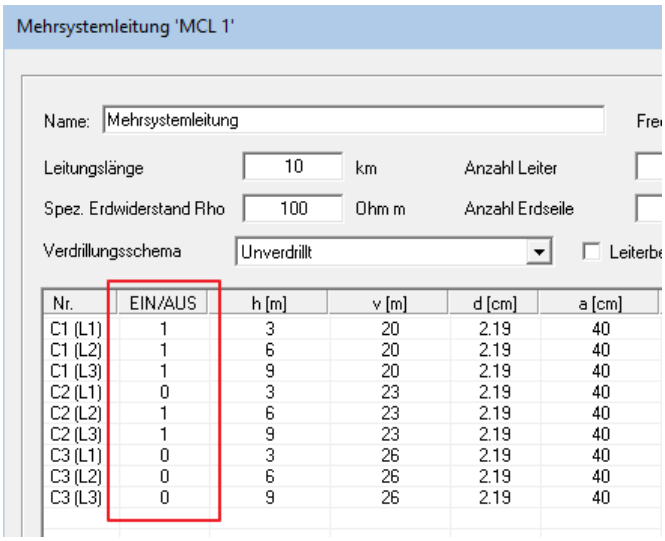


Abbildung 175: Aktivierung bzw. Deaktivierung der Leiter einer Mehrsystemleitung

Die Aktivierung bzw. Deaktivierung von einzelnen oder mehreren Leitern wird in der Netzgrafik farblich angezeigt.

Farbe	Bedeutung
Blau	Alle Leiter des 3-phasigen Drehstromsystems sind aktiviert.
Hellblau	Ein oder zwei Leiter des 3-phasigen Drehstromsystems sind deaktiviert.
Grau	Alle drei Leiter des 3-phasigen Drehstromsystems sind deaktiviert.

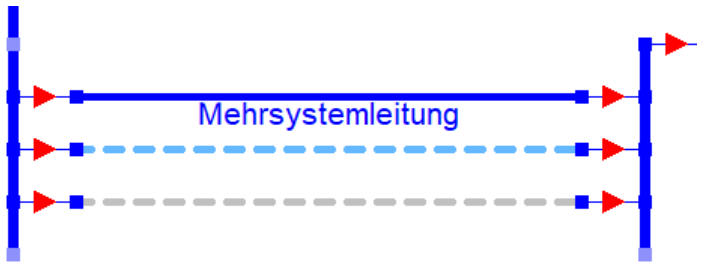


Abbildung 176: Farbliche Markierung von deaktivierten Leitern einer Mehrsystemleitung

7.23 Einstelldialog *Einstellungen Netzschutz und Kurzschluss*

Mit dem Menüpunkt **Einstellungen Netzschutz** im Hauptmenü **Netzschutz** werden in mehreren Registerkarten Einstelldialoge zum Netzschutz und dem Kurzschluss (**roter Blitz**) geöffnet.

- Hauptmenü **Netzschutz**
- Menüpunkt **Einstellungen Netzschutz**

Der Einstelldialog kann auch in den Ausgabefenstern der **Projektinformationen** mit dem Eintrag **Netzschutz** geöffnet werden.

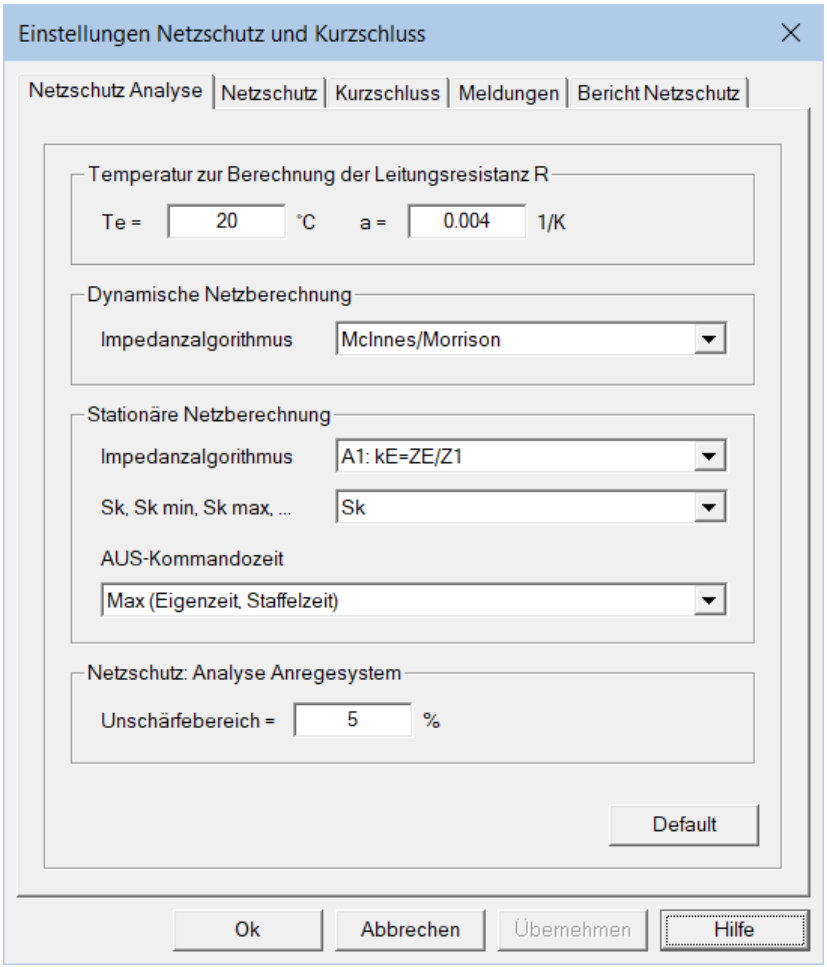


Abbildung 177: Einstelldialog *Netzschutz*

Die Registerkarten **Kurzschluss** und **Netzschutz** sind auch im Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz** vorhanden.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Netzkonfiguration**

7.23.1 Registerkarte *Netzschutz Analyse*

Die Registerkarte **Netzschutz Analyse** stellt Einstellwerte zur Verfügung, um die Selektivität und die Funktion von Netzschutzkonzepten zu prüfen. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Registerkarte. Die beiden Registerkarten **Netzschutz** und **Kurzschluss** sind identisch im Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz** enthalten und dort erläutert.

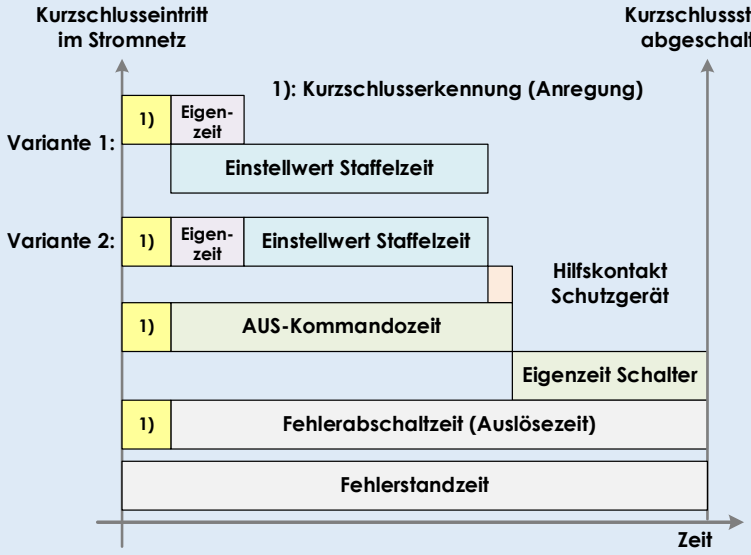
- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Netzkonfiguration**, Registerkarte **Netzschutz**, **Kurzschluss**

- Hauptmenü **Netzschutz**
- Menüpunkt **Einstellungen Netzschutz**, Registerkarte **Netzschutz Analyse**

Einstellwert	Bedeutung
Te	Temperatur der Leiterseile am Ende der Kurzschlussdauer zur Berechnung der Resistanz $R = \left[1 + \alpha \cdot \left(T_e - 20°C\right)\right] \cdot R_{20}$ R_{20} Resistanz bei einer Temperatur von 20°C α Temperaturkoeffizient a Dieser Einstellwert ist unabhängig von dem gleichnamigen Einstellwert der **Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102** [2] und wird **nicht** für die Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 Funktion verwendet.
a	Temperaturkoeffizient α in 1/K Dieser Einstellwert ist unabhängig von dem gleichnamigen Einstellwert der **Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102** [2] und wird **nicht** für die Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 Funktion verwendet.

Einstellwert	Dynamische Netzberechnung
Impedanzalgorithmus	Es wird der Algorithmus zur Berechnung der Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ im Mitsystem für den **Distanzschutz** im Falle der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** ausgewählt. Die Algorithmen werden in den nachfolgenden Kapiteln näher erläutert.

Einstellwert	Stationäre Netzberechnung
Impedanzalgorithmus	Es wird der Algorithmus zur Berechnung der Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ im Mitsystem für den **Distanzschutz** im Falle der **Berechnung stationärer Netzzustände** ausgewählt. Die Algorithmen werden in den nachfolgenden Kapiteln näher erläutert.
Sk, Sk min, Sk max, …	Für alle **Netzeinspeisungen** wird festgelegt, welche der drei Einstellwerte S_k, $S_{k\,max}$ oder $S_{k\,min}$ als Kurzschlussleistung S_k zur Berechnung der Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_{1Q}$ im Mitsystem der Netzeinspeisung verwendet wird.

AUS-Kommandozeit	Mit dem Einstellwert wird das Verfahren definiert, wie beim Zeitstaffelschutz aus der **Eigenzeit T_{pr}** in der Registerkarte **Allgemeine Daten** des Einstelldialogs **Mess/Schutzgerät** und den Staffelzeiten die AUS-Kommandozeit berechnet wird. ▪ **Max (Eigenzeit, Staffelzeit)** Die AUS-Kommandozeit wird als Maximum der Eigenzeit und Staffelzeit ermittelt. Ist die Staffelzeit kleiner als die Eigenzeit des Schutzgerätes, so wird di Eigenzeit als AUS-Kommandozeit verwendet, sonst die Staffelzeit ▪ **Staffelzeit + Eigenzeit** Die AUS-Kommandozeit berechnet sich als Addition der Eigenzeit und Staffelzeit. Die nachfolgende Abbildung zeigt die beiden Betriebsarten zur Ermittlung der AUS-Kommandozeit. 

Einstellwert	Analyse Anregesystem
Unschärfebereich	Mit dem Einstellwert wird ein Unschärfebereich um die Anregekennlinie definiert. Die Anregung z.B. der zugehörige U/I-Wert muss außerhalb des Unschärfebereiches liegen, um als zuverlässige Anregung bewertet zu werden.

7.23.1.1 Berechnung dynamischer Netzvorgänge

7.23.1.1.1 Impedanzalgorithmus zur Berechnung der Kurzschlussimpedanz

Mit diesem Einstellwert wird für alle **Mess/Schutzgeräte** gleichzeitig der Algorithmus zur Berechnung der Mitimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ zwischen Messort und Kurzschlussort ausgewählt. Die angezeigten Einstellwerte im Einstelldialog der **Mess/Schutzgeräte** werden automatisch angepasst.

- **Phadke/Ibrahim** [1]
  Der Impedanzalgorithmus von **Phadke/Ibrahim** basiert auf der Auswertung der komplexen Zeiger von Spannungen und Strömen. Der Algorithmus wird auch für die **Schalter Schalter (CB) Cbx** verwendet und ist im Kapitel **Berechnung der Mitimpedanz** [Bd. 3] näher erläutert.

- **McInnes/Morrison**
  Der Algorithmus basiert auf der Lösung der Differentialgleichung 1. Ordnung.

Die berechneten Impedanzen sind Sekundärimpedanzen, d.h. auf die sekundären Nenngrößen der Spannungs- und Stromwandler bezogen. Die primären und sekundären Nenngrößen der Spannungs- und Stromwandler werden in den Einstelldialogen des jeweiligen **Mess/Schutzgerätes** definiert.

7.23.1.2 Berechnung des stationären Netzzustandes

7.23.1.2.1 Impedanzalgorithmus zur Berechnung der Kurzschlussimpedanz

In dieser Gruppe können durch verschiedene Einstellwerte Randbedingungen für die **Berechnung stationärer Netzzustände** eingestellt werden. Die Einstellwerte werden global für alle **Mess/Schutzgeräte** verwendet und die Vorgehensweise zur Berechnung der Kurzschlussimpedanz Z_{1k} im Mitsystem näher erläutert.

Einstellwert	Bedeutung
Impedanzalgorithmus	Für die Schutzfunktion **Distanzschutz** kann eingestellt werden, mit welchem Algorithmus die Kurzschlussimpedanz im Mitsystem $\underline{Z}_{1k}$ für Leiter-Erd-Kurzschlussschleifen z.B. beim 1-poligen Erdkurzschluss berechnet wird. ▪ **A1: kE=ZE/Z1 : Methode des Erdkompensationsfaktors $\underline{k}_E$** $$\underline{Z}_{1k} = \frac{\underline{U}_{LE}}{\underline{I}_L + \underline{k}_E \cdot \underline{I}_E} \quad \text{mit } \underline{k}_E = \frac{\underline{Z}_E}{\underline{Z}_1}$$ ▪ **A2: RE/R1, XE/X1 : Methode nach Gerhard Ziegler [7]** $\underline{U}_{LE}$ = Leiter-Erd-Spannung der Kurzschlussschleife $\underline{I}_L$ = Leiterstrom der Kurzschlussschleife $\underline{I}_E$ = Summenstrom Die Berechnung der Kurzschlussimpedanz im Mitsystem $\underline{Z}_{1k}$ für Leiter-Leiter-Kurzschlussschleifen wird wie nachfolgend dargestellt.

	▪ $\underline{Z}_{Ik} = \frac{\underline{U}_{LL}}{\underline{I}_{LL}}$ $\underline{U}_{LL}$ = verkettete Spannung der Kurzschlussschleife $\underline{I}_{LL}$ = verketteter Strom der Kurzschlussschleife
Sk, Skim, Skmax, …	Für die **Berechnung stationärer Netzzustände** und für die **Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102** kann gleichzeitig für alle **Netzeinspeisungen** die Kurzschlussleistung **S_k** oder die minimale Kurzschlussleistung **$S_{k\,min}$** oder die maximale Kurzschlussleistung **$S_{k\,max}$** ausgewählt werden.

7.23.1.2.2 Kurzschlussleistung S_k, S_{kmin}, S_{kmax}

Einstellwert	Bedeutung
Sk, Skim, Skmax, …	Für die **Berechnung stationärer Netzzustände** und für die **Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102** kann gleichzeitig für alle **Netzeinspeisungen** die Kurzschlussleistung **S_k** oder die minimale Kurzschlussleistung **$S_{k\,min}$** oder die maximale Kurzschlussleistung **$S_{k\,max}$** ausgewählt werden. Die Kurzschlussleistungen können für jede Netzeinspeisung getrennt eingestellt werden.

7.23.1.2.3 AUS-Kommandozeit, Eigenzeit, Staffelzeit

In der Registerkarte **Netzschutz Analyse** kann mit dem Einstellwert **AUS-Kommandozeit** das Verfahren der Schutzgeräte zur Erzeugung der AUS-Kommandozeit global für alle in einem Netz verwendeten Schutzgeräte eingestellt werden.

Einstellwert	Bedeutung
Max (Eigenzeit, Staffelzeit)	Die **AUS-Kommandozeit** ergibt sich aus dem Maximum der **Eigenzeit T_{pr}** (Registerkarte **Allgemeine Daten**, Einstelldialog **Mess/Schutzgerät**) und der durch die Netzschutzanalyse ermittelten kleinsten **Staffelzeit**. **Beispiel:** Ist eine Eigenzeit von 20ms eingestellt und wurde eine kleinste Staffelzeit von 10ms ermittelt, so wird als AUS-Kommandozeit 20ms verwendet.
Staffelzeit + Eigenzeit	Die AUS-Kommandozeit ergibt sich als Addition der **Eigenzeit T_{pr}** und der durch die Netzschutzanalyse ermittelten kleinsten Staffelzeit. **Beispiel:** Ist eine Eigenzeit von 20ms eingestellt und wurde eine kleinste Staffelzeit von 10ms ermittelt, so wird als AUS-Kommandozeit 30ms verwendet.

Die nachfolgende Abbildung zeigt den Zusammenhang zwischen der **AUS-Kommandozeit**, dem Einstellwert der **Eigenzeit T_{pr}** und der kleinsten ermittelten Staffelzeit, die zur einem AUS-Kommando des Schutzgerätes führt.

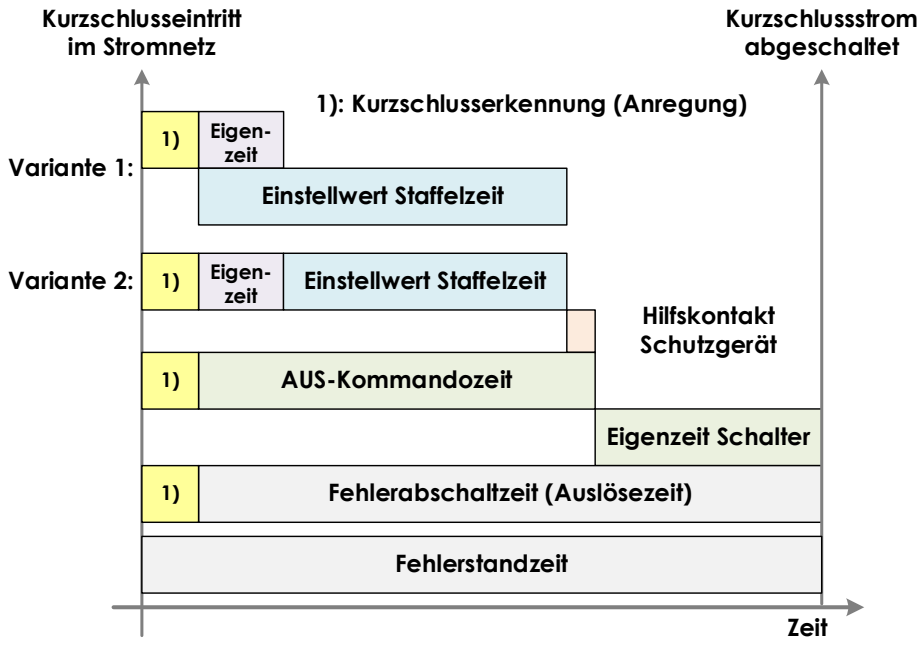


Abbildung 178: AUS-Kommandozeit = f (Eigenzeit, Staffelzeit)

Es ist zu beachten, dass die AUS-Kommandozeit nicht der **Auslösezeit** des Kurzschlusses entspricht. Die Auslösezeit ergibt sich aus der Addition der AUS-Kommandozeit und der Schaltereigenzeit inklusive Lichtbogenlöschung bis zur vollständigen Abschaltung des Kurzschlussstromes im Schaltorgan in aller Regel dem Leistungsschalter.

- Die Eigenzeit des Schalters kann in der Registerkarte Allgemeine Daten mit dem Einstellwert $\mathbf{T_{cb}}$ eingestellt werden.

- Die **Verzugszeit für den Hilfskontakt des Schutzgerätes** kann in der Netzschutz Analyse nicht eingestellt werden. Bei Bedarf kann die Eigenzeit des Schalters angepasst werden.

7.23.2 Registerkarte *Netzschutz*

Siehe Kapitel **Einstellungen zur Netzkonfiguration**, Registerkarte **Netzschutz**

7.23.3 Registerkarte *Kurzschluss*

Siehe Kapitel E**instellungen zur Netzkonfiguration**, Registerkarte **Kurzschluss**

7.23.4 Registerkarte *Meldungen*

Siehe Kapitel E**instellungen zur Netzkonfiguration**, Registerkarte **Meldungen**

7.23.5 Registerkarte *Bericht Netzschutz*

Mit den Einstellwerten der Registerkarte kann die Ausgabe von Textelementen der **Prüfberichte für Schutzgeräte** (XML-Berichte [21]), die nach der Prüfung von Netzschutzfunktionen und Netzschutzkonzepten von ATPDesigner gespeichert werden,

und die Ausgaben der Schutzgeräte in das **Ausgabefenster für Netzschutzmeldungen** bzgl. des Inhaltes und damit des Umfangs konfiguriert werden.

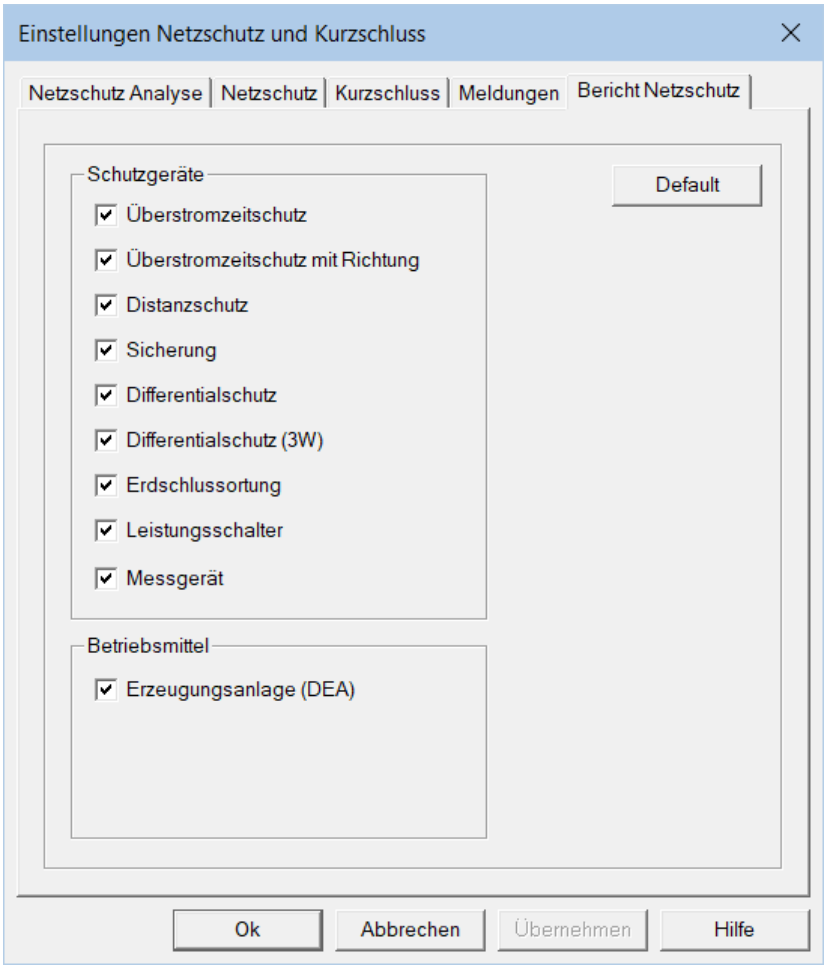


Abbildung 179: Registerkarte *Bericht Netzschutz*

In der Gruppe **Schutzgeräte** können die Typen von Schutzgeräten, die im Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät** verfügbar sind, ausgewählt werden, deren Prüfergebenisse in die Prüfberichte für Schutzgeräte ausgegeben werden. Es muss hier beachtet werden, dass die **Prüfberichte für Schutzgeräte** in der Gruppe **Netzschutz** der Registerkarte Meldungen aktiviert sein müssen. Die Ausgabe in das **Ausgabefenster für Netzschutzmeldungen** ist automatisch aktiviert, solange das Ausgabefenster sichtbar ist.

In der Gruppe **Betriebsmittel** können zusätzlich Netzwerkelemente ausgewählt werden, die eine Schutzfunktion beinhalten.

7.24 Parkregler (DEA) – Parkregler für Erzeugungsanlagen (DEA)

Mit Hilfe der Registerkarte **Parkregler (DEA)** des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** kann ein Parkregler einer dezentralen Erzeugungsanlage (EZA)[4] verwendet werden, die mehrere dezentrale Erzeugungseinheiten (EZE) regelt. Als dezentrale Erzeugungseinheiten (EZE)[5] können nur Instanzen des Netzelementes **Erzeugungsanlage (DEA)** verwendet und mit dem Parkregler verbunden werden. Der Einstelldialog des Parkreglers ist nachfolgend dargestellt. Das Netzwerkelement **Parkregler (DEA)** wird für die **Berechnung stationärer Netzzustände,** d.h. auch für die Lastflussberechnung eingesetzt.

- ⇨ Für die Berechnung von **Kurzschlussströmen nach VDE 0102** wird der **Parkregler (DEA)** deaktiviert.

- ⇨ Ein weiteres Anwendungsbeispiel ist im Kapitel **Dezentrale Erzeugungsanlagen im Kurzschlussbetrieb (LVRT-Betrieb)** in Band 3 [Bd. 3] enthalten. In diesem Beispiel wird im Schwerpunkt der LVRT-Betrieb im Fall des Kurzschlussbetriebes der Stromnetze behandelt.

In der nachfolgenden Abbildung ist beispielhaft ein Mischpark bestehend aus mehreren Windkraftanlagen WP und Bezugsanlagen in einem 20-kV-Mittelspannungsnetz dargestellt. Der Parkregler ist an dem **hellblau** ausgefüllten Kreis um das Symbol des **Mess/Schutzgerät** P5 am Netzanschlusspunkt (**NAP**) erkennbar.

- ⇨ Es ist zwingend erforderlich, das **Mess/Schutzgerät** des Parkreglers aus Sicht des Mischparks im Sinne des Erzeugerzählpfeilsystems (EZS) nachzubilden.

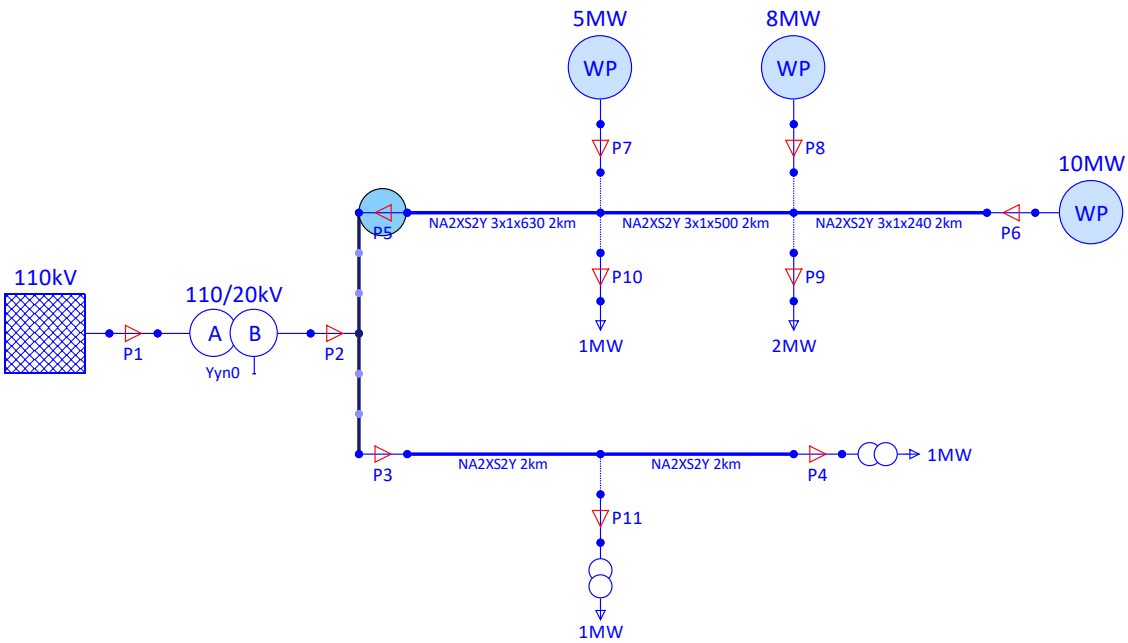


Abbildung 180: 20kV-Mittelspannungsnetz mit Netzanschlusspunkt (NAP) und Mischpark

[4] EZA = dezentrale Erzeugungsanlage
[5] EZE = dezentrale Erzeugungseinheit

Der Einstelldialog zu dem oben dargestellten Parkregler ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.

Ist eine **Erzeugungsanlage (DEA)** in der Tabelle der Registerkarte **Parkregler (DEA)** enthalten, so wird in dem Einstelldialog der **Erzeugungsanlage (DEA)**, Registerkarte **Allgemeine Daten** der anwenderspezifische Name und der Referenzname des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt als **Parkregler** angezeigt.

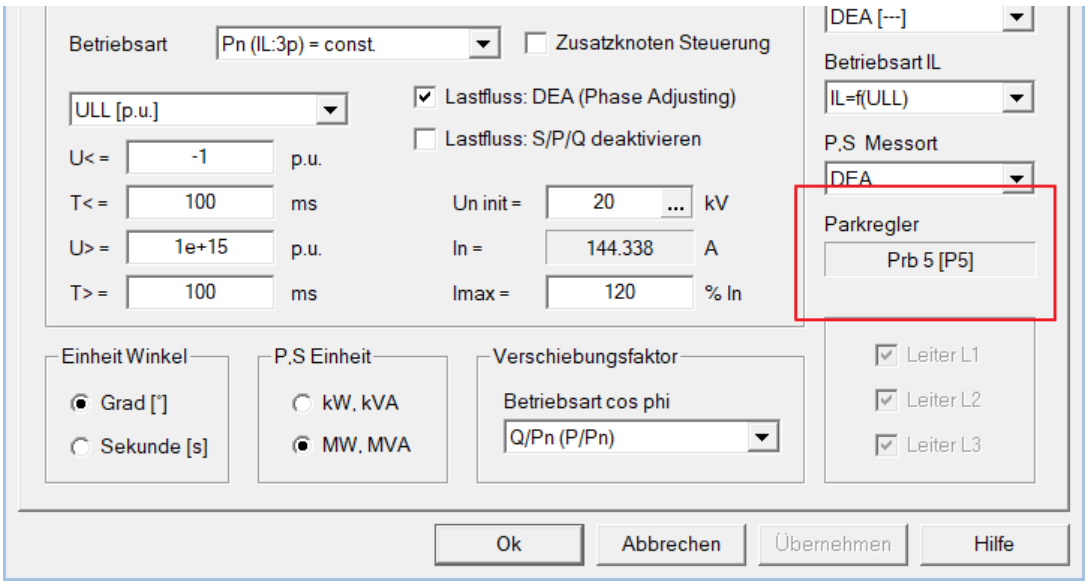


Abbildung 181: Einstelldialog Erzeugungsanlage (DEA) – Ausgabe des Parkreglers

- Die in dem Einstelldialog enthaltenen Einstellwerte werden für alle **Erzeugungsanlage (DEA)**, die in der Liste enthalten sind, angewendet, ohne die Einstellwerte der Erzeugungsanlagen selbst zu verändern.

- Wird der Parkregler deaktiviert oder wird eine Erzeugungsanlage aus der Liste entfernt, so sind die ursprünglichen Einstellwerte der **Erzeugungsanlage (DEA)** unverändert vorhanden.

In der nachfolgenden Abbildung ist der Einstelldialog des **Parkregler (DEA)** abgebildet.

Einstellwert	Bedeutung
Parkregler (DEA) aktivieren	Der Parkregler wird für die Lastflussberechnung aktiviert oder deaktiviert.
Akt./Ina.	**Erzeugungsanlage (DEA)** ist aktiviert oder deaktiviert. Durch einen **Left Mouse Button Click** auf die Zelle in der entsprechenden Zeile kann ein Untermenü zum EIN- (Aktiviert) oder AUS-Schalten (Deaktiviert) der Erzeugungsanlage geöffnet werden. Ist die Erzeugungsanlage deaktiviert so wird der zugehörige Referenzname mit **magenta** Hintergrundfarbe ausgegeben.
Ref.Name	Referenzname der **Erzeugungsanlage (DEA)**

	Durch einen **Left Mouse Button Double Click** auf die Zelle in der entsprechenden Zeile kann der Einstelldialog der Erzeugungsanlage geöffnet werden.
Name	Anwenderspezifischer Name der **Erzeugungsanlage (DEA)**
cos ϕn	Nenn-Verschiebungsfaktor cos φ_n am Netzanschlusspunkt (NAP) Der Verschiebungsfaktor muss zusammen mit dem Einstellwert **untererregt** bzw. **übererregt** definiert werden. Er wird nur in der Betriebsart **cos phi = const.** berücksichtigt.
Betriebsart cos phi	Mit dem Einstellwert wird das Berechnungsverfahrens des **Verschiebungsfaktors cos φ** am Netzanschlusspunkt (NAP) der dezentralen Erzeugungsanlage als Leistungsquelle P_n oder S_n definiert. Näheres kann in der Beschreibung des Netzelementes **Erzeugungsanlagen (DEA)**, **Betriebsart cos phi** nachgelesen werden.

In dem nachfolgenden Beispiel wurde zur Blindleistungsbereitstellung die Betriebsart **Q/Pn (P/Pn)** mit der Default-Kennlinie eingestellt.

- Betriebsart auswählen
- Default-Kennlinie mit einem **Left Button Down** auf den Button **Cos Phi** in die Tabelle laden.

Darüber hinaus wird die Summe der aktivierten und dem Parkregler zugeordneten **Erzeugungsanlage (DEA)** ausgegeben, in dem Beispiel unten **P = 23MW**.

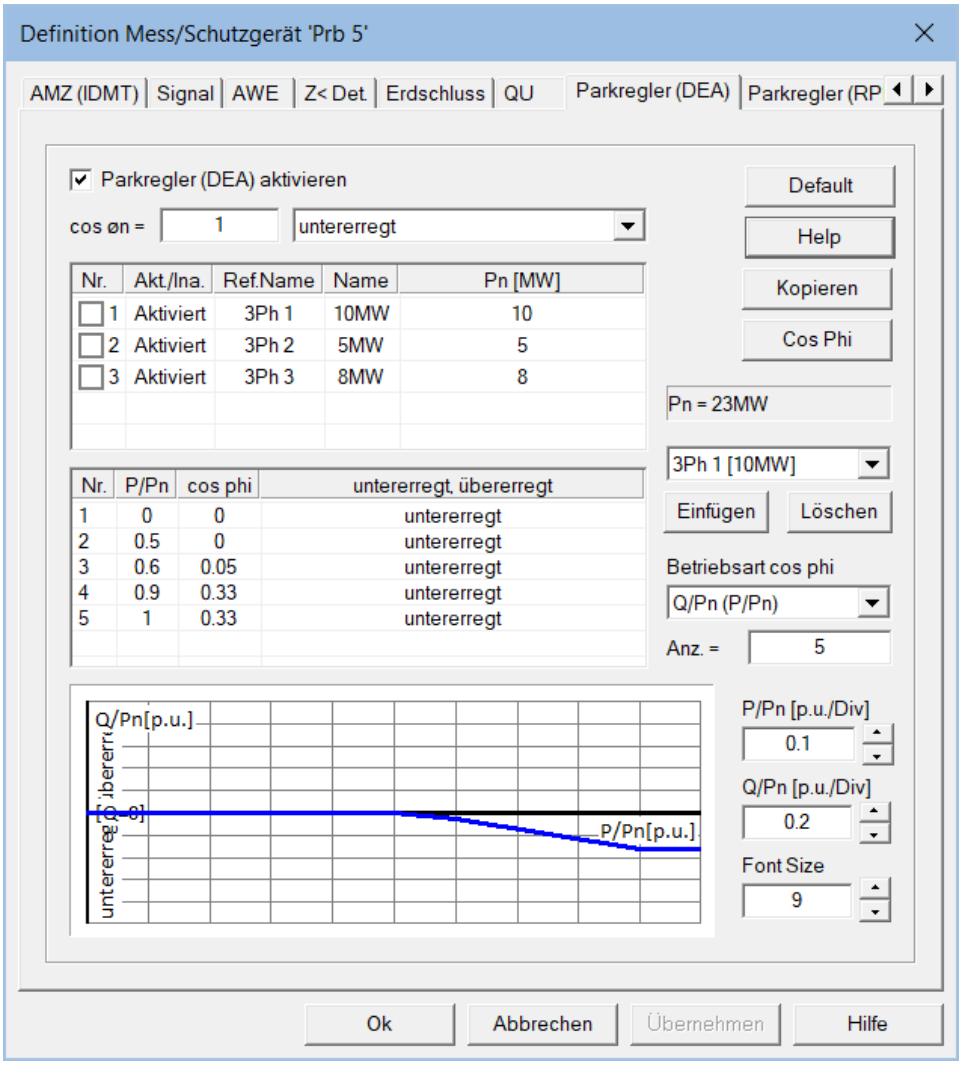


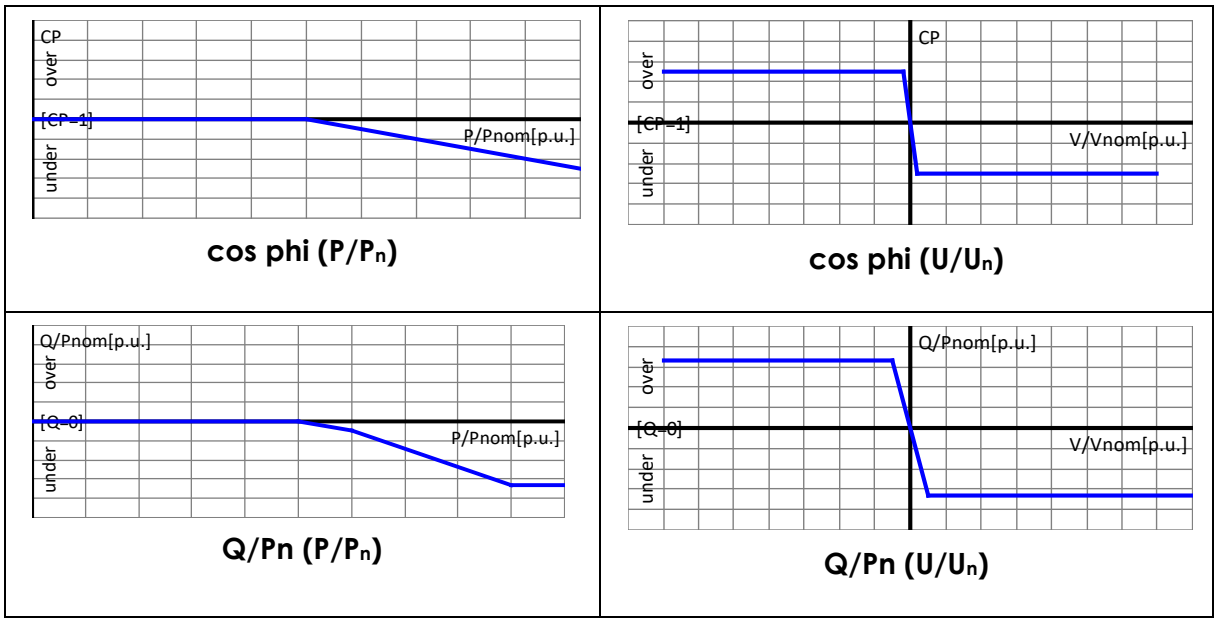
Abbildung 182: Einstelldialog *Mess/Schutzgerät*, Registerkarte *Parkregler (DEA)*

Die Darstellung der Kennlinien in dem Diagramm können durch die nachfolgenden Einstellwerte angepasst werden.

Einstellwert	Bedeutung
Anz.	Anzahl Zeilen der Tabelle
P/Pn [p.u./Div]	Skalierung der X-Achse des Diagramms
U/Un [p.u./Div]	Skalierung der X-Achse des Diagramms
CP [p.u./Div]	Skalierung der Y-Achse des Diagramms
Q/Pn [p.u./Div]	Skalierung der Y-Achse des Diagramms
Schriftgröße	Schriftgröße des Diagramms in Pixel
Kopieren	Diagramm als Bilddatei (EMF-Datei) in die Zwischenablage kopieren
Q/Pn (U/Un)	In der Auswahlliste kann die Betriebsart der Blindleistungsbereitstellung im Normalbetrieb eingestellt werden. Der Einstellwert ist identisch mit dem Einstellwert **Betriebsart cos phi** in der Registerkarte Allgemeine Daten.

Cos Phi	Mit einem **Left Mouse Button Click** wird eine typische Kennlinie für die Blindleistungsbereitstellung in die Tabelle eingelesen und das Diagramm aktualisiert.

Im Weiteren kann eine **Kennlinie für den Verschiebungsfaktor** eingegeben oder mit dem Button **Cos Phi** als Default-Kennlinie eingelesen werden. Die Anwendung der Kennlinie ist identisch mit der Anwendung der Verschiebungsfaktorkennlinie des Netzelementes **Erzeugungsanlage (DEA)**. In der nachfolgenden Abbildung sind die Default-Kennlinien dargestellt



7.24.1 Parkregler (DEA) für eine Erzeugungsanlage erstellen

Um einen Parkregler für eine Erzeugungsanlage (EZA)n zu erstellen, muss ein neues Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** in das Stromnetz, z.B. per **Drag&Drop** eingefügt werden. Es ist darauf zu achten, dass aus Sicht der Erzeugungsanlage (EZA) der Parkregler im Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) arbeitet.

⇨ Von der Erzeugungsanlage (EZA) in das Stromnetz eingespeiste Leistung wird im Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) positiv gemessen.

In dem nachfolgend dargestellten Stromnetz wird das **Mess/Schutzgerät** **P5** als Parkregler verwendet.

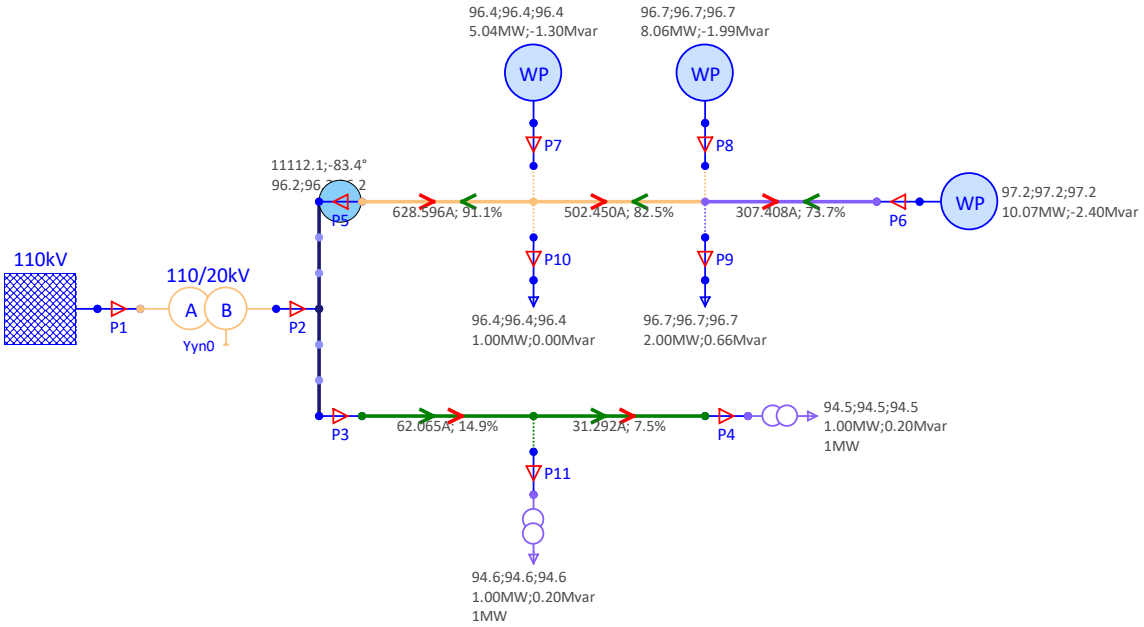


Abbildung 183: 20kV-Netz mit Erzeugungsanlage und Parkregler

In der vorangehenden Abbildung ist beispielhaft 20kV-Stromnetz mit einer Erzeugungsanlage(EZA)bestehend aus mehreren Erzeugungseinheiten (EZE) **WP**, Bezugsanlagen und einem Parkregler am Netzanschlusspunkt (NAP) dargestellt. Das **Mess/Schutzgerät**, das den Parkregler nachbildet, wird bei aktivem Parkregler durch eine **blaue Kreisfläche** gekennzeichnet. Die Messorientierung des Parkreglers (Messrichtung der **roten Pfeilspitze**) ist wie im Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) von der Erzeugungsanlage (EZA) zum Stromnetz gerichtet. Mit dieser Messrichtung werden die von der Erzeugungsanlage ins Stromnetz eingespeisten Leiterströme und Leistungen mit einem positiven Vorzeichen gezählt.

- **Untererregter Betrieb der Erzeugungsanlage (EZA)**
  Die Erzeugungsanlage bezieht Blindleistung. Im Erzeugerzählpfeilsystem wird der Bezug von Blindleistung durch ein negatives Vorzeichen im Tooltip des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** des Parkreglers angezeigt.

- **Übererregter Betrieb der Erzeugungsanlage (EZA)**
  Die Erzeugungsanlage speist Blindleistung ein. Im Erzeugerzählpfeilsystem wird die Einspeisung von Blindleistung durch ein positives Vorzeichen im Tooltip des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgeräte** des Parkreglers angezeigt.

Es wird folgende Vorgehensweise zur Einstellung der Erzeugungseinheiten (Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)**) empfohlen.

1. Einstellwerte jedes Netzwerkelementes **Erzeugungsanlage (DEA)** der Erzeugungsanlage einstellen.

2. Registerkarte **Parkregler (DEA)** des **Mess/Schutzgerät** des Parkreglers öffnen und einstellen. Jede Erzeugungseinheit (EZE) als **Erzeugungsanlagen (DEA)** in der Auswahlliste auswählen und mit dem Button **Einfügen** in die Liste der Erzeugungseinheiten (EZE) einfügen.

3. Die Summe der Nennwirkleistungen P_n der Netzwerkelemente Erzeugungsanlage (DEA), die in der Liste der Erzeugungseinheiten (EZE) vorhanden und aktiviert sind, kontrollieren.

Es sei hier darauf hingewiesen, dass die Schutzfunktionen des **Mess/Schutzgerät** des Parkreglers parallel zur Funktion des Parkreglers uneingeschränkt verwendet werden können. Es muss bzgl. der Schutzfunktionen auf die Stromessrichtung geachtet werden.

Dokumente

[1] Digitaler Distanzschutz
Verhalten der Algorithmen bei nichtidealen Eingangssignalen
Nelles, Dieter; Opperskalski, Hartmut; Deutscher Universitäts-Verlag, 1991

[2] VDE 0102, DIN EN 60909-0, IEC60909-0:2016, Dezember 2016
Kurzschlussströme in Drehstromnetzen, Teil 0: Berechnung der Ströme

[3] Netzregelung durch Energiespeicher im Niederspannungsnetz
Vom Bundesministerium für Bildung und Forschung unter dem Förderkennzeichen FN17N3408 geförderten Vorhabens, Abschlussbericht Mai 2012

[4] BDEW (Hrsg.): Technische Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“, Berlin: 2008

[5] Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung - SDLWindV), 2009

[6] Transmission Code 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber TC2007, 2007

[7] Digitaler Differentialschutz: Grundlagen und Anwendungen
Gerhard Ziegler, Siemens, 2. Auflage

[8] Numerical Fault Arc Simulation Based on Power Arc Tests
M. Kizilcay; K.-H. Koch; ETEP Vol 4., No. 3, May/June 1994

[9] Sicherungshandbuch, Starkstromsicherungen
Dr.-Ing. Herbert Bessei, NH/HH-Recycling, www.nh-hh-recycling.de

[10] DIN EN 61400-21 (VDE 0127-21:2009-6), Normen für Windenergieanlagen

[11] DIN VDE 0276-1000:1995-06 Starkstromkabel
Teil 1000: Strombelastbarkeit, Allgemeines, Umrechnungsfaktoren

DIN VDE 0276-620 (VDE 0276-620): 2018-04 Starkstromkabel
Energieverteilungskabel mit extrudierter Isolierung für Nennspannungen von 3,6/6 (7,2) kV bis einschließlich 20,8/36 (42) kV

[12] DIN VDE 0103 Kurzschlussströme – Berechnung der Wirkung
DIN EN 60865-1:Teil 1: Begriffe und Berechnungsverfahren

[13] Leistungsbegriffe für Ein- und Mehrphasensysteme
(nach DIN 40110-1 und DIN 40110-2)
Helmut Späth, VDE Schriftenreihe 103, VDE Verlag GmbH, 2. Auflage 2012

[14] Lastenheft Blindleistungs-Unterspannungsschutz (Q-U-Schutz)
Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), Februar 2010

[15] Elektrische Kraftwerke und Netze
Oeding, D.; Oswald, B.; Springer Verlag, 7. Auflage

[16] Druml, Gernot; Kugi, Andreas (2003): Verfahren zur Erkennung der Richtung eines Erdschlusses. Angemeldet durch EDC GmbH, 90768 Fürth, DE am 22.01.2003. Veröffentlichungsnummer: DE10302451B3

[17] Druml, Gernot: 4. ETG Fachtagung STE 2017. Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110kV (D-A-CH)

[18] DIN VDE-AR-N 4110 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung) Stand: November 2018

[19] Electro-Magnetic Transients Program (EMTP) Theory Book (www.eeug.org)

[20] Alternative Transients Program (ATP) Rule Book Canadian/American EMTP User Group (www.eeug.org)

[21] Office Open XML (www.officeopenxml.com)

[22] Elektromobilität als Anwendungsfall des Ampelkonzeptes im Verteilnetz Diskussionspapier, BDEW, April 2018

[23] Anwendung der Repräsentativen VDEW-Lastprofile VDEW Materialien, VDEW-Frankfurt 2000

[24] VDE-Studie Elektrofahrzeuge Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf VDE/ETG

[25] COMTRADE IEEE Standard Common Format for Transient Data Exchange (COMTRADE) for Power Systems, IEEE Std C37.111-1999

[26] DIN VDE 0660-101 DIN EN 60947-2 (VDE 0660-101): 2018-05, *Niederspannungsschaltgeräte-Teil2*. Leistungsschalter, Teil 2; Berlin: Beuth-Verlag.

[27] DIN VDE 0660-100 DIN EN 60947-1 (VDE 0660-100): 2015-09, Niederspannungsschaltgeräte-Teil1. Allgemeine Festlegungen, Teil 1; Berlin: Beuth-Verlag.

[28] DIN EN 50160 Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen Februar 2011 (DIN EN 50160:2011-02)

[29] JSON (JavaScript Object Notation) ECMA-404 The JSON Data Interchange Standard (www.json.org)

[30] DIN VDE-AR-N 4120 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung) Stand: November 2018

[31] DIN VDE-AR-N 4105 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz
Stand: November 2019

[32] DIN VDE 0435-3121 Messrelais und Schutzeinrichtungen – Teil 121 Funktionsanforderungen an den Distanzschutz
IEC 60255-121:2014; Januar 2015

[33] HH-Sicherungen – Allgemeine Erklärungen
Sicherungseinsätze, EFEN GmbH, Stand April 2015

[34] DIN VDE 0670-402 (VDE 0670-402):2014-11
Wechselstromschaltgeräte für Spannungen über 1 kV, Auswahl von strombegrenzenden Sicherungseinsätzen für Transformatorstromkreise, Stand November 2014

[35] DIN VDE 0100-430 (VDE 0100-430):2010-10
Errichten von Niederspannungsanlagen – Teil 4-43: Schutzmaßnahmen – Schutz bei Überstrom; Stand Oktober 2010

[36] DIN EN 60076-5 (VDE 0532-76-5):2007-01
Leistungstransformatoren; Teil 5: Kurzschlussfestigkeit

[37] Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netzen
Technischer Hinweis; FNN Forum netztechnik/Netzbetrieb im VDE
VDE (FNN); Ausgabe September 2009

[38] Netzschutzkonzepte für zukünftige Netze
VDE FNN Hinweis; Version 2.0; Juni 2022

[39] IEC 60255-24:2001 (VDE 0435-3040): 2002-04
Elektrische Relais
Teil 24: Standardformat für den Austausch von transienten Daten elektrischer Energieversorgungsnetze (COMTRADE)

[40] DIN IEC 60076-1 (VDE 0532-76-1):2012-03
Leistungstransformatoren, Teil 1: Allgemeines

Handbücher zu ATPDesigner

[Bd. 1] Einführung in ATPDesigner, Band 1: Grundlagen und Bedienung

[Bd. 2] Einführung in ATPDesigner, Band 2: Konfiguration und Betriebsmittel

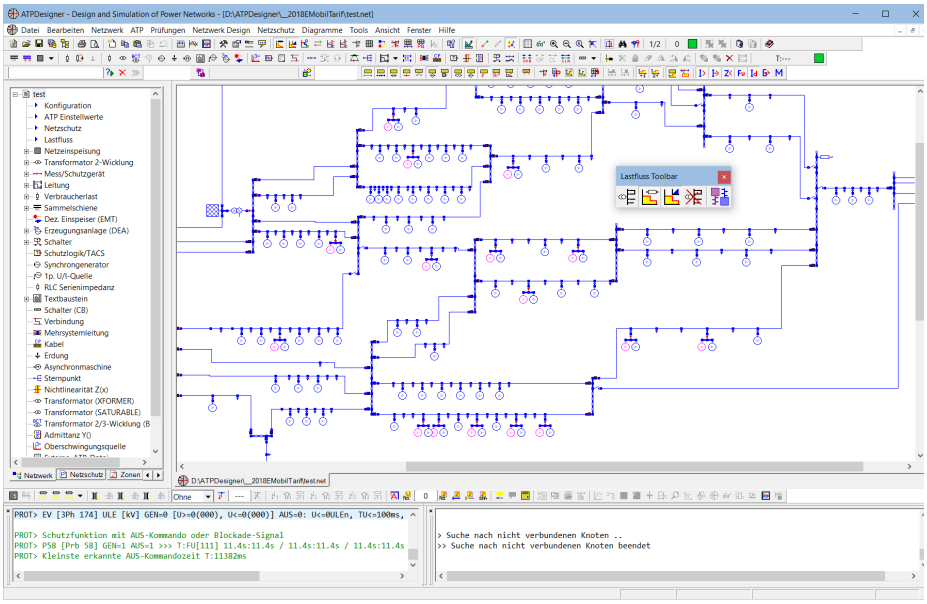
[Bd. 3] Einführung in ATPDesigner, Band 3: Netzberechnung

Power Engineering Saar

Einführung in ATPDesigner

Band 3: Netzberechnung

Anwendung der grafischen Benutzeroberfläche *ATPDesigner* und des Netzwerkberechnungsprogramms *ATP* (Alternative Transients Program) zur Berechnung der stationären Zustände und dynamischen Vorgänge in Elektroenergieversorgungsnetzen



Power Engineering Saar
Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar, www.powerengs.de

Inhalt Band 3.1

8 Berechnung des stationären Netzzustandes 9

8.1 Lastflussberechnung in ATPDesigner 12

8.2 Netzberechnung und MODELS 12

8.3 Anzeige der Ergebnisse der Netzberechnung in der Netzgrafik 12

8.4 Ausgabe der Ergebnisse der Netzberechnung in Tabellen 13

8.4.1 Ergebnisse der Netzberechnung: *Ergebnisse Lastflussberechnung* 15

8.4.2 Ergebnisse der Netzberechnung: *Messergebnisse* 17

8.5 Anzeige der Ergebnisse der Netzberechnung in Tooltips 18

8.6 Anzeige der Ergebnisse der Netzberechnung in einem Zeigerdiagramm 20

8.7 Ausgabe der Ergebnisse der Netzberechnung in einem Bericht 21

8.8 Darstellung des Spannungsfalls ΔU an Sammelschienen 23

8.9 Darstellung der Leistungsflussrichtung an Leitungen 25

8.9.1 Berechnung der Leistungsflussrichtung 26

8.10 Umschaltung zwischen Einzeilen-Tooltip und Mehrzeilen-Tooltip 27

8.11 Entfernen der Ergebnisse der Netzberechnung 27

8.12 Ausgabe der Ergebnisse der Netzberechnung: *Messergebnisse* 27

8.12.1 Kopieren - Ausgabe der Ergebnisse in eine .CSV-Datei 29

8.12.2 Bericht - Ausgabe der Ergebnisse in eine .XML-Datei 30

8.12.3 Bericht - Ausgabe der Ergebnisse in eine .XLSX-Datei 30

8.12.4 Bericht - Ausgabe der Ergebnisse in eine .JSON-Datei 31

8.12.5 Hinweis: Spannungen des Netzwerkelementes *Leitung* 32

8.13 Ergebnisse der Lastflussberechnung für Betriebsmittel 34

8.13.1 Bericht - Ausgabe der Ergebnisse in eine Datei 36

8.13.2 Markieren eines Betriebsmittels in der Tabelle mit der Maus 36

8.14 Lastfluss- und Kurzschlussberechnung: Berechnungsergebnisse 37

8.14.1 Netzwerkelement: *Leitung* 38

8.14.1.1 Ausgabe für eine Doppelleitung 40

8.14.1.2 ATP-Option $WIDTH: Auswirkung auf die Anzeigewerte 41

8.14.2 Netzwerkelement: *Transformator 2-Wicklung* 43

8.14.3 Netzwerkelement: *Mess/Schutzgerät* 46

8.14.3.1 Betriebsart *Udiff* zur Messung einer Längsspannung 47

8.14.3.2 Zusatzinformationen bei aktiver Netzschutzfunktion 48

8.14.4 Netzwerkelement: *Sammelschiene* 48

8.14.4.1 Messwerte einer Einfachsammelschiene 48

8.14.4.2 Messwerte einer Doppelsammelschiene 49

8.14.4.3 Bezeichner für die Messwerte der Einfach- und Doppelsammelschienen 49

8.14.5 Netzwerkelement: *Netzeinspeisung* 50

8.14.6 Netzwerkelement: *Erzeugungsanlage (DEA)* 51

8.14.6.1 Betriebsart *Un = const.* 51
8.14.6.2 Betriebsart *In = const.* 51
8.14.6.3 Betriebsart *Leistungsquelle* 52
8.14.7 Netzwerkelement: *Verbraucherlast* 57
8.14.8 Netzwerkelement: *Schalter (CB)* - Schalter mit Messort 58
8.14.9 Netzwerkelement: 2- und 3-Wicklungstransformator *BCTRAN* 59
8.14.10 Logikfunktion für Schutzgeräte *Schutzlogik/TACS* 60
8.14.11 Netzwerkelement: 2- und 3-Wicklungstransformator *XFormer* 60
8.14.12 Netzwerkelement: *Synchrongenerator* 62
8.14.13 Netzwerkelement: Längsimpedanz *RLC Serienimpedanz* 63
8.14.14 Netzwerkelement: *Schalter* 64
8.14.15 Kurzschluss 1pE/2p/2pE/3p/3pE 64
8.14.16 Anzeige der Berechnungsergebnisse in der Netzgrafik 65
8.14.16.1 Netzwerkelement *Leitung* 66
8.14.16.2 Netzwerkelement *Verbraucherlast* 66
8.14.16.3 Netzwerkelement *Erzeugungsanlage (DEA)* 66
8.14.16.4 Netzwerkelement *Sammelschiene* 67
8.15 Überwachung der Netzspannung 67
8.16 Identifikation überlasteter Betriebsmittel 69
8.16.1 EIN- und AUS-Schalten von Betriebsmitteln 69
8.16.2 Überwachung der Stromauslastung - Einfärbung in der Netzgrafik 69
8.16.3 Überwachung der Netzspannung 70
8.16.4 Ergebnisse der Lastflussberechnung in einer Tabelle 70
8.17 Funktionstasten F9, Alt + F7, F8, F9 - Anzeige von Impedanzen 71
8.17.1 F9: $Z_{1.L1}$, $Z_{1.L2}$, $Z_{1.L3}$, $Z_{1.12}$, $Z_{1.23}$, $Z_{1.32}$ (primäre Impedanzen, $Z_1 = R_1 + jX_1$) 73
8.17.2 Alt + F7: $Z_{1.L1}$, $Z_{1.L2}$, $Z_{1.L3}$, $Z_{1.12}$, $Z_{1.23}$, $Z_{1.31}$ (sekundäre Impedanzen, $|Z_1|$, φ_{Z1}) 74
8.17.3 Alt + F8: $Z_{1.L1}$, $Z_{1.L2}$, $Z_{1.L3}$, $Z_{1.12}$, $Z_{1.23}$, $Z_{1.31}$ (primäre Impedanzen, $|Z_1|$, φ_{Z1}) 74
8.17.4 Alt + F9: $Z_{1.L1}$, $Z_{1.L2}$, $Z_{1.L3}$, $Z_{1.12}$, $Z_{1.23}$, $Z_{1.31}$ (sekundäre Impedanzen, $Z_1 = R_1 + jX_1$) 75
8.18 Berechnung der Netzverlustleistung 76
8.19 Kurzschlussberechnung für einen stationären Netzzustand 78
8.20 Kurzschlussberechnung: Kurzschlussstrom I_k berechnen (roter Blitz) 80
8.20.1 Kurzschlussort an einer *Leitung* 81
8.20.2 Ausgabe Ergebnisse der Kurzschlussstromberechnung im Meldungsfenster 82
8.20.3 Eingabe des Kurzschlussortes in % der Leitungslänge 83
8.20.4 Anzeige der Kurzschlussströme am Kurzschlussort in der Netzgrafik 84
8.21 Berechnung des stationären Lastflusses - *Load Adjusting*, *Phase Adjusting* 86
8.21.1 Verfahren der Stromiteration in ATPDesigner 86
8.21.2 Lastflussberechnung mit ATPDesigner 87
8.21.3 Einstelldialog *Einstellung Lastflussberechnung* 90
8.21.3.1 Registerkarte *Einstellung Lastflussberechnung* 91

8.21.3.2 Registerkarte *Lastfluss: Lasten* ... 92
8.21.3.3 Registerkarte *Lastfluss: DEA* ... 92
8.21.4 Lastflussberechnung – Meldung der Konvergenz oder Divergenz ... 92
8.21.5 Lastflussberechnung – Abbruch durch den Anwender ... 93
8.21.6 Lastflussberechnung – Ergebnisse in Tabellen anzeigen ... 93
8.21.7 Lastflussberechnung - Export der Messwerte im .CSV-Format ... 94
8.21.8 Lastflussberechnung – Ergebnisse in einer Excel-Datei speichern ... 94
8.21.9 Lastflussberechnung – Ergebnisse in einer JSON-Datei speichern ... 94
8.21.10 Ausgabe der Lastflussergebnisse - *Lastfluss: Ergebnisdatei für Lasten* ... 96
8.21.11 Ausgabe der Lastflussergebnisse - *Lastfluss: Ergebnisdatei für DEA* ... 97
8.21.12 Ausgabe der Lastflussinformationen *LF>* im *Meldungsfenster* ... 99
8.21.12.1 LF> Transformator ONT [Tra 2]: Stufenschalter Position Wicklung B … ... 100
8.21.12.2 LF> Genauigkeit dS=…, dP=…, dU=…, TrStep=1 ... 100
8.21.12.3 LF> Genauigkeit dS=…, dP=…, dU=…, TrStep=0 ... 100
8.21.13 Schrägregler-Transformatoren in der Lastflussberechnung ... 100
8.22 Berechnung der Kurzschlusswerte S_k und I_k für Sammelschienen ... 102
8.22.1 Bericht der Kurzschlusswerte S_k und I_k ... 105
8.22.2 Verfahren zur Berechnung der Kurzschlusswerte S_k und I_k ... 106
9 Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 (IEC 60909) ... 108
9.1 Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 und Schutzfunktionen ... 110
9.2 Einstelldialog zur Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 ... 111
9.2.1.1 Einstellwerte der Gruppe *Niedersp. (100…1000V)* ... 113
9.2.2 Einstellung der Kurzschlussleistung S_{kmin}, S_{kmax} für Netzeinspeisungen ... 114
9.2.3 Thermisch gleichwertiger Kurzschlussstrom I_{th} ... 114
9.2.4 Betriebsarten zur Berechnung des Stoßkurzschlussstromes i_P ... 114
9.2.5 Einstellwert *Ausgabewerte* – Reduktion der Rechenzeit für KS-Berechnung ... 115
9.2.5.1 Einstellwert *Nur Kurzschlussort, Keine Berechnung* i_P – Minimale Rechenzeit 115
9.2.5.2 Einstellwert *Alle Knoten* – Maximale Rechenzeit ... 116
9.3 Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 in ATPDesigner ... 117
9.3.1 Kurzschlussimpedanz Z_k ... 117
9.3.1.1 Kurzschlussimpedanz Z_k und Impedanzen im 012-System ... 118
9.3.2 Genauigkeiten der Kurzschlussstromberechnung in ATPDesigner ... 119
9.3.3 Vorgehensweise für die Kurzschlussstromberechnung in ATPDesigner ... 119
9.3.4 Methode: Verhältnis R/X an der Kurzschlussstelle ... 122
9.3.4.1 Berechnung des κ-Faktor und des Stoßkurzschlussstromes i_P ... 123
9.3.5 Methode: Ersatzfrequenz f_c ... 123
9.3.5.1 Berechnung des κ-Faktors und des Stoßkurzschlussstromes i_P ... 125
9.3.6 Berechnung des thermisch gleichwertigen Kurzschlussstromes I_{th} ... 126
9.3.6.1 Berechnung der Kurzschlussbelastbarkeit I_{thz} ... 127
9.3.6.2 Kurzschlussbelastbarkeit I_{thz} für Sammelschienen ... 128
9.3.6.3 Thermisch gleichwertiger Kurzschlussstrom I_{th} für Leitungen ... 129
9.3.7 Automatische Erkennung der Nennspannung von Betriebsmitteln ... 130
9.3.8 Berechnung der Ströme beim Erdschluss ... 130

9.3.9 Behandlung von Kapazitäten in ATPDesigner 130
9.3.9.1 Berücksichtigung von Kapazitäten in Niederspannungsnetzen 130
9.3.9.2 Berücksichtigung von Kapazitäten in Mittel- und Hochspannungsnetzen .. 130
9.4 VDE 0102: Hinweise zu den Betriebsmittelmodellen 131
9.4.1 Synchrongenerator 131
9.4.2 Verbraucherlast 131
9.4.3 Netzeinspeisung 131
9.4.3.1 Spannungsfaktor c_Q für Netzeinspeisungen 132
9.4.3.2 Kurzschlussleistung S_{kmin} oder S_{kmax} für Netzeinspeisungen 132
9.4.4 Asynchronmaschine 132
9.4.4.1 Temporäre Deaktivierung von Asynchronmaschinen während KS-Berechnung 133
9.4.5 Transformator 2-Wicklungen 133
9.4.5.1 Transformator 2-Wicklung als Netzstation 133
9.4.5.2 Einfluss der Anschaltung des Nullsystems an Wicklung A oder B 134
9.4.5.3 Transformator mit aktivierter interner *Verbraucherlast* an Wicklung B 134
9.4.6 Leitung 134
9.4.6.1 Kapazitäten C_{LE} und C_{LL} der Leitung 135
9.4.6.2 Temperaturabhängigkeit der Resistanz 135
9.4.6.3 Interne *Verbraucherlast* des Leitungsmodells *Lastfluss: Last* 135
9.4.7 2/3-Wicklungstransformator BCTRAN 136
9.4.8 Kurzschlussstrom-Begrenzungsdrosselspulen 136
9.4.9 Synchronphasenschieber und -motoren 136
9.4.10 Kraftwerksblöcke mit/ohne Stufenschalter 136
9.4.11 Statische Umrichter 136
9.4.12 Kondensatoren und nichtrotierende Lasten 136
9.4.13 Spannungs- und Stromquellen 136
9.4.14 Kraftwerke mit Vollumrichter (DIN EN 60909-0 (VDE 0102):2016-12) 137
9.4.14.1 Kraftwerk mit Vollumrichter: Betriebsart *Stand Dezember 2016* 139
9.4.14.2 Kraftwerk mit Vollumrichter: Betriebsart *Stand Dezember 2016 (mod)* 140
9.4.15 Allgemeine Hinweise zur VDE 0102 und den Betriebsmittelmodellen 142
9.4.15.1 EN 60909-0 (VDE 0102):2016-12: Impedanzkorrekturfaktoren 142
9.5 VDE 0102: Beispiel für die Kurzschlussstromberechnung 142
10 Berechnung dynamischer Netzvorgänge 147
10.1 Integrationsmethode mit konstanter Rechenschrittweite ΔT 147
10.2 Berechnung eines Leitungskurzschlusses für die Leitungen *Line 1…3* 147
10.3 Berechnung eines Netzkurzschlusses an einem Netzknoten 153
10.4 Darstellung der Zeitsignale als Diagramm 157
10.4.1 Eingabefeld *Signal* 158
10.4.2 Darstellung der Signale in einem Diagramm als Polygonzug 158
10.4.3 Schließen eines Diagramms – Diagrammansicht, Stromnetzansicht 158
10.4.4 Darstellung von X/Y-Diagrammen mit anwenderspezifischer X-Achse 159
10.5 Zeitsignale eines angezeigten Diagramms neu auswählen 160

10.6 Ermittlung der Augenblickswerte von Zeitsignalen (Grafikcursor) ... 160
10.7 Zoomen von Teilen des Diagramms , ... 163
10.8 Neuzeichnen des Diagramms , ... 163
10.9 Berechnung von Amplitude, Phasenwinkel und Frequenzspektrum , ... 163
10.9.1 Registerkarte *DFT(f)* ... 165
10.9.2 Registerkarte *DFT(f)* – Export der Frequenzspektren in eine .CSV-Datei ... 165
10.9.3 Registerkarte *Oberschwingungen* ... 168
10.9.4 Registerkarte *Spektrum* ... 171
10.9.5 Registerkarte *R.M.S.* ... 172
10.9.6 Darstellung in einem Zeigerdiagramm ... 173
10.10 Skalierung der Abtastwerte der Zeitsignale im Diagramm ... 174
10.11 Einstellungen für Diagramme - *Einstellwerte Diagramm* ... 176
10.11.1 Einstelldialog *Farben des Diagramms* ... 178
10.11.2 Einstellwert *Cursor Y-Werte aktivieren* ... 178
10.11.3 Einstellwert *DFT Fenster* ... 179
10.12 Einstellwerte Signalanalyse *Signal Analysis* ... 180
10.12.1 Berechnung der Mitimpedanz $Z_{1k} = R_{1k} + jX_{1k}$ ... 181
10.12.2 Spannungen und Ströme: Mit- und Gegensystem (12) ... 183
10.12.3 Beispiel: 20kV-Netz mit Signalanalyse ... 183
10.13 Ausgabe der Zeitsignale mit andere Dateiformaten ... 184
10.13.1 Ausgabegerät *CMC Test System* ... 185
10.13.2 Ausgabegerät *Text* ... 185
10.13.3 Ausgabegerät *COMTRADE* ... 185
10.13.4 Ausgabegerät *Text (Excel)* ... 186
10.13.5 Ausgabegerät *CSV-Format* ... 186
10.14 Zeichenfarbe für die Zeitsignale *Farben des Diagramms* ... 187
10.15 Erstellen eines Diagramms aus weiteren Dateiformaten ... 188
10.15.1 Dateiformat: .TXT-Datei ... 188
10.15.2 Dateiformat: .CSV-Datei ... 189
10.15.3 Dateiformat: .JSON-Datei ... 190
10.15.4 Dateiformat: .CFG-Datei (COMTRADE) ... 190
11 Lastflussberechnung mit Dezentralen Erzeugungsanlagen ... 194
11.1 20kV-Netzeinspeisung – vorgelagertes Mittelspannungsnetz ... 198
11.2 Ortsnetztransformator 20/0,4kV, S_{rT} = 630kVA, u_k = 4%, P_k = 5,4kW ... 199
11.3 Mess/Schutzgerät ... 201
11.4 0,4kV-Sammelschiene ... 202
11.5 Erzeugungsanlage (EZA) konstanter Wirkleistung *Pn (IL:3p) = const.* ... 203
11.5.1 Dezentrale Erzeugungsanlagen im Kurzschlussbetrieb (LVRT-Betrieb) ... 206

11.6 Verbraucherlast – Bezugsanlage mit konstanter Leistung 206
11.7 Einstellwerte der Lastflussberechnung 208
11.8 Ergebnisse der Lastflussberechnung in ATPDesigner 209
11.9 Ergebnisse der Lastflussberechnung in einem Bericht 211
12 Rechenzeit – Hinweise zur Minimierung und Überprüfung 213
12.1 Berechnung stationärer Netzzustände und Lastflussberechnung 213
12.1.1 Rechenzeit: Ausgabe von Meldungen in den Meldungsfenstern 213
12.1.2 Meldungsfenster: Ausgabe der Rechenzeiten 214
12.1.3 ATP Option $WIDTH: Kompaktes Format der .LST-Datei des ATP 214
12.1.4 Meldungsfenster deaktivieren 214
12.1.5 Auswahl der Intel-kompilierten Version des ATP Rechenkerns 215
12.1.6 Überprüfungen der Eingangs- und Ausgangsdateien des ATP 216
12.1.7 Meldungen und Ausgaben in Berichte deaktivieren 217
13 Automatische Prüffunktionen, Prüfung von Schutzgeräten mit CMCxxx 218
13.1 Stationäre Prüffunktionen und stationäre Schutzfunktionen 218
13.2 Dynamische Prüffunktionen und dynamische Schutzfunktionen 218
13.3 Prüfung von Schutzgeräten mit Sekundärprüfeinrichtungen CMCxxx 219
13.3.1 Programmstart - Erkennung von Sekundärprüfeinrichtungen CMCxxx 225
13.3.2 Einstellung der Konfiguration der Sekundärprüfeinrichtung CMCxxx 227
13.4 Sekundärprüfeinrichtung CMCxxx: .LOG-Datei der Kommunikation 229
13.5 Prüfverfahren 230
13.5.1 Testfunktion (Strg + T) 230
13.5.2 Einzelschritt (Strg + M) 230
13.5.3 Überwachungsbereiche (Strg + D) 231
13.5.4 Zeitkorrektur 231
13.5.5 Lastfluss mit Flexibilitäten 231
13.6 *Zeitkorrektur* - Korrektur der gemessenen Zeiten 232
13.6.1 Korrektur Flanke KOMMEND 232
13.6.2 Korrektur Flanke GEHEND 233
13.7 Testfunktion – Automatische Prüfung von Schutzeinrichtungen 234
13.8 Testfunktion – Automatisches Erzeugen von COMTRADE – Dateien 238
13.9 Testfunktion – Automatisches Erzeugen von Textdateien 240
13.10 Testfunktion – Automatische Durchführung von Lastflussberechnungen 241
13.11 Testfunktion – Automatische Prüfung von Schutzkonzepten 243
13.11.1 Prüfung von Schutzkonzepten über mehrere Folgeleitungen 246
13.11.2 Registerkarte *Liste der Testfunktionen* 247
13.11.2.1 Ein-/Ausschalten einer Prüfung in der *Liste der Testfunktionen* 249

Mängelanzeige: Der Anwender von ATPDesigner und der dazu gehörenden Dokumentation ist verpflichtet, jegliches Fehlverhalten der Software ATPDesigner oder Fehler oder unzulässige Inhalte in der dazu gehörenden Dokumentation dem Autor der Dokumentation oder dem Lizenzgeber von ATPDesigner unverzüglich schriftlich mitzuteilen.

Änderungs- und Fehlerdokumentation: Erweiterungen und Änderungen sowie bekannte Fehler in ATPDesigner werden in dem Dokument **ATPDesigner – Änderungs- und Fehlerdokumentation** dokumentiert. Das Dokument kann in der jeweils aktuellen Fassung vom Autor des vorliegenden Dokumentes oder dem Lizenzgeber von ATPDesigner oder über die Homepage des Instituts für Elektrische Energiesysteme www.powerengs.de unter **Downloads** oder im **ATPDesigner OneDrive** bezogen werden.

8 Berechnung des stationären Netzzustandes

Die **Berechnung des stationären Netzzustandes**[1] des Stromnetzes kann mit Hilfe der in ATPDesigner verfügbaren Methoden **Stationäre Netzberechnung** und Lastflussberechnung erfolgen.

- **Stationäre Netzberechnung**
  Die Funktion der stationären Netzberechnung berechnet den elektrischen Netzzustand mit Hilfe der Knotenpotentialanalyse mit und ohne Kurzschluss in einem Ein-Schritt-Verfahren. Im Rechenkern **ATP** [20],[39] wird diese Funktion als **Phasor Solution** bzw. **Steady-State Analysis** bezeichnet.

- **Lastflussberechnung**

⇨ Die Lastflussberechnung von ATPDesigner verwendet das Verfahren der Stromiteration zur Berechnung des stationären Netzzustandes unter Berücksichtigung von PQ-Knoten und PU-Knoten mit einem iterativen Mehr-Schritt-Verfahren. Die Lastflussberechnung ist in ATPDesigner, nicht im **ATP** implementiert. Die Lastflussberechnung mit und ohne Kurzschluss verwendet allerdings die Modelle und das Berechnungsverfahren **Steady-State Analysis** des **ATP**. Die in ATPDesigner vorhandene Lastflussberechnung ist mit den Methoden der Lastflussberechnung oder Leistungsflussberechnung nach dem bekannten Newton-Raphson-Verfahren vergleichbar.

⇨ Die in ATPDesigner vorhandene Lastflussberechnung arbeitet vollständig unabhängig von der im **ATP** verfügbaren Funktion **EMTP Load Flow**.

Das nachfolgende Diagramm zeigt die in ATPDesigner vorhandenen Methoden zur **Berechnung des stationären Netzzustandes**. Beide Methoden können ohne und mit Kurzschluss, d.h. im fehlerfreien Normalbetrieb und Kurzschlussbetrieb des Stromnetzes ausgeführt werden.

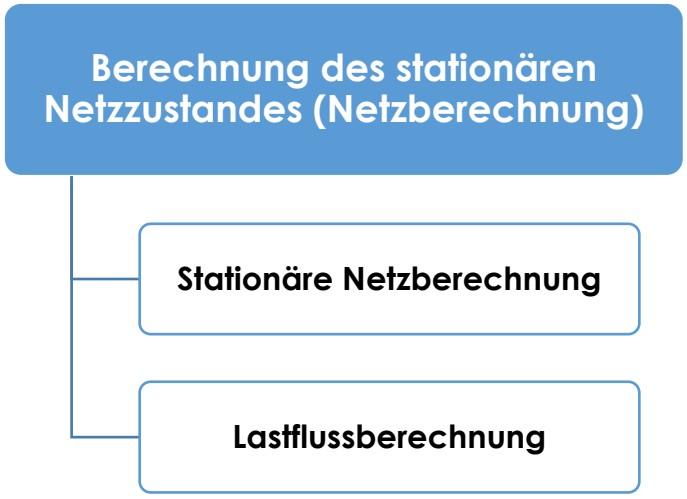


Abbildung 1: Berechnung des stationären Netzzustandes (Netzberechnung) in ATPDesigner

[1] Im Folgenden auch kurz **Netzberechnung** genannt

ATPDesigner verwendet sowohl für die stationäre Netzberechnung als auch für die Lastflussberechnung die im Rechenkern **ATP** Modelle und die Methode der komplexen Wechselstromrechnung für Elektroenergieversorgungsnetze basierend auf der Knotenpotentialanalyse (**Phasor Solution** bzw. **Steady-State Analysis**). Das Elektroenergieversorgungsnetz wird durch die Knotenadmittanzmatrix nach den bekannten Regeln beschrieben. Näheres kann dazu im „***Appendix III - Solution of Linear Equations***“ des **ATP** Rule Book nachgelesen werden.

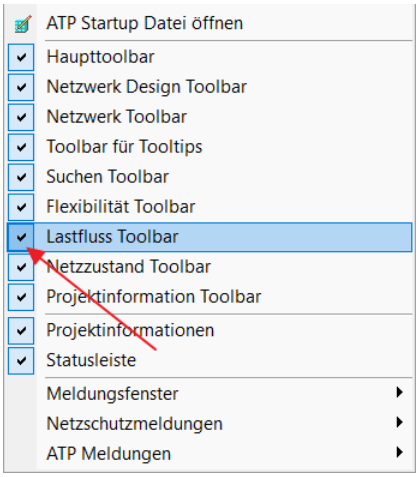
Die Berechnungsfunktionen des stationären Netzzustandes können über die folgenden Hauptmenüs oder Toolbar-Buttons gestartet werden.

- Hauptmenü **ATP**
- Hauptmenü **Prüfungen**
- Hauptmenü **Netzschutz**

Viele der Menüpunkte können sehr einfach durch einen **Left Mouse Button Click** auf einen Toolbar-Button oder mit einem kontextsensitive **Right Mouse Button Menu** gestartet werden. Nachfolgend ist ein Ausschnitt aus der **Haupttoolbar** mit wichtigen Buttons zur stationären Netzberechnung und Lastflussberechnung dargestellt.

Abbildung 2: Haupttoolbar (Ausschnitt) – Stationäre Netzberechnung und Lastflussberechnung

Die Toolbar kann aktiviert oder deaktiviert werden. Falls aktiviert, kann die Toolbar abgedockt, angedockt oder verschoben werden.



- Hauptmenü **Ansicht**
- Menüpunkt **Haupttoolbar**

Eine stationäre Netzberechnung kann auch mit Hilfe der nachfolgend abgebildeten **Lastfluss Toolbar** parametriert und gestartet werden.

- Hauptmenü **Ansicht**
- Menüpunkt **Lastfluss Toolbar**

Falls aktiviert, kann die **Lastfluss Toolbar** verschoben, angedockt oder abgedockt werden.

Toolbars können abgedockt durch einen **Left Mouse Button Click** auf das Kreuz in der rechten oberen Ecke der Toolbar deaktiviert, d.h. geschlossen werden.

Abbildung 3: Lastfluss Toolbar – Stationäre Netzberechnung und Lastflussberechnung

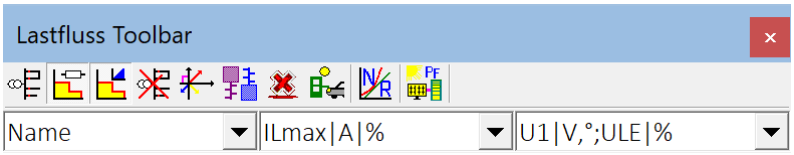


Abbildung 4: Lastfluss Toolbar – Stationäre Netzberechnung und Lastflussberechnung

Stationäre Netzberechnung und **Lastflussberechnung** können wie nachfolgend erläutert gestartet und ausgeführt werden.

- **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Button

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Netzberechnung starten**

- Tastenkürzel **Strg + E**.

Die Nachbildung des Stromnetzes erfolgt mit Hilfe 3-phasiger Modelle im natürlichen System (Leitersystem L1, L2, L3 und N) wie z.B. das vollständige Π-Ersatzschaltbild für Leitungen oder das vollständige T-Ersatzschaltbild für Transformatoren. Damit können sowohl symmetrische als auch unsymmetrische Netzzustände im fehlerfreien Normalbetrieb und im Kurzschlussbetrieb nachgebildet und berechnet werden. Der Rechenkern **ATP** selbst stellt u.a. ein Verfahren zur Berechnung elektrischer Netze auf Basis der Knotenpotentialanalyse zur Verfügung. Diese Methode wird von ATPDesigner sowohl für die stationäre Netzberechnung als auch für die Lastflussberechnung verwendet.

ATPDesigner schreibt die zur Nachbildung des Stromnetzes benötigten Modelle der Betriebsmittel und weitere Anweisungen zur Ausführung einer Knotenpotentialanalyse in die .ATP-Datei als Eingangsdatei für das **ATP** und startet das **ATP** als Betriebssystemtask im Hintergrund. In der Grundeinstellung ist die Betriebssystemtask nicht sichtbar, auch nicht als Symbol in der Taskleiste. Falls erforderlich kann die Methode des Startes des Rechenkerns **ATP** im Einstelldialog **Programmeinstellungen** verändert werden

Die Ergebnisse der Knotenpotentialanalyse werden vom **ATP** in die .LST-Datei als Ergebnisdatei gespeichert. Die Textdatei wird von ATPDesigner eingelesen und ausgewertet. Die Ergebnisdatei des **ATP** beinhaltet alle Knotenspannungen und Zweigströme des Stromnetzes. ATPDesigner ordnet diese Ergebnisse den Betriebsmitteln zu und berechnet für die Betriebsmittel weitere von Strömen und Spannungen abgeleitete Größen wie z.B. Leistungen oder elektrische Größen im 012-System der Symmetrischen Komponenten.

Eingangsdatei und Ergebnisdatei werden in der Grundeinstellung im temporären Verzeichnis des Betriebssystems gespeichert. Das von ATPDesigner verwendete temporäre Verzeichnis kann in

- Hauptmenü **Tools**
- Menüpunkt **Programmeinstellungen**

im Einstelldialog **Programmeinstellungen** eingestellt werden. Es kann direkt das temporäre Verzeichnis des Betriebssystems oder ein beliebiges anwenderspezifisches Verzeichnis verwendet werden. Die Ergebnisse der Stromnetzberechnung werden in Form von Tabellen, Tooltips, Ausgabedateien oder durch direkt in der Netzgrafik angezeigten Tooltips ausgegeben werden.

Ist die Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 (IEC 60909) eingeschaltet, so werden VDE 0102 spezifische Informationen in den Tooltips ausgegeben.

Da diese Berechnung durch das **ATP** in einer Background-Task u.U. mehrere Sekunden benötigt, sollte ATPDesigner während der Berechnung eines Stromnetzes nicht geschlossen werden. Ein mehrfacher Start des Rechenkerns **ATP** z.B. durch Start einer Lastflussberechnung bei noch laufender Lastflussberechnung wird verhindert.

8.1 Lastflussberechnung in ATPDesigner

Die Ausführung einer Lastflussberechnung unter Berücksichtigung von PU-Knoten und PQ-Knoten ist in ATPDesigner möglich. Die Lastflussberechnung erfolgt nach dem Stromiterationsverfahren als ein Mehr-Schritt-Verfahren mit Konvergenzkontrolle. Von zentraler Bedeutung für die Lastflussberechnung in ATPDesigner sind die beiden nachfolgenden Toolbar-Buttons bzw. Menüpunkte. Durch die Aktivierung beider Toolbar-Buttons mit einem **Left Mouse Button Click** wird das Verfahren der Stromiteration für PU- und PQ-Knoten sowie für dezentrale Erzeugungsanlagen mit Konvergenzkontrolle aktiviert.

- Toolbar-Button
- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Lastfluss: PU, PQ Knoten**

- Toolbar-Button
- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Lastfluss: DEA**

Unter einer Lastflussberechnung wird i.a. die „*Bestimmung des stationären Betriebszustandes eines elektrischen Energieübertragungssystems*“ [26] verstanden.

8.2 Netzberechnung und MODELS

Ein optional in einer Eingangsdatei des ATP (.ATP-Datei) implementierbares **MODELS**[2] Skript wird im Falle der Berechnung des stationären Netzzustandes oder einer Lastflussberechnung nicht ausgeführt, da **MODELS** nur für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge vom **ATP** ausgeführt wird.

8.3 Anzeige der Ergebnisse der Netzberechnung in der Netzgrafik

ATPDesigner zeigt Ergebnisse der Netzberechnung direkt in der Netzgrafik, d.h. in der Zeichenfläche wie in der nachfolgenden Abbildung beispielhaft dargestellt an.

⇨ Der **rote Pfeil** an den Netzwerkelementen **Leitung** zeigt die resultierende 3-phasige Flussrichtung der **Blindleistung Q**, der **grüne Pfeil** die resultierende 3-phasige Flussrichtung der **Wirkleistung P** an.

[2] **MODELS** ist eine ATP interne Programmiersprache.

Es muss beachtet werden, dass die Berechnung der Leistungen aus den leiterselektiven Leistungen erfolgt. Daher ist die resultierende 3-phasige Leistungsflussrichtung nicht in allen Netzzuständen identisch mit den Stromflussrichtungen der Leiterströme.

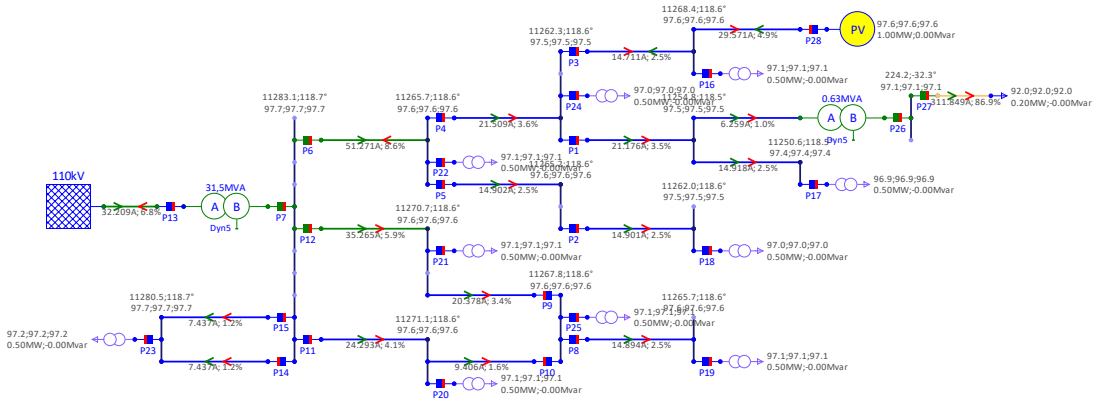


Abbildung 5: Anzeige der Berechnungsergebnisse in der Netzgrafik

Es muss beachtet werden, dass die angezeigte Leistung oder der angezeigte Leiterstrom bei Netzwerkelementen wie z.B. **Erzeugungsanlage (DEA)** durch verschiedene Teillastfaktoren, wie z.B. von **Zonen**, **Bereiche** oder spezifische Teillastfaktoren zu Null berechnet werden kann.

8.4 Ausgabe der Ergebnisse der Netzberechnung in Tabellen

Die Ergebnisse der Netzberechnung können in einer Tabelle eines Dialogs angezeigt und daraus in verschiedenen Datenformaten, z.B. im CSV-Format in eine Textverarbeitung oder als XLSX-Datei in eine Tabellenkalkulation exportiert werden. Der Export kann mit Hilfe der Zwischenablage oder als Datei erfolgen.

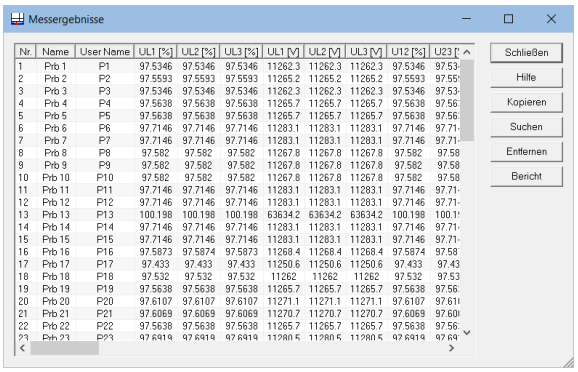
⇨ Die Ergebnisausgabe in Tabellen sind für die Funktion der **Stationären Netzberechnung** und die **Lastflussberechnung** identisch.

ATPDesigner bietet über die Ausgabe in Tabellen hinaus auch die Möglichkeit, die Ergebnisse der Netzberechnung als **Bericht** zu speichern. Der **Bericht** wird als .XML-Datei im Office Open XML Format [21] oder im XLSX-Format gespeichert und kann mit vielen Text- oder Tabellenverarbeitungssystemen eingelesen und direkt weiterverarbeitet werden. Näheres zu dem Inhalt der Berichte wird in den jeweiligen Kapiteln der Berechnungsverfahren [Bd. 3] und Ausgabe der Ergebnisse der Netzberechnung in einem Bericht erläutert.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Tabellen der Dialoge **Messergebnisse** und **Ergebnisse Lastflussberechnung**, welche ausgewählte Ergebnisse der Netzberechnung enthalten. Die Dialoge können in ihrer Größe flexibel an der rechten unteren Ecke (Grip) per Maus verkleinert oder vergrößert werden. Beide Dialoge können parallel zum Hauptfenster von ATPDesigner geöffnet bleiben. Wird eine Netzberechnung in ATPDesigner ausgeführt, so werden die Ergebnisse der Netzberechnung in die noch geöffneten Dialoge übertragen und angezeigt.

⇨ Wird eine Netzberechnung ausgeführt, so können beide Dialoge geöffnet bleiben.

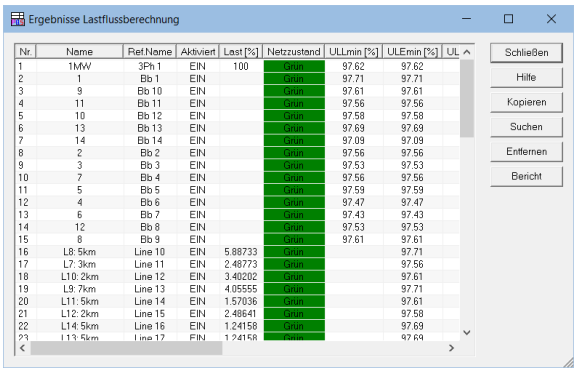
Messergebnisse



Anzeige der Messergebnisse der Mess/Schutzgeräte

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Messergebnisse, …**

Ergebnisse Lastflussberechnung



Anzeige der Ergebnisse der Lastflussberechnung

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Lastflussberechnung**

Abbildung 6: Ausgabe der Ergebnisse der Netzberechnung in Tabellen

Inhalt und Struktur der Tabellen der Dialoge sind verschieden. Deaktivierte Netzwerkelemente werden in den Tabellen beider Dialoge durch eine **magenta** Einfärbung des Referenznamens **Name** angezeigt.

- **Dialog *Messergebnisse***
  Ausgabe der Ergebnisse der Netzberechnung für die Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät** des Stromnetzes

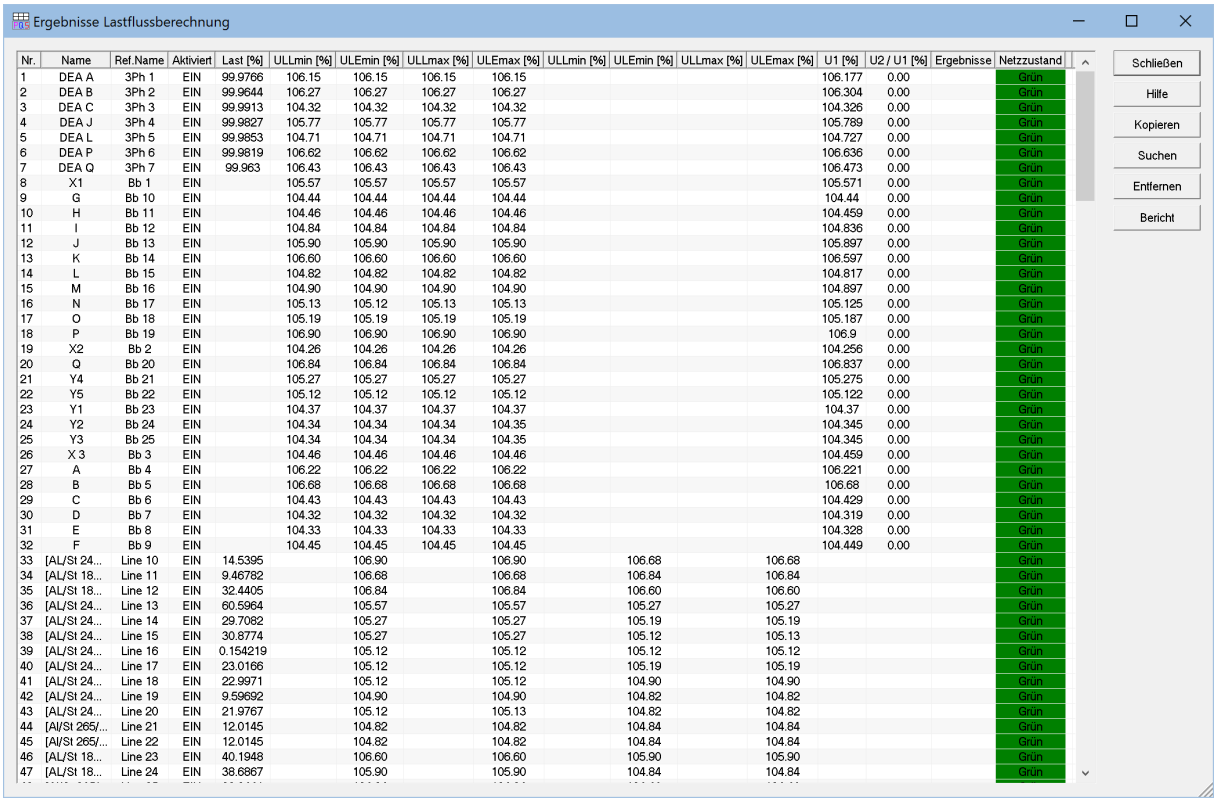
- **Dialog *Ergebnisse Lastflussberechnung***
  Ausgabe von Ergebnissen der Netzberechnung für verschiedene Betriebsmittel des Stromnetzes wie z.B. **Sammelschiene** oder **Transformator**

Bedienelement	Bedeutung
Hilfe	Kontextsensitive Hilfe anzeigen
Kopieren	Kopieren der Tabelle im .CSV-Format in die Zwischenablage z.B. zum Import in eine Tabellenkalkulation
Schließen	Dialog schließen
Suchen	Suchen und markieren eines Netzwerkelementes in der Netzgrafik mit einem **roten** Markierungsrahmen ▪ Das zu suchende Netzwerkelement kann in der Tabelle durch einen **Left Mouse Button Click** auf die entsprechende Tabellenzeile ausgewählt werden.
Entfernen	Entfernung der Markierung in der Netzgrafik
Bericht	Ausgabe der Tabelle als **Bericht** im XML-Format [21] oder XLSX-Format zum Einlesen z.B. in eine Textverarbeitung oder Tabellenkalkulation ▪ Dialog **Messergebnisse** o XLSX-Format für Tabellenkalkulation z.B. Excel

	○ XML-Format für Tabellenkalkulation z.B. Excel ○ JSON-Format für Texteditoren ▪ Dialog **Ergebnisse Lastflussberechnung** ○ XLSX-Format für Tabellenkalkulation z.B. Excel ○ XML-Format für Textverarbeitung z.B. Word

8.4.1 Ergebnisse der Netzberechnung: *Ergebnisse Lastflussberechnung*

Die nachfolgenden Abbildungen zeigen beispielhaft, wie die Ergebnisse der Netzberechnung aus der Tabelle des Dialogs als **Bericht** in verschiedene Dateiformate exportiert werden können. Mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Button **Bericht** wird der Dialog zum Speichern der Datei geöffnet. Durch Auswahl der Dateierweiterung z.B. XLSX wird das Dateiformat ausgewählt. Näheres kann in Ergebnisse der Lastflussberechnung für Betriebsmittel nachgelesen werden.



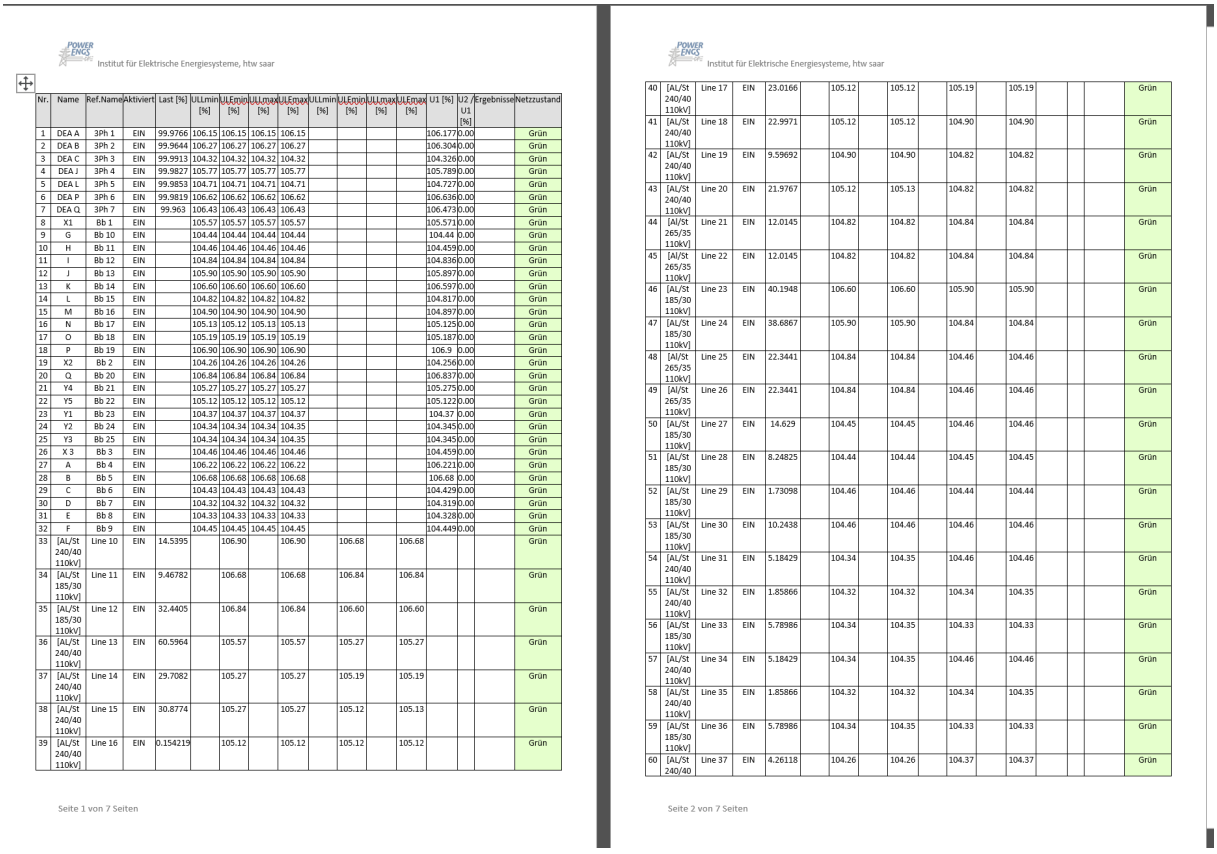
Nr.	Name	Ref.Name	Aktiviert	Last [%]	ULLmin [%]	ULEmin [%]	ULLmax [%]	ULEmax [%]	ULLmin [%]	ULEmin [%]	ULLmax [%]	ULEmax [%]	U1 [%]	U2 / U1 [%]	Ergebnisse	Netzzustand
1	DEA A	3Ph 1	EIN	99.9766	106.15	106.15	106.15	106.15					106.177	0.00		Grün
2	DEA B	3Ph 2	EIN	99.9644	106.27	106.27	106.27	106.27					106.304	0.00		Grün
3	DEA C	3Ph 3	EIN	99.9913	104.32	104.32	104.32	104.32					104.326	0.00		Grün
4	DEA J	3Ph 4	EIN	99.9827	105.77	105.77	105.77	105.77					105.789	0.00		Grün
5	DEA L	3Ph 5	EIN	99.9853	104.71	104.71	104.71	104.71					104.727	0.00		Grün
6	DEA P	3Ph 6	EIN	99.9819	106.62	106.62	106.62	106.62					106.636	0.00		Grün
7	DEA Q	3Ph 7	EIN	99.963	106.43	106.43	106.43	106.43					106.473	0.00		Grün
8	X1	Bb 1	EIN		105.57	105.57	105.57	105.57					105.571	0.00		Grün
9	G	Bb 10	EIN		104.44	104.44	104.44	104.44					104.44	0.00		Grün
10	H	Bb 11	EIN		104.46	104.46	104.46	104.46					104.459	0.00		Grün
11	I	Bb 12	EIN		104.84	104.84	104.84	104.84					104.836	0.00		Grün
12	J	Bb 13	EIN		105.90	105.90	105.90	105.90					105.897	0.00		Grün
13	K	Bb 14	EIN		106.60	106.60	106.60	106.60					106.597	0.00		Grün
14	L	Bb 15	EIN		104.82	104.82	104.82	104.82					104.817	0.00		Grün
15	M	Bb 16	EIN		104.90	104.90	104.90	104.90					104.897	0.00		Grün
16	N	Bb 17	EIN		105.13	105.12	105.13	105.13					105.125	0.00		Grün
17	O	Bb 18	EIN		105.19	105.19	105.19	105.19					105.187	0.00		Grün
18	P	Bb 19	EIN		106.90	106.90	106.90	106.90					106.9	0.00		Grün
19	X2	Bb 2	EIN		104.26	104.26	104.26	104.26					104.256	0.00		Grün
20	Q	Bb 20	EIN		106.84	106.84	106.84	106.84					106.837	0.00		Grün
21	Y4	Bb 21	EIN		105.27	105.27	105.27	105.27					105.275	0.00		Grün
22	Y5	Bb 22	EIN		105.12	105.12	105.12	105.12					105.122	0.00		Grün
23	Y1	Bb 23	EIN		104.37	104.37	104.37	104.37					104.37	0.00		Grün
24	Y2	Bb 24	EIN		104.34	104.34	104.34	104.35					104.345	0.00		Grün
25	Y3	Bb 25	EIN		104.34	104.34	104.34	104.35					104.345	0.00		Grün
26	X 3	Bb 3	EIN		104.46	104.46	104.46	104.46					104.459	0.00		Grün
27	A	Bb 4	EIN		106.22	106.22	106.22	106.22					106.221	0.00		Grün
28	B	Bb 5	EIN		106.68	106.68	106.68	106.68					106.68	0.00		Grün
29	C	Bb 6	EIN		104.43	104.43	104.43	104.43					104.429	0.00		Grün
30	D	Bb 7	EIN		104.32	104.32	104.32	104.32					104.319	0.00		Grün
31	E	Bb 8	EIN		104.33	104.33	104.33	104.33					104.328	0.00		Grün
32	F	Bb 9	EIN		104.45	104.45	104.45	104.45					104.449	0.00		Grün
33	[AL/St 24...	Line 10	EIN	14.5395		106.90		106.90		106.68		106.68				Grün
34	[AL/St 18...	Line 11	EIN	9.46782		106.68		106.68		106.84		106.84				Grün
35	[AL/St 18...	Line 12	EIN	32.4405		106.84		106.84		106.60		106.60				Grün
36	[AL/St 24...	Line 13	EIN	60.5964		105.57		105.57		105.27		105.27				Grün
37	[AL/St 24...	Line 14	EIN	29.7082		105.27		105.27		105.19		105.19				Grün
38	[AL/St 24...	Line 15	EIN	30.8774		105.27		105.27		105.12		105.13				Grün
39	[AL/St 24...	Line 16	EIN	0.154219		105.12		105.12		105.12		105.12				Grün
40	[AL/St 24...	Line 17	EIN	23.0166		105.12		105.12		105.19		105.19				Grün
41	[AL/St 24...	Line 18	EIN	22.9971		105.12		105.12		104.90		104.90				Grün
42	[AL/St 24...	Line 19	EIN	9.59692		104.90		104.90		104.82		104.82				Grün
43	[AL/St 24...	Line 20	EIN	21.9767		105.12		105.13		104.82		104.82				Grün
44	[Al/St 265/...	Line 21	EIN	12.0145		104.82		104.82		104.84		104.84				Grün
45	[Al/St 265/...	Line 22	EIN	12.0145		104.82		104.82		104.84		104.84				Grün
46	[AL/St 18...	Line 23	EIN	40.1948		106.60		106.60		105.90		105.90				Grün
47	[AL/St 18...	Line 24	EIN	38.6867		105.90		105.90		104.84		104.84				Grün

Abbildung 7: Ergebnisse der Netzberechnung: *Ergebnisse Lastflussberechnung*

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P
1	Nr.	Name	Ref.Name	Aktiviert	Last [%]	ULLmin [%]	ULEmin [%]	ULLmax [%]	ULEmax [%]	ULLmin [%]	ULEmin [%]	ULLmax [%]	ULEmax [%]	U1 [%]	U2 / U1 [%]	Ergebnisse Ne
2	1	DEA A	3Ph 1	EIN	99.9766	106.15	106.15	106.15	106.15					106.177	0.00	G
3	2	DEA B	3Ph 2	EIN	99.9644	106.27	106.27	106.27	106.27					106.304	0.00	G
4	3	DEA C	3Ph 3	EIN	99.9913	104.32	104.32	104.32	104.32					104.326	0.00	G
5	4	DEA J	3Ph 4	EIN	99.9827	105.77	105.77	105.77	105.77					105.789	0.00	G
6	5	DEA L	3Ph 5	EIN	99.9853	104.71	104.71	104.71	104.71					104.727	0.00	G
7	6	DEA P	3Ph 6	EIN	99.9819	106.62	106.62	106.62	106.62					106.636	0.00	G
8	7	DEA Q	3Ph 7	EIN	99.963	106.43	106.43	106.43	106.43					106.473	0.00	G
9	8	X1	Bb 1	EIN		105.57	105.57	105.57	105.57					105.571	0.00	G
10	9	G	Bb 10	EIN		104.44	104.44	104.44	104.44					104.44	0.00	G
11	10	H	Bb 11	EIN		104.46	104.46	104.46	104.46					104.459	0.00	G
12	11	I	Bb 12	EIN		104.84	104.84	104.84	104.84					104.836	0.00	G
13	12	J	Bb 13	EIN		105.90	105.90	105.90	105.90					105.897	0.00	G
14	13	K	Bb 14	EIN		106.60	106.60	106.60	106.60					106.597	0.00	G
15	14	L	Bb 15	EIN		104.82	104.82	104.82	104.82					104.817	0.00	G
16	15	M	Bb 16	EIN		104.90	104.90	104.90	104.90					104.897	0.00	G
17	16	N	Bb 17	EIN		105.13	105.12	105.13	105.13					105.125	0.00	G
18	17	O	Bb 18	EIN		105.19	105.19	105.19	105.19					105.187	0.00	G
19	18	P	Bb 19	EIN		106.90	106.90	106.90	106.90					106.9	0.00	G
20	19	X2	Bb 2	EIN		104.26	104.26	104.26	104.26					104.256	0.00	G
21	20	Q	Bb 20	EIN		106.84	106.84	106.84	106.84					106.837	0.00	G
22	21	Y4	Bb 21	EIN		105.27	105.27	105.27	105.27					105.275	0.00	G

Ergebnisse Lastfluss

Abbildung 8: *Ergebnisse Lastflussberechnung*: Exportiert in eine XLSX-Datei für Excel



Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

Nr.	Name	Ref.Name	Aktiviert	Last [%]	ULLmin [%]	ULEmin [%]	ULLmax [%]	ULEmax [%]	ULLmin [%]	ULEmin [%]	ULLmax [%]	ULEmax [%]	U1 [%]	U2 / U1	Ergebnisse	Netzzustand
1	DEA A	3Ph 1	EIN	99.9766	106.15	106.15	106.15	106.15					106.177	0.00		Grün
2	DEA B	3Ph 2	EIN	99.9644	106.27	106.27	106.27	106.27					106.304	0.00		Grün
3	DEA C	3Ph 3	EIN	99.9913	104.32	104.32	104.32	104.32					104.326	0.00		Grün
4	DEA J	3Ph 4	EIN	99.9827	105.77	105.77	105.77	105.77					105.789	0.00		Grün
5	DEA L	3Ph 5	EIN	99.9853	104.71	104.71	104.71	104.71					104.727	0.00		Grün
6	DEA P	3Ph 6	EIN	99.9819	106.62	106.62	106.62	106.62					106.636	0.00		Grün
7	DEA Q	3Ph 7	EIN	99.963	106.43	106.43	106.43	106.43					106.473	0.00		Grün
8	X1	Bb 1	EIN		105.57	105.57	105.57	105.57					105.571	0.00		Grün
9	G	Bb 10	EIN		104.44	104.44	104.44	104.44					104.44	0.00		Grün
10	H	Bb 11	EIN		104.46	104.46	104.46	104.46					104.459	0.00		Grün
11	I	Bb 12	EIN		104.84	104.84	104.84	104.84					104.836	0.00		Grün
12	J	Bb 13	EIN		105.90	105.90	105.90	105.90					105.897	0.00		Grün
13	K	Bb 14	EIN		106.60	106.60	106.60	106.60					106.597	0.00		Grün
14	L	Bb 15	EIN		104.82	104.82	104.82	104.82					104.817	0.00		Grün
15	M	Bb 16	EIN		104.90	104.90	104.90	104.90					104.897	0.00		Grün
16	N	Bb 17	EIN		105.13	105.12	105.13	105.13					105.125	0.00		Grün
17	O	Bb 18	EIN		105.19	105.19	105.19	105.19					105.187	0.00		Grün
18	P	Bb 19	EIN		106.90	106.90	106.90	106.90					106.9	0.00		Grün
19	X2	Bb 2	EIN		104.26	104.26	104.26	104.26					104.256	0.00		Grün
20	Q	Bb 20	EIN		106.84	106.84	106.84	106.84					106.837	0.00		Grün
21	Y4	Bb 21	EIN		105.27	105.27	105.27	105.27					105.275	0.00		Grün
22	Y5	Bb 22	EIN		105.12	105.12	105.12	105.12					105.122	0.00		Grün
23	Y1	Bb 23	EIN		104.37	104.37	104.37	104.37					104.37	0.00		Grün
24	Y2	Bb 24	EIN		104.34	104.34	104.34	104.35					104.345	0.00		Grün
25	Y3	Bb 25	EIN		104.34	104.34	104.34	104.35					104.345	0.00		Grün
26	X 3	Bb 3	EIN		104.46	104.46	104.46	104.46					104.459	0.00		Grün
27	A	Bb 4	EIN		106.22	106.22	106.22	106.22					106.221	0.00		Grün
28	B	Bb 5	EIN		106.68	106.68	106.68	106.68					106.68	0.00		Grün
29	C	Bb 6	EIN		104.43	104.43	104.43	104.43					104.429	0.00		Grün
30	D	Bb 7	EIN		104.32	104.32	104.32	104.32					104.319	0.00		Grün
31	E	Bb 8	EIN		104.33	104.33	104.33	104.33					104.328	0.00		Grün
32	F	Bb 9	EIN		104.45	104.45	104.45	104.45					104.449	0.00		Grün
33	[AL/St 240/40 110kV]	Line 10	EIN	14.5395		106.90		106.90	106.68		106.68					Grün
34	[AL/St 185/30 110kV]	Line 11	EIN	9.46782		106.68		106.68	106.84		106.84					Grün
35	[AL/St 185/30 110kV]	Line 12	EIN	32.4405		106.84		106.84	106.60		106.60					Grün
36	[AL/St 240/40 110kV]	Line 13	EIN	60.5964		105.57		105.57	105.27		105.27					Grün
37	[AL/St 240/40 110kV]	Line 14	EIN	29.7082		105.27		105.27	105.19		105.19					Grün
38	[AL/St 240/40 110kV]	Line 15	EIN	30.8774		105.27		105.27	105.12		105.13					Grün
39	[AL/St 240/40 110kV]	Line 16	EIN	0.154219		105.12		105.12	105.12		105.12					Grün

Seite 1 von 7 Seiten

Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

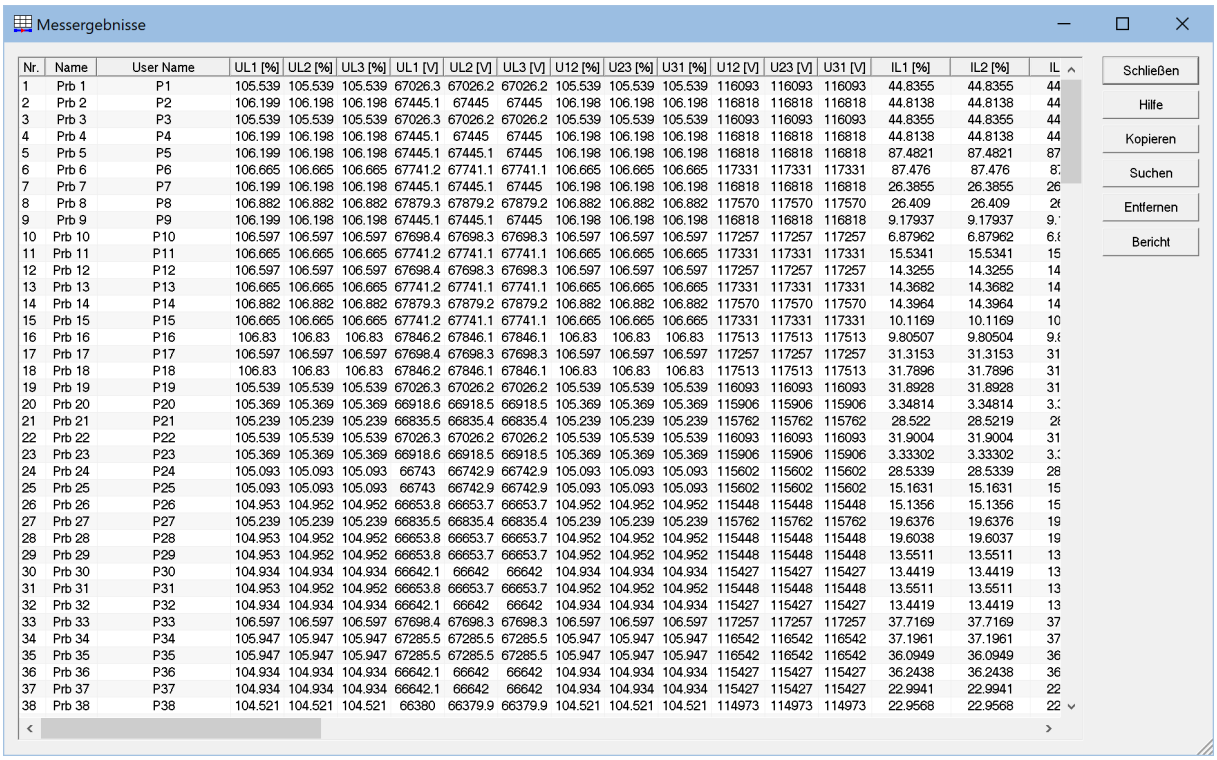
40	[AL/St 240/40 110kV]	Line 17	EIN	23.0166		105.12		105.12	105.19		105.19				Grün
41	[AL/St 240/40 110kV]	Line 18	EIN	22.9971		105.12		105.12	104.90		104.90				Grün
42	[AL/St 240/40 110kV]	Line 19	EIN	9.59692		104.90		104.90	104.82		104.82				Grün
43	[AL/St 240/40 110kV]	Line 20	EIN	21.9767		105.12		105.13	104.82		104.82				Grün
44	[Al/St 265/35 110kV]	Line 21	EIN	12.0145		104.82		104.82	104.84		104.84				Grün
45	[Al/St 265/35 110kV]	Line 22	EIN	12.0145		104.82		104.82	104.84		104.84				Grün
46	[AL/St 185/30 110kV]	Line 23	EIN	40.1948		106.60		106.60	105.90		105.90				Grün
47	[AL/St 185/30 110kV]	Line 24	EIN	38.6867		105.90		105.90	104.84		104.84				Grün
48	[Al/St 265/35 110kV]	Line 25	EIN	22.3441		104.84		104.84	104.46		104.46				Grün
49	[Al/St 265/35 110kV]	Line 26	EIN	22.3441		104.84		104.84	104.46		104.46				Grün
50	[AL/St 185/30 110kV]	Line 27	EIN	14.629		104.45		104.45	104.46		104.46				Grün
51	[AL/St 185/30 110kV]	Line 28	EIN	8.24825		104.44		104.44	104.45		104.45				Grün
52	[AL/St 185/30 110kV]	Line 29	EIN	1.73098		104.46		104.46	104.44		104.44				Grün
53	[AL/St 185/30 110kV]	Line 30	EIN	10.2438		104.46		104.46	104.46		104.46				Grün
54	[AL/St 240/40 110kV]	Line 31	EIN	5.18429		104.34		104.35	104.46		104.46				Grün
55	[AL/St 240/40 110kV]	Line 32	EIN	1.85866		104.32		104.32	104.34		104.35				Grün
56	[AL/St 185/30 110kV]	Line 33	EIN	5.78986		104.34		104.35	104.33		104.33				Grün
57	[AL/St 240/40 110kV]	Line 34	EIN	5.18429		104.34		104.35	104.46		104.46				Grün
58	[AL/St 240/40 110kV]	Line 35	EIN	1.85866		104.32		104.32	104.34		104.35				Grün
59	[AL/St 185/30 110kV]	Line 36	EIN	5.78986		104.34		104.35	104.33		104.33				Grün
60	[AL/St 240/40	Line 37	EIN	4.26118		104.26		104.26	104.37		104.37				Grün

Seite 2 von 7 Seiten

Abbildung 9: *Ergebnisse Lastflussberechnung*: Exportiert in eine XML-Datei für Word

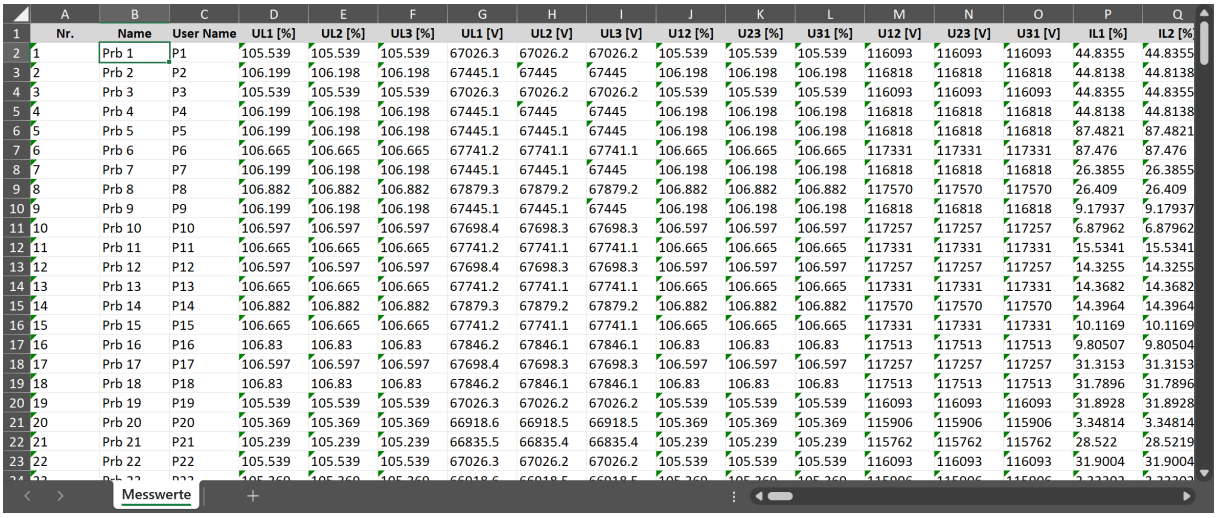
8.4.2 Ergebnisse der Netzberechnung: *Messergebnisse*

Die nachfolgenden Abbildungen zeigen beispielhaft, wie die Ergebnisse der Netzberechnung **Messergebnisse** aus der Tabelle des Dialogs als **Bericht** in verschiedene Dateiformate exportiert werden können. Näheres kann in Ausgabe der Ergebnisse der Netzberechnung: Messergebnisse nachgelesen werden.



Nr.	Name	User Name	UL1 [%]	UL2 [%]	UL3 [%]	UL1 [V]	UL2 [V]	UL3 [V]	U12 [%]	U23 [%]	U31 [%]	U12 [V]	U23 [V]	U31 [V]	IL1 [%]	IL2 [%]	IL
1	Prb 1	P1	105.539	105.539	105.539	67026.3	67026.2	67026.2	105.539	105.539	105.539	116093	116093	116093	44.8355	44.8355	44
2	Prb 2	P2	106.199	106.198	106.198	67445.1	67445	67445	106.198	106.198	106.198	116818	116818	116818	44.8138	44.8138	44
3	Prb 3	P3	105.539	105.539	105.539	67026.3	67026.2	67026.2	105.539	105.539	105.539	116093	116093	116093	44.8355	44.8355	44
4	Prb 4	P4	106.199	106.198	106.198	67445.1	67445	67445	106.198	106.198	106.198	116818	116818	116818	44.8138	44.8138	44
5	Prb 5	P5	106.199	106.198	106.198	67445.1	67445.1	67445	106.198	106.198	106.198	116818	116818	116818	87.4821	87.4821	87
6	Prb 6	P6	106.665	106.665	106.665	67741.2	67741.1	67741.1	106.665	106.665	106.665	117331	117331	117331	87.476	87.476	87
7	Prb 7	P7	106.199	106.198	106.198	67445.1	67445.1	67445	106.198	106.198	106.198	116818	116818	116818	26.3855	26.3855	26
8	Prb 8	P8	106.882	106.882	106.882	67879.3	67879.2	67879.2	106.882	106.882	106.882	117570	117570	117570	26.409	26.409	26
9	Prb 9	P9	106.199	106.198	106.198	67445.1	67445.1	67445	106.198	106.198	106.198	116818	116818	116818	9.17937	9.17937	9.
10	Prb 10	P10	106.597	106.597	106.597	67698.4	67698.3	67698.3	106.597	106.597	106.597	117257	117257	117257	6.87962	6.87962	6.8
11	Prb 11	P11	106.665	106.665	106.665	67741.2	67741.1	67741.1	106.665	106.665	106.665	117331	117331	117331	15.5341	15.5341	15
12	Prb 12	P12	106.597	106.597	106.597	67698.4	67698.3	67698.3	106.597	106.597	106.597	117257	117257	117257	14.3255	14.3255	14
13	Prb 13	P13	106.665	106.665	106.665	67741.2	67741.1	67741.1	106.665	106.665	106.665	117331	117331	117331	14.3682	14.3682	14
14	Prb 14	P14	106.882	106.882	106.882	67879.3	67879.2	67879.2	106.882	106.882	106.882	117570	117570	117570	14.3964	14.3964	14
15	Prb 15	P15	106.665	106.665	106.665	67741.2	67741.1	67741.1	106.665	106.665	106.665	117331	117331	117331	10.1169	10.1169	10
16	Prb 16	P16	106.83	106.83	106.83	67846.2	67846.1	67846.1	106.83	106.83	106.83	117513	117513	117513	9.80507	9.80504	9.8
17	Prb 17	P17	106.597	106.597	106.597	67698.4	67698.3	67698.3	106.597	106.597	106.597	117257	117257	117257	31.3153	31.3153	31
18	Prb 18	P18	106.83	106.83	106.83	67846.2	67846.1	67846.1	106.83	106.83	106.83	117513	117513	117513	31.7896	31.7896	31
19	Prb 19	P19	105.539	105.539	105.539	67026.3	67026.2	67026.2	105.539	105.539	105.539	116093	116093	116093	31.8928	31.8928	31
20	Prb 20	P20	105.369	105.369	105.369	66918.6	66918.5	66918.5	105.369	105.369	105.369	115906	115906	115906	3.34814	3.34814	3.3
21	Prb 21	P21	105.239	105.239	105.239	66835.5	66835.4	66835.4	105.239	105.239	105.239	115762	115762	115762	28.522	28.5219	28
22	Prb 22	P22	105.539	105.539	105.539	67026.3	67026.2	67026.2	105.539	105.539	105.539	116093	116093	116093	31.9004	31.9004	31
23	Prb 23	P23	105.369	105.369	105.369	66918.6	66918.5	66918.5	105.369	105.369	105.369	115906	115906	115906	3.33302	3.33302	3.3
24	Prb 24	P24	105.093	105.093	105.093	66743	66742.9	66742.9	105.093	105.093	105.093	115602	115602	115602	28.5339	28.5339	28
25	Prb 25	P25	105.093	105.093	105.093	66743	66742.9	66742.9	105.093	105.093	105.093	115602	115602	115602	15.1631	15.1631	15
26	Prb 26	P26	104.953	104.952	104.952	66653.8	66653.7	66653.7	104.952	104.952	104.952	115448	115448	115448	15.1356	15.1356	15
27	Prb 27	P27	105.239	105.239	105.239	66835.5	66835.4	66835.4	105.239	105.239	105.239	115762	115762	115762	19.6376	19.6376	19
28	Prb 28	P28	104.953	104.952	104.952	66653.8	66653.7	66653.7	104.952	104.952	104.952	115448	115448	115448	19.6038	19.6037	19
29	Prb 29	P29	104.953	104.952	104.952	66653.8	66653.7	66653.7	104.952	104.952	104.952	115448	115448	115448	13.5511	13.5511	13
30	Prb 30	P30	104.934	104.934	104.934	66642.1	66642	66642	104.934	104.934	104.934	115427	115427	115427	13.4419	13.4419	13
31	Prb 31	P31	104.953	104.952	104.952	66653.8	66653.7	66653.7	104.952	104.952	104.952	115448	115448	115448	13.5511	13.5511	13
32	Prb 32	P32	104.934	104.934	104.934	66642.1	66642	66642	104.934	104.934	104.934	115427	115427	115427	13.4419	13.4419	13
33	Prb 33	P33	106.597	106.597	106.597	67698.4	67698.3	67698.3	106.597	106.597	106.597	117257	117257	117257	37.7169	37.7169	37
34	Prb 34	P34	105.947	105.947	105.947	67285.5	67285.5	67285.5	105.947	105.947	105.947	116542	116542	116542	37.1961	37.1961	37
35	Prb 35	P35	105.947	105.947	105.947	67285.5	67285.5	67285.5	105.947	105.947	105.947	116542	116542	116542	36.0949	36.0949	36
36	Prb 36	P36	104.934	104.934	104.934	66642.1	66642	66642	104.934	104.934	104.934	115427	115427	115427	36.2438	36.2438	36
37	Prb 37	P37	104.934	104.934	104.934	66642.1	66642	66642	104.934	104.934	104.934	115427	115427	115427	22.9941	22.9941	22
38	Prb 38	P38	104.521	104.521	104.521	66380	66379.9	66379.9	104.521	104.521	104.521	114973	114973	114973	22.9568	22.9568	22

Abbildung 10: Ergebnisse der Netzberechnung: *Messergebnisse*



	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q
1	Nr.	Name	User Name	UL1 [%]	UL2 [%]	UL3 [%]	UL1 [V]	UL2 [V]	UL3 [V]	U12 [%]	U23 [%]	U31 [%]	U12 [V]	U23 [V]	U31 [V]	IL1 [%]	IL2 [%
2	1	Prb 1	P1	105.539	105.539	105.539	67026.3	67026.2	67026.2	105.539	105.539	105.539	116093	116093	116093	44.8355	44.8355
3	2	Prb 2	P2	106.199	106.198	106.198	67445.1	67445	67445	106.198	106.198	106.198	116818	116818	116818	44.8138	44.8138
4	3	Prb 3	P3	105.539	105.539	105.539	67026.3	67026.2	67026.2	105.539	105.539	105.539	116093	116093	116093	44.8355	44.8355
5	4	Prb 4	P4	106.199	106.198	106.198	67445.1	67445	67445	106.198	106.198	106.198	116818	116818	116818	44.8138	44.8138
6	5	Prb 5	P5	106.199	106.198	106.198	67445.1	67445.1	67445	106.198	106.198	106.198	116818	116818	116818	87.4821	87.4821
7	6	Prb 6	P6	106.665	106.665	106.665	67741.2	67741.1	67741.1	106.665	106.665	106.665	117331	117331	117331	87.476	87.476
8	7	Prb 7	P7	106.199	106.198	106.198	67445.1	67445.1	67445	106.198	106.198	106.198	116818	116818	116818	26.3855	26.3855
9	8	Prb 8	P8	106.882	106.882	106.882	67879.3	67879.2	67879.2	106.882	106.882	106.882	117570	117570	117570	26.409	26.409
10	9	Prb 9	P9	106.199	106.198	106.198	67445.1	67445.1	67445	106.198	106.198	106.198	116818	116818	116818	9.17937	9.17937
11	10	Prb 10	P10	106.597	106.597	106.597	67698.4	67698.3	67698.3	106.597	106.597	106.597	117257	117257	117257	6.87962	6.87962
12	11	Prb 11	P11	106.665	106.665	106.665	67741.2	67741.1	67741.1	106.665	106.665	106.665	117331	117331	117331	15.5341	15.5341
13	12	Prb 12	P12	106.597	106.597	106.597	67698.4	67698.3	67698.3	106.597	106.597	106.597	117257	117257	117257	14.3255	14.3255
14	13	Prb 13	P13	106.665	106.665	106.665	67741.2	67741.1	67741.1	106.665	106.665	106.665	117331	117331	117331	14.3682	14.3682
15	14	Prb 14	P14	106.882	106.882	106.882	67879.3	67879.2	67879.2	106.882	106.882	106.882	117570	117570	117570	14.3964	14.3964
16	15	Prb 15	P15	106.665	106.665	106.665	67741.2	67741.1	67741.1	106.665	106.665	106.665	117331	117331	117331	10.1169	10.1169
17	16	Prb 16	P16	106.83	106.83	106.83	67846.2	67846.1	67846.1	106.83	106.83	106.83	117513	117513	117513	9.80507	9.80504
18	17	Prb 17	P17	106.597	106.597	106.597	67698.4	67698.3	67698.3	106.597	106.597	106.597	117257	117257	117257	31.3153	31.3153
19	18	Prb 18	P18	106.83	106.83	106.83	67846.2	67846.1	67846.1	106.83	106.83	106.83	117513	117513	117513	31.7896	31.7896
20	19	Prb 19	P19	105.539	105.539	105.539	67026.3	67026.2	67026.2	105.539	105.539	105.539	116093	116093	116093	31.8928	31.8928
21	20	Prb 20	P20	105.369	105.369	105.369	66918.6	66918.5	66918.5	105.369	105.369	105.369	115906	115906	115906	3.34814	3.34814
22	21	Prb 21	P21	105.239	105.239	105.239	66835.5	66835.4	66835.4	105.239	105.239	105.239	115762	115762	115762	28.522	28.5219
23	22	Prb 22	P22	105.539	105.539	105.539	67026.3	67026.2	67026.2	105.539	105.539	105.539	116093	116093	116093	31.9004	31.9004

Abbildung 11: *Messergebnisse*: Exportiert in eine XLSX-Datei für Excel

8.5 Anzeige der Ergebnisse der Netzberechnung in Tooltips

Nachdem mit Hilfe des Toolbar-Buttons oder dem Menüpunkt **Netzberechnung starten** die Berechnung eines stationären Netzzustandes durchgeführt wurde, können die Ergebnisse der Netzberechnung sowie wichtige Einstellwerte von Netzwerkelementen in einem kontextsensitiven Tooltip (Anzeigefenster) an der Position des Mauscursors angezeigt werden. Dazu muss der Mauscursor über das Netzwerkelement positioniert werden. Tooltips können als einzeilige oder mehrzeilige Tooltips verwendet werden.

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Netzberechnung starten**
- Toolbar-Button
- Tastenkürzel **Strg + E**

Wird an der Position des Mauscursors ein Netzwerkelement identifiziert, so werden dessen Ergebnisse der Netzberechnung in einem Tooltip wie nachfolgend dargestellt angezeigt. Die Angabe „**1 of 11**“ des einzeiligen Tooltips gibt an, dass mit einem Mauscursor **Up/Down** (Tastatur ↑ und ↓) bis zu elf Zeilen angezeigt werden können.

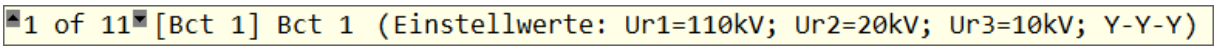


Abbildung 12: Einzeiliger kontextsensitiver Tooltip mit Ergebnissen der Netzberechnung

Nach der Ausführung der Netzberechnung kann das in der nachfolgenden Abbildung dargestellte **Right Mouse Button Menu** geöffnet werden, wenn auch in der Netzgrafik die Ergebnisse der Netzberechnung angezeigt werden. Verschiedene Optionen können mit dem kontextsensitiven Menü durch einen **Right Mouse Button Click** ausgeführt bzw. aktiviert/deaktiviert werden.

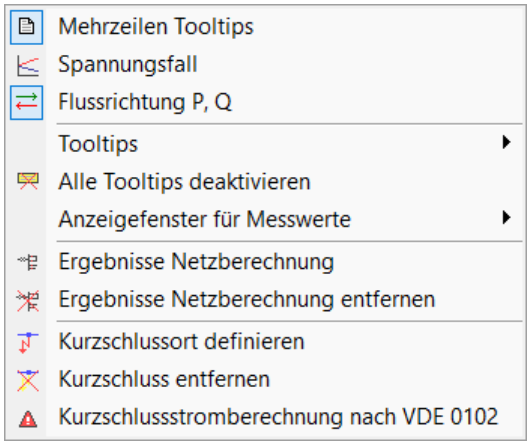


Abbildung 13: Kontextsensitives Menü *Ergebnisse Netzberechnung*

Tooltips zur Anzeige der Ergebnisse der Netzberechnung können auch mehrzeilig angezeigt werden. Näheres zu mehrzeiligen Tooltips kann in Lastfluss- und Kurzschlussberechnung: Berechnungsergebnisse nachgelesen werden. Mehrzeilige Tooltips sind in der Grundeinstellung aktiviert, können bei Bedarf nachfolgend erläutert aktiviert oder deaktiviert werden.

1. Stationäre Netzberechnung ausführen
2. Bei Anzeige der Netzberechnungsergebnisse in der Netzgrafik mit einem **Right Mouse Button Click** das oben dargestellte kontextsensitive Menü öffnen

3. Die Option **Mehrzeilen Tooltips** mit einem **Left Mouse Button Click** aktivieren oder deaktivieren.

Bedienelement	Bedeutung
Mehrzeilen Tooltips	Umschaltung zwischen der 1-zeiligen und der mehrzeiligen Darstellung der Messwerte nach einer stationären Netzberechnung.
Spannungsfall	Ein- bzw. Ausschalten der Anzeige des Spannungsfalls an den Sammelschienen des elektrischen Energieversorgungsnetzes.
Tooltips	Die Anzeige der Ergebnisse der **Lastfluss- und Kurzschlussberechnung** in Tooltips für die genannten Betriebsmittel kann in einem Untermenü ein- oder ausgeschaltet werden.
Alle Tooltips deaktivieren	Die Anzeige der **Lastfluss- und Kurzschlussberechnung** - Tooltips für alle Betriebsmittel kann in einem Untermenü ein- oder ausgeschaltet werden. Die Anzeige der Leiterströme und der Wirkleistungsflussrichtung an Leitungen bleibt erhalten.
Ergebnisse Netzberechnung	Berechnung eines stationären Netzzustandes, Darstellung der Ergebnisse in der Netzgrafik, Tabellen und in Tooltips.
Ergebnisse der Netzberechnung entfernen	Darstellung der Ergebnisse der Netzberechnung und ggfs. angezeigter Schaltzeiten eines Schalters in der Netzgrafik löschen.
Kurzschluss definieren	**Kurzschlussart und Kurzschlussort** können mit Hilfe des Mauscursors an einen Netzknoten angebunden werden.
Kurzschluss entfernen	Der Kurzschluss wird aus dem elektrischen Energieversorgungsnetz entfernt.
Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102	Die Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 wird ein- bzw. ausgeschaltet.

In dem Menüpunkt **Anzeigefenster für Messwerte** des kontextsensitiven Menüs kann die Anzeige der Ergebnisse in Tooltips abhängig vom Typ der Netzwerkelemente ein- oder ausgeschaltet werden.

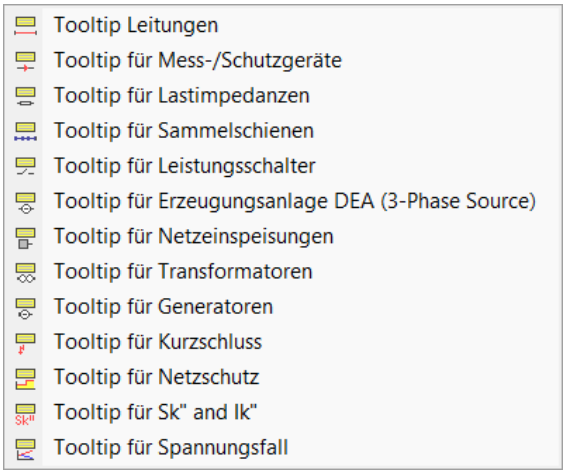


Abbildung 14: Ein- und Ausschalten der Tooltips im Menüpunkt *Anzeigefenster für Messwerte*

Abbildung 15: Toolbar zum Ein- und Ausschalten der Tooltips

Die Toolbar kann ein- und ausgeschaltet werden.

- Hauptmenü **Ansicht**
- Menüpunkt **Toolbar für Tooltips**

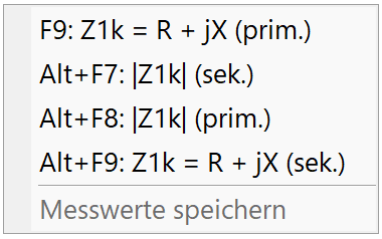


Abbildung 16: Anzeige der Kurzschlussimpedanzen im Mitsystem

8.6 Anzeige der Ergebnisse der Netzberechnung in einem Zeigerdiagramm

Die Ergebnisse der Netzberechnung können für das Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** in einem Zeigerdiagramm in der komplexen Ebene dargestellt werden. Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft den Dialog mit dem Zeigerdiagramm. Der Dialog kann parallel zum Hauptfenster von ATPDesigner geöffnet bleiben. Wird eine neue Netzberechnung gestartet, werden die Ergebnisse in dem Dialog aktualisiert.

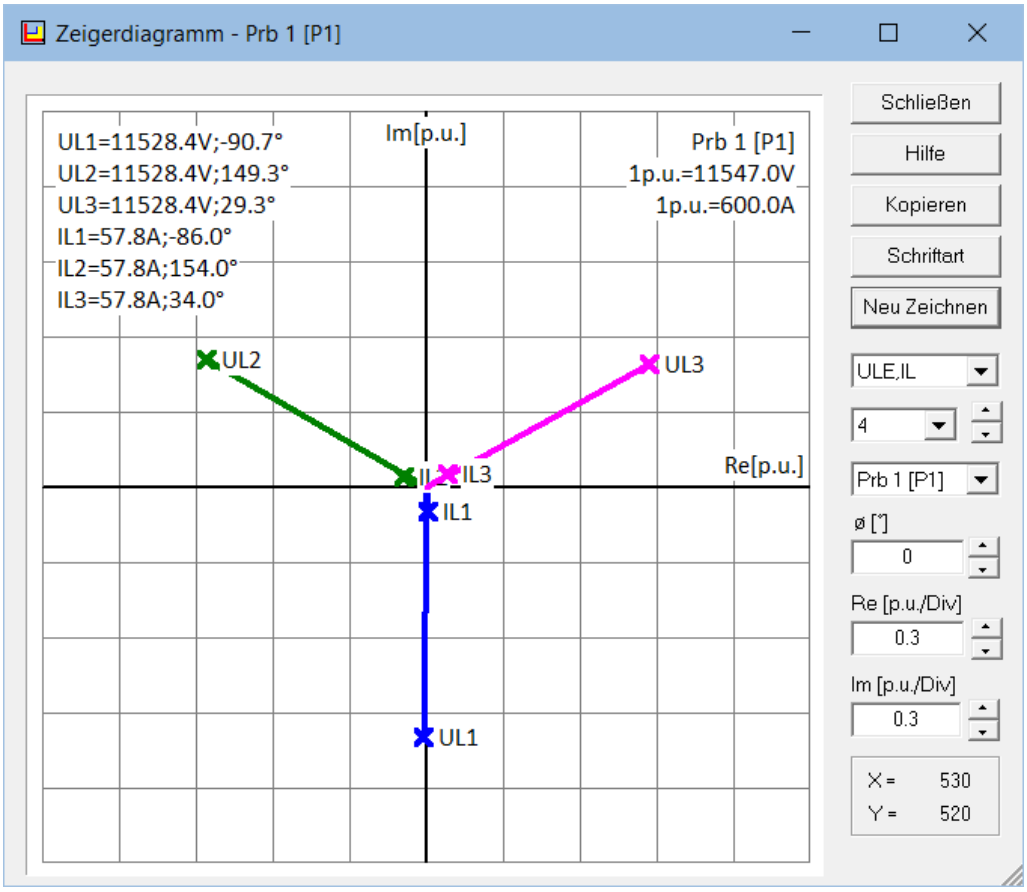


Abbildung 17: Ergebnisse der Netzberechnung in einem Zeigerdiagramm

Das Diagramm kann wie folgt geöffnet werden.

- Hauptmenü **Diagramme**
- Menüpunkt **Zeigerdiagramm für Lastflussberechnung**
- Toolbar für Lastflussberechnung

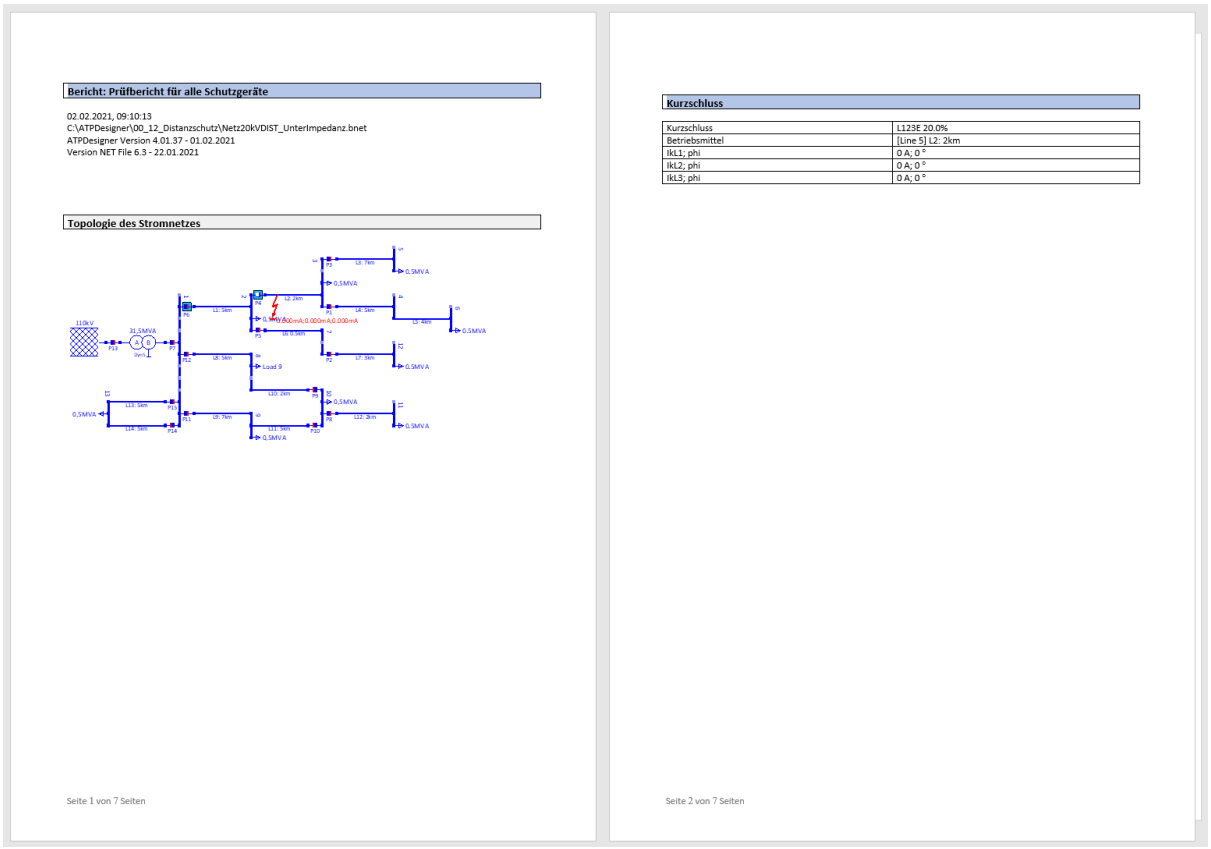
Einstellwert	Bedeutung
Schließen	Schließen des Dialogs
Kopieren	Das Diagramm wird als Bild (Enhanced Meta File Format (EMF)) in die Zwischenablage kopiert.
Schriftart	Schriftart des Diagramms einstellen
Neu Zeichnen	Diagramm neu zeichnen
Re [p.u./Div]	Skalierungsfaktor der reellen Achse
Im [p.u./Div]	Skalierungsfaktor der imaginären Achse
X=, Y=	Größe des Diagramms in X/Y-Richtung in Pixel
Ø[°]	Das Zeigerdiagramm kann um den Winkel gedreht werden. Damit kann z.B. eine der Spannungen in die horizontale Achse gedreht werden.

Mit Hilfe einer Auswahlliste können die darzustellenden elektrischen Signale ausgewählt werden. Abhängig von der Auswahl werden die p.u.-Skalierungsgrößen automatisch berechnet und im Diagramm angezeigt. Es muss beachtet werden, dass das Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** im Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) arbeitet. Die positive Messrichtung wird durch die Richtung des **roten** Pfeilsymbols des Netzwerkelementes angezeigt.

Auswahlliste	Darstellung im Diagramm	1 p.u. =
ULE, IL	▪ Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L123}$ ▪ Leiterströme $\underline{I}_{L123}$	▪ $U_n / \sqrt{3}$ ▪ I_n
P, Q	▪ Wirkleistung P ▪ Blindleistung Q	$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$
012	Spannungen und Ströme des Mitsystems, Gegensystems und Nullsystems (012-System)	▪ $U_n / \sqrt{3}$ ▪ I_1
0ab	Spannungen und Ströme des 0αβ-Systems	▪ $U_n / \sqrt{3}$ ▪ I_α
U0, I0	Nullspannung und Nullstrom	▪ $U_n / \sqrt{3}$ ▪ I_1

8.7 Ausgabe der Ergebnisse der Netzberechnung in einem Bericht

Die Ergebnisse der Netzberechnung und insbesondere der Netzschutzprüfung können als **Bericht** im **Office Open XML Format** [21] als **.XML-Datei** oder im **XLSX-Format** gespeichert und direkt in Textverarbeitungsprogrammen wie z.B. WORD oder Tabellenkalkulationen wie z.B. Excel eingelesen und weiterverarbeitet werden. Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft Ausschnitte eines automatisiert erstellten Berichtes, der als XML-Datei [21] direkt in Word eingelesen wurde.



Bericht: Prüfbericht für alle Schutzgeräte

02.02.2021, 09:10:13
C:\ATPDesigner\00_12_Distanzschutz\Netz20kVDIST_UnterImpedanz.bnet
ATPDesigner Version 4.01.37 - 01.02.2021
Version NET File 6.3 - 22.01.2021

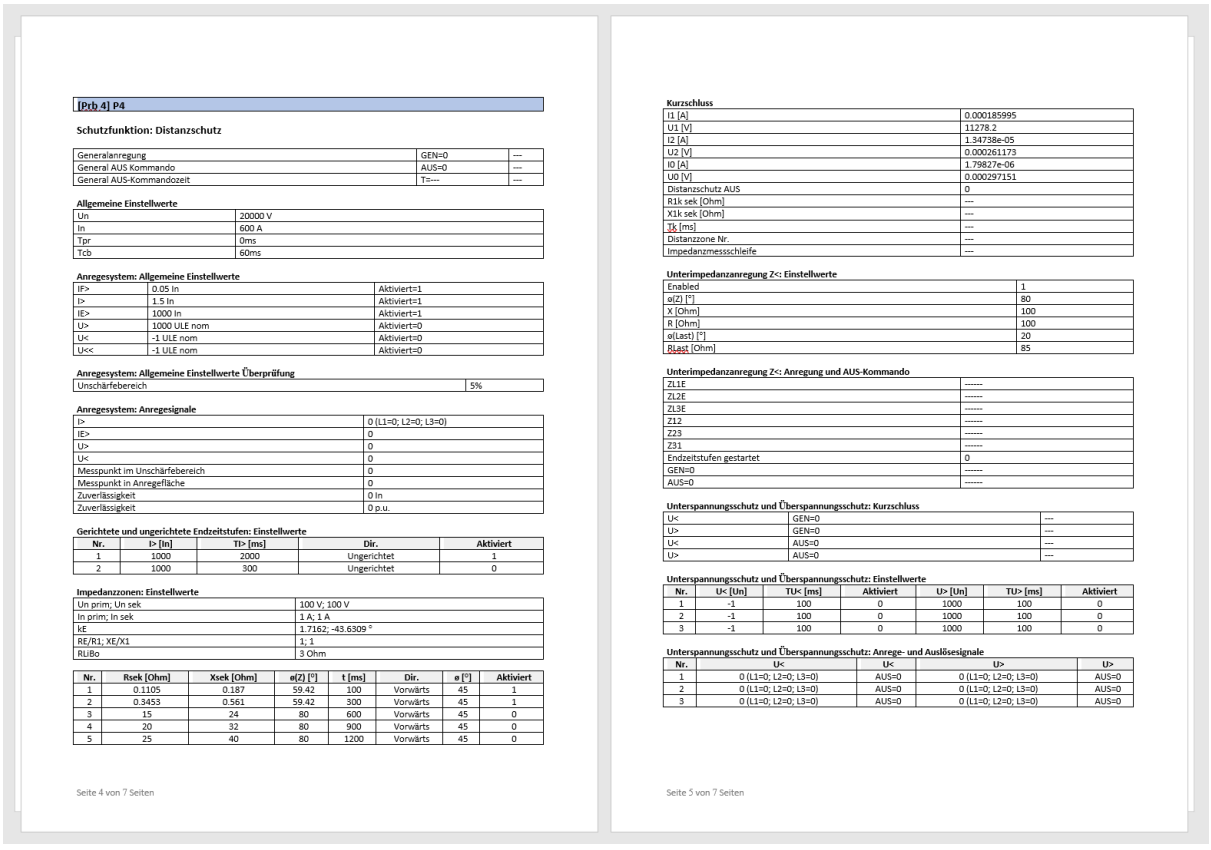
Topologie des Stromnetzes

Seite 1 von 7 Seiten

Kurzschluss

Kurzschluss	L123E 20.0%
Betriebsmittel	[Line 5] L2: 2km
IkL1; phi	0 A; 0 °
IkL2; phi	0 A; 0 °
IkL3; phi	0 A; 0 °

Seite 2 von 7 Seiten



[Prb 4] P4

Schutzfunktion: Distanzschutz

Generalanregung	GEN=0	---
General AUS Kommando	AUS=0	---
General AUS-Kommandozeit	T=---	---

Allgemeine Einstellwerte

Un	20000 V
In	600 A
Tpr	0ms
Tcb	60ms

Anregesystem: Allgemeine Einstellwerte

IF>	0.05 In	Aktiviert=1
I>	1.5 In	Aktiviert=1
IE>	1000 In	Aktiviert=1
U>	1000 ULE nom	Aktiviert=0
U<	-1 ULE nom	Aktiviert=0
U<<	-1 ULE nom	Aktiviert=0

Anregesystem: Allgemeine Einstellwerte Überprüfung

Unschärfebereich	5%

Anregesystem: Anregesignale

I>	0 (L1=0; L2=0; L3=0)
IE>	0
U>	0
U<	0
Messpunkt im Unschärfebereich	0
Messpunkt in Anregefläche	0
Zuverlässigkeit	0 In
Zuverlässigkeit	0 p.u.

Gerichtete und ungerichtete Endzeitstufen: Einstellwerte

Nr.	I> [In]	TI> [ms]	Dir.	Aktiviert
1	1000	2000	Ungerichtet	1
2	1000	300	Ungerichtet	0

Impedanzzonen: Einstellwerte

Un prim; Un sek	100 V; 100 V
In prim; In sek	1 A; 1 A
kE	1.7162; -43.6309 °
RE/R1; XE/X1	1; 1
RLiBo	3 Ohm

Nr.	Rsek [Ohm]	Xsek [Ohm]	ø(Z) [°]	t [ms]	Dir.	ø [°]	Aktiviert
1	0.1105	0.187	59.42	100	Vorwärts	45	1
2	0.3453	0.561	59.42	300	Vorwärts	45	1
3	15	24	80	600	Vorwärts	45	0
4	20	32	80	900	Vorwärts	45	0
5	25	40	80	1200	Vorwärts	45	0

Seite 4 von 7 Seiten

Kurzschluss

I1 [A]	0.000185995
U1 [V]	11278.2
I2 [A]	1.34738e-05
U2 [V]	0.000261173
I0 [A]	1.79827e-06
U0 [V]	0.000297151
Distanzschutz AUS	0
R1k sek [Ohm]	---
X1k sek [Ohm]	---
Tk [ms]	---
Distanzzone Nr.	---
Impedanzmessschleife	---

Unterimpedanzanregung Z<: Einstellwerte

Enabled	1
ø(Z) [°]	80
X [Ohm]	100
R [Ohm]	100
ø(Last) [°]	20
RLast [Ohm]	85

Unterimpedanzanregung Z<: Anregung und AUS-Kommando

ZL1E	------
ZL2E	------
ZL3E	------
Z12	------
Z23	------
Z31	------
Endzeitstufen gestartet	0
GEN=0	------
AUS=0	------

Unterspannungsschutz und Überspannungsschutz: Kurzschluss

U<	GEN=0	---
U>	GEN=0	---
U<	AUS=0	---
U>	AUS=0	---

Unterspannungsschutz und Überspannungsschutz: Einstellwerte

Nr.	U< [Un]	TU< [ms]	Aktiviert	U> [Un]	TU> [ms]	Aktiviert
1	-1	100	0	1000	100	0
2	-1	100	0	1000	100	0
3	-1	100	0	1000	100	0

Unterspannungsschutz und Überspannungsschutz: Anrege- und Auslösesignale

Nr.	U<	U<	U>	U>
1	0 (L1=0; L2=0; L3=0)	AUS=0	0 (L1=0; L2=0; L3=0)	AUS=0
2	0 (L1=0; L2=0; L3=0)	AUS=0	0 (L1=0; L2=0; L3=0)	AUS=0
3	0 (L1=0; L2=0; L3=0)	AUS=0	0 (L1=0; L2=0; L3=0)	AUS=0

Seite 5 von 7 Seiten

Abbildung 18: Automatisiert erstellter *Bericht* als XML-Datei [21]

8.8 Darstellung des Spannungsfalls ΔU an Sammelschienen

Wurde die Option zur Anzeige des Spannungsfalles

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Spannungsfall an Sammelschienen**
- Toolbar-Buttons oder

aktiviert, wird nach einer stationären Netzberechnung oder **Lastflussberechnung** der Spannungsfall an den Sammelschienen in Tooltips angegeben. Die Ausgabe des Tooltip direkt an der Sammelschiene erfolgt nur, wenn der Toolbar-Schalter eingeschaltet ist. Der Tooltip gibt den Spannungsfall oder die Spannungserhöhung für jede Leiter-Erd-Spannung $\underline{U}_{L123}$ in $\%U_n/\sqrt{3}$ an. Die nachfolgende Abbildung zeigt ein Stromnetz mit der Darstellung des Spannungsfalls an den Sammelschienen in Tooltips. Das Einschalten der Spannungsfallanzeige kann auch in dem kontextsensitiven Menü nach Abbildung 13 ein- und ausgeschaltet werden.

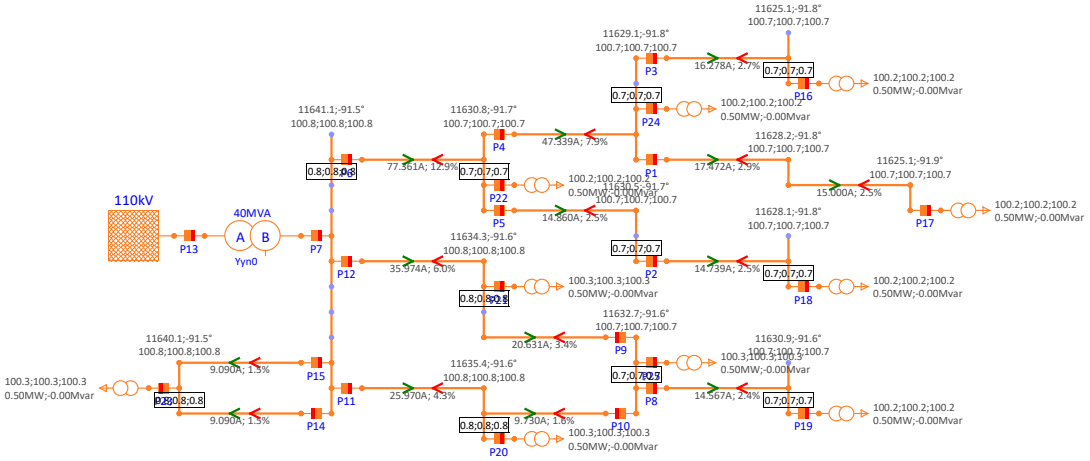


Abbildung 19: Spannungsfall ΔU an Sammelschienen (Toolbar-Button eingeschaltet)

Der Spannungsfall ΔU der Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L123}$ wird bezogen auf im Einstelldialog des Netzwerkelementes **Sammelschiene** eingestellte Nennspannung U_n berechnet und angezeigt.

$$\Delta U = \frac{U_{LE}}{U_n/\sqrt{3}}$$

Die Anzeige des Spannungsfalls kann auch mit Hilfe des kontextsensitiven Menüs **Ergebnisse der Netzberechnung** ein- oder ausgeschaltet werden.

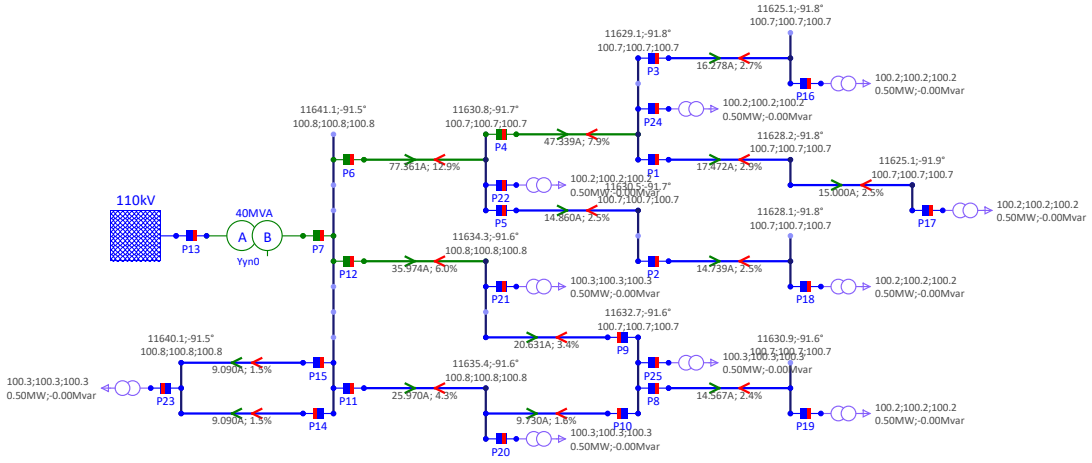


Abbildung 20: Anzeige der Beträge der Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L123}$ in $\%U_n/\sqrt{3}$

Die Anzeige des Tooltips mit dem Toolbar-Button kann mit dem nachfolgend dargestellten **Right Mouse Button Menu** ein- bzw. ausgeschaltet werden.

⇨ Das **Right Mouse Button Menu** wird nur angezeigt, wenn Ergebnisse der Netzberechnung in der Netzgrafik angezeigt werden.

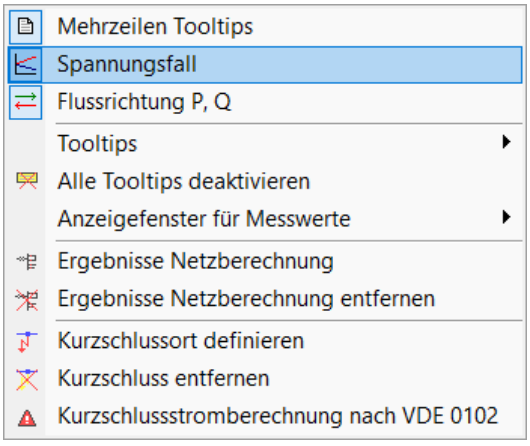


Abbildung 21: Toolbar-Button EIN/AUS mit dem Right Mouse Button Menu

8.9 Darstellung der Leistungsflussrichtung an Leitungen

Die Flussrichtung der resultierenden 3-phasigen Scheinleistung, die über eine Leitung transportiert wird, wird an den Leitungen mit Hilfe von Pfeilen in **grüner** Zeichenfarbe für die **Wirkleistung P** und **roter** Zeichenfarbe für die **Blindleistung Q** dargestellt. Im Falle eines symmetrischen Netzzustandes, d.h. ein fehlerfreier symmetrischer Netzzustand als auch ein 3pE/3p-Kurzschluss, ist die Flussrichtung der Leiterströme $\underline{I}_{L1}$, $\underline{I}_{L2}$ und $\underline{I}_{L3}$ identisch mit der Flussrichtung der über die Leitung fließenden Scheinleistung. Dies gilt allerdings grundsätzlich nicht im Falle unsymmetrischer Netzzustände insbesondere bei 1pE-, 2p- oder 2pE-Kurzschlüssen.

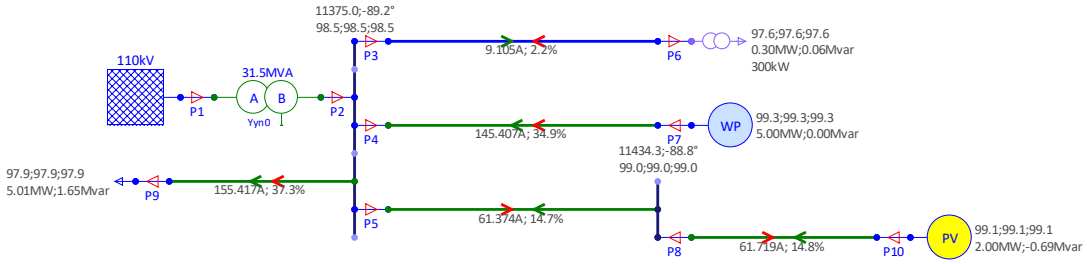


Abbildung 22: Anzeige der Leistungsflussrichtung

Die Leistungswerte können in dem Tooltip der Leitung optional angezeigt werden. Der Tooltip kann in der Tooltip-Toolbar mit dem Toolbar-Button ein- und ausgeschaltet werden.

```
[Line 4] [NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 3km
Einstellwerte: Imax=417A; Imax res=417A; Red.=1; Par.=1; L=3km; A=240mm2(Al); Ithr=22343.4A
Einstellwerte: NA2XS2Y 3x1x240 20kV; U<=-1.000p.u.; U>=1000.000p.u.; Un=20kV
L: IL1=8.931A, -82.0°, 2.1%; IL2=8.931A, 158.0°, 2.1%; IL3=8.931A, 38.0°, 2.1%
R: IL1=9.105A, 77.5°, 2.2%; IL2=9.105A, -42.5°, 2.2%; IL3=9.105A, -162.5°, 2.2%
L-R: dUL1=4.56552V, -51.153°, 0.040%; dUL2=4.56552V, -171.153°, 0.0%; dUL3=4.56553V, 68.847°, 0.0%
L: UL1=11375.0V, -89.2°, 98.5%; UL2=11375.0V, 150.8°, 98.5%; UL3=11375.0V, 30.8°, 98.5%
R: UL1=11371.4V, -89.2°, 98.5%; UL2=11371.4V, 150.8°, 98.5%; UL3=11371.4V, 30.8°, 98.5%
PVerl: Sv=109638.134VA; Pv=91.427W; Qv=-109638.096var; 0.001
L: S=304.776kVA; P=302.369kW; Q=-38.229kvar; 0.992
R: S=310.598kVA; P=-302.277kW; Q=-71.409kvar; -0.973
```

Abbildung 23: Tooltip einer Leitung mit den Ergebnissen der Lastflussberechnung

In der Abbildung oben fließt im oberen Leitungsabgang Wirkleistung zum Transformator mit Verbraucherlast. Im unteren Leitungsabgang ist zu erkennen, dass die Erzeugungsanlage Wirkleistung P (**grüner Pfeil**) einspeist und Blindleistung Q (**roter Pfeil**) im untererregten Betrieb bezieht.

Bedienelement	Bedeutung
	Ein- und Aus-Schalten der Leistungsflussrichtung Die roten und grünen Pfeile können mit Hilfe des Toolbar-Buttons ein- und ausgeschaltet werden.

Der linke oder rechte Knoten einer **Leitung** kann durch einen Einstellwert im Einstelldialog der Leitungen direkt in der Netzgrafik angezeigt werden.

8.9.1 Berechnung der Leistungsflussrichtung

Die Leistungsflussrichtungen von Wirkleistung P und Blindleistung Q der Netzwerkelemente **Leitung** wird mit Hilfe der 3-phasigen komplexen Scheinleistung $\underline{S}$ ermittelt. Dazu wird am linken Knoten „**L**“ der Leitung mit den Zeigern der zugehörigen Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L123}$ und den Leiterströmen $\underline{I}_{L123}$ die komplexe 3-phasige Scheinleistung $\underline{S}$ berechnet.

- Öffnen des Einstelldialogs des Netzwerkelementes **Leitung**
- Option **Links/Rechts** in der Registerkarte **Allgemeine Daten** aktivieren

Die Stromflussrichtung (d.h. die Messorientierung der Stromwandler) wird ausgehend vom linken Knoten „**L**“ in die Leitung hinein positiv gezählt. Es wird das Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) angewendet. Von den Knoten der Leitung aus gesehen werden Leistungsflüsse in die Leitung hinein mit positiven Zahlwerten dargestellt. In obiger Abbildung ist im oberen Leitungsabgang zu erkennen, dass die Wirkleistung **P** in Pfeilrichtung zum Transformator mit Verbraucherlast im Sinne einer Bezugsanlage fließen.

Es muss hier darauf hingewiesen werden, dass die zur Darstellung der Leistungsflussrichtung verwendete, resultierende 3-phasige Scheinleistung aus den Spannungen und Strömen der drei Leiter im Sinne der komplexen Wechselstromrechnung berechnet wird. Im Falle eines symmetrischen Netzzustandes, also im 3-phasigen symmetrischen Normalbetrieb, entspricht, bezogen auf das Verbraucherzählpfeilsystem (VZS), die Leistungsflussrichtung im natürlichen System der Leistungsflussrichtung im Mitsystem und damit den Stromflussrichtungen der Leiterströme $\underline{I}_{L123}$. Diese gilt bei unsymmetrischen Netzzuständen mit und ohne Kurzschluss nicht.

Die Berechnung der komplexen 3-phasigen Scheinleistung S am linken Knoten der Leitung erfolgt wie nachfolgend dargestellt [13].

$$\underline{S} = \underline{U}_{L1} \cdot \underline{I}_{L1}^{*} + \underline{U}_{L2} \cdot \underline{I}_{L2}^{*} + \underline{U}_{L3} \cdot \underline{I}_{L3}^{*}$$

mit $\underline{U} = U_{Re} + jU_{Im}$ und $\underline{I} = I_{Re} + jI_{Im}$

$$\underline{U} \cdot \underline{I}^{*} = \left(U_{Re} + jU_{Im}\right) \cdot \left(I_{Re} + jI_{Im}\right)^{*} = \left(U_{Re} + jU_{Im}\right) \cdot \left(I_{Re} - jI_{Im}\right)$$

$$\underline{U} \cdot \underline{I}^{*} = \left(U_{Re} \cdot I_{Re} + U_{Im} \cdot I_{Im}\right) + j\left(U_{Im} \cdot I_{Re} - U_{Re} \cdot I_{Im}\right)$$

$$P = Re(\underline{S}) \text{ und } Q = Im(\underline{S})$$

- $\underline{U}_{L1}$, $\underline{U}_{L2}$, $\underline{U}_{L3}$: Zeiger der Leiter-Erd-Spannungen am linken Knoten der Leitung
- $\underline{I}_{L1}$, $\underline{I}_{L2}$, $\underline{I}_{L3}$: Zeiger der Leiterströme am linken Knoten der Leitung, gemessen mit dem Verbraucherzählpfeilsystem (VZS), d.h. in die Leitung hineinfließend als positiver Wert

Mit der Definition in obiger Gleichung werden die vom linken oder rechten Knoten in die Leitung hineinfließende Wirkleistung sowie induktive Blindleistung mit gegenüber der Leiter-Erd-Spannung nacheilendem Leiterstrom einen positiven Zahlwert.

8.10 Umschaltung zwischen Einzeilen-Tooltip und Mehrzeilen-Tooltip

Die Darstellung der Ergebnisse der Netzberechnung kann in einem einzeiligen oder mehrzeiligen Tooltip erfolgen. Als Grundeinstellung wird immer der mehrzeilige Tooltip angezeigt, der beispielhaft in der nachfolgenden Abbildung dargestellt ist.

```
[3Ph 1] 500kW
Einstellwerte: Pn (IL:3p) = const.; Betriebsart S/P: Begrenzung IL = Imax deaktiviert
Einstellwerte: P=500.00kW; Un=0.400kV fn=50.00Hz; Phi=18.2°; E=0kWh
Einstellwerte: CP=0.950 untererregt; ILmax=911.6A; Sr=1000000000000000.000kVA
Einstellwerte: LVRT=VDE-AR-N 4110; s=100.0%; s(DEA)=100.0%; s(Zone)=100.0%; s(Bereich)=100.0%
Einstellwerte: s(Zone E-Mobile)=100.0%; s(Bereich E-Mobile)=100.0%
Einstellwerte: U>=1e+15p.u.; U<=0p.u.; NAP=Prb 4; NAP(LVRT)=Prb 5
U12=420.506V, 152.8°, 105.1%; U23=420.506V, 32.8°, 105.1%; U31=420.506V, -87.2°, 105.1%
UL1=242.779V, 122.8°, 105.1%; UL2=242.779V, 2.8°, 105.1%; UL3=242.779V, -117.2°, 105.1%
Um=0.242748kV
IL1=700.401A, 134.1°, [11.3°]; IL2=700.401A, 14.1°, [11.3°]; IL3=700.401A, -105.9°, [11.3°]
IL1=92.2%In; IL2=92.2%In; IL3=92.2%In [In=759.671A]
S=510.128710kVA, P=500.239691kW, Q=-99.957754kvar, 0.981
NAP: U1=11516.4V, -90.1°; I1=14.2A, -71.8°, [18.3°]
LVRT OFF: IL1=0.000A;0.00°; IL2=0.000A;0.00°; IL3=0.000A;0.00°
```

Abbildung 24: Mehrzeiliger Tooltip zur Anzeige von Berechnungsergebnissen

Die Umschaltung zwischen dem einzeiligen und mehrzeiligen Tooltip erfolgt mit Hilfe des kontextsensitiven Menüs in Abbildung 13, das mit einem **Right Mouse Button Click** geöffnet werden kann, wenn vorher eine Berechnung eines stationären Netzzustandes durchgeführt wurde.

8.11 Entfernen der Ergebnisse der Netzberechnung

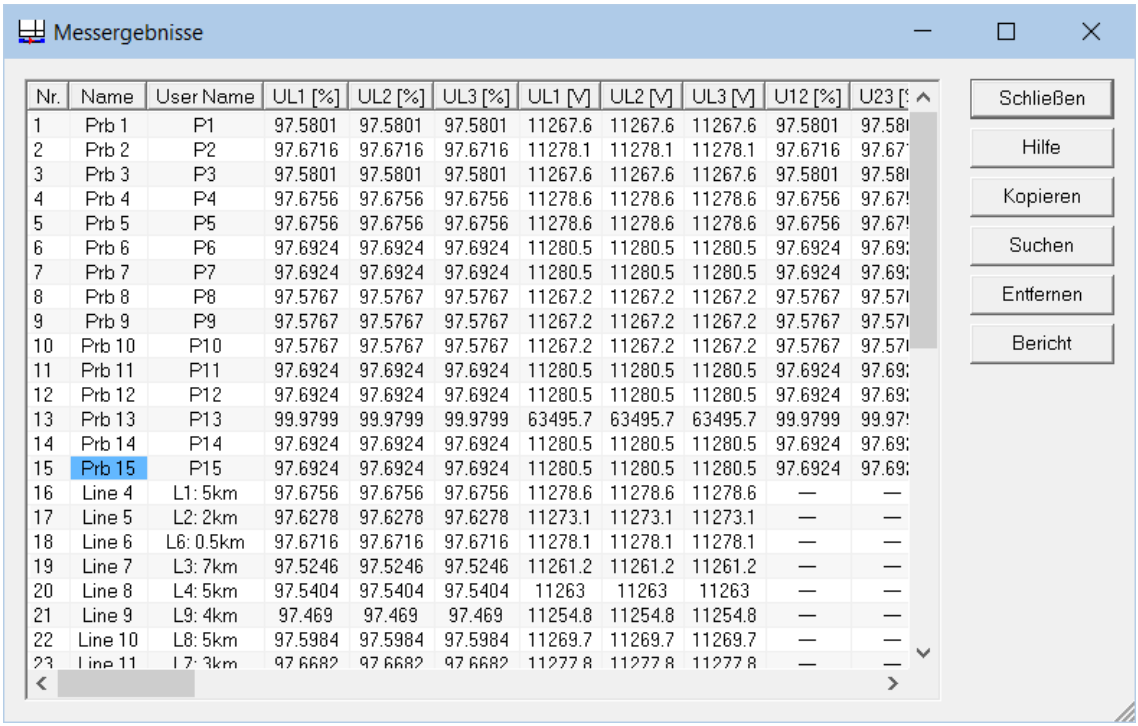
Die in der Netzgrafik oder in Tooltips angezeigte Ergebnisse der Netzberechnung können mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Button oder dem Menüpunkt **Netzberechnung entfernen** aus der Netzgrafik entfernt werden. Die angezeigten Tooltips oder in der Netzgrafik angezeigten Ergebnisse der Netzberechnung werden darüber hinaus immer dann entfernt, wenn eine wesentliche Änderung des Stromnetzes z.B. durch Änderung eines Einstellwertes erfolgt ist. Die Messwerte können ebenfalls mit dem kontextsensitiven Menüs Ergebnisse der Netzberechnung entfernt werden.

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Netzberechnung entfernen**

8.12 Ausgabe der Ergebnisse der Netzberechnung: *Messergebnisse*

Die Ergebnisse der Netzberechnung für im Stromnetz verwendete Netzwerkelemente können auch in einer Tabelle angezeigt oder in einem **Bericht** [21] ausgegeben werden. Die Tabelle kann im Falle einer Netzberechnung ohne und mit Kurzschlusses verwendet werden. Wird ein Betriebsmittel in der Netzgrafik mit einem **Left Mouse Button Click** ausgewählt und markiert, so wird das Betriebsmittel in der Liste farblich **blau** hinterlegt. Die Tabelle mit den Ergebnissen der Netzberechnung kann wie nachfolgend erläutert geöffnet werden.

- Toolbar-Button
- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Messergebnisse**



Nr.	Name	User Name	UL1 [%]	UL2 [%]	UL3 [%]	UL1 [V]	UL2 [V]	UL3 [V]	U12 [%]	U23 [%
1	Prb 1	P1	97.5801	97.5801	97.5801	11267.6	11267.6	11267.6	97.5801	97.58
2	Prb 2	P2	97.6716	97.6716	97.6716	11278.1	11278.1	11278.1	97.6716	97.67
3	Prb 3	P3	97.5801	97.5801	97.5801	11267.6	11267.6	11267.6	97.5801	97.58
4	Prb 4	P4	97.6756	97.6756	97.6756	11278.6	11278.6	11278.6	97.6756	97.67
5	Prb 5	P5	97.6756	97.6756	97.6756	11278.6	11278.6	11278.6	97.6756	97.67
6	Prb 6	P6	97.6924	97.6924	97.6924	11280.5	11280.5	11280.5	97.6924	97.69
7	Prb 7	P7	97.6924	97.6924	97.6924	11280.5	11280.5	11280.5	97.6924	97.69
8	Prb 8	P8	97.5767	97.5767	97.5767	11267.2	11267.2	11267.2	97.5767	97.57
9	Prb 9	P9	97.5767	97.5767	97.5767	11267.2	11267.2	11267.2	97.5767	97.57
10	Prb 10	P10	97.5767	97.5767	97.5767	11267.2	11267.2	11267.2	97.5767	97.57
11	Prb 11	P11	97.6924	97.6924	97.6924	11280.5	11280.5	11280.5	97.6924	97.69
12	Prb 12	P12	97.6924	97.6924	97.6924	11280.5	11280.5	11280.5	97.6924	97.69
13	Prb 13	P13	99.9799	99.9799	99.9799	63495.7	63495.7	63495.7	99.9799	99.97
14	Prb 14	P14	97.6924	97.6924	97.6924	11280.5	11280.5	11280.5	97.6924	97.69
15	Prb 15	P15	97.6924	97.6924	97.6924	11280.5	11280.5	11280.5	97.6924	97.69
16	Line 4	L1: 5km	97.6756	97.6756	97.6756	11278.6	11278.6	11278.6	—	—
17	Line 5	L2: 2km	97.6278	97.6278	97.6278	11273.1	11273.1	11273.1	—	—
18	Line 6	L6: 0.5km	97.6716	97.6716	97.6716	11278.1	11278.1	11278.1	—	—
19	Line 7	L3: 7km	97.5246	97.5246	97.5246	11261.2	11261.2	11261.2	—	—
20	Line 8	L4: 5km	97.5404	97.5404	97.5404	11263	11263	11263	—	—
21	Line 9	L9: 4km	97.469	97.469	97.469	11254.8	11254.8	11254.8	—	—
22	Line 10	L8: 5km	97.5984	97.5984	97.5984	11269.7	11269.7	11269.7	—	—
23	Line 11	L7: 3km	97.6682	97.6682	97.6682	11277.8	11277.8	11277.8	—	—

Abbildung 25: Ergebnisse der Netzberechnung: *Messergebnisse*

Bezeichner	Bedeutung
Name	Referenzname des Netzwerkelementes
User Name	Anwenderspezifischer Name des Netzwerkelementes
UL1 [V] , [%] **UL2 [V] , [%]** **UL3 [V] , [%]**	Betrag der Leiter-Erd-Spannungen in V Betrag der Leiter-Erd-Spannungen in % bezogen auf die dem jeweiligen Netzwerkelement zugeordneten Nennspannung $U_n/\sqrt{3}$
U12 [V], [%] **U23 [V] , [%]** **U31 [V] , [%]**	Betrag der Leiter-Leiter-Spannungen in V Betrag der Leiter-Leiter-Spannungen in % bezogen auf die dem jeweiligen Netzwerkelement zugeordneten Nennspannung U_n
IL1 [A] , [%] **IL2 [A] , [%]** **IL3 [A] , [%]**	Betrag der Leiterströme in A Betrag der Leiterströme in % bezogen auf den dem jeweiligen Netzwerkelement zugeordneten Nennstrom I_n
U1 [V] , [%] **U2 [V] , [%]** **U0 [V] , [%]**	Betrag der Mit- (1), Gegen- (2) und Nullsystemspannung (0) in V Betrag der Mit- (1), Gegen- (2) und Nullsystemspannung (0) in % bezogen auf die dem jeweiligen Netzwerkelement zugeordneten Nennspannung $U_n/\sqrt{3}$
I1 [V] , [%] **I2 [V] , [%]** **I0 [V] , [%]**	Betrag des Mit- (1), Gegen- (2) und Nullsystemstroms (0) in A Betrag des Mit- (1), Gegen- (2) und Nullsystemstroms (0) in % bezogen auf den dem jeweiligen Netzwerkelement zugeordneten Nennstrom I_n
ILmax [A] , [%]	Betrag des größten der drei Leiterströme in A Betrag des größten der drei Leiterströme in % bezogen auf den dem jeweiligen Netzwerkelement zugeordneten Nennstrom I_n
Zone	Die **Zone** des Netzwerkelementes
S [VA]	Dreiphasige Scheinleistung in VA
P [W]	Dreiphasige Wirkleistung in W
Q [var]	Dreiphasige Blindleistung in var
CosPhi	Verschiebungsfaktor cos φ = P / S
SL1 [VA]	

SL2 [VA] **SL3 [VA]**	Einphasige Scheinleistung der drei Leiter L1, L2, L3 in VA
PL1 [W] **PL2 [W]** **PL3 [W]**	Einphasige Wirkleistung der drei Leiter L1, L2, L3 in W
QL1 [var] **QL2 [var]** **QL3 [var]**	Einphasige Blindleistung der drei Leiter L1, L2, L3 in var
Sv [VA] **Pv [W]** **Qv [var]** **CosPhi**	Dreiphase Verlustleistungen (Schein- Wirk- und Blindleistung) in VA, W und var, Verschiebungsfaktor cos $\varphi = P_v / S_v$
Kopieren	Die in der Liste angezeigten Messwerte inklusive der Spaltenüberschriften können in die Zwischenablage kopiert und weiterverarbeitet werden. Die Messwerte sind durch Semikolon „;“ im Sinne einer .CSV-Datei getrennt.
Suchen	Ist eine Zeile der Tabelle mit einem **Left Mouse Button Click** markiert, so wird das Netzwerkelement in der Netzgrafik mit einer **roten Markierungsfläche** markiert.
Entfernen	Dir **rote Markierungsfläche** wird in der Netzgrafik entfernt.
Bericht	Die in der Liste angezeigten Messwerte inklusive der Spaltenüberschriften können ▪ in einer XML-Datei [21] oder einer Datei im XLSX-Format gespeichert und direkt z.B. in Excel eingelesen werden oder ▪ in einer Textdatei im JSON-Format [28] gespeichert werden.
Hilfe	Die Hilfedatei wird geöffnet
Schließen	Der Dialog wird geschlossen.

8.12.1 Kopieren - Ausgabe der Ergebnisse in eine .CSV-Datei

Die Ergebnisse der Netzberechnung können als **.CSV-Datei** in die Zwischenablage kopiert, in eine Tabellenkalkulation eingefügt und weiterverarbeitet werden.

```
1  Nr;Name;User Name;UL1 [%];UL2 [%];UL3 [%];UL1 [V];UL2 [V];UI
2  1;Prb 1;P1;98,7654;98,7654;98,7654;11404,4;11404,4;11404,4;9
3  2;Prb 2;P2;98,6489;98,6489;98,6489;11391;11391;11391;98,648
4  3;Prb 3;P3;98,4128;98,4129;98,4128;11363,7;11363,7;11363,7;9
5  4;Prb 4;P4;98,5314;98,5314;98,5314;11377,4;11377,4;11377,4;9
6  5;Prb 5;P5;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0;0
7  6;Prb 6;P6;98,7654;98,7654;98,7654;11404,4;11404,4;11404,4;9
8  7;Prb 7;P7;98,7659;98,7659;98,7659;11404,5;11404,5;11404,5;9
9  8;Line 1;[NA2XS2Y 3x1x240 20kV] Line 1;98,6489;98,6489;98,64
10 9;Line 4;[NA2XS2Y 3x1x240 20kV] Line 4;98,5314;98,5314;98,53
11 10;Line 5;[NA2XS2Y 3x1x240 20kV] Line 5;98,7659;98,7659;98,7
12 11;Line 6;[NA2XS2Y 3x1x240 20kV] Line 4;98,4128;98,4129;98,4
13 12;Bb 1;;98,7654;98,7654;98,7654;11404,4;11404,4;11404,4;98,
14 13;Bb 2;;98,6489;98,6489;98,6489;11391;11391;11391;98,6489;9
15 14;Bb 3;;98,7659;98,7659;98,7659;11404,5;11404,5;11404,5;98,
16 15;Bb 4;;98,5314;98,5314;98,5314;11377,4;11377,4;11377,4;98,
17
```

Abbildung 26: *Messergebnisse*: Exportiert in eine .CSV-Datei in der Zwischenablage

Die alphabetische Reihenfolge der Messergebnisse in der Tabelle wird durch einen Sortieralgorithmus sichergestellt. Solange kein Netzwerkelement gelöscht oder hinzugefügt wird, ist die Reihenfolge unverändert . Daher kann die Liste zum einfachen Aufbau von Diagrammen z.B. mit Excel verwendet werden.

8.12.2 Bericht - Ausgabe der Ergebnisse in eine .XML-Datei

Die Ergebnisse der Netzberechnung können als **Bericht** im Format einer **.XML-Datei im Office Open XML Format [21]** gespeichert und direkt in eine Tabellenkalkulation wie z.B. Excel eingelesen werden, nicht aber in ein Textverarbeitungssystem wie z.B. Word. Inhalt und Aufbau sind identisch zu der Liste für die .CSV-Datei. In der nachfolgenden Abbildung ist ein Beispiel dargestellt.

- **Left Mouse Button Click** auf den Button **Bericht**
- Auswahl des Dateifilters **XML-Datei (*.XML)** im Dialog **Speichern unter**

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	
1	Nr.	Name	User Name	UL1 [%]	UL2 [%]	UL3 [%]	UL1 [V]	UL2 [V]	UL3 [V]	U12 [%]	U23 [%]	U31 [%]	U1
2	1	Prb 1	P1	99,1744	99,1744	99,1744	229,034	229,034	229,034	99,1744	99,1744	99,1744	396
3	2	Prb 2	P2	98,462	98,4621	98,462	227,388	227,388	227,388	98,462	98,462	98,462	393
4	3	Prb 3	P3	97,4892	97,4892	97,4892	225,142	225,142	225,142	97,4892	97,4892	97,4892	389
5	4	Line 4	4x150 0.4kV]	99,1745	99,1745	99,1745	229,034	229,034	229,034	---	---	---	
6	5	Line 5	4x150 0.4kV]	98,462	98,4621	98,462	227,388	227,388	227,388	---	---	---	
7	6	Line 6	4x150 0.4kV]	97,4892	97,4892	97,4891	225,142	225,142	225,142	---	---	---	
8	7	Bb 1	Bb 1	99,1745	99,1745	99,1745	229,034	229,034	229,034	99,1745	99,1745	99,1745	396
9	8	Bb 2		98,462	98,4621	98,462	227,388	227,388	227,388	98,462	98,462	98,462	393
10	9	Bb 3	Bb 3	97,4892	97,4892	97,4891	225,142	225,142	225,142	97,4892	97,4892	97,4892	389
11	10	Tra 1	Tra 1	---	---	---	---	---	---	---	---	---	
12													

Abbildung 27: *Messergebnisse*: Exportiert in eine XML-Datei für Excel

8.12.3 Bericht - Ausgabe der Ergebnisse in eine .XLSX-Datei

Die Ergebnisse der Netzberechnung können als **Bericht** im Format einer **.XLSX-Datei** gespeichert und direkt in eine Tabellenkalkulation wie z.B. Excel eingelesen werden.

- **Left Mouse Button Click** auf den Button **Bericht**
- Auswahl des Dateifilters **XLSX-Datei (*.XLSX)** im Dialog **Speichern unter**

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q
1	Nr.	Name	User Name	UL1 [%]	UL2 [%]	UL3 [%]	UL1 [V]	UL2 [V]	UL3 [V]	U12 [%]	U23 [%]	U31 [%]	U12 [V]	U23 [V]	U31 [V]	IL1 [%]	IL2 [%
2	1	Prb 1	P1	105.539	105.539	105.539	67026.3	67026.2	67026.2	105.539	105.539	105.539	116093	116093	116093	44.8355	44.8355
3	2	Prb 2	P2	106.199	106.198	106.198	67445.1	67445	67445	106.198	106.198	106.198	116818	116818	116818	44.8138	44.8138
4	3	Prb 3	P3	105.539	105.539	105.539	67026.3	67026.2	67026.2	105.539	105.539	105.539	116093	116093	116093	44.8355	44.8355
5	4	Prb 4	P4	106.199	106.198	106.198	67445.1	67445	67445	106.198	106.198	106.198	116818	116818	116818	44.8138	44.8138
6	5	Prb 5	P5	106.199	106.198	106.198	67445.1	67445.1	67445	106.198	106.198	106.198	116818	116818	116818	87.4821	87.4821
7	6	Prb 6	P6	106.665	106.665	106.665	67741.2	67741.1	67741.1	106.665	106.665	106.665	117331	117331	117331	87.476	87.476
8	7	Prb 7	P7	106.199	106.198	106.198	67445.1	67445.1	67445	106.198	106.198	106.198	116818	116818	116818	26.3855	26.3855
9	8	Prb 8	P8	106.882	106.882	106.882	67879.3	67879.2	67879.2	106.882	106.882	106.882	117570	117570	117570	26.409	26.409
10	9	Prb 9	P9	106.199	106.198	106.198	67445.1	67445.1	67445	106.198	106.198	106.198	116818	116818	116818	9.17937	9.17937
11	10	Prb 10	P10	106.597	106.597	106.597	67698.4	67698.3	67698.3	106.597	106.597	106.597	117257	117257	117257	6.87962	6.87962
12	11	Prb 11	P11	106.665	106.665	106.665	67741.2	67741.1	67741.1	106.665	106.665	106.665	117331	117331	117331	15.5341	15.5341
13	12	Prb 12	P12	106.597	106.597	106.597	67698.4	67698.3	67698.3	106.597	106.597	106.597	117257	117257	117257	14.3255	14.3255
14	13	Prb 13	P13	106.665	106.665	106.665	67741.2	67741.1	67741.1	106.665	106.665	106.665	117331	117331	117331	14.3682	14.3682
15	14	Prb 14	P14	106.882	106.882	106.882	67879.3	67879.2	67879.2	106.882	106.882	106.882	117570	117570	117570	14.3964	14.3964
16	15	Prb 15	P15	106.665	106.665	106.665	67741.2	67741.1	67741.1	106.665	106.665	106.665	117331	117331	117331	10.1169	10.1169
17	16	Prb 16	P16	106.83	106.83	106.83	67846.2	67846.1	67846.1	106.83	106.83	106.83	117513	117513	117513	9.80507	9.80504
18	17	Prb 17	P17	106.597	106.597	106.597	67698.4	67698.3	67698.3	106.597	106.597	106.597	117257	117257	117257	31.3153	31.3153
19	18	Prb 18	P18	106.83	106.83	106.83	67846.2	67846.1	67846.1	106.83	106.83	106.83	117513	117513	117513	31.7896	31.7896
20	19	Prb 19	P19	105.539	105.539	105.539	67026.3	67026.2	67026.2	105.539	105.539	105.539	116093	116093	116093	31.8928	31.8928
21	20	Prb 20	P20	105.369	105.369	105.369	66918.6	66918.5	66918.5	105.369	105.369	105.369	115906	115906	115906	3.34814	3.34814
22	21	Prb 21	P21	105.239	105.239	105.239	66835.5	66835.4	66835.4	105.239	105.239	105.239	115762	115762	115762	28.522	28.5219
23	22	Prb 22	P22	105.539	105.539	105.539	67026.3	67026.2	67026.2	105.539	105.539	105.539	116093	116093	116093	31.9004	31.9004
24	23	Prb 23	P23	105.369	105.369	105.369	66918.6	66918.5	66918.5	105.369	105.369	105.369	115906	115906	115906	3.33203	3.33203

Messwerte

Abbildung 28: *Messergebnisse*: Exportiert in eine XLSX-Datei für Excel

8.12.4 Bericht - Ausgabe der Ergebnisse in eine .JSON-Datei

Die Ergebnisse der Netzberechnung können als **Bericht** im **.JSON-Format** [28] gespeichert werden. In der nachfolgenden Abbildung ist ein Beispiel dargestellt.

- **Left Mouse Button Click** auf den Button **Bericht**
- Auswahl des Dateifilters **JSON-Datei (*.JSON)** im Dialog **Speichern unter**

Das Format der JSON-Datei ist in Lastflussberechnung – Ergebnisse in einer JSON-Datei speichern näher erläutert.


```
[
	{
	"Name Software": "ATPDesigner",
	"Version Software": "Version 4.01.91 - 27.12.2023",
	"Version Net File": "Version NET File 6.3 - 22.01.2021",
	"File Name": "C:\ATPDesigner\Netzschutz2023\Netz20kVSchutzTemplateV4.bnet",
	"timestamp": "28.12.2023 21:10:07",
	"fn [Hz]": 50
	},
	{
	"Name": "Prb 1",
	"User Name": "P1",
	"UL1 [%]": 97.1939,
	"UL2 [%]": 97.1939,
	"UL3 [%]": 97.1939,
	"UL1 [V]": 11223,
	"UL2 [V]": 11223,
	"UL3 [V]": 11223,
	"U12 [%]": 97.1939,
	"U23 [%]": 97.1939,
	"U31 [%]": 97.1939,
	"U12 [V]": 19438.8,
	"U23 [V]": 19438.8,
	"U31 [V]": 19438.8,
	"IL1 [%]": 2.47983,
	"IL2 [%]": 2.47983,
	"IL3 [%]": 2.47985,
	"IL1 [A]": 14.879,
	"IL2 [A]": 14.879,
	"IL3 [A]": 14.8791,
	"U1 [%]": 97.1939,
	"U2 [%]": 2.50037e-06,
	"U0 [%]": 2.92918e-06,
	"U1 [V]": 11223,
	"U2 [V]": 0.000288717,
	"U0 [V]": 0.000338233,
	"I1 [%]": 2.47984,
	"I2 [%]": 8.06956e-06,
	"I0 [%]": 1.0457e-05,
	"I1 [A]": 14.879,
	"I2 [A]": 4.84174e-05,
	"I0 [A]": 6.27417e-05,
	"ILmax [%]": 2.47985,
	"ILmax [A]": 14.8791,
	"Zone": 0,
	"S [VA]": 500961,
	"P [W]": 500298,
	"Q [var]": 25772.8,
	"CosPhi": 0.998676,
	"SL1 [VA]": 166987,
	"SL2 [VA]": 166986,
	"SL3 [VA]": 166988,
	"PL1 [W]": 166766,
```

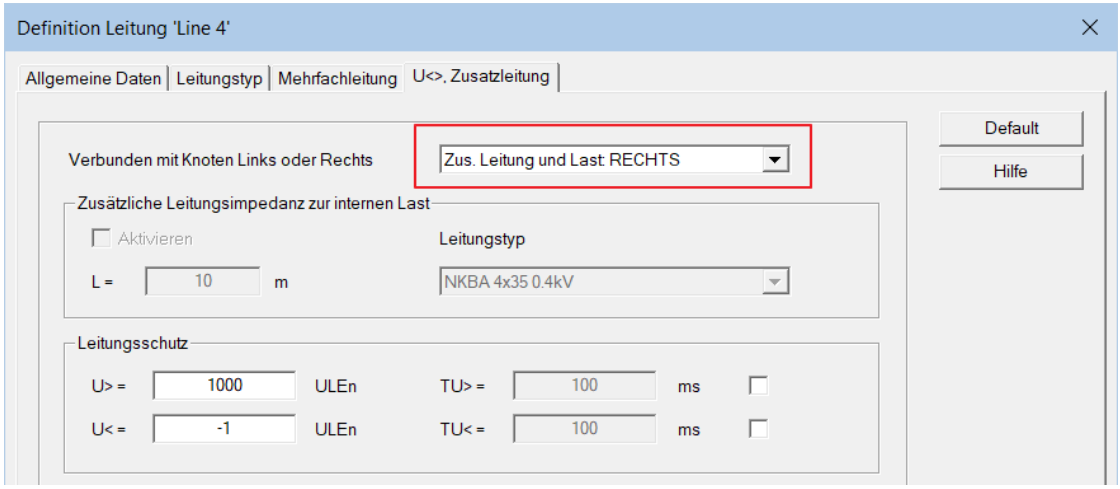
```
        "PL2 [W]": 166765,
        "PL3 [W]": 166767,
        "QL1 [var]": 8590.83,
        "QL2 [var]": 8591.38,
        "QL3 [var]": 8590.62,
        "Sv [VA]": "---",
        "Pv [W]": "---",
        "Qv [var]": "---",
        "CosPhi": "---"
        },
…
```


Abbildung 29: *Messergebnisse*: Exportiert in eine JSON-Datei

8.12.5 Hinweis: Spannungen des Netzwerkelementes *Leitung*

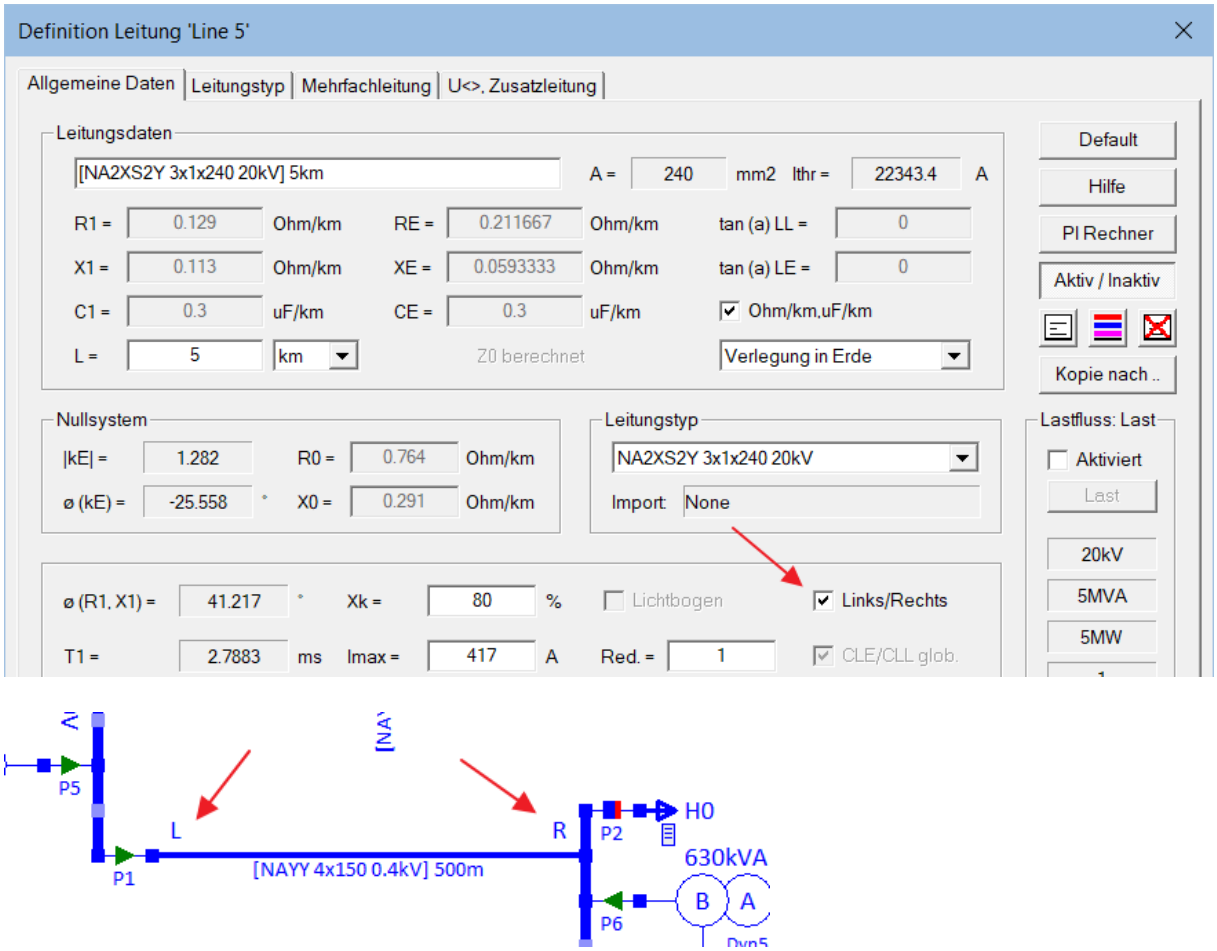
Das Netzwerkelement **Leitung** besteht bei einer Einfachleitung aus zwei Knoten je einer am Ende der Einfachleitung, bei Doppelleitungen aus vier Knoten. Um den Umfang der Spannungswerte in der Tabelle auch für das Netzwerkelement **Leitung** auf einen Knoten zu begrenzen, werden folgende Regeln angewendet.

1. Für eine **Einfachleitung** werden die Spannungen von nur einem der beiden Leitungsknoten verwendet. Die Auswahl des Leitungsknotens erfolgt mit dem Einstellwert **Verbunden mit Knoten Links oder Rechts** in der Registerkarte **U<>, Zusatzleitung** des Einstelldialogs des Netzwerkelementes **Leitung**. Die nachfolgende Abbildung zeigt den Einstellwert beispielhaft für den Leitungsknoten rechts.



Mit dem Einstellwert kann der Leitungsknoten ausgewählt werden, an dem die **Über-/Unterspannungsüberwachung U<>** ausgeführt wird. Zusätzlich kann die interne Verbraucherlast für diesen Leitungsknoten aktiviert werden. Unabhängig davon werden die Leiter-Erd-Spannungen an dem ausgewählten Leitungsknoten immer berechnet.

Die Lage des linken oder rechten Leitungsknotens kann einfach überprüft werden. Durch Aktivierung des Einstellwertes **Links/Rechts** in der Registerkarte **Allgemeine Daten** des Einstelldialogs der Leitung werden nach Schließen des Einstelldialogs die Leitungsknoten mit **R** = rechts bzw. **L** = links gekennzeichnet.



⇨ Es wird empfohlen zu überprüfen, ob an welchem der beiden Leitungsknoten die Spannungsmessung ausgeführt werden soll.

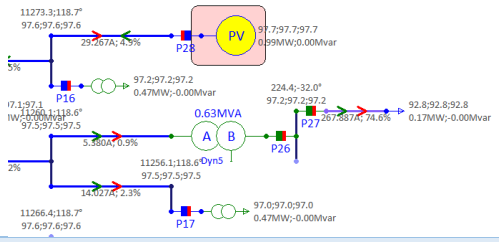
2. Ist eine Leitung als **Doppelleitung** eingestellt, so erfolgt keine Ausgabe der Spannungsmesswerte in der Tabelle.

8.13 Ergebnisse der Lastflussberechnung für Betriebsmittel

Die Messergebnisse für ausgewählte Betriebsmittel wie z.B. die Netzwerkelemente **Sammelschiene**, **Leitung** und **Transformator** werden nach einer Lastflussberechnung in einem Dialog wie nachfolgend dargestellt angezeigt. Überlastungen oder unzulässige Netzspannungen werden farblich **rot** markiert.

⇨ Wird ein Betriebsmittel in der Netzgrafik mit einem **Left Mouse Button Click** ausgewählt und markiert, so wird das Betriebsmittel in der Liste farblich **blau** hinterlegt. Es muss allerdings darauf geachtet werden, dass nur ein einziges Netzwerkelement markiert ist.

Bezeichner	Bedeutung
Ref.Name	Referenzname des Netzwerkelementes
Name	Anwenderspezifischer Name des Netzwerkelementes
Aktiviert	**EIN** = aktiviert, **AUS** = deaktiviert Mit einem Doppelklick kann das Netzwerkelement aktiviert oder deaktiviert werden. Ist das Netzwerkelement deaktiviert, so wird die Zelle der im Einstelldialog **Farben** entsprechend gewählte Farbe eingefärbt. In der Grundeinstellung wird die Farbe **magenta** verwendet.
Last [%]	Auslastung des Betriebsmittels in %. Die Auslastung werden entsprechend den im Einstelldialog **Farben I>** eingestellten Farben für Werte >100% eingefärbt. In der Grundeinstellung werden folgende Farben verwendet: ▪ Auslastung 100 ...120% : **Orange** in der Spalte **Ergebnisse** ▪ Auslastung > 120% : **Rot** in der Spalte **Ergebnisse**
ULLmin [%]	Minimaler Betrag der Leiter-Leiter-Spannungen bezogen auf U_n
ULEmin [%]	Minimaler Betrag der Leiter-Erd-Spannung bezogen auf U_n / √3
ULLmax[%]	Maximaler Betrag der Leiter-Leiter-Spannungen bezogen auf U_n
ULEmax [%]	Maximaler Betrag der Leiter-Erd-Spannung bezogen auf U_n / √3
U1 [%]	Betrag der Mitsystemspannung bezogen auf U_n / √3
U2 / U1 [%]	Betrag der Gegensystemspannung zur Mitsystemspannung
Ergebnisse	Ergebnis der Analyse Bei einer **roten** Markierung ist das Betriebsmittel überlastet oder der Betrag der Spannung liegt außerhalb des zulässigen Bereiches.
Netzzustand	Netzzustand des Netzwerkelementes nach dem BDEW-Ampelkonzept [22]
Kopieren	Die in der Liste angezeigten Messwerte inklusive der Spaltenüberschriften können in die Zwischenablage kopiert und weiterverarbeitet werden. Die Messwerte sind durch Semikolon „;“ im Sinne einer .CSV-Datei getrennt.
Suchen	Ist eine Zeile der Tabelle mit einem **Left Mouse Button Click** markiert, so wird das Netzwerkelement in der Netzgrafik mit einer **roten Markierungsfläche** markiert. Die Abbildung zeigt ein Beispiel.

	
Entfernen	Die **rote Markierungsfläche** wird in der Netzgrafik entfernt.
Bericht	Die in der Liste angezeigten Messwerte inklusive der Spaltenüberschriften können in einer XML-Datei [21] gespeichert und direkt z.B. in Word eingelesen und als Tabelle dargestellt werden.
Schließen	Der Dialog wird geschlossen.

	Bedeutung
ULL<> [%] **ULE<> [%]**	Netzspannung Leiter-Leiter U_{LL} und Leiter-Erde U_{LE} in %. Die Netzspannung wird durch die im Einstelldialog **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **Lastfluss: Lasten** enthaltenen Grenzwerte überwacht und bei einer Grenzwertverletzung in der Spalte **Res. rot** markiert.
Suchen	Wenn ein Netzwerkelement mit einem **Left Mouse Button Click** in einer Zeile der Tabelle markiert wurde, kann das Netzwerkelement in der Netzgrafik gesucht und mit einer **roten Markierungsfläche** markiert werden.
Entfernen	Ggfs. vorhandene Markierungen werden gelöscht.
Kopieren	Inhalt der Tabelle in die Zwischenablage kopieren
Bericht	Ausgabe des Tabelleninhaltes in eine XML-Datei, die direkt in Word eingelesen und weiterverarbeitet werden kann.

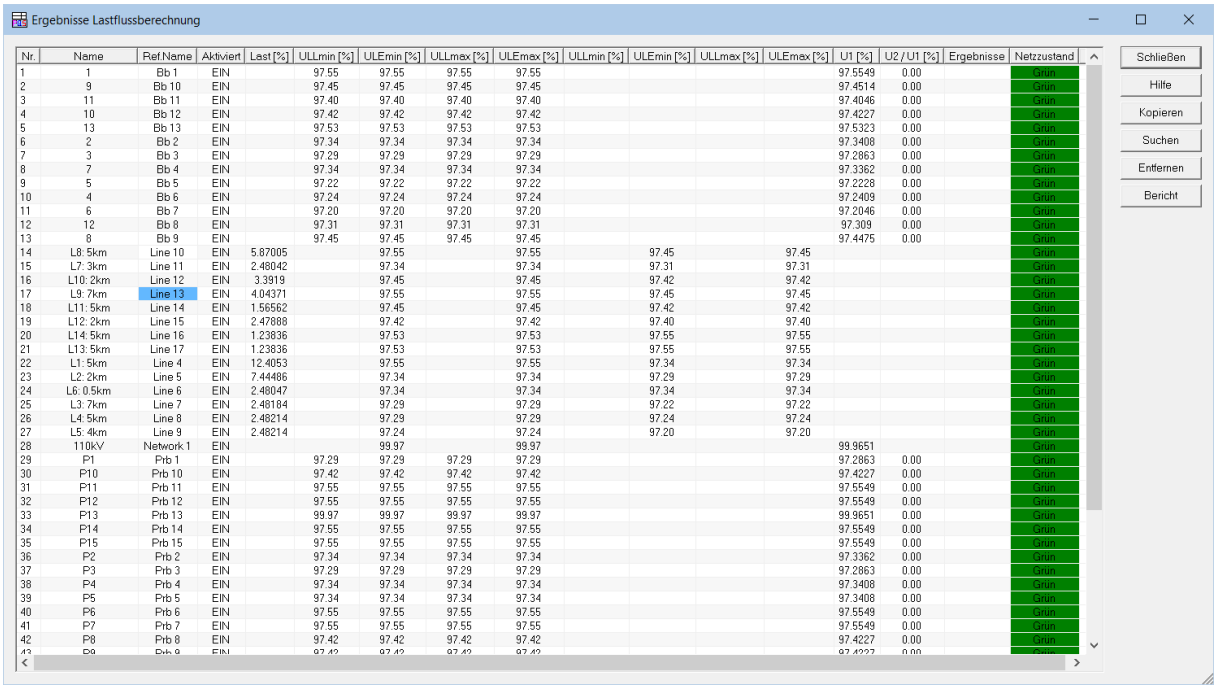


Abbildung 30: *Ergebnisse Lastflussberechnung* – Anzeige der Messwerte für Betriebsmittel

```
Nr;Name;RefName;Aktiviert;Last [%];ULL [%];ULE [%];Ergebnisse
1;0,4kV;Bb 1;EIN;;99,9226;99,9226;
2;[NAYY 4x150 0,4kV] 500m;Line 4;EIN;15,4152;;;
3;[NAYY 4x150 0,4kV] 500m;Line 5;EIN;15,4651;;;
4;20kV;Network 1;EIN;;;99,998;
5;Prb 1;Prb 1;EIN;;99,9226;99,9226;
6;Prb 2;Prb 2;EIN;;99,9226;99,9226;
7;Prb 3;Prb 3;EIN;;99,9226;99,9226;
8;Prb 4;Prb 4;EIN;;97,9;97,9;
9;Prb 5;Prb 5;EIN;;101,817;101,817;
10;630kVA;Tra 1;EIN;2,11453;;;
12
```

Abbildung 31: *Ergebnisse Lastflussberechnung* – Export als .CSV-Datei per Zwischenablage

Wie in der obigen Abbildung zu erkennen ist, enthalten die Tabellenzellen teilweise keine Zahlwerte. Ursache ist hier die unterschiedliche Ausstattung der Netzwerkelemente mit von außen anschaltbaren Netzknoten. So hat nur das Netzwerkelement **Leitung** zwei Netzknoten mit zugehörigen Spannungen, allerdings ist hier keine eindeutige Zuordnung z.B. nur einer Mitsystemspannung möglich.

8.13.1 Bericht - Ausgabe der Ergebnisse in eine Datei

Der Inhalt der Tabelle **Ergebnisse Lastflussberechnung** kann durch einen **Left Mouse Button Click** auf den Button **Bericht** in einer Datei im XML-Format [21] oder XLSX-Format gespeichert werden. Die XML-Datei kann direkt in eine Textverarbeitung wie z.B. Word eingelesen und weiterverarbeitet werden, die XLSX-Datei in eine Tabellenkalkulation wie z.B. Excel. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Tabelle der XML-Datei in einem Textverarbeitungssystem.

Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

Nr.	Name	Ref.Name	Aktiviert	Last [%]	ULL [%]	ULE [%]	U1 [%]	U2 / U1 [%]	Ergebnisse	Netzzustand
1	400V	Bb 1	EIN		99.8056	99.8056	99.8056	0.00		Grün
2	NAYY 1km	Line 4	EIN	24.6012		99.8055				Grün
3	NAYY 500m	Line 5	EIN	25.3735		99.8055				Grün
4	50kW	Load 1	EIN	0	93.7431					Grün
5	Load 2	Load 2	EIN	0	96.6861					Grün
6	20kV, 200MVA	Network 1	EIN			99.992	99.992			Grün
7	P1	Prb 1	EIN		99.8056	99.8056	99.8056	0.00		Grün
8	P2	Prb 2	EIN		99.8055	99.8055	99.8055	0.00		Grün
9	P3	Prb 3	EIN		99.8055	99.8055	99.8055	0.00		Grün
10	630kVA	Tra 1	EIN	15.9875						Grün

Abbildung 32: *Ergebnisse Lastflussberechnung*: Exportiert in eine XLSX-Datei für Excel

8.13.2 Markieren eines Betriebsmittels in der Tabelle mit der Maus

Ist der **Netzwerk Design Mode** z.B. mit dem Toolbar-Button **deaktiviert**, d.h. der **Änderungsschutz eingeschaltet**, so wird ein Betriebsmittel das an der Position des Mauscursor erkannt wird, automatisch markiert. Ist das Betriebsmittel in der Tabelle enthalten, so wird der Referenzname des Netzwerkelementes in der Spalte **Ref. Name** hellblau hinterlegt.

Ist der **Netzwerk Design Mode aktiv**iert, d.h. der **Änderungsschutz ausgeschaltet**, so wird die Tabellenzelle des Referenznamens dann farblich hinterlegt, wenn das Netzwerkelement mit einem **Left Mouse Button Click** markiert wurde.

- Hauptmenü **Ansicht**
- Menüpunkt **Netzwerk Design**
- Tastenkürzel **Strg + W**
- Toolbar-Button

8.14 Lastfluss- und Kurzschlussberechnung: Berechnungsergebnisse

Die Berechnungsergebnisse können wie erläutert entweder mit Hilfe von **Tooltips** spezifisch für ein Betriebsmittel oder gemeinsam für ausgewählte Betriebsmittel in der Netzgrafik angezeigt werden. Die Tooltips können mit Hilfe der nachfolgend abgebildeten Toolbar ein- oder ausgeschaltet werden.

Abbildung 33: Ein- und Ausschalten der Lastflussberechnung - Tooltips als Toolbar

Die in der nachfolgenden Aufzählung verwendeten Nummern 1...N entsprechen den in den Einzeilen-Tooltips verwendeten Zeilennummern. Mit Hilfe der **Cursor Up** und **Cursor Down** – Tasten kann beim **Einzeilen-Tooltip** einer der Zeilen ausgewählt werden. Der anwenderspezifische Name wird im **Mehrzeilen-Tooltip** als Startzeile zusätzlich ausgegeben und erscheint im Einzeilen-Tooltip nicht als eigene Zeile.

Um den Tooltip eines Netzobjektes anzuzeigen, muss der Cursor über das grafische Symbol des Netzobjektes in der Netzgrafik positioniert und der zugehörige Toolbar-Button aktiviert werden.

Schalter	Bedeutung
	Tooltip für Netzwerkelement **Leitung**
	Tooltip für Netzwerkelement **Sammelschien**
	Tooltip für Netzwerkelement **Verbraucherlast**
	Tooltip für Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät**
	Tooltip für Leistungsschalter **Schalter** und **Schalter (CB)**
	Tooltip für Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)**
	Tooltip für Netzwerkelement **Netzeinspeisung**
	Tooltip für Netzwerkelemente **2-Wicklungs-Transformer** und **2/3-Wicklungs-Transformator BCTRAN**
	Tooltip für Netzwerkelement **Generatoren**
	Tooltip für Netzwerkelement **Kurzschluss**
	Tooltip für **Kurzschlussleistung S_k** und **Kurzschlussstrom I_k**
	Tooltip für **Spannungsfall an Sammelschienen**
	Mit dem Toolbar-Button können die oben genannten Tooltips gemeinsam ein- oder ausgeschaltet werden.

Die Netzwerkelemente **Mess-/Schutzgerät** und Schalter mit integriertem Messort **Schalter (CB)** zeigen auch die Spannungen und Ströme im 012-System (**Symmetrische Komponenten**) an. Dazu wird die nachfolgend für die Leiter-Erd-Spannungen verwendete komplexe Transformationsmatrix von ATPDesigner eingesetzt.

$$\begin{pmatrix} \underline{U}_0 \\ \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \end{pmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{U}_{L1} \\ \underline{U}_{L2} \\ \underline{U}_{L3} \end{pmatrix}$$

Mit den Drehoperatoren

$$\underline{a} = e^{j120°} = -\frac{1}{2} + j \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \quad , \quad \underline{a}^2 = e^{-j120°} = -\frac{1}{2} - j \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \quad ,$$

$$\underline{a}^2 = \underline{a} \cdot \underline{a} = e^{j120°} \cdot e^{j120°} = e^{j240°} = e^{-j120°} \text{ und } 1 + \underline{a} + \underline{a}^2 = 0$$

Die dargestellte Transformation der Leiter-Erd-Spannungen aus dem natürlichen System (L123) in das System der Symmetrischen Komponenten (012-System) kann identisch auf die Transformation der Leiterströme $\underline{I}_{L123}$ angewendet werden. Dazu sind die Leiter-Erd-Spannungen durch die Leiterströme zu ersetzen. Es ergeben sich die Ströme in Mit-, Gegen- und Nullsystem.

8.14.1 Netzwerkelement: *Leitung*

Der Inhalt des Tooltip ist davon abhängig, ob die leitungsinterne Last mit der Option **Aktiviert** in der Gruppe **Lastfluss: Last** (Einstelldialog **Leitung**, Registerkarte **Allgemeine Daten**) aktiviert ist oder nicht. Ist die Option aktiviert, so wird zusätzlich die nachfolgende Zeile angezeigt.

Einstellwerte: S=…; cosø=…; LF: S=…; cosø=… (R) oder (L)

Bezeichner	Bedeutung
S, cosø	Einstellwerte der 3-phasigen symmetrischen leitungsinternen Last
LF: S, cosø	Durch die Lastflussberechnung iterativ berechneter Wert
(R) oder (L)	▪ **(R)** = Lastimpedanz ist mit dem **rechten** Knoten der Leitung verbunden. ▪ **(L)** = Lastimpedanz ist mit dem **linken** Knoten der Leitung verbunden

Im Weiteren ist der Inhalt des Tooltip davon abhängig, ob eine **Mehrfachleitung** oder **Doppelleitung** verwendet wird. In den nachfolgenden Erläuterungen sind entsprechende Hinweise enthalten.

```
[Line 5] [NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 5km
Einstellwerte: Imax=417A; Imax res=417A; Red.=1; Par.=1; L=5km; A=240mm2(Al); Ithr=22343.4A
Einstellwerte: NA2XS2Y 3x1x240 20kV; U<=-1.000p.u.; U>=1000.000p.u.; Un=20kV
L: IL1=152.828A, 89.4°, 36.6%; IL2=152.828A, -30.6°, 36.6%; IL3=152.828A, -150.6°, 36.6%
R: IL1=152.749A, -88.6°, 36.6%; IL2=152.749A, 151.4°, 36.6%; IL3=152.749A, 31.4°, 36.6%
L-R: dUL1=130.99868V, 131.623°, 1.134%; dUL2=130.99896V, 11.622°, 1.1%; dUL3=130.99893V, -108.377°, 1.1%
L: UL1=11553.6V, -89.0°, 100.1%; UL2=11553.6V, 151.0°, 100.1%; UL3=11553.6V, 31.0°, 100.1%
R: UL1=11653.3V, -88.6°, 100.9%; UL2=11653.3V, 151.4°, 100.9%; UL3=11653.3V, 31.4°, 100.9%
PVerl: Sv=157.404kVA; Pv=45.163kW; Qv=-150.785kvar; 0.287
L: S=5.297MVA; P=-5.295MW; Q=-0.151Mvar; -1.000
R: S=5.340MVA; P=5.340MW; Q=0.000Mvar; 1.000
```

Abbildung 34: Tooltip für eine Leitung

Die Berechnung der Leistungen erfolgt unter Annahme des **Verbraucherzählpfeilsystems (VZS)** für beide Leitungsenden. So wird eine in die Leitung hineinfließende Wirk- oder Blindleistung als positiver Wert dargestellt, eine aus der Leitung herausfließende Wirk- oder Blindleistung als negativer Wert. Eine über die Leitung transportierte Leistung wird an einem Leitungsende als positiver Wert am anderen Leitungsende als negativer Wert angegeben.

Einstellwerte	Bedeutung
Imax	Maximal zulässiger Leiterstrom **Mehrfachleitung**: Kleinster zulässiger Leiterstrom der Teilleitungen
Imax res	resultierender maximal zulässiger Leiterstrom $\mathbf{I_{max\ res}}$ unter Berücksichtigung des Reduktionsfaktors **Red.** und der Anzahl parallel verlegter Leitungen **Par.** **Mehrfachleitung**: Kleinster resultierender Leiterstrom $\mathbf{I_{max\ res}}$ der Teilleitungen
Red.	Reduktionsfaktor **Mehrfachleitung**: Mittelwert der Reduktionsfaktoren der Teilleitungen
Par.	Anzahl parallel verlegter Leitungen **Mehrfachleitung**: Maximale Anzahl parallel verlegter Leitungen der Teilleitungen
A	Querschnitt eines Leiters mit Material: Al = Aluminium, Cu = Kupfer
Ithr	Bemessungswert des thermisch wirksamen Kurzschlussstromes
U<	Anregeschwelle für die U<-Anregung **Mehrfachleitung**: Kleinster Einstellwert U< der Teilleitungen
U>	Anregeschwelle für die U>-Anregung **Mehrfachleitung**: Größter Einstellwert der Teilleitungen

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Netzberechnung erläutert.

Bezeichner	Bedeutung
L: IL1 …	Leiterströme $\underline{I}_{L1}$, $\underline{I}_{L2}$ und $\underline{I}_{L3}$ am **linken Knoten**: Betrag in A, absoluter Phasenwinkel in Grad, Betrag in % des resultierenden maximal zulässigen Leiterstroms $\mathbf{I_{max\ res}}$ **Mehrfachleitung**: Leiterströme der ersten Teilleitung der Leitung
R: IL1 …	Leiterströme $\underline{I}_{L1}$, $\underline{I}_{L2}$ und $\underline{I}_{L3}$ am **rechten Knoten:** Betrag in A, absoluter Phasenwinkel in Grad, Betrag in % des resultierenden maximal zulässigen Leiterstroms $\mathbf{I_{max\ res}}$ **Mehrfachleitung**: Leiterströme der letzten Teilleitung
L-R: dUL1 …	Differenzspannung **L-R** dU_{L1}, dU_{L2} und dU_{T3}: Differenzspannung berechnet als geometrische Differenz der Leiter-Erd-Spannungen des linken Knotens (L:) - der Leiter-Erd-Spannungen des rechten Knotens (R:) in V

	und in % der im Einstelldialog definierten Nennspannung U_n, absoluter Phasenwinkel in Grad $$\underline{dU}_{L123} = \underline{U}_{L123\,L} - \underline{U}_{L123\,R}$$ Es muss hier beachtet werden, dass die Berechnung der Differenzspannung eine Subtraktion von Zeigern ist d.h. als Subtraktion zweier komplexer Zahlen durchgeführt werden muss. Selbst geringe Winkeldifferenzen zwischen den beiden Leiter-Erd-Spannungen an beiden Leitungsenden können zu erheblichen Beträgen der Differenzspannung führen. Beispiel: $\underline{U}_{L1\,L} = 11547V \cdot e^{-j90°}$ $\underline{U}_{L1\,R} = 11544{,}1V \cdot e^{-j90{,}143°}$ $\underline{dU}_{L1} = 28{,}96V \cdot e^{-j5{,}82°}$
L: UL1 …	Leiter-Erd-Spannungen am **linken Knoten**: Betrag in V, absoluter Phasenwinkel in Grad, Betrag in $\%U_n/\sqrt{3}$ **Mehrfachleitung**: Leiter-Erd-Spannungen der ersten Teilleitung
R: UL1 …	Leiter-Erd-Spannungen am **rechten Knoten**: Betrag in V, absoluter Phasenwinkel in Grad, Betrag in $\%U_n/\sqrt{3}$ **Mehrfachleitung**: Leiter-Erd-Spannung der letzten Teilleitung
PVerl: …	Verlustleistungen Scheinleistung S_V in kVA; Wirkleistung P_V in kW; Blindleistung Q_V in kvar; Verschiebungsfaktor cos φ **Mehrfachleitung**: Verlustleistungen aller Teilleitungen berechnet aus den Leiter-Erd-Spannungen und den Leiterströmen Am Anfang und am Ende der Mehrfachleitung
L: S …	Transportleistung bezogen auf den linken Knoten **L:** Scheinleistung S in MVA, Wirkleistung P in MW, Blindleistung Q in Mvar, Verschiebungsfaktor cos φ **Mehrfachleitung**: bezogen auf die erste Teilleitung
R: S …	Transportleistung bezogen auf den rechten Knoten **R:** Scheinleistung S in MVA, Wirkleistung P in MW, Blindleistung Q in Mvar, Verschiebungsfaktor cos φ **Mehrfachleitung**: bezogen auf die letzte Teilleitung

Die Leistungen werden in die Leitung hineinfließend gemessen (Verbraucherzählpfeilsystem VZS) und in dieser Zählpfeilrichtung als positive Werte dargestellt.

8.14.1.1 Ausgabe für eine Doppelleitung

Wird eine **Doppelleitung** als Leitung verwendet, so werden in dem Tooltip nur die berechneten Werte von **Leitung 1** der Doppelleitung angezeigt.

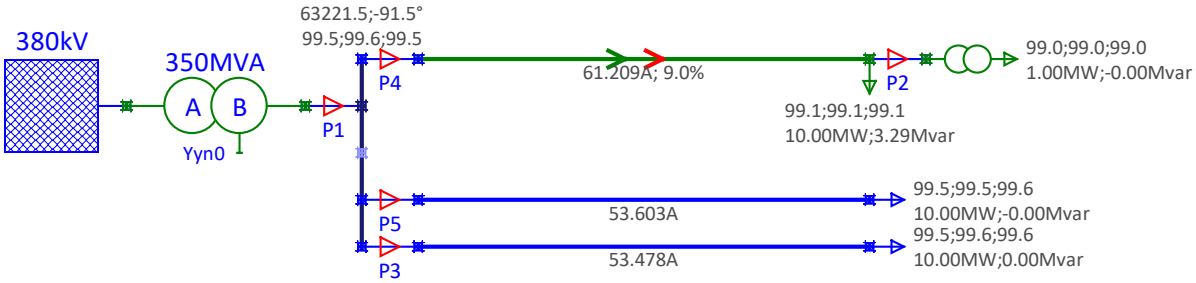


Abbildung 35: *Doppelleitung* – Maximale Leiterströme der beiden Leitungen 1 und 2

Wie in der Abbildung dargestellt werden in der Netzgrafik die maximalen Leiterströme der beiden Leitungen 1 und 2 der Doppelleitung angegeben.

8.14.1.2 ATP-Option $WIDTH: Auswirkung auf die Anzeigewerte

Wie in Band 2[3] des Handbuches [Bd. 2] erläutert kann mit der Option **$WIDTH aktiv** im Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz**, Registerkarte **Einstellungen ATP** zwischen dem Standardformat und dem Kompaktformat der .LST-Datei gewählt werden.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Netzkonfiguration**

Durch die Auswahl des Kompaktformates werden Ergebnisse der Berechnung eines stationären Netzzustandes mit geringerer Genauigkeit angezeigt. Der in der Netzgrafik an der **Leitung** angezeigte maximale Leiterstrom in A und in % wird bei aktivem Kompaktformat mit geringerer Genauigkeit angezeigt. Die Unterschiede können einfach durch Umschalten der Option und wiederholter Netzberechnung überprüft werden.

Die Ursache der geringeren Anzeigegenauigkeit ist in der Darstellung der Ergebnisse in der .LST-Datei begründet. Die vermutete Ursache sowie deren Auswirkung werden mit Hilfe des nachfolgend dargestellten Π-Ersatzschalbildes einer 1-phasigen Leitung und der weiteren Abbildungen näher erläutert.

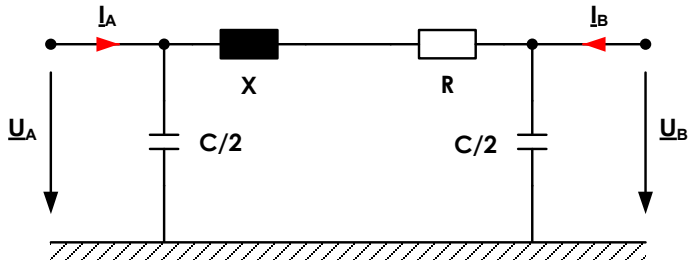
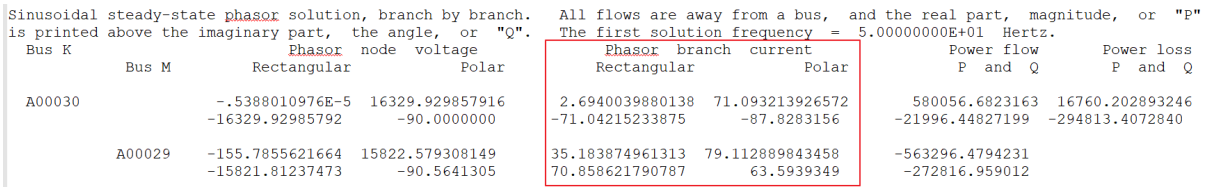


Abbildung 36: Π-Ersatzschaltbild einer 1-phasigen Leitung

Die nachfolgende Abbildung zeigt das Format für das Standardformat der .LST-Datei. In diesem Format gibt das ATP die Ströme $\underline{I}_A$ (Knoten A00030) und $\underline{I}_B$ (Knoten A00029) für beide Leitungsenden getrennt unter Berücksichtigung des Verbraucherzählpfeilsystems (VZS) für beide Leitungsenden aus. Es ist an den Ergebnissen in Polarkoordinaten zu erkennen, dass durch die physikalische Wirkung der Leitungskapazitäten in diesem Beispiel der Strom $\underline{I}_B$ am Knoten A00029 größer ist.

[3] Handbuch Einführung in ATPDesigner; Band 2: Konfiguration und Betriebsmittel



```
Sinusoidal steady-state phasor solution, branch by branch.   All flows are away from a bus,  and the real part,  magnitude,  or  "P"
is printed above the imaginary part,  the angle,  or  "Q".   The first solution frequency  =  5.00000000E+01  Hertz.
  Bus K                        Phasor  node  voltage              Phasor  branch  current                Power flow        Power loss
            Bus M          Rectangular             Polar          Rectangular             Polar          P  and  Q        P  and  Q

  A00030               -.5388010976E-5  16329.929857916     2.6940039880138  71.093213926572      580056.6823163  16760.202893246
                      -16329.92985792       -90.0000000      -71.04215233875      -87.8283156     -21996.44827199  -294813.4072840

            A00029     -155.7855621664  15822.579308149     35.183874961313  79.112889843458     -563296.4794231
                       -15821.81237473       -90.5641305     70.858621790787       63.5939349      -272816.959012
```

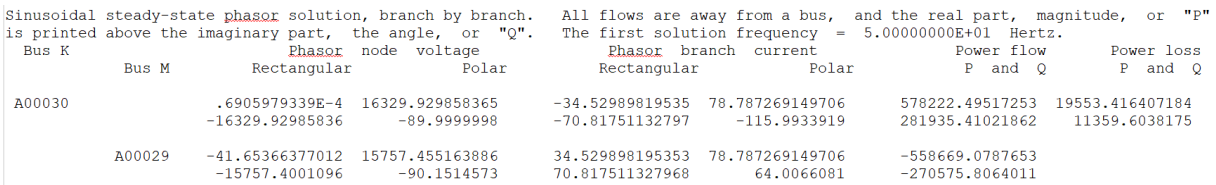
Abbildung 37: Standardformat der .LST-Datei: Ströme, Spannungen mit Leitungskapazitäten

Ist das Kompaktformat der .LST-Datei aktiviert so werden die Leiterströme nur für ein Leitungsende ausgegeben. Die Auswahl des Leitungsendes kann nicht vorgegeben werden. Es ist zu vermuten, dass die Auswahl des Leitungsendes durch das ATP abhängig von dem aktuellen Aufbau und Inhalt der .ATP-Datei für das betrachtete Stromnetz ist. So kann weiter vermutet werden, dass ein Drehen des Symbols der Leitung ggfs. die Auswahl des anderen Leitungsendes zur Folge hat. Einfache Tests haben diese Vermutung untermauert. Im Beispiel ist zu erkennen, dass das Leitungsende mit geringerem Strom ausgewählt wurde.

```
80-column phasor branch flows.  No reverse flows.  1st freq  =  5.00000000E+01
Node-K Node-M     Vk-magnitude      Vm-magnitude     Ikm-magnitude      Pk (watts)
name   name       Vk-degrees        Vm-degrees       Ikm-degrees        Qk (vars)

A00030        16329.929857916  15822.579308149  71.093213926572   580056.6823163
     A00029       -90.0000000      -90.5641305      -87.8283156  -21996.44827199
```

Abbildung 38: Kompaktformat der .LST-Datei: Ströme, Spannungen mit Leitungskapazitäten

Aus den Betrachtungen lässt sich weiter folgern, dass mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit das Ergebnis der Netzberechnung für das Leitungsende mit dem geringeren Strom durch das ATP in die .LST-Datei geschrieben und von ATPDesigner in der Netzgrafik aber auch in allen anderen Ausgabeformaten angezeigt wird. Dadurch wären eine Erhöhung oder Verringerung des Strombetrages durch die elektrischen Felder der Leitung, d.h. durch die Leitungskapazitäten ggfs. nicht berücksichtigt. Diese Vermutung lässt sich weiter untermauern, wenn eine Netzberechnung mit Leitungen ohne Leitungskapazitäten durchgeführt wird. In diesem Fall sind für beide Formate der .LST-Datei die Ergebnisse der Ströme identisch. Die beiden nachfolgenden Abbildungen zeigen die Ergebnisse der Netzberechnung bei deaktivierten Leitungskapazitäten.



```
Sinusoidal steady-state phasor solution, branch by branch.   All flows are away from a bus,  and the real part,  magnitude,  or  "P"
is printed above the imaginary part,  the angle,  or  "Q".   The first solution frequency  =  5.00000000E+01  Hertz.
  Bus K                        Phasor  node  voltage              Phasor  branch  current                Power flow        Power loss
            Bus M          Rectangular             Polar          Rectangular             Polar          P  and  Q        P  and  Q

 A00030                .6905979339E-4  16329.929858365     -34.52989819535  78.787269149706      578222.49517253  19553.416407184
                      -16329.92985836       -89.9999998      -70.81751132797      -115.9933919      281935.41021862    11359.6038175

            A00029     -41.65366377012  15757.455163886     34.529898195353  78.787269149706     -558669.0787653
                       -15757.4001096       -90.1514573     70.817511327968       64.0066081      -270575.8064011
```

Abbildung 39: Standardformat der .LST-Datei: Ströme, Spannungen ohne Leitungskapazitäten

```
80-column phasor branch flows.  No reverse flows.  1st freq  =  5.00000000E+01
Node-K Node-M     Vk-magnitude      Vm-magnitude     Ikm-magnitude      Pk (watts)
name   name       Vk-degrees        Vm-degrees       Ikm-degrees        Qk (vars)

A00030        16329.929858365  15757.455163886  78.787269149706   578222.49517253
     A00029       -89.9999998      -90.1514573      -115.9933919  281935.41021862
```

Abbildung 40: Kompaktformat der .LST-Datei: Ströme, Spannungen ohne Leitungskapazitäten

8.14.2 Netzwerkelement: *Transformator 2-Wicklung*

Die Berechnung der Leistungen erfolgt unter Annahme des **Verbraucherzählpfeilsystems (VZS)** für beide Wicklungen. Ein in den Transformator hineinfließender Leiterstrom wird als positiver Wert dargestellt.

```
[Tra 2] 800kVA
Einstellwerte: Srt=800kVA; UrA=20kV; UrB=0.4kV; UnA=20kV; UnB=0.4kV
Einstellwerte: IrA=23.094A; IrB=1154.7A
Einstellwerte: uk=6%; Pk=7kW; Schaltgruppe Dyn5; starr geerdet
Einstellwerte: IL=7.5A; PL=0.65kW; Magnetisierung an Wicklung B
Einstellwerte: Last: S=100.000kVA; P=100.000kW; Q=0.000kvar
A: Iw(max)=1.67A=12.5%IrA; B: Iw(max)=144.55A=12.5%IrB
A: Iw(21)=1.67A; Iw(32)=1.67A; Iw(13)=1.67A
B: Iw(1N)=144.55A; Iw(2N)=144.55A; Iw(3N)=144.55A
B: Stufenschalter=3(Mitte=3)
A: Zk=(4.3750+j29.6793)Ohm
B: Zk=(1.7500+j11.8717)mOhm
A: Sv=5.91kVA; Pv=0.76kW; Qv=5.87kvar (Wicklung B)
A: S=99.97kVA=12.5%; P=99.80kW; Q=5.87kvar
AB: Umin=99.7%; Umax=99.8%
AB: U1WA=11.527kV=99.8%; U1WB=0.230kV=99.7%
AB: U1WA=11.527kV=99.8%; U1WB=0.230kV=99.7%
Last: S=99.0463kVA; P=99.0463kW; Q=-0kvar; 1
```

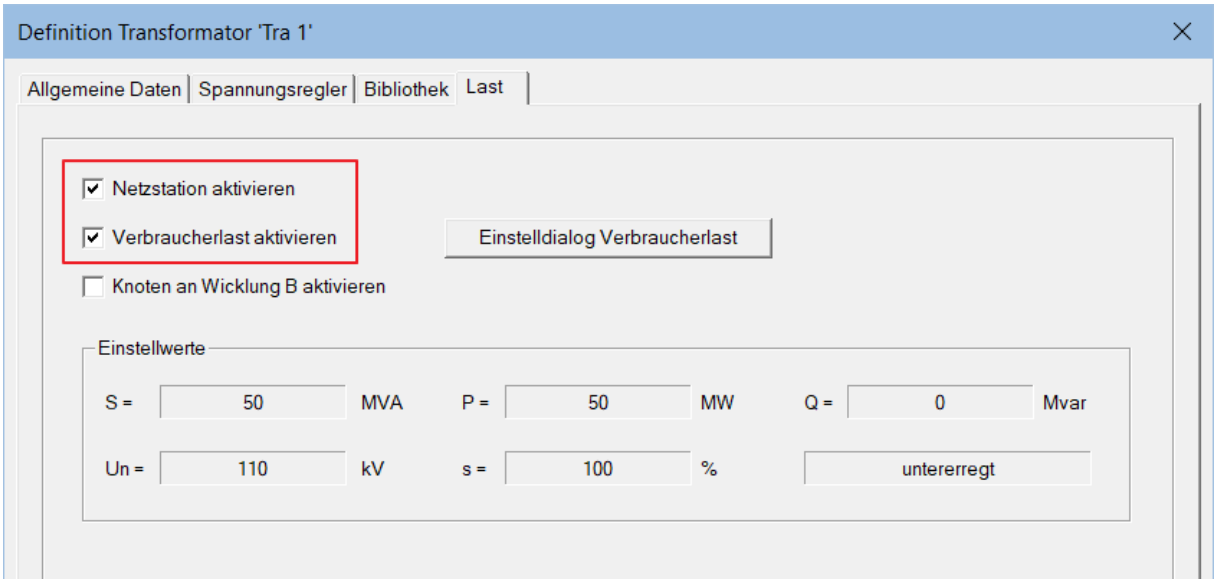
Abbildung 41: Tooltip für einen Transformator *Transformtor 2-Wicklung* ohne Stufenschalter

```
[Tra 1] 400kVA
Einstellwerte: Srt=400kVA; UrA=20kV; UrB=0.4kV; UnA=20kV; UnB=0.4kV
Einstellwerte: IrA=11.547A; IrB=563.269A
Einstellwerte: uk=4.1%; Pk=3.791kW; Schaltgruppe Dyn5; starr geerdet
Einstellwerte: IL=5.7735A; PL=0.405kW; Magnetisierung an Wicklung B
Einstellwerte: Stufenspannung dU=2.5%, dUmess=0.14026%
A: Iw(max)=2.06A=30.9%IrA; B: Iw(max)=174.12A=30.9%IrB
A: Iw(21)=2.06A; Iw(32)=2.06A; Iw(13)=2.06A
B: Iw(1N)=174.12A; Iw(2N)=174.12A; Iw(3N)=174.12A
B: Stufenschalter=4(Mitte=3)
A: Zk=(9.4775+j39.8896)Ohm
B: Zk=(3.9829+j16.7636)mOhm
A: Sv=5.63kVA; Pv=0.76kW; Qv=5.58kvar (Wicklung B)
A: S=123.64kVA=30.9%; P=123.52kW; Q=5.43kvar
AB: Umin=100.0%; Umax=102.1%
AB: U1WA=11.546kV=100.0%; U1WB=0.236kV=102.1%
```

Abbildung 42: Tooltip für einen Transformator *Transformtor 2-Wicklung* ohne Last

Einstellwerte	Bedeutung
Srt	Bemessungs-Scheinleistung
UrA	Bemessungsspannung Wicklung A
UrB	Bemessungsspannung Wicklung B
UnA	Nennspannung Wicklung A
UnB	Nennspannung Wicklung B
uk	Kurzschlussspannung
Pk	Kurzschlussverlustleistung
Schalt-gruppe	Schaltgruppe und Sternpunktbehandlung

Ist die interne Last des Transformators in der Registerkarte **Last**, wie nachfolgende Abbildung zeigt, aktiviert, so werden weitere Einstellwerte angezeigt.



Einstellwerte	Bedeutung
Last: S, P, Q	Scheinleistung S_V in kVA; Wirkleistung P_V in kW; Blindleistung Q_V in kvar; Verschiebungsfaktor cos φ

Folgende Berechnungsergebnisse werden bezogen auf die Wicklungen A und B angezeigt.

Bezeichner	Bedeutung
A: Iw(max) %IrA **B: Iw(max) %IrB**	Maximaler Strombetrag der Wicklungsströme in A und in % des Bemessungsstromes I_r der jeweiligen Wicklung
A: Iw(xy), Iw(xy), Iw(xy) **B: Iw(xy), Iw(xy), Iw(xy)**	Betrag der Wicklungsströme I_{L123} in A Der Bezeichner xy kennzeichnet die Leiter 1,2,3, zwischen denen die Wicklung angeschlossen ist. Der Sternpunkt wird mit dem Buchstaben **N** gekennzeichnet. ▪ **Iw(1N)**: Wicklungsstrom der Wicklung L1-Sternpunkt ▪ **Iw(12)**: Wicklungsstrom der Wicklung L1-L2
A: Zk, B: Zk	Kurzschlussimpedanz Z_k in Ohm entsprechend VDE 0102 [10] (Mitimpedanz des Transformators) Wird eine Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 ausgeführt, so erfolgt die Berechnung der Kurzschlussimpedanz Z_{kOS} unter Berücksichtigung des **Impedanzkorrekturfaktor K_T**
Sv, Pv, Qv	Transformatorverluste: Scheinleistung S_V in kVA; Wirkverlustleistung P_V in kW; Blindleistungsbedarf Q_V in kvar
A: S, P, Q	Übertragene Scheinleistung und Auslastung in %, Wirkleistung und Blindleistung bezogen auf Wicklung A
AB: Umin, Umax	Minimale und maximale Spannung an den Anschlussknoten der Wicklungen A und B
AB: U1WA, U1WB	Betrag der Mitsystemspannung in V und % $U_n/\sqrt{3}$ an den Anschlussknoten der Wicklungen A und B

Ist der **Stufenschalter** mit Spannungsregler des Transformators eingeschaltet, so werden weitere Werte angezeigt.

Einstellwerte	Bedeutung
Stufenschalter	Wicklung A oder B mit Stufenstellung
Mitte	Mittenstellung des Stufenschalters
Stufenspannung	Einstellwert des Stufenschalters **Stufung dU**
dUmess	Abweichung der Spannung

Ist die Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 eingeschaltet, so werden zusätzliche Werte angezeigt.

Einstellwerte	Bedeutung
KT	Impedanzkorrekturfaktor K_T
xT	relative Kurzschlussreaktanz x_T
cmax	Spannungsfaktor c_{max} bezogen auf die Nennspannung U_{nB} von Wicklung B

8.14.3 Netzwerkelement: *Mess/Schutzgerät*

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Messwerte für das Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** in einem Mehrzeilen-Tooltip.

```
[Prb 5] P5
Einstellwerte: Un=20kV, In=600A, Imess=Standard
UL1=11.509kV, -89.64°, 99.67%
UL2=11.509kV, 150.36°, 99.67%
UL3=11.509kV, 30.36°, 99.67%
IL1=28.925A, -89.64°, [0.00°], 4.82%, Iw=28.925A, Ib=0.000A
IL2=28.925A, 150.36°, [0.00°], 4.82%, Iw=28.925A, Ib=0.000A
IL3=28.925A, 30.36°, [0.00°], 4.82%, Iw=28.925A, Ib=0.000A
U12=19.935kV, -59.64°, 99.67%
U23=19.935kV, -179.64°, 99.67%
U31=19.935kV, 60.36°, 99.67%
U0=0.002kV, 118.13°, 0.00%
IE=0.000A, 116.84°, [-1.30°]
S=998.720607kVA
P=998.720607kW, Q=-0.000327kvar, 1.000
PL1=332.907kW, PL2=332.907kW, PL3=332.907kW
QL1=-0.140029var, QL2=-0.149906var, QL3=-0.0371861var
U1=11.509kV, 99.7%, -89.64°, I1=28.925A, -89.64°, [-0.00°]
U2=0.101mV, 0.0%, -34.93°, I2=0.001mA, 67.28°, [102.21°]
U0=2.473mV, 0.0%, 118.13°, I0=0.007mA, 116.84°, [-1.30°]
Ua=11.509kV, 99.7%, -89.64°, Ia=28.925A, 4.82°, -89.64°
Ub=11.509kV, 99.7%, -179.64°, Ib=28.925A, 4.82°, -179.64°
```

Abbildung 43: Tooltip für ein Mess/Schutzgerät

Die Berechnung der Leistungen erfolgt unter Annahme des **Verbraucherzählpfeilsystems (VZS)**. Die Richtung des roten Pfeils gibt die positive Strommessrichtung an.

Bezeichner	Bedeutung
Einstellwert: Un	Einstellwert der Nennspannung
UL1, UL2, UL3	Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L1}$, $\underline{U}_{L2}$, $\underline{U}_{L3}$ absoluter Betrag, absoluter Phasenwinkel, Betrag in $\%U_n/\sqrt{3}$
IL1, IL2, IL3	Leiterströme $\underline{I}_{L1}$, $\underline{I}_{L2}$, $\underline{I}_{L3}$ absoluter Betrag, absoluter Phasenwinkel, Betrag in $\%I_n$, [Phasenverschiebung zur Leiter-Erd-Spannung]
Iw	Wirkstrom
Ib	Blindstrom
U12, U23, U31	Leiter-Leiter-Spannungen $\underline{U}_{L12}$, $\underline{U}_{L23}$, $\underline{U}_{L31}$ absoluter Betrag, absoluter Phasenwinkel, Betrag in $\%U_n$
U0	Nullspannung $\underline{U}_0$ absoluter Betrag, absoluter Phasenwinkel, Betrag in $\%U_n/\sqrt{3}$
IE	Summenstrom $\underline{I}_E$ absoluter Betrag, absoluter Phasenwinkel, Betrag in $\%I_n$ $\underline{I}_E = \underline{I}_{L1} + \underline{I}_{L2} + \underline{I}_{L3}$
S, P, Q, cos φ	Scheinleistung, Wirkleistung, Blindleistung, Verschiebungsfaktor
PL1, PL2, PL3	Leiterselektive Wirkleistung der Leiter L1, I2, und L3
QL1, QL2, QL3	Leiterselektive Blindleistung der Leiter L1, I2, und L3
U1, U2	Mitsystem- und Gegensystemspannung absoluter Betrag, Betrag in $\%U_n/\sqrt{3}$, absoluter Phasenwinkel $\underline{U}_1 = \frac{\underline{U}_{L1} + \underline{a} \cdot \underline{U}_{L2} + \underline{a}^2 \cdot \underline{U}_{L3}}{3}$

	$\underline{U}_2 = \frac{\underline{U}_{L1} + \underline{a}^2 \cdot \underline{U}_{L2} + \underline{a} \cdot \underline{U}_{L3}}{3}$
U0	Nullsystemspannung absoluter Betrag, Betrag in %$U_n/\sqrt{3}$, absoluter Phasenwinkel $\underline{U}_0 = \frac{\underline{U}_{L1} + \underline{U}_{L2} + \underline{U}_{L3}}{3}$
I1, I2, I0	Mitsystem-, Gegensystem- und Nullsystemstrom absoluter Betrag, [Phasenverschiebung zur Mitsystem-, Gegensystem bzw. Nullsystemspannung]
Ua, Ia	0αβ-Transformation: Spannung und Strom des α-Systems
Ub, Ib	0αβ-Transformation: Spannung und Strom des β-Systems

Die Transformation vom natürlichen System in das 0αβ-System erfolgt für Leiter-Erd-Spannungen und Leiterströme mit Hilfe der nachfolgenden Gleichung.

$$\begin{pmatrix} \underline{U}_0 \\ \underline{U}_\alpha \\ \underline{U}_\beta \end{pmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 2 & -1 & 1 \\ 0 & \sqrt{3} & \sqrt{3} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{U}_{L1} \\ \underline{U}_{L2} \\ \underline{U}_{L3} \end{pmatrix}$$

8.14.3.1 Betriebsart *Udiff* zur Messung einer Längsspannung

Wird das Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** zur Messung einer Längsspannung verwendet, so werden in dem Tooltip die Differenzspannungen der drei Leiter nach Betrag und Phasenwinkel angezeigt. Die Berechnung der Differenzspannungen erfolgt mit Hilfe der komplexen Zeiger der Leiter-Erd-Spannungen, die an den beiden Messorten **P1** und **P2** gemessen werden. Die beiden **grünen Linien** sind **Messleitungen**, welche das Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** **P3** mit den Messorten verbindet.

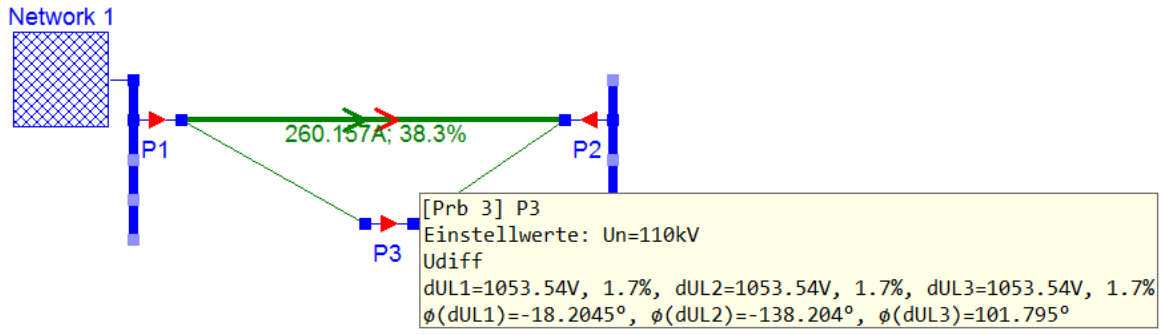


Abbildung 44: Anzeige der Differenzspannungen in einem Tooltip

Bezeichner	Bedeutung
Einstellwert: Un	Einstellwert der Nennspannung
Udiff	Messung der Längsspannung
dUL1 **dUL2** **dUL3**	Differenzspannung Leiter L1 Betrag in V, Betrag in %Un/√3 Differenzspannung Leiter L2 Betrag in V, Betrag in %Un/√3 Differenzspannung Leiter L3 Betrag in V, Betrag in %Un/√3
ϕ (dUL1) **ϕ (dUL2)** **ϕ (dUL3)**	Absoluter Phasenwinkel der Differenz-Spannung Leiter L1 in Grad Absoluter Phasenwinkel der Differenz-Spannung Leiter L2 in Grad Absoluter Phasenwinkel der Differenz-Spannung Leiter L3 in Grad

8.14.3.2 Zusatzinformationen bei aktiver Netzschutzfunktion

Ist für ein Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** eine **Netzschutzfunktion** aktiv und steht eine Generalanregung an, werden ggfs. weitere Ergebnisse angezeigt.

```
U1=955.776V, 8.3%, I1=3.740kA, [-59.42°]
U2=0.000mV, 0.0%, I2=0.004mA, [-135.71°]
U0=0.002mV, 0.0%, I0=0.005mA, [-6.30°]
Z1p=(0.130001+j0.22)Ohm
Z1s=(0.390003+j0.66)Ohm
```

Abbildung 45: Anzeige der primären und sekundären Kurzschlussimpedanz

Bezeichner	Bedeutung
Z1p	Primäre Kurzschlussimpedanz im Mitsystem
Z1s	Sekundäre Kurzschlussimpedanz im Mitsystem

Falls die Kurzschlussimpedanzen ungültig sind, wird der Text „**???**“ angezeigt.

```
P=2.391973MW, Q=-0.271181Mvar, 0.994
U1=10.457kV, 90.6%, I1=353.838A, [-71.67°]
U2=2.046kV, 17.7%, I2=395.279A, [-262.00°]
U0=7.059kV, 61.1%, I0=398.592A, [-264.80°]
Char.Winkel: Ik=0A, [0°], ø=0°
```

Abbildung 46: Überstromzeitschutz – Anzeige von Zusatzinformationen

Bezeichner	Bedeutung
Ik	Kurzschlussstrom
[…]	Gedrehter Winkel des Kurschlussstromes
Ø	Charakteristischer Winkel zur Bestimmung der Kurzschlussrichtung

8.14.4 Netzwerkelement: *Sammelschiene*

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Messwerte in einem Mehrzeilen-Tooltip. Der Inhalt des Tooltip ist abhängig von der Betriebsart als Einfach- oder Doppelsammelschiene. Es muss hier beachtet werden, dass die Messwerte in p.u. oder Prozent immer auf die eingestellte Nennspannung U_n bezogen werden.

8.14.4.1 Messwerte einer Einfachsammelschiene

```
[Bb 1]
Einstellwerte: Un=20kV
U12=19.988kV, 99.942%; U23=19.988kV, 99.942%; U31=19.988kV, 99.942%
UL1=11.540kV, 99.942%; UL2=11.540kV, 99.942%; UL3=11.540kV, 99.942%
U1=99.94%; U2=0.00%; U0=0.00%; U2/U1=0.00%; U0/U1=0.00%
ø(U1)=-90.35°; ø(U2)=-173.63°; ø(U0)=-177.53°
```

Abbildung 47: Tooltip für eine Einfachsammelschiene

8.14.4.2 Messwerte einer Doppelsammelschiene

Für die Doppelsammelschiene werden die Messwerte der beiden internen Sammelschienen getrennt ausgegeben. Es muss beachtet werden, dass die Messwerte vom Schaltzustand der internen Trennschalter abhängig sind.

```
[Bb 5]
Einstellwerte: Un=20kV
1: U12=19.598kV, 97.989%; U23=19.598kV, 97.989%; U31=19.598kV, 97.989%
1: UL1=11.315kV, 97.989%; UL2=11.315kV, 97.989%; UL3=11.315kV, 97.989%
2: U12=19.598kV, 97.989%; U23=19.598kV, 97.989%; U31=19.598kV, 97.989%
2: UL1=11.315kV, 97.989%; UL2=11.315kV, 97.989%; UL3=11.315kV, 97.989%
Ithr=25.0000kA; Tkr=1.000s; Ithz=79.0569kA; Tk=0.100s
1: U1=97.99%; U2=0.00%; U0=0.00%; U2/U1=0.00%; U0/U1=0.00%
2: U1=97.99%; U2=0.00%; U0=0.00%; U2/U1=0.00%; U0/U1=0.00%
```

Abbildung 48: Tooltip für eine Doppelsammelschiene

8.14.4.3 Bezeichner für die Messwerte der Einfach- und Doppelsammelschienen

In der nachfolgenden Tabelle sind die Bezeichner der Tooltips erläutert. Im Falle einer Einfachsammelschiene entfallen die Nummern der Sammelschienen wie z.B. „**1:**“.

Bezeichner	Bedeutung
Einstellwert: Un	Nennspannung U_n
1: U12, U23, U31	Leiter-Leiter-Spannungen U_{12}, U_{23} und U_{31} in kV und in %Un an Sammelschiene 1
1: UL1, UL2, UL3	Leiter-Erd-Spannungen U_{L1}, U_{L2} und U_{L3} in kV und in %Un an Sammelschiene 1
2: U12, U23, U31	Leiter-Leiter-Spannungen U_{12}, U_{23} und U_{31} in kV und in %Un an Sammelschiene 2
2: UL1, UL2, UL3	Leiter-Erd-Spannungen U_{L1}, U_{L2} und U_{L3} in kV und in %Un an Sammelschiene 2
U1, U2, U0	Betrag der Spannung im Mitsystem, Gegensystem und Nullsystem
U2 / U1	Relative Spannungsunsymmetrie im Gegensystem
U0 / U1	Relative Spannungsunsymmetrie im Nullsystem
ϕ(U1), ϕ(U2), ϕ(U0)	Absolute Phasenwinkel der Spannungen im Mitsystem, Gegensystem und Nullsystem
Ithr	Bemessungswert des **thermisch gleichwertigen Kurschlussstroms** Thermisch gleichwertiger Kurzschlussstrom nach **VDE 0102 (IEC 60909)** [2] zur Beurteilung der thermischen Beanspruchung von Sammelschienen
Tkr	Bemessungs-Zeitdauer des Kurzschlusses
Ithk	Maximal zulässiger thermisch gleichwertiger Kurzschlussstrom unter Berücksichtigung der tatsächlichen Kurzschlussdauer T_k $I_{thk} = I_{thr} \cdot \sqrt{\frac{T_{kr}}{T_k}}$ Die Einstellwerte I_{thr} und T_{kr} werden im Einstelldialog der Sammelschiene eingestellt.

Tk	Kurzschlussdauer Der Einstellwert T_k wird im Einstelldialog **VDE 0102 (IEC 60909)** eingestellt. Der **Einstellparameter T_k** sollte die prognostizierte Kurzschlussdauer vom Kurzschlusseintritt bis zum Unterbrechen des Kurzschlussstroms durch eine Schutzeinrichtung mit Leistungsschalter oder eine Sicherung angeben.

Falls ein 3-poliger Erdkurzschluss an einer Sammelschiene angeschlossen wurde, so wird zusätzlich die Kurzschlussleistung S_k" berechnet und der 3-polige Kurzschlussstrom I_k" = I_{k3}" ausgegeben.

$$S_k'' = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_k''$$

8.14.5 Netzwerkelement: *Netzeinspeisung*

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Messwerte in einem Mehrzeilen-Tooltip. Die Berechnung der Leistungen erfolgt unter Annahme des **Erzeugerzählpfeilsystems (EZS)** am Netzknoten. Eine in das Stromversorgungsnetz eingespeiste Leistung wird als positiver Wert angegeben.

```
[Network 1] Network 1
Einstellwerte: Un=20.00kV; fn=50.00Hz; 0.00°; Sk/max/min=Sk
Einstellwerte: Sk=1500.00MVA; Sk max=1500.00MVA; Sk min=1500.00MVA
U12=19.978kV, 99.9%; U23=19.978kV, 99.9%; U31=19.978kV, 99.9%
UL1=11.534kV, 99.9%; UL2=11.534kV, 99.9%; UL3=11.534kV, 99.9%
Zk1=(0.0265+j0.2653)Ohm; Zk0=(0.0531+j0.5307)Ohm
IL1=530.068A, [0.80°]; IL2=530.068A, [0.80°]; IL3=530.068A, [0.80°]
S=18.341MVA; P=18.340MW; Q=-0.256Mvar; 1.000
Umin=99.9%; Umax=99.9%
```

Abbildung 49: Tooltip für eine Netzeinspeisung

Das in obiger Abbildung dargestellte Beispiel zeigt, dass die Netzeinspeisung Wirkleistung einspeist und Blindleistung aufnimmt.

Bezeichner	Bedeutung
Einstellwert: Un	Nennspannung U_n in kV
Einstellwert: fn	Netznennfrequenz f_n in Hz
Einstellwert: Sk	Kurzschlussleistung S_k" (S_k) in MVA
U12, U23, U31	Leiter-Leiter-Spannungen U_{12}, U_{23} und U_{31} am Einspeiseknoten in kV und in %U_n
UL1, UL2, UL3	Leiter-Erd-Spannungen U_{L1}, U_{L2} und U_{L3} in kV und in %U_n/√3
Zk1, Zk0	Kurzschlussimpedanz im Mitsystem $\underline{Z}_{k1}$ und Nullsystem $\underline{Z}_{k0}$ Es wird vorausgesetzt, dass Mit- und Gegenimpedanz identisch sind: $\underline{Z}_{k2} = \underline{Z}_{k1}$
IL1, IL2, IL3	Betrag der Leiterströme I_{L1}, I_{L2} und I_{L3} in A, [Phasenverschiebung φ_{rel} zur zugehörigen Leiter-Erd-Spannung in Grad]
S, P, Q, …	Scheinleistung S in MVA, Wirkleistung P in MW, Blindleistung Q in Mvar, Verschiebungsfaktor cos φ

Umin	Betrag der kleinsten Leiter-Erd- und Leiter-Leiter-Spannung
Umax	Betrag der größten Leiter-Erd- und Leiter-Leiter-Spannung

8.14.6 Netzwerkelement: *Erzeugungsanlage (DEA)*

Abhängig von der Betriebsart als Spannungsquelle, Stromquelle oder Leistungsquelle werden verschiedene Informationen in dem Tooltip angezeigt. Auch der Betrieb als Dezentrale Erzeugungsanlage im LVRT-Betrieb in Anlehnung an VDE-AR-N 4110/4120 [18],[29] bzw. MSR2008 [4] wird mit weiteren Ausgaben „LVRT" angezeigt. Der nachfolgend benannte Einspeiseknoten entspricht dem Netzanschlusspunkt (NAP). Die Berechnung der Leistungen erfolgt unter Annahme des **Erzeugerzählpfeilsystems (EZS)**. Bei der Interpretation der ein- bzw. ausgespeisten Leistungen und der Leiterströme ist zu beachten, dass der Einstellwert **Winkel** des Einstelldialogs des Netzwerkelementes **Erzeugungsanlage (DEA)** im Sinne des **Erzeugerzählpfeilsystems (EZS)** zu verstehen ist. Eine positive Wirkleistung wird demnach für die Einstellung **Winkel = 0°** aus der Quelle ausgespeist.

8.14.6.1 Betriebsart *Un = const.*

Ist die Betriebsart **Lastfluss DEA** aktiv, so wird folgender Tooltip angezeigt.

```
[3Ph 2] 3Ph 2
Einstellwerte: Un=110.00kV; fn=50.00Hz; Phi=0.0°
U12=110.000kV, 100.0%; U23=110.000kV, 100.0%; U31=110.000kV, 100.0%
UL1=63.509kV, 100.0%; UL2=63.509kV, 100.0%; UL3=63.509kV, 100.0%
Betriebsart S/P: Begrenzung IL = Imax deaktiviert
```

Abbildung 50: Tooltip für eine 3-phasige symmetrische Spannungsquelle

Einstellwerte	Bedeutung
Un	Nennspannung
fn	Nennfrequenz
Phi	Absoluter Phasenwinkel der Spannungsquelle

Bezeichner	Bedeutung
U12, U23, U31	Betrag der Leiter-Leiter-Spannungen $\underline{U}_{12}$, $\underline{U}_{23}$ und $\underline{U}_{31}$ in V und $\%U_n$
UL1, UL2, UL3	Betrag der Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L1}$, $\underline{U}_{L2}$ und $\underline{U}_{L3}$ in V und in $\%U_n/\sqrt{3}$

8.14.6.2 Betriebsart *In = const.*

Ist die Betriebsart **Lastfluss: DEA** in der Registerkarte **Allgemeine Daten** aktiviert, so wird folgender Tooltip angezeigt.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **Allgemeine Daten**

```
[3Ph 2] 3Ph 2
Einstellwerte: In=100.00A; fn=50.00Hz; Phi=0.0°
U12=20.050kV, 5012.5%; U23=20.050kV, 5012.5%; U31=20.050kV, 5012.5%
UL1=11.576kV, 5012.5%; UL2=11.576kV, 5012.5%; UL3=11.576kV, 5012.5%
UL1=-89.0°; UL2=151.0°; UL3=31.0°
IL1=100.000A; -90.00°; [-1.00°]; IL2=100.000A; 150.00°; [-1.00°]; IL3=100.000A; 30.00°; [-1.00°]
IL1=100.000; IL2=100.000; IL3=100.000%In[=100.000A]
S=3.472770MVA, P=3.472241MW, Q=0.060608Mvar, 1.000
Betriebsart S/P: Begrenzung IL = Imax deaktiviert
```

Abbildung 51: Tooltip für eine 3-phasige symmetrische Stromquelle

Einstellwerte	Bedeutung
In	Nennstrom
fn	Nennfrequenz
Phi	Absoluter Phasenwinkel der Stromquelle

Bezeichner	Bedeutung
U12, U23, U31	Betrag der Leiter-Leiter-Spannungen $\underline{U}_{12}$, $\underline{U}_{23}$ und $\underline{U}_{31}$ in V und $\%U_n$
UL1, UL2, UL3	Betrag der Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L1}$, $\underline{U}_{L2}$ und $\underline{U}_{L3}$ in V und in $\%U_n/\sqrt{3}$
IL1, IL2, IL3	Betrag der Leiterströme $\underline{I}_{L1}$, $\underline{I}_{L2}$ und $\underline{I}_{L3}$ in A; Absoluter Phasenwinkel der Leiterströme in Grad; [Phasenverschiebung zwischen dem Leiterstrom und der zugehörigen Leiter-Erd-Spannung in Grad]
S	Scheinleistung S in MVA
P, Q, …	Wirkleistung P in MW, Blindleistung Q in Mvar Verschiebungsfaktor $\cos\varphi = \frac{P}{S}$

8.14.6.3 Betriebsart *Leistungsquelle*

Ist die Option **Lastfluss: DEA** in der Registerkarte **ATP Einstellwerte** aktiviert, so werden zusätzliche Informationen im Tooltip für die Betriebsarten

- **Sn (IL:1/2/3p) = const.**
- **Pn (IL:1/2/3p) = const.**
- **Sn (IL:3p) = const.**
- **Pn (IL:3p) = const.**

angezeigt. Zusätzlich wird zwischen den **Normalbetrieb** (= **LVRT OFF**) und dem **LVRT-Betrieb** (= **LVRT ON**) in Anlehnung an **VDE-AR-N 4110/4120** [18],[29] bzw. **MSR2008** [4] unterschieden.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **Allgemeine Daten**

In der nachfolgenden Abbildung ist zu erkennen, dass der LVRT-Betrieb in der Registerkarte **LVRT** mit dem Einstellwert **LVRT EIN/AUS** ausgeschaltet war: Einstellwert in der 2. Zeile des Tooltip **LVRT=AUS**. In der letzten Zeile des Tooltip wird der ausgeschaltete LVRT-Betrieb des Netzwerkelementes **Erzeugungsanlage (DEA)** durch **LVRT OFF** angezeigt.

```
[3Ph 1] 5MW
Einstellwerte: Pn (IL:3p) = const.; Betriebsart S/P: Begrenzung IL = Imax deaktiviert
Einstellwerte: P=5.00kW; Un=20.000kV fn=50.00Hz; Phi=0.0°; E=0kWh; LVRT=AUS
Einstellwerte: CP=1.000 untererregt; ILmax=0.2A; Sr=1000000000000000.000kVA
Einstellwerte: LVRT=VDE-AR-N 4110; s=100.0%; s(DEA)=100.0%; s(Zone)=100.0%; s(Bereich)=100.0%
Einstellwerte: s(Zone E-Mobile)=100.0%; s(Bereich E-Mobile)=100.0%
Einstellwerte: U>=1.1p.u.; U<=0.45p.u.; NAP=3Ph.; NAP(LVRT)=3Ph.
U12=19.8557kV, -61.1°, 99.3%; U23=19.8557kV, 178.9°, 99.3%; U31=19.8557kV, 58.9°, 99.3%
UL1=11.4637kV, -91.1°, 99.3%; UL2=11.4637kV, 148.9°, 99.3%; UL3=11.4637kV, 28.9°, 99.3%
Um=11.4637kV
IL1=0.145386A, -91.1°, [-0.0°]; IL2=0.145386A, 148.9°, [-0.0°]; IL3=0.145386A, 28.9°, [-0.0°]
IL1=100.7%In; IL2=100.7%In; IL3=100.7%In [In=0.144338A]
S=5.000000kVA, P=5.000000kW, Q=0.000000kvar, 1.000
NAP: U1=11463.7V, -91.1°; I1=0.1A, -91.1°, [0.0°]
LVRT OFF: IL1=0.000A;0.00°; IL2=0.000A;0.00°; IL3=0.000A;0.00°; Lim=100.0%
```

Abbildung 52: LVRT=AUS - Leistungsquelle im Normalbetrieb mit deaktiviertem LVRT-Betrieb

Ist mit dem Einstellwert **LVRT=EIN** in der 2. Zeile des Tooltips der LVRT-Betrieb **LVRT ON** aktiviert, werden im fehlerfreien Normalbetrieb des Stromnetzes, d.h. ohne Kurzschluss die in der nachfolgenden Abbildung dargestellten Werte angezeigt. Durch die Zeilen **LVRT OFF** im Tooltip wird angezeigt, dass das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** nicht im LVRT-Betrieb ist.

```
[3Ph 1] 5MW
Einstellwerte: Pn (IL:3p) = const.; Betriebsart S/P: Begrenzung IL = Imax deaktiviert
Einstellwerte: P=5000.00kW; Un=20.000kV fn=50.00Hz; Phi=18.2°; E=0kWh; LVRT=EIN
Einstellwerte: CP=0.950 untererregt; ILmax=182.3A; Sr=1000000000000000.000kVA
Einstellwerte: LVRT=VDE-AR-N 4110; s=100.0%; s(DEA)=100.0%; s(Zone)=100.0%; s(Bereich)=100.0%
Einstellwerte: s(Zone E-Mobile)=100.0%; s(Bereich E-Mobile)=100.0%
Einstellwerte: U>=1e+15p.u.; U<=0p.u.; NAP=3Ph.; NAP(LVRT)=3Ph.
U12=19.8283kV, -56.5°, 99.1%; U23=19.8283kV, -176.5°, 99.1%; U31=19.8283kV, 63.5°, 99.1%
UL1=11.4479kV, -86.5°, 99.1%; UL2=11.4479kV, 153.5°, 99.1%; UL3=11.4479kV, 33.5°, 99.1%
Um=11.4472kV
IL1=153.259A, -68.3°, [18.2°]; IL2=153.259A, 171.7°, [18.2°]; IL3=153.259A, 51.7°, [18.2°]
IL1=100.9%In; IL2=100.9%In; IL3=100.9%In [In=151.934A]
S=5.263476kVA, P=5.000155kW, Q=-1.643967kvar, 0.950
NAP: U1=11447.2V, -86.5°; I1=153.2A, -68.3°, [18.3°]
LVRT OFF: Un=20.000kV; U<=88.0%; U>=92.0%; Messort[NAP(LVRT)]=DEA
LVRT OFF: ULLmin=19827.084V=99.1%; U1(0)=11447.864V=99.1%; U2(0)=0.000V=0.0%
LVRT OFF: U1=0.000V=0.000p.u.; 0.000°; U2=0.000V=0.000p.u.; 0.000°
LVRT OFF: dU1=0.000p.u.; dU2=0.000p.u.
LVRT OFF: I1b(0)=47.852A untererregt; CP1(0)=0.950; I2b(0)=0.000A
LVRT OFF: I1w(0)=145.597A; I1(0)=153.259A; I2w(0)=0.000A; I2(0)=0.000A
LVRT OFF: IL1=0.000A;0.00°; IL2=0.000A;0.00°; IL3=0.000A;0.00°; Lim=100.0%
```

Abbildung 53: LVRT EIN - Leistungsquelle mit deaktiviertem LVRT-Betrieb

Ist mit dem Einstellwert **LVRT=EIN** in der 2. Zeile des Tooltip der LVRT-Betrieb **LVRT ON** aktiviert, werden bei anstehendem Kurzschluss im Stromnetz abhängig von der LVRT-Betriebsart **MSR2008** oder **VDE-AR-N 4110/4120** weitere Informationen angezeigt. Das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** ist im LVRT-Betrieb **LVRT (DEA) ON**.

```
[3Ph 1] 5MW
Einstellwerte: Pn (IL:3p) = const.; Betriebsart S/P: Begrenzung IL = Imax deaktiviert
Einstellwerte: P=5000.00kW; Un=20.000kV fn=50.00Hz; Phi=18.2°; E=0kWh; LVRT=EIN
Einstellwerte: CP=0.950 untererregt; ILmax=182.3A; Sr=1000000000000000.000kVA
Einstellwerte: LVRT=VDE-AR-N 4110; s=100.0%; s(DEA)=100.0%; s(Zone)=100.0%; s(Bereich)=100.0%
Einstellwerte: s(Zone E-Mobile)=100.0%; s(Bereich E-Mobile)=100.0%
Einstellwerte: U>=1e+15p.u.; U<=0p.u.; NAP=3Ph.; NAP(LVRT)=3Ph.
U12=2.21157kV, -109.6°, 11.1%; U23=2.21157kV, 130.4°, 11.1%; U31=2.21157kV, 10.4°, 11.1%
UL1=1.27685kV, -139.6°, 11.1%; UL2=1.27685kV, 100.4°, 11.1%; UL3=1.27685kV, -19.6°, 11.1%
Um=1.27634kV
IL1=182.321A, 130.4°, [270.0°]; IL2=182.321A, 10.4°, [-90.0°]; IL3=182.321A, -109.6°, [270.0°]
IL1=120.0%In; IL2=120.0%In; IL3=120.0%In [In=151.934A]
S=698.390343kVA, P=-0.000000kW, Q=698.390343kvar, -0.000
NAP(LVRT): U1=1276.3V, -139.6°; I1=182.3A, 130.2°, [269.8°]
LVRT ON: Un=20.000kV; U<=88.0%; U>=92.0%; k1=2; CP1=0.000; Messort[NAP(LVRT)]=DEA
LVRT ON: ULLmin=2210.686V=11.1%; dULL=0.881p.u.; U1(0)=11447.864V=99.1%; U2(0)=0.000V=0.0%
LVRT ON: Betriebsart |IL|=0A deaktiviert
LVRT ON: U1=1276.340V=0.111p.u.; -139.620°; U2=0.000V=0.000p.u.; -158.055°
LVRT ON: dU1=0.881p.u.; dU2=0.000p.u.
LVRT(DEA) ON: dI1b=267.672A; dI2b=0.000A; ILmax=182.3A
LVRT(DEA) ON: I1b(0)=47.852A untererregt; CP1(0)=0.950; I2b(0)=0.000A
LVRT(DEA) ON: I1w(0)=145.597A; I1(0)=153.259A; CP1(0)=0.950; I2w(0)=0.000A; I2(0)=0.000A
LVRT(DEA) ON: I1=219.820A; I1w=0.000A; I1b=219.820A
LVRT(DEA) ON: I2=0.000A; I2w=0.000A; I2b=0.000A
LVRT ON: IL1=182.321A;-90.00°; IL2=182.321A;150.00°; IL3=182.321A;30.00°; Lim=82.9%
```

Abbildung 54: LVRT EIN - Leistungsquelle im aktiven LVRT-Betrieb nach VDE-AR-N 4110

Der aktive LVRT-Betrieb der Netzwerkelemente **Erzeugungsanlage (DEA)** wird in der Netzgrafik dadurch angezeigt, dass das grafische Symbol mit **hellblauer** Farbe ausgefüllt und mit einem **roten Signal** versehen ist. Die nachfolgende Abbildung zeigt ein Beispiel.

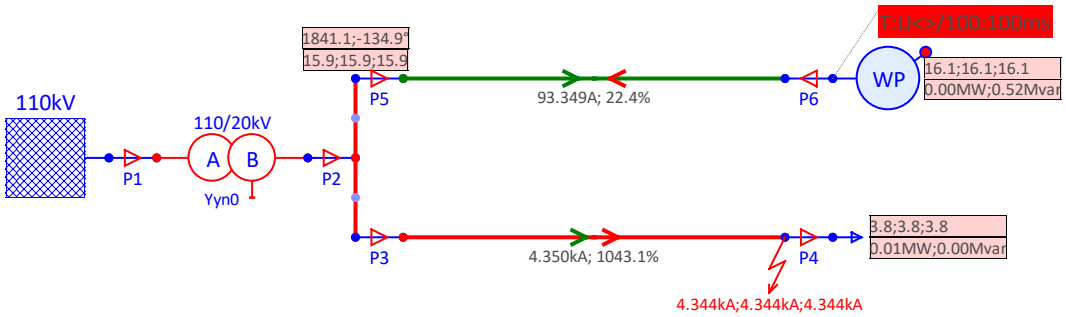


Abbildung 55: *Erzeugungsanlage (DEA)* im LVRT-Betrieb

Einstellwerte	Bedeutung
P	Wirkleistung
S	Scheinleistung
Un	Nennspannung
fn	Nennfrequenz

Phi	Winkel
CP	Verschiebungsfaktor cos φ übererregt oder untererregt
NAP	Netzanschlusspunkt (NAP)
ILmax	Maximaler Einspeisestrom
s	Spezifischer Teillastfaktor
s(DEA)	Globaler Teillastfaktor für alle Netzwerkelemente **Erzeugungsanlagen (DEA)**
s(Zone)	Teillastfaktor der zugeordneten **Zone**
LVRT	Betriebsart des LVRT-Modus z.B. **VDE-AR-N 4110**

In der nachfolgenden Tabelle sind Messwerte, die im fehlerfreien Normalbetrieb der **Erzeugungsanlage (DEA)** vor dem LVRT-Betrieb, d.h. vor dem Kurzschlusseintritt berechnet wurden, mit dem Bezeichner **Normalbtrieb:** gekennzeichnet. Das Verhalten der Erzeugungsanlage wird in Anlehnung an **VDE-AR-N 4110/4120** [18],[29] bzw. **MSR2008** [4] z.B. durch den Blindstrom I_b unmittelbar vor dem LVRT-Betrieb definiert.

⇨ Die Messwerte des Normalbetriebes werden durch die Kennung **(0)** im Tooltip gekennzeichnet.

Bezeichner	Bedeutung
U12, U23, U31	Betrag der Leiter-Leiter-Spannungen $\underline{U}_{12}$, $\underline{U}_{23}$ und $\underline{U}_{31}$ in V und $\%U_n$
UL1, UL2, UL3	Betrag der Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L1}$, $\underline{U}_{L2}$ und $\underline{U}_{L3}$ in V und in $\%U_n/\sqrt{3}$; Absoluter Phasenwinkel in Grad
IL1, IL2, IL3	Betrag der Leiterströme $\underline{I}_{L1}$, $\underline{I}_{L2}$ und $\underline{I}_{L3}$ in A; Absoluter Phasenwinkel der Leiterströme in Grad; [Phasenverschiebung zwischen dem Leiterstrom und der zugehörigen Leiter-Erd-Spannung in Grad]
IL1, IL2, IL3	Betrag der Leiterströme in $\%I_n$
S	Scheinleistung S in MVA
P, Q, …	Wirkleistung P in MW, Blindleistung Q in Mvar Verschiebungsfaktor $\cos\varphi = \frac{P}{S}$
U1(0)	**Normalbetrieb:** Betrag der Spannung im Mitsystem in V
U1	Betrag der Spannung im Mitsystem in V und p.u.; Absoluter Phasenwinkel in Grad
U2	Betrag der Spannung im Gegensystem in V und p.u.; Absoluter Phasenwinkel in Grad
dU1	Änderung des Betrages der Spannung im Mitsystem
dU2	Änderung des Betrages der Spannung im Gegensystem
dI1b	Änderung des Betrages des Blindstromes im Mitsystem
dI2b	Änderung des Betrages des Blindstromes im Gegensystem
ILmax	Maximal zulässiger Betrag des Scheinstromes
I1b(0)	**Normalbetrieb:** Betrag des Blindstromes im Mitsystem
Ib2(0)	**Normalbetrieb:** Betrag des Blindstromes im Gegensystem
CP1(0)	**Normalbetrieb:** Verschiebungsfaktor
I1w(0)	**Normalbetrieb:** Betrag des Wirkstromes im Mitsystem
I1(0)	**Normalbetrieb:** Betrag des Scheinstromes im Mitsystem
I2w(0)	**Normalbetrieb:** Betrag des Wirkstromes im Gegensystem
I2(0)	**Normalbetrieb:** Betrag des Scheinstromes im Gegensystem
I1	Betrag des Scheinstromes im Mitsystem

I2	Betrag des Scheinstromes im Gegensystem
I1w	Betrag des Wirkstromes im Mitsystem
I2w	Betrag des Wirkstromes im Gegensystem
I1b	Betrag des Blindstromes im Mitsystem
I1b	Betrag des Blindstromes im Gegensystem
NAP(LVRT)	Netzanschlusspunkt (NAP) im **LVRT-Betrieb** Einstellwert **LVRT Messort**, Registerkarte **Allgemeine Daten**
NAP	Netzanschlusspunkt (NAP) im **Normalbetrieb** Einstellwert **NAP Messort**, Registerkarte **Allgemeine Daten**
Um	3-phasige symmetrische Stromquelle: Spannung im Mitsystem U_1 1/2/3-phasige Stromquelle: Mittelwert der Leiter-Erd-Spannungen U_{L123}
Lim	Um den maximal zulässigen Betrag der Leiterströme nicht zu übersteigen, müssen die nach Anwendungsrichtlinie berechneten Leiterströme auf **Lim** begrenzt werden.

In der nachfolgenden Abbildung ist der Tooltip angezeigt, wenn ein Kurzschluss im Netz vorhanden ist, der LVRT-Betrieb für die dezentrale Erzeugungsanlage mit dem in der nachfolgenden Abbildung dargestellten Einstellwert **LVRT EIN/AUS** deaktiviert wurde.

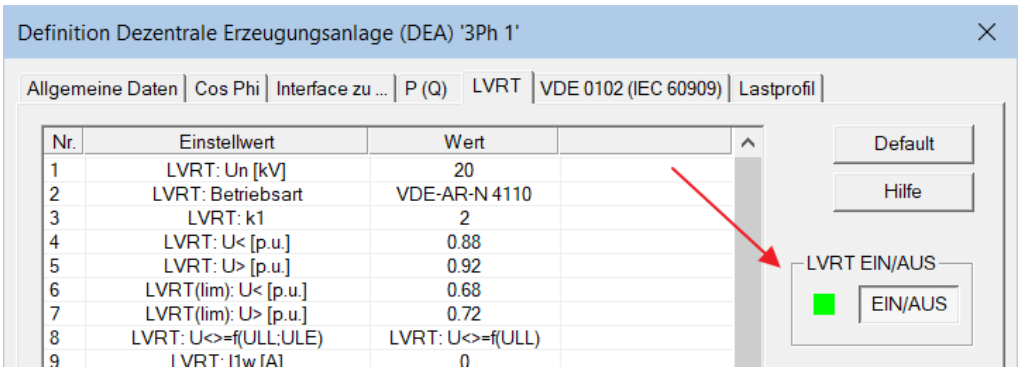


Abbildung 56: Dezentrale Erzeugungsanlagen – LVRT EIN/AUS

```
[3Ph 1] 5MW
Einstellwerte: Pn (IL:3p) = const.; Betriebsart S/P: Begrenzung IL = Imax aktiviert
Einstellwerte: P=5000.00kW; Un=20.000kV fn=50.00Hz; Phi=18.2°; E=0kWh; LVRT=AUS
Einstellwerte: CP=0.950 untererregt; ILmax=182.3A; Sr=1000000000000000.000kVA
Einstellwerte: LVRT=VDE-AR-N 4110; s=100.0%; s(DEA)=100.0%; s(Zone)=100.0%; s(Bereich)=100.0%
Einstellwerte: s(Zone E-Mobile)=100.0%; s(Bereich E-Mobile)=100.0%
Einstellwerte: U>=1e+15p.u.; U<=0p.u.; NAP=3Ph.; NAP(LVRT)=3Ph.
U12=6.64366kV, -86.4°, 33.2%; U23=6.64366kV, 153.6°, 33.2%; U31=6.64366kV, 33.6°, 33.2%
UL1=3.83572kV, -116.4°, 33.2%; UL2=3.83572kV, 123.6°, 33.2%; UL3=3.83572kV, 3.6°, 33.2%
Um=3.84126kV
IL1=182.321A, -98.3°, [18.2°]; IL2=182.321A, 141.7°, [18.2°]; IL3=182.321A, 21.7°, [18.2°]
IL1=120.0%In; IL2=120.0%In; IL3=120.0%In [In=151.934A]
S=2.097996kVA, P=1.993038kW, Q=-0.655278kvar, 0.950
NAP(LVRT): U1=3841.3V, -116.5°; I1=182.3A, -99.2°, [17.3°]
LVRT OFF: IL1=147.196A;-90.00°; IL2=147.196A;150.00°; IL3=147.196A;30.00°; Lim=100.0%
```

Abbildung 57: LVRT AUS - Leistungsquelle mit deaktiviertem LVRT-Betrieb beim Kurzschluss

8.14.7 Netzwerkelement: *Verbraucherlast*

Die nachfolgende Abbildung zeigt ausgewählte Einstellwerte und die Messwerte in einem Mehrzeilen-Tooltip.

```
[Load 2] 2MW
Einstellwerte: S=2.04082MVA; P=2.00000MW; Q=0.40612Mvar; 0.980000; Un=20000.00V
Einstellwerte: s=100.000%; s(Last)=100.000%; s(Zone)=100.000%; s(Bereich)=100.000%
Einstellwerte: Serienimpedanz (Y)
Einstellwerte: R=192.080hm; X=39.00340hm; C=0uF
S=2.039715MVA; P=1.998921MW; Q=0.405898Mvar; 0.980
UL1=11445.99V, -91.2°, 99.13%; UL2=11445.99V, 148.8°, 99.13%; UL3=11445.99V, 28.8°, 99.13%
IL1=59.401A, -102.7°, [-11.5°]; IL2=59.401A, 137.3°, [-11.5°]; IL3=59.401A, 17.3°, [-11.5°]
dS=-0.00110479kVA; dP=-0.00107909kW; dQ=-0.000219798kvar; dCosPhi=5.9619e-14
LF: R=188.8360hm; X=38.34480hm; C=0uF; Skorr=2.07588MVA
```

Abbildung 58: Tooltip für eine Verbraucherlast

Ist die Lastflussberechnung **Lastfluss: PQ, PU-Knoten** deaktiviert, so werden weniger Werte in dem Tooltip angezeigt.

```
[Load 2] 2MW
Einstellwerte: S=2.04082MVA; P=2.00000MW; Q=0.40612Mvar; 0.980000; Un=20000.00V
Einstellwerte: s=100.000%; s(Last)=100.000%; s(Zone)=100.000%; s(Bereich)=100.000%
Einstellwerte: Serienimpedanz (Y)
Einstellwerte: R=192.080hm; X=39.00340hm; C=0uF
S=2.005764MVA; P=1.965648MW; Q=0.399141Mvar; 0.980
UL1=11447.41V, -91.2°, 99.14%; UL2=11447.41V, 148.8°, 99.14%; UL3=11447.41V, 28.8°, 99.14%
IL1=58.405A, -102.6°, [-11.5°]; IL2=58.405A, 137.4°, [-11.5°]; IL3=58.405A, 17.4°, [-11.5°]
```

Abbildung 59: Tooltip für eine Verbraucherlast

Einstellwerte	Bedeutung
S	Betrag der Scheinleistung S in MVA
P	Wirkleistung P in MW
Q	Blindleistung Q in Mvar
	Verschiebungsfaktor $\cos\varphi = \frac{P}{S}$
Un	Nennspannung
s	Globaler Teillastfaktor Einstelldialog **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **Lastfluss: Lasten**
s(Last)	Teillastfaktor des Netzwerkelementes Einstelldialog der **Verbraucherlast**
s(Zone)	Zonenspezifischer Teillastfaktor
R, X, C	Werte der 3-phasigen symmetrischen Lastimpedanz

Bezeichner	Bedeutung
UL1, UL2, UL3	Betrag der Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L1}$, $\underline{U}_{L2}$, $\underline{U}_{L3}$ in V und $\%U_n/\sqrt{3}$
IL1, IL2, IL3	Betrag der Leiterströme $\underline{I}_{L1}$, $\underline{I}_{L2}$ und $\underline{I}_{L3}$ in A; Absoluter Phasenwinkel der Leiterströme in Grad; [Phasenverschiebung zwischen dem Leiterstrom und der zugehörigen Leiter-Erd-Spannung in Grad]
S, P, Q, …	Wirkleistung P in MW, Blindleistung Q in Mvar, Verschiebungsfaktor cos φ $\cos\varphi = \frac{P}{S}$

dS, dP, dQ	Abweichung des Betrages der Scheinleistung dS, der Wirkleistung dP und Blindleistung dQ vom eingestellten Wert
LF: R, X, C, SKorr	Ergebnisse der Lastflussiteration: tatsächliche verwendete Werte der Lastimpedanz, korrigierte Scheinleistung

8.14.8 Netzwerkelement: *Schalter (CB)* - Schalter mit Messort

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Messwerte in einem Mehrzeilen-Tooltip.

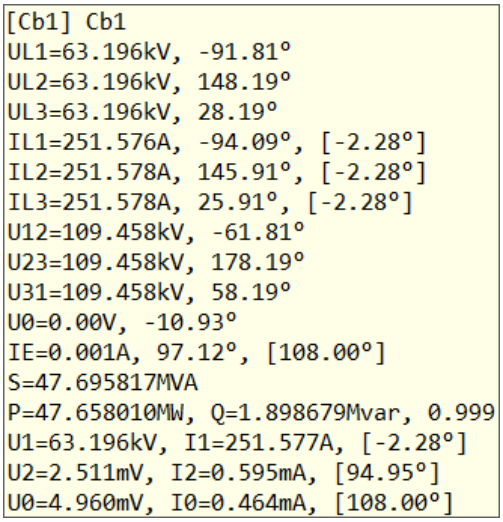


Abbildung 60: Tooltip für einen Schalter mit Messort *Circuit-Breaker*

Die Berechnung der Leistungen erfolgt unter Annahme des **Verbraucherzählpfeilsystems (VZS)** für beide Wicklungen.

Bezeichner	Bedeutung
UL1, UL2, UL3	Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L1}$, $\underline{U}_{L2}$, $\underline{U}_{L3}$ ▪ absoluter Betrag, absoluter Phasenwinkel
IL1, IL2, IL3	Leiterströme $\underline{I}_{L1}$, $\underline{I}_{L2}$, $\underline{I}_{L3}$ ▪ absoluter Betrag, absoluter Phasenwinkel, [Phasenverschiebung zur Leiter-Erd-Spannung]
U12, U23, U31	Leiter-Leiter-Spannungen $\underline{U}_{L12}$, $\underline{U}_{L23}$, $\underline{U}_{L31}$ ▪ absoluter Betrag, absoluter Phasenwinkel
U0	Nullspannung $\underline{U}_0$ ▪ absoluter Betrag, absoluter Phasenwinkel
IE	Summenstrom $\underline{I}_E$ ▪ absoluter Betrag, absoluter Phasenwinkel $\underline{I}_E = \underline{I}_{L1} + \underline{I}_{L2} + \underline{I}_{L3}$
S, P, Q, cos φ	Scheinleistung, Wirkleistung, Blindleistung, Verschiebungsfaktor
U1, U2	Mitsystem- und Gegensystemspannung $\underline{U}_1 = \frac{\underline{U}_{L1} + \underline{a} \cdot \underline{U}_{L2} + \underline{a}^2 \cdot \underline{U}_{L3}}{3}$ $\underline{U}_2 = \frac{\underline{U}_{L1} + \underline{a}^2 \cdot \underline{U}_{L2} + \underline{a} \cdot \underline{U}_{L3}}{3}$
U0	Nullsystemspannung

	$\underline{U}_0 = \frac{\underline{U}_{L1} + \underline{U}_{L2} + \underline{U}_{L3}}{3}$
I1, I2, I0	Mitsystem-, Gegensystem- und Nullsystemstrom Absoluter Betrag, [Phasenverschiebung zur Mitsystem-, Gegensystem bzw. Nullsystemspannung]

8.14.9 Netzwerkelement: 2- und 3-Wicklungstransformator *BCTRAN*

Die Berechnung der Leistungen erfolgt unter Annahme des **Verbraucherzählpfeilsystems (VZS)** für alle Wicklungen. Ein in den Transformator hineinfließender Leiterstrom wird als positiver Wert dargestellt. In der nachfolgenden Abbildung ist beispielhaft der Tooltip angezeigt, wenn die Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 mit einem 3-poligen Kurzschluss 3pE an Wicklung 2 berechnet wurde.

```
[Bct 1] 35MVA BCTRAN
Einstellwerte: Ur1=110kV; Ur2=20kV; Ur3=20kV
Einstellwerte: Sr12=35MVA; Sr13=35MVA; Sr23=35MVA
1: UL1=5.353kV=8.429%; UL2=0.000kV=0.000%; UL3=5.353kV=8.429%
2: UL1=12.702kV=110.000%; UL2=6.351kV=55.000%; UL3=12.702kV=110.000%
3: UL1=0.000kV=0.000%; UL2=5.986kV=51.836%; UL3=11.971kV=103.673%
R12=1.9017250hm; R13=1.9017250hm; R23=1.9017250hm
X12=92.2550010hm; X13=92.2550010hm; X23=92.2550010hm
Z12=92.2746000hm; Z13=92.2746000hm; Z23=92.2746000hm
cmax12=1.1; cmax13=1.1; cmax23=1.1
xT12=0.26685; xT13=0.26685; xT23=0.26685
KT12=0.90078; KT13=0.90078; KT23=0.90078
```

Abbildung 61: Tooltip für einen 3-Wicklungstransformator *BCTRAN*

Wird nur der 2-Wicklungstransformator verwendet, so werden die Einstell- und Anzeigewerte des Tooltip auf die Wicklungen 1 und 2 reduziert.

Bezeichner	Bedeutung
Einstellwerte	Bemessungsspannungen U_{rx} (mit x = Nummer der Wicklung 1, 2, 3)
Einstellwerte	Bemessungsleistungen S_{rxx}
1: UL1, UL2, UL3	Betrag der Leiter-Erd-Spannungen an Wicklung 1 in V und %Un/√3
2: UL1, UL2, UL3	Betrag der Leiter-Erd-Spannungen an Wicklung 2 in V und %Un/√3
3: UL1, UL2, UL3	Betrag der Leiter-Erd-Spannungen an Wicklung 3 in V und %Un/√3
R12, R13, R23	Kurzschlussresistanz zwischen den Wicklungen
X12, X13, X23	Kurzschlussreaktanz zwischen den Wicklungen
Z12, Z13, Z23	Betrag der Kurzschlussimpedanz zwischen den Wicklungen

Nur wenn die Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 eingeschaltet ist:

Bezeichner	Bedeutung
cmax12, cmax13, cmax23	Spannungsfaktor zwischen den Wicklungen
xT12, xT13, xT23	Bezogene Kurzschlussimpedanz in p.u. zwischen den Wicklungen

KT12, KT13, KT23	Impedanzkorrekturfaktor zwischen den Wicklungen

8.14.10 Logikfunktion für Schutzgeräte *Schutzlogik/TACS*

Das Netzwerkelement **Schutzlogik/TACS** kann als **Logikfunktion für Schutzgeräte** verwendet werden. Ausgangssignale von Schutzfunktionen wie z.B. AUS-Kommandos werden logisch verknüpft und an einen oder mehrere Leistungsschalter (**Schalter**) weitergeleitet. Die von ATPDesigner automatisch an den Eingängen und an dem Ausgang ermittelten Netzwerkelemente mit deren logischen Zuständen werden in einem Tooltip nach ausgeführter Berechnung eines stationären Netzzustandes angezeigt.

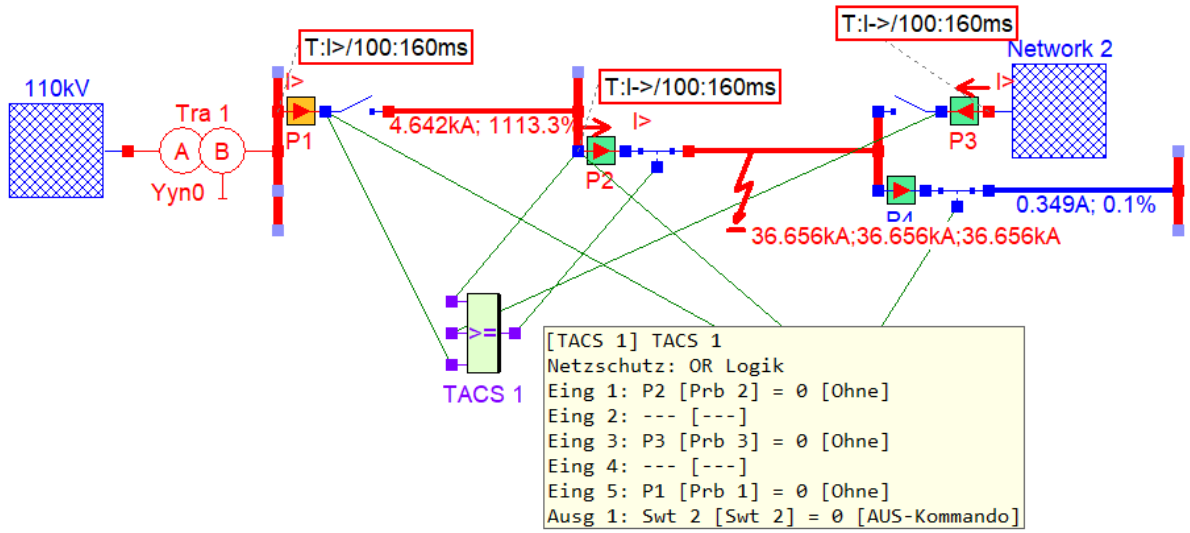


Abbildung 62: Tooltip für Logikfunktionen des Netzwerkelementes *Schutzlogik/TACS*

In der Abbildung ist zu erkennen, dass die Eingänge **Eing 1**, **Eing 2** und **Eing 3** den logischen Wert 1 besitzen und der Ausgang **Ausg** durch die ODER-Verknüpfung (**OR Logik**) den logischen Zustand 0 angenommen hat. Zusätzlich wird angezeigt, welche Bedeutung die Informationen der Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät** haben.

8.14.11 Netzwerkelement: 2- und 3-Wicklungstransformator *XFormer*

Abhängig von der Betriebsart als Transformator oder Längsregler werden unterschiedliche Tooltips angezeigt. Für den Betrieb als Transformator ist der Tooltip in Abbildung 63 dargestellt.

```
[XFo 1] XFo 1
Einstellwerte: Ur1=110kV; Ur2=20kV; Ur3=10kV; Anz. Wicklungen=3; D-Y-Y
Einstellwerte: Sr12=31.5MVA; Sr13=10MVA; Sr23=10MVA
Einstellwerte: uk12=12%; uk13=6%; uk23=5%
Einstellwerte: Pk12=130kW; Pk13=130kW; Pk23=60kW
1: UL1=54.075kV=85.1%; UL2=54.075kV=85.1%; UL3=54.075kV=85.1%
1: ø(UL1)=-89.249°; ø(UL2)=150.751°; ø(UL3)=30.751°
1: U1=54.075kV=85.1%, U2=0.000kV=0.0%, U0=0.000kV=0.0%
2: UL1=0.000kV=0.0%; UL2=0.000kV=0.0%; UL3=0.000kV=0.0%
2: ø(UL1)=-148.605°; ø(UL2)=91.395°; ø(UL3)=-28.605°
2: U1=0.000kV=0.0%, U2=0.000kV=0.0%, U0=0.000kV=0.0%
3: UL1=1.824kV=31.6%; UL2=1.824kV=31.6%; UL3=1.824kV=31.6%
3: ø(UL1)=-54.809°; ø(UL2)=-174.809°; ø(UL3)=65.191°
3: U1=1.824kV=31.6%, U2=0.000kV=0.0%, U0=0.000kV=0.0%
```

Abbildung 63: Tooltip für einen Transformator *XFormer*

Bezeichner	Bedeutung
Einstellwerte	Bemessungsspannungen U_{rx} (mit x = Nummer der Wicklung 1, 2, 3)
Einstellwerte	Bemessungsleistungen S_{rxx}
Einstellwerte	Kurzschlussspannung u_{kxx}
Einstellwerte	Kurzschlussverlustleistung P_{kxx}
1: UL1, UL2, UL3	Betrag der Leiter-Erd-Spannungen an Wicklung 1 in V und $\%U_n/\sqrt{3}$
1: Ø(UL1), Ø(UL2), Ø(UL3)	Absoluter Phasenwinkel der Leiter-Erd-Spannung an Wicklung 1
1: U1, U2, U0	Betrag der Spannungen im Mitsystem $\underline{U}_1$, Gegensystem $\underline{U}_2$ und Nullsystem $\underline{U}_0$ an Wicklung 1 in V und $\%U_n/\sqrt{3}$

Die Ergebnisse der Lastflussberechnung werden für die Wicklungen 2 und 3 wiederholt. In der nachfolgenden Abbildung ist der Tooltip für den Betrieb als Längsregler dargestellt.

```
[XFo 1] Längsregler
Einstellwerte: Ureg=0.4V=1p.u.; dU=6V; Genauigkeit dU=2.5%
Einstellwerte: UL1=-24V; UL2=-24V; UL3=-24V
Einstellwerte: ø(UL1)=124.138°; ø(UL2)=4.138°; ø(UL3)=-115.862°
1: UL1=0.256kV=110.6%; UL2=0.256kV=110.6%; UL3=0.256kV=110.6%
1: ø(UL1)=123.838°; ø(UL2)=3.839°; ø(UL3)=-116.161°
1: U1=0.256kV=110.6%, U2=0.000kV=0.0%, U0=0.000kV=0.0%
2: UL1=0.232kV=100.7%; UL2=0.232kV=100.7%; UL3=0.232kV=100.7%
2: ø(UL1)=124.254°; ø(UL2)=4.254°; ø(UL3)=-115.746°
2: U1=0.232kV=100.7%, U2=0.000kV=0.0%, U0=0.000kV=0.0%
```

Abbildung 64: Tooltip für einen Längsregler *XFormer*

Bezeichner	Bedeutung
Ureg, dU, Genauigkeit dU	Bezugsspannung des Spannungsreglers U_{reg}, Betrag der Schrittweite der Längsspannung dU, Toleranzband der Leiter-Erd-Spannung am Ausgang des Längsreglers dU
UL1, UL2, UL3	Längsspannungen je Leiter, die in der Sekundärwicklung eingeprägt werden
Ø(UL1), Ø(UL2), Ø(UL3)	Absoluter Phasenwinkel der Längsspannung, die in der Sekundärwicklung eingeprägt werden

Nachfolgend werden Messwerte für die **Wicklung 1** und **Wicklung 2** ausgegeben.

Bezeichner	Bedeutung
1: UL1, UL2, UL3	Betrag der Leiter-Erd-Spannungen an Wicklung 1
1: Ø(UL1), Ø(UL2), Ø(UL3)	Absoluter Phasenwinkel der Leiter-Erd-Spannung an Wicklung 1 in V und $\%U_n/\sqrt{3}$
1: U1, U2, U0	Betrag der Spannungen im Mitsystem U1, Gegensystem U2 und Nullsystem U0 an Wicklung 1 in V und $\%U_n/\sqrt{3}$

8.14.12 Netzwerkelement: *Synchrongenerator*

Im Tooltip des Netzwerkelementes **Synchrongenerator** werden Einstellwerte, davon abgeleitete Größen und die Ergebnisse der Lastflussberechnung angezeigt.

```
[Gen 1] Gen 1
Einstellwerte: UrG=21.000kV; fn=50.000Hz; SrG=400.000MVA; Phi=151.00°,
Einstellwerte: 2 Pole; 17022.000kg m^2; 1 Massen
Einstellwerte: ra=0.0020p.u.; xd=2.6478p.u.; xq=2.5156p.u.; x0=0.1500p.u.
Einstellwerte: IrG=10997.148A; ZrG=1.103Ohm; Lastfluss/Kurzschluss: Z1 = Ra + j Xd
UL1=12.125kV, 60.36°, 100.01%; UL2=12.125kV, -59.64°, 100.01%; UL3=12.125kV, -179.64°, 100.01%
IL1=46.076A, 61.82°, 0.42%; IL2=46.076A, -58.18°, 0.42%; IL3=46.076A, -178.18°, 0.42%
S=1.676067MVA; P=1.675525MW; Q=-0.042611Mvar; 1.000
U1=12.125kV, 60.36°, 100.01%; U2=0.000kV, 74.12°, 0.00%; U0=0.000kV, 46.45°, 0.00%
I1=46.076A, 61.82°, 0.42%; I2=0.000A, 162.51°, 0.00%; I0=0.000A, -38.86°, 0.00%
R1k=0.002Ohm; X1k=2.919Ohm; R2k=0.002Ohm; X2k=2.846Ohm; R0k=0.002Ohm; X0k=0.165Ohm
```

Abbildung 65: Tooltip für den Synchrongenerator *Generator*

Bezeichner	Bedeutung
UrG	Bemessungsspannung
fn	Nennfrequenz
SrG	Bemessungs-Scheinleistung
Phi	Absolute Phasenlage
Pole	Anzahl Pole
	Massenträgheitsmoment in kg m^2
Massen	Anzahl Massen des Generators, Turbinen, etc.
ra	Läuferresistanz
xd	Synchrone Reaktanz in der d-Achse
xq	Synchrone Reaktanz in der q-Achse
x0	Nullsystemreaktanz
IrG	Bemessungsstrom
ZrG	Bemessungsimpedanz
UL1, UL2, UL3	Leiter-Erd-Spannungen U_{L1}, U_{L2}, U_{L3}

	absoluter Betrag, absoluter Phasenwinkel, Betrag in $\%U_{rG}/\sqrt{3}$
IL1, IL2, IL3	Leiterströme I_{L1}, I_{L2}, I_{L3} absoluter Betrag, absoluter Phasenwinkel, Betrag in $\%I_{rG}$
S, P, Q, cos φ	Scheinleistung, Wirkleistung, Blindleistung, Verschiebungsfaktor
U1, U2, U0	Mitsystem-, Gegensystem- und Nullsystemspannung absoluter Betrag, absoluter Phasenwinkel, Betrag in $\%U_{rG}/\sqrt{3}$ $\underline{U}_1 = \frac{\underline{U}_{L1} + \underline{a} \cdot \underline{U}_{L2} + \underline{a}^2 \cdot \underline{U}_{L3}}{3}$ $\underline{U}_2 = \frac{\underline{U}_{L1} + \underline{a}^2 \cdot \underline{U}_{L2} + \underline{a} \cdot \underline{U}_{L3}}{3}$ $\underline{U}_0 = \frac{\underline{U}_{L1} + \underline{U}_{L2} + \underline{U}_{L3}}{3}$
I1, I2, I0	Mitsystem-, Gegensystem- und Nullsystemstrom absoluter Betrag, absoluter Phasenwinkel, Betrag in $\%I_{rG}$
R1k, X1k	Impedanz des Synchrongenerators im Mitsystem
R2k, X2k	Impedanz des Synchrongenerators im Gegensystem
R1k, X1k	Impedanz des Synchrongenerators im Nullsystem
Lastfluss/Kurz-schluss	▪ **$\underline{Z}_1 = R_a + j\,X_d$** Verwendung der **synchronen Reaktanz X_d** für die Definition der Mitimpedanz ▪ **$\underline{Z}_1 = R_a + i\,X_d$"** Verwendung der **subtransienten Reaktanz X_d"** für die Definition der Mitimpedanz

8.14.13 Netzwerkelement: Längsimpedanz *RLC Serienimpedanz*

Im Tooltip des Netzwerkelementes **RLC Serienimpedanz** werden Einstellwerte, davon abgeleitete Größen und die Ergebnisse der Lastflussberechnung angezeigt.

```
[Imp 1] Imp 1
Einstellwerte: Un=20000.000V; R=0.001Ohm; X=0.000Ohm; C=0.000uF
IL1=28.701A; IL2=28.701A; IL3=28.701A
L: U12=19884.646V, 99.42%; U23=19884.630V, 99.42%; U31=19884.670V, 99.42%
R: U12=19884.596V, 99.42%; U23=19884.580V, 99.42%; U31=19884.621V, 99.42%
L: UL1=11480.418V, 99.42%; UL2=11480.395V, 99.42%; UL3=11480.409V, 99.42%
R: UL1=11480.390V, 99.42%; UL2=11480.366V, 99.42%; UL3=11480.380V, 99.42%
Udiff: UL1=0.029V, 0.00%; UL2=0.029V, 0.00%; UL3=0.029V, 0.00%
PVerl: Sv=2.471VA; Pv=2.471W; Qv=0.000var
```

Abbildung 66: Tooltip für das Netzwerkelement *RLC Serienimpedanz*

Bezeichner	Bedeutung
Un	Nennspannung
R	Resistanz je Leiter
X	Reaktanz je Leiter
C	Kapazität je Leiter
U12, U23, U31	Leiter-Leiter-Spannungen U_{12}, U_{23}, U_{31} ▪ absoluter Betrag, Betrag in %Un
UL1, UL2, UL3	Leiter-Erd-Spannungen U_{L1}, U_{L2}, U_{L3} ▪ absoluter Betrag, Betrag in $\%U_n/\sqrt{3}$

IL1, IL2, IL3	Leiterströme I_{L1}, I_{L2}, I_{L3}
Udiff	Differenzspannung über der Serienimpedanz ▪ absoluter Betrag, Betrag in $\%U_n$
PVerl	Verlustleistung: Scheinleistung S_V in kVA; Wirkverlustleistung P_V in kW; Blindleistungsbedarf Q_V in kvar

8.14.14 Netzwerkelement: *Schalter*

Im Tooltip des Netzwerkelementes **Schalter** werden die Leiter-Erd-Spannungen U_{L123} an beiden Schalterpolen sowie die Leiterströme I_{L123} angezeigt. Der Schaltzustand des Schalters wird berücksichtigt. Die Nennspannung U_n sowie der Bemessungsstrom I_r können im Einstelldialog des Netzwerkelementes **Schalter** in der Registerkarte **Lastfluss, Kurzschluss** eingestellt werden.

```
[Swt 1] Swt 1
1: UL1=63.497kV, -90.15°, 99.98%
1: UL2=63.497kV, 149.85°, 99.98%
1: UL3=63.497kV, 29.85°, 99.98%
2: UL1=63.497kV, -90.15°, 99.98%
2: UL2=63.497kV, 149.85°, 99.98%
2: UL3=63.497kV, 29.85°, 99.98%
IL1=10.5A, -90.15°, 1.67%
IL2=10.5A, 149.84°, 1.67%
IL3=10.5A, 29.86°, 1.67%
```

Abbildung 67: Tooltip für den Schalter

Bezeichner	Bedeutung
1: UL1, UL2, UL3 **2: UL1, UL2, UL3**	Leiter-Erd-Spannungen U_{L1}, U_{L2}, U_{L3} ▪ absoluter Betrag, absoluter Phasenwinkel, Betrag in $\%U_n/\sqrt{3}$ ▪ Mit dem Präfix 1: oder 2: werden die beiden 3-phasigen Anschlussknoten des Schalters gekennzeichnet.
IL1, IL2, IL3	Leiterströme I_{L1}, I_{L2}, I_{L3} ▪ absoluter Betrag, absoluter Phasenwinkel, Betrag in $\%I_n$

8.14.15 Kurzschluss 1pE/2p/2pE/3p/3pE

Wird die Berechnung eines stationären Netzzustandes mit Kurzschluss (**roter Blitz**) durchgeführt, so werden ausgewählte Ergebnisse und Einstellwerte in einem Tooltip am Kurzschlussort angezeigt.

```
Kurzschluss
L123; Rf=10hm; Sk
9.566kA;9.566kA;9.566kA
```

Abbildung 68: Tooltip für den Kurzschluss

Bezeichner	Bedeutung
Kurzschluss	Kurzschlussart L123, L12, etc.
Rf	Fehlerresistanz am Kurzschlussort
Sk **Sk max**	Kurzschlussleistung aller Netzwerkelemente **Netzeinspeisung**

Sk min	Der Einstellwert **Sk, Skmin, Sk max, …** wird im Einstelldialog Einstellungen **Netzschutz und Kurzschluss**, Registerkarte **Netzschutz Analyse** eingestellt. ▪ Hauptmenü **Netzschutz** ▪ Menüpunkt **Einstellungen Netzschutz**
120°	Leitertemperatur aller Netzwerkelemente **Leitung** Der Einstellwert **Te** wird im Einstelldialog Einstellungen **Netzschutz und Kurzschluss**, Registerkarte **Netzschutz Analyse** eingestellt.
9.566kA; …	Kurzschlussstrom Leiter-Erde oder Leiter-Leiter abhängig von der Fehlerart

8.14.16 Anzeige der Berechnungsergebnisse in der Netzgrafik

Wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt werden Ergebnisse der Netzberechnung direkt in der Netzgrafik angezeigt. Es muss beachtet werden, dass die in der Netzgrafik angezeigten Leistungen oder Leiterströme bei Netzwerkelenten wie z.B. der **Erzeugungsanlage (DEA)** oder **Verbraucherlast** ggfs. durch Teillastfaktoren wie z.B. von **Zone**, **Bereich** oder **spezifische Teillastfaktoren** zu Null berechnet werden können.

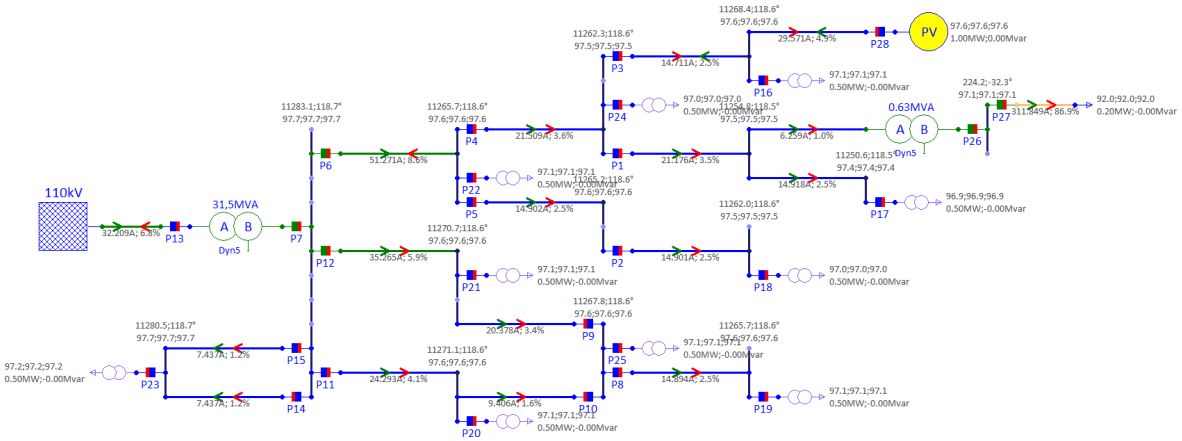


Abbildung 69: Anzeige der Ergebnisse einer Lastflussberechnung in der Netzgrafik

Die Anzeige der Berechnungsergebnisse in der Nerzgrafik kann im Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz** in der Registerkarte **Netzwerk** mit der Option **Anzeigen** in der Gruppe **Schriftarten** ein- und ausgeschaltet werden. Darüber hinaus kann mit dem Button **Messwerte** die Schriftart eingestellt werden.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Netzkonfiguration**, Registerkarte **Netzwerk**, Gruppe **Schriftarten**
- Toolbar-Button
- Projektinformation **Netzkonfiguration**

Einstellwert	Bedeutung
Anzeigen	Berechnungsergebnisse (Messwerte) in der Netzgrafik anzeigen
Messwerte	Schriftart der Messwerte einstellen

8.14.16.1 Netzwerkelement *Leitung*

Leitung	Bedeutung
Leiterströme	Maximaler Betrag der Leiterströme I_{L123} in A und in % I_{zul} des zulässigen Dauerlaststromes unter Berücksichtigung des Reduktionsfaktors **Red.**

Verbraucherlast	Bedeutung
Spannungen	Betrag der Leiter-Erd-Spannungen U_{L1}, U_{L2} und U_{L3} in % bezogen auf U_n / √3
Leistungen	Wirkleistung P und Blindleistung Q im Verbraucherzählpfeilsystem (VZS)

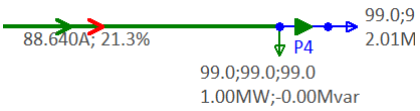


Abbildung 70: Ergebnisse der Netzberechnung – *Leitung*

8.14.16.2 Netzwerkelement *Verbraucherlast*

Verbraucherlast	Bedeutung
Spannungen	Betrag der Leiter-Erd-Spannungen U_{L1}, U_{L2} und U_{L3} in % bezogen auf U_n / √3
Leistungen	Wirkleistung P und Blindleistung Q im Verbraucherzählpfeilsystem (VZS)

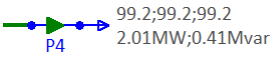


Abbildung 71: Ergebnisse der Netzberechnung – *Verbraucherlast*

8.14.16.3 Netzwerkelement *Erzeugungsanlage (DEA)*

Verbraucherlast	Bedeutung
Spannungen	Betrag der Leiter-Erd-Spannungen U_{L1}, U_{L2} und U_{L3} in % bezogen auf U_n / √3
Leistungen	Wirkleistung P und Blindleistung Q im Erzeugerzählpfeilsystem (EZS)

Abbildung 72: Ergebnisse der Netzberechnung – *Erzeugungsanlage (DEA)*

8.14.16.4 Netzwerkelement *Sammelschiene*

Sammelschiene	Bedeutung
Zeile 1: Spannungen	▪ Betrag der Mitsystemspannung in V ▪ Absoluter Phasenwinkel der Mitsystemspannung in Grad
Zeile 2: Spannungen	Betrag der Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L1}$, $\underline{U}_{L2}$ und $\underline{U}_{L3}$ in % bezogen auf U_n / √3

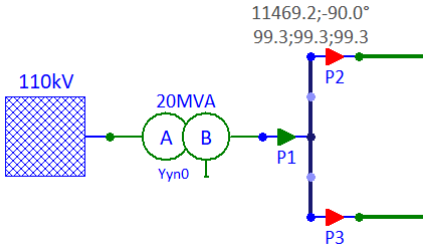


Abbildung 73: Ergebnisse der Netzberechnung – *Sammelschiene*

8.15 Überwachung der Netzspannung

ATPDesigner überwacht die Netzspannung an Netzknoten von Betriebsmitteln wie z.B. der Netzwerkelemente **Sammelschiene**, **Mess/Schutzgerät** und **Erzeugungsanlage (DEA)**. Dabei werden die Leiter-Leiter-Spannungen und die Leiter-Erd-Spannungen mit Grenzwerten, die im Einstelldialog **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **Lastfluss: Lasten** eingestellt werden, verglichen. Das Ergebnis wird u.a. im **Meldungsfenster** und in den Tooltips der Netzwerkelemente ausgegeben. Die als Bezugswert verwendeten Nennspannungen sind in den Einstelldialogen der Netzwerkelemente definiert.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **Lastfluss: Lasten**
- Gruppe **U>, U< - Überwachung (EN50160)**

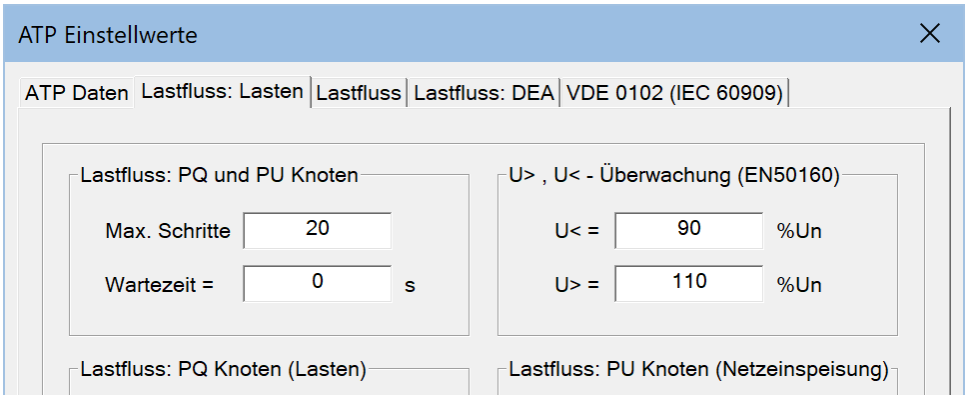


Abbildung 74: Grenzwerte U< und U> zur Überwachung der Netzspannung

Wie in den nachfolgenden Abbildungen gezeigt werden im **Meldungsfenster** am Anfang jeder Zeile nach dem Referenznamen des Netzwerkelementes die Leiter-Leiter- und Leiter-Erd-Spannungen in $\%U_n$ bzw. $\%U_n$ / √3 am Netzanschlusspunkt angezeigt. Danach wird der anwenderspezifische Name des Netzwerkelementes ausgegeben.

⇨ Die Anzeige der Ergebnisse der Spannungsüberwachung werden nicht im **Meldungsfenster** angezeigt, wenn eine Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 durchgeführt wird.

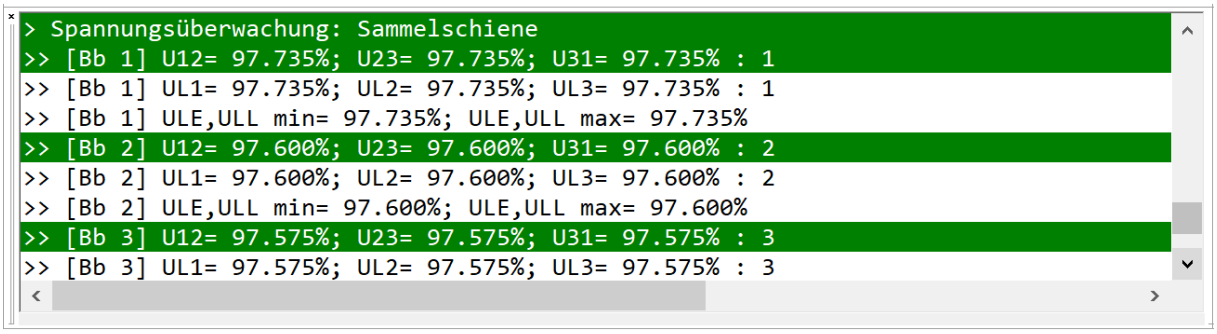


Abbildung 75: Überwachung der Netzspannung – *Sammelschiene*

Im Meldungsfenster wird optional ausgegeben, ob eine unzulässige Überspannung **U>=…** oder Unterspannung **U<=…** erkannt wurde. Zusätzlich wird der Einstellwert **U>** und **U<** angezeigt.

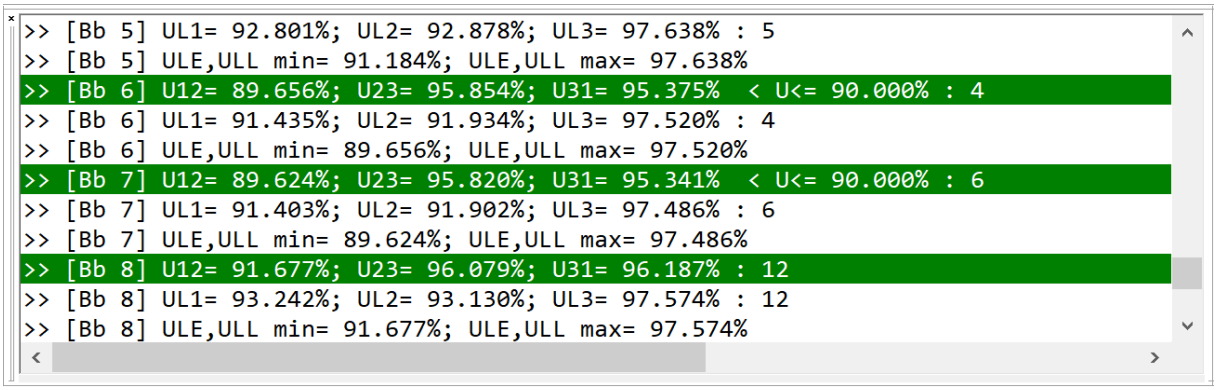


Abbildung 76: Überwachung der Netzspannung – *Sammelschiene*

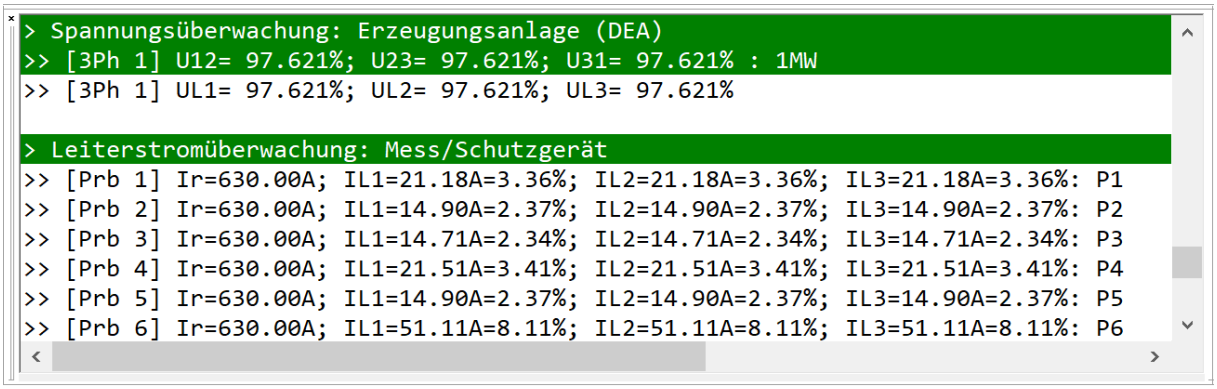


Abbildung 77: Überwachung der Netzspannung - *Erzeugungsanlage (DEA)*

8.16 Identifikation überlasteter Betriebsmittel

Als Ergebnis einer stationären Netzberechnung bzw. Lastflussberechnung wird die Auslastung von Betriebsmitteln in der Tabelle Ergebnisse Lastflussberechnung ausgegeben. Eine Grenzwertverletzung wird in der Spalte **Netzzustand** nach dem BDEW-Ampelkonzept [22] farblich markiert. Es werden Betriebsmittel bzgl. ihrer Strombelastung als auch Spannungsbelastung überwacht.

8.16.1 EIN- und AUS-Schalten von Betriebsmitteln

Die Tabelle kann auch dazu verwendet werden, Betriebsmittel ein- und auszuschalten bzw. zu **aktivieren** oder **deaktivieren**. Dazu kann der Wert **EIN** bzw. **AUS** in der Spalte **Aktiviert** durch einen **Left Mouse Button Double Click** geändert werden. Deaktivierte Betriebsmittel werden in der Netzgrafik **magenta** gezeichnet.

Einstellwert	Bedeutung
EIN	Betriebsmittel ist **aktiviert** (grafisch sichtbar, elektrisch aktiv)
AUS	Betriebsmittel ist **deaktiviert** (grafisch sichtbar, elektrisch inaktiv)

8.16.2 Überwachung der Stromauslastung - Einfärbung in der Netzgrafik

Die Auswahl der Zeichenfarben der Stromauslastung der Netzwerkelemente erfolgt im Einstelldialog **Farben I>**.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Netzkonfiguration**, Registerkarte **Farben I>**

Es sind immer die Auslastungsstufen >100% (**Überlast > 100%**) und >120% (**Überlast > 120%**) verfügbar. Diese Überstromwerte können nicht verändert werden, allerdings deren Zeichenfarbe. Darüber hinaus sind weitere Auslastungsstufen einstellbar, deren Überstromwerte und Zeichenfarben einstellbar sind.

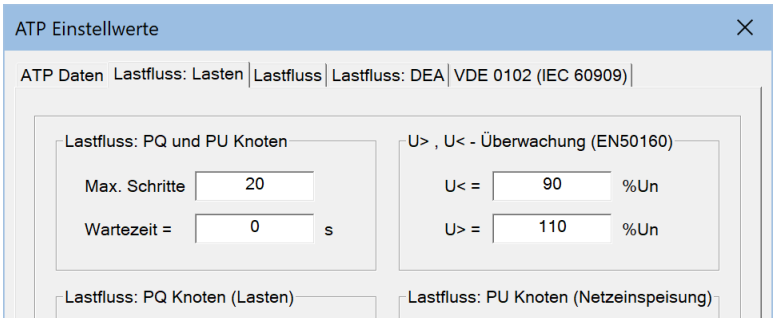
- **Netzwerkelement Leitung**
  Es wird der betragsmäßig größte Leiterstrom ermittelt. Der maximal zulässige Leiterstrom wird mit dem Einstellwert $\mathbf{I_{max}}$ im Einstelldialog der **Leitung** definiert. Es muss der Reduktionsfaktor **Red.** und die Anzahl parallel geschalteter Leitungen **Par.** beachtet werden.

- **Netzwerkelement Transformator 2-Wicklung**
  Es wird für die Wicklungen A und B jeweils die betragsmäßig größten Leiterströme ermittelt und mit den zugehörigen Bemessungsströmen verglichen.

8.16.3 Überwachung der Netzspannung

Die Netzspannung wird auf unzulässig große und kleine Werte überwacht. Es wird der Betrag der Leiter-Erd-Spannungen U_{LE} und der Leiter-Leiter-Spannungen U_{LL} überwacht. Die Einstellwerte sind im Einstelldialog **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **Lastfluss: Lasten** enthalten.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **Lastfluss: Lasten**,
- Gruppe **U>, U< - Überwachung (EN50160)**



- **Netzwerkelement Sammelschiene**
  Die Netzspannung U_{LE} und U_{LL} wird auf einen unzulässig hohen oder niedrigen Betrag überwacht.

- **Netzwerkelement Mess/Schutzgerät**
  Die Netzspannung U_{LE} und U_{LL} wird auf einen unzulässig hohen oder niedrigen Betrag überwacht.

8.16.4 Ergebnisse der Lastflussberechnung in einer Tabelle

Die Ergebnisse der Berechnung des stationären Netzzustandes können auch in einer Tabelle angezeigt werden. Der Dialog kann wie folgt geöffnet werden:

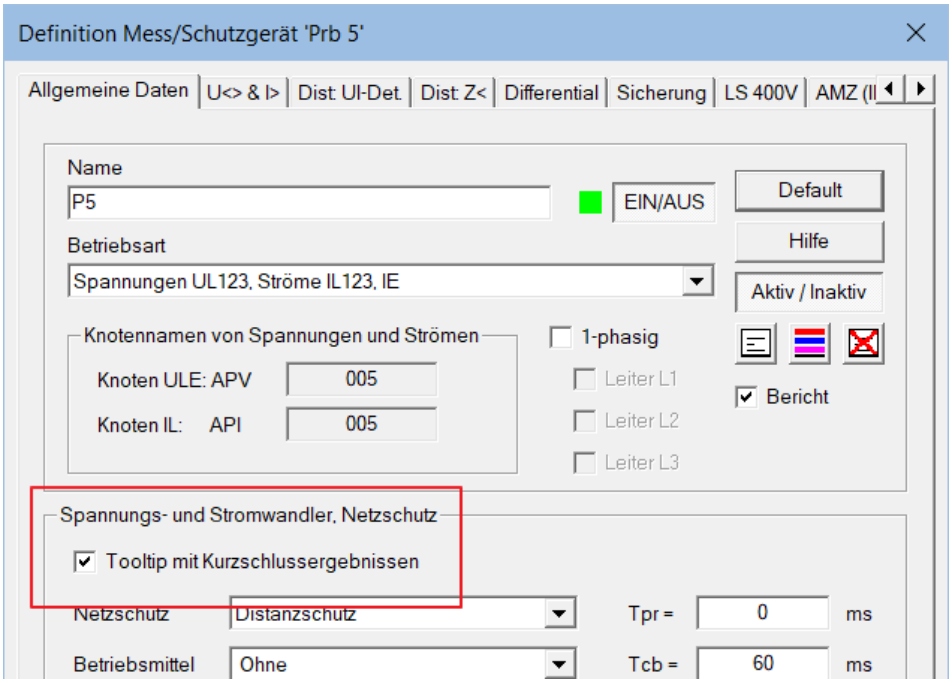
- Toolbar-Button
- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Lastflussberechnung**

Näheres zu Struktur und Inhalt der Tabelle kann in Ergebnisse der Lastflussberechnung für Betriebsmittel nachgelesen werden.

8.17 Funktionstasten F9, Alt + F7, F8, F9 - Anzeige von Impedanzen

Impedanzen können für Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** zusätzlich zu den Tooltips direkt in der Netzgrafik in Textelementen angezeigt werden. Diese Anzeige wird mit einer der Funktionstasten **Fx**, ein- und ausgeschaltet und ist alternativ zu der Anzeige der Messwerte in Tooltips verfügbar. Zur Anzeige der Messwerte muss keine Schutzfunktion für die Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät** eingestellt sein.

1. Einschalten von **Tooltip mit Kurzschlussergebnissen** im Einstelldialog der Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät**, für die Messwerte angezeigt werden sollen.



2. Berechnung des stationären Netzzustandes mit **Strg + E** oder
3. Einschalten der Messwerte mit **F9, Alt + F7, Alt+F8, Alt+F9**

   Die nachfolgende Abbildung zeigt die Ausgabe der berechneten Impedanzen in der Netzgrafik.

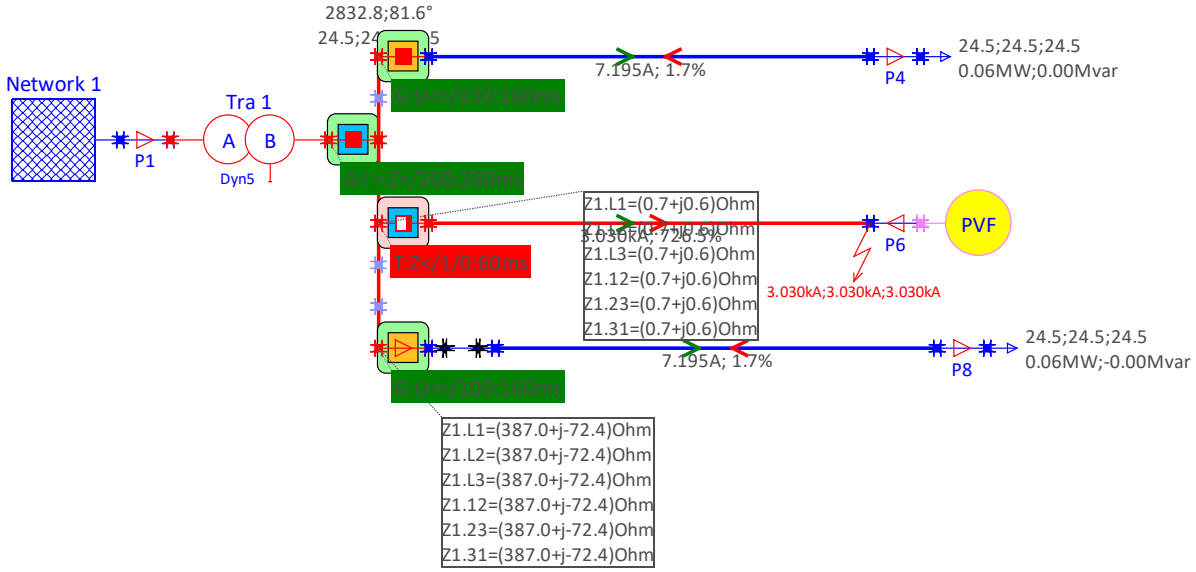


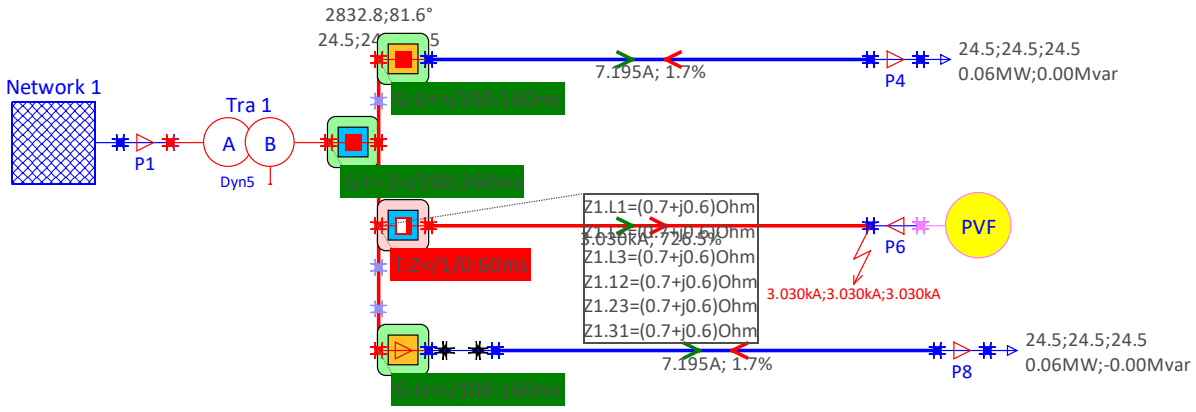
Abbildung 78: Anzeige der Impedanzen eines *Mess/Schutzgerätes* (F9)

Die Messwerte können im Zeichenbereich verschoben werden. Dazu wird ein Rahmen mit einem **Left Mouse Button Click** angewählt. Der Frame kann bei **gedrückter linker Maustaste** verschoben werden. Ein Rahmen wird während des Verschiebens angezeigt. Beim Loslassen der Taste wird der Rahmen zu der neuen Position im Zeichenbereich verschoben. Die Messwerte werden nicht in der .NET-Datei gespeichert. Die Messwerte können mit dem Toolbar-Button aus der Netzgrafik entfernt werden.

⇨ Wird nach der Anzeige der Impedanzen in der Netzgrafik einer F-Tasten Kombinationen gedrückt, werden beim ersten Drücken der F-Taste zunächst die angezeigten Messwerte aus der Netzgrafik entfernt. Beim zweiten Drücken der F-Taste wird die Berechnung des stationären Netzzustandes gestartet und die Berechnungsergebnisse mit den Impedanzen in der Netzgrafik angezeigt.

8.17.1 F9: $\underline{Z}_{1.L1}$, $\underline{Z}_{1.L2}$, $\underline{Z}_{1.L3}$, $\underline{Z}_{1.12}$, $\underline{Z}_{1.23}$, $\underline{Z}_{1.32}$ (primäre Impedanzen, $\underline{Z}_1 = R_1 + jX_1$)

Die Berechnung der Impedanzen erfolgt unter Annahme des **Verbraucherzählpfeilsystems (VZS)**.



1. Mitimpedanz der Leiter-Erd-Messschleife $\underline{Z}_{1.L1}$
2. Mitimpedanz der Leiter-Erd-Messschleife $\underline{Z}_{1.L2}$

3. Mitimpedanz der Leiter-Erd-Messschleife $\underline{Z}_{1.L3}$

Die Mitimpedanz $\underline{Z}_1$ der Leiter-Erd-Messschleife am Messort der **Mess/Schutzgeräte** wird wie folgt berechnet.

$$\underline{Z}_1 = R_1 + jX_1 = \frac{\underline{U}_{LE}}{\underline{I}_L + \underline{k}_E \cdot \underline{I}_E}$$

$$\underline{k}_E = \frac{\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1}{3 \cdot \underline{Z}_1}$$

$$\underline{I}_E = \underline{I}_{L1} + \underline{I}_{L2} + \underline{I}_{L3}$$

Der Erdstromkompensationsfaktor $\underline{k}_E$ kann für jedes **Mess/Schutzgerät** einzeln in der Registerkarte **Distanzschutz** des Einstelldialogs definiert werden.

4. Mitimpedanz der Leiter-Leiter-Messschleife $\underline{Z}_{1.12}$
5. Mitimpedanz der Leiter-Leiter-Messschleife $\underline{Z}_{1.23}$
6. Mitimpedanz der Leiter-Leiter-Messschleife $\underline{Z}_{1.31}$

Die Mitimpedanz der Leiter-Leiter-Messschleife am Messort der **Mess/Schutzgeräte** wird wie folgt berechnet.

$$\underline{Z}_1 = R_1 + jX_1 = \frac{\underline{U}_{LL}}{\underline{I}_{LL}}$$

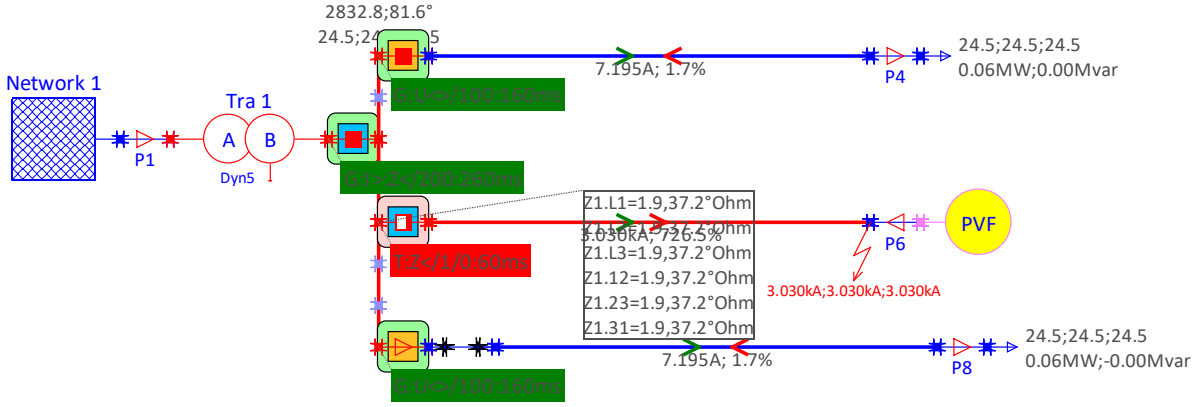
Beispielhaft ist in Gleichung die Berechnung des verketteten Stromes $\underline{I}_{12}$ aus den komplexen Zeigern der Leiterströme $\underline{I}_{L1}$ und $\underline{I}_{L2}$ angegeben.

$$\underline{I}_{12} = \underline{I}_{L1} - \underline{I}_{L2}$$

Die berechneten Impedanzen sind **primäre Impedanzen**, die auf den Messort der zugehörigen **Mess/Schutzgeräte** bezogen sind. Strom- und Spannungswandler werden nicht berücksichtigt. Bei der Berechnung der Impedanzen der Leiter-Erd-Messschleifen wird der **Erdstromkompensationsfaktor $\underline{k}_E$** der **Mess/Schutzgeräte** wie z.B. für einen Distanzschutz üblich berücksichtigt.

8.17.2 Alt + F7: $\underline{Z}_{1.L1}$, $\underline{Z}_{1.L2}$, $\underline{Z}_{1.L3}$, $\underline{Z}_{1.12}$, $\underline{Z}_{1.23}$, $\underline{Z}_{1.31}$ (sekundäre Impedanzen, $|\underline{Z}_1|$, φ_{Z1})

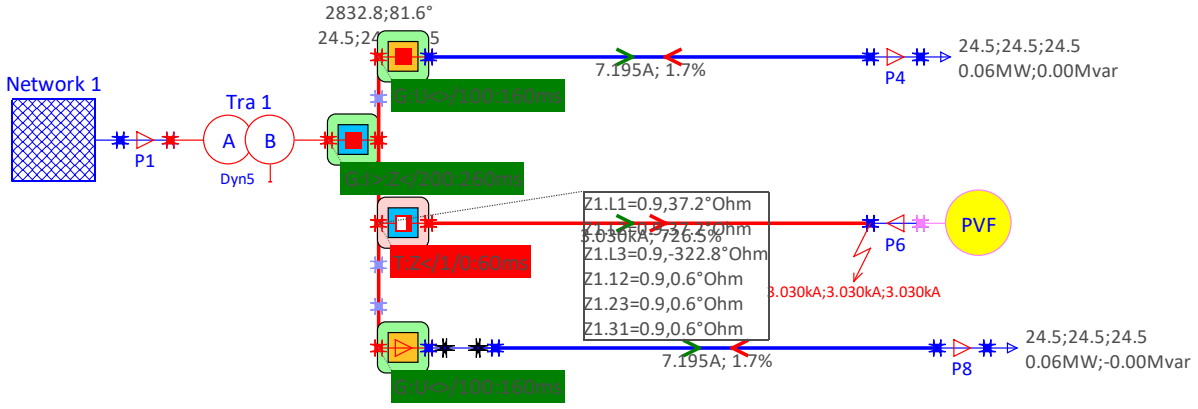
Die Berechnung der Leistungen erfolgt unter Annahme des **Verbraucherzählpfeilsystems (VZS)**. Sonst gelten die Randbedingungen nach Kapitel 7.13.5.



1. Mitimpedanz der Leiter-Erd-Messschleife $\underline{Z}_{1.L1}$
2. Mitimpedanz der Leiter-Erd-Messschleife $\underline{Z}_{1.L2}$
3. Mitimpedanz der Leiter-Erd-Messschleife $\underline{Z}_{1.L3}$
4. Mitimpedanz der Leiter-Leiter-Messschleife $\underline{Z}_{1.12}$
5. Mitimpedanz der Leiter-Leiter-Messschleife $\underline{Z}_{1.23}$
6. Mitimpedanz der Leiter-Leiter-Messschleife $\underline{Z}_{1.31}$

8.17.3 Alt + F8: $\underline{Z}_{1.L1}$, $\underline{Z}_{1.L2}$, $\underline{Z}_{1.L3}$, $\underline{Z}_{1.12}$, $\underline{Z}_{1.23}$, $\underline{Z}_{1.31}$ (primäre Impedanzen, $|\underline{Z}_1|$, φ_{Z1})

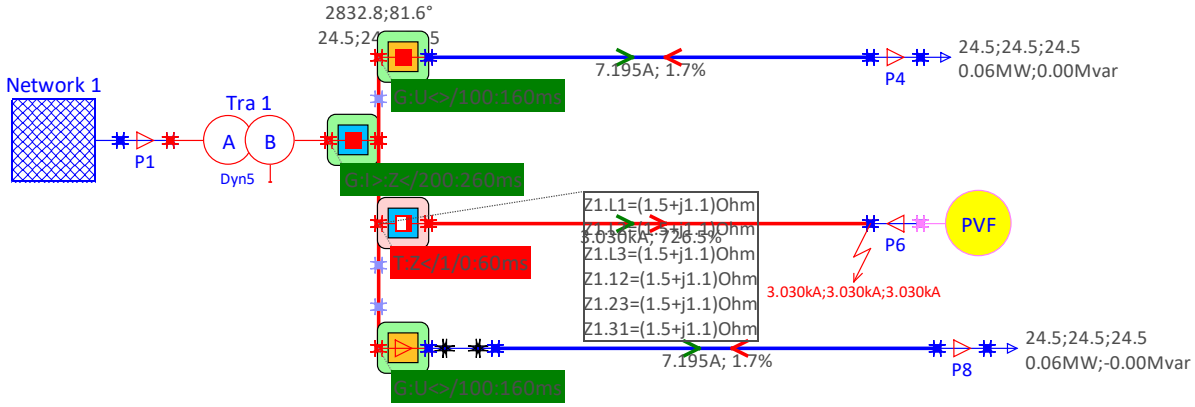
Die Berechnung der Leistungen erfolgt unter Annahme des **Verbraucherzählpfeilsystems (VZS)**.



1. Mitimpedanz der Leiter-Erd-Messschleife $\underline{Z}_{1.L1}$
2. Mitimpedanz der Leiter-Erd-Messschleife $\underline{Z}_{1.L2}$
3. Mitimpedanz der Leiter-Erd-Messschleife $\underline{Z}_{1.L3}$
4. Mitimpedanz der Leiter-Leiter-Messschleife $\underline{Z}_{1.12}$
5. Mitimpedanz der Leiter-Leiter-Messschleife $\underline{Z}_{1.23}$
6. Mitimpedanz der Leiter-Leiter-Messschleife $\underline{Z}_{1.31}$

8.17.4 Alt + F9: $\underline{Z}_{1.L1}$, $\underline{Z}_{1.L2}$, $\underline{Z}_{1.L3}$, $\underline{Z}_{1.12}$, $\underline{Z}_{1.23}$, $\underline{Z}_{1.31}$ (sekundäre Impedanzen, $\underline{Z}_1 = R_1 + jX_1$)

Die Berechnung der Leistungen erfolgt unter Annahme des **Verbraucherzählpfeilsystems (VZS)**.



1. Mitimpedanz der Leiter-Erd-Messschleife $\underline{Z}_{1.L1}$
2. Mitimpedanz der Leiter-Erd-Messschleife $\underline{Z}_{1.L2}$
3. Mitimpedanz der Leiter-Erd-Messschleife $\underline{Z}_{1.L3}$
4. Mitimpedanz der Leiter-Leiter-Messschleife $\underline{Z}_{1.12}$
5. Mitimpedanz der Leiter-Leiter-Messschleife $\underline{Z}_{1.23}$
6. Mitimpedanz der Leiter-Leiter-Messschleife $\underline{Z}_{1.31}$

Die berechneten Impedanzen sind **sekundäre Impedanzen**, die auf den Messort der zugehörigen **Mess/Schutzgeräte** und auf den Sekundärkreis der Spannungs- und Stromwandler bezogen sind. Strom- und Spannungswandler der **Mess/Schutzgeräte** werden berücksichtigt. Bei der Berechnung der Impedanzen der Leiter-Erd-Messschleifen wird der **Erdstromkompensationsfaktor $\underline{k}_E$** wie z.B. für einen Distanzschutz üblich berücksichtigt.

$$\ddot{u}_U = \frac{U_{nprim}}{U_{nsek}}$$

$$\ddot{u}_I = \frac{I_{nprim}}{I_{nsek}}$$

$$\underline{Z}_{prim} = \frac{\underline{U}_{prim}}{\underline{I}_{prim}} = \frac{\underline{U}_{sek} \cdot \ddot{u}_U}{\underline{I}_{sek} \cdot \ddot{u}_I} = \underline{Z}_{sek} \frac{\ddot{u}_U}{\ddot{u}_I}$$

$$\underline{Z}_{sek} = \frac{\underline{Z}_{prim}}{\frac{\ddot{u}_U}{\ddot{u}_I}} = \frac{\underline{Z}_{prim}}{\frac{U_{nprim} \cdot I_{nsek}}{U_{nsek} \cdot I_{nprim}}} = \underline{Z}_{prim} \cdot \frac{\ddot{u}_I}{\ddot{u}_U} = \underline{Z}_{prim} \cdot \frac{U_{nsek} \cdot I_{nprim}}{U_{nprim} \cdot I_{nsek}}$$

$$\frac{\underline{Z}_{prim}}{\underline{Z}_{sek}} = \frac{U_{nprim} \cdot I_{nsek}}{U_{nsek} \cdot I_{nprim}}$$

$$\frac{\underline{Z}_{sek}}{\underline{Z}_{prim}} = \frac{U_{nsek} \cdot I_{nprim}}{U_{nprim} \cdot I_{nsek}}$$

Das Übersetzungsverhältnis der Strom- und Spannungswandler und der Erdstromkompensationsfaktor $\underline{k}_E$ wird in der Registerkarte **Distanzschutz**, Gruppe **Spannungs- und Stromwandler** der jeweiligen **Mess/Schutzgeräte** eingestellt.

8.18 Berechnung der Netzverlustleistung

ATPDesigner berechnet, falls die Option aktiviert ist, nach der konvergenten der Berechnung eines stationären Netzzustandes für die Betriebsmittel **Leitung**, **2-Wicklungstransformator** und **2/3-Wicklungstransformator (BCTRAN)** die betriebsmittelspezifischen Leistungen Scheinleistung S, Wirkverlustleistung P und Blindleistungsbedarf Q. Die einzelnen Ergebnisse werden in einer Textdatei ausgegeben.

Betriebsmittel	Berechnung von		
	S_V	P_V	Q_V
Leitung	ja	ja	ja
2-Wicklungstransformator	ja	ja	ja
2/3-Wicklungstransformator (BCTRAN)	nein	ja	nein

Die Berechnung der Schein- und Blindleistung für den **2/3-Wicklungstransformator BCTRAN** kann als Ergebnis einer Netzberechnung nicht erfolgen, da das ATP-spezifische Modell nur die Berechnung der Wirkverlustleistung ermöglicht. Die Leistungen der einzelnen Betriebsmittel werden zu den Verlustleistungen des Netzes kumuliert.

```
Anzahl Transformatoren = 2
Anzahl Leitungen = 284
Anzahl 2/3-Wicklungs-Transformatoren (BCTRAN) = 0
================================================================================
     Tra 1:         3.09883kVA          1.00712kW         2.93061kvar - ONT1
     Tra 2:         40.1015kVA            19.75kW         34.9009kvar - ONT2
    Line 4:        0.227959kVA         0.226312kW         0.
    Line 5:       0.0139558kVA         0.013005kW         0.
...
  Line 287:        0.434914kVA         0.432796kW         0.0428683kvar
================================================================================
S = 57.9422kVA    P = 34.6181kW    Q = 42.6745kvar    CosPhi = 0.59746
```

Abbildung 79: Ausgabe der Netzverlustleistungen in einer Textdatei

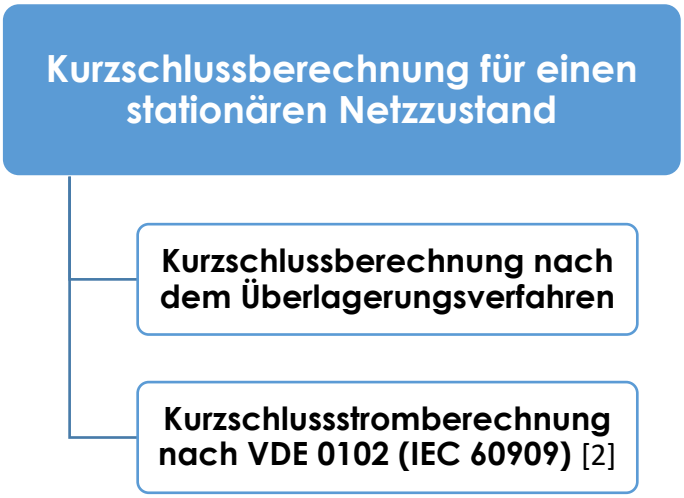
Die Textdatei kann wie folgt in einem Texteditor geöffnet werden:

- Hauptmenü **Ansicht**
- Menüpunkt **Datei für Netzverluste öffnen**

Die Ausgabe der Wirkleistungsverluste in eine Textdatei muss im Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz**, Registerkarte **Meldungen** aktiviert werden.

8.19 Kurzschlussberechnung für einen stationären Netzzustand

ATPDesigner unterstützt die Berechnung des stationären Netzzustandes ohne und mit Kurzschluss. Mit Hilfe des Kurzschlusses (**roter Blitz**) können Kurzschlüsse einfach parametriert werden. Ist die Kurzschlussstromberechnung nach **VDE 0102 (IEC 60909)** [2] deaktiviert, so entspricht die Berechnungsmethode dem Überlagerungsverfahren auf Basis des Knotenpotentialverfahrens.



Folgende Kurzschussarten sind möglich:

- 3-poliger Kurzschluss mit Erdberührung L123E
- 2-poliger Kurzschluss ohne Erdberührung L12, L23, L31
- 2-poliger Kurzschluss mit Erdberührung L12E, L23E, L31E
- 1-poliger Erdkurzschluss L1E, L2E, L3E

Die stationäre Netzzustand mit Kurzschluss L123E wird beispielhaft in dem nachfolgenden Mittelspannungsnetz berechnet.

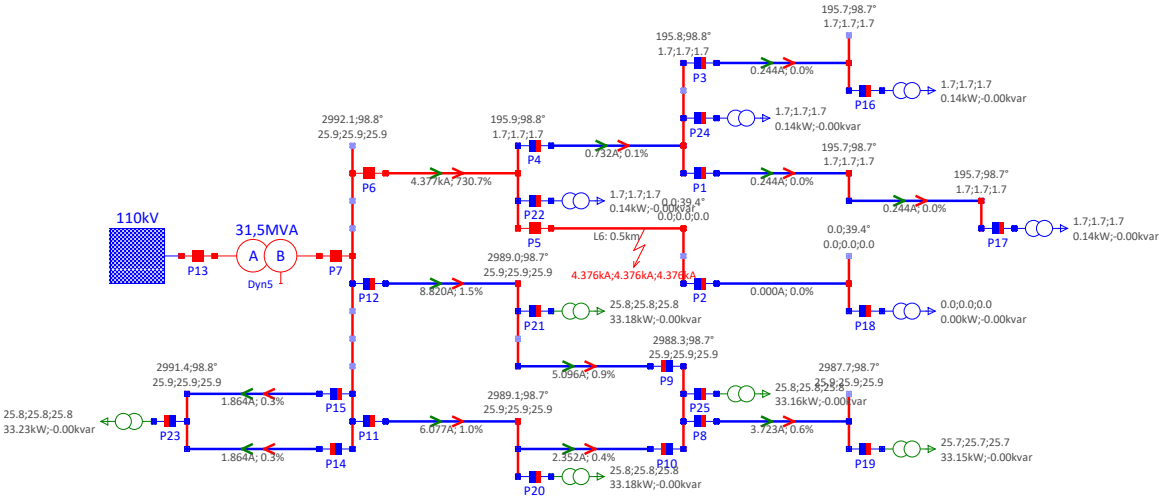


Abbildung 80: Stromversorgungsnetz mit Kurzschluss L123E

Um einen Kurzschluss in einem Stromnetz zu berechnen, kann man wie folgt vorgehen.

- Stromnetz erstellen oder einlesen
- Kurzschlussort (Fehlerort) festlegen
  Der Kurzschlussort kann an einem beliebigen Netzknoten eines Netzwerkelementes oder an einen beliebigen Punkt entlang einer **Leitung** definiert werden.
- Kurzschlussart (Fehlerart) mit dem **Kurzschluss** (**roter Blitz**) nachbilden
- Mit der Funktion Berechnung eines stationären Netzzustandes z.B. dem Toolbar-Button oder dem Tastenkürzel **Strg + E** werden Ströme, Spannungen, etc. berechnet.
- Ausgewählte Berechnungsergebnisse werden in der Netzgrafik angezeigt.
- Die Berechnungsergebnisse können in Tooltips angezeigt werden. Ein Tooltip wird automatisch geöffnet, wenn der Mauscursor über einem Netzwerkelement in der Netzgrafik positioniert wird und die Anzeige des Tooltips für diesen Typ Netzwerkelement aktiviert ist.

Um einen 3-poligen Kurzschluss mit Erdberührung L123E zu parametrieren, muss man am Kurzschlussort (Fehlerort) den 3-poligen Kurzschluss L123E mit dem **Kurzschluss (roter Blitz)** einstellen.

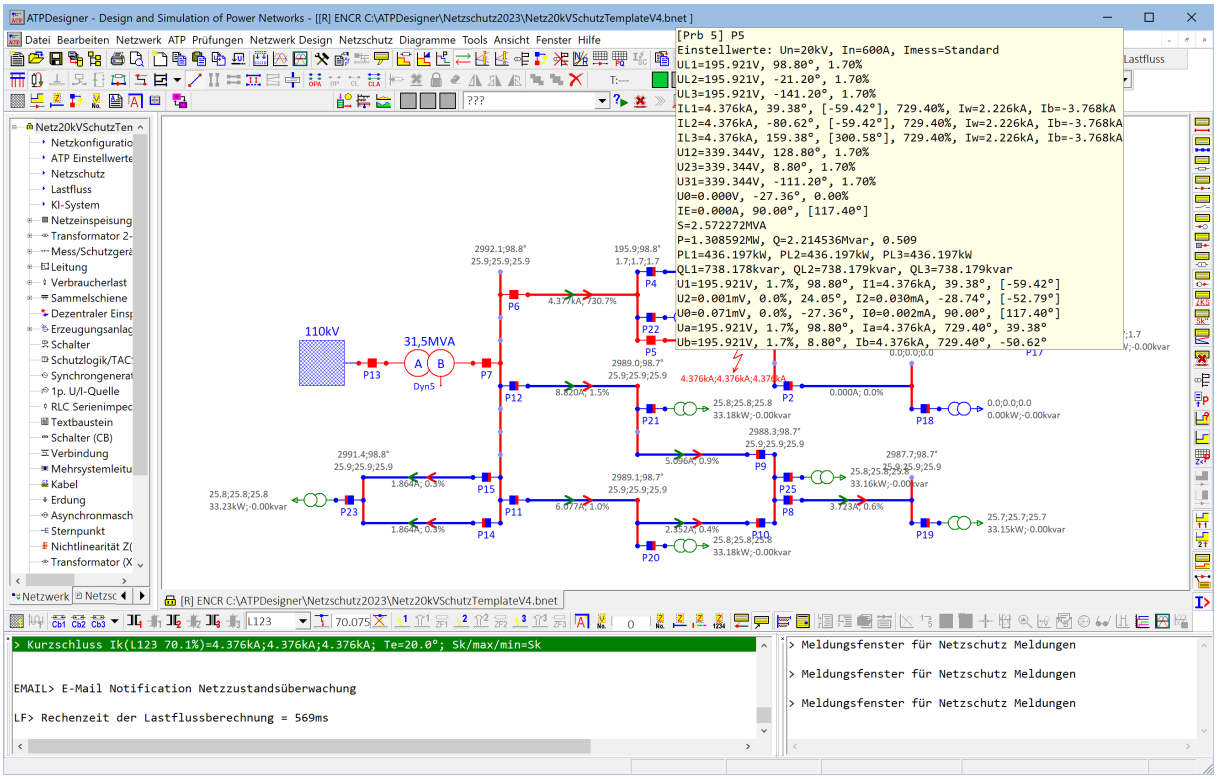


Abbildung 81: 3-poliger Kurzschluss mit Erdberührung L123E

Spannungen, Ströme, Leistungen, etc. an allen Netzknoten sowie der **Dauerkurzschlussstrom I_k am Kurzschlussort** werden berechnet. Wird der Mauscursor über ein Netzwerkelement positioniert, so werden die Berechnungsergebnisse in einem Tooltip angezeigt, wenn die Ausgabe des Tooltips für diesen Typ Netzwerkelement aktiviert ist.

8.20 Kurzschlussberechnung: Kurzschlussstrom I_k berechnen (roter Blitz)

ATPDesigner bietet die Möglichkeit, einen Kurzschluss in einem Stromnetz schnell und einfach zu definieren, den **Dauerkurzschlussstrom I_k am Kurzschlussort** zu berechnen und in der Netzgrafik anzuzeigen. Werden Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät Px** verwendet, so können zusätzlich zum Dauerkurzschlussstrom Spannungen und Ströme an beliebigen Netzknoten berechnet und mit Hilfe von Tooltips angezeigt werden.

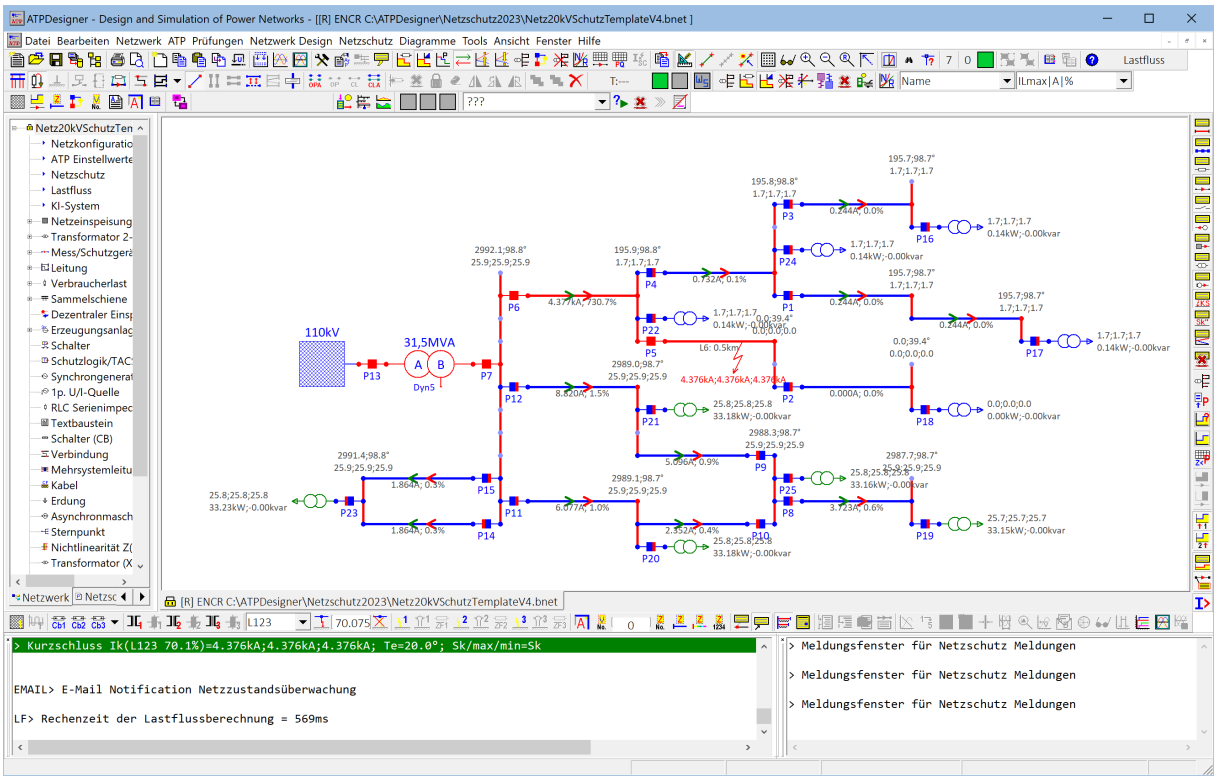


Abbildung 82: Kurzschlussstromberechnung mit Hilfe eines Kurzschlusses (roter Blitz)

Der Kurzschluss wird durch eine niederohmige Verbindung des ausgewählten Netzknotens gegenüber dem Bezugspotential definiert. Optional kann ein Fehlerwiderstand verwendet werden.

Der Kurzschlussort kann

- an einem beliebigen Netzknoten eines Netzwerkelementes oder
- an einen beliebigen Punkt entlang einer **Leitung** definiert werden.

ATPDesigner teilt eine kurzschlussbetroffene Leitung in zwei Leitungsabschnitte auf. Die Leitungen **Line 1...3** sind davon ausgenommen, da für diese Leitungen eigene Fehlermodelle **Fehlerart** definiert werden können.

1. Kurzschlussart L1E, L2E, etc. in der Auswahlliste in der unteren **Netzwerk Toolbar** auswählen.

Die Netzwerk Toolbar kann wie folgt aktiviert werden.

- Hauptmenü **Ansicht**
- Menüpunkt **Netzwerk Toolbar**

2. Toolbar-Button , mit einem **Left Mouse Button Click** drücken, die Spitze des **roten Blitz**-Mauscursors an einen Netzknoten oder eine Position entlang einer **Leitung** führen und die linke Maustaste mit einem **Left Mouse Button Click** drücken. Der ausgewählte Netzknoten wird mit einem **roten Blitz**-Symbol als fehlerbetroffen markiert.

3. Die **Berechnung des stationären Netzzustandes mit Kurzschluss** wird mit einem mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Button gestartet. Der berechnete Kurzschlussstrom an der Kurzschlussstelle wird angezeigt.

   - Hauptmenü **ATP**
   - Menüpunkt **Netzberechnung starten**
   - Tastenkürzel **Strg + E**
   - Toolbar-Button

Nach abgeschlossener Netzberechnung wird der Kurzschlussstrom direkt in der Netzgrafik am **roten Blitz**-Symbol des Kurzschlussortes angezeigt. Wird der Mauscursor über dem Kurzschlussort positioniert, so werden in einem Tooltip Kurzschlussart z.B. L123E und die Kurzschlussströme angezeigt.

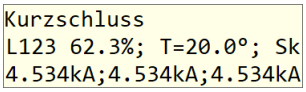


Abbildung 83: Tooltip des Kurzschluss

ATPDesigner zeigt den Kurzschlussstrom für jeden vom Kurzschluss betroffenen Leiter in der Reihenfolge der Leiterbezeichner der Kurzschlussart an. So werden für einen 3-poligen Kurzschluss L123E die drei Kurzschlussströme in der Reihenfolge I_{L1}, I_{L2} und I_{L3} angezeigt.

8.20.1 Kurzschlussort an einer *Leitung*

Der Kurzschlussort kann an einem Netzwerkelement **Leitung** durch Angabe einer Prozentangabe [0…100%] mit dem in der Toolbar vorhandenen Editierfeld verändert werden, wenn an dem Netzwerkelement vorher der Kurzschlussort (**roten Blitz**) positioniert wurde.

⇨ Nach dem Verändern des Einstellwertes in dem Editierfeld muss z.B. mit einem **Left Mouse Button Click** die Netzgrafik mit dem neuen Kurzschlussort aktualisiert werden, da sonst die neue Position des Kurzschlussortes ggfs. nicht korrekt übernommen wird.

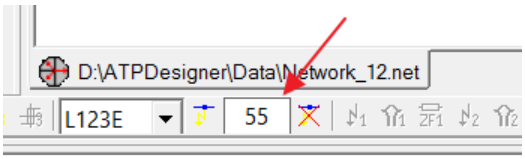


Abbildung 84: Einstellen des Kurzschlussortes an einer Leitung

Der Fehlerort in % an einer Leitung ist immer auf den linken Leitungsknoten **L** bezogen berechnet. Die **Knotenbezeichner L bzw. R** an einer Leitung können im Einstelldialog des Netzwerkelementes **Leitung** mit dem Einstellwert **Links/Rechts** aktiviert und in der Netzgrafik angezeigt werden.

⇨ Wird ein **Fehlerort = 0% oder = 100%** durch den Einstellwert wie in der obigen Abbildung gezeigt in der Toolbar eingestellt, kann es im Verlauf der Netzberechnung zu einem Laufzeitfehler kommen. Es wird empfohlen, für einen Fehlerort 0% oder 100% den Kurzschluss per Maus zu verschieben und durch einen **Left Mouse Button Click** mit dem entsprechenden Knoten der Leitung zu verbinden.

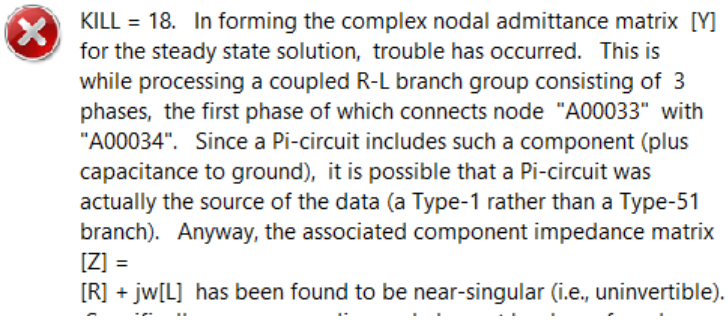


Abbildung 85: Fehlermeldung des ATP für einen Kurzschlussort = 0% oder = 100%

8.20.2 Ausgabe Ergebnisse der Kurzschlussstromberechnung im Meldungsfenster

Die berechneten Kurzschlussströme **Kurzschluss Ik(...** werden auch im **Meldungsfenster** ausgegeben. Die angegebenen Einstellwerte

- Netzwerkelemente **Leitung**: Temperatur der Leiterresistanz **Te = 20.0°**
- Netzwerkelemente **Netzeinspeisung**:
  Auswahl der Kurzschlussleistung **Sk/max/min = Sk**

können im Einstelldialog **Einstellungen Netzschutz und Kurzschluss** in der Registerkarte **Netzschutz Analyse** eingestellt werden.

- Hauptmenü **Netzschutz**
- Menüpunkt **Einstellungen Netzschutz**, Registerkarte **Netzschutz Analyse**

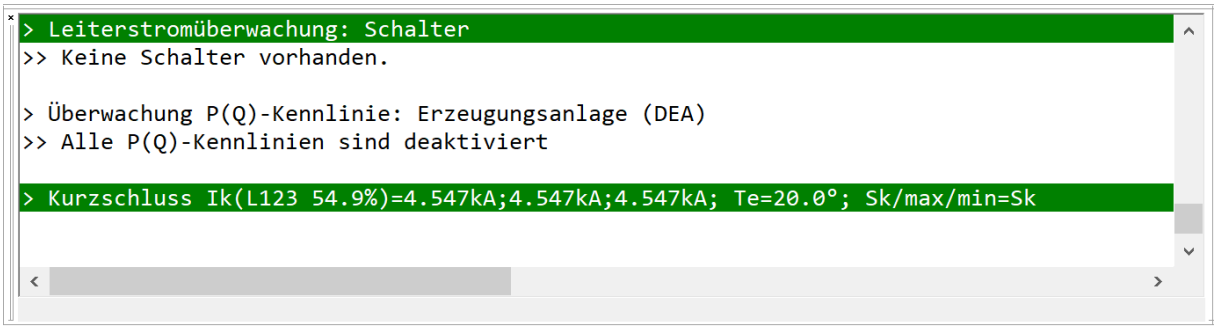


Abbildung 86: Ausgabe des Kurzschlussstromes im *Meldungsfenster*

⇨ Es muss beachtet werden, dass die hier beschriebene Methode der Kurzschlussstromberechnung nicht mit dem Verfahren der **Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 (IEC 60909)** [2] sondern dem Überlagerungsverfahren entspricht.

1. Der Kurzschluss sowie die angezeigten Berechnungsergebnisse können mit dem Toolbar-Button , aus der Netzgrafik entfernt werden.

   - Hauptmenü **ATP**
   - Menüpunkt **Netzberechnung entfernen**

2. Wird ein Kurzschluss (**roter Blitz**) angezeigt, so kann die Kurzschlussart verändert werden, indem ein anderer Eintrag in der Auswahlliste der **Netzwerk Toolbar** ausgewählt wird. Bei Änderung der Kurzschlussart werden die Berechnungsergebnisse in der Netzgrafik gelöscht.

3. Um einen (sichtbaren) Kurzschluss an einen anderen Netzknoten zu verschieben, muss der Toolbar-Button erneut gedrückt werden . Mit Hilfe des **roten Blitz**-Symbols kann ein neuer Netzknoten ausgewählt werden.

4. Durch ein erneutes Drücken des Buttons wird der **rote Blitz**-Mauscursor gelöscht .

Wird eine **Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 (IEC 60909)** [2] durchgeführt, wird der Kurzschluss (**roter Blitz**) zur Definition des Kurzschlussortes verwendet. Anstelle eines niederohmigen Kurzschlusses wird am Kurzschlussort abhängig von der Kurzschlussart eine Ersatzspannungsquelle entsprechend dem Verfahren der Ersatzspannungsquelle an der Kurzschlussstelle nach VDE 0102 (IEC 60909) verwendet.

8.20.3 Eingabe des Kurzschlussortes in % der Leitungslänge

Der Kurzschlussort kann manuell eingegeben werden, wenn der Kurzschluss schon mit einer Leitung verbunden ist. Die Eingabe des Kurzschlussortes kann im Einstelldialog **Kurzschluss** oder in der nachfolgend dargestellten Toolbar manuell eingegeben werden. Nach Eingabe des Kurzschlussortes wird der Kurzschluss in der Netzgrafik neu positioniert.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Netzkonfiguration**, Registerkarte **Kurzschluss**

Der Einstelldialog Kurzschluss kann auch durch einen **Left Mouse Button Click** auf das Symbol des Kurzschlusses (**roter Blitz**) in der Netzgrafik geöffnet werden.

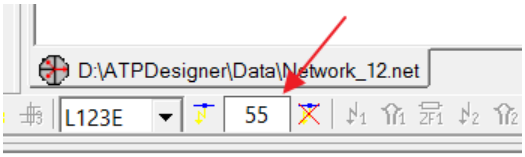


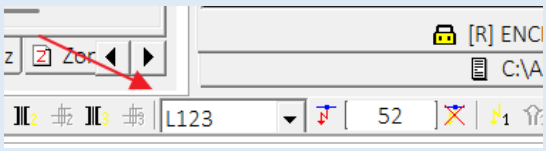
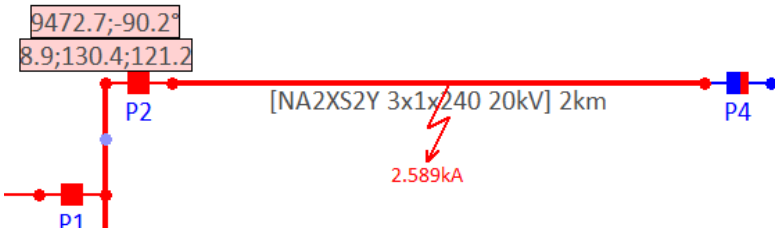
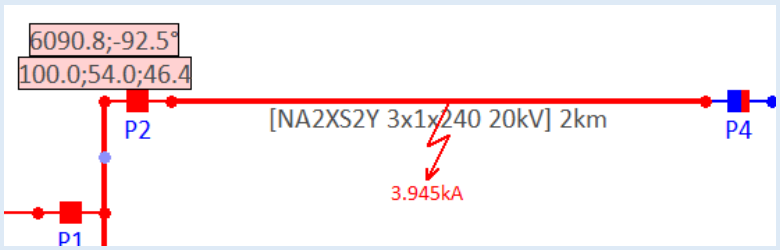
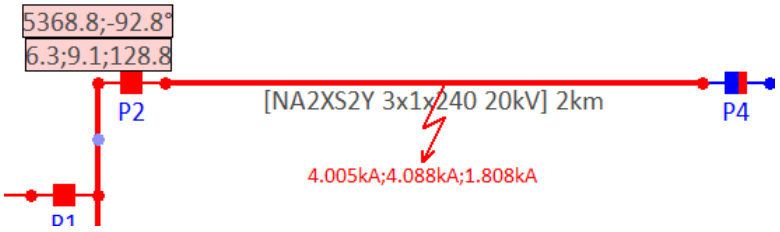
Abbildung 87: Eingabe des Fehlerortes für den Kurzschluss in der Toolbar

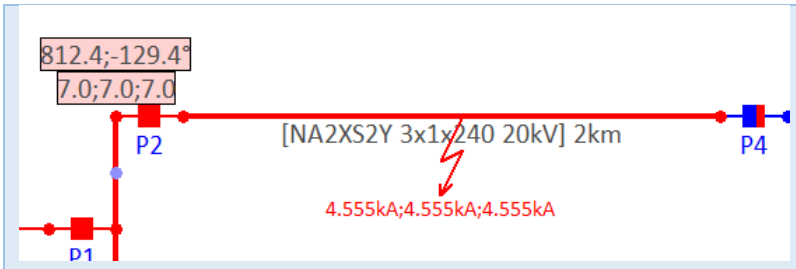
Sind Schutzfunktionen der Schutzgeräte aktiviert, werden die Ergebnisse Schutzanalyse in der Netzgrafik angezeigt. Die Anzeige in der Netzgrafik kann mit den Toolbar-Buttons der **Tooltip Toolbar** oder dem Hauptmenü **Netzschutz** ein- und ausgeschaltet werden.

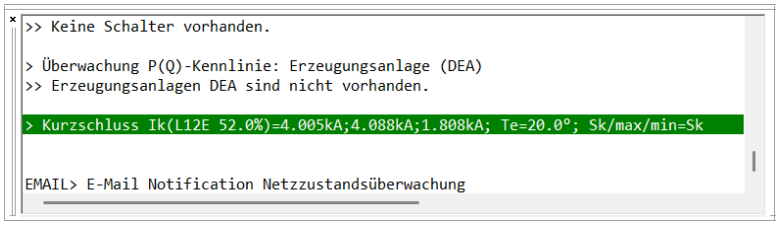
- Hauptmenü **Netzschutz**
- Menüpunkt **Alle Schutzfunktionen EIN/AUS**, **Reserveschutz EIN/AUS**
- **Toolbar-Buttons**

8.20.4 Anzeige der Kurzschlussströme am Kurzschlussort in der Netzgrafik

Abhängig von der Kurzschlussart werden die (Teil-)Kurzschlussströme direkt in der Netzgrafik am Kurzschlussort angezeigt. Die Bedeutung kann aber nur zusammen mit der Einstellung in der Toolbar oder der Ausgabe im **Meldungsfenster** erfolgen. Im Folgenden werden die angezeigten Kurzschlussströme erläutert.

Anzeige	Bedeutung
	Einstellung der **Kurzschlussart** (**roter Blitz**) in der **Netzwerk Toolbar** ▪ Hauptmenü **Ansicht** ▪ Menüpunkt **Netzwerk Toolbar**
	**1pE-Kurzschluss:** Betrag des Kurzschlussstroms Leiter-Erde
	**2p-Kurzschluss:** Betrag des Kurzschlussstroms Leiter-Leiter
	**2pE-Kurzschluss:** Betrag der beiden Kurzschlussströme Leiter-Kurzschlussknoten; Betrag des Kurzschlussstroms Kurzschlussknoten - Erde
	3p/3pE-Kurzschluss: Betrag der drei Kurzschlussströme Leiter-Erde





Ausgabe von Kurzschlussart und berechneten Kurzschlussströmen im **Meldungsfenster**

Wird der Mauscursor über dem Kurzschlussort (**roter Blitz**) in der Netzgrafik positioniert, so werden Kurzschlussart und Kurzschlussströme in einem Tooltip angezeigt.

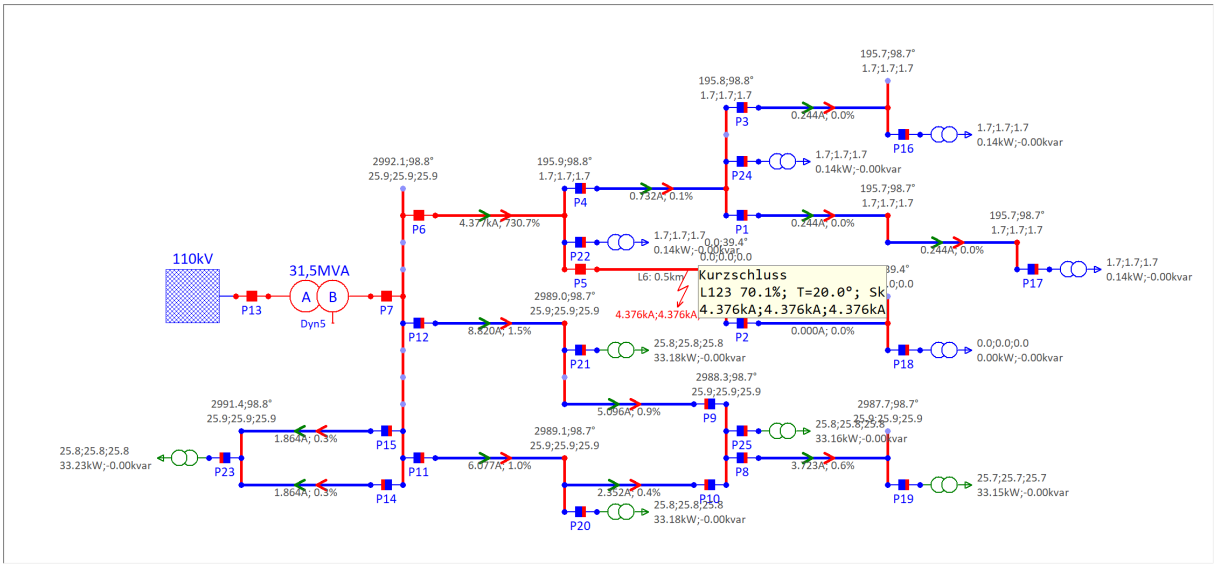


Abbildung 88: Anzeige von Kurzschlussart und Kurzschlussströmen in einem Tooltip

Die Ausgabe des Tooltips nach obiger Abbildung kann mit dem Toolbar-Button in der Toolbar ein- oder ausgeschaltet werden. Die Toolbar kann wie nachfolgend erläutert aktiviert und deaktiviert werden.

- Hauptmenü **Ansicht**
- Menüpunkt **Toolbar für Tooltips**

8.21 Berechnung des stationären Lastflusses - *Load Adjusting*, *Phase Adjusting*

ATPDesigner bietet eine Möglichkeit, den stationären Lastfluss in Stromversorgungsnetzen in Anlehnung an die üblichen Verfahren der Lastflussberechnung durchzuführen. Zur Unterscheidung von dem Newton-Raphson-Verfahren werden in ATPDesigner auch die folgenden Begriffe und Analogien verwendet.

- **Lastfluss: PQ, PU Knoten (Load Adjusting)**
  Berücksichtigung von Netzwerkelementen wie z.B. die **Verbraucherlast** als PQ- oder PU-Knoten sowie der Stufenschalter und Spannungsregler des Netzwerkelementes **Transformator 2-Wicklung**

- **Lastfluss: DEA (Phase Adjusting)**
  Berücksichtigung von Netzwerkelementen wie z.B. die **Erzeugungsanlage (DEA)** als PQ-Knoten

Leistungsflüsse sowie Spannungen und Ströme im Stromnetz können durch eine Lastflussberechnung ermittelt werden. Grundlage der Lastflussberechnung ist die Nachbildung des Stromnetzes mit geeigneten 3-phasigen netzphysikalischen Modellen für Betriebsmittel wie z.B. Leitungen und Transformatoren sowie die Festlegung der Bezugs- und Einspeiseleistungen der Randknoten (PQ-Knoten) wie z.B. Verbraucherlasten und dezentrale Erzeugungsanlagen. Netzeinspeisungen werden in aller Regel durch Nennspannung und Wirkleistungseinspeisung (PU-Knoten) nachgebildet. Als Besonderheit wird eine Netzeinspeisung mit in aller Regel sehr hoher Kurzschlussleistung als Slack definiert. Der Slack-Knoten legt die Bezugsnennspannung für die Lastflussberechnung fest.

Die Lastflussberechnung ist ein iteratives Verfahren, das in mehreren Schritten den Lastfluss so annähert, dass die vom Anwender festgelegten Randbedingungen der PQ- und PU-Knoten in guter Näherung erreicht werden. Die Konvergenz des iterativen Verfahrens wird durch eine anwenderdefinierte Genauigkeit überwacht und bewertet.

⇨ Die im Rahmen der Lastflussberechnung von ATPDesigner verwendeten PQ-Knoten werden ohne Spannungsabhängigkeit, d.h. mit einem linearen Impedanzverhalten nachgebildet.

⇨ Es muss beachtet werden, dass das in ATPDesigner implementierte Verfahren zu Berechnung des stationären Lastflusses den in der Fachliteratur beschriebenen Verfahren der Lastflussberechnung (Newton-Raphson-Verfahren) nur angenähert aber nicht identisch ist. In ATPDesigner wird das **Verfahren der Stromiteration** verwendet.

8.21.1 Verfahren der Stromiteration in ATPDesigner

Das Verfahren der Stromiteration kann vorteilhaft zur Lastflussberechnung eingesetzt werden, wenn die Ströme der Bezugs- und Einspeiseanlagen als Knotenströme der Randknoten bekannt sind. Falls die Ströme der Randknoten nicht bekannt sind, können die Knotenspannungen z.B. durch die Annahme der Nennspannung U_n als Anfangswert abgeschätzt werden. Mit Hilfe der Bezugs- und Einspeiseleistungen können die unbekannten Knotenströme dann als Anfangswert berechnet werden.

Mit Hilfe der Knotenpotentialanalyse wird das lineare Gleichungssystem des elektrischen Netzwerkes in einem ersten Iterationsschritt gelöst. Die Ergebnisse, d.h. die Spannungen werden verwendet, um in weiteren Iterationsschritten verbesserte Anfangswerte zur Berechnung der Knotenströme aus vorgegebenen Leistungen zu berechnen.

Das Verfahren der Stromiteration hat den Vorteil, dass es als Lösung des linearen Gleichungssystems des elektrischen Netzwerks immer zu einer mathematisch korrekten Lösung führt, die den netzphysikalischen Netzzustand unter Berücksichtigung der nur genähert angenommenen Knotenströme mit Unschärfen berechnet. Durch das iterative Mehrschrittverfahren wird der netzphysikalische Netzzustand schrittweise verbessert berechnet. Wegen des linearen Zusammenhangs können u.U. eine gegenüber der Lastflussberechnung nach dem Newton-Raphson-Verfahren größere Anzahl von Iterationsschritten erforderlich sein, um eine anwenderspezifisch vorgegebene Genauigkeit die sog. Konvergenzgenauigkeit zu erreichen.

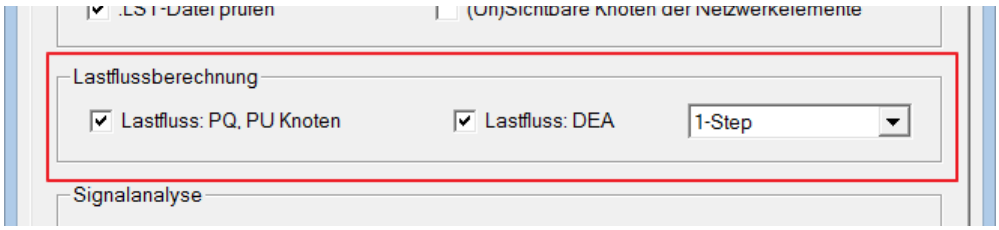
Ein weiterer Vorteil der Stromiteration liegt darin, dass der Lastfluss in sowohl symmetrische als auch unsymmetrische Netzzustände berechnet werden kann. Auch ist grundsätzlich die Berechnung des Lastflusses oder zumindest der Spannungen und Ströme im Falle eines Kurzschlusses möglich. Daher eignet sich das Stromiterationsverfahren insbesondere als Grundlage zur **Analyse und Bewertung von Netzschutzkonzepten**.

8.21.2 Lastflussberechnung mit ATPDesigner

ATPDesigner sieht zwei Verfahren **Lastfluss: PQ, PU Knoten** und **Lastfluss: DEA** vor, die eine Berechnung des stationären Lastflusses als Lastflussberechnung ermöglichen.

Lastfluss: PQ, PU Knoten, Lastfluss: DEA
Netzwerkelement **Verbraucherlast:** Berücksichtigung als **PQ-Knoten ohne Spannungsabhängigkeit** mit konstanten Leistungen
Netzwerkelement **Transformator 2-Wicklung**: Berücksichtigung von Stufenschaltern mit Spannungsregelung
Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)**: Berücksichtigung 1/2/3-phasiger Netzumrichter (symmetrisch und unsymmetrisch) mit Regelung des Verschiebungsfaktors cos φ am Netzanschlusspunkt NAP

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **ATP Daten**



Häufig verwendete Einstellwerte zur Einstellung der Lastflussberechnung sind in einem eigenen Einstelldialog Einstellung Lastflussberechnung in mehreren Registerkarten zusammengefasst.

- Hauptmenü **ATP**

- Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**, Registerkarte **Einstellung Lastfluss-berechnung**

Um die Lastflussberechnung zu aktivieren, müssen die Optionen **Lastfluss: PQ, PU Knoten** und **Lastfluss: DEA** aktiviert werden. Alternativ können die beiden Optionen in der **Lastfluss Toolbar** aktiviert werden.

- Option **Lastfluss: PQ, PU Knoten** aktivieren – Toolbar-Button , EIN-Schalten
- Option **Lastfluss: DEA** aktivieren - Toolbar-Button , EIN-Schalten

oder

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Lastfluss: PQ, PU Knoten**
- Menüpunkt **Lastfluss: DEA**

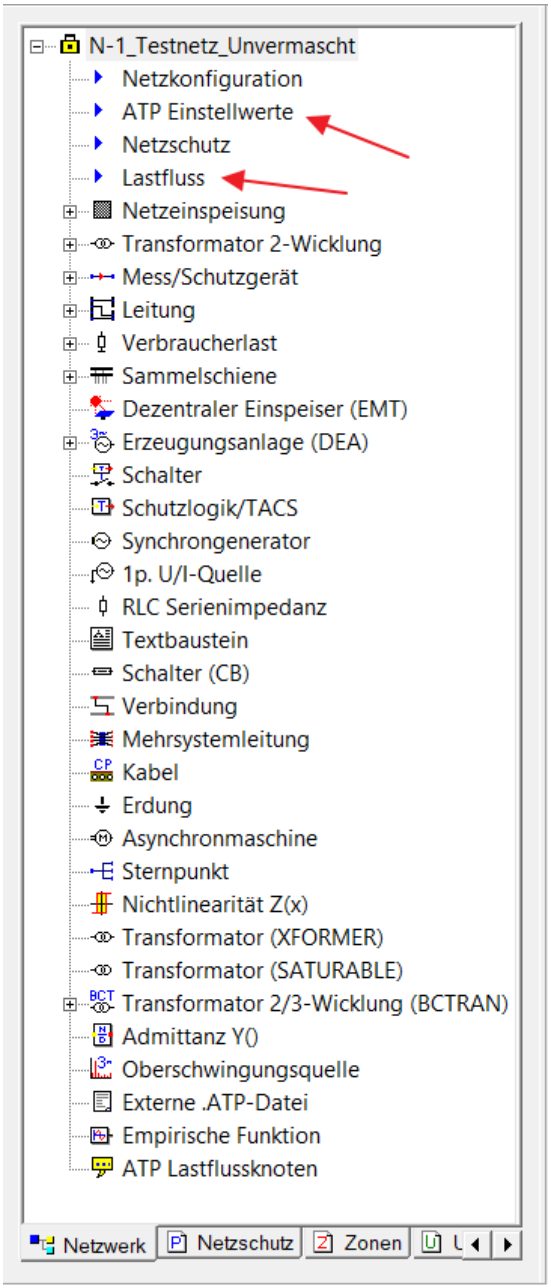
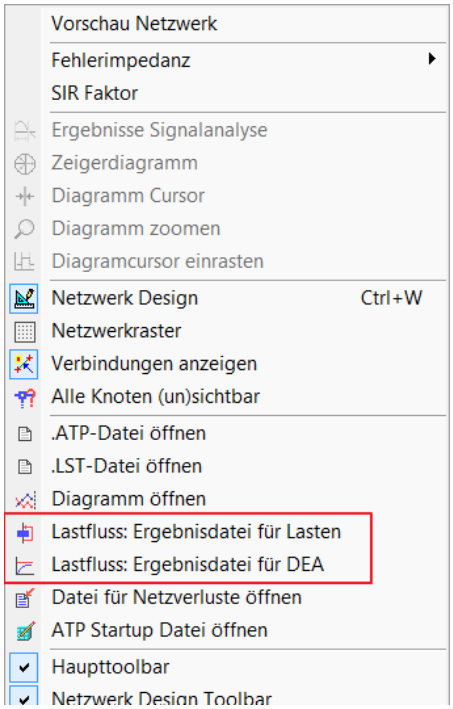


Abbildung 89: Einstelldialog *ATP Daten* zum Aktivieren *Lastfluss: PQ, PU Knoten*, *Lastfluss: DEA*

1. Berechnung des stationären Netzzustandes starten mit
   Netzberechnung starten

   Die Anzeige der Ergebnisse erfolgt in der Netzgrafik z.B. direkt an den Leitungen oder mit Tooltips.

2. Entfernen der Ergebnisse aus der Netzgrafik mit dem Toolbar-Button



Arbeitsweise und interne Ergebnisse des Stromiterationsverfahrens werden optional in zwei Textdateien protokolliert.

- **Lastfluss: Ergebnisdatei für Lasten**
  für das Iterationsverfahren **Lastfluss: PQ, PU Knoten**

- **Lastfluss: Ergebnisdatei für DEA**
  für das Iterationsverfahren **Lastfluss: DEA**

8.21.3 Einstelldialog *Einstellung Lastflussberechnung*

Der Einstelldialog **Einstellung Lastflussberechnung** kann im Hauptmenü **ATP** geöffnet werden. Es werden mehrere Registerkarten angezeigt, mit denen Eigenschaften der Lastflussberechnung eingestellt werden können. Der Einstelldialog kann auch in den Ausgabefenstern der **Projektinformationen** mit dem Eintrag **Lastfluss** geöffnet werden.

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**

8.21.3.1 Registerkarte *Einstellung Lastflussberechnung*

In der Registerkarte können häufig verwendete Einstellungen der **Lastflussberechnung** und der zugehörigen Netzberechnungsmethoden vorgenommen werden.

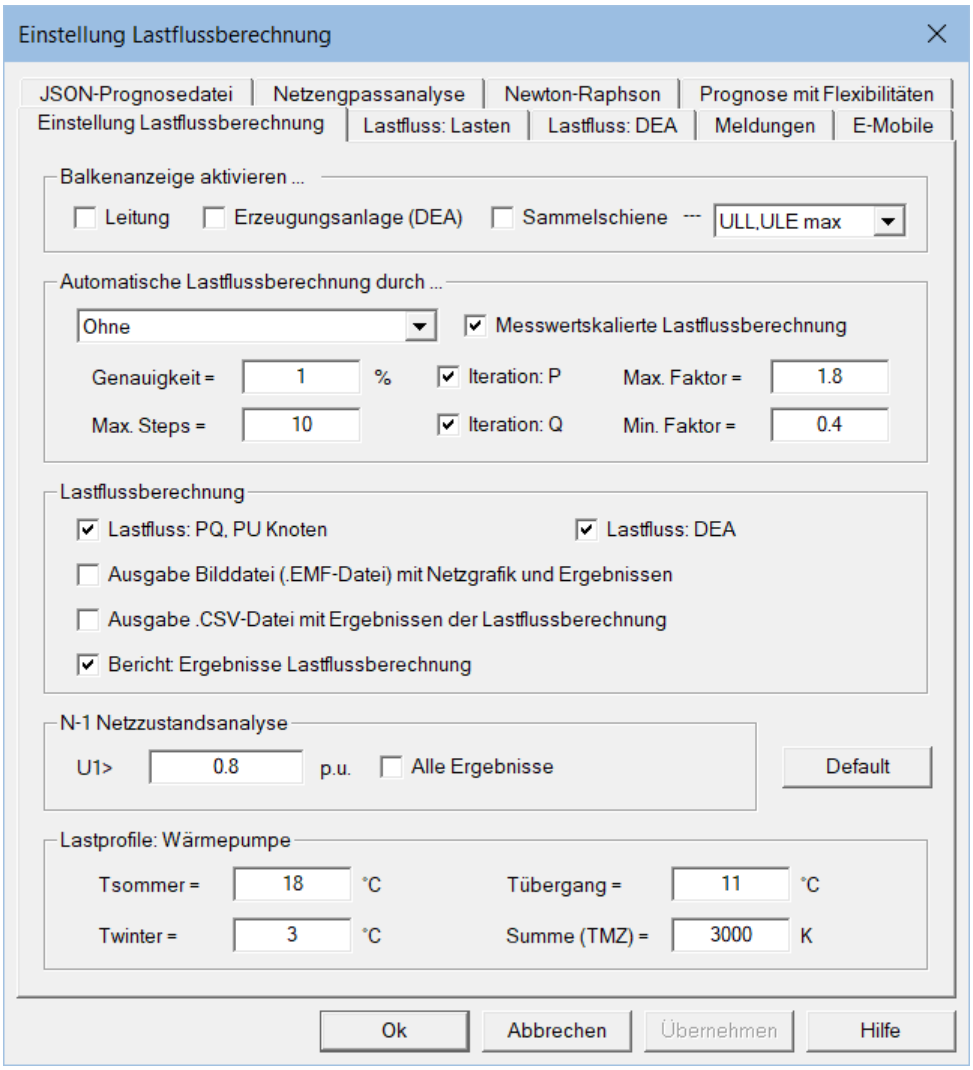


Abbildung 90: Einstelldialog *Einstellung Lastflussberechnung*

Einstellwert	Bedeutung
Balkenanzeige aktivieren	Ergebnisse der Lastflussberechnung können für die Netzwerkelemente **Leitung**, **Erzeugungsanlage (DEA)** und **Sammelschiene** zusätzlich in der Netzgrafik als Balkenanzeige angezeigt werden. ▪ Für das Netzwerkelement **Sammelschiene** kann in der Auswahlliste eine Betriebsart eingestellt werden. ▪ Für das Netzwerkelement **Leitung** wird die Stromauslastung als Balkenanzeige angezeigt. ▪ Für das Betriebsmittel **Erzeugungsanlage (DEA)** kann der Anzeigewert im Einstelldialog des Netzwerkelementes in der Registerkarte **Interface zu …** eingestellt werden.
Automatische Lastflussberechnung durch …	ATPDesigner startet automatisch eine Lastflussberechnung, wenn eine .CSV-Datei in das überwachte Verzeichnis kopiert oder eine vorhandene Datei verändert wird.

Lastfluss: PQ, PU Knoten	Siehe Kapitel **Lastfluss: Lasten** [Bd. 2] bzw. Registerkarte **Lastfluss: Lasten**
Lastfluss: DEA	Siehe Kapitel **Lastfluss: DEA** [Bd. 2] bzw. Registerkarte **Lastfluss: DEA**
Gruppe Lastprofile: Wärmepumpen	In der Gruppe **Lastprofile: Wärmepumpe** sind Einstellwerte zur Verwendung eines Lastprofils mit 15min-Zeitintervallen für Wärmepumpen einstellbar. Die Anwendung von Lastprofilen für Wärmepumpen und die Erläuterung der Einstellwerte sind in Kapitel **Lastprofile für Wärmepumpen HP(ID)** [Bd. 3] enthalten.
Gruppe N-1 Netzzustandsanalyse	Siehe Kapitel **Einstellwerte N-1 Netzzustandsanalyse** [Bd. 1]

8.21.3.2 Registerkarte *Lastfluss: Lasten*

Siehe Kapitel **Lastfluss: Lasten** [Bd. 2] bzw. Registerkarte **Lastfluss: Lasten**

8.21.3.3 Registerkarte *Lastfluss: DEA*

Siehe Kapitel **Lastfluss: DEA** [Bd. 2] bzw. Registerkarte **Lastfluss: DEA**

8.21.4 Lastflussberechnung – Meldung der Konvergenz oder Divergenz

Die Lastflussberechnung wird mit mehreren Kriterien auf Konvergenz bzw. Divergenz überwacht. Um die Konvergenz überprüfen zu können, werden in der unteren **Statuszeile** und im **Meldungsfenster** Meldungen ausgegeben. Zu Beginn der Lastflussberechnung wird in der unteren Statuszeile die Meldung **LF=???** ausgegeben. Mit dieser Ausgabe wird angezeigt, dass eine neue Lastflussberechnung gestartet und Konvergenz nicht erreicht worden ist.

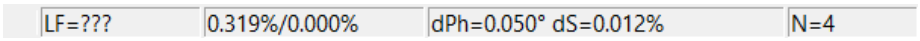


Abbildung 91: Lastflussberechnung –Konvergenz bzw. Divergenz in der *Statuszeile*

Wird eine **Konvergenz** erreicht, so wird die Meldung **LF=o.k.**, im Falle der **Divergenz** die Meldung **LF=fehlerhaft** angezeigt.

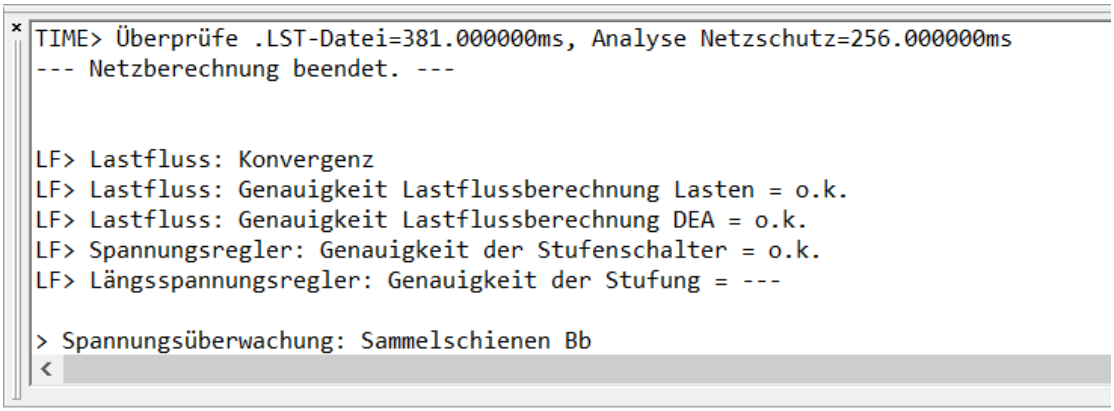


Abbildung 92: Lastflussberechnung – Konvergenz bzw. Divergenz im *Meldungsfenster*

8.21.5 Lastflussberechnung – Abbruch durch den Anwender

Eine laufende Lastflussberechnung kann während des Iterationsverfahrens durch einen **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Button abgebrochen werden. Nach dem Abbruch der Lastflussberechnung werden folgende Informationen in der **Statuszeile** und im **Meldungsfenster** angezeigt.

Abbildung 93: Abbruch der Lastflussberechnung in der *Statuszeile*

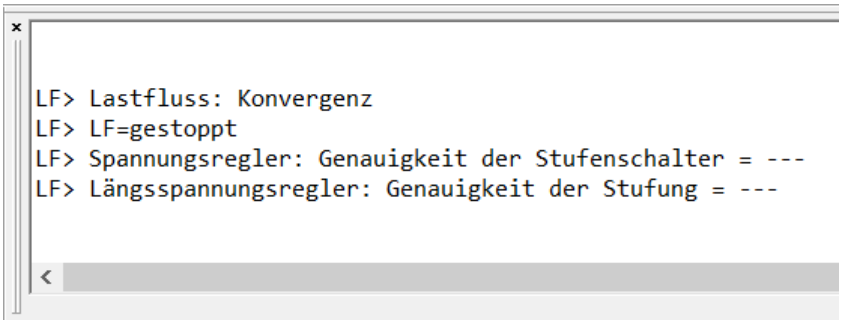


Abbildung 94: Abbruch der Lastflussberechnung im *Meldungsfenster*

8.21.6 Lastflussberechnung – Ergebnisse in Tabellen anzeigen

Die Ergebnisse der Lastflussberechnung können in Tabellen angezeigt werden.

- Ausgabe der Ergebnisse der Netzberechnung: ***Messergebnisse***
- Ergebnisse der Lastflussberechnung für Betriebsmittel

Nachfolgend wird als Beispiel die Tabelle **Messergebnisse** kurz erläutert.

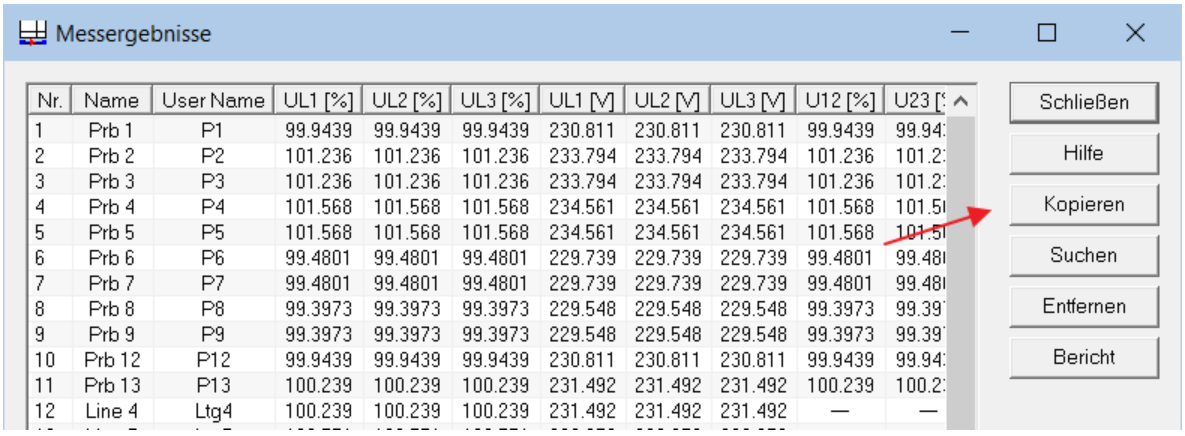


Abbildung 95: Export der Berechnungsergebnisse nach Excel

Bedienelement	Bedeutung
Schließen	Dialog schließen
Kopieren	Inhalt der Tabelle mit Kopfzeile im .CSV-Format in die Zwischenablage kopieren

Suchen	Wird eine Tabellenzeile mit einem **Left Mouse Button** markiert, so kann das Netzwerkelement in der Netzgrafik gesucht und mit einer **roten Markierungsfläche** markiert werden. Alternativ kann nach dem Markieren der Zeile mit einem **Right Mouse Button Menu** ein kontextsensitives Menü geöffnet werden.
Entfernen	Die **rote Markierungsfläche** wird aus der Netzgrafik entfernt.
Bericht	Der Inhalt der Tabelle zusammen mit der Kopfzeile kann in einer Datei z.B. als Excel-Datei oder als Datei im JSON-Format gespeichert werden.

8.21.7 Lastflussberechnung - Export der Messwerte im .CSV-Format

Die Ergebnisse der Lastflussberechnung können für Betriebsmittel wie z.B. **Mess/Schutzgeräte**, **Leitungen** und **Sammelschienen** als .CSV-Format durch den **Left Mouse Button Click** auf den Button **Kopieren** in die Zwischenablage exportiert werden. Die so exportierten Daten können sehr einfach nach Excel importiert und z.B. für Diagramme weiterverarbeitet werden. In der Spalte **Name** sind die unveränderlichen Referenznamen der Betriebsmittel alphabetisch sortiert enthalten. Die Reihenfolge der Betriebsmittel ändert sich nur, wenn Betriebsmittel hinzugefügt oder gelöscht werden.

8.21.8 Lastflussberechnung – Ergebnisse in einer Excel-Datei speichern

Die Ergebnisse der Lastflussberechnung können sortiert nach Betriebsmitteln als **Bericht** im Format einer **.XML-Datei im Office Open XML Format [21]** oder als XLSX-Datei exportiert werden.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	
1	Nr.	Name	User Name	UL1 [%]	UL2 [%]	UL3 [%]	UL1 [V]	UL2 [V]	UL3 [V]	U12 [%]	U23 [%]	U31 [%]	U12 [V]	U2
2	1	Prb 1	P1	99,9982	99,9982	99,9982	11546,8	11546,8	11546,8	99,9982	99,9982	99,9982	19999,6	199
3	2	Prb 2	P2	98,4753	98,4753	98,4753	227,419	227,419	227,419	98,4753	98,4753	98,4753	393,901	393
4	3	Prb 3	P3	98,4752	98,4752	98,4752	227,419	227,419	227,419	98,4752	98,4752	98,4752	393,901	393
5	4	Prb 4	P4	98,2731	98,2731	98,273	226,952	226,952	226,952	98,2731	98,273	98,273	393,092	393
6	5	Prb 5	P5	98,2729	98,2729	98,2729	226,952	226,952	226,952	98,2729	98,2729	98,2729	393,092	393
7	6	Prb 6	P6	95,9923	95,9923	95,9923	221,685	221,685	221,685	95,9923	95,9923	95,9923	383,969	383
8	7	Prb 7	P7	95,9922	95,9922	95,9922	221,684	221,685	221,684	95,9922	95,9922	95,9922	383,969	383
9	8	Prb 8	P8	93,8031	93,8031	93,8031	216,629	216,629	216,629	93,8031	93,8031	93,8031	375,212	375
10	9	Prb 9	P9	93,803	93,803	93,803	216,629	216,629	216,629	93,803	93,803	93,803	375,212	375
11	10	Prb 10	P10	91,8994	91,8994	91,8993	212,232	212,233	212,232	91,8994	91,8994	91,8994	367,597	367
12	11	Prb 11	P11	91,8993	91,8993	91,8993	212,232	212,232	212,232	91,8993	91,8993	91,8993	367,597	367
13	12	Prb 12	P12	90,2819	90,2819	90,2818	208,497	208,497	208,497	90,2819	90,2818	90,2818	361,127	361
14	13	Prb 13	P13	90,2818	90,2818	90,2818	208,497	208,497	208,497	90,2818	90,2818	90,2818	361,127	361
15	14	Prb 14	P14	89,0724	89,0724	89,0723	205,704	205,704	205,704	89,0724	89,0723	89,0724	356,289	356
16	15	Prb 15	P15	89,0723	89,0723	89,0723	205,704	205,704	205,704	89,0723	89,0723	89,0723	356,289	356

Abbildung 96: Ergebnisse der Lastflussberechnung als Excel-Datei

8.21.9 Lastflussberechnung – Ergebnisse in einer JSON-Datei speichern

Die Ergebnisse der Lastflussberechnung können sortiert nach Betriebsmitteln als **Bericht** in eine Datei im **.JSON-Format [28]** exportiert werden. Der Inhalt der JSON-Datei besteht aus einem Datenelement mit allgemeinen Informationen und für jedes Betriebsmittel ein Datenelement mit den Ergebnissen der Lastflussberechnung.

Element	Bedeutung
Name Software	ATPDesigner
Version Software	Versionsnummer und Versionsdatum von ATPDesigner
Version Net File	Version der .NET-Datei

File Name	Dateiname mit Verzeichnis der .NET-Datei
timestamp	Datum und Uhrzeit zum Zeitpunkt der Ausgabe der JSON-Datei
FN	Netznennfrequenz in Hz

Die Elemente des nachfolgenden Datenelementes sind abhängig von dem jeweiligen Netzwerkelement ggfs. nicht vorhanden.

Element	Bedeutung
Name	Referenzname des Netzwerkelementes
User Name	Anwenderspezifischer Name des Netzwerkelementes
UL1 [%]	Betrag der Leiter-Erd-Spannung $\underline{U}_{L1}$ bezogen auf $U_n/\sqrt{3}$
UL2 [%]	Betrag der Leiter-Erd-Spannung $\underline{U}_{L2}$ bezogen auf $U_n/\sqrt{3}$
UL3 [%]	Betrag der Leiter-Erd-Spannung $\underline{U}_{L3}$ bezogen auf $U_n/\sqrt{3}$
UL1 [V]	Betrag der Leiter-Erd-Spannung $\underline{U}_{L1}$ in V
UL2 [V]	Betrag der Leiter-Erd-Spannung $\underline{U}_{L2}$ in V
UL3 [V]	Betrag der Leiter-Erd-Spannung $\underline{U}_{L3}$ in V
U12 [%]	Betrag der Leiter-Leiter-Spannung $\underline{U}_{12}$ bezogen auf U_n
U23 [%]	Betrag der Leiter-Leiter-Spannung $\underline{U}_{23}$ bezogen auf U_n
U31 [%]	Betrag der Leiter-Leiter-Spannung $\underline{U}_{31}$ bezogen auf U_n
U12 [V]	Betrag der Leiter-Leiter-Spannung $\underline{U}_{12}$ in V
U23 [V]	Betrag der Leiter-Leiter-Spannung $\underline{U}_{23}$ in V
U31 [V]	Betrag der Leiter-Leiter-Spannung $\underline{U}_{31}$ in V
IL1 [%]	Betrag des Leiterstromes $\underline{I}_{L1}$ bezogen auf I_n
IL2 [%]	Betrag des Leiterstromes $\underline{I}_{L2}$ bezogen auf I_n
IL3 [%]	Betrag des Leiterstromes $\underline{I}_{L3}$ bezogen auf I_n
IL1 [A]	Betrag des Leiterstromes $\underline{I}_{L1}$ in A
IL2 [A]	Betrag des Leiterstromes $\underline{I}_{L2}$ in A
IL3 [A]	Betrag des Leiterstromes $\underline{I}_{L3}$ in A
U1 [%]	Betrag der Mitsystemspannung $\underline{U}_1$ bezogen auf $U_n/\sqrt{3}$
U2 [%]	Betrag der Gegensystemspannung $\underline{U}_2$ bezogen auf $U_n/\sqrt{3}$
U0 [%]	Betrag der Nullsystemspannung $\underline{U}_0$ bezogen auf $U_n/\sqrt{3}$
U1 [V]	Betrag der Mitsystemspannung $\underline{U}_1$ in V
U2 [V]	Betrag der Gegensystemspannung $\underline{U}_2$ in V
U0 [V]	Betrag der Nullsystemspannung $\underline{U}_0$ in V
I1 [%]	Betrag des Mitsystemstromes $\underline{I}_1$ bezogen auf I_n
I2 [%]	Betrag des Gegensystemstromes $\underline{I}_2$ bezogen auf I_n
I0 [%]	Betrag des Nullsystemstromes $\underline{I}_0$ bezogen auf I_n
I1 [A]	Betrag des Mitsystemstromes $\underline{I}_1$ in A
I2 [A]	Betrag des Gegensystemstromes $\underline{I}_2$ in A
I0 [A]	Betrag des Nullsystemstromes $\underline{I}_0$ in A
ILmax [%]	Maximaler Betrag der Leiterströme $\underline{I}_{L123}$ bezogen auf I_n
ILmax [A]	Maximaler Betrag der Leiterströme $\underline{I}_{L123}$ in A
Zone	Nummer der **Zone**
S [VA]	Scheinleistung in VA
P [W]	Wirkleistung in W
Q [var]	Blindleistung in var
CosPhi	Verschiebungsfaktor cos φ = P / S
SL1 [VA]	Scheinleistung Leiter L1 in VA
SL2 [VA]	Scheinleistung Leiter L2 in VA
SL3 [VA]	Scheinleistung Leiter L3 in VA

PL1 [W]	Wirkleistung Leiter L1 in W
PL2 [W]	Wirkleistung Leiter L2 in W
PL3 [W]	Wirkleistung Leiter L3 in W
QL1 [var]	Blindleistung Leiter L1 in var
QL2 [var]	Blindleistung Leiter L2 in var
QL3 [var]	Blindleistung Leiter L3 in var
Sv [VA]	Scheinleistungsbedarf in VA
Pv [W]	Wirkverlustleistung in W
Qv [var]	Blindleistungsbedarf in var
CosPhi	Verschiebungsfaktor cos $\varphi_v = P_v / S_v$

8.21.10 Ausgabe der Lastflussergebnisse - *Lastfluss: Ergebnisdatei für Lasten*

Nachfolgend wird der Inhalt der Textdatei angezeigt, der für jeden Iterationsschritt von ATPDesigner ausgegeben wird. Am Ende der Ausgabedatei werden wichtige Berechnungsergebnisse tabellarisch zusammengefasst. Mit Hilfe der Ergebnisdatei kann der Iterationsprozess analysiert werden.

```
2-Wicklungstransformator: Automatischer Spannungsregler und interne Lastimpedanz
  Anzahl 2-Wicklungstransformatoren NT = 1
XFormer: Automatischer Längsspannungsregler
  Anzahl XFormer NX = 0
Generator: Synchrongeneratoren S.M.59
  Anzahl Synchrongeneratoren NG = 0

Netzspezifische Daten
  1. Step
  Anzahl Verbraucherlasten = 2
  Anzahl Leitungen = 5
  Anzahl Netzeinspeisungen = 1
  Anzahl 2-Wicklungs-Transformatoren = 1
  Anzahl XFormer = 0
  PQ-Knoten: Anzahl Verbraucherlasten NL = 2
  PQ-Knoten: Anzahl Leitungen NLN = 0
  PQ-Knoten: Anzahl Last an 2-Wicklungs-Transformatoren NLT = 0
  PU-Knoten: Anzahl Netzeinspeisungen NN = 0
  Spannungsregler aktiv: Anzahl 2-Wicklungs-Transformatoren NTV = 0
  Längsspannungsregler aktiv: Anzahl XFormer NXV = 0
  Gesamte Scheinleistung S = 0.1 MVA    {Summe Einstellwerte S = f (Verbraucherlast und Leitung)}
  Gesamtabweichung |dStot| = 0.00932012 MVA    {Summe (S(k) - S) = f (Verbraucherlast und Leitung)}
  Mittlere Abweichung PQ-Knoten |dStot| / |S| = 9.32012 %
  Mittlere Abweichung PU-Knoten |dUsum| / NN = 0 %
  Mittlere Abweichung PU-Knoten |dPsum| / NN = 0 %

Einstellungen der Lastflussiteration
  Max. Anzahl Iterationsschritte = 20
  PQ-Knoten: Genauigkeit dS = 1 %
  PU-Knoten: Genauigkeit dP = 1 %
```

```
  PU-Knoten: Genauigkeit dU = -1 %


S           : Einstellwert Scheinleistung
S(k)        : Iterierte Scheinleistung
              Wichtig !!! Es muss gelten: S(k) < S, sonst wird die Lastflussberechnung abgebrochen.
dS(k)       : (S(k) - S) / S
P           : Iterierte Wirkleistung
Q           : Iterierte Blindleistung
cos phi (k) : Iterierter Verschiebungsfaktor
cos phi     : Einstellwert Verschiebungsfaktor
```

Abbildung 97: *Load Adjusting:* Textausgabe für jeden Iterationsschritt (Auszug)

8.21.11 Ausgabe der Lastflussergebnisse - *Lastfluss: Ergebnisdatei für DEA*

Nachfolgend wird der Inhalt der Textdatei angezeigt, der für jeden Iterationsschritt von **ATPDesigner** ausgegeben wird. Im vorliegenden Beispiel wurde ein Netz mit zwei **Erzeugungsanlage (DEA)** verwendet. Das Modell **Erzeugungsanlage (DEA)** wird für die Nachbildung dezentraler Erzeugungsanlagen verwendet, wenn der stationäre Netzzustand berechnet wird d.h. auch für Lastflussberechnungen. Das Modell ist nicht für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge geeignet, wenn eine dezentrale Erzeugungsanlage nachgebildet werden soll. Im Falle der Berechnung dynamischer Netzvorgänge ist das Netzwerkelement **Dezentraler Einspeiser (EMT)** zu verwenden.

- **(3PS)** Messwerte am Netzknoten der Erzeugungsanlage (DEA)
- **(NCP)** Messwerte am Netzanschlusspunkt (NAP)

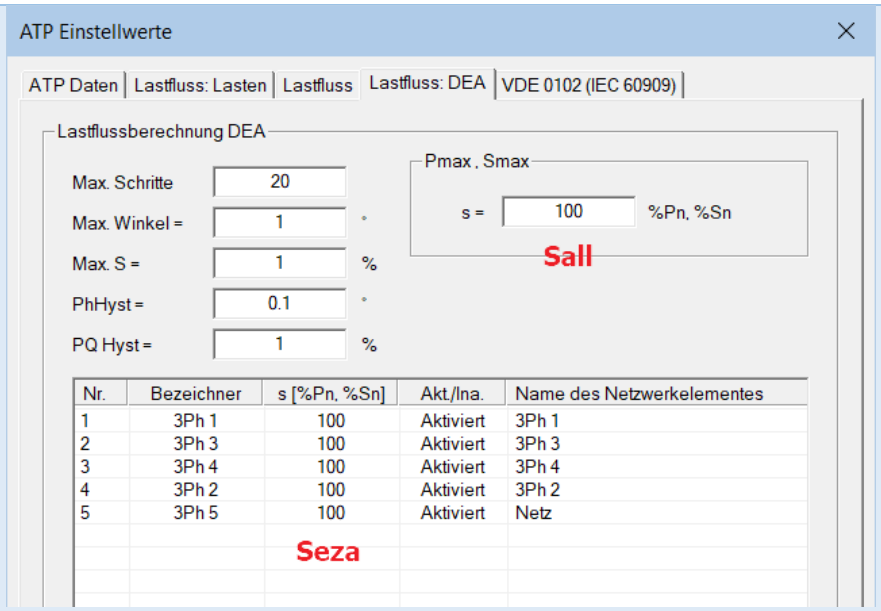
Die Ergebnisdatei wird von ATPDesigner ausgegeben, wenn die Option **Ergebnisausgabe DEA (Phase Adjusting)** im Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz**, Registerkarte **Meldungen** aktiviert ist. Die Datei kann im eingestellten Texteditor mit dem Menüpunkt **Lastfluss: Ergebnisdatei für DEA** im Hauptmenü **Ansicht** geöffnet werden.

```
Einstellwerte: Max. Anzahl Iterationsschritte = 20; Max. Winkel = 1°; Max. S = 1%

Erzeugungsanlage (DEA): 2,5MW [3Ph 1]; .NET-Index=0; Idx=27; Disabled=0; LVRT-Mode=1
                        Parkregler: Probe-Idx=-1; Aktiv=0; []

  Ausgewerter Messort = Prb 7
  Mitsystem Iterationsschritt Nr. 2 gemessen am NAP ...
   Messwerte: U1 = 11477.8V = 0.994004p.u.; I1 = 93.8417A; PDiffU1I1 = 24.8149°

  Mitsystem Iterationsschritt Nr. 2 gemessen am DEA Netzknoten ...
   Messwerte: U1 = 11509.2V = 0.996724p.u.; I1 = 96.225A; PDiffU1I1 = 27.3731°

  Gegensystem Iterationsschritt Nr. 2 gemessen am NAP ...
   Messwerte: U2 = 5.51516e-05V = 4.77627e-09p.u.; I2 = 3.82051e-05A; PDiffU2I2 = -13.4583°

  Gegensystem Iterationsschritt Nr. 2 gemessen am DEA Netzknoten ...
   Messwerte: U2 = 7.33773e-05V = 6.35466e-09p.u.; I2 = 5.59814e-05A; PDiffU2I2 = -82.12°

  2. Iterationsschritt : Betriebsart 'Pn (IL:3p) = const.'; Lastfluss: DEA (Phase Adjusting) Aktiviert
            Messort 'Prb 7'
            Messort Parkregler 'NAP'
            Pn = 2500kW; Un init = 20kV; IL = 96.225A; Sr = 3000kVA
            Un(Prb) = 20kV; Un(DEA) = 20kV; Un(DEA)/Un(Prb) = 1
            Phasenverschiebung(IL,ULE) = 25.8419°
            Verschiebungsfaktor cos phi = 0.9; untererregt; (Einstellwert: 0.9)
            Verschiebungsfaktor cos phi (Prb) = 0.907668
```

```
            Verschiebungsfaktor cos phi (DEA) = 0.887815
            ILmax = 120%Inom; ILmax = 96.225A; Sall = 100%; Sdea = 120%
            Sn = 3379.08kVA; Sber = 3231.28kVA; dS = -4.37394%
            Um = 11.4778kV
            UL1 = 11.5092kV; UL2 = 11.5092kV; UL3 = 11.5092kV (DEA)
            U12 = 19.9345kV; U23 = 19.9345kV; U31 = 19.9345kV (DEA)
            UL1 = 11.4778kV; UL2 = 11.4778kV; UL3 = 11.4778kV (DEA)
            U12 = 19.8801kV; U23 = 19.8801kV; U31 = 19.8801kV (Prb)
            Anzahl 1-phasiger Stromquellen N = 3
            U> = 1e+15kV; U< = 0kV; Um = 11.4778kV = 0.994004p.u.

            LVRT-Mode : Deaktiviert
             ULL min = 19.9345kV = 4983.62%; ULE min = 11.5092kV = 4983.62%
             U< = 0.352kV = 88%; U> = 0.368kV = 92%; Un = 0.4kV
   Ergebnisse von Schritt Nr. 2 ...
   Betriebsart: Pnom (Ip:3p) = const.
   (Q,P)-Arbeitspunkt liegt AUSSERHALB der P(Q)-Kennlinie --> Änderung des Arbeitspunktes
   Alter Arbeitspunkt:  P = 2.94969 MW ; Q = -1.52897 Mvar --> Neuer Arbeitspunkt: P = 2.475 MW ; Q = -
1.28292 Mvar

    U1 = 11477.8V = 0.994004p.u.; I1 = 93.8417A; PDiff(U1,I1) = 24.8149°

   Abweichung des Phasenwinkels: 1: 24.8149°-(25.8419)°=-1.02701° -> -1.02701° (korrigiert);
   Betrag des Phasenwinkels:  |1.02701°| = 1.02701° ; Summe = 1.02701°
   1: PDiff = -1.02701°; Phasenwinkel (1) 2.13353° - -1.02701° >>> (2) 3.16054°
   S = 3379.08kVA; Snom = 2787.74kVA; N = 3; Vav = 11.4778kV; Ip = 80.9606A; Vn(3PS)/Vn(Prb) = 1

================================================================================

Anzahl Erzeugungsanlagen (DEA) = 1 (aktiviert und deaktiviert)
 Anzahl 1-phasiger aktivierter Stromquellen N = 3
 Gesamtabweichung |dPhi| = 1.02701°
 Mittlere Abweichung |dPhi| / N = 0.342338°
 Summe der Scheinleistungen S = 3379.08kVA
 Gesamtabweichung |dS| = 0kVA
 Mittlere Abweichung |dS| / N = 0kVA
 Mittlere Abweichung |dS| / N = 0%
================================================================================


================================================================================
=== Leiter-Erd-Spannungen am Netzknoten der DEA
=== Nr.; U1 [p.u.]; Winkel U1 [°]; CosPhi; UL1; UL2; UL3 [p.u.]; Anwenderspezifischer Name

  1:     0.989481;    49.550339;     0.626604;     0.989283;     0.989283;     0.989283; 2,5MW
  2:     0.994004;    24.814918;     0.887815;     0.996724;     0.996724;     0.996724; 2,5MW

================================================================================
================================================================================
```

Abbildung 98: *Phase Adjusting:* Textausgabe für jeden Iterationsschritt

Bezeichner	Bedeutung
Sall **Seza**	Teillastfaktor aller Erzeugungsanlagen bzw. Teillastfaktor der **Erzeugungsanlage (DEA)** Die Einstellwerte S_{all} und S_{eza} sind im Einstelldialog **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **Lastfluss: DEA** zu finden.



Sberl	Im Iterationsschritt berechnete Scheinleistung
dS	Abweichung der eingestellten zur im Iterationsschritt berechneten Scheinleistung $$dS = \frac{S_{ber} - S_n}{S_n}$$
Sn	Nennscheinleistung unter Berücksichtigung der Teillastfaktoren
Um	Mittlere virtuelle Leiter-Erd-Spannung zur Berechnung des Einspeisestromes
N	Anzahl 1-phasiger Stromeinspeisung der dezentralen Erzeugungsanlagen
U1	Betrag der Spannung im Mitsystem
I1	Betrag des Stromes im Mitsystem
PDiffU1I1	Phasenverschiebung des Mitsystemstromes gegenüber der Mitsystemspannung

8.21.12 Ausgabe der Lastflussinformationen *LF>* im *Meldungsfenster*

Im **Meldungsfenster** werden zu den einzelnen Iterationsschritten der Lastflussberechnung Informationen ausgegeben. Ein Beispiel ist nachfolgend dargestellt. Die der Lastflussberechnung zugeordneten Informationen werden am Zeilenanfang mit der Kennung **LF>** gekennzeichnet.

```
> ATPDesigner CPU Zeit 0.255s
--- Netzberechnung beendet: 0 Fehler, 0 Warnungen gefunden. ---

TIME> Überprüfe .LST-Datei=101.000000ms, Analyse Netzschutz=0.000000ms
LF> Transformator ONT [Tra 2]: Stufenschalter Position Wicklung B 5->8
LF> Genauigkeit dPhi=50.5151°, dPhiS=0.34109kVA=0.354195%, dS=11.1749%, dP=0%, dU=0%, TrStep=1

Lastfluss: Last- und PV-Iteration N=2
> Netztopologie überprüfen ...
>> Alle Netzwerkelemente sind o.k.
```

Abbildung 99: Lastflussinformationen im *Meldungsfenster*

8.21.12.1 LF> Transformator ONT [Tra 2]: Stufenschalter Position Wicklung B …

Das Beispiel in Abbildung 88 zeigt, dass der Transformator die Stufung des Stufenschalters, der an der Wicklung **Wicklung B** arbeitet, von Stufe 5 auf Stufe 8 heraufgestuft hat.

8.21.12.2 LF> Genauigkeit dS=…, dP=…, dU=…, TrStep=1

In dieser Ausgabezeile sind die Kriterien dargestellt, mit denen die Konvergenz der Lastflussberechnung überwacht wird.

Bezeichner	Bedeutung
dS	Abweichung der Scheinleistung der **PQ-Knoten** (Netzwerkelemente **Verbraucherlast**) von der installierten Gesamtscheinleistung
dP	Abweichung der Wirkleistung der **PU-Knoten** (Netzwerkelemente **Netzeinspeisung**) von der installierten Gesamtwirkleistung
dU	Abweichung der Knotenspannungen der **PU-Knoten** (Netzwerkelemente **Netzeinspeisung**) von Nennspannung
TrStep = 1	Der Wert **TrStep = 1** zeigt an, ob ein Stufenschalter eines Transformators nach dem letzten Iterationsschritt der Lastflussberechnung verändert wurde und noch eine weitere Netzberechnung erforderlich ist, damit die veränderte Stufung in der Lastflussberechnung berücksichtigt wird (Netzwerkelement **Transformator 2-Wicklung**).

8.21.12.3 LF> Genauigkeit dS=…, dP=…, dU=…, TrStep=0

Wurde die Stufung der Stufenschalter der Transformatoren berücksichtigt, so muss der Parameter **TrStep = 0** anzeigen.

```
>> Fehler für Asynchronmaschinen (Type56) : 0
>> Laufzeitfehler 'Temporary error stop in' : 0
>> Fehler in MODELS : 0
>> Fehler im Transformator (XFORMER) : 0
> ATPDesigner CPU Zeit 0.251s
--- Netzberechnung beendet: 0 Fehler, 0 Warnungen gefunden. ---

TIME> Überprüfe .LST-Datei=115.000000ms, Analyse Netzschutz=0.000000ms
LF> Genauigkeit dPhi=0.0195686°, dPhiS=0.0330978kVA=0.0343695%, dS=0.877639%, dP=0%, dU=0%, TrStep=0
> Netztopologie überprüfen ...
>> Alle Netzwerkelemente sind o.k.
```

Abbildung 100: *TrStep = 0* : Stufenschalter wurde berücksichtigt

8.21.13 Schrägregler-Transformatoren in der Lastflussberechnung

Wird eine Lastflussberechnung in einem symmetrischen Stromnetz, d.h. eine Lastflussberechnung nur im Mitsystem durchgeführt, so kann ein Schrägregler-Transformator vereinfacht durch zwei Lastimpedanzen mit dem Netzwerkelement **Verbraucherlast** nachgebildet werden. Es muss hier beachtet werden, dass es sich nur um eine Nachbildung im Mitsystem handelt.

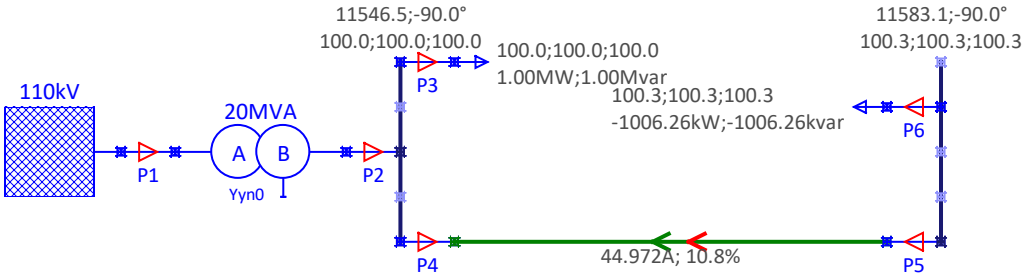


Abbildung 101: Einfaches Modell eines Schrägregler-Transformators in der Lastflussberechnung

In dem Beispiel in obiger Abbildung wurden folgende Werte für die Lasten gewählt. Die Lasten **Last 2** (Messort P4) und **Last 3** (Messort P5) werden als Mitsystemmodell für den Schrägregler-Transformator verwendet.

- **Last 1** : P = 1MW, Q = 0MVA (Messort P3)
- **Last 2** : P = 1MW, Q = 1MVA (Messort P4) ➔ Leistungsbezug
- **Last 3** : P = -1MW, Q = -1MVA (Messort P5) ➔ Leistungseinspeisung

8.22 Berechnung der Kurzschlusswerte S_k und I_k für Sammelschienen

ATPDesigner bietet die Möglichkeit, die **Kurzschlussleistung S_k** und den **Kurzschlussstrom I_k** für die **Kurzschlussart 3-polig mit Erde (3pE)** an den Sammelschienen als Kurzschlussort eines Stromversorgungsnetzes automatisiert zu berechnen. Die Berechnung der Kurzschlusswerte S_k und I_k kann nach dem **Überlagerungsverfahren** oder nach VDE 0102 (IEC 60909) [2] erfolgen. Näheres zu dem Verfahren kann im Kapitel Verfahren zur Berechnung der Kurzschlusswerte S_k und I_k nachgelesen werden.

- Hauptmenü **ATP** oder **Prüfungen**
- Menüpunkt **Kurzschlussleistung berechnen**
- Toolbar-Button

⇨ Soll die Berechnung der Kurzschlusswerte S_k und I_k nach VDE 0102 (IEC 60909) [2] erfolgen, so muss vor dem Start der Funktion **Kurzschlussleistung berechnen** die Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 (IEC 60909) [2] aktiviert und geeignet eingestellt werden.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **VDE 0102 (IEC 60909)**

Die Ergebnisse der Kurzschlussberechnung werden in der Netzgrafik, im **Meldungsfenster** und in der Registerkarte **Kurzschluss** des Dialogs **Liste der Betriebsmitteldaten** angezeigt.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Liste der Betriebsmitteldaten**, Registerkarte **Kurzschluss**
- Tastenkürzel **Strg + F1**

In der nachfolgenden Abbildung werden die Kurzschlusswerte S_k und I_k im Meldungsfenster angezeigt.

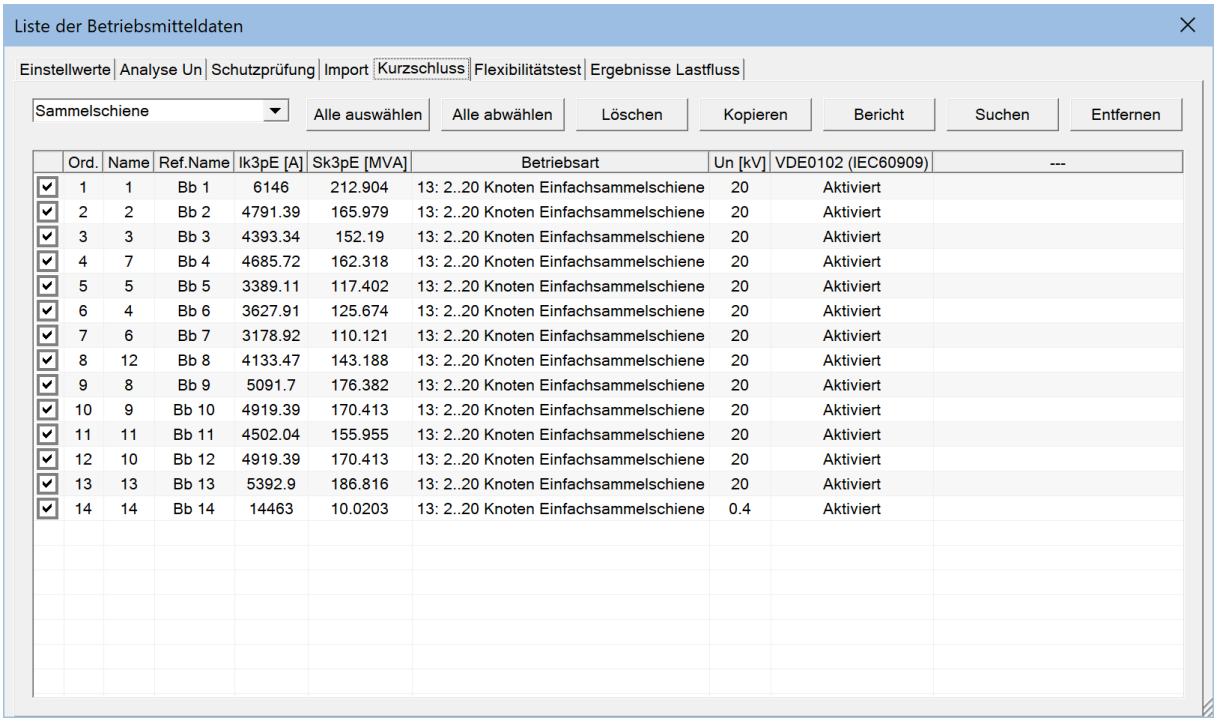
```
> Berechnung Kurzschlussleistung Sk: Sammelschienen Bb x
>> VDE 0102 (IEC 60909) Aktiviert
>> [Bb 1] Sk=212.904MVA; Ik3=6146A : 1; Un=20kV
>> [Bb 2] Sk=165.979MVA; Ik3=4791.39A : 2; Un=20kV
>> [Bb 3] Sk=152.19MVA; Ik3=4393.34A : 3; Un=20kV
>> [Bb 4] Sk=162.318MVA; Ik3=4685.72A : 7; Un=20kV
>> [Bb 5] Sk=117.402MVA; Ik3=3389.11A : 5; Un=20kV
>> [Bb 6] Sk=125.674MVA; Ik3=3627.91A : 4; Un=20kV
>> [Bb 7] Sk=110.121MVA; Ik3=3178.92A : 6; Un=20kV
```

Abbildung 102: Kurzschlusswerte S_k und I_k im *Meldungsfenster* : VDE 0102 aktiviert

```
> Berechnung Kurzschlussleistung Sk: Sammelschienen Bb x
>> VDE 0102 (IEC 60909) Deaktiviert
>> [Bb 1] Sk=198.143MVA; Ik3=5719.89A : 1; Un=20kV
>> [Bb 2] Sk=153.683MVA; Ik3=4436.44A : 2; Un=20kV
>> [Bb 3] Sk=140.695MVA; Ik3=4061.53A : 3; Un=20kV
>> [Bb 4] Sk=150.228MVA; Ik3=4336.72A : 7; Un=20kV
>> [Bb 5] Sk=108.15MVA; Ik3=3122.03A : 5; Un=20kV
>> [Bb 6] Sk=115.843MVA; Ik3=3344.1A : 4; Un=20kV
>> [Bb 7] Sk=101.374MVA; Ik3=2926.4A : 6; Un=20kV
```

Abbildung 103: Kurzschlusswerte S_k und I_k im *Meldungsfenster* : VDE 0102 deaktiviert

In der Registerkarte **Kurzschluss** muss die Betriebsart **Sammelschiene** in der Auswahlliste ausgewählt werden. In der nachfolgenden Abbildung ist die Registerkarte **Kurzschluss** mit Berechnungsergebnissen dargestellt.



Ord.	Name	Ref.Name	Ik3pE [A]	Sk3pE [MVA]	Betriebsart	Un [kV]	VDE0102 (IEC60909)	---
1	1	Bb 1	6146	212.904	13: 2..20 Knoten Einfachsammelschiene	20	Aktiviert	
2	2	Bb 2	4791.39	165.979	13: 2..20 Knoten Einfachsammelschiene	20	Aktiviert	
3	3	Bb 3	4393.34	152.19	13: 2..20 Knoten Einfachsammelschiene	20	Aktiviert	
4	7	Bb 4	4685.72	162.318	13: 2..20 Knoten Einfachsammelschiene	20	Aktiviert	
5	5	Bb 5	3389.11	117.402	13: 2..20 Knoten Einfachsammelschiene	20	Aktiviert	
6	4	Bb 6	3627.91	125.674	13: 2..20 Knoten Einfachsammelschiene	20	Aktiviert	
7	6	Bb 7	3178.92	110.121	13: 2..20 Knoten Einfachsammelschiene	20	Aktiviert	
8	12	Bb 8	4133.47	143.188	13: 2..20 Knoten Einfachsammelschiene	20	Aktiviert	
9	8	Bb 9	5091.7	176.382	13: 2..20 Knoten Einfachsammelschiene	20	Aktiviert	
10	9	Bb 10	4919.39	170.413	13: 2..20 Knoten Einfachsammelschiene	20	Aktiviert	
11	11	Bb 11	4502.04	155.955	13: 2..20 Knoten Einfachsammelschiene	20	Aktiviert	
12	10	Bb 12	4919.39	170.413	13: 2..20 Knoten Einfachsammelschiene	20	Aktiviert	
13	13	Bb 13	5392.9	186.816	13: 2..20 Knoten Einfachsammelschiene	20	Aktiviert	
14	14	Bb 14	14463	10.0203	13: 2..20 Knoten Einfachsammelschiene	0.4	Aktiviert	

Abbildung 104: Dialog *Liste der Betriebsmitteldaten*, Registerkarte *Kurzschluss* S_k und I_k

Bezeichner	Bedeutung
Löschen	Die Kurzschlusswerte werden in der Tabelle gelöscht.
Kopieren	Der Inhalt der Tabelle wird im .CSV-Format in die Zwischenablage kopiert.
Suchen	Wird eine Tabellenzeile mit einem Left Mouse Button Click markiert, wird das Netzwerkelement mit einem **roten** Markierungsrahmen markiert.
Entfernen	Der **rote** Markierungsrahmen wird in der Netzgrafik entfernt.
Bericht	Die Tabelle kann als Bericht im XML-Format für eine Textverarbeitungssoftware wie z.B. Word in einer Datei gespeichert werden.
Un	Einstellwert der Sammelschiene: Nennspannung
VDE 0102	▪ **Aktiviert** Die Berechnung der Kurzschlusswerte erfolgte nach VDE 0102 (IEC 60909) ▪ **Deaktiviert** Die Berechnung der Kurzschlusswerte erfolgte nach dem Überlagerungsverfahren.
Name	Anwenderspezifischer Name des Netzwerkelementes
Ref.Name	Referenzname des Netzwerkelementes
Ik3pE [A]	Kurzschlussstrom I_k für einen 3-poligen Kurzschluss mit Erde (3pE) an der Sammelschiene
Sk3PE [MVA]	Kurzschlussleistung S_k für einen 3-poligen Kurzschluss mit Erde (3pE) an der Sammelschiene

Die Kurzschlusswerte S_k und I_k können optional in der Netzgrafik angezeigt werden. Die Anzeige kann durch einen **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Button der **Toolbar für Tooltips** eingeschaltet werden.

- Hauptmenü **Ansicht**
- Menüpunkt **Toolbar für Tooltips**
- Toolbar-Button

Das Meldungsfenster kann wie folgt ein- und ausgeschaltet werden.

- Hauptmenü **Ansicht**
- Menüpunkt **Meldungsfenster**, **Ausgabefenster EIN/AUS**

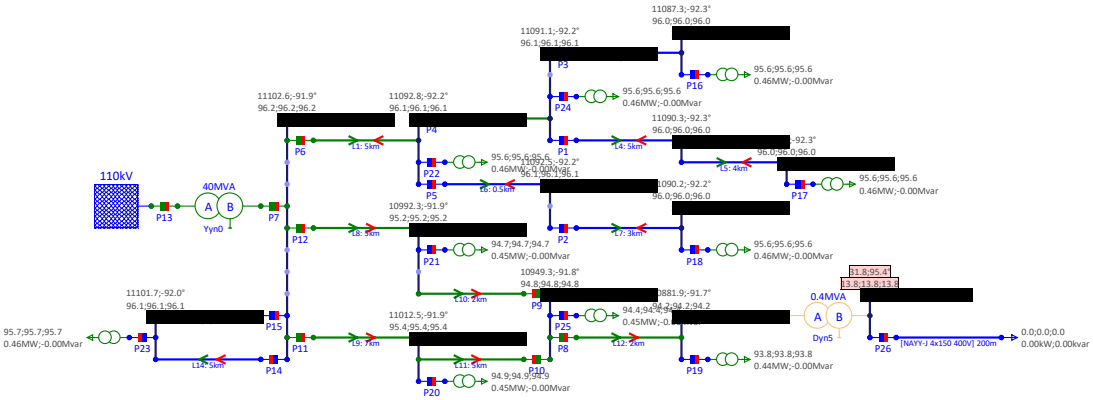


Abbildung 105: Berechnung der Kurzschlusswerte S_k und I_k – Anzeige in der Netzgrafik

Es ist auch möglich, nur die Kurzschlusswerte S_k und I_k in der Netzgrafik anzuzeigen. Dazu kann die Anzeige der sonstigen Messwerte, d.h. Ergebnisse der Netzberechnung ausgeschaltet werden.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Netzkonfiguration**, Registerkarte **Netzwerk**
- Gruppe **Schriftarten**, Option **Anzeigen** der Messwerte deaktivieren

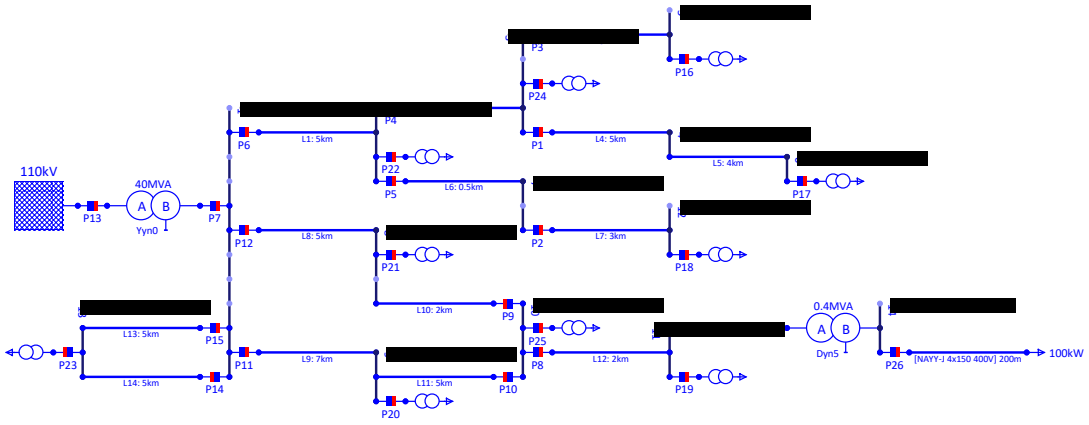


Abbildung 106: Berechnung der Kurzschlusswerte S_k und I_k – Anzeige in der Netzgrafik

8.22.1 Bericht der Kurzschlusswerte S_k und I_k

Die Ergebnisse der Berechnung der Kurzschlusswerte kann als **Bericht** im XML-Format [21] gespeichert werden. Dazu muss der Dialog **Liste der Betriebsmitteldaten**, Registerkarte **Kurzschluss** geöffnet werden.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Liste der Betriebsmitteldaten**, Registerkarte **Kurzschluss**

Durch einen **Left Mouse Button Click** auf den Button **Bericht** kann der Inhalt der Tabelle wie nachfolgend dargestellt gespeichert werden.

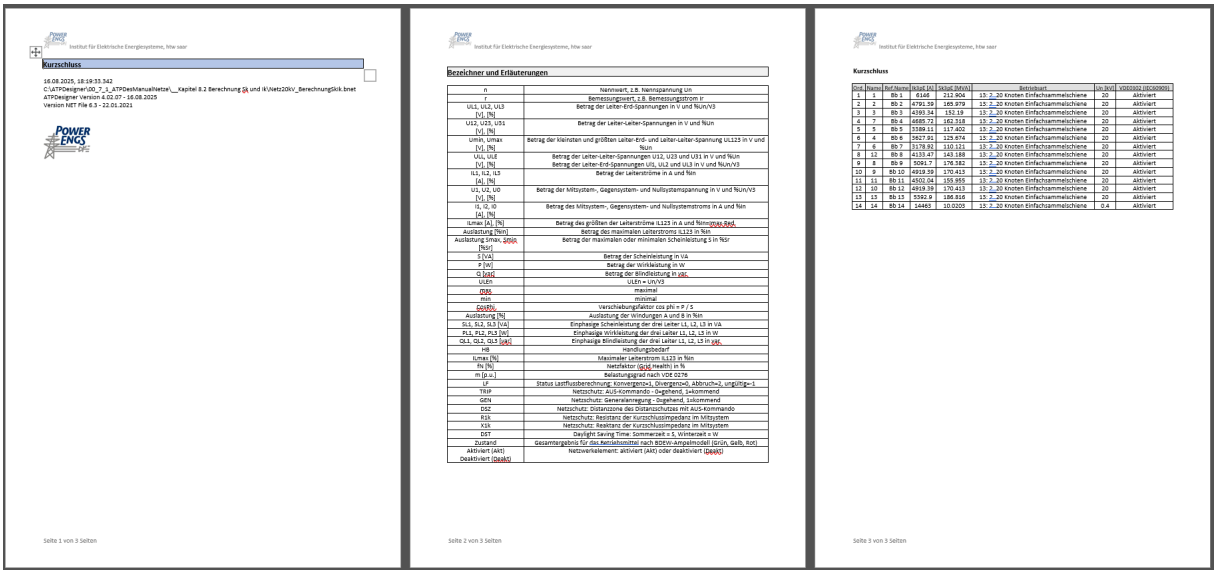


Abbildung 107: Bericht der Kurzschlusswerte S_k und I_k

Die Tabelle des Berichtes kann in dem Bericht markiert, mit **Strg + C** in die Zwischenablage kopiert und weiterverarbeitet werden.

Ord.	Name	Ref.Name	Ik3pE [A]	Sk3pE [MVA]	Betriebsart	Un [kV]	VDE0102 (IEC60909)
1	1	Bb 1	6146	212.904	13: 2..20 Knoten Einfachsammelschiene	20	Aktiviert
2	2	Bb 2	4791.39	165.979	13: 2..20 Knoten Einfachsammelschiene	20	Aktiviert
3	3	Bb 3	4393.34	152.19	13: 2..20 Knoten Einfachsammelschiene	20	Aktiviert
4	7	Bb 4	4685.72	162.318	13: 2..20 Knoten Einfachsammelschiene	20	Aktiviert
5	5	Bb 5	3389.11	117.402	13: 2..20 Knoten Einfachsammelschiene	20	Aktiviert
6	4	Bb 6	3627.91	125.674	13: 2..20 Knoten Einfachsammelschiene	20	Aktiviert
7	6	Bb 7	3178.92	110.121	13: 2..20 Knoten Einfachsammelschiene	20	Aktiviert
8	12	Bb 8	4133.47	143.188	13: 2..20 Knoten Einfachsammelschiene	20	Aktiviert
9	8	Bb 9	5091.7	176.382	13: 2..20 Knoten Einfachsammelschiene	20	Aktiviert
10	9	Bb 10	4919.39	170.413	13: 2..20 Knoten Einfachsammelschiene	20	Aktiviert
11	11	Bb 11	4502.04	155.955	13: 2..20 Knoten Einfachsammelschiene	20	Aktiviert
12	10	Bb 12	4919.39	170.413	13: 2..20 Knoten Einfachsammelschiene	20	Aktiviert
13	13	Bb 13	5392.9	186.816	13: 2..20 Knoten Einfachsammelschiene	20	Aktiviert
14	14	Bb 14	14463	10.0203	13: 2..20 Knoten Einfachsammelschiene	0.4	Aktiviert

Abbildung 108: Bericht der Kurzschlusswerte S_k und I_k – Tabelle der Kurzschlussberechnung

8.22.2 Verfahren zur Berechnung der Kurzschlusswerte S_k und I_k

Die Berechnung der Kurzschlusswerte S_k und I_k kann nach dem Überlagerungsverfahren basierend auf einer Knotenpotentialanalyse oder nach VDE 0102 (IEC 60909) [2] erfolgen.

⇨ Unabhängig von der gewählten Berechnungsmethode werden die Kurzschlusswerte S_k und I_k **immer für die Kurzschlussart 3-polig mit Erde (3pE)** an den Sammelschienen als Kurzschlussort berechnet. Die Einstellwerte des Kurzschlusses (**roter Blitz**) werden nicht verwendet.

Ist die Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 (IEC 60909) [2] deaktiviert, so wird zur Kurzschlussstromberechnung das Überlagerungsverfahren auf Basis der Knotenpotentialanalyse verwendet.

Soll die Berechnung der Kurzschlusswerte S_k und I_k nach VDE 0102 (IEC 60909) [2] erfolgen, so muss vor dem Start der Funktion **Kurzschlussleistung berechnen** die Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 (IEC 60909) [2] aktiviert und geeignet eingestellt werden. In diesem Fall entspricht der Kurzschlussstrom dem Anfangs-Kurzschlusswechselstrom abhängig von den Einstellwerten für die Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 (IEC 60909) [2]. Es wird hier darauf hingewiesen, dass bei aktiver Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 (IEC 60909) [2] mit der Funktion **Kurzschlussleistung berechnen** u.a. sowohl der größte wie auch der kleinste Anfangs-Kurzschlusswechselstrom an den Sammelschienen berechnet werden kann. Im ersten Schritt wird der 3-polige Kurzschlussstrom $I_k = I_{k3pE}$ mit Hilfe der **Methode der Ersatzspannungsquelle** nach VDE 0102 (IEC 60909) [2] berechnet. Dabei wird intern die Ersatzspannungsquelle an den Sammelschienen des Stromnetzes angeschlossen, um den 3-poligen Erdkurzschlussstrom I_{k3pE} zu berechnen. Es werden die Einstellwerte des Einstelldialogs nach VDE 0102 (IEC 60909) [2] verwendet.

Die Berechnung der Kurzschlusswerte S_k und I_k wird durch den Toolbar-Button oder den Menüpunkt **Kurzschlussleistung berechnen** gestartet. ATPDesigner parametriert

einen 3-poligen Erdkurzschluss (3pE) an einer Sammelschiene und berechnet den gegen Erde fließenden 3-poligen Kurzschlussstrom $I_k = I_{k3pE}$. Die Kurzschlussleistung S_k wird wie folgt aus dem Kurzschlussstrom $I_k = I_{k3pE}$ und dem Einstellwert Nennspannung U_n der Sammelschiene berechnet.

$$S_k = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_k = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{k3pE}$$

9 Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 (IEC 60909)

ATPDesigner ermöglicht die Berechnung des **Anfangs-Kurzschlusswechselstroms I_k''** sowie weiterer Kennwerte in Anlehnung an

- **DIN EN 60909-0 (VDE 0102):2002-07 (IEC 60909-0:2002-07)**[4] oder
- **DIN EN 60909-0 (VDE 0102):2016-12 (IEC 60909-0:2016-12)**[5]

nach dem **Verfahren der Ersatzspannungsquelle an der Kurzschlussstelle**. Unterschiede zwischen den beiden Versionen werden in diesem Handbuch nicht vollständig, sondern nur so weit wie es zum grundsätzlichen Verständnis der Berechnungsverfahren, der Implementierung in ATPDesigner und der daraus resultierenden Berechnungsergebnisse erforderlich ist, beschrieben.

Die Kurzschlussstromberechnung nach **DIN EN 60909-0 (VDE 0102)** wird in der Registerkarte **VDE 0102 (IEC 60909)** des Einstelldialogs **ATP Einstellwerte** aktiviert und eingestellt.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **VDE 0102 (IEC 60909)**

Die Ersatzspannungsquelle wird mit Hilfe des **Kurzschlusses** (**roter Blitz**) an einen beliebigen Netzknoten z.B. eine Sammelschiene oder auch an einen beliebigen Ort entlang einer Leitung angeschaltet. ATPDesigner ersetzt intern den Kurzschluss durch die Ersatzspannungsquelle. Die eingestellte Kurzschlussart z.B. L123E wird als Kurzschlussart für die Kurzschlussberechnung nach **DIN EN 60909-0 (VDE 0102)** übernommen.

⇨ Die Implementierung der Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 in ATPDesigner basiert auf den o.g. Normen[4,5], wendet diese aber nicht vollständig an. Daher ist es möglich, dass die in ATPDesigner mit aktivierter Option **VDE 0102 (IEC 60909)** berechneten Kurzschlussströme eine von den o.g. Normen[4,5] abweichende Genauigkeit aufweisen, wenn die in der Norm beschriebenen Modelle der Netzbetriebsmittel sowie die in der Norm beschriebenen Rechenvorschriften insbesondere die Berechnungsmethodik mit Symmetrischen Komponenten als Referenz herangezogen wird. Die Berechnung der Kurzschlussströme erfolgt in ATPDesigner nicht mit Symmetrischen Komponenten, sondern im natürlichen System (3-phasiges Leitersystem L123). **Im Folgenden wird in diesem Handbuch der in ATPDesigner implementierte Teil der o.g. Normen[4,5] kurz als Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 oder kurz VDE 0102 bezeichnet.**

⇨ **Generell muss beachtet werden, dass die in ATPDesigner implementierte Kurzschlussstromberechnung in Anlehnung nach DIN EN 60909-0 (VDE 0102) nur für Lehr- und Ausbildungszwecke zu verwenden ist, nicht aber für die Planung oder Überprüfung von Stromversorgungsnetzen oder vergleichbaren Zwecken. Auch sind nicht alle Teile der Norm DIN EN 60909-0 (VDE 0102) vollständig implementiert.**

[4] **DIN EN 60909-0 (VDE 0102):2002-07**; Kurzschlussströme in Drehstromnetzen; Teil 0: Berechnung der Ströme (IEC 60909-0:2001)
[5] **DIN EN 60909-0 (VDE 0102):2016-12**; Kurzschlussströme in Drehstromnetzen; Teil 0: Berechnung der Ströme (IEC 60909-0:2016)

⇨ **Bei der Verwendung der Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 in ATPDesigner müssen die Erläuterungen und Einschränkungen in allen Kapiteln des vorliegenden Handbuches unbedingt beachtet werden. Darüber hinaus ersetzt das vorliegende Handbuch nicht ein intensives Studium der aktuell gültigen oder auch schon nicht mehr gültigen Versionen der Norm VDE 0102 (IEC 60909). Auch ist nicht ausgeschlossen, dass in diesem Handbuch Normverfahren und Normbegriffe ggfs. unvollständig oder fehlerhaft oder missverständlich dargestellt und/oder verwendet werden.**

Die Überwachung der Netzspannung wird auch während der Kurzschlussstromberechnung nach **VDE 0102** durchgeführt. Die Ergebnisse werden im **Meldungsfenster** ausgegeben.

Die Ergebnisse der Kurzschlussstromberechnung werden in einem Bericht (.XML-Datei) [21] im **Projektverzeichnis** gespeichert. Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft einen Teil des Berichtes. Der Dateiname des Berichtes ist wie folgt definiert. Der ***NetDateiname*** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**.

JJJJMMTThhmmss_***NetDateiname***_**KS0102**.xml

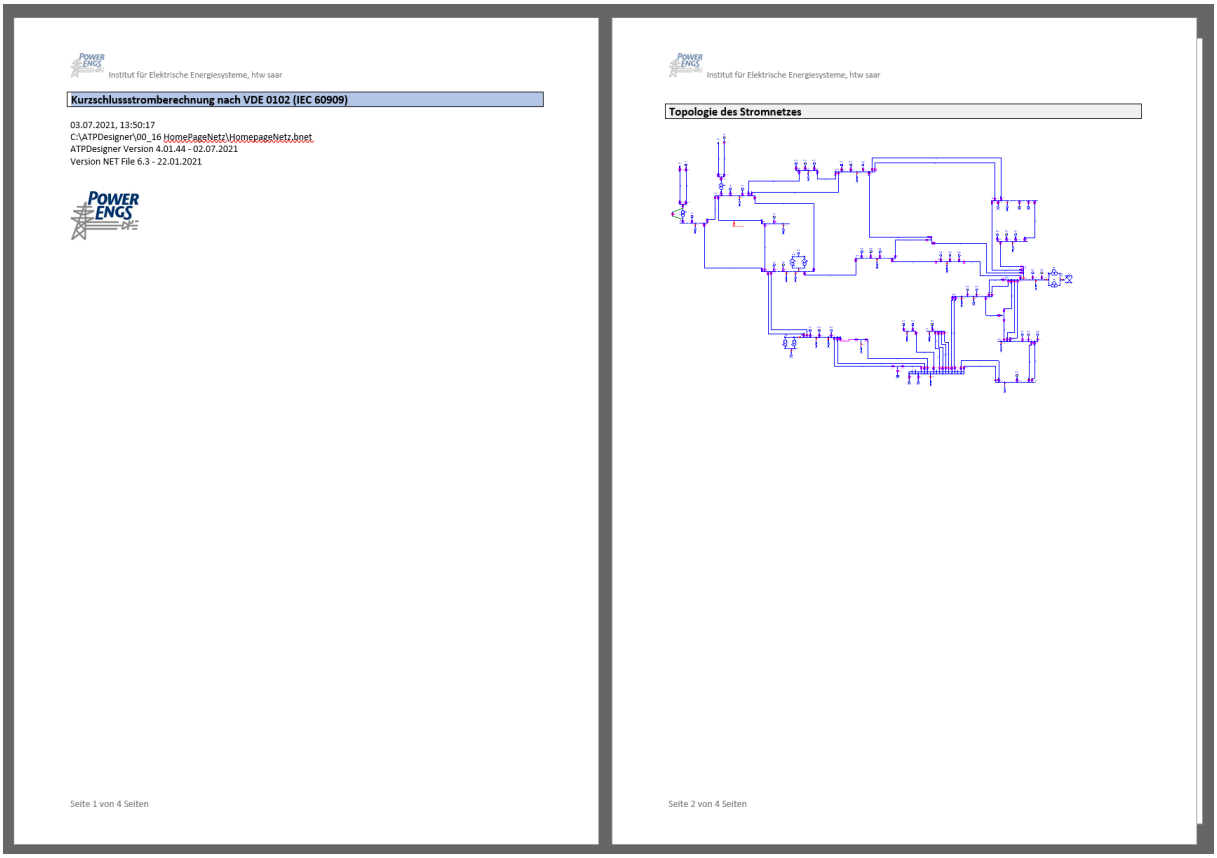


Abbildung 109: Ausgabe der Kurzschlussstromberechnung als Bericht (.XML-Datei [21])

9.1 Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 und Schutzfunktionen

Die Schutzfunktionen des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** werden bei aktiver Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 für die Durchführung der Kurzschlussstromberechnung nicht ausgeführt. Die Schutzfunktionen werden nach der nachfolgend dargestellten Information des Anwenders vor Beginn der Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 deaktiviert. Nach beendeter Kurzschlussstromberechnung wird der Zustand vor dem Start der Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 wiederhergestellt.

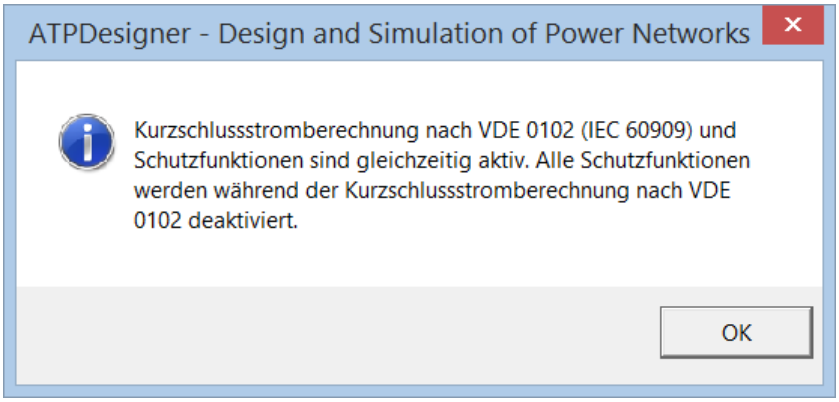


Abbildung 110: VDE 0102 - Meldung zur Deaktivierung der Schutzfunktionen

9.2 Einstelldialog zur Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102

Der Einstelldialog zur Parametrierung der Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 ist nachfolgend dargestellt.

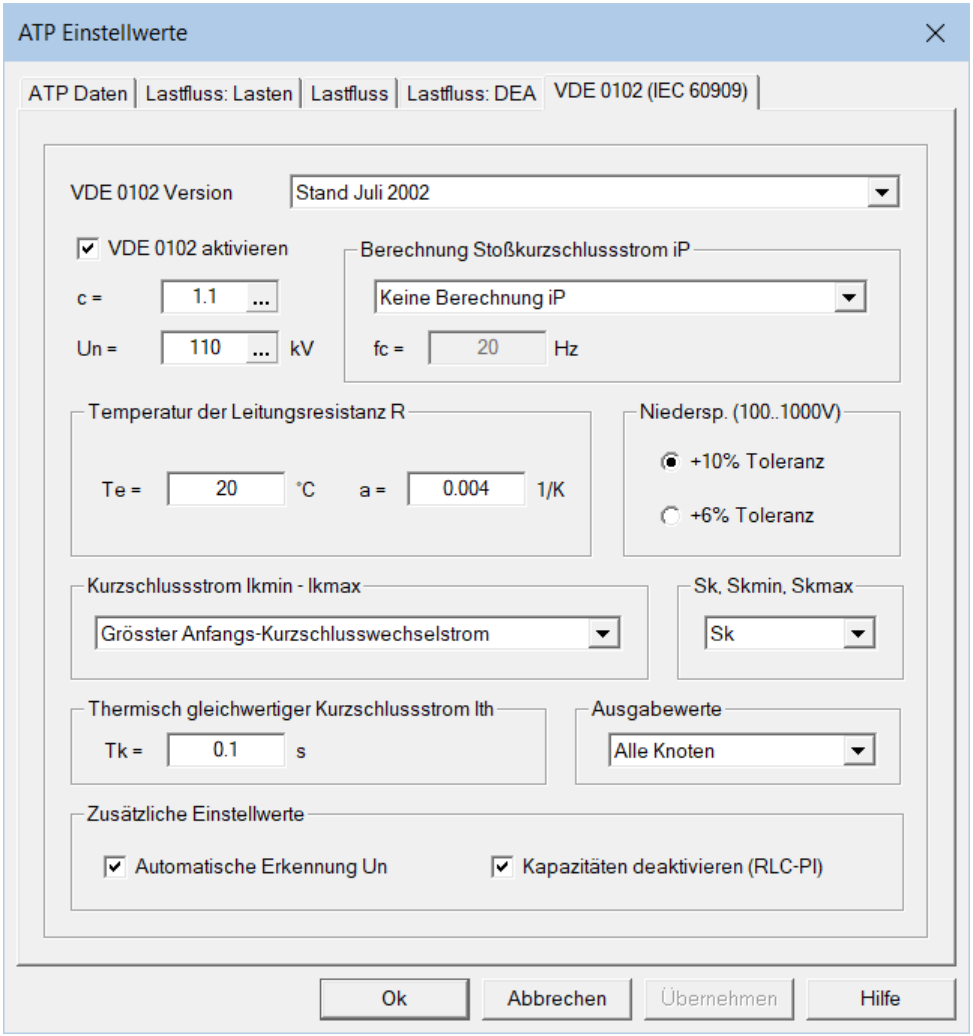


Abbildung 111: Einstelldialog zur Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102

Einstellwert	Bedeutung
VDE 0102 Version	Die Kurzschlussstromberechnung kann zwischen verschiedenen Normstandards ausgewählt werden. ▪ **Stand Juli 2002** Kurzschlussstromberechnung nach DIN EN 60909-0 (VDE 0102):2002-7 ▪ **Stand Dezember 2016** Kurzschlussstromberechnung nach DIN EN 60909-0 (VDE 0102):2016-12 ▪ **Stand Dezember 2016 (mod)** Kurzschlussstromberechnung nach DIN EN 60909-0 (VDE 0102):2016-12 mit einer gegenüber der Norm modifizierten Berücksichtigung des Kurzschlussstrombeitrages von Erzeugungsanlagen mit Vollumrichter (Netzstromrichter)
VDE 0102 aktivieren	Die Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 wird ein- oder ausgeschaltet.

c	**Spannungsfaktor c** für die Ersatzspannungsquelle an der Kurzschlussstelle zur Berechnung des kleinsten oder größten Kurzschlussstroms, abhängig von der Nennspannung U_n an der Kurzschlussstelle Die Normen enthalten hier verschiedene Normvorgaben.
Un	Nennspannung der Ersatzspannungsquelle an der Kurzschlussstelle in kV Es wird empfohlen, die Nennspannung U_n des Stromnetzes an der Kurzschlussstelle als Einstellwert zu verwenden.
Automatische Erkennung Un	Liegt der Kurzschlussort an einem der nachfolgend aufgelisteten Betriebsmittel, so wird die Nennspannung des Betriebsmittels automatisch als Nennspannung der Ersatzspannungsquelle übernommen, falls die Option aktiviert ist.
Kapazitäten deaktivieren (RLC-PI)	Falls die Option aktiviert ist, werden die Kapazitäten der Leitungen für das RLC-PI-Leitungsmodell für die Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 temporär deaktiviert, d.h. netzphysikalisch nicht berücksichtigt.
fc	Ersatzfrequenz f_c der Ersatzspannungsquelle in Hz Näheres zur Ersatzfrequenz ist der Norme VDE 0102 zu entnehmen.
Te	Temperatur der Leiterseile am Ende der Kurzschlussdauer zur Berechnung der Resistanz $R = \left[1 + \alpha \cdot \left(T_e - 20°C\right)\right] \cdot R_{20}$ ▪ R_{20} : Resistanz für eine Leitertemperatur T = 20°C ▪ α : Temperaturkoeffizient Für die Leiterseiltemperatur T_e wird eine Temperatur eingestellt, wenn die Berechnung des größten oder kleinsten Kurzschlussstromes ausgewählt wird. Die vorgeschlagene Temperatur kann manuell verändert werden. ▪ **Größter Anfangs-Kurzschlusswechselstrom:** T_e = 20° ▪ **Kleinster Anfangs-Kurzschlusswechselstrom:** T_e = 140°
a	Temperaturkoeffizient α in 1/K
Ausgabewerte	Mit dem Einstellwert kann eingestellt werden, für welche Netzknoten Spannungen und Ströme in Tooltips an der Mauscursorposition angezeigt werden. ▪ **Nur Kurzschlussort** Es wird nur am Kurzschlussort (**roter Blitz**) der Tooltip an der Mauscursorposition angezeigt. ▪ **Alle Knoten** Die Ergebnisse der Kurzschlussstromberechnung werden für alle Netzwerkelemente in einem Tooltip an der Mauscursorposition angezeigt. Ist nur der Kurzschlussstrom an der Kurzschlussstelle von Interesse, so kann mit der Einstellung **Nur Kurzschlussort** die Rechenzeit erheblich reduziert werden. Diese Einstellung kann

	vor allem für die VDE 0102 basierten Kurzschlussstromberechnungen für S_k und I_k für alle Sammelschienen oder die Berechnung des thermisch gleichwertigen Kurzschlussstrom I_{th} die Gesamtrechenzeit deutlich verringern. Es muss hier beachtet werden, dass die Tooltips für die Netzwerkelemente z.B. mit einer Toolbar auch für die Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 ein- und ausgeschaltet werden können.
Sk, Skim, Skmax	Für die **Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102** kann gleichzeitig für alle Netzwerkelemente **Netzeinspeisung** die Kurzschlussleistung **S_k**, die minimale Kurzschlussleistung **S_{kmin}** oder die maximale Kurzschlussleistung **S_{kmax}** ausgewählt werden. Die Kurzschlussleistungen können für jede Netzeinspeisung getrennt eingestellt werden. Es wird in Anlehnung an die Norm VDE 0102 empfohlen, zur Berechnung des größten Anfangs-Kurzschlusswechselstromes I''_{kmax} die Kurzschlussleistung S_{kmax} und zur Berechnung des kleinsten Anfangs-Kurzschlusswechselstromes I''_{kmin} die Kurzschlussleistung S_{kmin} einzustellen und zu verwenden. Der Einstellwert ist auch im Einstelldialog **Einstellwerte Netzschutz und Kurzschluss** in der Registerkarte **Netzschutz Analyse** enthalten.

⇨ **Vor der Anwendung der in ATPDesigner implementierten Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 sollten unbedingt die Normen DIN EN 60909-0:2xxx[4,5] vollständig gelesen werden. Das vorliegende Tutorial ersetzt nicht die detaillierte Kenntnis und ein vertieftes Verständnis der Kurzschlussstromberechnung entsprechend den genannten Normen[4,5].**

Hat sich die Nennspannung der Ersatzspannungsquelle geändert, weil z.B. eine Sammelschiene einen anderen Nennspannung für die Kurzschlussstromberechnung verwendet wird, so wird der Spannungsfaktor c neu berechnet.

9.2.1.1 Einstellwerte der Gruppe *Niedersp. (100…1000V)*

In Niederspannungsnetzen muss für die Berechnung des größten Anfangs-Kurzschlusswechselstromes hinsichtlich des Spannungsfaktors c_{max} zwischen Netzen mit einer maximal zulässigen Spannung von 106% U_n und 110% U_n unterschieden werden[4,5]. Der Spannungsfaktor c_{max} wird für die Berechnung der Impedanzkorrekturfaktoren K_T für Transformatoren und K_G für Synchrongeneratoren verwendet.

- **+6% Toleranz**: maximal zulässige Netzspannung 106% U_n
- **+10% Toleranz**: maximal zulässige Netzspannung 110% U_n

Die Anzeige der berechneten Kurzschlussströme etc. erfolgt in einem Tooltip, der angezeigt wird, wenn der Mauscursor "über" den Kurzschlussort (**roter Blitz**) bewegt wird.

Kurzschlussstrom I_{kmin} - I_{kmax}	
Größter Anfangs-Kurzschlusswechselstrom	Berechnung des größten Anfangs-Kurzschlusswechselstroms I''_{kmax}
Kleinster Anfangs-Kurzschlusswechselstrom	Berechnung des kleinsten Anfangs-Kurzschlusswechselstroms I''_{kmin}

Mit der Auswahl des kleinsten Anfangs-Kurzschlusswechselstroms I''_{kmin} oder größten Anfangs-Kurzschlusswechselstroms I''_{kmax} werden von ATPDesigner spezifische Anpassungen bzgl. der Spannungsfaktoren für Betriebsmittel nach VDE 0102 durchgeführt:

- Spannungsfaktor c der Ersatzspannungsquelle an der Kurzschlussstelle
- Spannungsfaktor c_Q für das Netzwerkelement **Netzeinspeisung**
- Leitertemperatur T_e für das Netzwerkelement **Leitung**

Diese automatischen Anpassungen können durch den Anwender verändert werden.

9.2.2 Einstellung der Kurzschlussleistung S_{kmin}, S_{kmax} für Netzeinspeisungen

Es ist zu beachten, dass abhängig von der Berechnung des kleinsten oder größten Anfangs-Kurzschlusswechselstromes für jedes Netzwerkelement **Netzeinspeisung** die **kleinste und größte Kurzschlussleistung S_{kmin} und S_{kmax}** sowie der **Spannnungsfaktor c_Q** einzustellen ist.

9.2.3 Thermisch gleichwertiger Kurzschlussstrom I_{th}

Für die Berechnung des thermisch gleichwertigen Kurzschlussstroms I_{th} wird nach VDE 0102 angenommen, dass der Kurzschluss für die Zeitdauer T_k ansteht. Die Kurzschlussdauer T_k wird nach VDE 0102 bei der Berechnung des thermisch gleichwertigen Kurzschlussstroms I_{th} sowie des maximal zulässigen thermisch gleichwertigen Kurzschlussstromes, nach VDE 0276 auch als **Kurzschlussbelastbarkeit I_{thz}** bezeichnet, verwendet.

Einstellwert	Bedeutung
Tk	Zeitliche Dauer des Kurzschlusses Es sollte hier beachtet werden, dass die zeitliche Dauer des Kurzschlusses von Kurzschlusseintritt bis zur vollständigen Unterbrechung des Kurzschlussstromes zu betrachten ist. Diese Zeitspanne wird auch als Wirkzeit des Kurzschlussstroms bezeichnet.

Die Berechnung des thermisch gleichwertigen Kurzschlussstromes **I_{th}** kann automatisiert für alle Leitungen und Sammelschienen eines Netzes in dem Dialog **Liste der Betriebsmitteldaten**, Registerkarte **Kurzschluss** durchgeführt werden. Die Vorgehensweise ist in Band 1 [Bd. 1] näher erläutert.

9.2.4 Betriebsarten zur Berechnung des Stoßkurzschlussstromes i_P

Mit diesem Einstellwert kann das Verfahren zur Bestimmung des R/X-Verhältnisses der Kurzschlussimpedanz an der Kurzschlussstelle nach VDE 0102 ausgewählt werden. Aus dem R/X-Verhältnis wird nach VDE 0102 der **Stoßfaktor κ** und der **Stoßkurzschlussstrom i_P** berechnet.

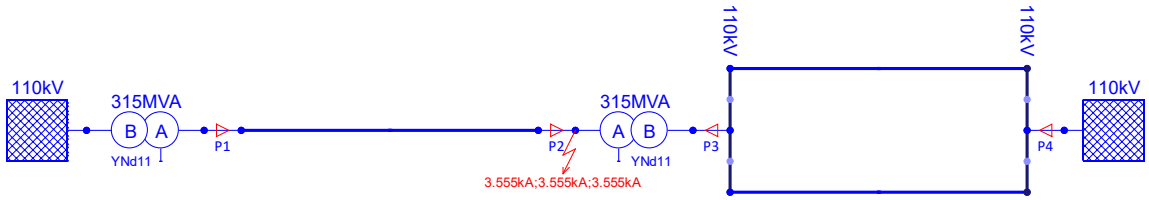
Einstellwert	Bedeutung
Verhältnis R/X an der Kurzschlussstelle	Berechnung des Verhältnis R/X oder X/R an der Kurzschlussstelle
Ersatzfrequenz fc	Berechnung des Verhältnis R/X nach dem Verfahren der Ersatzfrequenz f_c
Keine Berechnung iP	Der Stoßkurzschlussstrom i_P sowie damit verknüpfte Größen wie z.B. der thermisch gleichwertige Kurzschlussstrom I_{th} werden nicht berechnet.

9.2.5 Einstellwert *Ausgabewerte* – Reduktion der Rechenzeit für KS-Berechnung

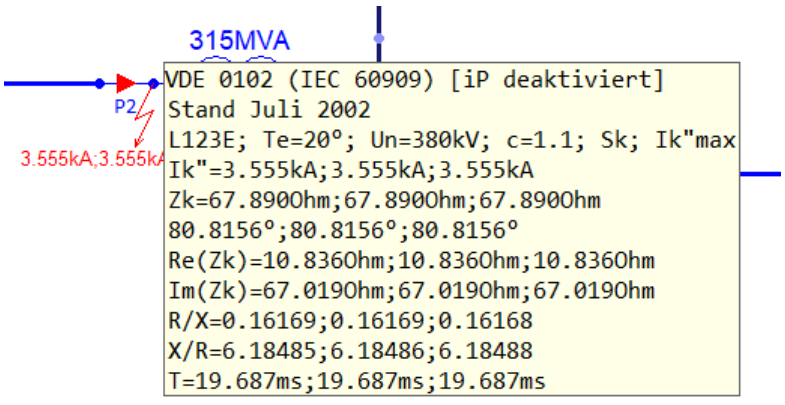
Mit dem Einstellwert Ausgabewerte kann die von ATPDesigner benötigte Rechenzeit für die Ausführung einer Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 ggfs. erheblich reduziert werden.

9.2.5.1 Einstellwert *Nur Kurzschlussort, Keine Berechnung i_P* – Minimale Rechenzeit

Der Kurzschlussstrom und alle davon abgeleiteten Größen werden nur für den Kurzschlussort, d.h. für den Ort der Ersatzspannungsquelle berechnet. Die Anzeige der VDE 0102 spezifischen Werte in einem Tooltip ist möglich. Es werden keine weiteren Kurzschlusswerte angezeigt. Die nachfolgenden Abbildungen zeigen die Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 für einen 3-poligen Kurzschluss L123. Wird der Mauscursor über dem Kurzschlussort (**roter Blitz**) positioniert, so wird ein Tooltip mit den Berechnungsergebnissen angezeigt. Der Inhalt des Tooltips ist abhängig von der im Einstelldialog ausgewählten Methode **Berechnung Stoßkurzschlussstrom i_P**.

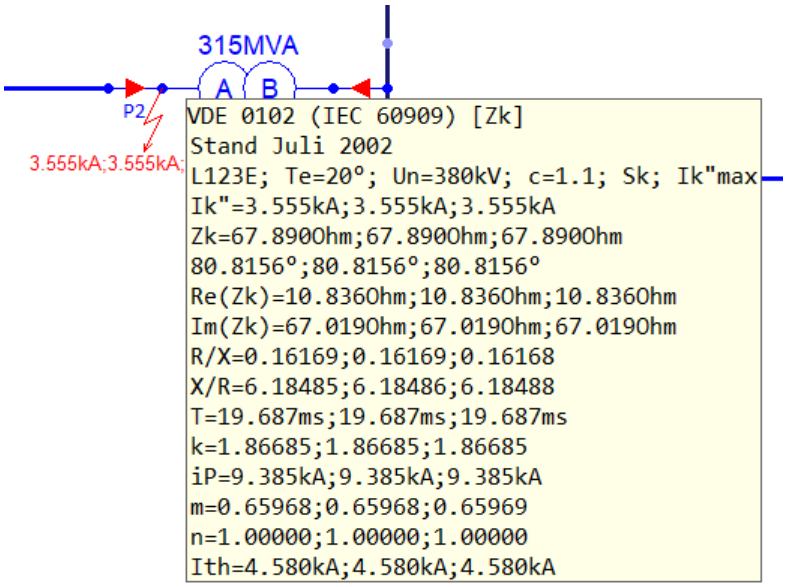


- Berechnung des Stoßkurzschlussstroms i_P: **Keine Berechnung iP**
  Der Einstellwert wird im Tooltip durch **[iP deaktiviert]** angezeigt.



- Berechnung des Stoßkurzschlussstroms i_P: **Verhältnis R/X an der Kurzschlussstelle**

Der Einstellwert wird im Tooltip durch **[Zk]** angezeigt.



- Berechnung des Stoßkurzschlussstroms i_P: **Ersatzfrequenz fc**
  Der Einstellwert wird im Tooltip durch **[fc=20Hz]** angezeigt.

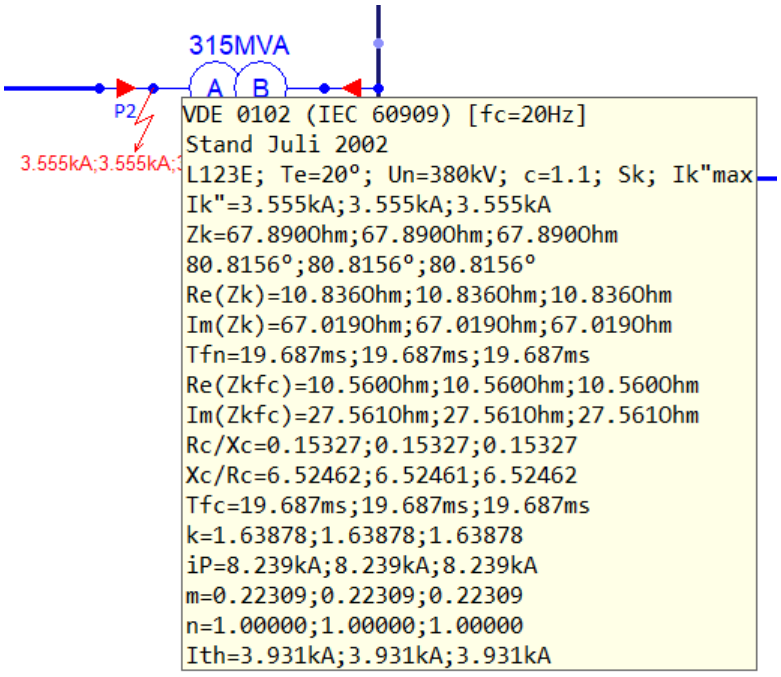


Abbildung 112: Ausgabe der Ergebnisse Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102

9.2.5.2 Einstellwert *Alle Knoten* – Maximale Rechenzeit

In dieser Betriebsart werden für alle Netzwerkelemente Spannungen und Ströme berechnet und in Tooltips angezeigt.

9.3 Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 in ATPDesigner

Die Berechnung der Kurzschlussströme nach VDE 0102 mit ATPDesigner verwendet zur Nachbildung des Stromversorgungsnetzes ausschließlich 3-phasige Modelle der darin enthaltenen Betriebsmittel (Netzwerkelemente). Die Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 in ATPDesigner erfolgt im natürlichen System (RST- oder L123-System, Leitergrößen), nicht im 012-System der Symmetrischen Komponenten. Im Gegensatz dazu sieht die Norm EN 60909-0:2xxx eine Kurzschlussstromberechnung mit Hilfe der Symmetrischen Komponenten (012-System) vor.

An der Kurzschlussstelle wird abhängig von der Kurzschlussart eine 1-, 2- oder 3-phasige Spannungsquelle mit oder ohne Erdberührung angeschlossen, um die nach VDE 0102 erforderliche Ersatzspannungsquelle an der Kurzschlussstelle nachzubilden. Die Beziehung zwischen der Ersatzspannungsquelle im 012-System der symmetrischen Komponenten und den Spannungsquellen im natürlichen System (Leitersystem L123) ist durch die Transformationsmatrix eindeutig definiert.

Bezeichner	Modellierung der Ersatzspannungsquelle
3-poliger Kurzschluss 3pE/3p	3-phasige symmetrische Drehspannungsquelle zwischen dem kurzschlussbetroffenen Netzknoten und Bezugspotential
2-poliger Kurzschluss mit Erdberührung 2pE	2-phasige Spannungsquelle zwischen dem kurzschlussbetroffenen Netzknoten und Bezugspotential mit einer Phasenverschiebung von 120°
2-poliger Kurzschluss ohne Erdberührung 2p	1-phasige potentialfreie Spannungsquelle zwischen den beiden kurzschlussbetroffenen Netzknoten
1-poliger Erdkurzschluss 1pE	1-phasige Spannungsquelle zwischen dem kurzschlussbetroffenen Netzknoten und Bezugspotential

Es ist darauf zu achten, dass das Bezugspotential im Sinne der Knotenpotentialanalyse mit dem Bezugsknoten identisch ist.

9.3.1 Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_k$

Die Berechnung der Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_k$ ist abhängig von der Kurzschlussart und verwendet bis zu drei Kurzschlussmessschleifen, die von den bis zu drei Spannungsquellen im natürlichen System (Leitersystem L123) gebildet werden.

Bezeichner	Kurzschlussmessschleifen im natürlichen System
3-poliger Kurzschluss 3pE/3p	drei Kurzschlussmessschleifen L1-E, L2-E, L3-E
2-poliger Kurzschluss mit Erdberührung 2pE	Kurzschlussmessschleife L1-L2 oder L2-L3 oder L3-L1 und Kurzschlussmessschleife L1-E oder L2-E oder L3-E
2-poliger Kurzschluss ohne Erdberührung 2p	Kurzschlussmessschleife L1-L2 oder L2-L3 oder L3-L1
1-poliger Erdkurzschluss 1pE	Kurzschlussmessschleife L1-E oder L2-E oder L3-E

Beim 3-poligen Kurzschluss ergeben sich drei Kurzschlussmessschleifen und drei Kurzschlussimpedanzen, die wegen des symmetrischen Netzes identisch sein müssen. Die drei Kurzschlussimpedanzen werden ausgegeben.

ATPDesigner stellt abhängig von der Kurzschlussart die Kurzschlussimpedanzen für alle sechs Kurzschlussmessschleifen in einem Tooltip und als Ausgabe im **Meldungsfenster** dar.

$$\underline{Z}_k = \frac{\underline{U}_F}{\underline{I}_k''} = \frac{c \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}}}{\underline{I}_k''}$$

- U_F : Betrag der Spannung Ersatzspannungsquelle
- I_k'' : Kurzschlussstrom an der Fehlerstalle

⇨ Es ist darauf zu achten, dass die Werte der von ATPDesigner angezeigten Kurzschlussimpedanzen im natürlichen System (RST- oder L123-System) berechnet werden, nicht im 012-System der Symmetrischen Komponenten. Nur im Falle des 3-poligen Kurzschluss sind die Kurzschlussimpedanzen im natürlichen System und im 012-System identisch.

In der nachfolgenden Abbildung sind beispielhaft die Kurzschlussimpedanzen für einen 3-poligen Kurzschluss im **Meldungsfenster** angezeigt.

```
Ergebnisse der Kurzschlussstromberechnung nach  [Zk]
> VDE 0102 (IEC 60909) Stand Dezember 2016
> Berechnung Grösster Anfangs-Kurzschlusswechselstrom Ikmax
> Kurzschluss L123; Te=20°; Un=20kV; c=1.1; Sk
>> Ik"PF(Erzeugungsanlage (DEA))=0A
>> Ik"=3.298kA;3.298kA;3.298kA
>> Zk=3.851Ohm;3.851Ohm;3.851Ohm
>> 73.0937°;73.0937°;73.0937°
>> Re(Zk)=1.120Ohm;1.120Ohm;1.120Ohm
>> Im(Zk)=3.685Ohm;3.685Ohm;3.685Ohm
>> R/X=0.30394;0.30394;0.30394
>> X/R=3.29008;3.29008;3.29008
>> T=10.473ms;10.473ms;10.473ms
>> k=1.62581;1.62581;1.62581
>> iP=7.583kA;7.583kA;7.583kA
>> m=0.02134;0.02134;0.02134
>> n=1.00000;1.00000;1.00000
>> Ith=3.333kA;3.333kA;3.333kA
```

Abbildung 113: Ergebnisse der KS-Berechnung nach VDE0102 im Meldungsfenster

9.3.1.1 Kurzschlussimpedanz Z_k und Impedanzen im 012-System

In der nachfolgenden Tabelle ist der Zusammenhang zwischen der von ATPDesigner berechneten und angezeigten Kurzschlussimpedanz und den Kurzschlussimpedanzen des 012-Systems, d.h. der Kurzschlussimpedanz im Mitsystem $\underline{Z}_1$, der Kurzschlussimpedanz im Gegensystem $\underline{Z}_2$ und der Kurzschlussimpedanz im Nullsystem $\underline{Z}_0$ angegeben. Die Kurzschlussimpedanzen im 012-System der Symmetrischen Komponenten werden nach VDE 0102 für den Kurzschlussort berechnet.

⇨ Ursache ist wie schon erläutert die Modellierung der Ersatzspannungsquelle im natürlichen System abhängig von der Kurzschlussart eine 1-, 2- oder 3-phasige

Spannungsquelle mit oder ohne Erdberührung. Der Zusammenhang ist nur unter der Bedingung $\underline{Z}_2 = \underline{Z}_1$ gültig.

Kurzschlussart	Kurzschlussimpedanz und Impedanzen im 012-System für $\underline{Z}_1 = \underline{Z}_2$
3pE/3p	$\underline{Z}_k = \underline{Z}_1$
2p	$\underline{Z}_k = 2 \cdot \underline{Z}_1$
2pE	$\underline{Z}_k = 2 \cdot \underline{Z}_2$
1pE	$\underline{Z}_k = \frac{2 \cdot \underline{Z}_1 + \underline{Z}_0}{3}$

9.3.2 Genauigkeiten der Kurzschlussstromberechnung in ATPDesigner

Die Vorschriften der Norm DIN EN 60909-0:2xxx wurden in der Implementierung in ATPDesigner soweit möglich berücksichtigt. Trotzdem sind von der Norm DIN EN 60909-0:2xxx abweichende Genauigkeiten der berechneten Kurzschlussströme nicht auszuschließen.

9.3.3 Vorgehensweise für die Kurzschlussstromberechnung in ATPDesigner

Wird mit ATPDesigner eine Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 durchgeführt, wird der Kurzschluss zur Definition der Kurzschlussstelle verwendet. Statt eines niederohmigen (metallischen) Kurzschlusses wird an der Kurzschlussstelle je nach Fehlerart eine, zwei oder drei Spannungsquellen entsprechend dem **Verfahren der Ersatzspannungsquelle an der Kurzschlussstelle** nach VDE 0102 verwendet. Die im natürlichen System (L123) verwendeten Spannungsquellen ergeben sich durch die Transformation der im 012-System nach Norm zu verwendenden Ersatzspanungsquelle.

Kurzschlussart	Spannungsquellen im natürlichen System
3pE/3p	Drei im Sinne eines Drehspannungssystems symmetrische Leiter-Erd-Spannungsquellen an einem gemeinsamen Knoten
2p	Eine potentialfreie 1-phasige Spannungsquelle zwischen zwei Leitern an einem gemeinsamen Knoten
2pE	Zwei Leiter-Erd-Spannungsquellen an einem gemeinsamen Knoten
1pE	Eine Leiter-Erd-Spannungsquelle

Folgende Vorgehensweise wird empfohlen.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **VDE 0102 (IEC 60909)**

1. Kurzschlussstromberechnung nach **VDE 0102 (IEC 60909)** aktivieren
   - Einstelldialog **ATP Einstellwerte** öffnen
   - Registerkarte **VDE 0102 (IEC 60909)** (Abbildung 111) öffnen
   - Kurzschlussstromberechnung aktivieren **VDE 0102 aktivieren**

2. Einstellwerte definieren
   - Registerkarte **ATP Einstellwerte** öffnen
   - Version der Kurzschlussstromberechnung **VDE 0102 Version** auswählen

- **Spannungsfaktor c** für die Ersatzspannungsquelle an der Kurzschlussstelle
- Nennspannung an der Kurzschlussstelle **U_n** vor Kurzschlusseintritt
- **Betriebsart**, ggfs. Ersatzfrequenz **f_c** anpassen
- Berechnung des größten oder kleinsten Anfangs-Kurzschlusswechselstroms auswählen

3. Die Spannungsfaktoren c_Q werden für alle Netzeinspeisungen nach dem Schließen des Einstelldialogs **ATP Einstellwerte** automatisch konfiguriert. Trotzdem sollten die **Spannungsfaktoren c_Q** in den Einstelldialogen der Netzeinspeisungen kontrolliert werden.

4. **Kurzschluss** (**roter Blitz**) an die Kurzschlussstelle setzen
   - jeder Knoten im Stromnetz, z.B. an Sammelschienen
   - an jeder Position entlang einer Leitung mit Ausnahme der Netzwerkelemente **Leitung Line 1**, **Line 2** und **Line 3**.

5. Kurzschlussstromberechnung mit oder **Strg + E** starten

6. Tooltip anzeigen: Mauscursor "über" den **Kurzschluss** (**roter Blitz**) bewegen

7. Ergebnisse der Kurzschlussstromberechnung (Inhalt des Tooltip) werden zusätzlich im **Meldungsfenster** angezeigt.

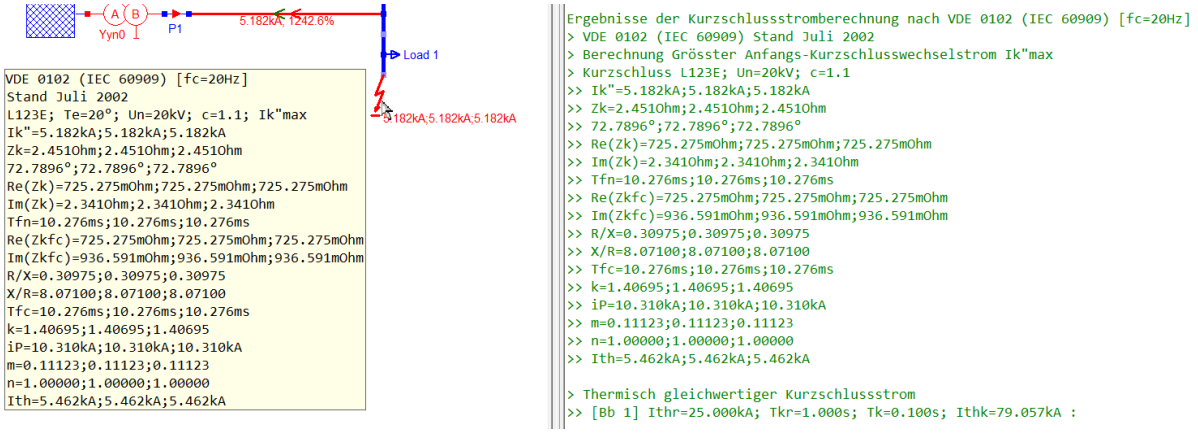


Abbildung 114: Ergebnis nach VDE 0102 in *Meldungsfenster* und Tooltip

Die nachfolgende Fehlermeldung wird angezeigt, wenn die Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 aktiviert ist und kein **Kurzschluss** (**roter Blitz**) im Netz verwendet wird.

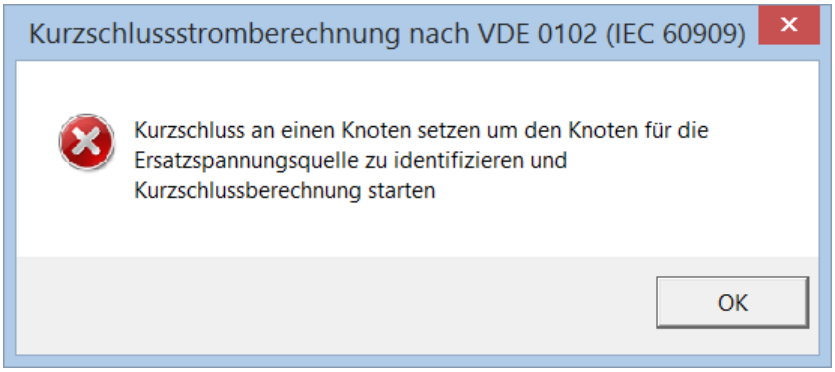


Abbildung 115: Fehlermeldung: Kein Kurzschluss (roter Blitz) im Netz vorhanden

Wird ein 3-poliger Erdkurzschluss (L123E) an einer **Sammelschiene** angeschlossen, so wird die Kurzschlussleistung S_k berechnet und im Tooltip der Sammelschiene ausgegeben.

```
[Bb 1] Bb 1
Einstellwerte: Un=20kV
U12=22.000kV, 110.000%; U23=22.000kV, 110.000%; U31=22.000kV, 110.000%
UL1=12.702kV, 110.000%; UL2=12.702kV, 110.000%; UL3=12.702kV, 110.000%
Ithr=25.0000kA; Tkr=1.000s; Ithz=79.0569kA; Tk=0.100s
U1=110.00%; U2=0.00%; U0=0.00%; U2/U1=0.00%; U0/U1=0.00%
Sk"=117.457MVA; Ik3"=3390.7A
```

Abbildung 116: Berechnung der Kurzschlussleistung S_k" beim 3-poligen Erdkurzschluss

9.3.4 Methode: Verhältnis R/X an der Kurzschlussstelle

Die Berechnung des Anfangs-Kurzschlusswechselstromes I_k'' und des Stoßkurzschluss-stroms i_P erfolgt bei einer Netzfrequenz f_n = 50Hz. Als Betriebsart muss im Einstelldialog **Verhältnis R/X an der Kurzschlussstelle** eingestellt werden. Wird der Mauscursor „über" den **Kurzschluss** (**roter Blitz**) positioniert, so werden die nachfolgend gezeigten Tooltips abhängig von der eingestellten Betriebsart der Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 angezeigt.

```
VDE 0102 (IEC 60909) [Zk]
Stand Dezember 2016
L123; Te=20°; Un=110kV; c=1.1; Sk; Ik"max
Ik"PF(Erzeugungsanlage (DEA))=120A;120A;120A
Ik"=11.222kA;11.222kA;11.222kA
Zk=6.292Ohm;6.292Ohm;6.292Ohm
80.5851°;80.5851°;80.5851°
Re(Zk)=1.029Ohm;1.029Ohm;1.029Ohm
Im(Zk)=6.208Ohm;6.208Ohm;6.208Ohm
R/X=0.16582;0.16582;0.16582
X/R=6.03081;6.03081;6.03081
T=19.197ms;19.197ms;19.197ms
k=1.85831;1.85831;1.85831
iP=29.347kA;29.347kA;29.347kA
m=0.62367;0.62367;0.62367
n=1.00000;1.00000;1.00000
Ith=14.300kA;14.300kA;14.300kA
```

DIN EN 60909-0 (VDE 0102):2016-12

```
VDE 0102 (IEC 60909) [Zk]
Stand Juli 2002
L123; Te=20°; Un=110kV; c=1.1; Sk; Ik"max
Ik"=11.102kA;11.102kA;11.102kA
Zk=6.292Ohm;6.292Ohm;6.292Ohm
80.5855°;80.5855°;80.5855°
Re(Zk)=1.029Ohm;1.029Ohm;1.029Ohm
Im(Zk)=6.208Ohm;6.208Ohm;6.208Ohm
R/X=0.16581;0.16581;0.16581
X/R=6.03104;6.03104;6.03104
T=19.197ms;19.197ms;19.197ms
k=1.85832;1.85832;1.85832
iP=29.177kA;29.177kA;29.177kA
m=0.62372;0.62372;0.62372
n=1.00000;1.00000;1.00000
Ith=14.147kA;14.147kA;14.147kA
```

DIN EN 60909-0 (VDE 0102):2002-07

Abbildung 117: Tooltip – Methode des Verhältnisses R/X an der Kurzschlussstelle

VDE 0102 (IEC 60909) [Zk]	Methode des Verhältnisses R/X an der Kurzschlussstelle
	Version der Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 ▪ Stand Juli 2002 ▪ Stand Dezember 2016
	Ausgewählte Einstellwerte ▪ Fehlerart z.B. L123E ▪ Temperatur T_e der Leiterseile am Ende des Kurzschlusses ▪ Nennspannung der Ersatzspannungsquelle an der Kurzschlussstelle ▪ Spannungsfaktor der Ersatzspannungsquelle an der Kurzschlussstelle
Ik"PF{…}	Summe der Kurzschlussstrombeiträge von Kraftwerken mit Vollumrichter (Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)**)
Ik"	Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_k''
Zk	Betrag der Kurzschlussimpedanz an der Kurzschlussstelle
	Phasenwinkel der Kurzschlussimpedanz an der Kurzschlussstelle
Re(Zk)	Realteil der Kurzschlussimpedanz an der Kurzschlussstelle
Im(Zk)	Imaginärteil der Kurzschlussimpedanz an der Kurzschlussstelle
R/X	R/X-Verhältnis: $\frac{R}{X} = \frac{\mathrm{Re}\left(\underline{Z}_k\left(f_n\right)\right)}{\mathrm{Im}\left(\underline{Z}_k\left(f_n\right)\right)}$
X/R	X/R-Verhältnis
T	Zeitkonstante der Kurzschlussimpedanz τ = L / R
k	κ-Faktor
iP	Stoßkurzschlussstrom i_P für die Ersatzfrequenz f_c

m	Faktor m zur Berechnung I_{th}
n	Faktor n zur Berechnung I_{th}
Ith	Thermisch gleichwertiger Kurzschlussstrom I_{th}
Sk **Sk max** **Sk min**	Kurzschlussleistung der Netzwerkelemente **Netzeinspeisung** Der Einstellwert **Sk, Skmin, Sk max, …** wird im Einstelldialog **Einstellungen Netzschutz und Kurzschluss**, Registerkarte **Netzschutz Analyse** eingestellt. ▪ Hauptmenü **Netzschutz** ▪ Menüpunkt **Einstellungen Netzschutz**

Der Inhalt des Tooltip zeigt die angegebenen Ergebnisse je Kurzschlussschleife im natürlichen System in Abhängigkeit der Fehlerart an. So werden für einen 3-poligen Kurzschluss L123E die Kurzschlusswerte für die kurzschlussbetroffenen Leiter L1, L2 und L3 angezeigt. Am Kurzschlussort wird in der Netzgrafik zusätzlich der Betrag des Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_k'' angezeigt.

9.3.4.1 Berechnung des κ-Faktor und des Stoßkurzschlussstromes i_P

Die Berechnung erfolgt nach den folgenden Gleichungen entsprechend VDE 0102:

$$\kappa = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-\frac{R}{X}} = 1,02 + 0,98 \cdot e^{-\left(\frac{\mathrm{Re}(\underline{Z}_k(f_n))}{\mathrm{Im}(\underline{Z}_k(f_n))}\right)}$$

$$i_P = 1,15 \cdot \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I_k''$$

⇨ Für die Kurzschlussstromberechnung in ATPDesigner wird der Faktor 1,15 unabhängig vom R/X-Verhältnis der einzelnen Zweige des Netzes **immer** bei der Berechnung des Stoßkurzschlussstroms i_P berücksichtigt. Nach VDE 0102 (IEC 60909) kann der Faktor 1,15 unberücksichtigt bleiben, wenn in allen Zweigen des Netzes der R/X-Faktor < 0,3 ist.

Der Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_k'' wird abhängig von der eingestellten Version der Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 mit und ohne Berücksichtigung der Kraftwerke mit Vollumrichter ausgewählt und zur Berechnung des Stoßkurzschlussstromes verwendet.

9.3.5 Methode: Ersatzfrequenz f_c

Die Berechnung des Anfangs-Kurzschlusswechselstromes I_k'' erfolgt für eine Netzfrequenz f_n = 50Hz, die Berechnung des Stoßkurzschlussstroms i_P bei der Ersatzfrequenz f_c = 20Hz. Als Betriebsart muss im Einstelldialog **Ersatzfrequenz fc** eingestellt werden. Wird der Mauscursor über den **Kurzschluss** (**roter Blitz**) positioniert, so werden die nachfolgend gezeigten Tooltips abhängig von der eingestellten Betriebsart der Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 angezeigt. Die Werte in dem Tooltip haben die in der nachfolgenden Tabelle erläuterten Bedeutungen. Sofern nichts anders erläutert, wurden die Werte für Netznennfrequenz f_n berechnet.

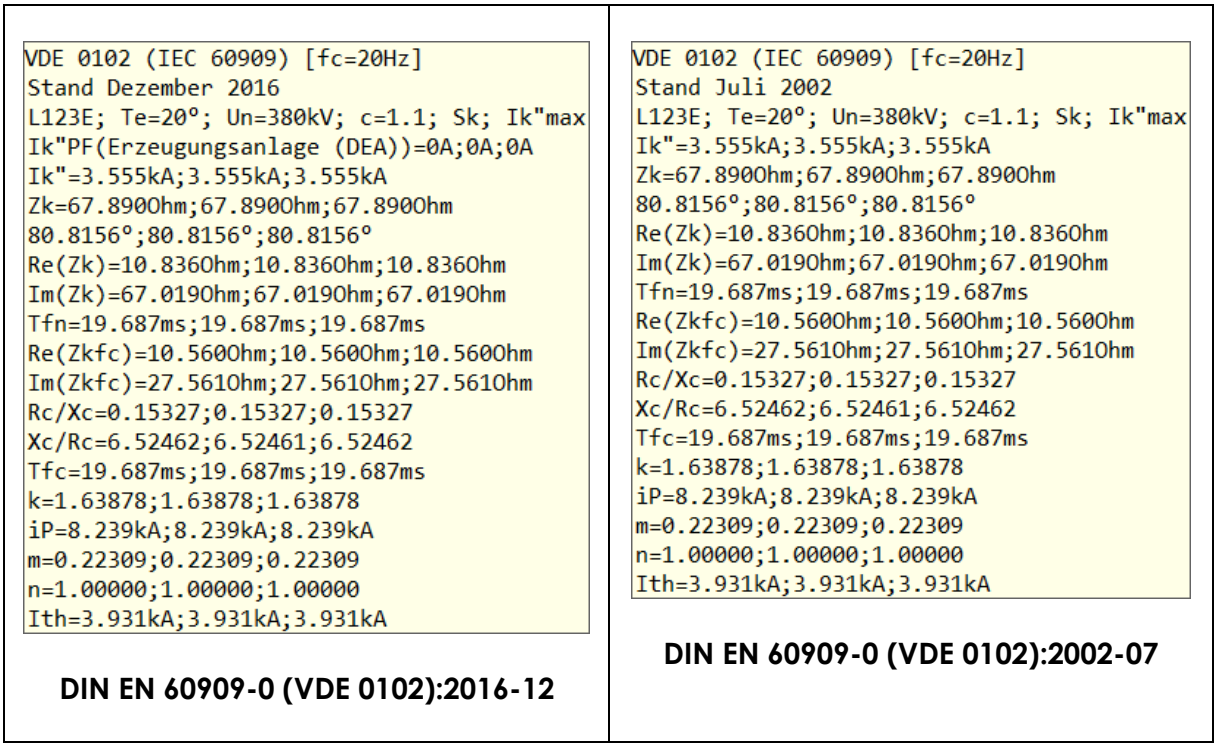
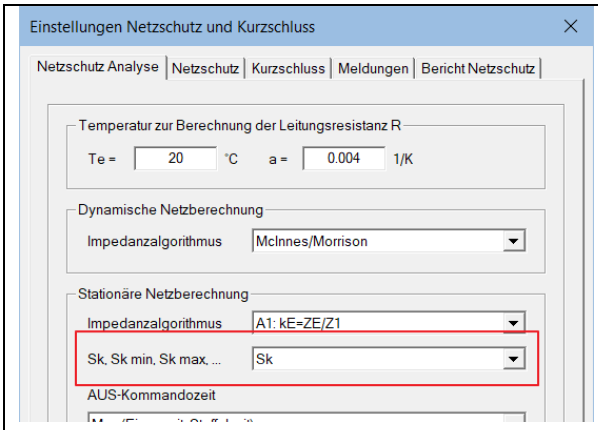


Abbildung 118: Tooltip - Methode der Ersatzfrequenz f_c

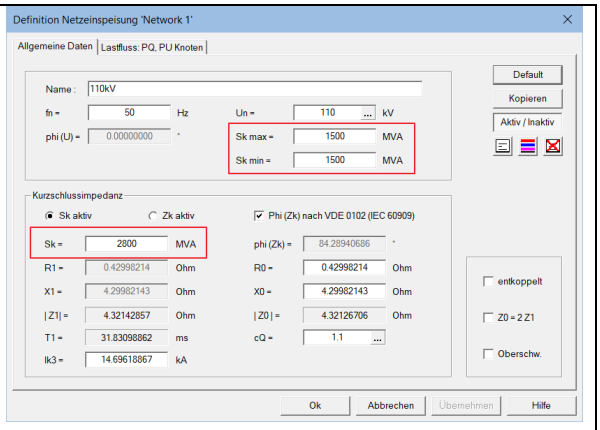
VDE 0102 (IEC 60909) [fc=20Hz] Methode der Ersatzfrequenz fc	
	Version der Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 ▪ Stand Juli 2002 ▪ Stand Dezember 2016
Ik"PF{...}	Summe der Kurzschlussstrombeiträge von Kraftwerken mit Vollumrichter (Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)**)
	Ausgewählte Einstellwerte ▪ Fehlerart z.B. L123E ▪ Temperatur T_e der Leiterseile am Ende des Kurzschlusses ▪ Nennspannung der Ersatzspannungsquelle an der Kurzschlussstelle ▪ Spannungsfaktor c der Ersatzspannungsquelle an der Kurzschlussstelle
Ik"	Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_k''
Zk	Betrag der Kurzschlussimpedanz an der Kurzschlussstelle
	Phasenwinkel der Kurzschlussimpedanz an der Kurzschlussstelle
Re(Zk)	Realteil der Kurzschlussimpedanz an der Kurzschlussstelle
Im(Zk)	Imaginärteil der Kurzschlussimpedanz an der Kurzschlussstelle
Tfn	Zeitkonstante der Kurzschlussimpedanz $\tau = L / R$
Re(Zkfc)	Realteil der Kurzschlussimpedanz an der Kurzschlussstelle für die Ersatzfrequenz f_c
Im(Zkfc)	Imaginärteil der Kurzschlussimpedanz an der Kurzschlussstelle für die Ersatzfrequenz f_c
Rc/Xc	R/X-Verhältnis: $\frac{R_c}{X_c} = \frac{f_c}{f_n} \cdot \frac{\mathrm{Re}\left(\underline{Z}_k\left(f_c\right)\right)}{\mathrm{Im}\left(\underline{Z}_k\left(f_c\right)\right)}$
Xc/Rc	X/R-Verhältnis
Tfc	Zeitkonstante der Kurzschlussimpedanz $\tau = L / R$ für die Ersatzfrequenz f_c
k	κ-Faktor für die Ersatzfrequenz f_c

iP	Stoßkurzschlussstrom i_P für die Ersatzfrequenz f_c
m	Faktor m zur Berechnung I_{th}
n	Faktor n zur Berechnung I_{th}
Ith	Thermisch gleichwertiger Kurzschlussstrom I_{th}
Sk **Sk max** **Sk min**	Kurzschlussleistung aller Netzwerkelemente **Netzeinspeisung** Der Einstellwert **Sk, Skmin, Sk max, …** wird im Einstelldialog **Einstellungen Netzschutz und Kurzschluss**, Registerkarte **Netzschutz Analyse** eingestellt. ▪ Hauptmenü **Netzschutz** ▪ Menüpunkt **Einstellungen Netzschutz**

Am Kurzschlussort wird in der Netzgrafik zusätzlich der Betrag des Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_k'' angezeigt. Nachfolgend ist der Einstelldialog **Einstellungen Netzschutz und Kurzschluss**, Registerkarte **Netzschutz Analyse** dargestellt.



Auswahl der Kurzschlussleistung **Sk**, **Skmin** oder **Skmax**



Einstellwerte für die Kurzschlussleistung **Sk**, **Skmin** oder **Skmax**

Abbildung 119: Einstellung und Auswahl der Kurzschlussleistung Sk, Skmin oder Skmax

Durch den Einstellwert **Sk, Sk min, Sk max, …** wird für alle Netzwerkelemente **Netzeinspeisung** im Stromnetz der gleiche Einstellwerte in der Registerkarte **Allgemeine Daten** der Netzwerkelemente **Netzeinspeisung** für die Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 verwendet. Der Einstellwert der Kurzschlussleistung wird nach VDE 0102 zur Berechnung der Kurzschlussimpedanz des Netzwerkelementes **Netzeinspeisung** verwendet. Näheres zur Berechnung der Kurzschlussimpedanz wird im Kapitel **Netzeinspeisung** in [Bd. 2] erläutert.

9.3.5.1 Berechnung des κ-Faktors und des Stoßkurzschlussstromes i_P

Die Berechnung erfolgt nach den folgenden Gleichungen entsprechend VDE 0102 [2]:

$$\kappa = 1{,}02 + 0{,}98 \cdot e^{-\frac{R}{X}} = 1{,}02 + 0{,}98 \cdot e^{-\left(\frac{f_c}{f_n} \cdot \frac{\mathrm{Re}(\underline{Z}_k(f_c))}{\mathrm{Im}(\underline{Z}_k(f_c))}\right)}$$

$$i_P = \kappa \cdot \sqrt{2} \cdot I''_{k\,max}$$

In Anlehnung an VDE 0102 [2] wird der größte Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I''_{kmax} abhängig von der eingestellten Version der Kurzschlussstromberechnung mit und ohne

Berücksichtigung der Kraftwerke mit Vollumrichter ausgewählt und zur Berechnung des Stoßkurzschlussstromes i_P verwendet. Die Berechnung des Stoßkurzschlussstromes i_P wird für alle Fehlerarten durchgeführt.

9.3.6 Berechnung des thermisch gleichwertigen Kurzschlussstromes I_{th}

Die Berechnung des thermisch gleichwertigen Kurzschlussstromes I_{th} erfolgt in Anlehnung an VDE 0102 [2] nur für den 3-poligen Kurzschluss mit und ohne Erdberührung L123E und L123 sowie den 2-poligen Kurzschluss ohne Erdberührung L12, L23 und L13. Die Berechnung des thermisch gleichwertigen Kurzschlussstroms wird nur durchgeführt, wenn die Berechnung des größten Anfangs-Kurzschlusswechselstroms I''_{kmax} aktiviert ist.

⇨ Darüber hinaus müssen einige Einstellwerte in der Registerkarte **VDE 0102 (IEC 60909)** vom Anwender eingestellt werden. Die Vorgehensweise zur Berechnung des thermisch gleichwertigen Kurzschlussstroms I_{th} für die Netzwerkelemente **Leitung** und **Sammelschiene** ist in Band 1 [2] näher erläutert.

Die Faktoren m und n werden nach VDE 0102 [2] berechnet. Der Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I''_{kmax} wird abhängig von der eingestellten Version der Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 mit und ohne Berücksichtigung der Kraftwerke mit Vollumrichter verwendet.

$$I_{th} = I''_{k\,max} \cdot \sqrt{m+n}$$

mit **n = 1** für generatorferne Kurzschlüsse in Verteilnetzen

$$m = \frac{1}{2 \cdot f \cdot T_k \cdot \ln(\kappa - 1)} \cdot \left(e^{4 \cdot f \cdot T_k \cdot \ln(\kappa - 1)} - 1 \right)$$

Bei der Berechnung des Faktors m ist zu beachten, dass für **κ = 2** der Term

$$\frac{1}{2 \cdot f \cdot T_k \cdot \ln(\kappa - 1)} \overset{\kappa=2}{\rightarrow} \infty \Rightarrow m \rightarrow \infty$$

gegen unendlich geht und somit eine Polstelle aufweist. Der Faktor m geht damit ebenfalls gegen unendlich. Dieser Fall kann dann eintreten, wenn für das Verfahren Verhältnis R/X an der Kurzschlussstelle ein κ-Faktor ≥ 2 berechnet wird. Nach VDE 0102 wird der κ-Faktor für dieses Verfahren auf κ = 2 begrenzt. Auch für das Verfahren Ersatzfrequenz f_c kann dieser Fall eintreten, ist aber in realen Netzen eher unwahrscheinlich.

Tritt der Fall κ ≥ 2 im Verlaufe einer Kurzschlussstromberechnung auf, so wird von ATPDesigner eine Fehlermeldung wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt ausgegeben. Die Fehlermeldung wird auch im Ausgabefenster **Meldungsfenster** ausgegeben. Die beiden Faktoren m und n, die zur Berechnung des thermisch gleichwertigen Kurzschlussstroms I_{th} benötigt werden, werden wie abgebildet mit dem Wert Null ausgegeben.

```
VDE 0102 (IEC 60909) [Zk]
Stand Juli 2002
L123E; Te=20°; Un=20kV; c=1.1; Sk; Ik"max
Ik"=3.786kA;3.786kA;3.786kA
Zk=3.355Ohm;3.355Ohm;3.355Ohm
84.9595°;84.9595°;84.9595°
Re(Zk)=294.797mOhm;294.797mOhm;294.797mOhm
Im(Zk)=3.342Ohm;3.342Ohm;3.342Ohm
R/X=0.08820;0.08820;0.08820
X/R=11.33775;11.33774;11.33774
T=36.089ms;36.089ms;36.089ms
k=2.00000;2.00000;2.00000
iP=10.707kA;10.707kA;10.707kA
m=0.00000;0.00000;0.00000
n=0.00000;0.00000;0.00000
Ith=ungültig da k=2;;
```

Abbildung 120: Fehlermeldung „Ith=ungültig“ im Tooltip

⇨ **Es sei hier nochmals explizit darauf hingewiesen, dass die Berechnung des thermisch gleichwertigen Kurzschlussstromes I_{th} in ATPDesigner nur für generatorferne Kurzschlüsse in Verteilnetzen mit dem Faktor n = 1 angewendet werden darf.**

```
Ergebnisse der Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 (IEC 60909) [Zk]
> VDE 0102 (IEC 60909) Stand Juli 2002
> Berechnung Grösster Anfangs-Kurzschlusswechselstrom Ikmax
> Kurzschluss L123E; Te=20°; Un=20kV; c=1.1; Sk
>> Ik"=3.786kA;3.786kA;3.786kA
>> Zk=3.355Ohm;3.355Ohm;3.355Ohm
>> 84.9595°;84.9595°;84.9595°
>> Re(Zk)=294.796mOhm;294.796mOhm;294.796mOhm
>> Im(Zk)=3.342Ohm;3.342Ohm;3.342Ohm
>> R/X=0.08820;0.08820;0.08820
>> X/R=11.33779;11.33779;11.33779
>> T=36.089ms;36.089ms;36.089ms
>> k=2.00000;2.00000;2.00000
>> iP=10.707kA;10.707kA;10.707kA
>> m=0.00000;0.00000;0.00000
>> n=0.00000;0.00000;0.00000
>> Ith=ungültig da k=2;;

> Thermisch gleichwertiger Kurzschlussstrom
>> [Bb 1] Ithr=25.000kA; Tkr=1.000s; Tk=0.500s; Ithz=35.355kA : 20kV
```

Abbildung 121: Fehlermeldung: Berechnung I_{th} ist ungültig im Meldungsfenster

9.3.6.1 Berechnung der Kurzschlussbelastbarkeit I_{thz}

Die Kurzschlussbelastbarkeit I_{thz} muss in Anlehnung an VDE 0276 größer oder gleich dem nach VDE 0102 berechneten thermisch gleichwertigen Kurzschlussstrom I_{th} sein. Der thermisch gleichwertige Kurzschlussstrom I_{th} wird in Anlehnung an VDE 0276 [11] als thermisch wirksamer Kurzschlussstrom bezeichnet.

$$I_{thz} = I_{thr} \cdot \sqrt{\frac{T_{kr}}{T_k}}$$

- Bemessungswert des thermisch gleichwertigen Kurzschlussstroms I_{thr}
- Bemessungswert für die Kurzschlussdauer T_{kr}
- Kurzschlussbelastbarkeit I_{thz}
- Maximal zulässige Kurzschlussdauer T_k

$$I_{th} \leq I_{thz}$$

Die Kurzschlussdauer T_k wird im Einstelldialog zur Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 [2] eingestellt. Der Einstellwert muss abhängig von den verwendeten Schutzeinrichtungen gewählt werden. Die Grundeinstellung von T_k = 100ms entspricht der in Hoch- und Höchstspannungsnetzen üblicherweise geforderten maximalen Kurzschlussdauer. Die maximal zulässige Kurzschlussdauer beginnt mit dem Eintritt des Kurzschlusses im Netz und berücksichtigt die Kommandozeit der Schutzeinrichtung sowie das Öffnen der Leistungsschalterkontakte inklusive der Lichtbogenlöschung bis einschließlich dem Unterbrechen des Kurzschlussstroms. Diese Zeitspanne wird auch als Wirkzeit des Kurzschlussstroms bezeichnet.

$$I_{thz} = I_{thr} \cdot \sqrt{\frac{T_{kr}}{T_k}} = 25kA \cdot \sqrt{\frac{1s}{0,1s}} = 79,057\text{kA}$$

Betriebsmittel	Bemerkungen
Sammelschiene	Die **Bemessungswerte I_{thr} und T_{kr}** müssen in den zugehörigen Einstelldialogen eingestellt werden.
Leitung	Der **Bemessungswert I_{thr}** wird für im Einstelldialog angezeigt und nach VDE 0276 aus dem Leitermaterial, der Querschnittsfläche und der Bemessungs-Kurzzeitstromdichte für T_{kr} = 1s berechnet.
Für alle Betriebsmittel außer Sammelschienen	Die **Kurzschlussdauer T_k** wird für alle Betriebsmittel im Einstelldialog für die Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 eingestellt.

9.3.6.2 Kurzschlussbelastbarkeit I_{thz} für Sammelschienen

Die Kurzschlussbelastbarkeit I_{thz} wird für die Netzwerkelement **Sammelschiene** berechnet und im **Meldungsfenster** ausgegeben. Die Ausgabe in das **Meldungsfenster** erfolgt nur, wenn im Einstelldialog zur Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 die Option **Alle Knoten** für die Einstellung **Ausgabewerte** eingestellt ist.

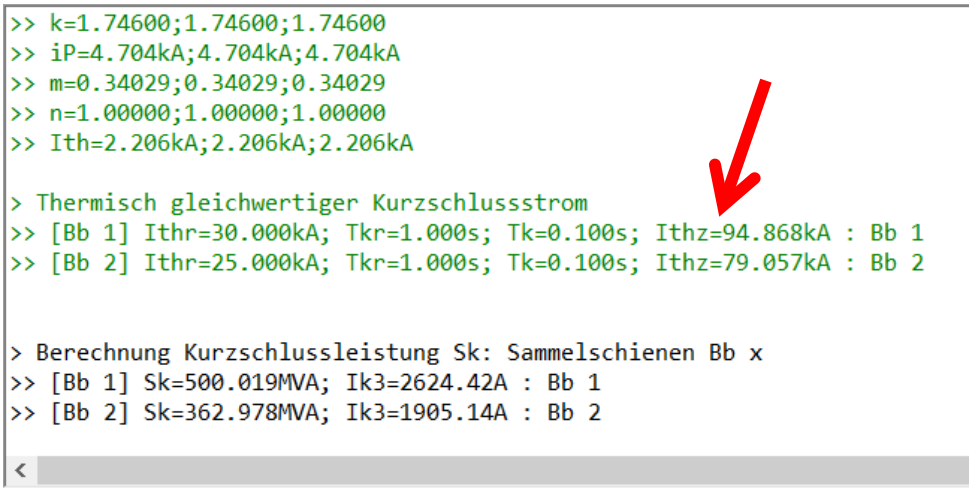


Abbildung 122: Kurzschlussbelastbarkeit I_{thz} von Sammelschienen

9.3.6.3 Thermisch gleichwertiger Kurzschlussstrom I_{th} für Leitungen

ATPDesigner bietet die Möglichkeit, in Anlehnung an VDE 0102 [2] den thermisch gleichwertigen Kurzschlussstrom I_{th} für den Fall eines 3-poligen Kurzschlusses mit Erde (3pE) für die Netzwerkelemente **Leitung** eines Stromversorgungsnetzes automatisiert zu berechnen. Die Berechnung wird durch den Menüpunkt **Thermisch wirksamer Kurzschlussstrom berechnen** gestartet und im Dialog **Liste der Betriebsmitteldaten**, Registerkarte **Kurzschluss** angezeigt.

- Hauptmenü **Prüfungen**
- Menüpunkt **Thermisch gleichwertiger Kurzschlussstrom berechnen**

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Liste der Betriebsmitteldaten**

9.3.7 Automatische Erkennung der Nennspannung von Betriebsmitteln

Ist die Option **Automatische Erkennung Un** im Einstelldialog aktiviert und wird der Kurzschlussort mit Hilfe des **Kurzschlusses** (**roter Blitz**) an Betriebsmittel gelegt, so ermittelt ATPDesigner die Nennspannung U_n des Betriebsmittels automatisch. Werden mehrere enthaltenen Betriebsmittel an dem Knoten erkannt, so übernimmt ATPDesigner in der Reihenfolge der Erkennung die Nennspannung für die Ersatzspannungsquelle.

⇨ Es wird empfohlen, die Nennspannung der Ersatzspannungsquelle vor oder nach einer Kurzschlussstromberechnung zu kontrollieren.

- Ist die Nennspannung der Sammelschienen von der bisher verwendeten Nennspannung der Ersatzspannungsquelle verschieden, so wird die Nennspannung der Sammelschiene als neue Nennspannung der Ersatzspannungsquelle übernommen und davon abhängig der **Spannungsfaktor c** neu ermittelt.

- Bleibt die Nennspannung der Ersatzspannungsquelle unverändert, bleibt auch der **Spannungsfaktor c** unverändert bzw. kann von Hand verändert werden.

9.3.8 Berechnung der Ströme beim Erdschluss

Die Berechnung von Erdschlussströmen in isolierten oder kompensiert betriebenen Netzen liegt außerhalb des Anwendungsbereiches der Norm VDE 0102.

„*… Leiter-Erde-Einfacherdschluss, der in einem Netz mit isoliertem Sternpunkt oder in einem Netz mit Erdschlusskompensation auftritt. Dieser Fehler liegt außerhalb des Anwendungsbereiches und wird deshalb von dieser Norm nicht behandelt.*“[4]

9.3.9 Behandlung von Kapazitäten in ATPDesigner

ATPDesigner verwendet entweder **keine Kapazitäten in Mit-, Gegen- und Nullsystem** oder **alle Kapazitäten in Mit-, Gegen- und Nullsystem** zur Kurzschlussstromberechnung. Nach VDE 0102[4] führt dies in Netzen mit niederohmiger Sternpunkterdung zu größeren berechneten Kurzschlussströmen als den tatsächlichen Kurzschlussströmen.

Mit dem Einstellwert **Kapazitäten deaktivieren (RLC-PI)** in dem Einstelldialog **VDE 0102 (IEC 60909)** in Abbildung 111 werden für alle Leitungen die Kapazitäten in Mit-, Gegen- und Nullsystem aktiviert oder deaktiviert. Somit ist abweichend von der Norm die Kurzschlussstromberechnung mit allen Kapazitäten in Mit-, Gegen- und Nullsystem möglich.

9.3.9.1 Berücksichtigung von Kapazitäten in Niederspannungsnetzen

„*Die Kapazitäten von Leitungen (Freileitungen und Kabel) dürfen in Niederspannungsnetzen im Mit-, Gegen- und Nullsystem vernachlässigt werden.*“[4]

9.3.9.2 Berücksichtigung von Kapazitäten in Mittel- und Hochspannungsnetzen

„*Bei der Berechnung von unsymmetrischen Kurzschlussströmen in Mittelspannungs- und Hochspannungsnetzen und bei Verwendung der Ersatzspannungsquelle an der Kurzschlussstelle sind in Netzen mit isoliertem Sternpunkt, in Netzen mit Erdschlusskompensation und in niederohmig geerdeten Netzen mit einem Erdfehlerfaktor (siehe IEC*

60071-1) größer als 1,4 die Kapazitäten von Leitungen und Queradmittanzen im Null-System zu berücksichtigen."[4]

9.4 VDE 0102: Hinweise zu den Betriebsmittelmodellen

Die Berechnung der Kurzschlussströme nach VDE 0102 setzt die Verwendung definierter Betriebsmittelmodelle voraus. In den nachfolgenden Kapiteln werden ggfs. vorhandene Unterschiede der Anwendung entsprechend den unterstützen Versionen der VDE 0102 erläutert.

⇨ Im Folgenden werden Abweichungen der in ATPDesigner verwendeten Betriebsmittelmodelle zu den in VDE 0102 definierten Betriebsmittelmodellen erläutert, wenn die Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 aktiviert ist.

9.4.1 Synchrongenerator

Nach EN 60909-0:2xxx wird der Synchrongenerator im Allgemeinen durch Impedanzen im Mitsystem, Gegensystem und Nullsystem nachgebildet. Dabei gilt wie für rotierende Betriebsmittel üblich $\underline{Z}_1 \neq \underline{Z}_2 \neq \underline{Z}_0$. Aus mathematischer Sicht kann der Synchrongenerator im natürlichen System (Leitergrößen L123) durch eine zyklisch-symmetrische Matrix beschrieben werden.

⇨ ATPDesigner verwendet daher nicht das ATP basierte Modell zur Nachbildung des elektromechanischen Verhaltens der Kombination Turbine(n)-Synchrongenerator sondern eine zyklisch-symmetrische Impedanzmatrix.

Die Einstellwerte für die Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 sind in der Registerkarte **VDE 0102 (IEC 60909)** enthalten. Der **Spannungsfaktor c_{max}**, der für die Berechnung des Impedanzkorrekturfaktors K_G benötigt wird, wird in Abhängigkeit der in der Registerkarte **VDE 0102 (IEC 60909)** einstellbaren Werte **U_n**, **U_{rG}** und **phi = φ_{rG}** ermittelt.

Weitere Informationen sowie die Berechnungsvorschriften sind im Einstelldialog **Generator**, Registerkarte **VDE 0102 (IEC 60909)** beschrieben.

9.4.2 Verbraucherlast

Der Zustand aktiviert bzw. deaktiviert (der Zustand deaktiviert wird mit der Zeichenfarbe **magenta** angezeigt) wird vor Beginn der Kurzschlussstromberechnung gespeichert und nach der Kurzschlussstromberechnung wiederhergestellt. Während der Kurzschlussstromberechnung werden die Netzwerkelemente **Verbraucherlast** automatisch deaktiviert.

9.4.3 Netzeinspeisung

Die Nachbildung der Netzeinspeisung erfolgt nach der Norm EN 60909-0:2xxx durch eine 3-phasige, symmetrische Impedanz $\underline{Z}_Q$, die sowohl das Mitsystem wie auch das Nullsystem berücksichtigt. Es wird vorausgesetzt, dass die Impedanzen in Mit- und Gegensystem identisch sind: $\underline{Z}_2 = \underline{Z}_1$. Die interne 3-phasige Spannungsquelle wird kurzgeschlossen und die Kurzschlussimpedanz nach der Norm EN 60909-0:2xxx berechnet.

9.4.3.1 Spannungsfaktor c_Q für Netzeinspeisungen

Es ist darauf zu achten, dass der **Spannungsfaktor c_Q** zur Berechnung der Kurzschlussimpedanz sich auf die Nennspannung U_n der Netzeinspeisung bezieht.

$$Z_Q = c_Q \cdot \frac{U_n^2}{S_k''}$$

9.4.3.2 Kurzschlussleistung S_{kmin} oder S_{kmax} für Netzeinspeisungen

Es ist weiter zu beachten, dass abhängig von der Berechnung des kleinsten oder größten Anfangs-Kurzschlusswechselstromes für jedes Netzwerkelement **Netzeinspeisung** die kleinste und größte Kurzschlussleistung S_{kmin} und S_{kmax} einzustellen ist. Abhängig von der Berechnung des Anfangs-Kurzschlusswechselstroms kann für alle Netzeinspeisungen gleichzeitig S_{kmin} oder S_{kmax} im Einstelldialog **Einstellungen Netzschutz und Kurzschluss**, Registerkarte **Netzschutz Analyse** eingestellt werden.

- Hauptmenü **Netzschutz**
- Menüpunkt **Einstellungen Netzschutz**, Registerkarte **Netzschutz Analyse**

9.4.4 Asynchronmaschine

Die Asynchronmaschine wird nach der Norm EN 60909-0:2xxx als 3-phasige, symmetrische Impedanz $\underline{Z}_M$ nachgebildet. Die Impedanz in Mit- und Gegensystem $\underline{Z}_1 = \underline{Z}_2 = \underline{Z}_M$ kann bestimmt werden mit:

$$Z_M = \frac{1}{\frac{I_{LR}}{I_{rM}}} \cdot \frac{U_{rM}}{\sqrt{3} I_{rM}} = \frac{1}{\frac{I_{LR}}{I_{rM}}} \cdot \frac{U_{rM}^2}{S_{rM}}$$

- U_{rM} die Bemessungsspannung des Motors
- I_{rM} der Bemessungsstrom des Motors
- S_{rM} die Bemessungsscheinleistung des Motors: $S_{rM} = \frac{P_{rM}}{\eta_{rM} \cdot \cos(\varphi_{rM})}$
- $\frac{I_{LR}}{I_{rM}}$ das Verhältnis vom Anzugsstrom zum Bemessungsstrom des Motors.

Die komplexe Größe der Impedanz ist zu berechnen mit:

$$\underline{Z}_M = R_M + jX_M = \left(\frac{R_M}{X_M} + j \right) \cdot \frac{Z_M}{\sqrt{1 + \left(\frac{R_M}{X_M} \right)^2}}$$

Wenn das Verhältnis $\frac{R_M}{X_M}$ durch den Hersteller nicht angegeben wird, können die Annahmen aus der Norm VDE 0102 mit ausreichender Genauigkeit verwendet werden.

9.4.4.1 Temporäre Deaktivierung von Asynchronmaschinen während KS-Berechnung

Vor Beginn der Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 wird der aktuelle Konfigurationszustand **aktiv/inaktiv** der Asynchronmaschinen intern gespeichert. Während der Kurzschlussstromberechnung werden Asynchronmaschinen temporär deaktiviert, wenn der kleinste Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I_{kmin}" berechnet wird. Nach der Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 wird der ursprüngliche Zustand aktiv/inaktiv wiederhergestellt.

9.4.5 Transformator 2-Wicklungen

Der Transformator wird **abweichend von der Norm EN 60909-0:2xxx** durch eine Impedanzmatrix nachgebildet, die in Längsrichtung die Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_T$ entsprechend der Norm EN 60909-0:2xxx nachbildet. Mit Hilfe der Impedanzmatrix werden die galvanische Trennung und das Übersetzungsverhältnis des Transformators mit Sternpunktbehandlung realisiert. Es handelt sich hier um ein mehrphasiges Modell im natürlichen System. Es ist darauf zu achten, dass die Nachbildung des Querzweiges mit Magnetisierungsreaktanz und Magnetisierungsresistanz in der Gruppe **Leerlaufdaten** in der Registerkarte **Allgemeine Daten** deaktiviert wird.

Der **Impedanzkorrekturfaktor K_T** nach der Norm EN 60909-0:2xxx wird berücksichtigt:

$$K_T = 0,95 \cdot \frac{c_{max}}{1 + 0,6 \cdot x_T} \quad \text{mit } c_{max} = f(U_{nB})$$

$$x_T = X_T \cdot \frac{U_{rT}^2}{S_{rT}}$$

Abhängig von der Version der VDE 0102 wird der Impedanzkorrekturfaktor für die Berechnung des kleinsten Anfangs-Kurzschlusswechselstroms zu $k_T = 1$ gesetzt.

- Der **Spannungsfaktor c_{max}** bezieht sich nach EN 60909-0:2xxx auf die Nennspannung des Netzes, das an der Unterspannungsseite des Transformators angeschlossen ist. Bei der internen Berechnung des Faktors K_T wird die Nennspannung **UnB** des Transformators und nicht die Bemessungsspannung **UrB** verwendet.

- Der **Impedanzkorrekturfaktor K_T** wird in Mit-, Gegen- und Nullsystem verwendet.

- Leerlaufverluste und Leerlaufstrom (d.h. der Querzweig des Transformatormodells) werden nicht berücksichtigt.

9.4.5.1 Transformator 2-Wicklung als Netzstation

Wir der **Transformator als Netzstation**, d.h. mit aktivierter integrierter **Verbraucherlast** an der Wicklung B verwendet, so wird während der Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 die integrierte Verbraucherlast deaktiviert. Nach Beendigung der Kurzschlussstromberechnung wird der Ursprungszustand wiederhergestellt.

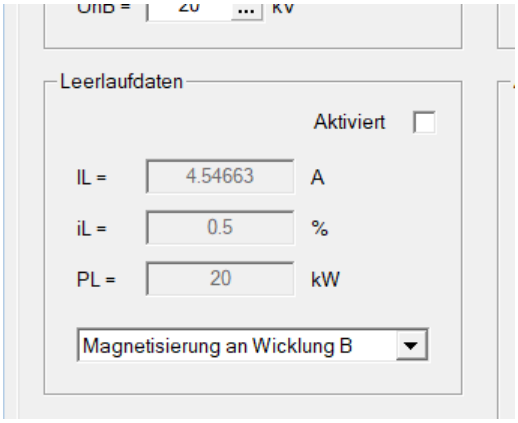


Abbildung 123: Transformator - Deaktivierung von Leerlaufstrom und Leerlaufverlusten

9.4.5.2 Einfluss der Anschaltung des Nullsystems an Wicklung A oder B

Mit dem Einstellwert **Magnetisierung an Wicklung A** oder **B** kann die Nullimpedanz entweder bezogen auf die Wicklung A oder B in der 6x6-Impedanzmatrix berücksichtigt werden. Die Wahl der Wicklung kann einen geringen Einfluss auf die Berechnung des Anfangs-Kurzschlusswechselstrom $I_k"_{1pE}$ für den 1-poligen Kurzschluss gegen Erde haben und zu Abweichungen gegenüber den nach VDE 0102 empfohlenen Berechnungsmethoden führen.

⇨ Es wird empfohlen, den Einstellwert **Magnetisierung an Wicklung A** oder **B** so zu wählen, dass die die Wicklung eingestellt wird, die galvanisch mit der Spannungsebene verbunden ist, in der der Kurzschluss angeschaltet wird.

9.4.5.3 Transformator mit aktivierter interner *Verbraucherlast* an Wicklung B

Ist eine **Verbraucherlast** an Wicklung B des Transformators aktiviert, so wird der Transformator für die Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 (IEC 60909) deaktiviert und in der Kurzschlussstromberechnung nicht berücksichtigt. In der nachfolgenden Abbildung sind in dem Stromnetz zwei Transformatoren mit aktivierter interner **Verbraucherlast** enthalten.

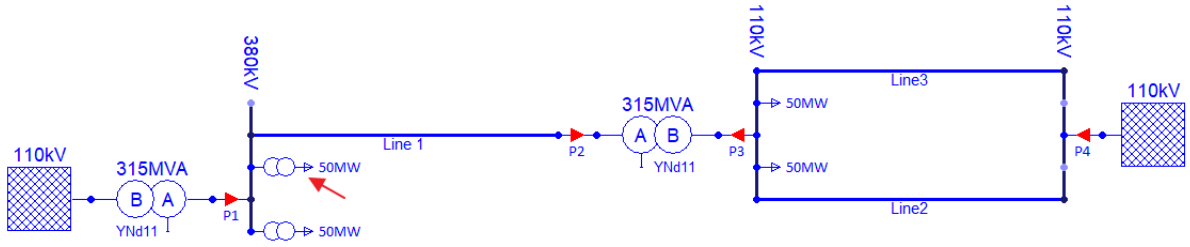


Abbildung 124: Transformator mit aktivierter interner Verbraucherlast

9.4.6 Leitung

Es ist darauf zu achten, dass nach VDE 0102 Leitungsmodelle mit und ohne Kapazitäten verwendet werden. In ATPDesigner sind im Einstelldialog diese Leitungsmodelle ohne Kapazitäten durch den Zusatz **RL** (z.B. **Einfachleitung (RL)**) gekennzeichnet, die

mit Kapazitäten durch den Zusatz **RLC-PI** (vollständiges Π-Ersatzschaltbild). Leitungsmodelle aus der Leitungstypbibliothek werden mit dem vollständigen Π-Ersatzschaltbild nachgebildet.

9.4.6.1 Kapazitäten C_{LE} und C_{LL} der Leitung

Wird für eine Leitung ein Leitungsmodell mit Π-Ersatzschaltbild verwendet (siehe Abbildung 584), so werden die Kapazitäten für die Kurzschlussstromberechnung abhängig vom Einstellwert **Kapazitäten deaktivieren (RLC-PI)** aktiviert oder deaktiviert. Es ist hier die Behandlung der Kapazitäten in ATPDesigner und die normativen Vorgaben nach VDE 0102 zu beachten.

9.4.6.2 Temperaturabhängigkeit der Resistanz

Die Temperaturabhängigkeit der Resistanz wird für die Leitungsmodelle **Homogene Leitung (RLC)** und **Doppelleitung** nicht berücksichtigt.

9.4.6.3 Interne *Verbraucherlast* des Leitungsmodells *Lastfluss: Last*

Der Einstellwert **Aktiviert** der internen Last (**Verbraucherlast**) wird vor Beginn der Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 (IEC 60909) gespeichert und danach wiederhergestellt. Während der Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 wird die interne **Verbraucherlast** automatisch deaktiviert und daher in der Netzgrafik kurzfristig in der Zeichenfarbe **magenta** gezeichnet.

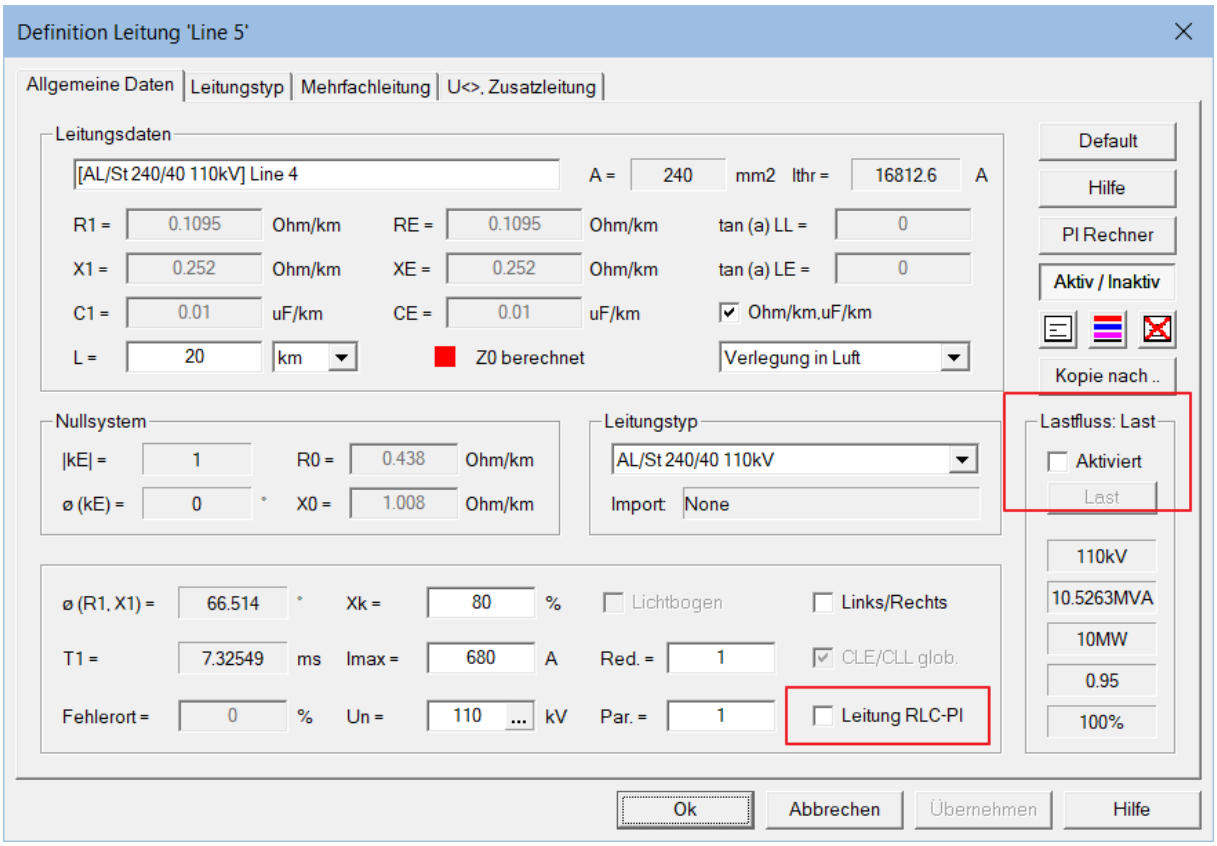


Abbildung 125: Leitungsmodell RLC-PI mit deaktivierten Leitungskapazitäten

9.4.7 2/3-Wicklungstransformator BCTRAN

Der Transformator wird **abweichend von der Norm EN 60909-0:2xxx** mit dem ATP-Modell **BCTRAN** durch eine Impedanzmatrix nachgebildet, die in Längsrichtung die Kurzschlussimpedanz $\underline{Z}_T$ entsprechend der Norm EN 60909-0:2xxx, Seite 24 nachbildet. Mit Hilfe der Impedanzmatrix werden die galvanische Trennung und das Übersetzungsverhältnis des Transformators mit Sternpunktbehandlung realisiert.

⇨ Es handelt sich hier um ein mehrphasiges Modell im natürlichen System. Es ist darauf zu achten, dass die Nachbildung des Querzweiges mit Magnetisierungsreaktanz und Magnetisierungsresistanz von Hand deaktiviert wird.

Mit dem ATP-Transformatormodell **BCTRAN** können auch 2-Wicklungs-Transformatoren nachgebildet werden. Es wird aber empfohlen, für 2-Wicklungs-Transformatoren das Netzwerkelement **Transformator** zu verwenden. Es werden entsprechend der Norm EN 60909-0:2xxx die Impedanzkorrekturfaktoren in Mit-, Gegen- und Nullsystem verwendet.

9.4.8 Kurzschlussstrom-Begrenzungsdrosselspulen

Derzeit ist in ATPDesigner kein EN 60909-0:2xxx konformes Modell enthalten.

9.4.9 Synchronphasenschieber und -motoren

Derzeit ist in ATPDesigner kein EN 60909-0:2xxx konformes Modell enthalten.

9.4.10 Kraftwerksblöcke mit/ohne Stufenschalter

Derzeit ist in ATPDesigner kein EN 60909-0:2xxx konformes Modell enthalten.

9.4.11 Statische Umrichter

Derzeit ist in ATPDesigner kein EN 60909-0:2xxx konformes Modell enthalten.

9.4.12 Kondensatoren und nichtrotierende Lasten

Nach EN 60909-0:2xxx sind "... *Leitungskapazitäten, Queradmittanzen und nichtrotierende Lasten zu vernachlässigen, mit Ausnahme des Nullsystems.*" [EN 60909-0:2xxx, Seite 35]. Weitere Hinweise sind in EN 60909-0:2xxx nachzulesen. Die in ATPDesigner verfügbaren Betriebsmittel wie z.B. die Netzwerkelemente **Verbraucherlast** ermöglichen es, ein EN 60909-0:2xxx konformes Modell für nichtrotierende Lasten zu verwenden.

9.4.13 Spannungs- und Stromquellen

Das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** kann dazu verwendet werden, eine Spannungs- oder Stromquelle nachzubilden. Es sind im Rahmen der Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 nur folgende Betriebsarten zulässig:

- Ideale Spannungsquelle **Un = const.**
- Ideale Stromquelle **In = const.**

Eine ideale Spannungsquelle, in Anlehnung an VDE 0102, kann als Netzeinspeisung mit einer Kurzschlussleistung $S_k'' = \infty$ MVA, also unendlich großer Kurzschlussleistung, interpretiert werden. Bei aktiver Kurzschlussstromberechnung nach EN 60909-0:2xxx wird eine ideale Spannungsquelle durch einen Kurzschluss (R = 0Ohm) ersetzt.

Eine Stromquelle ist in DIN EN 60909-0 (VDE 0102):2xxx nicht vorgesehen und wird aus dem Netzwerk entnommen (R = ∞ Ohm).

⇨ Andere Betriebsarten des Netzwerkelementes dürfen im Rahmen der Kurzschlussstromberechnung nach DIN EN 60909-0 (VDE 0102):2002-07 nicht verwendet werden. In der Version **DIN EN 60909-0 (VDE 0102):2016-12** stehen weitere Berechnungsmodelle zur Verfügung.

9.4.14 Kraftwerke mit Vollumrichter (DIN EN 60909-0 (VDE 0102):2016-12)

Das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** kann dazu verwendet werden, ein Kraftwerk mit Vollumrichter nach **DIN EN 60909-0 (VDE 0102):2016-12** in der Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 zu berücksichtigen. Es muss hier zwischen den beiden Betriebsarten

- **Stand Dezember 2016** bzw.
- **Stand Dezember 2016 (mod)**

unterschieden werden. Nachfolgend ein Auszug der Regeln nach EN 60909-0:2016-12.

„*Kraftwerke mit Vollumrichter (PF), z.B. Windkraftwerke (WF) und Photovoltaik-Kraftwerke (PV), werden im Mitsystem durch eine Stromquelle nachgebildet. Der Quellenstrom hängt von der Art des Kurzschlusses ab und ist durch den Hersteller anzugeben.*“ [EN 60909-0:2016-12, Seite 34]

Die Einstellung des Kurzschlussstroms der Erzeugungsanlage (EZA) oder Erzeugungseinheit (EZE) erfolgt abhängig von der Kurzschlussart in der Registerkarte **VDE 0102 (IEC 60909)** des Einstelldialogs des Netzwerkelementes **Erzeugungsanlage (DEA)**. Die nachfolgende Abbildung zeigt den Einstelldialog. Es ist zu beachten, dass das Netzwerkelement das Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) verwendet. Entsprechend EN 60909-0:2016-12 wird nur der Betrag des Kurzschlussstroms benötigt. Am Beispiel des 3-poligen **größten Anfangs-Kurzschlusswechselstroms I''_{kmax}** wird die nach EN 60909-0:2016-12 empfohlene Berechnungsmethode kurz erläutert. Weiteres muss in der Norm nachgelesen werden.

„*Wenn Kraftwerke mit Vollumrichter zu berücksichtigen sind, dann muss der maximale Anfangs-Kurzschlussstrom wie folgt berechnet werden:*

$$I''_{k\max} = \frac{1}{Z_k} \cdot \frac{c_{max} \cdot U_n}{\sqrt{3}} + \frac{1}{Z_k} \cdot \sum_{j=1}^{n} Z_{ij} \cdot I_{skPFj} = I''_{kmaxPFO} + I''_{kPF}$$

- $I''_{kmaxPFO}$ *= der maximale Anfangs-Kurzschlusswechselstrom ohne den Einfluss der Kraftwerke mit Vollumrichter*
- I''_{kPF} *= die Summe der Beiträge der Kraftwerke mit Vollumrichter zum Anfangs-Kurzschlussstrom*

“ [EN 60909-0:2016-12, Seite 42]

Für die Berechnung des **kleinsten Anfangs-Kurzschlusswechselstroms I''_{kmin}** werden die Beiträge der Kraftwerke mit Vollumrichter nicht berücksichtigt, d.h. I''_{kPF} = 0A angenommen.

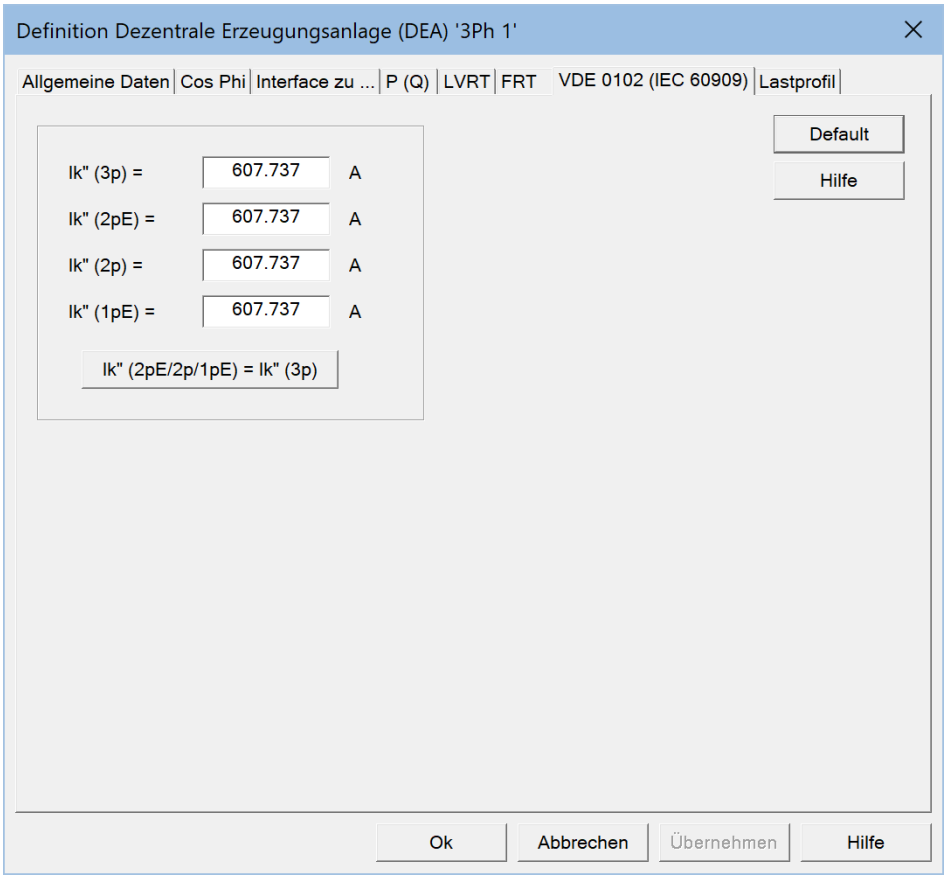


Abbildung 126: Einstelldialog des Kurzschlussstroms für Kraftwerke als Vollumrichter

Für den 3-poligen Kurzschluss sind nach EN 60909-0:2016-12 die Impedanzen Z der Inversen der Knotenadmittanzmatrix $\underline{Z} = \underline{Y}^{-1}$ des Stromnetzes im Mitsystem zu entnehmen, die entsprechend den Regeln nach EN 60909-0:2016-12 aufzustellen ist.

Die Kurzschlussstromberechnung von ATPDesigner verwendet als internen Rechenkern in allen Fällen das **ATP**. Die Knotenadmittanzmatrix wird durch das **ATP** aus der .ATP-Datei, die von ATPDesigner aus der Topologie des Stromnetzes und dessen Einstellwerten generiert wird, erstellt und nur im **ATP** intern verwendet. Auch die Inversion der Knotenadmittanzmatrix erfolgt nur innerhalb des **ATP**. Daher kann ATPDesigner weder auf die Knotenadmittanzmatrix $\underline{Y}$ noch auf die Inverse der Knotenadmittanz $\underline{Z} = \underline{Y}^{-1}$ des Rechenkerns ATP zugreifen. In Anlehnung an das Regelwerk nach EN 60909-0:2016-12 wurden daher zwei Verfahren entwickelt und in ATPDesigner implementiert, um die Berechnung des größten Anfangs-Kurzschlusswechselstroms unter Berücksichtigung der **Kraftwerke als Vollumrichter** nach EN 60909-0:2016-12 zu ermöglichen.

- ⇨ Es muss berücksichtigt werden, dass die in den nachfolgenden Kapiteln erläuterten Verfahren eine verschiedene Genauigkeit bzgl. der Berechnung des größten Anfangs-Kurzschlusswechselstroms unter Berücksichtigung der Kraftwerke als Vollumrichter besitzen. Es wird daher empfohlen, vor der Verwendung die Erläuterungen aufmerksam zu lesen.

9.4.14.1 Kraftwerk mit Vollumrichter: Betriebsart *Stand Dezember 2016*

Mit dieser Betriebsart wird der **größte Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I"$_{kmax}$** mit einer Genauigkeit vergleichbar der Genauigkeit nach EN 60909-0:2016-12 ermittelt.

⇨ Es wird empfohlen, diese Betriebsart zur genaueren Berechnung des größten Anfangs-Kurzschlusswechselstroms I"$_{kmax}$ zu verwenden.

Nachteilig an dieser Methode ist ein erhöhter Rechenaufwand, der mit der Anzahl der Kraftwerke mit Vollumrichter linear ansteigt. Es müssen mehrere Kurzschlussstromberechnungen durchgeführt und deren Ergebnisse zu einem Endergebnis im Sinne der komplexen Wechselstromrechnung geometrisch überlagert werden.

- Eine erste Kurzschlussstromberechnung zur Berechnung des größten Anfangs-Kurzschlusswechselstroms I"$_{kmaxPFO}$ erfolgt ohne Kraftwerke mit Vollumrichter. Die Kurzschlussstromberechnung wird nach dem Verfahren der Ersatzspannungsquelle an der Kurzschlussstelle durchgeführt.

- Für jedes einzelne im Stromnetz enthaltene Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** wird eine weitere Kurzschlussstromberechnung zur Berechnung des Beitrages des Kraftwerkes mit Vollumrichter zum größten Anfangs-Kurzschlusswechselstrom durchgeführt.

  An der Kurzschlussstelle wird ein metallischer Kurzschluss ($10^{-12}\Omega$) zwischen dem kurzschlussbetroffenen Netzknoten und dem Bezugspotential verwendet, keine Ersatzspannungsquelle. Es wird davon ausgegangen, dass eine Erzeugungsanlage (EZA) bzw. Erzeugungseinheit (EZE) mit dem Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** nachgebildet wird. Die Netzwerkelemente **Erzeugungsanlage (DEA)** werden durch eine 3-phasige symmetrische Stromquelle mit einem absoluten Phasenwinkel φ=0° nachgebildet. Der Betrag der Stromquelle wird abhängig von der Kurzschlussart aus dem Einstelldialog der **Erzeugungsanlage (DEA)**, Registerkarte **VDE 0102 (IEC 60909)** entnommen.

  Die Schaltgruppen der Netzwerkelemente **Transformator 2-Wicklung** und **Transformator 2/3-Wicklungen (BCTRAN)** werden temporär auf die Schaltgruppe Yy0 umgestellt. Damit wird der Einfluss der Phasendrehung verschiedener Schaltgruppen eliminiert. Nach erfolgter Kurzschlussstromberechnung werden die Schaltgruppen der Transformatoren wiederhergestellt.

  ⇨ Andere in ATPDesigner verfügbare Transformatoren wie z.B. **Transformator (XFORMER)** oder **Transformator (SATURABLE)** dürfen im Stromnetz nicht verwendet werden und führen im Sinne der Kurzschlussstromberechnung zu falschen Ergebnissen.

  Nach EN 60909-0:2016-12 wird der gesamte Beitrag aller Kraftwerke mit Vollumrichter als Summe der Beträge der Kurzschlussströme jedes einzelnen Kraftwerks mit Vollumrichter an der Kurzschlussstelle berechnet.

$$I''_{kPF} = \sum_{j=1}^{n} \left| \underline{I}_{skPFj} \right|$$

Um diese Berechnungsvorschrift zu realisieren, wird nacheinander jeweils nur ein einziges Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** aktiviert und in einer Kurzschlussstromberechnung der Betrag des an der Kurzschlussstelle fließenden Kurzschlussstroms berechnet. ATPDesigner berechnet abschließend die Summe der Beträge der Teilkurzschlussströme.

Sind in einem Stromnetz z.B. 3 Kraftwerke mit Vollumrichter durch vier Netzwerkelemente **Erzeugungsanlage (DEA)** enthalten, so werden insgesamt 4 Kurzschlussstromberechnungen durchgeführt. Die Beiträge jedes einzelnen Kraftwerkes mit Vollumrichter wird im **Meldungsfenster** ausgegeben.

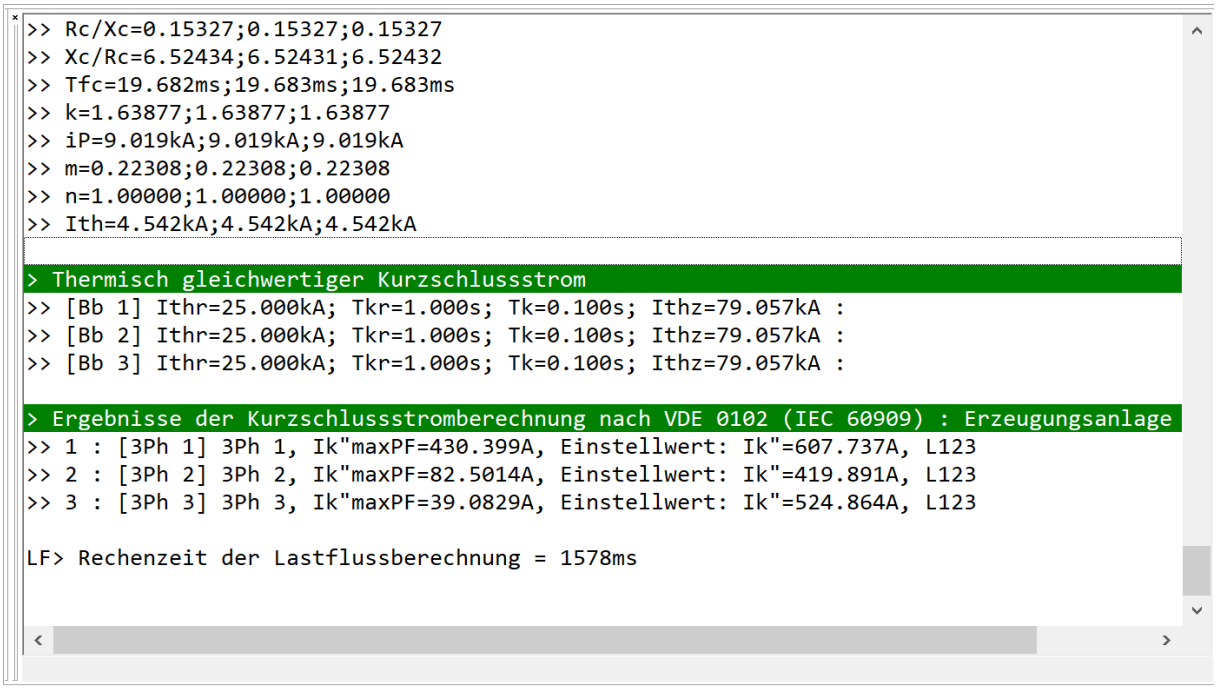


Abbildung 127: Beiträge der Kraftwerke mit Vollumrichter zum Kurzschlussstrom

9.4.14.2 Kraftwerk mit Vollumrichter: Betriebsart *Stand Dezember 2016 (mod)*

Mit dieser Betriebsart wird der **größte Anfangs-Kurzschlusswechselstrom I''_{kmax}** mit einer Genauigkeit berechnet, die von der Genauigkeit der Berechnungsmethode nach EN 60909-0:2016-12 nach unten, d.h. zu kleineren Kurzschlussströmen abweicht.

⇨ Es wird empfohlen, diese Betriebsart zur Berechnung des größte Anfangs-Kurzschlusswechselstroms I''_{kmax} nur für schnelle Abschätzungen mit geringem Rechenaufwand bei geringerer Genauigkeit zu verwenden.

Vorteilhaft an dieser Methode ist ein niedriger Rechenaufwand. Es müssen nur zwei Kurzschlussstromberechnungen durchgeführt und deren Ergebnisse zu einem Endergebnis überlagert werden.

- Eine erste Kurzschlussstromberechnung zur Berechnung des größten Anfangs-Kurzschlusswechselstroms $I''_{kmaxPFO}$ erfolgt ohne Kraftwerke mit Vollumrichter. Die Kurzschlussstromberechnung wird nach dem Verfahren der Ersatzspannungsquelle an der Kurzschlussstelle durchgeführt.

- Eine zweite Kurzschlussstromberechnung zur Berechnung des Beitrages der Kraftwerke mit Vollumrichter I''_{kPF} zum größten Anfangs-Kurzschlusswechselstroms

  An der Kurzschlussstelle wird ein metallischer Kurzschluss ($10^{-12}\Omega$) zwischen dem kurzschlussbetroffenen Netzknoten und dem Bezugspotential verwendet, keine Ersatzspannungsquelle. Es wird davon ausgegangen, dass eine Erzeugungsanlage (EZA) bzw. Erzeugungseinheit (EZE) mit dem Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** nachgebildet wird. Die Netzwerkelemente **Erzeugungsanlage (DEA)** werden durch eine 3-phasige symmetrische Stromquelle mit einem absoluten Phasenwinkel $\varphi=0°$ nachgebildet. Der Betrag der Stromquelle wird abhängig von der Kurzschlussart aus dem Einstelldialog der **Erzeugungsanlage (DEA)**, Registerkarte **VDE 0102 (IEC 60909)** entnommen.

  Die Schaltgruppen der Netzwerkelemente **Transformator 2-Wicklung** und **Transformator 2/3-Wicklungen (BCTRAN)** werden auf die Schaltgruppe Yy0 umgestellt. Damit wird der Einfluss der Phasendrehung verschiedener Schaltgruppen eliminiert. Nach erfolgter Kurzschlussstromberechnung werden die Schaltgruppen der Transformatoren wiederhergestellt.

  ⇨ Andere in ATPDesigner verfügbare Transformatoren wie z.B. **Transformator (XFORMER)** oder **Transformator (SATURABLE)** dürfen im Stromnetz nicht verwendet werden und führen im Sinne der Kurzschlussstromberechnung zu falschen Ergebnissen.

  In einem 1-Schritt-Verfahren wird mit einer einzigen Kurzschlussstromberechnung der Betrag des Kurzschlussstroms I''_{kPF} an der Kurzschlussstelle berechnet, der durch die aktivierten Netzwerkelemente **Erzeugungsanlage (DEA)** als Stromquellen eingespeist wird und zur Kurzschlussstelle fließt. Durch die gleichzeitige Aktivierung der Netzwerkelemente überlagern sich die Teilkurzschlussströme der Stromquellen als komplexe Zeiger an der Kurzschlussstelle geometrisch, d.h. als Addition von Vektoren der Kurzschlussstrombeiträge der einzelnen Stromquellen. ATPDesigner berechnet den Betrag des resultierenden Vektors.

$$I''_{kPF} = \left| \sum_{j=1}^{n} \underline{I}_{skPFj} \right|$$

  Da der Betrag eines Vektors, der durch geometrische Addition von mehreren Vektoren berechnet wurde, immer kleiner gleich der Addition der Beträge der einzelnen Vektoren ist ergibt sich:

$$\left| \sum_{j=1}^{n} \underline{I}_{skPFj} \right| \leq \sum_{j=1}^{n} \left| \underline{I}_{skPFj} \right|$$

$$I''_{kPF} = \left| \sum_{j=1}^{n} \underline{I}_{skPFj} \right| \leq \sum_{j=1}^{n} \left| \underline{I}_{skPFj} \right|$$

Es ist zu erkennen, dass mit dieser Methode der berechnete Kurzschlussstrom kleiner ist als der Kurzschlussstrom, der nach EN 60909-0:2016-12 als größter Anfangs-Kurzschlusswechselstrom zu berechnen ist.

9.4.15 Allgemeine Hinweise zur VDE 0102 und den Betriebsmittelmodellen

Im Folgenden werden ausgewählte Hinweise zu der Berechnungsmethodik nach VDE 0102 aufgelistet. Diese Liste der Hinweise erhebt nicht den Anspruch der Vollständigkeit.

9.4.15.1 EN 60909-0 (VDE 0102):2016-12: Impedanzkorrekturfaktoren[6]

Die Impedanzkorrekturfaktoren sind für die Berechnung des kleinsten Anfangs-Kurzschlusswechselstroms gleich 1.

9.5 VDE 0102: Beispiel für die Kurzschlussstromberechnung

Die Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 (IEC 60909) wird an einem Beispiel erläutert. In dem nachfolgenden Stromnetz wird an einem Netzknoten ein 3-poliger Kurzschluss (L123) (**roter Blitz**) mit dem Mauscursor gesetzt.

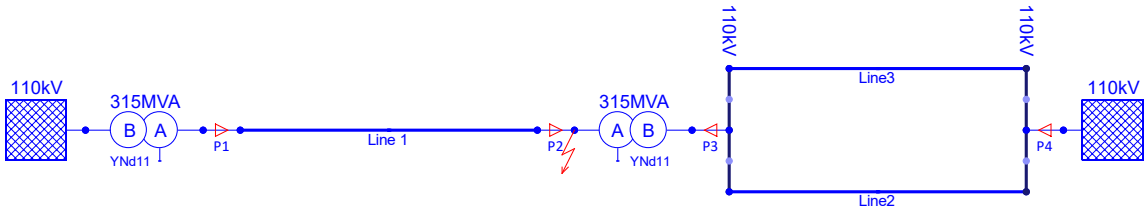


Abbildung 128: Stromnetz mit 3-poligem Kurzschluss (L123) an einem Netzknoten

Die Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 wird im Einstelldialog **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **VDE 0102 (IEC 60909)** für den größten Anfangs-Kurzschlusswechselstrom $I_k''_{max}$ eingestellt. Darüber hinaus wird der **Stoßkurzschlussstrom i_P** nach der Methode der **Ersatzfrequenz f_c** berechnet. Der nachfolgende Einstelldialog zeigt die Einstellwerte.

[6] EN 60909-0 (VDE 0102):2016-12: Kapitel 7.1.2

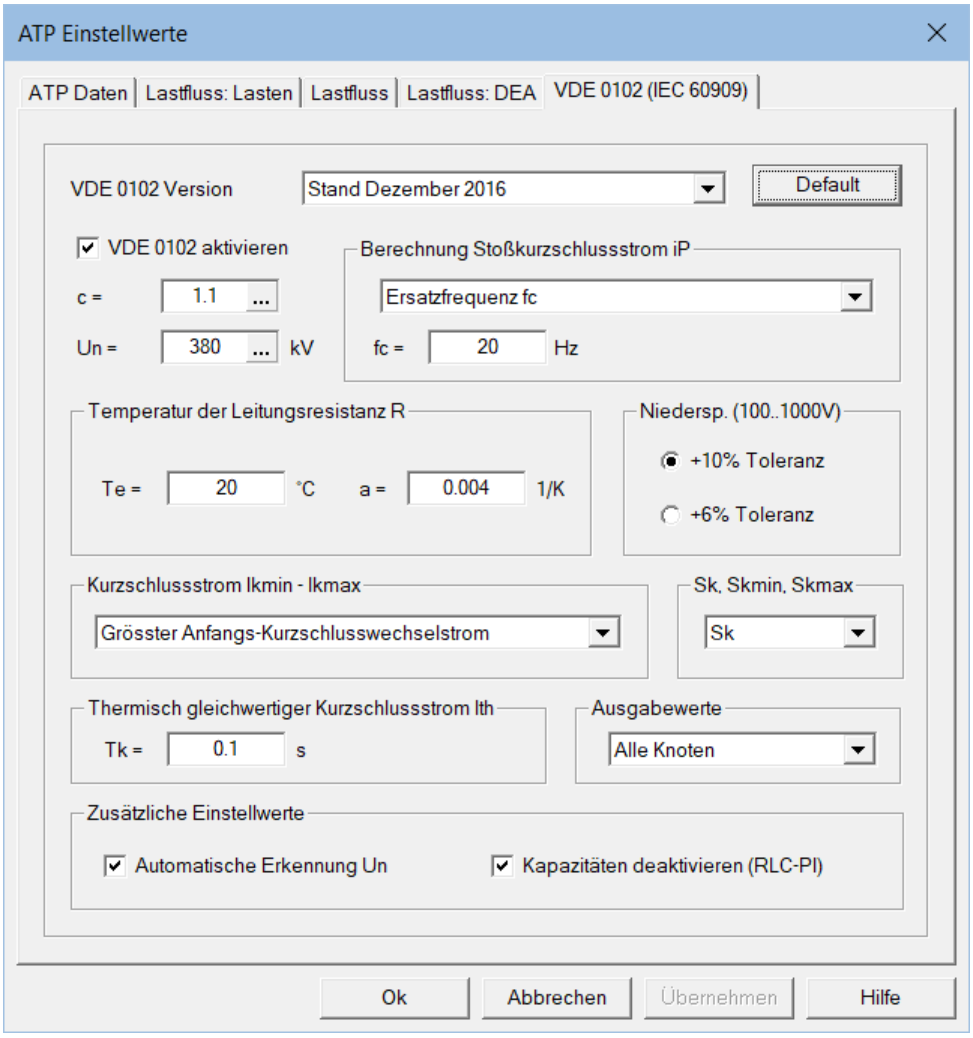


Abbildung 129: Einstellwerte - Größter Anfangs-Kurzschlusswechselstroms $I_k"_{max}$

Die Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 wird mit dem Toolbar-Button oder mit den Tasten **Strg + E** gestartet. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Darstellung ausgewählter Ergebnisse der Kurzschlussstromberechnung in der Netzgrafik.

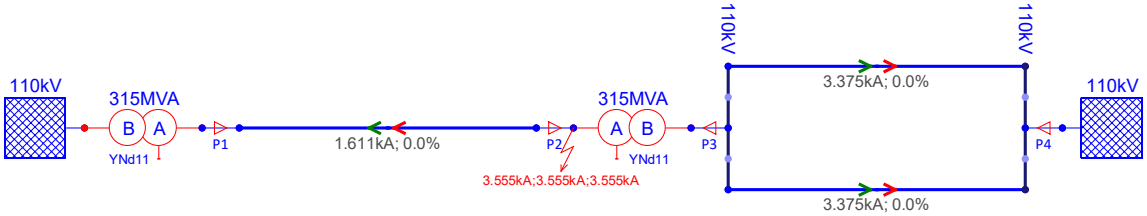


Abbildung 130: Ergebnisse der Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 in der Netzgrafik

Zusätzlich werden die vollständigen Ergebnisse im **Meldungsfenster** ausgegeben. Die nachfolgende Abbildung zeigt das **Meldungsfenster**. Der Inhalt des Meldungsfensters können wie bei Texteditoren üblich mit einer Maus zeilenweise oder auch mehrere Zeilen zusammen markiert und mit den Tasten **Strg + C** in die Zwischenablage kopiert werden.

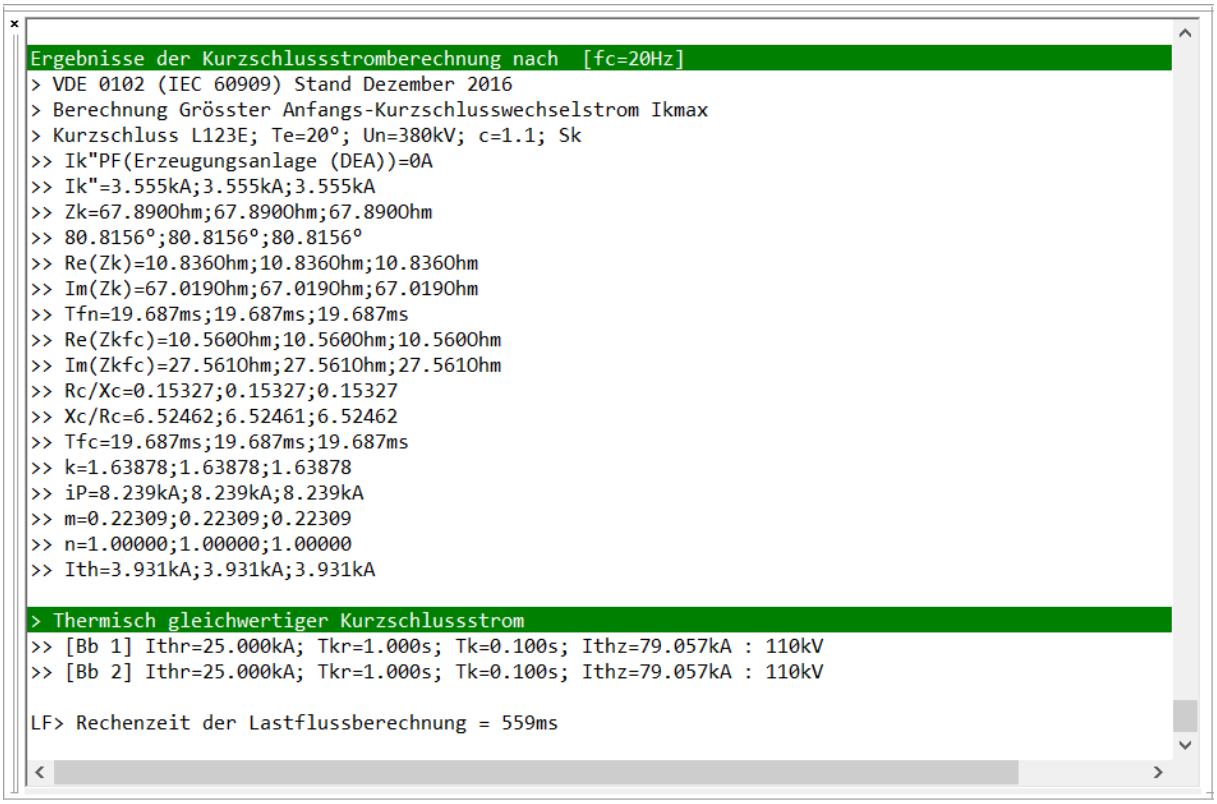


Abbildung 131: Ergebnisse der Kurzschlussstromberechnung im *Meldungsfenster*

Die Ergebnisse der Kurzschlussstromberechnung werden auch in einem **Bericht** (.XML-Datei) [21] im **Projektverzeichnis** gespeichert. Der Dateiname des Berichtes ist wie folgt definiert. Der ***NetDateiname*** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**.

JJJJMMTThhmmss_*NetDateiname*_KS0102.xml

Der Bericht kann direkt mit einem Textverarbeitungsprogramm wie z.B. Word eingelesen und weiterverarbeitet werden. Nachfolgend wird der Inhalt des Berichtes dargestellt.

Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 (IEC 60909)

29.09.2024, 22:46:05.798
C:\ATPDesigner\09_1_VDE0102_EEV2\KurzschlussNetz4.net
ATPDesigner Version 4.01.95 - 28.09.2024
Version NET File 5.6 - 25.02.2017

Seite 1 von 5 Seiten

Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

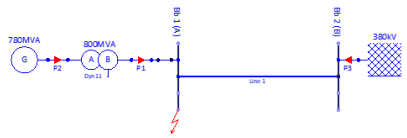
Bezeichner und Erläuterungen

UL1, UL2, UL3 [V], [%]	Betrag der Leiter-Erd-Spannungen in V und %Un/V3
U12, U23, U31 [V], [%]	Betrag der Leiter-Leiter-Spannungen in V und %Un
Umin, Umax [V], [%]	Betrag der kleinsten und größten Leiter-Erd- und Leiter-Leiter-Spannung UL123 in V und %Un
ULL, ULE [V], [%]	Betrag der Leiter-Leiter-Spannungen U12, U23 und U31 in V und %Un Betrag der Leiter-Erd-Spannungen U1, UL2 und UL3 in V und %Un/V3
IL1, IL2, IL3 [A], [%]	Betrag der Leiterströme in A und %In
U1, U2, U0 [V], [%]	Betrag der Mitsystem-, Gegensystem- und Nullsystemspannung in V und %Un/V3
I1, I2, I0 [A], [%]	Betrag des Mitsystem-, Gegensystem- und Nullsystemstroms in A und %In
ILmax [A], [%]	Betrag des größten der Leiterströme IL123 in A und %In=Imax Red.
Maximale Auslastung [%]	Betrag des größten der Leiterströme IL123 in %In
S [VA]	Betrag der Scheinleistung in VA
P [W]	Betrag der Wirkleistung in W
Q [var]	Betrag der Blindleistung in var
CosPhi	Verschiebungsfaktor cos phi = P / S
Auslastung [%]	Auslastung der Windungen A und B in %In
SL1, SL2, SL3 [VA]	Einphasige Scheinleistung der drei Leiter L1, L2, L3 in VA
PL1, PL2, PL3 [W]	Einphasige Wirkleistung der drei Leiter L1, L2, L3 in W
QL1, QL2, QL3 [var]	Einphasige Blindleistung der drei Leiter L1, L2, L3 in var
HB	Handlungsbedarf
ILmax [%]	Maximaler Leiterstrom IL123 in %In
fN [%]	Netzfaktor (Grid Health) in %
m [p.u.]	Belastungsgrad nach VDE 0276
LF	Status Lastflussberechnung: Konvergenz=1, Divergenz=0, Abbruch=2, ungültig=-1
TRIP	Netzschutz: AUS-Kommando - 0=gehend, 1=kommend
GEN	Netzschutz: Generalanregung - 0=gehend, 1=kommend
DSZ	Netzschutz: Distanzzone des Distanzschutzes mit AUS-Kommando
R1k	Netzschutz: Resistanz der Kurzschlussimpedanz im Mitsystem
X1k	Netzschutz: Reaktanz der Kurzschlussimpedanz im Mitsystem
DST	Daylight Saving Time: Sommerzeit = S, Winterzeit = W

Seite 2 von 5 Seiten

Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

Topologie des Stromnetzes



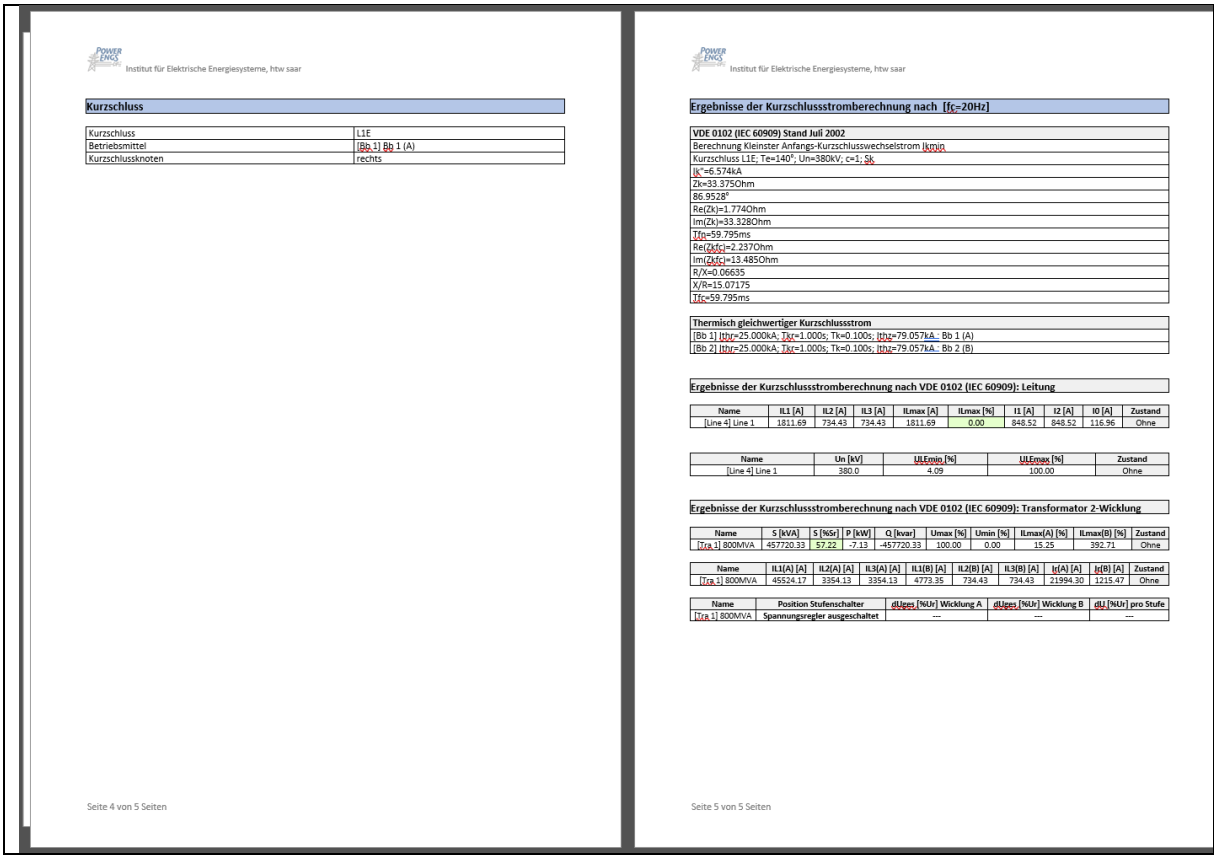
Seite 3 von 5 Seiten

Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

Kurzschluss

Kurzschluss	L1E
Betriebsmittel	[Bb 1] Bb 1 (A)
Kurzschlussknoten	rechts

Seite 4 von 5 Seiten



Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

Kurzschluss

Kurzschluss	L1E
Betriebsmittel	[Bb 1] Bb 1 (A)
Kurzschlussknoten	rechts

Seite 4 von 5 Seiten

Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

Ergebnisse der Kurzschlussstromberechnung nach [fC=20Hz]

VDE 0102 (IEC 60909) Stand Juli 2002
Berechnung Kleinster Anfangs-Kurzschlusswechselstrom Ikmin
Kurzschluss L1E; Te=140°; Un=380kV; c=1; Sk
Ik"=6.574kA
Zk=33.375Ohm
86.9528°
Re(Zk)=1.774Ohm
Im(Zk)=33.328Ohm
Tfp=59.795ms
Re(Zkfc)=2.237Ohm
Im(Zkfc)=13.485Ohm
R/X=0.06635
X/R=15.07175
Tfc=59.795ms

Thermisch gleichwertiger Kurzschlussstrom
[Bb 1] Ithr=25.000kA; Tkr=1.000s; Tk=0.100s; Ithz=79.057kA ; Bb 1 (A)
[Bb 2] Ithr=25.000kA; Tkr=1.000s; Tk=0.100s; Ithz=79.057kA ; Bb 2 (B)

Ergebnisse der Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 (IEC 60909): Leitung

Name	IL1 [A]	IL2 [A]	IL3 [A]	ILmax [A]	ILmax [%]	I1 [A]	I2 [A]	I0 [A]	Zustand
[Line 4] Line 1	1811.69	734.43	734.43	1811.69	0.00	848.52	848.52	116.96	Ohne

Name	Un [kV]	ULEmin [%]	ULEmax [%]	Zustand
[Line 4] Line 1	380.0	4.09	100.00	Ohne

Ergebnisse der Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 (IEC 60909): Transformator 2-Wicklung

Name	S [kVA]	S [%Sr]	P [kW]	Q [kvar]	Umax [%]	Umin [%]	ILmax(A) [%]	ILmax(B) [%]	Zustand
[Tra 1] 800MVA	457720.33	57.22	-7.13	-457720.33	100.00	0.00	15.25	392.71	Ohne

Name	IL1(A) [A]	IL2(A) [A]	IL3(A) [A]	IL1(B) [A]	IL2(B) [A]	IL3(B) [A]	Ir(A) [A]	Ir(B) [A]	Zustand
[Tra 1] 800MVA	45524.17	3354.13	3354.13	4773.35	734.43	734.43	21994.30	1215.47	Ohne

Name	Position Stufenschalter	dUpos [%Ur] Wicklung A	dUpos [%Ur] Wicklung B	dU [%Ur] pro Stufe
[Tra 1] 800MVA	Spannungsregler ausgeschaltet	---	---	---

Seite 5 von 5 Seiten

Abbildung 132: Ergebnisse der Kurzschlussstromberechnung in einem *Bericht*

10 Berechnung dynamischer Netzvorgänge

Der Rechenkern ATP (**A**lternative **T**ransients **P**rogram, www.eeug.org, www.emtp.org) wurde und wird auch weiterhin entwickelt, um dynamische Ausgleichsvorgänge in Stromversorgungsnetzen, die sog. Transienten zu berechnen. Die Berechnung dynamischer Ausgleichsvorgänge und insbesondere deren Validierung ist allerdings ungleich schwieriger und komplexer als die Berechnung stationärer Netzzustände. Zur Berechnung der dynamischen Ausgleichsvorgänge bietet das ATP eine große Anzahl numerischer Modelle für Betriebsmittel wie z.B. Leitungen oder Synchrongeneratoren, die intern durch Differentialgleichungen beschrieben werden und mit der Sehnen-Trapez-Methode numerisch integriert werden. Näheres kann dem **ATP Rule Book** [20] entnommen werden.

10.1 Integrationsmethode mit konstanter Rechenschrittweite ΔT

Das ATP kann wegen der Integrationsmethode (Sehnen-Trapez-Formel) während eines Berechnungsvorgangs nur mit einer konstanten Schrittweite ΔT arbeiten. Dies hat zur Folge, dass Schaltvorgänge und hier insbesondere das Öffnen von Schaltern numerische Oszillationen verursachen können, die als hochfrequente in aller Regel dreieckförmige Signalverläufe in den Diagrammen zu erkennen sind. Andererseits stellt die verwendete Integrationsmethode eine konvergente Lösung der Differentialgleichungen sicher.

Zusätzlich zu den vorhandenen Betriebsmittelmodellen bietet das ATP die Möglichkeit, anwenderspezifische numerische Modelle z.B. durch Laplace-Übertragungsfunktion mit Hilfe des Netzwerkelementes **TACS** oder der ATP eigenen Programmiersprache **MODELS** [Bd. 2] zu implementieren. ATPDesigner stellt programmintern für die Berechnung dynamischer Ausgleichsvorgänge eine große Anzahl von **MODELS** basierten numerischen Algorithmen automatisch zur Verfügung.

Diskrete Fourier Transformation (DFT) zur Betragsberechnung
So können mit Hilfe der Diskreten Fourier Transformation, die für das **Mess/Schutzgerät** zur Verfügung steht, z.B. die netzfrequenten Beträge von Strömen, Spannungen und Leistungen berechnet und in Diagrammen als Zeitsignal dargestellt werden.

10.2 Berechnung eines Leitungskurzschlusses für die Leitungen *Line 1…3*

Mit Hilfe des **ATP** können die dynamischen Ausgleichsvorgänge in Stromversorgungsnetzen z.B. im Kurzschlussfall berechnet werden. In der nachfolgenden Abbildung wird ein 3-poliger Kurzschluss L123E an einer Leitung angenommen. Das hier beschriebene komplexe Kurzschlussmodell **Fehlerart** ist nur Bestandteil der Leitungen **Leitung 1** mit dem Referenznamen **Line 2**, **Leitung 1** mit dem Referenznamen **Line 2** und **Leitung 3** mit dem Referenznamen **Line 3**. Im Folgenden werden die **Leitungen 1…3** zur Unterscheidung von allen anderen Leitungen mit den Referenznamen **Line 1…3** bezeichnet.

⇨ Der Kurzschluss an den Netzwerkelementen **Line 1…3** (Kurzschlussort) unterscheidet sich wesentlich von dem sonst üblichen **Kurzschluss**[7] (**roter Blitz**), der durch

[7] **Kurzschluss** (**roter Blitz**): Einstelldialog **Netzkonfiguration**, Registerkarte **Kurzschluss**, [Bd. 2]

den Mauscursor mit einem **Left Mouse Button Click** an einen beliebigen Netzknoten oder einen Ort entlang einer Leitung gesetzt werden kann. Der Kurzschluss für **Line 1…3** ist immer fest mit diesen Leitungen verbunden.

⇨ Zur Nachbildung eines Kurzschlusses an allen anderen Leitungen außer den Leitungen **Line 1…3** muss der Kurzschluss (**roter Blitz**) verwendet werden.

Die Leitungen **Line 1…3** können nicht per Drag&Drop in ein Stromnetz eingefügt werden, sondern werden durch einen **Left Mouse Button Click** auf einen der nachfolgenden Menüpunkte eingefügt. Ist eine der Leitungen **Line 1…3** schon im Stromnetz vorhanden, wird durch den **Left Mouse Button Click** der Einstelldialog für diese Leitung geöffnet.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Einfachleitung**, **Leitung 1** oder **Leitung 2** oder **Leitung 3**

Der Kurzschluss für eine der Leitungen **Line 1…3** kann wie folgt aktiviert und eingestellt werden.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Fehlerart**, **Fehlerart Leitung 1...3**
- Toolbar-Button

In der nachfolgenden Abbildung ist an der Leitung **Line 1** (= **Leitung 1**) ein 3-poliger Kurzschluss L123E eingestellt. Der Kurzschluss wird mit Hilfe des an der Leitung **Line 1** verschiebbaren Kurzschlussortes L123E (**rotes Dreieck**) nachgebildet. Die Zeitpunkte für den Eintritt und das Erlöschen des Kurzschlusses können in dem Einstelldialog eingestellt werden. Es können bis zu drei Kurzschlussarten zeitlich überlagert kombiniert werden. Der Kurzschlussort kann mit gedrückter linken Maustaste direkt in der Netzgrafik verschoben werden.

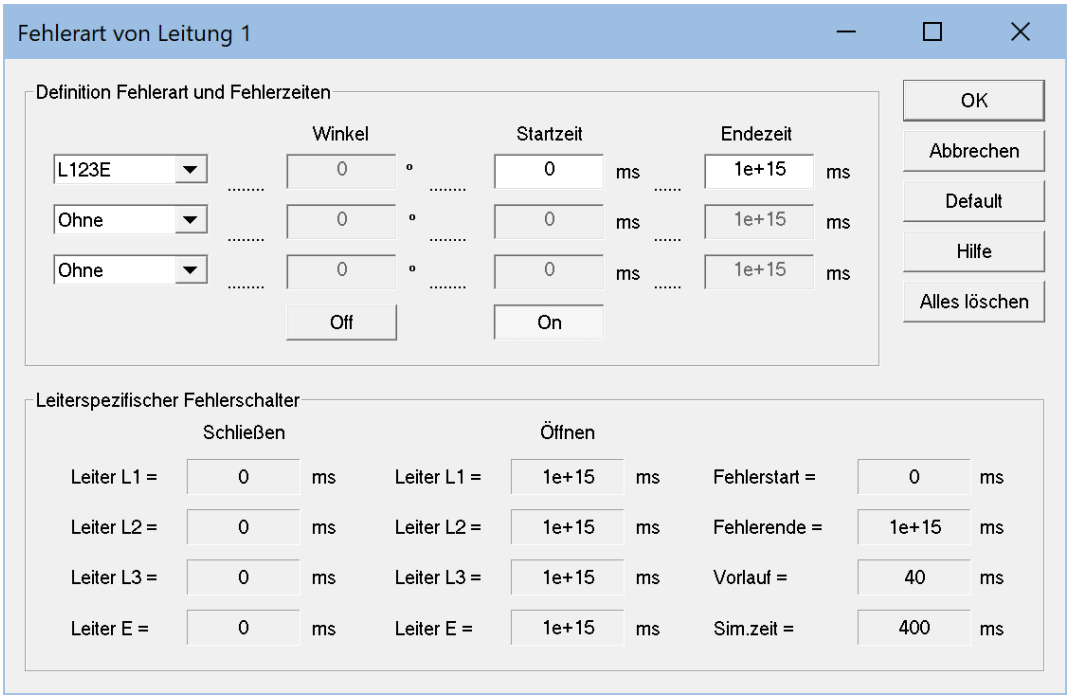
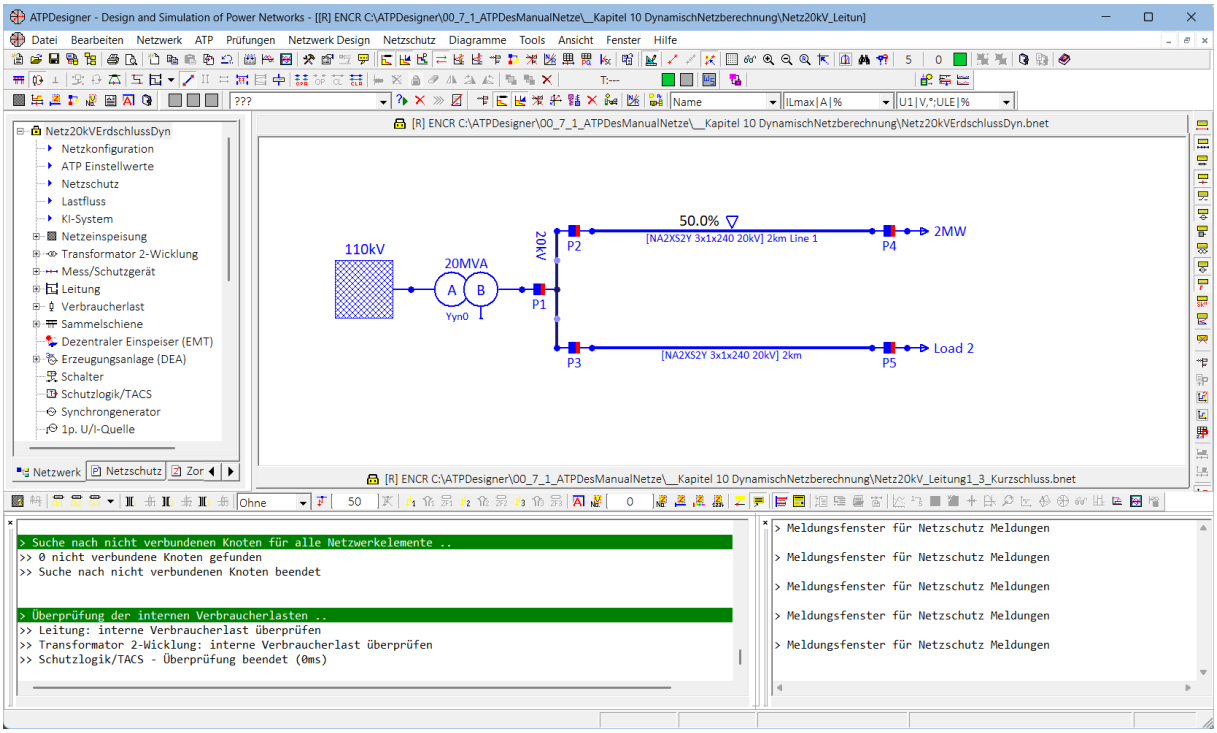


Abbildung 133: Einstelldialog für den Kurzschluss an Leitung 1 *Line 1*

Die Messung der Spannungen und Ströme erfolgt am oberen Leitungsanfang mit Hilfe des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät P2**. Die Pfeilrichtung wird durch den **roten Balken**) als positive Strommessrichtung angezeigt.



Im nachfolgenden Dialog sind die Einstellwerte im Einstelldialog **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **ATP Daten** abgebildet.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **ATP Daten**, Gruppe **Einstellwerte dynamische Simulation**

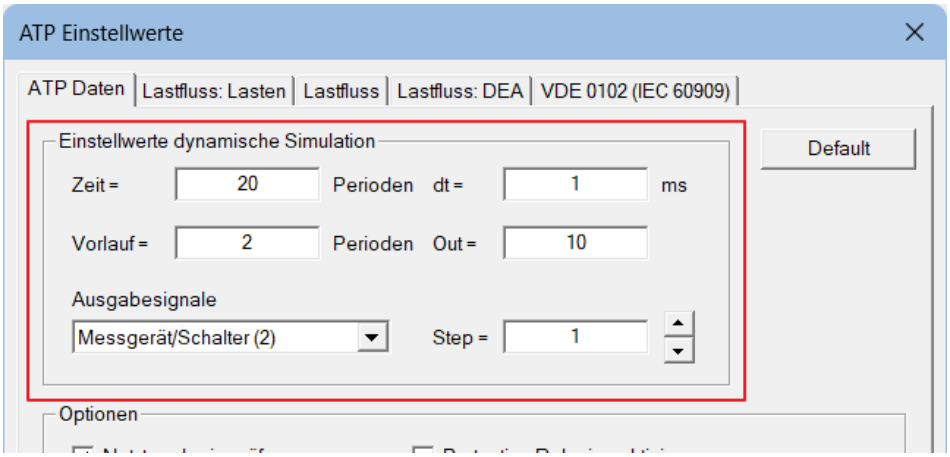


Abbildung 134: Einstellwerte für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge

Einstellwert	Bedeutung
dt	Zeitliche Schrittweite des Diagramms (X-Achse): **dt = 1ms**
Zeit	Gesamte Simulationszeit (X-Achse): **Zeit = 20 Perioden = 400ms** für eine Netznennfrequenz f_n = 50Hz

Vorlauf	Vorlaufzeit (X-Achse): **Vorlauf = 2 Perioden = 40ms** für eine Netznennfrequenz f_n = 50Hz Die Vorlaufzeit wird nur für die Netzwerkelemente **Leitung Line 1…3** im Fall der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** verwendet, wenn mindestens eine der Leitungen **Line 1…3** mit mindestens einem Kurzschluss parametriert ist. Der Kurzschlusseintritt erfolgt nach Ende der Vorlaufzeit unabhängig von der gesamten Simulationszeit ⇨ Es muss darauf geachtet werden, dass im Falle eines Kurzschlusses auf einer der Leitungen **Line 1…3** die Simulationszeit **Zeit** größer als die Vorlaufzeit **Vorlauf** eingestellt ist. ⇨ Der Kurzschluss an einer der Leitungen **Line 1…3** ist unabhängig von dem Kurzschluss (**roter Blitz**). Beide Kurzschlüsse können gemeinsam in einem Stromnetz verwendet werden. Der Kurzschluss für die Leitungen **Line 1…3** muss in dem Einstelldialog **Fehlerart von Leitung x** eingestellt werden. Man kann wir der nachfolgende Einstelldialog zeigt darin bis zu drei Kurzschlussszenarien zeitlich überlagern. ▪ Hauptmenü **Netzwerk** ▪ Menüpunkt **Fehlerart**, **Fehlerart Leitung 1** ▪ Toolbar-Button

Die am Messort **P2** gemessenen Leiterströme $i_{L123}(t)$ sind in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.

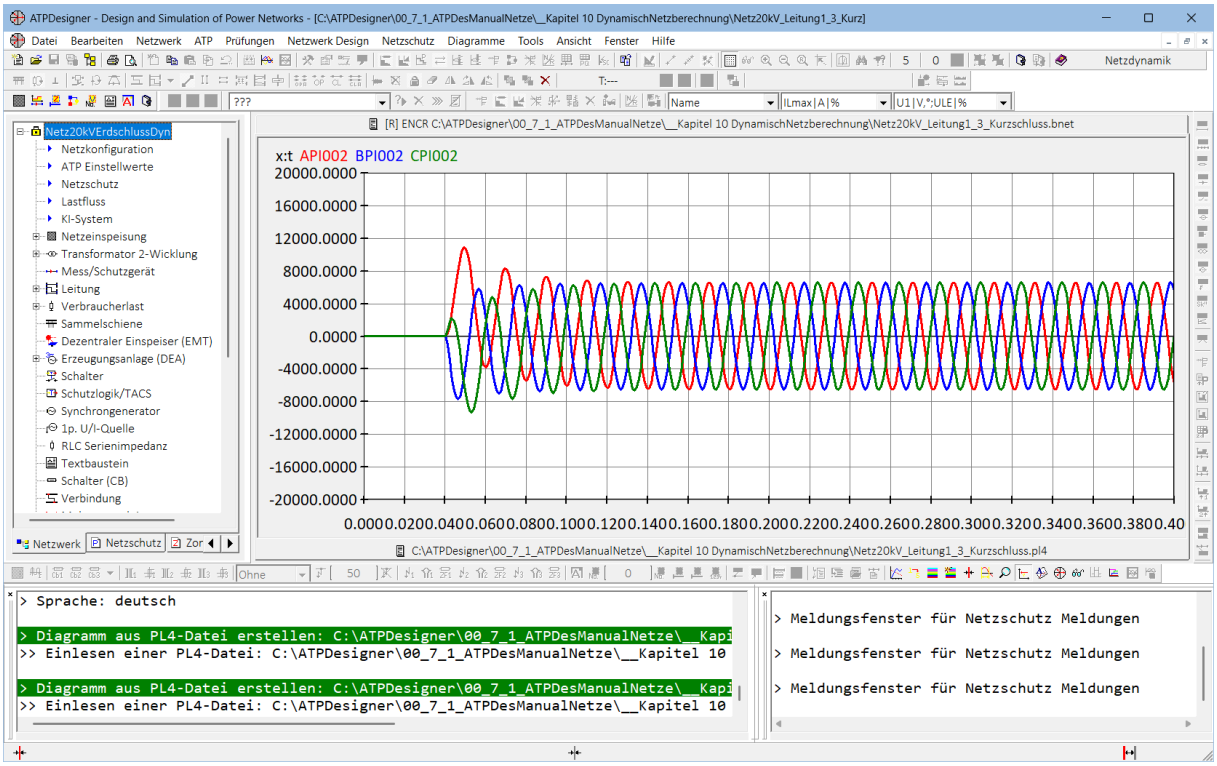


Abbildung 135: Leiterströme $i_{L123}(t)$ beim 3-poligem Kurzschluss L123E

Der Kurzschlussort (**rotes Dreieck**) kann per Maus verschoben werden. Dazu wird der Mauscursor über das rote Dreieck bewegt und die linke Maustaste gedrückt. Mit gedrückter linker Maustaste kann der Fehlerort zwischen 0% und 100% der Leitungslänge bewegt werden. Um die dynamischen Ausgleichsvorgänge zu analysieren, können die zeitlichen Verläufe der Leiter-Erd-Spannungen $u_{L123}(t)$ und Leiterströme $i_{L123}(t)$ berechnet und in einem Diagramm dargestellt werden.

Die Berechnung der Zeitverläufe wird mit Hilfe des Toolbar-Buttons oder per Menüpunkt gestartet.

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **.ATP-Datei schreiben und ATP ausführen**

Das ATP berechnet die zeitlichen Verläufe als Abtastwerte und speichert diese in einer Diagrammdatei (.PL4-Datei). Mit Hilfe des in ATPDesigner integrierten Diagramviewer können die Zeitverläufe dargestellt und z.B. bzgl. der Frequenzspektren analysiert werden.

⇨ Die für die Berechnung der Zeitverläufe relevanten allgemeinen Simulations-Einstellwerte werden im Einstelldialog **ATP Einstellwerte** eingestellt.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **ATP Einstellwerte**,

Die nachfolgende Abbildung zeigt den Einstelldialog **Fehlerart von Leitung 1** zur Einstellung eines Kurzschlusses für Leitung 1 **Line 1**. In diesem Beispiel ist nur einer der bis zu drei möglichen Fehlern mit der Fehlerart L123E aktiviert. Der Fehler tritt ein nach Ablauf der fehlerfreien Vorlaufzeit = **Vorlauf + Startzeit**. Der fehlerfreie **Vorlauf** ist im Einstelldialog **ATP Einstellwerte** im Hauptmenü **Netzwerk** einstellbar. Der Fehler endet nach Ablauf der Fehlerstandzeit = **Vorlauf + Endezeit**. Es muss beachtet werden, dass die gesamte Simulationszeit **Zeit** im Einstelldialog **ATP Einstellwerte** größer ist als die Fehlerstandzeit.

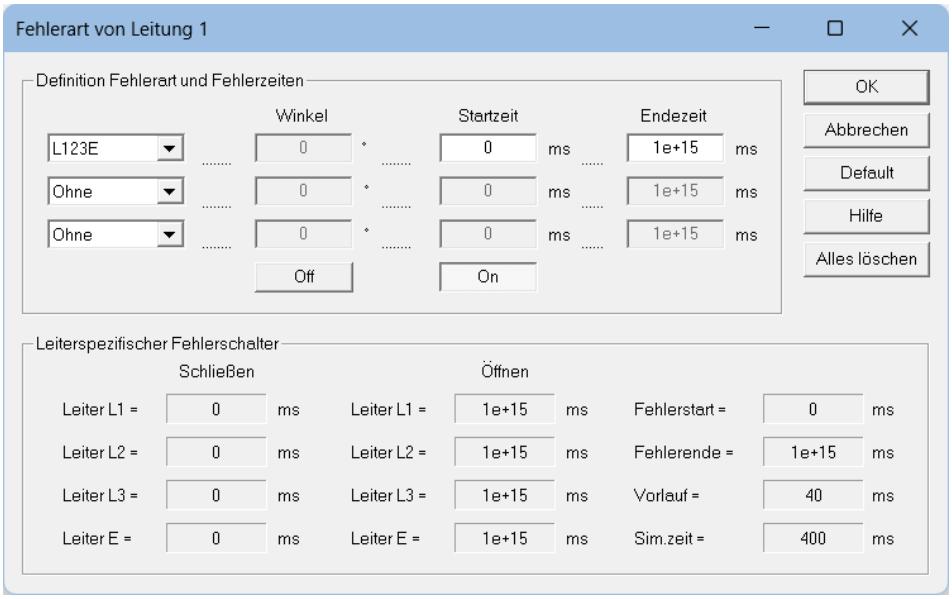


Abbildung 136: Dialog zum Einstellen des Leitungsfehlers L123E

Alternativ zum Einstellwert **Startzeit** kann auch der Einstellwert **Winkel** verwendet werden, um die Startzeit des Kurzschlusses festzulegen. Um jetzt die fehlerfreie Vorlaufzeit zu berechnen, muss der elektrische Winkel in Grad mit der Netznennfrequenz f_n in Millisekunden umgerechnet und wie schon vorher zur fehlerfreien Vorlaufzeit **Vorlauf** hinzuaddiert werden.

⇨ ATPDesigner bildet je nach Lage des Fehlerortes auf den Leitungen **Line 1...3** die fehlerbetroffene Leitung durch zwei Leitungsabschnitte des gleichen Leitungstyps mit gleichem Leitungsmodell unterschiedlicher Länge nach. Die Aufteilung in zwei Leitungsabschnitte erfolgt nur für Fehlerorte im Intervall [0,1%...99,9%] der Leitungslänge. Für alle anderen Fehlerorte wird der Fehlerort auf den Knoten am Leitungsanfang oder am Leitungsende gelegt.

Die Leitungen **Line 1...3** werden wie nachfolgend erläutert in das Stromnetz eingefügt.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Einfachleitung**, **Leitung 1..3**

In den beiden nachfolgenden Leitungen wird die gleichzeitige Verwendung eines Kurzschlusses an Leitung **Line 1** und des Kurzschlusses (**roter Blitz**) an Leitung **Line 4** für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** gezeigt.

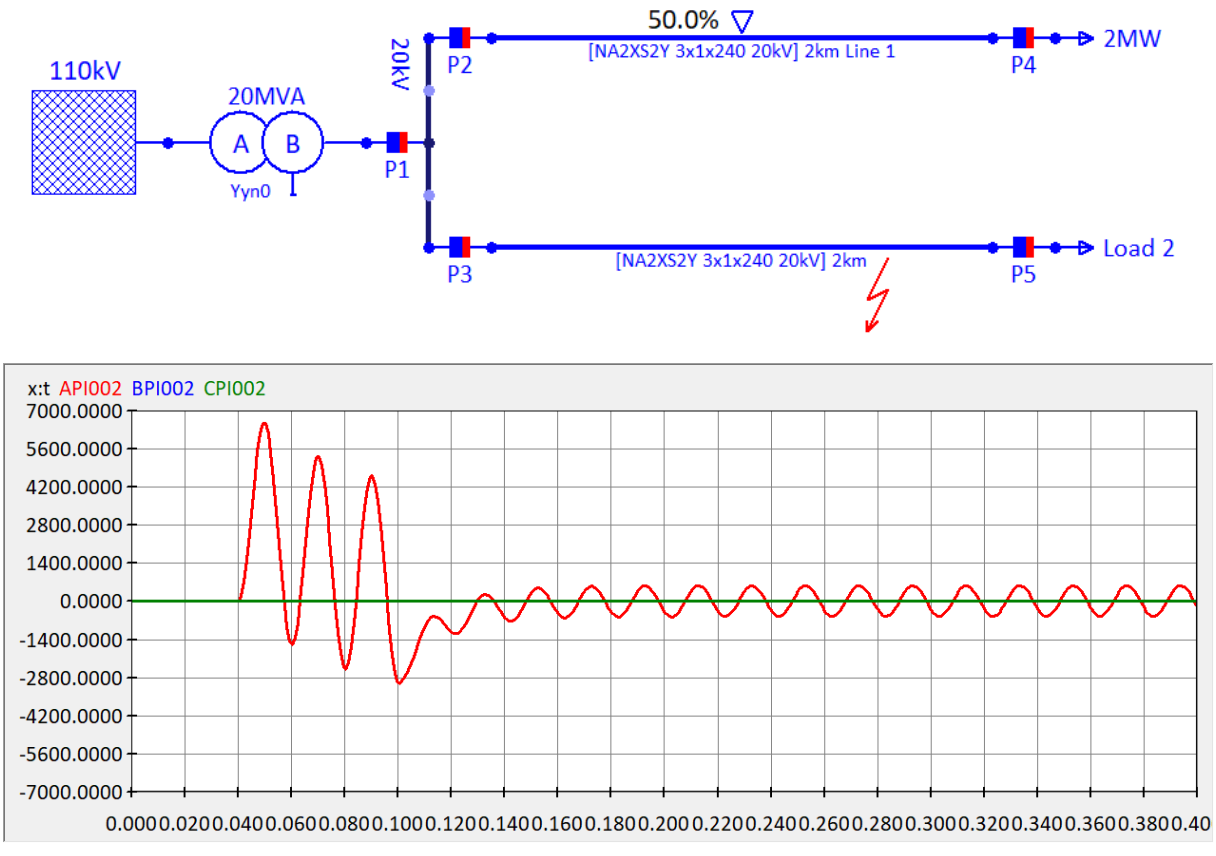


Abbildung 137: 1pE-Kurzschluss an Leitung *Line 1*, 3p-Kurzschluss an Leitung *Line 4*

Der 1-pE-Kurzschluss an Leitung **Line 1** tritt nach Ablauf der Vorlaufzeit = 40ms auf. Nach 100ms überlagert sich der Kurzschluss (**roter Blitz**) mit einem 3p-Kurzschluss an Leitung **Line 3**.

10.3 Berechnung eines Netzkurzschlusses an einem Netzknoten

Eine weitere Methode zur Berechnung von Netzkurzschlüssen kann mit Hilfe des Kurzschlusses (**roter Blitz**) durchgeführt werden. Der Kurzschlussort (**roter Blitz**) kann für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** wie im Falle der **Berechnung eines stationären Netzzustandes** oder einer **Lastflussberechnung mit Kurzschluss** frei gewählt werden. Der Kurzschluss kann

- an jedem **Netzknoten** eines Netzwerkelementes und
- an jedem Ort eines Netzwerkelementes **Leitung** mit Ausnahme der Leitungen **Line 1...3**

durch den Mauscursor positioniert werden kann. Es muss beachtet werden, dass die zeitabhängigen Einstellwerte des Kurzschlusses[7] im Einstelldialog **Netzkonfiguration**, Registerkarte **Kurzschluss** eingestellt werden müssen, z.B. der Zeitpunkt des Fehlereintrittes, die Fehlerart, der Fehlerübergangswiderstand, etc.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Netzkonfiguration**, Registerkarte **Kurzschluss**

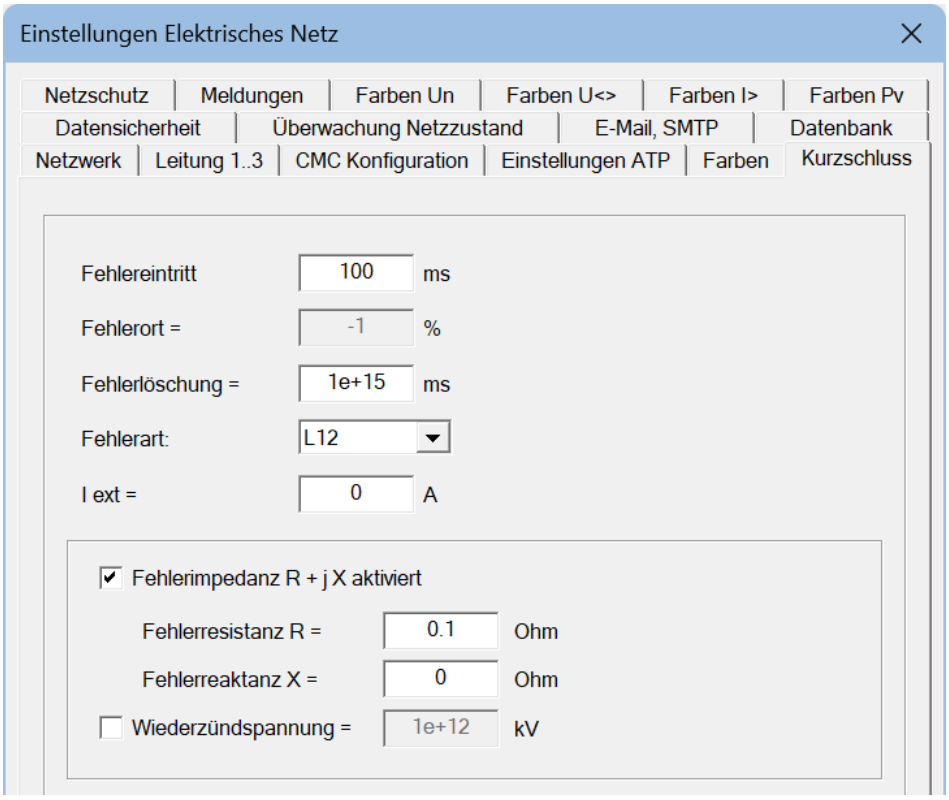


Abbildung 138: Berechnung dynamischer Netzvorgänge - Einstelldialog *Kurzschluss*

Der Einstelldialog kann auch durch einen **Left Mouse Button Double Click** auf das grafische Symbol des Kurzschlusses, d.h. auf den **roten Blitz** geöffnet werden. Es muss weiter beachtet werden, dass die Einstellwerte des Kurzschlusses mit den Einstellwerten der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** abgestimmt werden müssen.

- Hauptmenü **Netzwerk**

- Menüpunkt **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **ATP Daten**

⇨ Es ist insbesondere darauf zu achten, dass Zeiten wir z.B. der **Fehlereintritt** des Kurzschlusses und die Simulationszeit **Zeit** abgestimmt werden müssen.

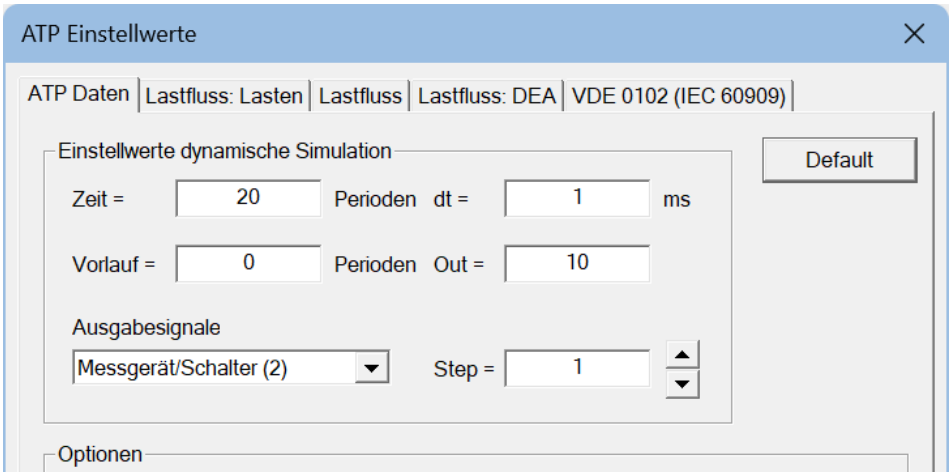


Abbildung 139: Allgemeine Einstellwerte für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge

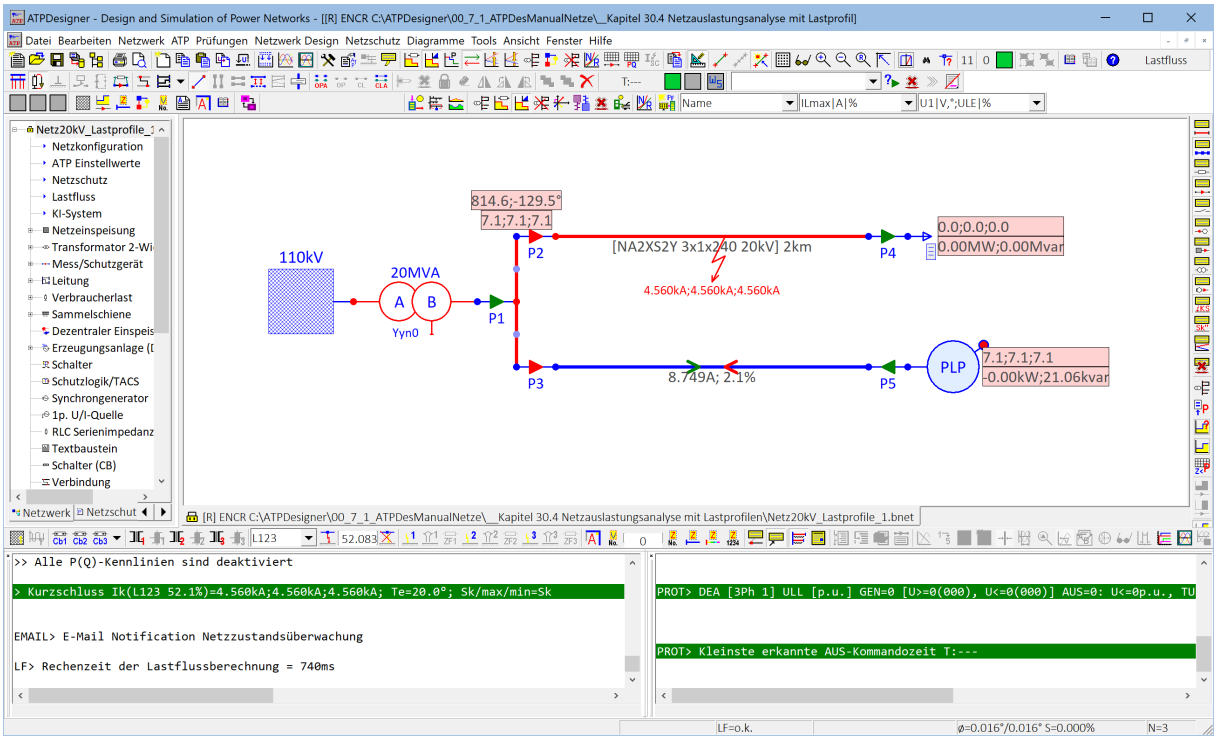


Abbildung 140: Berechnung eines stationären Netzkurzschlusses

Die Abbildung zeigt einen **Kurzschluss** an einer Leitung. ATPDesigner teilt auch hier die Leitung entsprechend dem Fehlerort in zwei Leitungsabschnitte auf, sofern sich der Fehlerort im Intervall [0,1%...99,9%] der Leitungslänge befindet.

Im Falle der Berechnung stationärer Netzzustände werden Einstelldaten wie z.B. der **Kurzschlusseintritt [ms] in einem Tooltip** angezeigt, wenn der Mauscursor über das grafische Symbol des Kurzschlusses bewegt wird.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die zeitlichen Verläufe der Kurzschlussströme, die am Messort des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät P1** im Falle der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** berechnet wurden.

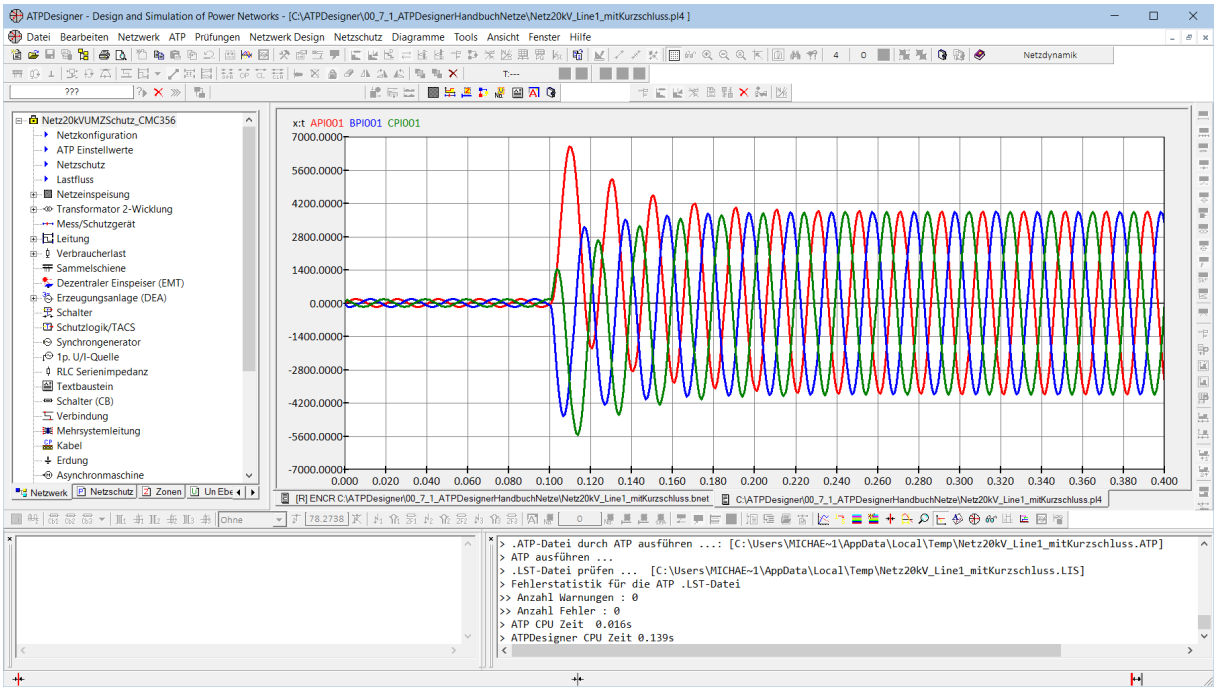


Abbildung 141: Kurzschlussstrom am Messort P1

Wie in dem nachfolgend dargestellten Dialog **Einlesen einer Diagrammdatei: Auswahl der Signale** erkennbar, wird den Signalnamen der Bezeichner **TACS** vorangestellt. Damit ist erkennbar, dass die Signale mit Hilfe des **TACS** Moduls des **ATP** berechnet wurden. Weitere Signale werden mit Hilfe des **MODELS** Moduls des ATP berechnet. Diesen Signalen wird der Bezeichner **MODELS** vorangestellt-

Signal	Bedeutung
API001	Leiterstrom $i_{L1}(t)$ am Messort von **Mess/Schutzgerät P1** [Prb 001] ▪ **A** = Leiter **L1** ▪ **P** = primäre Größe ▪ **I** = Strom ▪ **001** = Nummer des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**
BPI001	Leiterstrom $i_{L2}(t)$ am Messort von **Mess/Schutzgerät P1** [Prb 001] ▪ **B** = Leiter **L2** ▪ **P** = primäre Größe ▪ **I** = Strom ▪ **001** = Nummer des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**
CPI001	Leiterstrom $i_{L3}(t)$ am Messort von **Mess/Schutzgerät P1** [Prb 001] ▪ **C** = Leiter **L3** ▪ **P** = primäre Größe ▪ **I** = Strom ▪ **001** = Nummer des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**

Alternativ können die Leiter-Erd-Spannungen in einem Diagramm dargestellt werden. In der nachfolgenden Tabelle sind die Knotennamen beschrieben.

Signal	Bedeutung
APV001	Leiter-Erd-Spannung $u_{L1}(t)$ am Messort von **Mess/Schutzgerät P1** [Prb 001] ▪ **A** = Leiter **L1** ▪ **P** = primäre Größe ▪ **V** = Spannung ▪ **001** = Nummer des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**
BPV001	Leiter-Erd-Spannung $u_{L2}(t)$ am Messort von **Mess/Schutzgerät P1** [Prb 001] ▪ **B** = Leiter **L2** ▪ **P** = primäre Größe ▪ **V** = Spannung ▪ **001** = Nummer des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**
CPV001	Leiter-Erd-Spannung $u_{L3}(t)$ am Messort von **Mess/Schutzgerät P1** [Prb 001] ▪ **C** = Leiter **L3** ▪ **P** = primäre Größe ▪ **V** = Spannung ▪ **001** = Nummer des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**

Randbedingungen bzgl. der Struktur der Signalnamen **Signal** sind durch das **ATP** festgelegt. Es können maximal 6 Zeichen für den Signalnamen verwendet werden.

⇨ Weitere Signalnamen des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** werden am Ende von Band 2 Teil 2, **Kapitel 6.1.44 Dynamische Netzberechnung: Signalnamen *Mess/Schutzgerät*** aufgelistet und erläutert.

⇨ In den Kapiteln der einzelnen Netzwerkelemente werden ebenfalls die zugehörigen Signalnamen aufgelistet und erläutert.

10.4 Darstellung der Zeitsignale als Diagramm

Nachdem die Spannungen, Ströme, Leistungen, etc. mit

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **.ATP-Datei schreiben und ATP ausführen**
- Toolbar-Button
- Tastenkürzel **Strg + R**

berechnet wurden, kann die zugehörige **Diagrammdatei** (.PL4-Datei), in der die berechneten Abtastwerte der Zeitsignale z.B. der Spannungen u(t) oder der Leiterströme i(t) gespeichert sind, durch einen **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Button geöffnet werden.

- Hauptmenü **Diagramme**
- Menüpunkt **Diagramm öffnen**
- Tastenkürzel **Strg + 4**

ATPDesigner bietet die vorhandenen Signale in einem Dialog zur Auswahl an. Nach dem ATP-spezifischen Signalnamen wie z.B. **TACS-APV001** wird sofern verfügbar der anwenderspezifische Name des Netzwerkelementes z.B. **P1** oder **Wind Power Plant** für das zugehörige Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** in Klammern angezeigt.

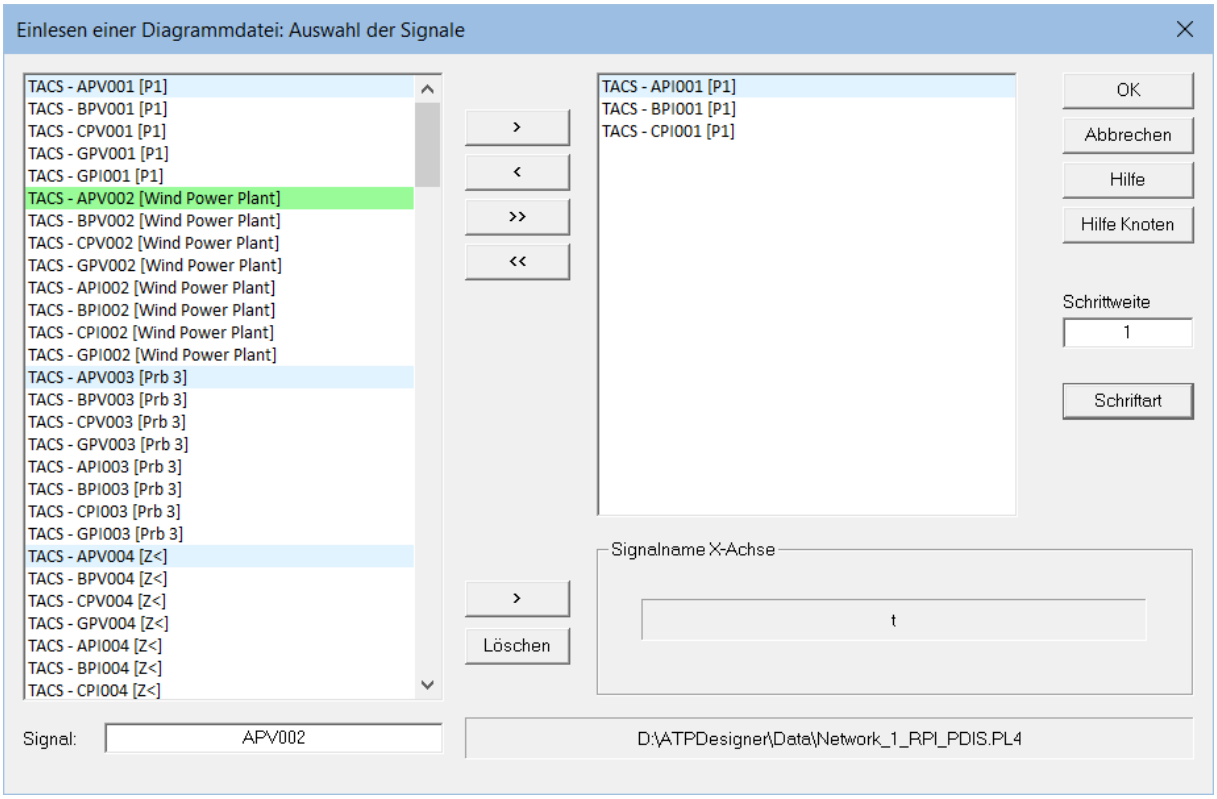


Abbildung 142: Dialog zur Auswahl der Zeitsignale für ein Diagramm

Bedienelement	Bedeutung
OK	Dialog schließen und Diagramm zeichnen
Abbrechen	Dialog schließen und Diagramm nicht zeichnen

Schrittweite	Mit dem Einstellwert kann eine Schrittweite festgelegt werden, die für das Zeichnen des Polygonzuges der Signale im Diagramm verwendet wird. Dadurch ist es möglich, nur jeden n-ten Abtastwert aus der Diagrammdatei zu zeichnen.
Schriftart	Die Schriftart zur Darstellung der Bezeichner in den beiden Listen kann eingestellt werden. Die Schriftart wird während des Programmendes in der .INI-Datei gespeichert und während des Programmstarts aus der .INI-Datei eingelesen.

Die darzustellende Zeitsignale müssen in der linken Liste mit einem **Left Mouse Button Click** ausgewählt und mit Hilfe der Pfeil-Buttons oder per **Left Mouse Button Double Click** auf den Signalnamen in die rechte Liste verschoben werden. Durch das Drücken des Buttons **OK** wird das Diagramm erstellt und angezeigt.

10.4.1 Eingabefeld *Signal*

Um ein Signal in der linken Liste zu suchen, kann der Signalname im unteren Editierfeld **Signal** eingetragen werden. ATPDesigner sucht den Signalnamen und verschiebt den Inhalt der Auswahlliste, so dass der Signalname in der Mitte der Auswahlliste zu finden ist.

10.4.2 Darstellung der Signale in einem Diagramm als Polygonzug

Die Signalverläufe im Diagramm werden als Polygonzug gezeichnet. Zwischen den berechneten Augenblickswerten (Abtastwerten) der Ströme i(t), Spannungen u(t), etc. wird mit Hilfe einer Geraden eine Verbindung gezeichnet. In Abhängigkeit der physikalischen (Pixel)Auflösung des Bildschirms wählt ATPDesigner automatisch eine Schrittweite ≥ 1 aus, mit der die berechneten Augenblickswerte zur Darstellung der Signalverläufe im Diagramm verwendet werden. Die Zoomfunktion passt die Schrittweite bis zur maximal möglichen Auflösung an.

10.4.3 Schließen eines Diagramms – Diagrammansicht, Stromnetzansicht

Ein Diagramm wird wie die Ansicht des Stromnetzes, z.B. durch einen **Left Mouse Button Click** auf die rechte obere Ecke des Diagrammrahmens, geschlossen. Wird eine Netzwerkansicht geschlossen, so wird automatisch auch die zugehörige Diagrammansicht geschlossen. In dem nachfolgenden Beispiel wurde ein Erdschluss in einem kompensiert betriebenen Mittelspannungsnetz berechnet.

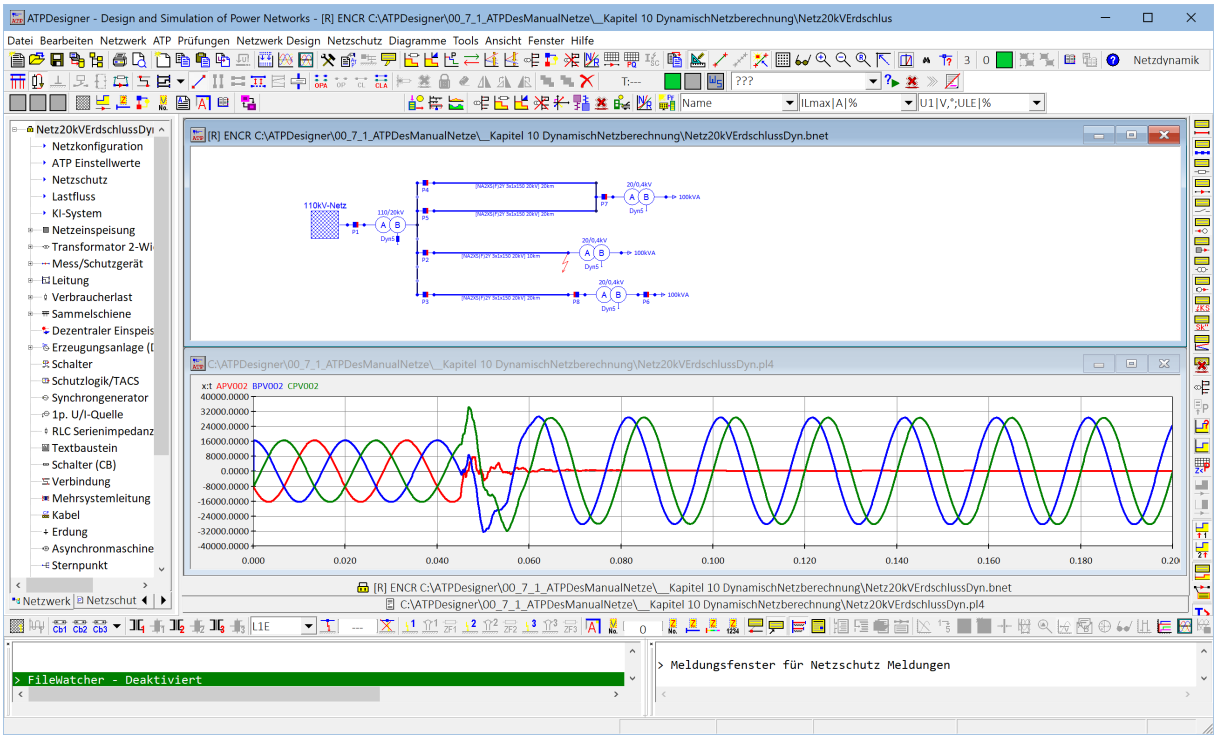


Abbildung 143: Diagrammansicht und Stromnetzansicht

10.4.4 Darstellung von X/Y-Diagrammen mit anwenderspezifischer X-Achse

Die Bedeutung der X-Achse ist in der Grundeinstellung als Zeit t eingestellt, um zeitabhängige Signalverläufe z.B. u(t) darzustellen.

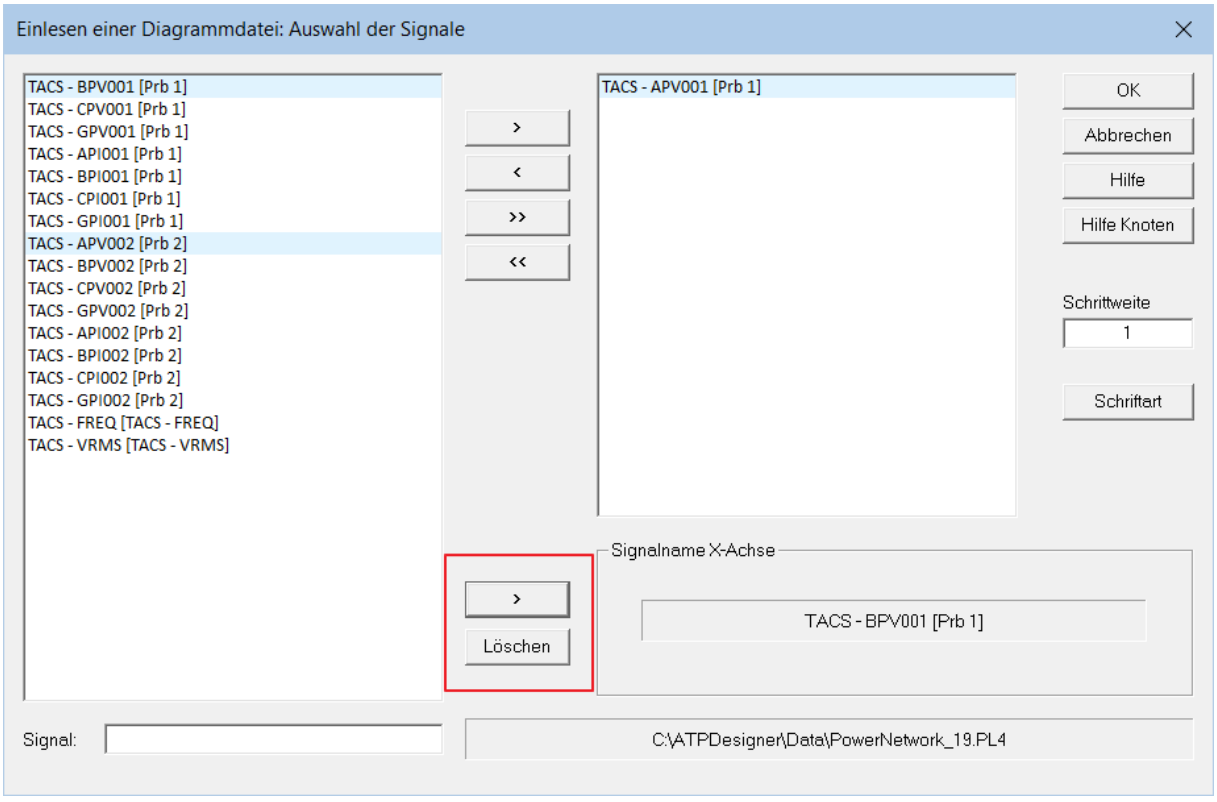


Abbildung 144: Änderung der Bedeutung der X-Achse für ein Diagramm

Bezeichner	Bedeutung
>	Der in der linken Auswahlliste markierte Signalname wird als **Signalname X-Achse** verwendet.
Löschen	Der **Signalname X-Achse** wird in die Grundeinstellung **t** zurückgesetzt.

Die Bedeutung der X-Achse kann aber mit Hilfe der beiden unteren Buttons verändert werden. In der nachfolgenden Abbildung ist beispielhaft ein entsprechendes Diagramm dargestellt. Diese Diagrammart eignet sich insbesondere für die Ortskurven X=f(R), die im Bereich der Netzschutztechnik als **Impedanz-Trajektorien** bekannt sind.

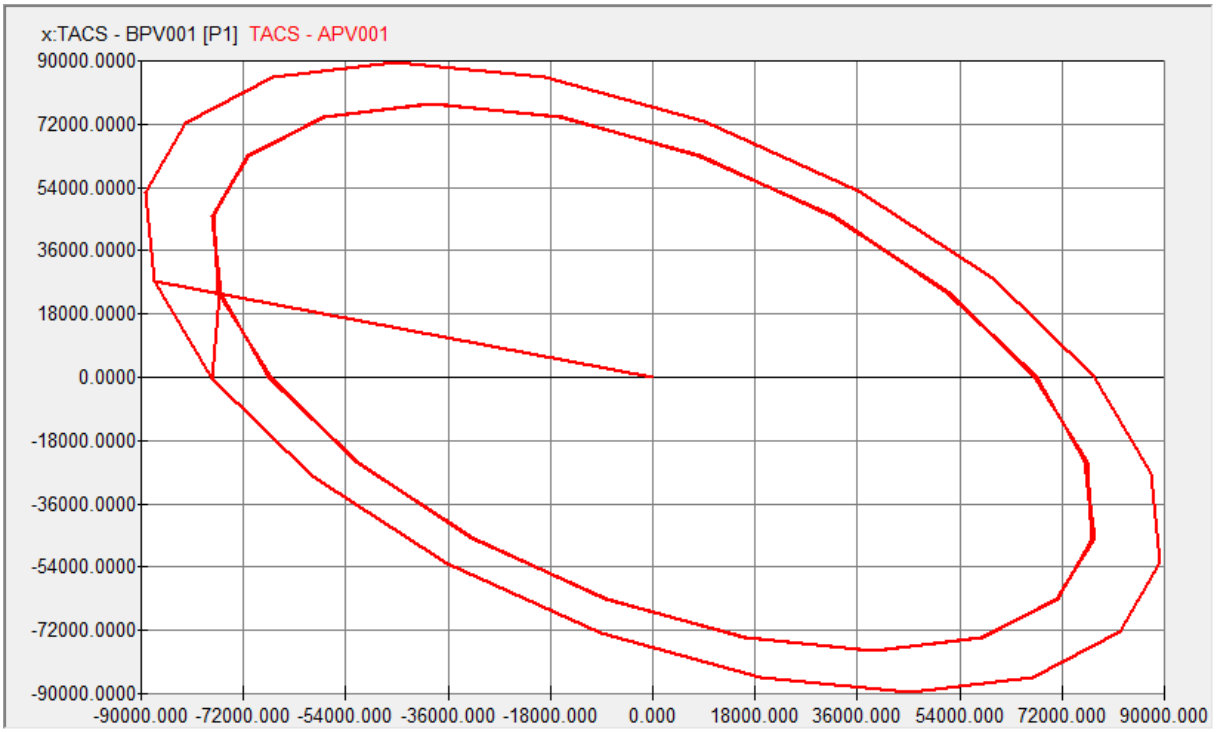


Abbildung 145: Diagramm mit anwenderspezifischer X-Achse

10.5 Zeitsignale eines angezeigten Diagramms neu auswählen

Die Auswahl, der in einem Diagramm dargestellten Zeitsignale kann jederzeit verändert werden. Dazu muss mit Hilfe des Buttons der Dialog zur Auswahl der Zeitsignale geöffnet und die Auswahl der Signale in der rechten Liste geändert werden. Der rechte Teil der unteren Toolbar wird nur aktiv, wenn ein Diagramm als oberstes Fenster (Top Most Window) per **Left Mouse Button Click** ausgewählt wurde.

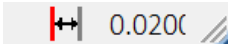
- Hauptmenü **Diagramme**
- Menüpunkt **Signalliste**

10.6 Ermittlung der Augenblickswerte von Zeitsignalen (Grafikcursor)

Sind Spannungen, Ströme, Leistungen, Lastprofile, etc. als Zeitsignale in einem Diagramm dargestellt, so können die Augenblickswerte mit Hilfe der beiden Grafikcursor ermittelt werden. Die beiden Grafikcursor werden einen **Left Mouse Button Click** auf den Button als Taster aktiviert und durch ein **Left Mouse Button Click** im Diagramm an der Position des Mauscursors positioniert.

In der Grundeinstellung des Einstelldialogs Einstellwerte Diagramme ist der zeitliche Abstand der beiden Grafikcursor gleich einer Netzperiode, d.h. für eine Netznennfrequenz f_n = 50Hz beträgt der Abstand gleich einer Netzperiode T = 20ms. Die beiden Grafikcursor können je nach Skalierung der Zeitachse sehr dicht zusammen liegen oder sogar übereinander und könnten optisch als gemeinsame Linie erkannt werden. ATPDesigner ermittelt die Augenblickswerte (Abtastwerte) der Zeitsignale an den beiden Cursor-Positionen und gibt die Zahlwerte in SI-Einheiten (aber ohne Ausgabe der physikalischen Einheit) in der Statuszeile aus.

Die Augenblickswerte der Zeitsignale an der Position der **roten** und **grauen** Grafikcursor werden wie oben dargestellt in der Statuszeile ausgegeben. Zusätzlich wird die Breite des durch die beiden Grafikcursor eingegrenzten Zeitbereiches angegeben.



= 20ms.

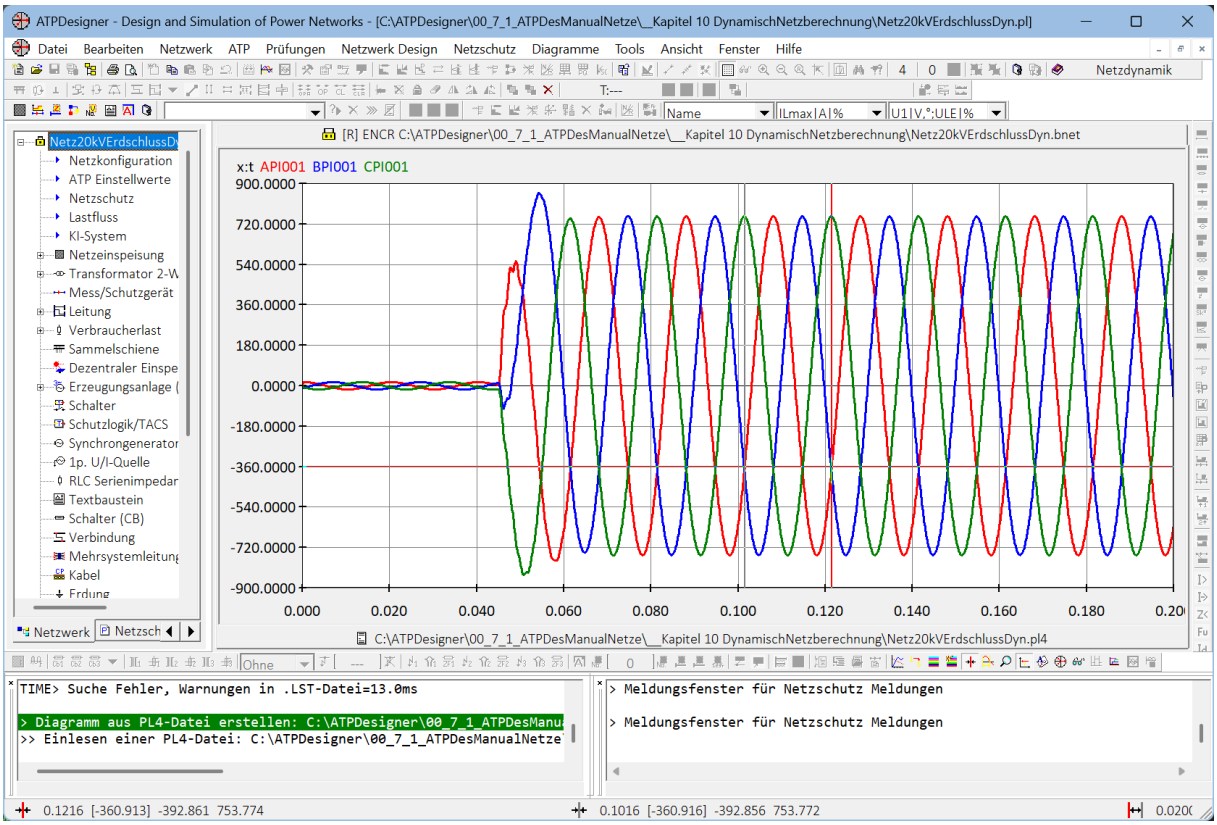


Abbildung 146: Ausgabe der Augenblickswerte in SI–Einheiten in der Statusbar

Wie in der Abbildung zu erkennen ist, ist der horizontale Y-Cursor, der ein einfaches Ablesen des Augenblickswertes (Abtastwertes) an der Y-Achse ermöglicht, als **rote** horizontale Linie aktiviert. Der horizontale Y-Cursor muss einem der im Diagramm dargestellten Signale im Einstelldialog Einstellwerte Diagramm zugeordnet werden.

- Hauptmenü **Diagramme**
- Menüpunkt **Einstellwerte Diagramme**

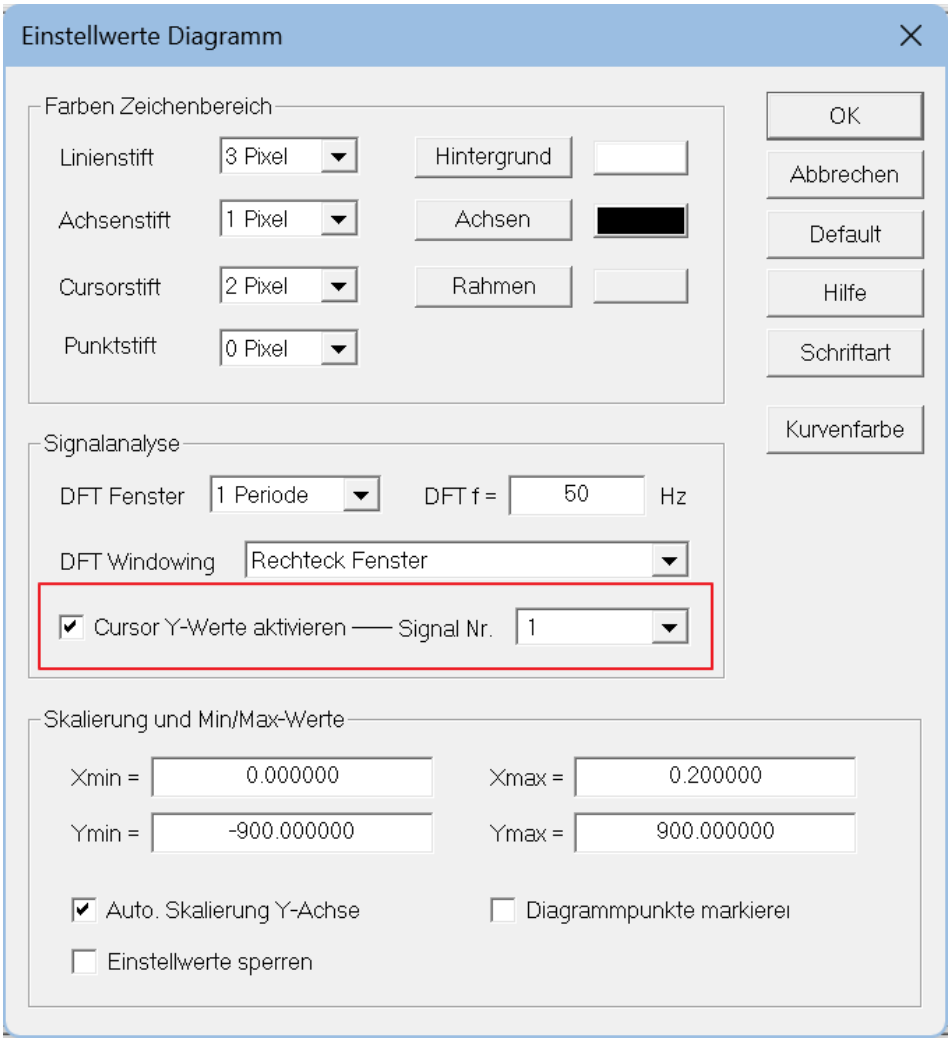


Abbildung 147: Zuordnung eines Signals zum horizontalen Y-Cursor

Ist der horizontale Y-Cursor mit dem Einstellwert **Cursor Y-Werte aktivieren** aktiviert, so kann die Nummer des Signals in der Auswahlliste **Signal Nr.** ausgewählt werden. Die Nummer der Signale entspricht der Reihenfolge der Signale im Ausgabebereich der Legende des Diagramms.

- ⇨ Der **zeitliche Abstand T der beiden Grafikcursor** wird mit den beiden Einstellwerten **DFT Fenster** und **DFT f** eingestellt.

- ⇨ Der **zeitliche Abstand T der beiden Grafikcursor** ist Grundlage des Frequenzspektrums wie z.B. der maximal darstellbaren Frequenz f_{max}, das mit der **Diskreten Fourier Transformation (DFT)** berechnet wird.

In der Grundeinstellung des Einstelldialogs **Einstellwerte Diagramm** ist **DFT Fenster** = 1 Periode und **DFT f** = 50Hz. Der zeitliche Abstand der beiden Grafikcursor beträgt in diesem Fall **T = 20ms** und die Auflösung des Frequenzspektrums **df = 50Hz**. Für eine Abtastfrequenz **f_a = 1kHz** werden **20 Abtastwerte je Periode** verwendet. Der Frequenzbereich des Frequenzspektrums ergibt sich damit zu **[0Hz...500Hz]**.

Für das Diagramm in der nachfolgenden Abbildung gilt auf Grund der Reihenfolge von links nach rechts in der Legende:

- Signal Nummer 1 = **API001**
- Signal Nummer 2 = **BPI001**
- Signal Nummer 3 = **CPI001**

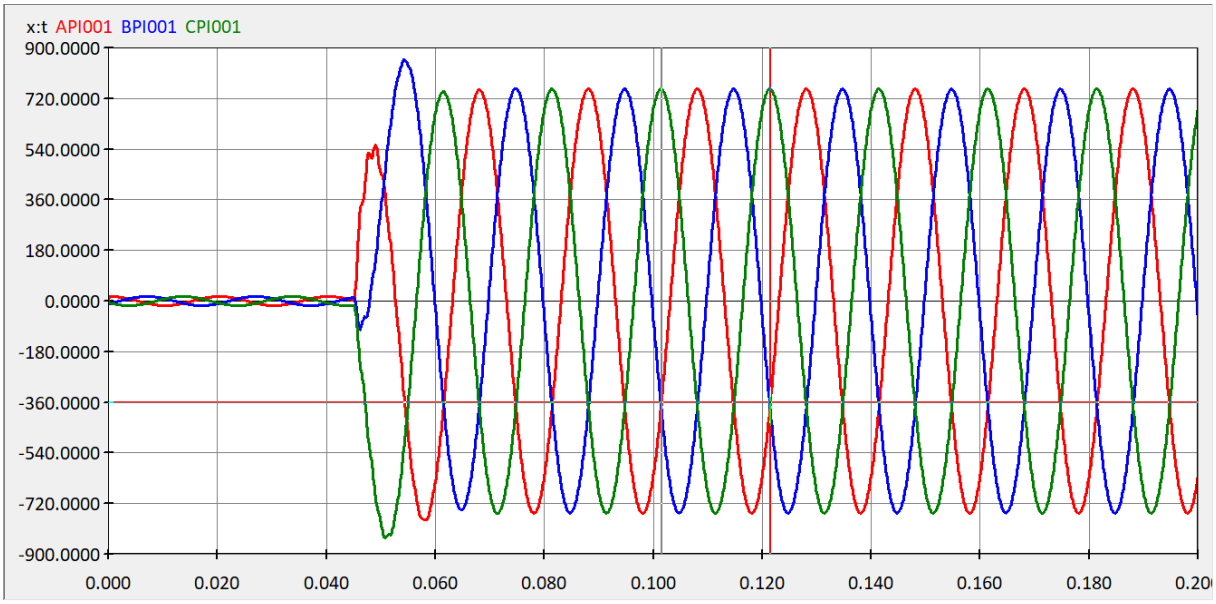


Abbildung 148: Auswahl eines Signals mit der Signalnummer

Die Augenblickswerte (Abtastwerte) des ausgewählten Signals werden in der Statuszeile wie oben dargestellt durch eckige Klammern **[…]** markiert.

10.7 Zoomen von Teilen des Diagramms

Durch Drücken des Toolbar-Buttons , kann bei permanent gedrücktem **Left Mouse Button** ein Zoom-Rahmen aufgezogen werden. Beim Loslassen der linken Maustaste wird der Teil des Diagramms, der in dem Zoom-Frame enthalten war, vergrößert dargestellt.

10.8 Neuzeichnen des Diagramms

Das Diagramm kann durch Drücken des Toolbar-Buttons , wieder in den originalen Zustand zurückversetzt werden. Während des Neuzeichnens (Refresh) werden die Abtastwerte aus der Diagrammdatei erneut eingelesen.

10.9 Berechnung von Amplitude, Phasenwinkel und Frequenzspektrum

Sind Spannungen und Ströme als Zeitsignale u(t) und i(t) in einem Diagramm dargestellt, so können die komplexen Zeiger, d.h. die Amplituden und Phasenlagen der im Diagramm dargestellten Zeitsignale mit Hilfe der in ATPDesigner integrierten Signalanalyse ermittelt werden. Dazu muss zunächst, der Zeitbereich, für den die komplexen Zeiger U und I mit Hilfe der **Diskreten Fourier Transformation** (DFT) berechnet werden sollen, mit Hilfe der beiden Grafikcursor definiert werden.

Nach einem **Left Mouse Button Down** in der unteren Toolbar können die beiden Grafikcursor durch einen Tastendruck der linken Maustaste im Diagramm positioniert werden. Als Grundeinstellung umfasst der durch die beiden Grafikcursor eingegrenzte Zeitbereich eine Periode der Netznennfrequenz f_n.

⇨ Für die Netznennfrequenz f_n = 50Hz ergibt sich eine Periodendauer T = 20ms.

Die Ergebnisse der Frequenzanalyse werden in einem nicht-modalen Dialog dargestellt, der parallel zu dem Hauptprogramm ATPDesigner geöffnet bleiben kann. Stromnetz und Diagramme können weiterbearbeitet werden, ohne den Dialog zu schließen. Der nachfolgend dargestellte Dialog **Signalanalyse** wird durch einen **Left Mouse Button Down** geöffnet. Der Dialog wird automatisch geschlossen, wenn die Ansicht des zugehörigen Netzes oder ATPDesigner geschlossen wird.

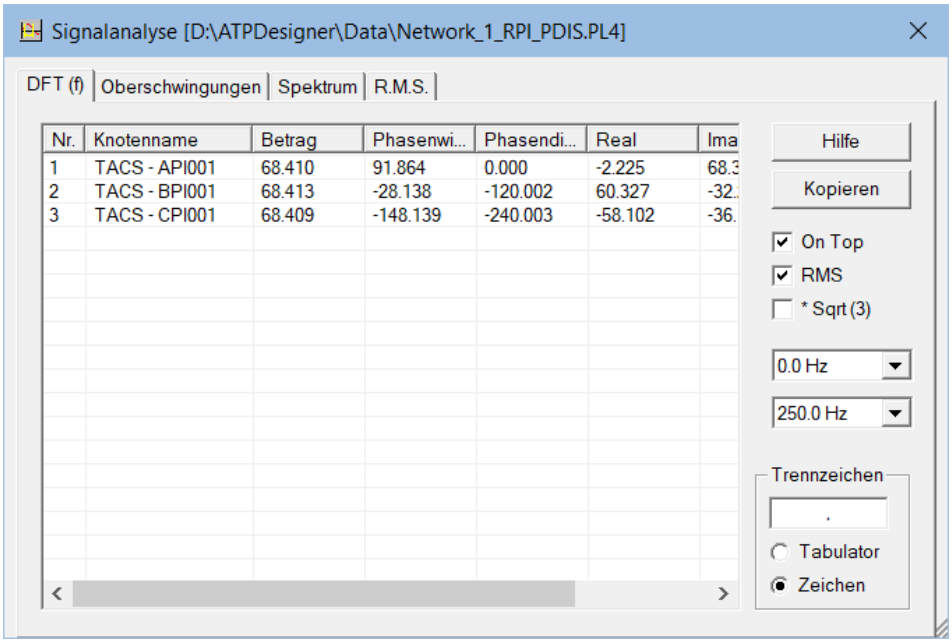
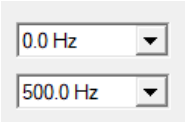


Abbildung 149: Nicht-modaler Dialog *Signalanalyse*

Einstellwerte	Bedeutung
On Top	Ist diese Option aktiviert, so ist der Dialog Signal Analysis das **Top Most Window** und überlagert alle anderen Programmfenster.
RMS	Die Werte werden als Effektivwerte in der Tabelle ausgegeben.
· Sqrt (3)	Die Werte werden mit dem Wert √3 multipliziert. Damit ist eine Umrechnung z.B. der Leiter-Erd-Spannungen in Leiter-Leiter-Größen möglich.

Kopieren	Der Inhalt der Tabelle wird als .CSV-Datei in die Zwischenablage kopiert. Die Spalten der .CSV-Datei werden durch ein Trennzeichen getrennt. Das Trennzeichen kann durch den Anwender in der Registerkarte **DFT (f)** definiert werden.
	
	`Nr.,Knotenname,Betrag,Phasenwinkel [°],Phasendiff. [°],Real,Imag,DFT (n)`
	`1,TACS - API002,4643.091,170.082,0.000,-4573.699,799.729,20`
	`2,TACS - BPI002,4649.140,49.993,-120.089,2988.849,3561.079,20`
	`3,TACS - CPI002,4639.871,-70.027,-240.109,1584.850,-4360.809,20`

Trennzeichen	Einstellung des Trennzeichens für die Spalten der .CSV-Datei
	Mit den beiden Einstellwerten wird die kleinste und größte Frequenz des Frequenzspektrums eingestellt, die in den Registerkarten **Oberschwingungen** und **Spektrum** als Tabelle und Balkendiagramm dargestellt werden. Die in den beiden Auswahllisten enthaltenen kleinste und größte Frequenz werden durch die Einstellwerte der Frequenzanalyse entsprechend der Theorie der Fourier-Transformation berechnet.

In der nachfolgenden Tabelle sind die Inhalte der Tabellenzeilen erläutert.

Knotenname	Knotenname des Signals
Betrag	Effektivwert des komplexen Zeigers des Signals, berechnet mit der **Diskreten Fourier Transformation (DFT)** für den Zeitbereich T, der durch die beiden Grafikcursor definiert ist.
Phasenwinkel	Phasenwinkel in Grad des komplexen Zeigers
Phasendifferenz	Differenz des Phasenwinkels des komplexen Zeigers zu dem Phasenwinkel des komplexen Zeigers in der ersten Tabellenzeile
Real	Realteil des komplexen Zeigers
Imag	Imaginärteil des komplexen Zeigers
DFT (n)	Anzahl Abtastwerte in dem Zeitbereich T, der durch die beiden Grafikcursor definiert ist.

10.9.1 Registerkarte *DFT(f)*

In Registerkarte **DFT (f)** werden wie oben dargestellt die komplexen Zeiger der Grundschwingungen aller Zeitsignale, die in dem **Diagramm** der Zeitsignale enthalten sind, in SI-Einheiten ohne Angabe der physikalischen Einheit ausgegeben. Die Berechnung der Werte erfolgt mit Hilfe der **Diskreten Fourier Transformation (DFT)** für die Grundschwingungsfrequenz (Filterfrequenz) **DFT f**.

- Hauptmenü **Diagramme**
- Menüpunkt **Einstellwerte Diagramme**

⇨ Die hier benannte Grundschwingung ist nicht zwangsweise identisch mit der Netznennfrequenz f_n des Stromversorgungsnetzes, die im Einstelldialog **Netzeinspeisung Network 1** mit dem Einstellwert $\mathbf{f_n}$ eingestellt wird. Die Grundschwingung wird im Einstelldialog Einstellwerte Diagramm mit dem Einstellwert **DFT f** eingestellt.

10.9.2 Registerkarte *DFT(f)* – Export der Frequenzspektren in eine .CSV-Datei

Die Frequenzspektren, die in der Registerkarte **Oberschwingungen** für jedes Signal aus der Registerkarte **DFT (f)** berechnet und dargestellt werden, können in.CSV-Dateien exportiert und in das Netzwerkelement **Oberschwingungsquelle** eingelesen und weiterverarbeitet werden. Durch einen **Right Mouse Button Click** des Mauscursors wird ein Menü geöffnet, wenn der Mauscursor über der Tabelle positioniert ist. Die Dateinamen werden von ATPDesigner automatisch generiert. Für das nachfolgende Beispiel ergeben sich die folgenden Dateinamen.

- Netz20kVErdschlussDyn_TACS - API002.CSV

- Netz20kVErdschlussDyn_TACS - BPI002.CSV
- Netz20kVErdschlussDyn_TACS - CPI002.CSV

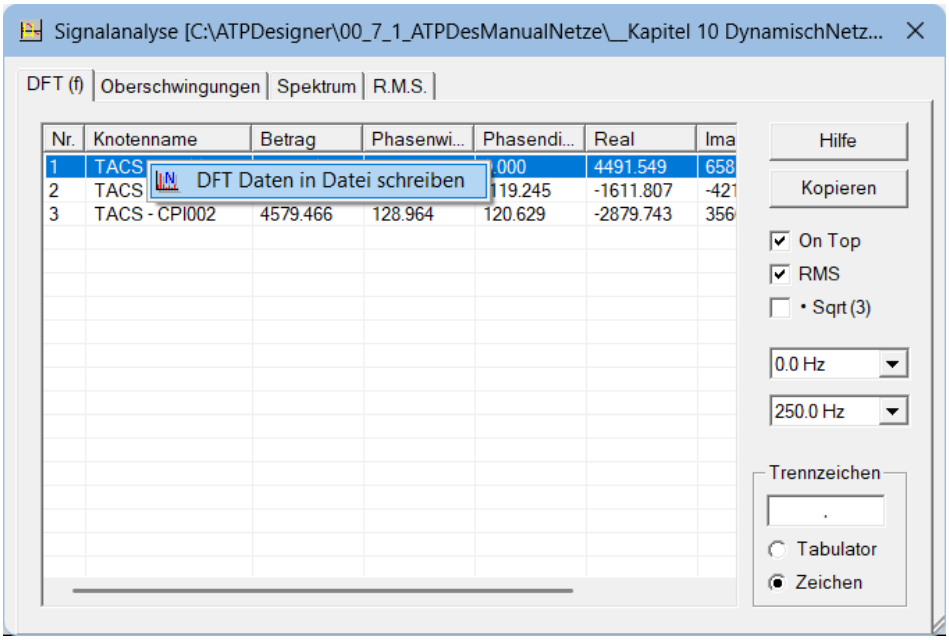


Abbildung 150: Export der Tabelle in .CSV-Dateien

Der Aufbau der .CSV-Dateien ist nachfolgend dargestellt. Es wird für jedes Signal aus der Registerkarte **DFT (f)** eine eigene .CSV-Datei exportiert. Der Inhalt der .CSV-Datei entspricht dem Inhalt der Tabelle der Registerkarte **Oberschwingungen**.

```
##f[Hz];Wert r.m.s[V,A];phi[°]
0;78.4614;-0;
50;60.8971;-156.522;
100;73.9339;-160.718;
150;153.754;-175.41;
200;116.885;82.1489;
250;34.0383;72.2343;
300;7.24869;89.5666;
350;23.6941;112.357;
400;15.4795;112.212;
450;13.7453;140.943;
500;6.48422;-180;
```

Die beiden nachfolgende Abbildungen zeigen die Vorgehensweise nach dem Export der Frequenzspektren in eine oder mehrere .CSV-Dateien.

1. Netzwerkelement **Oberschwingungsquelle** per **Drag&Drop** in die Zeichenfläche einfügen

2. Tabelle mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Button **Entfernen** leeren

3. .CSV-Datei mit dem Button **DFT Daten einlesen** importieren

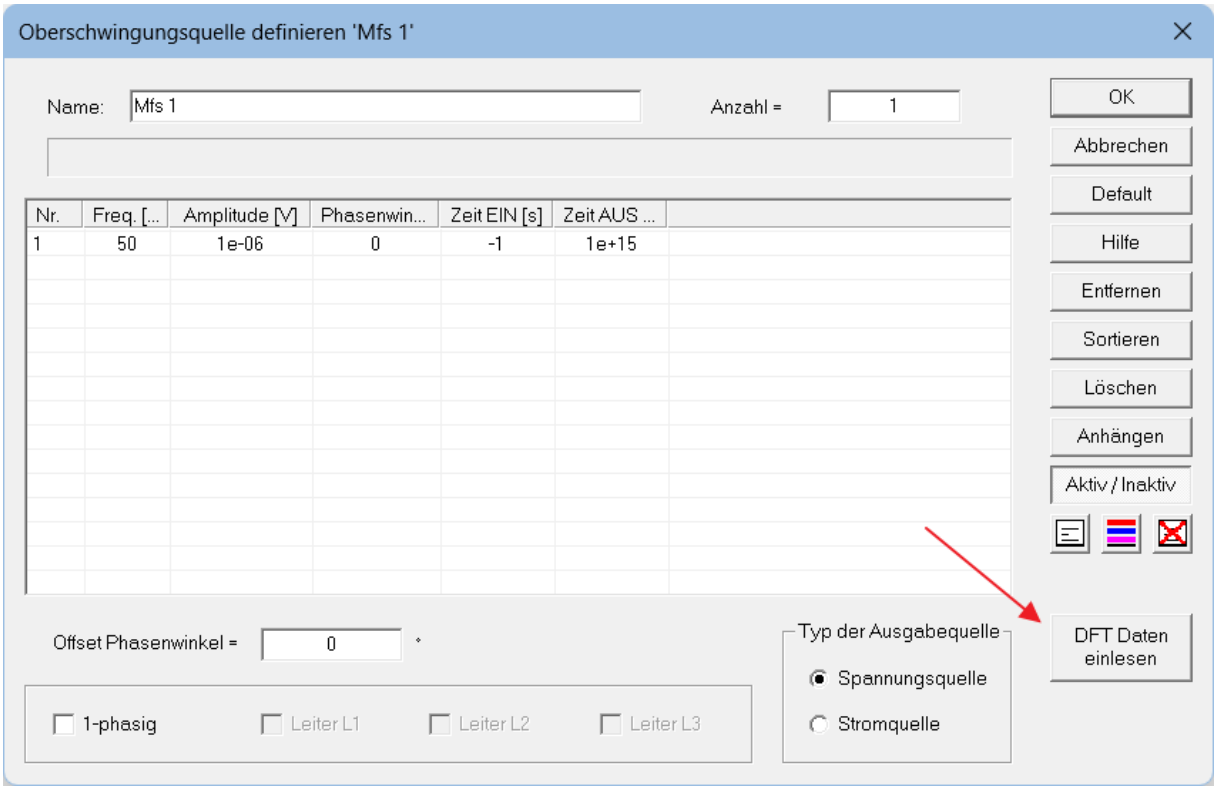


Abbildung 151: *Oberschwingungsquelle* - Einlesen eines Frequenzspektrums

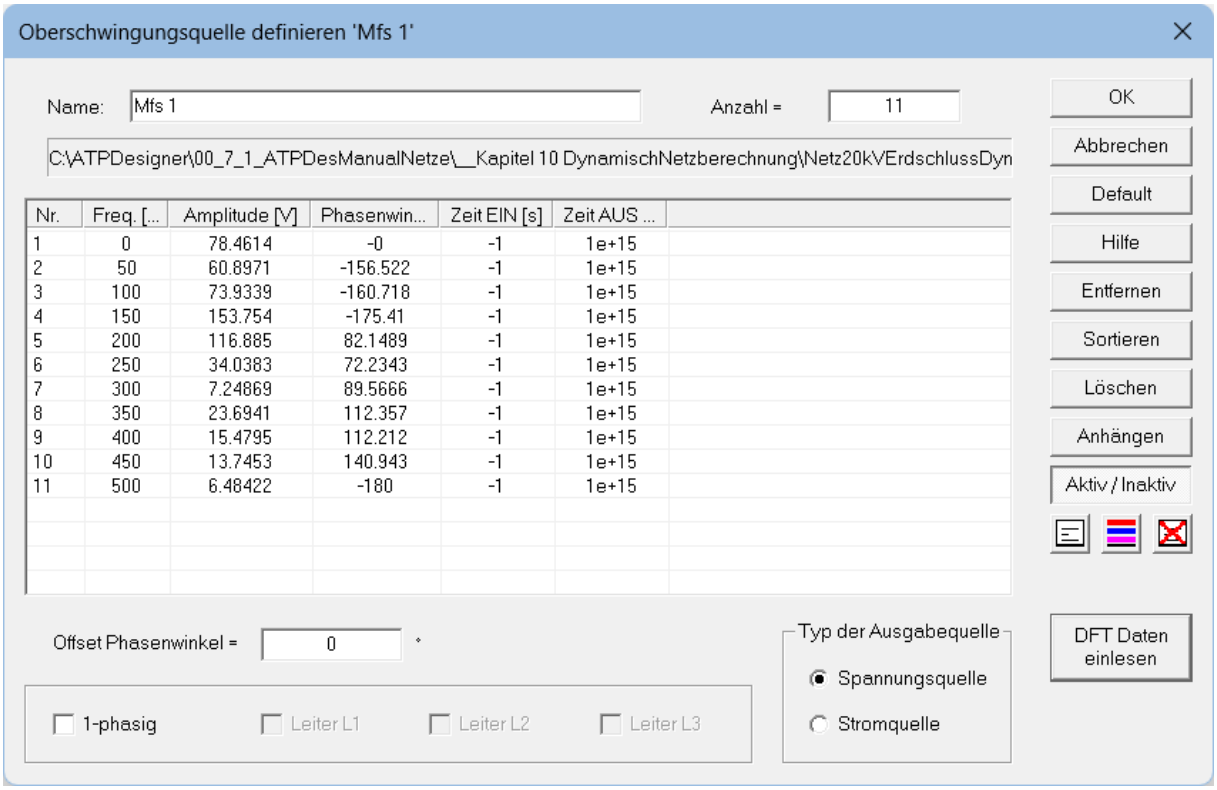


Abbildung 152: *Oberschwingungsquelle* – Frequenzspektrum aus Dialog *Signal Analyse*

Nach dem Import kann das Netzwerkelement **Oberschwingungsquelle** für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** verwendet werden.

10.9.3 Registerkarte *Oberschwingungen*

Um das Frequenzspektrum in der nachfolgend dargestellten Tabelle der Registerkarte **Oberschwingungen** zu berechnen und auszugeben, muss vorher in der Registerkarte **DFT (f)** einer der Signalnamen durch einen **Left Mouse Button Click** ausgewählt und die zugehörige Tabellenzeile markiert werden.

Wird in der Registerkarte **DFT (f)** ein Signal durch einen **Left Mouse Button Click** auf die entsprechende Zeile der Tabelle markiert und danach bei weiterhin markierter Zeile die Registerkarte **Oberschwingungen** ausgewählt, so wird für das ausgewählte Signal das Frequenzspektrum angezeigt.

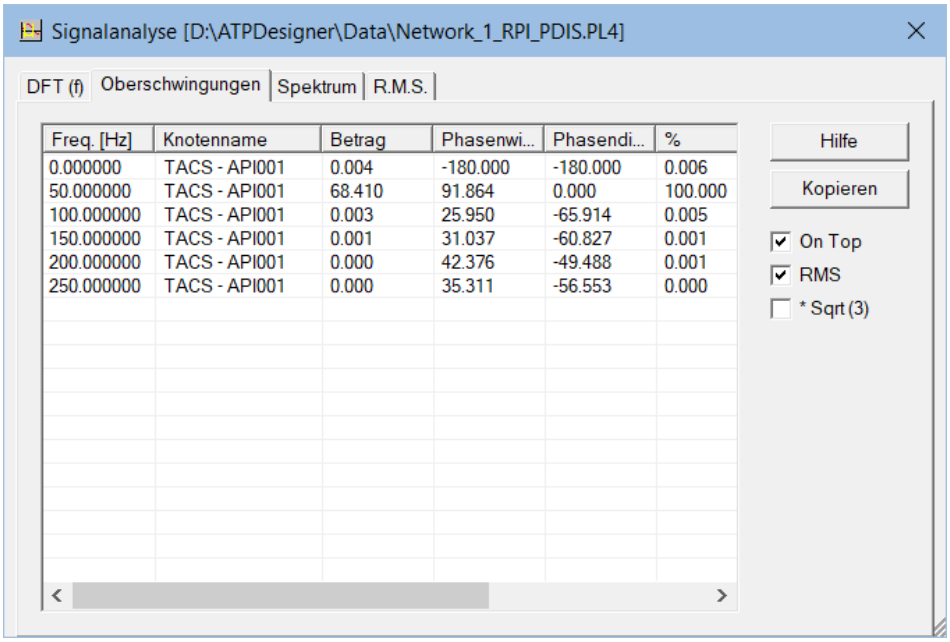


Abbildung 153: Oberschwingungsspektrum für ein ausgewähltes Signal

Einstellwerte	Bedeutung
On Top	Ist diese Option aktiviert, so ist der Dialog Signal Analysis das **Top Most Window** und überlagert alle anderen Programmfenster.
RMS	Die Werte werden als Effektivwerte in der Tabelle ausgegeben.
· Sqrt (3)	Die Werte werden mit dem Wert √3 multipliziert. Damit ist eine Umrechnung z.B. der Leiter-Erd-Spannungen in Leiter-Leiter-Größen möglich.

Kopieren	Der Inhalt der Tabelle wird als .CSV-Datei in die Zwischenablage kopiert. Die Spalten der .CSV-Datei werden durch ein Trennzeichen getrennt. Das Trennzeichen kann durch den Anwender in der Registerkarte **DFT (f)** definiert werden.
	
	`Nr.,Knotenname,Betrag,Phasenwinkel [°],Phasendiff. [°],%,Real,Imag,DFT (n)`
	`0.000000,TACS - API002,1409.103,-0.000,-0.000,32.184,1409.103,-0.000,20`
	`50.000000,TACS - API002,4378.322,155.613,0.000,100.000,-3987.691,1807.767,20`
	`100.000000,TACS - API002,201.027,-68.129,-223.742,4.591,74.887,-186.557,20`
	`150.000000,TACS - API002,137.020,-60.556,-216.170,3.130,67.355,-119.323,20`
	`200.000000,TACS - API002,105.882,-52.319,-207.932,2.418,64.722,-83.797,20`
	`250.000000,TACS - API002,88.033,-43.821,-199.434,2.011,63.517,-60.955,20`
	`300.000000,TACS - API002,76.952,-35.202,-190.815,1.758,62.880,-44.360,20`
	`350.000000,TACS - API002,69.874,-26.530,-182.144,1.596,62.516,-31.211,20`
	`400.000000,TACS - API002,65.461,-17.867,-173.480,1.495,62.304,-20.084,20`
	`450.000000,TACS - API002,63.011,-9.390,-165.004,1.439,62.167,-10.281,20`
	`500.000000,TACS - API002,62.161,-0.000,-155.613,1.420,62.161,-0.000,20`

In der nachfolgenden Tabelle sind die Inhalte der Tabellenzeilen erläutert.

Bezeichner	Bedeutung
Freq. [Hz]	Frequenz des Frequenzspektrums Die Grundschwingung der Frequenzanalyse wird durch den Einstellwert DFT (f) im Einstelldialog **Einstellwerte Diagramm** definiert.
Knotenname	Knotenname des Signals
Betrag	Effektivwert des komplexen Zeigers des Signals, berechnet mit der **Diskreten Fourier Transformation (DFT)** für den Zeitbereich T, der durch die beiden Grafikcursor definiert ist.
Phasenwinkel	Phasenwinkel in Grad des komplexen Zeigers
Phasendifferenz	Differenz des Phasenwinkels der Frequenz der Tabellenzeile zu dem Phasenwinkel der Grundschwingung in der Spalte **Freq. [Hz]**
%	Differenz des Effektivwerts der Frequenz der Tabellenzeile zu dem Effektivwert der Grundschwingung in der Spalte **Freq. [Hz]**
Real	Realteil des komplexen Zeigers
Imag	Imaginärteil des komplexen Zeigers
DFT (n)	Anzahl Abtastwerte in dem Zeitbereich T, der durch die beiden Grafikcursor definiert ist.

Die Frequenzen des Frequenzspektrums sind entsprechend der Theorie der Fourier Transformation von der Abtastfrequenz f_a, die bei der Berechnung der Zeitsignale durch das ATP verwendet wird, und der zeitlichen Länge des durch die beiden Grafikcursor eingegrenzten Zeitbereiches T abhängig. Der durch die beiden der **roten** und **grauen** Grafikcursor definierte **Zeitbereich T** definiert die **Auflösung des Betragsspektrums df**.

$$df = \frac{1}{T} = \frac{1}{N \cdot dt} = \frac{f_a}{N}$$

mit der **Abtastfrequenz** $f_a = \frac{1}{dt}$

Der Parameter dt entspricht dem Einstellwert **dt** im Einstelldialog **ATP Daten**.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **ATP Einstellwerte,** Registerkarte **ATP Daten**

Da die Fourier-Transformation streng genommen nur für periodische Signale der **Periodendauer T_M** definiert ist, muss der durch die beiden Grafikcursor eingegrenzte Zeitbereich T mit der Periodendauer T_M des zu betrachtenden Signals identisch sein, um den Leckeffekt (Leakage) zu vermeiden.

$$T \overset{!}{=} T_M$$

Ist die **Netznennfrequenz f_n** = 50Hz (entweder Einstelldialog des Netzwerkelementes **Network 1** oder **Einstellungen Elektrisches Netz**) eingestellt, so muss die Auflösung des Betragsspektrums df = 50Hz betragen.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Netzkonfiguration**, Registerkarte **Netzwerk**

Als Konsequenz sollte der Einstellwert **DFT f** = 50Hz ebenfalls auf die Netzfrequenz eingestellt werden. Einstellwert **DFT f** = 50Hz ist die **Grundschwingung der Diskreten Fourier Transformation (DFT)**, oftmals auch als Filterfrequenz bezeichnet.

- Hauptmenü **Diagramme**
- Menüpunkt **Einstellwerte Diagramme**

Im Weiteren muss darauf geachtet werden, dass die Anzahl Abtastwerte N innerhalb des durch die beiden Grafikcursor eingegrenzten Zeitbereiches T immer eine ganze Zahl ist.

$$N = \frac{f_a}{f_n} \overset{!}{=} Ganze\ Zahl$$

Dies kann z.B. dann erreicht werden, wenn die Abtastfrequenz f_a = 1000Hz gewählt wird. Aus der Abtastfrequenz f_a kann dann direkt der Einstellwert dt ermittelt werden.

$$dt = \frac{1}{f_a}$$

Ist der Zeitbereich T der beiden Grafikcursor im Einstelldialog **Einstellwerte Diagramm** zu **DFT f = 50Hz** eingestellt, so ergibt sich:

$$T = \frac{1}{DFT\ f = 50Hz} = 20ms$$

$$df = \frac{1}{20ms} = 50Hz$$

f_a = 1.000Hz	dt = 1ms	T = 20ms	df = 50Hz	f_{max} = 500Hz
f_a = 10.000Hz	dt = 0.1ms	T = 20ms	df = 50Hz	f_{max} = 5000Hz

⇨ Um ein **Frequenzspektrum mit einer größeren maximalen Frequenz f_{max}** zu berechnen, muss der Einstellwert **dt** im Einstelldialog **ATP Daten** verändert und die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** neu gestartet werden.

10.9.4 Registerkarte *Spektrum*

Wird in der Registerkarte **DFT(f)** ein Signal durch einen **Left Mouse Button Click** auf die entsprechende Zeile der Tabelle markiert und danach bei weiterhin markierter Zeile die Registerkarte **Spektrum** ausgewählt, so wird für das ausgewählte Signal das Frequenzspektrum als Balkendiagramm angezeigt. Es werden nur die Beträge der Spektrallinien dargestellt.

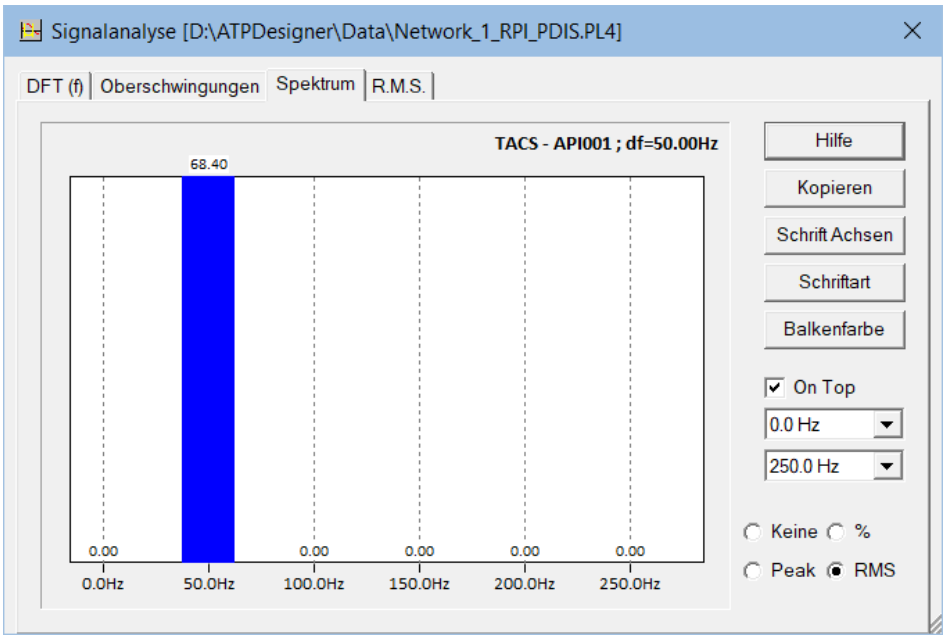
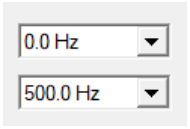


Abbildung 154: Frequenzspektrum als Balkendiagramm

Bedienelement	Bedeutung
On Top	Ist diese Option aktiviert, so ist der Dialog Signal Analysis das **Top Most Window** und überlagert alle anderen Programmfenster.
Schriftart	Die Schriftart der Texte an den Balken kann eingestellt werden.
Balkenfarbe	Die Zeichenfarbe der Balken kann eingestellt werden.
Schriftart Achsen	Die Schriftart der Achsenbeschriftung kann eingestellt werden.
Kopieren	Das Diagramm wird als Bild (Enhanced Meta File Format (EMF)) in die Zwischenablage kopiert.
	Mit den beiden Einstellwerten wird die kleinste und größte Frequenz des Frequenzspektrums eingestellt. Die Grenzen der Einstellwerte in den beiden Auswahllisten werden durch die entsprechenden Einstellwerte in der Registerkarte **DFT (f)** vorgegeben.

- Die Amplitudenwerte können als Effektivwert in SI-Einheiten (**RMS**), als Spitzenwert in SI-Einheiten (**Peak**) oder in Prozent der Grundschwingung (**%**) dargestellt werden.

- Die Größe des nicht-modalen Dialogs kann an der rechten unteren Ecke per **Left Mouse Button** verändert werden.

Der im **Diagramm** durch die beiden Grafikcursor definierte Zeitbereich kann per rechte und linke Cursortaste der Tastatur verschoben werden. Das Frequenzspektrum wird von ATPDesigner dabei automatisch neu berechnet und das Balkendiagramm ebenfalls kontinuierlich aktualisiert.

10.9.5 Registerkarte *R.M.S.*

Mit Hilfe der Rechteckregel wird der Effektivwert des Zeitsignals zwischen den beiden Grafikcursor berechnet. Der Effektivwert wird durch numerische Integration des Zeitsignals mit der Rechteckregel berechnet und entspricht einem **TRUE R.M.S. VALUE**.

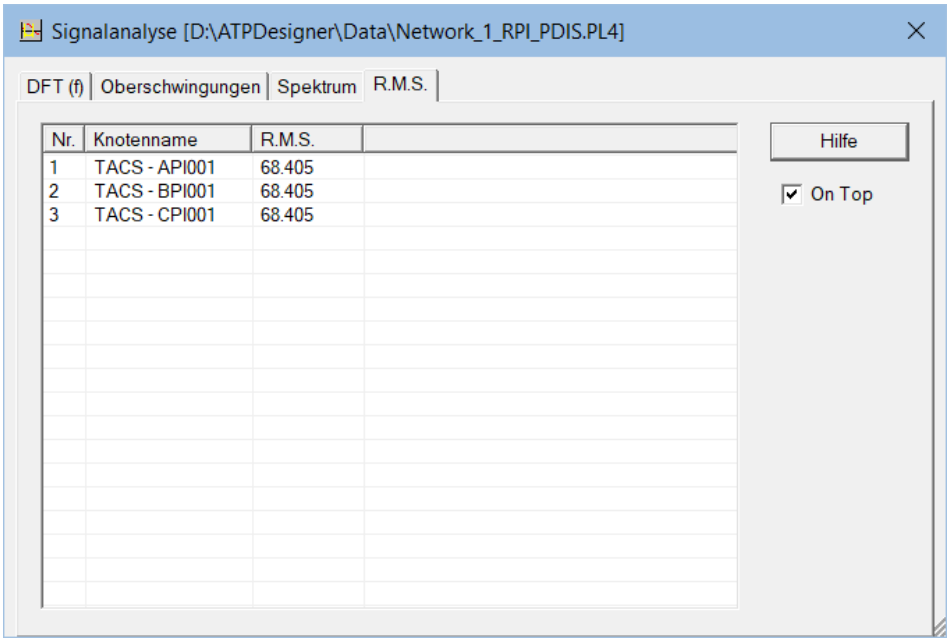


Abbildung 155: Effektivwert der Zeitsignale

Bedienelement	Bedeutung
On Top	Ist diese Option aktiviert, so ist der Dialog Signal Analysis das **Top Most Window** und überlagert alle anderen Programmfenster.

10.9.6 Darstellung in einem Zeigerdiagramm

Die in der Registerkarte **DFT (f)** in der Tabelle enthaltenen komplexen Zeiger können in dem Dialog **Zeigerdiagramm** grafisch als komplexe Zeiger dargestellt werden.

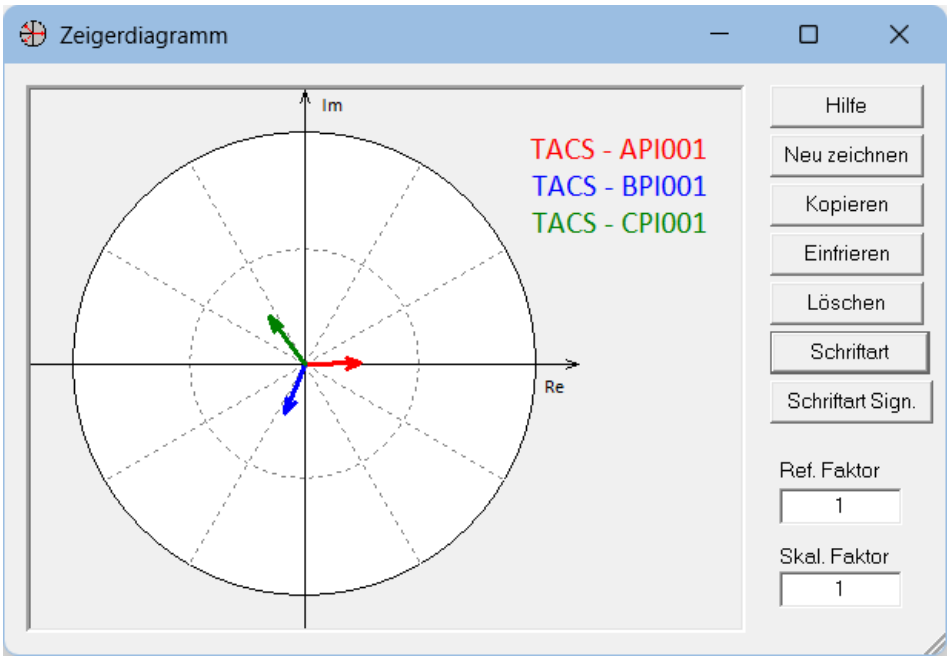


Abbildung 156: Ergebnisse der Frequenzanalyse in einem Zeigerdiagramm

Einstellwerte	Bedeutung
Neu zeichnen	Das Diagramm wird neu gezeichnet.
Kopieren	Das Diagramm wird als Bild (Enhanced Meta File Format (EMF)) in die Zwischenablage kopiert.
Einfrieren	Die aktuellen Zeiger werden mit Betrag und Phasenwinkel intern gespeichert, d.h. eingefroren.
Löschen	Die eingefrorenen komplexen Referenzzeiger werden aus dem Diagramm entfernt.
Schriftart	Die Schriftart der Achsenbeschriftung kann eingestellt werden.
Schriftart Sign.	Die Schriftart der Signalnamen kann eingestellt werden.
Ref. Faktor	Skalierungsfaktor (Multiplikationsfaktor) für den Effektivwert (Betrag) der eingefrorenen komplexen Referenzzeiger.
Skal. Faktor	Skalierungsfaktor (Multiplikationsfaktor) für den Effektivwert (Betrag) der komplexen Zeiger.

Der im **Diagramm** der Zeitsignale durch die beiden Grafikcursor definierte Zeitbereich kann per rechte und linke Cursortaste der Tastatur verschoben oder per **Left Mouse Button Click** verändert werden. Das Frequenzspektrum wird von ATPDesigner automatisch neu berechnet und die komplexen Zeiger im Zeigerdiagramm aktualisiert, d.h. Effektivwert (Betrag) und Phasenwinkel werden an die Ergebnisse der Frequenzanalyse kontinuierlich angepasst.

⇨ Die Aktualisierung der Zeiger im Diagramm des Dialogs **Zeigerdiagramm** erfolgt nur, wenn parallel dazu der Dialog Signal Analysis geöffnet ist, indem die Berechnung des Frequenzspektrums mit Hilfe der **Diskreten Fourier Analyse (DFT)** erfolgt.

Mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Button **Einfrieren** werden die aktuellen komplexen Zeiger intern als **Referenzzeiger** gespeichert, d.h. „eingefroren". Wird jetzt der durch die beiden Grafikcursor definierte Zeitbereich im **Diagramm** der Zeitsignale verändert, werden die komplexen Zeiger neu berechnet und zusammen mit den Referenzzeigern dargestellt.

⇨ Mit dieser Funktion ist es möglich, Veränderungen von Ergebnissen der Frequenzanalyse gegenüber den Referenzzeigern z.B. das Drehen von Zeigern zu analysieren.

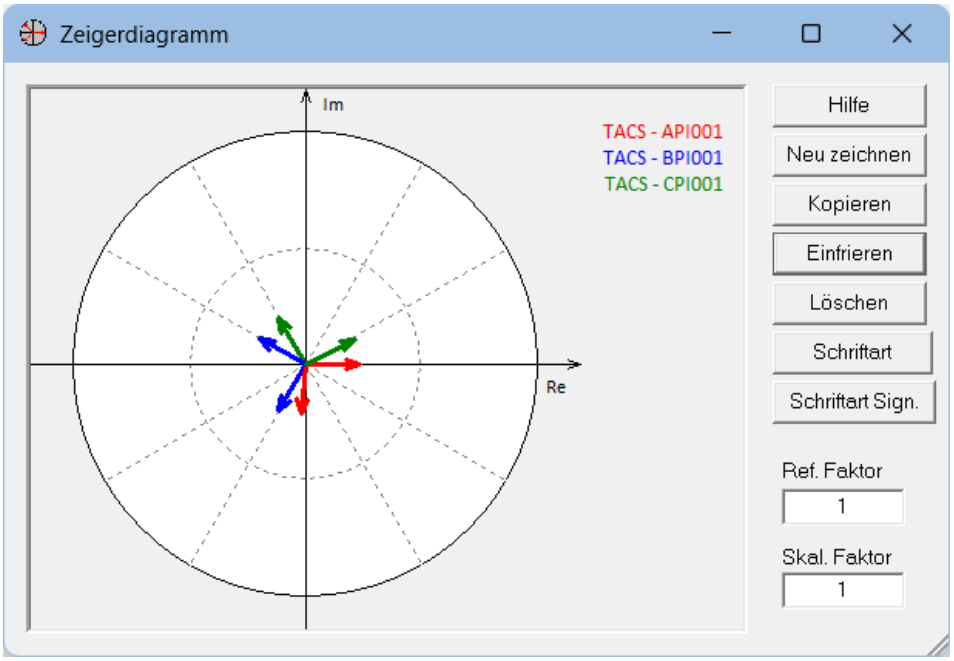


Abbildung 157: „Einfrieren" von Referenzvektoren

10.10 Skalierung der Abtastwerte der Zeitsignale im Diagramm

Der zeitliche Verlauf der Zeitsignale kann durch individuell einstellbare Multiplikationsfaktoren verändert werden. Dadurch ist es möglich, Ströme mit kleinem Betrag und Spannungen mit großem Betrag gleichzeitig in einem Diagramm vergleichend darzustellen. Wie in der Abbildung dargestellt, wird in der Spalte **Farbe** die Zeichenfarbe des Signals im Diagramm dargestellt. Die Zeichenfarbe des Signals kann im Einstelldialog Farben des Diagramms eingestellt werden.

In dem Editierfeld **Signal** kann der Name eines zu suchenden Signals eingegeben werden. ATPDesigner sucht den Signalnamen und verschiebt den Inhalt der Liste so, dass der gesuchte Signalname in der Mitte der Auswahlliste sichtbar wird.

In den Klammern […] hinter dem Signalnamen wird falls vorhanden der anwenderspezifische Namen des zugehörigen Netzwerkelementes angezeigt.

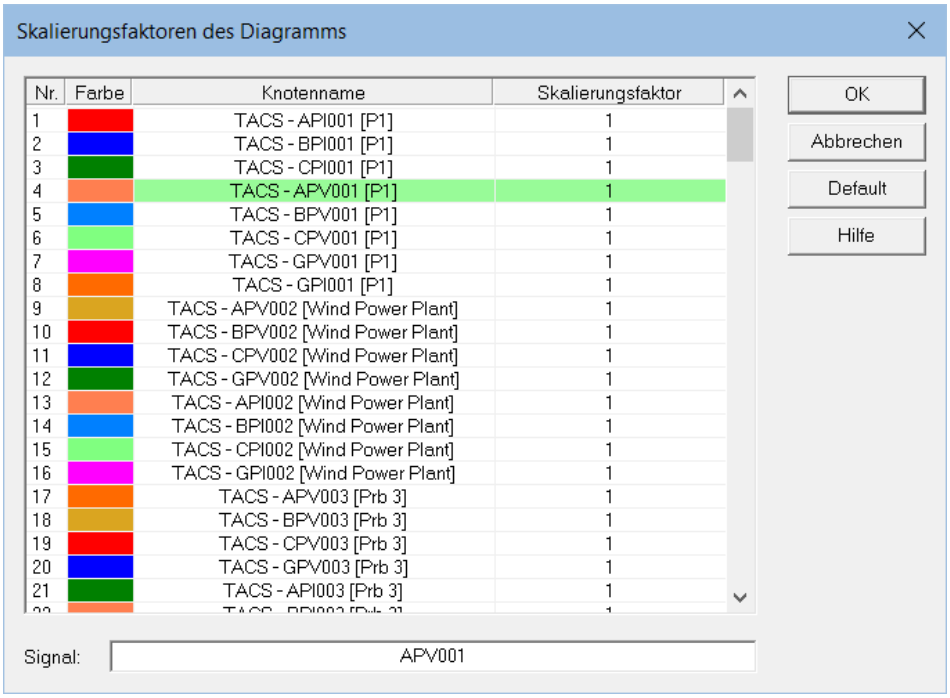


Abbildung 158: Einstelldialog zur Definition der Skalierungsfaktoren

Die Skalierungsfaktoren werden ausschließlich für die Skalierung der grafischen Darstellung im Diagramm verwendet, nicht in der Signalanalyse z.B. für die Berechnung der Augenblickswerte, der komplexen Zeiger oder der Oberschwingungsspektren, etc.

10.11 Einstellungen für Diagramme - *Einstellwerte Diagramm*

Für Diagramm spezifischen Einstellwerte sind im Einstelldialog **Einstellwerte Diagramm** enthalten.

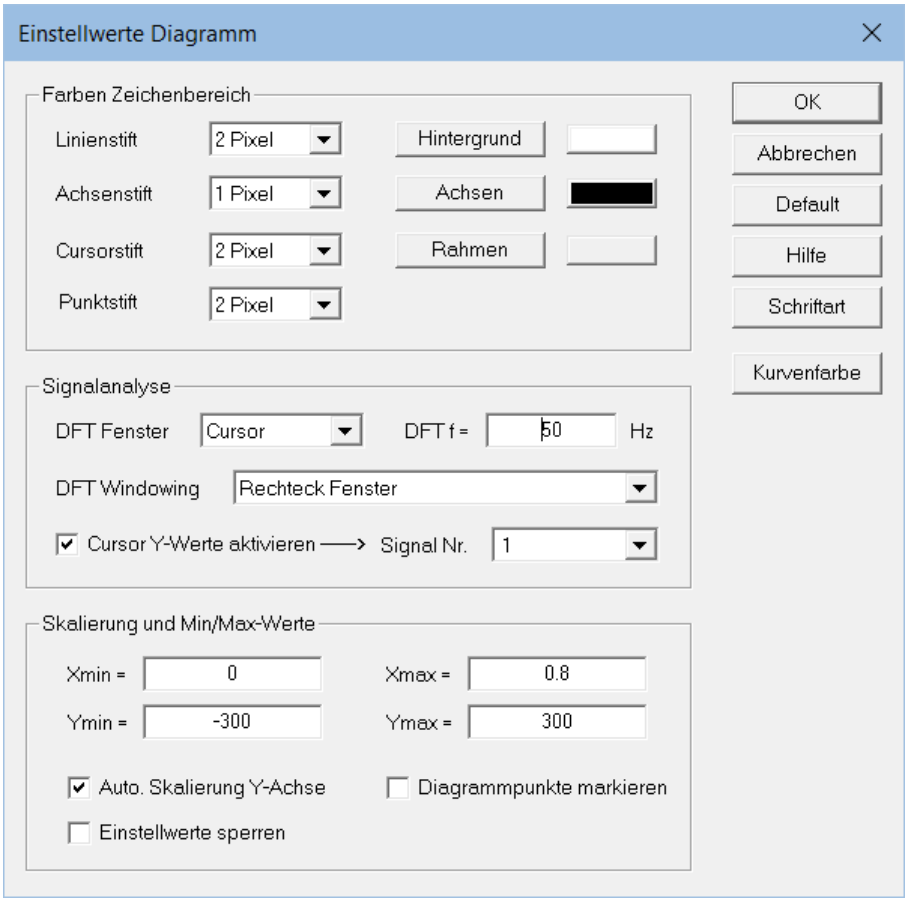


Abbildung 159: Einstellwerte für Diagramme *Einstellwerte Diagramm*

Einstellwert	Bedeutung
Linienstift	Zeichenstärke der Signalkurven in Pixel
Achsenstift	Zeichenstärke der X/Y-Achsen in Pixel
Cursorstift	Zeichenstärke der Grafikcursor in Pixel
Punktstift	Wird ein Fahrplandiagramm dargestellt, so werden die berechneten Punkte als Treppenfunktion dargestellt. Die Größe der Punkte kann hier eingestellt werden.
Diagrammpunkte markieren	Die tatsächlich berechneten Augenblickswerte der Ströme, Spannungen, Leistungen, etc. werden durch ein "x" markiert.
DFT Fenster	Zeitliche Breite des Zeitbereiches (= Filterfenster), das durch die beiden Grafikcursor automatisch definiert wird, in Vielfachen der Netzperiode.

Bezeichner	Bedeutung
Schriftart	Auswahl einer Schriftart für die Achsenbeschriftungen und die Legende des Diagramms
Kurvenfarbe	Der Einstelldialog Farben des Diagramms wird geöffnet.

	▪ Hauptmenü **Diagramme** ▪ Menüpunkt **Diagrammfarben**
Cursor Y-Werte aktivieren	Die Amplitudenwerte des ausgewählten Signals wird an der Position des Grafikcursors mit einer horizontalen Linie markiert, um z.B. den Y-Wert einfacher ablesen zu können

Die Skalierung des Diagramms in X- und Y-Richtung kann auch manuell eingestellt werden. Werden zeitveränderliche Größen wie z.B. ein Spannungsverlauf u(t) dargestellt, so entspricht die X-Achse der Zeitachse, die Y-Achse der Wertachse der Spannung. Werden z.B. Impedanz Trajektorien X = f(R) dargestellt, so ist die Bedeutung der Achsen anwenderspezifisch.

Einstellwert	Bedeutung
Xmin	Kleinster dargestellter Wert auf der X-Achse
Xmax	Größter dargestellter Wert auf der X-Achse
Ymin	Kleinster dargestellter Wert auf der Y-Achse
Ymax	Größter dargestellter Wert auf der Y-Achse

Einstellwert	Bedeutung
Auto. Skalierung Y-Achse	Ist diese Option aktiviert, so skaliert ATPDesigner automatisch die X- und Y-Achse. Die ggfs. manuell eingestellten Werte X_{min}, X_{max}, Y_{min} und X_{max} werden dabei ignoriert.
Einstellwerte sperren	Die ggfs. manuell eingestellten Werte X_{min}, X_{max}, Y_{min} und X_{max} werden von ATPDesigner nicht verändert.
DFT f	Einstellwert für die **Grundschwingung der Frequenzanalyse** (= Filterfrequenz). Entsprechend der Theorie der Fourier-Transformation legt die Filterfrequenz die Auflösung des dargestellten Spektrums im Frequenzbereich fest.

10.11.1 Einstelldialog *Farben des Diagramms*

Der nachfolgend dargestellte Einstelldialog wird geöffnet. In diesem Dialog werden die jedem Signal (Spannungen, Ströme, etc.) zugeordneten Farben dargestellt. Die Farben können vom Anwender durch eine **Left Mouse Button Double Click** auf die entsprechende Zeile geändert werden.

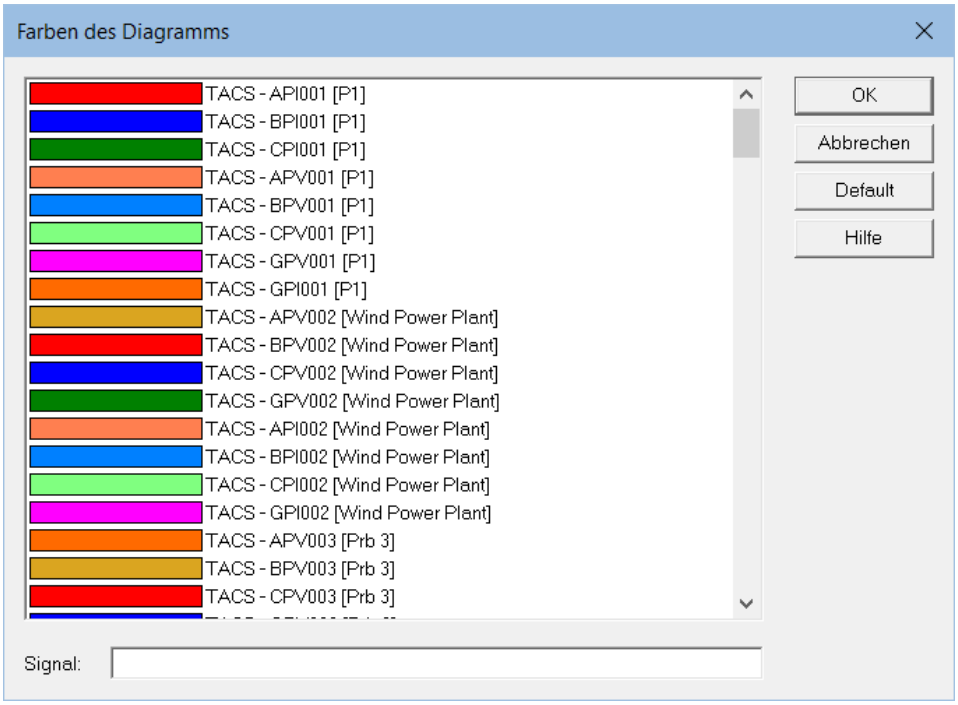
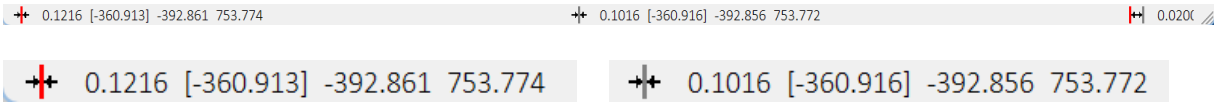


Abbildung 160: Einstellwerte für die Zeichenfarbe der Signale in einem Diagramm

10.11.2 Einstellwert *Cursor Y-Werte aktivieren*

Mit dieser Option kann eine zusätzliche horizontale Linie im Diagramm dargestellt werden. Die Abbildung zeigt den **Cursor Y-Wert** als **horizontale rote Linie**. Der **Cursor Y-Wert** wird ausgehend von dem Schnittpunkt des rechten vertikalen Datencursor mit dem ausgewählten Signal **Signal Nr.** gezeichnet. Die **Signal Nr.** kann in dem Einstelldialog für Diagramme ausgewählt werden.



Die Augenblickswerte (Abtastwerte) des ausgewählten Signals werden in der Statuszeile wie oben dargestellt durch eckige Klammern **[…]** markiert.

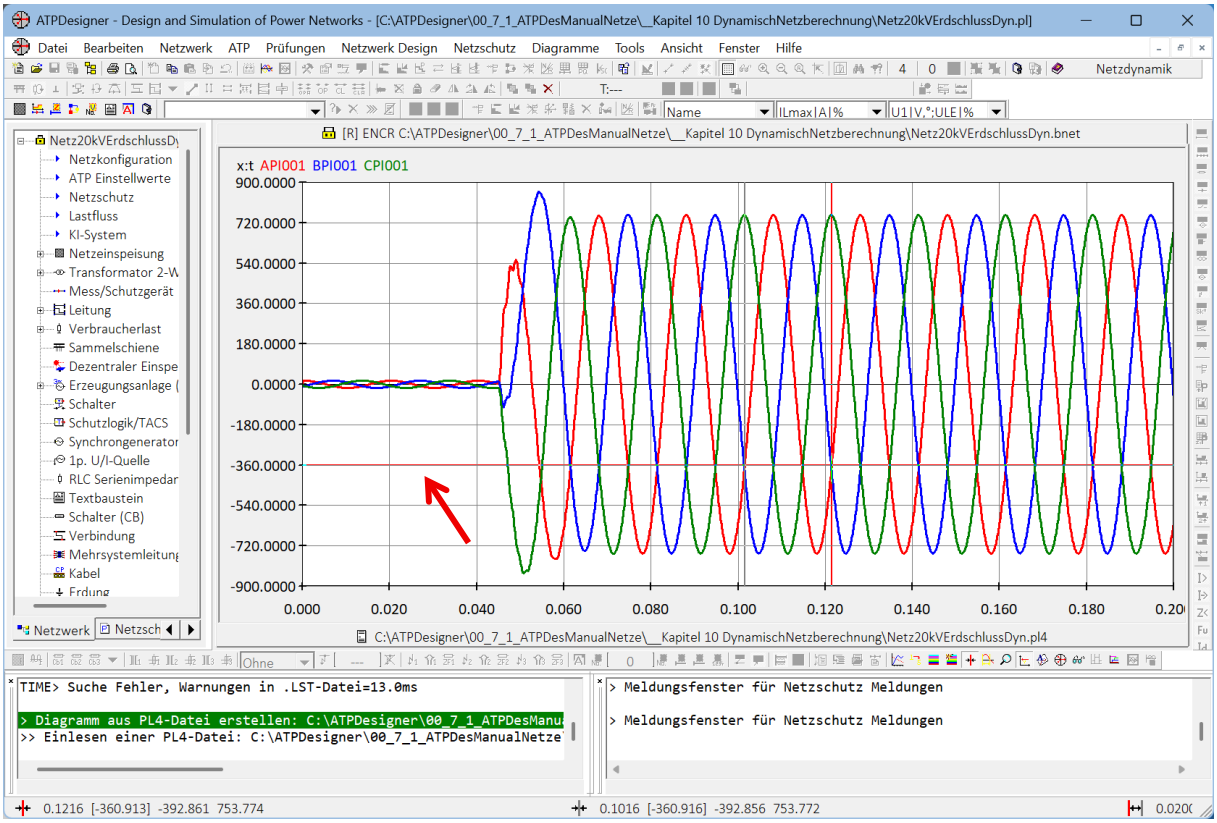


Abbildung 161: Aktivieren des horizontalen Y-Cursor *Cursor Y-Werte*

10.11.3 Einstellwert *DFT Fenster*

Zur Vermeidung bzw. Reduktion des Leckeffektes (Leakage) bei der Berechnung eines Spektrums können hier spezielle Fensterfunktionen (Windowing) ausgewählt werden. Als Grundeinstellung ist das Rechteckfenster voreingestellt, d.h. jeder Augenblickswert im Auswerteintervall zwischen den beiden Datencursor wird mit dem Wichtungsfaktor 1 multipliziert.

- Rectangular Window
- Hamming Window
- Hann Window

Einstellwert	Bedeutung
Hintergrund	Hintergrundfarbe des Diagrammbereiches
Achsen	Zeichenfarbe der X/Y-Achsen
Rahmen	Zeichenfarbe des äußeren Rahmens

10.12 Einstellwerte Signalanalyse *Signal Analysis*

Die signalanalytischen Verfahren können im Einstelldialog **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **ATP Daten**, Gruppe **Signalanalyse** [Bd. 2] oder im nachfolgend dargestellten Einstelldialog Einstellwerte Signalanalyse Gruppe **Signalanalyse** eingestellt werden.

⇨ Es muss beachtet werden, dass diese Methoden nur für die Messorte **M1..3** der Netzwerkelemente **Schalter (Cb) Cb1..3** zur Verfügung stehen.

Durch Analyse der berechneten zeitlichen Verläufe von Spannungen und Strömen können Resistanzen, Reaktanzen sowie die Spannungen und Ströme in Mit- und Gegensystem berechnet werden.

Weitere Informationen zu den Einstellwerten, den Verfahren und den Signalnamen in der Diagrammdatei sind im Kapitel zum Einstelldialog **ATP Einstellwerte** [Bd. 2] enthalten.

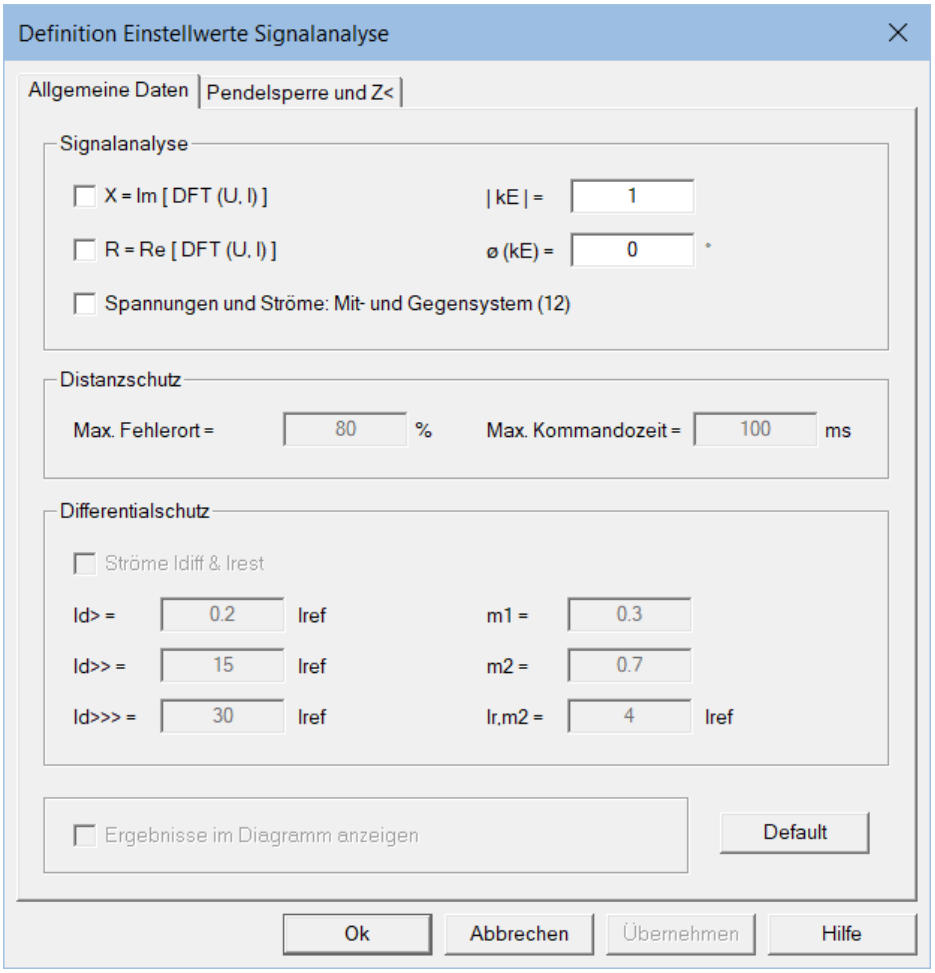


Abbildung 162: Einstelldialog *Einstellwerte Signalanalyse*

Einstellwert	Bedeutung
| kE |	Betrag des Erdstromkompensationsfaktors $\underline{k}_E$ zur Kompensation der Erdimpedanz $\underline{Z}_E$ bei der Berechnung der Mitimpedanz $\underline{Z}_1$ einer Leiter-Erd-Messschleife

ϕ(kE)	Phasenwinkel des Erdstromkompensationsfaktors $\underline{k}_E$ zur Kompensation der Erdimpedanz $\underline{Z}_E$ bei der Berechnung der Mitimpedanz $\underline{Z}_1$ einer Leiter-Erd-Messschleife

⇨ Der hier einstellbare Erdstromkompensationsfaktor $\underline{k}_E$ wird nicht für die Schutzfunktionen des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** verwendet. Der Erdstromkompensationsfaktor für die Messfunktion wird im zugehörigen Einstelldialog sowohl für die Berechnung der stationären Netzzustände als auch für die Berechnung der dynamischen Netzvorgänge eingestellt.

Einstellwert	Bedeutung
X = Im [DFT (V, I)]	Es werden die Reaktanzen der Mitimpedanzen $\underline{Z}_{1k} = R_{1k} + jX_{1k}$ der Leiter-Erd- und Leiter-Leiter-Messschleifen berechnet.
R = Re [DFT (V, I)]	Es werden die Resistanzen der Mitimpedanzen $\underline{Z}_{1k} = R_{1k} + jX_{1k}$ der Leiter-Erd- und Leiter-Leiter-Messschleifen berechnet.
Spannungen und Ströme: Mit- und Gegensystem (12)	Berechnungen des zeitlichen Verlaufes der Spannungen und Ströme in Mitsystem **1** und Gegensystem **2**

10.12.1 Berechnung der Mitimpedanz $\underline{Z}_{1k} = R_{1k} + jX_{1k}$

ATPDesigner bietet dem Anwender die Möglichkeit, für die **Schalter (CB)** **Cb1..3**, die jeweils mit einem integrierten Messort **M1..3** ausgestattet sind, aus den netzfrequenten komplexen Vektoren der Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L1}$, $\underline{U}_{L2}$ und $\underline{U}_{L3}$ und den zugehörigen Leiterströmen $\underline{I}_{L1}$, $\underline{I}_{L2}$ und $\underline{I}_{L3}$ den zeitlichen Verlauf der komplexen Impedanz Mitimpedanz $\underline{Z}_{1k}(t)$ mit Hilfe der ATP Programmiersprache **MODELS** zu berechnen, in der Diagrammdatei zu speichern und in einem Diagramm anzuzeigen. Weitere Erläuterungen siehe Einstelldialog **ATP Einstellwerte** [Bd. 2].

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **ATP Daten**

Die Berechnung der Impedanzen des Mitsystems erfolgt mit den sekundären Leiter-Erd-Spannungen und Leiterströmen, die an den Messorten **Mx** der **Schalter (CB)** gemessen werden. Die Funktion kann in den Einstelldialogen **Einstellwerte Signalanalyse** oder **ATP Daten** aktiviert werden.

- Hauptmenü **Diagramme**
- Menüpunkt **Einstellwerte Signalanalyse**

Einstellwert	Bedeutung
X = Im [DFT (V, I)]	Es werden die Reaktanzen der Mitimpedanzen $\underline{Z}_{1k} = R_{1k} + jX_{1k}$ der Leiter-Erd- und Leiter-Leiter-Messschleifen berechnet. Die Bezeichner der MODELS Signale sind [Bd. 2] erläutert.
R = Re [DFT (V, I)]	Es werden die Resistanzen der Mitimpedanzen $\underline{Z}_{1k} = R_{1k} + jX_{1k}$ der Leiter-Erd- und Leiter-Leiter-Messschleifen berechnet. Die Bezeichner der MODELS Signale sind in [Bd. 2] erläutert.

Die Berechnung der Impedanzen erfolgt nach dem **Algorithmus von Phadke/Ibrahim** [1], der auf der die komplexen Grundschwingungszeiger mittels Fourier Analyse über eine vollständige Netzperiode berechnet. Für Real- und Imaginärteil der Spannungen

$\underline{U} = U_{Re} + jU_{Im}$ und Ströme $\underline{I} = I_{Re} + jI_{Im}$ gelten die nachfolgenden Gleichungen hier am Beispiel einer Spannung dargestellt.

$$\mathrm{Re}(\underline{U}) = U_{Re} = \frac{2}{N} \cdot \sum_{k=0}^{N-1} \left(u_k \cdot \cos\left(\frac{2\pi k}{N} \right) \right)$$

$$\mathrm{Im}(\underline{U}) = U_{Im} = \frac{2}{N} \cdot \sum_{k=0}^{N-1} \left(u_k \cdot \sin\left(\frac{2\pi k}{N} \right) \right)$$

- N = Anzahl Abtastwerte je Periode der netzfrequenten Grundschwingung
- u_k = k-ter Abtastwerte der Spannung (Augenblickswert)

Für die Impedanz einer Leiter-Erd- oder Leiter-Leiter Messschleife gilt:

$$\underline{Z} = \frac{\underline{U}}{\underline{I}} = \frac{U_{Re} + jU_{Im}}{I_{Re} + jI_{Im}} = \frac{(U_{Re} + jU_{Im}) \cdot (I_{Re} - jI_{Im})}{I_{Re}^2 + I_{Im}^2}$$

$$\underline{Z} = \frac{(U_{Re} \cdot I_{Re} + U_{Im} \cdot I_{Im}) + j(U_{Im} \cdot I_{Re} - U_{Re} \cdot I_{Im})}{I_{Re}^2 + I_{Im}^2}$$

Die Mitimpedanz $\underline{Z}_{1k}$ der Leiter-Erd-Messschleife zwischen Messort und dem Kurzschlussort wird wie folgt

$$\underline{Z}_{1k} = R_{1k} + jX_{1k} = \frac{\underline{U}_{LE}}{\underline{I}_L + \underline{k}_E \cdot \underline{I}_E}$$

mit dem Erdstromkompensationsfaktor $\underline{k}_E$

$$\underline{k}_E = \frac{\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1}{3 \cdot \underline{Z}_1}$$

- $\underline{Z}_1$ = Mitsystemimpedanz des zu schützenden Betriebsmittels
- $\underline{Z}_0$ = Nullsystemimpedanz des zu schützenden Betriebsmittels

und dem Summenstrom $\underline{I}_E$

$$\underline{I}_E = \underline{I}_{L1} + \underline{I}_{L2} + \underline{I}_{L3}$$

berechnet. Mit Hilfe des Erdstromkompensationsfaktors $\underline{k}_E$ kann der korrigierte Strom $\underline{I}_{KE}$ definiert und zur Berechnung der Impedanz verwendet werden.

$$\underline{I}_{KE} = \underline{I}_L + \underline{k}_E \cdot \underline{I}_E$$

Die Mitimpedanz der Leiter-Leiter-Messschleife zwischen Messort dem Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** und dem Kurzschlussort wird wie folgt berechnet.

$$\underline{Z}_{1k} = R_{1k} + jX_{1k} = \frac{\underline{U}_{LL}}{\underline{I}_{LL}}$$

Beispielhaft ist die Berechnung des verketteten Stromes $\underline{I}_{12}$ aus den komplexen Zeigern der Leiterströme $\underline{I}_{L1}$ und $\underline{I}_{L2}$ angegeben.

$$\underline{I}_{12} = \underline{I}_{L1} - \underline{I}_{L2}$$

10.12.2 Spannungen und Ströme: Mit- und Gegensystem (12)

ATPDesigner bietet dem Anwender die Möglichkeit, für die **Schalter (CB)** **Cb1..3**, die jeweils mit einem integrierten Messort **M1..3** ausgestattet sind, aus den zeitlichen Verläufen der Leiter-Erd-Spannungen $u_{L1}(t)$, $u_{L2}(t)$, $u_{L3}(t)$ und den Leiterströmen $i_{L1}(t)$, $i_{L2}(t)$, $i_{L3}(t)$ den zeitlichen Verlauf der Spannungen und Ströme von Null-, Mit- und Gegensystem mit Hilfe der ATP Programmiersprache **MODELS** zu berechnen.

Die Berechnung der Spannungen und Ströme in Mit- und Gegensystem erfolgt mit den sekundären Leiter-Erd-Spannungen und Leiterströmen, die an den Messorten **Mx** der **Schalter (CB)** gemessen werden. Die Funktion kann in den Einstelldialogen **Einstellwerte Signalanalyse** oder **ATP Daten** aktiviert werden.

10.12.3 Beispiel: 20kV-Netz mit Signalanalyse

Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft die Verwendung des Netzwerkelementes **Schalter (CB)** **Cb1** [Bd. **2**], um die Verfahren der Signalanalyse verwenden zu können.

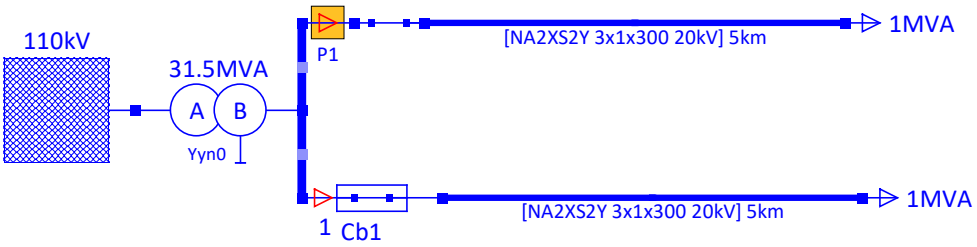


Abbildung 163: Einfaches 20kV-Netz mit *Schalter (CB)* zur Signalanalyse

10.13 Ausgabe der Zeitsignale mit andere Dateiformaten

ATPDesigner ermöglicht es dem Anwender, die Zeitverläufe von Signalen, die in den nachfolgend angegebenen Dateiformaten gespeichert sind einzulesen und in andere Dateiformate zu konvertieren. Die Dateiformaten sind identisch mit den Dateiformaten zur Erstellung eines Diagramms.

- **Diagrammdatei** (.PL4-Datei)
- **JSON-Prognosedatei** (.JSON-Datei)
- Textdatei (.TXT-Datei)
- COMTRADE-Datei (.CFG-Datei)
- CSV-Datei (.CSV-Datei)

In der nachfolgenden Abbildung ist der dazu gehörende Dialog zu sehen.

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **U/I konvertieren und exportieren**
- Toolbar-Button

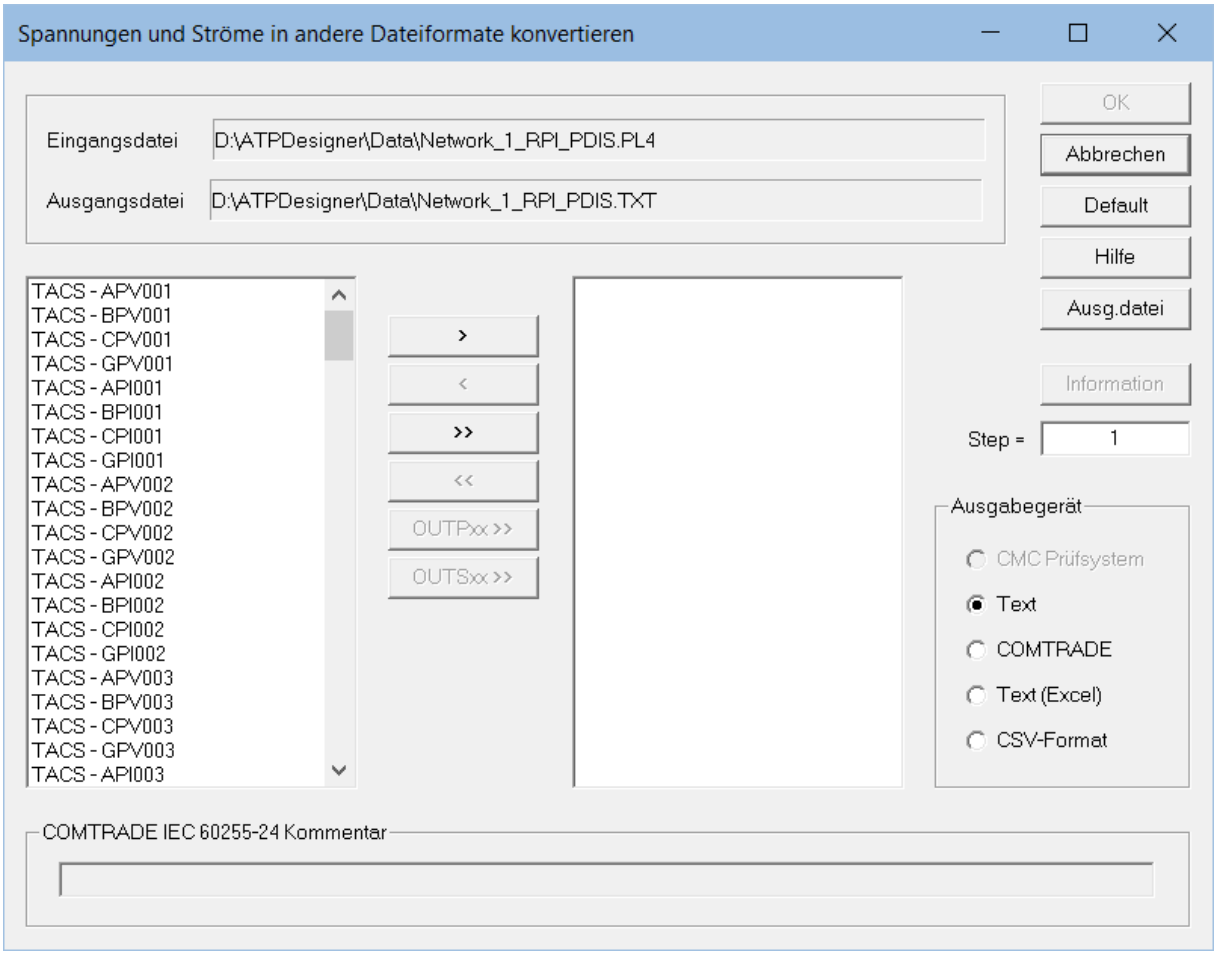


Abbildung 164: Dialog zur Ausgabe der berechneten Zeitverläufe in andere Dateiformate

Nach dem Öffnen des Dialogs sind in der linken Liste die verfügbaren Ausgabesignale dargestellt. Einzelne Ausgabesignale können z.B. durch einen **Left Mouse Button Double Click** in die rechte Liste verschoben werden, auch ein Markieren eines Ausgabesignals mit Drücken eines Richtungs-Buttons ist möglich.

Einstellwert	Bedeutung
Ausg.datei	ATPDesigner erzeugt automatisch den Namen der Ausgabedatei. Mit Hilfe des Buttons kann eine andere Ausgabedatei ausgewählt werden.
Information	Wird eine **COMTRADE**-Datei erzeugt, so werden **COMTRADE**-spezifische Informationen in einem Dialog angezeigt.
Step	Um z.B. die Größe der Ausgabedatei zu verringern, kann eine Ausgabeschrittweite eingestellt werden.

In der Gruppe **Ausgabegerät** kann das Format der Ausgabedatei oder ein Ausgabegerät ausgewählt werden.

10.13.1 Ausgabegerät *CMC Test System*

Das Ausgabeformat kann nur ausgewählt werden, wenn eine Sekundärprüfeinrichtung der Fa. Omicron mit ATPDesigner verbunden ist. Die Verwendung der Sekundärprüfeinrichtung **CMCxxx** wird in Kapitel 13 erläutert.

10.13.2 Ausgabegerät *Text*

Die Signale werden durch Leerzeichen getrennt ausgeben. In jeder Zeile sind die Momentanwerte eines Zeitpunktes enthalten. Der erste Wert einer Zeile ist die Zeit in Sekunden, danach sind die ausgewählten Signale in der Auswahlreihenfolge enthalten.

```
             0              0              0              0
         0.001    27695.43945    -87812.625    60117.19141
         0.002    52732.12891   -89299.09375    36566.96094
         0.003    72607.07813   -82044.39844    9437.323242
```

10.13.3 Ausgabegerät *COMTRADE*

ATPDesigner schreibt die vom Anwender ausgewählten Ausgabesignale entsprechend dem **COMTRADE** Format nach IEC 60255-24 [36] in die .CFG- und .DAT-Ausgabedateien.

```
,ATPDesigner Version 3.04.16 - 30.04.2015,2001
3,3A,0D
1,TACS - APV001,,,V,0.997615,0.00390625,0,-90000,90000,1,1,P
2,TACS - BPV001,,,V,0.992212,-0.046875,0,-90000,90000,1,1,P
3,TACS - CPV001,,,V,0.992089,0,0,-90000,90000,1,1,P
50
1
1000,401
30/04/2015,18:01:02.000000
30/04/2015,18:01:02.000000
ASCII
1

1,0,-0,0,0
2,1000,27762,-88502,60597
3,2000,52858,-90000,36859
4,3000,72781,-82688,9513
5,4000,85579,-67283,-18765
```

```
6,5000,90000,-45291,-45205
```

10.13.4 Ausgabegerät *Text (Excel)*

Die Signale werden durch Leerzeichen getrennt ausgeben. In jeder Zeile sind die Momentanwerte eines Zeitpunktes enthalten. Der erste Wert einer Zeile ist die Zeit in Sekunden, danach sind die ausgewählten Signale in der Auswahlreihenfolge enthalten.

```
             0                0                0                0
         0,001      27695,43945      -87812,625      60117,19141
         0,002      52732,12891      -89299,09375      36566,96094
         0,003      72607,07813      -82044,39844      9437,323242
```

Das Zahlformat verwendet ein Komma, um Vorkomma- und Nachkommastellen zu trennen.

10.13.5 Ausgabegerät *CSV-Format*

Die Signale werden durch ein Semikolon „;“ getrennt ausgeben. In jeder Zeile sind die Momentanwerte eines Zeitpunktes enthalten. Der erste Wert einer Zeile ist die Zeit in Sekunden, danach sind die ausgewählten Signale in der Auswahlreihenfolge enthalten.

```
Time [s];APV001;BPV001;CPV001;GPV001
0;0;0;0;0
0.001;27695.4;-87812.6;60117.2;3.5822e-011
0.002;52732.1;-89299.1;36567;-4.23688e-011
0.003;72607.1;-82044.4;9437.32;3.37232e-011
0.004;85374.8;-66758.7;-18616.1;-3.9003e-011
```

10.14 Zeichenfarbe für die Zeitsignale *Farben des Diagramms*

In dem in der nachfolgenden Abbildung dargestellten Einstelldialog kann für jedes Signal die Zeichenfarbe im Diagramm eingestellt werden.

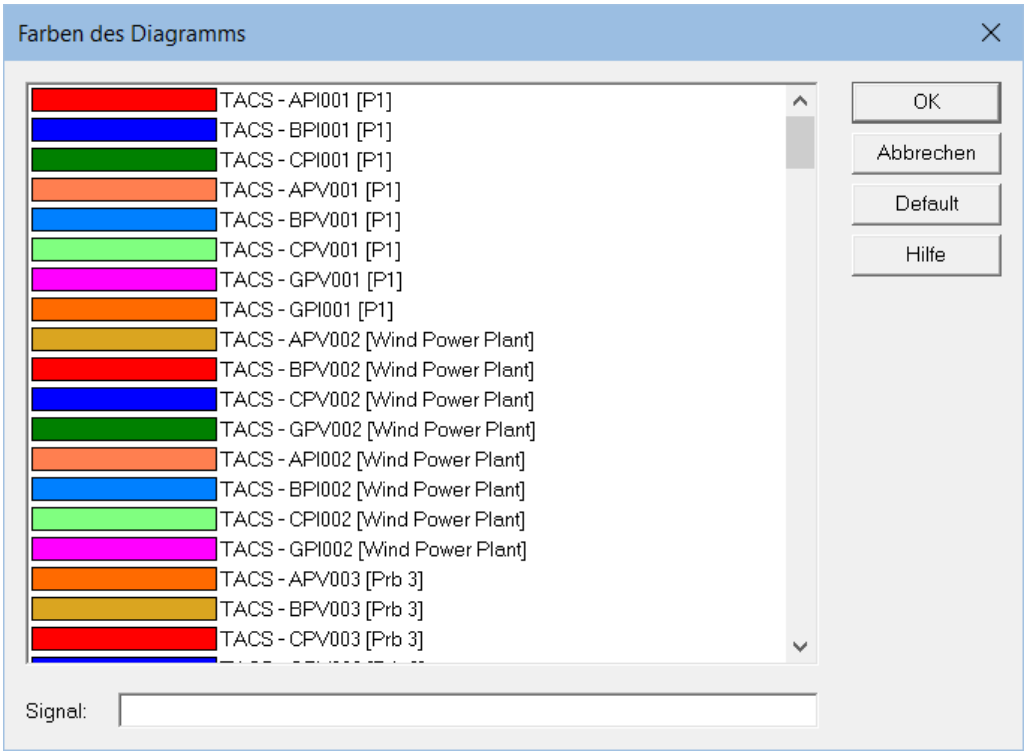


Abbildung 165: Einstelldialog für die Zeichenfarben der Zeitsignale

In dem Editierfeld **Signal** kann der Name eines zu suchenden Signals eingegeben werden. ATPDesigner sucht den Signalnamen und verschiebt den Inhalt der Liste so, dass der gesuchte Signalname mit hellgrünem Hintergrund markiert in der Mitte der Liste sichtbar wird. In den Klammern […] hinter dem Signalnamen wird falls vorhanden der anwenderspezifische Name **Name** des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** angezeigt.

10.15 Erstellen eines Diagramms aus weiteren Dateiformaten

ATPDesigner kann Diagramme nicht nur aus der Diagrammdatei des **ATP** (.PL4-Datei) sondern auch aus anderen Dateiformaten erstellen und anzeigen. Um ein Diagramm aus einem anderen Dateiformat zu erstellen kann wie folgt vorgegangen werden.

- Hauptmenü **Datei**
- Menüpunkt **Öffnen ..**
- Dateierweiterung z.B. **.CSV-Datei** als Dateifilter auswählen

Nach dem Einlesen der Datei wird der Dialog zur Auswahl der darzustellenden Signale geöffnet. Unter einem Signal wird hier eine Zeitfunktionen z.B. einer Spannung oder eines Stromes verstanden.

- Signale in der Signalauswahlliste auswählen
- **Diagramm** erstellen

- ggfs. Skalierungsfaktoren anpassen
  - Hauptmenü **Diagramme**
  - Menüpunkt **Diagramm Skalierungsfaktoren**

- ggfs. Zeichenfarben anpassen
  - Hauptmenü **Diagramme**
  - Menüpunkt **Diagrammfarben**

Dateifilter	Bedeutung
Diagrammdatei **(.PL4-Datei) (*.PL4)**	Das ATP speichert die berechneten Zeitsignale in einer .PL4-Datei.
.TXT-Datei (*.TXT)	ATPDesigner kann eine spaltenorientiert ausgebaute Textdatei einlesen und daraus ein Diagramm erzeugen.
.CSV-Datei (*.CSV)	ATPDesigner kann eine spaltenorientiert ausgebaute .CSV-Datei einlesen und daraus ein Diagramm erzeugen.
COMTRADE (*.CFG)	ATPDesigner kann Textdateien entsprechend dem COMTRADE Format nach IEC 60255-24 [36] (.CFG- und .DAT-Dateien) einlesen und daraus ein Diagramm erzeugen. Es werden Textdateien nach dem Standard 1999 und 2001 unterstützt.
JSON (*.JSON)	ATPDesigner kann die JSON-Prognosedatei einlesen und als Diagramm darstellen.

10.15.1 Dateiformat: .TXT-Datei

ATPDesigner geht davon aus, dass die Zeitsignale durch Leerzeichen getrennt in der Textdatei enthalten sind. Jede Zeile muss mit einem Zeilenvorschub (LF) mit optional nachfolgendem Wagenrücklauf (CR) beendet werden. In jeder Zeile sind die Momentanwerte eines Zeitpunktes enthalten. Der erste Wert einer Zeile wird als Zeit in Sekunden interpretiert, jede durch mindestens ein Leerzeichen nachfolgende getrennte Spalte als Zeitsignal.

```
0 0 0 0
0.001 27695.43945 -87812.625 60117.19141
0.002 52732.12891 -89299.09375 36566.96094
0.003 72607.07813 -82044.39844 9437.323242
```

Nach dem Einlesen wird der Dialog zur Signalauswahl geöffnet. Nach Auswahl der Signale wird durch einen **Left Mouse Button Click** auf die **OK**-Taste ein Diagramm erzeugt. ATPDesigner verwendet für die Zeitsignale den Bezeichner **COLx** (x = Spaltennummer).

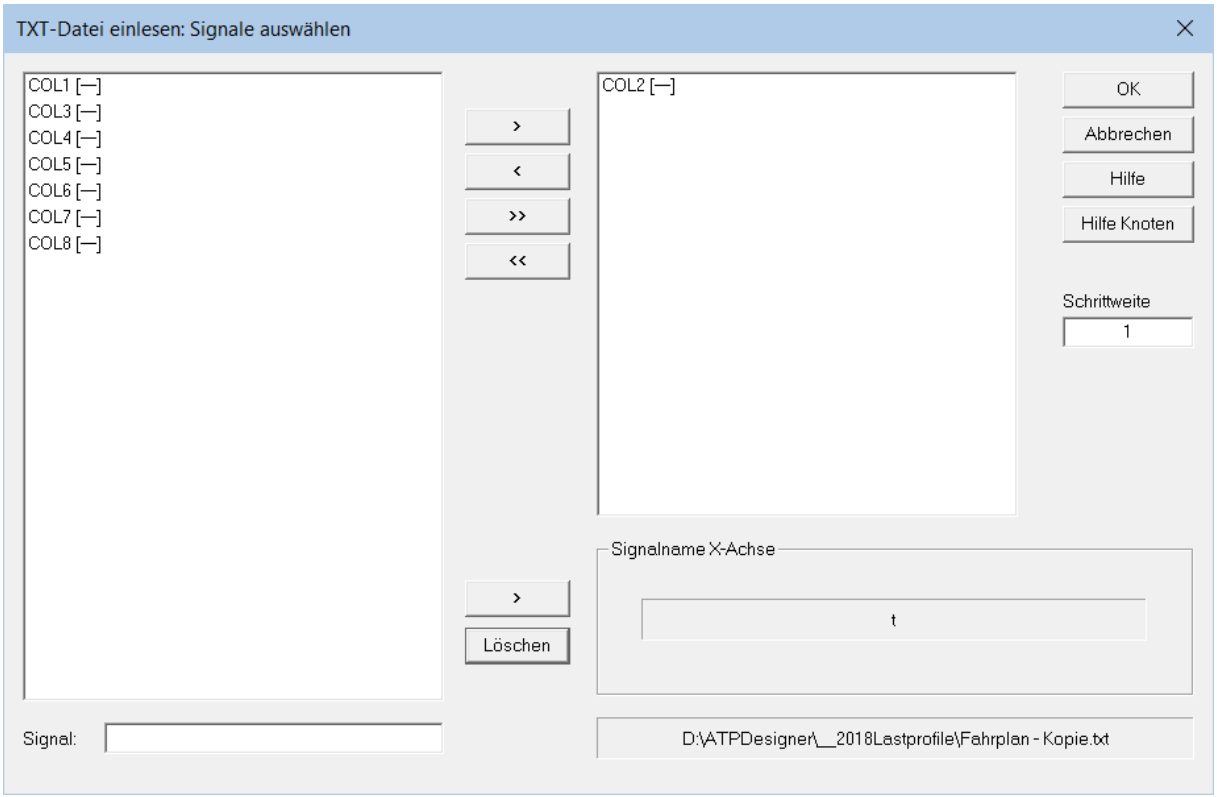


Abbildung 166: Signalauswahlliste nach dem Einlesen einer .TXT-Datei

Es muss darauf geachtet werden, dass die Werte einen Dezimalpunkt und kein Dezimalkomma verwenden.

10.15.2 Dateiformat: .CSV-Datei

ATPDesigner geht davon aus, dass die Zeitsignale durch **ein Semikolon** getrennt in der Textdatei enthalten sind. Jede Zeile muss mit einem Zeilenvorschub (LF) mit optional nachfolgendem Wagenrücklauf (CR) beendet werden. In jeder Zeile sind die Momentanwerte eines Zeitpunktes enthalten. Der erste Wert einer Zeile wird als Zeit in Sekunden interpretiert, jede durch genau ein Semikolon getrennte Spalte als ein Zeitsignal.

```
0;0;0;0
0.001;27695.43945;-87812.625;60117.19141
0.002;52732.12891;-89299.09375;36566.96094
0.003;72607.07813;-82044.39844;9437.323242
```

Nach dem Einlesen wird der Dialog zur Signalauswahl geöffnet. Nach Auswahl der Signale wird durch einen **Left Mouse Button Click** auf die **OK**-Taste ein Diagramm erzeugt. ATPDesigner verwendet für die Zeitsignale den Bezeichner **COLx** (x = Spaltennummer).

⇨ Es muss darauf geachtet werden, dass die Werte einen Dezimalpunkt und kein Dezimalkomma verwenden.

10.15.3 Dateiformat: .JSON-Datei

Das Format der ‚JSON-Datei ist in **Format der JSON-Prognosedatei** erläutert.

10.15.4 Dateiformat: .CFG-Datei (COMTRADE)

ATPDesigner bietet die Möglichkeit, COMTRADE-Dateien [36] einzulesen und die darin enthaltenen analogen und binären Signale in einem **Diagramm** darzustellen. Es müssen folgende COMTRADE-Dateien vorhanden sein.

- .CFG-Konfigurationsdatei
- .DAT-Datendatei

Es werden die COMTRADE-Formate 1999 und 2001 [36] als Textdateien unterstützt.

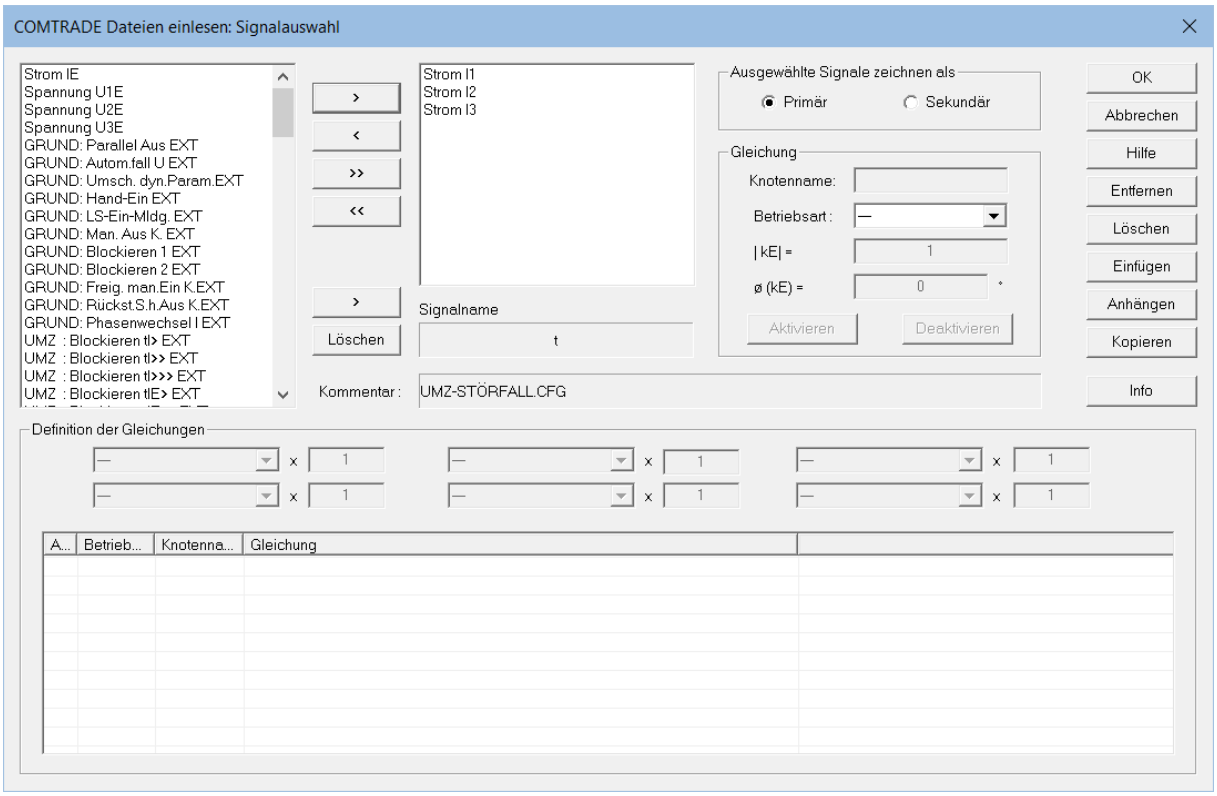
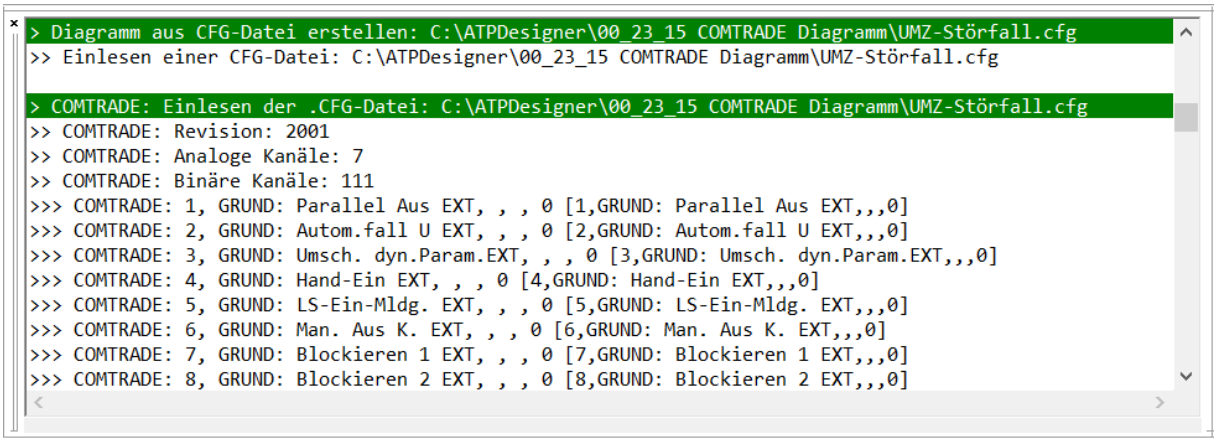


Abbildung 167: Auswahlliste der Signale in den COMTRADE-Dateien

Während des Einlesens der COMTRADE-Dateien werden Informationen über die analogen und binären Kanäle der COMTRADE-Dateien im Meldungsfenster ausgegeben.




```
> Diagramm aus CFG-Datei erstellen: C:\...\00_23_15 COMTRADE Diagramm\UMZ-Störfall.cfg
>> Einlesen einer CFG-Datei: C:\ATPDesigner\00_23_15 COMTRADE Diagramm\UMZ-Störfall.cfg

> COMTRADE: Einlesen der .CFG-Datei: C:\..\00_23_15 COMTRADE Diagramm\UMZ-Störfall.cfg
>> COMTRADE: Revision: 2001
>> COMTRADE: Analoge Kanäle: 7
>> COMTRADE: Binäre Kanäle: 111
>>> COMTRADE: 1, GRUND: Parallel Aus EXT, , , 0 [1,GRUND: Parallel Aus EXT,,,0]
>>> COMTRADE: 2, GRUND: Autom.fall U EXT, , , 0 [2,GRUND: Autom.fall U EXT,,,0]
>>> COMTRADE: 3, GRUND: Umsch. dyn.Param.EXT, , , 0 [3,GRUND: Umsch. dyn.Param.EXT,,,0]
..
>>> COMTRADE: 110, UMZ  : Aus Mldg. tIgegen>>, , , 0 [110,UMZ  : Aus Mldg. tIgegen>>,,,0]
>>> COMTRADE: 111, UMZ  : Aus Mldg. tIgegen>>>, , , 0 [111,UMZ  : Aus Mldg. tIgegen>>>,,,0]
>>> COMTRADE: fn=50.000000Hz, N(fa)=1
>>> COMTRADE: 1, fa=1000.000000Hz, N=588
>>> COMTRADE: 01/01/1997,02:05:21.208000, 01/01/1997,02:05:21.208000, ASCII, 1.000000
```


Abbildung 168: Ausgaben im Meldungsfenster beim Einlesen von COMTRADE-Dateien

In der nachfolgenden Abbildung ist ein **Diagramm** dargestellt, das aus den drei Leiterströmen $i_{L123}(t)$ als analoge Kanäle und dem binären Kanal **General-AUS-Kommando** erstellt wurde.

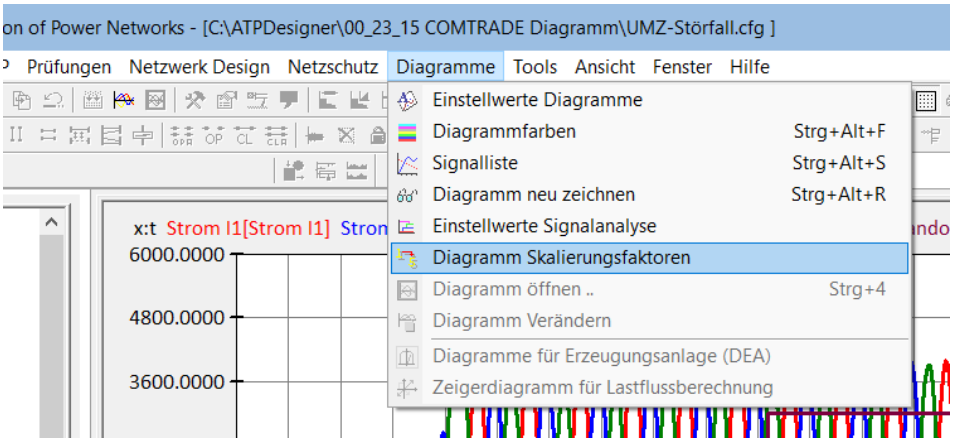


Abbildung 169: Einstelldialog für *Diagramm Skalierungsfaktoren* öffnen

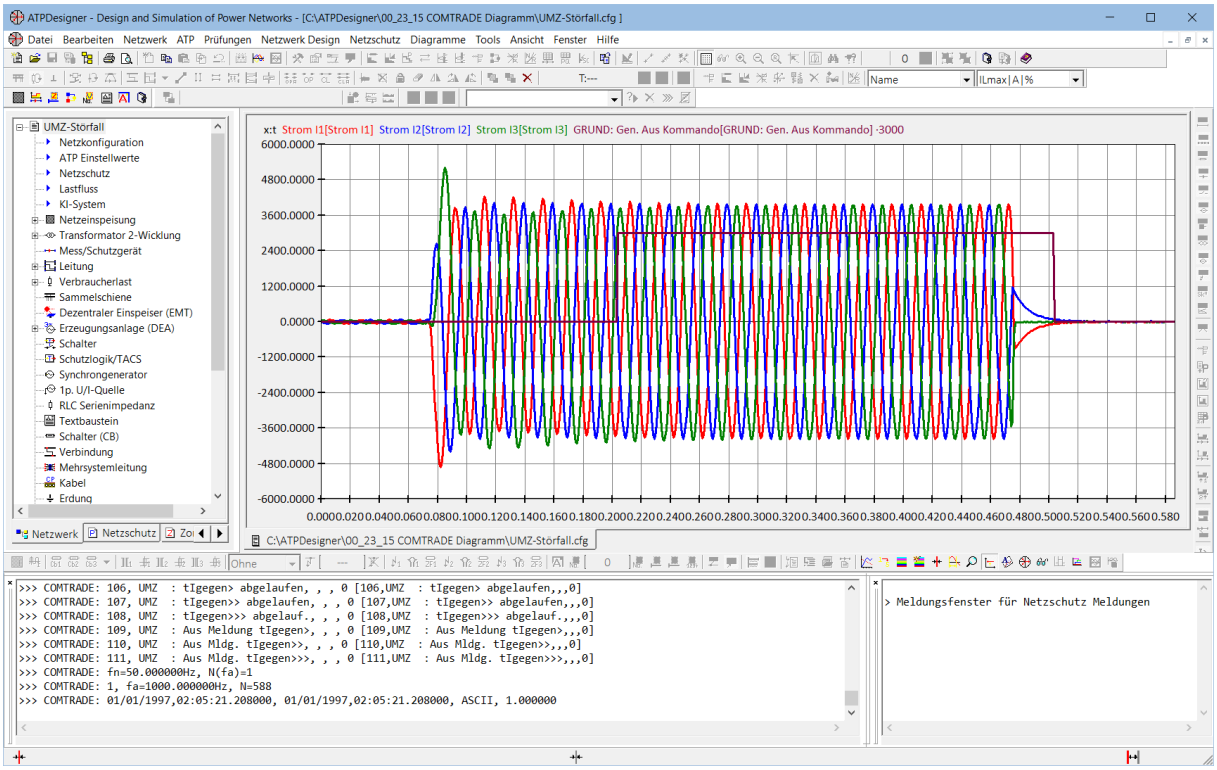


Abbildung 170: COMTRADE – Leiterströme $i_{L123}(t)$ und AUS-Kommando als *Diagramm*

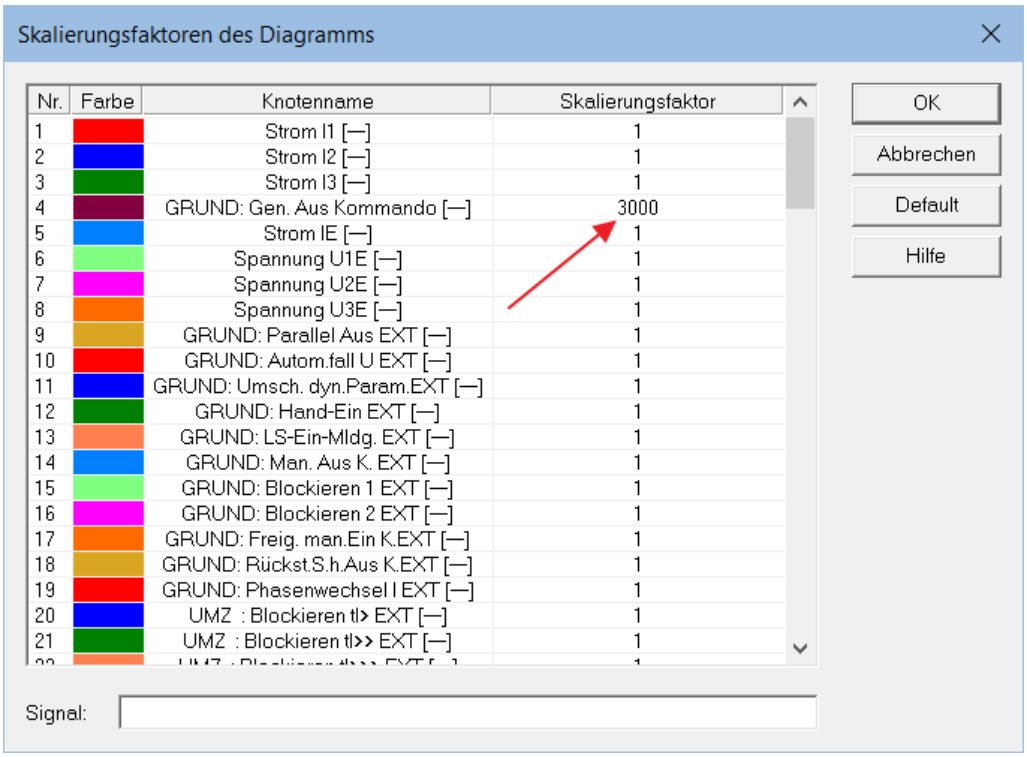


Abbildung 171: *Diagramm* - Skalierungsfaktoren für Signale einstellen

Um den binären Kanal **General-AUS-Kommando**, das als binäres Signal nur die Werte 0 und 1 annehmen kann, im Diagramm sichtbar darzustellen, wurde das Signal mit dem Multiplikationsfaktor 3000 verstärkt.

- Hauptmenü **Diagramme**
- Menüpunkt **Diagramm Skalierungsfaktoren**
- Toolbar-Button

Nach dem Schließen des Einstelldialogs wird das **Diagramm** neu gezeichnet. Die Einstellung von Skalierungsfaktoren für Signale in einem Diagramm ist unabhängig vom eingelesenen Dateiformat möglich.

11 Lastflussberechnung mit Dezentralen Erzeugungsanlagen

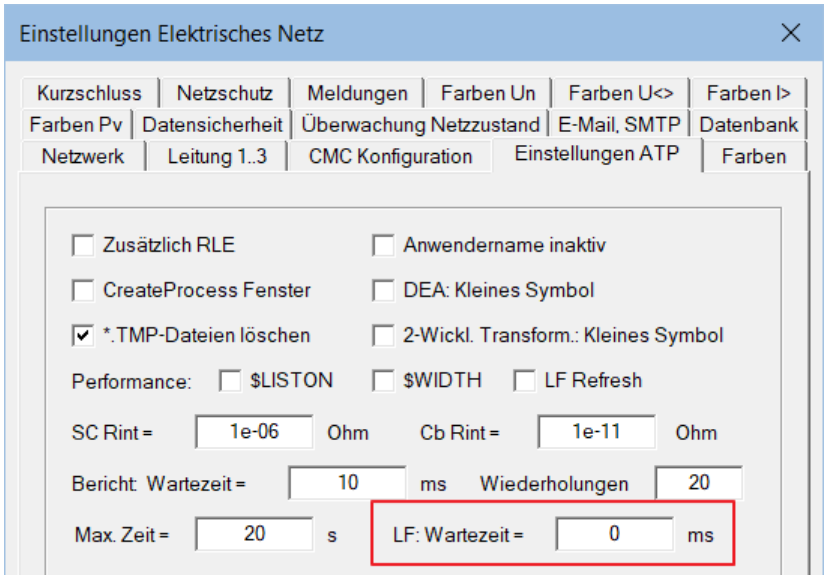
Dezentrale Erzeugungsanlagen wie Solarstrom- und Windkraftanlagen, die mit Hilfe eines 1- oder 3-phasigen Netzstromrichters elektrische Energie in das Stromnetz einspeisen, werden in ATPDesigner mit dem Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** als Stromquellen konstanter Wirk- und Blindleistung, d.h. als **Konstantleistungsquellen** nachgebildet und in der Lastflussberechnung berücksichtigt. Dabei wird der stationäre Netzzustand wie bei **Lastflussberechnungen** üblich iterativ, d.h. durch eine Folge mehrerer stationärer Netzberechnungen ermittelt. Im Falle einer 3-phasig symmetrisch einspeisenden Erzeugungsanlage wird eine Lastflussiteration im Mitsystem ausgeführt. Im Falle von 1/2/3 1-phasig einspeisenden Erzeugungsanlagen wird eine leiterselektive Lastflussiteration im natürlichen System, d.h. in Leitergrößen durchgeführt. Die Lastflussberechnung als iterativer Rechenprozess wird beendet, wenn Konvergenz, d.h. die vom Anwender definierte Genauigkeit, erreicht wurde. Wird nach Erreichen der maximal zulässigen Anzahl von Iterationsschritten keine Konvergenz erreicht, wir die Lastflussberechnung mit Divergenz abgebrochen. Bei Divergenz werden keine Ergebnisse in der Netzgrafik oder in Berichten ausgegeben.

Die Konvergenzbedingungen und Konvergenzgenauigkeiten sind in den folgenden Einstelldialogen zu finden und können dort eingestellt werden.

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**
- Registerkarte **Lastfluss: Lasten**, **Lastfluss: DEA**

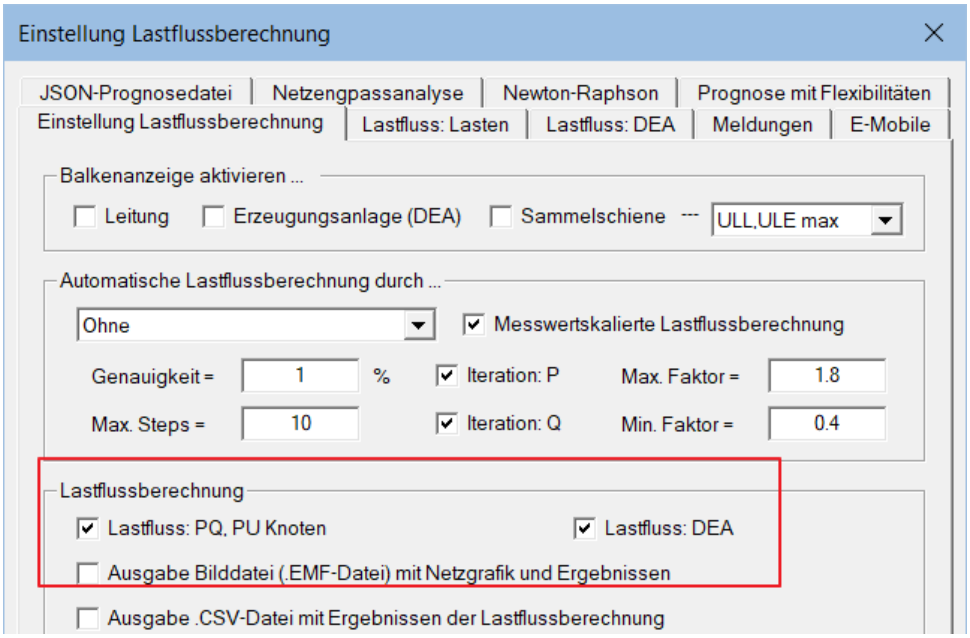
Bei Rechnersystemen mit geringer Performance können bei der schnellen Abfolge der Netzberechnungen der Iterationsschritte zeitbedingte Zugriffsprobleme auf temporäre Dateien auftreten. Mit Hilfe des Einstellwertes **LF: Wartezeit** kann eine Wartezeit zwischen zwei Iterationsschritten eingestellt werden.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt Netzkonfiguration, Register **Einstellungen ATP**



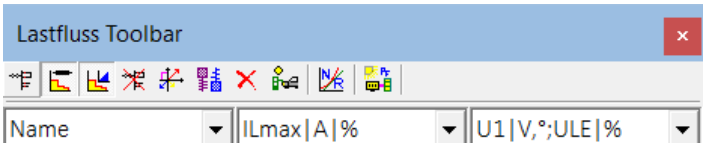
Die von ATPDesigner ausgeführte Lastflussberechnung wird durch zwei unabhängige Algorithmen ausgeführt und auf Konvergenz überwacht.

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**
- Registerkarte **Einstellung Lastflussberechnung**
- Gruppe **Lastflussberechnung**



oder die Toolbar-Schalter zum Ein- und Ausschalten der Algorithmen

- **Lastfluss: PQ, PU Knoten** EIN/AUS
- **Lastfluss: DEA** EIN/AUS



Die Optionen **Lastfluss: PQ, PU Knoten** und **Lastfluss: DEA** können auch im Einstelldialog **ATP Einstellwerte** ein- bzw. ausgeschaltet werden.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **ATP Einstellwerte**
- Registerkarte **ATP Daten**
- Gruppe **Lastflussberechnung**

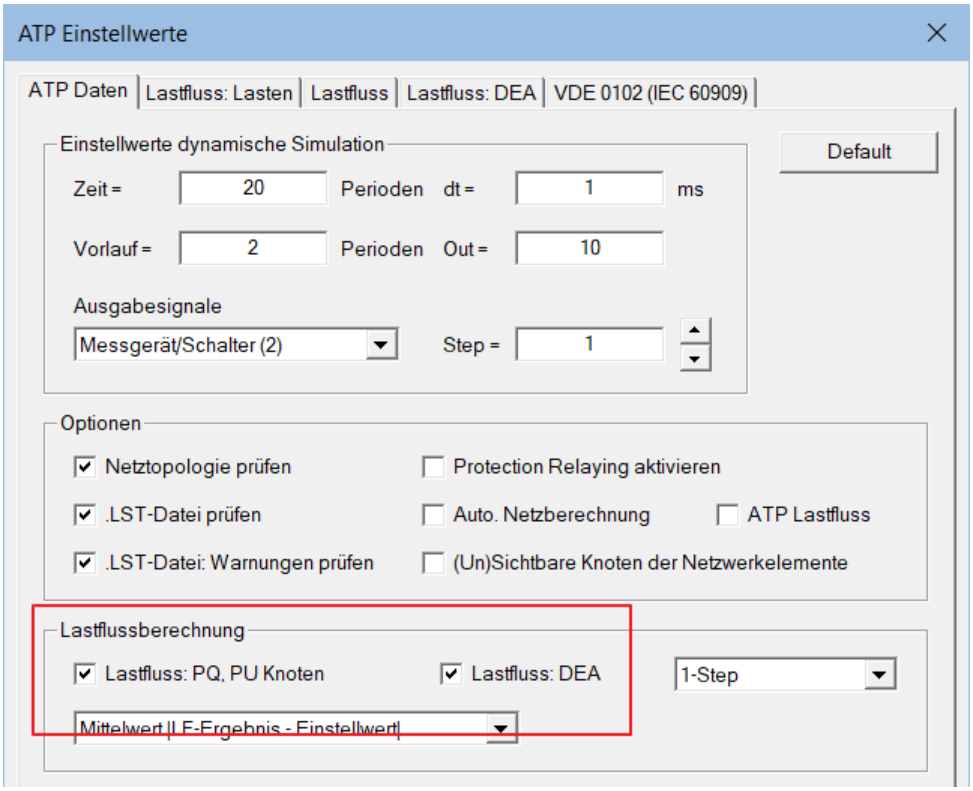


Abbildung 172: Ein- bzw. Ausschalten der Algorithmen des Iterationsverfahrens

Die nachfolgende Abbildung zeigt ein einfaches, strahlenförmiges Niederspannungsnetz mit U_n = 400V, das aus 200m langen Erdkabeln NKBA 4x300mm² besteht. Die Versorgung erfolgt aus der vorgelagerten 20kV-Spannungsebene über einen 20/0,4kV-Transformator der Bemessungsleistung S_{rT} = 630kVA. Die Messung von Leiterströmen, Leiter-Erd-Spannungen und Leistungen erfolgt mit den Netzwerkelementen **Mess/Schutzgerät Px**.

Es muss darauf geachtet werden, dass die Optionen **Lastfluss: PQ, PU Knoten** und **Lastfluss: DEA** aktiviert sind, um die Lastflussberechnung zu aktivieren. Darüber hinaus muss für jedes einzelne Netzwerkelement die Lastflussberechnung aktiviert werden.

- **Lastfluss: PQ, PU Knoten**
  - **Verbraucherlast**,
    Registerkarte **Allgemeine Daten**, Einstellwert **Lastfluss: EIN**
  - **Netzeinspeisung**
    Registerkarte **Lastfluss: PQ, PU Knoten**, Einstellwert **Lastfluss EIN**
  - Stufenschalter des **Transformator 2-Wicklung**
    Registerkarte **Lastfluss: PQ, PU Knoten**, Einstellwert **Lastfluss EIN**
- **Lastfluss: DEA**
  - **Erzeugungsanlage (DEA)**
    Registerkarte **Allgemeine Daten**, Einstellwert **Lastfluss: DEA (Phase Adjusting)**

Nach jeder Änderung der internen Werte wird mit dem ATP als Rechenkern eine stationäre Netzberechnung ausgeführt. Genauigkeits- und Abbruchbedingungen kontrollieren den Iterationsprozess, d.h. Überwachen die Konvergenz der Lastflussberechnung.

Der Iterationsprozess kann mit der **ESC-Taste** abgebrochen werden. Dazu muss die ESC-Taste u.U. über mehrere Sekunden gedrückt sein. In diesem Fall wird in der **Statusleiste** die Anzahl Iterationsschritte **N = 999** und **LF=gestoppt** angezeigt.

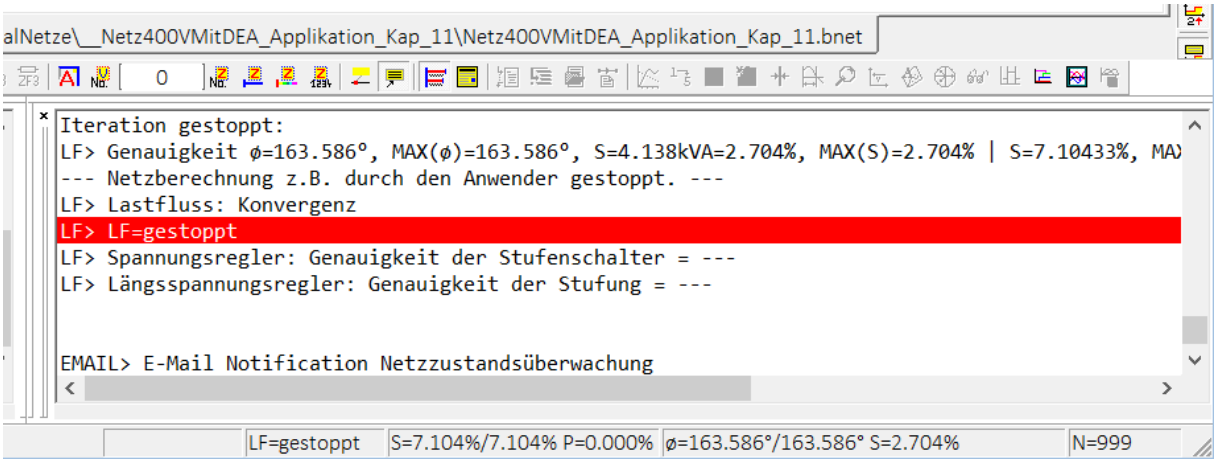


Abbildung 173: Abbruch des Iterationsprozesses - *LF=gestoppt*

Im Falle der Konvergenz wird in der Statusbar die Kennung **LF=o.k.** angezeigt.

Abbildung 174: Statusleiste im Falle der Konvergenz nach N=3 Iterationsschritten

Im Falle der Divergenz, d.h. dass nach der maximal zulässigen Anzahl von Iterationsschritten, die vom Anwender geforderte Genauigkeit nicht erreicht werden konnte, wird **LF=fehlerhaft** in der Statusbar ausgegeben.

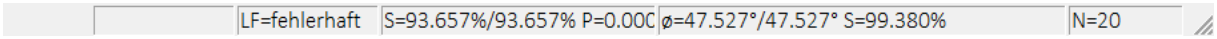


Abbildung 175: Statusleiste im Falle der Divergenz *LF=fehlerhaft*

Das grafische Symbol der **Verbraucherlast** kann mit dem Toolbar-Schalter in das Pfeilsymbol umgeschaltet. Um das nachfolgend dargestellte Stromnetz mit ATPDesigner zu erstellen, sind die nachfolgend beschriebenen Schritte empfehlenswert.

1. Start von ATPDesigner

2. Öffnen einer leeren Zeichenfläche im Hauptmenü **Datei,** Menüpunkt **Neu** oder durch Drücken des Toolbar-Buttons in der oberen Toolbar oder durch **Strg + N**.

3. Aufbau des Stromnetzes beginnend mit der **Netzeinspeisung** **Network 1**, dem **Transformator 2-Wicklungs-**, etc. durch **Drag&Drop** aus den **Projektinformationen**.

⇨ Netzwerkelemente können aus der Registerkarte **Netzwerk** der **Projektinformationen** mit Hilfe von **Drag&Drop** auf der Zeichenfläche positioniert werden.

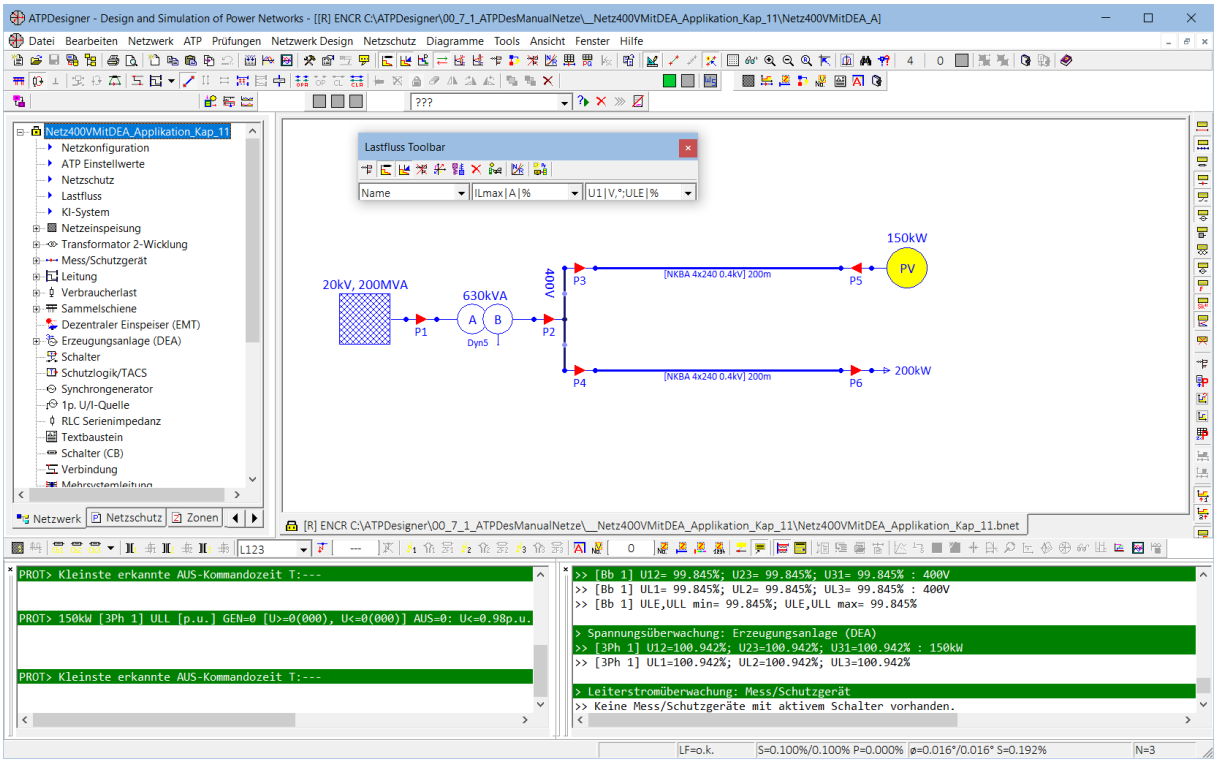


Abbildung 176: Niederspannungsnetz mit Bezugsanlage und Solarstromanlage

Im nachfolgenden Beispiel wird davon ausgegangen, dass in den Einstelldialogen die Grundeinstellung der Einstellwerte (Default) eingestellt ist. Die Grundeinstellung kann durch einen **Left Mouse Button Click** auf den Button **Default** geladen werden. Änderungen gegenüber der Grundeinstellung werden erläutert.

11.1 20kV-Netzeinspeisung – vorgelagertes Mittelspannungsnetz

Das vorgelagerte Mittelspannungsnetz wird als **Netzeinspeisung** mit den folgenden Einstellwerten nachgebildet. Das Netzwerkelement kann auch per **Drag&Drop** auf die Zeichenfläche gezogen werden.

- Nennspannung U_n = 20kV
- Netznennfrequenz f_n = 50Hz
- Kurzschlussleistung S_k'' = 200MVA
- Verhältnis Nullimpedanz - Mitimpedanz $\underline{Z}_0 = 2 \cdot \underline{Z}_1$

ATPDesigner bildet die Netzeinspeisung in Anlehnung an VDE 0102 [2] als induktiv gekoppelte RL-Serienimpedanz nach. Wird die Option **Phi (Zk).** deaktiviert, kann der Impedanzwinkel **phi (Zk)** manuell eingestellt werden. Für 20kV-Mittelspannungsnetze sind Impedanzwinkel $\varphi \approx 30...60°$ je nach verwendeten Mittelspannungskabeln üblich.

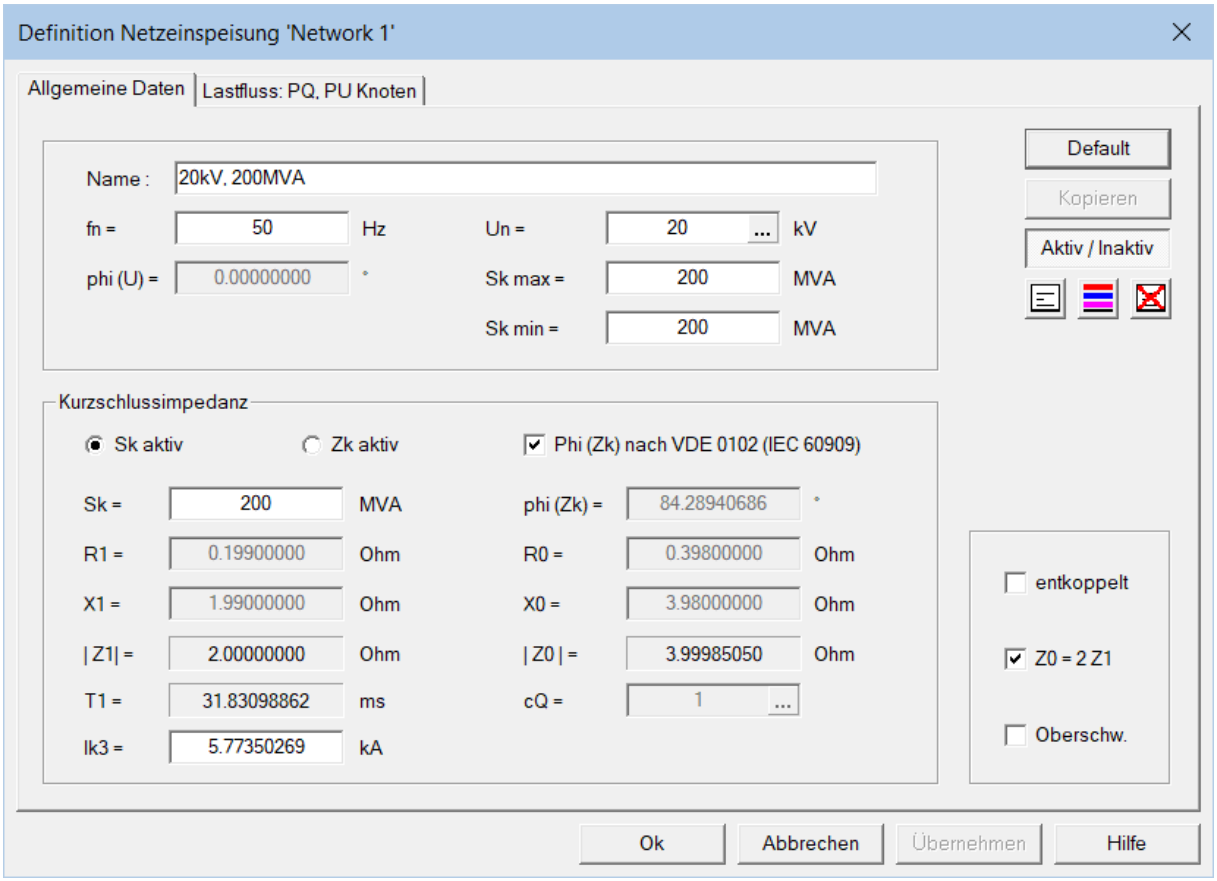


Abbildung 177: 20kV-Netzeinspeisung

11.2 Ortsnetztransformator 20/0,4kV, S_{rT} = 630kVA, u_k = 4%, P_k = 5,4kW

Das Netzwerkelement **Transformator 2-Wicklung** kann per **Drag&Drop** auf die Zeichenfläche gezogen werden.

Einstellwert	Bedeutung
SrT	Bemessungsleistung S_{rT} = 630kVA
UrA, UrB	Bemessungsspannungen 20/0,4kV
uk	Kurzschlussspannung u_k = 4%
Pk	Kurzschlussverlustleistung P_k = 5,4kW
Schaltgruppe	Schaltgruppe Dyn5
Sternpunkt	Sternpunkt starr geerdet
X01	Verhältnis Nullreaktanz/Mitreaktanz X01 = 1
IL, iL, PL	Die Leerlaufverlustleistung P_L sowie der Leerlaufstrom I_L sind deaktiviert.

Alternativ kann ein Transformator aus der Registerkarte Bibliothek mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Button **Auswählen** ausgewählt und dessen Daten in die Registerkarten kopiert werden.

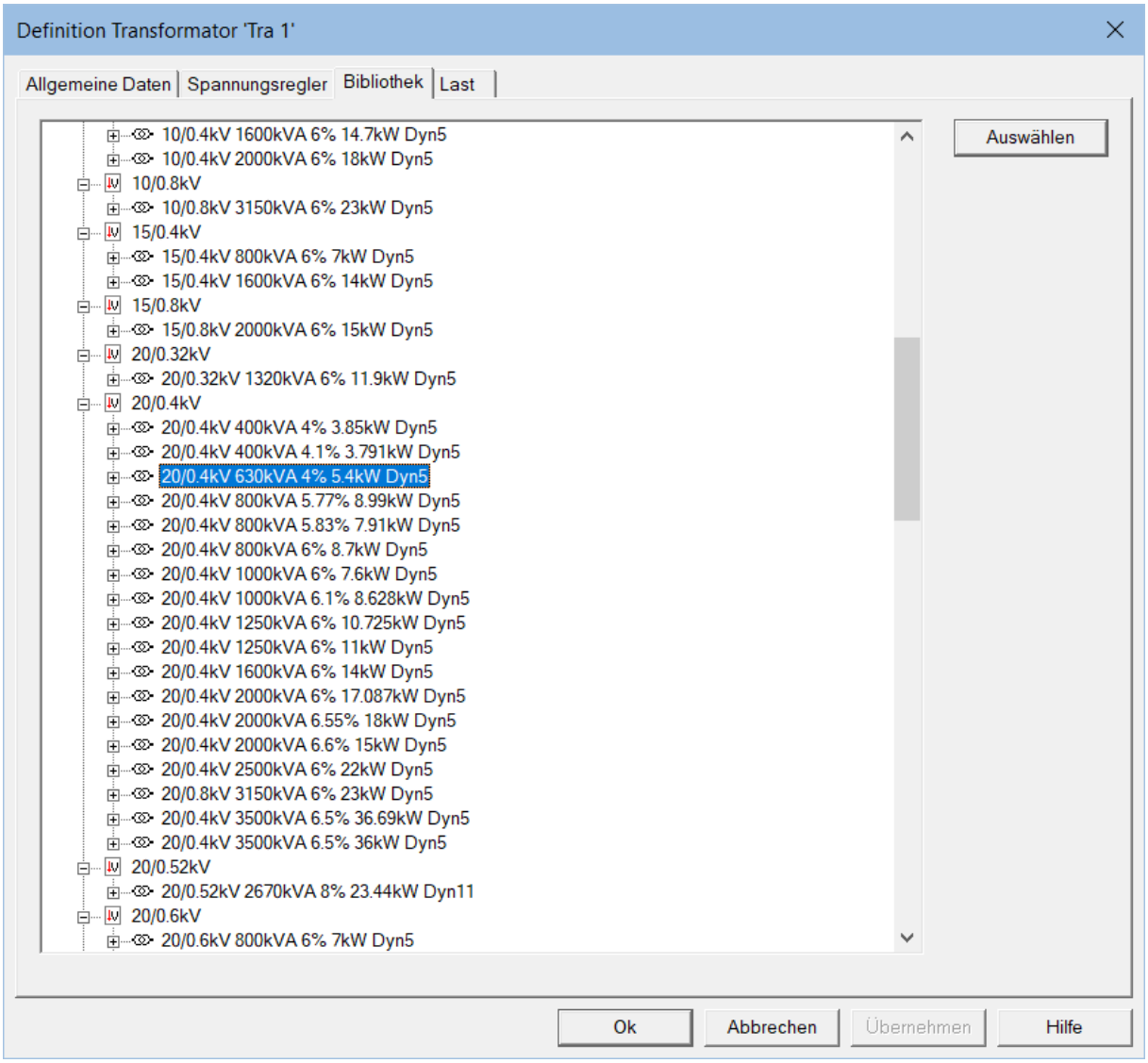


Abbildung 178: Transformator in der Bibliothek auswählen

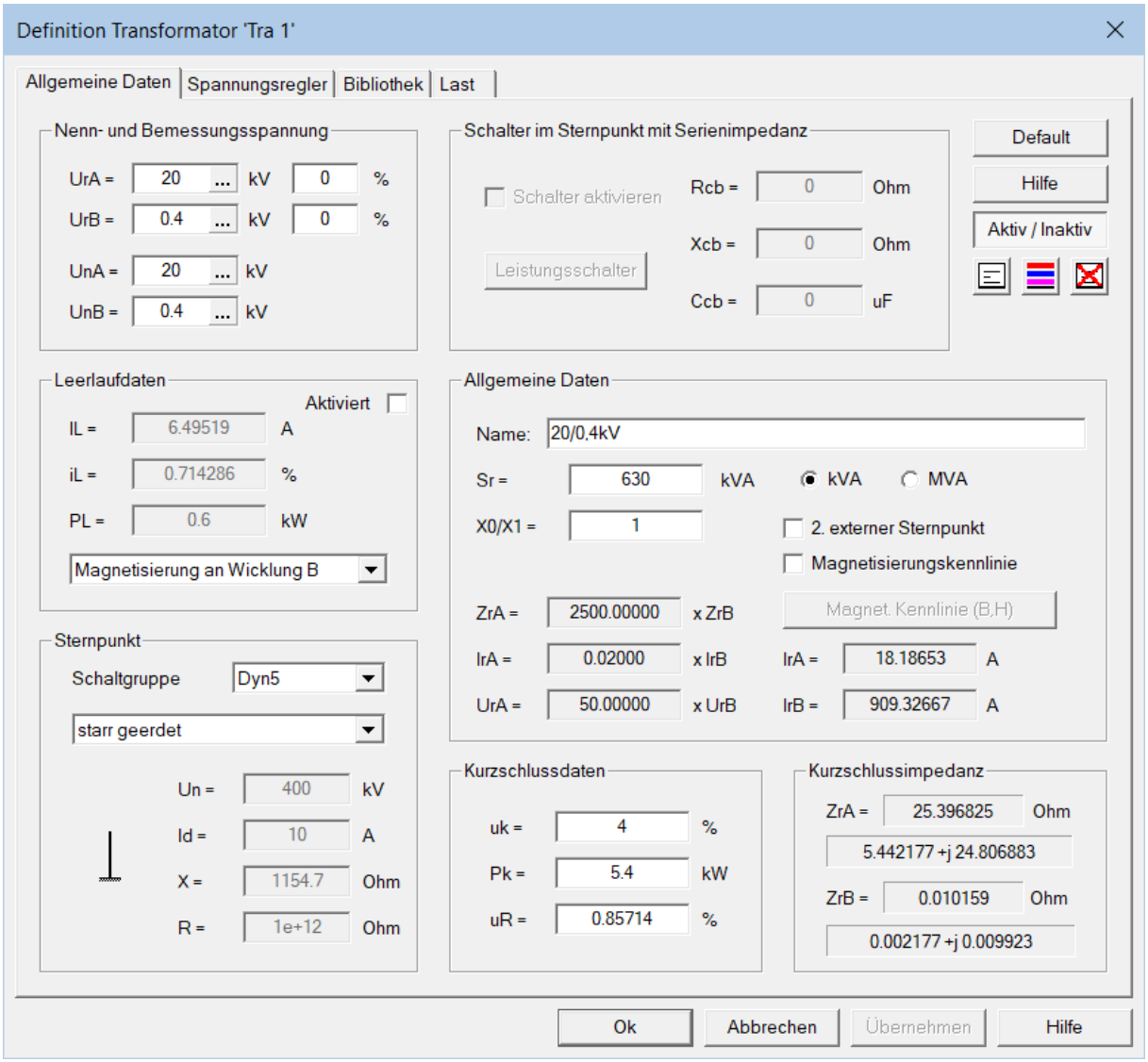


Abbildung 179: Ortsnetztransformator 20/0,4kV, S_{rT} = 630kVA, u_k = 4%, P_k = 5,4kW

11.3 Mess/Schutzgerät

Im nächsten Schritt wird ein **Mess/Schutzgerät P1** (Referenzname **Prb 1**) zwischen Netzeinspeisung und Transformator eingefügt. Das Netzwerkelement kann per **Drag&Drop** auf die Zeichenfläche gezogen werden. Das Spannungs- und Strommessgerät wird verwendet, um an definierten Netzknoten die Leiterströme, die Leiter-Erd-Spannungen sowie Leistungen und weitere elektrische Kennwerte zu berechnen und in einem Tooltip anzuzeigen. Es ist zu beachten die Nennspannung **U_n** korrekt einzustellen, damit der prozentuale Wert der berechneten Leiter-Erd-Spannung korrekt in den Tooltips angezeigt wird. Darüber hinaus kann auch ein Nennstrom **I_n** eingestellt werden, um eine prozentuale Anzeige in den Tooltips zu erhalten.

Einstellwert	Bedeutung
Un	Nennspannung U_n = 20kV
In	Nennstrom I_n = 600A

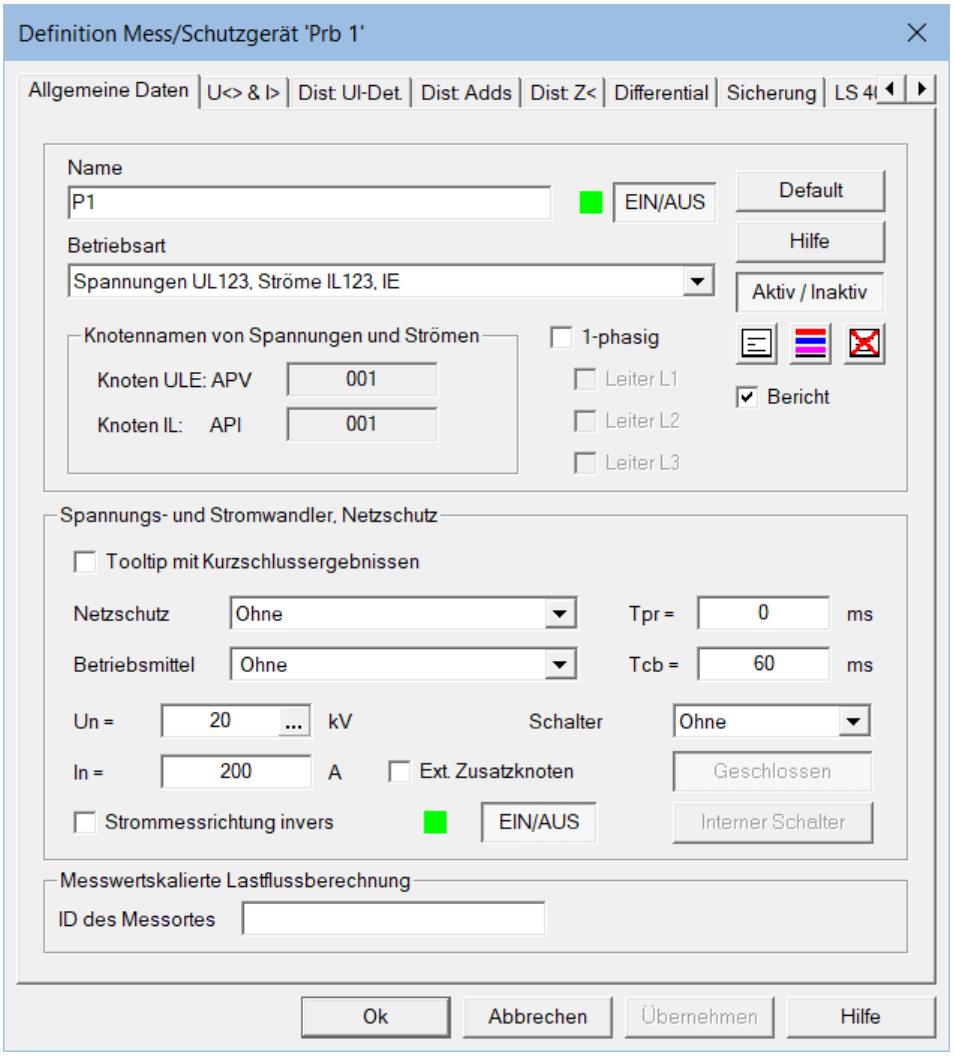


Abbildung 180: Einstelldialog für das Netzwerkelement Mess/*Schutzgerät*

11.4 0,4kV-Sammelschiene

Im nächsten Schritt wird eine **Sammelschiene** an das **Mess/Schutzgerät** **P1** angeschlossen. Das Netzwerkelement kann per **Drag&Drop** auf die Zeichenfläche gezogen werden.

Einstellwert	Bedeutung
Un	Nennspannung U_n = 400V
Name	Bezeichner der Sammelschiene

Es können alternativ auch andere Sammelschienentypen ausgewählt werden.

⇨ Es muss darauf geachtet werden, dass der Sammelschienentyp nur geändert werden kann, wenn kein anderes Netzwerkelement mit der Sammelschiene verbunden ist.

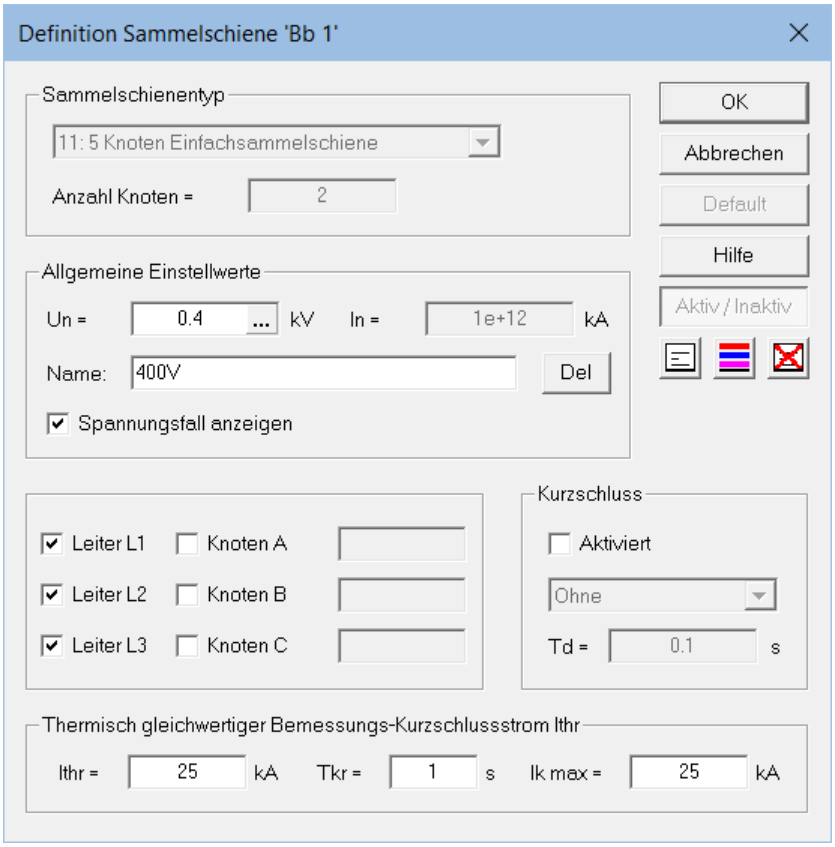


Abbildung 181: 0,4kV-Sammelschiene am Ortsnetztransformator

11.5 Erzeugungsanlage (EZA) konstanter Wirkleistung *Pn (IL:3p) = const.*

Solarstrom- und Windkraftanlagen werden durch eine 3-phasige symmetrische Stromquelle konstanter Wirkleistung P_n und Blindleistung Q mit dem Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** nachgebildet.

Einstellwert	Bedeutung
P_n	Wirkleistung P_n = 150kW, Verschiebungsfaktor cos φ = 0,98 untererregt
Betriebsart	Betriebsart **Pn (IL:3p) = const.** d.h. symmetrische, 3-phasige Stromquelle mit konstanter Wirkleistungseinspeisung im Mitsystem
Un init	Startwert der Nennspannung am Einspeiseknoten U_n = 0,4kV
Imax = 120%	Der Betrag des eingespeisten Leiterstroms wird auf 120% I_n begrenzt.
Betriebsart cos phi	In der Betriebsart **cos phi = const.** wird ein konstanter Verschiebungsfaktor am Netzanschlusspunkt (NAP) eingestellt.
Betriebsart IL	In der Einstellung **IL=f(ULL)** wird der Mittelwert der Leiter-Leiter-Spannungen, die am Netzanschlusspunkt (NAP) gemessen werden, zur Leistungsregelung verwendet.
Lastfluss: DEA (Phase Adjusting)	Die Option muss aktiviert sein, damit die Erzeugungsanlage in der Lastflussberechnung berücksichtigt wird.
U<> - Überwachung	Die **Unter- und Überspannungsüberwachung U< und U>** wird zur Überwachung der Leiter-Leiter-Spannungen am Netzanschlusspunkt der Erzeugungsanlage auf ±2%U_n sowie die Betriebsart **ULL**

	[p.u.] eingestellt. Die zugeordneten Staffelzeiten werden nur dann bewertet, wenn eine Über- oder Unterspannung gemessen wird.
NAP Messort DEA […]	Der Messort der Spannungen und Ströme, die für die Lastflussberechnung der Wirkleistung und Blindleistung verwendet werden, ist der Netzknoten der **Erzeugungsanlage (DEA)**. Als Alternative kann ein **Mess/Schutzgerät Px** verwendet werden.
Parkregler **---**	Die Erzeugungsanlage wird nicht durch einen Parkregler geregelt.

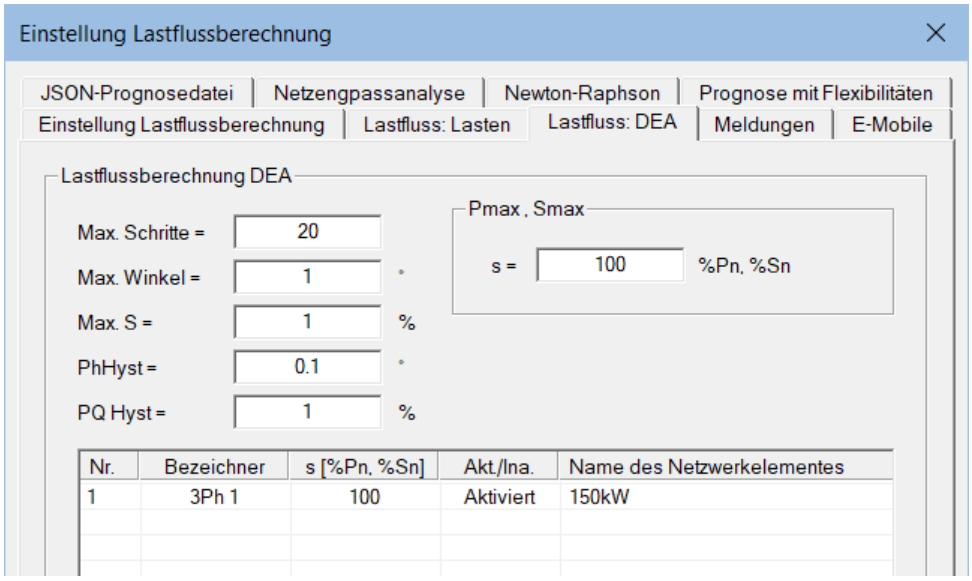
1. Ausgehend von dem Initialisierungswert **Un init** am Netzanschlussknoten (NAP) der Erzeugungsanlage wird der Betrag der Leiterströme I_L der drei Stromquellen berechnet und für die Lastflussberechnung verwendet.

2. Vor jeder weiteren Lastflussberechnung wird der Betrag der Leiterströme der drei Stromquellen aus der eingestellten Wirkleistung P_n, dem Verschiebungsfaktor cos φ und dem Betrag der Mitsystemspannung $\underline{U}_1$ berechnet.

$$\underline{U}_1 = \frac{\underline{U}_{L1} + \underline{a} \cdot \underline{U}_{L2} + \underline{a}^2 \cdot \underline{U}_{L3}}{3}$$

3. ATPDesigner kontrolliert den Iterationsprozess durch Bewertung der Genauigkeit der Winkelabweichung Δφ für jede **Erzeugungsanlage (DEA)** einzeln und den Mittelwert aller im Stromnetz enthaltenen dezentralen **Erzeugungsanlagen (DEA)** mit aktiver Option **Lastfluss: DEA (Phase Adjusting)**.

4. Im Einstelldialog **Einstellung Lastflussberechnung**, Registerkarte **Lastfluss: DEA** kann der **Teillastfaktor s** für die Berechnung der tatsächlich eingespeisten Wirkleistung eingestellt werden. Der Einstellwert gilt für alle **Erzeugungsanlagen (DEA)** mit aktiver Option **Lastfluss: DEA (Phase Adjusting)**.



Die Einfärbung des grafischen Symbols der **Erzeugungsanlagen (DEA)** kann mit dem Einstellwert **Betriebsart** in der Registerkarte **Lastprofil** eingestellt werden.

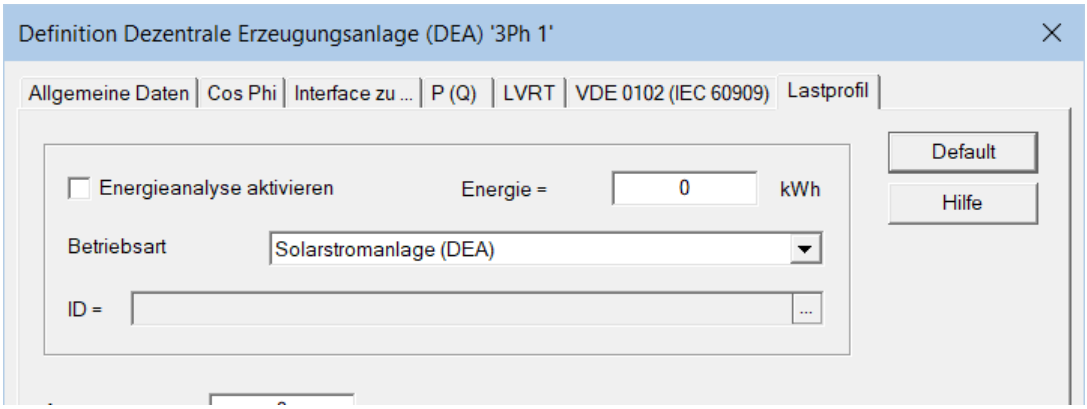


Abbildung 182: Einstellwert zur Definition des grafischen Symbols

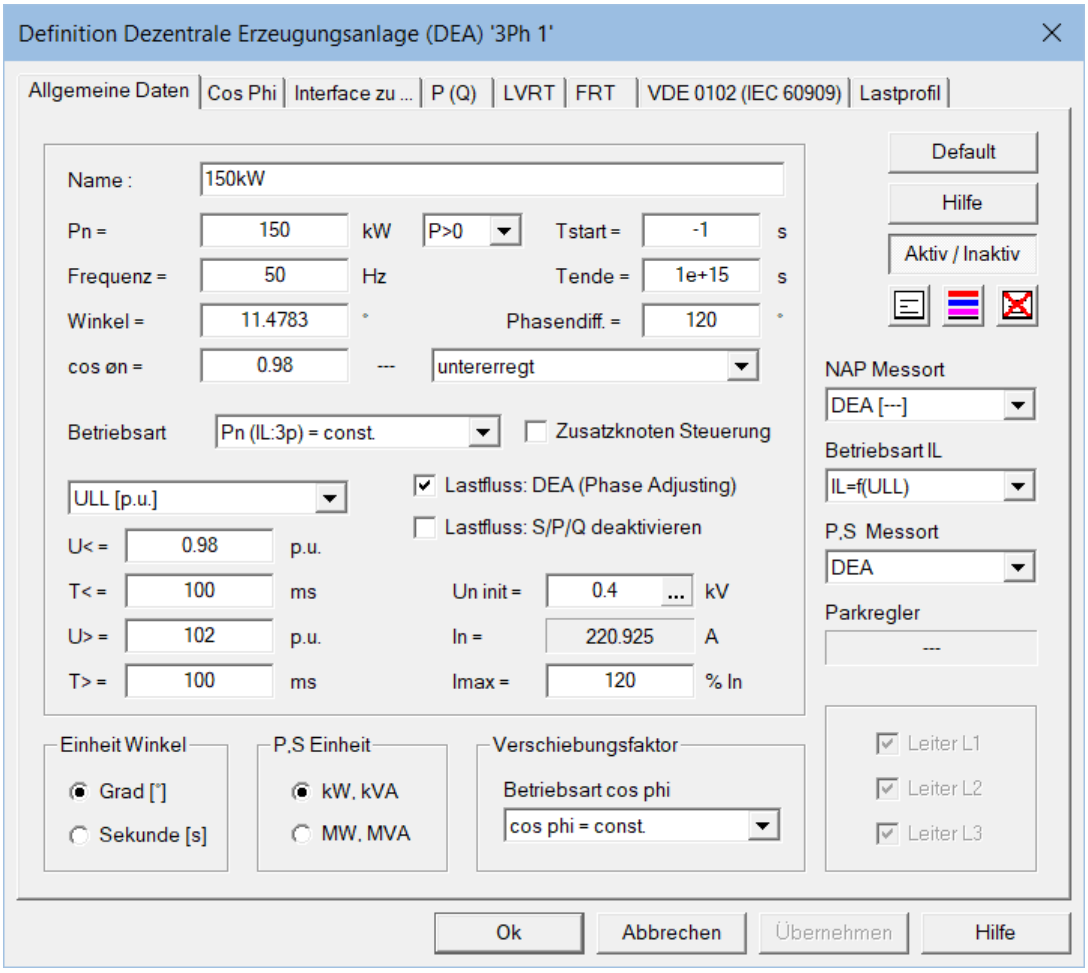


Abbildung 183: Einstelldialog *Erzeugungsanlage (DEA)*

Als **Verschiebungsfaktor cos Øn = cos (Winkel)** kann ein Wert im Intervall [0, 1] eingestellt, zusätzlich die Betriebsart **untererregt** oder **übererregt** eingestellt werden. Als Ergebnis der Iteration ergibt sich **Blindleistungsbezug** oder **Blindleistungseinspeisung**. Die Messungen für die **Erzeugungsanlage (DEA)** erfolgen im Erzeugerzählpfeilsystem (EZS).

Grundsätzlich sind Konvergenzprobleme des iterativen Prozesses nicht auszuschließen. Es ist daher nach Ende der Iteration zu kontrollieren, ob die eingestellte Genauigkeit mit Konvergenz **LF=o.k.** erreicht wurde.

Abbildung 184: Genauigkeiten der Iteration bei Konvergenz – *LF=o.k*

Die Abbildung zeigt links in der Statuszeile die mittlere/maximale Genauigkeit **S=0.141%/0.141%** für **Lastfluss: Lasten** und die mittlere/maximale Phasenabweichung **ϕ=0.017°/0.017°** und die maximale Abweichung der als konstant definierten Einspeiseleistung **S=0.196%** für **Lastfluss: DEA**. Zusätzlich wird die Anzahl Iterationszyklen **N=3** angezeigt.

11.5.1 Dezentrale Erzeugungsanlagen im Kurzschlussbetrieb (LVRT-Betrieb)

Dezentrale Erzeugungsanlagen müssen nach Anforderung des Netzbetreibers [4] im Kurzschlussbetrieb des Netzes Blindstrom zur Spannungsstützung einspeisen. Das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** kann für die Berechnung stationärer Netzzustände so eingestellt werden, dass die Anforderungen für den LVRT-Betrieb grundsätzlich berücksichtigt werden. In der Grundeinstellung ist in der Registerkarte **LVRT** der LVRT-Betrieb für das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** deaktiviert.

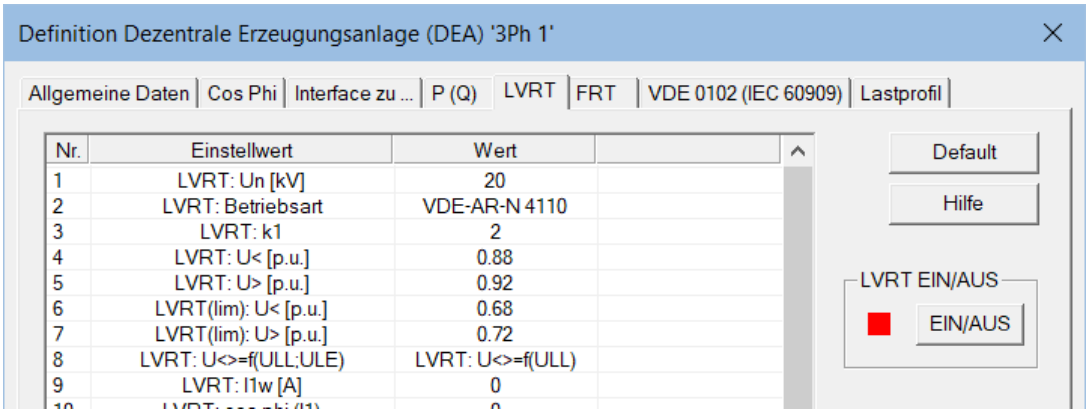


Abbildung 185: Deaktivierter LVRT-Betrieb der *Erzeugungsanlage (DEA)*

11.6 Verbraucherlast – Bezugsanlage mit konstanter Leistung

Das Netzwerkelement **Verbraucherlast** kann als PQ-Knoten, d.h. als Bezugsanlage mit konstanter Wirk- und Blindleistung in der Lastflussberechnung verwendet werden.

Einstellwert	Bedeutung
Un	Nennspannung U_n = 400V
P	Wirkleistung P = 30kW
cos phi	Verschiebungsfaktor cos φ = 0,95
Lastfluss EIN	Option **Lastfluss EIN** aktiv Die **Verbraucherlast** wird in der Lastflussberechnung berücksichtigt.
starr geerdet	Sternpunkt **starr geerdet**
Betriebsart	**Serienimpedanz (Y)** Es wird das Modell der 3-phasigenm symmetrischen Serienimpedanz in Sternschaltung verwendet.

Die Einstellwerte sollten in der nachfolgenden Reihenfolge im Einstelldialog eingegeben werden.

1. Nennspannung U_n = 0,4kV
   Durch eine **Left Mouse Button Click** auf den Taster "**…**" kann eine Auswahlliste mit typischen Nennspannungen geöffnet werden. Die Auswahl erfolgt mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Wert der Nennspannung.

2. Verschiebungsfaktor cos phi = 0,95 untererregt

3. Wirkleistung P= 30kW

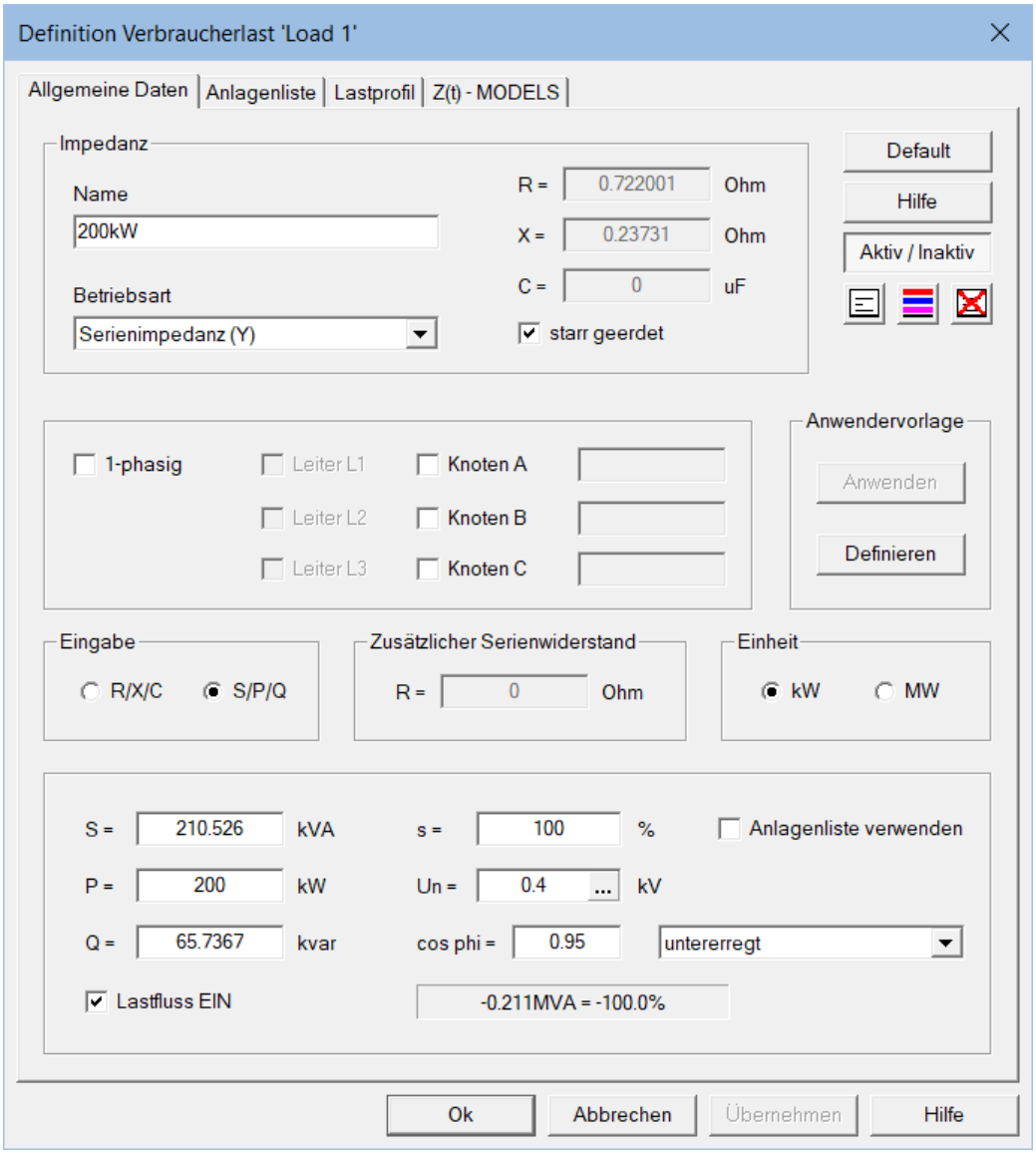


Abbildung 186: Einstelldialog *Verbraucherlast* als Nachbildung einer Bezugsanlage

Durch die vorgegebene Reihenfolge berechnet ATPDesigner automatisch die intern benötigte Impedanz $\underline{Z} = R + jX$ je Leiter. Werden Einstellwerte geändert, wird die interne Impedanz automatisch angepasst.

Die Information rechts neben der Option **Lastfluss EIN** gibt die prozentuale Abweichung der in der letzten stationären Netzberechnung wirksamen Scheinleistung der **Verbraucherlast** bezogen auf den Einstellwert an. Als Grundeinstellung d.h. vor dem Start der Lastflussberechnung wird -100% angezeigt.

11.7 Einstellwerte der Lastflussberechnung

Die Lastflussberechnung muss im Einstelldialog **Einstellung Lastflussberechnung** aktiviert werden.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **ATP Einstellwerte**
- Registerkarte **ATP Daten**

In der Gruppe **Lastflussberechnung**:

- Option **Lastfluss: PQ, PU-Knoten** aktiv
- Option **Lastfluss: DEA** aktiv
- Auswahlliste **1-Step**

Zusätzlich sollte in den Registerkarten **Lastfluss: Lasten** und **Lastfluss: DEA** die Konvergenzkriterien auf Grundeinstellung eingestellt sein. Die Grundeinstellung kann für den gesamten Einstelldialog **ATP Einstellwerte** durch einen **Left Mouse Button Click** auf den Button **Default** in der Registerkarte **ATP Daten** geladen werden.

⇨ Durch den **Left Mouse Button Click** auf den Button **Default** in der Registerkarte **ATP Daten** werden **in allen Registerkarten die Einstellwerte mit Grundeinstellung überschrieben**.

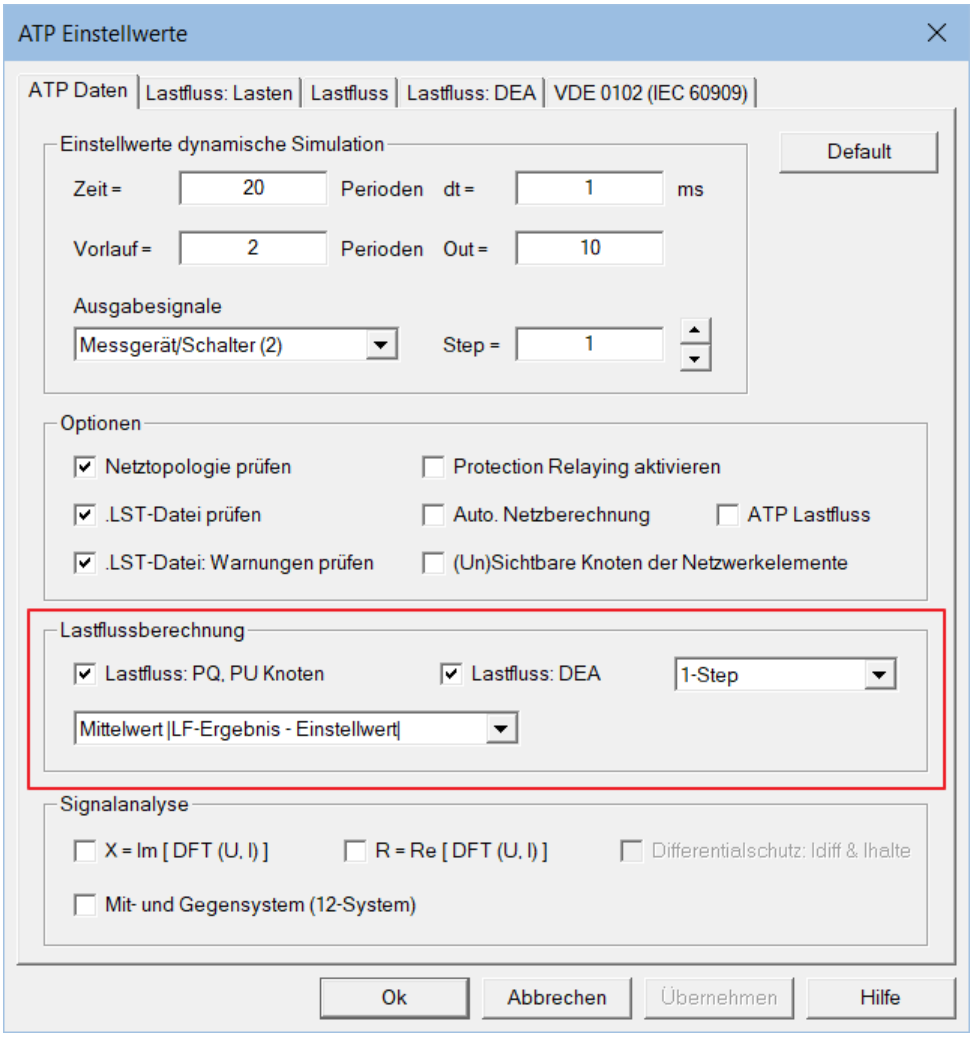


Abbildung 187: Allgemeine Einstellungen in *ATP Daten*

11.8 Ergebnisse der Lastflussberechnung in ATPDesigner

Ergebnisse der Lastflussberechnung werden teilweise direkt in der Netzgrafik und in Tooltips der Netzwerkelement an der Mauscursor-Position angezeigt.

- Die Spannungen, Ströme und Leistungen am Netzanschlussknoten (NAP) der dezentralen Erzeugungsanlage werden in einem **Tooltip** angezeigt, wenn sich der Mauscursor über dem grafischen Symbol des Netzwerkelementes in der Netzgrafik befindet. Die nachfolgende Abbildung zeigt ein Beispiel.

- Die maximale Leiterstromauslastung der **Leitungen** in A und $\%I_{max}$, der Betrag der Leiter-Erd-Spannungen der **Sammelschienen** in $\%U_n/\sqrt{3}$, der Betrag der Leiter-Erd-Spannungen in $\%U_n/\sqrt{3}$ und Leistungen an **Verbraucherlasten** und **Einspeiseanlagen (DEA)** werden direkt in der Netzgrafik angezeigt.

- Weitere Ergebnisse der Lastflussberechnung und die erreichte Konvergenzgenauigkeit sind im **Meldungsfenster** enthalten. Die Zeilen des **Meldungsfensters** können mit dem Mausrad gescrollt werden. Mit einem **Right Mouse Button Menü** kann der Inhalt in die Zwischenablage kopiert werden. Das Meldungsfenster

kann zeilenweise mit einem **Left Mouse Button Click** und mit **Strg + C** oder insgesamt mit **Strg + a** markiert und in die Zwischenablage kopiert werden.

- Das Ergebnis der Netzzustandsanalyse basierend auf dem Ampelkonzept wird im **Meldungsfenster** ausgegeben.

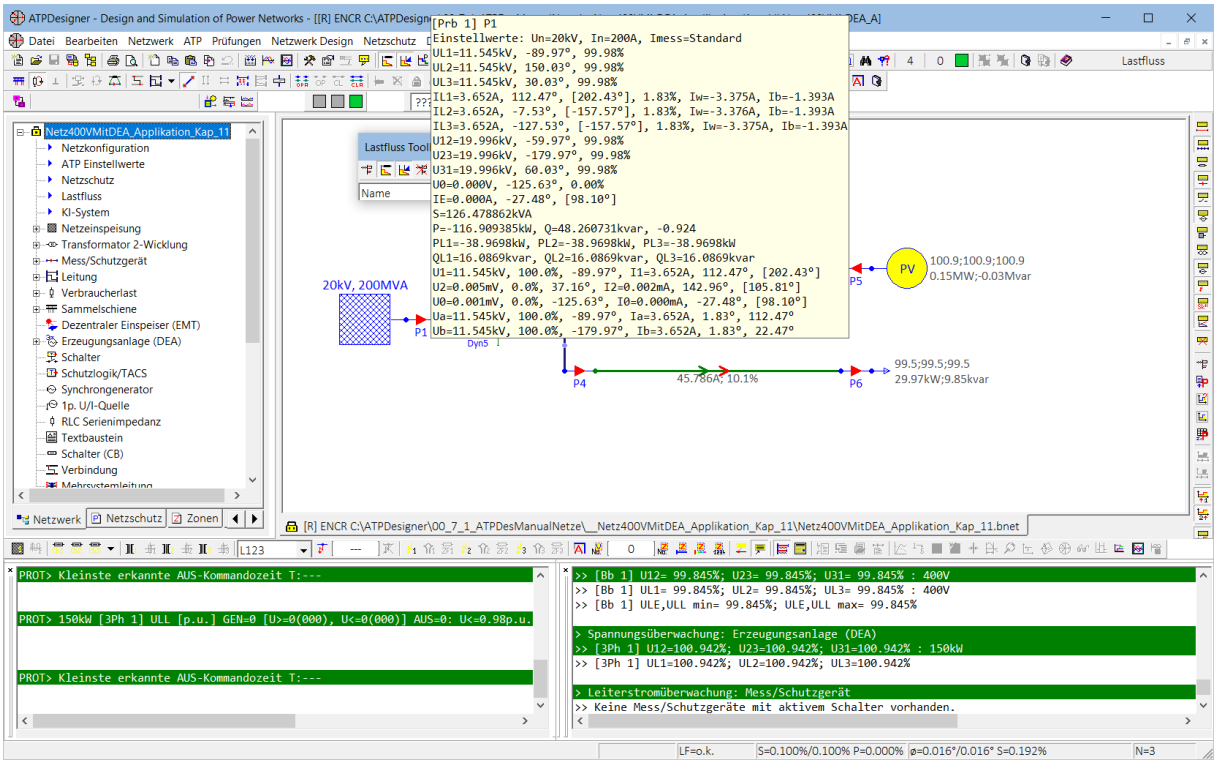


Abbildung 188: Ergebnisse der Lastflussberechnung in ATPDesigner

Nachfolgend ist ein Auszug aus dem **Meldungsfenster** dargestellt.

```
--- Netzberechnung beendet. ---
LF> Lastfluss: Konvergenz
LF> Lastfluss: Genauigkeit Lastflussberechnung Lasten = o.k.
LF> Lastfluss: Genauigkeit Lastflussberechnung DEA = o.k.
LF> Spannungsregler: Genauigkeit der Stufenschalter = ---
LF> Längsspannungsregler: Genauigkeit der Stufung = ---

> Netzzustand (grün, gelb, rot) überprüfen ...
>> Netzzustand: Netzfaktor fN (Leitung) = 100.0%
>> Netzzustand: Netzfaktor fN (Sammelschiene) = 100.0%
>> Netzzustand: Netzfaktor fN = 100.0%
>> Netzzustand: Grün

> Spannungsüberwachung: Sammelschiene
>> [Bb 1] U12= 99.845%; U23= 99.845%; U31= 99.845% : 400V
>> [Bb 1] UL1= 99.845%; UL2= 99.845%; UL3= 99.845% : 400V
>> [Bb 1] ULE,ULL min= 99.845%; ULE,ULL max= 99.845%

> Spannungsüberwachung: Erzeugungsanlage (DEA)
>> [3Ph 1] U12=100.942%; U23=100.942%; U31=100.942% : 150kW
>> [3Ph 1] UL1=100.942%; UL2=100.942%; UL3=100.942%

> Leiterstromüberwachung: Mess/Schutzgerät
>> Keine Mess/Schutzgeräte mit aktivem Schalter vorhanden.
```

```
> Leiterstromüberwachung: Schalter
>> Keine Schalter vorhanden.

> Überwachung P(Q)-Kennlinie: Erzeugungsanlage (DEA)
>> Alle P(Q)-Kennlinien sind deaktiviert
```

11.9 Ergebnisse der Lastflussberechnung in einem Bericht

ATPDesigner dokumentiert die Ergebnisse der Lastflussberechnung in einem Bericht im Office Open XML Format [21], der im **Projektverzeichnis** gespeichert wird. Zusätzlich werden Ergebnisse in den **Meldungsfenstern** ausgegeben. Ein Beispiel für die Ausgabe im **Meldungsfenster** ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.

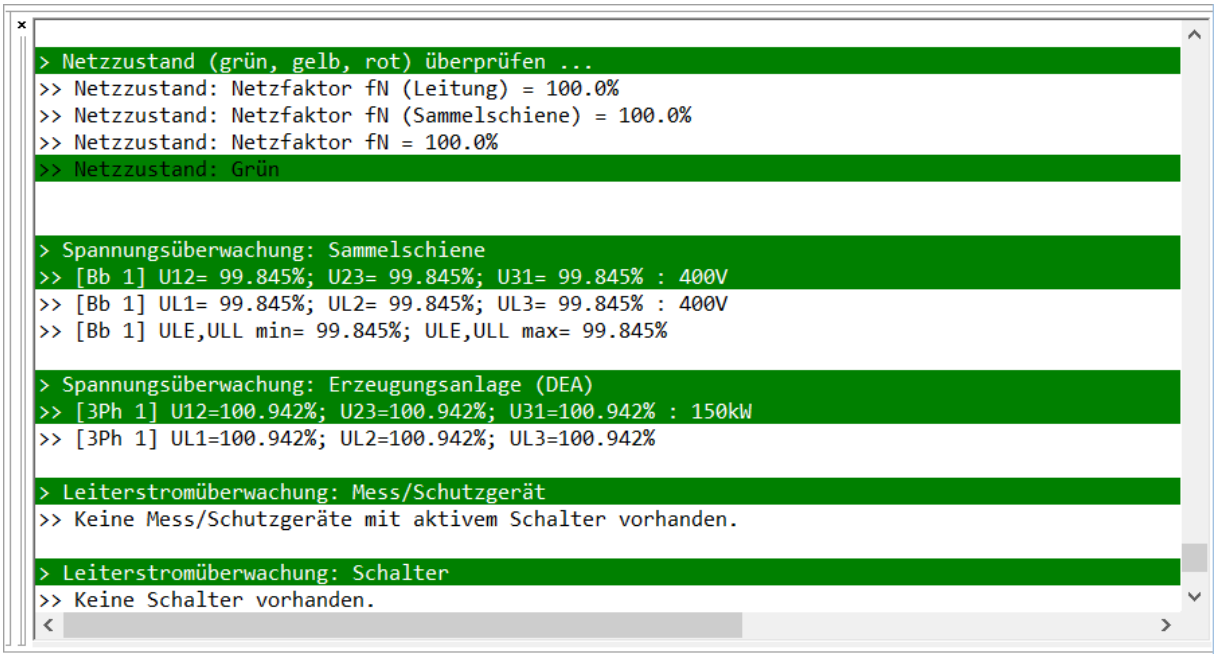


Abbildung 189: Ergebnisse der Lastflussberechnung (Beispiel)

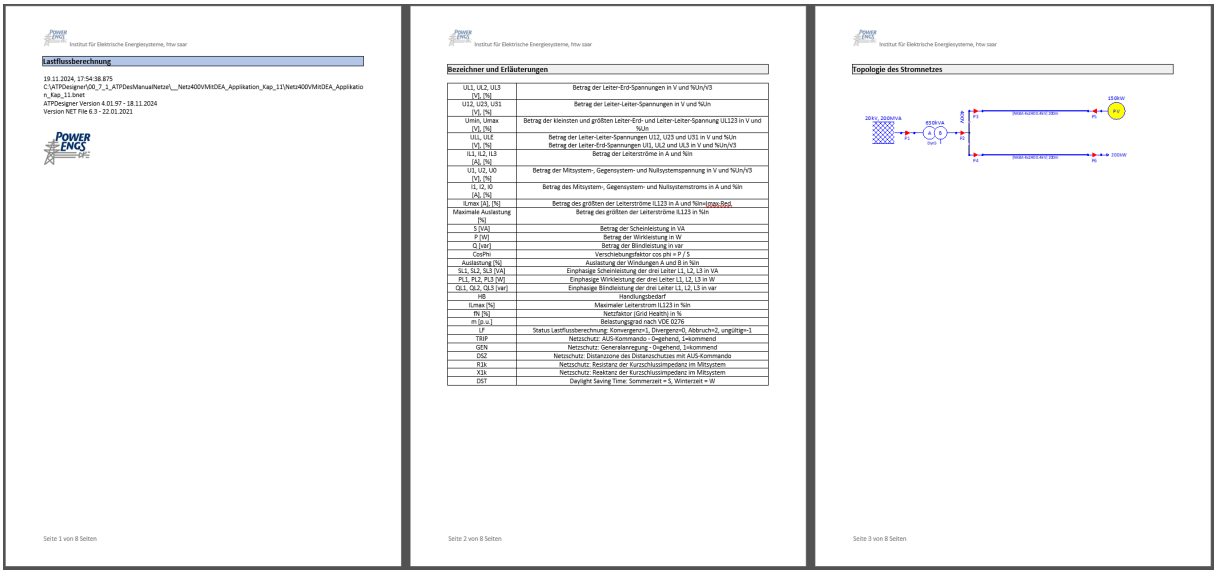
Nach erfolgreicher Durchführung der Lastflussberechnung werden die Ergebnisse in einem Bericht (XML-Datei [21]) im **Projektverzeichnis** ausgegeben. Der Dateiname ist wie folgt definiert. Der ***NetDateiname*** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**.

JJJJMMTThhmmss_***NetDateiname***_**LF**.xml

In dem Beispiel ist der Dateiname des Berichtes wie folgt.

20241119175439553_Netz400VMitDEA_Applikation_Kap_11_LF.xml

Der Bericht kann direkt in einem Textverarbeitungsprogramm wie z.B. Word eingelesen und weiterverarbeitet werden.



Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

Lastflussberechnung

19.11.2024, 17:54:38.875
C:\ATPDesigner\GK_7_1_ATPDesManualNetze__Netz400VMitDEA_Applikation_Kap_11\Netz400VMitDEA_Applikation_Kap_11.bnet
ATPDesigner Version 4.01.97 - 18.11.2024
Version NET File 6.3 - 22.01.2021

Seite 1 von 8 Seiten

Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

Bezeichner und Erläuterungen

UL1, UL2, UL3 [V], [%]	Betrag der Leiter-Erd-Spannungen in V und %Un/√3
U12, U23, U31 [V], [%]	Betrag der Leiter-Leiter-Spannungen in V und %Un
Umin, Umax [V], [%]	Betrag der kleinsten und größten Leiter-Erd- und Leiter-Leiter-Spannung UL123 in V und %Un
UL, ULE [V], [%]	Betrag der Leiter-Leiter-Spannungen U12, U23 und U31 in V und %Un Betrag der Leiter-Erd-Spannungen UL1, UL2 und UL3 in V und %Un/√3
IL1, IL2, IL3 [A], [%]	Betrag der Leiterströme in A und %In
U1, U2, U0 [V], [%]	Betrag der Mitsystem-, Gegensystem- und Nullsystemspannung in V und %Un/√3
I1, I2, I0 [A], [%]	Betrag des Mitsystem-, Gegensystem- und Nullsystemstroms in A und %In
ILmax [A], [%]	Betrag des größten der Leiterströme IL123 in A und %In<mark>grau Rot</mark>
Maximale Auslastung [%]	Betrag des größten der Leiterströme IL123 in %In
S [VA]	Betrag der Scheinleistung in VA
P [W]	Betrag der Wirkleistung in W
Q [var]	Betrag der Blindleistung in var
CosPhi	Verschiebungsfaktor cos phi = P / S
Auslastung [%]	Auslastung der Windungen A und B in %In
SL1, SL2, SL3 [VA]	Einphasige Scheinleistung der drei Leiter L1, L2, L3 in VA
PL1, PL2, PL3 [W]	Einphasige Wirkleistung der drei Leiter L1, L2, L3 in W
QL1, QL2, QL3 [var]	Einphasige Blindleistung der drei Leiter L1, L2, L3 in var
HB	Handlungsbedarf
ILmax [%]	Maximaler Leiterstrom IL123 in %In
fN [%]	Netzfaktor (Grid Health) in %
m [p.u.]	Belastungsgrad nach VDE 0276
LF	Status Lastflussberechnung: Konvergenz=1, Divergenz=0, Abbruch=2, ungültig=-1
TRIP	Netzschutz: AUS-Kommando - Dugehend, 1=kommend
GEN	Netzschutz: Generalanregung - Dugehend, 1=kommend
DSZ	Netzschutz: Distanzzone des Distanzschutzes mit AUS-Kommando
R1k	Netzschutz: Resistanz der Kurzschlussimpedanz im Mitsystem
X1k	Netzschutz: Reaktanz der Kurzschlussimpedanz im Mitsystem
DST	Daylight Saving Time: Sommerzeit = S, Winterzeit = W

Seite 2 von 8 Seiten

Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

Topologie des Stromnetzes

Seite 3 von 8 Seiten

Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

Kurzschluss

Kurzschluss	---
Betriebsmittel	---
Kurzschlussknoten	---
IkL1; phi	---
IkL2; phi	---
IkL3; phi	---

Seite 4 von 8 Seiten

Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

Zusammenfassung

Name	Netzzustand
Stromnetz	Grün
Sammelschiene: [Sb 1] 400V	Grün
Transformator 2-Wicklung: [Tra 1] 630kVA	Grün
Mess/Schutzgerät: [Prb 1] P1	Grün
Mess/Schutzgerät: [Prb 2] P2	Grün
Mess/Schutzgerät: [Prb 3] P3	Grün
Mess/Schutzgerät: [Prb 4] P4	Grün
Mess/Schutzgerät: [Prb 5] P5	Grün
Mess/Schutzgerät: [Prb 6] P6	Grün
Erzeugungsanlage (DEA): [3Ph 1] 150kW	Grün
Leitung: [Line 4] [NKBA 4x240 0.4kV] 200m	Grün
Leitung: [Line 5] [NKBA 4x240 0.4kV] 200m	Grün
Verbraucherlast: [Load 1] 200kW	Grün
Netzeinspeisung: [Network 1] 20kV, 200MVA	Grün

Spannungsüberwachung: Sammelschiene

Name	Un [kV]	U12 [%]	U23 [%]	U31 [%]	Umax [%]	HB [%]	Zustand
[Sb 1] 400V	0.4	99.84	99.84	99.84	90% - 110%	0	Grün

Name	Un [kV]	UL1 [%]	UL2 [%]	UL3 [%]	Umax [%]	HB [%]	Zustand
[Sb 1] 400V	0.4	99.84	99.84	99.84	90% - 110%	0	Grün

Name	Un [kV]	U1 [%]	U2 [%]	U0 [%]	phiU1 [°]	phiU2 [°]	phiU0 [°]	Zustand
[Sb 1] 400V	0.4	99.84	0.00	0.00	120.48	178.88	68.99	Grün

Häufigkeiten der Sammelschienenspannungen

Klassen	UL1	UL2	UL3
<=80%	0	0	0
80% - 82%	0	0	0
82% - 84%	0	0	0
84% - 86%	0	0	0
86% - 88%	0	0	0
88% - 100%	1	1	1
100% - 102%	0	0	0
102% - 104%	0	0	0
104% - 106%	0	0	0
106% - 108%	0	0	0
108% - 110%	0	0	0
>110%	0	0	0

Spannungsüberwachung: Erzeugungsanlage (DEA)

Name	Un [kV]	U12 [%]	U23 [%]	U31 [%]	Umax [%]	Zustand
[3Ph 1] 150kW	0.4	100.94	100.94	100.94	U<=98%; U<=102.00%	Grün

Name	Un [kV]	UL1 [%]	UL2 [%]	UL3 [%]	Umax [%]	Zustand
[3Ph 1] 150kW	0.4	100.94	100.94	100.94	U<=98%; U<=102.00%	Grün

Seite 5 von 8 Seiten

Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

Einspeisung: Erzeugungsanlage (DEA)

Name	S [MVA]	P [MW]	Q [Mvar]	CosPhi
[3Ph 1] 150kW	0.150066	0.149993	-0.010516	0.980

Einspeisung: Verbraucherlast

Name	S [MVA]	P [MW]	Q [Mvar]	CosPhi
[Load 1] 200kW	0.211547	0.209970	0.009851	0.950

Einspeisung: Transformator 2-Wicklung

Name	S [MVA]	P [MW]	Q [Mvar]	CosPhi

Einspeisung: Leitung

Name	S [MVA]	P [MW]	Q [Mvar]	CosPhi

Spannungsüberwachung: Mess/Schutzgerät

Name	Un [kV]	U12 [%]	U23 [%]	U31 [%]	Zustand
[Prb 1] P1	20.0	99.9818	99.9818	99.9818	Grün
[Prb 2] P2	0.4	99.8447	99.8447	99.8447	Grün
[Prb 3] P3	0.4	99.8449	99.8449	99.8449	Grün
[Prb 4] P4	0.4	99.8448	99.8448	99.8448	Grün
[Prb 5] P5	0.4	100.941	100.941	100.941	Grün
[Prb 6] P6	0.4	99.4504	99.4504	99.4504	Grün

Name	Un [kV]	UL1 [%]	UL2 [%]	UL3 [%]	Zustand
[Prb 1] P1	20.0	99.9818	99.9818	99.9818	Grün
[Prb 2] P2	0.4	99.8447	99.8447	99.8447	Grün
[Prb 3] P3	0.4	99.8449	99.8449	99.8449	Grün
[Prb 4] P4	0.4	99.8448	99.8448	99.8448	Grün
[Prb 5] P5	0.4	100.941	100.941	100.941	Grün
[Prb 6] P6	0.4	99.4504	99.4504	99.4504	Grün

Genauigkeit der Lastflussberechnung: Erzeugungsanlage (DEA)

Nr.	Name	dP% [°]	dS [%]
1	[3Ph 1] 150kW	0.0155585	-0.182509

Verlustleistung

Anzahl 2-Wicklungs-Transformatoren	1
Anzahl Leitungen	2
Anzahl 2/3-Wicklungs-Transformatoren (BCTRAN)	0

Name	S [kVA]	P [kW]	Q [kvar]	CosPhi

Seite 6 von 8 Seiten

Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

[Tra 1] 630kVA	5.49927	0.815881	5.43842	0.148168
[Line 4] [NKBA 4x240 0.4kV] 200m	3.27526	2.21318	2.41417	0.675725
[Line 5] [NKBA 4x240 0.4kV] 200m	0.143203	0.0968527	0.105659	0.675725
Sum	8.91787	3.12589	7.95845	0.35052

Ergebnisse Lastflussberechnung: Leitung

Name	IL1 [A]	IL2 [A]	IL3 [A]	ILmax [A]	ILmax [%]	I1 [A]	I2 [A]	I0 [A]	Zustand
[Line 4] [NKBA 4x240 0.4kV] 200m	218.87	218.87	218.87	218.87	48.21	218.87	0.00	0.00	Grün
[Line 5] [NKBA 4x240 0.4kV] 200m	45.79	45.79	45.79	45.79	10.09	45.79	0.00	0.00	Grün

Name	Un [kV]	ULEmin [%]	ULEmax [%]	Zustand
[Line 4] [NKBA 4x240 0.4kV] 200m	0.4	99.84	100.94	Grün
[Line 5] [NKBA 4x240 0.4kV] 200m	0.4	99.45	99.84	Grün

Ergebnisse Lastflussberechnung: Transformator 2-Wicklung

Name	S [kVA]	S [%Sr]	P [kW]	Q [kvar]	Umax [%]	Umin [%]	ILmax[A] [%]	ILmax[B] [%]	Zustand
[Tra 1] 630kVA	126.48	20.08	-116.91	48.26	99.96	99.84	11.09	20.08	Grün

Name	IL1[A] [A]	IL2[A] [A]	IL3[A] [A]	IL1[B] [A]	IL2[B] [A]	IL3[B] [A]	U1[A] [A]	U2[A] [A]	U0[A] [A]	Zustand
[Tra 1] 630kVA	0.11	0.11	0.11	182.59	182.59	182.59	18.18	18.18	909.16	Grün

Name	Position Stufenschalter	dU/per [%U] Wicklung A	dU/per [%U] Wicklung B	dU [%U] pro Stufe
[Tra 1] 630kVA	Spannungsregler ausgeschaltet	---	---	---

Netzzustandsanalyse: Leitungen

Leitung: Bewertung nach	uneingeschränkt zulässig	eingeschränkt zulässig	unzulässig
VDE 0276	2	---	0
ROPAK Ampellonzept	2	0	0
EN 50160	2	---	0

Name	HB [%]	ILmax [%]	Umax [p.u.]	Umin [p.u.]	Zustand
[Line 4] [NKBA 4x240 0.4kV] 200m	0.000	48.209	100.941	99.845	Grün
[Line 5] [NKBA 4x240 0.4kV] 200m	0.000	10.085	99.845	99.450	Grün

Häufigkeiten des Handlungsbedarfes (HB) der Leitungen

Handlungsbedarf HB [%]	Anzahl Leitungen
=0%	2
0% - 10%]	0
]10% - 20%]	0
]20% - 30%]	0
]30% - 40%]	0
]40% - 50%]	0
]50% - 60%]	0
]60% - 70%]	0
]70% - 80%]	0
]80% - 90%]	0
]90% - 100%]	0

Seite 7 von 8 Seiten

Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

>100%	0

Häufigkeiten der maximalen Auslastung der Leitungen

Maximale Auslastung [%]	Anzahl Leitungen
=0%	0
0% - 10%]	0
]10% - 20%]	1
]20% - 30%]	0
]30% - 40%]	0
]40% - 50%]	1
]50% - 60%]	0
]60% - 70%]	0
]70% - 80%]	0
]80% - 90%]	0
]90% - 100%]	0
>100%	0

Ergebnisse der Netzzustandsanalyse und Netzzustandsdiagnose

Netzfaktor fN [Leitung] [%]	100
Netzfaktor fN [Sammelschiene] [%]	100
Netzfaktor fN [%]	100

Genauigkeit der Lastflussberechnung

Erzeugungsanlage [DEA]: σ [°]	0.016
Erzeugungsanlage [DEA]: MAX(σ) [°]	0.016
Erzeugungsanlage [DEA]: S [kVA]	0.294
Erzeugungsanlage [DEA]: S [%]	0.192
Erzeugungsanlage [DEA]: MAX(S) [%]	0.192
Verbraucherlast, Leitung, Transformator 2-Wicklung: S [%]	0.100
Verbraucherlast, Leitung, Transformator 2-Wicklung: Max(S) [%]	0.100
Netzeinspeisung: P [%]	0.000
Netzeinspeisung: U [%]	0.000

Seite 8 von 8 Seiten

12 Rechenzeit – Hinweise zur Minimierung und Überprüfung

Im Folgenden werden einige Hinweise gegeben, wie die Rechenzeit von ATPDesigner inklusive des Rechenkerns ATP abhängig von Einstellwerten und Funktionen minimiert werden kann.

12.1 Berechnung stationärer Netzzustände und Lastflussberechnung

12.1.1 Rechenzeit: Ausgabe von Meldungen in den Meldungsfenstern

Die Ausgabe von Meldungen im **Meldungsfenster** und im **Meldungsfenster für Schutzfunktionen** benötigt vergleichsweise viel Rechenzeit. So kann die Rechenzeit für die Analyse der Netzschutzfunktionen und die dazu gehörende Ausgabe in das **Meldungsfenster für Schutzfunktionen** für ein Netz von ca. 1700 Netzwerkelementen mit ca. 700 **Mess/Schutzgeräten**, davon ca. 110 Distanzschutzgeräten durch Abschalten der Netzschutzmeldungen **von ca. 2s auf ca. 0,5s** verringert werden.

Die Ausgabe der Netzschutzmeldungen kann wie nachfolgend dargestellt im Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz**, Registerkarte **Meldungen** durch den Einstellwert **Ergebnisse für Schutzgeräte** deaktiviert werden.

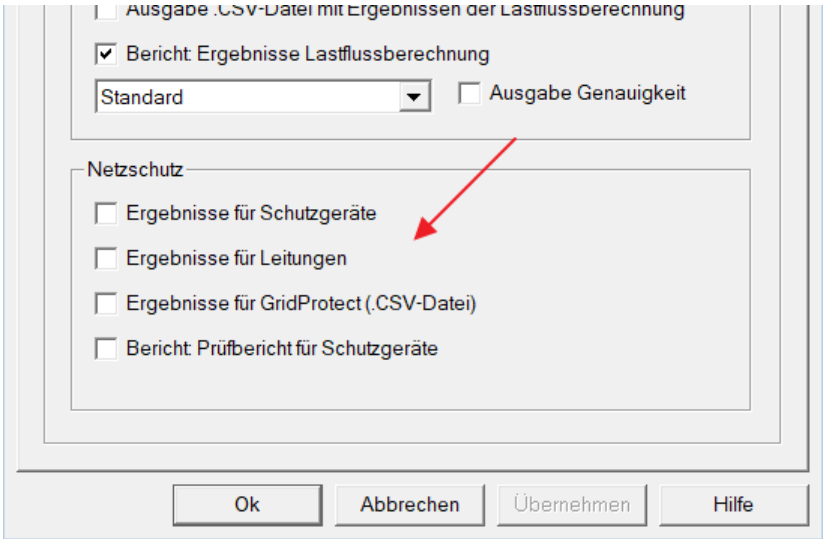
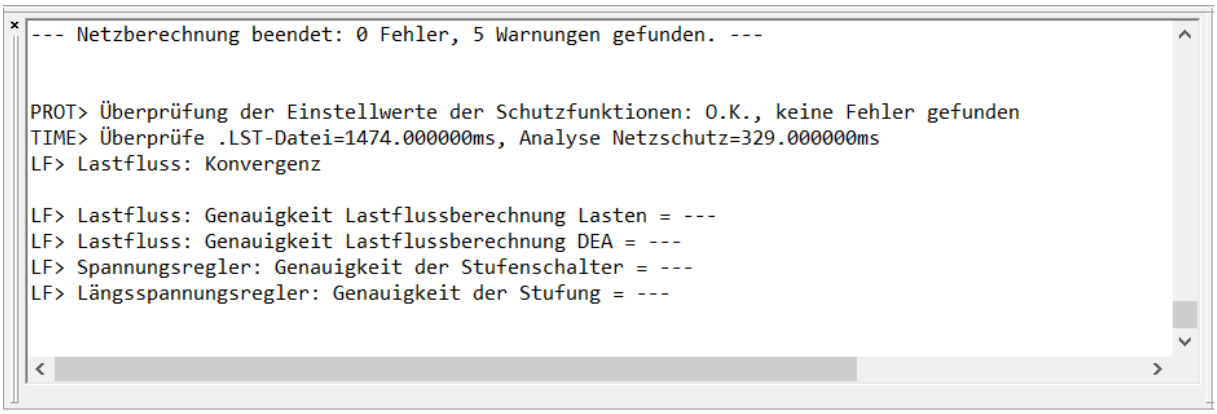


Abbildung 190: Deaktivieren der Ausgabe von Netzschutzmeldungen

12.1.2 Meldungsfenster: Ausgabe der Rechenzeiten

Die von ATPDesigner und ATP benötigten Rechenzeiten werden im **Meldungsfenster** ausgegeben.



Ausgabetext mit Bedeutung

TIME> Überprüfe .LST-Datei=1468.000000ms, Analyse Netzschutz=341.000000ms

- **Überprüfe .LST-Datei**
  Einlesen der berechneten Grundschwingungszeiger der Ströme und Spannungen aus der .LST-Datei und Zuordnung zu den Netzwerkelementen

- **Analyse Netzschutz**
  Ausführung der Netzschutzanalyse inklusive der optionalen Ausgabe der Ergebnisse im Meldungsfenster

12.1.3 ATP Option $WIDTH: Kompaktes Format der .LST-Datei des ATP

Die Rechenzeit des Rechenkerns ATP kann durch die Wahl des Formats der .LST-Datei verringert werden. Durch die ATP-spezifische Option **$WIDTH** wird ein kompakteres Ausgabeformat der .LST-Datei ausgewählt. Die Option kann im Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz**, Registerkarte **ATP Einstellungen** [Bd. 2] aktiviert werden.

⇨ Die Darstellung der Ergebnisse in Tooltips, direkt in der Netzgrafik oder auch in Berichten könnte in Ausnahmefällen reduziert sein und Lücken entstehen. Dies ist unbedingt im konkreten Fall zu kontrollieren.

12.1.4 Meldungsfenster deaktivieren

Durch die Deaktivierung der **Meldungsfenster** wird die Anzeige der Meldungen unsichtbar geschaltet, die Meldungstexte selbst werden aber weiter auch im unsichtbaren Meldungsfenster gespeichert. Nach dem Öffnen des Meldungsfensters werden die zeitlich jüngsten Meldungen angezeigt.

Die Meldungsfenster können durch einen **Left Mouse Button Click** auf das Kreuz in der linken oberen Ecke des Meldungsfensters unsichtbar geschaltet werden.

- Hauptmenü **Ansicht**

- Menüpunkte **Meldungsfenster**, **Netzschutzmeldungen**, **ATP Meldungen**

Durch das unsichtbar Schalten der Meldungsfenster kann die Rechenzeit signifikant reduziert werden. Die nachfolgende Abbildung zeigt das Bedienelement.

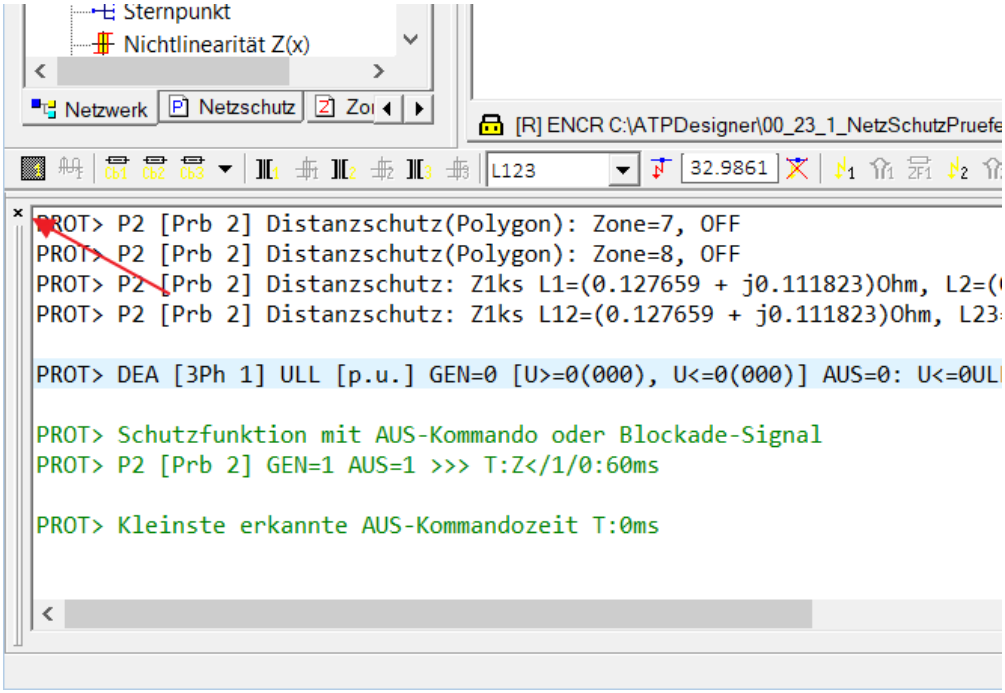


Abbildung 191: *Meldungsfenster* mit *Left Mouse Button Click* unsichtbar schalten

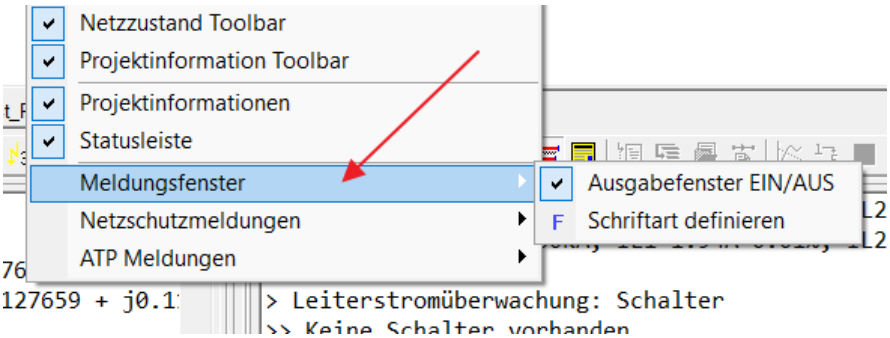


Abbildung 192: *Meldungsfenster* EIN/AUS schalten

12.1.5 Auswahl der Intel-kompilierten Version des ATP Rechenkerns

ATPDesigner verwendet als Rechenkern das **ATP** (Alternative Transients Program), eine unabhängig von ATPDesigner entwickelte und zu lizenzierende Software [Bd. 1]. Es stehen zwei Kompilierungs-Versionen des ATP als ausführbares Programm zur Verfügung.

- die sog. GNU-Version mit dem Dateinamen **TPGIGG64.EXE**
- die sog. Intel-Version mit dem Dateinamen **TPGIGI64.EXE**

TP = transients program
GIG = „giga“ Version des ATP mit 4GByte Hauptspeicherzugriff
G oder I = GNU oder Intel-Version

64 = 64Bit-kompilierte Variante des ATP

⇨ Wegen der ca. 3…5-fach schnelleren Ausführungszeit wird empfohlen, die Intel Visual Fortran kompilierte Version des ATP **TPGIGI64.EXE** zu verwenden.

Der Programmname des ATP ist in dem Einstelldialog **Programmeinstellungen** [Bd. 2] als Einstellwert **ATP .exe-Datei** wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt enthalten. Mit der Schaltfläche „**…**“ wird ein Dialog zur Auswahl der ausführbaren Version des ATP ausgewählt und in das Editierfeld übernommen.

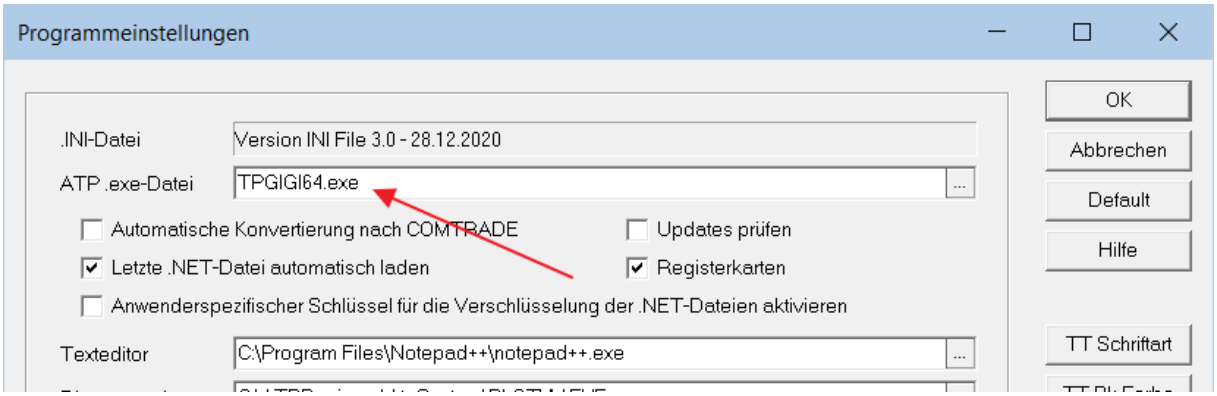


Abbildung 193: Auswahl des ATP Rechenkerns

12.1.6 Überprüfungen der Eingangs- und Ausgangsdateien des ATP

ATPDesigner erzeugt die .ATP-Datei als Eingangsdatei für das ATP. Die Berechnungsergebnisse sowie ggfs. auftretende Fehlernmeldungen werden vom ATP in die Ausgangsdatei .LST-Datei ausgegeben. Die Überprüfung der Netztopologie vor jeder Ausgabe der .ATP-Datei sowie die Überprüfung der .LST-Datei kann wie nachfolgende gezeigt deaktiviert werden.

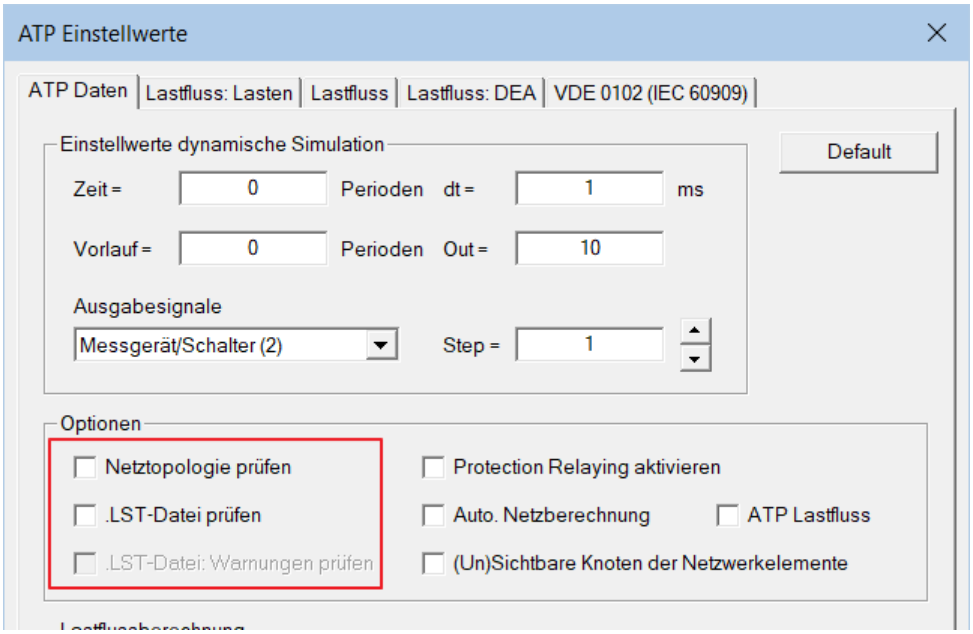


Abbildung 194: Überprüfungen der Eingangs- und Ausgangsdateien des ATP

⇨ Es muss beachtet werden, dass mit der Deaktivierung der Prüfungen ggfs. auftretende Fehler im Berechnungsprozess des ATP nicht durch ATPDesigner erkannt werden.

12.1.7 Meldungen und Ausgaben in Berichte deaktivieren

ATPDesigner bietet eine Vielzahl von Meldungen z.B. in die **Meldungsfenster** und die Ausgabe von **Berichten** (XML-Datei [21]). In dem nachfolgend dargestellten Dialog können Meldungen und die Berichte ausgeschaltet werden.

⇨ Es ist zu beachten, dass ggfs. keine Ausgabe von Berechnungsergebnissen erfolgt. Es sollte daher vor der Durchführung von Berechnungen geprüft werden, ob die Konfiguration geeignet ist.

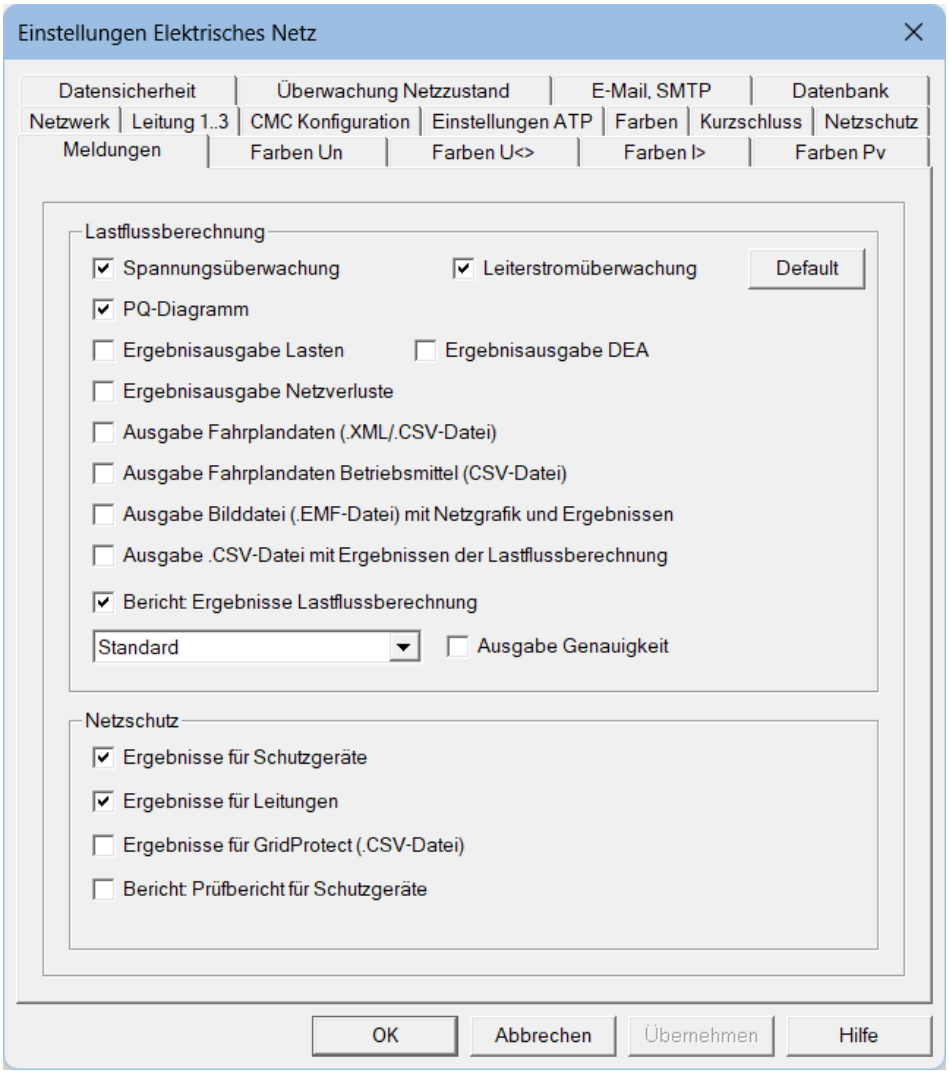


Abbildung 195: Ausgabe von Meldungen und Berichten

13 Automatische Prüffunktionen, Prüfung von Schutzgeräten mit CMCxxx

ATPDesigner ermöglicht die Prüfung von Schutzgeräten und Schutzkonzepten. Die Prüffunktionen werden in die nachfolgend erläuterten Kategorien unterteilt.

13.1 Stationäre Prüffunktionen und stationäre Schutzfunktionen

Prüffunktionen mit Hilfe der **Berechnung stationärer Netzzustände** (stationärer Netzberechnung und Lastflussberechnungen, mit und ohne Kurzschluss)

Für die **stationäre Prüffunktionen** können die generischen Schutzfunktionen des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** verwendet werden. Diese Schutzfunktionen werden nachfolgend als **stationäre Schutzfunktionen** bezeichnet.

- ⇨ ATPDesigner ermöglicht die Prüfungen von Schutzfunktionen und Schutzkonzepten mit Hilfe der **stationären Prüffunktionen** und **stationären Schutzfunktionen**. Durch die Verwendung der generischen Schutzmodelle und Schutzfunktionen des Netzwerkelementes Mess/Schutzgerät können Schutzkonzepte mit einer großen Anzahl von Schutzgeräten nachgebildet, analysiert und bewertet werden. ATPDesigner stellt dazu eine Vielzahl von Prüffunktionen mit automatisch generierten **Berichten** [21] zur Verfügung, die direkt in einem Textverarbeitungsprogramm wie z.B. Word eingelesen und weiterverarbeitet werden können.

13.2 Dynamische Prüffunktionen und dynamische Schutzfunktionen

Prüffunktionen mit Hilfe der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge**

Für die **dynamischen Prüffunktionen** können die generischen Schutzfunktionen des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** verwendet werden. Die Nachbildung der dynamischen Schutzfunktionen erfolgt mit Hilfe der ATP eigenen Skriptsprache **MODELS**, die von ATPDesigner in ATPDesigner implementiert und von ATPDesigner in die .ATP-Datei eingefügt wird. Es ist aber hier zu beachten, dass der Funktionsumfang der **dynamischen Schutzfunktionen** gegenüber dem Funktionsumfang der **stationären Schutzfunktionen** erheblich geringer ist. Im Weiteren muss beachtet werden, dass das ATP zur Laufzeit für die Skriptsprache **MODELS** nur einen begrenzten Speicher zur Verfügung stellt. Dadurch ist die Anzahl von Schutzgeräten, die mit **dynamischen Schutzfunktionen** modelliert und simuliert werden können, gering.

13.3 Prüfung von Schutzgeräten mit Sekundärprüfeinrichtungen CMCxxx

ATPDesigner unterstützt die Prüfung von Schutzgeräten mit Hilfe der Sekundärprüfeinrichtungen CMC156, CMC256 und CMC356 (nachfolgend abkürzend **CMCxxx** genannt) der **Fa. Omicron** (www.omicron.at) mit Hilfe der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge**.

ATPDesigner ist in der Lage, über die **CMCxxx**-spezifische Kommunikationsschnittstelle **CMEngine** Daten zu den Prüfeinrichtungen zu senden bzw. von den Prüfeinrichtungen zu empfangen. Schutzgeräte können mit realitätsnahen zeitlichen Verläufen von Spannungen u(t) und Strömen i(t), die z.B. für einen Kurzschluss oder Erdschluss berechnet wurden, hinsichtlich ihres Echtzeitverhaltens wie z.B. Generalanregung und AUS-Kommando geprüft werden. Die zugehörigen Anregezeiten oder AUS-Kommandozeiten werden von ATPDesigner ermittelt und in einem Dialog angezeigt.

Zusätzlich zu den genannten Prüffunktionen ist ATPDesigner in der Lage,

- die zeitlichen Verläufe der Spannungen u(t) und Ströme i(t) als Abtastwerte in eine oder mehrere Textdateien z.B. in einem proprietären .CSV-Format oder dem COMTRADE-Format [36] zu exportieren.

- die Ergebnisse von Lastflussberechnungen als Tabelle in eine Textdatei z.B. in einem proprietären .CSV-Format oder JSON-Format [28] zu exportieren.

Um mit ATPDesigner Schutzgeräte mit einer Sekundärprüfeinrichtung **CMCxxx** zu prüfen, muss das Ausgabegerät **CMC Testsystem** im Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz**, Registerkarte **Netzwerk** ausgewählt werden.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Netzkonfiguration**, Registerkarte **Netzwerk**

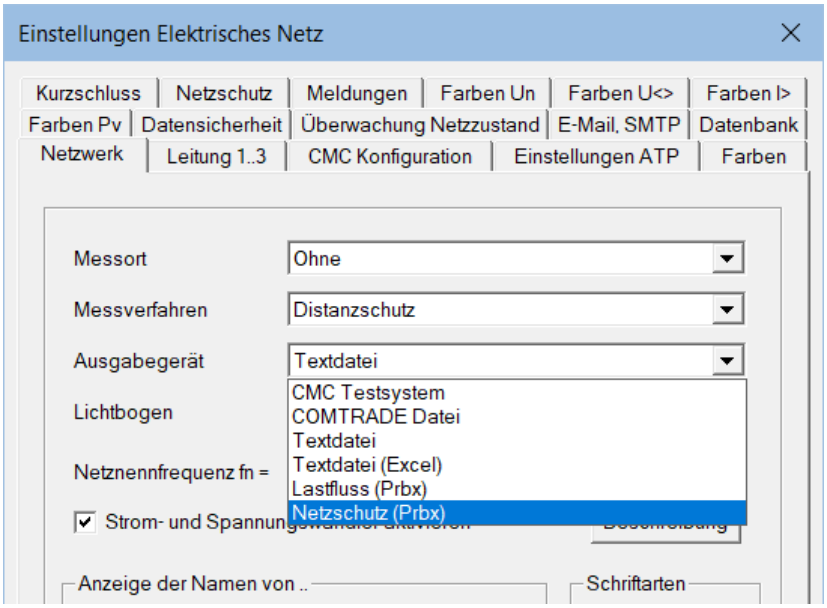


Abbildung 196: Prüffunktionen - Einstellung des Ausgabegerätes

Einstellwert	Bedeutung
CMC Test System	Ausgabe der Zeitsignale der Leiter-Erd-Spannungen $u_{L123}(t)$ und Leiterströme $i_{L123}(t)$ an eine Sekundärprüfeinrichtung **CMCxxx** mit Hilfe der Schnittstelle **CMEngine**
COMTRADE Datei	Ausgabe der Zeitsignale der Leiter-Erd-Spannungen $u_{L123}(t)$ und Leiterströme $i_{L123}(t)$ in eine COMTRADE-Datei [36]
Textdatei	Ausgabe der Zeitsignale der Leiter-Erd-Spannungen $u_{L123}(t)$ und Leiterströme $i_{L123}(t)$ in eine .CSV-Datei
Textdatei (Excel)	Ausgabe der Zeitsignale der Leiter-Erd-Spannungen $u_{L123}(t)$ und Leiterströme $i_{L123}(t)$ in eine .CSV-Datei Die Dezimalpunkte werden durch Dezimalkomma ersetzt, um ein fehlerfreies Einlesen durch Excel in der Version für die Landesprache Deutsch zu ermöglichen.
Lastfluss (Prbx)	
Netzschutz (Prbx)	

Für die Verwendung einer Sekundärprüfeinrichtung **CMCxxx** ist das Netzwerkelement **Schalter (CB)** von besonderer Bedeutung. Mit Hilfe der Schalter **Cb1..5** wird die Datenverbindung zwischen einer Sekundärprüfeinrichtung **CMCxxx** und den von ATPDesigner für die Netzknoten der Netzwerkelemente **Schalter (CB)** **Cb1..5** berechneten Ergebnissen der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** hergestellt. Für die üblichen Prüfungen von Schutzgeräten mit einem Messort ist es ausreichend, das Netzwerkelement **Schalter (CB)** **Cb1** zu verwenden.

⇨ Die Netzwerkelemente **Schalter (CB)** **Cb1..5** übertragen die am Messort mit der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** berechneten zeitlichen Verläufe von Leiter-Erd-Spannungen $u_{L123}(t)$ und Leiterströmen $i_{L123}(t)$ an die Sekundärprüfeinrichtung **CMCxxx**.

Wurde ein Netzschutzkonzept in einem Stromnetz mit den stationären Schutzfunktionen des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** erstellt, so kann das Stromnetz mit nur wenigen Änderungen zur **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** verwendet werden, um eine Prüfung von Schutzgeräten mit **dynamischen Prüffunktionen** durchführen zu können.

⇨ Wird ein Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** durch ein Netzwerkelement **Schalter Cb** **Cb1..5** ersetzt, so können die am Netzknoten **Cb1..5** berechneten Zeitsignale der Leiter-Erd-Spannungen $u_{L123}(t)$ und Leiterströme $i_{L123}(t)$

⇨ Es wird empfohlen, das Netzwerkelement **Schalter Cb** **Cb1** für die Prüfung mit **dynamischen Prüffunktionen** zu verwenden, wenn die Prüfung von Schutzgeräten, die nur einen Messort erfolgen soll.

Die grundlegenden Einstellungen zur Nutzung einer Sekundärprüfeinrichtung **CMCxxx** erfolgen im Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz** In der Registerkarte **Netzwerk**.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Netzkonfiguration**, Registerkarte **Netzwerk**

Es muss hier beachtet werden, dass die Prüfung von Schutzgeräten mit einer Sekundärprüfeinrichtung **CMCxxx** nur durch die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** erfolgen werden kann. Folgende Einstellungen müssen vorgenommen werden.

1. **Einstellung des Ausgabegerätes**
   Um eine Sekundärprüfeinrichtung **CMCxxx** verwenden zu können, muss das Ausgabegerät **CMC Testsystem** eingestellt werden.

2. **Einstellung des Messverfahrens**
   Durch die Einstellung des Messverfahrens wird festgelegt, welche Zeitsignale von ATPDesigner an die Sekundärprüfeinrichtung **CMCxxx** nach der übertragen werden. Es können nur Zeitsignale, die an den Messorten der **Schalter Cb** **Cb1..5** berechnet werden, zur Prüfung der Schutzgeräte mit der Sekundärprüfeinrichtung **CMCxxx** verwendet werden.

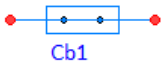
   - **Distanzschutz (Distance Protection)**
     Es werden die am Messort des **Schalter Cb** **Cb1** berechnete Zeitsignale der Leiter-Erd-Spannungen $u_{L123}(t)$ und Leiterströme $i_{L123}(t)$ an die Sekundärprüfeinrichtung **CMCxxx** übertragen. Die Einstellung kann z.B. für Überstromzeitschutzgeräte oder Distanzschutzgeräte verwendet werden.

   - **Differentialschutz (Diff. Protection)**
     Es werden die an den Messorten der **Schalter Cb** **Cb1** und **Cb2** berechneten Zeitsignale der Leiterströme $i_{L123}(t)$ an die Sekundärprüfeinrichtung **CMCxxx** übertragen. Die Einstellung kann z.B. für Differentialschutzgeräte verwendet werden.

3. **Netzwerkelement Schalter Cb Cb1 in das Stromnetz einfügen**
   Das Netzwerkelement **Schalter Cb** **Cb1** kann wie folgt in das Stromnetz eingefügt werden.

   - Hauptmenü **Netzwerk**
   - Menüpunkt **Leistungsschalter**

   Der **Schalter Cb** **Cb1** kann mit einem mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Menüpunkt **Leistungsschalter 1** eingefügt werden. Das Netzwerkelement wird in die Mitte des sichtbaren Zeichenbereiches eingefügt. Es muss darauf geachtet werden, dass in der Mitte des Zeichenbereiches ausreichend freie Zeichenfläche vorhanden ist, um ein unbeabsichtigtes Verbinden mit anderen Netzwerkelementen zu vermeiden. Nachfolgend ist das grafische Symbol **Schalter Cb** **Cb1** dargestellt.



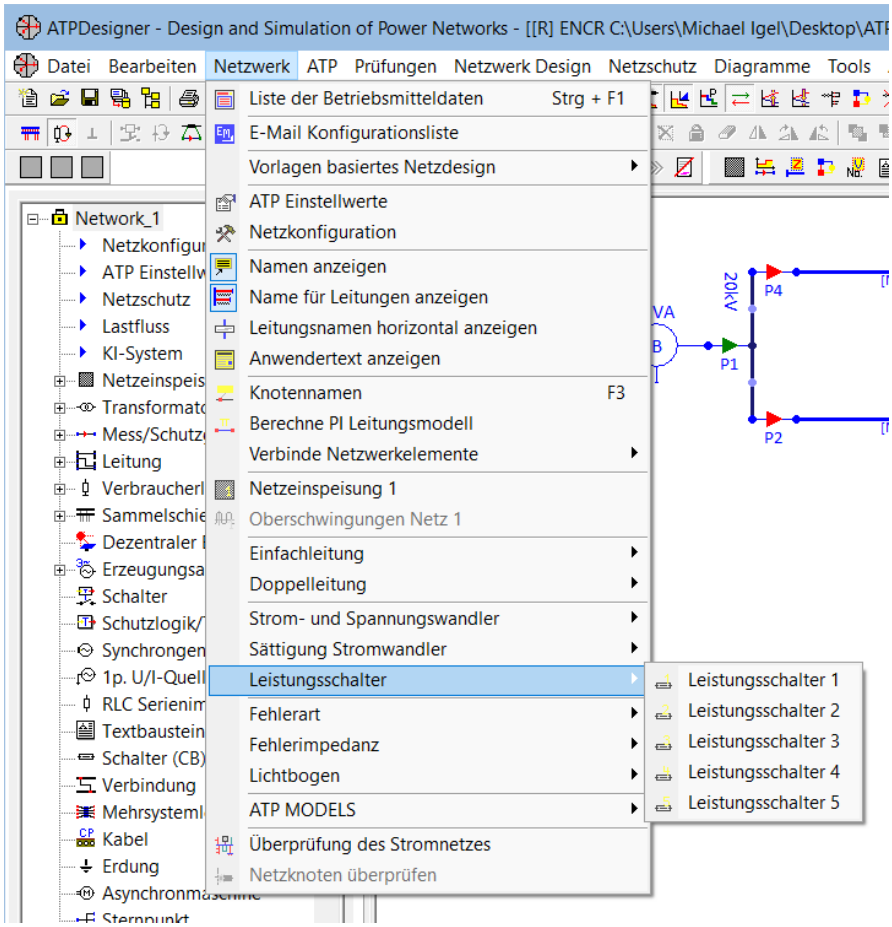


Abbildung 197: Einfügen des Netzwerkelementes *Schalter Cb* Cb1 in das Stromnetz

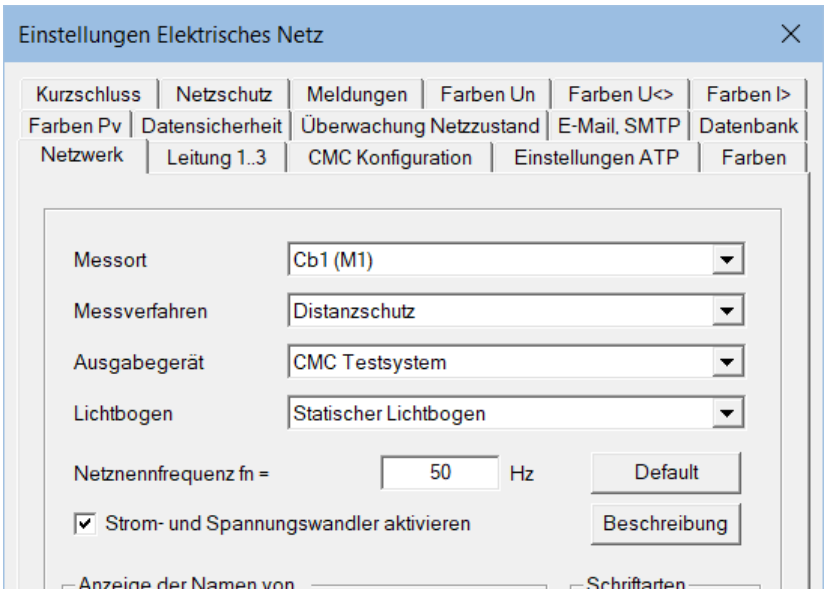
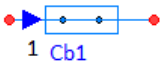


Abbildung 198: Einstellungen für eine Sekundärprüfeinrichtung CMCxxx

4. **Einstellung des Messortes**
   Wurde das Netzwerkelement **Schalter Cb Cb1** in das Stromnetz eingefügt, so kann der Einstellwert **Messort** eingestellt werden. Es kann in diesem Beispiel wir oben dargestellt nur die Einstellung **Cb1 (M1)** ausgewählt werden. Mit dieser Einstellung wird der Messort **M1** mit dem Netzwerkelement **Cb1** und damit mit dessen Einbauort im

Stromnetz verbunden. ATPDesigner überträgt die am Einbauort des Netzwerkelementes **Schalter Cb Cb1 (M1)** berechneten Spannungen u(t) und Ströme i(t) an die Sekundärprüfeinrichtung **CMCxxx**. Das nachfolgend dargestellte grafische Symbol zeigt die Nummer **1** des Messortes **M1**.



Nachdem die oben genannten Einstellungen in der .NET-Datei gespeichert wurden, muss ATPDesigner geschlossen und neu gestartet werden. Bei korrekter Konfiguration der Sekundärprüfeinrichtung **CMCxxx** und der dazugehörenden Systemsoftware erkennt ATPDesigner die an der Kommunikationsschnittstelle angeschlossene Sekundärprüfeinrichtung **CMCxxx** und zeigt deren Kennwerte im **Meldungsfenster** an.

ATPDesigner kann nur mit einer einzigen an der Kommunikationsschnittstelle angeschlossenen Sekundärprüfeinrichtung **CMCxxx** kommunizieren. Wird eine .NET-Datei geladen, die eine Sekundärprüfeinrichtung **CMCxxx** als Ausgabegerät verwendet, so wird nach erfolgreichem Laden der .NET-Datei die Sekundärprüfeinrichtung **CMCxxx** automatisch angesteuert und eine dauerhafte Kommunikationsverbindung hergestellt. Nachfolgend ist der im **Meldungsfenster** angezeigte Ausgabetext dargestellt, wenn eine Sekundärprüfeinrichtung CMC356 erfolgreich erkannt wurde.

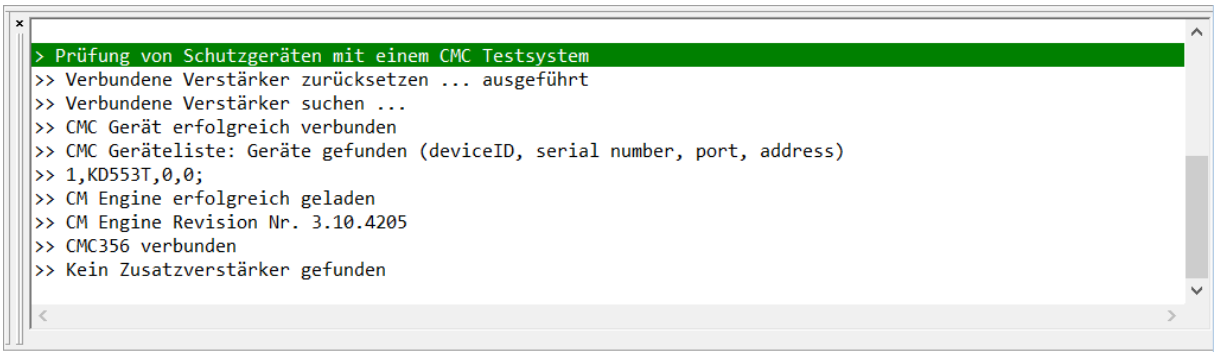


Abbildung 199: Anzeige der erkannten CMCxxx-Prüfeinrichtung im *Meldungsfenster*

Um die Prüffunktionen mit einer Sekundärprüfeinrichtung CMCxxx nutzen zu können, muss im Einstelldialog **Programmeinstellungen** das Verzeichnis, in dem die Schnittstellen-DLL der Kommunikationsschnittstelle **CMEngine** gespeichert ist, eingestellt werden.

- Hauptmenü **Tools**
- Menüpunkt **Programmeinstellungen**, Registerkarte **Programmeinstellungen**

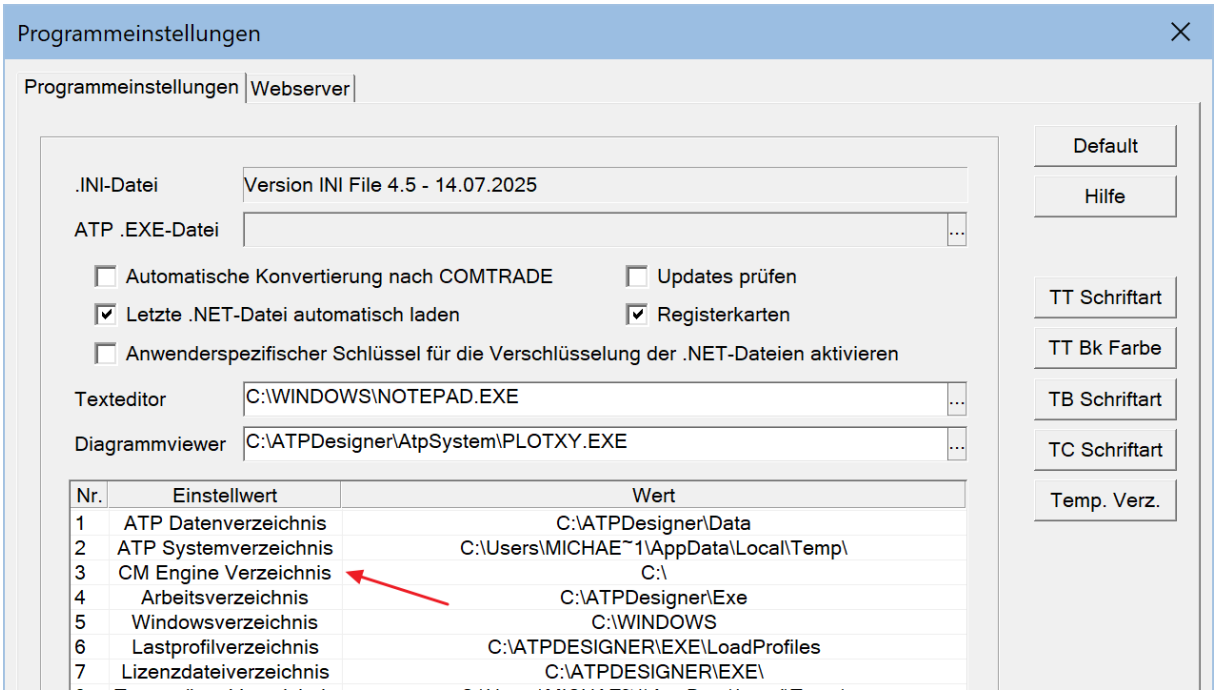


Abbildung 200: Verzeichnis der DLL CMEngine - Einstelldialog *Programmeinstellungen*

Es wird schon hier darauf hingewiesen, dass die einfachste Art der Prüfung von Schutzgeräten mit ATPDesigner und einer Sekundärprüfeinrichtung **CMCxxx** mit der Prüffunktion **Einzelschrittest** durchgeführt werden kann.

- Hauptmenü **Prüfungen**
- Menüpunkt **Einzelschrittest**
- Tastenkürzel **Strg + M**

Wird diese dynamische Prüffunktion ohne eine Sekundärprüfeinrichtung **CMCxxx** gestartet, wird die nachfolgende Meldung angezeigt.

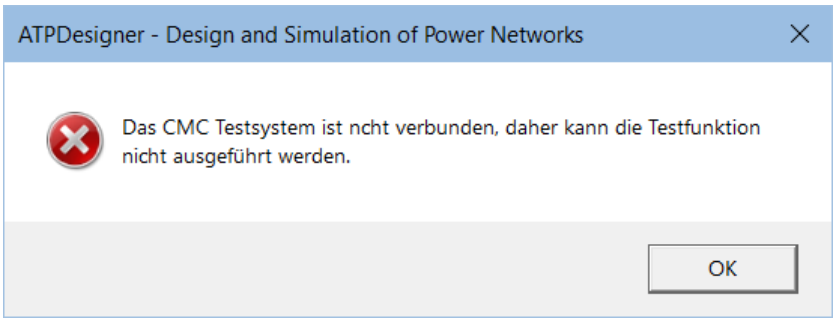


Abbildung 201: Fehlermeldung bei nicht vorhandener Sekundärprüfeinrichtung CMCxxx

13.3.1 Programmstart - Erkennung von Sekundärprüfeinrichtungen CMCxxx

In der nachfolgenden Abbildung ist die automatische Erkennung einer Sekundärprüfeinrichtung **CMCxxx** beim Programmstart abgebildet.

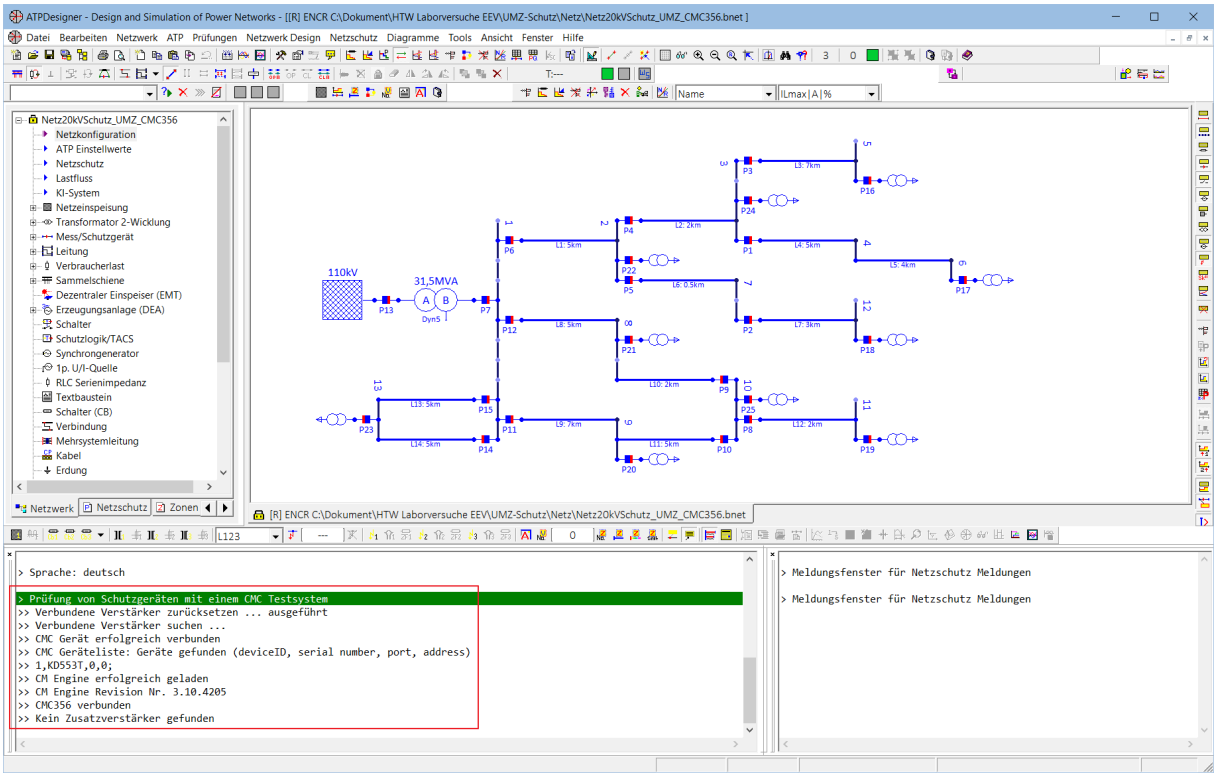


Abbildung 202: Automatische Erkennung von Prüfeinrichtungen CMCxxx beim Programmstart

```
> Prüfung von Schutzgeräten mit einem CMC Testsystem
>> Verbundene Verstärker zurücksetzen ... ausgeführt
>> Verbundene Verstärker suchen ...
>> CMC Gerät erfolgreich verbunden
>> CMC Geräteliste: Geräte gefunden (deviceID, serial number, port, address)
>> 1,KD553T,0,0;
>> CM Engine erfolgreich geladen
>> CM Engine Revision Nr. 3.10.4205
>> CMC356 verbunden
>> Kein Zusatzverstärker gefunden
```

Falls es bei der Verbindung zwischen der Sekundärprüfeinrichtung **CMCxxx** und dem Netzberechnungsprogramm ATPDesigner zu Fehlern kommt, kann die Verbindung zurückgesetzt und wiederhergestellt werden.

- Hauptmenü **Tools**
- Menüpunkt **Prüfverstärker einstellen**, **Verstärker zurücksetzen**

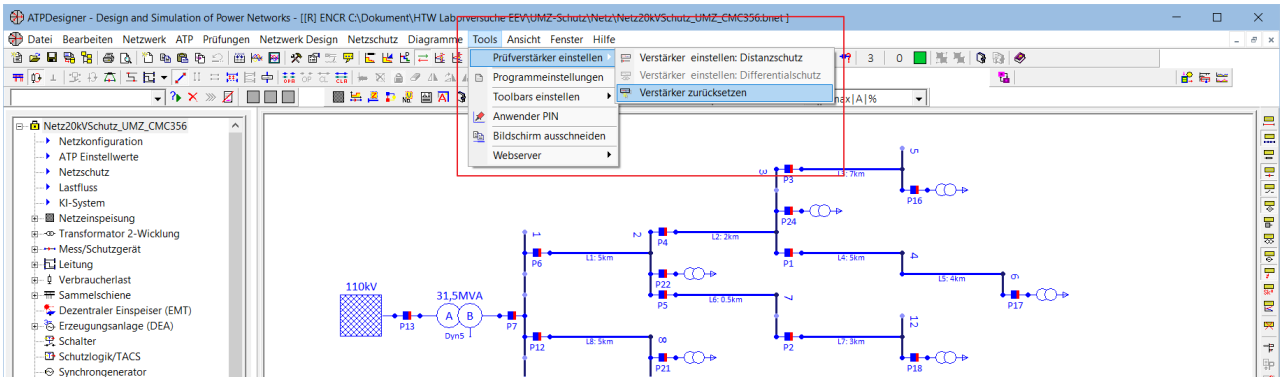


Abbildung 203: Verbindung ATPDesigner – Sekundärprüfgerät zurücksetzen

```
> Prüfung von Schutzgeräten mit einem CMC Testsystem
>> Verbundene Verstärker zurücksetzen ... ausgeführt
>> Verbundene Verstärker suchen ...
>> CM Engine erfolgreich geladen
>> CM Engine Revision Nr. 3.10.4205
>> CMC356 verbunden
>> Kein Zusatzverstärker gefunden
```

Falls es nach dem Ausführen dieses Reset weiterhin zu Fehlermeldungen kommt, muss die Sekundärprüfeinrichtung **CMCxxx** ausgeschaltet, erneut eingeschaltet und damit neu gestartet werden. Nach einem Neustart der Sekundärprüfeinrichtung **CMCxxx** erkennt das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner diese automatisch.

Konnte das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner kein Sekundärprüfeinrichtung **CMCxxx** erkennen, so wird im **Meldungsfenster** eine Fehlermeldung ausgegeben.

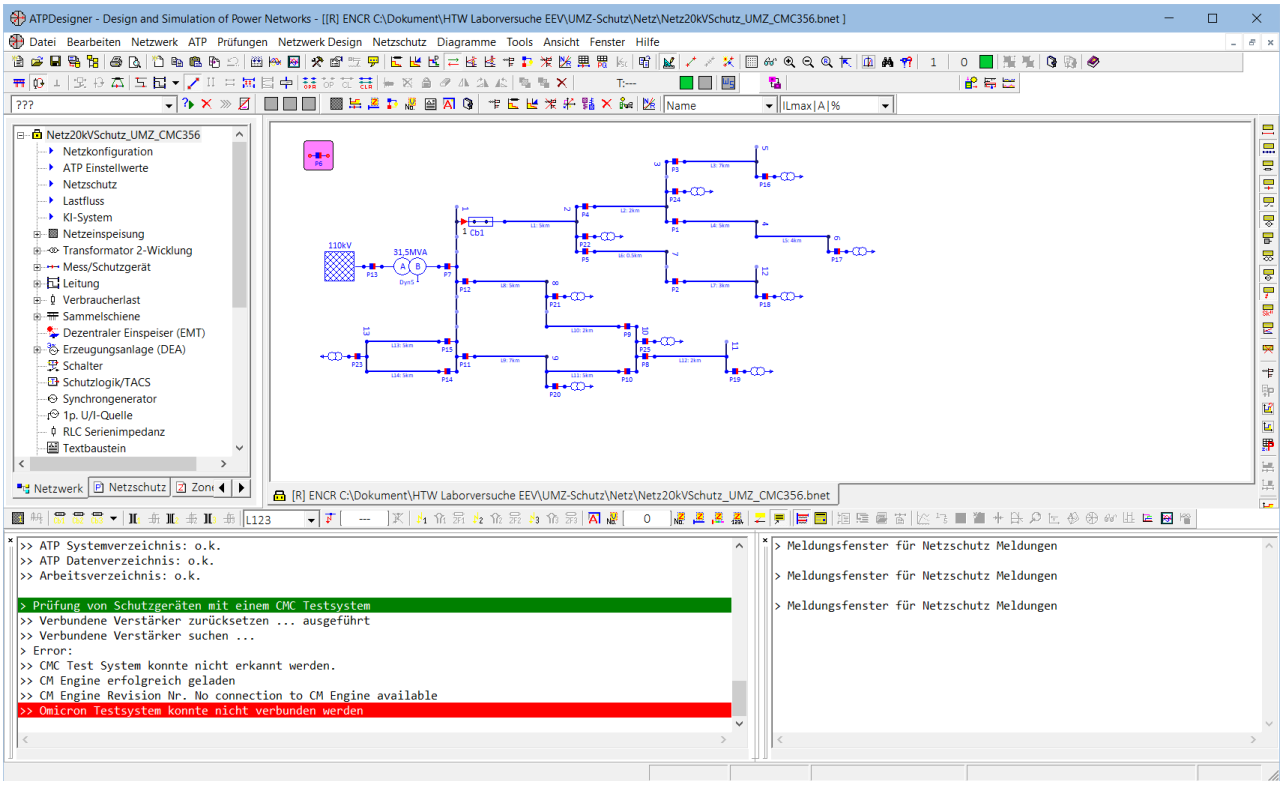


Abbildung 204: Fehlermeldung im *Meldungsfenster* – Testsystem nicht gefunden

```
> Prüfung von Schutzgeräten mit einem CMC Testsystem
>> Verbundene Verstärker zurücksetzen ... ausgeführt
>> Verbundene Verstärker suchen ...
> Error:
>> CMC Test System konnte nicht erkannt werden.
>> CM Engine erfolgreich geladen
>> CM Engine Revision Nr. No connection to CM Engine available

>> Omicron Testsystem konnte nicht verbunden werden
```

13.3.2 Einstellung der Konfiguration der Sekundärprüfeinrichtung CMCxxx

Die Konfiguration der Sekundärprüfeinrichtung **CMCxxx** für die **Messverfahren Distanzschutz** und **Differentialschutz** kann wie nachfolgend erläutert in ATPDesigner direkt kontrolliert werden.

- Hauptmenü **Tools**
- Menüpunkte **Prüfverstärker einstellen**, **Verstärker einstellen: Distanzschutz**
- Menüpunkte **Prüfverstärker einstellen**, **Verstärker einstellen: Differentialschutz**

Für die Prüfung z.B. eines Überstromzeitschutzgerätes oder eines Distanzschutzgerätes wird die Konfiguration **Distanzschutz** verwendet, da in beiden Fällen die Leiter-Erd-Spannungen $u_{L123}(t)$ und die Leiterströme $i_{L123}(t)$ am Messort des Netzwerkelementes **Schalter Cb Cb1 (M1)** mit dem Messort Nummer **1** = **M1** zur Prüfung des Schutzgerätes verwendet werden.

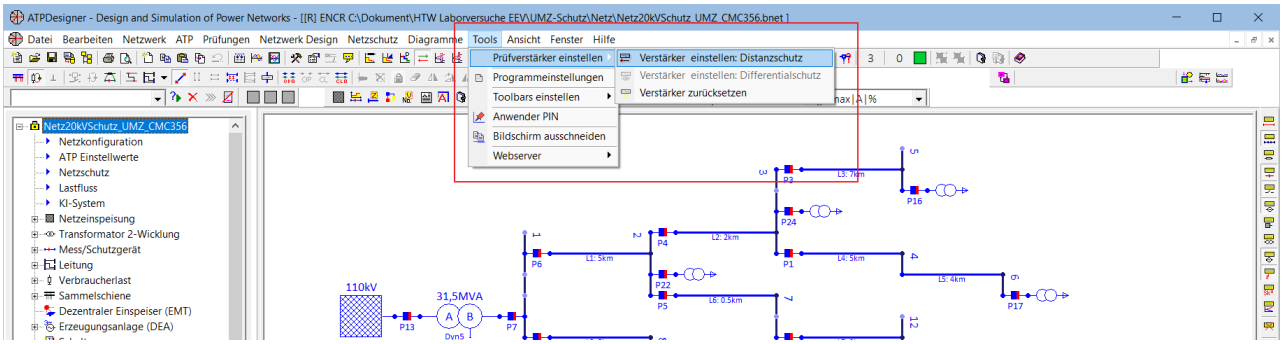


Abbildung 205: Einstellung des Sekundärprüfgerätes überprüfen

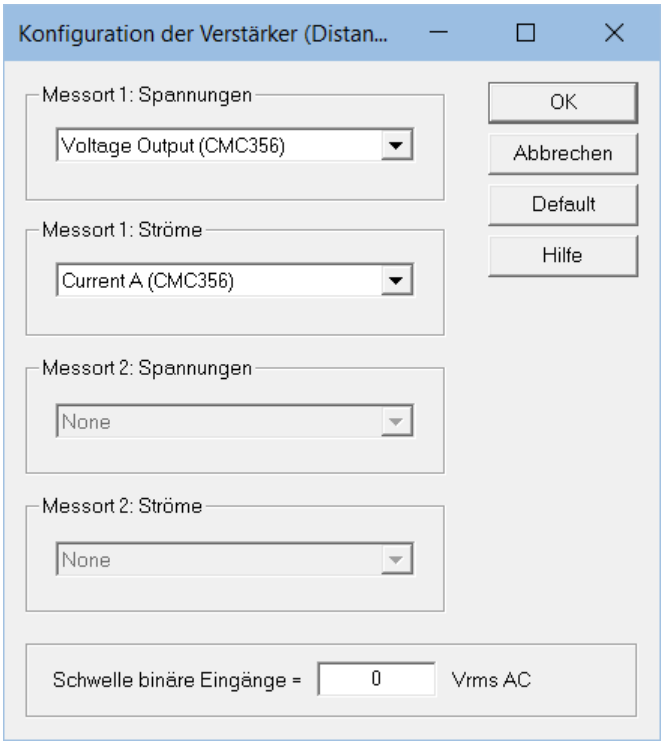


Abbildung 206: Einstellung der Konfiguration des Prüfgerätes

In dem Einstelldialog ist zu erkennen, dass die Spannungsverstärker **Voltage Output** und die Stromverstärker **Current A** der Sekundärprüfeinrichtung **CMCxxx** mit dem Messort des Netzwerkelementes **Schalter Cb Cb1 (M1)** verbunden sind. ATPDesigner überträgt die am Messort **M1** berechneten Zeitsignale die Leiter-Erd-Spannungen $u_{L123}(t)$ und der Leiterströme $i_{L123}(t)$ an die Sekundärprüfeinrichtung **CMCxxx**.

13.4 Sekundärprüfeinrichtung CMCxxx: .LOG-Datei der Kommunikation

Die Kommunikation mit dem **CMEngine** – Interface der Sekundärprüfeinrichtung **CMCxxx** kann in einer Textdatei protokolliert werden. Dazu muss im Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz**, Registerkarte **CMC Konfiguration** die Option **CMC Test System Log File** aktiviert werden.

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Netzkonfiguration**, Registerkarte **CMC Konfiguration**

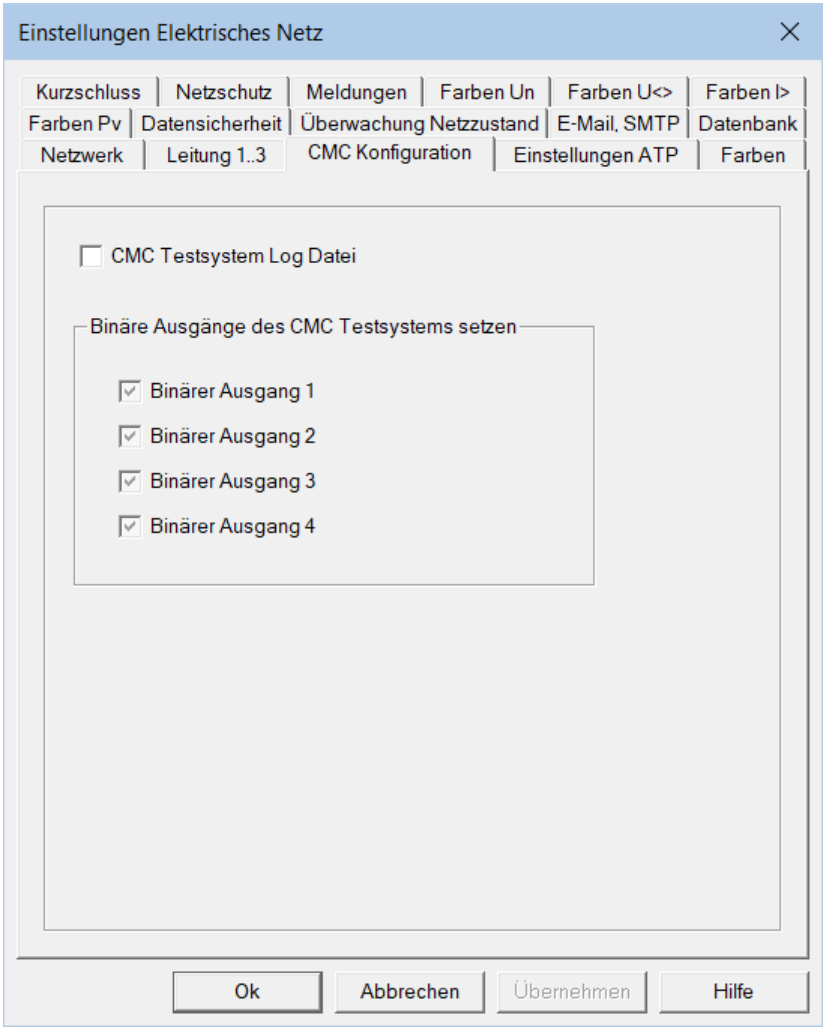


Abbildung 207: Aktivierung der CMEngine Protokolldatei (.LOG-Datei)

Die Aktivierung bzw. Deaktivierung der .LOG-Datei wird im **Meldungsfenster** beim Start von ATPDesigner angezeigt, wenn die Einstellung **Ausgabegerät** = **CMC Test System** im Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz**, Registerkarte **Netzwerk** ausgewählt wurde.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkte **Netzkonfiguration**, Registerkarte **Netzwerk**

13.5 Prüfverfahren

ATPDesigner bietet mehrere Prüffunktionen, die im Hauptmenü **Prüfungen** mit einem **Left Mouse Button Click** oder per Tastenkürzel gestartet werden können.

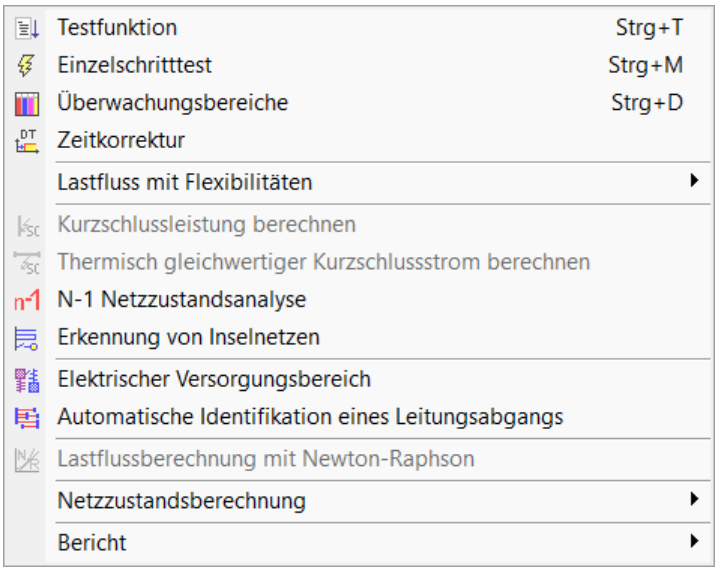


Abbildung 208: Menüpunkte im Hauptmenü *Prüfungen*

13.5.1 Testfunktion (Strg + T)

Die Prüffunktion wird in den nachfolgenden Kapiteln näher erläutert.

- Hauptmenü **Prüfungen**
- Menüpunkt **Testfunktion**
- Tastenkürzel **Strg + T**

13.5.2 Einzelschritt (Strg + M)

Diese Prüffunktion kann nur in Kombination mit einer Sekundärprüfeinrichtung **CMCxxx** zur Prüfung von Schutzgeräten angewendet werden. Für die Prüfung der Schutzgeräte werden die Zeitsignale die Leiter-Erd-Spannungen $u_{L123}(t)$ und der Leiterströme $i_{L123}(t)$ verwendet, die über die Kommunikationsverbindung **CMEngine** zur Sekundärprüfeinrichtung **CMCxx** übertragen werden.

- Hauptmenü **Prüfungen**
- Menüpunkt **Einzelschritt**
- Tastenkürzel **Strg + M**

ATPDesigner berechnet im Stromnetz an den Messorten **M1..5** der **Schalter (CB) Cb1..5** die Leiter-Erd-Spannungen $u_{L123}(t)$ und Leiterströme $i_{L123}(t)$ und überträgt die Abtastwerte abhängig von der Konfiguration der Sekundärprüfeinrichtung **CMCxxx**, erfasst die Kommandozeiten und stellt diese in einem Dialog dar. Die Einstellwerte des Stromnetzes werden nicht verändert.

Die Anzahl der Wiederholungen der Einzelschritt Prüffunktion, d.h. wie oft der gleiche Datensatz mit Hilfe der Sekundärprüfeinrichtung **CMCxxx** nacheinander zur Prüfung

verwendet wird, kann im Einstelldialog **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **ATP Daten** mit dem Einstellwert **Out** eingestellt werden.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkte **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **ATP Daten**

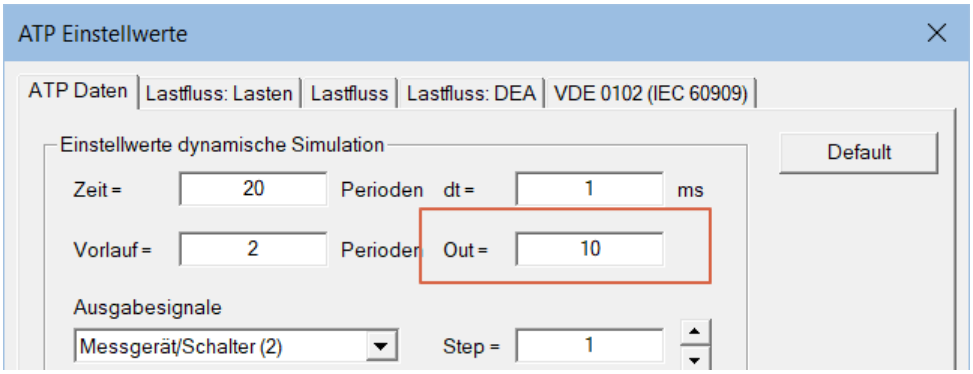


Abbildung 209: *Einzelschritt* – Anzahl Wiederholungen der Wiederholungen

Mit Hilfe der Anzahl Prüfungswiederholungen kann im Sinne einer mathematischen Statistik untersucht werden, ob die Reaktion der Schutzeinrichtung bei einer Prüfungswiederholung vergleichbar, identische Ergebnisse liefert.

13.5.3 Überwachungsbereiche (Strg + D)

Wird eine Schutzgeräteprüfung mit einer Sekundärprüfeinrichtung **CMC Test System** durchgeführt, so können in diesem Einstelldialog z.B. kleinste und größte zulässige Kommandozeiten definiert werden.

- Hauptmenü **Prüfungen**
- Menüpunkt **Überwachungsbereiche**
- Tastenkürzel **Strg + D**

13.5.4 Zeitkorrektur

Der Einstelldialog zur Korrektur der gemessenen Kommandozeiten wird geöffnet. Diese Einstellung wird benötigt, damit ATPDesigner die von der Sekundärprüfeinrichtung **CMCxxx** gemessenen Zeiten mit dem Zeitpunkt des Kurzschlusseintritts korrigieren kann. Die von der Sekundärprüfeinrichtung **CMCxxx** gemessenen Zeiten beziehen sich immer auf den Beginn des zeitlichen Verlaufes der Spannungen und Ströme, der Kurzschlusseintritt kann beliebig innerhalb des zeitlichen Verlaufes auftreten.

- Hauptmenü **Prüfungen**
- Menüpunkt **Zeitkorrektur**

13.5.5 Lastfluss mit Flexibilitäten

In dem Menüpunkt sind mehrere Prüfverfahren enthalten, die alle auf Lastflussberechnungen, d.h. der Berechnung stationärer Netzzustände basieren.

13.6 *Zeitkorrektur* - Korrektur der gemessenen Zeiten

Die von der CMCxxx-Prüfeinrichtung gemessenen Zeiten verwenden als Bezugszeitpunkt den Beginn des von ATPDesigner an die Prüfeinrichtung übertragenen Datensatzes (Abtastwerte von Leiter-Erd-Spannungen $u_{L123}(t)$ und/oder Leiterströmen $i_{L123}(t)$) als Bezugszeit t = 0ms. Die gemessenen Zeiten können durch ATPDesigner korrigiert werden, um die dargestellten Zeiten im Sinne der Kommandozeit eines Schutzgerätes mit der Bezugszeit des physikalischen Fehlereintrittszeitpunktes (Zeitpunkt des Kurzschlusseintritts) darstellen zu können.

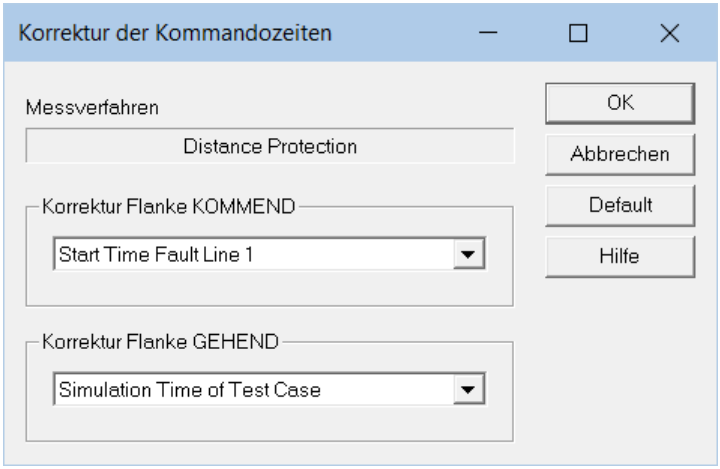


Abbildung 210: Einstelldialog *Korrektur der Kommandozeiten*

Wie in obiger Abbildung dargestellt wird zwischen den kommenden Flanken und den gehenden Flanken einer Kommandozeit unterschieden. Die Korrektur der gemessenen Zeiten werden für alle Prüfverfahren angewendet.

13.6.1 Korrektur Flanke KOMMEND

Abhängig von der Betriebsart werden die nachfolgend definierten Zeiten von der gemessenen Zeit der ersten kommenden Flanke des Messsignals subtrahiert.

Einstellwert	Bedeutung
Start Time Fault Line 1..3	Fehlereintrittszeitpunkt des in der **Leitung** **Line 1..3** integrierten Fehlers
Start Time of Test Case (T = 0)	Die gemessenen Zeiten werden nicht korrigiert.
End Time of Prefault	Endzeitpunkt des fehlerfreien Vorlaufs (Einstellwert **Prefault**, Einstelldialog **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **ATP Daten** Diese Zeitkorrektur kann nur dann sinnvoll angewendet werden, wenn ein Leitungsfehler mit Hilfe der in den Leitungen **Line 1..3** integrierten Fehlers nachgebildet wird. In Zusammenhang mit dem **Kurzschluss** ist die Verwendung nicht sinnvoll.
T1 of Circuit-Breaker 1..5	Erster eingestellter Schaltzeitpunkt für den **Schalter (CB)**
Start Time of Short-Circuit	Fehlereintrittszeitpunkt des Kurzschlusses

13.6.2 Korrektur Flanke GEHEND

Abhängig von der Betriebsart werden die nachfolgend definierten Zeiten von der gemessenen Zeit der ersten gehenden Flanke des Messsignals subtrahiert.

Einstellwert	Bedeutung
Simulation Time of Test Case	Zeitliche Länge des Datensatzes Die zeitliche Länge wird durch den Einstellwert **Time** im Einstelldialog **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **ATP Daten** definiert.
T1 of Circuit-Breaker 1..5	Erster eingestellter Schaltzeitpunkt für den ausgewählten **Schalter (CB)**
Start Time of Test Case (T = 0)	Die gemessenen Zeiten werden nicht korrigiert.

13.7 Testfunktion – Automatische Prüfung von Schutzeinrichtungen

ATPDesigner bietet die Möglichkeit, eine definierbare Reihe von Prüfungen, bei denen Einstellwerte des Stromversorgungsnetzes verändert werden, durchzuführen. Bei der Definition der **Testfunktion** kann wie folgt vorgegangen werden.

1. Auswahl von **Testlevel 1**

2. Definition der **Min**- und **Max**-Werte sowie der Schrittweite **Step**, mit welcher der in **Testlevel 1** ausgewählte Wert verändert wird.

3. Optional: Auswahl von **Testlevel 2**

4. Optional: Falls **Textlevel 2** ausgewählt wurde ➔ **Left Mouse Button Click** auf den Button **Testlevel 2**: Definition der **Min**- und **Max**-Werte sowie der Schrittweite **Step**, mit der in **Testlevel 2** ausgewählte Wert verändert wird.

5. Button **Starten**: Start der **Testfunktion**

Der vor Start der **Testfunktion** eingestellte Wert der Betriebsmittel, der als **Testlevel 1** schrittweise verändert wird, wird nach Beendigung der **Testfunktion** nicht wiederhergestellt und verbleibt auf dem letzten von der **Testfunktion** Eingestellten Wert. Der Einstelldialog **Testfunktion** ist nachfolgend dargestellt.

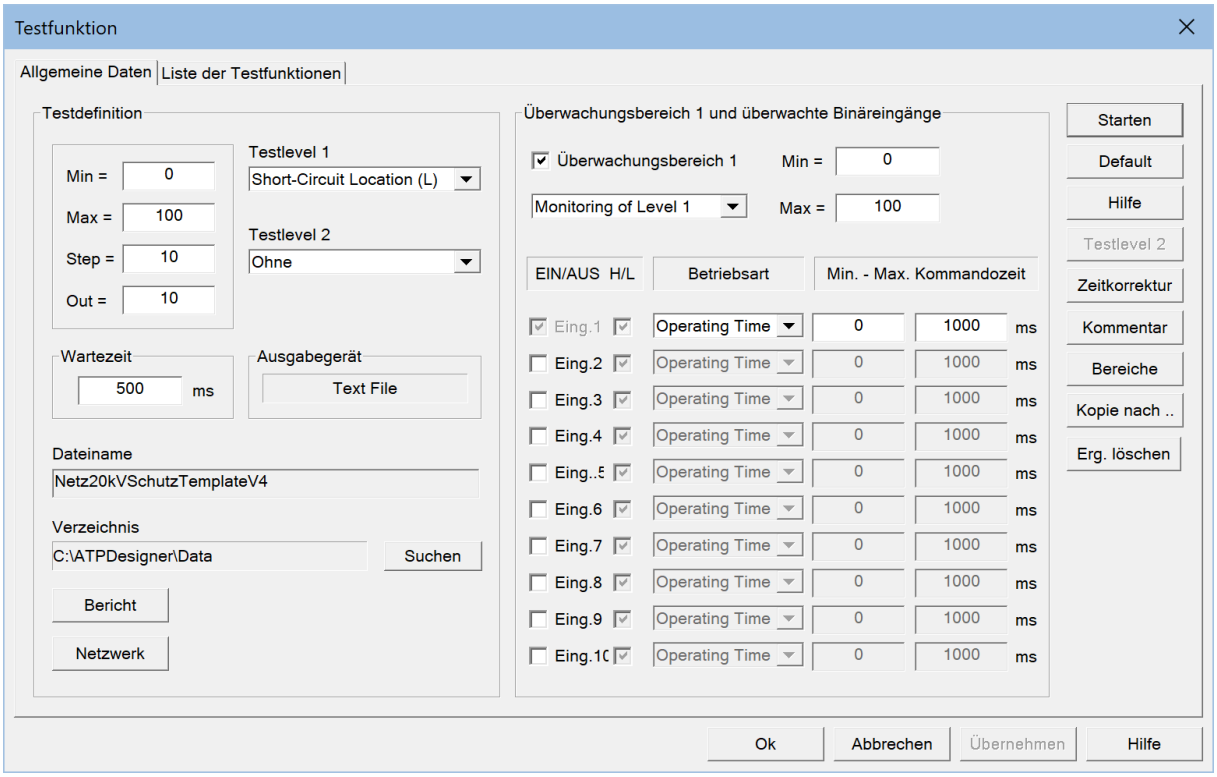


Abbildung 211: *Testfunktion* – Prüfung von Schutzgeräten

Einstellwert	Bedeutung
Ausgabegerät	Ausgewähltes Ausgabegerät Der hier angezeigte Einstellwert wird im Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz** eingestellt.

	▪ Hauptmenü **Netzwerk** ▪ Menüpunkt **Netzkonfiguration**, Registerkarte **Netzwerk** Folgende Einstellwerte sind als Ausgabegerät verfügbar: ▪ **CMC Test System** ▪ **COMTRADE File** ▪ **Textdatei** ▪ **Textdatei (Excel)** ▪ **Lastfluss (Prbx)** ▪ **Netzschutz (Prbx)**
Out	Anzahl Ausgaben der berechneten Spannungs- und Stromsignale, wenn das Ausgabegerät **CMC Test System** (Abbildung 625) eingestellt ist.
Min	Startwert des zu verändernden Einstellwertes
Max	Endwert des zu verändernden Einstellwertes
Step	Schrittweite für die Änderung des Einstellwertes
Wartezeit	Pausenzeit zwischen zwei Ausgaben der berechneten Spannungs- und Stromsignale (= Prüfungen des Schutzgerätes), wenn das Ausgabegerät **CMC Test System** eingestellt ist.
Dateiname Ergebnisbericht	Ausgabe des Dateinamens der Berichtsdatei
Verzeichnis Ergebnisbericht	Verzeichnis, in dem der **Bericht** als Textdatei gespeichert wird. Nach Drücken des Buttons **Suchen** kann das Verzeichnis ausgewählt werden.
Bericht	Öffnen der Prüfergebnisse in einer Textdatei
Netzwerk	Öffnen der Textdatei mit den Daten des elektrischen Netzes

In der nachfolgenden Tabelle sind die Funktionen von **Testlevel 1** erläutert.

Testlevel 1	Betriebsmittel und Einstellwert, der verändert wird
None	Nicht konfiguriert
Fault Location Line 1…3	Fehlerort der Leitungen **Line1..3**
Sn of CT M1…5	Bemessungsleistung der Stromwandler der Messorte M1..5
N of CT M1	Überstromziffer (= Genauigkeitsgrenzfaktor K_{SSC}) der Stromwandler der Messorte M1..5
fnom of Network 1	Nennfrequenz der Netzeinspeisung **Network Infeed 1**
R1 of Network 1	Resistanz von Netzeinspeisung **Network Infeed 1**
X1 of Network 1	Reaktanz von Netzeinspeisung **Network Infeed 1**
T1 of Cb1...5	Zeit T1 der **Circuit-Breaker Cb1…5**
R1 of Line 1	Resistanz von Leitung **Line 1**
X1 of Line 1	Reaktanz von Leitung **Line 1**
|Ip| of Line 1	
|ULE| of Line 1	
PoW (v, VAG) of Line 1	**Messverfahren Distance Protection** Fehlereintrittszeitpunkt des Fehlers von Leitung **Line 1** abhängig vom Verlagerungsgrad v bezogen auf die Leiter-Erd-Spannung U_{L1}
PoW (v, VAG) of Line 1 (left)	**Messverfahren Differential Protection**

	Fehlereintrittszeitpunkt des Fehlers von Leitung **Line 1** abhängig vom Verlagerungsgrad v bezogen auf die Leiter-Erd-Spannung U_{L1} des linken Leitungsendes
PoW (v, VAG) of Line 1 (right)	**Messverfahren Differential Protection** Fehlereintrittszeitpunkt des Fehlers von Leitung **Line 1** abhängig vom Verlagerungsgrad v bezogen auf die Leiter-Erd-Spannung U_{L1} des rechten Leitungsendes
R of Load 1..4 (Serial Imped.)	Resistanz von Last **Load Impedance 1..4**
X of Load 1..4 (Serial Imped.)	Reaktanz von Last **Load Impedance 1..4**
C of Load 1..4 (Serial Imped.)	Kapazität von Last **Load Impedance 1..4**

In der nachfolgenden Tabelle sind die optionalen Funktionen von **Testlevel 2** erläutert.

Testlevel 2	Betriebsmittel und Einstellwert, der verändert wird
None	Nicht konfiguriert
Point on Wave	Fehlereintrittswinkel für den integrierten Fehlerort (**Fault Location**) der Leitungen **Line 1..3**

Der Einstelldialog für Testlevel 2 ist in Abbildung 631 dargestellt. Die Bedeutung des **Testlevel 2** ist von dem gleichnamigen Einstellwert des Einstelldialogs **Testfunktion** in Abbildung 630 abhängig. Diese Einstellung wird als Textelement im Einstelldialog **Testlevel 2** angezeigt.

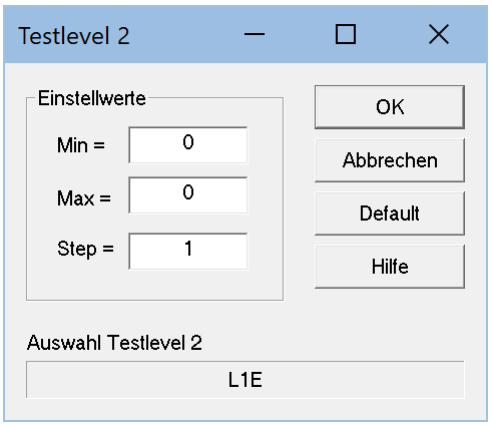


Abbildung 212: Einstelldialog zur Definition des *Testlevel 2*

Im Folgenden werden die Funktionen weiterer Buttons und der zugehörigen Einstelldialoge erläutert.

Button	Bedeutung
Testlevel 2	Definition des **Testlevel 2** ▪ **Min** Startwert des zu verändernden Einstellwertes ▪ **Max** Endwert des zu verändernden Einstellwertes ▪ **Step** Schrittweite für die Änderung des Einstellwertes
Kopieren nach …	Die Einstellwerte des Einstelldialogs werden als **Testfunktion** in die Liste der Registerkarte **Liste der Testfunktionen** kopiert.
Erg. löschen	Die Ergebnisse der Schutzanalyse werden gelöscht.

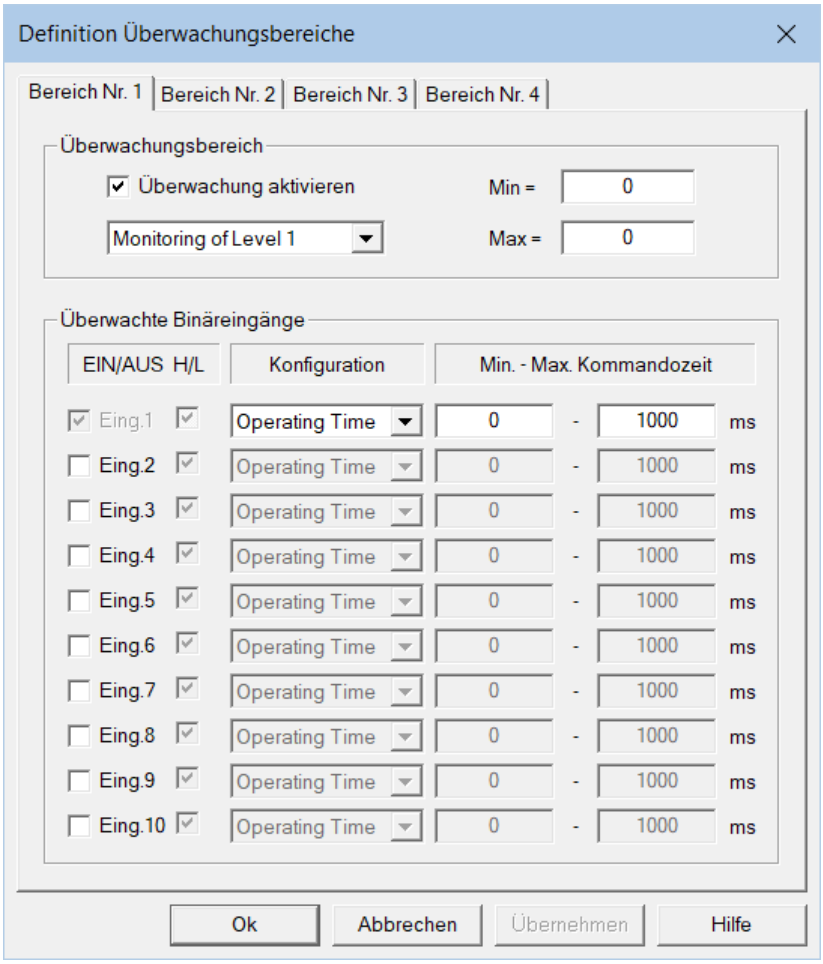


Abbildung 213: Einstelldialog *Definition Überwachungsbereiche*

Die binären Eingänge der Prüfeinrichtung CMCxxx können durch anwenderspezifische Grenzwerte überwacht werden. Die Ergebnisse der Überwachung werden in der Berichtsdatei ausgegeben.

13.8 Testfunktion – Automatisches Erzeugen von COMTRADE – Dateien

ATPDesigner bietet die Möglichkeit, statt Netzschutzeinrichtungen direkt mit Hilfe einer angeschlossenen Prüfeinrichtung CMCxxx zu prüfen, alternativ für jede Prüfung COMTRADE - Dateien zu erzeugen. Gemäß der Spezifikation des COMTRADE Formates werden in der Minimalkonfiguration zwei Dateien benötigt.

Extension	Bedeutung
.CFG – Datei	Beinhaltet Informationen zu den Prüfkanälen wie z.B. Name, Skalierungsfaktoren, Daten der Strom- und Spannungswandler, etc.
.DAT – Datei	Beinhaltet die zeitlichen Strom- und Spannungsverläufe in skalierter Form

Um die COMTRADE – Dateien zu erzeugen, muss im Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz**, Registerkarte **Netzwerk** die Option **Ausgabegerät: COMTRADE File** ausgewählt werden.

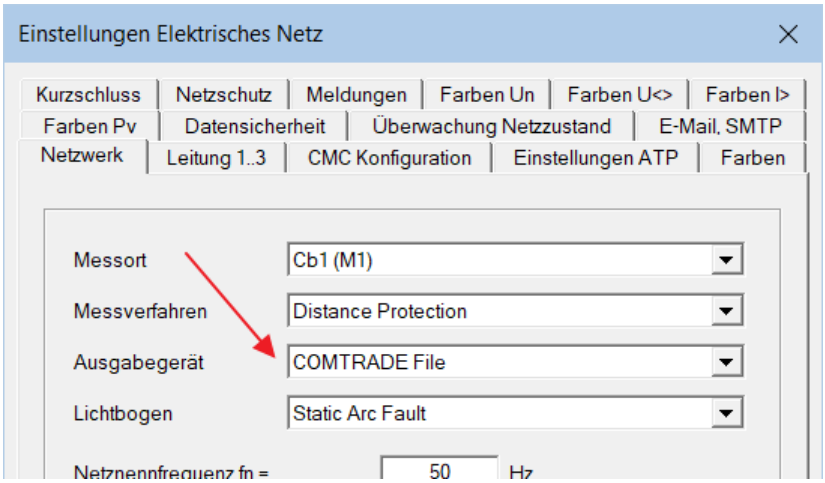


Abbildung 214: Auswahl des Ausgabegerätes *COMTRADE File* für die *Testfunktion*

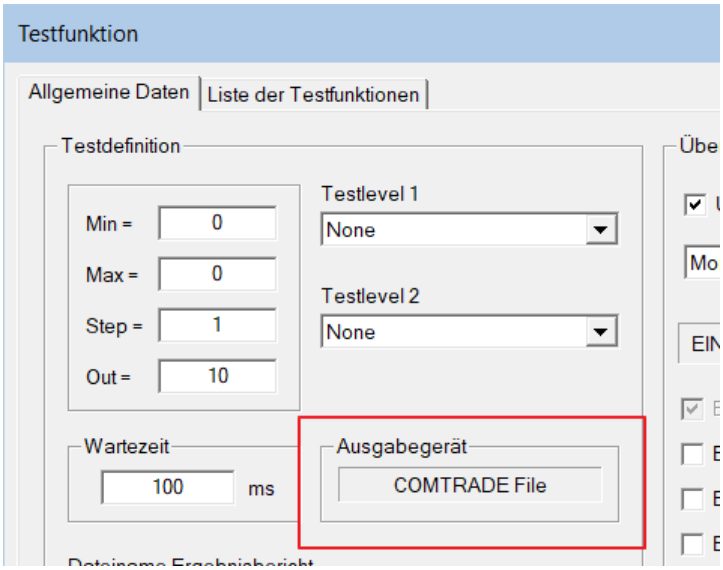


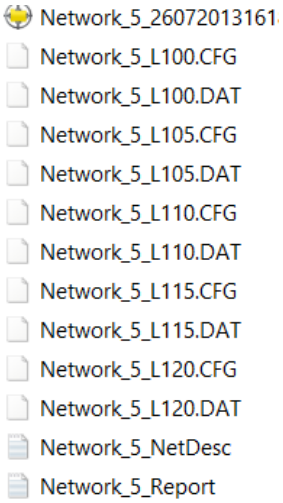
Abbildung 215: Anzeige des Ausgabegerätes *COMTRADE File*

Dadurch wird im Einstelldialog **Testfunktion** das Ausgabegerät **Ausgabegerät** als **COMTRADE File** angezeigt. Für jeden einzelnen Prüfschritt der **Testfunktion** berechnet ATPDesigner die zeitlichen Verläufe von Strömen und Spannungen und speichert diese Daten in mehreren Textdateien, die im Ausgabeverzeichnis **Verzeichnis Ergebnisbericht** gespeichert werden.

- **Network_5_L100.CFG**
- **Network_5_L100.DAT**

Der Dateiname setzt sich aus dem Namen der zugehörigen .NET-Datei sowie einer Kennung zusammen. Diese Kennung, hier **L100** kennzeichnet, dass im **L = Testlevel 1** der Wert **100** gemäß **Min/Max/Step** der **Testdefinition** verwendet wurde. Nachfolgend die den einzelnen COMTRADE – Dateien zugehörigen Prüfschritte in der Berichtsdatei.

Values		Binary Inputs No.				
		01				
Lev 1	Lev 2	Cnt	Min	Mean	Max	
100	None					
105	None					
110	None					
115	None					
120	None					



Die Abbildung rechts zeigt die Liste der im Ausgabeverzeichnis gespeicherten COMTRADE – Dateien.

Wurde eine Prüfung mit **Testlevel 2** definiert, so wird der Name der COMTRADE – Dateien wir folgt definiert:

- **Network_5_L105L5.CFG**
- **Network_5_L105L5.DAT**

Hier gibt die Zahl nach dem zweiten **L** den Wert von **Testlevel 2** an.

13.9 Testfunktion – Automatisches Erzeugen von Textdateien

Wie schon beschrieben kann ATPDesigner alternativ zum COMTRADE – Format die zeitlichen Verläufe der Ströme und Spannungen in einer Textdatei speichern. Der Aufbau der Textdatei ist spaltenorientiert. In der ersten Spalte ist die Zeit in Sekunden enthalten.

- Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz**, Registerkarte **Netzwerk**

  - **Ausgabegerät Text File**
    Es wird eine Textdatei erzeugt. Als Dezimaltrennung wird das Zeichen „.“ (= Punkt) Verwendet.

  - **Ausgabegerät Text File (Excel)**
    Es wird eine Textdatei erzeugt. Als Dezimaltrennung wird das Zeichen „,“ (= Komma) Verwendet. Diese Datei kann direkt in Excel weiterverarbeitet werden.

0	0	0
0,001	115432,9531	-147949,5781
0,002	141704,9531	-125853,6016
0,003	154105,6719	-91437,83594
0,004	151421,6719	-48071,85938
0,005	133915,2344	0,08550786227
0,006	103300,4688	48071,66016
0,007	62573,70313	91438,00781
0,008	15722,02344	125853,4063

Abbildung 216: Textdatei des Ausgabegerätes *Text File (Excel)*

Der Dateiname der Textdatei ist gleich dem Dateinamen der COMTRADE – Dateien aufgebaut.

13.10 Testfunktion – Automatische Durchführung von Lastflussberechnungen

In der Betriebsart **Load Flow (Prbx)** im Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz**, Registerkarte **Netzwerk** führt das Netzberechnungsprogramm eine Folge von Lastflussberechnungen durch und schreibt die Ergebnisse in tabellarischer Form in eine Textdatei. In dieser Betriebsart werden nur die durch die **Mess/Schutzgeräte** ermittelten stationären Spannungs- und Stromwerte verwendet. Ist eine Probe deaktiviert, so werden die Messwerte nicht in die Textdatei ausgegeben.

⇨ Ist eine iterative Lastflussberechnung aktiviert, so wird das letzte Ergebnis der Lastflussberechnung in die Textdatei ausgegeben, auch wenn keine Konvergenz erzielt wurde.

Das Format der Tabelle entspricht dem .CSV-Format mit einem Semikolon „;“ als Trennzeichen.

```
ValL1;RefName;VAG[%];VBG[%];VCG[%];VAG[V];VBG[V];VCG[V];VAB[%];VBC[%];VCA[%];VAB[V];VBC[V];VCA[V];IA[%];IB[%];IC[%];IA[A];IB[A];IC[A]
100;Prb 1;99,7833;100,022;100,032;11522;11549,6;11550,7;173,072;173,205;173,056;19984,7;20000;19982,8;7,07107;6,59261e-012;6,40489e-012;
100;Prb 2;99,2614;99,5534;100,684;11461,7;11495,4;11626;172,971;173,205;172,559;19973;20000;19925,4;7,07107;4,27631e-012;4,74472e-012;70,
100;Prb 3;99,1541;99,4592;100,814;11449,3;11484,6;11641,1;172,972;173,205;172,43;19973;20000;19910,5;7,07107;1,14846e-012;1,16411e-012;7(
105;Prb 1;99,7725;100,024;100,033;11520,7;11549,7;11550,9;173,066;173,205;173,049;19983,9;20000;19982;7,42462;6,36808e-012;6,27457e-012;
105;Prb 2;99,2248;99,5311;100,718;11457,5;11492,9;11629,9;172,96;173,205;172,527;19971,7;20000;19921,7;7,42462;4,04978e-012;3,26103e-012;
```

Abbildung 217: Tabelle der Lastflussergebnisse der Probe Prbx im .CSV-Format

Im Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz** ist die Einstellungen wie folgt auszuwählen.

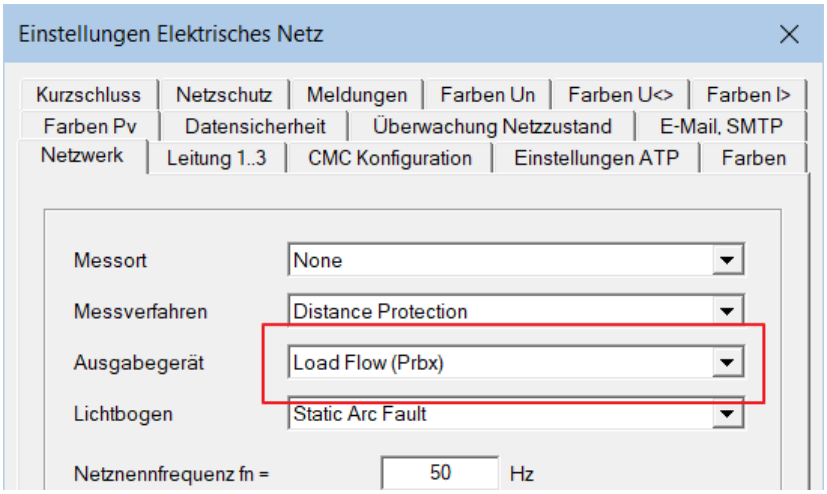


Abbildung 218: Auswahl des Ausgabegerätes *Load Flow(Prbx)* für die *Testfunktion*

In dem Einstelldialog der **Testfunktion** wird nun das **Ausgabegerät Load Flow (Prbx)** angezeigt. Die Ergebnisdatei kann mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Button **Bericht** im Einstelldialog **Testfunktion** geöffnet werden.

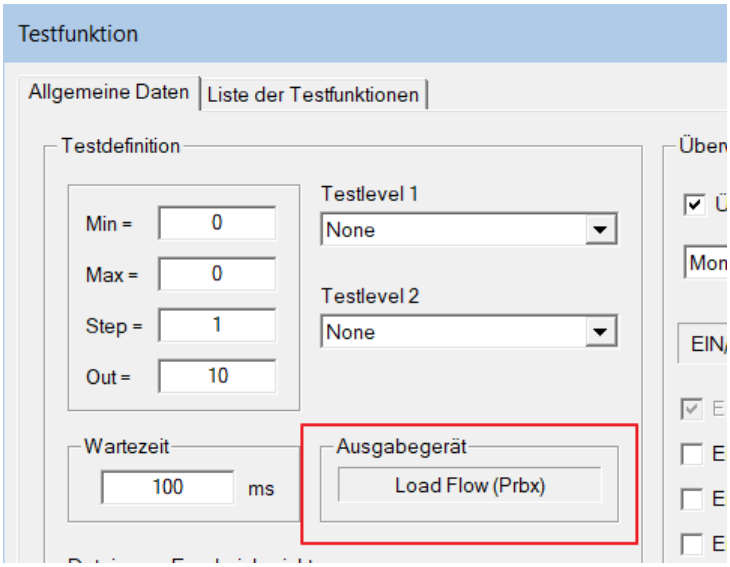


Abbildung 219: Anzeige des Ausgabegerätes *Load Flow (Prbx)*

Folgende Einstellwerte des **Testlevel 1** sind in dieser Betriebsart zulässig.

Testlevel 1	Betriebsmittel und Einstellwert, der verändert wird
None	Nicht konfiguriert
ATP Source: Amplitude	Der Betrag der 1-phasigen Strom- oder Spannungsquelle (**ATP Source Src x**, Einstellwert **Amplitude**) wird für alle aktiven Elemente dieses Typs gleichzeitig von **Min** nach **Max** in der Schrittweite **Step** verändert.
3-Ph.Source: Pnom/Snom	Der Betrag der 1/2/3-phasigen Strom-, Spannungs- oder Leistungsquelle (**Erzeugungsanlage (DEA) 3Ph x**, Einstellwert **Un/In/Sn/Pn**) wird für alle aktiven Elemente dieses Typs gleichzeitig von **Min** nach **Max** in der Schrittweite **Step** verändert.

Einstellwerte des **Testlevel 2** sind nicht zugelassen.

13.11 Testfunktion – Automatische Prüfung von Schutzkonzepten

In der Betriebsart **Protection (Prbx)** im Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz**, Registerkarte **Netzwerk** führt das Netzberechnungsprogramm eine Folge von Lastflussberechnungen durch und schreibt die Ergebnisse in tabellarischer Form in eine Textdatei. In dieser Betriebsart werden nur die durch die **Mess/Schutzgeräte** ermittelten schutzrelevanten Daten wie z.B. Generalanregung, AUS-Kommando und AUS-Kommandozeit verwendet. Ist eine **Mess/Schutzgeräte** deaktiviert, so werden die Messwerte nicht in die Textdatei ausgegeben.

⇨ Ist eine iterative Lastflussberechnung aktiviert, so wird das letzte Ergebnis der Lastflussberechnung in die Textdatei ausgegeben, auch wenn keine Konvergenz erzielt wurde.

Das Format der Tabelle entspricht dem .CSV-Format mit einem Semikolon „;“ als Trennzeichen.

```
24
25
26 LineNo;ValL1;RefName;ProtName;GEN;TRIP;TL1[ms];TL2[ms];TL3[ms];Zone;R1ksec[Ohm];X1ksec[Ohm];R1kprim[Ohm];X1kprim[Ohm];Re
27 1;0;Prb 1;I>;1;0;1.79769e+308;1.79769e+308;1.79769e+308;0;1.79769e+308;1.79769e+308;1.79769e+308;1.79769e+308;Line 4;2km
28 1;0;Prb 2;Z< P2;1;1;0;0;0;1;0.0001965;0.0001695;6.55e-005;5.65e-005;Line 10;5km;1.695;Z< P2;Prb 2
29 1;0;Prb 4;I->;0;0;1.79769e+308;1.79769e+308;1.79769e+308;0;1.79769e+308;1.79769e+308;1.79769e+308;1.79769e+308;Line 7;2k
30 1;0;Prb 5;I->;0;0;1.79769e+308;1.79769e+308;1.79769e+308;0;1.79769e+308;1.79769e+308;1.79769e+308;1.79769e+308;Line 8;2k
31 1;0;Prb 6;I>;1;0;1.79769e+308;1.79769e+308;1.79769e+308;0;1.79769e+308;1.79769e+308;1.79769e+308;1.79769e+308;Line 9;2km
32 1;0;Prb 7;P7;0;0;1.79769e+308;1.79769e+308;1.79769e+308;0;1.79769e+308;1.79769e+308;1.79769e+308;1.79769e+308;Line 7;2km
33 1;0;Prb 12;Z< P12;1;0;2000;2000;2000;0;6.98291;6.09953;2.32764;2.03318;Line 5;5km;1.695;Z< P2;Prb 2
```

Abbildung 220: Tabelle der Ergebnisse der Netzberechnungen der Probe Prbx im .CSV-Format

Bezeichner	Bedeutung
LineNo	Nummer der Folgeleitung 1..N
ValL1	Automatisch veränderter Einstellwert z.B. der Fehlerort in %
RefName	Referenzname der Probe
ProtName	Anwenderspezifischer Name der Probe
GEN	Generalanregung (1 = aktiv, 0 = inaktiv)
TRIP	AUS-Kommando (1 = AUS, 0 = kein AUS)
TL1	AUS-Kommandozeit Leiter 1 in ms
TL2	AUS-Kommandozeit Leiter 2 in ms
TL3	AUS-Kommandozeit Leiter 3 in ms
Zone	Distanzschutz: Nummer der Zone, die zum AUS-Kommando führt
R1ksec[Ohm]	Distanzschutz: Sekundäre Mitresistanz in Ohm
X1ksec[Ohm]	Distanzschutz: Sekundäre Mitreaktanz in Ohm
R1kprim[Ohm]	Distanzschutz: Primäre Mitresistanz in Ohm
X1kprim[Ohm]	Distanzschutz: Primäre Mitreaktanz in Ohm
RefNameEquip	Referenzname des zu schützenden Betriebsmittels
NameEquip	Anwenderspezifischer Name des zu schützenden Betriebsmittels
X1Ls[Ohm]	Sekundäre Mitreaktanz des zu schützenden Betriebsmittels
RefNameProt	Referenzname der Probe am Anfang der Folgeleitung **LineNo**
NameProt	Anwenderspezifischer Name der Probe am Anfang der Folgeleitung **LineNo**

Im Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz** ist die nachfolgende Einstellungen auszuwählen.

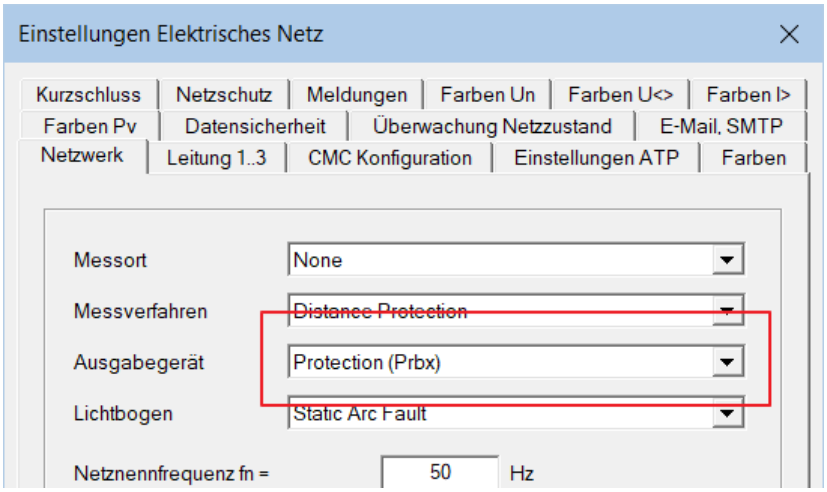


Abbildung 221: Auswahl des Ausgabegerätes *Protection (Prbx)* für die *Testfunktion*

In dem Einstelldialog der **Testfunktion** wird nun das Ausgabegerät **Protection (Prbx)** angezeigt. Die Ergebnisdatei kann mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Button **Bericht** im Einstelldialog **Testfunktion** geöffnet werden.

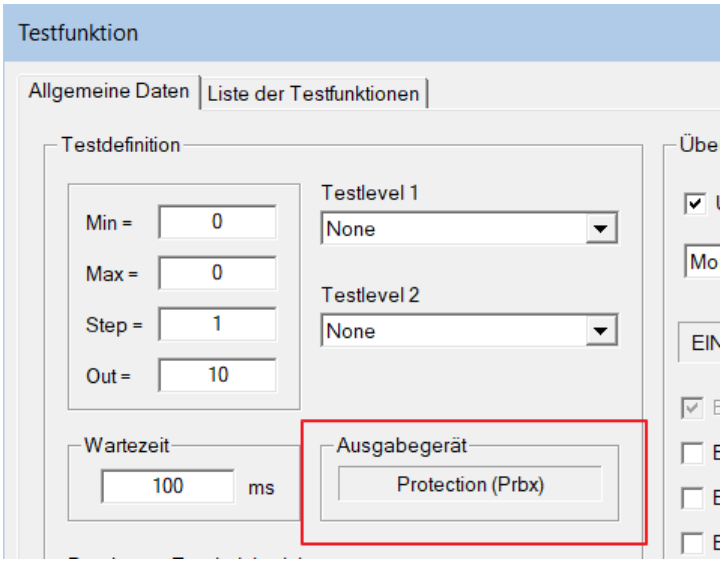
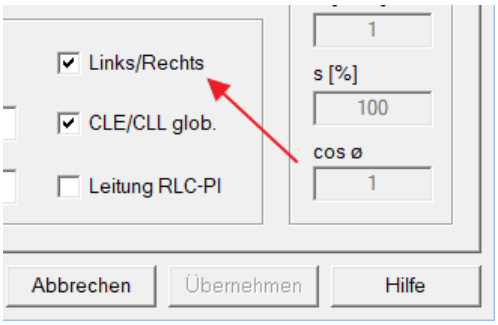
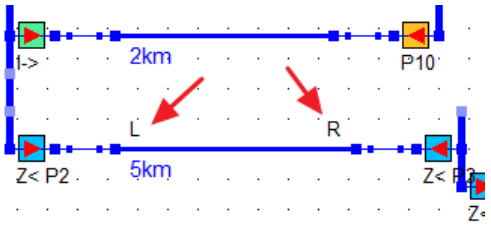


Abbildung 222: Anzeige des Ausgabegerätes *Protection (Prbx)*

Folgende Einstellwerte des **Testlevel 1** sind in dieser Betriebsart zulässig.

Testlevel 1	Betriebsmittel und Einstellwert, der verändert wird
None	Nicht konfiguriert
Short-Circuit Location	Der Kurzschluss muss vor Beginn der automatisierten Prüfung manuell mit der Leitung verbunden werden. Das kann für einen beliebigen Fehlerort vorgenommen werden. Mit dem Start der automatischen Prüfung (Button **Start** im Dialog **Testfunktion**) wird der Fehlerort entlang der Leitung in den Grenzen [**Min**, **Max**] in der Schrittweite **Step**

	verändert. Für jede Einstellung wird der stationäre Netzzustand berechnet und die Ergebnisse des aktiven Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** in eine Textdatei geschrieben.  Es wird der Fehlerort in % entlang der **Leitung** verändert. Der Fehlerort [0%..100%] wird vom linken Ende (**L**) der Leitung aus berechnet. Das linke Ende der Leitung kann in der Netzgrafik dargestellt werden, wenn im Einstelldialog der Leitung die Option **Links/Rechts** aktiviert ist. 
Short-Circuit Location (R)	Die Prüfung ist bis auf die Orientierung des Fehlerortes identisch mit der Prüfung **Short-Circuit Location**. Der **Fehlerort** wird für diese Prüfung vom rechten Ende (R) der Leitung aus berechnet. Ein Einstellwert von 0% entspricht einem manuell gesetzten Fehlerort von 100%.

Folgende Einstellwerte des **Testlevel 2** sind in dieser Betriebsart zulässig.

Testlevel 2	Betriebsmittel und Einstellwert, der verändert wird
None	**Kurzschluss**: Keine Fehlerart konfiguriert Die Prüfung wird bei dieser Einstellung nicht durchgeführt
L1E, L2E, L3E, L12, L23, L13, L12E, L23E, L13E, L123, L123E	**Kurzschluss**: 1p/2p/3p-Fehlerart am Kurzschlussort mit/ohne Erdberührung

Um eine **Testfunktion** auszuführen, müssen folgende Schritte wie nachfolgende Abbildung zeigt durchgeführt werden.

1. Der **Kurzschluss** (**roter Blitz**) muss an der zu prüfende Leitung angebracht werden.

2. Der Einstelldialog **Testfunktion** ist geeignet zu parametrieren.

Die im Einstelldialog ggfs. eingestellte Fehlerart z.B. L1E oder L12 wird für die automatische Prüfung verwendet. Eine für den **Kurzschluss** ggfs. anders eingestellte Fehlerart wird dadurch überschrieben.

3. Die **Testfunktion** kann jetzt mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Button **Starten** gestartet werden.

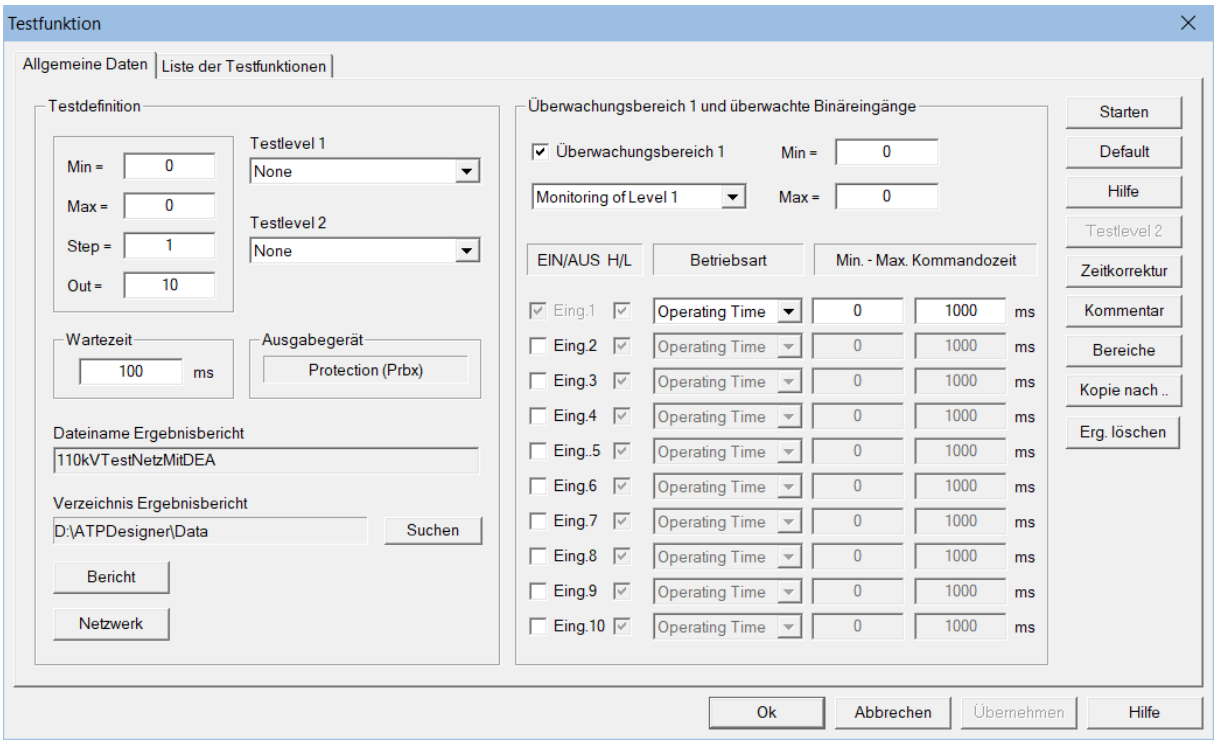


Abbildung 223: Ausführen einer *Testfunktion*

13.11.1 Prüfung von Schutzkonzepten über mehrere Folgeleitungen

ATPDesigner unterstützt die automatisierte Prüfung von Schutzkonzepten über mehrere Folgeleitungen. Mit dieser Prüffunktion kann der **Kurzschluss** (**roter Blitz**) über mehrere Leitungen automatisiert bewegt werden.

Die Definition der Folgeleitungen erfolgt in dem Einstelldialog **Ergebnisse der Netzschutzanalyse**. Die Auswahl der Folgeleitungen erfolgt nicht über die Auswahl einer Leitung, sondern über die Auswahl der **Mess/Schutzgeräte**, die jeweils eine Leitung schützen. Die zu schützende Leitung ist der **Mess/Schutzgerät** zugeordnet und wird in der Spalte **Equip.** des Dialogs angezeigt. In dem Beispiel in der nachfolgenden Abbildung sind die beiden **Mess/Schutzgerät P3**, **P4** und **P5** bzw. deren zugeordneten Leitungen **Line 5**, **Line 6** und **Line 7** als Folgeleitungen ausgewählt. Die Reihenfolge wird beginnend mit 1 aufsteigend durch die in der Spalte **Ord.** stehenden Nummern festgelegt.

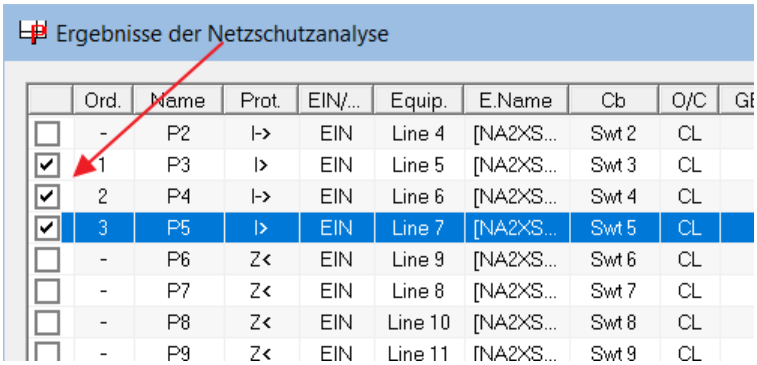


Abbildung 224: *Ergebnisse der Netzschutzanalyse* – Auswahl der Folgeleitungen

ATPDesigner identifiziert beginnend mit **Mess/Schutzgerät der Ord. = 1** die zugeordnete Leitung und führt die Prüfung für diese Leitung durch. Danach wechselt ATPDesigner zu der Leitung, die dem **Mess/Schutzgerät** der nächsthöheren Ordnung **Ord.** zugeordnet ist.

⇨ ATPDesigner überprüft nicht, ob die Folgeleitungen tatsächlich Folgeleitungen im netzphysikalischen Sinne sind.

⇨ Die Auswahl der Folgeleitungen wird in der .NET-Datei gespeichert.

13.11.2 Registerkarte *Liste der Testfunktionen*

ATPDesigner bietet auch eine Funktion, um mehrere der **Testfunktion** in einer Liste zu definieren und sequentiell auszuführen. In der nachfolgenden Abbildung ist in der Registerkarte **Liste der Testfunktion** eine Liste von Testfunktionen dargestellt.

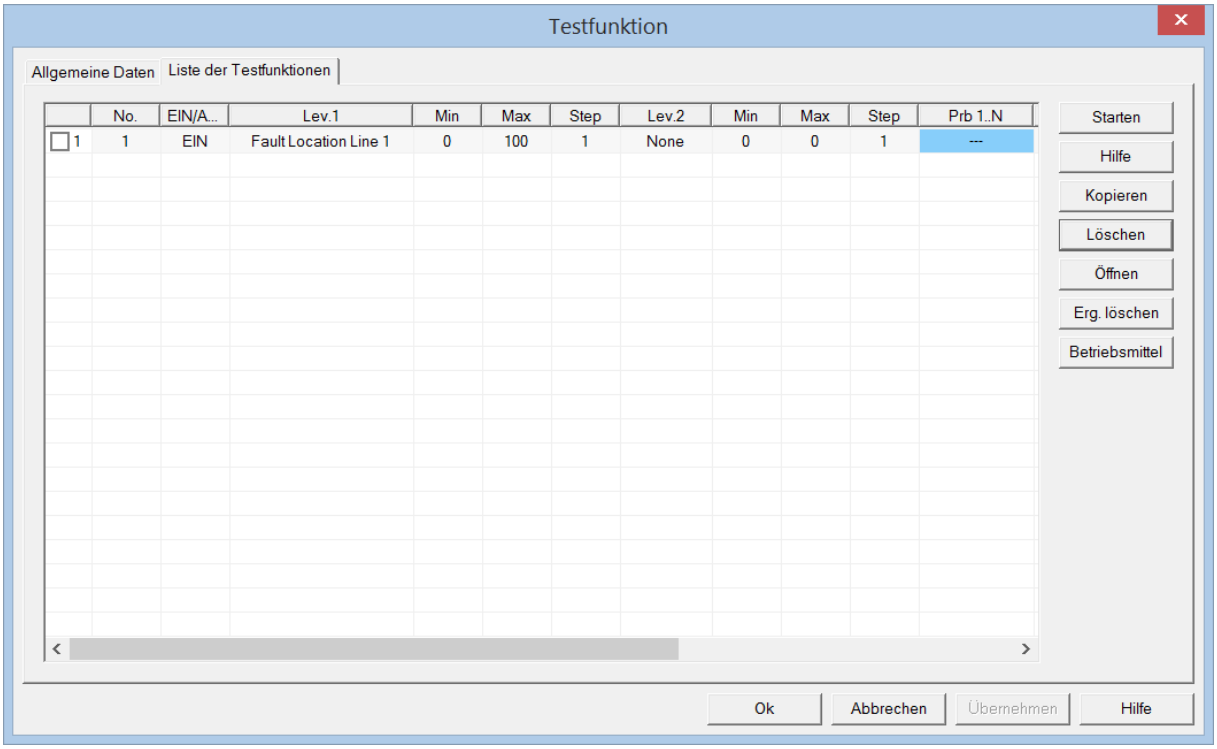


Abbildung 225: *Testfunktionen* – Ausführen einer Liste von Prüfungen

1. **Definition einer *Testfunktion* als Einzelprüfung**
   Nachdem in der Registerkarte **Allgemeine Daten** eine **Testfunktion** als Einzelprüfung definiert wurde, kann im ersten Schritt die Testfunktion durch einen **Left Mouse Button Click** auf den Button **Kopie nach ..** (Abbildung 642) in der Registerkarte **Allgemeine Daten** in die **Liste der Testfunktionen** kopiert werden.

2. **Definition einer oder mehrerer Folgeleitungen**
   In einem zweiten Schritt müssen eine oder mehrere Folgeleitungen definiert werden. Dazu wird der Einstelldialog **Ergebnisse der Netzschutzanalyse** durch einen **Left Mouse Button Double Click** auf die entsprechenden Zelle in der Spalte **Prb 1..N** geöffnet. Mit Hilfe der Checkboxen kann die Reihenfolge der Folgeleitungen festgelegt werden. Nach dem Schließen des Einstelldialogs werden die Folgeleitungen in der ausgewählten **Testfunktion** gespeichert.

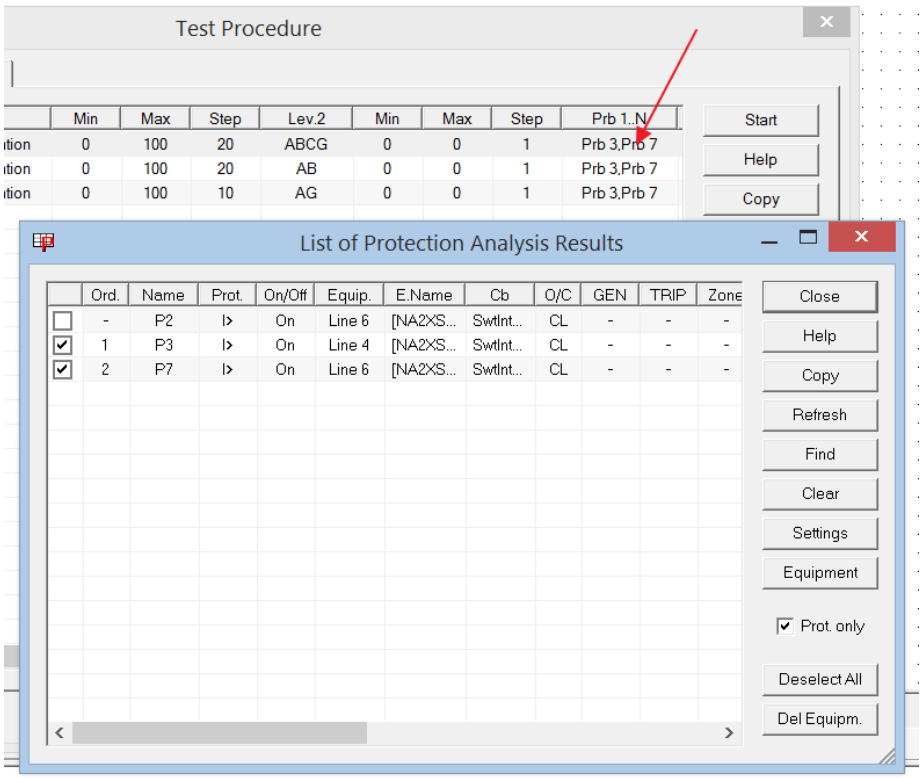


Abbildung 226: Öffnen des Einstelldialogs *Ergebnisse der Netzschutzanalyse*

3. **Änderung einer Einstellung einer ausgewählten *Testfunktion***
   Durch eine **Left Mouse Button Double Click** auf eine Zelle der Zeile der ausgewählten **Testfunktion** wird der Einstelldialog der **Testfunktion** mit den Einstellwerten der ausgewählten **Testfunktion** geöffnet. Es soll hier darauf hingewiesen werden, dass jetzt nur die Registerkarte **Allgemeine Daten** angezeigt wird.

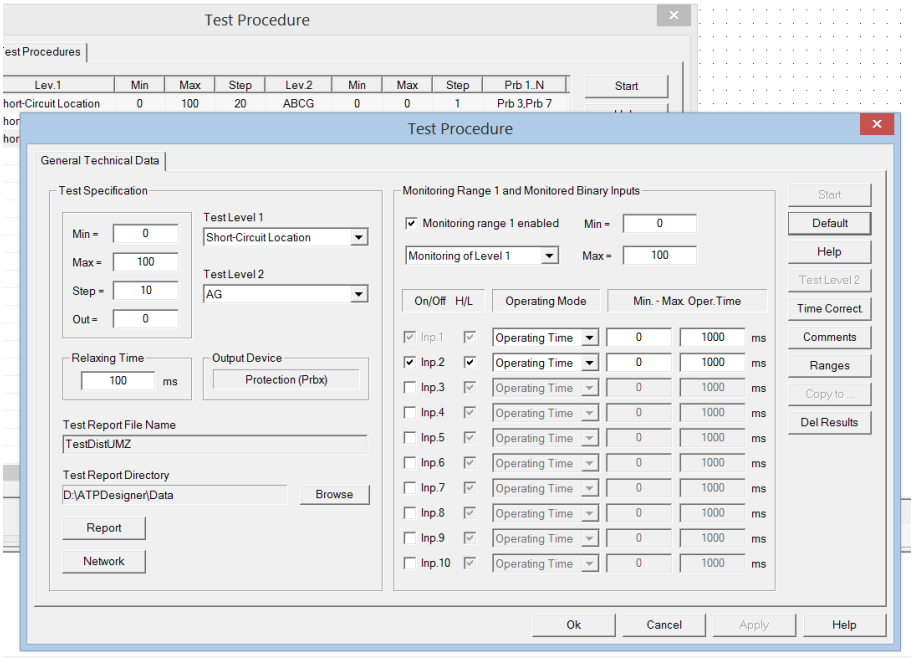


Abbildung 227: Öffnen des Einstelldialogs für eine einzelne *Testfunktion*

Der Vorgang kann mehrfach wiederholt werden. Die Liste der Prüfungen wird in der .NET-Datei gespeichert.

13.11.2.1 Ein-/Ausschalten einer Prüfung in der *Liste der Testfunktionen*

Durch eine **Left Mouse Button Click** auf eine Zelle in der Spalte **EIN/AUS** kann eine einzelne **Testfunktion** ein- (**EIN**) oder ausgeschaltet (**AUS**) werden. Ist die **Testfunktion** in der Liste ausgeschaltet, wird sie bei der Abarbeitung der List nicht berücksichtigt.

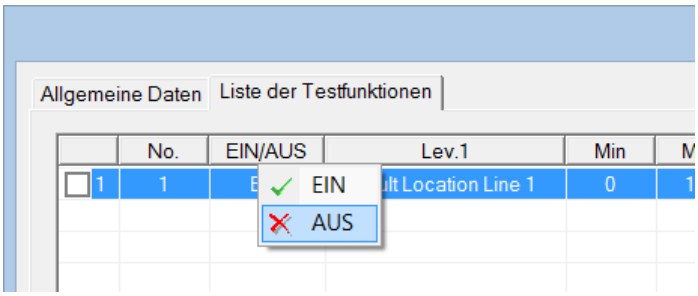


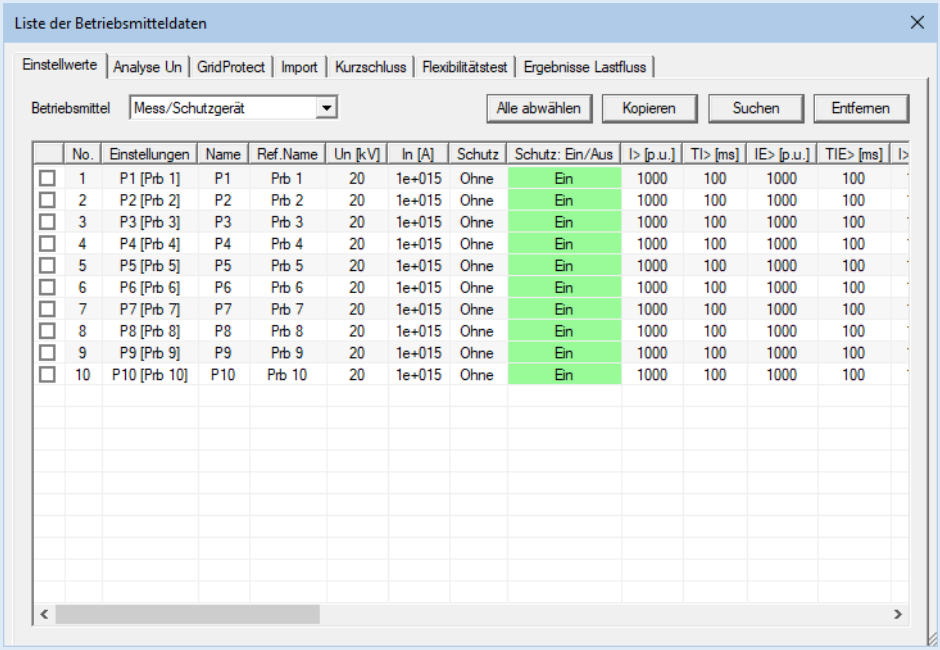
Abbildung 228: *Liste der Testfunktionen* - Ein- und Ausschalten einer einzelnen Prüfung

Bezeichner	Bedeutung
Start	Start der Ausführung der in der Liste gespeicherten **Testfunktion**, sofern diese den Status On/Off = On haben.
Hilfe	Öffnen des entsprechenden Kapitels der Hilfedatei
Kopieren	Der Inhalt der Liste wird im .CSV-Format in die Zwischenablage kopiert.
Löschen	Eine markierte **Testfunktion** wird gelöscht.
Öffnen	Der Einstelldialog wird für die markierte **Testfunktion** geöffnet.
Erg. löschen	Die in der Netzgrafik dargestellten Ergebnisse wie z.B. die Ergebnisse der Netzschutzanalyse werden gelöscht.

Betriebsmittel

Es wird der Dialog **Liste der Betriebsmitteldaten** geöffnet. Mit Hilfe des Dialogs können die Einstellwerte der im Netz verwendeten Betriebsmittel einfach verändert werden.

- **Betriebsmittel**: Typ des Netzwerkelementes auswählen
- Der Einstelldialog kann durch einen **Left Mouse Button Double Click** geöffnet werden.



No.	Einstellungen	Name	Ref.Name	Un [kV]	In [A]	Schutz	Schutz: Ein/Aus	I> [p.u.]	TI> [ms]	IE> [p.u.]	TIE> [ms]	I>
1	P1 [Prb 1]	P1	Prb 1	20	1e+015	Ohne	Ein	1000	100	1000	100	
2	P2 [Prb 2]	P2	Prb 2	20	1e+015	Ohne	Ein	1000	100	1000	100	
3	P3 [Prb 3]	P3	Prb 3	20	1e+015	Ohne	Ein	1000	100	1000	100	
4	P4 [Prb 4]	P4	Prb 4	20	1e+015	Ohne	Ein	1000	100	1000	100	
5	P5 [Prb 5]	P5	Prb 5	20	1e+015	Ohne	Ein	1000	100	1000	100	
6	P6 [Prb 6]	P6	Prb 6	20	1e+015	Ohne	Ein	1000	100	1000	100	
7	P7 [Prb 7]	P7	Prb 7	20	1e+015	Ohne	Ein	1000	100	1000	100	
8	P8 [Prb 8]	P8	Prb 8	20	1e+015	Ohne	Ein	1000	100	1000	100	
9	P9 [Prb 9]	P9	Prb 9	20	1e+015	Ohne	Ein	1000	100	1000	100	
10	P10 [Prb 10]	P10	Prb 10	20	1e+015	Ohne	Ein	1000	100	1000	100	

Dokumente

[1] Digitaler Distanzschutz
Verhalten der Algorithmen bei nichtidealen Eingangssignalen
Nelles, Dieter; Opperskalski, Hartmut; Deutscher Universitäts-Verlag, 1991

[2] VDE 0102, DIN EN 60909-0, IEC60909-0:2016, Dezember 2016
Kurzschlussströme in Drehstromnetzen, Teil 0: Berechnung der Ströme

[3] Netzregelung durch Energiespeicher im Niederspannungsnetz
Vom Bundesministerium für Bildung und Forschung unter dem Förderkennzeichen FN17N3408 geförderten Vorhabens, Abschlussbericht Mai 2012

[4] BDEW (Hrsg.): Technische Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“, Berlin: 2008

[5] Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung - SDLWindV), 2009

[6] Transmission Code 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber TC2007, 2007

[7] Digitaler Differentialschutz: Grundlagen und Anwendungen
Gerhard Ziegler, Siemens, 2. Auflage

[8] Numerical Fault Arc Simulation Based on Power Arc Tests
M. Kizilcay; K.-H. Koch; ETEP Vol 4., No. 3, May/June 1994

[9] Sicherungshandbuch, Starkstromsicherungen
Dr.-Ing. Herbert Bessei, NH/HH-Recycling, www.nh-hh-recycling.de

[10] DIN EN 61400-21 (VDE 0127-21:2009-6), Normen für Windenergieanlagen

[11] DIN VDE 0276-1000:1995-06 Starkstromkabel
Teil 1000: Strombelastbarkeit, Allgemeines, Umrechnungsfaktoren

[12] DIN VDE 0103 Kurzschlussströme – Berechnung der Wirkung
DIN EN 60865-1:Teil 1: Begriffe und Berechnungsverfahren

[13] Leistungsbegriffe für Ein- und Mehrphasensysteme
(nach DIN 40110-1 und DIN 40110-2)
Helmut Späth, VDE Schriftenreihe 103, VDE Verlag GmbH, 2. Auflage 2012

[14] Lastenheft Blindleistungs-Unterspannungsschutz (Q-U-Schutz)
Forum Netztechnk/Netzbetrieb im VDE (FNN), Februar 2010

[15] Elektrische Kraftwerke und Netze
Oeding, D.; Oswald, B.; Springer Verlag, 7. Auflage

[16] Druml, Gernot; Kugi, Andreas (2003): Verfahren zur Erkennung der Richtung eines Erdschlusses. Angemeldet durch EDC GmbH, 90768 Fürth, DE am 22.01.2003. Veröffentlichungsnummer: DE10302451B3

[17] Druml, Gernot: 4. ETG Fachtagung STE 2017. Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110kV (D-A-CH)

[18] DIN VDE-AR-N 4110 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)

[19] Electro-Magnetic Transients Program (EMTP) Theory Book (www.eeug.org)

[20] Alternative Transients Program (ATP) Rule Book
Canadian/American EMTP User Group (www.eeug.org)

[21] Office Open XML (www.officeopenxml.com)

[22] Elektromobilität als Anwendungsfall des Ampelkonzeptes im Verteilnetz
Diskussionspapier, BDEW, April 2018

[23] Anwendung der Repräsentativen VDEW-Lastprofile
VDEW Materialien, VDEW-Frankfurt 2000

[24] Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes
50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Stand März 2018

[25] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung
Energiewirtschaftsgesetz – EnWG, Stand 21.12.2020

[26] Elektrische Energieübertragungssysteme
Teil 1: Stationärer Betriebszustand
Handschin, Edmund; ELTEX Studientexte Elektrotechnik

[27] DIN EN 50160
Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen
Februar 2011 (DIN EN 50160:2011-02)

[28] JSON (JavaScript Object Notation)
ECMA-404 The JSON Data Interchange Standard (www.json.org)

[29] DIN VDE-AR-N 4120 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung)
Stand: November 2018

[30] DIN VDE-AR-N 4105 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz
Stand: November 2019

[31] EDI@Energy Codeliste der OBIS-Kennzahlen und Medien
BDEW, Version 2.3, 01.04.2021

[32] Erstellung temperaturabhängiger Lastprofile für
Speicherheizungen und Wärmepumpen mit E-Mobilität

Mayer, Ulrike; Basaran, Setenay; Bayernwerk Netz GmbH
www.bayernwerk-netz.de; Stand: 01.07.2020

[33] Regelzonenübergreifendes Netzengpassmanagement mit optimalen Topologiemaßnahmen
Alain Franck Kaptue Kamga
Dissertation Bergische Universität Wuppertal, 2009

[34] K. F. Schäfer, Netzberechnungsverfahren zur Berechnung elektrischer Energieversorgungsnetze: Wiesbaden: Springer Vieweg, 2020.
Wiesbaden: Springer Vieweg, 2020.

[35] L. Simon M.Sc., Masterarbeit - Flexibilität in Stromverteilnetzen 2021.

[36] IEC 60255-24:2001 (VDE 0435-3040): 2002-04
Elektrische Relais
Teil 24: Standardformat für den Austausch von transienten Daten elektrischer Energieversorgungsnetze (COMTRADE)

[37] DIN IEC 60076-1 (VDE 0532-76-1):2012-03
Leistungstransformatoren, Teil 1: Allgemeines

[38] Hinweise zu den aktualisierten Standardlastprofilen Strom
Aktualisierte Lastprofile H25 (Haushalt), G25 (Gewerbe), L25 (Landwirtschaft), P25 (Kombinationsprofil PV), S25 (Kombinationsprofil PV-Speicher)
BDEW, Berlin, 17. März 2025

[39] ATP-EMTP Beginner's Guide for EEUG Members
European EMTP-ATP Users Group e.V., (www.eeug.org)
Mustafa Kizilcay, Lazlo Prickler, June 2000

Handbücher zu ATPDesigner

[Bd. 1] Einführung in ATPDesigner, Band 1: Grundlagen und Bedienung

[Bd. 2] Einführung in ATPDesigner, Band 2: Konfiguration und Betriebsmittel

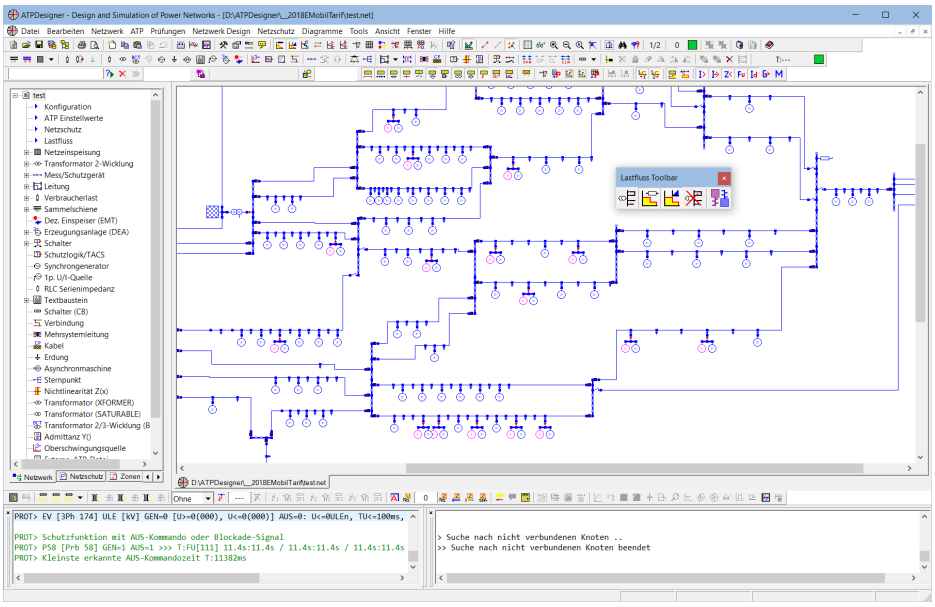
[Bd. 3] Einführung in ATPDesigner, Band 3: Netzberechnung

Power Engineering Saar

Einführung in ATPDesigner

Band 3: Netzberechnung

Anwendung der grafischen Benutzeroberfläche *ATPDesigner* und des Netzwerkberechnungsprogramms *ATP* (Alternative Transients Program) zur Berechnung der stationären Zustände und dynamischen Vorgänge in Elektroenergieversorgungsnetzen



Power Engineering Saar
Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar, www.powerengs.de

Inhalt Band 3.2

14 Lastflussberechnung mit Flexibilitäten ... 11

14.1 Was ist eine Flexibilität ? ... 11

14.2 Nachbildung von Flexibilitäten in ATPDesigner ... 12

14.3 Lastflussberechnungen nach der Brute-Force-Methode ... 13

14.3.1 Analyse des Netzzustandes – Grenzwerte der Flexibilitätsanalyse ... 14

14.3.2 Flexibilitäten: Elektromobile (Brute-Force) ... 14

14.3.3 Flexibilitäten: Solarstromanlagen (Brute-Force) ... 15

14.4 Lastfluss: Lastprofile ... 16

14.4.1 Verfügbarkeit der Lastprofildateien kontrollieren ... 21

14.4.2 Lastflussberechnung mit Lastprofilen - Berechnung eines Fahrplans ... 22

14.4.3 Ausgabe der Ergebnisse als Bericht (XML-Datei [21]) ... 24

14.4.4 Ausgabe der Ergebnisse als Bericht (XML-Datei) ... 26

14.4.5 Anzeige eines Fahrplans in einem Diagramm (Fahrplandatei) ... 26

14.4.6 Betriebsarten der *Lastflussberechnung mit Lastprofilen* ... 28

14.4.6.1 Lastflussberechnung mit Lastprofilen: *Ein definiertes Jahr* ... 28

14.4.6.2 Lastflussberechnung mit Lastprofilen: *Ein definierter Tag* ... 29

14.4.6.3 Lastflussberechnung mit Lastprofilen: Eine definierte Uhrzeit ... 29

14.4.7 Ausgabe der Berechnungsergebnisse in der Netzgrafik ... 29

14.4.8 Verarbeitung der anlagenspezifischen Lastprofile mit Anlagen-Identifier (ID) . 29

14.5 Hinweise zur Interpretation der 15min-Intervalle und Zeitstempel ... 31

14.5.1 Wechsel von Sommerzeit nach Winterzeit am 31.10. zum 01.11. ... 31

14.5.2 Wechsel von Winterzeit nach Sommerzeit und umgekehrt ... 31

14.6 Allgemeine und anwenderspezifische Lastprofile nach VDEW und BDEW ... 32

14.7 Anlagenspezifische Lastprofile mit Anlagen-Identifier (ID) ... 34

14.7.1 *Erzeugungsanlage (DEA)*: Anlagenspezifisches Lastprofil mit ID ... 35

14.7.2 *Verbraucherlast*: Anlagenspezifisches Lastprofil mit ID ... 36

14.7.3 *Leitung*: Anlagenspezifischen Lastprofil mit ID ... 37

14.7.4 *Transformator 2-Wicklung*: Anlagenspezifischen Lastprofil mit ID ... 37

14.7.5 Lastprofile für Wärmepumpen HP(ID) ... 37

14.7.5.1 Grundlagen zu temperaturabhängigen Lastprofile ... 37

14.7.5.2 Lastprofil für Wärmepumpen HP(ID) – Einstellwerte und Dateiformat ... 39

14.7.6 Lastprofil für *Elektromobile EMOB(ID)* ... 43

14.8 Allgemeines und anlagenspezifisches Lastprofil PVGIS (Prognose) ... 44

14.8.1 Verwendung des PVGIS-Lastprofils im Format PVGIS-SARAH ... 45

14.9 Lastfluss: Prognose ... 46

14.9.1 Start einer zeitreihenbasierten Lastflussberechnung mit *JSON-Prognosedatei* . 49

14.9.2 Lastflussberechnungen mit Prognosewerten über *FileWatcher* ... 50

14.9.3 Format der *JSON-Prognosedatei* ... 51

14.9.3.1 Bezeichner zur Identifikation der Sektion der *JSON-Prognosedatei* ... 52

14.9.3.2 Struktur und Aufbau der *JSON-Prognosedatei* ... 52

14.9.3.3 JSON-Datei: Sektion *Header* ... 59
14.9.3.4 JSON-Datei: Sektion *15min-Zeitreihe als Prognose* ... 60
14.9.3.5 JSON-Datei: Sektion *Liste der E-Mail-Adressen* ... 63
14.9.3.6 JSON-Datei: Sektion *Einstellwerte und Eigenschaften von Netzwerkelementen* ... 63
14.9.3.7 JSON-Datei: Sektion *Automatisierter Start eines Verarbeitungsprozesses* 64
14.9.3.8 JSON-Datei: Export einer JSON-Prognosedatei ... 65
14.9.3.9 JSON: Fehlermeldungen des JSON-Parsers ... 68
14.9.4 Fahrplan und Fahrplanmessgeräte - Ausgabe in eine Fahrplandatei ... 69
14.9.4.1 Fahrplan und Fahrplanmessgeräte - Struktur der Fahrplandatei ... 69
14.9.5 Automatische Benachrichtigung durch eine E-Mail ... 70
14.9.6 Anwendung der JSON-Prognosedatei: *Erzeugungsanlage (DEA)* ... 71
14.9.7 Ausgabe der Ergebnisse der Netzberechnung in einer JSON-Datei ... 72
14.9.8 Anwendung der JSON-Prognosedatei: *Verbraucherlast* ... 73
14.9.9 Regeln zur Verwendung der JSON-Prognosedatei ... 74
14.10 Lastfluss: Lastprofile erzeugen (RLM) ... 75
14.10.1 Ausführen der Funktion *Lastfluss: Lastprofile erzeugen (RLM)* ... 75
14.10.2 Definition der Struktur der .CSV-Datei mit RLM-Messdaten ... 76
14.10.3 Berechnung der Standardlastprofile (SLP) aus RLM-Messdaten ... 79
14.10.4 Beispiele für OBIS-Kennzahlen ... 79
14.11 Lastfluss: Lastprofile erzeugen (JSON) ... 80
14.12 Verwendung eines Fahrplanmessgerätes (Fahrplandatei) ... 81
14.13 E-Mobile: Fahrplanberechnung ... 83
14.13.1 Nachbildung des zeitlichen Ladeverhaltens von E-Mobilen ... 85
14.13.1.1 Nachbildung des Ladeverhalten über die Worst-Case-Situation ... 85
14.13.1.2 Nachbildung des Ladeverhaltens mittels Gleichzeitigkeitsfaktor ... 85
14.13.1.3 Nachbildung des Ladeverhaltens mit durchschnittlichen Ladeprofilen ... 88
14.14 Flexibilitäten: Wirkungsbereich von Einspeiseanlagen ... 90
14.14.1 Wichtige Regeln zur Ermittlung des Wirkungsbereiches ... 90
14.14.2 Flexibilitäten: Flexibilitätsranking ... 91
14.14.3 Flexibilitäten: Flexibilitätsreichweite ... 92
14.14.4 Ausgabe von Flexibilitätsranking und -reichweite als Tabelle ... 92
14.14.5 Ermittlung des Wirkungsbereichs und physikalischer Hintergrund ... 93
14.14.6 Vorgehensweise zur Ermittlung des Wirkungsbereichs von Flexibilitäten ... 94
14.14.7 Darstellung des Wirkungsbereiches von Flexibilitäten in der Netzgrafik ... 96
14.14.8 Ergebnisdarstellung nach Ermittlung des Wirkungsbereichs ... 98
14.14.8.1 Ausgabe der Ergebnisse in .CSV-Dateien im *Projektverzeichnis* ... 100
14.14.8.2 Farbliche Kennzeichnung der Flexibilitätsreichweite in der Netzgrafik ... 101
14.15 Flexibilitäten: Importdatei (.CSV) ... 102
14.16 Lastflussberechnung E-Mobile: Lastfluss, Reichweite, Ranking ... 104
14.16.1 Netzauslastungsanalyse für E-Mobil Ladestationen ... 106
14.16.2 Grundlagen Netzauslastungsanalyse und -diagnose für Ladestationen ... 108
14.16.3 Ergebnisse der initialen Lastflussberechnung (Referenznetzzustand) ... 108
14.16.4 Ergebnisse der Lastflussberechnung für E-Mobil Ladestationen ... 109

14.16.5 Ausgabe der Ergebnisse in einen Bericht (XML-Datei) 109
14.16.6 Anzeige der Netzauslastung in der Netzgrafik 111
15 Messwertskalierte Lastflussberechnung 113
15.1 Messwertskalierte Lastflussberechnung in ATPDesigner 116
15.1.1 Randbedingungen der Messwertskalierten Lastflussberechnung 118
15.1.2 Vorgehensweise des Verfahrens 119
15.1.3 Ausgabe des Verfahrens zur Kontrolle der iterativen Skalierung 122
15.2 Nachbildung der *Verbraucherlasten* 124
15.3 Nachbildung der Einspeiseanlage als *Erzeugungsanlage (DEA)* 125
15.4 Verarbeitung der Messdaten eines Messortes 125
15.4.1 Ermittlung Start- und Endzeit, Anforderungen an die zeitliche Abfolge 126
15.4.2 Ermittlung Zeitbereich: Verwendung der Lastprofile nach VDEW 127
15.4.3 Ermittlung Zeitbereich: Verwendung einer JSON-Prognosedatei 128
15.5 Bereich – Messort, Verbraucherlast, Erzeugungsanlage gruppieren 128
15.6 Einstellwerte der *Messwertskalierten Lastflussberechnung* 128
15.7 Was ist ein *FileWatcher* ? 130
15.7.1 Anzeige des Status des FileWatcher 131
15.7.2 Aktivierung und Deaktivierung des FileWatcher mit Hilfe der LED 131
15.8 Durchführung zur *Messwertskalierten Lastflussberechnung* 131
15.9 Manueller Start der Messwertskalierten Lastflussberechnung 133
15.10 Start der *Messwertskalierten Lastflussberechnung* durch *FileWatcher* 135
15.11 Start der Messwertskalierten Lastflussberechnung durch den Webserver 136
15.12 Ausgabe der Ergebnisse zur Messwertskalierten Lastflussberechnung 136
15.13 Definition des Dateiformates der Messwerte 139
15.13.1 Fehlermeldung: Unterschiedliche ID für Messwert oder Messstelle 139
15.13.2 Format .CSV-Datei: Messwerte als Eingangsdaten 140
15.13.3 Format .CSV-Datei: Ergebnisse des Verfahrens als Ausgangsdaten 141
15.14 Ausgabe der Berechnungsergebnisse als Bericht 143
16 N-1 Netzzustandsanalyse 147
16.1 Vorgehensweise und Ziel der *N-1 Netzzustandsanalyse* 147
16.1.1 Stufe 1 der *N-1 Netzzustandsanalyse* 148
16.1.2 Stufe 2 der *N-1 Netzzustandsanalyse* 149
16.2 (n-1) – Kriterium der *N-1 Netzzustandsanalyse* 149
16.3 Einstellwerte der *N-1 Netzzustandsanalyse* 149
16.4 Arbeitsweise des Verfahrens 151
16.4.1 Modell für *Verbraucherlasten* 151
16.4.2 Ersatzmodell für *Erzeugungsanlagen (DEA)* 152
16.4.3 Einfaches topologisches Suchverfahren 152
16.5 Eine *N-1 Netzzustandsanalyse* durchführen 153
16.6 Ergebnisse der *N-1 Netzzustandsanalyse* in einem Bericht 154
17 Netzauslastungsanalyse 157

17.1 Schritt 1: Nachbildung der Netztopologie ... 157
17.2 Schritt 2: Validierung des Netzes im Netzberechnungsprogramm ... 157
17.3 Schritt 3: Überprüfung der Kurzschlussbelastbarkeit ... 158
17.4 Schritt 4: Überprüfung des Netzschutzkonzeptes ... 158
17.5 Schritt 5: Definition und Nachbildung verschiedener Szenarien ... 158
17.6 Schritt 6: Erstellen einer Bewertungsmetrik ... 159
17.7 Schritt 7: Bewertung der Stromauslastung für jedes Szenario ... 159
17.8 Schritt 8: Bewertung der Netzspannung für jedes Szenario ... 160
17.9 Schritt 9: Ermittlung des Handlungsbedarfs [Bd. 2] für jedes Szenario ... 160
17.10 Schritt 10: Zusammenfassung der Ergebnisse ... 162
17.11 Ausgabe der Ergebnisse der Netzauslastungsanalyse in einem Bericht ... 162
18 Automatisierte Netzberechnung als gesicherter Cloud-Service ... 164
18.1 Verarbeitung der JSON-Prognosedatei ... 165
19 Lastflussberechnung und Netzauslastungsanalyse ... 166
19.1 Netzzustandsanalyse ... 166
19.2 Netzzustandsdiagnose ... 166
19.2.1 Lastmodellierung ... 167
19.2.2 Lastaufbereitung ... 167
19.2.3 Lastkalibrierung ... 167
19.3 Normative Grundlagen ... 168
19.3.1 DIN EN 50160 ... 169
19.3.2 DIN VDE 0276-1000 ... 170
19.3.3 VDE 0532-76-1 ... 170
19.3.4 BDEW-Ampelkonzept ... 172
19.4 Netzzustandsanalyse und Lastmodellierung ... 173
19.5 Rückfallebenen der Lastmodellierung: *Lastfluss: Prognose* ... 174
19.6 Rückfallebenen der Lastmodellierung: *Lastfluss: Lastprofil* ... 174
19.7 Rückfallebenen der Lastmodellierung: *Lastflussberechnung* ... 175
20 Netzautomatisierung ... 177
20.1 Beispiel: Steuerung des Teillastfaktors einer *Erzeugungsanlage (DEA)* ... 177
21 Prüfung von Netzschutzkonzepten ... 178
21.1 Prüfung von Netzschutzkonzepten und Lastflussberechnung ... 181
21.2 Schutzprüfung mit Kaskadenanalyse ... 181
21.3 Erkennen von Schutzversagern mit Kriterium 1 ... 183
21.4 Erkennen einer spannungslosen Leitung mit Kriterium 2 ... 183
21.5 Kaskadenanalyse - Ergebnisse der Schutzanalyse intern speichern ... 184
21.6 Automatische Schutzprüfung – Kurzschluss ... 185
21.6.1 Prüfbericht *PROTKASK* mit Bild des Stromnetzes und Prüfergebnissen ... 186
21.6.2 Automatische Schutzprüfung – Mess/Schutzgerät ... 188
21.6.3 Einstellungen zur Schutzprüfung – *Min*, *Max*, *Step*, *Iacc.* ... 189

21.6.4 Automatische Schutzprüfung – Leitungen ... 190
21.6.4.1 Ausfallsichere Speicherung der Ergebnisse in einer SQL-Datenbank ... 193
21.6.5 Automatische Schutzprüfung – Sammelschiene ... 195
22 Elektrischer Versorgungsbereich ... 197
23 Erkennung von Inselnetzen ... 199
23.1 Arbeitsweise des Verfahrens zur Erkennung von Inselnetzen ... 200
24 Netzengpassanalyse ... 203
24.1 Vollständige kombinatorische Methode ... 205
24.2 Fitness des Stromnetzes – Maß zur Identifikation kritischer Netzzustände ... 206
24.3 Brute-Force-Methode ... 207
24.4 Genetischer Algorithmus ... 208
24.4.1 Mutationsoperatoren ... 208
24.4.2 Rekombinationsoperatoren ... 209
24.4.3 Selektionsoperator ... 209
24.4.4 Das Verfahren der simulierten Evolution ... 209
24.4.5 Angewendete Hyperparametersätze ... 210
24.5 Parametrierung der Netzengpassanalyse ... 210
24.5.1 Parametrierung der Brute-Force-Methode ... 212
24.5.2 Parametrierung der Vollständigen kombinatorischen Methode ... 213
24.5.3 Parametrierung des genetischen Algorithmus ... 213
24.6 Ausführen einer Netzengpassanalyse ... 214
24.6.1 Einstellwerte *Fitness des Stromnetzes*, Skalierungsfaktor der Fitness ... 215
24.7 Bericht zur Netzengpassanalyse ... 216
24.7.1 Einbinden der Individuen ... 217
24.7.2 Erkennen von Netzengpässe – Überlastungen von Leitungen ... 217
25 Lastflussberechnung mit dem Verfahren nach Newton-Raphson ... 219
25.1 Mathematische Beschreibung des Verfahrens ... 220
25.2 Leistungsflussberechnung nach Newton-Raphson in ATPDesigner ... 221
25.3 Anwendung der Lastflussberechnung mit Newton-Raphson ... 224
25.4 Vorgehensweise und Anforderungen des Verfahrens ... 226
25.5 Hinweise zur Parametrierung der Betriebsmittel ... 229
25.5.1 Newton-Raphson: *Verbraucherlast* ... 230
25.5.2 Newton-Raphson: *Erzeugungsanlage (DEA)* ... 231
25.5.3 Newton-Raphson: *Transformator 2-Wicklung* ... 232
25.5.4 Newton-Raphson: *Leitung* ... 234
25.5.5 Newton-Raphson: *Verbindung* (Messleitungen) ... 234
25.5.6 Newton-Raphson: *Netzeinspeisung* ... 235
25.5.7 Newton-Raphson: *Sammelschiene*, *Mess/Schutzgerät*, *Schalter* ... 235
25.6 Auswertung der Ergebnisse der Lastflussberechnung ... 236
25.7 Verfahren *Lastfluss: Prognose mit Flexibilitäten* und Newton-Raphson ... 238

26 Lastfluss: Prognose mit Flexibilitäten 239
26.1 Begriffe und Definitionen 244
26.2 Prognose mit Flexibilitäten - Berechnung von Fahrplänen für Flexibilitäten 246
26.3 Berechnung der Blindleistung von Flexibilitäten 247
26.4 Präventives Netzengpassmanagement 249
26.5 Datenmanagement des Verfahrens 250
26.6 Einstelldialog Prognose mit Flexibilitäten 251
26.7 Prognose mit Flexibilitäten – Vom Verfahren unterstützte Flexibilitäten 254
26.7.1 Generisches Modell: Ladestation für E-Mobile 255
26.7.2 Generisches Modell: Dezentrale Erzeugungsanlagen (PV-Anlagen) 256
26.7.3 Generisches Modell: Monodirektionale und bidirektionale Batteriespeicher. 258
26.7.4 Generisches Modell: Wärmepumpe 261
26.8 Start des Verfahrens *Prognose mit Flexibilitäten* 263
27 Webservice: http-Webserver mit REST-API zur Netzberechnung 267
27.1 Webservice: Realisierung des Webserver mit Multithreading 268
27.2 Webservice: http-basiertes REST-API 269
27.3 Webservice: Aktivieren und Deaktivieren des Webservers 270
27.4 REST-API: http-Request GET - Abrufen von vorhandenen Daten 272
27.4.1 http-Response GET/?ID1=1 278
27.4.2 http-Response GET/?ID1=4 279
27.4.3 http-Response GET/?ID1=5 280
27.4.4 http-Response GET/?ID1=6 280
27.4.5 http-Response GET/?ID1=7 281
27.4.6 http-Response GET/?ID1=8 282
27.5 REST-API: POST – Auftrag (Task) ausführen mit einer JSON-Datei [28] 284
27.5.1 http-Request POST: Inhalt (Content) im JSON-Dateiformat 287
27.5.2 http-Request POST: Verwendung einer JSON-Datei im http-Request 288
27.5.2.1 JSON-Prognosedatei 288
27.5.2.2 Kombinierte JSON-Prognose- und JSON-Flexibilitätspotentialdatei 289
27.5.2.3 Paralleler Betrieb von *FileWatcher* und Web Server 290
27.5.3 http-Request POST: Unbekannte *task* im Objekt *taskslist* 291
27.5.4 http-Request POST: http-Response 504 timeout 291
27.5.5 http-Request POST: http-Response 504 unknown calculation process 291
27.5.6 http-Request POST: http-Response 200 OK 291
27.5.7 http-Request POST: JSON-Objekt *tasklist* der JSON-Prognosedatei 292
27.6 REST-API: POST – Auftrag (TASK) ausführen mit einer CSV-Datei 296
27.6.1 http-Request POST: Inhalt (Content) im CSV-Dateiformat 297
28 SQL-Datenbank: Speicherung der Ergebnisse von Netzberechnungen 298
28.1 SQL: Lastflussberechnung mit Lastprofilen (Zeitreihenberechnung) 300
28.1.1 SQL-Tabelle: *Verbraucherlast* (_5_Load) 301
28.1.2 SQL-Tabelle: *Mess/Schutzgerät* (_17_Probe_LF) 302

28.1.3 SQL-Tabelle: *Erzeugungsanlage (DEA)* (_21_3PhSource) ... 303
28.1.4 SQL-Tabelle: *Leitung* (_2_Line) ... 304
28.1.5 SQL-Tabelle: *Ergebnisse LF-Berechnung* (Messergebnistabelle) ... 304
28.1.6 SQL: Export der SQL-Datenbank in eine JSON-Datei ... 306
28.2 SQL: Fallgenerator ... 308
28.3 SQL: Prüfung von Netzschutzkonzepten – Schutzprüfung Leitungen ... 310
28.3.1 SQL: Export der SQL-Datenbank für Netzschutz (JSON) ... 312
28.4 SQL: Validierung eines KNN (KI-System) ... 313
29 KI-System – Künstliche Intelligenz und Neuronale Netze in ATPDesigner ... 315
30 Anwendungsbeispiele ... 318
30.1 Messwertanzeige, Schriftarten für Toolbars, Lizenzverzeichnis, etc. ... 318
30.2 Farbschema auswählen - ATPDesigner *Dark Mode* ... 319
30.3 Lastflussberechnung mit Dezentralen Erzeugungsanlagen ... 322
30.3.1 Erstellen des Stromnetzes im Zeichenbereich von ATPDesigner ... 331
30.3.2 Öffnen des Einstelldialogs eines Netzwerkelementes ... 334
30.3.3 Netzeinspeisung 110kV ... 334
30.3.4 Einspeisetransformator 110/20kV ... 335
30.3.5 Mess- und Schutzgeräte im Stromnetz ... 337
30.3.6 Sammelschiene am Einspeisetransformator ... 338
30.3.7 Erzeugungsanlage (DEA) als PQ-Knoten ... 339
30.3.7.1 Dezentrale Erzeugungsanlagen im Kurzschlussbetrieb (LVRT-Betrieb) ... 343
30.3.8 Verbraucherlast als PQ-Knoten ... 343
30.3.9 Lastflussberechnung - Einstellwerte ... 346
30.3.10 Lastflussberechnung - Starten ... 347
30.3.11 Suchen von Netzwerkelementen in der Netzgrafik ... 347
30.3.12 Ergebnisse der Lastflussberechnung in ATPDesigner ... 349
30.3.13 Ergebnisse der Lastflussberechnung in einem Bericht ... 354
30.4 Netzauslastungsanalyse: Lastflussberechnung mit Lastprofilen ... 358
30.4.1 Netzwerkelement *Verbraucherlast* mit Lastprofil ... 359
30.4.2 Netzwerkelement *Erzeugungsanlage (DEA)* mit Lastprofil ... 363
30.4.3 Netzwerkelement *Mess/Schutzgerät* als Fahrplanmessgerät ... 365
30.4.4 Durchführung der Netzauslastungsanalyse mit Fahrplanberechnung ... 367
30.4.5 Darstellung des Fahrplans in einem Diagramm ... 370
30.5 Netzauslastungsanalyse: Lastprofile einer *JSON-Prognosedatei* ... 374
30.5.1 Export einer JSON-Prognosedatei ... 375
30.5.2 Durchführung einer Netzauslastungsanalyse ... 386
30.6 Web basierte Lastflussberechnung mit dem Webserver mit REST-API ... 389
30.6.1 Aktivieren des Webservers ... 390
30.6.2 Webserver parametrieren ... 390
30.6.3 Start des Webservers mit REST-API ... 392
30.6.4 Beispiel: Lastflussberechnung ausführen und Netzzustand ermitteln ... 395

30.6.5 Beispiel: Auslesen der topologischen Daten des Stromnetzes ... 400
30.7 Automatische Identifikation der Nennspannung ... 401
30.8 Erzeugungsanlage mit Parkregler in einem 20-kV-Stromverteilnetz ... 404
30.8.1 Parkregler - Einstelldialog *Mess/Schutzgerät*, Registerkarte *Parkregler (DEA)* 405
30.9 Dezentrale Erzeugungsanlagen im Kurzschlussbetrieb (LVRT-Betrieb) ... 407
30.9.1 Erzeugungsanlage (DEA) – Vorgehensweise Kurzschlussstromberechnung ... 409
30.9.1.1 Berechnung des stationären Netzzustandes im fehlerfreien Normalbetrieb 410
30.9.1.2 Berechnung des stationären Netzzustandes im Kurzschlussbetrieb ... 410
30.9.2 Erzeugungsanlage (DEA) – Einstellungen für den LVRT-Betrieb ... 411
30.10 Netzautomatisierung: Steuerung einer Dezentralen Erzeugungsanlage ... 418
31 Liste von Funktionen, Methoden und Verfahren ... 423
32 Bibliothek für Netzwerkelemente – *Network Library* ... 424
32.1 Einfügen eines Betriebsmittels aus dem Netz in die Bibliothek ... 425
32.2 Einfügen eines Betriebsmittels aus dem Netz in die Bibliothek ... 426
32.3 Einfügen eines Betriebsmittels aus der Bibliothek ins Netz ... 426
32.4 Einfügen eines Betriebsmittels aus der Bibliothek ins Netz (Drag & Drop) ... 427
33 Informationen von ATPDesigner in der Registry ... 428
34 Textdatei *startup* - Einstellungen für das ATP ... 429
35 Stromnetze aus dem Setup von ATPDesigner ... 431
35.1 Stromnetze für Lastflussberechnung ... 431
35.1.1 Stromnetze des *SimBench*-Projektes www.simbench.de ... 433
35.1.2 Stromnetz: Netz01_20kVMitWindpark ... 434
35.1.3 Stromnetz: Netz02_20kVUMZstat ... 437
35.1.4 Stromnetz: Netz05_20kVMitEMobil ... 438
35.1.5 Stromnetz: Netz06_20kVFlexAnalyse ... 439
35.1.6 Stromnetz: Netz08_20kVTrafoDiffSchutzPDIFF ... 440
35.1.7 Stromnetz: Netz09_SimBench1_400V_laendlich ... 442
35.1.8 Stromnetz: Netz10_SimBench2_400V_laendlich ... 444
35.1.9 Stromnetz: Netz11_SimBench3_400V_laendlich ... 446
35.1.10 Stromnetz: Netz12_SimBench4_400V_halbstaedtisch ... 448
35.1.11 Stromnetz: Netz13_SimBench5_400V_halbstaedtisch ... 450
35.1.12 Stromnetz: Netz14_400VMitPVAnlage ... 453
35.1.13 Stromnetz: Netz16_110kVNetzMitNetzschutzUndDEA ... 454
35.1.14 Stromnetz: Netz17_20kVMitWindparkMitParkregler ... 457
35.1.15 Stromnetz: Netz18_20kVMitDistanzschutz ... 458
35.1.16 Stromnetz: Netz19_20kV-LtgTrafoDiffSchutzPDIFF ... 459
35.1.17 Stromnetz: Netz20_20kVMitJSONPrognosedatei ... 460
35.1.18 Stromnetz: Netz21_DEA_PQKennlinie_Untererregt_Parkregler ... 466
35.1.19 Stromnetz: Netz22_20kVNetzDistanzschutzUndHHSicherungen ... 467
35.1.20 Stromnetz: Netz23_20kVNetzUMZSchutz_DEAimLVRTBetrieb ... 469

35.1.21 Stromnetz: Netz24_20kVMitPVAnlage 470
35.1.22 Stromnetz: Netz25_20kVNetzautomatisierungDEA 470
35.1.23 Stromnetz: Netz26_20kVMitErzeugungsanlagenUndNAP 471
35.1.24 Stromnetz: Netz27_20kVMitPVAnlageUndLastprofilen 471
35.1.25 Stromnetz: Netz28_20kVMitPVAnlageUndLastprofilenBDEW 472
35.1.26 Stromnetz: Netz29_20kVNetzUMZSchutz_LVRT_TACS 473
35.1.27 Stromnetz: Netz30_20kVNetzMitLastprofilen 474
35.1.28 Stromnetz: Netz31_400V_TrafoSternpunktExtern 475
35.2 Stromnetze für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge 476
35.2.1 Stromnetz: Netz03_20kVUMZdyn 477
35.2.2 Stromnetz: Netz04_20kVUMZdynMitDEA 479
35.2.3 Stromnetz: Netz07_20kVMessungUdiffdyn 482
36 Typkennung der Netzwerkelemente 485

Mängelanzeige: Der Anwender von ATPDesigner und der dazu gehörenden Dokumentation ist verpflichtet, jegliches Fehlverhalten der Software ATPDesigner oder Fehler oder unzulässige Inhalte in der dazu gehörenden Dokumentation dem Autor der Dokumentation oder dem Lizenzgeber von ATPDesigner unverzüglich schriftlich mitzuteilen.

Änderungs- und Fehlerdokumentation: Erweiterungen und Änderungen sowie bekannte Fehler in ATPDesigner werden in dem Dokument **ATPDesigner – Änderungs- und Fehlerdokumentation** dokumentiert. Das Dokument kann in der jeweils aktuellen Fassung vom Autor des vorliegenden Dokumentes oder dem Lizenzgeber von ATPDesigner oder über die Homepage des Instituts für Elektrische Energiesysteme www.powerengs.de unter **Downloads** oder im **ATPDesigner OneDrive** bezogen werden.

14 Lastflussberechnung mit Flexibilitäten

Im Hauptmenü **Prüfungen** können im Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten** unterschiedliche Verfahren zur Berechnung der Auswirkungen von Flexibilitäten auf Stromnetze sowie dem Einsatz von Flexibilitäten zur Sicherstellung eines normativ zulässigen Stromnetzbetriebes verwendet werden.

14.1 Was ist eine Flexibilität ?

Das BMWi-geförderte Projekt **Designetz Baukasten Energiewende - Von Einzellösungen zum effizienten Energiesystem der Zukunft** (Laufzeit 2016-2020) hat im gemeinsamen Abschlussbericht u.a. folgendes zum Begriff der Flexibilität festgehalten.

Eine **Flexibilität** ist „*die Möglichkeit, dem Energiesystem auf Anforderung eine Leistungsänderung zu einem definierten Zeitpunkt, an einem definierten Ort zur Verfügung stellen zu können.*“

„*Der Begriff **Flexibilität** beschreibt im Energiesystem die Möglichkeit einer dynamischen Anpassung des Erzeugungs- oder Verbrauchs- oder Speicherverhaltens durch ein externes Signal. Eine Einheit, bei der Verbrauch und/oder Einspeisung auf Basis externer Anforderung verändert werden kann.*“

„***Netzflexibilität** beschreibt die Fähigkeit, Betriebsmitteleigenschaften eines Energieversorgungsnetzes gezielt zu beeinflussen. Eine Netzflexibilität ist insbesondere die Möglichkeit, die Übertragungskapazität eines Netzes zu verändern. Implizit betriff dies auch die Verbesserung der Spannungsqualität. Die Netzflexibilität kann einerseits durch alternative Kombination der bereits vorhandenen Netzbetriebsmittel erfolgen (z.B. Trennstellenverlagerung). Andererseits können Betriebsmittel gezielt optimiert werden (z.B. Trafokühlung oder Heizung in Gasdruck-Mess- und Regelstationen). Abhängigkeiten und Restriktionen in der Zeit sind im Optimierungsfall möglich. Die Betriebsmitteloptimierung ist mit zusätzlichen Kosten verbunden, die sich als einmalige Investitions- und allgemeine Betriebskosten sowie u.U. zusätzlich als Betriebskosten je Abruf darstellen. Solche Netzflexibilitäten können längerfristig im Voraus (z.B. Trennstellenverlagerung) oder kurzfristig (z.B. durch umgebungsbedingte Parameter im Freileitungsmonitoring) entstehen und angeboten werden. Netzbetreiber setzen die Netzflexibiliät zunächst intern ein um den Netzbetrieb zu optimieren. (Gegenwärtig werden eher langfristige Allokationen auf Optionsbasis verwendet.) Freie Netzflexibilität, kann der Designetzkaskade zur Verfügung gestellt werden, sofern dies nicht den sicheren Netzbetrieb beeinflusst. Einerseits ist es durch solche Netzflexibilitäten möglich Transaktionen zu realisieren, die im Netznormalzustand zu unzulässigen Netzzuständen führen. Andererseits könnte Netzflexibilität künftig bedarfsorientiert anstelle von (Prosumer-) Flexibilität eingesetzt werden.*“

„***Netzdienliche Flexibilität** umfasst über die Designetzkaskade allokierte ortsbezogene Flexibilität außerhalb des direkten Zugriffs eines Netzbetreibers. Netzdienliche Flexibilität wird eingesetzt, um die Netzbetriebsparameter (z.B. Spannung und Strom bzw. Druck und Durchfluss) im zulässigen Bereich zu halten. Dies umfasst (Prosumer-)Flexibilität sowie Netzflexibilität. Netzdienliche Flexibilität wird entweder durch einen topologischen Punkt definiert, an dem Prosumerflexibilität wirkt oder durch zwei topologische Punkte zwischen denen die Übertragungskapazität mit Hilfe von Netzflexibilität beeinflusst wird.*“

Ein **Flexibilitätspotential** ist die „*technisch realisierbare Leistungsänderung gegenüber dem Fahrplan der technischen Anlage; mögliches Volumen, der zur Verfügung stehenden Flexibilität.*“

14.2 Nachbildung von Flexibilitäten in ATPDesigner

Flexibilitäten werden mit dem Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** [Bd. 2] nachgebildet. Darüber hinaus können die Wirkleistungen der Netzwerkelemente **Verbraucherlast** auch durch Standardlastprofile (SLP) nach VDEW [23] bzw. BDEW [40] oder Prognosewerte ermittelt werden. In der Registerkarte **Lastprofil** des Einstelldialogs kann z.B. die Betriebsart der Erzeugungsanlage z.B. Elektromobil oder Solarstromanlage eingestellt werden.

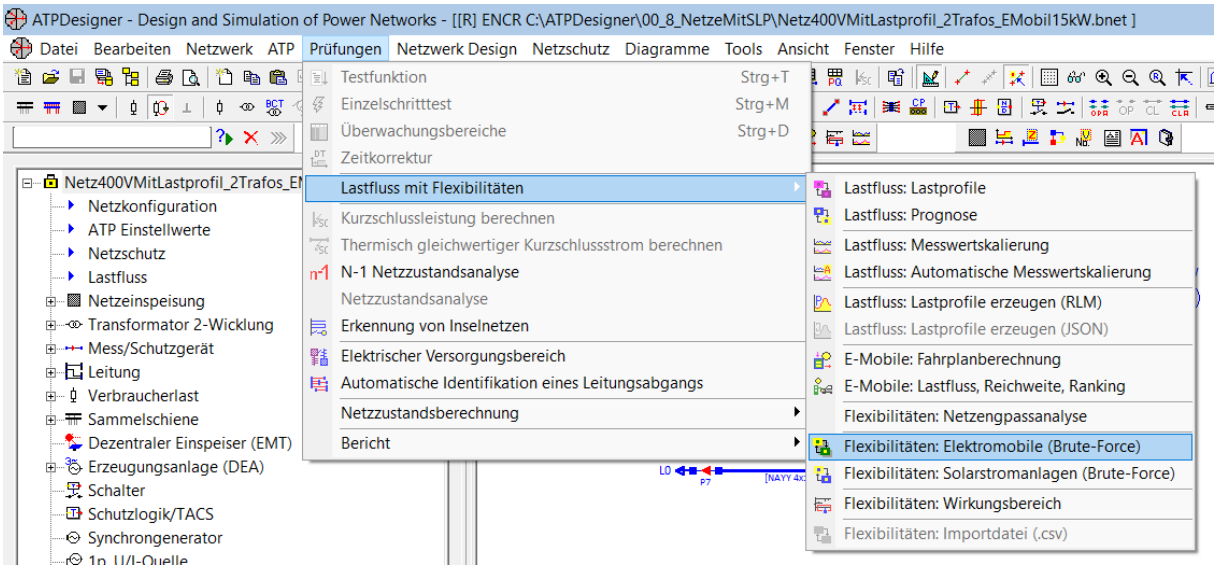


Abbildung 1: Hauptmenü *Lastfluss mit Flexibilitäten* und zugehörige Menüpunkte

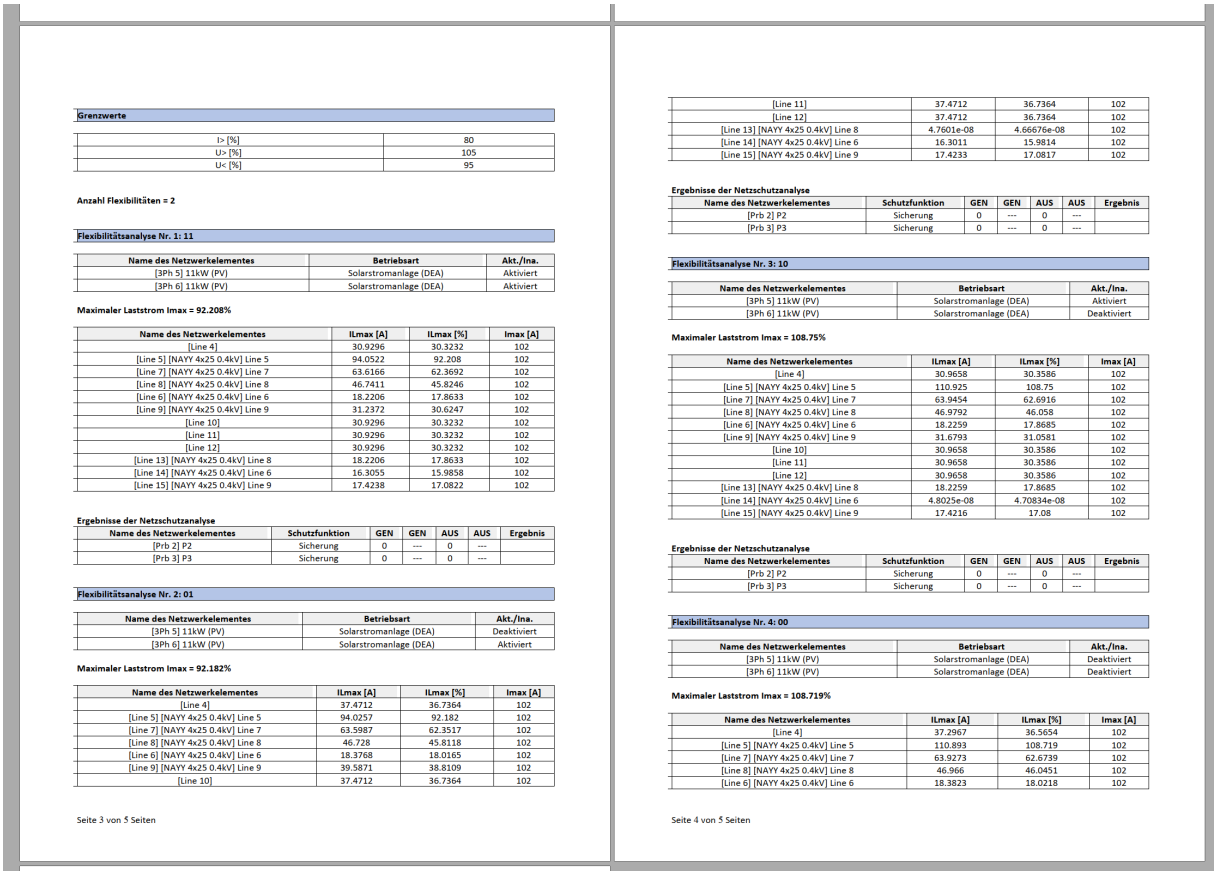
Nachfolgend sind die Bedeutungen der Menüpunkte kurz erläutert.

Menüpunkt	Bedeutung
Lastfluss: Lastprofile	Netzauslastungsanalyse durch Lastflussberechnung unter Verwendung von Lastprofilen für Bezugs- und Einspeiseanlagen
Lastfluss: Prognose	Netzauslastungsanalyse durch Lastflussberechnung unter Verwendung von Prognosedaten für Bezugs- und Einspeiseanlagen
Lastfluss: Messwertskalierung	Netzauslastungsanalyse durch Lastflussberechnung mit Hilfe von Messwerten zur automatisierten Skalierung der Bezugsleistung von Verbraucherlasten
Lastfluss: Lastprofile erzeugen (RLM)	Die Funktion erlaubt es RLM-Messdaten einzulesen und in VDEW-Lastprofile in drei .CSV-Dateien für Winter, Sommer und Übergangszeit umzuwandeln.
Lastfluss: Lastprofile erzeugen (JSON)	Diese Funktion erlaubt es, Mess- oder Prognosedaten im .JSON-Format einzulesen und in VDEW-Lastprofile in .CSV-Dateien umzuwandeln.

Fahrplanberechnung für E-Mobile	Berechnung eines Fahrplans unter Berücksichtigung des tariflichen und/oder ereignisorientierten Ladeverhaltens von E-Mobilen
Flexibilitäten: Elektro-mobile (Brute-Force)	Lastflussberechnung nach der Brute-Force-Methode mit 2^N kombinatorischer Variation der Elektromobile
Flexibilitäten: Solar-stromanlagen (Brute-Force)	Lastflussberechnung nach der Brute-Force-Methode mit 2^N kombinatorischer Variation der Solarstromanlagen
Flexibilitäten: Wir-kungsbereich	Ermittlung des Flexibilitätsreichweite und –rankings
Flexibilitäten: Import-datei (.CSV)	Automatisierte Abarbeitung von sogenannten Netznut-zungsfällen

14.3 Lastflussberechnungen nach der Brute-Force-Methode

Die Analysefunktion für Flexibilitäten führt für alle 2^N-EIN/AUS-Kombinationen der N aktivierten Flexibilitäten des ausgewählten Typs eine Lastflussberechnung durch und bewertet den Auslastungsgrad von Betriebsmitteln wie z.B. der Leitungen und das Anrege- und Auslöseverhalten der Netzschutzgeräte. Während der Ausführung der 2^N-Lastflussberechnungen werden keine Einstellwerte der Flexibilitäten verändert. Die Brute-Force-Methode stellt sicher, dass alle EIN/AUS-Kombinationen der Flexibilitäten des ausgewählten Typs berechnet und die Auswirkungen auf das Netz und den Netzschutz untersucht werden können. Nachteilig wirkt sich hier die mit der Anzahl Flexibilitäten eines Typs sehr schnell ansteigende Anzahl von Lastflussberechnungen aus.



Grenzwerte

I> [%]	80
U> [%]	105
U< [%]	95

Anzahl Flexibilitäten = 2

Flexibilitätsanalyse Nr. 1: 11

Name des Netzwerkelementes	Betriebsart	Akt./Ina.
[3Ph 5] 11kW (PV)	Solarstromanlage (DEA)	Aktiviert
[3Ph 6] 11kW (PV)	Solarstromanlage (DEA)	Aktiviert

Maximaler Laststrom Imax = 92.208%

Name des Netzwerkelementes	ILmax [A]	ILmax [%]	Imax [A]
[Line 4]	30.9296	30.3232	102
[Line 5] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 5	94.0522	92.208	102
[Line 7] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 7	63.6166	62.3692	102
[Line 8] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 8	46.7411	45.8246	102
[Line 6] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 6	18.2206	17.8633	102
[Line 9] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 9	31.2372	30.6247	102
[Line 10]	30.9296	30.3232	102
[Line 11]	30.9296	30.3232	102
[Line 12]	30.9296	30.3232	102
[Line 13] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 8	18.2206	17.8633	102
[Line 14] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 6	16.3055	15.9858	102
[Line 15] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 9	17.4238	17.0822	102

Ergebnisse der Netzschutzanalyse

Name des Netzwerkelementes	Schutzfunktion	GEN	GEN	AUS	AUS	Ergebnis
[Prb 2] P2	Sicherung	0	---	0	---	
[Prb 3] P3	Sicherung	0	---	0	---	

Flexibilitätsanalyse Nr. 2: 01

Name des Netzwerkelementes	Betriebsart	Akt./Ina.
[3Ph 5] 11kW (PV)	Solarstromanlage (DEA)	Deaktiviert
[3Ph 6] 11kW (PV)	Solarstromanlage (DEA)	Aktiviert

Maximaler Laststrom Imax = 92.182%

Name des Netzwerkelementes	ILmax [A]	ILmax [%]	Imax [A]
[Line 4]	37.4712	36.7364	102
[Line 5] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 5	94.0257	92.182	102
[Line 7] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 7	63.5987	62.3517	102
[Line 8] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 8	46.728	45.8118	102
[Line 6] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 6	18.3768	18.0165	102
[Line 9] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 9	39.5871	38.8109	102
[Line 10]	37.4712	36.7364	102

Seite 3 von 5 Seiten

[Line 11]	37.4712	36.7364	102
[Line 12]	37.4712	36.7364	102
[Line 13] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 8	4.7601e-08	4.66676e-08	102
[Line 14] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 6	16.3011	15.9814	102
[Line 15] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 9	17.4233	17.0817	102

Ergebnisse der Netzschutzanalyse

Name des Netzwerkelementes	Schutzfunktion	GEN	GEN	AUS	AUS	Ergebnis
[Prb 2] P2	Sicherung	0	---	0	---	
[Prb 3] P3	Sicherung	0	---	0	---	

Flexibilitätsanalyse Nr. 3: 10

Name des Netzwerkelementes	Betriebsart	Akt./Ina.
[3Ph 5] 11kW (PV)	Solarstromanlage (DEA)	Aktiviert
[3Ph 6] 11kW (PV)	Solarstromanlage (DEA)	Deaktiviert

Maximaler Laststrom Imax = 108.75%

Name des Netzwerkelementes	ILmax [A]	ILmax [%]	Imax [A]
[Line 4]	30.9658	30.3586	102
[Line 5] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 5	110.925	108.75	102
[Line 7] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 7	63.9454	62.6916	102
[Line 8] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 8	46.9792	46.058	102
[Line 6] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 6	18.2259	17.8685	102
[Line 9] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 9	31.6793	31.0581	102
[Line 10]	30.9658	30.3586	102
[Line 11]	30.9658	30.3586	102
[Line 12]	30.9658	30.3586	102
[Line 13] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 8	18.2259	17.8685	102
[Line 14] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 6	4.8025e-08	4.70834e-08	102
[Line 15] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 9	17.4216	17.08	102

Ergebnisse der Netzschutzanalyse

Name des Netzwerkelementes	Schutzfunktion	GEN	GEN	AUS	AUS	Ergebnis
[Prb 2] P2	Sicherung	0	---	0	---	
[Prb 3] P3	Sicherung	0	---	0	---	

Flexibilitätsanalyse Nr. 4: 00

Name des Netzwerkelementes	Betriebsart	Akt./Ina.
[3Ph 5] 11kW (PV)	Solarstromanlage (DEA)	Deaktiviert
[3Ph 6] 11kW (PV)	Solarstromanlage (DEA)	Deaktiviert

Maximaler Laststrom Imax = 108.719%

Name des Netzwerkelementes	ILmax [A]	ILmax [%]	Imax [A]
[Line 4]	37.2967	36.5654	102
[Line 5] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 5	110.893	108.719	102
[Line 7] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 7	63.9273	62.6739	102
[Line 8] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 8	46.966	46.0451	102
[Line 6] [NAYY 4x25 0.4kV] Line 6	18.3823	18.0218	102

Seite 4 von 5 Seiten

Abbildung 2: Ausgabe der Ergebnisse in einem Bericht (.XML-Datei) [21]

Die Ergebnisse der Brute-Force-Methode werden in einem **Bericht** (.XML-Datei) [21] [Bd. 1] im **Projektverzeichnis** gespeichert. Die vorherige Abbildung zeigt beispielhaft einen Teil des Berichtes. Der Dateiname des Berichtes ist wie folgt definiert. Der ***NetDateiname*** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**.

JJJJMMTThhmmss_***NetDateiname***_**BRFO2N**.xml

14.3.1 Analyse des Netzzustandes – Grenzwerte der Flexibilitätsanalyse

Die Funktion zur Analyse des Netzzustandes bewertet Leiterströme und die Netzspannung. Der nachfolgende Einstelldialog zeigt die Einstellwerte, der nach dem Start der Analysefunktion geöffnet wird.

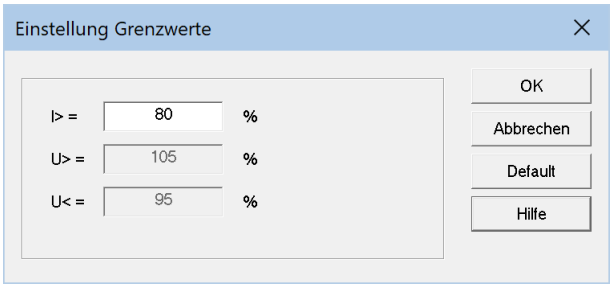


Abbildung 3: Einstelldialog für die Eingabe der Grenzwerte

Einstellwert	Bedeutung
I>	Anregeschwelle zum Erkennen einer unzulässig hohen Strombelastung
U>	Anregeschwelle zum Erkennen einer unzulässig hohen Leiter-Leiter- oder Leiter-Erd-Spannung
U<	Anregeschwelle zum Erkennen einer unzulässig geringen Leiter-Leiter- oder Leiter-Erd-Spannung
OK	Start der Analyse des Netzzustandes
Abbrechen	Abbruch ohne Start der Analysefunktion

14.3.2 Flexibilitäten: Elektromobile (Brute-Force)

Es wird ein Flexibilitätstest für E-Mobile nach der Brute-Force-Methode ausgeführt. Die Flexibilitäten werden mit dem Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** nachgebildet.

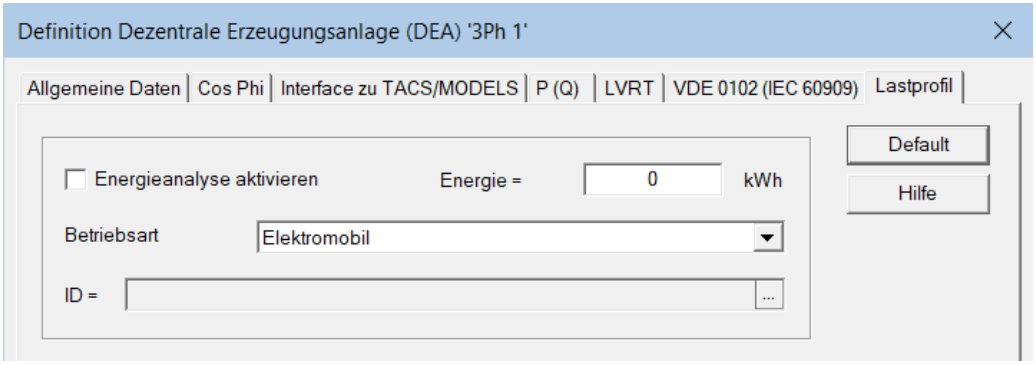


Abbildung 4: Flexibilitätstest (Brute-Force) für Elektromobile (E-Mobile)

In der Registerkarte **Lastprofil** muss die Betriebsart **Elektromobil** eingestellt werden. Der Einstellwert **Energieanalyse aktivieren** muss deaktiviert sein.

14.3.3 Flexibilitäten: Solarstromanlagen (Brute-Force)

Es wird ein Flexibilitätstest für Solarstromanlagen nach der Brute-Force-Methode ausgeführt. Die Flexibilitäten werden mit dem Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** nachgebildet. In der Registerkarte **Lastprofil** muss die Betriebsart **Solarstromanlage (DEA)** eingestellt werden. Der Einstellwert **Energieanalyse aktivieren** muss deaktiviert sein.

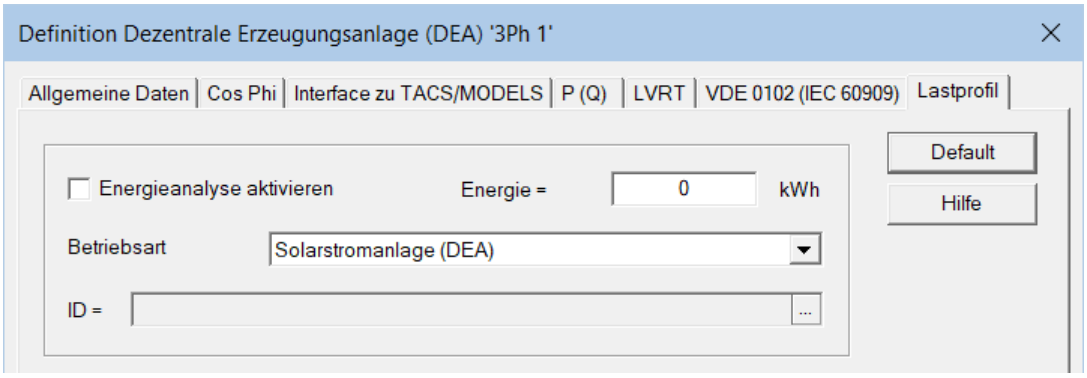


Abbildung 5: Flexibilitätstest (Brute-Force) für Elektromobile (E-Mobile)

14.4 Lastfluss: Lastprofile

ATPDesigner bietet die Möglichkeit jeder **Verbraucherlast**, **Erzeugungsanlage (DEA)** sowie den internen Verbraucherlasten jeder **Leitung** und jedes **Transformators 2-Wicklung** ein Lastprofil als 15min-Zeitreihe von Wirkleistung P und optional Blindleistung Q nach VDEW [23] bzw. BDEW [40] zuzuordnen.

⇨ **Zeitreihenberechnung**
Im Folgenden wird die Lastflussberechnung mit Lastprofilen auch als Zeitreihenberechnung bezeichnet.

Es können die VDEW/BDEW-Standardlastprofile oder auch anwenderspezifische Lastprofile, die in Anlehnung an die VDEW-Standardlastprofile definiert sind, verwendet werden.

- **Standardlastprofile nach VDEW** [23]
- **Standardlastprofile nach BDEW** [40]
- **Anwenderspezifische Lastprofile mit Anlagen-Identifier (ID)**

Wird eine **Lastflussberechnung mit Lastprofile**, die als .CSV-Dateien in definierten Verzeichnissen gespeichert sind, durchgeführt, erfolgt für jedes 15min-Intervall des eingestellten Zeitbereiches eine Lastflussberechnung. Diese Lastflussberechnung kann mit und ohne Kurzschluss (**roter Blitz**) ausgeführt werden.

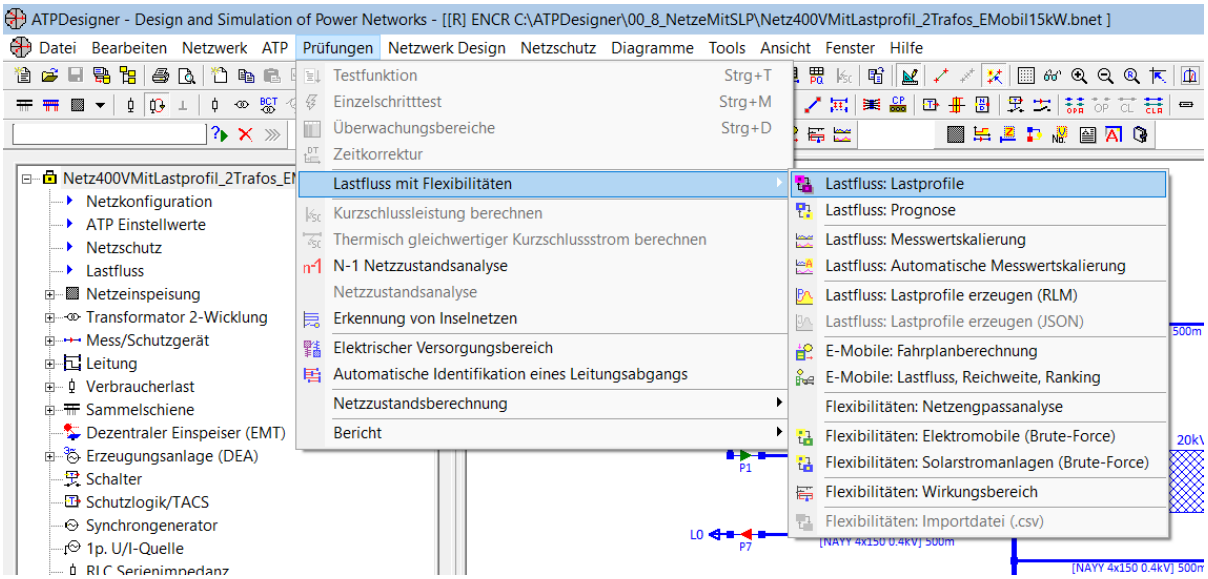


Abbildung 6: Einstelldialog zum Start einer *Lastflussberechnung mit Lastprofilen* öffnen

Der Einstelldialog zum Einstellen des Zeitbereiches der Zeitreihenberechnung kann wie folgt geöffnet werden:

- Hauptmenü **Prüfungen**
- Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten**, **Lastfluss: Lastprofile**

Der eingestellte Zeitbereich wird im nachfolgend dargestellten Einstelldialog definiert. Alternativ kann der Einstelldialog mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Button geöffnet werden. Der Einstelldialog wird nachfolgend angezeigt.

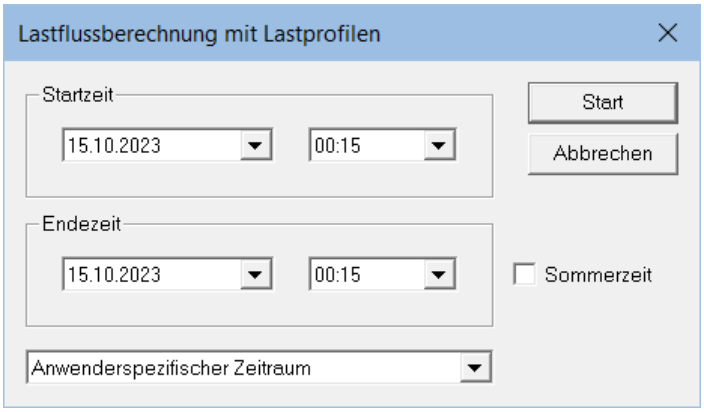


Abbildung 7: Lastflussberechnung mit Lastprofilen – Einstellung eines Zeitbereiches

Einstellung und Anwendung der Lastprofile für die Netzwerkelemente **Verbraucherlast** und **Erzeugungsanlag (DEA)**, interne Verbraucherlasten für die Netzwerkelemente **Leitung** und **Transformator 2-Wicklung** sind in den Kapiteln zur Beschreibung der Netzwerkelemente enthalten [Bd. 2].

Einstellwert	Bedeutung
Anwenderspezifischer Zeitraum	Der Anwender stellt mit der **Startzeit** und der **Endezeit** einen zusammenhängenden Zeitraum ein.
Ein definiertes Jahr	Der Anwender wählt das gesamte Kalenderjahr aus. Es wird für das gesamte Jahr Winterzeit angenommen.
Ein definierter Tag	Der Anwender wählt einen Tag mit Hilfe der **Startzeit** aus. Die **Endezeit** wird automatisch angepasst.
Eine definierte Uhrzeit	Der Anwender wählt mit Hilfe der **Startzeit** ein 15min-Intervall aus. Die **Endezeit** wird automatisch angepasst.
Start	Lastflussberechnung mit Lastprofilen starten
Abbrechen	Einstelldialog schließen, ohne die Lastflussberechnungen zu starten
Sommerzeit	Für den eingestellten Zeitraum wird Sommerzeit angenommen, sonst Winterzeit. Diese Annahme gilt auch, wenn innerhalb des eingestellten Zeitraumes ein Wechsel Sommer-/Winterzeit stattfindet.

Abbildung 8: Einstellwerte und Betriebsarten der *Lastflussberechnung mit Lastprofilen*

Lastprofile werden in allgemeine und anwenderspezifische Lastprofile sowie anlagenspezifische Lastprofile unterschieden.

- **Allgemeine und anwenderspezifische Lastprofile**
  Die allgemeinen und anwenderspezifischen Lastprofildateien sind in Anlehnung an die Spezifikation nach VDEW [23] bzw. BDEW [40] definiert.

  Für die drei Zeitbereiche Winter (W), Sommer (S) und Übergang (U) der VDEW-Standardlastprofile werden jeweils eine, d.h. in Summe drei Dateien mit .CSV-Format im **Lastprofilverzeichnis**, das im Einstelldialog **Programmeinstellungen** eingestellt werden kann, gespeichert. In der Grundeinstellung wird das Verzeichnis **c:\atpdesigner\exe\LoadProfiles** verwendet.

Die Spezifikation der Standardlastprofile nach BDEW [40] sieht davon abweichend eine Aufteilung in 12 Monate vor. Die BDEW-Standardlastprofile werden wie die VDEW-Standardlastprofile ebenfalls im **Lastprofilverzeichnis** gespeichert. Es wird allerdings lediglich eine .CSV-Datei je Lastprofil verwendet, in der 12 Monate des Lastprofils gespeichert sind. In der Grundeinstellung wird das Verzeichnis **c:\atpdesigner\exe\LoadProfiles** verwendet.

- **Anlagenspezifische Lastprofile mit Anlagen-Identifier (ID)**
  Für ein einzelnes Netzwerkelement kann ein anlagenspezifisches Lastprofil mit Anlagen-Identifier (ID) im Sinne eines Einspeise- oder Bezugsprofilsprofils in Anlehnung an VDEW [23] definiert und verwendet werden. In der Grundeinstellung wird zur Speicherung der .CSV-Dateien das Verzeichnis **LoadProfiles** im **Projektverzeichnis**[1] verwendet.

Die Ergebnisse der Lastflussberechnung mit Lastprofilen, d.h. der Zeitreihenberechnung werden projektspezifisch in einem Unterverzeichnis des **Projektverzeichnis**, in dem die .NET-Datei gespeichert ist, als Textdateien gespeichert. Optional können die Ergebnisse als Bericht in einer XML-Datei [21] in das **Projektverzeichnis**[1] ausgegeben werden.

Es muss hier beachtet werden, dass Lastprofile nach VDEW [23] Zeitreihen von Wirkleistungen sind, die für jeweils ein 15min-Intervall definiert sind, darstellen. In der .CSV-Datei ist die Einheit der Wirkleistung im Headerbereich enthalten. In den .CSV-Dateien der Lastprofile, die im Setup von ATPDesigner enthalten sind, wird die Wirkleistung in kW verwendet.

```
(Kunde-)Name:;;
(Kanal-)Beschreibung:;;
(Kanal-)Ident3:;H0;
Summe (kWh):;1000;
Sommerzeit;kW
Werktag 00:15;0,08636;
Werktag 00:30;0,07696;
Werktag 00:45;0,06884;
```

⇨ Die Wirkleistungen nach VDEW [23] sind auf die Energie von 1000kWh/a bezogen definiert.

Es ist daher erforderlich, die Jahresenergiemenge E der Bezugs- oder Einspeiseanlage mit Hilfe der entsprechenden Einstellwerte der Netzwerkelement einzustellen. Die Wirkleistung $P_{15min}(t)$ der Bezugs- oder Einspeiseanlage berechnet sich für ein 15min-Intervall wie nachfolgend dargestellt.

$$P_{15\min}(t) = \frac{E}{1000kWh} \cdot P_{15\min LP}(t)$$

- E : Jahresenergiemenge in kWh
- $P_{15minLP}(t)$: Wirkleistung für ein 15min-Intervall des VDEW/BDEW-Lastprofils in kW

[1] Das Projektverzeichnis ist das Verzeichnis, in dem .NET-Datei des Stromnetzes gespeichert ist.

Eine Ausnahme hiervon stellt das Lastprofil **Elektromobil** (Kürzel: **EMOB(ID)**) für das Netzwerkelement **Verbraucherlast** bzw. die internen Verbraucherlasten der Netzwerkelemente **Leitung** und **Transformator 2-Wicklung** [Bd. 2] dar. Anstelle der Jahresenergiemenge E muss für dieses Lastprofil die Nennwirkleistung P, z.B. die Ladeleistung angegeben werden, mithilfe derer die Wirkleistung $P_{15min}(t)$ für ein 15min-Intervall wie nachfolgend dargestellt berechnet wird.

$$P_{15\min}(t) = P \cdot p_{15\min LP}(t)$$

- P : Nenn-Ladeleistung eines Elektromobils in kW
- $p_{15minLP}(t)$: bezogene Wirkleistung für das 15min-Intervall des Lastprofils in p.u.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Einstellwerte der **Erzeugungsanlage (DEA)** [Bd. 2], die zur Verwendung eines Standardlastprofils nach VDEW [23] eingestellt werden müssen.

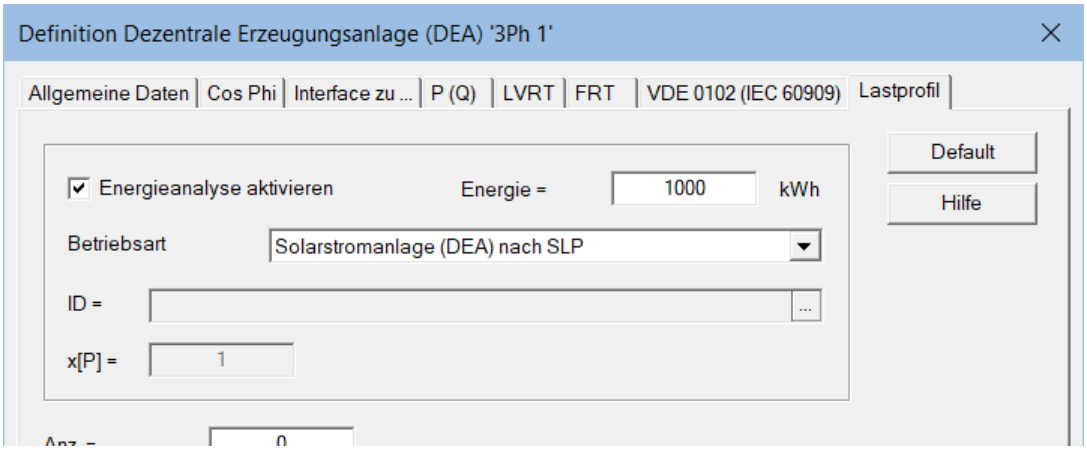


Abbildung 9: *Erzeugungsanlage (DEA)* - Einstellwerte für Standardlastprofile

Einstellwert	Bedeutung
Energieanalyse aktivieren	Einstellwert aktivieren, um die interne Verarbeitung der Lastprofile zu aktivieren
Energie	Die Jahresenergiemenge E wird nach VDEW [23] benötigt, um mit den Lastprofilen die Wirkleistung $P_{15min}(t)$ für jedes 15min-Intervall zu berechnen.
Betriebsart	Es muss eine Betriebsart zur Verarbeitung von Lastprofilen mit dem Bezeichner **SLP** ausgewählt werden.

Wird ein anwenderspezifisches Lastprofil mit Anlagen-Identifier (ID) verwendet, müssen die nachfolgenden Einstellwerte eingestellt werden.

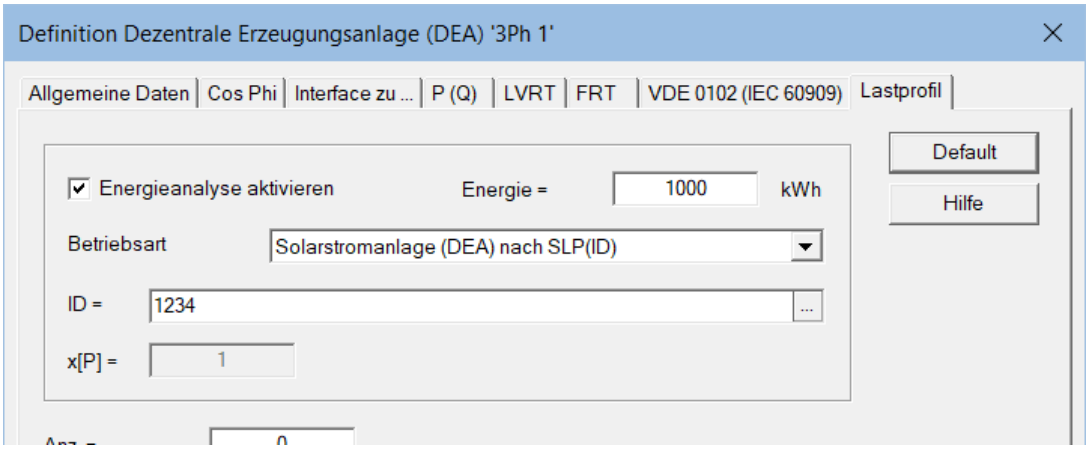


Abbildung 10: *Erzeugungsanlage (DEA)* - Anwenderspezifische Lastprofile mit ID

Einstellwert	Bedeutung
Energieanalyse aktivieren	Einstellwert aktivieren, um die interne Verarbeitung der Lastprofile zu aktivieren
Energie	Die Jahresenergiemenge E wird nach VDEW [23] benötigt, um mit den Lastprofilen die Wirkleistung $P_{15min}(t)$ für jedes 15min-Intervall zu berechnen.
Betriebsart	Es muss eine Betriebsart zur Verarbeitung von Lastprofilen mit dem Bezeichner **SLP(ID)** ausgewählt werden.
ID	Eindeutiger **Anlagen-Identifier (ID)** zur Identifikation der zugehörigen .CSV-Datei, die das Lastprofil als Zeitreihe von 15min-Intervallen beinhaltet

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Einstellwerte des Netzwerkelementes **Verbraucherlast** [Bd. 2], die zur Verwendung eines Lastprofils nach VDEW [23] bzw. BDEW [40] eingestellt werden müssen.

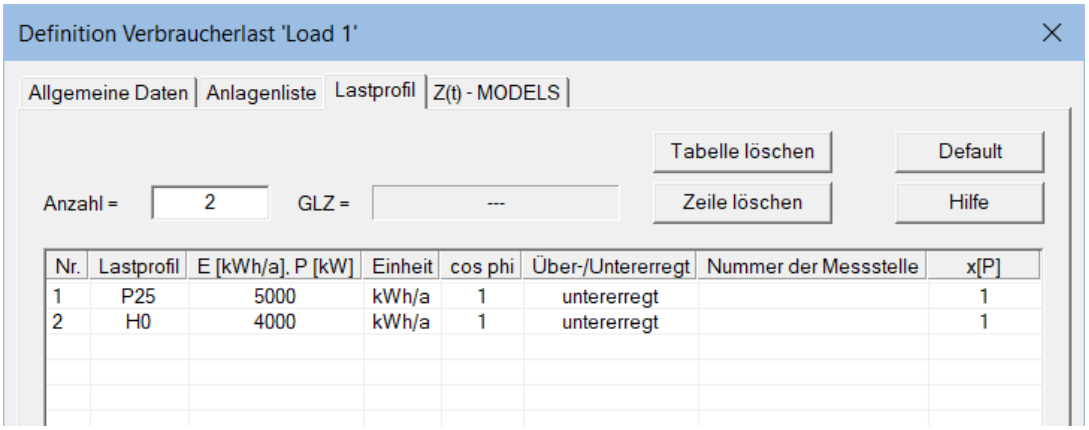


Abbildung 11: *Verbraucherlast* - Einstellwerte für Verwendung von Lastprofile

Einstellwert	Bedeutung
Anzahl	Anzahl der Messstellen mit Anlagen mit Lastprofilen
Lastprofil	Typ des Lastprofils in nach VDEW [23] bzw. BDEW [40], z.B. H0 oder G0 oder ein anwenderspezifisches Lastprofil mit **Anlagen-Identifier (ID)**
E [kWh/a], P [kW]	Jahresenergieverbrauch oder Wirkleistung

cos phi	Verschiebungsfaktor $\cos\varphi = \frac{P}{S}$
Über-/Untererregt	Betriebsweise übererregt oder untererregt der Anlage Es wird das Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) verwendet.
Nummer der Messstelle	Eindeutiger **Anlagen-Identifier (ID)** zur Identifikation der zugehörigen .CSV-Datei, die das Lastprofil als Zeitreihe von 15min-Intervallen beinhaltet
x[P]	Skalierungsfaktor für die Wirkleistung P

14.4.1 Verfügbarkeit der Lastprofildateien kontrollieren

Nach dem Öffnen des Einstelldialogs **Lastflussberechnung mit Lastprofilen** werden vor dem Start der Lastflussberechnung die in ATPDesigner implementierten allgemeinen und anwenderspezifischen Lastprofildateien eingelesen unabhängig davon, ob das zugehörige Lastprofil im Stromnetz tatsächlich verwendet wird.

- Hauptmenü **Prüfungen**
- Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten**, **Lastfluss: Lastprofile**
- **Toolbar-Button**

Nach dem Öffnen des Einstelldialogs wird die Verfügbarkeit der Lastprofildateien (.CSV-Dateien) überprüft und die Lastprofildateien eingelesen. Das Ergebnis der Überprüfung wird im **Meldungsfenster** [Bd. 1] angezeigt. In der nachfolgenden Abbildung sind die Textelemente erkennbar. Kann ein Lastprofil, d.h. die zugehörige(n) .CSV-Datei(en) nicht eingelesen werden erfolgt eine entsprechende Ausgabe in **roter Farbe**, im Erfolgsfall in **grüner Farbe**.

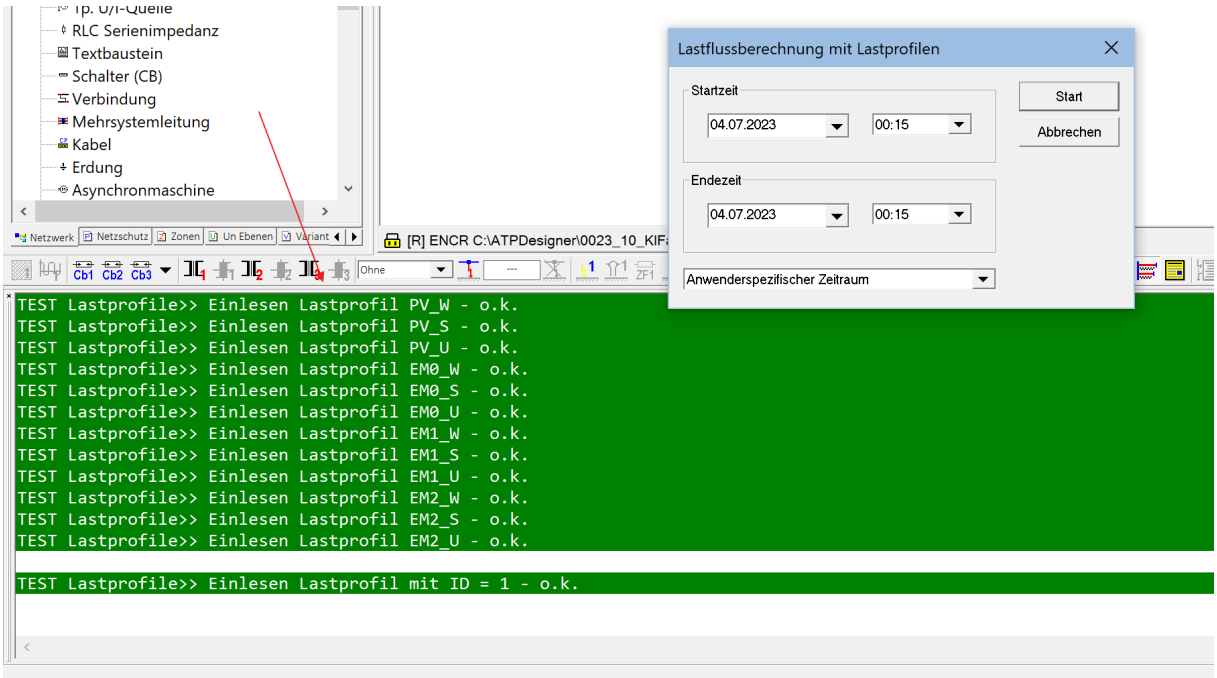


Abbildung 12: Verfügbarkeit der Lastprofildateien kontrollieren

Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft die Meldungen, nachdem Lastprofile erfolgreich eingelesen wurden.

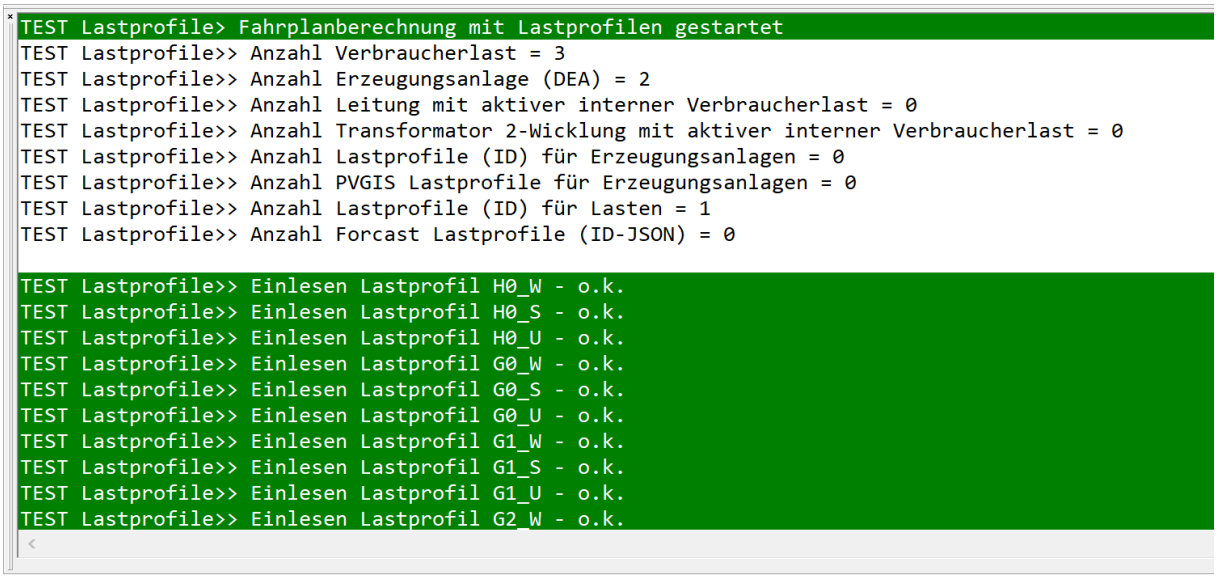


Abbildung 13: Lastprofildateien: Ausgabe der Ergebnisse des Einlesens (Auszug)

In der nachfolgenden Abbildung ist beispielhaft die Fehlermeldung dargestellt, die ausgegeben wird, wenn z.B. eine Lastprofildatei nicht vorhanden ist. Ist eine Lastprofildatei vorhanden aber inhaltlich fehlerhaft wird ebenfalls eine Fehlermeldung im **Meldungsfenster** ausgegeben und die Status-LED in der Toolbar auf **Rot** gesetzt.

⇨ In allen Fällen, in denen mindestens eine Lastprofildatei nicht gefunden wurde, wird die Lastflussberechnung mit Lastprofilen, d.h. die Zeitreihenberechnung nicht ausgeführt.

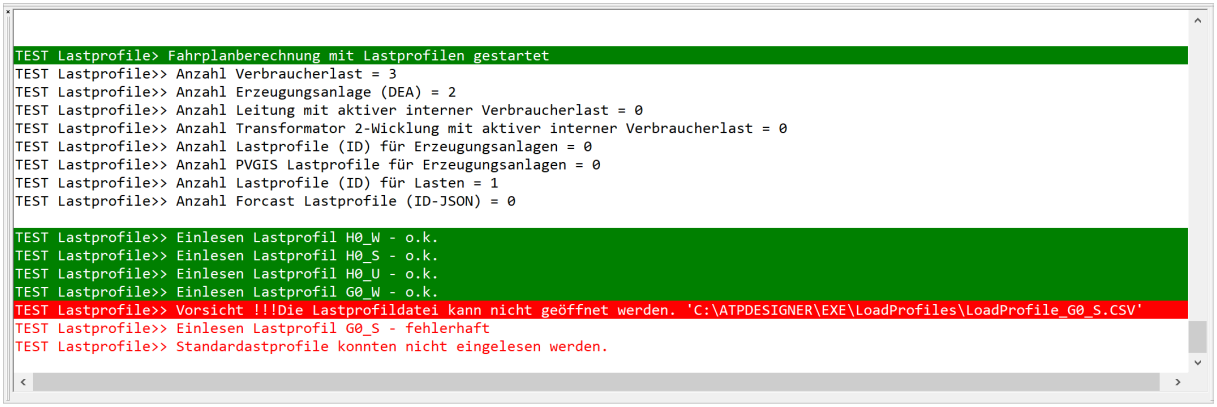
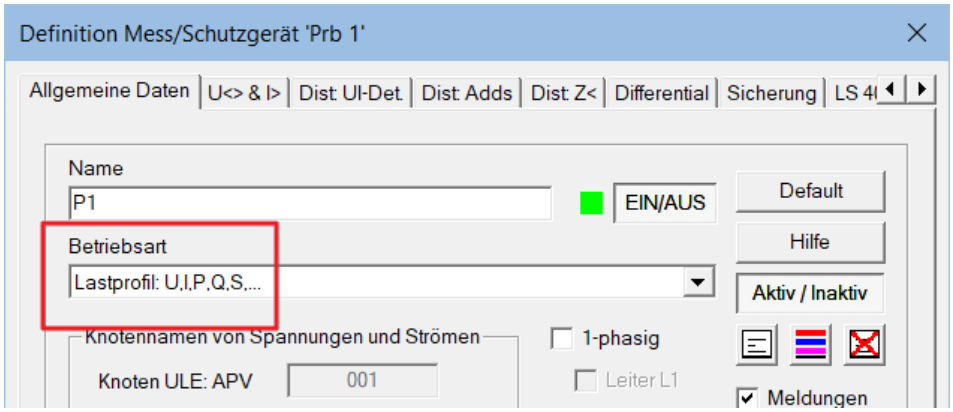


Abbildung 14: Fehlermeldung - Lastprofildatei konnte nicht eingelesen werden

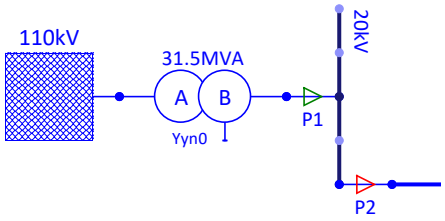
14.4.2 Lastflussberechnung mit Lastprofilen - Berechnung eines Fahrplans

Mit Hilfe eines Fahrplanmessgerätes kann durch eine Lastflussberechnung mit Lastprofilen ein Fahrplan z.B. für ein Betriebsmittel berechnet und in einer .CSV-Datei gespeichert werden. Als **Fahrplanmessgerät** wird das Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** verwendet. Während der Zeitreihenberechnung, d.h. der Lastflussberechnung mit Lastprofilen wird für jedes 15min-Intervall am Messort des **Fahrplanmessgerätes** die Werte von Spannungen, Strömen, Leistungen, etc. berechnet und in einer **Fahrplandatei** gespeichert. Die **Fahrplandatei** ist eine .CSV-Datei und kann eine Tabellenkalkulation wie z.B. Excel eingelesen und weiterverarbeitet werden.

⇨ Die **Fahrplandatei** wird im Unterverzeichnis **Results** im **Projektverzeichnis**[1] gespeichert. Das Verzeichnis **Results** wird von ATPDesigner automatisch angelegt. Das Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** muss wie unten dargestellt in der Registerkarte **Allgemeine Daten** die Betriebsart **Lastprofil: U,I.P,Q,S,…** eingestellt werden.

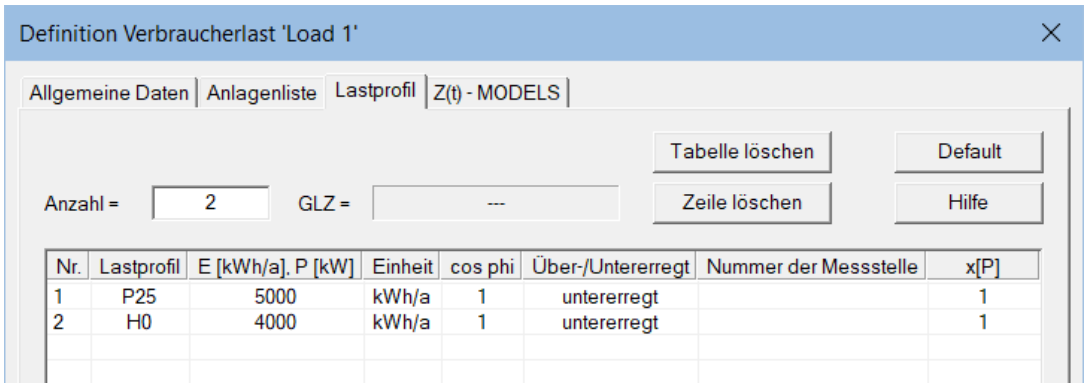


Das **Fahrplanmessgerät P1** wird in der Netzgrafik mit einem **grünen Pfeil** dargestellt

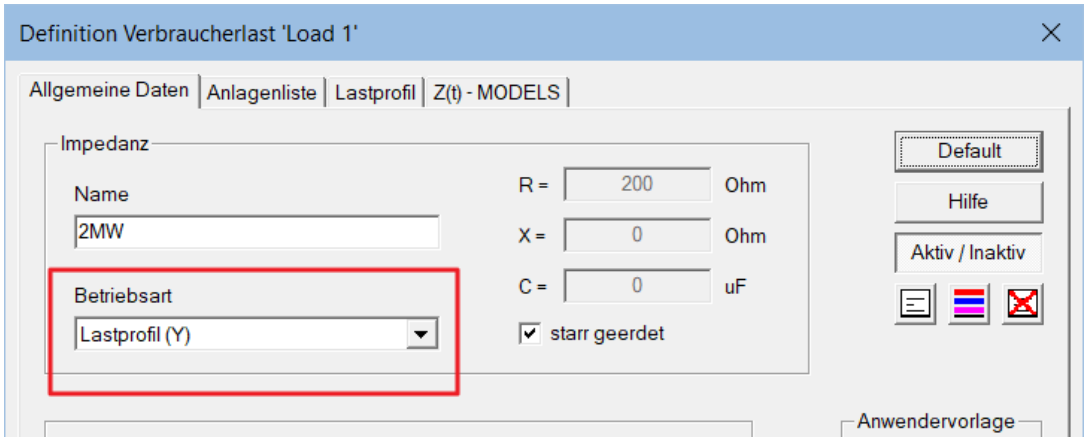


Um den Fahrplan zu berechnen, ist wie nachfolgend erläutert vorzugehen. Stellvertretend für Netzwerkelemente, die mit Lastprofilen parametriert werden können, wird nachfolgend das Netzwerkelement **Verbraucherlast** näher erläutert.

1. Für jedes Netzwerkelement **Verbraucherlast** [Bd. 2], deren zeitliches Lastverhalten durch ein Lastprofil definiert werden soll, müssen im Einstelldialog in der Registerkarte **Lastprofil** ein **Lastprofil**, die **Energie** und der Skalierungsfaktor **x[P]** eingestellt werden. Die Verwendung der **Nummer der Messstelle** ist optional.

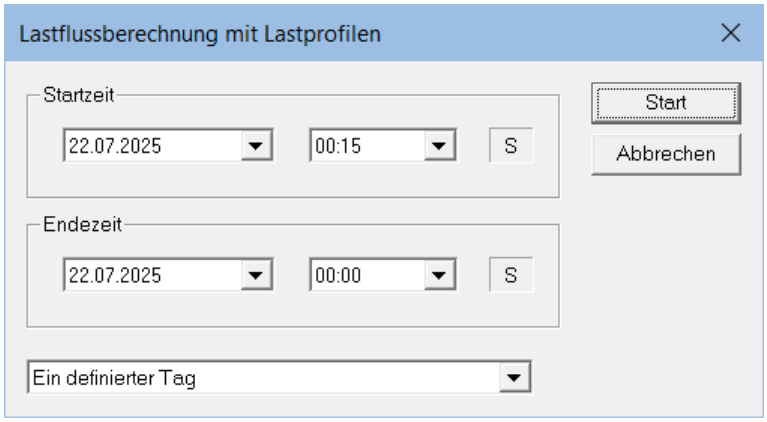


2. Für jedes Netzwerkelement **Verbraucherlast**, deren zeitliches Lastverhalten durch ein Lastprofil definiert werden soll, muss im Einstelldialog in der Registerkarte **Allgemeine Daten** die Betriebsart **Lastprofil (Y)** eingestellt werden.

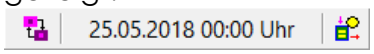


3. Mit Hilfe des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** [Bd. 2] wird ein Fahrplanmessgerät an einem Netzknoten eingebaut.

4. In dem Einstelldialog **Lastflussberechnung mit Lastprofilen** ist ein Zeitbereich oder Zeitpunkt einzustellen. Danach ist mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Button **Start** die Fahrplanberechnung zu starten.



5. Datum und Zeit des aktuell berechneten 15min-Zeitintervalls wird in der Toolbar angezeigt.



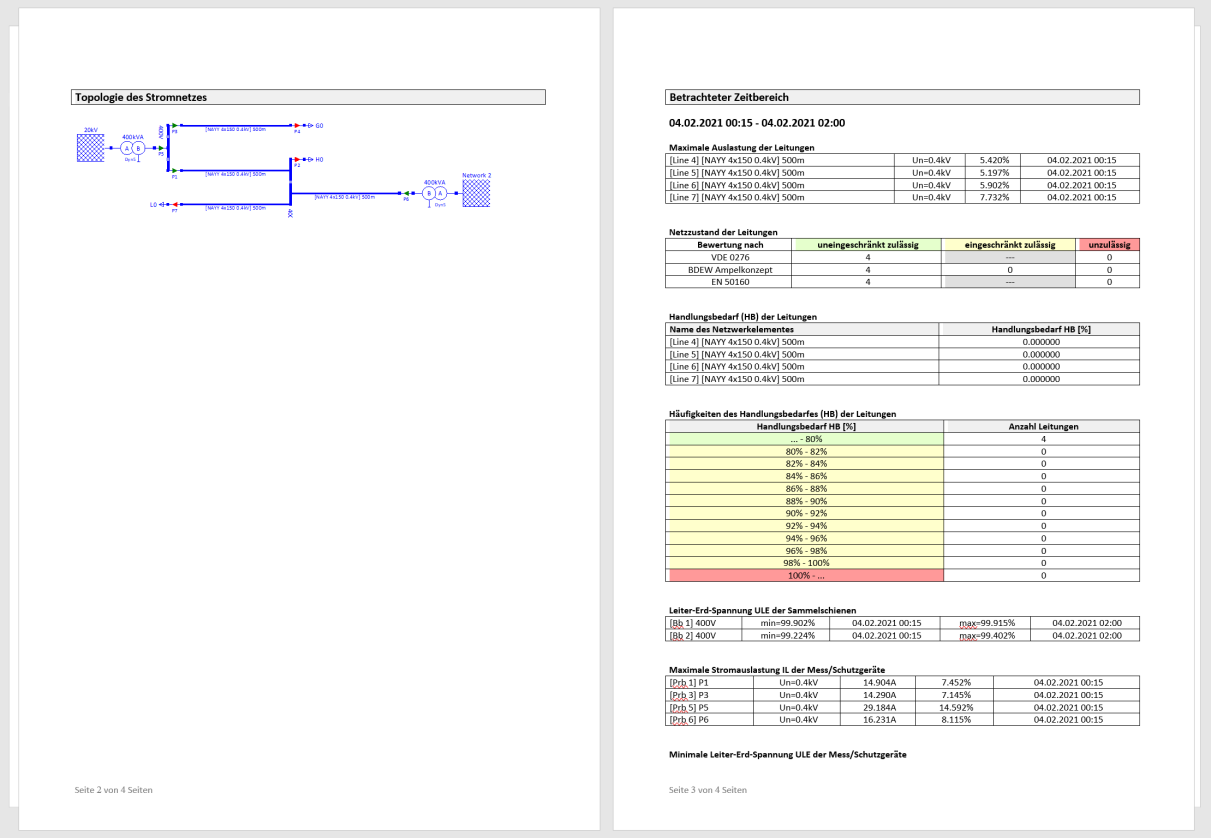
Die Fahrpläne werden in einer .CSV-Datei im Unterverzeichnis **Results** des **Projektverzeichnis** gespeichert. Das Unterverzeichnis **Results** wird falls nicht vorhanden von ATPDesigner automatisch angelegt. Die Dateinamen enthalten zur zeitlichen Zuordnung das Datum und die Uhrzeit. Der Inhalt der Dateien, d.h. der Fahrplan kann mit ATPDesigner in einem Diagramm angezeigt werden. Dazu genügt es, die .CSV-Datei mit Drag&Drop in den Zeichenbereich von ATPDesigner zu ziehen.

14.4.3 Ausgabe der Ergebnisse als Bericht (XML-Datei [21])

Nach erfolgreicher Durchführung der **Lastflussberechnung mit Lastprofilen** werden die Ergebnisse in einem Bericht (XML-Datei [21]) im **Projektverzeichnis**[1] ausgegeben. Der Dateiname ist wie folgt definiert. Der ***NetDateiname*** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**.

JJJJMMTThhmmss_*NetDateiname*_LFPROF.xml

⇨ Verzeichnis: **Projektverzeichnis**



Topologie des Stromnetzes

Seite 2 von 4 Seiten

Betrachteter Zeitbereich

04.02.2021 00:15 - 04.02.2021 02:00

Maximale Auslastung der Leitungen

[Line 4] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	Un=0.4kV	5.420%	04.02.2021 00:15
[Line 5] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	Un=0.4kV	5.197%	04.02.2021 00:15
[Line 6] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	Un=0.4kV	5.902%	04.02.2021 00:15
[Line 7] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	Un=0.4kV	7.732%	04.02.2021 00:15

Netzzustand der Leitungen

Bewertung nach	uneingeschränkt zulässig	eingeschränkt zulässig	unzulässig
VDE 0276	4	---	0
BDEW Ampelkonzept	4	0	0
EN 50160	4	---	0

Handlungsbedarf (HB) der Leitungen

Name des Netzwerkelementes	Handlungsbedarf HB [%]
[Line 4] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	0.000000
[Line 5] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	0.000000
[Line 6] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	0.000000
[Line 7] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	0.000000

Häufigkeiten des Handlungsbedarfes (HB) der Leitungen

Handlungsbedarf HB [%]	Anzahl Leitungen
... - 80%	4
80% - 82%	0
82% - 84%	0
84% - 86%	0
86% - 88%	0
88% - 90%	0
90% - 92%	0
92% - 94%	0
94% - 96%	0
96% - 98%	0
98% - 100%	0
100% - ...	0

Leiter-Erd-Spannung ULE der Sammelschienen

[Bb 1] 400V	min=99.902%	04.02.2021 00:15	max=99.915%	04.02.2021 02:00
[Bb 2] 400V	min=99.224%	04.02.2021 00:15	max=99.402%	04.02.2021 02:00

Maximale Stromauslastung IL der Mess/Schutzgeräte

[Prb 1] P1	Un=0.4kV	14.904A	7.452%	04.02.2021 00:15
[Prb 3] P3	Un=0.4kV	14.290A	7.145%	04.02.2021 00:15
[Prb 5] P5	Un=0.4kV	29.184A	14.592%	04.02.2021 00:15
[Prb 6] P6	Un=0.4kV	16.231A	8.115%	04.02.2021 00:15

Minimale Leiter-Erd-Spannung ULE der Mess/Schutzgeräte

Seite 3 von 4 Seiten

Abbildung 15: Lastflussberechnung mit Lastprofilen – Ergebnisse in einem Bericht

Die Ergebnisse beinhalten alle Netzwerkelemente **Leitung** [Bd. 2] mit der zugehörigen maximalen Auslastung und dem Auslastungszeitpunkt. Darüber hinaus werden die maximal ausgelastete Leitung in dem untersuchten Netz und ihr bezogener maximaler Laststrom ausgegeben. Werden in dem Stromnetz Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät** [Bd. 2] mit der Betriebsart **Lastprofil: U,I,P,Q,S…** verwendet, so erhält der Anwender unter **Maximale Strombelastung** Informationen über den größten an dieser Messstelle leiterselektiv gemessenen Strom. Befindet sich diese Messstelle an einer Transformatorstation, so kann dieser gemessene Strom auch als Schleppzeigerwert interpretiert werden. Die prozentuale Angabe der Strombelastung ist bezogen auf den im Einstelldialog des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** eingestellten Nennstrom I_n., der sich in der Registerkarte **Allgemeine Daten** des Einstelldialogs befindet.

Bezeichner	Bedeutung	Einheit
Ev_ges	Gesamtverlustenergie des Netzes mit Berücksichtigung der Verluste der **Transformatoren** (TR), der **Leitungen** (LTG) und der **RLC-Impedanzen** (RLC-Imp.)	kWh
Ev_LTG_RLC-Imp	Gesamtverlustenergie des Netzes ohne Berücksichtigung der Verluste der **Transformatoren**	kWh
Ev_TR	Verlustenergie der **Transformatoren** (TR)	kWh
Ev_LTG	Verlustenergie der **Leitungen** (LTG)	kWh
Ev_RLC-Imp	Verlustenergie der **RLC-Impedanzen**	kWh
E_Bezug	Gesamte Bezugsenergie der **Verbraucherlasten**	kWh

E_Erzeugung	Gesamte eingespeiste Energie der **Erzeugungsanlage (DEA)**	kWh

14.4.4 Ausgabe der Ergebnisse als Bericht (XML-Datei)

Durch einen **Left Mouse Button Click** auf den Button **Bericht** kann der im Texteditor enthaltene Ausgabetext in einer XML-Datei [21] gespeichert und direkt z.B. in Word eingelesen und weiterverarbeitet werden.

14.4.5 Anzeige eines Fahrplans in einem Diagramm (Fahrplandatei)

ATPDesigner führt für jedes 15min-Intervall des eingestellten Zeitbereiches eine Lastflussberechnung ^mit oder ohne Kurzschluss (**roter Blitz**) aus und gibt eine Auswahl der von den Fahrplanmessgeräten berechneten Daten in der **Fahrplandatei** (.CSV-Datei) aus, die im Unterverzeichnis **Results** des **Projektverzeichnis**[1] gespeichert wird. Nachfolgend ist der Dateiname der **Fahrplandatei** (.CSV-Datei) erläutert.

- **Dateiname der .NET-Datei**
  20200608_ReferenznetzSmartGridEMobile.NET

- **Dateiname der Ergebnisdatei mit dem berechneten Fahrplan**
  20200809004421_20200608_ReferenznetzSmartGridEMobile.CSV

Die .CSV-Datei kann als **Diagramm** mit dem Dialog **Öffnen** im Hauptmenü **Datei** geöffnet werden. Als Dateifilter ist **.CSV-Datei (*.CSV)** auszuwählen. Der Dateiname der .CSV-Datei enthält **Datum und Uhrzeit** der Erstellung sowie den Dateinamen der .NET-Datei.

⇨ Die **Fahrplandatei** kann mit **Drag&Drop** in den Zeichenbereich von ATPDesigner gezogen werden., Die Fahrplandatei wird dann automatisch eingelesen.

Die in der Datei enthaltenen Signale in einem Auswahldialog angezeigt und ausgewählt werden. Nach einem **Left Mouse Button Click** auf den Button **OK** werden die ausgewählten Signale in einem **Diagramm** dargestellt.

```
1  ##Fahrplan
2  ## Zeitstempel[s];Prb 164;P[MW] P_Goldammerweg1_11;Q[Mvar] P_Goldammerweg1_11;S[MVA] P_Goldamme
   P_Goldammerweg1_11;phi.L12[°] P_Goldammerweg1_11;ULL.L23[p.u.] P_Goldammerweg1_11;phi.L23[°] P_
   P_Goldammerweg1_11;PL3[MW] P_Goldammerweg1_11;QL1[Mvar] P_Goldammerweg1_11;QL2[Mvar] P_Goldamme
   P169;ULL.L12[p.u.] P169;phi.L12[°] P169;ULL.L23[p.u.] P169;phi.L23[°] P169;ULL.L31[p.u.] P169;pl
   P169;Uhrzeit[hh:mm];Netzzustand;Datum[tt.mm.jjjj];
3  1596924900;164;0.0126121;1.05032e-05;0.0126121;0.0847051;0.0847051;0.0847051;0.994952;-30.2297;
   0.0405627;0.201979;0.201979;0.201979;0.999543;-30.1689;0.999543;-150.169;0.999543;89.8311;0.013
4  1596925800;164;0.012493;1.03491e-05;0.012493;0.0838864;0.0838864;0.0838864;0.99518;-30.2178;0.9
   3544;0.190978;0.190978;0.190978;0.999568;-30.1597;0.999568;-150.16;0.999568;89.8403;0.0127848;0
5  1596926700;164;0.0123891;1.02111e-05;0.0123891;0.0831721;0.0831721;0.0831721;0.995379;-30.2075;
   364237;0.181361;0.181361;0.181361;0.99959;-30.1516;0.99959;-150.152;0.99959;89.8484;0.0121412;0
```

Abbildung 16: Struktur der .CSV-Datei für Fahrpläne

In der nachfolgenden Abbildung ist beispielhaft der Einstelldialog zur Auswahl der im Diagramm anzuzeigenden berechneten Signale dargestellt.

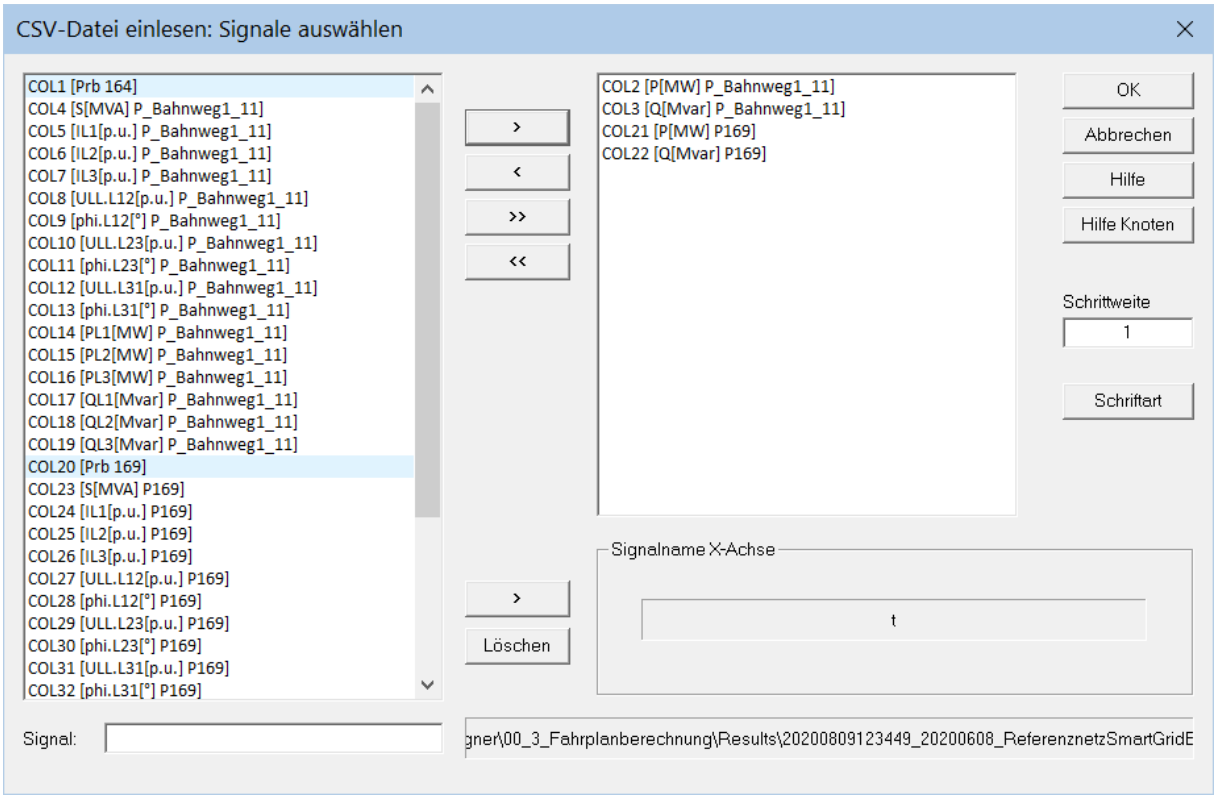


Abbildung 17: Auswahlliste der berechneten Signale eines Fahrplans

Bezeichner	Bedeutung
COLx	Nummer der Spalte in der .CSV-Datei, x = 1(1)…N
S [MVA]	Scheinleistung
P [MW]	Wirkleistung
Q [Mvar]	Blindleistung
IL123 [p.u.]	Betrag der Grundschwingungskomponente der Leiterströme bezogen auf den Einstellwert I_n des **Fahrplanmessgerätes**
ULL .Lxy [p.u.]	Betrag der Grundschwingungskomponente der Leiter-Leiter-Spannungen $\underline{U}_{12}$, $\underline{U}_{23}$ und $\underline{U}_{31}$ bezogen auf den Einstellwert U_n (= 1 p.u.) des **Fahrplanmessgerätes**
phi.Lxy [°]	Absoluter Phasenwinkel der Grundschwingungskomponente der Leiter-Leiter-Spannungen $\underline{U}_{12}$, $\underline{U}_{23}$ und $\underline{U}_{31}$
PL1, PL2, PL3 [MW]	Leiterselektive Wirkleistung
QL1, QL2, QL3 [Mvar]	Leiterselektive Blindleistung

Nach der Auswahl von Signalen werden diese wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt als **Diagramm** dargestellt.

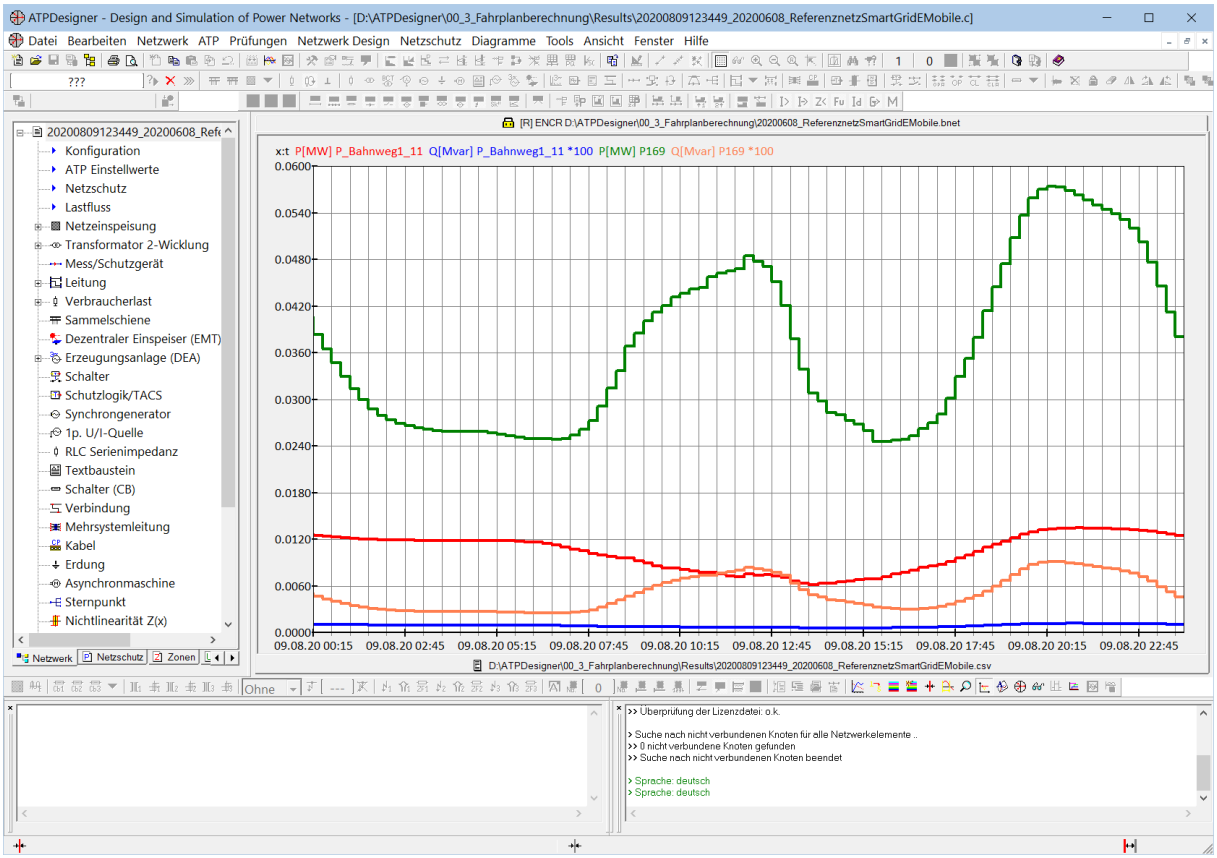


Abbildung 18: Darstellung eines Fahrplans in einem Diagramm

14.4.6 Betriebsarten der *Lastflussberechnung mit Lastprofilen*

Nachfolgend werden die einzelnen Betriebsarten und hier insbesondere spezielle Eigenschaften kurz erläutert.

14.4.6.1 Lastflussberechnung mit Lastprofilen: *Ein definiertes Jahr*

Mit der Betriebsart Ein definiertes Jahr wird eine Lastflussberechnung mit Lastprofilen für ein vollständiges Kalenderjahr durchgeführt. Würde jetzt tatsächlich für jedes 15min-Zeitintervall eine Lastflussberechnung durchgeführt, so müssten in Summe 365 Tage x 96 15min-Zeitintervalle = 35.040 Lastflussberechnung erfolgen. Um die Anzahl von Lastflussberechnungen erheblich zu reduzieren, kann die Spezifikation der VDEW-Standardlastprofile [23], die für alle Lastprofile verwendet wurde, verwendet werden. Die Spezifikation sieht vor, dass das Kalenderjahr in die drei Zeitbereiche Winter, Übergangszeit und Sommer sowie jede Kalenderwoche in fünf Werktage und je einen Samstag und Sonntag unterteilt wird. Dadurch ergeben sich die folgende Anzahl von Lastflussberechnungen.

- 96 x 15min-Zeitintervalle je Tag x 3 Tage x 3 Zeitbereiche = 864 Berechnungen

Mit Hilfe dieser geringen Anzahl von 15min-Zeitintervall Lastflussberechnungen kann eine Netzauslastungsanalyse oder auch einer Verlustenergieberechnung für das komplette Kalenderjahr ausgeführt werden.

⇨ Da für die Betriebsart **Ein definiertes Jahr** nicht für alle 15min-Zeitintervalle eine Lastflussberechnung durchgeführt wird, wird kein zeitlicher Fahrplan in der .CSV-Datei gespeichert.

14.4.6.2 Lastflussberechnung mit Lastprofilen: *Ein definierter Tag*

Für die Betriebsart wird zusätzlich zu der Ergebnisdatei (Abbildung 15) auch der berechnete Fahrplan als Zeitfunktion gespeichert. Da es sich um eine Fahrplanberechnung für einen vollständigen Tag handelt, wird für jedes Betriebsmittel der **Belastungsgrad m nach VDE 0276** [11] berechnet und ausgegeben.

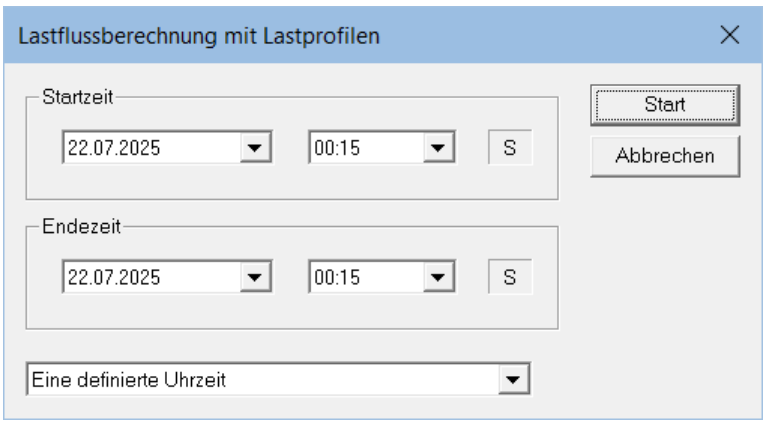
14.4.6.3 Lastflussberechnung mit Lastprofilen: Eine definierte Uhrzeit

In dieser Betriebsart wird nur für ein einziges 15min-Zeitintervall, das vom Anwender eingestellt werden kann, eine Lastflussberechnung durchgeführt. Die Ergebnisse der Lastflussberechnung werden in der Netzgrafik und in den Tooltips an der Position des Mauscursors angezeigt.

14.4.7 Ausgabe der Berechnungsergebnisse in der Netzgrafik

Wird eine Lastflussberechnung mit Lastprofilen ausgeführt, werden die Ergebnisse der Lastflussberechnungen nur in der Betriebsart **Eine definierte Uhrzeit** in der Netzgrafik angezeigt. In dieser Betriebsart wird nur eine einzige Lastflussberechnung für ein vom Anwender ausgewähltes 15min-Intervall ausgeführt.

⇨ In der Betriebsart **Eine definierte Uhrzeit** kann für ein vom Anwender einstellbares 15min-Intervall eine Lastflussberechnung mit und ohne Kurzschluss (**roter Blitz**) ausgeführt werden. In dieser Betriebsart werden die Ergebnisse der Lastflussberechnung in der Netzgrafik angezeigt.



14.4.8 Verarbeitung der anlagenspezifischen Lastprofile mit Anlagen-Identifier (ID)

Wird eine Lastflussberechnung mit Lastprofilen (Zeitreihenberechnung) ausgeführt, so werden die anlagenspezifischen Lastprofile mit Anlagen-Identifier (ID) wie nachfolgend erläutert durch ATPDesigner verarbeitet.

1. Durch Auswertung der **Nummer der Messstelle** des Netzwerkelementes **Verbraucherlast**, bzw. die **ID** der **Erzeugungsanlage (DEA)** werden die .CSV-Dateien der Lastprofile mit **Anlagen-Identifier (ID)** identifiziert.

2. Es werden nur Netzwerkelemente berücksichtigt, für die ein **anwenderspezifisches Lastprofil mit Anlagen-Identifier (ID)** eingestellt und nicht deaktiviert sind.

3. Vor dem Einlesen der Lastprofilwerte wird geprüft, ob der **Anlagen-Identifier (ID)** in dem Dateinamen und dem internen Header der .CSV-Datei identisch sind. Wird keine Identität festgestellt, wird die Lastflussberechnung mit Lastprofilen abgebrochen.

4. Es ist möglich, mehrere .CSV-Dateien für Lastprofile mit ID mit gleichem **Anlagen-Identifier (ID)** aber unterschiedlichem Dateinamen zu verwenden, z.B. mit ID=123 und den Dateinamen 123_fileA.CSV und 123_fileB.CSV. Wenn im Header der beiden .CSV-Dateien die ID=123 verwendet wird, ist die Datenkonsistenz zwischen Dateinamen und Header gegeben und die Zeitreihenberechnung wird ausgeführt. Beide .CSV-Dateien werden von ATPDesigner eingelesen und in einer internen Liste gespeichert.

   Während der Zeitreihenberechnung ermittelt ATPDesigner den **Anlagen-Identifier (ID)** für ein Netzwerkelement, z.B. aus der **Nummer der Messstelle** einer **Verbraucherlast** und sucht in der internen Liste das erste Vorkommen eines Lastprofils mit der ID. Dieses Lastprofil wird verwendet. Alle weiteren Lastprofile mit gleicher ID werden ignoriert.

   In obigem Beispiel mit zwei verschiedenen .CSV-Dateien aber gleichem **Anlagen-Identifier (ID)** wird daher immer nur eine der CSV-Dateien ausgewertet, alle weiteren .CSV-Dateien mit gleichem **Anlagen-Identifier (ID)** ignoriert.

   ⇨ Es ist darauf zu achten, dass ein **Anlagen-Identifier (ID)** nur für eine einzige .CSV-Datei, d.h. nur für ein einziges anlagenspezifisches Lastprofil verwendet wird.

14.5 Hinweise zur Interpretation der 15min-Intervalle und Zeitstempel

Ein 15min-Intervall wird nach VDEW [23] bzw. BDEW [40] immer durch die Uhrzeit im Format hh:mm Uhr am Ende des 15min-Intervalls definiert, d.h. der Zeitstempel 00:00 Uhr definiert das Zeitintervall]23:45 Uhr, 00:00 Uhr]. Hier ergibt sich ein Konflikt zu der Definition der Weltzeit im UTC-Format[2]. Eine Zeitangabe nach UTC [41] besteht aus Uhrzeit und Kalenderdatum als vollständige Datumsangabe. Im UTC-Format beginnt der Tag mit der Uhrzeit 00:00 Uhr, d.h. das erste 15min-Intervall ist [00:00 Uhr, 00:15 Uhr[.

⇨ Die Kennzeichnung des letzten 15min-Intervalls eines Tages nach VDEW [23] bzw. BDEW [40] ist 00:00 Uhr, kennzeichnet aber nach UTC [41] den Beginn des ersten 15min-Intervalls des neuen Tages.

Das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner verwendet für 15min-Intervalle von Lastprofilen sowohl Zeitstempel nach VDEW [23] bzw. BDEW [40] als auch Zeitstempel im UTC-Format. Daher muss der oben beschriebene Konflikt zwischen VDEW [23] bzw. BDEW [40] und UTC in der internen Verarbeitung der Lastprofil berücksichtigt werden.

14.5.1 Wechsel von Sommerzeit nach Winterzeit am 31.10. zum 01.11.

Bei Verwendung der Methode Lastfluss: Lastprofile sowie für allgemeine und anwenderspezifische Lastprofile nach VDEW bzw. BDEW und anlagenspezifische Lastprofile mit Anlagen-Identifier (ID) wird das 15min-Intervall **31.10.2023 [23:45 Uhr; 00:00 Uhr]** in Anlehnung an VDEW [23] bzw. BDEW [40] mit dem Zeitstempel **31.10.2023 00:00 Uhr** definiert, obwohl nach UTC[2] die Uhrzeit 00:00 Uhr bereits dem 01.11.2023 zugeordnet werden muss. Bei Verwendung von Unix-Zeitstempel[3] für UTC, wie beispielsweise in der **JSON-Prognosedatei** gemäß der Methode Lastfluss: Prognose, wird dem Zeitintervall dementsprechend der Zeitstempel **1698793200** (entspricht **01.11.2023 00:00 Uhr**) zugeordnet. Unix-Zeitstempel für UTC werden in die Zeitstempel nach VDEW [23] bzw. BDEW [40] softwareintern konvertiert, sodass alle Zeitstempel passend zugeordnet werden.

⇨ Werden Datum und Uhrzeit von ATPDesigner z.B. in Berichten verwendet, wird grundsätzlich die Zuordnung von Mitternacht zum vorangehenden Tag (also hier 31.10. 00:00 Uhr) nach VDEW [23] bzw. BDEW [40] gewählt. Bei Angaben im Unix-Format für UTC wird der gleiche Zeitpunkt dem Folgetag (also hier 01.11. 00:00 Uhr) zugeordnet.

14.5.2 Wechsel von Winterzeit nach Sommerzeit und umgekehrt

Bei Anwendung von Zeitreihen, beispielsweise mit Lastfluss: Lastprofile und Lastfluss: Prognose wird intern für jeden Zeitpunkt ermittelt, ob Sommer- oder Winterzeit vorliegt. Auswirkungen der Zeitumstellung Sommerzeit nach Winterzeit und umgekehrt werden berücksichtigt.

So hat wie in folgender Abbildung dargestellt der letzte Sonntag im März in Deutschland nur 23 Stunden (Zeitumstellung auf Sommerzeit) und der letzte Sonntag im Oktober hat 25 Stunden (Zeitumstellung auf Winterzeit). Bei Umstellung auf Sommerzeit im März **entfallen die rot markierten Zeitintervalle**, auf 01:45 Uhr Winterzeit folgt 03:00 Uhr

[2] Die koordinierte Weltzeit (Coordinated universal time), kurz UTC ist die heute gültige, 1972 eingeführte Weltzeit.

[3] Anzahl Sekunden seit dem 01.01.1970 00:00 Uhr

Sommerzeit. Bei Umstellung auf Winterzeit im Oktober **werden die blau markierten Zeitintervalle wiederholt**, auf 02:45 Sommerzeit folgt 02:00 Uhr Winterzeit. **Unix-Zeitstempel für UTC sind hier eindeutig** und unterscheiden sich zwischen 02:00 Uhr Sommerzeit und 02:00 Winterzeit. Die Zeitstempel von Lastprofilen nach VDEW [23] enthalten 24 Stunden, also 96 15min-Intervalle. Hier werden an Tagen der Zeitumstellung die rot markierten Intervalle nicht berücksichtigt bzw. die blau markierten Intervalle werden zweimal verwendet. **JSON-Prognosedateien** für diese Tage sollten allerdings 92 (23 Stunden) bzw. 100 (24 Stunden) Zeitstempel für 15min-Intervalle enthalten.

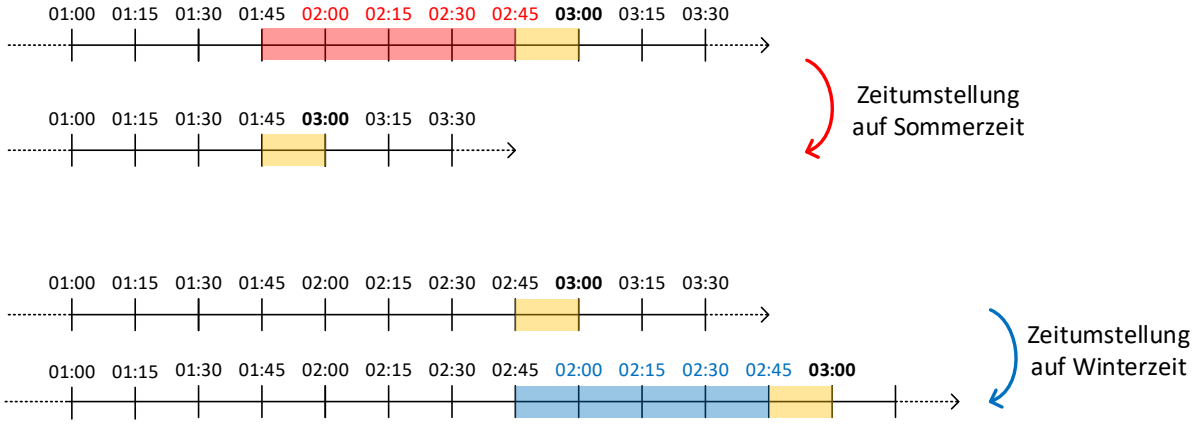


Abbildung 19 Zeitumstellung Winter-/Sommerzeit und umgekehrt

Es ist zu beachten, dass Sommer-/Winterzeit im Sinne der Zeitumstellung **nicht** bedeutet, dass allgemeine und anwenderspezifische **Lastprofile** nach VDEW bzw. BDEW für die Zeiträume **Sommer bzw. Winter** verwendet werden. Im Zeitraum **Übergang** treten sowohl Tage mit Sommerzeit nach UTC als auch Tage mit Winterzeit nach UTC auf.

14.6 Allgemeine und anwenderspezifische Lastprofile nach VDEW und BDEW

Die .CSV-Dateien, die zur Verarbeitung von Lastprofilen, d.h. von Einspeise- oder Bezugsprofilen entsprechend der Spezifikation von Standardlastprofilen (SLP) nach VDEW [23] bzw. BDEW [40] verwendet werden, müssen in dem Verzeichnis **Lastprofilverzeichnis** gespeichert werden, das im Einstelldialog **Programmeinstellungen** [Bd. 2] eingestellt werden kann.

- Hauptmenü **Tools**
- Menüpunkt **Programmeinstellungen**

Der Aufbau der .CSV-Dateien für Lastprofile ist für alle Lastprofile gleich. In der Grundeinstellung wird das Verzeichnis

c:\atpdesigner\exe\LoadProfiles

als **Lastprofilverzeichnis** verwendet. Es müssen insgesamt drei .CSV-Dateien für ein Lastprofil getrennt nach Sommer (S), Winter (W) und Übergangszeit (U) verwendet werden.

```
(Kunde-)Name:;;
(Kanal-)Beschreibung:;;
(Kanal-)Ident3:;H0;
Summe (kWh):;1000;
```

```
Sommerzeit;kW
Werktag 00:15;0,08636;
Werktag 00:30;0,07696;
Werktag 00:45;0,06884;
Werktag 01:00;0,06244;
Werktag 01:15;0,05804;
Werktag 01:30;0,05528;
```

Abbildung 20: Aufbau einer .CSV-Datei für Lastprofile nach VDEW [23]

Der Zeitraum für Sommer, Winter und Übergangszeit gestalten sich nach VDEW [23] wie nachfolgend in der Tabelle dargestellt.

Zeitraum	Bedeutung
Sommer	**15.05. – 14.09.**
Übergang	**21.03. – 14.05.** und **15.09. – 31.10.**
Winter	**01.11. – 20.03.**

Der Aufbau der Dateinamen für die zu den jeweiligen Zeiträumen gehörenden drei .CSV-Dateien ist wie folgt beschrieben.

Dateiname	Bedeutung
LoadProfile_**x**_**y**.CSV	**x** : Abkürzung für ein Standard-Lastprofil nach VDEW [23] oder für ein anwenderspezifisches Lastprofil: ▪ **EM0..2** : Elektromobile (siehe **Verbraucherlast [Bd. 2]**) ▪ **AL0..2** : anwenderspezifische Lastprofile ▪ **PV** : Solarstromanlage ▪ **WP** : Windpark **y** : **S** = Sommer, **W** = Winter, **U** = Übergangszeit

Es ist darauf zu achten, dass die Verwendung der Lastprofile in den Einstelldialogen der Betriebsmittel **Verbraucherlast**, Registerkarte **Lastprofil** und **Erzeugungsanlage (DEA)**, Registerkarte **Lastprofil** eingestellt werden muss. Darüber hinaus können die Lastprofile auch in den Einstelldialogen der internen Verbraucherlasten der Betriebsmittel **Leitung** und **Transformator 2-Wicklung** eingestellt werden.

Nach VDEW [23] werden folgende Standardlastprofile unterstützt.

- **G0, G1, G2, G3, G4, G5, G6**
- **H0 mit und ohne Dynamisierung**
- **L1, L2**

Die Menge der Standardlastprofile können durch anwenderspezifische Lastprofile z.B. für PV-Anlagen oder Elektromobile ergänzt werden. Anwenderspezifischen Lastprofile müssen bzgl. Inhalt und Struktur der Dateien identisch zu den Standardlastprofilen aufgebaut sein. Es ist insbesondere darauf zu achten, dass Identifier, Bezugsenergie und physikalische Einheit im Kopfzeilenbereich korrekt sind.

- **PV**
- **WP**
- **EM0, EM1, EM2**

- **AL0, AL1, AL2**

Allgemeine und anwenderspezifische Lastprofile können immer dann verwendet werden, wenn keine anlagenspezifischen Lastprofile vorliegen.

14.7 Anlagenspezifische Lastprofile mit Anlagen-Identifier (ID)

Für die Netzwerkelemente **Erzeugungsanlage (DEA)**, **Verbraucherlast** sowie die internen Verbraucherlasten von **Leitung** und **Transformator 2-Wicklung** kann ein anlagenspezifisches Lastprofil als Einspeise- oder Bezugsprofil in Anlehnung an VDEW [23] definiert und verwendet werden. Für ein anlagenspezifisches Lastprofil ist nur eine einzige .CSV-Datei für Sommer, Winter und die Übergangszeit zu verwenden. Das 3-spaltige Dateiformat des anwenderspezifischen Lastprofils ist angelehnt an das nach VDEW [23] definierte Dateiformat der Standardlastprofile**.** Das Lastprofil enthält ebenfalls Leistungswerte in kW, die auf eine Jahresenergiemenge von 1000 kWh bezogen sind.

⇨ Der **Anlagen-Identifier (ID)** muss wie nachfolgend dargestellt im Header der .CSV-Datei verwendet werden, um das anwenderspezifische Lastprofil eindeutig mit einem Netzwerkelement z.B. einer **Verbraucherlast** durch dessen **Nummer der Messstelle** zu verbinden.

⇨ Der **Anlagen-Identifier (ID)** darf maximal 20 Zeichen verwenden.

```
(Kunde-)Name:;;
(Kanal-)Beschreibung:;;
(Kanal-)Ident3:;Anlagen-Identifier (ID);
Summe (kWh):;;
kW;Winter;Sommer;Uebergang
Werktag 00:15;0,08636;0,08636;0,07696
Werktag 00:30;0,07696;0,05528;0,06244
Werktag 00:45;0,06884;0,06244;0,08636
Werktag 01:00;0,06244;0,07696;0,05528
Werktag 01:15;0,05804;0,05528;0,05804
Werktag 01:30;0,05528;0,08636;0,07696
..
Werktag 00:00;0;0;0
Samstag 00:15;2,51;2,51;2,52
Samstag 00:30;5,01;5,01;5,02
Samstag 00:45;7,51;7,51;7,52
Samstag 01:00;10,01;10,01;10,02
..
Samstag 23:45;237,51;237,51;237,52
Samstag 00:00;0;0;0
Sonntag 00:15;2,52;2,51;2,52
Sonntag 00:30;5,02;5,01;5,02
Sonntag 00:45;7,52;7,51;7,52
..
Sonntag 23:30;235,02;235,01;235,02
Sonntag 23:45;237,52;237,51;237,52
Sonntag 00:00;1;1;1
```

Abbildung 21: Aufbau der .CSV-Datei für anlagenspezifische Lastprofile mit ID

Im Unterschied an die Dateistruktur der allgemeinen und anwenderspezifischen Lastprofile nach VDEW [23] werden die Zeitreihen für Sommer, Winter und Übergangszeit in einer einzigen .CSV-Datei gespeichert.

- ⇨ Der Header muss 5 Zeilen umfassen.
- ⇨ Es ist Datenkonsistenz erforderlich, d.h. es müssen für Werktag, Samstag und Sonntag jedes der 96 15min-Intervalle definiert werden.
- ⇨ Zu jedem 15min-Intervall müssen für Sommer, Winter und Übergangszeit der Wert der Wirkleistungswerte durch Semikolon (Trennzeichen) getrennt angegeben werden.
- ⇨ Ist zwischen zwei Trennzeichen der Wirkleistungswerte „;“ kein Zahlwert enthalten, so wird der Wert der Wirkleistung für das 15min-Intervall von der Lastflussberechnung mit Lastprofilen zu P = 0kW angenommen und für dieses 15min-Intervall das Netzwerkelement deaktiviert.
- ⇨ Der **Anlagen-Identifier (ID)** darf maximal 20 Zeichen verwenden.

14.7.1 *Erzeugungsanlage (DEA)*: Anlagenspezifisches Lastprofil mit ID

Mit dem Einstellwert **ID** im Einstelldialog des Netzwerkelementes **Erzeugungsanlage (DEA)**, Registerkarte **Lastprofil** ist es möglich, ein anlagenspezifisches Lastprofil einer einzigen **Erzeugungsanlage (DEA)** zuzuordnen. Die anlagenspezifischen Lastprofile müssen in dem Unterverzeichnis **PVProfiles** des **Projektverzeichnis** der zugehörigen .NET-Datei gespeichert sein. Hier ist das **Erstellen eines Projektes** [Bd. 1] erforderlich.

Projektverzeichnis\PVProfiles

- ⇨ Es muss darauf geachtet werden, dass die Anzahl 15min-Intervalle für Werktag, Samstag und Sonntag identisch sind, da sonst keine Lastflussberechnung mit Lastprofilen durchgeführt werden kann.
- ⇨ Damit die anlagenspezifischen Lastprofile mit ID in der Lastflussberechnung mit Lastprofilen berücksichtigt werden, muss der Einstellwert **Energieanalyse aktivieren** aktiviert und der Einstellwert **Energie** >0 eingestellt sein.

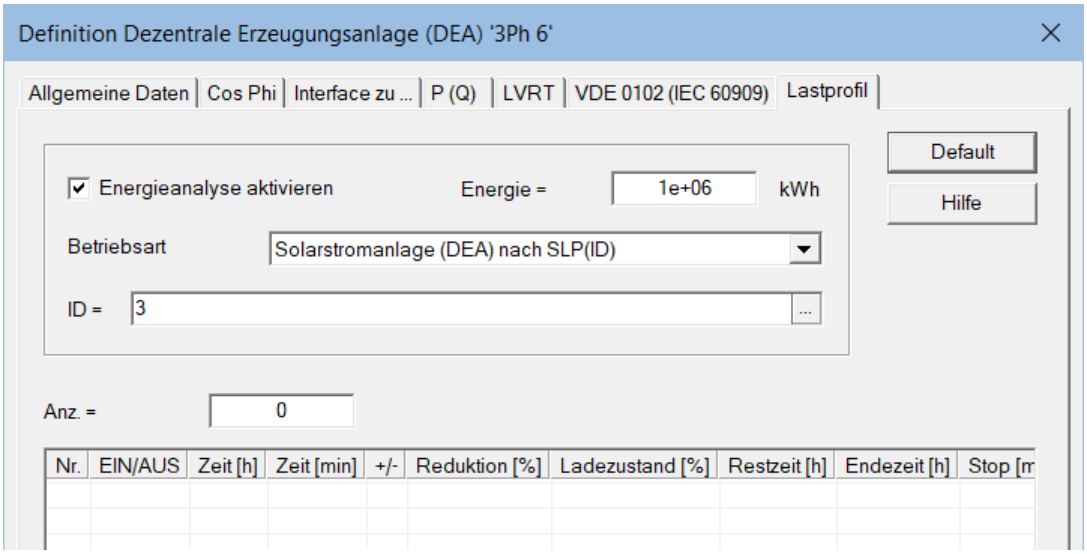


Abbildung 22: Einstellung des Anlagen-Identifiers (ID) in der Registerkarte *Lastprofil*

Dateiname	Bedeutung
ID_anwenderspezifisch.CSV	**ID** : Einstellwert **ID** **anwenderspezifisch**: anwenderspezifischer Dateiname, kann beliebig vergeben werden, für die Zuordnung der Profile nicht relevant ⇨ Die .CSV-Datei wird im Dateinamen mit einem eindeutigen **Anlagen-Identifier (ID)** gekennzeichnet, der im Header der .CSV-Datei als **(Kanal-)Ident3:** definiert sein muss.

14.7.2 *Verbraucherlast*: Anlagenspezifisches Lastprofil mit ID

Mit dem Einstellwert **Nummer der Messstelle** im Einstelldialog des Netzwerkelementes **Verbraucherlast**, Registerkarte **Lastprofil** ist es möglich, ein anlagenspezifisches Lastprofil einer einzigen **Verbraucherlast** zuzuordnen. Die anlagenspezifischen Lastprofile müssen in dem Unterverzeichnis **LoadProfiles** des **Projektverzeichnisses** der.NET-Datei gespeichert sein. Hier ist das **Erstellen eines Projektes** erforderlich.

Projektverzeichnis\LoadProfiles

Dateiname	Bedeutung
ID_anwenderspezifisch.CSV	**ID** : Einstellwert **Nummer der Messstelle** **anwenderspezifisch**: anwenderspezifischer Dateiname, kann beliebig vergeben werden, für die Zuordnung der Profile nicht relevant ⇨ Die .CSV-Datei wird im Dateinamen mit einem eindeutigen **Anlagen-Identifier (ID)** gekennzeichnet, der im Header der .CSV-Datei als **(Kanal-)Ident3:** definiert sein muss.

In der nachfolgenden Abbildung ist ersichtlich, wie der **Anlagen-Identifier (ID)** mit dem Einstellwert **Nummer der Messstelle** die Anlagenkomponente (**Lastprofil**) der Tabelle mit der .CSV-Datei verbindet.

- **Beispiel:** *45_AnlagenspezifischesLastprofilmitID*.CSV

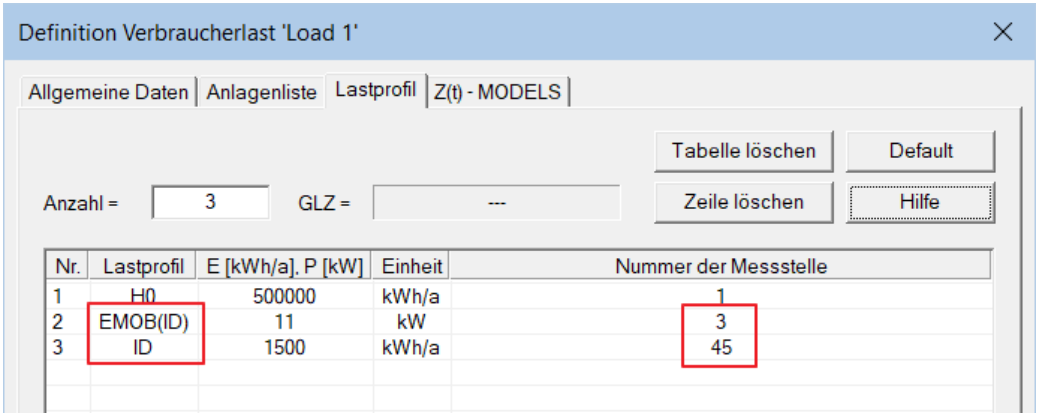


Abbildung 23: Einstellung des Anlagen-Identifiers (ID) in der Registerkarte *Lastprofil*

14.7.3 *Leitung*: Anlagenspezifischen Lastprofil mit ID

Die Einstellung der **internen Verbraucherlast** des Netzwerkelementes **Leitung** bzgl. des Lastprofils ist identisch mit der Einstellung des Netzwerkelementes **Verbraucherlast** identisch.

14.7.4 *Transformator 2-Wicklung*: Anlagenspezifischen Lastprofil mit ID

Die Einstellung der **internen Verbraucherlast** des Netzwerkelementes **Transformator 2-Wicklung** bzgl. des Lastprofils ist identisch mit der Einstellung des Netzwerkelementes **Verbraucherlast** identisch.

14.7.5 Lastprofile für Wärmepumpen HP(ID)

Das Lastprofil für Wärmepumpen **HP(ID)** kann für folgenden Netzwerkelemente verwendet werden.

- Netzwerkelement **Verbraucherlast**
- Interne Verbraucherlast eines Netzwerkelementes **Leitung**
- Interne Verbraucherlast eines Netzwerkelementes **Transformator 2-Wicklung**

Um die Temperaturabhängigkeit des Lastprofils einer Wärmepumpe in einer .CSV-Datei definieren zu können, wird ein spezifisches Format der .CSV-Datei definiert, das in den nachfolgenden Kapiteln näher erläutert wird.

14.7.5.1 Grundlagen zu temperaturabhängigen Lastprofile

Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen sind witterungs- und insbesondere temperaturabhängige Verbraucher. Daher müssen die Standardlastprofile für beide Verbraucher temperaturabhängig definiert werden.

⇨ Inhalte des Kapitels wurde einer Vorgehensbeschreibung zur Bestimmung von Lastprofilen für Wärmepumpen und Nachtspeicherheizungen nach [32] entnommen, der besseren Lesbarkeit aber nicht als Zitat gekennzeichnet. Es wird empfohlen, das Dokument [32] vollständig zu lesen.

Die Grundlage zur Erstellung des temperaturabhängigen Lastprofils ist die Temperaturenschar. Die Schar wird als Kurvenschar abgebildet und weist dabei eine Abhängigkeit von der Temperatur auf und bildet einen Temperaturbereich zwischen -17°C und +17°C in Schritten zu 1°C ab. Folgende Randbedingungen sind zu beachten.

- Für jede Temperatur ist einer Tabelle eine Scharkurve mit Werten in K/h für jede Viertelstunde hinterlegt.
- Die Bezugstemperatur für alle temperaturabhängigen Lastprofile beträgt 17°C.
- Das Lastprofil bleibt oberhalb von 17°C und unterhalb von -17°C unverändert.

Für die Bestimmung des Lastprofils aus der Temperaturenschar wird die **äquivalente Tagesmitteltemperatur $T_{m,ä}$** benötigt. Für jede Temperatur ist eine Schar in K/h für jedes 15min-Intervall des Tages hinterlegt. Die äquivalente Tagesmitteltemperatur wird mittels der nachfolgend definierten Gleichung sowie den Temperaturwerten der vorangegangenen drei Tage ermittelt und stets aufgerundet.

Fehler! Es ist nicht möglich, durch die Bearbeitung von Feldfunktionen Objekte zu erstellen.

- d: aktueller Tag
- (d-1): Tag vor dem aktuellen Tag
- etc.

Da die benötigten Temperaturdaten nicht immer verfügbar sind, kann als Alternative für jeden Tag eines Monats der Mittelwert der Tagesmitteltemperauren aller Tage des Monats verwendet werden.

Darüber hinaus wird zur Bestimmung der Standartlastprofile die **Temperaturmesszahl TMZ** benötigt. Die berechnet sich aus der der Differenz von Bezugstemperatur und der äquivalenten Tagesmitteltemperatur.

$$TMZ = T_{Bezug} - T_{m,ä}$$

- T_{Bezug}: Bezugstemperatur, die vom Stromnetzbetreiber festgelegt wird
- $T_{m,ä}$: Äquivalente Tagesmitteltemperatur

Auf Basis der Temperaturmesszahl wird für den betrachteten Tag die Schar ausgewählt. So entspricht eine Tagesmitteltemperatur von beispielsweise -12 °C einer Temperaturmesszahl TMZ = 29 K mit den zugehörigen Werten der 15min-Intervallen.

- Die Temperaturmesszahl liegt stets im Bereich zwischen 1 und 34 und ist ganzzahlig. Ergibt die Berechnung der Temperaturmesszahl einen Wert außerhalb dieses Bereichs so ist dieser für die folgenden Berechnungen nicht mehr zu berücksichtigen.

⇨ Die Summe der Viertelstundenwerte einer Temperaturmesszahl ist stets auf den vierfachen Wert der jeweiligen Temperaturmesszahl normiert.

Der **spezifische Verbrauch a** einer temperaturabhängigen Last, d.h. für eine Wärmepumpe wird auf folgende Weise bestimmt.

$$a\left[\frac{kWh}{K}\right]=\frac{Jahresverbrauch\left[kWh\right]}{\sum_{Jahr} TMZ\left[K\right]}$$

⇨ Der **Jahresverbrauch** einer Wärmepumpe ist i.a. für jede Wärmepumpe verschieden und wird z.B. von der Wärmedämmung des Gebäudes bestimmt.

⇨ Die **Temperaturmesszahl TMZ** ist abhängig von der Örtlichkeit und ist i.a. für jede Wärmepumpe identisch.

⇨ Daraus folgt, dass i.a. der **spezifische Verbrauch a** von Wärmepumpen verschieden ist.

⇨ **Vereinfachend** wurde hier angenommen, dass der **spezifische Verbrauch a** verschiedener Wärmepumpen gleich ist.

Grundsätzlich wird bei temperaturabhängiger Last das Lastprofil Pr_0 in kW aus der Profilschar P_{S0}(TMZ) und dem spezifischen Verbrauch a der Last ermittelt.

$$P_{r0}\left[kW\right]=P_{S0}\left(TMZ\right)\left[\frac{K}{h}\right]\cdot a\left[\frac{kWh}{K}\right]$$

Die Werte des Lastprofils P_{SLP} in kW berechnen sich aus den Werten P_{S0} der Schar einer bestimmten Temperaturmesszahl TMZ.

$$P_{SLP}\left[kW\right]=P_{r0}\left[kW\right]=P_{S0}\left(TMZ\right)\left[\frac{K}{h}\right]\cdot a\left[\frac{kWh}{K}\right]$$

- P_{S0} (TMZ) = Wert der Schar im betrachteten 15min-Intervall
- P_{SLP} = resultierende Wirkleistung des 15min-Intervalls
- a = spezifischer Jahresverbrauch

Die Daten für die Temperaturenschar sind Online auf den Homepages vieler Stromnetzbetreiber frei erhältlich.

14.7.5.2 Lastprofil für Wärmepumpen HP(ID) – Einstellwerte und Dateiformat

Das Netzwerkelement **Verbraucherlast** sowie die internen Verbraucherlasten der Netzwerkelemente **Leitung** und **Transformator 2-Wicklung** [Bd. 2] können für eine Lastflussberechnung mit Lastprofilen als **Wärmepumpe HP(ID)** nach VDEW [23] parametriert werden. Die Einstellwerte der Temperaturen des Lastprofils für Wärmepumpen sind im Einstelldialog **Einstellung Lastflussberechnung** [Bd. 1] in der Registerkarte **Einstellung Lastflussberechnung** zu finden.

- Hauptmenü **ATP**

- Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**
- **Projektinformation**, Registerkarte **Netzwerk**, **Lastfluss**

Die nachfolgende Abbildung zeigt den Einstelldialog. Die Einstellwerte für das Lastprofil **Wärmepumpe** sind in der Gruppe **Lastprofile: Wärmepumpe** enthalten.

Einstellwert	Bedeutung
Tsommer	Mittlere Temperatur im Sommer in °C
Tübergang	Mittlere Temperatur in der Übergangszeit in °C
Twinter	Mittlere Temperatur Winter in °C
Summe (TMZ)	Summe der Temperaturmesszahlen eines Jahres in K

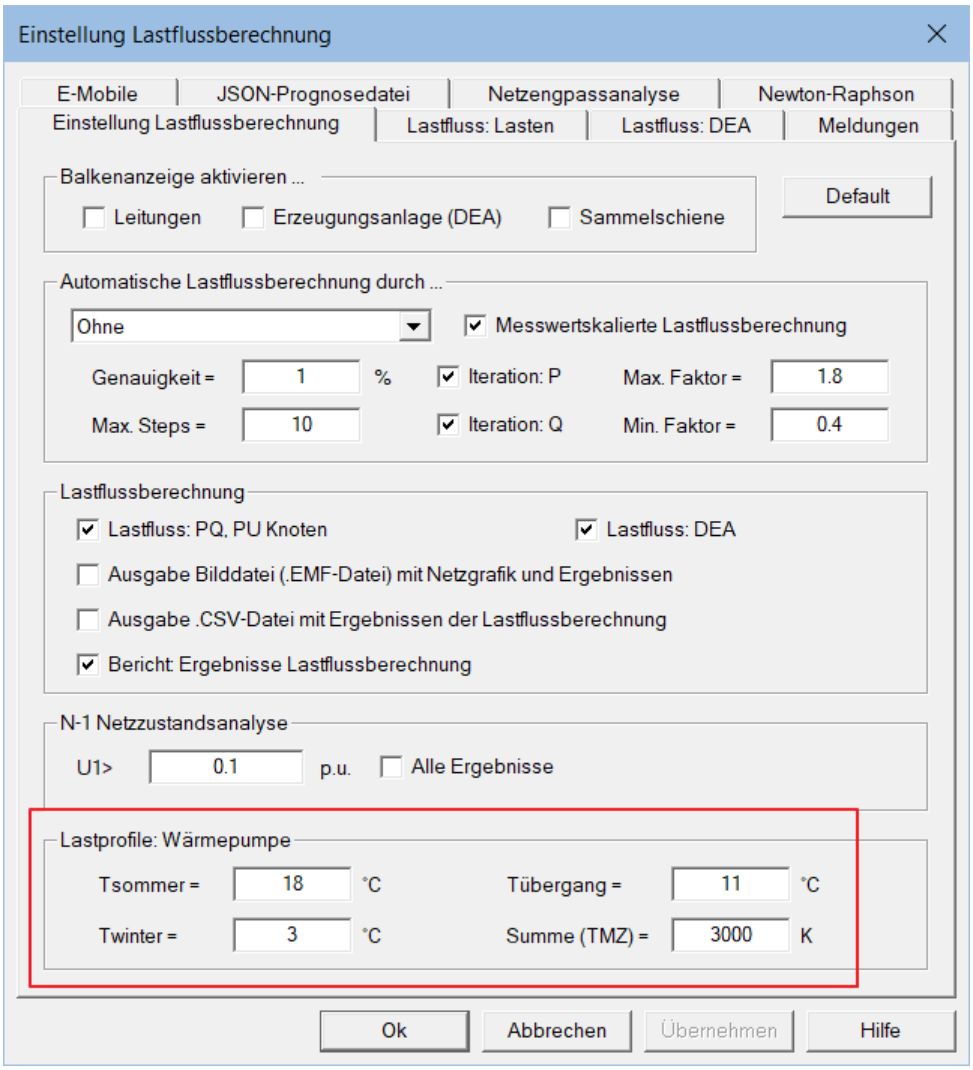


Abbildung 24: Einstelldialog *Einstellungen Lastflussberechnung*

Es ist für anlagenspezifische Lastprofile nur eine einzige .CSV-Datei für verschiedene Temperaturen zu erstellen und zu verwenden.

- Es kann für jede Wärmepumpe mit anlagenspezifischem Lastprofil eine eigene .CSV-Datei verwendet werden. Die Zuordnung muss über verschiedene **Anlagen-Identifier (ID)** im Dateinamen und in der Zeile **(Kanal-)Ident:** im Header erfolgen.

- Es ist auch möglich eine .CSV-Datei mehreren Wärmepumpen mit anlagenspezifischem Lastprofil zuzuordnen.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Einstellung des **Jahresverbrauchs** der Wärmepumpe in der Spalte **E [kWh/a], P [kW]** und des **Anlagen-Identifier (ID)** in der Spalte **Nummer der Messstelle**.

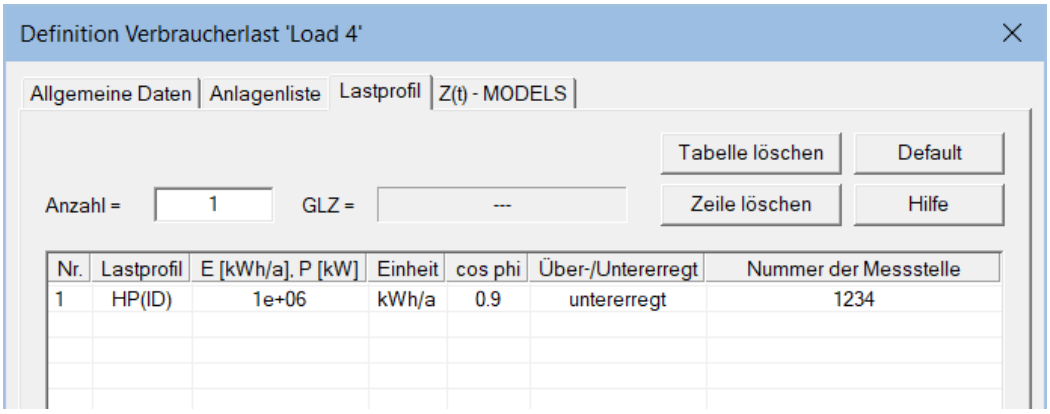


Abbildung 25: Einstellung von *Jahresverbrauch* und *Anlagen-Identifier (ID)*

Nachfolgend ist ein Auszug aus einer .CSV-Datei für Wärmepumpen abgebildet.

- (Kanal-)Beschreibung: **Temperaturen in °C**
- (Kanal-)Ident: **Anlagen-Identifier (ID)**

```
(Kunde-)Name:;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;
(Kanal-)Beschreibung:;18;17;16;15;14;13;12;11;10;9;8;7;6;5;4;3;2;1;0;-1;-2;-3;-4;-5;-6;-7;-
8;-9;-10;-11;-12
(Kanal-)Ident3:;1234;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;
Summe (kWh):;1000;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;
Sommerzeit;K/h;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;;
Werktag 00:15;0,043437121;0,073736222;0,104035322;0,131367199;0,174622309;0,214910195; …
Werktag 00:30;0,043221042;0,072868833;0,102516623;0,129245121;0,173041491;0,213918568; …
Werktag 00:45;0,043118136;0,071651227;0,100184318;0,125874255;0,170103334;0,21148926; …
```

Folgende Regeln sind zu beachten.

- Die Einheit des spezifischen Wirkleistungsfaktors in der .CSV-Datei ist K/h. Die Verwendung des spezifischen Wirkleistungsfaktors zur Berechnung der Wirkleistung ist im Kapitel **Lastprofil HP(ID)** [Bd. 2] in erläutert.

$$P_{15\min}(t) = \frac{E[kWh]}{Summe(TMZ)[K]} \cdot P_{15\min LP}(t)\left[\frac{K}{h}\right]$$

  - E [kWh] : Jahresenergiemenge in kWh
  - Summe (TMZ) : Summe der Temperaturmesszahlen des Jahres in K

  - $P_{15minLP}(t)$: spezifische Wirkleistungsfaktor für das 15min-Intervall des Lastprofils in K/h aus der .CSV-Datei des Lastprofils

- Die Temperaturen für jede Spalte nach **Werktag** sind in der Headerzeile **(Kanal-)Beschreibung:** in °C festgelegt. Es können beliebig viele Spalten für Temperaturen enthalten sein.

- Es muss für jede Temperatur in der Headerzeile eine in der Reihenfolge korrespondierende Spalte mit der Wirkleistung im Datenbereich vorhanden sein.

- Um eine der Temperaturen und die zugehörige Wirkleistung für ein Lastprofil einer Wärmepumpe verwenden zu können, muss im oben dargestellten Einstelldialog **Einstellungen Lastflussberechnung** die Temperatur wie im Header definiert als Einstellwert **Twinter**, **Tsommer** oder **Tübergang** eingestellt werden.

- Die Zeilen des Headers müssen mit einer genügenden Anzahl Semikolon „;“ so aufgefüllt werden, dass im Sinne des Formates der .CSV-Datei die gleiche Spaltenanzahl wie in der Headerzeile **(Kanal-)Beschreibung: und** im Datenbereich z.B. nach **Werktag** vorhanden sind.

- Die Temperaturen müssen wie in den Beispieldateien dargestellt in den Spalten von links nach rechts streng monoton absteigend angeordnet werden. Es darf je Temperatur nur eine einzige Spalte verwendet werden. Die Spalten werden durch ein Semikokon „;“ getrennt.

- Liegt eine Einstellwert einer Temperatur außerhalb des Temperaturbereiches im Header der .CSV-Datei, so wird das Einlesen der .CSV-Datei mit einer Fehlermeldung abgebrochen.

- Liegt der Einstellwert einer Temperatur zwischen den Temperaturen zweier Spalten der .CSV-Datei, so wir die Spalte der kleineren Temperatur verwendet, die zu einer größeren Wirkleistungsaufnahme der Wärmepumpe führt.

Die Zuordnung der anlagenspezifischen Lastprofile für Wärmepumpen erfolgt analog der Zuordnung eines anlagenspezifischen Lastprofils zu einer Verbraucherlast nach Kapitel 14.7.2.

```
(Kunde-)Name:;;
(Kanal-)Beschreibung:;18;17;16;
(Kanal-)Ident3:;Anlagen-Identifier (ID);
Summe (kWh):;;
K/h;;;
Werktag 00:15;0,043437121;0,073736222;0,104035322
Werktag 00:30;0,043221042;0,072868833;0,102516623
Werktag 00:45;0,043118136;0,071651227;0,100184318
Werktag 01:00;0,043143426;0,071123042;0,099102659
Werktag 01:15;0,043208451;0,071276402;0,099344353
Werktag 01:30;0,04325598;0,070068993;0,096882005
..
Werktag 00:00;0,044937335;0,075085075;0,105232815
Samstag 00:15;0,043437121;0,073736222;0,104035322
Samstag 00:30;0,043221042;0,072868833;0,102516623
Samstag 00:45;0,043118136;0,071651227;0,100184318
Samstag 01:00;0,043143426;0,071123042;0,099102659
..
Samstag 23:45;0,04411216;0,076528754;0,108945349
```

```
Samstag 00:00;0,044937335;0,075085075;0,105232815
Sonntag 00:15;0,043437121;0,073736222;0,104035322
Sonntag 00:30;0,043221042;0,072868833;0,102516623
Sonntag 00:45;0,043118136;0,071651227;0,100184318
Sonntag 01:00;0,043143426;0,071123042;0,099102659
Sonntag 01:15;0,043208451;0,071276402;0,099344353
..
Sonntag 23:30;0,044407607;0,076868242;0,109328877
Sonntag 23:45;0,04411216;0,076528754;0,108945349
Sonntag 00:00;0,044937335;0,075085075;0,105232815
```

Abbildung 26: .CSV-Datei für anlagenspezifische Lastprofile für Wärmepumpen mit ID

Wird beispielhaft im Einstelldialog **Einstellungen Lastflussberechnung** der Einstellwert **Übergang = 17°C** eingestellt, so wird aus der oben dargestellten .CSV-Datei die 2. **grüne** Spalte mit den Werten der Wirkleistung verwendet, um eine Zeitreihenberechnung für die Übergangszeit nach VDEW auszuführen.

Wird beispielhaft im Einstelldialog **Einstellungen Lastflussberechnung** der Einstellwert **Übergang = 16,5°C** eingestellt, so wird aus der oben dargestellten .CSV-Datei die 3. **braune** Spalte mit den Werten der Wirkleistung verwendet.

14.7.6 Lastprofil für *Elektromobile EMOB(ID)*

Ladevorgänge von Elektromobilen können für eine Lastflussberechnung mit Lastprofilen mit dem Netzwerkelement **Verbraucherlast** und den internen Verbraucherlasten der Netzwerkelemente **Leitung** und **Transformator 2-Wicklung** [Bd. 2] als Anlagenspezifische Lastprofile mit Anlagen-Identifier (ID) nachgebildet werden. Es ist analog zu Kapitel 14.7 vorzugehen.

- ⇨ Die Leistungswerte der Lastprofile für **Elektromobile EMOB(ID)** werden nicht auf eine Jahresenergiemenge von 1000 kWh bezogen, sondern als **Leistungswerte in p.u.** angegeben und mit einer **einstellbaren Nennwirkleistung (Ladeleistung)** multipliziert.

Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft den Aufbau einer .CSV-Lastprofildatei für Elektromobile mit ID. Zwischen 00:00 Uhr und 02:00 Uhr findet hier ein **Ladevorgang mit Nennleistung** statt, von 02:00 Uhr bis 04:00 Uhr bezieht das Elektromobil **keine Leistung** aus dem Stromnetz.

```
(Kunde-)Name:;;;
(Kanal-)Beschreibung:;;;
(Kanal-)Ident3:;Anlagen-Identifier (ID);;
Summe (kWh):;--;;
1;Winter;Sommer;Uebergang
Werktag 00:15;1;1;1
Werktag 00:30;1;1;1
Werktag 00:45;1;1;1
Werktag 01:00;1;1;1
Werktag 01:15;1;1;1
Werktag 01:30;1;1;1
Werktag 01:45;1;1;1
Werktag 02:00;1;1;1
Werktag 02:15;0;0;0
Werktag 02:30;0;0;0
Werktag 02:45;0;0;0
```

```
Werktag 03:00;0;0;0
Werktag 03:15;0;0;0
Werktag 03:30;0;0;0
Werktag 03:45;0;0;0
Werktag 04:00;0;0;0
…
```

Abbildung 27: Aufbau der .CSV-Datei für Lastprofile für Elektromobile mit ID

14.8 Allgemeines und anlagenspezifisches Lastprofil PVGIS (Prognose)

Die Einspeiseleistung von Photovoltaikanlagen ist abhängig von Standort und Wetter. Um für spezifische Standorte von Photovoltaikanlagen verlässliche Daten zur Nachbildung der zeitabhängigen Einspeiseleistung zu erhalten, können Dienste von

- ⇨ **PVGIS Photovoltaic Geographical Information System** (https://joint-research-centre.ec.europa.eu/pvgis-photovoltaic-geographical-information-system_en)

verwendet werden. Der Dienst wird durch die Europäische Kommission zur Verfügung gestellt. PVGIS ist ein Online Tool mit verschiedenen Funktionen, zur Energieabschätzung, zur Ermittlung der Solareinstrahlung und zur Wetterdaten Analyse. Vorteile dieses Programms sind die kostenlose Verfügbarkeit und der vielfältige Funktionsumfang mit der Möglichkeit des Ergebnisexports.

- ⇨ „*PVGIS provides information about solar radiation and photovoltaic (PV) system performance for any location in Europe and Africa, as well as a large part of Asia and America. It is available in English, French, Italian, Spanish and German.*“

ATPDesigner bietet dem Anwender die Möglichkeit, zeitliche Einspeiseprofile als 15min-Leistungswerte, die mit Hilfe PVGIS erzeugt und in einer Datei im JSON-Format [28] gespeichert wurden, als individuelles Einspeiseprofil einer **Erzeugungsanlage (DEA)** zuzuordnen und in Lastflussberechnungen mit Lastprofilen zu verwenden.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Bedienoberfläche von PVGIS (siehe unter der Adresse https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/).

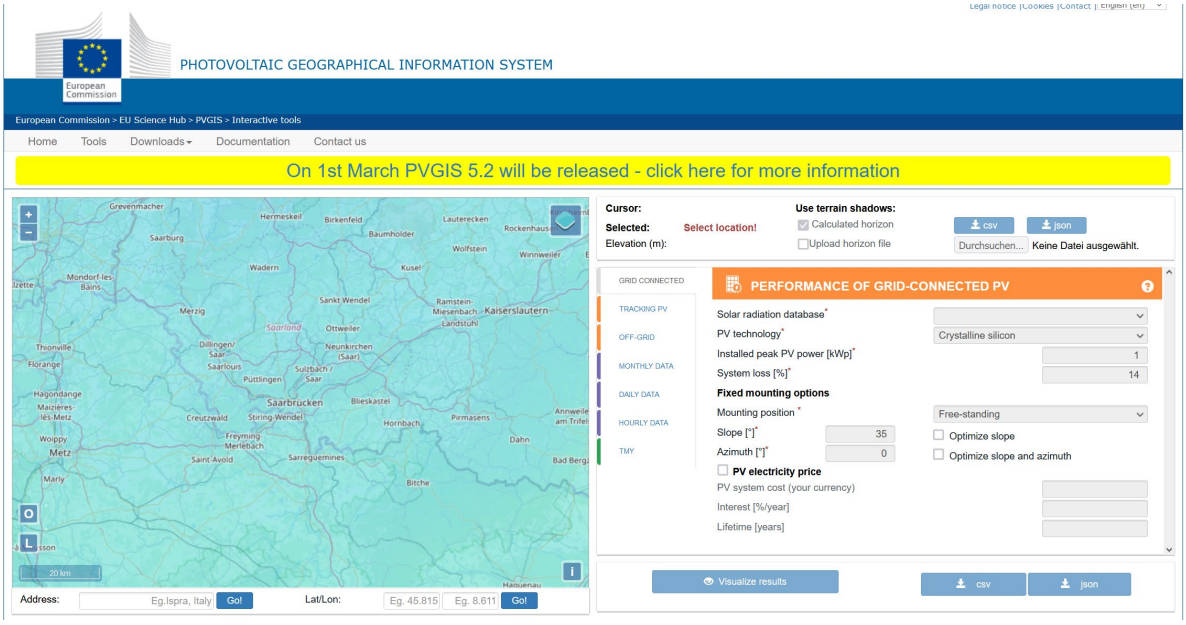


Abbildung 28: Bedienoberfläche von PVGIS (https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/en/)

14.8.1 Verwendung des PVGIS-Lastprofils im Format PVGIS-SARAH

Für eine Erzeugungsanlage kann das als Grundeinstellung hinterlegte Lastprofil im Sinne eines Einspeise- oder Bezugsprofilsprofils nach PVGIS verwendet werden. Das Dateiformat des Lastprofile entspricht dem Format nach PVGIS-SARAH. Das Lastprofil ist standardmäßig im **Projektverzeichnis**, Unterverzeichnis **LoadProfiles** zu finden.

Das Lastprofil, eine JSON – Datei, enthält stündliche Leistungswerte auf [1W] bezogen über das Jahr 2016. Die Zuordnung einer Erzeugungsanlage, dem Prognoseprofil erfolgt im Einstelldialog des Netzwerkelementes **Erzeugungsanlage (DEA)**, Registerkarte **Lastprofil**.

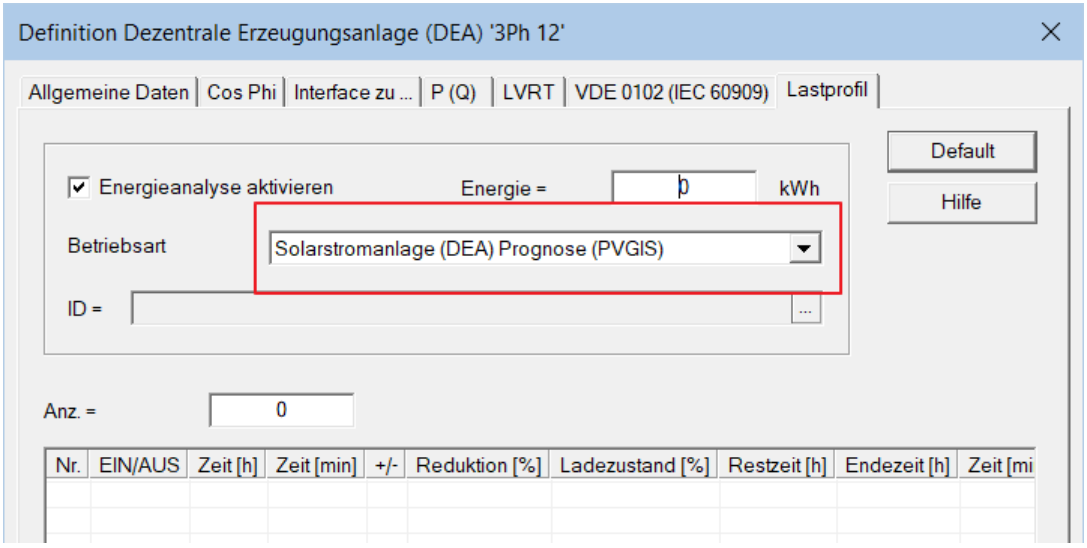


Abbildung 29: Einstellung des Lastprofil PVGIS in der Registerkarte *Lastprofil*

14.9 Lastfluss: Prognose

Die Funktion **Lastfluss: Prognose** bietet die Möglichkeit bei der Durchführung einer Lastflussberechnung anwender- und anlagenspezifische Verbrauchs- oder Einspeiseprognosen externer Prognoseservices zu verarbeiten. Die Funktion lässt sich manuell durch die Menüpunkte

- Hauptmenu **Prüfungen**
- Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten**
- Menüpunkt **Lastfluss: Prognose**

oder automatisiert mit Hilfe des FileWatchers oder des Webservice starten.

⇨ ATPDesigner sucht und verarbeitet für die Netzberechnungsmethode immer die zeitlich jüngste JSON-Prognosedatei, die im Unterverzeichnis **Monitoring** im **Projektverzeichnis** [Bd. 1].

Das Unterverzeichnis **Monitoring** ist nicht einstellbar oder veränderbar durch den Anwender.

⇨ Der Zeitbereich, für den die Zeitreihenberechnung als Folge von Lastflussberechnungen für 15min-Intervalle ausgeführt wird, durch der Analyse der JSON-Objekte **timeseries** der **JSON-Prognosedatei** ermittelt.

Die Prognosewerte (Leistungswerte P und Q) für Netzwerkelemente mit den zugehörigen 15min-Intervallen und weiteren Informationen werden in der **JSON-Prognosedatei** im JSON-Format gespeichert.

⇨ Eine **JSON-Prognosedatei** wird von ATPDesigner durch die Dateierweiterung **.JSON** erkannt.

JSON (JavaScript Object Notation) ist ein objektorientiertes Datenformat, das in dem internationalen Standard *The JSON Data Interchange Syntax, Standard ECMA-404*[5] definiert ist. Das Datenformat beinhaltet zusätzlich zu den Werten der Daten auch Textelemente, die die Daten erläutert. Daher werden Daten, die im JSON-Format gespeichert werden, als selbsterklärende Daten bezeichnet.

```
{
            "id": "Load 1;H0",
            "label": "Load 1;H0",
            "unit_1": "P[kW]",
            "unit_2": "Q[kvar]",
            "timeseries":
            [
                  {
                        "timestamp_s": 1691792100,
                        "value_1": 89.840,
                        "value_2": 0.000
                  },
```

Wie in dem obigen Beispiel gezeigt ist der Wert **value_1** durch eine anwenderspezifische Definition mit dem Erklärungstext **unit_1** verbunden. Dadurch ergibt sich, dass der Wert von **value_1** eine Wirkleistung P in der Einheit kW ist.

Durch die objektorientierte Struktur einer JSON-Datei kann diese rückwärtskompatibel erweitert werden. Bestehende Objekte und Strukturen einer JSON-Datei bleiben erhalten und können um neue Objekte und Strukturen erweitert werden.

„*Ohne Daten geht nichts. Aber noch wichtiger ist es heute, zu wissen, wie man mit einer Vielzahl unterschiedlicher Daten arbeitet. Programmierer, Entwickler und IT-Experten müssen Datenstrukturen aus jeder Sprache in Formate übertragen können, die von anderen Sprachen und Plattformen erkannt werden. JavaScript Object Notation (JSON) ist das Datenaustauschformat, das dies ermöglicht.*

JSON ist als Datenformat für Entwickler beliebt geworden, da der Text für Menschen lesbar ist, leichtgewichtig ist, weniger Codierung erfordert und schneller verarbeitet werden kann, da keine Deserialisierung erforderlich ist.
…
JSON hat in der API-Code-Programmierung und bei Webdiensten an Bedeutung gewonnen, da es zu einem schnelleren Datenaustausch und schnelleren Ergebnissen bei Webdiensten beiträgt. Es reduziert auch die Impedanzunstimmigkeit zwischen Objekten im Anwendungscode und ihrer serialisierten Darstellung. Es ist textbasiert, leichtgewichtig und zeichnet sich durch ein einfach zu parsendes Datenformat aus, für das kein zusätzlicher Code zum Parsen erforderlich ist. Für Webdienste, die viele Daten zurückgeben und anzeigen müssen, ist JSON die ideale Wahl.“[4]

Hilfreiche Informationen zu dem Datenformat JSON sind u.a. unter folgenden Webadressen zu finden.

www.w3schools.com
www.json.org
www.ecma-international.org

„*JSON is a lightweight, text-based, language-independent syntax for defining data interchange formats. It was derived from the ECMAScript programming language, but is programming language independent. JSON defines a small set of structuring rules for the portable representation of structured data.*

The goal of this specification is only to define the syntax of valid JSON texts. Its intent is not to provide any semantics or interpretation of text conforming to that syntax. It also intentionally does not define how a valid JSON text might be internalized into the data structures of a programming language. There are many possible semantics that could be applied to the JSON syntax and many ways that a JSON text can be processed or mapped by a programming language. Meaningful interchange of information using JSON requires agreement among the involved parties on the specific semantics to be applied. Defining specific semantic interpretations of JSON is potentially a topic for other specifications. Similarly, language mappings of JSON can also be independently specified. For example, ECMA-262 defines mappings between valid JSON texts and ECMAScript's runtime data structures.“[5]

[4] www.oracle.com
[5] www.ecma-international.org, The JSON Data Interchange Syntax, Standard ECMA-404

Die JSON-Prognosedatei kann mehrere Sektionen enthalten, die nachfolgend näher erläutert werden. Es muss beachtet werden, dass die JSON-Prognosedatei von ATPDesigner nur verarbeitet wird, wenn mindestens eine der Sektion enthalten und aktiviert ist. Eine Sektion wird eindeutig durch ein JSON-Objekt definiert.

Sektion	JSON-Objekt
Liste der Prognosedaten	**timeseries**
E-Mail Liste	**emaillist**
Taskliste (Liste der Verfahren)	**tasklist**
Netzwerkliste	**netobjects**

Es soll schon hier darauf hingewiesen werden, dass die Verarbeitung der JSON-Prognosedatei selbst sowie jeder einzelnen oben genannten Sektion durch den Anwender aktiviert oder deaktiviert werden kann. Nachfolgend ist ein Ausschnitt des Einstelldialogs dargestellt und zeigt die Grundeinstellung (Default).

⇨ In der Auswahlliste muss **Prognose** eingestellt werden.

Die Zeitverzögerung dient dazu, bei automatischem Betrieb nach dem den Start des FileWatchers durch das Betriebssystem das Suchen von ATPDesigner nach der zeitlich jüngsten JSON-Prognosedatei zeitlich etwas zu verzögern.

⇨ In Anwendungsfällen ohne Zeitverzögerung wurde die zeitlich jüngste **JSON-Prognosedatei** durch ATPDesigner nicht korrekt erkannt und führte zu einer Fehlermeldung („Could not find file in **Monitoring**“). Ursache sind hier Betriebssystemprozesse beim Kopieren von Dateien in ein Verzeichnis.

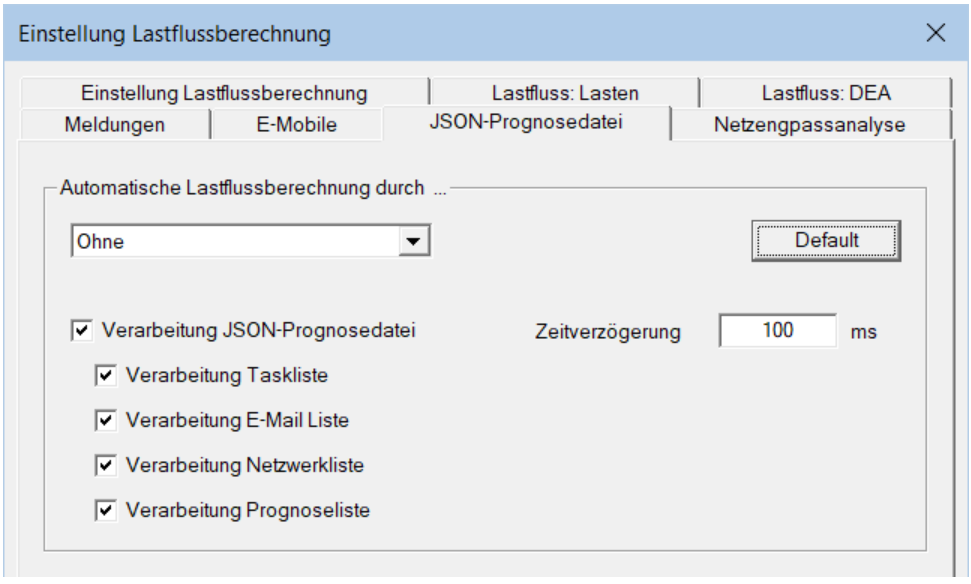


Abbildung 30: Registerkarte *JSON-Prognosedatei*, *Einstellung Lastflussberechnung*

In der **JSON-Prognosedatei** können eine oder mehrere 15min-Zeitreihen mit Leistungswerten in Anlehnung an die Definition der Standardlastprofile nach VDEW [23] enthalten sein. Jede 15min-Zeitreihe wird mit einer **Anlagenidentifikation (ID)** versehen und wird dadurch eindeutig einem Netzwerkelement zugeordnet.

⇨ Die **Anlagenidentifikation (ID)** entspricht inhaltlich dem **Anlagen-Identifier (ID)** für Lastprofile, der in .CSV-Dateien gespeichert werden.

Nach dem Einlesen der **JSON-Prognosedatei** identifiziert ATPDesigner automatisch den Zeitbereich, der sich durch die Zeitreihen ergibt und startet die Zeitreihenberechnung, d.h. die Lastflussberechnungen für jedes 15min-Intervall der Zeitreihe.

Der Dateiname der **JSON-Prognosedatei** kann vom Anwender frei definiert werden, da die **Anlagenidentifikation (ID)** zusammen mit den Werten der Prognose in der Prognosedatei enthalten sind.

⇨ Die **Dateierweiterung .JSON** ist verpflichtend, da ATPDesigner immer nach der jüngsten .JSON-Prognosedatei sucht.

Da der Zeitbereich implizit in der Prognosedatei definiert ist, erfolgt keine Abfrage des Zeitbereiches z.B. durch einen Eingabedialog wie bei anderen zeitreihenbasierten Lastflussberechnungen. Die Zeitreihenberechnung kann manuell oder automatisiert gestartet werden.

⇨ Der Zeitbereich der Zeitreihenberechnung wird durch Auswertung der JSON-Objekte **timeseries** in der JSON-Prognosedatei automatisch ermittelt. Einstellungen z.B. in dem JSON-Objekt **tasklist** werden nicht berücksichtigt.

14.9.1 Start einer zeitreihenbasierten Lastflussberechnung mit *JSON-Prognosedatei*

Die zeitreihenbasierten Lastflussberechnung mit einer JSON-Prognosedatei kann manuell oder automatisiert erfolgen.

1. **Manueller Start der Zeitreihenberechnung**

   - Hauptmenü: **Prüfungen**
   - Menüpunkt: **Lastfluss mit Flexibilitäten**, **Lastfluss: Prognose**

   Bei der Berechnung wird automatisch die zeitlich jüngste im Unterverzeichnis **Monitoring** im **Projektverzeichnis** [Bd. 1] hinterlegte **JSON-Prognosedatei** eingelesen und ausgewertet. Der Zeitbereich der Zeitreihenberechnung wird automatisch aus den JSON-Objekten **timeseries** der **JSON-Prognosedatei** ermittelt. Daher erfolgt keine Abfrage des Zeitbereiches der Zeitreihenberechnung durch einen Dialog.

2. **Automatisierter Start der Zeitreihenberechnung durch den *FileWatcher***
   Der automatisierte Start erfolgt dabei über ein Dateiinterface, realisiert in Form eines FileWatcher.

   ⇨ Wird durch ATPDesigner eine neue **JSON-Prognosedatei** im Verzeichnis **Monitoring** im **Projektverzeichnis** [Bd. 1] erkannt, so wird die Zeitreihenberechnung gestartet.

   Der Zeitbereich der Zeitreihenberechnung wird automatisch aus den JSON-Objekten **timeseries** der **JSON-Prognosedatei** ermittelt. Der automatisierte Start der Zeitreihenberechnung eignet sich daher optimal, um Lastflussberechnungen

durch externe Softwaresysteme z.B. durch Dateiübertragung über Kommunikationsverbindungen zu starten.

3. **Start der Zeitreihenberechnung durch REST-API und Webserver (Webservice)**
   Der Start der Zeitreihenberechnung kann mit Hilfe des REST-API und dem integrierten Webserver (Webservice) erfolgen. Die Handhabung des REST-API und des Webservers ist in Kapitel Webservice: http-Webserver mit REST-API zur Netzberechnung erläutert.

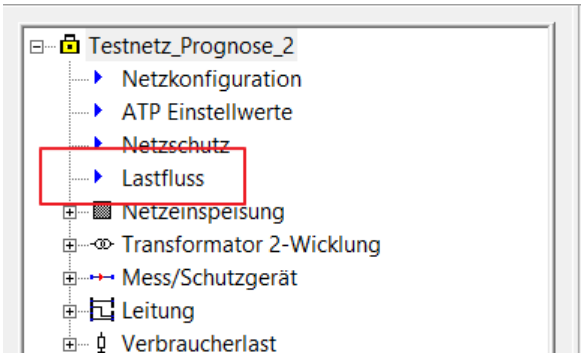
Liegen mehrere **JSON-Prognosedateien** in dem Verzeichnis **Monitoring**, so wird die zeitlich aktuelle Datei (Auswertung von Datum und Uhrzeit des Dateieintrages) eingelesen und als **JSON-Prognosedatei** verwendet.

14.9.2 Lastflussberechnungen mit Prognosewerten über *FileWatcher*

Um Lastflussberechnungen mit Prognosen automatisiert durchzuführen, muss wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt in der Gruppe **Automatische Lastflussberechnung durch …** der Einstellwert **Prognose** eingestellt werden.

- ⇨ Hauptmenü **ATP**
- ⇨ Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**

oder in den Registerkarten der **Projektinformationen** durch einen **Left Mouse Button Click** auf den Bezeichner **Lastfluss**.



Alternativ kann auch die Registerkarte **JSON-Prognosedatei** im Einstelldialog **Einstellung Lastflussberechnung** verwendet werden.

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**

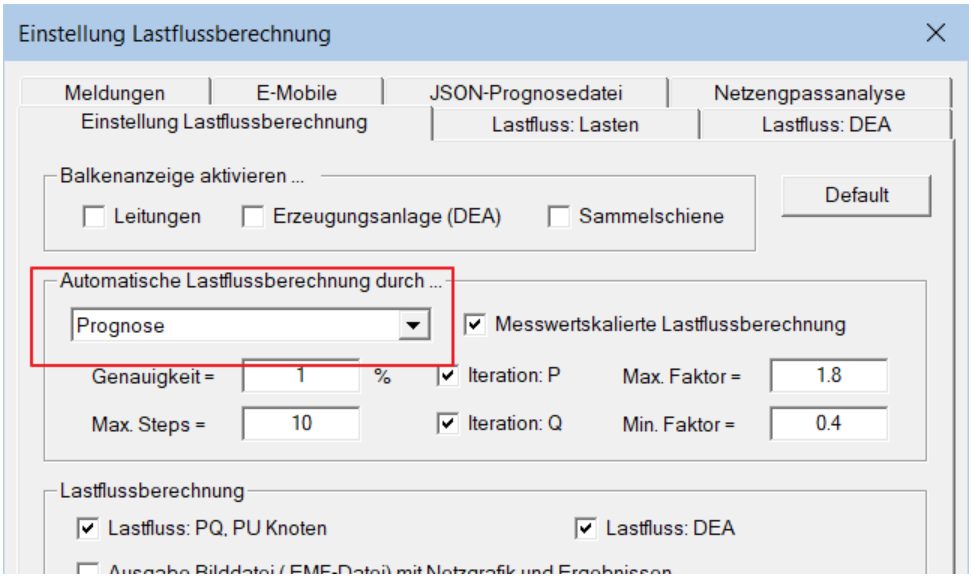


Abbildung 31: Aktivierung des *FileWatcher* für Funktion *Lastfluss: Prognose*

Das Netzberechnungsprogramm überwacht nach dem Schließen des Einstelldialogs das Verzeichnis **Monitoring** im **Projektverzeichnis** mit einem **FileWatcher**. Wird eine Änderung innerhalb des Verzeichnisses durch ATPDesigner erkannt, so wird falls vorhanden die zeitlich aktuelles **JSON-Prognosedatei** eingelesen, ausgewertet und die Lastflussberechnungen mit den Prognosewerten gestartet.

Die Lastflussberechnungen mit Prognosewerten kann auch wie schon beschrieben manuell gestartet werden. Auch hier wird die zeitlich aktuellste **JSON-Prognosedatei** eingelesen und ausgewertet.

14.9.3 Format der *JSON-Prognosedatei*

Die **JSON-Prognosedatei** beinhaltet die nachfolgenden Sektionen.

- Sektion Header: Informationen zu Autor, Programmversion, Datendatei, usw.
- Sektion 15min-Zeitreihe als Prognose: Prognosedaten für z.B. Erzeugungsanlagen (DEA), die von ATPDesigner importiert werden,
- Sektion Einstellwerte und Eigenschaften von Netzwerkelementen: Einstellwerte für Netzwerkelemente verändert oder Netzwerkelemente aktiviert oder deaktiviert werden,
- Sektion Automatisierter Start eines Verarbeitungsprozesses: ein Verarbeitungsprozess wie z.B. eine Lastflussberechnung mit Zeitreihen wie z.B. Lastfluss: Lastprofile gestartet werden,
- Sektion Liste der E-Mail-Adressen: eine Liste von E-Mail-Adressen definiert werden.

Nachfolgend ist beispielhaft ein Auszug aus einer **JSON-Prognosedatei** mit Header und dem Beginn einer Zeitreihe z.B. für 15min-Lastprofilwerte dargestellt, die mit dem JSON-Array **timeseries** beschrieben wird.

```
[
	{
		"author": "Institut fuer elektrische Energiesysteme",
		"date": "12.08.2023",
		"time": "23:53:42",
		"description": "Export JSON-Prognosedatei",
		"filetype": "forecast",
		"fileversion": "1",
		"fileformat": "1",
		"simulationtime": "16.10.2023 00:15 DST=1 - 16.10.2023 00:00 DST=1",
		"operationmode": "Ein definierter Tag",
		"program_version": "ATPDesigner Version Version 4.01.89 - 10.08.2023",
		"datafile": "C: NetzeMitSLP_Netz20kVLastDEAMitSLP.bnet"
	},
	{
		"id": "Load 1;H0",
		"label": "Load 1;H0",
		"unit_1": "P[kW]",
		"unit_2": "Q[kvar]",
		"timeseries":
		[
			{
				"timestamp_s": 1691792100,
				"value_1": 89.840,
				"value_2": 0.000
			},
```


14.9.3.1 Bezeichner zur Identifikation der Sektion der *JSON-Prognosedatei*

Innerhalb der **JSON-Prognosedatei** sind die in der folgenden Tabelle angegebene Bezeichner von zentraler Bedeutung, da ATPDesigner die **JSON-Prognosedatei** nur dann verarbeitet, wenn mindestens eine Sektion mit dem zugehörigen Bezeichner in der **JSON-Prognosedatei** enthalten ist.

Sektion	Bedeutung
emaillist	Liste von E-Mail-Adressen
timeseries	Prognosedaten als Zeitreihe (Sektion *15min-Zeitreihe als Prognose*)
tasklist	Liste der auszuführenden Verarbeitungsprozesse
netobjects	Einstellwerte und Eigenschaften von Netzwerkelementen ändern

14.9.3.2 Struktur und Aufbau der *JSON-Prognosedatei*

Nachfolgend ist beispielhaft das Format der **JSON-Prognosedatei** [28] abgebildet. Das Beispiel besteht aus der Sektion Header und der Sektion 15min-Zeitreihe als Prognose, in der eine Anlage mit einer 15min-Zeitreihe abgebildet ist.

Struktur und Aufbau der JSON-Prognosedatei		Syntax	m/o
[		Beginn der Prognosedatei	
		---	m
{		**Beginn des Headers**	
		---	**m**
"author":	**"PowerEngS",**	"Text" frei wählbarer Text	o
"date":	**"23.08.2022",**	"Text" frei wählbarer Text	o

"time":	"13:08:20",	"Text" frei wählbarer Text	o
"description":	"JSON-Forecast File _PROG 17.06.2016 5:00 - 5:15",	"Text" frei wählbarer Text	o
"filetype":	"Prognose",	"Text" frei wählbarer Text	m
"fileversion":	"1",	"Ganze Zahl"	m
"fileformat":	"1",	"Ganze Zahl"	m
"program_version":	"ATPDesigner Version 4.01.70 - 29.07.2022",	"Text" frei wählbarer Text	o
"datafile":	".../Feldtestgebiet.bnet"	"Text" frei wählbarer Text	o
},		**Ende des Headers**	
		---	**m**
{		**Beginn der 1. Anlage**	
		---	**m**
"id": "4001056473",		"Text" max. 90 Zeichen, frei wählbarer Text	m
"label": "PV-Anlage",		"Text" max. 90 Zeichen, frei wählbarer Text	o
"unit_1": "P[kW]",		"Text" fest definierter Text	m
"timeseries": [		Beginn der Zeitreihe	
		---	m
{		*Beginn des 1. Zeitstempels*	
		---	*m*
"timestamp": 1466132400000,		Ganze Zahl	m
"value_1": 0.0		Fließkommazahl	m
},		*Ende des 1. Zeitstempels*	
		---	*m*
{		*Beginn des 2. Zeitstempels*	
		---	*m*
"timestamp": 1466133300000,		Ganze Zahl	m
"value_1": 0.0		Fließkommazahl	m
}		*Ende des 2. Zeitstempels*	
		---	*m*
]		Ende der Zeitreihe	
		---	m
},		**Ende der 1. Anlage**	
		---	**m**

Struktur und Aufbau sowie die Bedeutung der Bestandteile der **JSON-Prognosedatei** werden nachfolgend detailliert erläutert. S wird hier darauf hingewiesen, dass mit Hilfe einer Exportfunktion eine **JSON-Prognosedatei** [Bd. 1] im Sinne einer Vorlage erstellt werden kann. Der Export wird nachfolgend erläutert. Ein Anwendungsbeispiel ist in Kapitel 30.4 enthalten.

- Hauptmenü **Datei**
- Menüpunkt **Export**, **Prognose (JSON)**

Struktur und Aufbau der JSON-Prognosedatei		Syntax	m/o
[		Beginn der Prognosedatei	
		---	m
{		**Beginn des Headers**	
		---	**m**
"author":	"Max Mustermann",	"Text"	o

		frei wählbarer Text	
"date":	"23.08.2022",	"Text" frei wählbarer Text	o
"time":	"13:08:20",	"Text" frei wählbarer Text	o
"description":	"Prognosedatei",	"Text" frei wählbarer Text	o
"filetype":	"Prognose",	"Text" frei wählbarer Text	m
"fileversion":	"1",	"Ganze Zahl"	m
"fileformat":	"1",	"Ganze Zahl"	m
"program_version":	"ATPDesigner Version 4.01.70 - 29.07.2022",	"Text" frei wählbarer Text	o
"datafile":	".../Feldtestgebiet.bnet"	"Text" frei wählbarer Text	o
},		**Ende des Headers**	
		---	**m**

author	Autor der JSON-Datei
date	Datum der Erstellung
time	Zeit der Erstellung
description	Anwenderspezifische Beschreibung
filetype	Typ der JSON-Datei
fileversion	Version der JSON-Datei
fileformat	Version des Formates der JSON-Datei
simulationtime	Vom Anwender im Einstelldialog **Lastflussberechnung mit Lastprofilen** eingestellter Zeitbereich
operationmode	Betriebsart der Lastflussberechnung mit Lastprofilen
program_version	Programmversion von ATPDesigner
datafile	Dateiname und Pfad der .NET-Datei des Stromnetzes

Struktur und Aufbau der JSON-Prognosedatei	**Syntax**	**m/o**
{	**Beginn der 1. Anlage**	
	---	**m**
"type": "21",	"Text" max. 2 Ziffern als ganze Zahl fest definierter Text	o
"id": "ID1",	"Text" max. 90 Zeichen, frei wählbarer Text	m
"label": "PV-Anlage X",	"Text" max. 90 Zeichen, frei wählbarer Text	o
"unit_1": "P[kW]",	"Text" fest definierter Text	m
"unit_2": "Q[kvar]",	"Text" fest definierter Text	o
"timeseries": [	Beginn der Zeitreihe	
	---	m
{	*Beginn des 1. Zeitstempels*	
	---	*m*
"timestamp": 1466132400000,	Ganze Zahl	m
"value_1": 50.0,	Fließkommazahl	m
"value_2": 5.0	Fließkommazahl	o
},	*Ende des 1. Zeitstempels*	
	---	*m*

{	*Beginn des 2. Zeitstempels*	
	---	*m*
"timestamp": 1466133300000,	Ganze Zahl	m
"value_1": 10.5,	Fließkommazahl	m
"value_2": 2.5	Fließkommazahl	o
}	*Ende des 2. Zeitstempels*	
	---	*m*
]	Ende der Zeitreihe	
	---	m
},	**Ende der 1. Anlage**	
	---	**m**

{	**Beginn der 2. Anlage**	
	---	**m**
"type": "21",	"Text" max. 2 Ziffern als ganze Zahl fest definierter Text	o
"id": "ID2",	"Text" max. 90 Zeichen, frei wählbarer Text	m
"label": "Windpark Y",	"Text" max. 90 Zeichen, frei wählbarer Text	o
"unit_1": "P[kW]",	"Text" fest definierter Text	m
"timeseries": [	Beginn der Zeitreihe	
	---	m
{	*Beginn des 1. Zeitstempels*	
	---	*m*
"timestamp": 1466132400000,	Ganze Zahl	m
"value_1": 50.0	Fließkommazahl	m
},	*Ende des 1. Zeitstempels*	
	---	*m*
{	*Beginn des 2. Zeitstempels*	
	---	*m*
"timestamp": 1466133300000,	Ganze Zahl	m
"value_1": 10.5	Fließkommazahl	m
}	*Ende des 2. Zeitstempels*	
	---	*m*
]	Ende der Zeitreihe	
	---	m
},	**Ende der 2. Anlage**	
	---	**m**

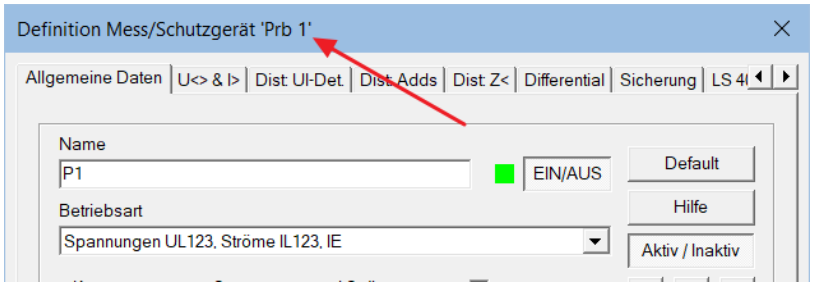
type	Typ des Netzwerkelementes (optionale Angabe, kann ggf. entfallen)
id	Eindeutige **Anlagenidentifikation (ID)** (max. 20 Zeichen)
label	Anwenderspezifischer Name (max. 40 Zeichen)
unit_1	Einheit von value_1 : **"P[kW]"**
unit_2	Einheit von value_2 : **"Q[kvar]"**
timeseries	**Sektion:** Beginn der Zeitreihe
timestamp	Zeitstempel (Unix-Zeit[6]) in ms
timestamp_s	Zeitstempel (Unix-Zeit[6]) in s
value_1	Wert von unit_1
value_2	Wert von unit_2

[6] Epoch Unix Timestamp www.unixtimestamp.com

Struktur und Aufbau der JSON-Prognosedatei	Syntax	m/o
{	**Beginn der Sektion**	
"tasklist": [	Beginn der Taskliste	
	---	m
{	*Beginn*	
	---	*m*
"task": "LFProfiles",	"Text" fest definierter Text	m
"opmode": "day",	"Text" fest definierter Text	o
"datestart": "02.07.2021",	"Text" fest definierter Text dd.mm.yyy	o
"dateend": "02.02.2021"	"Text" fest definierter Text dd.mm.yyyy	o
}	*Ende*	
	---	*m*
]	Ende der Taskliste	
	---	m
},	**Ende der Sektion**	
	---	**m**

tasklist	**Sektion**: Liste der auszuführenden Prozesse (Taskliste)
Task	Bezeichner des Prozesses (Task)
opmode	Betriebsart z.B. für einen Tag
datestart	Datum des Startes im Format TT.MM.JJJJ
dateend	Datum des Endes im Format TT.MM.JJJJ

Struktur und Aufbau der JSON-Prognosedatei	Syntax	m/o
{	**Beginn der Sektion**	
"netobjects": [	Beginn der Netzobjekte	
	---	m
{	*Beginn des 1. Netzobjektes*	
	---	*m*
"refname": "Load 1",	"Text"	m
"enabled": **true** oder **false**	Boolean	m
},	*Ende des 1. Netzobjektes*	
	---	*m*
{	*Beginn des 2. Netzobjektes*	
	---	*m*
"refname": "3Ph 1",	"Text"	m
"enabled": **true** oder **false**,	Boolean	m
"loadprofile_id": "1234",	"Text"	o
"pn": 5.5	Fließkommazahl	o
}	*Ende des 2. Netzobjektes*	
	---	*m*
]	Ende der Netzobjekte	
	---	m
},	**Ende der Sektion**	
	---	**m**

netobjects	**Sektion**: Eigenschaften der Netzwerkelemente (Netzobjekte)
refname	Referenzname des Netzwerkelementes (Netzobjektes) Der Referenzname eines Netzwerkelementes ist fest definiert und besteht aus einem Bezeichner und einer laufenden Nummer. Der Referenzname ist in der Kopfzeile des Einstelldialogs enthalten, der durch einen **Left Mouse Button Double Click** auf das grafische Symbol des Netzwerkelementes geöffnet wird.  Der Referenzname des **Mess/Schutzgerät** ist "**Prb 1**".
enabled	▪ Wert = **true** : aktiviert ▪ Wert = **false** : deaktiviert
loadprofile_id	Eindeutige **Anlagenidentifikation (ID)** (max. 20 Zeichen)
pn	Wirkleistung P_n in kW

Struktur und Aufbau der JSON-Prognosedatei	**Syntax**	**m/o**
{	**Beginn der Sektion**	
"emaillist": [	Beginn der E-Mail-Liste	
	---	m
{	*Beginn der 1. E-Mail-Adr.*	
	---	*m*
"enabled": true oder **false**,	Boolean	m
"name": "Max Mustermann",	"Text"	m
"attachment": true oder **false**,	Boolean	m
"email": "max.mustermann@xxx.com",	"Text"	m
"mode": "forecast"	"Text"	m
},	*Ende des 1. E-Mail-Adr.*	
	---	*M*
{	*Beginn des 2. E-Mail-Adr.*	
	---	*m*
"enabled": true oder **false**,	Boolean	m
"name": "Max Mustermann",	"Text"	m
"attachment": true oder **false**,	Boolean	m
"email": "max.mustermann@xxx.com",	"Text"	m
"mode": "forecast"	"Text"	m
}	*Ende des 2. E-Mail-Adr.*	
	---	*m*
]	Ende der E-Mail-Liste	
	---	m
},	**Ende der Sektion**	
	---	**m**

emaillist	Sektion: Liste der E-Mail-Adressen
enabled	E-Mail wird gesendet (= true)
name	Name des Empfängers
email	E-Mail-Adresse des Empfängers

mode	Betriebsart z.B. Prognose = **forecast**
attachment	Dateianhang wird angehängt (= true)

Abbildung 32: Definition und Struktur der JSON-Prognosedatei

Nachfolgend werden die verschiedenen Sektionen der **JSON-Prognosedatei** erläutert. Die Sektionen können einzeln oder in beliebiger Kombination verwendet werden.

14.9.3.3 JSON-Datei: Sektion *Header*

Die Sektion **Header** beinhaltet grundlegende Informationen über die vorliegende JSON-Datei.

Format des JSON-Headers		Syntax	m/o
{		**Beginn des Headers**	
		---	**m**
"author":	"PowerEngS",	"Text"	o
"date":	"23.08.2022",	"Text"	o
"time":	"13:08:20",	"Text"	o
"description":	"Textelement",	"Text"	o
"filetype":	"Text",	"Text"	**m**
"fileversion":	"1",	"Ganze Zahl"	**m**
"fileformat":	"1",	"Ganze Zahl"	**m**
"program_version":	"ATPDesigner Version … ",	"Text"	o
"datafile":	".../Feldtestgebiet.bnet"	"Text"	o
},		**Ende des Headers**	
		---	**m**

In der Spalte **m/o** wird angegeben, ob das Strukturelement verpflichtend erforderlich oder optional ist.

- **m** = mandatory = **verpflichtend**
- **o** = optional = **optional**

Bezeichner	Bedeutung	Syntax	m/o
author	Autor der JSON-Datei	"Text"	o
date	Datum in TT.MM.JJJJ	"Text"	o
time	Uhrzeit in HH:MM:SS	"Text"	o
description	Anwenderspezifische Beschreibung	"Text"	o
filetype	Typ der JSON-Datei ▪ **"Prognose"** Dieser Dateityp ist bei folgenden Verfahren zu verwenden, die im Hauptmenü **Prüfungen**, Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten** gestartet werden können. ▪ **Lastfluss: Lastprofile** ▪ **Lastfluss: Prognose** ▪ **Lastfluss: Prognose mit Flexibilitäten** Bei anderen Verfahren, z.B. der Berechnung von Fahrplänen für Flexibilitäten, werden verschiedene Informationen über JSON-Dateien ausgetauscht. ▪ **"Prognose"** → enthält die prognostizierten Werte für z.B. Bezugs- und Einspeiseleistung der Anlagen ▪ **"Flexibilitaetspotential"**	"Text"	m

	→ enthält die verfügbare Flexibilität (z.B. mögliche Leistungsänderung) der Anlagen • **"Fahrplan"** → enthält die ermittelten Werte für z.B. Bezugs- und Einspeiseleistung der Anlagen auf Basis des geplanten Flexibilitätsabrufs		
fileversion	Dateiversion: Ausgehend von der Grundstruktur können verschiedene Versionen für den Dateiaufbau festgelegt werden. Dies ermöglicht die Anpassung oder Ergänzung von Bezeichnern/Strukturelementen o.ä. ▪ **"1"** = Format nach Kapitel 14.9.3.2	"Ganze Zahl"	m
fileformat	Dateiformat: Grundlegende Struktur der JSON-Datei ▪ **"1"** = Langes Format nach Kapitel 14.9.3.2 ▪ **"2"** = Kurzformat (noch zu definieren)	"Ganze Zahl"	m
program_ version	Software-Version des verwendeten Programms, bspw. ATPDesigner	"Text"	o
datafile	Pfad zur JSON-Datei, bspw. der Netznachbildung (.BNET-Datei) des betrachteten Netzgebiets in ATPDesigner	"Text"	O
simulation-time	Vom Anwender im Einstelldialog **Lastflussberechnung mit Lastprofilen** eingestellter Zeitbereich, z.B. **"simulationtime": "16.10.2023 0:15 DST=1 - 16.10.2023 0:0 DST=1"**	"Text"	"O"
operation-mode	Betriebsart der Lastflussberechnung mit Lastprofilen, z.B. **"Ein definierter Tag"**	"Text"	"O"

14.9.3.4 JSON-Datei: Sektion *15min-Zeitreihe als Prognose*

Wie in obiger Abbildung dargestellt können mit den nachfolgend aufgelisteten Befehlen beliebig viele Zeitreihen (JSON-Objekt **timeseries**) definiert werden. Eine Zeitreihe besteht aus einer zeitlich ansteigenden Folge von Strukturelementen, die den Zeitstempel eines 15min-Intervalls im Unix-Format mit zugeordneten Daten enthalten. Die Bedeutung der Daten ist von dem Netzwerkelement wie z.B. der **Erzeugungsanlage (DEA)** abhängig, dem die Zeitreihe zugeordnet wird. Die Zuordnung zu den Netzwerkelementen erfolgt mit einer eindeutigen **Anlagenidentifikation (ID)**. Betrachtet werden

Verbraucherlasten im Verbraucherzählpfeilsystem
z.B. Haushalte, E-Mobile, Wärmepumpen, Speicher mit Bezugs-ID

- P>0 entspricht Wirkleistungsbezug
- P<0 entspricht Wirkleistungseinspeisung

Erzeugungsanlagen/Speicher mit Einspeise-ID
im Erzeugerzählpfeilsystem

- P>0 entspricht Wirkleistungseinspeisung
- P<0 entspricht Wirkleistungsbezug

Jede Zeitreihe muss mit einer eindeutigen **Anlagenidentifikation (ID)** gekennzeichnet werden und alle im Netzgebiet vorhandenen, über Prognosewerte nachgebildeten Anlagen/Messstellen müssen in der JSON-Datei vorhanden sein.

Bzgl. Inhalt und Struktur einer Zeitreihe sind folgende Regeln einzuhalten.

- Allen Anlagen muss die gleiche Zeitreihe zugeordnet werden.
- Eine Zeitreihe wird mit einer zeitlichen Schrittweite von 15min erstellt und muss beginnend mit dem ersten 15min-Zeitpunkt zeitlich aufsteigend aufgebaut sein.
- Jedem 15min-Zeitpunkt wird im Sinne eines 15min-Intervalls Daten z.B. eine Wirkleistung zugeordnet.
- Als Dezimaltrennzeichen werden Punkte verwendet

Die Prognosedaten werden von ATPDesigner ausgewertet. Für den in der JSON-Datei festgelegten Zeitbereiches, wird eine Zeitreihenberechnung mit einer Lastflussberechnung je 15min-Intervall durchgeführt.

Bezeichner	Bedeutung	Syntax	m/o
type	Typkennung des Netzwerkelementes Die Angabe der Zeile „type“ ist optional und kann entfallen oder als zusätzliche Information eingelesen werden. Die Zuordnung der Prognosewerte erfolgt ausschließlich über den Bezeichner **id** und unabhängig von der Typkennung.	“Ganze Zahl“	o
id	Eindeutige Kennzeichnung der Anlage als **Anlagenidentifikation (ID)** d.h. als eineindeutiges Identifikationsmerkmal zwischen der Zeitreihe der **JSON-Prognosedatei** und den Netzwerkelementen im Stromnetz. ⇨ maximal 20 Zeichen	“Text“	m
label	Anwenderspezifischer Name der Anlage ⇨ maximal 40 Zeichen	“Text“	o
unit_1	Spezifiziert die Größe, die über **value_1** angegeben wird. Kann sich abhängig vom Netzwerkelement unterscheiden. Für **Verbraucherlasten** und **Erzeugungsanlagen (DEA)** ▪ **“P[kW]“** bei **filetype “Prognose“** Bei Erweiterung des Verfahrens oder in anderen Verfahren ist z.B. die alternative Angabe einer Scheinleistung über **“S[kVA]“** denkbar.	“Text“	m
unit_n	$n \in \mathbb{N}$, n>1 Spezifiziert die Größe, die durch den Bezeichner **value_n** angegeben wird. Kann sich abhängig vom Netzwerkelement unterscheiden. ▪ **“Q[kvar]“** bei **filetype “Prognose“**	“Text“	o

	Bei Erweiterung des Verfahrens oder in anderen Verfahren sind hier zusätzliche Angaben möglich. Für die **Blindleistung Q** sollte **unit_2** und **value_2** verwendet werden. **unit_2** **value_2** **"Q[kvar]"** prognostizierte Blindleistung einer Anlage (Bezug oder Einspeisung)		
timeseries	Startkennung der Zeitreihe	---	m
timestamp **timestamp_s**	Datum und Uhrzeit eines 15min-Intervalls im Unix-Format (UCT) in Millisekunden Datum und Uhrzeit eines 15min-Intervalls im Unix-Format (UCT) in Sekunden Wird rechtsbündig angegeben, d.h. 00:15 Uhr entspricht dem Intervall 00:00-00:15 Uhr.	Ganze Zahl	m
value_1	Wert der Anlage mit der **id** für das 15min-Intervall gemäß **timestamp** in der in **unit_1** definierten Größe **unit_1** **value_1** **"P[kW]"** prognostizierte Wirkleistung einer Anlage (Bezug oder Einspeisung) Als Datentypen werden vom JSON-Parser Zahlen der Datentypen **double**, **int** und **int64** in eine Fließkommazahl konvertiert. In allen anderen Fällen wird die Verarbeitung der **JSON-Prognosedatei** mit einer Fehlermeldung im **Meldungsfenster** abgebrochen. ⇨ Eine Zahl ohne führende Null, z.B. **.1234** wird **nicht** als Fließkommazahl erkannt und führt zum Abbruch der Verarbeitung der **JSON-Prognosedatei**.	Fließkommazahl	m
value_n	$n \in \mathbb{N}$, n>1 Wert der Anlage mit dem Bezeichner **id** für das 15min-Intervall gemäß **timestamp** in der in **unit_n** definierten Größe Bei Erweiterung des Verfahrens oder in anderen Verfahren sind hier zusätzliche Angaben möglich. Für die **Blindleistung Q** sollte **unit_2** und **value_2** verwendet werden. **unit_2** **value_2** **"Q[kvar]"** prognostizierte Blindleistung einer Anlage (Bezug oder Einspeisung)	Fließkommazahl	o

	Als Datentypen werden vom JSON-Parser Zahlen der Datentypen **double**, **int** und **int64** in eine Fließkommazahl konvertiert. In allen anderen Fällen wird die Verarbeitung der **JSON-Prognosedatei** mit einer Fehlermeldung im **Meldungsfenster** abgebrochen. ⇨ Eine Zahl ohne führende Null, z.B. **.1234** wird **nicht** als Fließkommazahl erkannt und führt zum Abbruch der Verarbeitung der **JSON-Prognosedatei**.		

14.9.3.5 JSON-Datei: Sektion *Liste der E-Mail-Adressen*

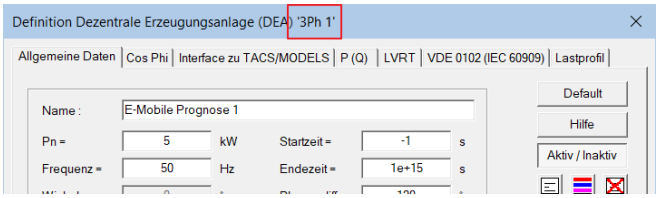
Mit den nachfolgend aufgelisteten Befehlen können E-Mails mit den Berechnungsergebnissen als Anhang nach Ausführung der Berechnungen versendet werden.

Bezeichner	Bedeutung	Syntax	m/o
emaillist	**Bezeichner der Sektion:** Liste der E-Mails mit Optionen	---	m
enabled	▪ **true** = E-Mail wird versendet ▪ **false** = E-Mail wird nicht versendet ▪ **Grundeinstellung = true** Es wird der Einstellwert **EIN** der Tabelle der E-Mail Konfigurationsliste verändert.	true, false	o
name	Name des Adressaten	"Text"	m
email	E-Mail Adresse z.B. **willi.mustermann@xxx.com**	"Text"	m
mode	▪ **forecast** = Menüpunkt **Lastfluss: Prognose** ▪ **scaledLF** = Menüpunkte **Lastfluss: Messwertskalierung** und **Lastfluss: Automatische Messwertskalierung** ▪ **LFProfiles** = Menüpunkt **Lastfluss: Lastprofile**	"Text"	m
attachment	▪ **true** = Es werden optional an die E-Mail Dateien mit Ergebnissen angehängt ▪ **false** = sonst ▪ **Grundeinstellung = false**	true, false	o

14.9.3.6 JSON-Datei: Sektion *Einstellwerte und Eigenschaften von Netzwerkelementen*

Mit den nachfolgen aufgelisteten Befehlen können Eigenschaften der Netzwerkelemente und deren Einstellwerte verändert werden.

Bezeichner	Bedeutung	Syntax	m/o
netobjects	**Bezeichner der Sektion:** Liste der E-Mails mit Optionen	---	m
refname	Referenzname des Netzwerkelementes Der Referenzname eines Netzwerkelementes ist in der Kopfzeile des Einstelldialogs '**…**' enthal-	"Text"	m

	ten. In der nachfolgenden Abbildung ist der Referenzname **3Ph 1**. Auf Leerzeichen etc. muss geachtet werden. 		
enabled	▪ **true** = E-Mail wird versendet ▪ **false** = E-Mail wird nicht versendet Es wird der Einstellwert EIN der Tabelle der E-Mail Konfigurationsliste verändert.	true, false	m

14.9.3.6.1 JSON-Datei: Optionen für *Erzeugungsanlage (DEA)*

Die nachfolgenden Strukturelemente werden nur verarbeitet, wenn Einstellwerte einer **Erzeugungsanlage (DEA)** verändert werden.

Bezeichner	Bedeutung	Syntax	m/o
loadprofile_id	Eindeutige Kennzeichnung der Anlage (**Anlagen-Identifier ID** oder **Anlagenidentifikation ID**) als Identifikationsmerkmal Mit diesem Einstellwert wir die Prognosezeitreihe aus der JSON-Prognosedatei (Bezeichner **id**) definiert.	"Text"	o
pn	Nennwirkleistung in kW, Registerkarte **Allgemeine Daten** des Einstelldialogs	"Text"	o

14.9.3.7 JSON-Datei: Sektion *Automatisierter Start eines Verarbeitungsprozesses*

Mit den nachfolgen aufgelisteten Befehlen kann automatisiert ein Verarbeitungsprozess (Task), d.h. eine Berechnungsmethode wie z.B. eine **Lastflussberechnung mit Lastprofilen** gestartet werden.

Bezeichner	Lastflussberechnung mit Lastprofilen	Syntax	m/o
tasklist	**Bezeichner der Sektion:** Liste der auszuführenden Prozesse (Taskliste)	---	m
task	Bezeichner des Prozesses (Task): **LFProfiles** ▪ Hauptmenü **Prüfungen** ▪ Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten**, **Lastfluss: Lastprofile**	"Text"	m
opmode	Betriebsart des Prozesses (Task) ▪ **day** = Lastflussberechnung für einen Tag, d.h. 96 · 15min-Intervalle	"Text"	o
datestart	Datum des Startes des Prozesses ▪ **day:** Datum des Tages	"Text" TT.MM.JJJJ	o
dateende	Datum des Endes des Prozesses ▪ **day:** ohne Bedeutung	"Text" TT.MM.JJJJ	o

Bezeichner	Lastflussberechnung	Syntax	m/o
tasklist	**Bezeichner der Sektion:** Liste der auszuführenden Prozesse (Taskliste)	---	m
task	Bezeichner des Prozesses (Task): **loadflow** ▪ Hauptmenü **ATP** ▪ Menüpunkt **Netzberechnung starten** (Strg + E)	"Text"	m
netfile	Verzeichnis und Name der **.NET-Datei**, z.B. C:\\ATPDesigner\\Data\\network_15.bnet	"Text"	o

14.9.3.8 JSON-Datei: Export einer JSON-Prognosedatei

Der Anwender kann mit Hilfe einer Exportfunktion eine **JSON-Prognosedatei** auf Basis eines vorhandenen Stromnetzes, indem z.B. ein Netzwerkelement **Verbraucherlast** mit Lastprofilen parametriert ist, im Sinne einer syntaktisch korrekten Vorlagendatei (Template) erstellen. Näheres zu der Exportfunktion ist in [Bd. 1] erläutert.

- Hauptmenü **Datei**
- Menüpunkt **Export, Prognose (JSON)**

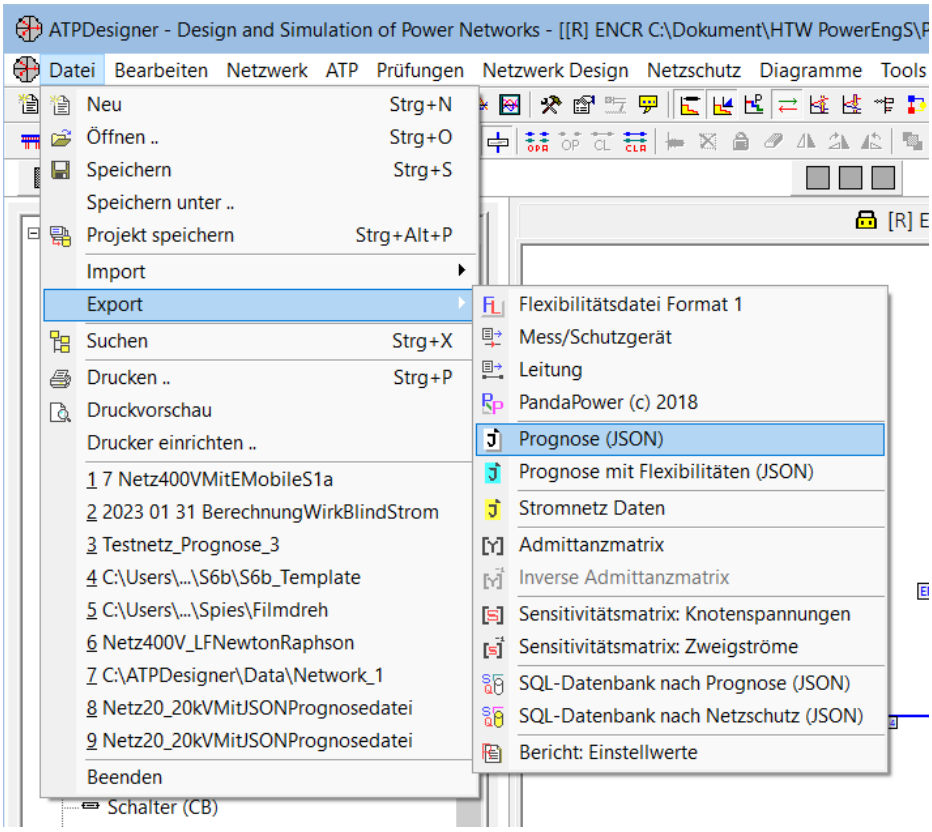


Abbildung 33: Export einer JSON-Prognosedatei

Im nächsten Schritt muss der Anwender den Zeitbereich einstellen. Der Einstelldialog **Prognose JSON Export** ist in der nächsten Abbildung dargestellt. Es ist darauf zu achten, dass die Einstellung **Sommerzeit** dem Datum entsprechend aktiviert oder deaktiviert werden muss.

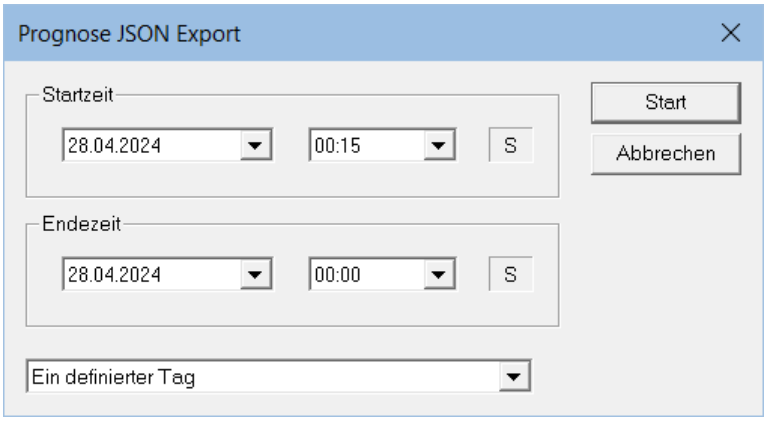


Abbildung 34: Einstelldialog *Prognose JSON Export* – Zeitbereich der Lastflussberechnung

In der nachfolgenden Abbildung ist beispielhaft ein Ausschnitt aus der exportierten **JSON-Prognosedatei** dargestellt.

```
[
	{
		"author": "Institut fuer elektrische Energiesysteme",
		"date": "16.10.2023",
		"time": "19:57:39",
		"description": "Export JSON-Prognosedatei",
		"filetype": "forecast",
		"fileversion": "1",
		"fileformat": "1",
		"simulationtime": "16.10.2023 0:15 DST=1 - 16.10.2023 0:0 DST=1",
		"operationmode": "Ein definierter Tag",
		"program_version": "ATPDesigner Version Version 4.01.90 - 16.10.2023",
		"datafile": "00_23_7_NetzeMitSLP_TestNetzFuerJSON_ID.bnet"
	},
	{
		"id": "H0",
		"label": "Load 1;H0",
		"unit_1": "P[kW]",
		"unit_2": "Q[kvar]",
		"timeseries":
		[
			{
				"timestamp_s": 1697408100,
				"value_1": 0.778,
				"value_2": 0.000
			},
			{
				"timestamp_s": 1697409000,
				"value_1": 0.696,
				"value_2": 0.000
			},
```

Abbildung 35: Ausschnitt aus der JSON-Prognosedatei

Die JSON-Prognosedatei kann von ATPDesigner eingelesen und die darin enthaltenen Zeitreihen als Signale in einem **Diagramm** angezeigt werden.

- Hauptmenü **Datei**
- Menüpunkt **Öffnen ..**
- Auswahl der Erweiterung **JSON-Datei (*.JSON)**

Mit Hilfe des Dialogs **JSON-Datei einlesen** kann wie in den nachfolgenden Abbildungen gezeigt ein oder mehrere Signale zur Darstellung in einem Diagramm ausgewählt und angezeigt werden.

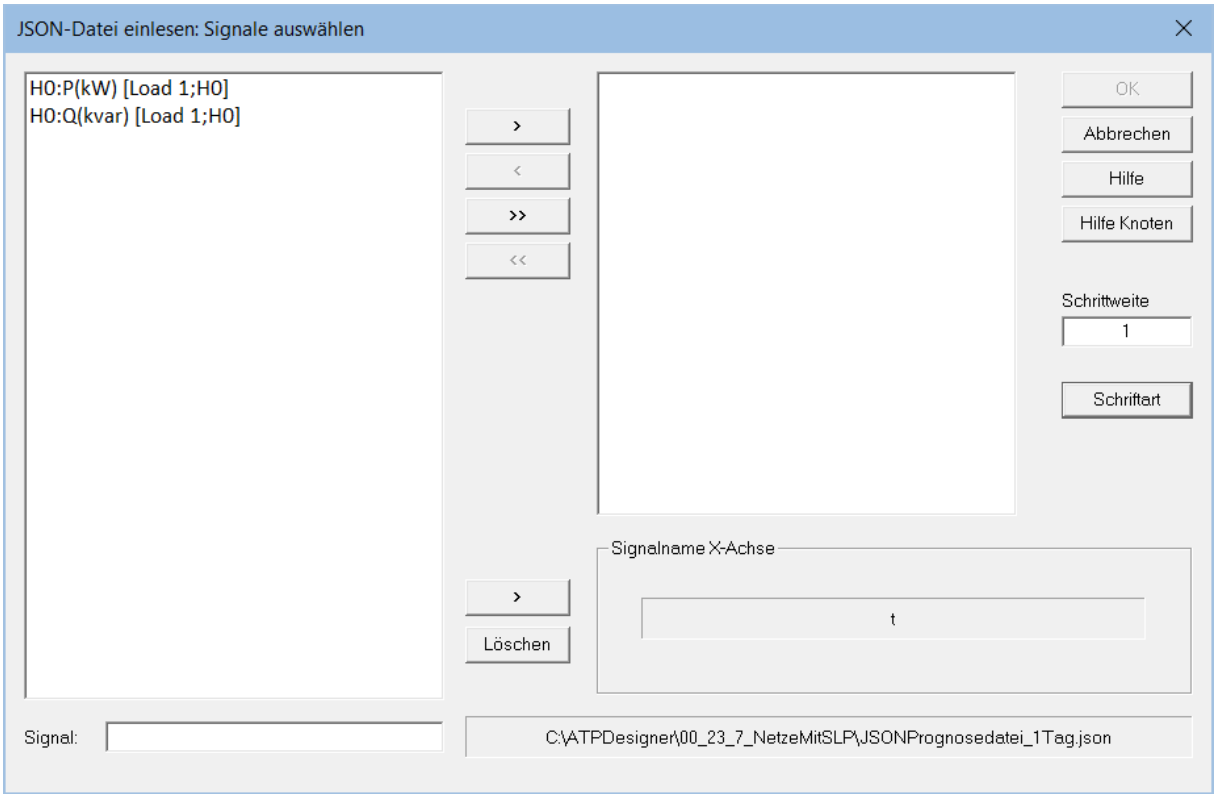


Abbildung 36: JSON-Prognosedatei: Signalauswahl zur Darstellung in einem Diagramm

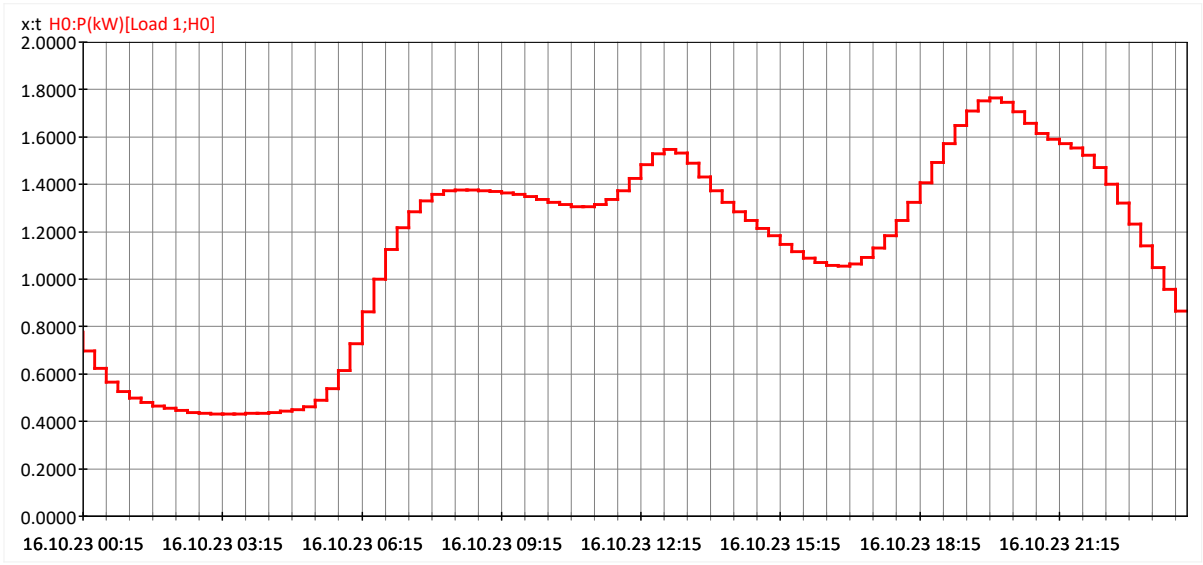


Abbildung 37: Darstellung des ausgewählten Signals der JSON-Prognosedatei

Mit Hilfe, der für Diagramme z.B. verfügbaren **Diagramm Cursor** können Werte abgelesen werden. Auch ist es möglich, mit dem Dialog Daten konvertieren die Signale aus der JSON-Prognosedatei z.B. in eine .CSV-Datei zu konvertieren.

14.9.3.9 JSON: Fehlermeldungen des JSON-Parsers

ATPDesigner verwendet einen JSON-Parser, um die JSON-Prognosedatei hinsichtlich der Einhaltung des JSON-Formates [28] zu überprüfen. Wird ein Syntaxfehler in der JSON-Prognosedatei erkannt, wird wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt eine Fehlermeldung im **Meldungsfenster** ausgegeben.

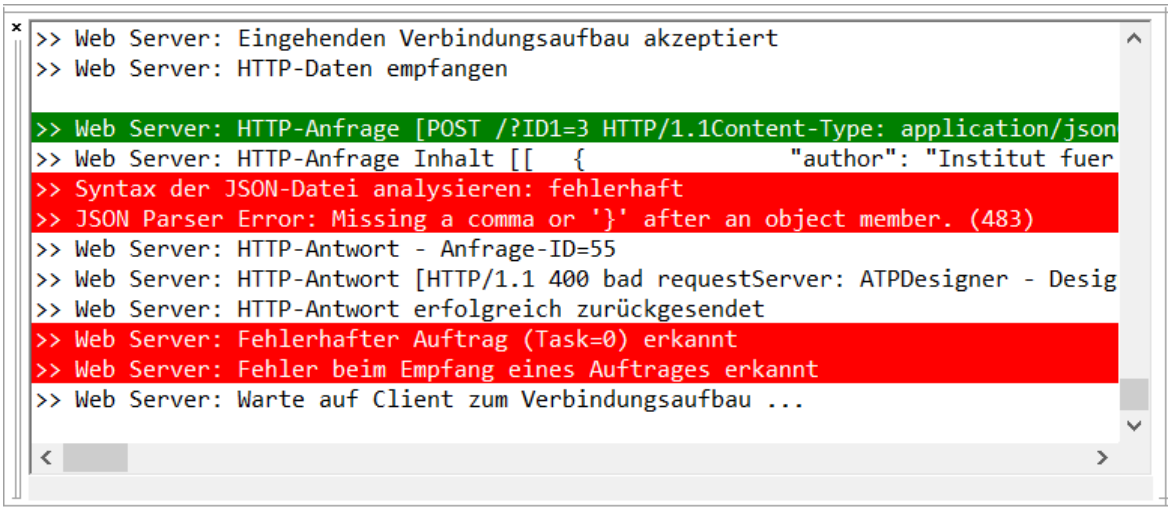


Abbildung 38: Fehlermeldung des JSON-Parsers im *Meldungsfenster*

14.9.4 Fahrplan und Fahrplanmessgeräte - Ausgabe in eine Fahrplandatei

Mit dem Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** können an beliebigen Netzknoten Fahrplanmessgeräte verwendet werden. An den Messorten der **Fahrplanmessgeräte** werden für jedes 15min-Intervall der Zeitreihenberechnung, d.h. der Lastflussberechnung mit Lastprofilen Spannungen, Ströme, Leistungen, etc. ermittelt und in einer.CSV-Datei, einer .XML-Datei [21] und einer XLSX-Datei gespeichert. Die Fahrplandatei kann mit einer Tabellenkalkulationssoftware wie z.B. Excel eingelesen und weiterverarbeitet werden. Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft eine Fahrplandatei. Die **Fahrplandatei** besteht unabhängig von dem Dateiformat aus zwei Kopfzeilen und einer Datenzeile je 15min-Intervall der Zeitreihenberechnung. Die Fahrplandaten für die Fahrplanmessgeräte sind sequentiell innerhalb einer Datenzeile enthalten.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P
1	##schedule															
2	## timestamp	Prb 2	P[MW] P2	Q[Mvar] P2	S[MVA] P2	IL1[p.u.] P2	IL2[p.u.] P2	IL3[p.u.] P2	ULL.L12[p.u.]	phi.L12[°] P2	ULL.L23[p.u.]	phi.L23[°] P2	ULL.L31[p.u.]	phi.L31[°] P2	PL1[MW] P2	PL2[M
3	1690150500	2	7,09E+00	-0.951809	0.951809	0.0683556	0.0683556	0.0683556	10.049	149.972	10.049	299.719	10.049	-900.281	2,36E+00	2,3
4	1690151400	2	7,09E+00	-0.951809	0.951809	0.0683556	0.0683556	0.0683556	10.049	149.972	10.049	299.719	10.049	-900.281	2,36E+00	2,3
5	1690152300	2	7,09E+00	-0.951809	0.951809	0.0683556	0.0683556	0.0683556	10.049	149.972	10.049	299.719	10.049	-900.281	2,36E+00	2,3
6	1690153200	2	7,09E+00	-0.951809	0.951809	0.0683556	0.0683556	0.0683556	10.049	149.972	10.049	299.719	10.049	-900.281	2,36E+00	2,3
7	1690154100	2	7,09E+00	-0.951809	0.951809	0.0683556	0.0683556	0.0683556	10.049	149.972	10.049	299.719	10.049	-900.281	2,36E+00	2,3
8	1690155000	2	504.679	0.765336	510.449	0.372836	0.372836	0.372836	0.988062	147.745	0.988062	277.445	0.988062	-922.555	168.226	16
9	1690155900	2	504.679	0.765336	510.449	0.372836	0.372836	0.372836	0.988062	147.745	0.988062	277.445	0.988062	-922.555	168.226	16
10	1690156800	2	7,09E+00	-0.951809	0.951809	0.0683556	0.0683556	0.0683556	10.049	149.972	10.049	299.719	10.049	-900.281	2,36E+00	2,3
11	1690157700	2	7,09E+00	-0.951809	0.951809	0.0683556	0.0683556	0.0683556	10.049	149.972	10.049	299.719	10.049	-900.281	2,36E+00	2,3
12	1690158600	2	7,09E+00	-0.951809	0.951809	0.0683556	0.0683556	0.0683556	10.049	149.972	10.049	299.719	10.049	-900.281	2,36E+00	2,3

Abbildung 39: Ausgabe der berechneten Werte mit Fahrplanmessgeräten als Fahrplan

Die .CSV-Datei und die .XML-Datei werden im Unterverzeichnis **Results** des **Projektverzeichnis** gespeichert. Das Unterverzeichnis wird automatisch angelegt. Die Dateinamen sind wie folgt definiert. Der ***NetDateiname*** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**.

JJJJMMTThhmmss_*NetDateiname*_FPFORC.csv
JJJJMMTThhmmss_*NetDateiname*_FPFORC.xml
JJJJMMTThhmmss_*NetDateiname*_FPFORC.xlsx

⇨ Verzeichnis: **Projektverzeichnis** \ **Results**

Beim Einlesen der .CSV-Datei z.B. in Excel ist darauf zu achten, dass die Ausgabe der Werte in die .CSV-Datei nach angelsächsischer Notation erfolgt. Die Interpretation von Dezimalpunkt und Tausender-Trennzeichen sind ggfs. anzupassen.

14.9.4.1 Fahrplan und Fahrplanmessgeräte - Struktur der Fahrplandatei

Die beiden ersten Zeilen der Fahrplandatei werden als Kopfzeilen verwendet und mit zwei führenden „**##**“ gekennzeichnet.

Datenzeile	Inhalt der Datenzeile
Kopfzeile 1	**##Fahrplan** Der Bezeichner wird zur Identifikation der Fahrplandatei verwendet. Die Kopfzeile ist immer vorhanden.
Kopfzeile 2 **Aufbau der Datenzeilen 1…N**	**##Zeitstempel[s];Prb x; P[MW] Px;Q[Mvar] Px;S[MVA] Px;IL1[p.u.] Px;IL2[p.u.] Px;IL3[p.u.] Px;ULL.L12[p.u.] Px;phi.L12[°] P1;ULL.L23[p.u.] P1;phi.L23[°] Px;ULL.L31[p.u.] Px;phi.L31[°] Px;PL1[MW] Px;PL2[MW] P1;PL3[MW] Px;QL1[Mvar] Px;QL2[Mvar] Px;QL3[Mvar] Px;ULE.L1E[p.u.] P1;phi.L1E[°] Px;ULE.L2E[p.u.] Px;phi.L2E[°] Px;ULE.L3E[p.u.] Px;phi.L3E[°] Px; … ;Uhrzeit[hh:mm];Netzzustand;Datum[tt.mm.jjjj];**

	In der Kopfzeile sind die Bezeichner der Spalten der nachfolgenden Datenzeilen enthalten. Die Bezeichner sind durch ein Semikolon „;“ getrennt. Die Kopfzeile ist immer vorhanden. ▪ Die Datenzeile beginnt mit dem Zeitstempel im UTC-Format [41] in Sekunden. Der Zeitstempel definiert das 15min-Intervall der Zeitreihenberechnung. ▪ Für jedes Fahrplanmessgeräte wird der gleiche Anzahl Spalten mit gleicher Reihenfolge und Bedeutung der Spalten angehängt. ▪ Am Ende der Datenzeile werden Uhrzeit und Datum des Zeitstempels des 15min-Intervalls sowie der Netzzustand nach dem BDEW-Ampelkonzept angehängt.
Datenzeile 1...N	▪ Zeitstempel des 15min-Intervalls im UTC-Format in Sekunden ▪ Referenzname **Prb x** des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** als Fahrplanmessgerät ▪ **für 1…N Fahrplanmessgeräte:** Ergebnisse der Lastflussberechnung für das 15min-Intervall Zusätzlich zu dem technisch-physikalischen Bezeichner der Spalte wird der verkürzte Referenznamen **Px** für das Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** angegeben. ▪ Uhrzeit des 15min-Intervalls nach VDEW [23] im Format **hh:mm** ▪ Netzzustand grün/gelb/rot nach BDEW [22] als Ergebnis der Lastflussberechnung für Ds 15min-Intervall ▪ Datum des 15min-Intervalls im Format **tt.mm.jjjj**

In der nachfolgenden Abbildung ist ein Ausschnitt der Fahrplandatei dargestellt.

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K
1	##Fahrplan										
2	## Zeitstempel[s]	Prb 1	P[MW] P1	Q[Mvar] P1	S[MVA] P1	IL1[p.u.] P1	IL2[p.u.] P1	IL3[p.u.] P1	ULL.L12[p.u.]	phi.L12[°] P1	ULL.L23[p.u.]
3	1753136100	1	0.0862645	-0.122277	0.149644	4,32E-10	4,32E-10	4,32E-10	0.999469	-600.332	0.999469
4	1753137000	1	0.0769639	-0.125343	0.147086	4,25E-10	4,25E-10	4,25E-10	0.999494	-600.302	0.999494
5	1753137900	1	0.0687717	-0.128043	0.145343	4,20E-10	4,20E-10	4,20E-10	0.999516	-600.275	0.999516
6	1753138800	1	0.0624427	-0.130129	0.144335	4,17E-10	4,17E-10	4,17E-10	0.999533	-600.254	0.999533
7	1753139700	1	0.0579865	-0.131597	0.143807	4,15E-10	4,15E-10	4,15E-10	0.999545	-600.239	0.999545
8	1753140600	1	0.0552821	-0.132489	0.14356	4,15E-10	4,15E-10	4,15E-10	0.999552	-60.023	0.999552
9	1753141500	1	0.0535521	-0.133059	0.143431	4,14E-10	4,14E-10	4,14E-10	0.999556	-600.225	0.999556
10	1753142400	1	0.052442	-0.133425	0.143361	4,14E-11	4,14E-10	4,14E-10	0.999559	-600.221	0.999559
11	1753143300	1	0.051362	-0.133781	0.143302	4,14E-10	4,14E-10	4,14E-10	0.999562	-600.218	0.999562
12	1753144200	1	0.0501962	-0.134165	0.143248	4,14E-12	4,14E-12	4,14E-12	0.999565	-600.214	0.999565
13	1753145100	1	0.0491975	-0.134494	0.14321	4,14E-11	4,14E-11	4,14E-11	0.999568	-600.211	0.999568
14	1753146000	1	0.0482818	-0.134796	0.143182	4,14E-10	4,14E-10	4,14E-10	0.99957	-600.208	0.99957
15	1753146900	1	0.0474417	-0.135073	0.143162	4,13E-11	4,13E-11	4,13E-11	0.999573	-600.205	0.999573
16	1753147800	1	0.0468002	-0.135284	0.143151	4,13E-10	4,13E-10	4,13E-10	0.999574	-600.203	0.999574

20250809121928711_Netz20kV_Last

Abbildung 40: Ausschnitt der Fahrplandatei

14.9.5 Automatische Benachrichtigung durch eine E-Mail

Die JSON-Prognosedatei kann optional eine Liste von E-Mail-Adressen beinhalten, die nach der Beendigung der Zeitreihenberechnung automatisch eine Benachrichtigung durch eine E-Mail erhalten.

1. Ist in der **JSON-Prognosedatei** eine E-Mail-Liste enthalten, so wird die in der .NET-Datei ggfs. schon vorhandene Liste der E-Mail-Adressen gelöscht.

2. Die Liste der E-Mail-Adressen wird mit der E-Mail-Liste der **JSON-Prognosedatei** neu aufgebaut.

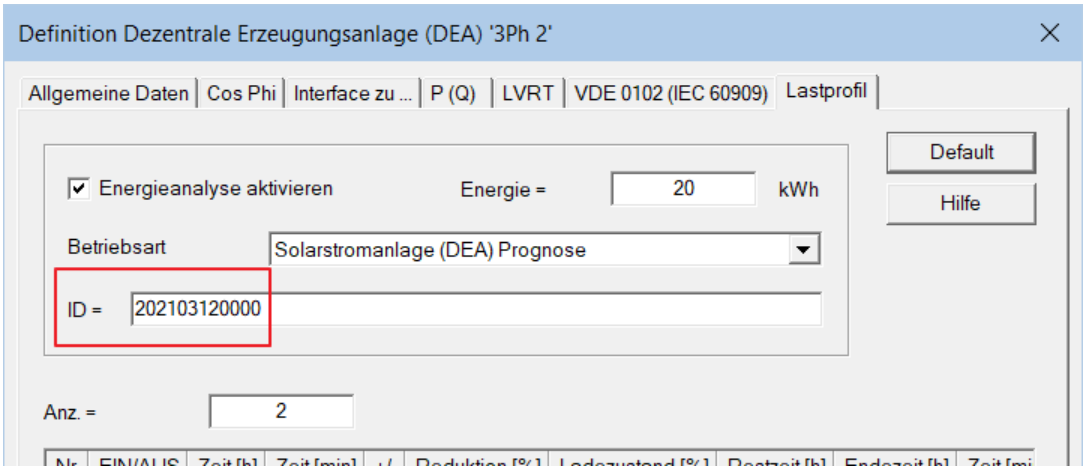
3. Das Verfahren wird für den manuellen Start der Zeitreihenberechnung mit **JSON-Prognosedatei** und den Start durch den **FileWatcher** angewendet.

14.9.6 Anwendung der JSON-Prognosedatei: *Erzeugungsanlage (DEA)*

Die **JSON-Prognosedatei** kann für das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** verwendet werden, um eine Zeitreihenberechnung, d.h. eine Lastflussberechnung mit einer Zeitreihe von 15min-Intervallen mit las konstant angenommener Wirk- und Blindleistung durchzuführen. Wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt, müssen dazu Einstellungen in der Registerkarte **Lastprofil** vorgenommen werden.

- Aktivierung des Einstellwertes **Energieanalyse aktivieren**
- Eine der folgenden Betriebsarten auswählen
  - **Solarstromanlage (DEA) Prognose (ID)**
  - **Elektromobil Prognose (ID)**
  - **Batteriespeicher Prognose (ID)**
- Identifikationsmerkmal **ID** zur **Anlagenidentifikation (ID)** eingeben
- Die Jahresenergiemenge kann im Einstellwert **Energie** eingetragen werden, wird aber von der Berechnungsmethode nicht verwendet. Im nachfolgenden Beispiel ist der Einstellwert **Energie** daher mit 0 kWh definiert.

  Die nachfolgende Abbildung zeigt einen Ausschnitt des Einstelldialogs als Beispiel.



Nach dem Start der Lastflussberechnung mit Prognosewerten wird die **JSON-Prognosedatei** eingelesen, ausgewertet und durch das Identifikationsmerkmal **ID** werden die Zeitreihen aus der JSON-Datei den Netzwerkelementen zugeordnet. Das Identifikationsmerkmal **ID** selbst kann optional in der JSON-Prognosedatei der **Erzeugungsanlage (DEA)** zugewiesen werden.

⇨ Der jedem 15min-Intervall zugeordnete Wert (**value_1**) wird als Einstellwert der Wirkleistung $\mathbf{P_n}$ in der Registerkarte **Allgemeine Daten** des Einstelldialogs verwendet.

Die Betriebsart der Erzeugungsanlage (DEA) sollte daher auf **Pn (IL: 3p) = const.** eingestellt werden. Die Wirkleistung P_n selbst kann optional in der JSON-Prognosedatei der **Erzeugungsanlage (DEA)** zugewiesen werden.

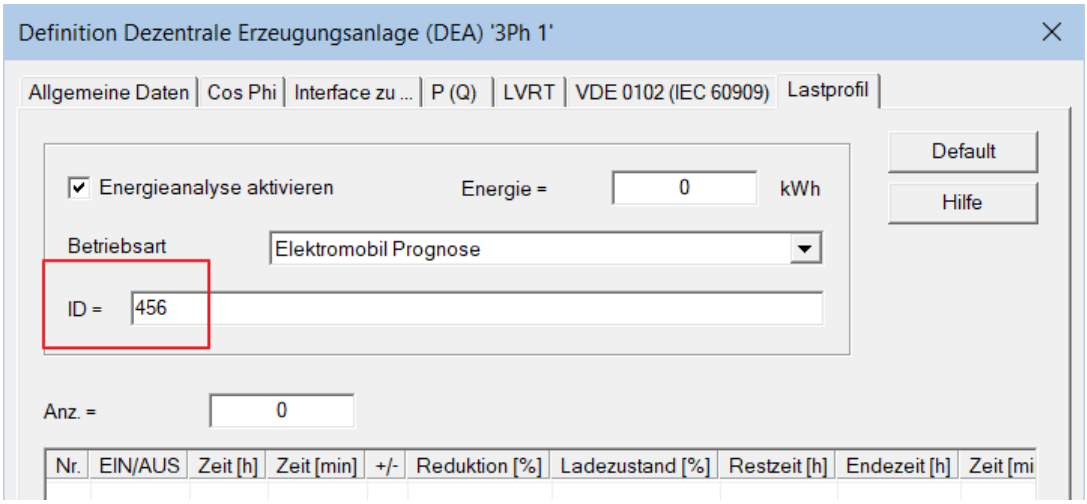


Abbildung 41: *Erzeugungsanlage (DEA)* - Lastflussberechnung mit Prognosewerten

14.9.7 Ausgabe der Ergebnisse der Netzberechnung in einer JSON-Datei

Die Ergebnisse einer Lastflussberechnung (Messwerte MW), die für ein 15min-Zeitintervall berechnet und in der Tabelle **Messergebnisse** angezeigt werden können, werden auch in einer JSON-Datei im Unterverzeichnis **Results** des **Projektverzeichnis** gespeichert. Der Dateiname ist wie folgt definiert. Der ***NetDateiname*** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**.

JJJJMMTThhmmss_***NetDateiname***_**LFMW**.JSON

⇨ **Verzeichnis: Projektverzeichnis \ Results**

Nachfolgend ist ein Ausschnitt aua der JSON-Datei mit Messwerten dargestellt.

```
[
	{
	"Name Software": "ATPDesigner",
	"Version Software": "Version 4.01.97 - 24.11.2024",
	"Version Net File": "Version NET File 6.3 - 22.01.2021",
	"File Name": "C:\\Users\\..\\Projekt_JSON.bnet",
	"timestamp": "24.11.2024 24.11.2024",
	"fn [Hz]": 50
	},
	{
	"Name": "Prb 1",
	"User Name": "",
	"UL1 [%]": 105.091,
	"UL2 [%]": 105.091,
	"UL3 [%]": 105.091,
	"UL1 [V]": 66741.6,
	"UL2 [V]": 66741.7,
	"UL3 [V]": 66741.6,
```

Struktur und Inhalt der Datei sind im Kapitel **Ausgabe der Ergebnisse der Netzberechnung (Messergebnisse)** in [Bd. 3] erläutert.

Die Tabelle Messergebnisse kann wie folgt geöffnet werden.

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Messergebnisse Mess/Schutzgerät, Leitung, Sammelschiene**
- Toolbar-Button

14.9.8 Anwendung der JSON-Prognosedatei: *Verbraucherlast*

Die **JSON-Prognosedatei** kann für das Netzwerkelement **Verbraucherlast** verwendet werden, um eine Zeitreihenberechnung, d.h. eine Lastflussberechnung über eine Reihe von 15min-Intervallen durchzuführen. Wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt, müssen dazu Einstellungen in der Tabelle der Registerkarte **Lastprofil** vorgenommen werden.

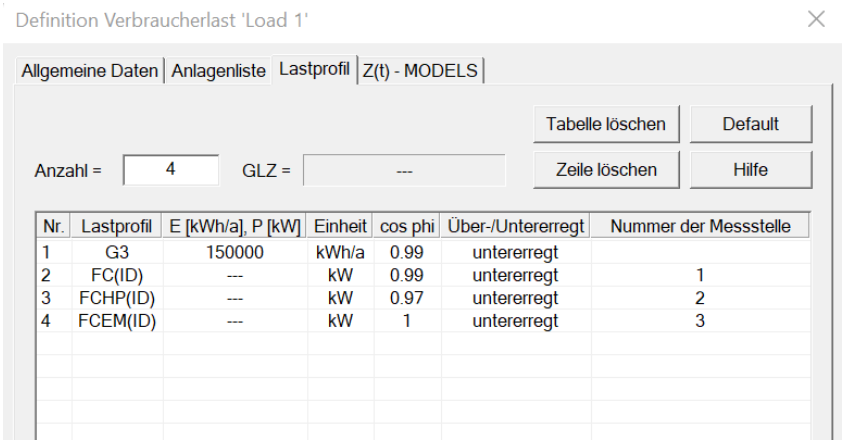


Abbildung 42: *Verbraucherlast* - Lastflussberechnung mit Prognosewerten

- Die Anzahl Lastprofile mit dem Einstellwert **Anzahl** einstellen.

- Je Zeile ein Lastprofil **Prognose(ID) = FC(ID)**, **Prognose HP(ID) = FCHP(ID)**, **Prognose EM(ID) = FCEM(ID)** oder **Prognose BS(ID) = FCBS(ID)** mit einem **Left Mouse Button Click** auf die Tabellenzelle in der Spalte Lastprofil auswählen

- Die Einheit wird von ATPDesigner automatisch zu kW gesetzt, da die Werte in der **JSON-Prognosedatei** je 15min-Intervall der Wirkleistung in kW entsprechen.

- Der Wert in der Spalte **E [kWh/a], P [kW]** kann nicht eingegeben werden, da dieser aus der **JSON-Prognosedatei** eingelesen wird.

- Der **cos phi** kann für jede Messstelle getrennt angegeben werden. Die Scheinleistung ergibt sich aus dem eingestellten cos phi und dem eingelesenen Wert P [kW] aus der JSON-Prognosedatei.

- Identifikationsmerkmal **ID** zur **Anlagenidentifikation (ID)** eingeben
  Die Anlagenidentifikation (ID) muss mit dem Merkmal **id** in der JSON-Prognosedatei übereinstimmen, da sonst der Leistungswert nicht zugeordnet werden kann.

14.9.9 Regeln zur Verwendung der JSON-Prognosedatei

Vor dem Start einer Zeitreihenberechnung, in der eine **JSON-Prognosedatei für die Lastprofile** verwendet wird, führt ATPDesigner eine Konsistenzprüfung des Stromnetzes und der **JSON-Prognosedatei** durch.

1. **Vorhandensein einer Anlagenidentifikation (ID) in der JSON-Prognosedatei**
   Es wird überprüft, ob jede **Anlagenidentifikation (ID)** eines Netzwerkelementes im Stromnetz als Zeitreihe mit dem JSON-Objekt **id** vorhanden ist. Wird keine JSON-Objekt **id** gefunden, erfolgt eine Fehlermeldung im Meldungsfenster und ein Abbruch der Zeitreihenberechnung.

2. **Mehrfachzuweisung eines JSON-Objektes id zu Netzwerkelementen**
   Es ist zulässig eine Zeitreihe der **JSON-Prognosedatei** durch das JSON-Objekt **id** mehreren Netzwerkelementen mit dann gleicher **Anlagenidentifikation (ID)** zu-zuweisen.

3. **Mehrfachverwendung des JSON-Objektes id mit gleichem Wert**
   Es ist nicht zulässig, in einer **JSON-Prognosedatei** eine JSON-Objekt **id** mit gleichem Wert mehrfach zu verwenden. Sind zwei oder mehr JSON-Objekte **id** mit gleichem Wert in der **JSON-Prognosedatei** vorhanden, erfolgt eine Fehlermeldung im Meldungsfenster und ein Abbruch der Zeitreihenberechnung.

14.10 Lastfluss: Lastprofile erzeugen (RLM)

Der Strombezug für Bezugsanlagen mit einer Jahresenergiemenge ≥100.000kWh muss verpflichtend mit einem **RLM-Messgerät** erfasst werden. Die Abkürzung **RLM** steht für **Registrierende Leistungsmessung**. Das RLM-Messgerät ermittelt über ein 15min-Zeitintervall den Leistungsmittelwert für bezogene und eingespeiste Wirkenergie. Optional kann der Mittelwert der bezogenen und eingespeisten Blindleistung ermittelt werden. Entsprechend der Definition der VDEW-Standardlastprofile (SLP) [23] werden die Leistungsmittelwerte dem Ende des 15min-Zeitintervalls zugeordnet.

Werden RLM-Messdaten über ein gesamtes Jahr ermittelt, so können daraus Lastprofile entsprechend der Definition der VDEW-Standardlastprofile (SLP) [23] erstellt werden. ATPDesigner stellt dem Anwender eine Funktion zur Verfügung, um ggfs. mit wenigen manuellen Anpassungen der RLM-Messdatendatei die .CSV-Dateien für allgemeine und anwenderspezifische Lastprofile automatisch zu erstellen.

Der Aufbau der erzeugten .CSV-Dateien für Standardlastprofile (SLP) erfolgt nach der Spezifikation für allgemeine und anwenderspezifische Lastprofile. Die von der Funktion erzeugten .CSV-Dateien werden in dem Verzeichnis gespeichert, aus dem die RLM-Messdatendatei eingelesen wurde. Nach erfolgreichem Einlesen und Auswerten der RLM-Messdatendatei werden drei .CSV-Dateien mit Standardlastprofilen (SLP) erstellt, je eine .CSV-Datei für Übergang (**U**), Winter (**W**) und Sommer (**S**). Nachfolgend ist die Definition der Dateinamen der .CSV-Dateien mit Standardlastprofilen (SLP) erläutert.

- **LoadProfile_xxx_S_.CSV**
- **LoadProfile_xxx_U_.CSV**
- **LoadProfile_xxx_W_.CSV**

mit **xxx** = Dateiname der RLM-Messdatendatei ohne Verzeichnis und Dateierweiterung

⇨ In den erzeugten .CSV-Dateien der Standardlastprofile (SLP) werden nur die Wirkleistungswerte je 15min-Zeitintervall abgebildet. Die Blindleistungseinspeisung und der Blindleistungsbezug wird nicht berücksichtigt.

14.10.1 Ausführen der Funktion *Lastfluss: Lastprofile erzeugen (RLM)*

Die Funktion kann wie folgt angegeben ausgeführt werden.

- Hauptmenü **Prüfungen**, Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten**, **Lastfluss: Lastprofile erzeugen (RLM)**

Um die Funktion auszuführen, muss vorher keine .NET-Datei in ATPDesigner eingelesen werden.

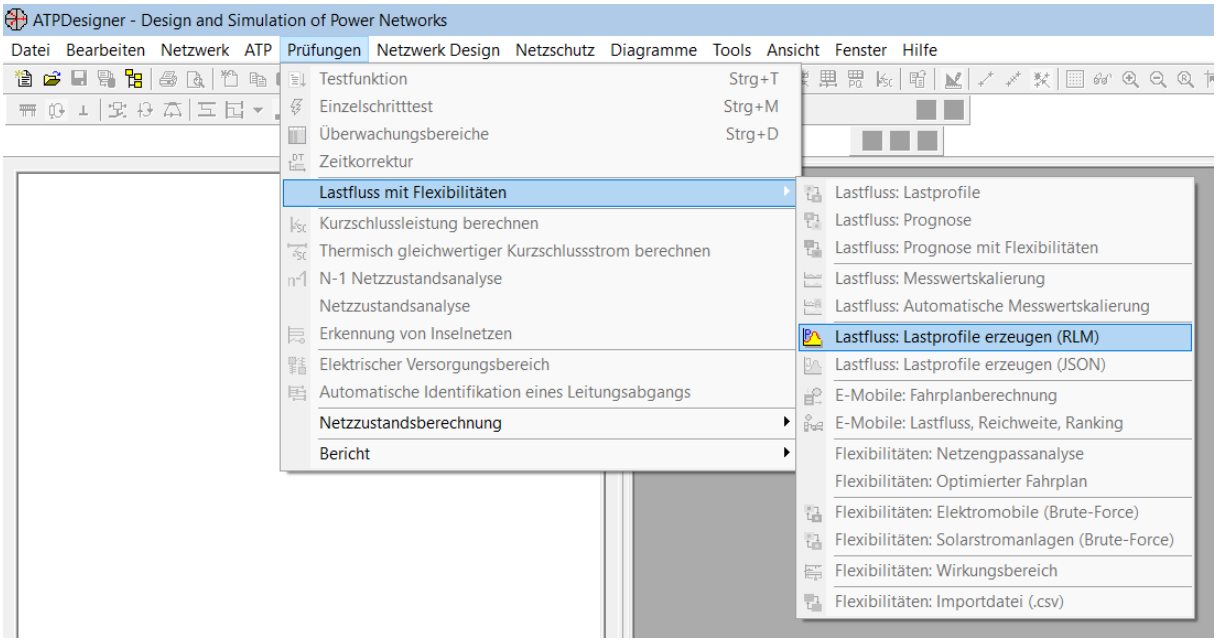


Abbildung 43: Ausführen der Funktion *Lastfluss: Lastprofile erzeugen (RLM)*

14.10.2 Definition der Struktur der .CSV-Datei mit RLM-Messdaten

Die Funktion zum Erzeugen von .CSV-Dateien mit Standardlastprofilen (SLP) erlaubt es RLM-Messdaten im **OBIS-Format** [31] einzulesen, in VDEW-Standardlastprofile (SLP) umzuwandeln und in drei .CSV-Dateien für Winter (W), Sommer (S) und Übergang (U) zu speichern. Die Abkürzung **OBIS** steht für **Object Identification System**, welches im Energiemarkt zur elektronischen Datenkommunikation eingesetzt werden.

- ⇨ Ist im Dateinamen der eingelesenen RLM-Messdaten die Kennung **PV** oder **WP** vorzufinden, dient diese Funktion der Ermittlung von Lastprofilen für PV-Anlagen und Windparks unabhängig vom Wochentag nur in Abhängigkeit der Jahreszeiten Winter (W), Sommer (S) und Übergang (U) gemäß Definition der VDEW-Standardlastprofile (SLP) [23].

- ⇨ Ist keine der Kennungen **PV** oder **WP** im Dateinamen zu finden, so werden die Lastprofile in Abhängigkeit von Wochentag und Jahreszeit gemäß Definition der VDEW-Standardlastprofile (SLP) [23] ermittelt.

Das **Object Identification System (OBIS)** definiert OBIS-Kennzahlen, um die technisch-physikalische Bedeutung der Werte für die 15min-Zeitintervalle festzulegen.

„*Die OBIS-Kennzahl besteht aus verschiedenen Wertegruppen aus deren Kombination sich die Spezifikation eines Wertes ableitet. Für jede Wertegruppe (Value-Group) existieren Tabellen mit Schlüsselwerten.*“ [31]

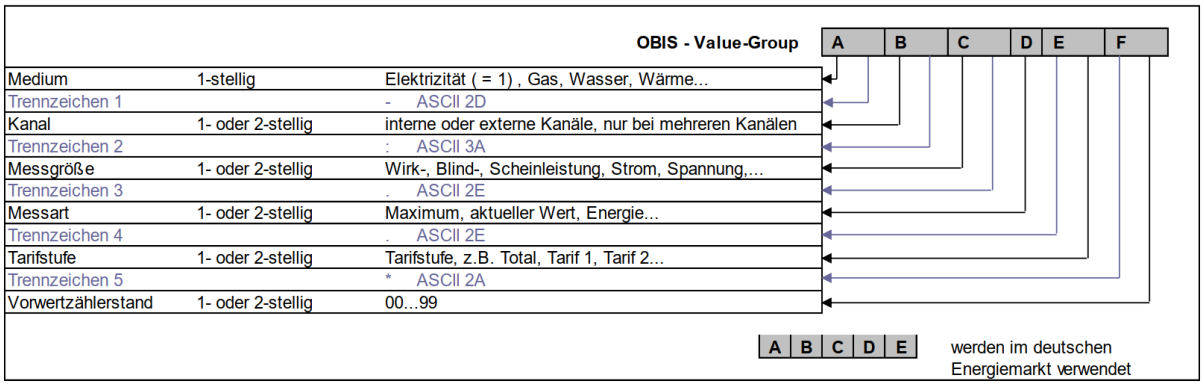


Abbildung 44: OBIS-Wertegruppen für elektrische Energie [31]

Nach [31] gelten folgende Festlegungen (Auszug).

1. Die Angabe eines Kanals ist für die Identifikation über die OBIS-Kennzahl irrelevant (Wertebereich 0 bis 64) und basiert auf gerätetechnischen Vorgaben.
2. Die Angaben: ∑ Li Wirk- / Blind- / Scheinleistung bedeuten: Summe über alle Phasen.
3. Messgröße = Wirk- / Blind- / Scheinleistung und Messart = Zeitintegral => physikalische Einheit ist Arbeit.
4. Die Richtungsangaben + / - bei der Messgröße geben die Energieflussrichtung an und bedeuten:
   a. + Bezug des Kunden aus dem Netz (z. B. 1-b:1.x.y)
   b. - (Rück-) Lieferung des Kunden an das Netz (z. B. 1-b:2.x.y)
5. Da die Energieflussrichtung mittels der OBIS-Kennzahl definiert wird, sind die Mengenangaben selbst nur mit positiven Werten oder 0 anzugeben.
6. Die Definition der Zeitintegrale ist:
   a. Zeitintegral 1: Zählerstände
   b. Zeitintegral 2: Vorschübe (Energiemenge für einen beliebigen Zeitraum)
   c. Zeitintegral 5: Lastgang (Energiemengen für Zeitintervalle von äquidistanter Dauer)

Weitere Festlegungen können in [31] nachgelesen werden.

Die RLM-Messdatendatei, die in ATPDesigner eingelesen wird, muss zum Dateianfang eine 10-zeilige Headerinformation enthalten. Der Header muss ggfs. manuell vom Anwender an das Format angepasst werden. Die Headerzeilen werden überlesen, d.h. nicht ausgewertet.

```
Tag ab;Zeit;902944;902945
;;LG_A+_DE00721166706R1H67570000000000612_1-
1:1.9.1;LG_R+_DE00721166706R1H67570000000000612_1-1:3.9.1
;;KWH;KAH
;;50481965708;50481965708
;;600006611;600006611
;;MSTW0003;MSTW0003
;;1700015145;1700015145
;;1-1:1.29.0;1-1:3.29.0
;;27;29
```

Abbildung 45: Aufbau einer .CSV-Datei mit RLM-Messdaten: Headerinformation

Ab der 11. Zeile müssen wie nachfolgend dargestellt in jeder Zeile

1. das **Datum** im Format **TT.MM.JJJJ**,

2. das zeitliche Ende des **15min-Zeitintervalls** im Format **hh:mm:ss** und danach direkt folgend

3. der Wert der **Wirkenergie (Wirkarbeit)** in **kWh**

durch ein Semikolon „;“ getrennt enthalten sein. Werte in den darauf folgenden Spalten werden nicht ausgewertet.

```
01.01.2018;00:00:00;1,98;0,53
01.01.2018;00:15:00;3,41;0,77
01.01.2018;00:30:00;2,09;0,67
01.01.2018;00:45:00;1,98;0,57
01.01.2018;01:00:00;1,98;0,54
01.01.2018;01:15:00;1,93;0,54
01.01.2018;01:30:00;3,5;0,85
```

Abbildung 46: Aufbau einer .CSV-Datei mit RLM-Messdaten: 15min-Werte

Die in der folgenden Tabelle aufgeführten Kennzahlen sind OBIS-Kennzahlen. Damit sind in der dritten Spalte der RLM-Messdaten die eingespeiste oder bezogene Wirkleistung, in der vierten Spalte die induktive und in der fünften Spalte die kapazitive Blindleistung aufgeführt.

⇨ Den OBIS-Kennzahlen liegt das Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) zugrunde.

Medium (A)	Kanal (B)	Messgröße (C)	Messart (D)	Tarif (E)
1 Elektrizität	Kanal 0 bis 64	1 Σ Li Wirkleistung + 2 Σ Li Wirkleistung - 3 Σ Li Blindleistung + 4 Σ Li Blindleistung - 5 Σ Li Blindleistung Q I 6 Σ Li Blindleistung Q II 7 Σ Li Blindleistung Q III 8 Σ Li Blindleistung Q IV	6 Maximum 8 Zeitintegral 1 9 Zeitintegral 2 29 Zeitintegral 5	0 Total 1 Tarif 1 2 Tarif 2 3 Tarif 3 4 Tarif 4 5 Tarif 5 … … 9 Tarif 9

Tabelle 1: OBIS-Tabelle mit OBIS-Kennzahlen [31]

Da die OBIS Kennzahlen 1-1:7.29. 0 und 1-1:8.29. 0 im Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) den Quadranten 3 und 4 entsprechen, ergibt die Summe dieser beiden Messwerte die Blindleistungseinspeisung einer EEG-Anlage.

	1-1:2.29.0	1-1:7.29.0	1-1:8.29.0
1	Elektrizität	Elektrizität	Elektrizität
1	Kanal 1	Kanal 1	Kanal 1
2/7/8	∑ Li Wirkleistung -	∑ Li Blindleistung Q III	∑ Li Blindleistung Q IV
29	Zeitintegral 5	Zeitintegral 5	Zeitintegral 5
0	Total	Total	Total

Abbildung 47: Entschlüsselung der OBIS-Kennzahlen [31]

14.10.3 Berechnung der Standardlastprofile (SLP) aus RLM-Messdaten

Die erstellten Lastprofile basieren auf der Bildung des arithmetischen Mittelwertes der entsprechenden Daten der RLM-Messung.

- ⇨ Für die Erzeugung von Lastprofilen für PV-Anlagen und Windparks mit den Kennungen PV bzw. WP im Dateinamen der RLM-Messdaten werden die arithmetischen Mittelwerte der Energie für jede viertel Stunde in Abhängigkeit der Jahreszeit gebildet und in den entsprechenden Leistungswert mittels dem Faktor $4\frac{1}{h}$ umgerechnet.

- ⇨ Für andere Anlagen werden die Lastprofile durch die arithmetischen Mittelwerte der Energie für jede viertel Stunde abhängig der Jahreszeit und des Wochentages gebildet und hierzu in den entsprechenden Leistungswert für die viertel Stunde mittels dem Faktor $4\frac{1}{h}$ umgerechnet.

14.10.4 Beispiele für OBIS-Kennzahlen

Nachfolgend sind aus [31] einige Beispiele für OBIS-Kennzahlen zum besseren Verständnis entnommen worden.

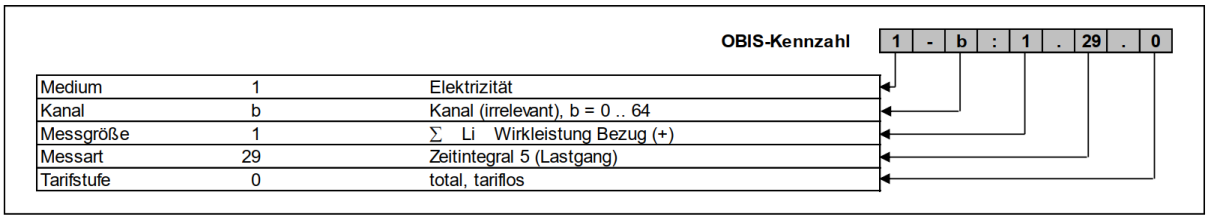


Abbildung 48: 15min-Lastgang: elektrische Wirkarbeit, Bezug des Kunden, total

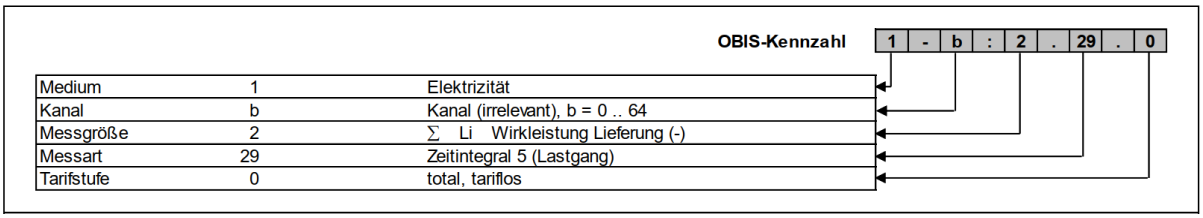


Abbildung 49: 15min-Lastgang: elektrische Wirkarbeit, Lieferung des Kunden, total

14.11 Lastfluss: Lastprofile erzeugen (JSON)

Diese Funktion erlaubt es, Mess- oder Prognosedaten im JSON-Format einzulesen und in VDEW-Lastprofile in .CSV-Dateien umzuwandeln. In der nachfolgenden Abbildung ist der Start der Funktion dargestellt.

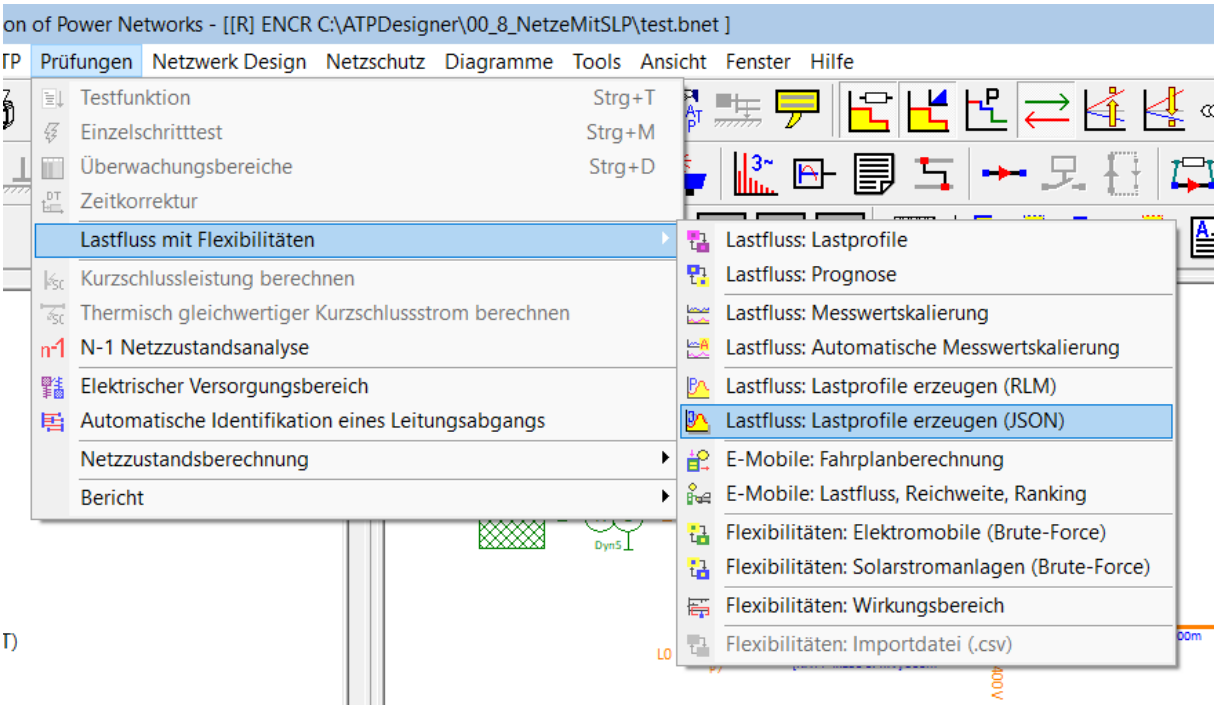


Abbildung 50: Ausführen der Funktion *Lastfluss: Lastprofile erzeugen (JSON)*

Der Aufbau der erzeugten .CSV-Dateien für Lastprofile erfolgt nach **Spezifikation der .CSV-Dateien für Lastprofile**. Die Anzahl der erzeugten .CSV-Lastprofil-Dateien entspricht der Anzahl der in der .JSON-Datei hinterlegten anlagenspezifischen Lastprofil-, Mess- bzw. Prognosereihen. Die erzeugten .CSV-Dateien werden am Speicherort der eingelesenen .JSON-Datei unter dem folgenden Dateinamen abgelegt. Der Dateiname enthält die ID bzw. die Messstellennummer der Anlage.

- Dateiname: LoadProfile_**ID**.CSV

In den erzeugten Lastprofilen werden nur die Wirkleistungswerte abgebildet. Die Blindleistungseinspeisung und der –bezug der Anlage ist gesondert über die im Zertifikat angegebene Methode zu ermitteln.

14.12 Verwendung eines Fahrplanmessgerätes (Fahrplandatei)

Das Betriebsmittel **Mess/Schutzgerät** kann optional als **Fahrplanmessgerät** verwendet werden, um im Verlauf einer Zeitreihenberechnung, d.h. einer Lastflussberechnung mit Lastprofilen, an beliebigen Netzknoten Ströme, Spannungen, Leistungen, etc. zu messen und als zeitlicher Verlauf eines Fahrplans als 15min-Zeitreihe in einer Fahrplandatei (CSV-Datei) zu speichern. Dazu muss mit einem **Left Mouse Button Double Click** auf das grafische Symbol der Einstelldialog des Betriebsmittels **Mess/Schutzgerät** und die Registerkarte **Allgemeine Daten** geöffnet werden. Folgendes ist einzustellen:

- Betriebsart **Lastprofil: U,I,P,Q,S,…**

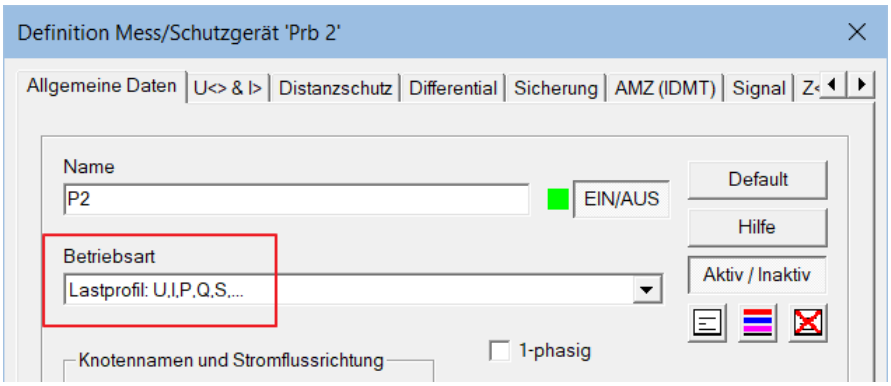


Abbildung 51: Betriebsmittel *Mess/Schutzgerät* : Betriebsart *Lastprofil: U,I,P,Q,S,…*

Durch die gewählte Betriebsart wird das grafische Symbol des Betriebsmittels **Mess/Schutzgerät grün** eingefärbt.

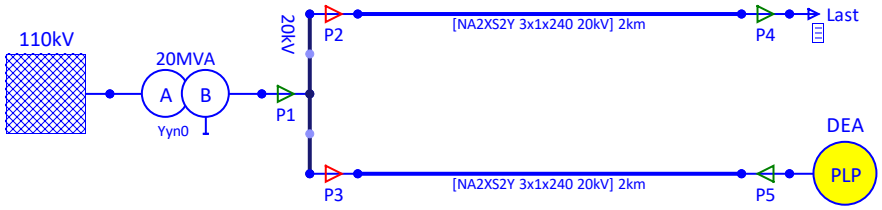


Abbildung 52: Verwendung des Betriebsmittels *Mess/Schutzgerät* als Fahrplanmessgerät

Die Fahrplandatei (CSV-Datei) kann mit dem Menüpunkt **Öffnen ..** im Hauptmenü **Datei** eingelesen und als **Diagramm** dargestellt werden.

- Hauptmenu **Datei**
- Menüpunkt **Öffnen ..**
- Verzeichnis **Results** im **Projektverzeichnis** der .NET-Datei
- Auswahl der Dateierweiterung **.CSV-Datei (*.CSV)**

Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft einen Fahrplan, d.h. eine Zeitreihe von 15min-Werten als **Diagramm** in ATPDesigner.

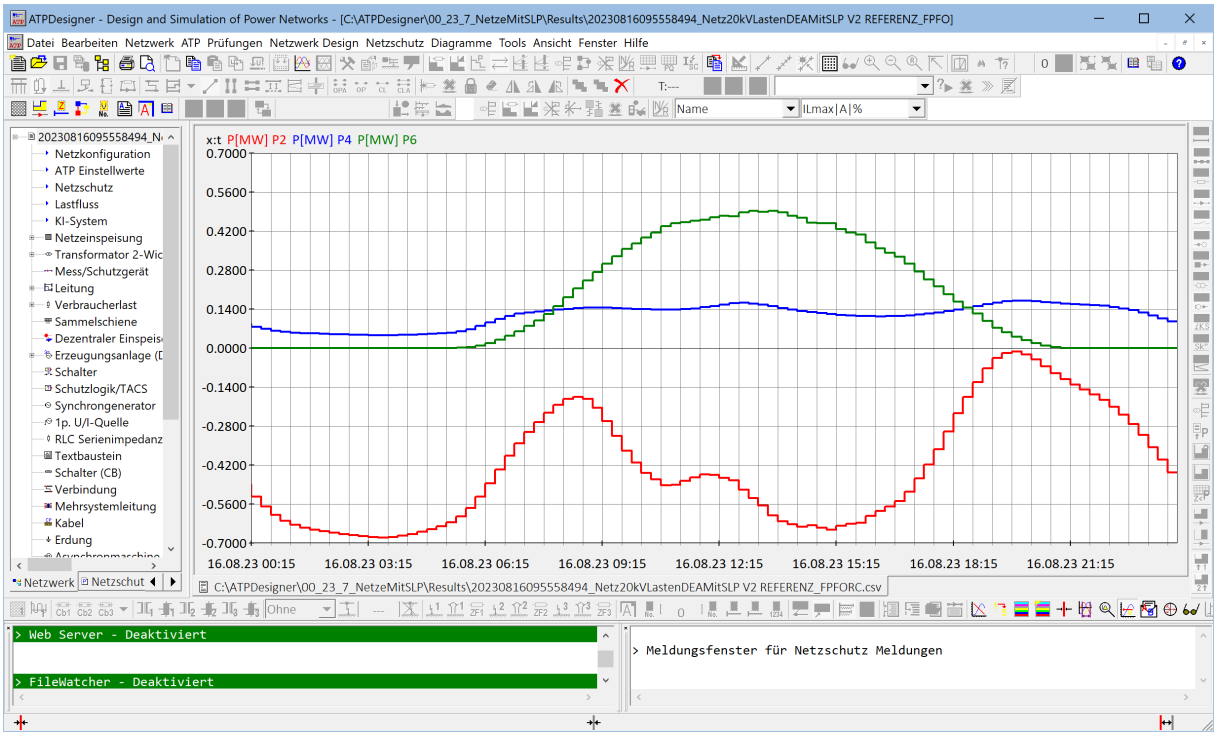


Abbildung 53: Darstellung von Fahrplänen (Fahrplanmessgeräte) in einem Diagramm

14.13 E-Mobile: Fahrplanberechnung

ATPDesigner bietet die Möglichkeit, das zeitliche Bezugs- bzw. Einspeiseverhalten von E-Mobilen und Batterien in Stromnetzen näher zu untersuchen. Als Alternative zu einem anlagenspezifischen Lastprofil mit Anlagen-Identifier (ID) oder als JSON-Prognosedatei ist es möglich, das zeitliche Verhalten eines E-Mobils oder einer Batterie durch eine Tabelle von Schaltzeiten mit dem Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** [Bd. 2] in der Registerkarte **Lastprofil** des Einstelldialogs nachzubilden.

Die Einstellwerte für die Zeitreihe der nachfolgenden Abbildung sind in **Lastfluss: Lastprofile** erläutert. Der Einstelldialog kann

- mit dem Button in der Toolbar **Flexibilitäten**

- Hauptmenü **Prüfungen**
- Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten**
- Menüpunkt **E-Mobile: Fahrplanberechnung**

geöffnet und die Fahrplanberechnung mit Hilfe des in der nachfolgend dargestellten Abbildung dargestellten Einstelldialoges gestartet werden.

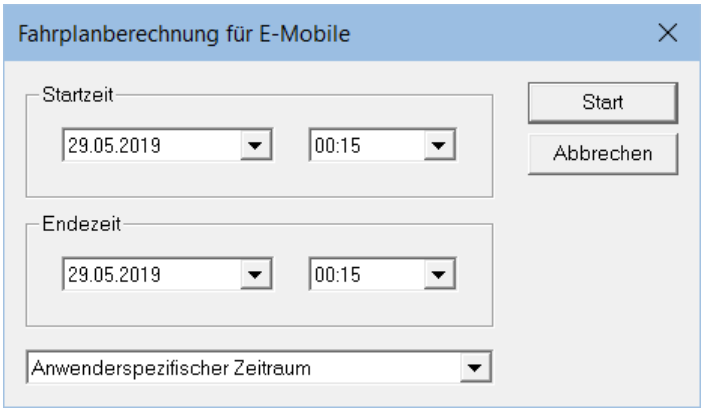


Abbildung 54: Einstelldialog *Fahrplanberechnung für E-Mobile*

Betriebsart	Zeitspanne
Anwenderspezifischer Zeitraum	Es werden Fahrpläne für eine vom Anwender angegebene Zeitspanne berechnet.
Ein definiertes Jahr	Es werden Fahrpläne für drei Referenztage für Winter, Sommer und Übergangszeit berechnet.
Ein definierter Tag	Es werden Fahrpläne für einen definierten Tag berechnet.
Eine definierte Uhrzeit	Es werden Fahrpläne für eine definierte Uhrzeit berechnet.

Bedienelement	Bedeutung
Start	Ausführung der Fahrplanberechnung
Abbrechen	Einstelldialog schließen

Wird das zeitliche Verhalten von E-Mobilen oder Batterien mit Schaltzeiten für Netzwerkelemente **Erzeugungsanlage (DEA)** nachgebildet, so werden diese im Laufe der Zeitreihenberechnung berücksichtigt (siehe Einstelldialog **Erzeugungsanlage (DEA)**, Registerkarte **Lastprofil** [Bd. 2]).

Des Weiteren kann das Betriebsmittel **Mess/Schutzgerät** [Bd. 2] als Fahrplanmessgerät entsprechend der Verwendung eines Fahrplanmessgerätes an beliebigen Netzknoten verwendet werden, um Spannungen, Ströme, Leistungen, etc. für jedes 15min-Intervall der Zeitreihenberechnung zu berechnen und in Ausgabedateien (.XML-Datei und .CSV-Datei) im Unterverzeichnis **Results** des **Projektverzeichnis** der .NET-Datei zu speichern.

Die Ergebnisse der Fahrplanberechnung und der Netzauslastungsanalyse werden als Bericht (XML-Datei [21]) im **Projektverzeichnis** gespeichert.

JJJJMMTThhmmss_***NetDateiname***_**EMOBFP**.xml

⇨ Verzeichnis: **Projektverzeichnis** \ **Results**

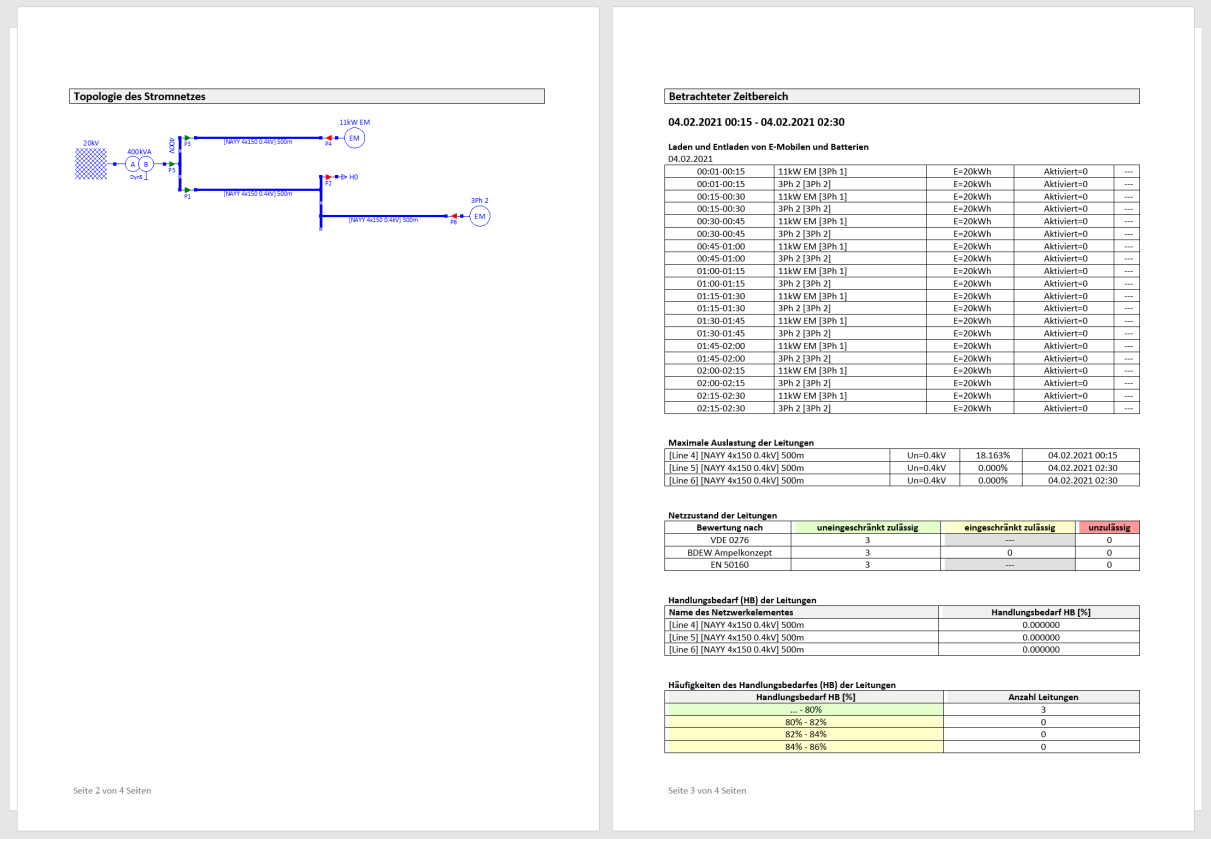


Abbildung 55: Analyseergebnis der Fahrplanberechnung für E-Mobile

Am Anfang des Berichtes werden die Ein- und Ausschaltzeiten der Bezugs- und Einspeiseanlagen angezeigt, die in der Fahrplanberechnung berücksichtigt wurden. Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft einen Teil der Tabelle des Berichtes.

Laden und Entladen von E-Mobilen und Batterien

	00:01-00:15	11kW EM [3Ph 1]	E=20kWh	Aktiviert=0	---
	00:01-00:15	3Ph 2 [3Ph 2]	E=20kWh	Aktiviert=0	---
	00:15-00:30	11kW EM [3Ph 1]	E=20kWh	Aktiviert=0	---
	00:15-00:30	3Ph 2 [3Ph 2]	E=20kWh	Aktiviert=0	---
	00:30-00:45	11kW EM [3Ph 1]	E=20kWh	Aktiviert=0	---

Abbildung 56: Fahrpläne von Bezugs- und Einspeiseanlagen

14.13.1 Nachbildung des zeitlichen Ladeverhaltens von E-Mobilen

Für eine möglichst realitätsnahe Nachbildung des zeitlichen Verhaltens von Ladeeinrichtungen für E-Mobile ist es ratsam Prognosewerte heranzuziehen. Fehlen diese oder bleiben aus, so kann sich die Berechnung und Überprüfung des Netzzustandes aufgrund der unbekannten Ladeverhalten der E-Mobile als problematisch erweisen. ATPDesigner bietet dem Anwender die Möglichkeit, mithilfe verschiedener Verfahren die Auswirkungen unbekannter Ladeverhalten von E-Mobilen auf den Netzzustand anhand unterschiedlicher Gesichtspunkte zu untersuchen. Diese können passend für den Schwerpunkt der Untersuchung ausgewählt werden, um eine aussagekräftige Netzzustandsanalyse zu gewährleisten. Die in ATPDesigner vorhandenen Verfahren zur Nachbildung unbekannter Ladeverhalten von E-Mobilen werden im Folgenden vorgestellt.

14.13.1.1 Nachbildung des Ladeverhalten über die Worst-Case-Situation

- Brute-Force-Methode
- Genetischer Algorithmus

14.13.1.2 Nachbildung des Ladeverhaltens mittels Gleichzeitigkeitsfaktor

Ähnlich dem Verfahren der Planung und Dimensionierung einer Stromversorgung kann auch für die Nachbildung des Ladeverhaltens von E-Mobilen ein Gleichzeitigkeitsfaktor im Sinne eines Teillastfaktors berücksichtigt werden. Dabei wird angenommen, dass es mit steigender Anzahl an Ladepunkte für E-Mobilen bzw. Ladestationen innerhalb eines zu betrachtenden Netzbereiches zu einer immer stärkeren Streuung der Ladezeitpunkte kommt, wodurch die Gleichzeitigkeit und somit auch der Teilastfaktor mit steigender Anzahl an E-Mobilen bzw. Ladestationen sinkt.

Der Gleichzeitigkeitsfaktor wird mittels einer Kennlinie dargestellt, welche auf Basis empirischer Daten erstellt werden kann. Diese ist in ATPDesigner in Form einer Standard-Kennlinie voreingestellt, kann aber durch den Nutzer auch mithilfe von Stützstellen anwenderspezifisch festgelegt werden. Werte zwischen den Stützstellen werden vom Programm linear interpoliert.

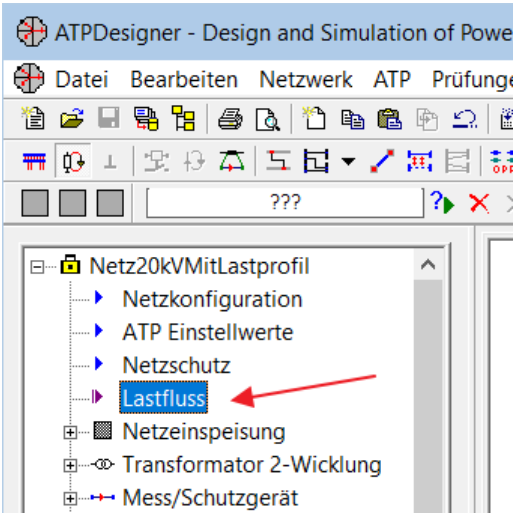
Mit **Öffnen** und **Speichern** können anwenderspezifische Kennlinien verwendet werden. Näheres dazu kann in [Bd. 1] zum Einstelldialog **Einstellung Lastflussberechnung**, Registerkarte **E-Mobile** nachgelesen werden.

⇨ Der Gleichzeitigkeitsfaktor GLZ wird nur auf die Netzwerkelemente **Verbraucherlast** angewendet, welche die Betriebsart **Elektromobil EMOB(ID) in der Anlagenliste** aufweisen.

⇨ Es muss weiter beachtet werden, dass in einem Stromnetz der Gleichzeitigkeitsfaktor GLZ sich entweder nur für **Zonen** oder **Bereiche** angewendet werden kann. Eine gleichzeitige Nutzung des Gleichzeitigkeitsfaktors für Zonen und Bereiche in einer Lastflussberechnung ist nicht möglich.

Der Einstelldialog kann wie folgt geöffnet werden.

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**
- Ansicht **Projektinformation**, Menüpunkt **Lastfluss**



Die Aktivierung des Verfahrens zur Nachbildung des Ladeverhalten mittels Gleichzeitigkeitsfaktor erfolgt im Einstelldialog **Einstellung Lastflussberechnung** in der Registerkarte **E-Mobile**.

Einstellung	Definition
Ohne	Der Gleichzeitigkeitsfaktor wird bei Lastflussberechnungen nicht berücksichtigt.
Gleichzeitigkeitsfaktor (Zone)	Der Gleichzeitigkeitsfaktor wird auf alle **Verbraucherlasten** einer **Zone** mit Betriebsart **Elektromobil EMOB(ID)** in der **Anlagenliste** angewendet. Für jede **Zone** wird ein eigener Gleichzeitigkeitsfaktor ermittelt und verwendet.
Gleichzeitigkeitsfaktor (Bereich)	Der Gleichzeitigkeitsfaktor wird auf alle **Verbraucherlasten** eines **Bereiches** mit Betriebsart **Elektromobil EMOB(ID)** in der **Anlagenliste** angewendet. Für jeden **Bereich** wird ein eigener Gleichzeitigkeitsfaktor ermittelt und verwendet.

Die Berechnung des Gleichzeitigkeitsfaktors GLZ und der daraus resultierenden Bezugswirkleistung P_{GLZ} ist nachfolgend beschrieben.

$$N = \sum_{Zone\ oder\ Bereich} Verbraucherlast : Anlagenliste\ EMOB(ID)$$

mit N = Anzahl Ladepunkte für Elektromobilität

$$GLZ = f_{Kennlinie}\left(N, Zone\ oder\ Bereich\right)$$

$$P_{GLZ} = GLZ \cdot P_n\left(Verbraucherlast : Anlagenliste\ EMOB(ID)\right)$$

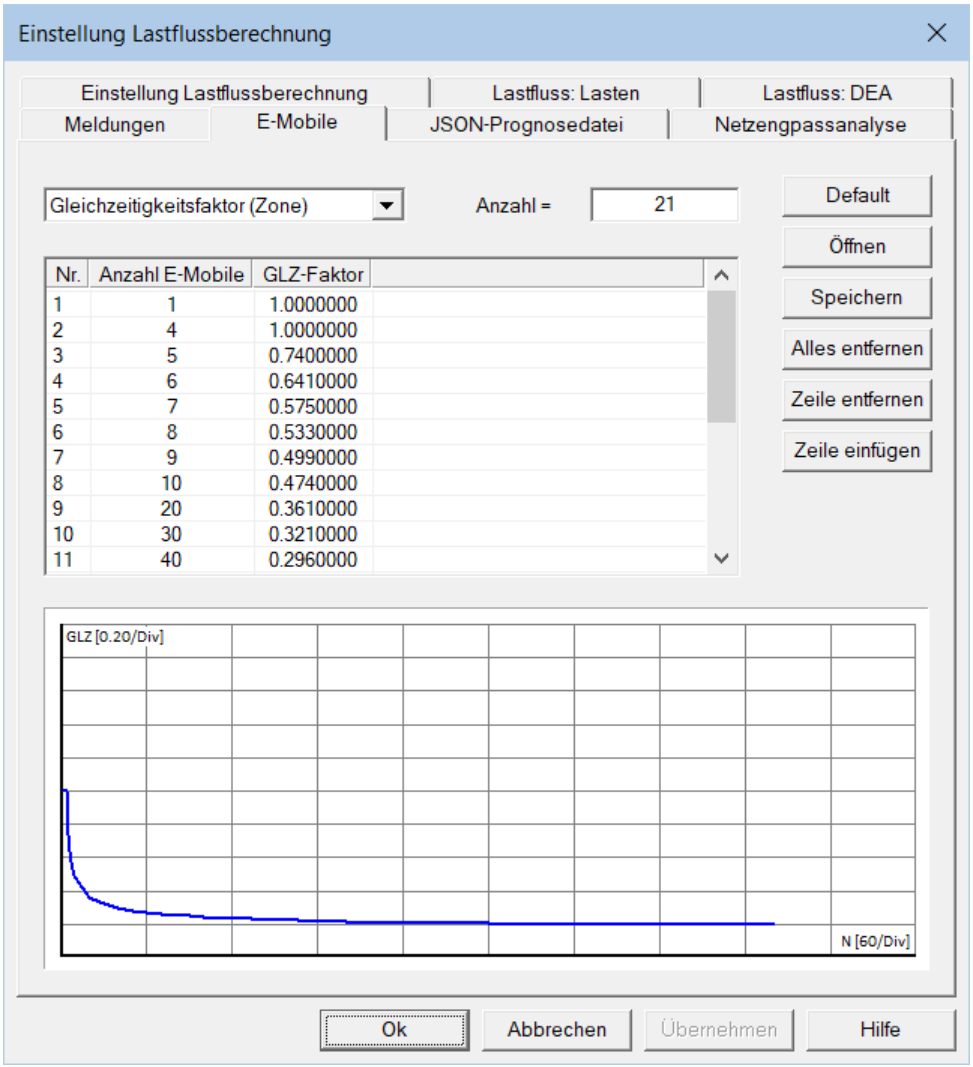


Abbildung 57: Registerkarte *E-Mobile*, Einstellwert *Gleichzeitigkeitsfaktor (Zone)*

Der Anwender kann entscheiden, ob der Gleichzeitigkeitsfaktor auf die E-Mobile innerhalb der **Zonen** oder der **Bereiche** angewendet werden soll.

⇨ Diese Auswahl ist sich gegenseitig ausschließend, d.h. in einem Stromnetz kann der Gleichzeitigkeitsfaktor entweder nur für **Zonen** oder **Bereiche** verwendet werden.

Bei entsprechender Auswahl wird der Faktor sowohl bei der **Berechnung eines stationären Netzzustandes** als auch bei der **Berechnung von zeitabhängigen Fahrplänen unter Verwendung von Lastprofilen** bzw. **Prognosewerten** berücksichtigt.

Je nach Zuweisung der E-Mobile zu Zonen bzw. Bereichen werden unterschiedliche Gleichzeitigkeitsfaktoren in der Netzberechnung berücksichtigt. Die Default-Zone (**Zone** 0) und der Default-Bereich (**Bereich** 0) bleiben unbeachtet vom Gleichzeitigkeitsfaktor.

Der in der Lastflussrechnung berücksichtigte Gleichzeitigkeitsfaktor je **Bereich** bzw. **Zone** lässt sich unter Zonen bzw. Bereiche überprüfen:

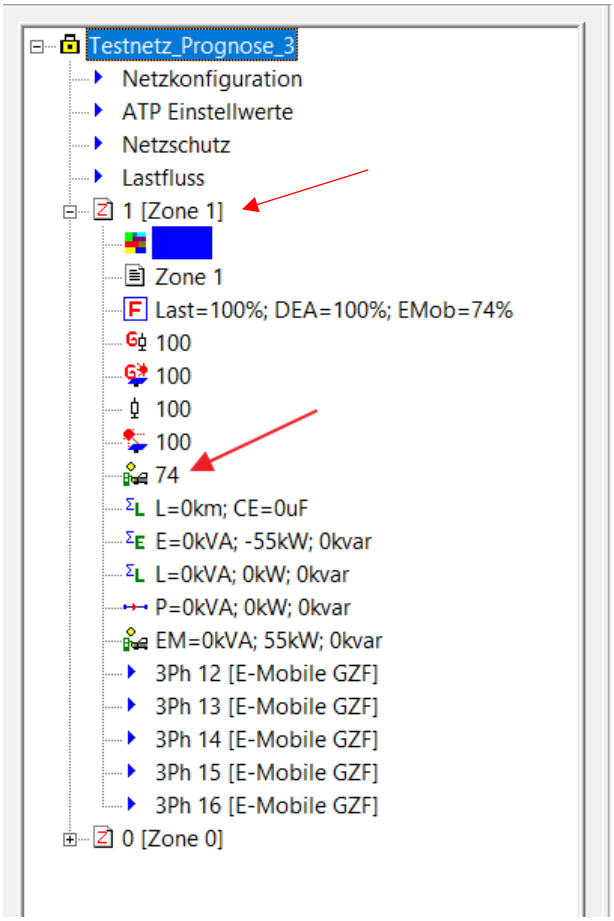


Abbildung 58: Überprüfung des berücksichtigten Gleichzeitigkeitsfaktors je Zone/Bereich

Der Gleichzeitigkeitsfaktor wird dabei anstelle des **E-Mobile Faktor** eingetragen. Der zuvor eingetragene Faktor für E-Mobile wird zu Beginn der Fahrplanberechnung einmalig überschrieben.

14.13.1.3 Nachbildung des Ladeverhaltens mit durchschnittlichen Ladeprofilen

In Anlehnung an die VDEW-Standardlastprofile (H0, G0, L0, …) kann auch ein durchschnittliches Ladeprofil für ein E-Mobil in Form eines Standardlastprofils in 15-minütiger Auflösung verwendet werden. ATPDesigner bietet für das Betriebsmittel **Verbraucherlast** dazu drei verschiedene Profile an:

Lastprofil	Beschreibung
EM0	Ladeprofil eines einzelnen E-Mobil, Szenario „Heim“ [VDE Studie]
EM1	Ladeprofil eines einzelnen E-Mobil, Szenario „Heim und Arbeit“ [VDE Studie]
EM2	Ladeprofil eines einzelnen E-Mobil, Szenario „Flächendeckend“ [VDE Studie]

Die Einstellwerte zu den Lastprofilen sind im Kapitel **Registerkarte Lastprofil - Standardlastprofile in Anlehnung an VDEW** [Bd. 2] näher erläutert. Die Profile sind als CSV.-Datei im Verzeichnis **C:\ATPDesigner\Exe\LoadProfiles** hinterlegt. Der Aufbau der Dateien

gleicht dem Aufbau der VDEW Standardlastprofilen. Die Profile **EM0**, **EM1** und **EM2** werden bei der **Berechnung von zeitabhängigen Fahrplänen unter Verwendung von Lastprofilen** bzw. **Prognosewerten** berücksichtigt.

Die Kennlinien **EM0**, **EM1** und **EM2** sind in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.

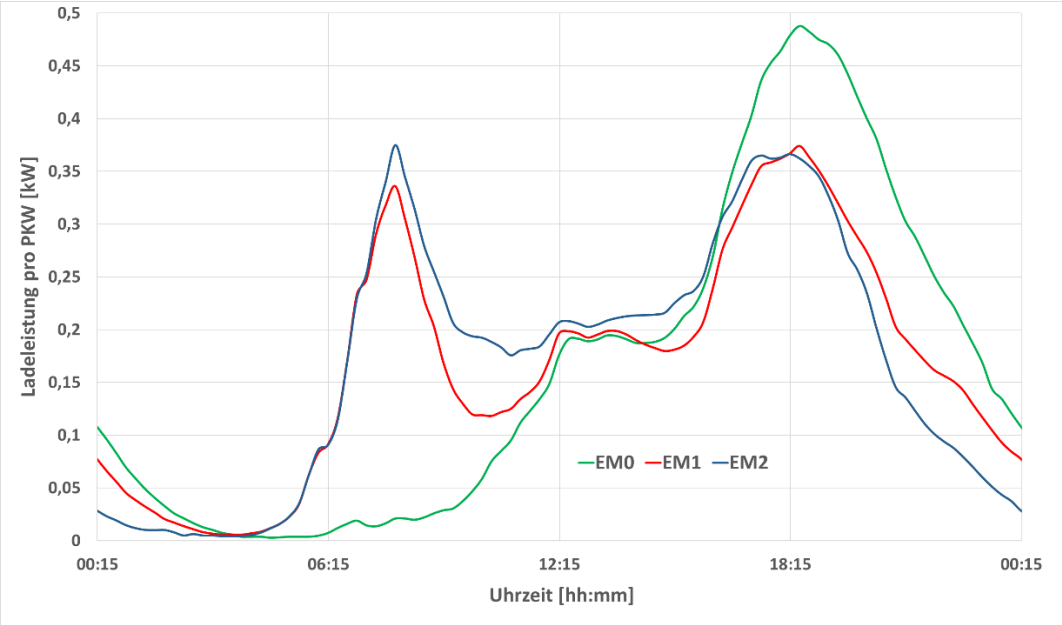


Abbildung 59: Ladeprofile EM0, EM1 und EM2

Sowohl die Jahreszeit (Sommer, Winter, Übergang) als auch der Wochentag (Werktag, Samstag, Sonntag) werden in den Ladeprofilen **EM0**, **EM1** und **EM2 nicht** berücksichtigt.

14.14 Flexibilitäten: Wirkungsbereich von Einspeiseanlagen

Unter der Ermittlung des **Wirkungsbereichs** werden begrifflich die Ermittlung des **Flexibilitätsrankings** und der **Flexibilitätsreichweite** für Einspeiseanlagen zusammengefasst. Der Wirkungsbereich wird in der Netzgrafik durch Einfärbung grafisch dargestellt.

- mit dem Button in der Toolbar **Flexibilitäten**

- Hauptmenü **Prüfungen**
- Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten**
- Menüpunkt **Flexibilitäten: Wirkungsbereich**

Mit Hilfe des Wirkungsbereiches kann die netzphysikalische Wirkung einer Flexibilität als Einspeiseanlage auf die im Netz vorhandenen Betriebsmittel wie **Leitungen** und **Transformatoren** beurteilt werden. Damit beurteilt werden, ob der von einer Einspeiseanlage eingespeiste Strom andere Betriebsmittel bzgl. der Stromauslastung belastet oder entlastet. Entlastung- und Belastung werden mit Hilfe von %-Werten angegeben und sind daher sowohl qualitativ als auch quantitativ bewertbar.

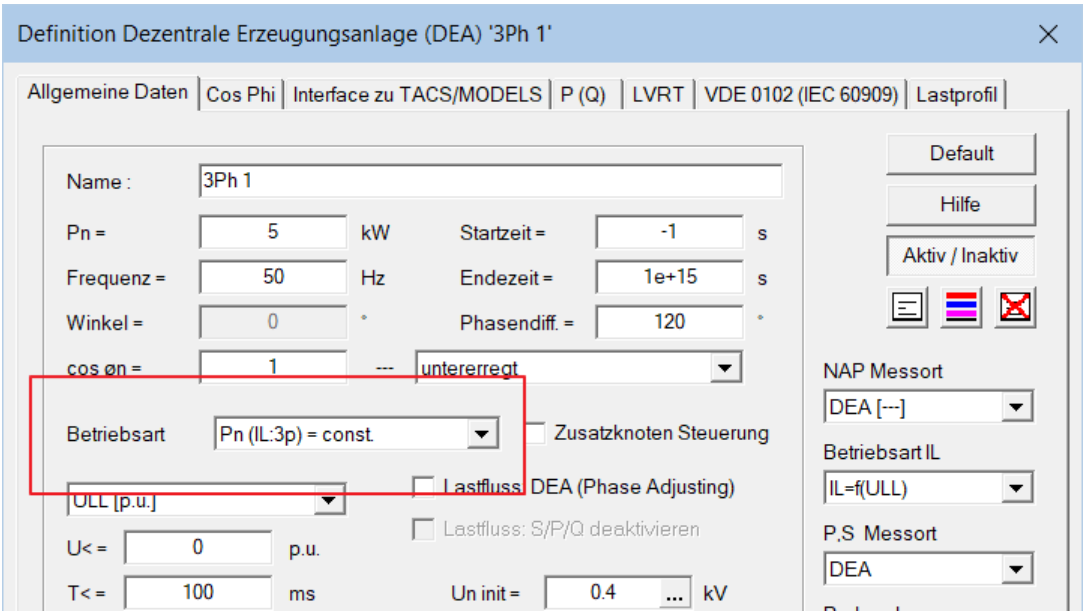
Es wird vorausgesetzt, dass die Flexibilität eine Einspeiseanlage ist, die leistungselektronisch mit Hilfe eines Netzstromrichters an das Netz angeschaltet ist. In diesem Sinne ist die Flexibilität eine leistungsgeregelte Stromquelle wie z.B. eine Solarstromanlage oder eine Batterieanlage.

14.14.1 Wichtige Regeln zur Ermittlung des Wirkungsbereiches

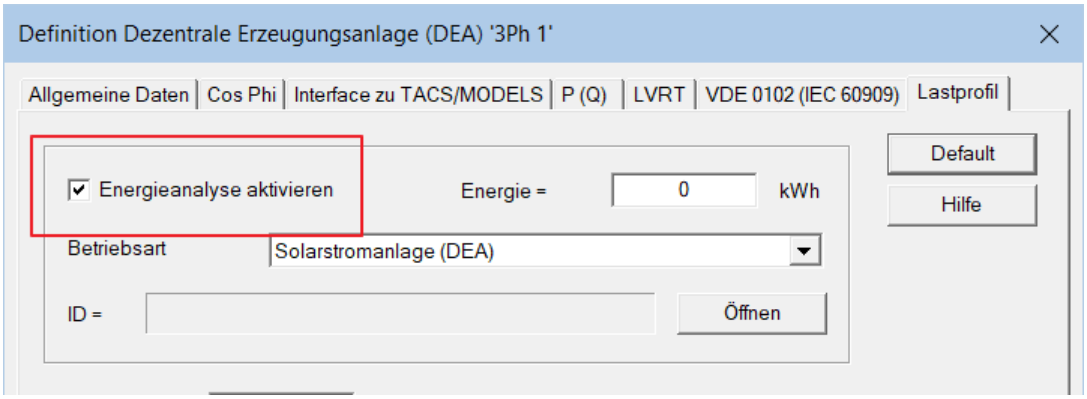
Folgende grundlegende Regeln müssen beachtet werden.

1. Eine Flexibilität muss mit dem Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** [Bd. 2] als leistungsgeregelte Stromquelle nachgebildet werden.

2. Für dieses Modell sollte bevorzugt die Betriebsart **Pn (IL:3p) = const.** verwendet werden, die einen Netzstromrichter als 3-phasig symmetrische leistungsgeregelte Stromquelle nachbildet.



3. In der Registerkarte Lastprofil muss die Option **Energieanalyse aktivieren** aktiviert werden, um die Flexibilität bzgl. der Ermittlung ihres Wirkungsbereiches zu berücksichtigen.



Im Weiteren sind die Erläuterungen im Kapitel **Vorgehensweise zur Ermittlung des Wirkungsbereichs von Flexibilitäten** zu beachten.

14.14.2 Flexibilitäten: Flexibilitätsranking

Ein **Flexibilitätsranking** stellt die Beziehung zwischen einzelnen Betriebsmitteln und den im Netz vorhandenen Flexibilitäten dar. Dieses Ranking gibt an, wie stark die Auslastung des jeweiligen Betriebsmittels mittels der jeweiligen Flexibilität beeinflusst werden kann. Das Flexibilitätsranking = 1 gibt das höchste Flexibilitätsranking an und damit den größten Einfluss einer Flexibilität auf die jeweiligen Betriebsmittel. Mit steigender numerischer Angabe sinkt das Ranking und damit der Einfluss. Eine Flexibilität kann abhängig von der Topologie und den Betriebsmitteln des Stromnetzes Einfluss auf mehrere Betriebsmittel haben.

14.14.3 Flexibilitäten: Flexibilitätsreichweite

Wird für die Beziehung **Betriebsmittel – Flexibilität** eine andere Betrachtungsweise vorgenommen, ist es möglich anzugeben, für welche Betriebsmittel eine Flexibilität ein bestimmtes Ranking einnimmt. Die Betrachtung erfolgt also seitens der Flexibilität, um ihren Einfluss auf Betriebsmittel und damit auf den Netzzustand zu erfassen. Dies ist auch grafisch im Netz abbildbar und kann als **Flexibilitätsreichweite** der Flexibilität interpretiert werden. Es muss beachtet werden, dass für diese Betrachtungsweise Betriebsmittel u.U. keiner Flexibilität zugeordnet w erden.

Im Nachfolgenden wird die Ermittlung von **Flexibilitätsreichweite** und **Flexibilitätsranking** also unter dem Begriff **Wirkungsbereich** zusammengefasst werden.

Mit dem **Wirkungsbereich** soll somit **tabellarisch** (**Flexibilitätsranking**) und **grafisch** (**Flexibilitätsreichweite**) dargestellt werden, für welche Betriebsmittel (**Leitung** oder **Mess/Schutzgerät** mit der Schutzfunktion **Sicherung**) [Bd. 2] durch die jeweilige Flexibilität, welche Wichtigkeit hinsichtlich der Auslastung eingenommen wird.

Die **Ausgabe** des **Flexibilitätsrankings** erfolgt tabellarisch. Hierzu werden .CSV-Dateien generiert. Es wird derzeit separiert zwischen dem Flexibilitätsranking für **Leitungen** und dem für **Mess/Schutzgeräte** mit der Schutzfunktion **Sicherungen**. Somit entstehen, sofern sowohl Leitungen wir auch Sicherungen im Netz vorgesehen sind, zwei .CSV-Dateien mit jeweils dem Flexibilitätsranking für Leitungen und dem für Sicherungen.

Die **Ausgabe** der **Flexibilitätsreichweite** erfolgt grafisch in der Netzwerkgrafik durch Einfärbung der Betriebsmittel und wird im Nachfolgenden gebracht. Die grafische Darstellung erfolgt für Leitungen und Sicherungen gemeinsam in der Netzwerkgrafik.

14.14.4 Ausgabe von Flexibilitätsranking und -reichweite als Tabelle

Flexibilitätsranking und -reichweite werden in Tabellenform wie in den folgenden beiden Abbildungen dargestellt angegeben.

	Flexibilität	Flexibilität	Flexibilität
Betriebsmittel	Ranking	Ranking	Ranking
Betriebsmittel	Ranking	Ranking	Ranking
Betriebsmittel	Ranking	Ranking	Ranking

Abbildung 60: Format des Flexibilitätsrankings

	Ranking 1	Ranking 2	Ranking 3
Flexibilität	Betriebsmittel	Betriebsmittel	Betriebsmittel
Flexibilität	Betriebsmittel	Betriebsmittel	Betriebsmittel
Flexibilität	Betriebsmittel	Betriebsmittel	Betriebsmittel

Abbildung 61: Format des Wirkungsbereichs bzw. der Flexibilitätsreichweite

Das Flexibilitätsranking wird in einer .CSV-Datei im **Projektverzeichnis** (Verzeichnis der .NET-Datei) [Bd. 1] ausgegeben.

Um die Zusammenhänge zwischen Flexibilitätsranking und –Reichweite zu verdeutlichen ist ein einfaches Beispiel in den folgenden beiden Abbildungen dargestellt. Damit wird die Wechselwirkung zwischen den beiden Tabellen/Matrizen deutlich. In den beiden nachfolgenden Tabellen sind Flexibilitätsranking = 1 und Flexibilitätsreichweite = 1 im Sinne von Maximalwerten zu verstehen. So hat in der nachfolgenden Abbildung die Flexibilität 1 mit Flexibilitätsranking = 1 für das Betriebsmittel 1 die größte netzphysikalische Wirkung, danach die Flexibilität 2 und die Flexibilität 3. Im Falle des Betriebsmittels 2 ergibt sich eine andere Reihenfolge.

	Flexibilität 1	Flexibilität 2	Flexibilität 3
Betriebsmittel 1	Ranking 1	Ranking 2	Ranking 3
Betriebsmittel 2	Ranking 2	Ranking 3	Ranking 1
Betriebsmittel 3	Ranking 2	Ranking 1	Ranking 3

Abbildung 62: Flexibilitätsranking - Wirkung zwischen Flexibilität und Betriebsmitteln

Die nachfolgende Tabelle ergibt sich aus der vorangehenden Tabelle durch Umstellung. Es ist zu erkennen, dass keine Flexibilitätsreichweite mit Flexibilitätsranking = 3 für die Flexibilität 1 mit Flexibilitätsranking 3 für eines der Betriebsmittel ermittelt werden konnte. Diese Zelle der Tabelle ist mit „---“ gekennzeichnet.

	Ranking 1	Ranking 2	Ranking 3
Flexibilität 1	Betriebsmittel 1	Betriebsmittel 2 und 3	---
Flexibilität 2	Betriebsmittel 3	Betriebsmittel 1	Betriebsmittel 2
Flexibilität 3	Betriebsmittel 2	---	Betriebsmittel 1 & 3

Abbildung 63: Flexibilitätsreichweite – Wirkungsbereich auf die Betriebsmittel

14.14.5 Ermittlung des Wirkungsbereichs und physikalischer Hintergrund

Die Flexibilität, für die der Wirkungsbereich bzw. die Flexibilitätsreichweite grafisch angezeigt werden soll, wird mit einem **Left Mouse Button Click** markiert. Es kann nun der entsprechende Menüpunkt im Hauptmenü **Prüfungen** unter **Lastfluss mit Flexibilitäten** verwendet werden.

Daraufhin wird das Flexibilitätsranking und damit auch der Wirkungsbereich der Flexibilitäten, sofern noch keine .CSV-Datei mit Flexibilitätsranking im Verzeichnis der .NET-Datei vorzufinden ist, ermittelt. Liegt eine solche Datei bereits vor, wird diese eingelesen. Dies erlaubt dem Anwender das manuelle Bearbeiten der Rankingdatei bzw. die Vorgabe. In die Aufstellung des Flexibilitätsrankings werden nur die Flexibilitäten einbezogen, welche als für den Netzbetreiber einsetzbar markiert sind. Dies wird über die Checkbox **Energieanalyse aktivieren** und die Angabe einer **Betriebsart** des Netzwerkelementes **Erzeugungsanlage (DEA)** [Bd. 2] in der Registerkarte **Lastprofile** in dem Einstelldialog der **Erzeugungsanlage (DEA)** angezeigt.

14.14.5.1.1 Erstellung des Flexibilitätsrankings

Die Erstellung des Flexibilitätsrankings erfolgt nach der nachfolgenden Vorgehensweise. Es erfolgt die Verwendung einer Ersatzstromquelle, um eine Aussage über die elektrische Entfernung zwischen einem überlasteten Betriebsmittel und den Flexibilitäten in einem Netz treffen zu können.

Die Netzwerkelemente **Netzeinspeisung**, **Synchrongenerator** und **Asynchronmaschine** [Bd. 2] werden nur durch ihre Kurzschlussimpedanz abgebildet, die an einem Knoten geerdet ist. Die interne Spannungsquelle wird nicht verwendet und durch einen Kurzschluss ersetzt.

Alle Flexibilitäten wie z.B. **Erzeugungsanlagen (DEA)** werden zunächst elektrisch deaktiviert. Die in einer Netzautomatisierung einsetzbaren Flexibilitäten werden dann nacheinander einzeln aktiviert und sind damit jeweils die einzige wirksame Quelle im betrachteten Netz. Jede Stromquelle bzw. Flexibilität speist jeweils ein 3-phasiges, symmetrisches Drehstromsystem mit einem Strombetrag von 100 A je Leiter ein. Die Flexibilität speist somit nur im Mitsystem ein, Gegen- und Nullsystemeinspeisung sind gleich Null.

⇨ Der Mitsystemstrom zur Ermittlung des Flexibilitätsrankings wird als **Rankingstrom** bezeichnet.

Es lässt sich in diesem Zustand des Stromnetzes für jede Flexibilität eine Lastflussberechnung durchführen. Ergebnis sind die Spannungen und Ströme im Stromnetz unter Einspeisung der Stromquelle der Flexibilität. Damit lassen sich die komplexen Spannungen an den Netzknoten und der Stromfluss im Netz betrachten.

Es wird der prozentuale Anteil des Strombetrags, welchen eine Flexibilität in einem betrachteten Betriebsmittel bewirkt, bezogen auf den Rankingstrom von 100 A, berechnet. Dieser Anteil soll als Grundlage der Rankingermittlung dienen.

⇨ Es wird die Festlegung getroffen, dass Flexibilitäten, welche in der Ermittlung des Flexibilitätsrankings in einem Betriebsmittel weniger als **1 % des Rankingstroms** bewirken, in das Ranking für das jeweilige Betriebsmittel nicht aufgenommen werden.

Dies wird durch das Füllen der entsprechenden Matrixzelle durch die Zahl **2147483647** und damit mit einer Zahl, die größer als die Anzahl der im Netz vorhandenen Betriebsmittel ist, dargestellt. In der Ausgabe wird dies mittels „---“ dargestellt. Man erhält damit ein Ranking der Flexibilitäten im Netz nach ihrer elektrischen Nähe zu den überlasteten Betriebsmitteln.

14.14.6 Vorgehensweise zur Ermittlung des Wirkungsbereichs von Flexibilitäten

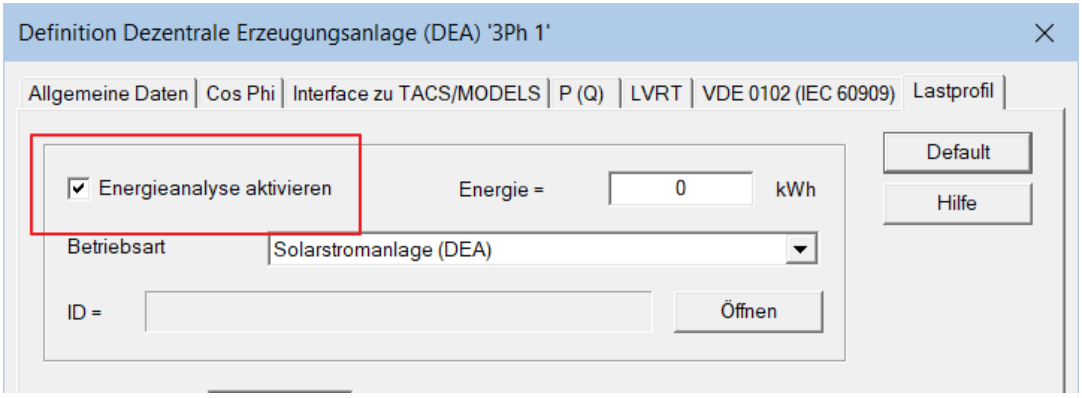
Im Folgenden wird die Vorgehensweise zur Durchführung der Ermittlung des Wirkungsbereichs von Flexibilitäten erläutert.

1. **Aufbau der Netztopologie**
   Die Netztopologie wird entweder manuell, mit Hilfe des **Vorlagenbasierten Netzdesigns** [Bd. 1] oder mittels **GIS-Import** [Bd. 1] aufgebaut.

2. **Einstellung der Betriebsmitteldaten**
   Alle Betriebsmitteldaten werden eingestellt.

   Für die Netzwerkelemente **Verbraucherlast** sind die Angaben in der ersten Registerkarte **Allgemeine Daten** ihres Einstelldialogs relevant.

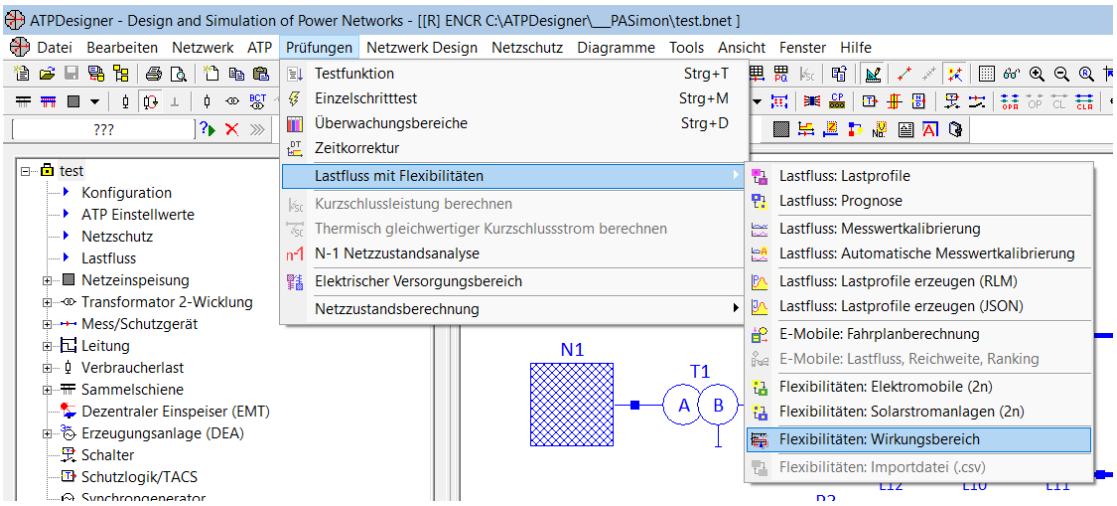
3. **Definition verfügbarer Flexibilitäten**
   Im Einstelldialog der **Erzeugungsanlage (DEA)** wird in der Registerkarte **Lastprofil** mittels der Option **Energieanalyse aktivieren** gekennzeichnet, dass die jeweilige Anlage als Flexibilität zur Verfügung steht und in die Aufstellung des Flexibilitätsrankings einbezogen werden soll.



4. **Start der Flexibilitätsanalyse**
   Der Anwender muss ein die Flexibilität (Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)**), für die die Flexibilitätsreichweite grafisch nach Ermittlung des Wirkungsbereichs dargestellt werden soll, mittels **Left Mouse Button Click** markieren.

   Der Start kann manuell im Hauptmenü **Prüfungen**, **Lastfluss mit Flexibilitäten** und **Flexibilitäten: Wirkungsbereich** stattfinden.

   - Hauptmenü **Prüfungen**
   - Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten**



   Die Ergebnisse werden .CSV-Format im **Projektverzeichnis** (Verzeichnis der .NET-Datei) [Bd. 1] gespeichert.

5. **Fehlermeldung: Keine Flexibilität markiert …**
   Ist keine Flexibilität markiert, so wird im Meldungsfenster die nachfolgende Fehlermeldung ausgegeben.

```
> Sprache: deutsch

> Suche nach nicht verbundenen Knoten für Netzwerkelement [3Ph 1] ..
>> 0 nicht verbundene Knoten gefunden
>> Suche nach nicht verbundenen Knoten beendet

TEST Lastprofile> Keine Flexibilitaet markiert ...
```

6. **Meldung: Wirkungsbereich der Flexibilität erfolgreich ermittelt.**
   Konnte die Ermittlung des Wirkungsbereiches der Flexibilitäten erfolgreich beendet werden, so wird die nachfolgende Meldung im **Meldungsfenster** ausgegeben.

```
TEST Lastprofile> Analyse beendet

TEST Lastprofile> Analyse beendet
```

14.14.7 Darstellung des Wirkungsbereiches von Flexibilitäten in der Netzgrafik

In der nahfolgenden Abbildung ist ein einfaches Netz mit mehreren Flexibilitäten D1-4 abgebildet. Es soll der Wirkungsbereich der Flexibilitäten D1-4 ermittelt werden.

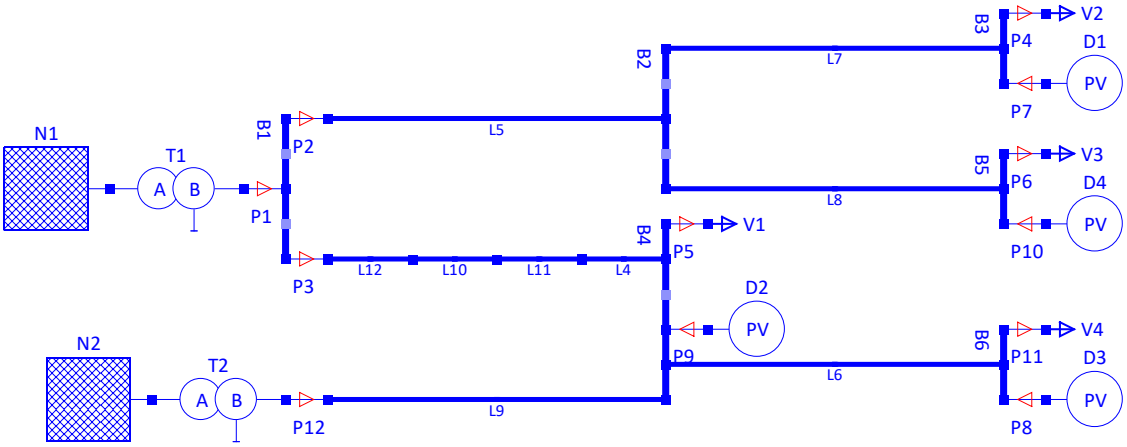


Abbildung 64: Einfaches Netz zur Ermittlung des Wirkungsbereiches einer Flexibilität

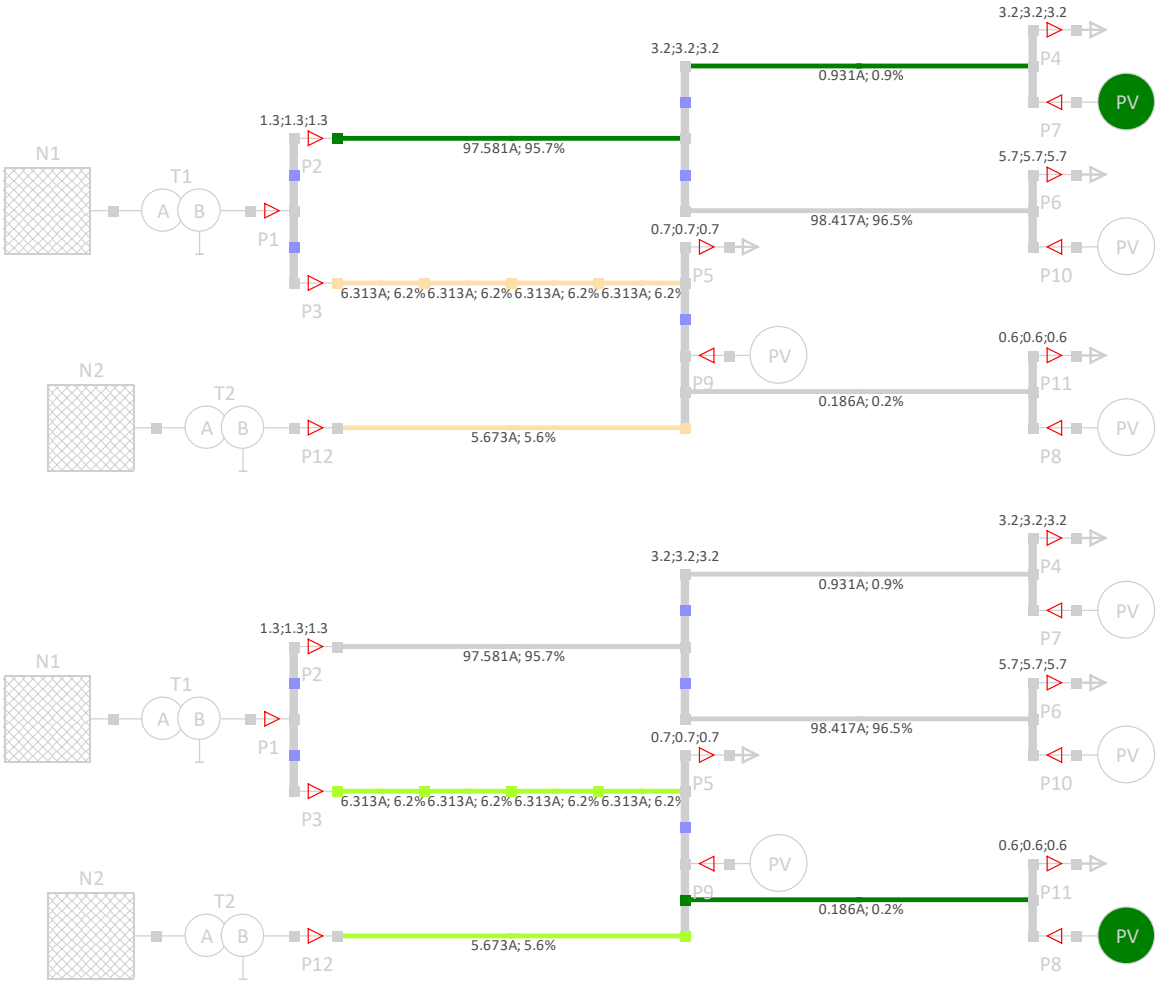


Abbildung 65: Darstellung der Wirkungsbereiche von Flexibilitäten in der Netzgrafik

In der vorangehenden Abbildung sind für die Flexibilitäten der jeweilige Wirkungsbereich durch Einfärbung dargestellt. Die Flexibilitäten sind jeweils **grün** dargestellt.

14.14.8 Ergebnisdarstellung nach Ermittlung des Wirkungsbereichs

Nach erfolgreicher Ermittlung des Flexibilitätsrankings werden die Ergebnisse in eine .CSV-Datei entsprechend den nachfolgenden Abbildungen ausgegeben. Der Inhalt der Dateien ist sowohl am Dateinamen nach
Tabelle **2** erkennbar, wie auch nach der Headerzeile in den einzelnen .CSV-Dateien.

Nach erfolgreicher Ermittlung des Flexibilitätsrankings werden die Ergebnisse in einem .CSV-Format nach Abbildung 66 und Abbildung 67 für Leitungen ausgegeben.

Zum einen werden wie in Abbildung 66 die durch eine Flexibilität generierten Ströme in einer Tabelle in Form des Flexibilitätsrankings dargestellt. Zum anderen wird wie in Abbildung 67 das daraus ermittelte Flexibilitätsranking abgebildet.

Die Ausgabe wie in nach Abbildung 66 erfolgt, um ggfs. die Ergebnisse des Flexibilitätsrankings wie in Abbildung 67 nachvollziehbar zu machen.

```
Flexibiliaetsstroeme [A] fuer Leitungen
;3Ph 1 [3Ph 1]; 3Ph 2 [3Ph 2];
[NAYCWY 3x35 0.4kV] Line 4 [Line 4]; 95.521; 46.09;
[NAYCWY 3x50 0.4kV] Line 5 [Line 5]; 4.48; 46.09;
[AL 4x25 0.4kV] Line 6 [Line 6]; 3.249; 52.773;
[AL 4x25 0.4kV] Line 7 [Line 7]; 3.249; 47.234;
```

Abbildung 66: Ausgabe der Ströme [A] zur Ermittlung des Flexibilitätsrankings für Leitungen

Im Folgenden wird unter einer Spalte einer .CSV-Datei der Bereich einer Zeile verstanden, der durch den Zeilenanfang oder nach einem Semikolon „;“ begonnen und durch ein Semikolon „;“ beendet wird.

- **1. Zeile:** Liste der Namen und Referenznamen der Netzwerkelemente **Erzeugungsanlage (DEA)** im Format **Name [Referenzname]**, die zur Nachbildung der Flexibilitäten verwendet werden. Bsp.: **WP Musterpark [3Ph 1]**

- **Alle weiteren Zeilen:**
  - Erste Spalte: Name und Referenzname der Leitungen im Format **Name [Referenzname]**, Bsp.: **Musterleitung [Line 4]**

  - In den nachfolgenden Spalten werden der maximale Leiterstrom der Leitung in der Reihenfolge der Netzwerkelemente **Erzeugungsanlage (DEA)** der 1. Zeile dargestellt. Die Leiterströme werden durch die jeweilige Flexibilität eingespeist und fließen durch die betrachtete Leitung.

Das Format der nachfolgenden Tabelle ist identisch gewählt. Statt der maximalen Leiterströme wird das **Flexibilitätsranking 1(1)...N** angegeben.

```
Flexibilitaetsranking für Leitungen
;3Ph 1 [3Ph 1]; 3Ph 2 [3Ph 2];
[NAYCWY 3x35 0.4kV] Line 4 [Line 4]; 1; 2;
[NAYCWY 3x50 0.4kV] Line 5 [Line 5]; 2; 1;
[AL 4x25 0.4kV] Line 6 [Line 6]; 2; 1;
[AL 4x25 0.4kV] Line 7 [Line 7]; 2; 1;
```

Abbildung 67: Ausgabe des Flexibilitätsrankings für Leitungen

Die Ergebnisdateien der Flexibilitätsströme in A und des Flexibilitätsrankings für Leitungen im .CSV-Format können in eine Tabellenkalkulationssoftware eingelesen und als Tabelle dargestellt werden. Diese Darstellung ist beispielhaft in den folgenden beiden Abbildungen dargestellt.

Flexibilitaetsstroeme [A] fuer Leitungen		
	3Ph 1 [3Ph 1]	3Ph 2 [3Ph 2]
[NAYCWY 3x35 0.4kV] Line 4 [Line 4]	95.521	46.09
[NAYCWY 3x50 0.4kV] Line 5 [Line 5]	4.48	46.09
[AL 4x25 0.4kV] Line 6 [Line 6]	3.249	52.773
[AL 4x25 0.4kV] Line 7 [Line 7]	3.249	47.234

Abbildung 68: Ausgabe der Ströme [A] zur Ermittlung des Flexibilitätsrankings für Leitungen als Tabelle formatiert

Flexibilitaetsranking fuer Leitungen		
	3Ph 1 [3Ph 1]	3Ph 2 [3Ph 2]
[NAYCWY 3x35 0.4kV] Line 4 [Line 4]	1	2
[NAYCWY 3x50 0.4kV] Line 5 [Line 5]	2	1
[AL 4x25 0.4kV] Line 6 [Line 6]	2	1
[AL 4x25 0.4kV] Line 7 [Line 7]	2	1

Abbildung 69: Ausgabe des Flexibilitätsrankings für Leitungen als Tabelle formatiert

Dasselbe ist für **Sicherungen** in den darauffolgenden beiden Abbildungen dargestellt. Nach erfolgreicher Ermittlung werden die Ergebnisse im .CSV-Format für **Mess/Schutzgeräte** in der Betriebsart Sicherungen nach Abbildung 70 und Abbildung 71 ausgegeben. Zum einen werden wie in die durch eine Flexibilität generierten Ströme in einer Tabelle in Form des Flexibilitätsrankings (Abbildung 70) dargestellt. Zum anderen wird wie in Abbildung 71 das daraus ermittelte Flexibilitätsranking abgebildet.

Die Ausgabe wie in nach Abbildung 70 erfolgt, um ggfs. die Ergebnisse des Flexibilitätsrankings wie in Abbildung 71 nachvollziehbar zu machen.

```
Flexibilitaetsstroeme [A] fuer Sicherungen
;3Ph 1 [3Ph 1]; 3Ph 2 [3Ph 2];
P1 [Prb 1]; 100; 0;
P4 [Prb 4]; 98.698; 98.862;
```

Abbildung 70: Ausgabe der Ströme in A zur Ermittlung des Flexibilitätsrankings für *Mess/Schutzgeräte* in der Betriebsart *Sicherungen*

```
Flexibilitaetsranking fuer Sicherungen
;3Ph 1 [3Ph 1]; 3Ph 2 [3Ph 2];
P1 [Prb 1]; 1; ---;
P4 [Prb 4]; 2; 1;
```

Abbildung 71: Ausgabe Flexibilitätsranking für *Mess/Schutzgeräte*, Betriebsart *Sicherungen*

In dem Flexibilitätsranking für **Mess/Schutzgeräte** mit der Schutzfunktion **Sicherung** nimmt die 3Ph 2 das **Ranking = 2147483647** für das **Mess/Schutzgerät** Prb 1 ein. Damit ist das Ranking größer als die Anzahl der im Netz vorhandenen Betriebsmittel. Daran

erkennt der Anwender, dass die Flexibilität 3Ph 2 in der Ermittlung des Flexibilitätsrankings in Betriebsmittel Prb 1 weniger als 1 % des Rankingstroms bewirkt und somit nicht in das Ranking für das Betriebsmittel aufgenommen wird. In der Ausgabe wird dies mittels „---“ dargestellt.

Die Ergebnisdateien der Flexibilitätsströme in A und des Flexibilitätsrankings für **Mess/Schutzgeräte** mit der Schutzfunktion **Sicherung** im .CSV-Format können in eine Tabellenkalkulationssoftware eingelesen mittels und damit als Tabellen dargestellt werden. Diese Darstellung ist bespielhaft in den folgenden beiden Abbildungen dargestellt.

Flexibilitaetsstroeme [A] fuer Sicherungen		
	3Ph 1 [3Ph 1]	3Ph 2 [3Ph 2]
P1 [Prb 1]	100	0
P4 [Prb 4]	98.698	98.862

Abbildung 72: Ausgabe der Ströme in A zur Ermittlung des Flexibilitätsrankings für *Mess/Schutzgeräte* mit der Schutzfunktion *Sicherung* als Tabelle formatiert

Flexibilitaetsranking fuer Sicherungen		
	3Ph 1 [3Ph 1]	3Ph 2 [3Ph 2]
P1 [Prb 1]	1	---
P4 [Prb 4]	2	1

Abbildung 73: Ausgabe des Flexibilitätsrankings für *Mess/Schutzgeräte* mit der Schutzfunktion *Sicherung* als Tabelle formatiert

14.14.8.1 Ausgabe der Ergebnisse in .CSV-Dateien im *Projektverzeichnis*

Es werden zwei .CSV-Dateien generiert und im **Projektverzeichnis** [Bd. 1] gespeichert. Diese werden in der folgenden Tabelle spezifiziert. Beide .CSV-Dateien werden im Verzeichnis der .NET-Datei oder falls existent im **Projektverzeichnis** [Bd. 1] abgelegt.

Dateiname	Projektverzeichnis	Bedeutung
*NetDateiname*_Ergebnisse_FLEX_LinesStroeme	-*	.CSV, Flexibilitätsströme für Leitungen x Flexibilitäten (DEAs)
*NetDateiname*_Ergebnisse_FLEX_LinesRanking	-	.CSV, Flexibilitätsranking für Leitungen x Flexibilitäten (DEAs)
*NetDateiname*_Ergebnisse_FLEX_FusesStroeme	-	.CSV, Flexibilitätsströme für Sicherungen x Flexibilitäten (DEAs)
*NetDateiname*_Ergebnisse_FLEX_FusesRanking	-	.CSV, Flexibilitätsranking für Sicherungen x Flexibilitäten (DEAs)

* Die Ablage erfolgt in keinem eigenen Verzeichnis, sondern im Verzeichnis der .NET-Datei oder falls existent im **Projektverzeichnis** [Bd. 1].

Tabelle 2: Dateinamen für die Ermittlung des Wirkungsbereichs

Das Format der Ergebnisdateien entspricht dem Format der Anzeige im Texteditor. Der Bezeichner **NetDateiname** bezeichnet den Dateinamen inklusive Verzeichnis der Ergebnisdatei.

14.14.8.2 Farbliche Kennzeichnung der Flexibilitätsreichweite in der Netzgrafik

Zuletzt wird die Flexibilitätsreichweite bzw. der Wirkungsbereich von der zu Beginn gewählten Flexibilität grafisch in der Netzgrafik wie nachfolgend gezeigt dargestellt. Die Einfärbung der Leitungen gestaltet sich in Abhängigkeit des Rankings der jeweiligen Flexibilität für die Leitung.

Ranking	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	…
Farbe											

Der Wirkungsbereich wird eingefärbt. Die Einfärbung kann durch den Toolbar-Button oder dem Tastenkürzel **Strg + Alt + E** zurückgesetzt werden.

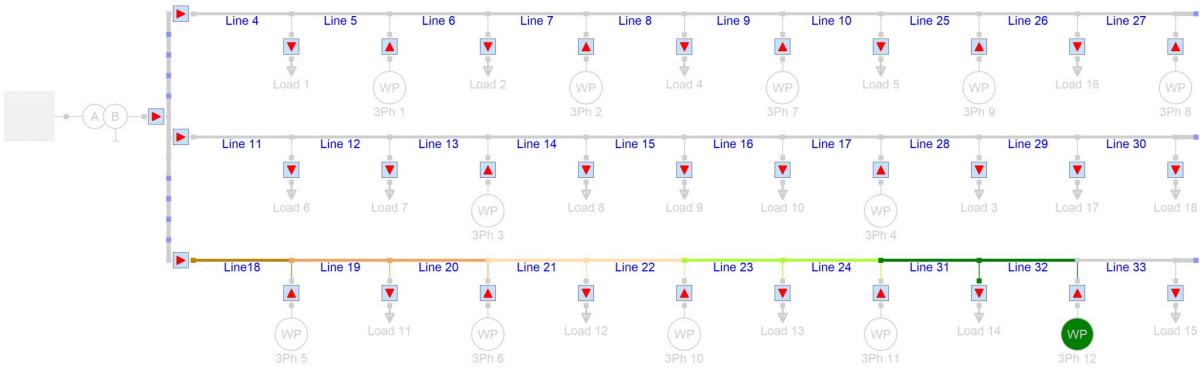


Abbildung 74: Visualisierung des Wirkungsbereichs (Ranking) in der Netzgrafik

14.15 Flexibilitäten: Importdatei (.CSV)

Zur Parametrierung der Betriebsmittel können die Betriebsmitteldaten zum einen manuell eingetragen werden. Zum anderen besteht die Möglichkeit der Nutzung der Funktion **Flexibilitäten: Importdatei (.CSV)**[7]. Mit dieser Funktion wird für jede importierte Flexibilitätsdatei eine Lastflussberechnung durchgeführt und je eine Ergebnisdatei im Ordner der Flexibilitätsdateien abgespeichert. Damit besteht die Option sogenannte Netznutzungsfälle automatisiert abzuarbeiten.

Hierzu müssen zunächst die Betriebsmitteldaten zur Grundparametrierung als .CSV-Datei eingelesen und synchronisiert werden. Dies ist gemäß Registerkarte **Import** durchzuführen.

Die Flexibilitätsdateien, welche als Netznutzungsfälle abgearbeitet werden, können im Dialog der **Liste der Betriebsmitteldaten** in der Registerkarte **Flexibilitätstest** als .CSV-Datei importiert werden. Die Flexibilitätsdateien haben den gleichen Aufbau wie die .CSV-Datei für den Import der Betriebsmitteldaten.

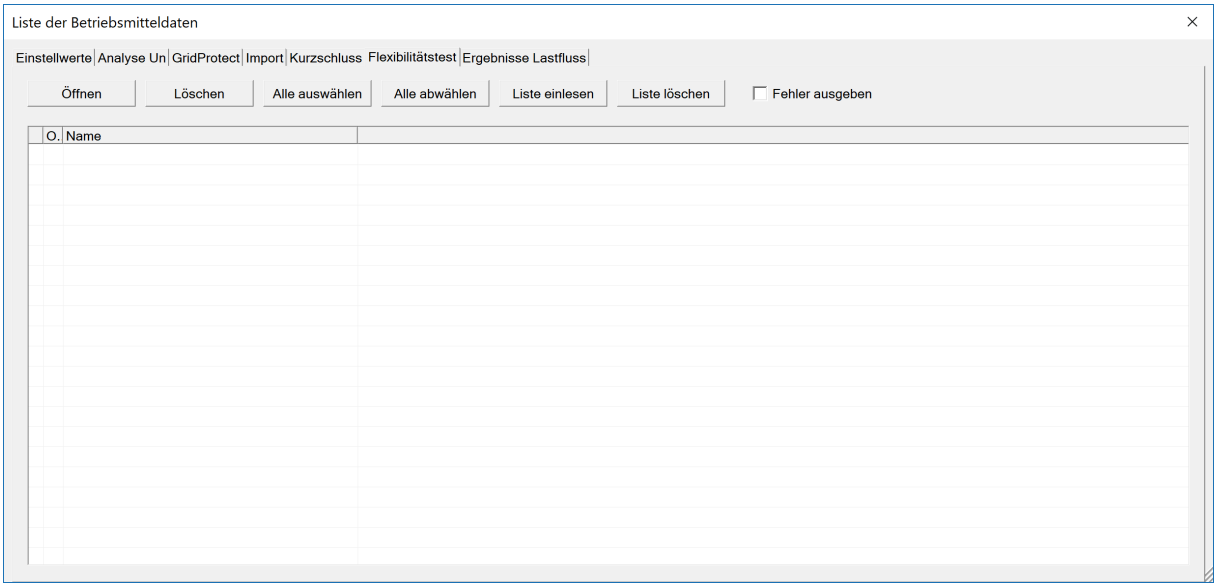


Abbildung 75: Flexibilitätstest – Einlesen der Flexibilitätsdateien

Button	Bedeutung
Öffnen	Öffnen bzw. Einlesen einer .CSV-Flexibilitätsdatei
Löschen	Löschen der in der Liste ausgewählten Flexibilitätsdateien
Alle auswählen	Alle Flexibilitätsdateien in der Liste auswählen
Alle abwählen	Alle Flexibilitätsdateien in der Liste abwählen
Liste einlesen	Öffnen bzw. Einlesen einer Liste an Flexibilitätsdateien
Liste löschen	Alle Flexibilitätsdateien in der Liste werden gelöscht

Mittels dem Button **Öffnen** können einzelne .CSV-Dateien als Flexibilitätsdatei eingelesen werden. Mittels dem Button **Liste einlesen** kann eine .txt-Datei eingelesen werden in der die Pfade zu den einzulesenden Flexibilitätsdateien wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt enthalten sind.

[7] siehe Schnittstellen in ATPDesigner, Flexibilitäten Format 1

C:\\Users\Igel\Desktop\Test\Flexible_Last_Test_20170803.CSV
C:\\Users\Igel\Desktop\Test\Flexible_Last_Test_akutell.CSV

Abbildung 76: Flexibilitätsliste (Beispiel)

Durch Setzen der Checkbox in der Liste Flexibilitätstest kann ausgewählt werden, welche Dateien eingelesen werden sollen. Mit der Funktion **Flexibilitäten: Importdatei (.CSV)** unter dem Menüpunkt **Prüfungen** und **Lastfluss mit Flexibilitäten** wird für jede eingelesene Flexibilitätsdatei eine Lastflussberechnung durchgeführt und jeweils eine .CSV-Datei mit den Ergebnissen der Berechnungen im Ordner der Flexibilitätsdateien abgespeichert.

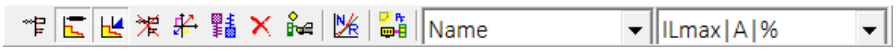
14.16 Lastflussberechnung E-Mobile: Lastfluss, Reichweite, Ranking

Die Ladeleistung von Elektromobilen belastet Stromnetze mit einer signifikant großen Bezugswirkleistung über lange Ladezeiten. Es werden dadurch über lange Zeiträume erhebliche Stromverteilkapazitäten, d.h. Querschnitte der Leitungen gebunden, die dann für allgemeine Stromversorgungsaufgaben nicht mehr zur Verfügung stehen. Mit Hilfe einer auf das Ladeverhalten von E-Mobilen ausgerichteten Netzauslastungsanalyse und -diagnose können die Auswirkungen einzelner Ladestationen auf das Stromnetz einzeln und kumulativ analysiert werden.

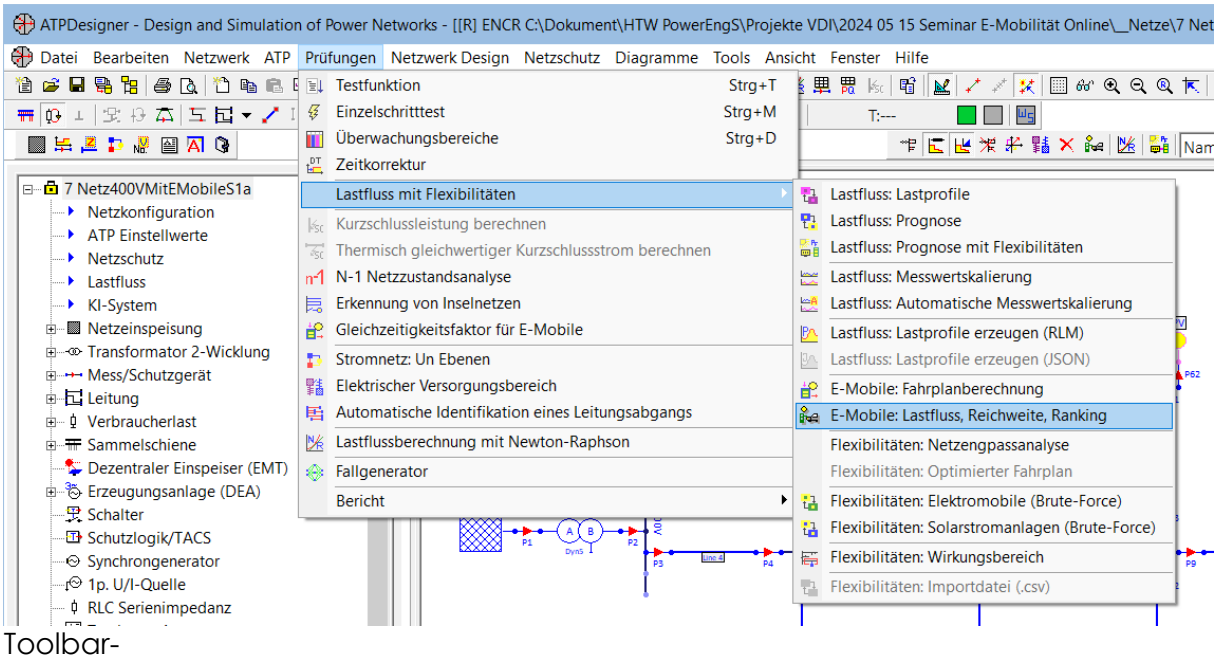
Ziel ist es, mit Hilfe der Mit der Netzauslastungsanalyse für E-Mobil Ladestationen ausgehend von einer E-Mobil Ladestation die durch diese Ladestation verursachte Stromauslastung verursachte Auslastung der Betriebsmittel wie die Netzwerkelemente **Leitung** und **Transformator** zu ermitteln. Damit ist es möglich, den Auswirkungen der Ladestationen auf das Stromnetz detailliert zu analysieren. Die Ergebnisse werden in einem Bericht oder auch direkt in der Netzgrafik ausgegeben.

Die Netzauslastungsanalyse für E-Mobil Ladestationen kann wie nachfolgend erläutert gestartet werden.

- mit dem Toolbar-Button in der Toolbar **Lastfluss**



- Hauptmenü **Prüfungen**
- Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten**
- Menüpunkt **E-Mobile: Lastfluss, Reichweite, Ranking**



Toolbar-

Abbildung 77: Lastflussberechnung E-Mobile: Lastfluss, Reichweite, Ranking

Alternativ kann die Netzauslastungsanalyse für E-Mobil Ladestationen mit Hilfe des kontextsensitiven **Right Mouse Button Menu** gestartet werden, wenn im ersten Schritt ein Netzwerkelement markiert wurde. Das Menü ist nachfolgend abgebildet.

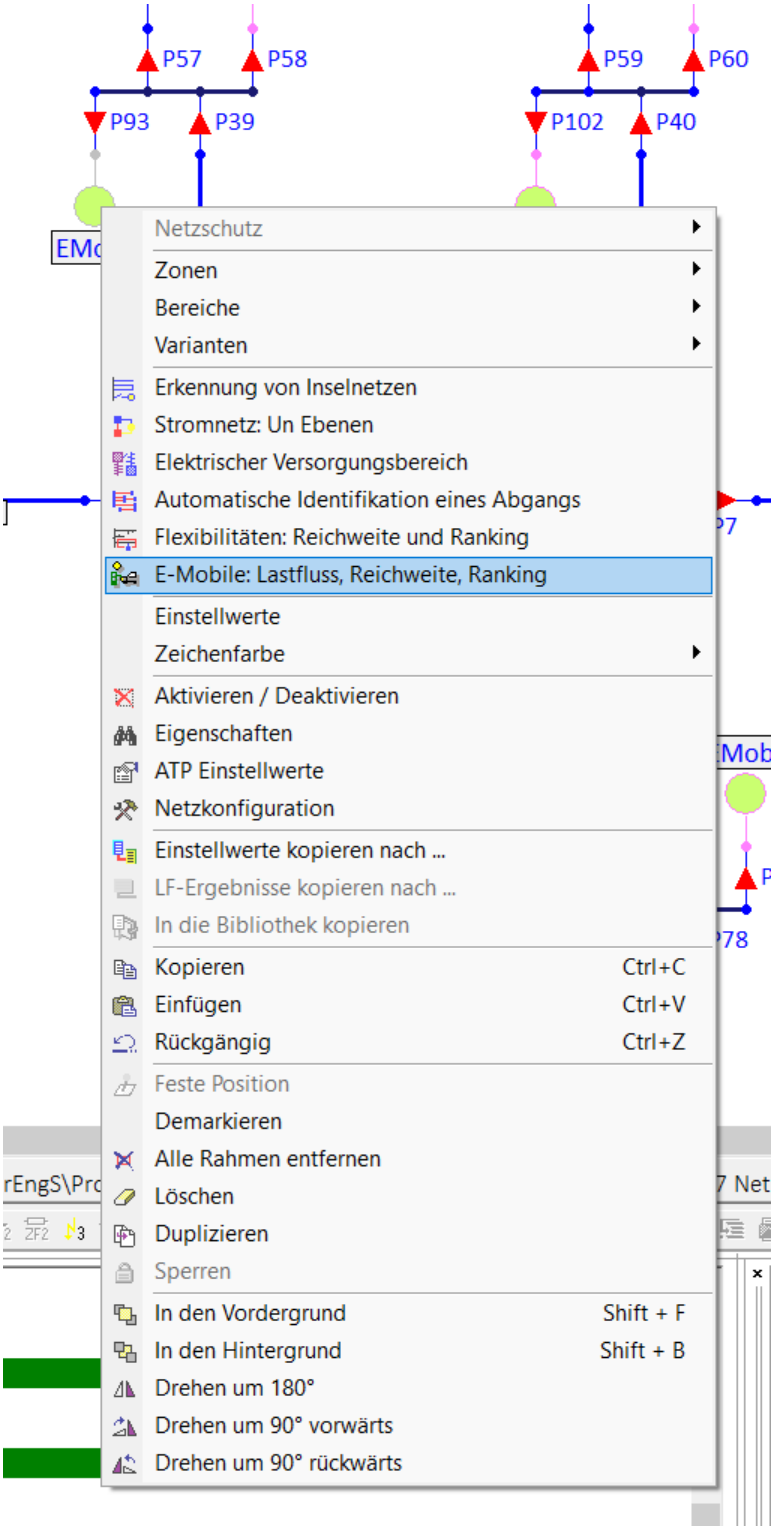


Abbildung 78: Start der *Netzauslastungsanalyse für E-Mobil Ladestationen*

14.16.1 Netzauslastungsanalyse für E-Mobil Ladestationen

Das Verfahren zur Netzauslastungsanalyse und -diagnose des Ladeverhaltens von E-Mobilen geht davon aus, dass eine E-Mobil Ladestation mit dem Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** in der Betriebsart **Elektromobil** nachgebildet wird. Die Betriebsart kann ausgehend von der Grundeinstellung des Einstelldialogs (Default) wie nachfolgend erläutert eingestellt werden.

- Einstelldialog der Erzeugungsanlage (DEA) z.B. mit einem **Left Mouse Button Click** auf das Symbol in der Netzansicht öffnen

- Registerkarte **Lastprofil** öffnen
- Einstellwert **Betriebsart** auf **Elektromobil** einstellen

- Registerkarte **Allgemeine Daten** öffnen

- Einstellwert $\mathbf{P_n}$ auf den Wert der Bezugswirkleistung (< 0) einstellen

⇨ Der Einstellwert $\mathbf{P_n}$ der **Erzeugungsanlage (DEA)** geht vom Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) aus. Daher muss für die Bezugswirkleistung der Ladestation mit einem negativen Wert $\mathbf{P_n < 0.0kW}$ eingestellt werden.

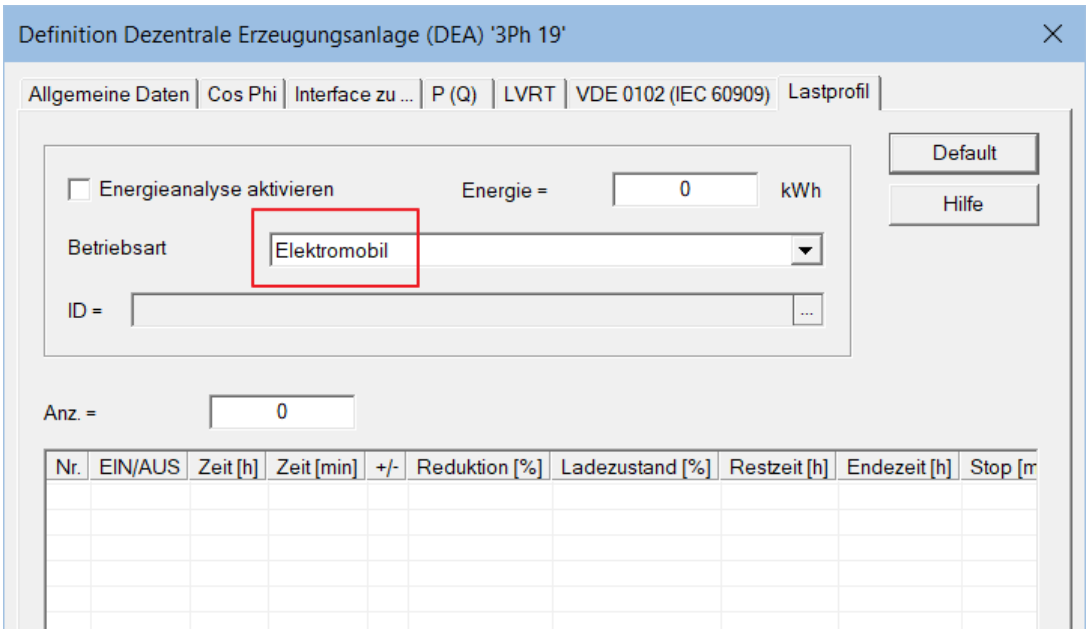


Abbildung 79: Betriebsart *Elektromobil* für *Erzeugungsanlage (DEA)* einstellen

Die Netzauslastungsanalyse und -diagnose wird wie nachfolgend erläutert durchgeführt.

1. Es wird eine initiale Lastflussberechnung mit dem vom Anwender definierten Netzzustand durchgeführt. Die Ergebnisse werden in einem Bericht gespeichert.

2. Es werden **Verbraucherlasten**, **Erzeugungsanlagen (DEA)** und **Transformator 2-Wicklung** mit aktiver integrierter Verbraucherlast deaktiviert.

3. Es werden nacheinander eine **Erzeugungsanlage (DEA)** mit der Betriebsart Elektromobil und einer Bezugswirkleistung **P_n < 0.0kW** aktiviert und eine Lastfluss-berechnung durchgeführt. Die Ergebnisse der einzelnen Lastflussberechnung werden in einem Bericht gespeichert.

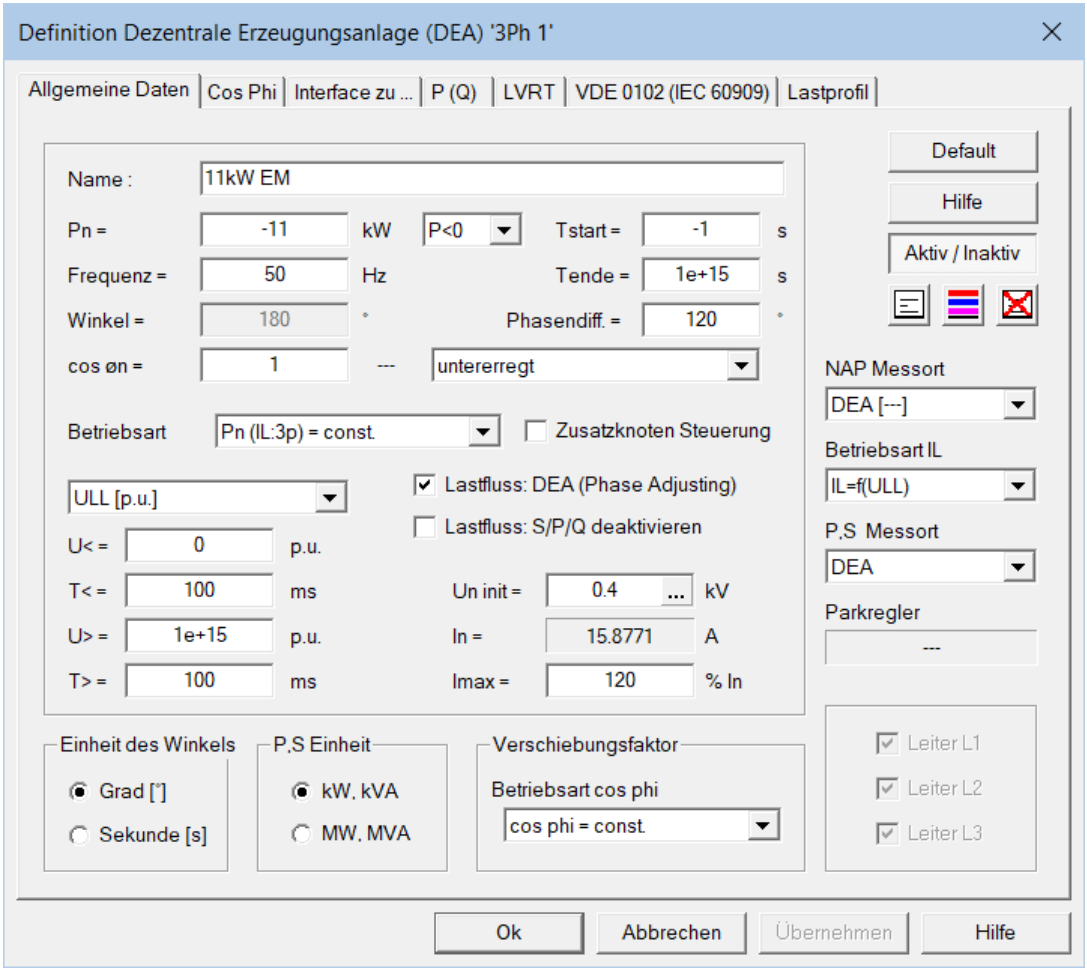


Abbildung 80: *Erzeugungsanlage (DEA)* - Einstellwerte für eine 11kW E-Mobil Ladestation

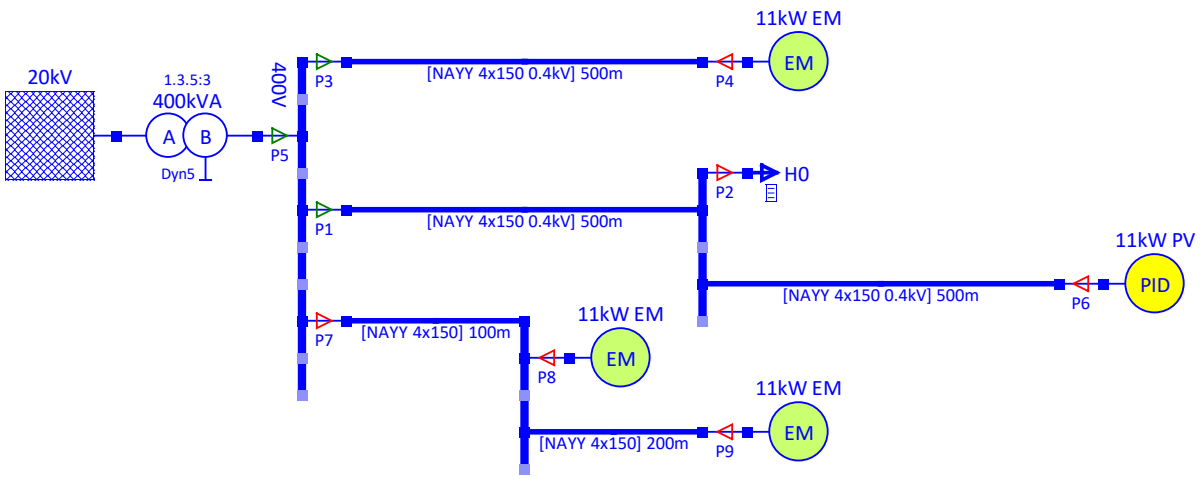


Abbildung 81: Beispiel für eine Netzauslastungsanalyse für E-Mobile Ladestationen

Wie das vorangehende Beispiel zeigt, wird die Betriebsart **Elektromobil** im Symbol der **Erzeugungsanlage (DEA)** mit der Abkürzung **EM** angezeigt.

14.16.2 Grundlagen Netzauslastungsanalyse und -diagnose für Ladestationen

Die Netzauslastungsanalyse und -diagnose geht davon aus, dass Ladestationen 3-phasig symmetrisch am Stromnetz angeschlossen und betrieben werden. Daher genügt es, das Mitsystem des Stromnetzes zu analysieren und zu bewerten. In den nachfolgenden Tabellen werden daher nur die Spannungen und Ströme im Mitsystem der Symmetrischen Komponenten (012-System) ausgegeben.

Bezeichner	Bedeutung
U1	Spannung im Mitsystem
I1	Strom im Mitsystem
ILmax	Maximal zulässiger Leiterstrom
P	Wirkleistung im natürlichen System
Q	Blindleistung im natürlichen System
S	Scheinleistung im natürlichen System
Last	Auslastung in %
Akt./Ina.	▪ 1 = Netzwerkelement ist aktiviert ▪ 0 = Netzwerkelement ist deaktiviert

14.16.3 Ergebnisse der initialen Lastflussberechnung (Referenznetzzustand)

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Ergebnisse der initialen Lastflussberechnung, der als **Referenznetzzustand** bezeichnet wird. Es ist hier zu beachten, dass nur die Spannungen und Ströme im Mitsystem ausgegeben werden.

Ergebnisse der Lastflussberechnung

Netzzustandsanalyse: Ergebnisse des Referenznetzzustandes

Name	U1 [V]	I1 [A]	ILmax [A]	ILmax [%]
[Line 4] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	215.924	137.368	137.368	49.9521%
[Line 5] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	228.487	16.0476	16.0476	5.83548%
[Line 6] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	217.658	16.8461	16.8461	6.12587%
[Line 7] [NAYY 4x150] 100m	229.691	23.495	23.495	8.54362%
[Line 8] [NAYY 4x150] 200m	229.448	8.07092	8.07092	2.93488%

Name	Un [kV]	I1 [A]	S [kVA]	P [kW]	Q [kvar]	Last [%]
[Tra 1] 400kVA	0.4	177.282	122.814	56.6831	108.951	30.7035

Messrichtung Leistungen P, Q: Wicklung A -> Wicklung B

Name	Un [kV]	I1 [A]	U1 [V]	S [kVA]	P [kW]	Q [kvar]	Akt./Ina.
[3Ph 1] 11kW EM	0.4	16.0476	228.487	11	-11	-4.49037e-16	1
[3Ph 2] 11kW PV	0.4	16.8461	217.658	11.0001	11.0001	0	1
[3Ph 3] 11kW EM	0.4	15.9635	229.691	11	-11	-4.49037e-16	1
[3Ph 4] 11kW EM	0.4	8.07092	229.448	5.55556	-5.00177	2.41795	1

Tabelle 3: Ergebnisse der initialen Lastflussberechnung für Ladestationen

14.16.4 Ergebnisse der Lastflussberechnung für E-Mobil Ladestationen

Die nachfolgende Tabelle zeigt beispielhaft das Ergebnis der Lastflussberechnung, wenn nur eine E-Mobil Ladestation in dem Beispielnetz aktiviert wurde. Es ist hier zu beachten, dass nur die Spannungen und Ströme im Mitsystem ausgegeben werden.

Ergebnisse der Lastflussberechnung

Netzzustandsanalyse Nr. 1: E-Mobil aktiviert - 11kW EM [3Ph 1]

Name	U1 [V]	I1 [A]	ILmax [A]	ILmax [%]
[Line 4] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	230.779	6.75687e-06	6.75687e-06	2.45704e-06%
[Line 5] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	229.13	16.0024	16.0024	5.81906%
[Line 6] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	230.779	3.39858e-06	3.39858e-06	1.23585e-06%
[Line 7] [NAYY 4x150] 100m	230.779	6.47433e-06	6.47433e-06	2.3543e-06%
[Line 8] [NAYY 4x150] 200m	230.779	3.3394e-06	3.3394e-06	1.21433e-06%

Name	Un [kV]	I1 [A]	S [kVA]	P [kW]	Q [kvar]	Last [%]
[Tra 1] 400kVA	0.4	17.5664	12.17	2.2622	11.9579	3.04251

Messrichtung Leistungen P, Q: Wicklung A -> Wicklung B

Name	Un [kV]	I1 [A]	U1 [V]	S [kVA]	P [kW]	Q [kvar]	Akt./Ina.
[3Ph 1] 11kW EM	0.4	16.0024	229.13	10.9999	-10.9999	-4.49033e-16	1
[3Ph 2] 3Ph 2	0.4	---	---	---	---	---	0
[3Ph 3] 11kW EM	0.4	---	---	---	---	---	0
[3Ph 4] 11kW EM	0.4	---	---	---	---	---	0

Ergebnisse der Datenanalyse

Summe der Einspeiseleistung P=2.2622 kW

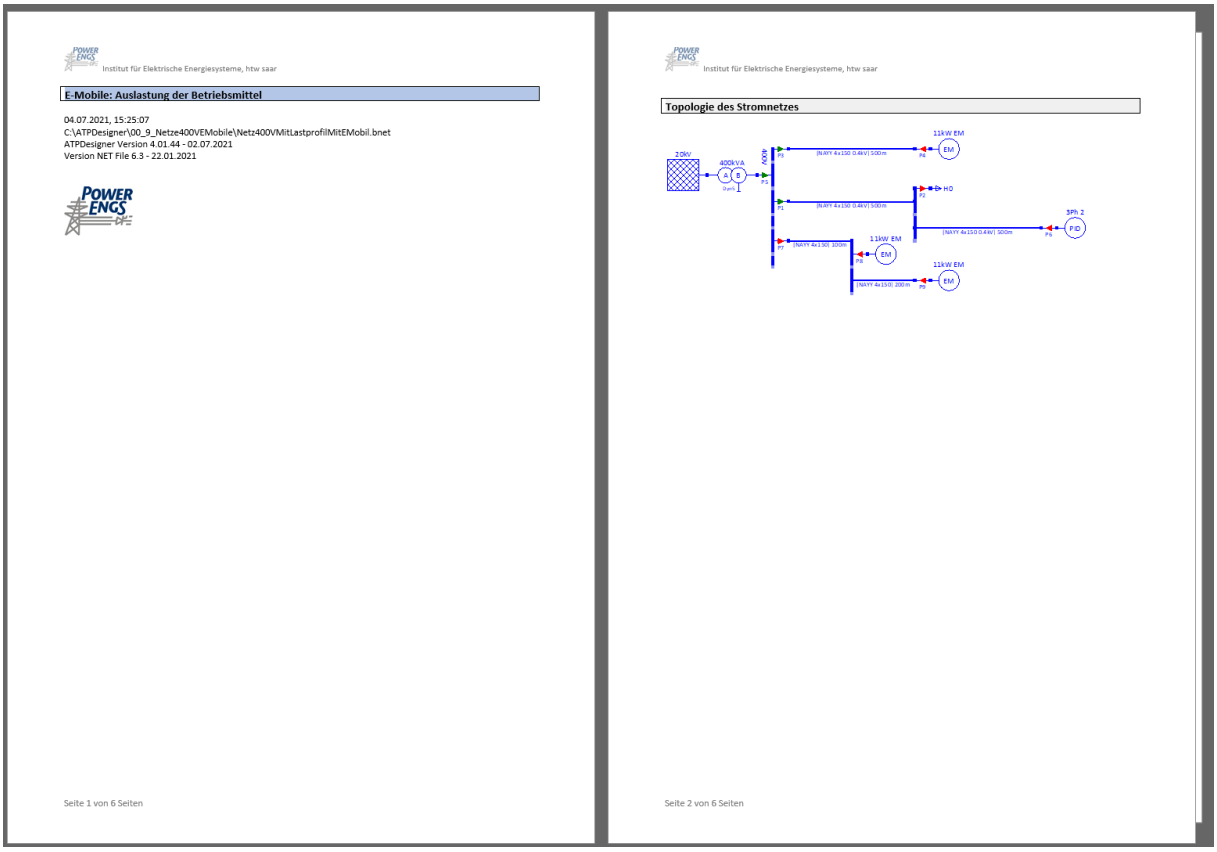
Tabelle 4: Ergebnisse und Datenanalyse der Lastflussberechnungen für Ladestationen

In der Tabelle ist zu erkennen, dass die Ladestation einen Ladestrom von 16A bezieht. Es wird nur das Netzwerkelement **Leitung** **Line 5** mit 5,8% belastet. Die Belastung des Transformators **Tra 1** ist durch die kapazitiven Ladeströme der Leitungen ca. 1,5A größer als der Ladestrom der Ladestation. Der Transformator wird mit <3% durch die Ladestation ausgelastet.

14.16.5 Ausgabe der Ergebnisse in einen Bericht (XML-Datei)

Die Ergebnisse der Netzauslastungsanalyse und Netzauslastungsdiagnose werden in einem Bericht (.XML-Datei) [21] im **Projektverzeichnis** gespeichert. Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft einen Teil des Berichtes. Der Dateiname des Berichtes ist wie folgt definiert. Der ***NetDateiname*** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**.

JJJJMMTThhmmss_***NetDateiname***_**EMOBAA**.xml


Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

E-Mobile: Auslastung der Betriebsmittel

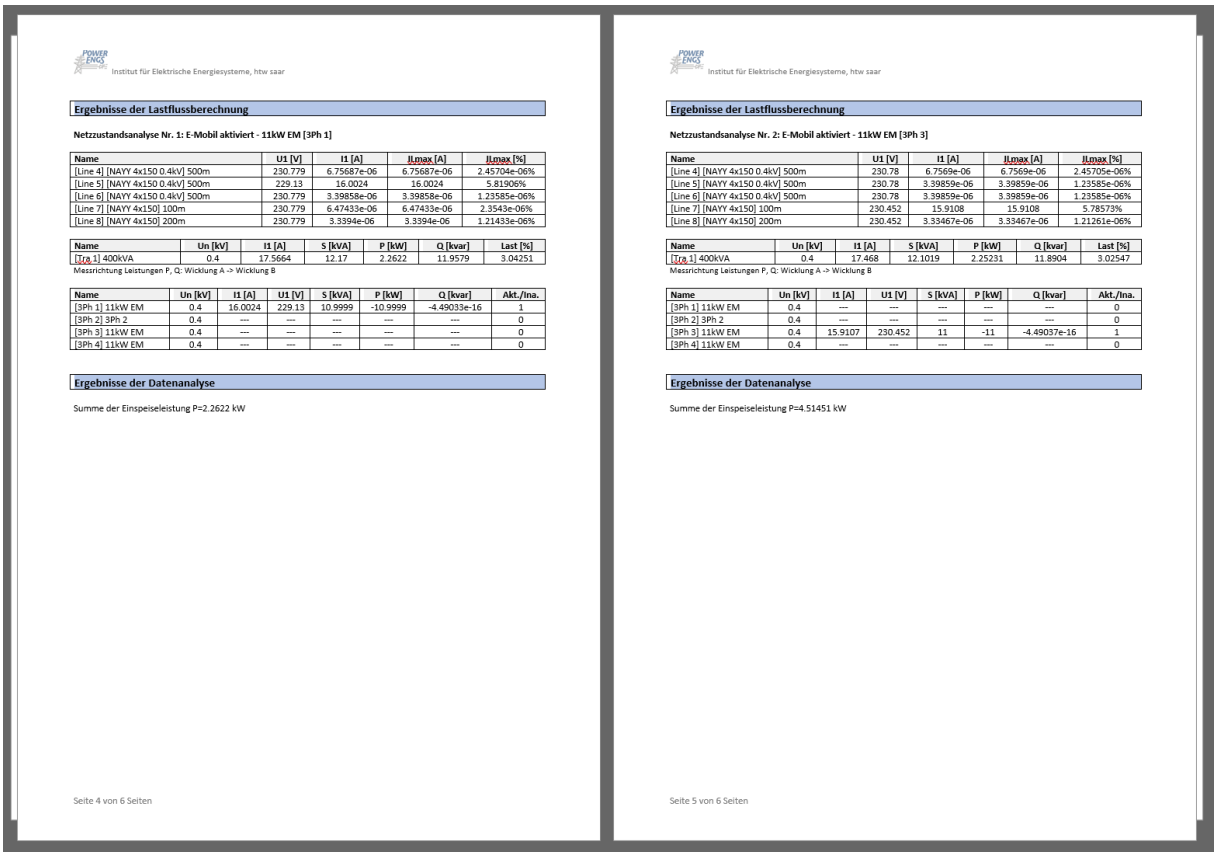
04.07.2021, 15:25:07
C:\ATPDesigner\00_9_Netze400VEMobile\Netz400VMitLastprofilMitEMobil.bnet
ATPDesigner Version 4.01.44 - 02.07.2021
Version NET File 6.3 - 22.01.2021

Seite 1 von 6 Seiten

Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

Topologie des Stromnetzes

Seite 2 von 6 Seiten


Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

Ergebnisse der Lastflussberechnung

Netzzustandsanalyse Nr. 1: E-Mobil aktiviert - 11kW EM [3Ph 1]

Name	U1 [V]	I1 [A]	ILmax [A]	ILmax [%]
[Line 4] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	230.779	6.75687e-06	6.75687e-06	2.45704e-06%
[Line 5] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	229.13	16.0024	16.0024	5.81906%
[Line 6] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	230.779	3.39858e-06	3.39858e-06	1.23585e-06%
[Line 7] [NAYY 4x150] 100m	230.779	6.47433e-06	6.47433e-06	2.3543e-06%
[Line 8] [NAYY 4x150] 200m	230.779	3.3394e-06	3.3394e-06	1.21433e-06%

Name	Un [kV]	I1 [A]	S [kVA]	P [kW]	Q [kvar]	Last [%]
[Tra 1] 400kVA	0.4	17.5664	12.17	2.2622	11.9579	3.04251

Messrichtung Leistungen P, Q: Wicklung A -> Wicklung B

Name	Un [kV]	I1 [A]	U1 [V]	S [kVA]	P [kW]	Q [kvar]	Akt./Ina.
[3Ph 1] 11kW EM	0.4	16.0024	229.13	10.9999	-10.9999	-4.49033e-16	1
[3Ph 2] 3Ph 2	0.4	---	---	---	---	---	0
[3Ph 3] 11kW EM	0.4	---	---	---	---	---	0
[3Ph 4] 11kW EM	0.4	---	---	---	---	---	0

Ergebnisse der Datenanalyse

Summe der Einspeiseleistung P=2.2622 kW

Seite 4 von 6 Seiten

Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

Ergebnisse der Lastflussberechnung

Netzzustandsanalyse Nr. 2: E-Mobil aktiviert - 11kW EM [3Ph 3]

Name	U1 [V]	I1 [A]	ILmax [A]	ILmax [%]
[Line 4] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	230.78	6.7569e-06	6.7569e-06	2.45705e-06%
[Line 5] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	230.78	3.39859e-06	3.39859e-06	1.23585e-06%
[Line 6] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	230.78	3.39859e-06	3.39859e-06	1.23585e-06%
[Line 7] [NAYY 4x150] 100m	230.452	15.9108	15.9108	5.78573%
[Line 8] [NAYY 4x150] 200m	230.452	3.33467e-06	3.33467e-06	1.21261e-06%

Name	Un [kV]	I1 [A]	S [kVA]	P [kW]	Q [kvar]	Last [%]
[Tra 1] 400kVA	0.4	17.468	12.1019	2.25231	11.8904	3.02547

Messrichtung Leistungen P, Q: Wicklung A -> Wicklung B

Name	Un [kV]	I1 [A]	U1 [V]	S [kVA]	P [kW]	Q [kvar]	Akt./Ina.
[3Ph 1] 11kW EM	0.4	---	---	---	---	---	0
[3Ph 2] 3Ph 2	0.4	---	---	---	---	---	0
[3Ph 3] 11kW EM	0.4	15.9107	230.452	11	-11	-4.49037e-16	1
[3Ph 4] 11kW EM	0.4	---	---	---	---	---	0

Ergebnisse der Datenanalyse

Summe der Einspeiseleistung P=4.51451 kW

Seite 5 von 6 Seiten

Abbildung 82: Ausgabe der Netzauslastungsanalyse für E-Mobile als Bericht (.XML-Datei [21])

14.16.6 Anzeige der Netzauslastung in der Netzgrafik

Um die Auslastungsergebnisse der Netzauslastungsanalyse für E-Mobil Ladestationen direkt in der Netzgrafik farblich anzuzeigen, muss vor dem Start des Berechnungsverfahrens eine E-Mobil Ladestation, die mit dem Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** nachgebildet wird, mit einem **Left Mouse Button Click** markiert werden. Im nachfolgenden Beispiel wird das Netzwerkelement 11kW EM vor dem Start markiert.

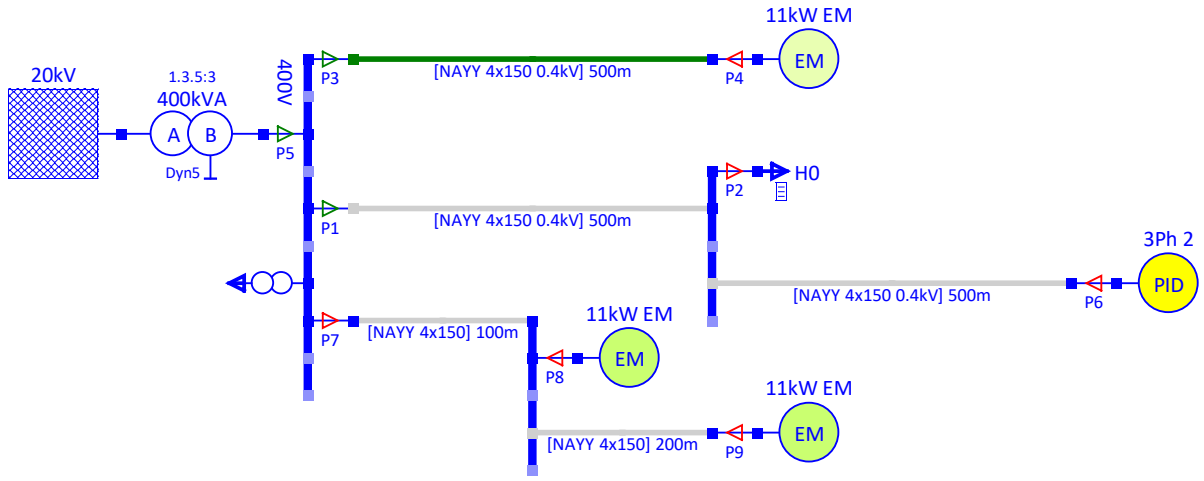


Abbildung 83: Anzeige der Netzauslastung in der Netzgrafik

Nachdem das Berechnungsverfahren beendet wurde, wird das zu Beginn markierte Netzobjekt mit einer grünen Füllfarbe wie in obigem Beispiel sichtbar gekennzeichnet. Die sich durch den Strombezug ergebenden Auslastungen der Betriebsmittel werden wie nach einer Lastflussberechnung auch durch Einfärbung der Betriebsmittel angezeigt. Die Zeichenfarben können in der Registerkarte **Farben I>** des Einstelldialogs **Einstellungen Elektrisches Netz** [Bd. 2] anwenderspezifisch definiert werden.

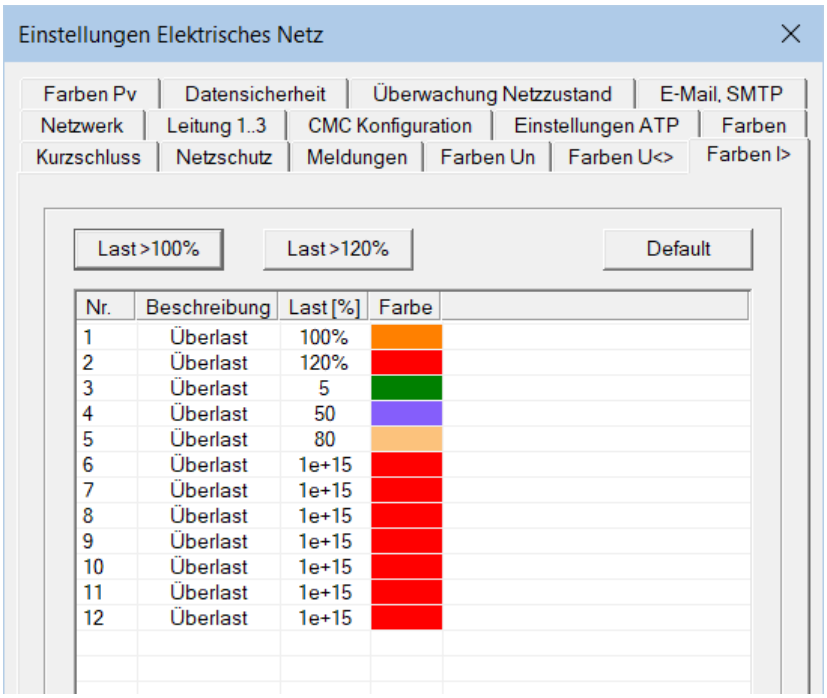


Abbildung 84: Definition der Farben zur Darstellung der Stromauslastung

In dem Beispiel wurden die Farben nach Grundeinstellung verwendet. Im Gegensatz zu der sonst üblichen Einfärbung der Netzwerkelemente wird ein Netzwerkelement, dessen Stromauslastung geringer ist als die kleinste in dem Einstelldialog definierte Stromauslastungsgrenze nicht in blauer, sondern in hellgrauer Farbe gezeichnet.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Netzkonfiguration**, Registerkarte **Farben I>**

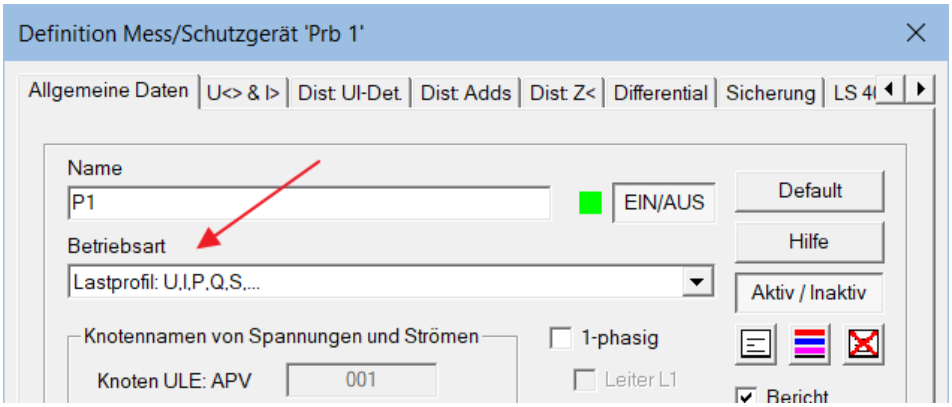
15 Messwertskalierte Lastflussberechnung

Leistungsflüsse sowie Spannungen und Ströme im Stromnetz können durch eine **Lastflussberechnung** ermittelt werden. Grundlage der Lastflussberechnung ist die Nachbildung des Stromnetzes mit geeigneten netzphysikalischen Modellen für Betriebsmittel wie z.B. Leitungen und Transformatoren sowie die Festlegung der Bezugs- und Einspeiseleistungen der Randknoten (PQ-Knoten) wie z.B. Verbraucherlasten und dezentrale Erzeugungsanlagen. Diese Modelle beschreiben den Zusammenhang zwischen den physikalischen Größen Spannung und Strom. Daraus können Leistungen berechnet werden. Die durch die Lastflussberechnung erreichbare Genauigkeit ist direkt von der Genauigkeit der Bezugs- und Einspeiseleistungen der PQ-Knoten wie z.B. der Netzwerkelemente **Verbraucherlast** abhängig.

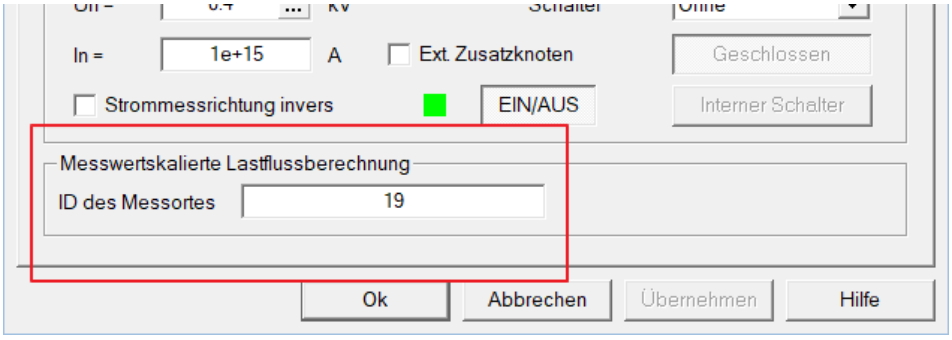
Das in ATPDesigner implementierte Verfahren der **Messwertskalierten Lastflussberechnung** ermöglicht es, mit Hilfe der an einer **Messstelle** (Messort) gemessenen Wirk- und Blindleistung den Netzzustand eines überwachten Teils des Stromnetzes so anzupassen, dass an der Messstelle (Messort) die berechneten und gemessenen Wirk- und Blindleistungen mit anwenderspezifischer Genauigkeit übereinstimmen. Der überwachte Teil des Stromnetzes wird durch einen **Bereich** festgelegt. Es werden nur Betriebsmittel wie **Verbraucherlasten** und **Erzeugungsanlagen (DEA)** berücksichtigt, die in einem gemeinsamen **Bereich** enthalten sind. Mit Hilfe des Verfahrens wird das Ziel angestrebt, ein der netzphysikalischen Realität näheres Abbild des Netzzustandes durch Auswertung von Leistungsmesswerten an einem Messort (**Messstelle**) zu erreichen.

Das Verfahren sieht vor, die Wirk- und Blindleistung von Bezugsanlagen innerhalb des überwachten Teils des Stromnetzes gleichmäßig, d.h. durch gemeinsame Skalierungsfaktoren für Wirk- und Blindleistung zu skalieren. Die Skalierungsfaktoren werden durch Analyse der gemessenen und der berechneten Wirk- und Blindleistungen ermittelt.

- Die **Messstelle** (Messort) wird durch das Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** als **Fahrplanmessgerät** in der Betriebsart **Lastprofil U,I,P,Q,S,…** im Stromnetz berücksichtigt. Es wird das Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) vorausgesetzt. Die Betriebsart wird in der Registerkarte **Allgemeine Daten** des Einstelldialogs eingestellt.

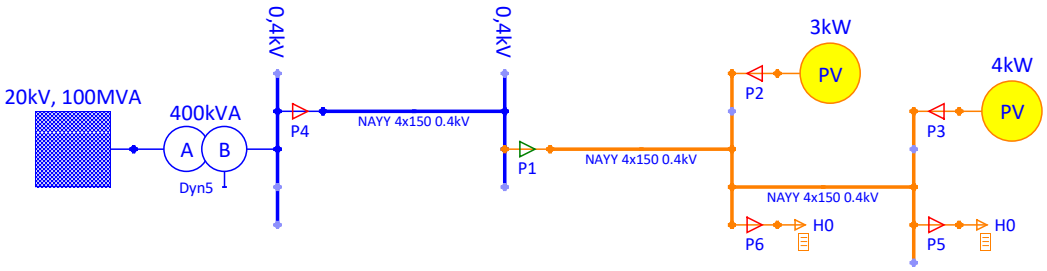


- Zusätzlich muss die **Messstelle** (Messort) durch den Einstellwert **ID des Messortes** des **Mess/Schutzgerätes** eindeutig und unverwechselbar definiert sein. Eine Mehrfachvergabe der gleichen **ID des Messortes** muss ausgeschlossen sein.



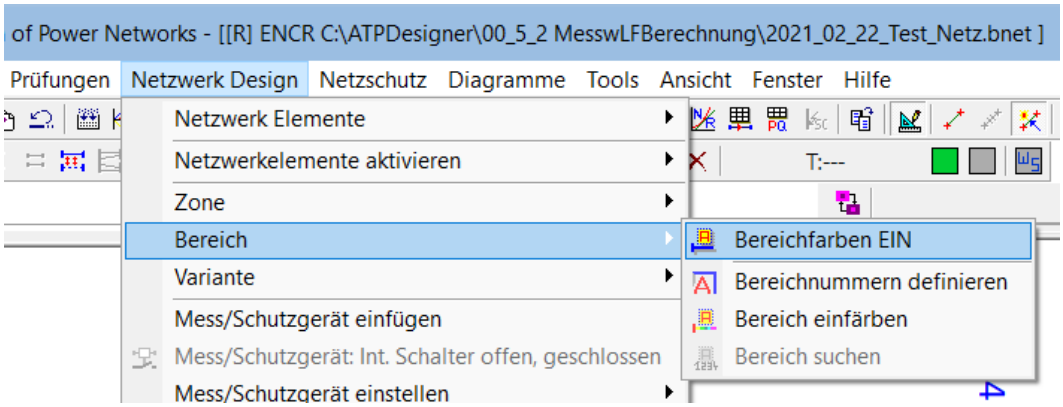
- Das **Mess/Schutzgerät**, das als Messstelle (Messort) verwendet wird, sowie alle Bezugs- und Einspeiseanlagen des überwachten Teils des Stromnetzes, müssen dem gleichen **Bereich** zugeordnet sein. Innerhalb eines Bereiches darf nur ein-ziges **Mess/Schutzgerät** als **Messstelle** (Messort) verwendet werden. Es können auch weitere Netzwerkelemente dem **Bereich** zugeordnet werden.

  Die nachfolgende Abbildung zeigt die Einfärbung von zwei **Bereichen**. Der durch das **Mess/Schutzgerät P1** als Messstelle (Messort) überwachte **Bereich** ist an der Zeichenfarbe **Orange** zu erkennen.



  Die Einfärbung der Bereiche mit den bereichsspezifischen Zeichenfarben kann wie folgt aktiviert bzw. deaktiviert werden.

  - Hauptmenü **Netzwerk Design**
  - Menüpunkt **Bereich**, **Bereichfarben EIN**



- Der Einstellwert **ID des Messortes** wird zur Identifikation der Datendatei, die an dieser Messstelle (Messort) im Stromnetz gemessene Messwerte z.B. Wirk- und Blindleistung enthält, verwendet. Die in der Datendatei enthaltenen Messwerte

werden zur Skalierung von Wirk- und Blindleistungen aller Bezugsanlagen des **Bereiches** verwendet.

⇨ Es muss durch die **ID des Messortes** eine eindeutige Zuordnung der Messwerte zur Messstelle (Messort) und dem dadurch überwachten Teil des Stromnetzes gegeben sein.

In der nachfolgenden Abbildung ist beispielhaft ein Niederspannungsnetz dargestellt, dessen Netzzustand mit Hilfe der **Messwertskalierten Lastflussberechnung** berechnet und analysiert werden soll.

- Die Messstelle (Messort) ist durch das **Mess/Schutzgerät P1** nachgebildet. Die Betriebsart des Fahrplanmessgerätes ist an der **grünen** Zeichenfarbe des Pfeils erkennbar.

- In nach dem Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) positiver Messrichtung, d.h. in Richtung des **grünen** Pfeils, kann ein strahlenförmiges Teilnetz des Niederspannungsnetzes durch das **Mess/Schutzgerät P1** überwacht werden.

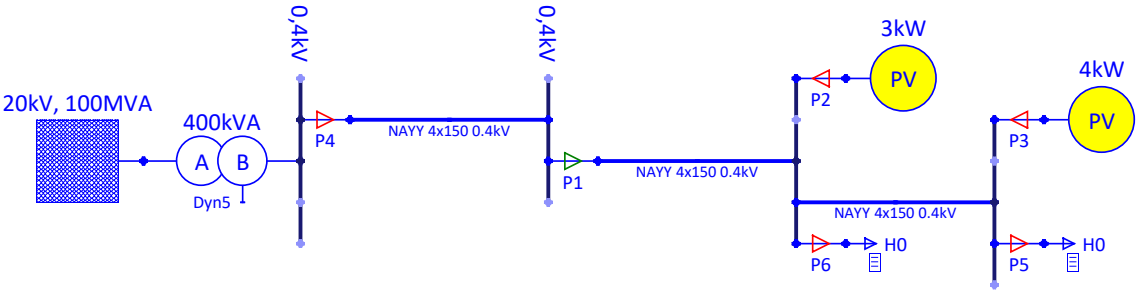


Abbildung 85: Stromnetz mit Messstelle P1 für die Messwertskalierte Lastflussberechnung

Der **Bereich** umfasst mindestens Das **Mess/Schutzgerät P1**, die beiden **Erzeugungsanlagen (DEA)** als PV-Einspeiseanlagen und die **Verbraucherlast** H0 als Bezugsanlage. Leitungen und Sammelschienen können ebenfalls dem **Bereich** zugeordnet werden.

15.1 Messwertskalierte Lastflussberechnung in ATPDesigner

Das Verfahren der **Messwertskalierten Lastflussberechnung** ermöglicht es, für eine definierten Messstelle (Messort) von Leiterströmen und Leiter-Erd-Spannungen den berechneten Leistungsfluss getrennt nach Wirk- und Blindleistung an die gemessenen Leistungsmesswerte anzunähern. Es wird ein iteratives Verfahren verwendet, das die gemessenen Leistungsmesswerte P_{mess} und Q_{mess} (Messwerte = Soll-Werte) mit den Ergebnissen der Lastflussberechnung P_{ber} und Q_{ber} (berechnete Werte = Ist-Werte) vergleicht. Ausgehend von den Abweichungen der Leistungsflüsse gemessen zu berechnet wird die Bezugsleistung von **Verbraucherlasten** getrennt nach Wirk- und Blindleistung skaliert, um eine möglichst gute Übereinstimmung der gemessenen mit den berechneten Leistungen zu erreichen. Das iterative Verfahren wird mit Hilfe einer anwenderspezifischen Genauigkeit überwacht und bewertet.

Folgende Randbedingungen sind zu beachten.

- Das Verfahren ist nur für strahlenförmige Stromnetze anwendbar. Stromnetze mit Ringen oder vermaschte Stromnetze werden nicht unterstützt.

- Die **Messtelle** (Messort) wird durch ein **Mess/Schutzgerät** realisiert. Das **Mess-/Schutzgerät** muss im Stromnetz so eingebaut werden, dass das zu überwachemde strahlenförmige Stromnetz aus netzphysikalischer Sicht eindeutig zu identifizieren ist.

- In dem zu überwachenden strahlenförmigen Stromnetz können beliebig viele Einspeise- und Bezugsanlagen vorhanden sein.

Mit dem Ziel ein der Realität nahes Abbild des Netzzustandes zu schaffen, werden Abgangsmessungen herangezogen und in die zeitreihenbasierten Berechnungen, d.h. einer Lastflussberechnung mit Lastprofilen eingebunden.

Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft das in ATPDesigner implementierte Verfahren der **Messwertskalierten Lastflussberechnung**. Das Beispiel kann typischerweise in strahlenförmigen Niederspannungs- oder Mittelspannungsnetzen angewendet werden.

Die Messwerte an den **Messstellen** (Messorte) (**grüne** Pfeile) der Abgänge der Ortsnetzstation werden verwendet, um die Bezugsleistung der **Verbraucherlasten** des jeweiligen Abgangs zu skalieren. Ziel ist es, die Ergebnisse der Lastflussberechnung und die Messwerte mit ausreichender Genauigkeit in Übereinstimmung zu bringen. Die Bezugs- und Erzeugungsleistungen der Flexibilitäten des Abgangs, z.B. der PV-Anlagen oder der Batterieanlagen werden im Sinne von PQ-Knoten als bekannt vorausgesetzt.

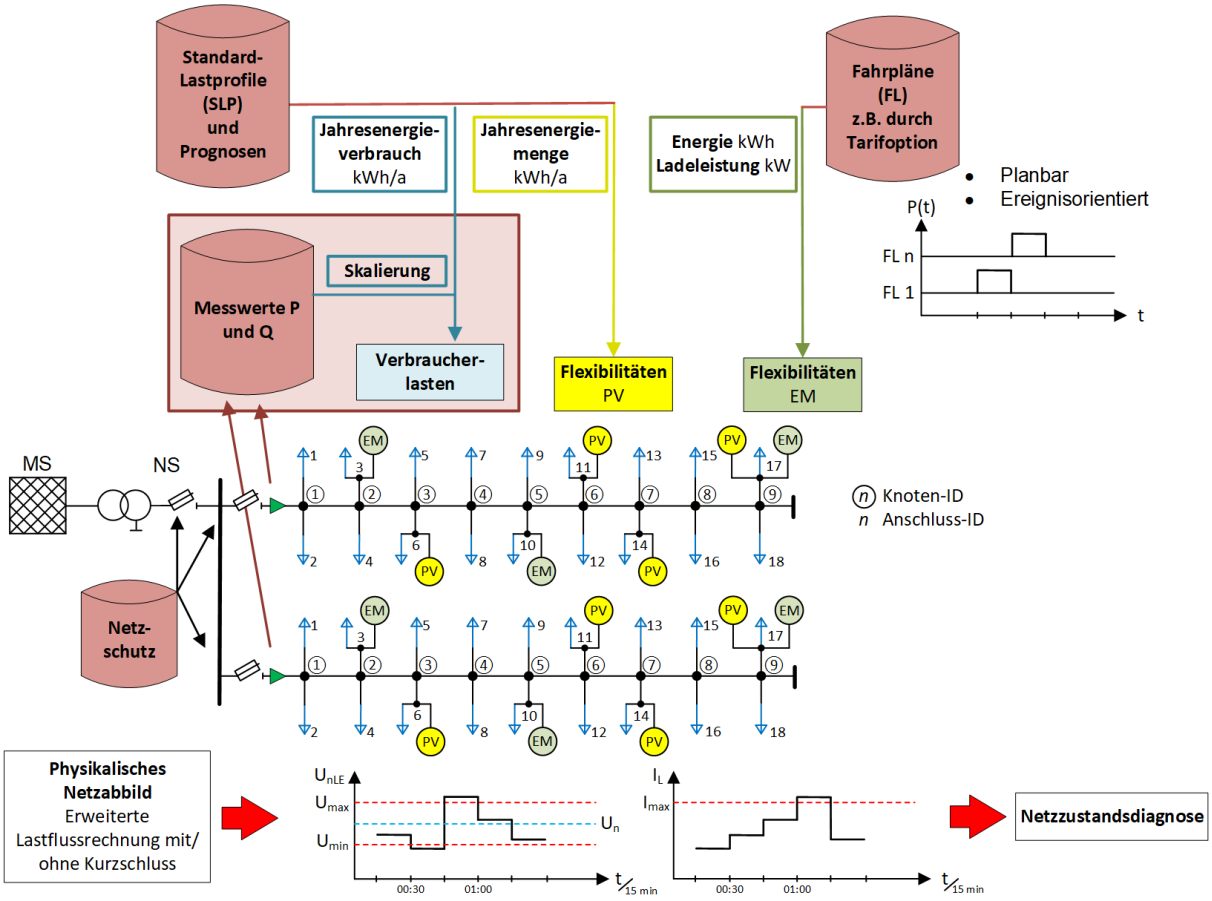


Abbildung 86: Lastflussberechnung mit Lastprofilen - Verarbeitung der Messwerte

Die Skalierung der Bezugsleistungen der **Verbraucherlasten** wird in der folgenden Abbildung konzeptionell dargestellt.

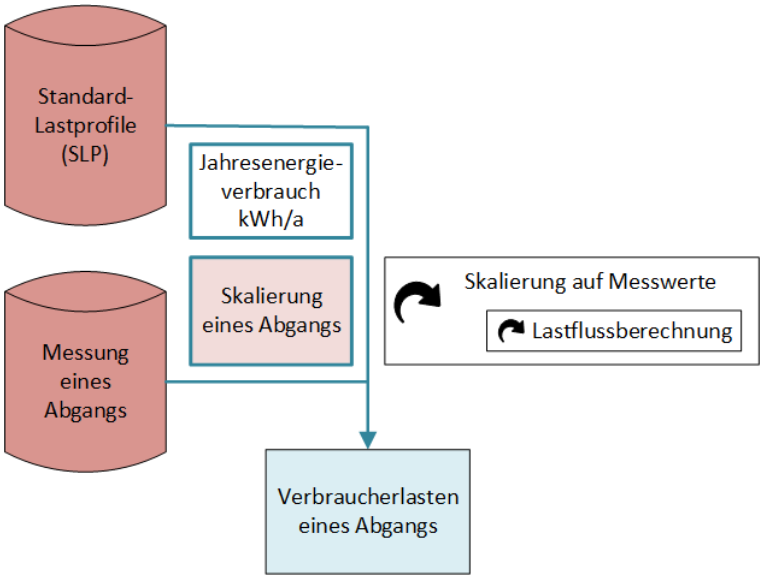


Abbildung 87: Skalierung der *Verbraucherlasten* mit Messwerten

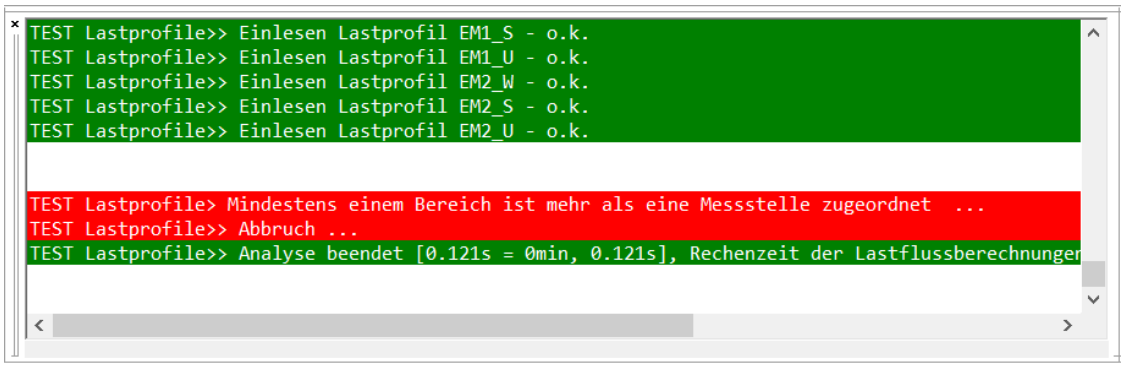
15.1.1 Randbedingungen der Messwertskalierten Lastflussberechnung

Vor der Anwendung des in ATPDesigner implementierten Verfahrens der **Messwertskalierten Lastflussberechnung** müssen folgende Randbedingungen beachtet werden.

1. Der durch die **Messstelle** (Messort) überwachte Teil des Stromnetzes wird durch einen **Bereich** [Bd. 1] definiert, dem alle **Verbraucherlasten** und **Erzeugungsanlagen (DEA)** sowie das **Mess/Schutzgerät**, das als Messstelle (Messort) parametriert ist, zugeordnet.

2. Es ist nur eine einzige **Messstelle** (Messort) innerhalb des **Bereiches** zulässig. Die Messstelle (Messort) wird mit dem Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** und dessen Einstellwert **ID des Messortes** festgelegt.

   Diese Bedingung wird zu Beginn der **Messwertskalierten Lastflussberechnung geprüft**. Wird kein oder mehrere **Mess/Schutzgeräte** mit vom Anwender eingestelltem Einstellwert ID des Messortes erkannt, so wird die Lastflussberechnung nicht gestartet und eine Fehlermeldung im **Meldungsfenster** ausgegeben.



3. Das **Mess/Schutzgerät**, das als **Messstelle** (Messort) verwendet wird, muss als **Fahrplanmessgerät** in der Betriebsart **Lastprofil U,I,P,Q,S,…** und einer eindeutigen **ID des Messortes** eingestellt sein. Innerhalb des **Bereiches** darf nur ein einziges **Mess/Schutzgerät** als **Messstelle** (Messort) verwendet werden.

4. Ausgehend von der Messstelle (Messort) des **Mess/Schutzgerätes** muss nach Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) in positiver Messrichtung (Messrichtung des **grünen** Pfeils) das Stromnetz eine strahlenförmige Netztopologie aufweisen.

5. Es können weitere **Mess/Schutzgeräte** in dem Bereich enthalten sein, sofern diese nicht als Messstelle (Messort), d.h. als Fahrplanmessgerät in der Betriebsart **Lastprofil U,I,P,Q,S,…** mit gültiger **ID des Messortes** eingestellt sind.

6. Für eine optimale Anwendung des Verfahrens sollte in der Messwertdatei für jedes 15min-Zeitintervall beginnend mit dem ersten 15min-Zeitintervall zeitlich lückenlos für jedes weitere 15min-Zeitintervall ein Messwert, d.h. eine Messwertzeile enthalten sind.

Die Verwendung eines **Bereiches** als „messtechnische Klammer" von Messstelle (Messort), Verbraucherlasten und Flexibilitäten ist zwingend erforderlich.

- Mit der Verwendung eines **Bereiches** ist es dem Verfahren möglich, die zu skalierenden **Verbraucherlasten** zu identifizieren und eindeutig der Messstelle (Messort) zuzuordnen.

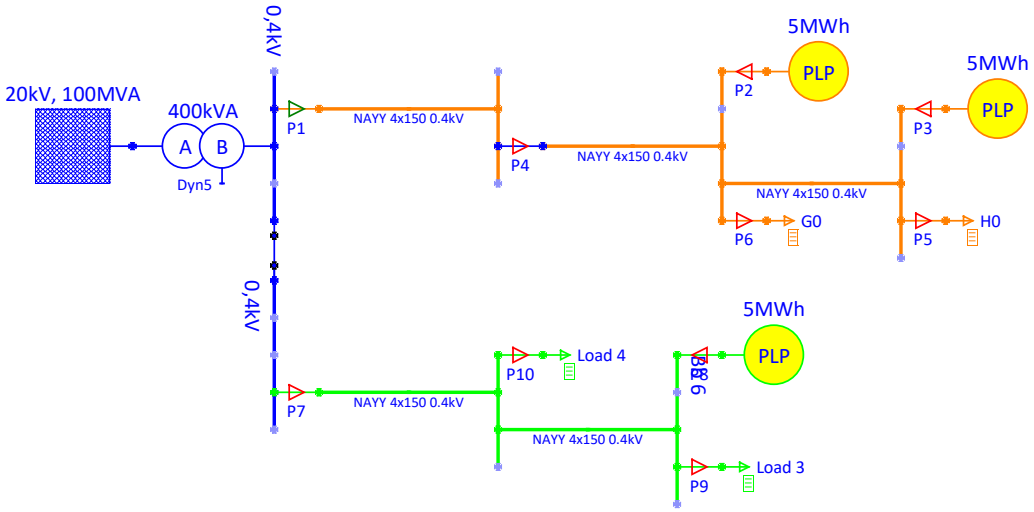
- Da die Messwerte an der Messstelle (Messort) auch durch Leistungseinspeisungen oder Leistungsbezug von Flexibilitäten wie z.B. PV-Anlagen bestimmt werden, müssen diese in den Messwerten eliminiert werden. Dadurch entstehen **um die Flexibilitäten bereinigte Messwerte**. Mit der Verwendung eines **Bereiches** ist es dem Verfahren möglich, die zu Flexibilitäten gehörenden Leistungseinspeisungen zu identifizieren.

15.1.2 Vorgehensweise des Verfahrens

Die Bezugsleistungen der **Verbraucherlasten** werden durch das Verfahren iterativ so skaliert, dass nach einer Lastflussberechnung die Ergebnisse an der **Messstelle** (Messort) bezüglich abgangssummarischem Wirk- und Blindleistungsbezug bzw. -einspeisung mit denen der Messungen im Rahmen einer anwenderdefinierten Genauigkeit übereinstimmen. Dabei werden Wirk- und Blindleistung getrennt überwacht, bewertet und skaliert.

Die Messwerte von Abgangsmessungen an der **Messstelle** (Messort) werden nur für eine Skalierung der Wirk- und Blindleistung der **Verbraucherlasten** in dem **Bereich** verwendet, der durch die **Messstelle** (Messort) und das der Messstelle zugeordnete **Mess/Schutzgerät** definiert ist. Eine **strahlenförmige** Netztopologie ausgehend von der **Messstelle** (Messort) ist eine weitere Voraussetzung.

Im Folgenden wird mit dem dargestellten Referenznetz erläutert, wie ausgehend von dem **Mess/Schutzgerät P1** eine Netzabschnitt für die **Messwertskalierte Lastflussberechnung** verwendet werden kann.



1. Der ONS-Abgang (Abgang des Ortsnetztransformators) muss mit einer **Messstelle** (Messort) im Leitungsabgang (**Mess/Schutzgerät P1**) ausgestattet werden.

2. Die im Leitungsabgang angeschlossenen Betriebsmitteln müssen einem **Bereich** [Bd. 1] zugeordnet werden. In dem obigen Referenznetz ist der **Bereich** bzw. die zu dem **Bereich** gehörenden Betriebsmittel durch die Zeichenfarbe **Orange** zu erkennen.

   ⇨ **Verbraucherlasten** und **Erzeugungsanlagen (DEA)** sowie das **Mess/-Schutzgerät** als **Messstelle** (Messort) **müssen** in dem **Bereich** enthalten sein. Es wird empfohlen alle weiteren Betriebsmittel ebenfalls dem **Bereich** zuzuordnen

3. Am Anfang des Leitungsabgangs wird ein **Mess/Schutzgerät** als **Messstelle** (Messort) eingesetzt. Das **Mess/Schutzgerät** muss als **Fahrplanmessgerät** in der Betriebsart **Lastprofil U,I,P,Q,S,…** eingestellt sein und eine eindeutige Identifikation der **Messstelle** (Messort) **ID des Messortes** aufweisen. Das **Mess/Schutzgerät** muss dem **Bereich** zugeordnet sein.

   - **Mess/Schutzgerät P1** ist als **grünes** Fahrplanmessgerät die **Messstelle** (Messort) des **Bereiches** in der Betriebsart **Lastprofil U,I,P,Q,S,…** eingestellt. In der Registerkarte **Allgemeine Einstellungen** des Einstelldialogs ist die **ID des Messortes** = 19 zur eindeutigen Identifikation der Messstelle eingestellt.

   - Die **ID des Messortes** wird verwendet, um die Messwerte aus der .CSV-Datei eindeutig der **Messstelle** (Messort) im Referenznetz zuzuordnen.

   - Der **Bereich** umfasst ausgehend von dem **Mess/Schutzgerät P1** in Pfeilrichtung Leitungen, Sammelschienen sowie zwei dezentrale Erzeugungsanlagen (PV) und eine Verbraucherlast (H0). Es muss beachtet werden, dass das **Mess/Schutzgerät** das Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) verwendet. Die Messrichtung ist durch die Richtung des **grünen Pfeils** definiert.

Die nachfolgenden Erläuterungen der prinzipiellen Arbeitsweise des Verfahrens beziehen sich immer auf einen 15min-Zeitintervall im Sinne von VDEW-Standardlastprofilen [23].

1. In wird eine initiale Lastflussberechnung durchgeführt.

2. Es wird die Summe der Einspeiseleistungen jeder **Erzeugungsanlage (DEA)** in dem **Bereich** getrennt nach Wirk- und Blindleistung berechnet.

$$P_{DEA} = \sum_{k=1}^{N_{DEA}} P_{k,DEA} \qquad Q_{DEA} = \sum_{k=1}^{N_{DEA}} Q_{k,DEA}$$

3. Die berechneten summarischen Einspeiseleistungen P_{DEA} und Q_{DEA} werden getrennt nach Wirk- und Blindleistung zu den an der **Messstelle** (Messort) durch Lastflussberechnung berechneten Wirk- und Blindleistungen P_{ber} und Q_{ber} addiert.

$$P_{ber,korr} = P_{ber} + P_{DEA} \qquad Q_{ber,korr} = Q_{ber} + Q_{DEA}$$

   Dadurch ergeben sich die um die Einspeiseleistungen der **Erzeugungsanlagen (DEA)** des Bereiches korrigierten Wirk- und Blindleistungen $P_{ber,korr}$ und $Q_{ber,korr}$ an der **Messstelle** (Messort). Die korrigierten Leistungen werden unter Vernachlässigung

des Blindleistungsbedarfs und der Wirkverlustleistung der Betriebsmittel in dem **Bereich** wie z.B. **Leitungen** nur durch **Verbraucherlasten** in dem **Bereich** verursacht.

4. Die Messwerte, die aus der .CSV-Datei eingelesen wurden, werden ebenfalls durch die Einspeiseleistung der **Erzeugungsanlagen (DEA)** korrigiert.

$$P_{mess,korr} = P_{mess} + P_{DEA} \qquad Q_{mess,korr} = Q_{mess} + Q_{DEA}$$

5. Aus den korrigierten Messwerten und den korrigierten Ergebnissen der Lastflussberechnung werden die Differenzen von Wirk- und Blindleistung an der **Messstelle** (Messort) berechnet. Mit Hilfe der Leistungsdifferenzen werden Skalierungsfaktoren getrennt für Wirk- und Blindleistung der **Verbraucherlasten** des **Bereiches** ermittelt. Die Leistungen der **Verbraucherlasten** werden skaliert.

$$\Delta P = \left| P_{mess,korr} - P_{ber,korr} \right| \qquad \Delta Q = \left| Q_{mess,korr} - Q_{ber,korr} \right|$$

6. Es wird eine Lastflussberechnung mit den skalierten Wirk- und Blindleistungen der **Verbraucherlasten** durchgeführt.

7. Es werden Wirk- und Blindleistung an der **Messstelle** (Messort) durch Auswertung der Ergebnisse der Lastflussberechnung und des Messwertes aus der .CSV-Datei berechnet und mit den anwenderspezifischen Genauigkeiten verglichen.

$$\Delta \mathrm{P}_{rel} = \left| \frac{\Delta P}{P_{mess,korr}} \right| = \left| \frac{P_{mess,korr} - P_{ber,korr}}{P_{mess,korr}} \right|$$

$$\Delta Q_{rel} = \left| \frac{\Delta Q}{Q_{mess,korr}} \right| = \left| \frac{Q_{mess,korr} - Q_{ber,korr}}{Q_{mess,korr}} \right|$$

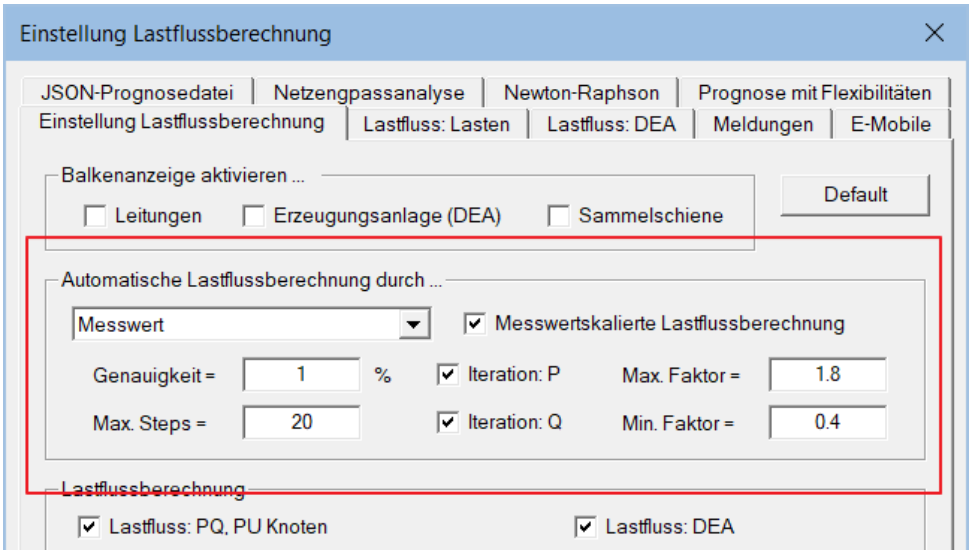
8. Solange die geforderten Genauigkeiten nicht erreicht sind bzw. die maximal zulässige Anzahl von Iterationszyklen der Messwertskalierung nicht erreicht ist, wird das Verfahren mit Punkt 2 fortgesetzt.

Unter der Annahme, dass die Einspeiseleistungen der dezentralen Einspeiseanlagen und die Bezugsleistung der Ladeinfrastruktur in einem Leitungsabgang bekannt sind, können so die **Verbraucherlasten** des **Bereiches** gleichmäßig aber getrennt nach Wirk- und Blindleistung skaliert werden. Als Resultat ergibt sich im Konvergenzfall eine hinreichend genaue Übereinstimmung der an der **Messstelle** (Messort) gemessenen und berechneten Wirk- und Blindleistungen. So kann mit Hilfe der **Messwertskalierten Lastflussberechnung** die Skalierung von Bezugs- und Einspeiseanlagen z.B. durch Messwerte des Schleppzeigerinstruments am Einspeisetransformator in der Ortsnetzstation ersetzt werden.

Das iterativ arbeitende Verfahren der **Messwertskalierten Lastflussberechnung** wird durch Parameter auf Konvergenz überwacht. Die Konvergenzparameter können in einem Einstelldialog eingestellt werden.

- Hauptmenü **ATP**

- Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**, Registerkarte **Einstellung Lastfluss-berechnung**, Gruppe **Automatische Lastflussberechnung durch …**



Im Konvergenzfall stimmen am Messort Messwerte und berechnete Werte mit einer definierten Genauigkeit überein. Daraus lässt sich ableiten, dass die im gesamten Abgang berechneten Betriebsmittelauslastungen und Spannungen den tatsächlichen Netzzustand mit besserer Genauigkeit darstellen, als ohne eine **Messwertskalierte Lastflussberechnung** erreichbar ist.

15.1.3 Ausgabe des Verfahrens zur Kontrolle der iterativen Skalierung

Die Messwertskalierte Lastflussberechnung gibt sowohl im **Meldungsfenster** als auch in einem Textfenster, das nur während des laufenden Verfahrens geöffnet ist, Informationen zu dem Verfahren aus.

Der Start des Verfahrens wird wie nachfolgend dargestellt im **Meldungsfenster** angezeigt. Es sollte kontrolliert werden, ob alle Lastprofile fehlerfrei eingelesen werden konnten

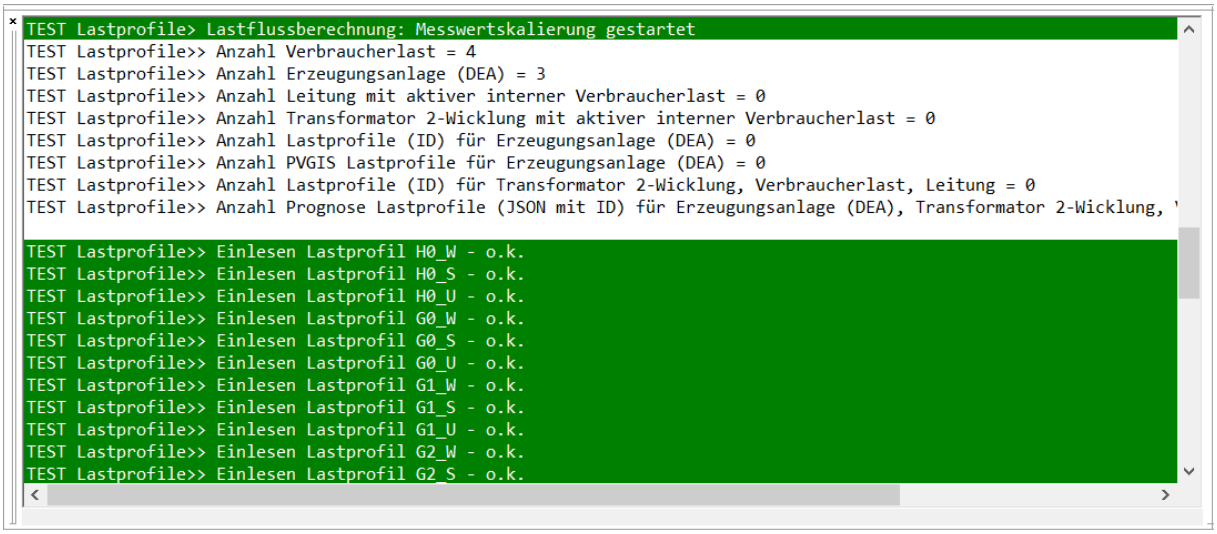


Abbildung 88: *Meldungsfenster* – Start der *Messwertskalierten Lastflussberechnung*

Während des laufenden Verfahrens werden in einem eigenen Ausgabefenster Informationen über Anzahl Lastflussberechnungen, absolute und relative Genauigkeiten, etc. ausgegeben. Nachfolgend sind die Textelemente beispielhaft dargestellt.

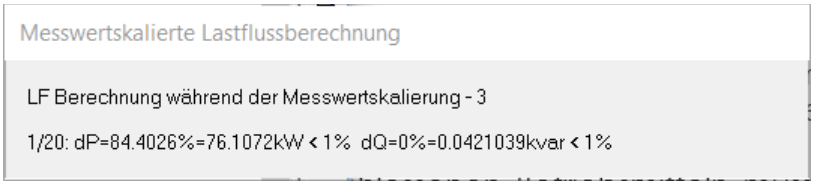
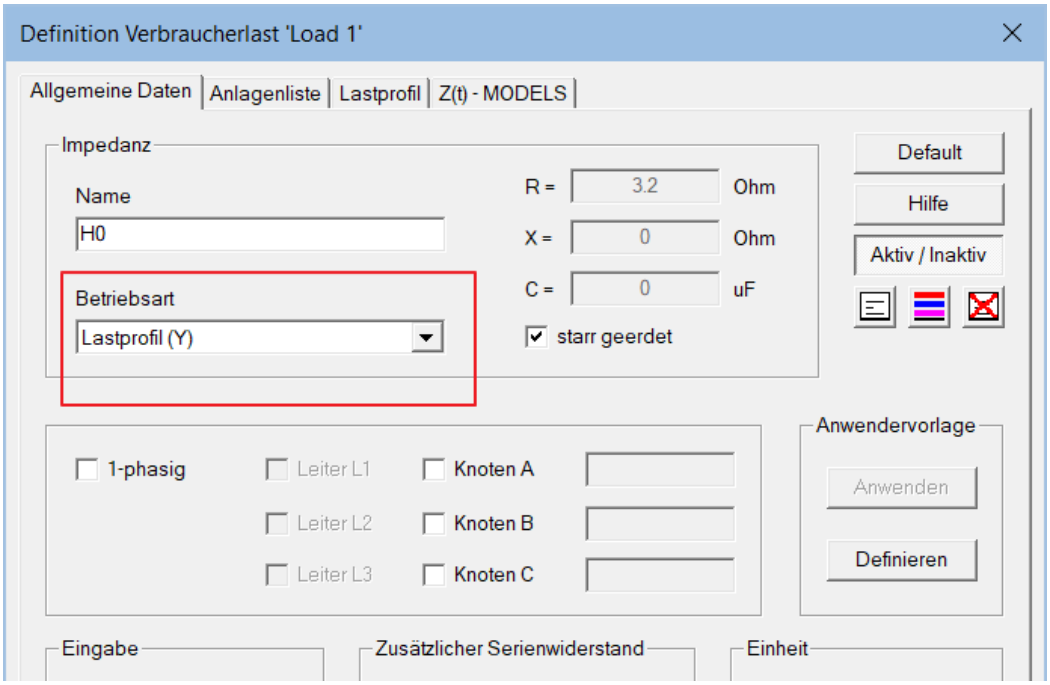


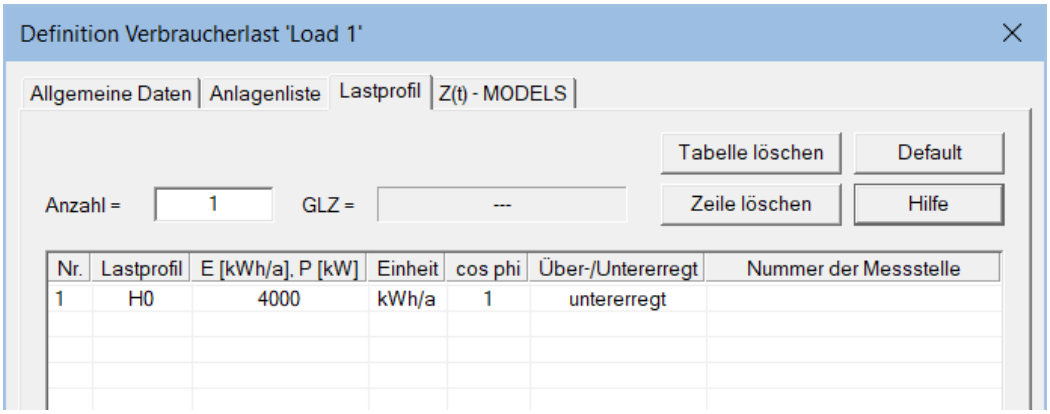
Abbildung 89: Ausgabefenster während laufender *Messwertskalierten Lastflussberechnung*

Ausgabetext	Bedeutung
LF Berechnung vor der Messwertskalierung – 1	Es wird die initiale Lastflussberechnung durchgeführt.
LF Berechnung während der Messwertskalierung – 4	Es wird eine Lastflussberechnung während des iterativen Skalierungsverfahrens durchgeführt
Finale LF Berechnung nach der Messwertskalierung – 7	Es wird die finale Lastflussberechnung mit den iterativ ermittelten Skalierungsfaktoren durchgeführt.
1/20: dP=84.4579%=76.157kW < 1% dQ=0%=0.0227148kvar < 1%	Ausgabe von relativen und absoluten Abweichungen während des iterativen Skalierungsverfahrens ▪ **1/20** = 1. Iteration von maximal 20 zulässigen Iterationen ▪ **dP** = absolute relative Abweichung ΔP_{rel}, absolute Abweichung ΔP, anwenderspezifische Genauigkeit (Einstellwert) ▪ **dQ** = absolute relative Abweichung ΔQ_{rel}, absolute Abweichung ΔQ, anwenderspezifische Genauigkeit (Einstellwert)

15.2 Nachbildung der *Verbraucherlasten*

Es wird empfohlen, die **Verbraucherlasten** [Bd. 2] mit Hilfe der VDEW-Standardlastprofile (SLP) **Lastprofil** und den Jahresenergiebezugsmengen **Energie [kWh/a]** wie in den nachfolgenden beiden Ausschnitten des Einstelldialoges zu sehen einzustellen.





Auf Basis der Netztopologie und der Betriebsmitteldaten sowie der Jahresenergiemengen der Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten wird mit Hilfe der VDEW-Standardlastprofile ein zeitabhängiges Bezugs- bzw. Erzeugungsverhalten der Einheiten und damit des Netzzustandes abgebildet.

Ist eine **Verbraucherlast** in einem **Bereich** mit Messort und zugewiesenen Messwerten enthalten, wird die Bezugsleistung der Verbraucherlast auf Basis der Messwerte skaliert. Die Skalierung der Verbraucherlasten erfolgt gleichmäßig, d.h. mit den gleichen Skalierungsfaktoren getrennt für Wirk- und Blindleistung.

15.3 Nachbildung der Einspeiseanlage als *Erzeugungsanlage (DEA)*

Für die dezentralen Erzeugungsanlagen können Erzeugungsprofile hinterlegt werden. Auf Basis der Netztopologie und der Betriebsmitteldaten sowie der Jahresenergiemengen der Verbrauchs- und Erzeugungseinheiten wird mit Hilfe der VDEW-Standardlastprofile oder anlagenspezifischer Erzeugungsprofile ein zeitabhängiges Bezugs- bzw. Erzeugungsverhalten der Einheiten und damit des Netzzustandes abgebildet. Das Anlagenverhalten wird durch hinterlegte Profile als bekannt vorausgesetzt.

⇨ Eine Skalierung der Einspeiseleistung der **Erzeugungsanlagen (DEA)** findet im Zuge der **Messwertskalierten Lastflussberechnung** nicht statt.

Eine Einspeiseanlage muss mit dem Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** [Bd. 2] als leistungsgeregelte Stromquelle nachgebildet werden.

15.4 Verarbeitung der Messdaten eines Messortes

Die Messdaten eines Messortes z.B. am Leitungsabgang einer Ortsnetzstation sind im Verzeichnis **MonitoringMeasurement** [Bd. 1] des **Projektverzeichnisses** in einer .CSV-Datei zu speichern. Der Name einer Textdatei mit Messwerten muss mit der **ID des Messortes** des zugehörigen **Mess/Schutzgerätes** gekennzeichnet werden. Die **ID des Messortes** kann aus einer Folge von Buchstaben und Ziffern ohne Leerzeichen bestehen.

Einstelldialog	**Mess/Schutzgerät** [Bd. 2] Registerkarte **Allgemeine Daten**
Gruppe	Messwertskalierte Lastflussberechnung
Einstellwert	**ID des Messortes** (= **ID**)

Der Name einer Messwertdatei (.CSV-Datei) ist für die Zuweisbarkeit der Messwerte zum Messort wie folgt aufzubauen:

ID_xyz.CSV

mit **xyz** = Bezeichner für die Datei z.B. Name des Messortes im Netz

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Registerkarte **Allgemeine Daten** des Einstelldialoges des **Mess/Schutzgerätes** und den Einstellwert **ID des Messortes**.

Beispiel
Wird für die Messstelle (Messort) ein **Mess/Schutzgerät** mit dem Einstellwert **ID des Messortes = 19** verwendet, so ergibt sich der nachfolgend dargestellte Dateiname.

19_*Dateiname*.CSV

Nachfolgend ist der Inhalt der Messwertdatei beispielhaft dargestellt. Das Format der .CSV-Datei wird in einem nachfolgenden Kapitel beschrieben.

```
T;ID;S123;SL1;SL2;SL3;IL1;IL2;IL3;phiL1;phiL2;phiL3;P123;PL1;PL2;PL3;Q123;QL1;QL2;
QL3;UL1;UL2;UL3
2023-12-18 17:15;19;3000.0;1000.0;1000.0;1000.0;50.0;50.0;50.0;0.0;0.0;0.0;3000.0;
1000.0;1000.0;1000.0;0.0;0.0;0.0;0.0;228.0;228.0;228.0
```

Wie zu erkennen ist, ist in der 2. Spalte der .CSV-Datei in jeder Zeile als Paramater **ID** die **ID des Messortes** = 19 enthalten.

⇨ Es werden nur Messwertzeilen aus der .CSV-Datei verarbeitet, deren Parameter **ID** gleich dem Einstellwert **ID des Messortes** der Messstelle (Messort), d.h. des **Mess/Schutzgerätes** ist.

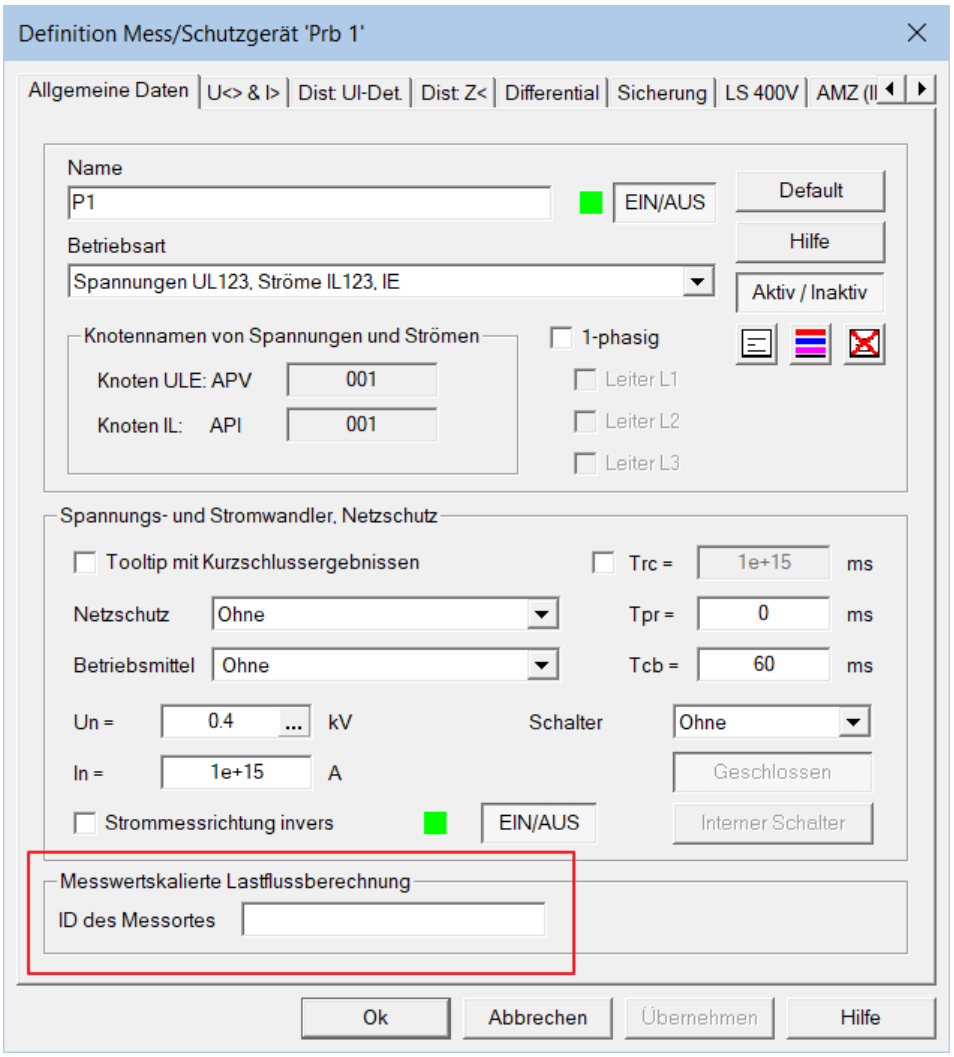


Abbildung 90: Einstelldialog *Mess/Schutzgerät* - Einstellung der *ID des Messortes*

15.4.1 Ermittlung Start- und Endzeit, Anforderungen an die zeitliche Abfolge

Die zeitliche Abfolge der Messwerte muss in 15min-Intervallen entsprechend den Standardlastprofilen nach VDEW [23] erfolgen. In der zeitlichen Abfolge sollte keine Lücke enthalten sein.

- Das Verfahren der **Messwertskalierten Lastflussberechnung** ermittelt **Datum und Uhrzeit des ersten 15min-Intervalls** aus der 1. Zeile der .CSV-Datei, **Datum und Uhrzeit des letzten 15min-Intervalls** aus der letzten Zeile.

- Das Verfahren kann optimal verwendet werden, wenn für jedes 15min-Intervall beginnend mit dem ersten 15min-Intervall zeitlich lückenlos für jedes weitere 15min-Intervall Messwerte, d.h. eine Messwertzeile in der .CSV-Datei enthalten ist.

Das nachfolgende Beispiel zeigt eine nicht optimale zeitlich Abfolge von Messwerten in der .CSV-Datei. In diesem Fall wird für dieses 15min-Intervall keine Messwertskalierung durchgeführt und eine entsprechende Ausgabe in den Berichten generiert. Das Verfahren setzt die Verarbeitung mit der nächsten Messwertzeile fort.

```
T;ID;S123;SL1;SL2;SL3;IL1;IL2;IL3;phiL1;phiL2;phiL3;P123;PL1;PL2;PL3;Q123;QL1; …
2023.08.01 11:45;19;90000.0;30000.0;30000.0;30000.0;50.0;50.0;50.0;0.0;0.0;0.0;90000.0; …
2023.08.01 12:15;19;90000.0;30000.0;30000.0;30000.0;50.0;50.0;50.0;0.0;0.0;0.0;90000.0; …
2023.08.01 12:30;19;60000.0;20000.0;20000.0;20000.0;50.0;50.0;50.0;0.0;0.0;0.0;60000.0; …
2023.08.01 12:45;19;30000.0;10000.0;10000.0;10000.0;50.0;50.0;50.0;0.0;0.0;0.0;30000.0; …
```

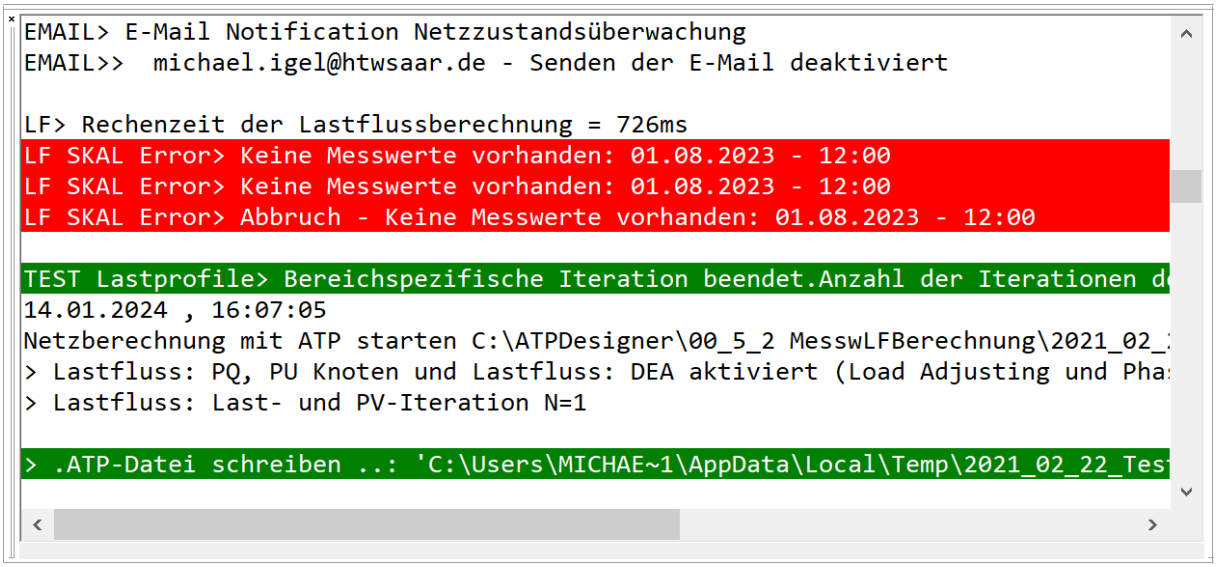


Abbildung 91: Fehlermeldung bei nicht vorhandenen Messwerten eines 15min-Intervalls

Nachfolgend die dazugehörende Ausgabe im Bericht.

Ergebnisse - Lastflussberechnung mit Messwertskalierung

TT.MM.JJJJ	hh:mm	ID	Be-reich	P skal	Q skal	S [kVA]	P [kW]	Q [kvar]	CosPhi	dP [%]	dQ [%]	dP [kW]	dQ [kvar]	N
01.08.2023	11:45	19	1	5.832	1.000	90.278	90.260	1.819	1.000	0.274	0.000	0.260	1.819	4
01.08.2023	12:00	19: Kein Messwert	1	0.000	0.000	-1.000	-1.000	-1.000	-1.000	-100.000	-100.000	-1.000	-1.000	-1
01.08.2023	12:15	19	1	5.727	1.000	89.931	89.912	1.821	1.000	0.092	0.000	0.088	1.821	5
01.08.2023	12:30	19	1	3.983	1.000	60.242	60.236	0.821	1.000	0.363	0.000	0.236	0.821	4
01.08.2023	12:45	19	1	2.195	1.000	30.134	30.133	0.207	1.000	0.379	0.000	0.133	0.207	3

15.4.2 Ermittlung Zeitbereich: Verwendung der Lastprofile nach VDEW

Die Definition von Standardlastprofilen nach VDEW [23] sieht für jedes 15min-Intervall eines Jahres einen Leistungswert vor. Diese Festlegung gilt auch für alle davon abgeleiteten Lastprofile wie z.B. das **anlagenspezifische Lastprofil mit Anlagen-Identifier (ID).** Das Verfahren der **Messwertskalierten Lastflussberechnung** ist damit bei Verwendung von Lastprofilen für z.B. **Verbraucherlasten** oder **Erzeugungsanlagen (DEA)** in der Lage, für jedes beliebige 15min-Intervall eines Jahres Messwerte aus der .CSV-Datei zu verarbeiten.

15.4.3 Ermittlung Zeitbereich: Verwendung einer JSON-Prognosedatei

In einer **JSON-Prognosedatei** werden Lastprofile durch die JSON-Objekte **timeseries** festgelegt. Es muss beachtet werden, dass die in der **JSON-Prognosedatei** enthaltenen Lastprofile nicht für jedes beliebige 15min-Intervall eines Jahres definiert sein müssen. Insofern kann es zu einem Konflikt zwischen dem Zeitbereich, der durch die Messwerte der .CSV-Datei festgelegt wird und den Zeitbereichen der JSON-Objekten **timeseries** kommen.

⇨ Der Anwender muss vor dem Start der **Messwertskalierten Lastflussberechnung** überprüfen, ob die Zeitbereiche der JSON-Objekte **timeseries** in der **JSON-Prognosedatei** den Zeitbereich der Messwerte aus der .CSV-Datei abdecken.

Das Verfahren überprüft die Konsistenz der Zeitbereiche ausgehend von dem Zeitbereich der Messwerte aus der .CSV-Datei und beendet ggfs. das Verfahren mit einer Fehlermeldung.

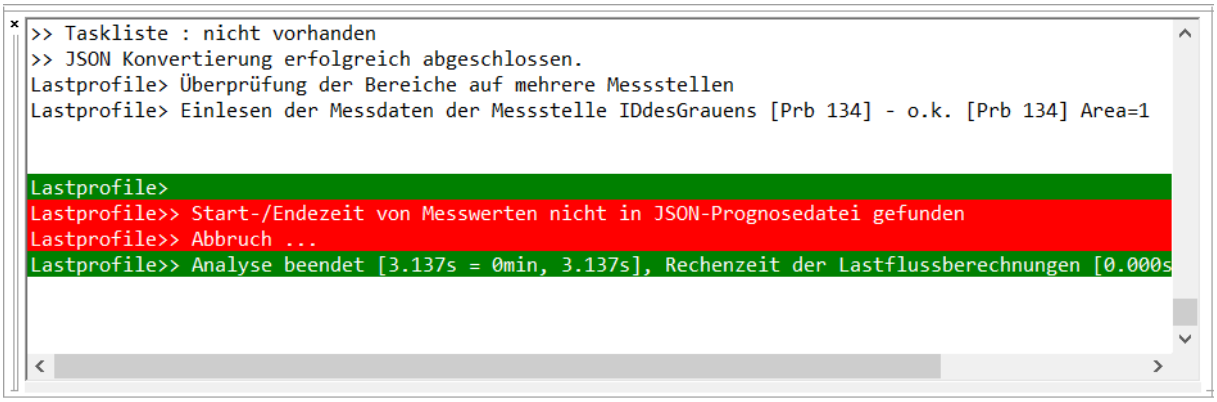


Abbildung 92: Fehlermeldung bei inkonsistenten Zeitbereichen

15.5 Bereich – Messort, Verbraucherlast, Erzeugungsanlage gruppieren

Um die Zugehörigkeit des **Mess/Schutzgerätes** und damit der Messwerte, der **Verbraucherlasten** und der **Erzeugungsanlage (DEA)** zu einem Abgang zu definieren, wird ein **Bereich** [Bd. 1] verwendet. Alle **Verbraucherlasten** sowie **Erzeugungsanlage (DEA)** eines Abgangs sind somit einem **Bereich** [Bd. 1] zuzuordnen.

Die Genauigkeit mit denen die berechneten Abgangswerte mit den Messwerten eines Abgangs übereinstimmen sollen, werden im Einstelldialog **Einstellungen Lastflussberechnung** definiert. Hier lässt sich ebenfalls der automatische Start mittels **FileWatcher** bei Speichern neuer Messwerte in **MonitoringMeasurement** aktivieren. Dazu ist wie die nachfolgende Abbildung zeigt in der Gruppe **Automatische Lastflussberechnung** in der Auswahlliste der Bezeichner **Messwert** auszuwählen.

15.6 Einstellwerte der *Messwertskalierten Lastflussberechnung*

Der Einstelldialog **Einstellung Lastflussberechnung** kann wie folgt geöffnet werden.

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**
- **Lastfluss** in der Registerkarte **Netzwerk** der **Projektinformationen**

In dem Einstelldialog sind auch die Einstellwerte für den **FileWatcher** enthalten.

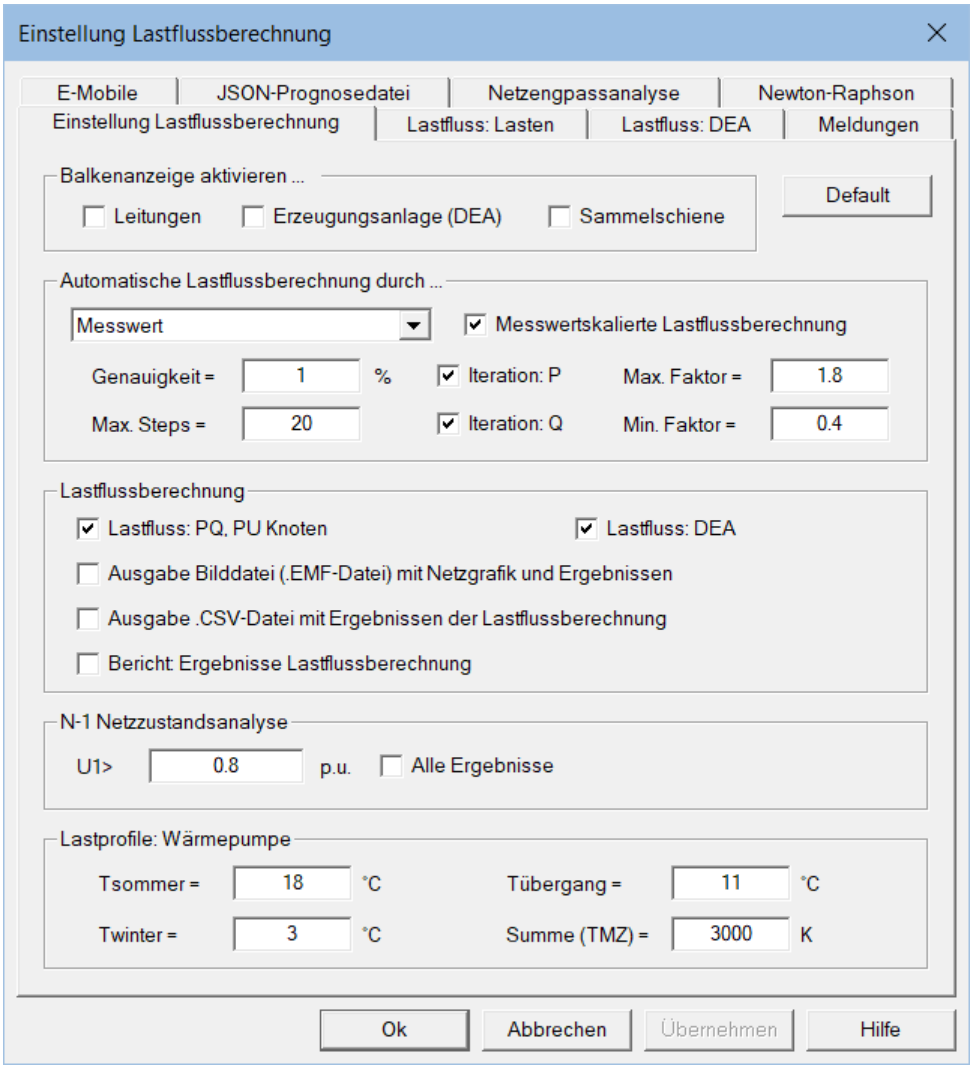


Abbildung 93: Einstelldialog *Messwertskalierte Lastflussberechnung*

Einstellwert	Bedeutung
Ohne	Der **FileWatcher** ist deaktiviert.
Prognose	Der **FileWatcher** überwacht das Verzeichnis auf das Speichern einer neuen Prognose im JSON-Format und startet die Lastflussberechnung mit Lastprofilen Lastfluss: Prognose.
Messwert	Der **FileWatcher** überwacht das Verzeichnis auf das Speichern neuer Messwerte und startet automatisch die **Messwertskalierte Lastflussberechnung**.
Verfahren	Der **FileWatcher** überwacht das Verzeichnis auf das Speichern einer neuen .JSON-Datei und startet den im Objekt **tasklist** definierten Verarbeitungsprozess **task**.

Darüber hinaus müssen die weiteren Einstellwerte der Gruppe **Automatische Lastflussberechnung durch ...** beachtet werden.

Einstellwert	Bedeutung
Messwertskalierte Lastflussberechnung	Die Messwertskalierte Lastflussberechnung kann aktiviert oder deaktiviert werden.
Genauigkeit	Relative Genauigkeit für die iterative Skalierung von Wirk- und Blindleistung Wird sowohl für die Wirk- als auch für die Blindleistung die relative Genauigkeit der Übereinstimmung von Messwert und Lastflussberechnungswert erreicht, wird die **Messwertskalierte Lastflussberechnung** als konvergent beendet.
Max. Steps	Maximale Anzahl Iterationsschritte Wird im letzten Iterationsschritt nicht die anwenderdefinierte Genauigkeit erreicht, so liegt eine divergente **Messwertskalierte Lastflussberechnung** vor.
Iteration P	Falls aktiviert wird die Wirkleistung der **Verbraucherlasten** innerhalb des **Bereiches** iterativ skaliert.
Iteration Q	Falls aktiviert wird die Wirkleistung der **Erzeugungsanlagen (DEA)** innerhalb des **Bereiches** iterativ skaliert.
Max. Faktor	Oberer Grenzwert für die Skalierungsfaktoren in p.u. Um die Konvergenz der Messwertskalierten Lastflussberechnung zu verbessern, werden die Skalierungsfaktoren für Wirk- und Blindleistung getrennt voneinander auf den eingestellten Bereich begrenzt.
Min. Faktor	Unterer Grenzwert für die Skalierungsfaktoren in p.u. Um die Konvergenz der Messwertskalierten Lastflussberechnung zu verbessern, werden die Skalierungsfaktoren für Wirk- und Blindleistung getrennt voneinander auf den eingestellten Bereich begrenzt.

Für **Messwertskalierte Lastflussberechnungen** sind abgangsspezifische Messwerte die Grundlage. Das notwendige Format der Messwerte sowie das der Ergebnisdateien wird in dem internen **Schnittstellen-Dokument** spezifiziert.

15.7 Was ist ein *FileWatcher* ?

Ein **FileWatcher** hat die Aufgabe eine Datenstruktur z.B. ein Verzeichnis auf einem Datenträger z.B. einer Festplatte auf Änderungen zu überwachen und nach einer erkannten Änderung eine Aktion z.B. eine Verarbeitungsmethode zu starten. Vorteilhaft wirkt sich aus, dass der **FileWatcher** direkt vom Betriebssystem gesteuert wird und somit im Wartezustand keine Ressourcen oder Rechenkapazitäten von ATPDesigner benötigt werden.

„*Überwacht die Benachrichtigungen über Änderungen im Dateisystem und löst Ereignisse aus, wenn ein Verzeichnis oder eine Datei in einem Verzeichnis geändert werden.*“ (https://docs.microsoft.com/de-de/dotnet/api/system.io.filesystemwatcher)

- Die Messwertskalierten Lastflussberechnung verwendet einen **FileWatcher**, um das Verzeichnis **MonitoringMeasurement** [Bd. 1] zu überwachen. Nach einer erkannten Änderung innerhalb des Verzeichnisses wird eine **Messwertskalierte Lastflussberechnung** gestartet.

- Die Lastflussberechnung mit Prognosedateien verwendet einen **FileWatcher**, um das Verzeichnis **Monitoring** [Bd. 1] zu überwachen. Nach einer erkannten Änderung innerhalb des Verzeichnisses wird eine Netzzustandsanalyse **Lastfluss: Prognose** gestartet.

15.7.1 Anzeige des Status des FileWatcher

Der Status **Aktiviert** oder **Deaktiviert** wird mit Hilfe einer LED in der Netzwerk **Design Toolbar** angezeigt.

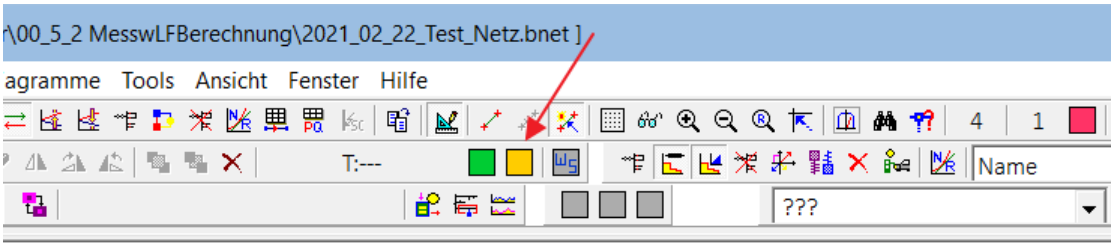


Abbildung 94: Anzeige des Status des FileWatchers durch eine LED

Bedienelement	Bedeutung
	FileWatcher aktiviert
	FileWatcher deaktiviert

15.7.2 Aktivierung und Deaktivierung des FileWatcher mit Hilfe der LED

Der **FileWatcher** kann durch einen **Left Mouse Button Click** auf die LED aktiviert oder deaktiviert werden.

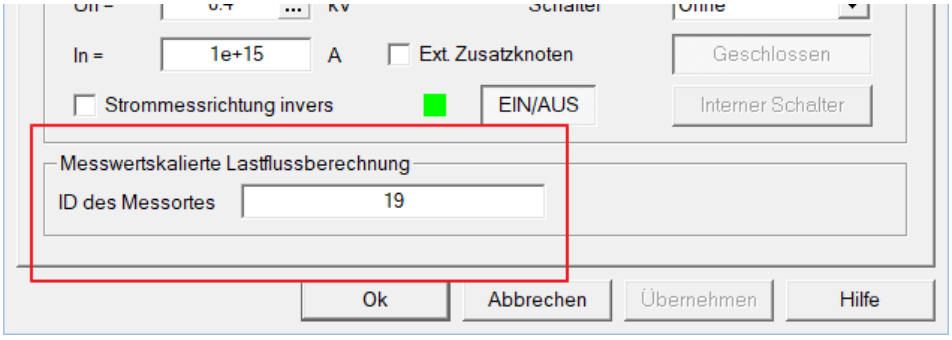
15.8 Durchführung zur *Messwertskalierten Lastflussberechnung*

Im Folgenden wird die Vorgehensweise zur Durchführung einer **Messwertskalierten Lastflussberechnung** erläutert.

1. **Aufbau der Netztopologie**
   Die Netztopologie wird entweder manuell oder mittels **GIS-Import** [Bd. 1] aufgebaut.

2. **Einstellung der Betriebsmitteldaten**
   Alle Betriebsmitteldaten werden eingestellt. Lastprofile und Jahresenergiemengen der **Verbraucherlasten** (Jahresenergiebezug) und der **Dezentralen Erzeugungsanlagen (DEA)** (Jahresenergieeinspeisung) werden hinterlegt.

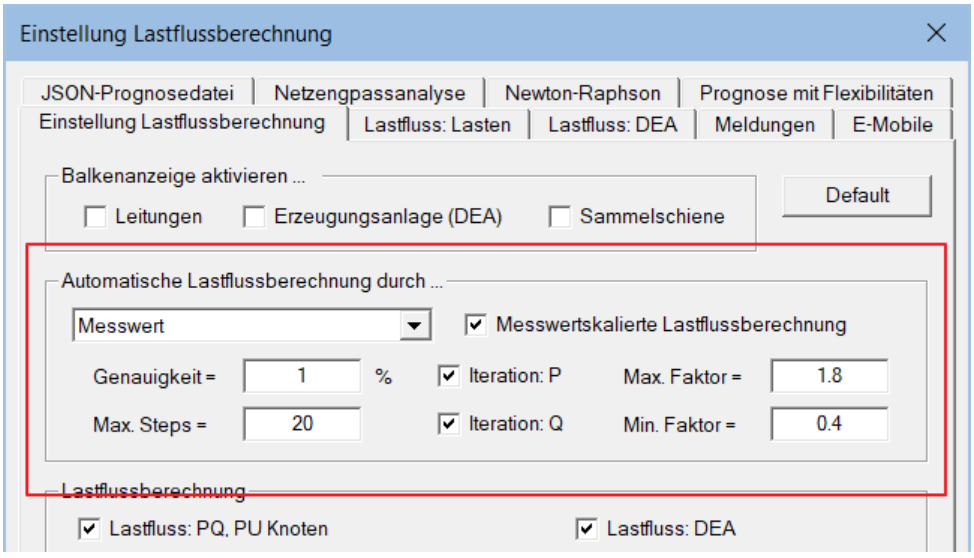
3. **Einstellung *ID des Messortes***
   Der Einstellwert **ID des Messortes** für die Messwerte werden im **Einstelldialog** in der Registerkarte **Allgemeine Daten** des **Mess/Schutzgerätes** als **Messstelle** (Messort) eingetragen.



4. **Einstellung des Bereiches [Bd. 1]**
   Mess/Schutzgerät als Messstelle (Messort), **Verbraucherlasten** und **Erzeugungsanlagen (DEA)** müssen einem **Bereich** zugeordnet werden. Weitere Betriebsmittel können dem **Bereich** zugeordnet werden. Es ist zu beachten, dass ein Netzwerkelement nur einem **Bereich** zugeordnet werden kann.

5. **Einstellung der Genauigkeit/erlaubten Abweichung**
   Im Einstelldialog **Einstellung Lastflussberechnung** wird in der Registerkarte **Einstellung Lastflussberechnung**, Gruppe **Automatische Lastflussberechnung durch ...** die Einstellwerte **Genauigkeit** und **Max. Steps** eingestellt.

   - Hauptmenü **ATP**
   - Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**, Registerkarte **Einstellung Lastflussberechnung**



Im Folgenden wird unterschieden, ob die Messwertskalierte Lastflussberechnung manuell durch den Menüpunkt Lastfluss: Messwertskalierung oder automatisch durch den FileWatcher gestartet wird.

6. **Manueller Start**
   - Hauptmenü **Prüfungen**
   - Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten**, **Lastfluss: Messwertskalierung**

7. **Automatischer Start durch den *FileWatcher***

Der Start der **Messwertskalierten Lastflussberechnung** kann automatisch durch den FileWatcher bei Speicherung einer .CSV-Datei mit neuen Messwerten in dem Verzeichnis **MonitoringMeasurement** erfolgen.

⇨ Dazu muss wie die vorhergehende Abbildung dargestellt ist in der Gruppe **Automatische Lastflussberechnung** in der Auswahlliste die Einstellung **Messwert** ausgewählt werden.

15.9 Manueller Start der Messwertskalierten Lastflussberechnung

Die Messwertskalierte Lastflussberechnung kann manuell wie folgt gestartet werden.

- Hauptmenü **Prüfungen**
- Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten**, **Lastfluss: Messwertskalierung**

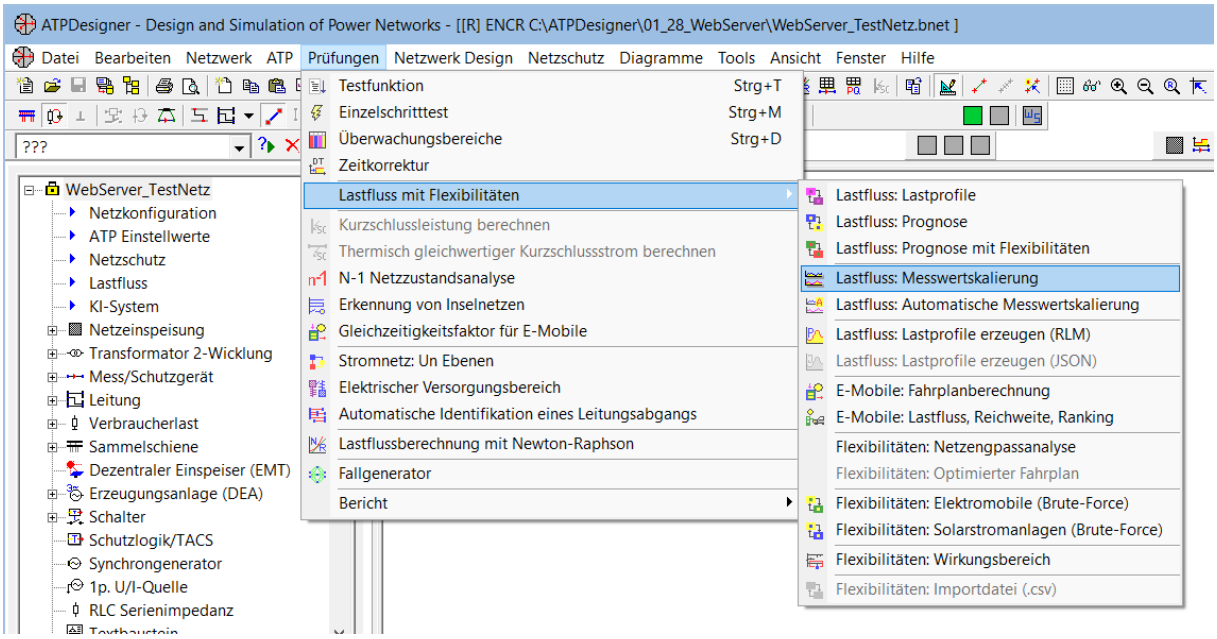


Abbildung 95: Manueller Start der Messwertskalierten Lastflussberechnung

Nach einem **Left Mouse Button Click** auf den Menüpunkt wird ein Dialog zur Auswahl der .CSV-Datei, welche die Messwerte der Messstelle (Messort) enthält, geöffnet. Nach der Auswahl der .CSV-Datei wird die **Messwertskalierte Lastflussberechnung** gestartet. In der nachfolgenden Abbildung sind Ausgaben im **Meldungsfenster** dargestellt.

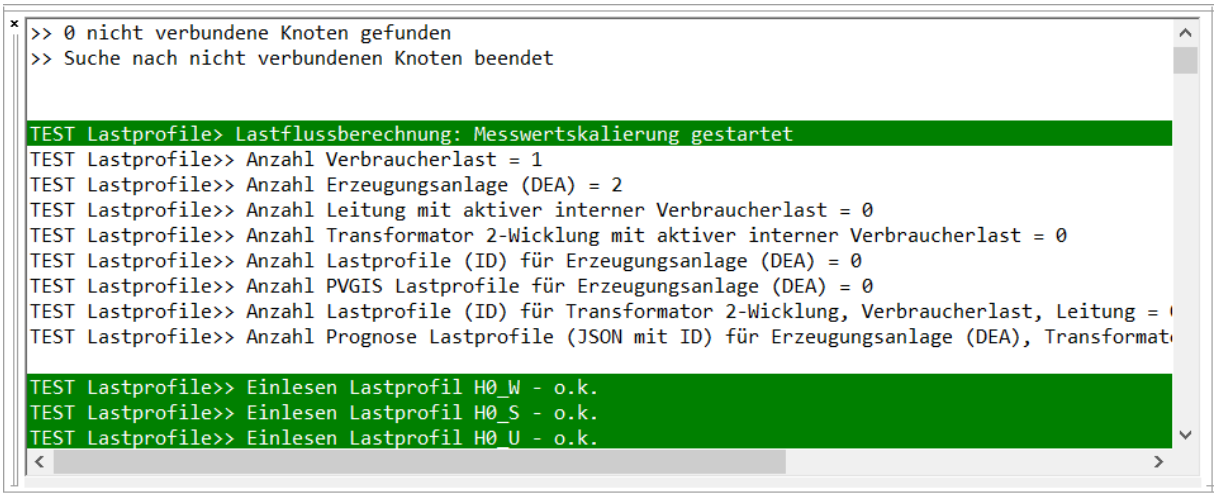


Abbildung 96: Messwertskalierte Lastflussberechnung – Ausgaben im Meldungsfenster

Der Netzzustand wird durch Lastflussberechnungen berechnet. Die daraus resultierenden Wirk- und Blindleistungen an der **Messstelle** (Messort) werden mit den Messwerten der .CSV-Datei verglichen. Als Ergebnis werden Skalierungsfaktoren getrennt nach Wirk- und Blindleistung für die **Verbraucherlasten**, die sich m gleichen **Bereich** wie das **Mess/Schutzgerät** der **Messstelle** (Messort) befinden, ermittelt.

⇨ Durch die gleichmäßige Skalierung der Wirk- und Blindleistungen aller **Verbraucherlasten** in dem **Bereich** werden die an der **Messstelle** (Messort) berechneten und gemessenen Wirk- und Blindleistungen iterativ angenähert.

Um die Messwertskalierte Lastflussberechnung verwenden zu können, muss das Ordnungselement **Bereich** verwendet werden. Der Bereich beinhaltet folgende Netzwerkelemente.

- das **Mess/Schutzgerät**, das die Messstelle (Messort) realisiert
- alle **Verbraucherlasten** des überwachten strahlenförmigen Stromnetzes als skalierbare Bezugsanlagen
- sonstigen Einspeise- und Bezugsanlagen

⇨ Es muss unbedingt darauf geachtet werden, dass nur ein einziges **Mess/Schutzgerät** als Messstelle (Messort), d.h. als **Fahrplanmessgerät** in der Betriebsart **Lastprofil U,I,P,Q,S,…** in einem **Bereich** vorhanden ist. Weitere **Mess/Schutzgeräte** können ohne diese Betriebsart verwendet werden.

Die Ergebnisse des Verfahrens stehen dem Benutzer anschließend im Unterverzeichnis **ResultsMeasurement** im **Projektverzeichnis** und damit einer Auswertung des Netzzustandes hinsichtlich Betriebsmittelauslastungen und Spannungshaltung zur Verfügung.

15.10 Start der *Messwertskalierten Lastflussberechnung* durch *FileWatcher*

In dem nachfolgenden Einstelldialog kann der automatische Start der **Messwertskalierten Lastflussberechnung** mittels FileWatcher aktiviert werden. Die Aktivierung erfolgt durch Einstellung der Auswahlliste **Messwert** in der Gruppe **Automatische Lastflussberechnung durch …** . Zusätzlich muss der **FileWatcher** selbst z.B. mit Hilfe der nachfolgend dargestellten LED in der Toolbar aktiviert werden.

Unabhängig von dieser Einstellung kann das Verfahren weiterhin manuell gestartet werden.

- Gruppe **Automatische Lastflussberechnung durch … Messwert**

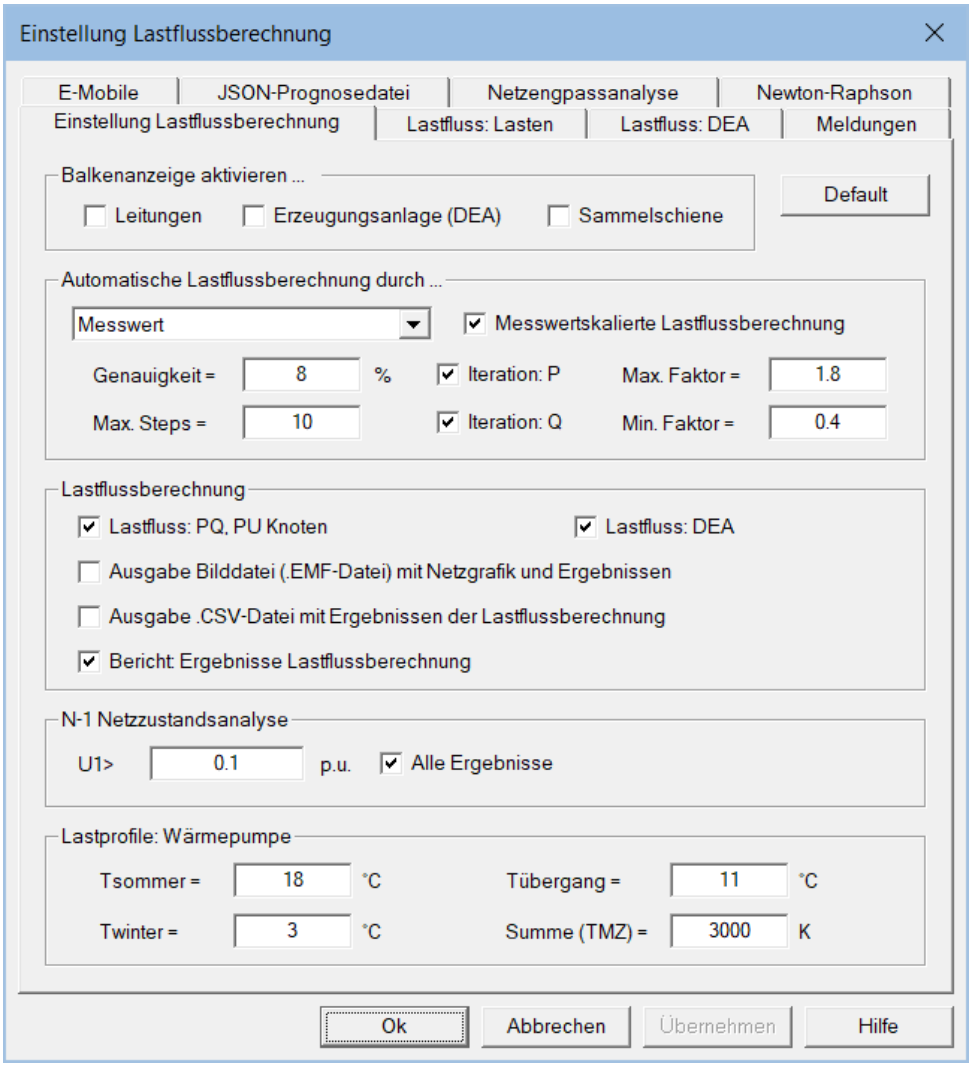


Abbildung 97: Einstellung *FileWatcher* und Genauigkeit

Werden in dem vom **FileWatcher** überwachten Unterverzeichnis **MonitoringMeasurement** im **Projektverzeichnis** [Bd. 1] neue Messwerte erkannt, startet die **Messwertskalierte Lastflussberechnung** bei Eintreffen neuer Messwerte.

⇨ Der **FileWatcher** erkennt das Eintreffen neuer Messwerte daran, dass eine neue .CSV-Datei mit Messwerten in dem Verzeichnis gespeichert wird.

15.11 Start der Messwertskalierten Lastflussberechnung durch den Webserver

Die **Messwertskalierte Lastflussberechnung** lässt sich durch einen http-basierten Webservice über ein Kommunikationsnetzwerk starten. Dazu muss der in ATPDesigner integrierte **Webserver** aktiviert sein und ein Webclient muss mit einem definierten http-Request die Messwertdatei zum Webserver von ATPDesigner senden und den Verarbeitungsprozess starten. Die Ergebnisdateien können ebenfalls durch einen http-Request eines Webclients über ein Kommunikationsnetzwerk vom Webserver als http-Response empfangen werden.

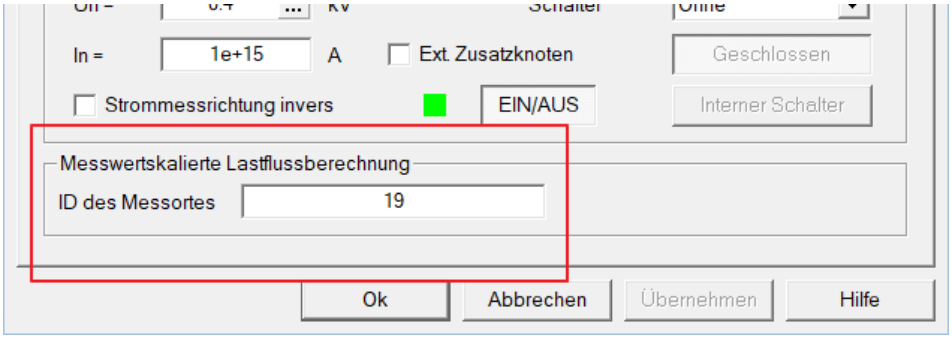
15.12 Ausgabe der Ergebnisse zur Messwertskalierten Lastflussberechnung

Die Ergebnisse des Verfahrens stehen dem Anwender anschließend im Verzeichnis **ResultsMeasurement** als Textdateien oder XML-Dateien für ein Tabellenkalkulationsprogramm und damit einer Auswertung des Netzzustandes hinsichtlich Betriebsmittelauslastungen und Spannungshaltung zur Verfügung. Es werden auch weitere Ergebnisdateien, je nach Einstellung des Anwenders, generiert.

Es besteht die Möglichkeit bei der **Messwertskalierten Lastflussberechnung** die folgenden Ergebnisdateien zu generieren.

Nr.	Dateiname	Projektverzeichnis \ …	Ergebnisdatei und Bedeutung
1	Entstehungszeitpunkt_**NetDateiname**_Ergebnisse_ZonenIteration**MessstelleID**	**ResultsMeasurements**	.CSV-Datei mit den Ergebnissen an der Messstelle nach der Messwertskalierten Lastflussberechnung
2	Entstehungszeitpunkt_**NetDateiname**_BeforeZoneIteration**MessstelleID**	**ResultsMeasurements**	.CSV-Datei mit den Ergebnissen an der Messstellen-ID ohne Skalierung
3	BerechneterZeitpunkt **NetDateiname**_CSV	**ResultsMeasurementsCSV**	.CSV-Datei mit den Ergebnissen der Lastflussberechnungen nach Skalierung analog der Anzeige der Messergebnisse in Tabellenform
4	BerechneterZeitpunkt_ **NetDateiname**_EMF	**ResultsMeasurementsEMF**	.EMF-Datei (Bilddatei), Abbild des Stromnetzes mit den angezeigten Ergebnissen
5	Entstehungszeitpunkt_ **NetDateiname**	**Results**	.CSV-Datei, Ergebnisse der Fahrplanmessgeräte
6	Entstehungszeitpunkt_ **NetDateiname**_ Ergebnisse_SLP	**Results**	.XLM-Datei [21] (Bericht), Leitungsauslastungen und Knotenspannungen

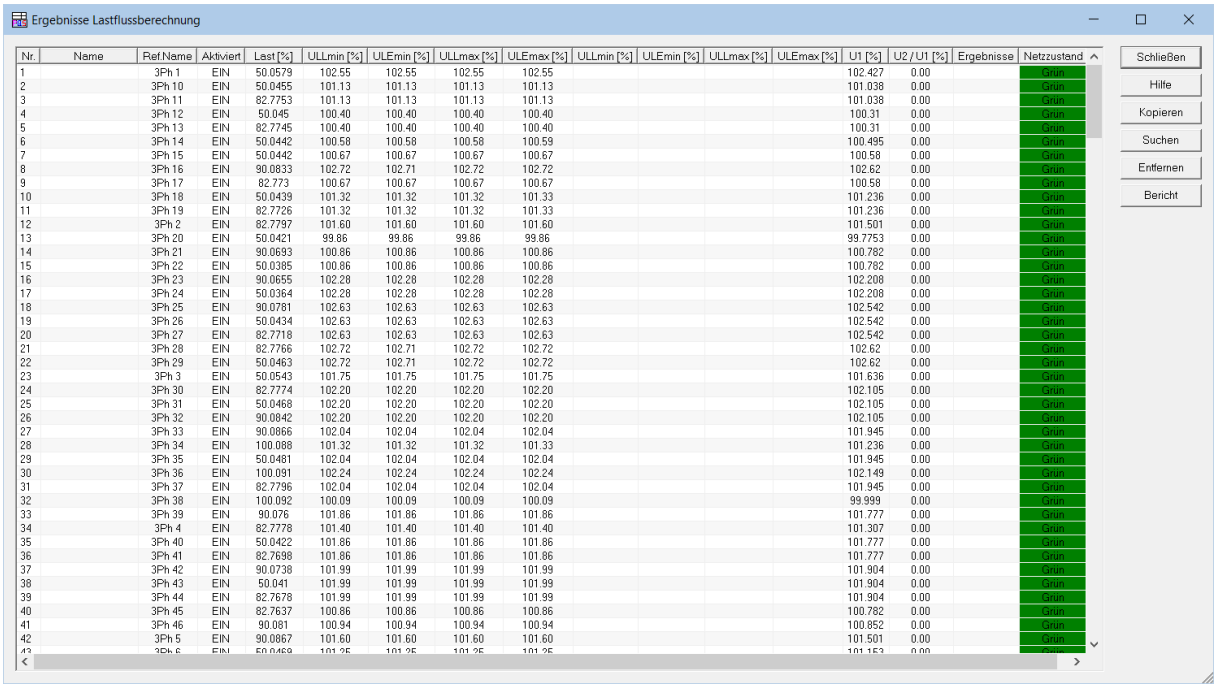
- Die ***MessstelleID*** entspricht dem Einstellwert **ID des Messortes** im Einstelldialog des **Mess/Schutzgerätes** in der Registerkarte **Allgemeine Daten**.



- Der ***NetDateiname*** ist der Dateiname der zugehörigen .NET-Datei.

Das Format der **Ergebnisdateien Nr. 1** und **Nr. 2** wird in dem Schnittstellen-Dokument spezifiziert. Die Bedeutung der einzelnen Unterverzeichnisse des Projektes werden in [Bd. 1] dargestellt.

In den Ergebnisdateien Nr. 3 werden die Inhalte der Tabelle **Ergebnisse Lastflussberechnung** im .CSV-Format gespeichert. Nachfolgend ist ein Beispiel dargestellt.



Nr.	Name	Ref.Name	Aktiviert	Last [%]	ULLmin [%]	ULEmin [%]	ULLmax [%]	ULEmax [%]	ULLmin [%]	ULEmin [%]	ULLmax [%]	ULEmax [%]	U1 [%]	U2 / U1 [%]	Ergebnisse	Netzzustand
1		3Ph 1	EIN	50.0579	102.55	102.55	102.55	102.55					102.427	0.00		Grün
2		3Ph 10	EIN	50.0455	101.13	101.13	101.13	101.13					101.038	0.00		Grün
3		3Ph 11	EIN	82.7753	101.13	101.13	101.13	101.13					101.038	0.00		Grün
4		3Ph 12	EIN	50.045	100.40	100.40	100.40	100.40					100.31	0.00		Grün
5		3Ph 13	EIN	82.7745	100.40	100.40	100.40	100.40					100.31	0.00		Grün
6		3Ph 14	EIN	50.0442	100.58	100.58	100.58	100.59					100.495	0.00		Grün
7		3Ph 15	EIN	50.0442	100.67	100.67	100.67	100.67					100.58	0.00		Grün
8		3Ph 16	EIN	90.0833	102.72	102.71	102.72	102.72					102.62	0.00		Grün
9		3Ph 17	EIN	82.773	100.67	100.67	100.67	100.67					100.58	0.00		Grün
10		3Ph 18	EIN	50.0439	101.32	101.32	101.32	101.33					101.236	0.00		Grün
11		3Ph 19	EIN	82.7726	101.32	101.32	101.32	101.33					101.236	0.00		Grün
12		3Ph 2	EIN	82.7797	101.60	101.60	101.60	101.60					101.501	0.00		Grün
13		3Ph 20	EIN	50.0421	99.86	99.86	99.86	99.86					99.7753	0.00		Grün
14		3Ph 21	EIN	90.0693	100.86	100.86	100.86	100.86					100.782	0.00		Grün
15		3Ph 22	EIN	50.0385	100.86	100.86	100.86	100.86					100.782	0.00		Grün
16		3Ph 23	EIN	90.0655	102.28	102.28	102.28	102.28					102.208	0.00		Grün
17		3Ph 24	EIN	50.0364	102.28	102.28	102.28	102.28					102.208	0.00		Grün
18		3Ph 25	EIN	90.0781	102.63	102.63	102.63	102.63					102.542	0.00		Grün
19		3Ph 26	EIN	50.0434	102.63	102.63	102.63	102.63					102.542	0.00		Grün
20		3Ph 27	EIN	82.7718	102.63	102.63	102.63	102.63					102.542	0.00		Grün
21		3Ph 28	EIN	82.7766	102.72	102.71	102.72	102.72					102.62	0.00		Grün
22		3Ph 29	EIN	50.0463	102.72	102.71	102.72	102.72					102.62	0.00		Grün
23		3Ph 3	EIN	50.0543	101.75	101.75	101.75	101.75					101.636	0.00		Grün
24		3Ph 30	EIN	82.7774	102.20	102.20	102.20	102.20					102.105	0.00		Grün
25		3Ph 31	EIN	50.0468	102.20	102.20	102.20	102.20					102.105	0.00		Grün
26		3Ph 32	EIN	90.0842	102.20	102.20	102.20	102.20					102.105	0.00		Grün
27		3Ph 33	EIN	90.0866	102.04	102.04	102.04	102.04					101.945	0.00		Grün
28		3Ph 34	EIN	100.088	101.32	101.32	101.32	101.33					101.236	0.00		Grün
29		3Ph 35	EIN	50.0481	102.04	102.04	102.04	102.04					101.945	0.00		Grün
30		3Ph 36	EIN	100.091	102.24	102.24	102.24	102.24					102.149	0.00		Grün
31		3Ph 37	EIN	82.7796	102.04	102.04	102.04	102.04					101.945	0.00		Grün
32		3Ph 38	EIN	100.092	100.09	100.09	100.09	100.09					99.999	0.00		Grün
33		3Ph 39	EIN	90.076	101.86	101.86	101.86	101.86					101.777	0.00		Grün
34		3Ph 4	EIN	82.7778	101.40	101.40	101.40	101.40					101.307	0.00		Grün
35		3Ph 40	EIN	50.0422	101.86	101.86	101.86	101.86					101.777	0.00		Grün
36		3Ph 41	EIN	82.7698	101.86	101.86	101.86	101.86					101.777	0.00		Grün
37		3Ph 42	EIN	90.0738	101.99	101.99	101.99	101.99					101.904	0.00		Grün
38		3Ph 43	EIN	50.041	101.99	101.99	101.99	101.99					101.904	0.00		Grün
39		3Ph 44	EIN	82.7678	101.99	101.99	101.99	101.99					101.904	0.00		Grün
40		3Ph 45	EIN	82.7637	100.86	100.86	100.86	100.86					100.782	0.00		Grün
41		3Ph 46	EIN	90.081	100.94	100.94	100.94	100.94					100.852	0.00		Grün
42		3Ph 5	EIN	90.0867	101.60	101.60	101.60	101.60					101.501	0.00		Grün

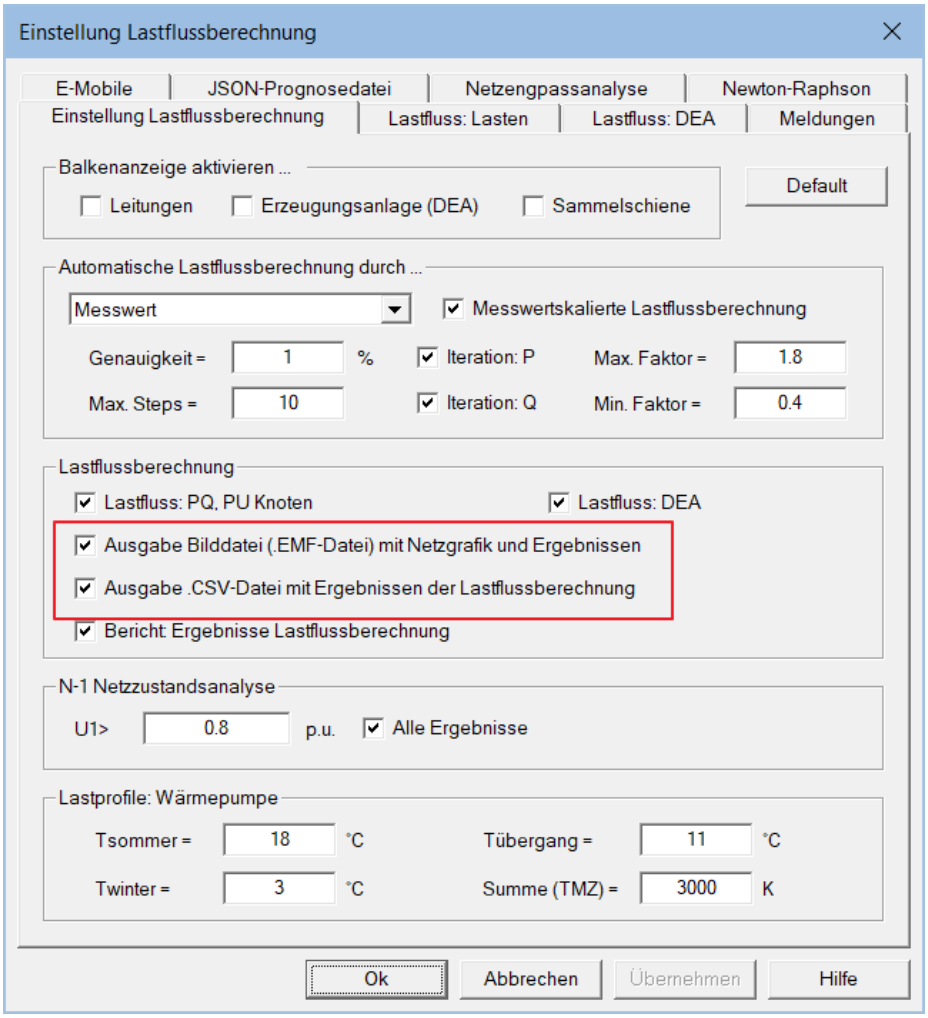


Abbildung 98: Einstelldialog Einstellungen Lastflussberechnung - .EMF- und .CSV-Dateien

Wie in [Bd. 1] erläutert, ist es dem Anwender möglich mit dem nachfolgend definierten Einstellwert **Ausgabe Bilddatei…** automatisch die Netzgrafik mit allen darin enthaltenen Textelementen und Grafiken also auch mit den Ergebnissen der Lastflussberechnung als Bilddatei (.EMF-Datei) im jeweiligen Projektverzeichnis zu speichern.

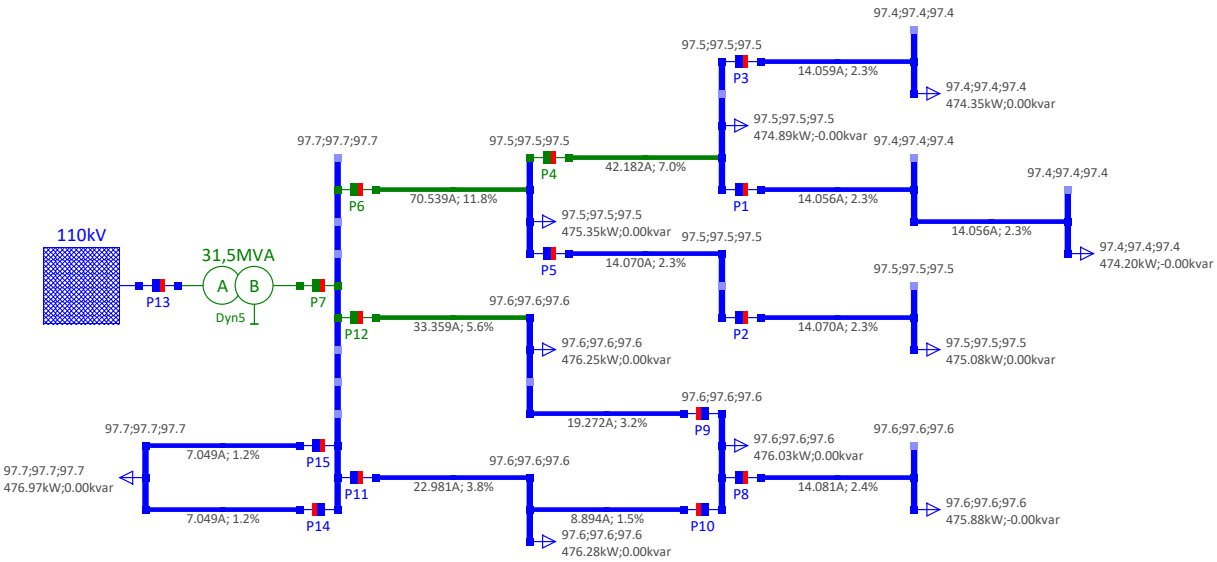


Abbildung 99: Beispiel einer Bilddatei (.EMF-Datei) mit Netzgrafik und Lastflussergebnissen

15.13 Definition des Dateiformates der Messwerte

Die an der Messstelle (Messort) erfassten Messwerte als Eingangsdaten der **Messwert-skalierten Lastflussberechnung** müssen in einer Textdatei im .CSV-Format gespeichert werden. Die .CSV-Datei muss im Unterverzeichnis **MonitoringMeasurement** zum **Projektverzeichnis** gespeichert werden.

Die Ergebnisse der **Messwertskalierten Lastflussberechnung** werden im .CSV-Format im Unterverzeichnis **ResultsMeasurement** zum **Projektverzeichnis** gespeichert.

Wird ein fehlerhaftes Format der Messwertdatei verwendet, wird die **Messwertskalierte Lastflussberechnung** abgebrochen und eine Fehlermeldung im **Meldungsfenster** wir nachfolgend beispielhaft dargestellt ausgegeben.

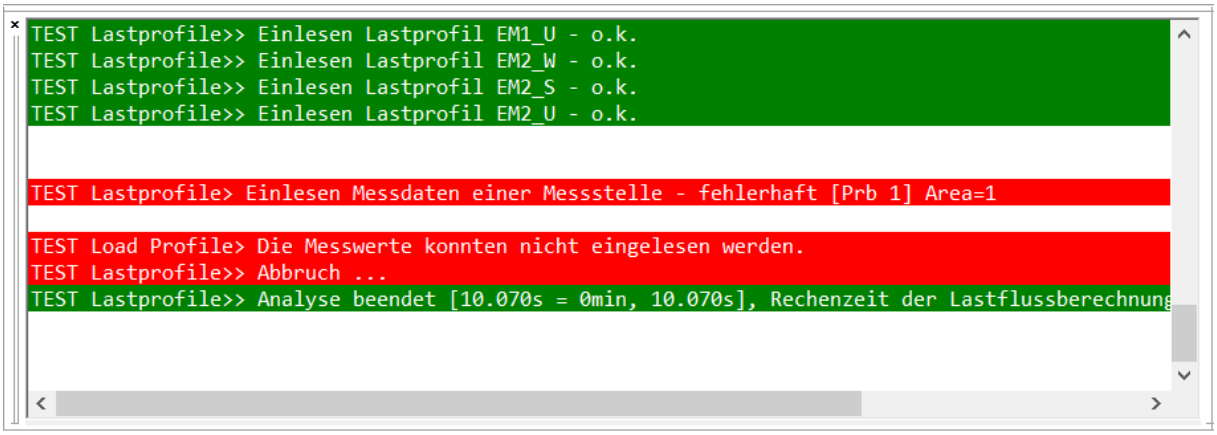


Abbildung 100: Fehlermeldung im Falle eines fehlerhaften Formates der Messwertdatei

Werden während des Einlesens der Messwertdatei Formatfehler festgestellt, werden Fehlermeldungen im **Meldungsfenster** ausgegeben und das Verfahren abgebrochen.

15.13.1 Fehlermeldung: Unterschiedliche ID für Messwert oder Messstelle

Ist die ID der Messstelle aus der .CSV-datei der Messwerte verschieden von dem Einstellwert ID des Messortes des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**, so wird die nachfolgend dargestellte Fehlermeldung im **Meldungsfenster** ausgegeben.

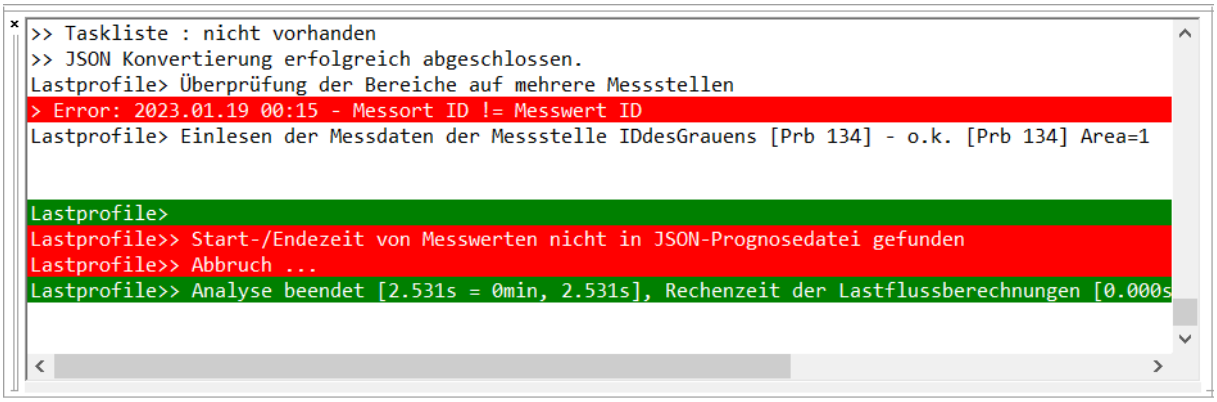


Abbildung 101: Fehlermeldung – Fehlerhafte ID der Messstelle oder des Messwertes

15.13.2 Format .CSV-Datei: Messwerte als Eingangsdaten

In der nachfolgenden Tabelle ist das Format der .CSV-Datei der Messwerte als Eingangsdaten erläutert. Die Zahldarstellung entspricht dem international üblichen Format mit Dezimalpunkt. Es wird das Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) bezogen auf die Messrichtung des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** vorausgesetzt.

- Speicherort: **Projektverzeichnis****MonitoringMeasurement**

Spalte Nr.	Spalten-header	Einheit	Bedeutung	Beispiel
1	T		Datum und Uhrzeit **Format:** **`JJJJ-MM-TT hh:mm`** oder **`JJJJ.MM.TT hh:mm`**	**2020-01-01 08:15** **2020.01.01 08:15** Zwischen Datum und Uhrzeit muss sich ein Leerzeichen befinden
			▪ **JJJJ** = Jahre 4-stellig ▪ **MM** = Monat 2-stellig mit führender Null ▪ **TT** = Tag 2-stelling mit führender Null ▪ **1x Leerzeichen** (Blank) als Trennsymbol ▪ **hh** = Stunde 2-stelling mit führender Null ▪ **mm** = Minute 2-stellig mit führender Null Die Zeitangabe muss hinsichtlich des 15min-Intervalls den Anforderungen der Standardlastprofile nach VDEW [23] entsprechen, um in der Zeitreihenberechnung des Verfahrens verarbeitet werden zu können.	
2	ID	---	ID der Messstelle muss gleich dem Einstellwert des **Mess/Schutzgerätes** in der Registerkarte **Allgemeine Daten** sein	19
3	S123	VA	Scheinleistung L123	123.4
4	SL1	VA	Scheinleistung L1	123.4
5	SL2	VA	Scheinleistung L2	123.4
6	SL3	VA	Scheinleistung L3	123.4
7	IL1	A	Leiterstrom L1	123.4
8	IL2	A	Leiterstrom L2	123.4
9	IL3	A	Leiterstrom L3	123.4
10	phiL1	°	Differenzwinkel $\varphi_{IL1} - \varphi_{UL1}$	123.4
11	phiL2	°	Differenzwinkel $\varphi_{IL2} - \varphi_{UL2}$	123.4
12	phiL3	°	Differenzwinkel $\varphi_{IL3} - \varphi_{UL3}$	123.4
13	P123	W	Wirkleistung L123	123.4
14	PL1	W	Wirkleistung L1	123.4
15	PL2	W	Wirkleistung L2	123.4
16	PL3	W	Wirkleistung L3	123.4
17	Q123	var	Blindleistung L123	123.4
18	QL1	var	Blindleistung L1	123.4
19	QL2	var	Blindleistung L2	123.4
20	QL3	var	Blindleistung L3	123.4
21	UL1	V	Leiter-Erd-Spannung L1	123.4
22	UL2	V	Leiter-Erd-Spannung L2	123.4
23	UL3	V	Leiter-Erd-Spannung L3	123.4

Nachfolgend ein Beispiel für eine einzeilige Messwertdatei mit Kopfzeile.

```
T;ID;S123;SL1;SL2;SL3;IL1;IL2;IL3;phiL1;phiL2;phiL3;P123;PL1;PL2;PL3;Q123;QL1;QL2;
QL3;UL1;UL2;UL3
2023-12-15 16:15;19;3000.0;1000.0;1000.0;1000.0;50.0;50.0;50.0;0.0;0.0;0.0;3000.0;
1000.0;1000.0;1000.0;0.0;0.0;0.0;0.0;228.0;228.0;228.0
2023.12.15 16:30;19;3000.0;1000.0;1000.0;1000.0;50.0;50.0;50.0;0.0;0.0;0.0;3000.0;
1000.0;1000.0;1000.0;0.0;0.0;0.0;0.0;228.0;228.0;228.0
```

15.13.3 Format .CSV-Datei: Ergebnisse des Verfahrens als Ausgangsdaten

In der nachfolgenden Tabelle ist das Format der .CSV-Datei der Ergebnisse der **Messwertskalierten Lastflussberechnung** als Ausgangsdaten erläutert. Die Zahldarstellung entspricht dem international üblichen Format mit Dezimalpunkt. Es wird das Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) bezogen auf die Messrichtung des **Mess/Schutzgerätes** vorausgesetzt. Zusätzlich wird die Ergebnisdatei als XML-Datei gespeichert, die in einer Tabellenkalkulationssoftware wie z.B. Excel eingelesen werden kann.

- Speicherort: **Projektverzeichnis\ResultsMeasurement**

Die Dateinamen der beiden Ergebnisdateien sind wie folgt definiert. Der ***NetDateiname*** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**.

JJJJMMTThhmmss_***NetDateiname***_**BeforeScaling_ID**.csv
JJJJMMTThhmmss_***NetDateiname***_**BeforeScaling_ID**.xml

JJJJMMTThhmmss_***NetDateiname***_**AfterScaling_ID**.csv
JJJJMMTThhmmss_***NetDateiname***_**AfterScaling_ID**.xml

BeforeScaling
Die Datei enthält die Ergebnisse der ersten konvergente Lastflussberechnung vor der Ermittlung und Verwendung der Skalierungsfaktoren für Wirk- und Blindleistung.

AfterScaling
Die Datei enthält die Ergebnisse der letzten konvergenten Lastflussberechnung unter Verwendung der Skalierungsfaktoren für Wirk- und Blindleistung.

In der ersten Zeile der ‚CSV-Datei ist die folgende Kennung enthalten.

- **##abgangsspezifische Iteration**

Ab der zweiten Zeile der .CSV-Datei wird das in der nachfolgenden Tabelle definierte Format verwendet.

Spalte Nr.	Spaltenheader	Einheit	Erläuterung Beispiel
1	Zeit	TT.MM.JJJJ HH:MM	01.01.2019 00:15
2	IDName	---	ID der Messstelle (Messort, Einstellwert im Einstelldialog des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**, Registerkarte **Allgemeine Daten**) 19

3	BereichNummer	1(1)..N	Nummer des **Bereiches** 1
4	FaktorP	%	Berechneter Teillastfaktor für P123 112.5 %
5	FaktorQ	%	Berechneter Teillastfaktor für Q123 104.5 %
6	S123	kVA	Scheinleistung L123 13.4
7	IL1	A	Betrag des Leiterstroms I_{L1} 1.0
8	IL2	A	Betrag des Leiterstroms I_{L2} 1.0
9	IL3	A	Betrag des Leiterstroms I_{L3} 1.0
10	phiL1	°	Differenzwinkel $\varphi_{IL1} - \varphi_{UL1}$ 0.9
11	phiL2	°	Differenzwinkel $\varphi_{IL2} - \varphi_{UL2}$ 0.5
12	phiL3	°	Differenzwinkel $\varphi_{IL3} - \varphi_{UL3}$ 0.2
13	P123	kW	Wirkleistung L123 13.1
14	Q123	kvar	Blindleistung L123 0.3
15	UL1	V	Betrag der Leiter-Erd-Spannung L1 230.1
16	UL2	V	Betrag der Leiter-Erd-Spannung L2 230.1
17	UL3	V	Betrag der Leiter-Erd-Spannung L3 230.1
18	cosphi		Verschiebungsfaktor cos φ = P123/S123 0.9
19	Genauigkeit_P	%	Relative Abweichung der Wirkleistung L123 $= \frac{\lvert P(LF) - P(Messwert) \rvert}{P(Messwert)} \cdot 100$ 0.124296
20	Genauigkeit_Q	%	Relative Abweichung der Blindleistung L123 $= \frac{\lvert Q(LF - Berechnung) - Q(Messwert) \rvert}{Q(Messwert)} \cdot 100$ 0.962441
21	Genauigkeit_P	kW	Absolute Abweichung der Wirkleistung L123 $= \lvert P(LF - Berechnung) - P(Messwert) \rvert$ 62.853
22	Genauigkeit_Q	kvar	Absolute Abweichung der Blindleistung $= \lvert Q(LF - Berechnung) - Q(Messwert) \rvert$ 0.419175
23	MaxAbweichung_P	kW	Betrag der maximal zulässigen absoluten Abweichung
24	MaxAbweichung_Q	kvar	Betrag der maximal zulässigen absoluten Abweichung
25	AnzahlIterations-Schritte		5

Nachfolgend ein Beispiel für die beiden .CSV- und .XML-Ergebnisdateien **AfterScaling** im Falle einer einzeiligen Messwertdatei mit Kopfzeile.

```
##abgangsspezifische Iteration
Zeit;IDName;BereichNummer;FaktorP[p.u.];Fak-
torQ[p.u.];S123[kVA];IL1[A];IL2[A];IL3[A];phiL1[°];phiL2[°];phiL3[°];P123[kW];Q123
[kvar];UL1[V];UL2[V];UL3[V];cosphi;Genauigkeit_P[%];Genauigkeit_Q[%];Genauig-
keit_P[kW];Genauigkeit_Q[kvar];MaxAbweichung_P[kW];MaxAbweichung_Q[kvar];AnzahlI-
terationsSchritte
15.12.2023 16:15;19;1;1.08724;1;3.00161;4.33749;4.33749;4.33749;-0.0215438;-
0.0216448;-
0.0231474;3.00161;0.0011584;230.672;230.672;230.672;1;0.016069;inf;0.0016069;0.001
1584;0.1;0;2;
```

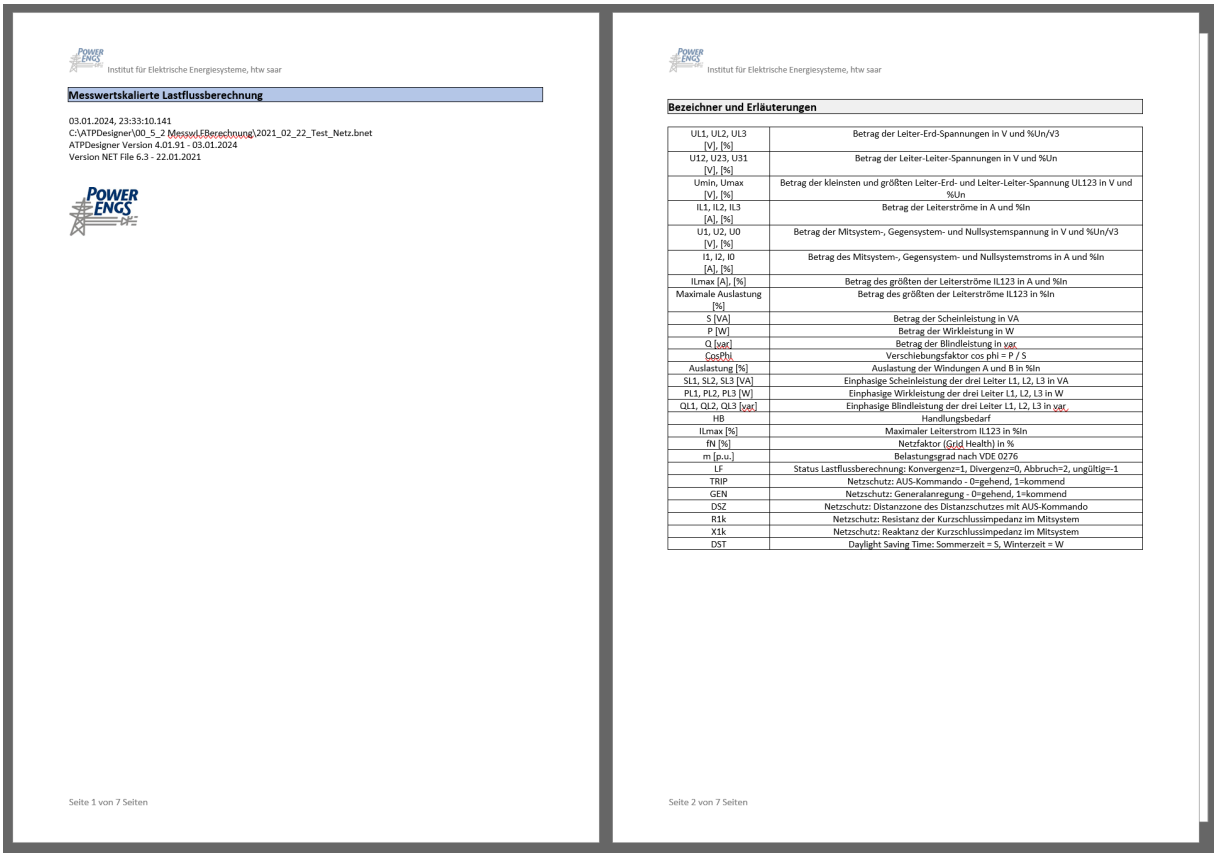
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M
1	Zeit	IDName	BereichNummer	FaktorP[p.u.]	FaktorQ[p.u.]	S123[kVA]	IL1[A]	IL2[A]	IL3[A]	phiL1[°]	phiL2[°]	phiL3[°]	P123[kW]
2	.12.2023 16:	19	1	1,08724	1	3,00161	4,33749	4,33749	4,33749	-0,0215438	-0,0216448	-0,0231474	3,00161
3													

15.14 Ausgabe der Berechnungsergebnisse als Bericht

Die Ergebnisse der **Messwertskalierten Lastflussberechnung** werden in einem Bericht als XML-Datei [21] im **Projektverzeichnis** gespeichert. Der Dateiname ist wie folgt definiert. Der ***NetDateiname*** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**. Nachfolgend ist beispielhaft der Dateiname des Berichtes für eine Zeitreihenberechnung mit Lastprofilen angegeben.

JJJJMMTThhmmss_***NetDateiname***_**LFKAL**.xml

Nachfolgend sind Auszüge aus dem Inhalt des Berichtes dargestellt.



Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

Messwertskalierte Lastflussberechnung

03.01.2024, 23:33:10.141
C:\ATPDesigner\00_5_2 MesswLFBerechnung\2021_02_22_Test_Netz.bnet
ATPDesigner Version 4.01.91 - 03.01.2024
Version NET File 6.3 - 22.01.2021

Seite 1 von 7 Seiten

Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

Bezeichner und Erläuterungen

UL1, UL2, UL3 [V], [%]	Betrag der Leiter-Erd-Spannungen in V und %Un/V3
U12, U23, U31 [V], [%]	Betrag der Leiter-Leiter-Spannungen in V und %Un
Umin, Umax [V], [%]	Betrag der kleinsten und größten Leiter-Erd- und Leiter-Leiter-Spannung UL123 in V und %Un
IL1, IL2, IL3 [A], [%]	Betrag der Leiterströme in A und %In
U1, U2, U0 [V], [%]	Betrag der Mitsystem-, Gegensystem- und Nullsystemspannung in V und %Un/V3
I1, I2, I0 [A], [%]	Betrag des Mitsystem-, Gegensystem- und Nullsystemstroms in A und %In
ILmax [A], [%]	Betrag des größten der Leiterströme IL123 in A und %In
Maximale Auslastung [%]	Betrag des größten der Leiterströme IL123 in %In
S [VA]	Betrag der Scheinleistung in VA
P [W]	Betrag der Wirkleistung in W
Q [var]	Betrag der Blindleistung in var
CosPhi	Verschiebungsfaktor cos phi = P / S
Auslastung [%]	Auslastung der Windungen A und B in %In
SL1, SL2, SL3 [VA]	Einphasige Scheinleistung der drei Leiter L1, L2, L3 in VA
PL1, PL2, PL3 [W]	Einphasige Wirkleistung der drei Leiter L1, L2, L3 in W
QL1, QL2, QL3 [var]	Einphasige Blindleistung der drei Leiter L1, L2, L3 in var
HB	Handlungsbedarf
ILmax [%]	Maximaler Leiterstrom IL123 in %In
fN [%]	Netzfaktor (Grid Health) in %
m [p.u.]	Belastungsgrad nach VDE 0276
LF	Status Lastflussberechnung: Konvergenz=1, Divergenz=0, Abbruch=2, ungültig=-1
TRIP	Netzschutz: AUS-Kommando - 0=gehend, 1=kommend
GEN	Netzschutz: Generalanregung - 0=gehend, 1=kommend
DSZ	Netzschutz: Distanzzone des Distanzschutzes mit AUS-Kommando
R1k	Netzschutz: Resistanz der Kurzschlussimpedanz im Mitsystem
X1k	Netzschutz: Reaktanz der Kurzschlussimpedanz im Mitsystem
DST	Daylight Saving Time: Sommerzeit = S, Winterzeit = W

Seite 2 von 7 Seiten

Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

Maximale Leiter-Erd-Spannung ULEmax: Mess/Schutzgerät

Name	Un [kV]	ULEmax [%]	15min-Zeit	Zustand
[Prb 1] P1	0.4	99.884	15.12.2023 16:15	Grün
[Prb 2] P2	0.4	99.806	15.12.2023 16:15	Grün
[Prb 3] P3	0.4	99.766	15.12.2023 16:15	Grün
[Prb 4] P4	0.4	99.961	15.12.2023 16:15	Grün
[Prb 5] P5	0.4	99.766	15.12.2023 16:15	Grün
[Prb 6] P6	0.4	99.806	15.12.2023 16:15	Grün

Maximale Auslastung: Transformator 2-Wicklung

Name	Auslastung [%]	15min-Zeit
[Tra 1] 400kVA	1.112	15.12.2023 16:15

Maximale und Minimale Leiter-Erd-Spannungen: Sammelschiene

Name	Spannung ULE [%]
[Bb 4] 0,4kV	99.961
[Bb 3]	99.766

Maximaler Laststrom	Imax = 1.57727%
Maximal ausgelastete Leitung	Imax = 1.24869e-311%
Maximal ausgelasteter Transformator	[Tra 1] 400kVA
Netzzustandsüberwachung	Normal (Grün)
Anzahl der durchgeführten Lastflussberechnungen	1

Analyse der Verlustenergie

Ev(Stromnetz): Gesamtverlustenergie des Stromnetzes > Leitung, RLC Serienimpedanz, Transformator 2-Wicklung, Transformator 2/3-Wicklung (BCTRAN)	0.108855kWh
Ev(Leitung) + Ev(RLCImp): Gesamtverlustenergie des Stromnetzes > Leitung, RLC Serienimpedanz	0.00131908kWh
Ev(Transformator): Gesamte Verlustenergie der Transformatoren > Transformator 2-Wicklung, Transformator 2/3-Wicklung (BCTRAN)	0.107535kWh
Ev(Leitung): Gesamte Verlustenergie der Leitung	0.00131908kWh
Ev(RLCImp): Gesamte Verlustenergie der RLC Serienimpedanz	0kWh
E(Bezug): Gesamte Bezugsenergie der Verbraucherlasten > Verbraucherlast, Transformator 2-Wicklung, Leitung	2.2986kWh
E(Erzeugung): Gesamte Einspeiseenergie der Erzeugungsanlagen > Erzeugungsanlage (DEA)	1.75kWh
(Ev(Leitung) + Ev(RLCImp)) / (E(Bezug) - E(Erzeugung))	0.240445%
Gesamte Einspeisewirkleistung	7kW

Messwerte

Name des Netzwerkelementes	ID der Messstelle
P1 [Prb 1]	19
P2 [Prb 2]	
P3 [Prb 3]	
P4 [Prb 4]	
P5 [Prb 5]	
P6 [Prb 6]	

Seite 6 von 7 Seiten

Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

TT.MM.JJJ	hh:mm	ID	Area	S [kVA]	P [kW]	Q [kvar]	CosPhi	UL1 [V]	UL2 [V]	UL3 [V]	IL1 [A]	IL2 [A]	IL3 [A]
15.12.2023	16:15	19	1	3.000	3.000	0.000	1.000	228.000	228.000	228.000	50.000	50.000	50.000

Ergebnisse - Lastflussberechnung ohne Messwertskalierung

TT.MM.JJJ	hh:mm	ID	Bereich	FaktorP	FaktorQ	S [kVA]	P [kW]	Q [kvar]	CosPhi	dP [%]	dQ [%]	dP [kW]	dQ [kvar]	N
15.12.2023	16:15	19	1	1.000	1.000	2.198	2.198	0.001	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	2

Ergebnisse - Lastflussberechnung mit Messwertskalierung

TT.MM.JJJ	hh:mm	ID	Bereich	FaktorP	FaktorQ	S [kVA]	P [kW]	Q [kvar]	CosPhi	dP [%]	dQ [%]	dP [kW]	dQ [kvar]	N
15.12.2023	16:15	19	1	1.087	1.000	3.002	3.002	0.001	1.000	0.016	inf	0.002	0.001	2

TT.MM.JJJ	hh:mm	ID	Bereich	Dateiname
15.12.2023	16:15	19	1	20240103233318170_2021_02_22_Test_Netz_LF.XML

Seite 7 von 7 Seiten

Abbildung 102: Ausgabe der Ergebnisse in einem Bericht

Die speziell für die **Messwertskalierten Lastflussberechnung** relevanten Ergebnisse sind am Ende des Berichtes enthalten. Es ist zu erkennen, dass das **Mess/Schutzgerät P1** als **Messstelle** (Messort) 19 verwendet wurde.

Ergebnisse der Lastflussberechnung
Messwerte

Name des Netzwerkelementes	ID der Messstelle
P1 [Prb 1]	19
P2 [Prb 2]	
P3 [Prb 3]	
P4 [Prb 4]	
P5 [Prb 5]	
P6 [Prb 6]	
P7 [Prb 7]	
P8 [Prb 8]	
P9 [Prb 9]	
P10 [Prb 10]	

In der nachfolgenden Tabelle werden die Messwerte, die aus der .CSV-Datei eingelesen wurden, dargestellt.

TT.MM.JJJ	hh:mm	ID	Area	S [kVA]	P [kW]	Q [kvar]	CosPhi	UL1 [V]	UL2 [V]	UL3 [V]	IL1 [A]	IL2 [A]	IL3 [A]
01.08.2023	11:45	19	1	90.000	90.000	0.000	1.000	228.000	228.000	228.000	50.000	50.000	50.000
01.08.2023	12:00	19	1	90.000	90.000	0.000	1.000	228.000	228.000	228.000	50.000	50.000	50.000
01.08.2023	12:15	19	1	90.000	90.000	0.000	1.000	228.000	228.000	228.000	50.000	50.000	50.000
01.08.2023	12:30	19	1	60.000	60.000	0.000	1.000	228.000	228.000	228.000	50.000	50.000	50.000
01.08.2023	12:45	19	1	30.000	30.000	0.000	1.000	228.000	228.000	228.000	50.000	50.000	50.000

In der nachfolgenden Tabelle sind die Ergebnisse der initialen Lastflussberechnung dargestellt.

Ergebnisse - Lastflussberechnung ohne Messwertskalierung

TT.MM.JJJJ	hh:mm	ID	Bereich	P skal	Q skal	S [kVA]	P [kW]	Q [kvar]	CosPhi	dP [%]	dQ [%]	dP [kW]	dQ [kvar]	N
01.08.2023	11:45	19	1	1.000	1.000	10.878	10.878	0.026	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	4
01.08.2023	12:00	19	1	1.000	1.000	10.901	10.901	0.026	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	5
01.08.2023	12:15	19	1	1.000	1.000	10.917	10.917	0.027	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	5
01.08.2023	12:30	19	1	1.000	1.000	10.892	10.892	0.027	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	4
01.08.2023	12:45	19	1	1.000	1.000	10.786	10.786	0.026	1.000	0.000	0.000	0.000	0.000	3

In der nachfolgenden Tabelle sind die Ergebnisse der Lastflussberechnung mit den ermittelten Skalierungsfaktoren dargestellt.

Ergebnisse - Lastflussberechnung mit Messwertskalierung

TT.MM.JJJJ	hh:mm	ID	Bereich	P skal	Q skal	S [kVA]	P [kW]	Q [kvar]	CosPhi	dP [%]	dQ [%]	dP [kW]	dQ [kvar]	N
01.08.2023	11:45	19	1	5.832	1.000	90.278	90.260	1.819	1.000	0.274	0.000	0.260	1.819	4
01.08.2023	12:00	19	1	5.767	1.000	89.965	89.947	1.812	1.000	0.056	0.000	0.053	1.812	5
01.08.2023	12:15	19	1	5.727	1.000	89.931	89.912	1.821	1.000	0.092	0.000	0.088	1.821	5
01.08.2023	12:30	19	1	3.983	1.000	60.242	60.236	0.821	1.000	0.363	0.000	0.236	0.821	4
01.08.2023	12:45	19	1	2.195	1.000	30.134	30.133	0.207	1.000	0.379	0.000	0.133	0.207	3

Nachfolgend die Dateinamen der Berichte der einzelnen Lastflussberechnungen.

TT.MM.JJJ	hh:mm	ID	Bereich	Dateiname
01.08.2023	11:45	19	1	20240114162624734_2021_02_22_Test_Netz_LF.XML

01.08.2023	12:00	19	1	20240114162630018_2021_02_22_Test_Netz_LF.XML
01.08.2023	12:15	19	1	20240114162635175_2021_02_22_Test_Netz_LF.XML
01.08.2023	12:30	19	1	20240114162639239_2021_02_22_Test_Netz_LF.XML
01.08.2023	12:45	19	1	20240114162643050_2021_02_22_Test_Netz_LF.XML

16 N-1 Netzzustandsanalyse

Stromnetze sind in Deutschland in Anlehnung an das Energiewirtschaftsgesetz [25] (n-1)-sicher zu planen. In den Grundsätzen für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes ist dazu folgende Erläuterung enthalten.

„*Ein Netz ist (n-1)-sicher geplant, wenn bei allen prognostizierten planungs- und bemessungsrelevanten horizontalen und vertikalen Übertragungsaufgaben (Netznutzungsfälle) sowohl bei (n-1)-Ausfall als auch bei betriebsbedingter Freischaltung eines Betriebsmittels die Netzsicherheit gewährleistet bleibt.*

Dies bedeutet für das betrachtete Netz, dass gemäß Kapitel 3.5.1 sowohl beim (n-1)-Ausfall eines schutztechnisch abgegrenzten Betriebsmittels als auch bei betriebsbedingter Freischaltung folgende Auswirkungen ausgeschlossen sind und zudem keine Folgeauslösungen mit Störungsausweitungen (weitere Schutzauslösungen nach konzeptgemäßer Abschaltung des fehlerbetroffenen Betriebsmittels, sogenannter Kaskadeneffekt) auftreten:
- *Quasistationäre Verletzungen des Engpassstroms und der Spannungsbänder gemäß Kapitel 5.4, 5.5 und 5.6.*
- *Erzeugungs- oder Lastausfälle gemäß Kapitel 5.7.*
- *Verlust der Stabilität des Netzes gemäß Kapitel 5.8.*
- *Verletzungen zulässiger Auslegungswerte im Kurzschlussfall gemäß Kapitel 5.9.*“ [24]

Die in ATPDesigner vorhandene **N-1 Netzzustandsanalyse** dient dazu, in Anlehnung an die o.g. Definition eines (n-1)-sicheren Netzbetriebes automatisiert zu überprüfen, ob die Ver- bzw. Entsorgung von Bezugs- und Einspeiseanlagen im (n-1)-Fall also bei Ausfall eines Betriebsmittels durch eine schutztechnische oder betrieblich veranlasste Abschaltung weiterhin gegeben ist. Die Analysefunktion kann für Stromnetze aller Spannungsebenen angewendet werden.

16.1 Vorgehensweise und Ziel der *N-1 Netzzustandsanalyse*

Die **N-1 Netzzustandsanalyse** basiert auf dem (n-1)-Kriterium, dass durch die o.g. Planungsgrundsätze [24] definiert wird und Übertragungsnetzbetreiber von 380- und 220-kV-Netzen dazu verpflichtet ihr Stromnetz so auszulegen, dass bei störungsbedingten Ausfällen oder betrieblich bedingtem Abschalten die Versorgungssicherheit weiterhin gewährleistet wird. Das Kriterium dient der Netzsicherheit und soll die Auswirkungen von Störungen und Gefährdungen im Netz minimieren. Diese können insbesondere hervorgerufen werden durch:

- Überlastungen von Betriebsmitteln
- Grenzwertverletzungen der Netzbetriebsgrößen

Mit Hilfe der **N-1 Netzzustandsanalyse** kann die Ver- und Entsorgung von Bezugs- und Einspeiseanlagen bei Ausfall eines Betriebsmittels überprüft werden. Das Verfahren berechnet und bewertet die Netzspannung im fehlerfreien Normalbetrieb des Stromnetzes als (n-1)-Kriterium. Ist die Netzspannung im (n-1)-Fall an einem Netzanschlusspunkt (NAP) einer Bezugs- oder Einspeiseanlage zu gering wird angenommen, dass das (n-1)-Kriterium für diese Bezugs- oder Einspeiseanlage nicht erfüllt ist.

⇨ Unter einem **(n-1)-Fall** wird ein (quasi)stationärer Netzzustand verstanden, für den gegenüber einem Anfangsschaltzustand eines Stromnetzes genau ein Betriebsmittel elektrisch deaktiviert ist.

⇨ Unter einem **(n-1)-Betriebsmittel** wird ein Netzwerkelement verstanden, das von ATPDesigner zur Erzeugung eines (n-1)-Falls ausgehend von einem Anfangsschaltzustand des Stromnetzes automatisch deaktiviert wird.

(n-1)-Betriebsmittel
Leitung
Transformator 2-Wicklung ⇨ Transformatoren mit aktivierter integrierter **Verbraucherlast** werden von dem Verfahren nicht als (n-1)-Betriebsmittel verwendet.

⇨ Unter einer **(n-1)-Anlage** wird ein Netzwerkelement verstanden, dessen Netzanschlusspunkt (NAP) im (n-1)-Fall hinsichtlich der Spannungsversorgung ((n-1)-Kriterium) überprüft und bewertet wird.

(n-1)-Anlage
Verbraucherlast
Erzeugungsanlage (DEA)
Transformator 2-Wicklung mit aktivierter integrierter Verbraucherlast

Die in ATPDesigner vorhandene **N-1 Netzzustandsanalyse** verwendet ein 2-stufiges Verfahren.

16.1.1 Stufe 1 der *N-1 Netzzustandsanalyse*

In **Stufe 1** werden von dem Verfahren automatisch (n-1)-Fälle generiert. Das Verfahren deaktiviert nacheinander jeweils ein (n-1)-Betriebsmittel. Durch Berechnung und Bewertung des Betrages der Mitsystemspannung $\underline{U}_1$ an den Netzanschlusspunkten (NAP) der (n-1)-Anlagen wird überprüft, ob eine (n-1)-Anlage spannungslos ist, d.h. das (n-1)-Kriterium nicht erfüllt ist. Die Berechnung der Mitsystemspannung erfolgt durch eine Knotenpotentialanalyse, nicht durch eine Lastflussberechnung, um Divergenzen im (n-1)-Fall zu vermeiden. Für jeden kritischen (n-1)-Fall speichert das Verfahren, welche deaktivierten (n-1)-Betriebsmittel zu welchen spannungslosen (n-1)-Anlagen führen.

⇨ Als kritisch wird ein (n-1)-Fall angesehen, wenn der Betrag der Mitsystemspannung am Netzanschlusspunkt (NAP) von mindestens einer (n-1)-Anlage geringer als eine definierte Mindestspannung ist.

Die Ergebnisse werden in einem **Bericht** als XML-Datei [21] ausgegeben. Die nachfolgende Tabelle zeigt einen Ausschnitt aus dem Bericht.

Versorgungsbereichsüberprüfung bei Betriebsmittelausfall

Einstellwerte	Wert
Minimale Spannung U1> [p.u.]	0.1

Prüfung Nr. 1: Ausfall Leitung Ltg4 [Line 4]	U1(NAP)	Versorgung o.k. ?
Verbraucherlast Load 1 [Load 1]	0.00V=0.00p.u.	×

Verbraucherlast Load 2 [Load 2]	0.00V=0.00p.u.	×
Verbraucherlast Load 3 [Load 3]	229.44V=0.99p.u.	✓
Verbraucherlast Load 4 [Load 4]	229.38V=0.99p.u.	✓
Verbraucherlast Load 5 [Load 5]	0.00V=0.00p.u.	×
Verbraucherlast Load 6 [Load 6]	227.73V=0.99p.u.	✓

Prüfung Nr. 1: Ausfall Leitung Ltg4 [Line 4]	**U1(NAP)**	**Versorgung o.k. ?**
Erzeugungsanlage (DEA) 3Ph 1 [3Ph 1]	02V=0.00p.u.	×
Erzeugungsanlage (DEA) 3Ph 3 [3Ph 3]	2292V=0.99p.u.	✓
Erzeugungsanlage (DEA) 3Ph 4 [3Ph 4]	2292V=0.99p.u.	✓
Erzeugungsanlage (DEA) 3Ph 2 [3Ph 2]	02V=0.00p.u.	×

Es wird darauf hingewiesen, dass für die Netzberechnungen von Stufe 1 die Schaltgruppen der Transformatoren temporär auf die Schaltgruppe Yyn0 gesetzt werden, um unerwünschte Auswirkungen der Phasendrehungen auf Stromflüsse und damit die Netzspannung auszuschließen. Ziel der Netzberechnungen von Stufe 1 ist es nicht, einen netzphysikalisch möglichst genauen Netzzustand zu berechnen, sondern lediglich die Spannungsversorgung am Netzanschlusspunkt (NAP) der (n-1)-Anlagen mit einer JA/NEIN-Entscheidung zu überprüfen.

16.1.2 Stufe 2 der *N-1 Netzzustandsanalyse*

In **Stufe 2** werden die in Stufe 1 als kritisch erkannten (n-1)-Fälle des Stromnetzes durch ATPDesigner automatisch generiert. Abhängig von dem deaktivierten (n-1)-Betriebsmittel werden in Stufe 1 als spannungslose erkannte (n-1)-Anlagen ebenfalls deaktiviert, um Divergenzen der Lastflussberechnung zu verhindern. Für jeden kritischen (n-1)-Fall wird eine Lastflussberechnung durchgeführt, um eine Netzzustandsanalyse und Netzzustandsdiagnose mit Bewertung des Netzzustandes durchzuführen. Das deaktivierte (n-1)-Betriebsmittel[8] und deaktivierte (n-1)-Anlagen werden in Stufe 2 in der Netzgrafik **magenta** gezeichnet.

16.2 (n-1) – Kriterium der *N-1 Netzzustandsanalyse*

Die Versorgung oder Entsorgung eines Betriebsmittels als (n-1)-Anlage wird durch Berechnung und Bewertung des Betrages der Mitsystemspannung am Netzanschlusspunkt (NAP) der (n-1)-Anlage überprüft. Als Grundlage der Überprüfung wird angenommen, dass der netzfrequente Betrag der Mitsystemspannung $\underline{U}_1$ im fehlerfreien symmetrischen Netzbetrieb nach EN 50160 [27] im Spannungsband $[90\%...110\%]\cdot U_n$ liegt. Daraus kann der im nachfolgenden Einstelldialog **Einstellung Lastflussberechnung** erkennbare Einstellwert **U1>** abgeleitet werden.

16.3 Einstellwerte der *N-1 Netzzustandsanalyse*

Der Einstelldialog zur Einstellung der N-1 Netzzustandsanalyse kann wie nachfolgend erläutert geöffnet werden.

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**
- Gruppe **N-1 Netzzustandsanalyse**

[8] Netzwerkelemente deaktivieren und aktivieren [Bd. 1]

- **Projektinformationen** [Bd. 1], **Lastfluss**

Zur Überprüfung wird der nachfolgend erläuterte Einstellwert in der Gruppe **N-1 Netzzustandsanalyse** im nachfolgenden Einstelldialog verwendet.

Einstellwert	Bedeutung
U1>	Kleinster zulässiger Betrag der Mitsystemspannung mit 1 p.u. = $U_n/\sqrt{3}$ Ist der Betrag der in Stufe 1 berechneten Mitsystemspannung $\underline{U}_1$ größer als der Einstellwert U1>, wird angenommen, dass die (n-1)-Anlage im (n-1)-Fall spannungsversorgt und damit elektrisch leitend mit dem Stromnetz verbunden ist. Das (n-1)-Kriterium ist damit erfüllt.
Alle Ergebnisse	Falls aktiviert werden die Ergebnisse jeder einzelnen Prüfung im **Bericht** (XML-Datei [21]) ausgegeben, sonst nur bei Nicht-Einhaltung des (n-1)-Kriteriums.
Bericht: Ergebnisse Lastflussberechnung	Falls aktiviert wird für jeden mit einer Lastflussberechnung berechneten und bewerteten (n-1)-Fall ein **Bericht** mit den Ergebnissen der Lastflussberechnung im **Projektverzeichnis** ausgegeben.

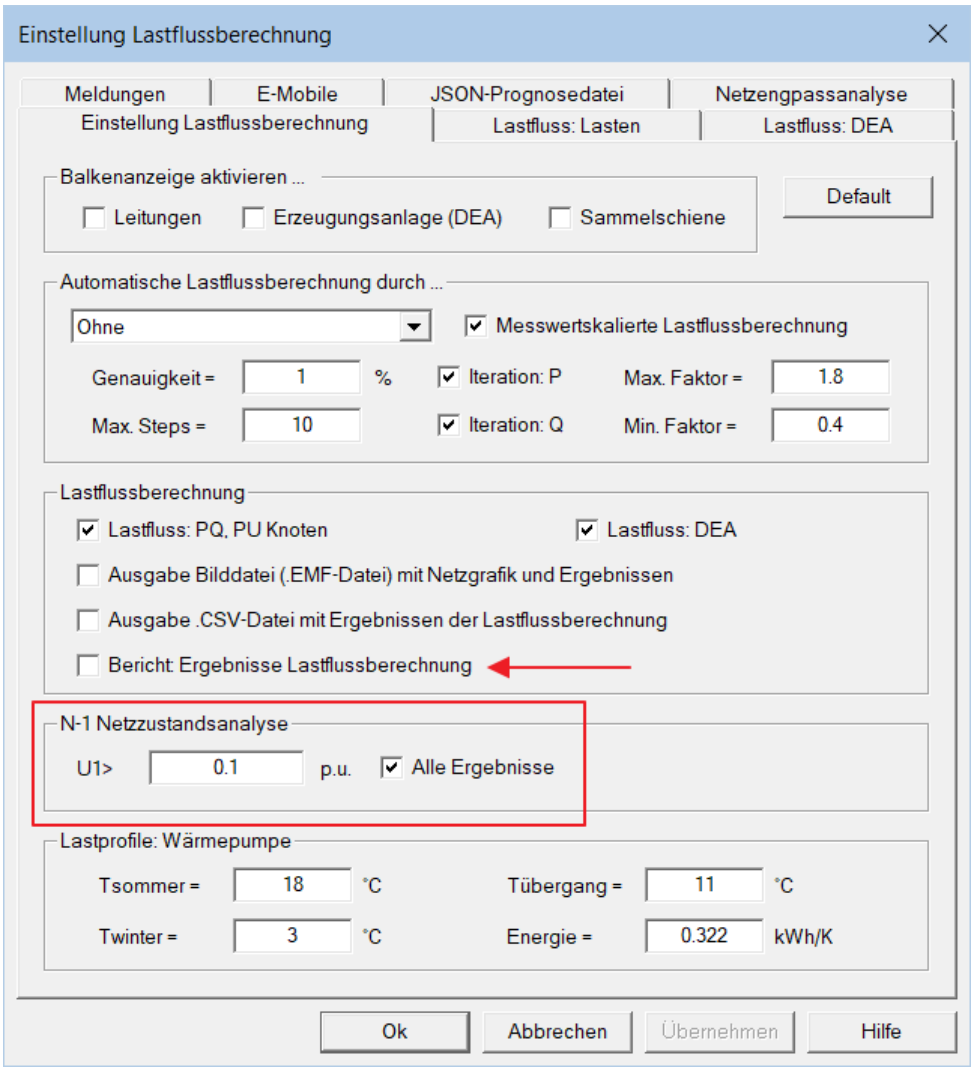


Abbildung 103: (n-1)-Fall: Kleinste zulässige Mitsystemspannung

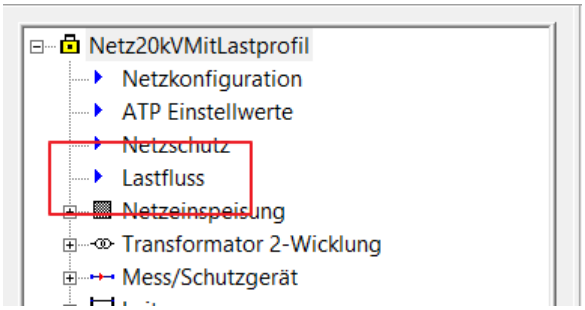


Abbildung 104: Einstelldialog öffnen in den *Projektinformationen*

16.4 Arbeitsweise des Verfahrens

Die netzfrequenten Beträge der Mitsystemspannungen an den Netzanschlusspunkten (NAP) der (n-1)-Anlagen werden in Stufe 1 im (n-1)-Fall mit einem, wie oben erläutert durch den Anwender einstellbaren Spannungswert **U1>** verglichen.

- $|\underline{U}_{1NAP}| \geq$ **U1**: Ist der Betrag der Mitsystemspannung am Netzanschlusspunkt (NAP) der (n-1)-Anlage größer oder gleich dem Einstellwert **U1>** so gilt das (n-1)-Kriterium als erfüllt. Die (n-1)-Anlage ist im (n-1)-Fall spannungsversorgt.
- $|\underline{U}_{1NAP}| <$ **U1**: Das (n-1)-Kriterium ist nicht erfüllt. Die (n-1)-Anlage ist im (n-1)-Fall nicht spannungsversorgt.

Eine iterative Lastflussberechnung wird bei dem Verfahren in Stufe 1 nicht durchgeführt, da eine Lastflussberechnung bei zu geringer oder fehlender Mitsystemspannung an den Netzanschlusspunkten (NAP) der Bezugs- und Einspeiseanlagen divergiert. Dieser Fall tritt vor allem dann auf, wenn eine Bezugs- oder Einspeiseanlage an einem Netzausläufer (Stichleitung) angeschlossen ist und ein Leitungsabschnitt des Netzausläufers im Zuge des Verfahrens deaktiviert wird. Da für die Lastflussberechnung für Bezugs- und Einspeiseanlagen als numerisches Modell PQ-Knoten (Leistungssenken oder Leistungsquellen) verwendet werden, divergiert die Lastflussberechnung bei fehlender Netzspannung am Netzanschlusspunkt.

⇨ Es muss berücksichtigt werden, dass in Stufe 1 durch das Ausschalten des Iterationsverfahrens kein netzphysikalisch korrekter Netzzustand im Sinne einer Lastflussberechnung berechnet wird. Die Ergebnisse von Stufe 1 der **N-1 Netzzustandsanalyse**, d.h. Spannungen, Ströme und Leistungen sind daher nur Näherungswerte. Dies muss für die Einstellung von **U1>** berücksichtigt werden.

Um in Stufe 1 numerische und mathematische Probleme des Netzberechnungsverfahrens zu verhindern, werden intern folgende Maßnahmen automatisch getroffen:

- Ausschalten der Iterationsverfahrens **Lastfluss: Lasten** und **Lastfluss: DEA**

16.4.1 Modell für *Verbraucherlasten*

Die Netzwerkelemente **Verbraucherlast** werden in Stufe 1 durch eine Lastimpedanz nachgebildet, die aus Nennspannung und Nennleistung berechnet wird. Diese Lastimpedanz entspricht dem Initialisierungswert im ersten Iterationsschritt einer Lastflussberechnung. Das Vorzeichen der Nennleistung wird in der Berechnung der Lastimpedanz

berücksichtigt. Es können somit Einspeise- und Bezugssituationen berücksichtigt werden. Es muss das Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) berücksichtigt werden.

16.4.2 Ersatzmodell für *Erzeugungsanlagen (DEA)*

Während Stufe 1 der **N-1 Netzzustandsanalyse** werden alle im Stromnetz vorhandenen Netzwerkelemente **Erzeugungsanlage (DEA)** durch das Ersatzmodell einer dreiphasigen symmetrische Impedanz $\underline{Z}$ = R_{Ersatz} in Sternschaltung mit geerdetem Sternpunkt nachgebildet. Die Impedanz wird mit im Einstelldialog des Betriebsmittels in der Registerkarte **Allgemeine Daten** hinterlegten Werten wie folgt berechnet.

Betriebsart	Erzeugungsanlage (DEA): Ersatzmodell
Pn (IL:3p) = const. **Pn (IL:1/2/3p) = const.**	$R_{Ersatz} = \frac{U_n^2}{P_n}$ je Leiter L1, L2 und L3
Sn (IL:3p) = const. **Sn (IL:1/2/3p) = const.**	$R_{Ersatz} = \frac{U_n^2}{S_n}$ je Leiter L1, L2 und L3
Pn (IL:3p) = const. **Pn (IL:1/2/3p) = const.** **Sn (IL:3p) = const.** **Sn (IL:1/2/3p) = const.**	**Sonderbehandlung** Ist in der Registerkarte **Lastprofil** die Betriebsart **Netzeinspeisung** eingestellt, so wird eine 3-phasige symmetrische Spannungsquelle verwendet.
Un = const.	Es wird eine 3-phasige symmetrische Spannungsquelle verwendet.
In = const.	Es wird keine Stromquelle und keine Ersatzimpedanz ausgegeben. Die Netzberechnung wird mit einer Fehlermeldung abgeschlossen.
u(t) = MODELS	Die Einstellung ist nur für die Berechnung von Ausgleichsvorgängen verwendbar.
i(t) = MODELS	Die Einstellung ist nur für die Berechnung von Ausgleichsvorgängen verwendbar.

Durch das Vorzeichen der Nennleistungen bzw. die Leistungsflussrichtung in Zusammenhang mit den Erzeugerzählpfeilsystem (EZS), das von der **Erzeugungsanlage (DEA)** verwendet wird, kann der Ersatzwiderstand einen negativen oder positiven Wert aufweisen. Dieses Verhalten bildet das Einspeise- und Bezugsverhalten der (n-1)-Anlagen aus netzphysikalischer Sicht in erster Näherung ab. Numerische Probleme für die Netzberechnungen in Stufe 1 mit z.B. wesentlich verfälschenden Auswirkungen auf die Netzspannung am Netzanschlusspunkt (NAP) sind nicht zu erwarten, da es sich um ein passives Ersatzmodell handelt. Auch bei einem negativen Ersatzwiderstand kann es ohne eine anliegende Netzspannung nicht zu einem Stromfluss kommen. Daher kann im (n-1)-Fall eine Inselnetzbildung mit aktiver Strom- oder Spannungsquelle ausgeschlossen werden.

16.4.3 Einfaches topologisches Suchverfahren

Das Verfahren in Stufe 1 beinhaltet weiterhin ein einfaches topologisches Suchverfahren, bei dem eine Reihenschaltung mehrerer **Leitungen** erkannt wird. Die Anzahl notwendiger Netzberechnungen wird z.B. bei einer vorliegenden Reihenschaltung von

Leitungen verringert. Das Suchverfahren erkennt, wenn an den Zusatzknoten einer **Leitung** ein Betriebsmittel angeschlossen ist, und ist in diesem Fall nicht wirksam.

16.5 Eine *N-1 Netzzustandsanalyse* durchführen

Die **N-1 Netzzustandsanalyse** wird über den Menüpunkt **N-1 Netzzustandsanalyse** gestartet.

- Hauptmenü **Prüfungen**
- Menüpunkt **N-1 Netzzustandsanalyse**

Vor dem Start kann es ggfs. notwendig sein, den Betrag der minimal zulässigen Mitsystemspannung an den Netzanschlusspunkten (NAP) mit dem Einstellwert **U1>** in der Registerkarte **Einstellung Lastflussberechnung**, Gruppe **N-1 Netzzustandsanalyse** einzustellen. Der Betrag der in Stufe 1 am Netzanschlusspunkt (NAP) berechneten Mitsystemspannung $\underline{U}_{1NAP}$ muss größer als der Einstellwert sein:

$$\left|\underline{U}_{1NAP}\right| \geq U_1 \cdot \frac{U_n}{\sqrt{3}}$$

Nach dem Start des Verfahrens werden in Stufe 1 alle (n-1)-Betriebsmittel einzeln nacheinander deaktiviert und eine Netzberechnung durchgeführt. Der Ablauf lässt sich während der Laufzeit des Verfahrens in der Netzgrafik beobachten. Das jeweils deaktivierte (n-1)-Betriebsmittel wird **magenta** gezeichnet. Die Ergebnisse werden in einem **Bericht** als XML-Datei [21] im **Projektverzeichnis** gespeichert.

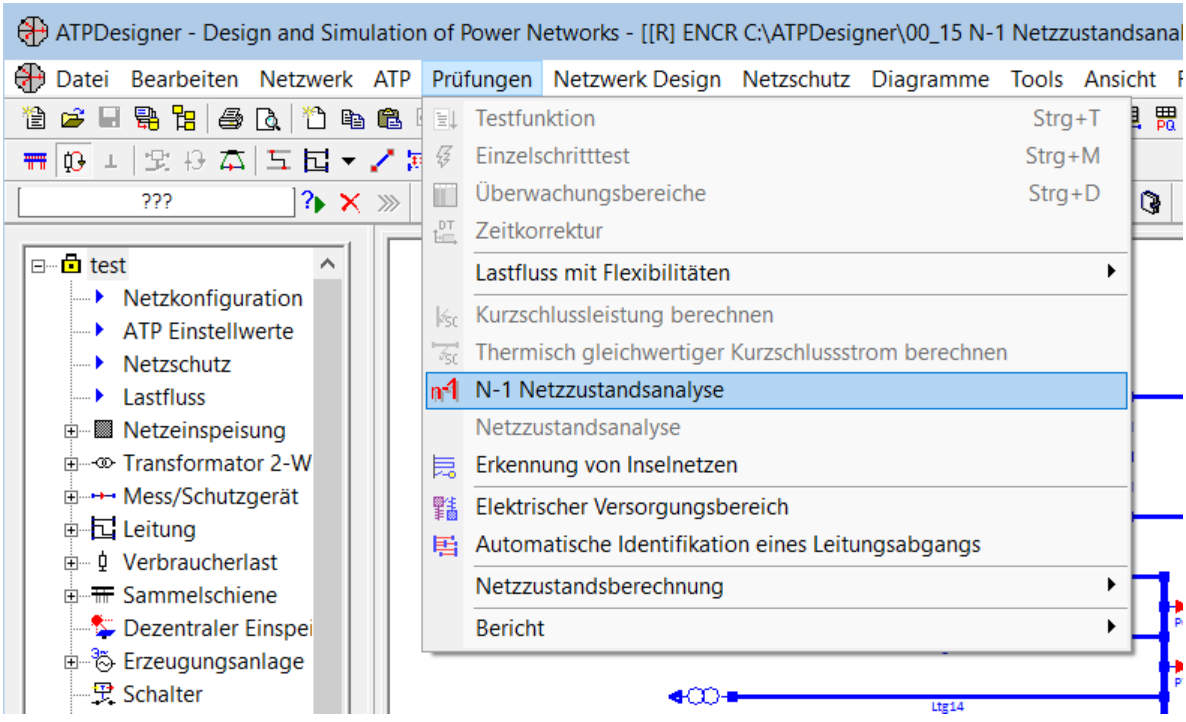


Abbildung 105: Ausführung der *N-1 Netzzustandsanalyse*

16.6 Ergebnisse der *N-1 Netzzustandsanalyse* in einem Bericht

Anhand des nachfolgen abgebildeten einfachen Stromnetzes soll die Ergebnisausgabe der **N-1 Netzzustandsanalyse** erläutert werden. Die Ergebnisse werden in einem Bericht als XML-Datei [21] im **Projektverzeichnis** gespeichert. Der Dateiname ist wie folgt definiert. Der ***NetDateiname*** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**.

JJJJMMTThhmmss_***NetDateiname***_**N-1**.xml

Zusätzlich kann mit der Option **Bericht: Ergebnisse Lastflussberechnung** in der Gruppe **Lastflussberechnung** (Abbildung 103) die Ausgabe des Berichtes für jede einzelne Lastflussberechnung der Stufe 2 der N-1 Netzzustandsanalyse aktiviert werden. Bei Aktivierung werden im Bericht zur N-1 Netzzustandsanalyse die Dateinamen der Lastflussberichte ausgegeben.

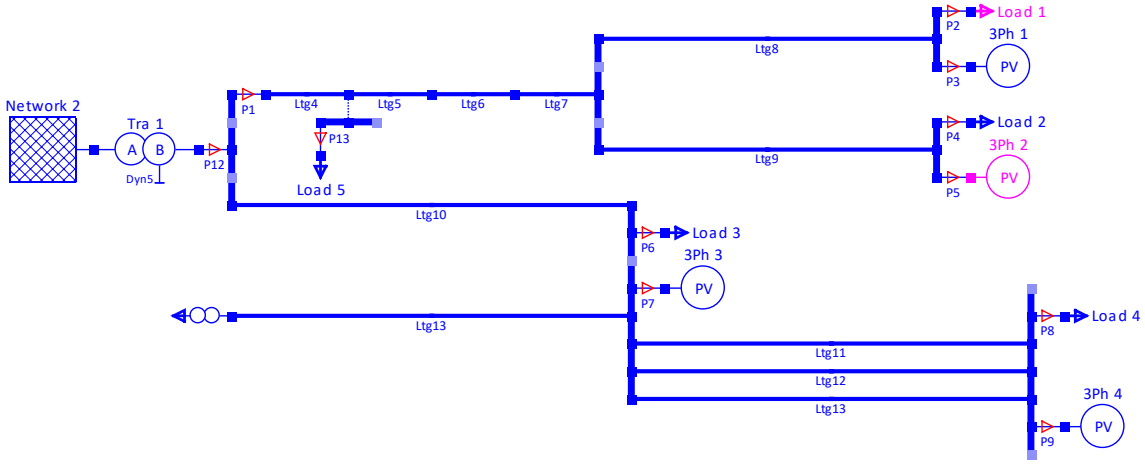


Abbildung 106: Stromnetz zur Ausführung der N-1 Netzzustandsanalyse (Beispiel)

In der Kopfzeile des Berichtes findet sich der durch den Anwender einstellbare Spannungswert **U1>**.

Einstellwerte	Wert
Minimale Spannung U1> [p.u.]	**0.1**

Bereits zum Start der Analyse deaktivierte Betriebsmittel werden im Bericht kenntlich gemacht.

Im ersten Teil des Berichtes werden die Ergebnisse von Stufe 1 dokumentiert. Im nachfolgenden Beispiel sind es Tabellen, die das Ergebnis der Prüfung der Mitsystemspannung am Netzanschlusspunkt (NAP) für (n-1)-Anlagen bei Ausfall eines (n-1)-Betriebsmittels wie z.B. **Leitung Ltg 4** in obigem Stromnetz zeigen. Während im Beispiel die **Verbraucherlasten Load 2** und **Load 5** bei Ausfall von **Leitung Ltg 4** nicht mehr spannungsversorgt werden, können die Verbraucherlasten **Load 3** und **Load 4** weiterhin über **Leitung Ltg 10** versorgt werden.

Versorgungsbereichsüberprüfung bei Betriebsmittelausfall

Einstellwerte	Wert
Minimale Spannung U1> [p.u.]	0.1

Prüfung Nr. 1: Ausfall Leitung Ltg4 [Line 4]	U1(NAP)	Versorgung o.k. ?
Verbraucherlast Load 1 [Load 1]	0.00V=0.00p.u.	×
Verbraucherlast Load 2 [Load 2]	0.00V=0.00p.u.	×
Verbraucherlast Load 3 [Load 3]	229.44V=0.99p.u.	✓
Verbraucherlast Load 4 [Load 4]	229.38V=0.99p.u.	✓
Verbraucherlast Load 5 [Load 5]	0.00V=0.00p.u.	×
Verbraucherlast Load 6 [Load 6]	227.73V=0.99p.u.	✓

Prüfung Nr. 1: Ausfall Leitung Ltg4 [Line 4]	U1(NAP)	Versorgung o.k. ?
Erzeugungsanlage (DEA) 3Ph 1 [3Ph 1]	02V=0.00p.u.	×
Erzeugungsanlage (DEA) 3Ph 3 [3Ph 3]	2292V=0.99p.u.	✓
Erzeugungsanlage (DEA) 3Ph 4 [3Ph 4]	2292V=0.99p.u.	✓
Erzeugungsanlage (DEA) 3Ph 2 [3Ph 2]	02V=0.00p.u.	×

Prüfung Nr. 1: Ausfall Leitung Ltg4 [Line 4]	U1(NAP)	Versorgung o.k. ?
Transformator 2-Wicklung Tra 2 [Tra 2]	225.22V=0.98p.u.	✓

Prüfung Nr. 2: Ausfall Leitung Ltg5 [Line 5]	U1(NAP)	Versorgung o.k. ?
Verbraucherlast Load 1 [Load 1]	0.00V=0.00p.u.	×
Verbraucherlast Load 2 [Load 2]	0.00V=0.00p.u.	×
Verbraucherlast Load 3 [Load 3]	229.43V=0.99p.u.	✓
Verbraucherlast Load 4 [Load 4]	229.37V=0.99p.u.	✓
Verbraucherlast Load 5 [Load 5]	230.61V=1.00p.u.	✓
Verbraucherlast Load 6 [Load 6]	227.72V=0.99p.u.	✓

Tabelle 5: Bericht zur N-1 Netzzustandsanalyse (Auszug)

Lastflussberechnung Nr. 1	N-1 Ausfall Line 4 : inaktiv 0 -> 1
[Line 4] Load 1 : inaktiv 0 -> 1	[Line 4] Load 2 : inaktiv 0 -> 1
[Line 4] Load 5 : inaktiv 0 -> 1	[Line 4] 3Ph 1 : inaktiv 0 -> 1
[Line 4] 3Ph 2 : inaktiv 0 -> 1	---
P (Verbraucherlast)	0.015 MW
Pdea (Erzeugungsanlage (DEA))	0.055 MW
Plast (Erzeugungsanlage (DEA))	0 MW
P (Transformator 2-Wicklung)	0 MW
|P|	**0.07 MW**
|Q|	**0 Mvar**
|S|	**0.07 MVA**
Ergebnisse	C:\ATPDesigner\00_15 N-1 Netzzustandsana-lyse\20220824183638591_test_LF.XML
[Line 4] Load 1 : inaktiv 1 -> 0	[Line 4] Load 2 : inaktiv 1 -> 0
[Line 4] Load 5 : inaktiv 1 -> 0	[Line 4] 3Ph 1 : inaktiv 1 -> 0
[Line 4] 3Ph 2 : inaktiv 1 -> 0	---
Lastflussberechnung Nr. 1	**N-1 Ausfall Line 4 : inaktiv 1 -> 0**

Tabelle 6: Bericht zur N-1 Netzzustandsanalyse (Auszug)

Im zweiten Teil des Berichtes werden die Ergebnisse der Lastflussberechnungen von Stufe 2 der N-1 Netzzustandsanalyse dokumentiert. Jede Tabelle dokumentiert einen kritischen (n-1)-Fall. In der Tabelle werden die summarischen Leistungen der im (n-1)-Fall spannungslosen (n-1)-Anlagen aufgelistet. Darüber hinaus wird der Dateiname des zu dem (n-1)-Fall zugehörigen Berichtes der Lastflussberechnung angegeben.

Bezeichner	Bedeutung
P (Verbraucherlast)	Summe der Wirkleistung der der im (n-1)-Fall spannungslosen **Verbraucherlasten**
P (Erzeugungsanlage (DEA))	Summe der Wirkleistung der der im (n-1)-Fall spannungslosen **Erzeugungsanlagen (DEA)** als Einspeiseanlage
Plast (Erzeugungsanlage (DEA))	Summe der Wirkleistung der der im (n-1)-Fall spannungslosen **Erzeugungsanlagen (DEA)** als Bezugsanlage
P (Transformator 2-Wicklung)	Summe der Wirkleistung der der im (n-1)-Fall spannungslosen **Transformator 2-Wicklung** mit aktivierter integrierter **Verbraucherlast**
|P|	Summe der Wirkleistungsbeträge der im (n-1)-Fall spannungslosen (n-1)-Anlagen
|Q|	Summe der Blindleistungsbeträge der im (n-1)-Fall spannungslosen (n-1)-Anlagen
|S|	Summe der Scheinleistungsbeträge der im (n-1)-Fall spannungslosen (n-1)-Anlagen

Am Ende des Berichtes wird die Liste der (n-1)-Fälle nach nicht versorgter und entsorgter Leistung sortiert ausgegeben.

Liste der Prioritäten

|P| [MW]	Netzfaktor [%]	Netzzustand	Nr.	Dateiname
0.095	62.987	Rot	6	20220824183642892_test_LF.XML
0.07	44.1558	Rot	1	20220824183638591_test_LF.XML
0.065	55.8442	Rot	2	20220824183639211_test_LF.XML
0.065	60.3896	Rot	3	20220824183640000_test_LF.XML
0.055	88.3117	Rot	5	20220824183641625_test_LF.XML
0.05	100	Grün	7	20220824183643679_test_LF.XML
0.02	100	Grün	8	20220824183644432_test_LF.XML

Tabelle 7: N-1 Netzzustandsanalyse - Liste der Prioritäten

17 Netzauslastungsanalyse

Das Ziel der Netzauslastungsanalyse ist es, mit Hilfe einer Lastflussberechnung die Stromauslastung der Betriebsmittel sowie die Spannung an den Netzknoten im fehlerfreien Normalbetrieb zu berechnen und unter Berücksichtigung von Normen oder Richtlinien zu bewerten. Im Folgenden wird das grundlegende Vorgehen bei der Durchführung einer Netzauslastungsanalyse beispielhaft beschrieben. Die Vorgehensweise lässt sich in mehrere Schritte unterteilen, die näher erläutert werden. Es wird empfohlen, alle Schritte in einer Netzausauslastungsanalyse in der angegebenen Reihenfolge auszuführen. Inhalte und Reihenfolge sind nicht als vollständig anzusehen und können anwenderspezifisch durch weitere Schritte ergänzt werden.

17.1 Schritt 1: Nachbildung der Netztopologie

Um eine Netzauslastungsanalyse durchführen zu können, sollte zuerst das Netzberechnungsprogramm (im vorliegenden Fall **ATPDesigner**) festgelegt werden. Anschließend kann nun mit der für alle weiteren Berechnungen erforderliche Nachbildung des Stromnetzes, d.h. mit dem Aufbau des Netzmodells begonnen werden.

Bevor man mit der Nachbildung beginnt ist sicherzustellen, dass alle benötigten Daten für die Erstellung des Netzmodells vorhanden sind wie z.B. Stammdaten (Leitungslängen, Leitungstypen Verbraucherlasten, Einspeiseanlagen), jährliche Energieverbräuche (nach Möglichkeit für jeden Haushalt), Schleppzeigermesswerte, Messdaten, Schutzdaten (Einstellwerte des Netzschutzes z.B. für Differentialschutz, Distanzschutz, UMZ-Schutz).

Es ist zu empfehlen mit dem Aufbau der Topologie des Stromnetzes zu beginnen, d.h. die ggfs. topografische Nachbildung des Verlaufs der Leitungen und die Anordnung der verschiedenen Betriebsmittel (Transformatoren, Lasten, dezentrale Erzeugungsanlagen) in dem nachzubildenden Stromnetz.

Anschließend können die Betriebsmitteldaten der Transformatoren, Verbraucherlasten, dezentralen Erzeugungsanlagen und Leitungen in den Einstelldialogen der Betriebsmittel eingestellt werden. Hier sind weitere normative Aspekte zu beachten, z.B. dass für erdverlegte Kabel ein Reduktionsfaktor kleiner 1 verwendet werden muss. [11]

Vor dem Aufbau des Netzmodells sollte geklärt werden, welche Berechnungsmethoden wie z.B. eine Lastflussberechnung durchgeführt werden sollen. So können sofort in einem Arbeitsschritt z.B. **Mess/Schutzgeräte** in das Netzmodell eingefügt werden. Dies verhindert, dass im Verlauf der Durchführung der Netzauslastungsanalyse weitere größere Änderungen am Netzmodell vorgenommen werden müssen.

17.2 Schritt 2: Validierung des Netzes im Netzberechnungsprogramm

Im zweiten Schritt sollte die Validierung des Netzmodells erfolgen, d.h. es soll überprüft werden, ob die Betriebsmitteldaten korrekt in das Netzmodell übertragen wurde. Dazu wird empfohlen, eine **Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102** möglichst für alle Fehlerarten 3pE/2p/1pE durchzuführen. Diese Kurzschlussstromberechnung wird in zwei Schritte unterteilt.

Im ersten Schritt erfolgt die Kurzschlussstromberechnung mit Hilfe des verwendeten Netzberechnungsprogramms, im zweiten Schritt wird die Kurzschlussstromberechnung manuell bzw. mit Unterstützung durch ein anderes Softwarewerkzeug durchgeführt.

Die Ergebnisse der beiden Kurzschlussstromberechnungen werden auf Gleichheit überprüft. Stimmen die Ergebnisse beider Berechnungen in guter Näherung überein, so kann das Netzmodell mit den Betriebsmitteldaten als korrekt angesehen werden. Es wird eine maximal zulässige Abweichung von 5% empfohlen. Es muss auch berücksichtigt werden, dass Betriebsmittelkomponenten, die nicht in der **Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102** berücksichtigt werden,

17.3 Schritt 3: Überprüfung der Kurzschlussbelastbarkeit

Im dritten Schritt erfolgt nun die Überprüfung der Kurzschlussbelastbarkeit der Leitungen. Dabei sollten zwei Überprüfungen durchgeführt werden. Zum einen die Überprüfungen der Belastbarkeit von Leitungen im Kurzschlussfall (VDE 0276-400). Zum anderen die Überprüfung der thermischen Kurzschlussfestigkeit von Leitungen (VDE 0276-1000).

17.4 Schritt 4: Überprüfung des Netzschutzkonzeptes

In diesem Schritt soll nun eine Überprüfung des Netzschutzkonzeptes durchgeführt werden. Dazu sollten nach Möglichkeit alle Netzschutzgeräte, die im Stromnetz eingesetzt vorher nachgebildet werden. Es sollte vor allem die Selektivität des Netzschutzkonzeptes überprüft werden.

17.5 Schritt 5: Definition und Nachbildung verschiedener Szenarien

Bei der Durchführung einer Netzauslastungsanalyse sollten mehrere Szenarien betrachtet werden:

- **Szenario 1: Netzauslastungsanalyse nach Planungs- und Betriebsgrundsätzen**
  In diesem Fall ist eine Lastflussberechnung durchzuführen und dabei sind die Vorgaben durch die Planungs- und Betriebsgrundsätze des jeweiligen Netzbetreibers zu berücksichtigen.

- **Szenario 2: Aktuell bestehender Ausbauzustand des Netzes (Ist-Zustand) unter Berücksichtigung von Standardlastprofilen (SLP) und Einspeiseprofilen**
  Es wird eine Lastflussberechnung mit Standardlastprofilen [23] durchgeführt. Das Bezugs- und Einspeiseverhalten von Bezugs- und Einspeiseanlagen wird mit Hilfe von Zeitreihen basierend auf konstanten Leistungswerten je 15min-Zeitintervall nachgebildet. Dabei sind ebenfalls die Vorgaben durch die Planungs- und Betriebsgrundsätze des jeweiligen Netzbetreibers zu beachten.

- **Szenario 3: Erweiterung des Ist-Zustandes um Ladestationen für Elektromobile**
  Es wird eine Lastflussberechnung unter Berücksichtigung der Vorgaben durch die Planungs- und Betriebsgrundsätze des jeweiligen Netzbetreibers hinsichtlich es Ausbaus mit Ladestationen für Elektromobile durchgeführt. Die Lastflussberechnung kann sowohl mit zeitlich konstanten Bezugsleistungen oder mit Hilfe von Lastprofilen durchgeführt werden.

- **Szenario 4**: **Ist-Zustand unter Berücksichtigung aktueller Messdaten**
  In diesem Szenario wird eine Lastflussberechnung durchgeführt, in der zur Skalierung der Leistungen von Bezugs- und Einspeiseanlagen Messwerte verarbeitet werden. In der Messwertskalierten Lastflussberechnung werden in aller Regel Lastprofile verwendet.

Die genannten Szenarien stellen die wichtigsten, zu untersuchenden Aspekte einer Netzauslastungsanalyse dar. Abhängig von der Zielsetzung können Szenarien hinzugefügt werden oder unbeachtet bleiben.

17.6 Schritt 6: Erstellen einer Bewertungsmetrik

Um eine Netzauslastungsanalyse mit anschließender Bewertung der Ergebnisse durchführen zu können, ist es von großer Bedeutung, eine Bewertungsmetrik festzulegen. Unter der Bewertungsmetrik wird hier eine Zusammenfassung von einzuhaltenden Richtlinien (z.B. Planungs- und Betriebsgrundsätze der Stromnetzbetreiber) und Normen (z.B. VDE-AR-N 4105, VDE-AR-N 4110) verstanden. Es ist eher nicht möglich eine universelle und alles umfassende Bewertungsmetrik zu erstellen, die unabhängig vom spezifischen Anwendungsfall einsetzbar ist. Die Bewertungsmetrik ist spezifisch für jede durchzuführende Netzauslastungsanalyse zu erstellen.

Als Hilfsmittel für die Bewertung sollte das BDEW-Ampelkonzept verwendet werden. Die nachfolgende Tabelle zeigt eine Übersicht. Die genauen Vorgaben sind dem Diskussionspapier des BDEW zum Ampelkonzept [22] zu entnehmen. Das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner unterstützt diese Bewertungsmetrik.

	GRÜN	GELB	ROT
Strom I_{max}	**0% bis 80%**	**80% bis 100%**	**>100%**
Spannung U_n	**+/- 8%**	**-10% bis – 8%** **+8% bis +10%**	**<-10%** **>+10%**

Abbildung 107: Technische Kriterien der BDEW-Ampelphasen

17.7 Schritt 7: Bewertung der Stromauslastung für jedes Szenario

Bei der Bewertung der Stromauslastung ist es nicht sinnvoll den Leiterstrom als absoluten Wert in Ampere zu betrachten. Es wird empfohlen, die Stromauslastung der Betriebsmittel bezogen auf einen Referenzwert z.B. den Bemessungsstrom in % oder p.u. zu bewerten.

Die Darstellung der Ergebnisse kann wie im nachfolgenden Diagramm abgebildet in einem sortierten Balkendiagramm erfolgen. In dem Diagramm werden die Stromauslastungen in % mit steigendem Wert sortiert dargestellt. Die Einfärbung der Balken orientiert sich an den Farben des Ampelkonzeptes.

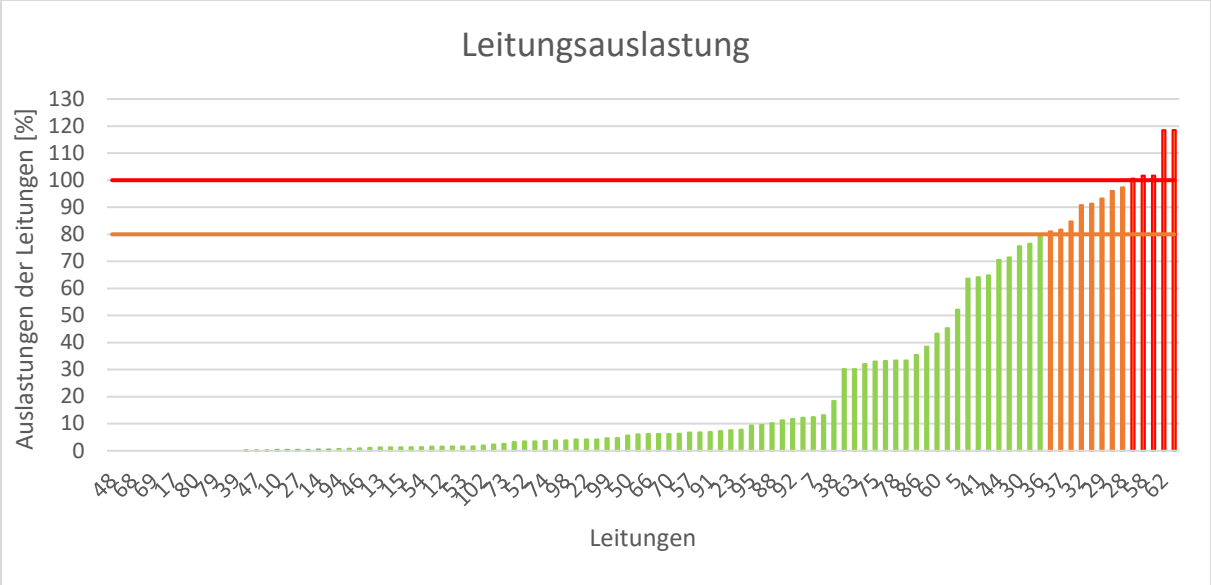


Abbildung 108: Ergebnisse der Leitungsauslastung (Beispiel)

17.8 Schritt 8: Bewertung der Netzspannung für jedes Szenario

Für einen zulässigen Netzbetrieb ist es notwendig, dass sich die Netzspannungen im zulässigen Spannungsband liegen. Dazu können die Leiter-Erd-Spannungen oder Leiter-Leiter-Spannungen unter Berücksichtigung der Nennspannung des Stromnetzes in Prozent dargestellt werden. Das nachfolgende Diagramm zeigt ein Beispiel

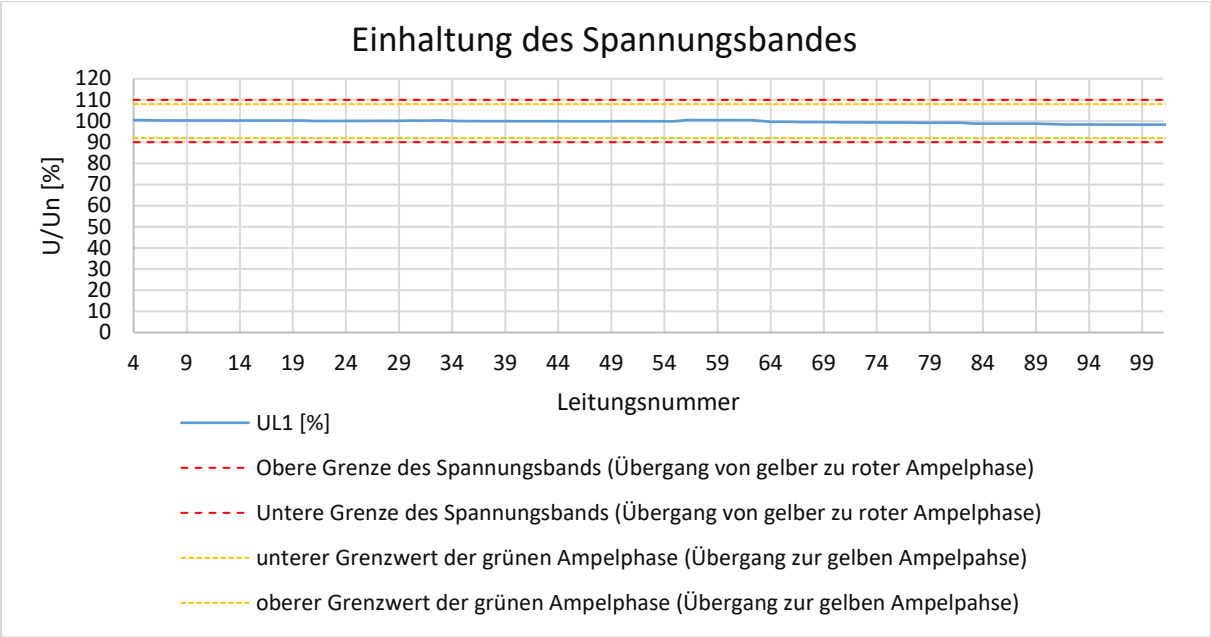


Abbildung 109: Netzspannung und zulässiges Spannungsbandes (Beispiel)

17.9 Schritt 9: Ermittlung des Handlungsbedarfs [Bd. 2] für jedes Szenario

Das BDEW-Ampelkonzept stellt für den Netzbetreiber eine verbesserte Methodik zur Analyse und Bewertung des Netzzustandes dar. Es kann allerdings erweitert werden.

Für die grüne und die rote Ampelphase ist klar definiert, wie der Netzbetreiber zu agieren hat. Für die grüne Ampelphase sind keine Maßnahmen erforderlich. Bei Einordnung in die rote Ampelphase sind sofortige Maßnahmen, d.h. Netzsicherungsmaßnahmen erforderlich.

Für die gelbe Ampelphase sind die Handlungsempfehlungen nicht eindeutig festgelegt, sondern obliegen dem Netzbetreiber. Befindet sich der Zustand nach einer Bewertung, z.B. am unteren Rand der gelben Ampelphase, so ist i.a. Regel keine unmittelbare, d.h. zeitnahe Maßnahme erforderlich. Befindet sich der Zustand am oberen Rand der gelben Ampelphase, so wäre ein zeitnahes Handeln des Netzbetreibers eher empfehlenswert, um den Übergang in die rote Ampelphase zu vermeiden. Der Bedarf zu handeln, im Folgenden **Handlungsbedarf** [Bd. 2] genannt, ist somit nicht in der gesamten gelben Ampelphase identisch, sondern steigt i.a. Regel nicht proportional mit der Nähe zum oberen Rand der gelben Ampelphase.

Im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner wird die Berechnung des **Handlungsbedarfs** durch eine Kennlinie wir in der nachfolgenden Tabelle beispielhaft dargestellt unterstützt.

Abschnitt	Kennlinienabschnitt	Handlungsbedarf HB
1	50% ≤ I/Iz ≤ 70%	$HB = 0{,}25 \cdot \frac{I}{I_z} - 12{,}5$
2	70% ≤ I/Iz ≤ 80%	$HB = 1{,}5 \cdot \frac{I}{I_z} - 100$
3	80% ≤ I/Iz ≤ 90%	$HB = 2 \cdot \frac{I}{I_z} - 140$
4	90% ≤ I/Iz ≤ 95%	$HB = 4 \cdot \frac{I}{I_z} - 320$
5	95% ≤ I/Iz ≤ 100%	$B = 8 \cdot \frac{I}{I_z} - 700$

Tabelle 8: Berechnung des Handlungsbedarfs (Beispiel)

- I = Stromauslastung in A
- I_Z = Zulässige Strombelastbarkeit des Betriebsmittel nach VDE 0276 [11]
- HB = **Handlungsbedarf HB**

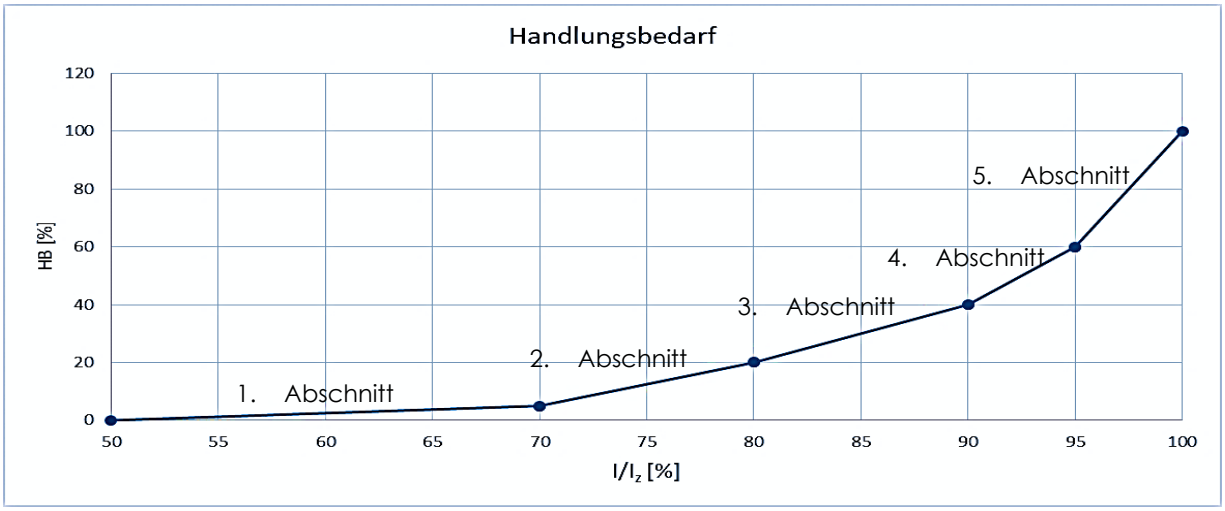


Abbildung 110: Kennlinie des Handlungsbedarf HB

Es muss hier festgestellt werden, dass die oben abgebildete Kennlinie nicht identisch ist, mit der Kennlinie des Handlungsbedarfs in ATPDesigner. Dort befindet sich die Nullstelle der Funktion des Handlungsbedarfs bei einer Auslastung von 80%, d.h. $I/I_z = 80\%$.

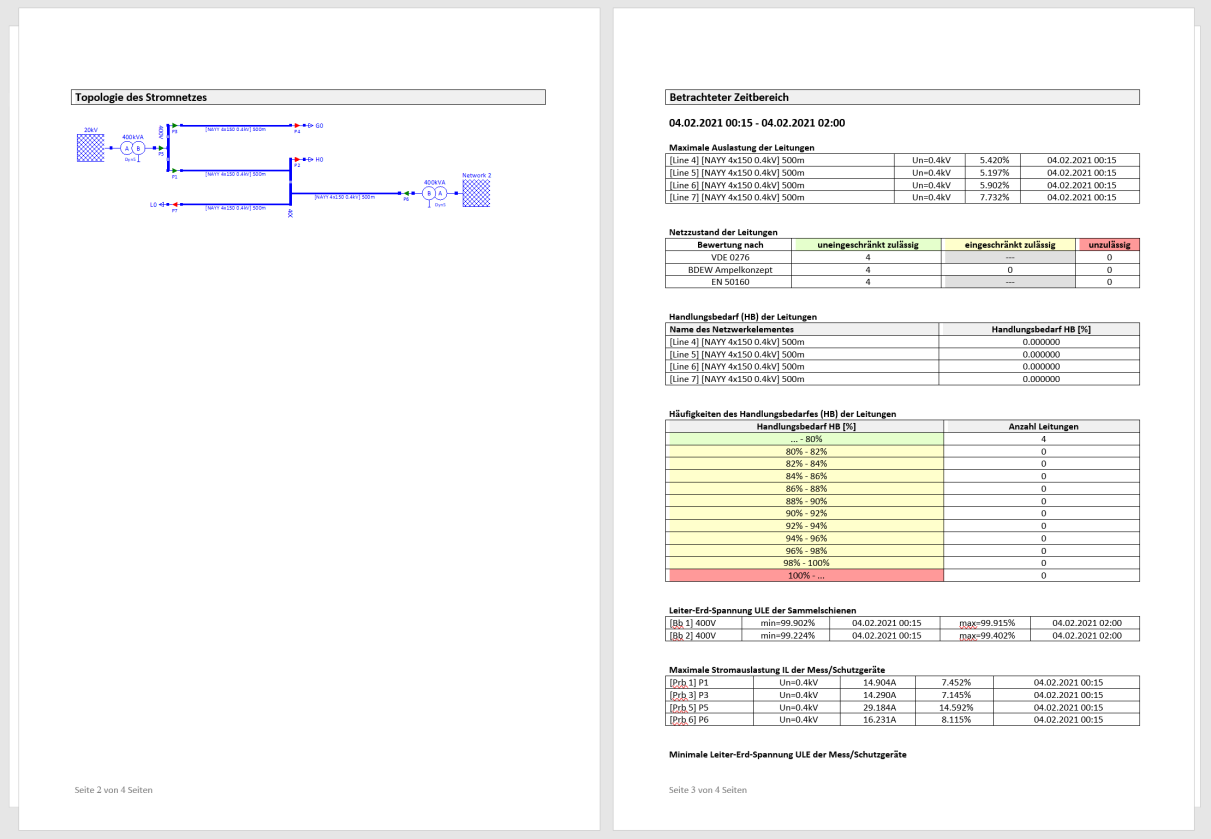
17.10 Schritt 10: Zusammenfassung der Ergebnisse

Im letzten Schritt werden nun die Ergebnisse der vorherigen Schritte zusammengefasst. Daraus kann anschließend eine Schlussfolgerung zum Zustand des Stromnetzes getroffen werden. Hier ist es wichtig, dass neben den Auslastungen der verschiedenen Betriebsmittel auch der **Handlungsbedarf** berücksichtigt wird.

17.11 Ausgabe der Ergebnisse der Netzauslastungsanalyse in einem Bericht

Die Ergebnisse der Netzauslastungsanalyse werden in einem Bericht als XML-Datei [21] im **Projektverzeichnis** gespeichert. Der Dateiname ist wie folgt definiert. Der ***NetDateiname*** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**. Nachfolgend ist beispielhaft der Dateiname des Berichtes für eine Zeitreihenberechnung mit Lastprofilen angegeben.

JJJJMMTThhmmss_***NetDateiname***_**LFPROF**.xml



Topologie des Stromnetzes

Seite 2 von 4 Seiten

Betrachteter Zeitbereich

04.02.2021 00:15 - 04.02.2021 02:00

Maximale Auslastung der Leitungen

[Line 4] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	Un=0.4kV	5.420%	04.02.2021 00:15
[Line 5] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	Un=0.4kV	5.197%	04.02.2021 00:15
[Line 6] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	Un=0.4kV	5.902%	04.02.2021 00:15
[Line 7] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	Un=0.4kV	7.732%	04.02.2021 00:15

Netzzustand der Leitungen

Bewertung nach	uneingeschränkt zulässig	eingeschränkt zulässig	unzulässig
VDE 0276	4	---	0
BDEW Ampelkonzept	4	0	0
EN 50160	4	---	0

Handlungsbedarf (HB) der Leitungen

Name des Netzwerkelementes	Handlungsbedarf HB [%]
[Line 4] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	0.000000
[Line 5] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	0.000000
[Line 6] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	0.000000
[Line 7] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	0.000000

Häufigkeiten des Handlungsbedarfes (HB) der Leitungen

Handlungsbedarf HB [%]	Anzahl Leitungen
... - 80%	4
80% - 82%	0
82% - 84%	0
84% - 86%	0
86% - 88%	0
88% - 90%	0
90% - 92%	0
92% - 94%	0
94% - 96%	0
96% - 98%	0
98% - 100%	0
100% - ...	0

Leiter-Erd-Spannung ULE der Sammelschienen

[Bb 1] 400V	min=99.902%	04.02.2021 00:15	max=99.915%	04.02.2021 02:00
[Bb 2] 400V	min=99.224%	04.02.2021 00:15	max=99.402%	04.02.2021 02:00

Maximale Stromauslastung IL der Mess/Schutzgeräte

[Prb 1] P1	Un=0.4kV	14.904A	7.452%	04.02.2021 00:15
[Prb 3] P3	Un=0.4kV	14.290A	7.145%	04.02.2021 00:15
[Prb 5] P5	Un=0.4kV	29.184A	14.592%	04.02.2021 00:15
[Prb 6] P6	Un=0.4kV	16.231A	8.115%	04.02.2021 00:15

Minimale Leiter-Erd-Spannung ULE der Mess/Schutzgeräte

Seite 3 von 4 Seiten

Abbildung 111: Lastflussberechnung mit Lastprofilen – Ergebnisse in einem Bericht

18 Automatisierte Netzberechnung als gesicherter Cloud-Service

Das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner unterstützt den Anwender, automatisierte Netzberechnungen in einer gesicherten Umgebung z.B. einer Cloud durchzuführen. Innerhalb der gesicherten Cloud-Umgebung wird im **Projektverzeichnis** die .NET-Datei und die durch die Lastflussberechnungen erzeugten Ergebnisdateien abgelegt.

Die Zeitreihen- oder Lastflussberechnung als Cloud-Service wird mit Hilfe der Berechnungsfunktion Lastfluss: Prognose gestartet. Zentrales Instrument zur Automatisierung des Cloud-basierten Services ist der FileWatcher.

1. **Projektverzeichnis** für die .NET-Datei anlegen

2. Einstellungen in der .NET-Datei

    a. Einstelldialog **Lastfluss**, Registerkarte **JSON**
    Verarbeitungsrechte für die Sektionen der **JSON**-Prognosedatei einstellen

    Falls die **E-Mail Konfigurationsliste** nicht durch die **JSON**-Prognosedatei eingestellt werden soll, muss die Liste vom Anwender eingestellt werden.

    - Hauptmenü **Netzwerk**
    - Menüpunkt **E-Mail Konfigurationsliste**

    b. Einstelldialog **Lastfluss**, Gruppe **Automatische Lastflussberechnung durch**
    In der Auswahlliste **Prognose** einstellen

    c. Verarbeitung der **JSON-Prognosedatei** aktivieren

    d. Verarbeitung der **JSON-Prognosedatei** aktivieren oder deaktivieren

Das Unterverzeichnis **Monitoring** im **Projektverzeichnis** wird jetzt vom **FileWatcher** überwacht. Wird eine neue JSON-Prognosedatei in das überwachte übertragen, so wird vom **FileWatcher** die zeitlich jüngste JSON-Prognosedatei identifiziert und verarbeitet. Die Ergebnisse werden optional per E-Mail versendet.

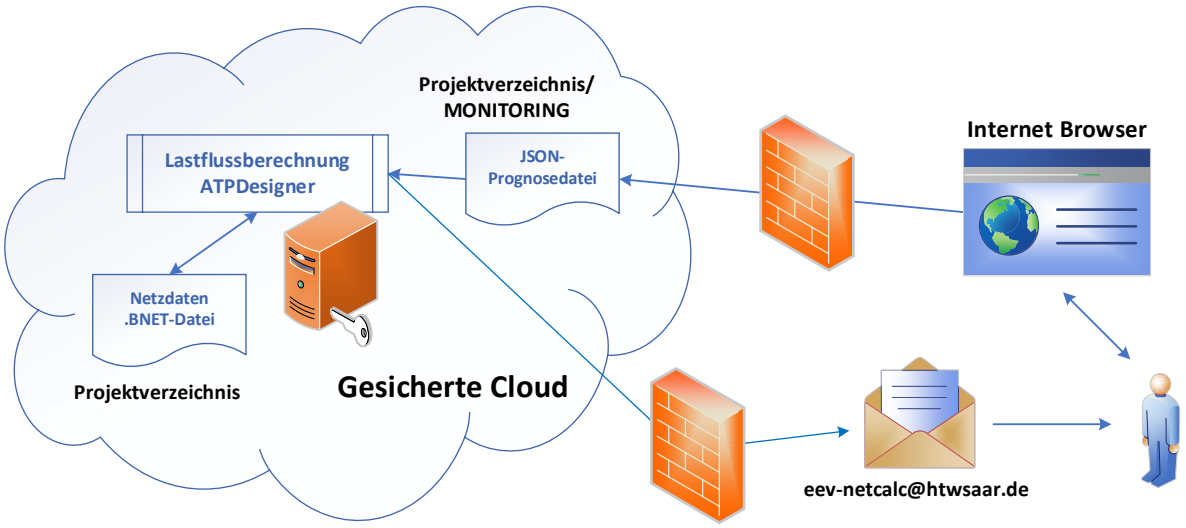


Abbildung 112: Automatisierte Netzberechnung als gesicherter Cloud-Service

18.1 Verarbeitung der JSON-Prognosedatei

Die Verarbeitung der **JSON-Prognosedatei** selbst sowie jeder einzelnen Sektion kann durch den Anwender aktiviert oder deaktiviert werden. Der Einstelldialog ist nachfolgend dargestellt.

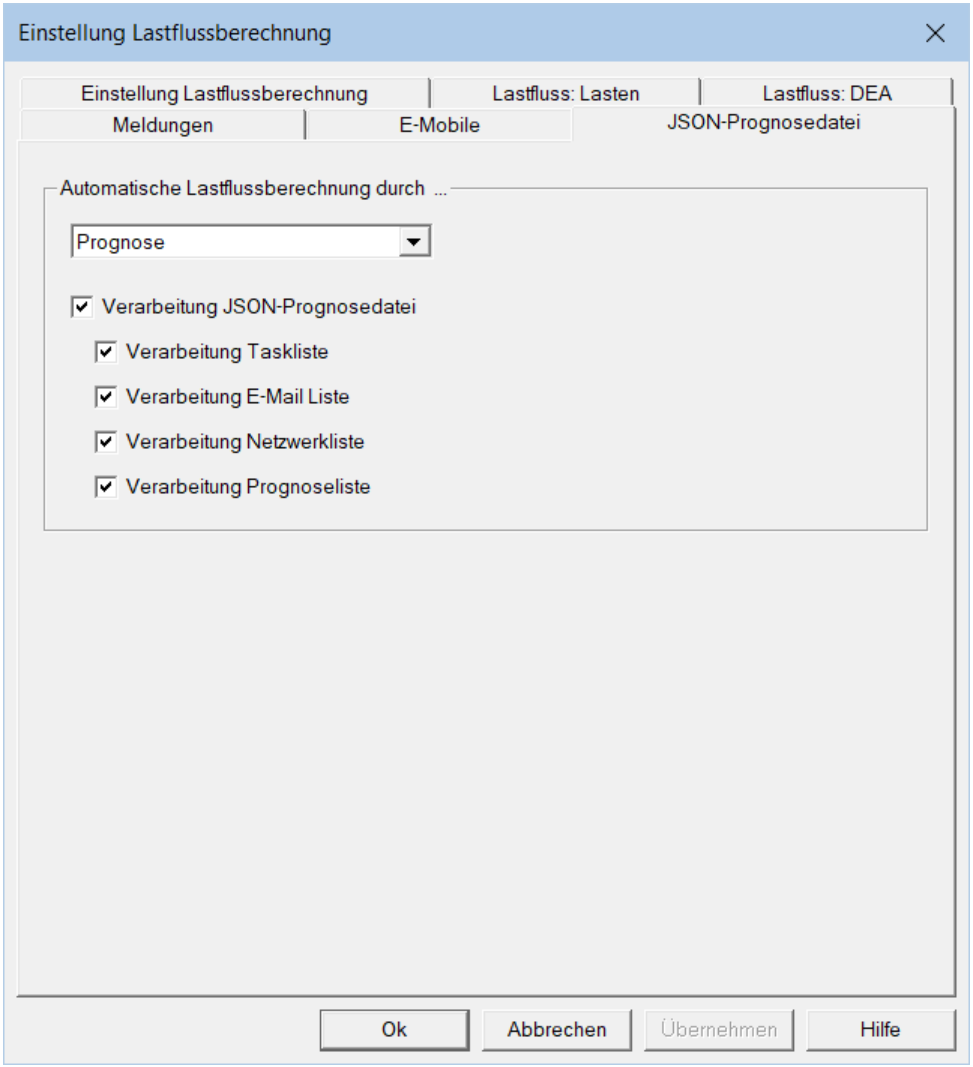


Abbildung 113: Einstellung Lastflussberechnung – Registerkarte *JSON-Prognosedatei*

Einstellwert	Bedeutung
Verarbeitung JSON-Prognosedatei	Die Verarbeitung der **JSON-Prognosedatei** mit allen darin enthaltenen Sektionen wird aktiviert oder deaktiviert.
Verarbeitung Taskliste	Die Verarbeitung der **Sektion Taskliste** wird aktiviert oder deaktiviert.
Verarbeitung E-Mail Liste	Die Verarbeitung der **Sektion E-Mail Liste** wird aktiviert oder deaktiviert.
Verarbeitung Netzwerkliste	Die Verarbeitung der **Sektion Netzwerkliste** wird aktiviert oder deaktiviert.
Verarbeitung Prognoseliste	Die Verarbeitung der **Sektion Prognoseliste** wird aktiviert oder deaktiviert.

19 Lastflussberechnung und Netzauslastungsanalyse

Das Ziel der **Netzauslastungsanalyse** ist es, die Stromauslastung der Betriebsmittel sowie die Spannungen an den Netzknoten im fehlerfreien Normalbetrieb zu berechnen und unter Berücksichtigung von Normen oder Richtlinien zu bewerten. Die Netzauslastungsanalyse kann grundsätzlich in die **Netzzustandsanalyse** und die **Netzzustandsdiagnose** unterteilt werden.

19.1 Netzzustandsanalyse

Die Netzzustandsanalyse führt Berechnungen des Stromnetzes durch und ermittelt netzphysikalische Größen wie z.B. Spannungen, Ströme, Leistungen, etc.

- Modell des Stromnetzes mit Bezugs- und Einspeiseanlagen mit den elektrischen Komponenten R, L und C
- Berechnung für den (fehlerfreien) Normalbetrieb
- Verwendung z.B. des Knotenpotentialverfahrens
- Berechnung der Spannungen $\underline{U}_{L123}$ und Ströme $\underline{I}_{L123}$, Leistungen $\underline{S}$, P, Q
- Berechnung der Leistungsflüsse

Die Netzauslastungsanalyse in ATPDesigner verwendet die Lastflussberechnung als Berechnungsverfahren. Die Lastflussberechnung basiert auf dem Verfahren der Stromiteration mit Knotenpotentialanalyse.

19.2 Netzzustandsdiagnose

In der Netzzustandsdiagnose werden die Ergebnisse der Netzzustandsanalyse z.B. mit Normen und Richtlinien verglichen und bewertet. Das Ergebnis liefert eine netzphysikalisch fundierte Aussage über den Netzzustand. Nachfolgend einige Beispiele.

- Bewertung des Netzzustandes mit Normen und Richtlinien z.B. nach VDE 0276 [11], EN 50160 [27], BDEW-Ampelkonzept [22], etc. hinsichtlich der Überlastung von Betriebsmitteln und unzulässiger Knotenspannungen
- Netzengpassanalyse
- (N-1) - Netzausfallanalyse

Basierend auf der Lastflussberechnung sind in ATPDesigner eine Vielzahl von Verfahren verfügbar, um eine Netzauslastungsanalyse durchzuführen. Die Definition der Leistungen für die Randknoten eines Stromnetzes, d.h. die Definition der **Verbraucherlasten** und **Erzeugungsanlagen (DEA)** ist hier von zentraler Bedeutung, um den Lastfluss in Stromnetzen fundiert berechnen zu können. Diese Definition wird oftmals als **Lastmodellierung** bezeichnet, die sich wiederum in die Lastaufbereitung und die Lastkalibrierung unterteilen lässt.

19.2.1 Lastmodellierung

Die **Lastmodellierung** hat das Ziel, für die im Stromnetz vorhandenen Bezugs- und Einspeiseanlagen wie z.B. Solarstromanlagen, Haushalte, Gewerbe, etc. aber auch E-Mobile und Solarstromanlagen die Wirkleistung P und Verschiebungsfaktor cos φ oder Blindleistung Q realitätsnah festzulegen.

19.2.2 Lastaufbereitung

Die **Lastaufbereitung** hat das Ziel, für alle Randknoten des Stromnetzes die Bezugs- oder Einspeiseleistung realitätsnah festzulegen. Es kann hier grundsätzlich zwischen einer zeitlich konstanten Leistung (**Planungslast**) und einer zeitveränderlichen Leistung (**Zeitreihen**) unterschieden werden.

Im Falle der Lastaufbereitung mit **Planungslast** kann mit Hilfe von Schleppzeigermesswerten und Gleichzeitigkeitsfaktoren die vermutete Lastsituation des Stromnetzes an die reale Lastsituation angenähert werden. Als Ergebnis werden Teillastfaktoren zur Skalierung der Bezugs- und Einspeiseanlagen ermittelt.

Im Falle der Lastaufbereitung mit **Zeitreihen** (Lastprofile oder Prognosen) wird das zeitliche Verhalten der Bezugs- und Einspeiseanlagen mit je Zeitintervall als konstant angenommene Leistungen nachgebildet. Dazu wird i.a. der betrachtete Zeitraum in äquidistante Zeitintervalle aufgeteilt. Nach VDEW [23] werden 15min-Zeitintervalle verwendet.

In der nachfolgenden Tabelle sind die verschiedenen Möglichkeiten der Lastaufbereitung enthalten.

Bezeichner	Lastaufbereitung	Betriebsart der Lastmodellierung
SLP_1	Standardlastprofile nach VDEW [23]	Lastprofil
SLP_3	Anlagenspezifische Lastprofile mit Anlagen-Identifier (ID)	Lastprofil
SLP_HP	Mehrspaltiges Lastprofil für Wärmepumpen	Lastprofil
JSON	JSON-Prognosedatei mit 15min – Leistungswerten in Anlehnung an VDEW [23]	Prognose
P_n,S_n	Konstante Wirk- bzw. Scheinleistung	Konstantleistung
P_n,S_n (Anlage)	Anlagenliste mit konstanter Wirk- bzw. Scheinleistung	Konstantleistung
PVGIS	JSON-Datei mit 15min – Leistungswerten in Anlehnung an VDEW [23]	Lastprofil

19.2.3 Lastkalibrierung

Die **Lastkalibrierung** hat das Ziel, durch Verwendung von Informationen aus dem Stromnetz wie z.B. Messwerte von Spannungen, Strömen oder Leistungen und/oder Gleichzeitigkeitsfaktoren die Leistungen der Lastaufbereitung an die tatsächliche Bezugs- und Einspeisesituation im Stromnetz angepasst. Nachfolgend einige Beispiele.

- Schleppzeigermesswerte der Einspeisetransformatoren

- Gleichzeitigkeitsfaktoren für E-Mobile, Wohneinheiten (z.B. Einfamilienhaus versus Mehrfamilienhaus) oder Solarstromanlagen

19.3 Normative Grundlagen

Ausgewählte normativen Vorgaben und Richtlinien werden zur Netzzustandsbewertung der Stromnetze durch ATPDesigner verwendet. Die Ergebnisse der Netzzustandsdiagnose werden durch ATPDesigner u.a. in einem **Bericht** [21], der mit Standardtextverarbeitungssystemen weiterverarbeitet werden kann, dokumentiert. Die wichtigsten normativen Vorgaben und Richtlinien als Grundlage der Netzzustandsdiagnose werden in nachfolgenden Kapiteln erläutert.

Die nachfolgende Tabelle zeigt beispielhaft einen Ausschnitt aus einem **Bericht** [21] zu einer Netzzustandsdiagnose.

Netzzustandsanalyse: Leitungen			
Leitung: Bewertung nach	**uneingeschränkt zulässig**	**eingeschränkt zulässig**	**unzulässig**
VDE 0276	96	---	0
BDEW Ampelkonzept	96	0	0
EN 50160	96	---	0

Tabelle 9: Ausschnitt aus einem Bericht mit Ergebnissen der Netzzustandsdiagnose

Auch werden Ergebnisse der Netzzustandsanalyse z.B. durch Einfärbung der Betriebsmittel direkt in der Netzgrafik visualisiert.

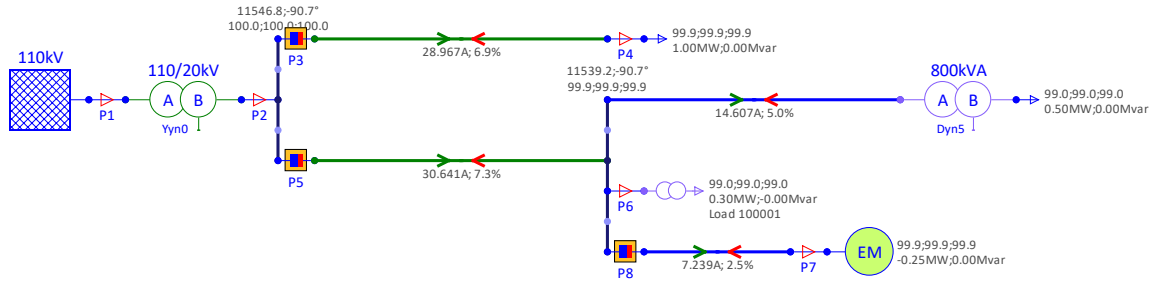
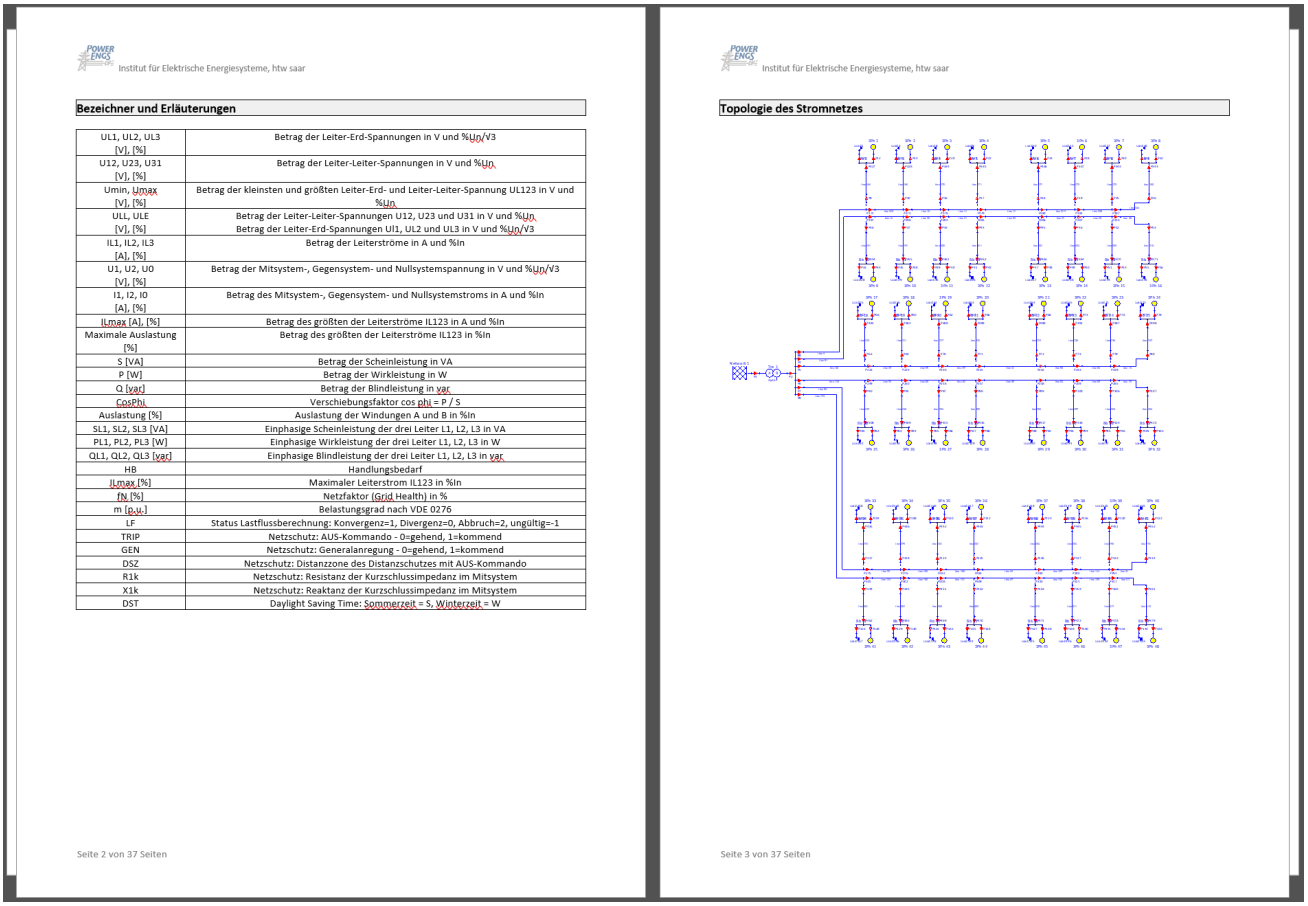


Abbildung 114: Beispiel eines synthetischen Referenznetzes mit Ergebnissen

Die nachfolgende Abbildung zeigt einen Ausschnitt aus einem von ATPDesigner automatisiert erstellten Bericht.



Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

Bezeichner und Erläuterungen

UL1, UL2, UL3 [V], [%]	Betrag der Leiter-Erd-Spannungen in V und %$U_n/\sqrt{3}$
U12, U23, U31 [V], [%]	Betrag der Leiter-Leiter-Spannungen in V und %U_n
Umin, Umax [V], [%]	Betrag der kleinsten und größten Leiter-Erd- und Leiter-Leiter-Spannung UL123 in V und %U_n
ULL, ULE [V], [%]	Betrag der Leiter-Leiter-Spannungen U12, U23 und U31 in V und %U_n Betrag der Leiter-Erd-Spannungen UI1, UL2 und UL3 in V und %$U_n/\sqrt{3}$
IL1, IL2, IL3 [A], [%]	Betrag der Leiterströme in A und %In
U1, U2, U0 [V], [%]	Betrag der Mitsystem-, Gegensystem- und Nullsystemspannung in V und %$U_n/\sqrt{3}$
I1, I2, I0 [A], [%]	Betrag des Mitsystem-, Gegensystem- und Nullsystemstroms in A und %In
ILmax [A], [%]	Betrag des größten der Leiterströme IL123 in A und %In
Maximale Auslastung [%]	Betrag des größten der Leiterströme IL123 in %In
S [VA]	Betrag der Scheinleistung in VA
P [W]	Betrag der Wirkleistung in W
Q [var]	Betrag der Blindleistung in var
CosPhi	Verschiebungsfaktor cos phi = P / S
Auslastung [%]	Auslastung der Windungen A und B in %In
SL1, SL2, SL3 [VA]	Einphasige Scheinleistung der drei Leiter L1, L2, L3 in VA
PL1, PL2, PL3 [W]	Einphasige Wirkleistung der drei Leiter L1, L2, L3 in W
QL1, QL2, QL3 [var]	Einphasige Blindleistung der drei Leiter L1, L2, L3 in var
HB	Handlungsbedarf
ILmax [%]	Maximaler Leiterstrom IL123 in %In
fN [%]	Netzfaktor (Grid Health) in %
m [p.u.]	Belastungsgrad nach VDE 0276
LF	Status Lastflussberechnung: Konvergenz=1, Divergenz=0, Abbruch=2, ungültig=-1
TRIP	Netzschutz: AUS-Kommando - 0=gehend, 1=kommend
GEN	Netzschutz: Generalanregung - 0=gehend, 1=kommend
DSZ	Netzschutz: Distanzzone des Distanzschutzes mit AUS-Kommando
R1k	Netzschutz: Resistanz der Kurzschlussimpedanz im Mitsystem
X1k	Netzschutz: Reaktanz der Kurzschlussimpedanz im Mitsystem
DST	Daylight Saving Time: Sommerzeit = S, Winterzeit = W

Seite 2 von 37 Seiten

Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

Topologie des Stromnetzes

Seite 3 von 37 Seiten

Abbildung 115: Auszug aus einem Bericht [21]

19.3.1 DIN EN 50160

Die DIN EN 50160 [27] mit dem Titel **Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen** „*definiert, beschreibt und spezifiziert die wesentlichen Merkmale der Versorgungsspannung an der Übergabestelle zum Netznutzer in öffentlichen Nieder-, Mittel- und Hochspannungs-Wechselstrom-Versorgungsnetzen unter normalen Betriebsbedingungen*“ [27]. Zu diesen Merkmalen gehören die Frequenz, die Höhe, die Kurvenform und auch die Symmetrie der Leiterspannungen.

- **Symmetrie der Versorgungsspannung**
  Die Versorgungsspannung ist im Normalbetrieb symmetrisch, wird aber durch einphasige Verbraucher und Fehler im Netzbetrieb verzerrt. Diese Verzerrung der Spannung ist bis zu einem maximalen Effektivwert der Gegensystemkomponente U_2/U_1 = 2% der Mitsystemkomponente zulässig, wobei dieses Kriterium lediglich für 95% aller 10min Mittelwerte eines beliebigen Wochenintervalls erfüllt sein muss. Das gilt in allen Spannungsebenen.

- **Langsame Spannungsänderung**
  Das Spannungsband für die Niederspannung und die Mittelspannung ist durch eine maximale Abweichung des Effektivwertes der Leiter-Erdspannung von ±10% von der Nennspannung U_n festgelegt (Nennspannung Niederspannung U_n = 400V). Für Niederspannung und Mittelspannung unterscheiden sich jedoch die Prüfbedingungen und die absoluten Grenzwerte der Spannung. In der NS müssen mindestens 95% der 10-min Mittelwerte des Effektivwertes der Spannung

innerhalb einer Woche im oben definierten Spannungsband liegen. Für darüberhinausgehende Abweichungen gelten die absoluten Grenzen +10%U_n und -15%U_n. In der Mittelspannung müssen jedoch mindestens 99% der 10min Mittelwerte des Effektivwertes der Spannung innerhalb einer Woche im ±10% Spannungsband liegen. Für darüberhinausgehende Abweichungen gelten als absoluten Grenzen ±15%U_n. Für die Hochspannung sind in der DIN EN 50160 keine Angaben zum Spannungsband enthalten. Für die Hochspannung gilt der Spannungsbereich von 90% der Nennspannung bis 111,8% der Nennspannung. gemäß Artikel 27 der EU-Verordnung 2017/1485 der Kommission vom 2. August 2017 zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb.

In der Norm wird u.a. festgelegt, dass die Änderung der Versorgungsspannung unter normalen Betriebsbedingungen nicht größer als ±10% der vereinbarten Versorgungsspannung U_c sein darf. Im Normalfall entspricht die vereinbarte Versorgungsspannung U_c der Nennspannung U_n, außer es liegen entsprechende Vereinbarungen zwischen dem Netzbetreiber und dem Netznutzer vor.

19.3.2 DIN VDE 0276-1000

Die Norm DIN VDE 0276-1000 [11] „*enthält allgemeine Hinweise zur Ermittlung der Strombelastbarkeit von Starkstromkabeln, die in Erde oder frei in Luft verlegt sind.*“ (1995-06) Mithilfe dieser Norm wird in der Folge eine Bewertung der Auslastung der verschiedenen Leitungen durchgeführt. Die Belastbarkeit I_Z einer Leitung berechnet sich nach der DIN VDE 0276-1000 aus dem Produkt des Bemessungsstroms I_r und den Umrechnungsfaktoren f_1 und f_2. Für die Ströme werden „*sinusförmige, symmetrisch auf die belastenden Leiter aufgeteilte Ströme mit einer Frequenz von 50 Hz angenommen.*“ (1995-06)

$$I_Z = I_r \cdot f_1 \cdot f_2$$

Bei Verlegung der Kabel in Erde müssen die Umrechnungsfaktoren f_1 und f_2 berücksichtigt werden, bei Verlegung in Luft unter den Normalbedingungen besitzen sie beide den Wert 1. Für den Fall, dass die Temperatur von der vereinbarten Normaltemperatur abweicht, wird der Faktor f_1 angepasst. Der Faktor f_2 bringt z.B. den Einfluss gehäufter Leitungsverlegung mit in die Gleichung ein. Außerdem sind die Umrechnungsfaktoren f_1 und f_2 vom spezifischen Erdbodenwärmewiderstand und vom Belastungsgrad m abhängig.

19.3.3 VDE 0532-76-1

Die Norm VDE 0532-76-1 [38] legt allgemeinen Randbedingungen für den Betrieb von Transformatoren fest. Außerdem werden Begriffe definiert. Bei Transformatoren gibt der Hersteller eine Bemessungsscheinleistungen des Transformators bei üblichen Betriebsbedingungen an, die für den Dauerbetrieb bei Bemessungsspannung gilt. Liegen unübliche Betriebsbedingungen vor, wie z.B. alternative Kühlverfahren, Betrieb bei einer anderen als der Bemessungsspannung, eingeschränkte Belüftung etc. vor, so sind diese dem Hersteller des Transformators anzugeben. Die Spezifikationen für den Betrieb des Transformators müssen unter solchen Umständen individuell zwischen Hersteller und Stromnetzbetreiber vereinbart werden.

⇨ **Bemessungsdaten** sind in Anlehnung an DIN 40200 [39] Zahlenwerte, die den Größen zugeordnet sind, die den Betrieb des Transformators unter den in VDE 0532-76-1 [38] festgelegten Bedingungen kennzeichnen, die der Hersteller garantiert und auf denen die Prüfungen des Transformators basieren.

Die definierte Bemessungsleistung eines Transformators gilt für festgelegte Grenzen der Kühlmitteltemperatur, Dauerbetrieb und einer normalen Lebensdauererwartung. Da Transformatoren im Netzbetrieb oft im Teillastbetrieb arbeiten und sich in vielen Stunden des Jahres die Kühlmitteltemperatur unterhalb ihrer Grenztemperatur befindet ergibt sich hierbei eine Belastungsreserve. Grundsätzlich dürfen nach VDE 0532-76-1 [38] Transformatoren über ihrer Bemessungsleistung betrieben werden (Notbetrieb). Dies kann eine beschleunigte Alterung nach sich ziehen. Man spricht von einem Lebensdauerverbrauch. Näheres dazu regeln die Teile der Reihe VDE 0532.

- Bemessungsleistung S_r
  „*Der Transformator muss im Dauerbetrieb in der Lage sein, die Bemessungsleistung (bei einem Mehrwicklungstransformator: die festgelegte(n) Kombination(en) der Wicklungsbemessungsleistungen) unter Bedingungen zu führen, die in Abschnitt 4 beschrieben sind, ohne die in IEC 60076-2 festgelegten Grenzwerte für die Übertemperaturen von flüssigkeitsgefüllten Transformatoren zu überschreiten.*“ [38]

- Bemessungsspannung U_r
  Nach DIN 40200 wird die Bemessungsspannung definiert als „*der Effektivwert der größten Außenleiterspannung, der der höchsten Netzspannung entspricht, für die ein Betriebsmittel bemessen ist.*“ [38]

  „*Wenn bei einem Transformator die Bemessungsspannung an die Primärwicklung gelegt wird und über die Anschlüsse einer Sekundärwicklung der Bemessungsstrom fließt, nimmt der Transformator für dieses Wicklungspaar die entsprechende Bemessungsleistung auf.*“ [38]

- Bemessungsstrom I_r
  „*der über einen Leiteranschluss einer Wicklung fließende Strom, der aus der Bemessungsleistung S_r und der Bemessungsspannung U_r dieser Wicklung bestimmt wird*“. [38]

  $$I_{Lmax} = I_r$$

Im Rahmen der Netzzustandsdiagnose wird angenommen, dass Transformatoren immer unter üblichen Betriebsbedingungen betrieben werden. Es wurde daher angenommen, dass ein Dauerbetrieb der Transformatoren Innerhalb der Grenzen der Bemessungsdaten zulässig ist.

19.3.4 BDEW-Ampelkonzept[10]

Im BDEW-Ampelkonzept[10] werden die Netzzustände in verständliche Ampelhasen unterteilt. Laut dem Smart-Grids-Ampelkonzept basierend auf der Einteilung des BDEW[9], der die Netzzustände in drei verschiedene Ampelphasen unterteilt, ergibt sich die nachfolgende Tabelle.

	GRÜN Marktphase	GELB Übergangsphase	ROT Netzstabilität gefährdet
Strom I_{Lmax}/I_z	0 % bis 80 %	80 % bis 100 %	> 100 %
Spannung $(U_{LL}/U_n) - 1$	+/- 8 %	-10 % bis -8 % +8 % bis +10 %	< -10 % > +10 %

Tabelle 10: Die drei Ampelphasen in Anlehnung an BDEW[10]

- I_Z : Belastbarkeit der Betriebsmittel nach DIN VDE 0276-1000 [11]
- I_{Lmax} : Maximaler Betrag der Leiterströme I_{L1}, I_{L2} und I_{L3}

Die Anwendung beschreibt hier beispielhaft die Leiter-Leiter-Spannung U_{LL}/U_n. Bei Verwendung der Leiter-Erd-Spannung $U_{LE} = U_{LL}/\sqrt{3}$ gelten die gleichen Grenzen. Es wird ein symmetrischer Netzzustand angenommen.

Innerhalb der **grünen** Ampelphasen werden keine Maßnahmen durch den Stromnetzbetreiber ergriffen. In der **roten** Ampelphase dagegen ist wegen einer Gefährdung der Netzsicherheit z.B. durch einen Kurzschluss ein Eingreifen des Stromnetzbetreibers in Form von Netzsicherungsmaßnahmen unerlässlich, da sonst Personen oder Betriebsmittel geschädigt werden könnten. Ziel ist es hierbei die Gefährdung der Netzsicherheit zu beenden und das Stromnetz möglichst schnell wieder in einen sicheren Betriebszustand, möglichst in die grüne Ampelphase zu führen. Zwischen der **roten** und **grünen** Ampelphase ist die sogenannte **gelbe** Ampelphase vorgesehen. Diese Ampelphase wird als Interaktionsphase bezeichnet. Befindet sich der Netzzustand in der **gelben** Ampelphase, dann darf der Stromnetzbetreiber aktiv in den Netzzustand eingreifen, um einen sich anbahnenden unzulässigen Netzzustand mit **roter** Ampelphase zu verhindern. Dies kann erreicht werden, indem er den Netzzustand durch Maßnahmen, d.h. den Einsatz von Flexibilitäten, verbessert oder zumindest so weit stabilisiert, dass sich der Netzzustand nicht weiter verschlechtert.

Die Grenzen der Ampelphasen sind durch technische Grenzwerte definiert. Beim **Strom** liegt der technische Grenzwert nach DIN VDE 0276-1000 [11] bei 100% der Belastbarkeit I_Z des begrenzenden Betriebsmittels (Netzengpass) in einem Stromkreis.

Bei der **Spannung** liegen die Grenzwerte bei ±10% der Nennspannung U_n oder der vereinbarten Betriebsspannung U_b gemäß EN 50160 [27]. Die Grenzen liegen hier nach oben und nach unten,

$$U_{LL} = \left[90\% \cdot U_n, 110\% \cdot U_n\right]$$

[9] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., www.bdew.de

[10] Konkretisierung des Ampelkonzeptes im Verteilungsnetz; Diskussionspapier; Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, BDEW; Berlin, 10, Februar 2017

da auch Unterspannungen

$$U_{LL} < 90\% \cdot U_n$$

einen Ausfall von angeschlossenen Geräten verursachen können und als Versorgungsunterbrechung zählen. Für einen Transformator mit dem Bemessungsstrom I_r gilt:

$$I_{Lmax} = I_r$$

19.4 Netzzustandsanalyse und Lastmodellierung

Netzzustandsanalysen können mit den Netzwerkelementen **Erzeugungsanlage (DEA)** und **Verbraucherlast** grundsätzlich mit **Planungslast** oder **Zeitreihen** durchgeführt werden. In der nachfolgenden Tabelle ist der Zusammenhang zwischen den Berechnungsverfahren und den verfügbaren Modellen zur Nachbildung von **Erzeugungsanlage (DEA)** und **Verbraucherlast** enthalten.

⇨ Die **Rückfallebenen** entsprechend der nachfolgenden Kapitel werden in der nachfolgenden Tabelle mit **R** gekennzeichnet.

Verfahren	Erzeugungsanlage (DEA) [Bd. 2]					Verbraucherlast [Bd. 2]				
	P_n,S_n	SLP_1	SLP_3	JSON	PVGIS	P_n,S_n	SLP_1	SLP_3	SLP_HP	JSON
Lastflussberechnung	x	---	---	---	---	x	---	---	---	---
Lastfluss: Lastprofile	R	x	x	x	x	R	x	x	x	x
Lastfluss: Prognose	R2	R1	R1	x	R1	R2	R1	R1	R1	x
Lastfluss: Messwertskalierung	R	x	x	---	x	R	x	x	x	---
N-1 Netzzustandsanalyse	x	---	---	---	---	x	---	---	---	---
E-Mobile: Fahrplanberechnung	R	x	x	---	x	R	x	x	x	---
E-Mobile: Lastfluss, Reichweite, Ranking	x	---	---	---	---	(x)	---	---	---	---
Flexibilitäten: Netzengpassanalyse	x	---	---	---	---	x	---	---	---	---

Flexibilitäten: Wirkungsbereich	--- 100 A	---	---	---	---	x	---	---	---	---
Flexibilitäten: Elektromobil (Brute-Force)	x	---	---	---	---	x	---	---	---	---
Flexibilitäten: Solarstromanlagen (Brute-Force)	x	---	---	---	---	x	---	---	---	---

Tabelle 11: Lastflussberechnung – P_n,S_n, Lastprofile und Prognosedaten

19.5 Rückfallebenen der Lastmodellierung: *Lastfluss: Prognose*

In der nachfolgenden Tabelle sind die Rückfallebenen der Lastmodellierung der Netzwerkelemente **Erzeugungsanlage (DEA)** und **Verbraucherlast** angegeben, die im Verfahren **Lastfluss: Prognose** verwendet wird.

- ⇨ Ist bei einem Netzwerkelement als Betriebsart der Lastmodellierung **Prognose** eingestellt aber keine Prognosedatei vorhanden, dann wird das Verfahren nicht ausgeführt und mit einer Fehlermeldung beendet.

- ⇨ Ist bei einem Netzwerkelement als Betriebsart der Lastmodellierung **Prognose** eingestellt und eine Prognosedatei vorhanden, dann wird das Verfahren nicht ausgeführt und mit einer Fehlermeldung im **Meldungsfenster** beendet, wenn eine ID in der Prognosedatei fehlt, einem Zeitwert (15min-Intervall) kein Leistungswert zugeordnet ist oder das Format der .JSON-Datei fehlerhaft ist.

  Gleiches gilt, wenn die Zeitreihen der Anlagen nicht übereinstimmen, Zeitstempel nicht aufsteigend sortiert in 15min-Schritten angeordnet sind oder Zeitstempel enthalten sind, die keinem zulässigen 15min-Intervall entsprechen.

- ⇨ Bei dem Verfahren **Lastfluss: Prognose** können alternativ auch die Betriebsarten der Lastmodellierung **Lastprofil** (Rückfallebene R1, niedrigere Priorität als Prognose) oder **Konstantleistung** (Rückfallebene R2, niedrigere Priorität als Lastprofil) eingestellt werden, beispielweise wenn keine Prognosedaten für ein Netzwerkelement oder eine Messstelle zur Verfügung stehen. Die Behandlung dieser Netzwerkelemente/Messstellen während der Ausführung von **Lastfluss: Prognose** erfolgt dann analog zu den Verfahren Lastfluss: Lastprofil oder Lastflussberechnung.

19.6 Rückfallebenen der Lastmodellierung: *Lastfluss: Lastprofil*

In der nachfolgenden Tabelle sind die Rückfallebenen der Lastmodellierung der Netzwerkelemente **Erzeugungsanlage (DEA)** und **Verbraucherlast** angegeben, die im Verfahren **Lastfluss: Lastprofil** verwendet wird.

- ⇨ Ist bei einem Netzwerkelement als Betriebsart der Lastmodellierung **Lastprofil** eingestellt und keine passende Lastprofildatei oder eine Lastprofildatei mit fehler-

hafter Syntax vorhanden, dann wird das Verfahren nicht ausgeführt und mit einer Fehlermeldung im **Meldungsfenster** beendet. Gleiches gilt, wenn ein Zeitwert (15min-Intervall) nicht gefunden wird.

⇨ Ist bei einem Netzwerkelement als Betriebsart der Lastmodellierung **Lastprofil** eingestellt und eine Lastprofildatei mit korrekter Syntax vorhanden, dann wird das Netzwerkelement[11] mit einem Wirkleistungswert P = 0W nachgebildet, d.h. für des jeweilige 15min-Intervall deaktiviert, wenn in der Lastprofildatei zwar ein passender Zeitwert, aber kein zugeordneter Leistungswert (für das 15min-Intervall) gefunden wird.

⇨ Ist bei einem Netzwerkelement als Betriebsart der Lastmodellierung **Prognose** eingestellt und wird das Verfahren **Lastfluss: Lastprofil** ausgeführt, erfolgt die Behandlung dieser Netzwerkelemente/Messstellen analog zu dem Verfahren Lastfluss: Prognose. Das Netzwerkelement[12] wird deaktiviert, wenn in der Prognosedatei der passende Zeitwert (15min-Intervall) nicht gefunden wird. Es wird eine Fehlermeldung im **Meldungsfenster** ausgegeben, das Verfahren wird aber ausgeführt. Bei dem Verfahren **Lastfluss: Lastprofil** ist es zulässig, wenn in der Prognosedatei 15min-Intervalle innerhalbe der Zeitreihe ausgelassen werden.

⇨ Bei dem Verfahren **Lastfluss: Lastprofil** kann alternativ auch die Betriebsart der Lastmodellierung **Konstantleistung** (Rückfallebene R, niedrigere Priorität als Lastprofil) für ein Netzwerkelement eingestellt werden, beispielweise wenn kein geeignetes Lastprofil für ein Netzwerkelement oder eine Messstelle zur Verfügung steht. Die Behandlung dieser Netzwerkelemente während der Ausführung von Lastfluss: Lastprofil erfolgt dann analog zu dem Verfahren Lastflussberechnung.

19.7 Rückfallebenen der Lastmodellierung: *Lastflussberechnung*

In der nachfolgenden Tabelle sind die Rückfallebenen der Lastmodellierung der Netzwerkelemente **Erzeugungsanlage (DEA)** und **Verbraucherlast** angegeben, die im Verfahrens **Lastflussberechnung** verwendet wird.

⇨ Ist bei einem Netzwerkelement als Betriebsart der Lastmodellierung **Prognose** oder **Lastprofil** eingestellt und wird das Verfahren **Lastflussberechnung** ausgeführt, dann wird das Netzwerkelement mit einer konstanten Wirk- bzw. Scheinleistung gemäß der Registerkarte „Allgemeine Daten“ nachgebildet. Ggf. hinterlegte Prognose- oder Lastprofildateien werden nicht berücksichtigt.

⇨ Ist bei einem Netzwerkelement als Betriebsart der Lastmodellierung **Konstantleistung** eingestellt, wird aber das Verfahren **Lastfluss: Prognose** oder **Lastfluss: Lastprofil** ausgeführt, dann wird dieses Netzwerkelement über die gesamte Zeitdauer (mehrere 15min-Intervalle) der Lastflussberechnung mit Prognosen oder

[11] Bei einer **Verbraucherlast** mit mehreren Messstellen wird nur die betroffene Messstelle mit der Betriebsart der Lastmodellierung **Lastprofil** deaktiviert. Die übrigen Messstellen werden gemäß ihrer Betriebsart der Lastmodellierung berücksichtigt.

[12] Bei einer **Verbraucherlast** mit mehreren Messstellen wird nur die betroffene Messstelle mit der Betriebsart der Lastmodellierung **Prognose** deaktiviert. Die übrigen Messstellen werden gemäß ihrer Betriebsart der Lastmodellierung berücksichtigt.

Lastprofilen mit einer konstanten Wirk- bzw. Scheinleistung gemäß der Registerkarte „Allgemeine Daten“ nachgebildet. Ggf. hinterlegte Prognose- oder Lastprofildateien für dieses Netzwerkelement werden nicht berücksichtigt.

20 Netzautomatisierung

ATPDesigner bietet dem Anwender die Möglichkeit, Komponenten für die Netzautomatisierung in ein Stromnetz zu integrieren und während einer Lastflussberechnung ähnlich der Einstellung des Stufenschalters eines Transformatorspannungsreglers einzustellen. Im

- ⇨ Die Netzwerkelemente für Netzautomatisierung sind Teil der **Logikfunktionen für die Schutztechnik** [Bd. 2].

- ⇨ Weitere Beispiele zur Netzautomatisierung sind in Kapitel **30 Anwendungsbeispiele** enthalten.

20.1 Beispiel: Steuerung des Teillastfaktors einer *Erzeugungsanlage (DEA)*

Die **Erzeugungsanlage (DEA)** kann mit Hilfe des Zusatzknotens Steuerung an die Komponenten der **Schutzlogik** oder die **Netzautomatisierung** [Bd. 2] angeschlossen werden. Die Funktion des Zusatzknotens ist abhängig von der Einstellung der **Verbindung** (**Messleitung**) [Bd. 2] zwischen einem Netzwerkelement der Schutzlogik oder Netzautomatisierung.

Die nachfolgende Abbildung zeigt als Beispiel die Steuerung einer **Erzeugungsanlage (DEA)** durch das Netzwerkelement **G1** der **Schutzlogik**, das hier als Komponente zur Netzautomatisierung verwendet wird. An den beiden **Mess/Schutzgeräten** **P3** und **P5** werden die Wirkleistungen gemessen und mit dem Netzwerkelement **G1** der Teillastfaktor der **Erzeugungsanlage (DEA)** während der Lastflussberechnung eingestellt.

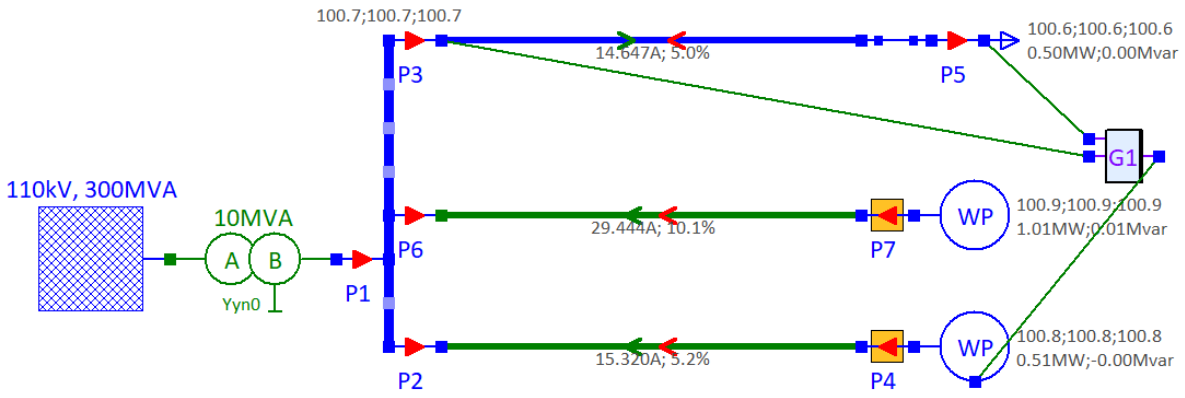


Abbildung 116: Zusatzknoten Steuerung – Beispiel einer Netzautomatisierung

Die Funktion, mit der die Erzeugungsanlage (DEA) gesteuert wird, kann durch einen **Left Mouse Button Double Click** auf die **grüne Verbindung** (**Messleitung**) zwischen dem Zusatzknoten und dem Ausgangsknoten des Netzwerkelementes **G1** eingestellt werden.

21 Prüfung von Netzschutzkonzepten

ATPDesigner eignet sich in besonderer Weise, Netzschutzkonzepte zu prüfen. Im Folgenden werden Hinweise gegeben, die für die Prüfung von Netzschutzkonzepten relevant sind und die Funktionen zur Prüfung von Netzschutzkonzepten in ATPDesigner erläutert.

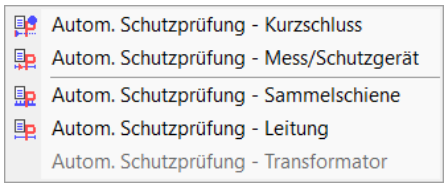
⇨ Es wird darauf hingewiesen, dass Hinweise und Prüffunktionen nicht vollständig im Sinne einer alle Aspekte umfassenden Prüfung eines Netzschutzkonzeptes sind.

Die folgenden Einstelldialoge sind im Zusammenhang mit den Prüfungen von Netzschutzkonzepten besonders zu beachten.

Hauptmenü	Menüpunkt	Einstelldialog (Registerkarte)
ATP	**Einstellung Kurzschluss**	**Kurzschluss definieren**
Netzschutz	**Einstellungen Netzschutz**	**Netzschutz Analyse** **Netzschutz** **Kurzschluss** **Meldungen**

In der nachfolgenden Abbildung zeigt beispielhaft Funktionen zur automatisierten Prüfung von Netzschutzkonzepten sowie die Darstellung der Ergebnisse direkt in der Netzgrafik.

- Hauptmenü **Netzschutz**
- Menüpunkt **Netzschutz prüfen**



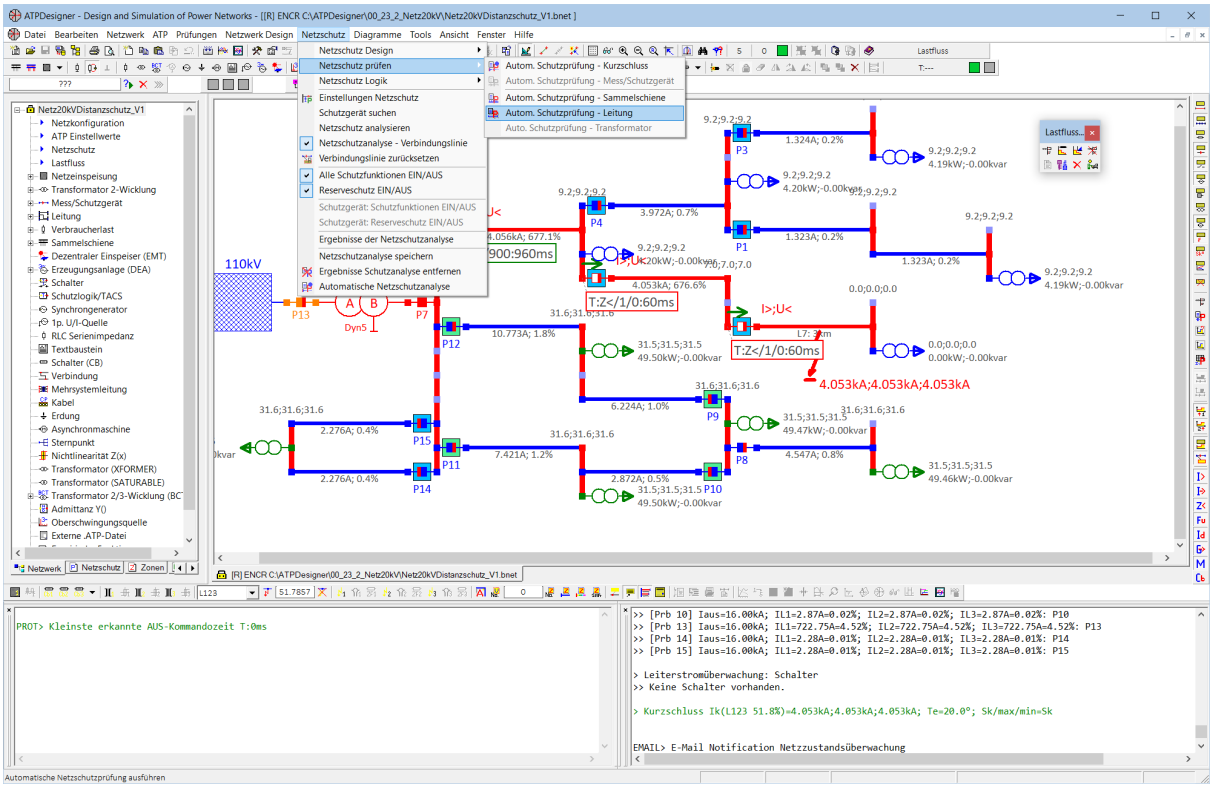
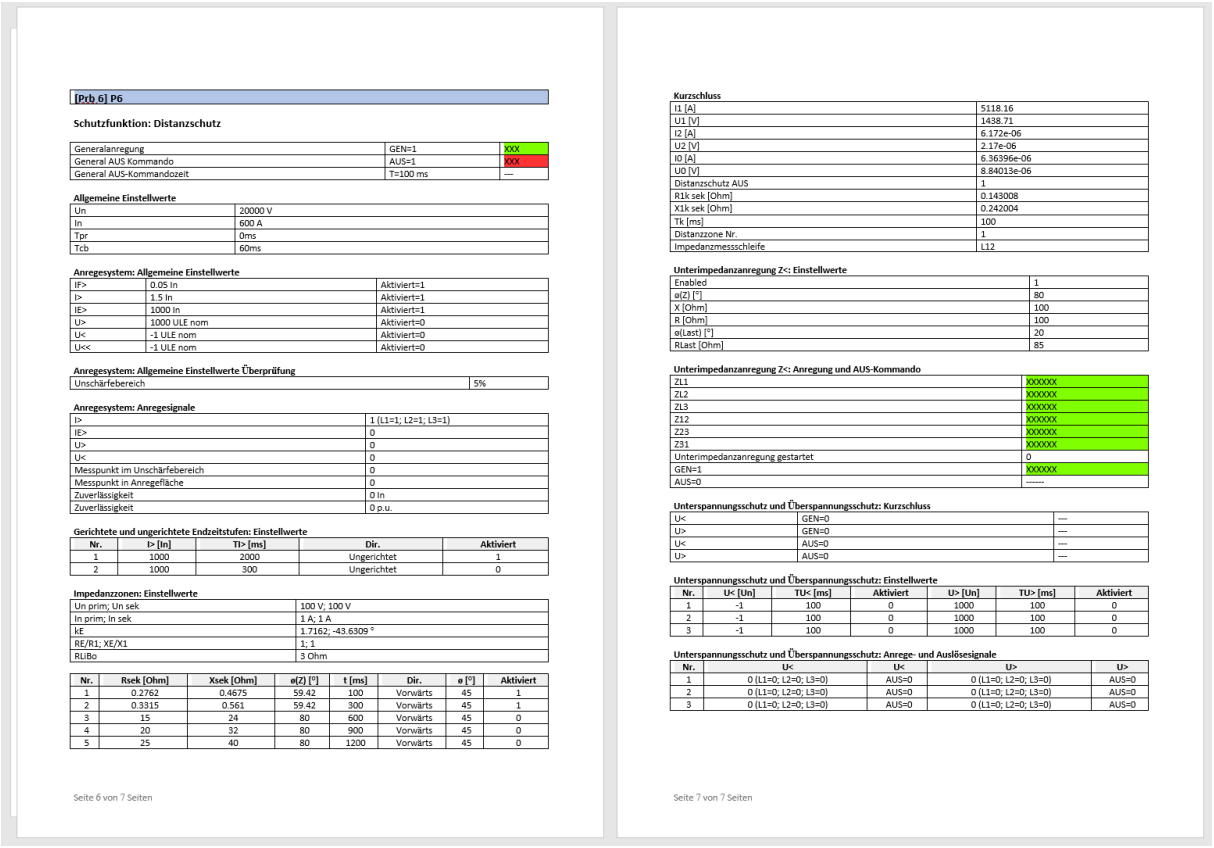


Abbildung 117: Prüfung von Netzschutzkonzepten

Die Ergebnisse der Schutzprüfungen können für jeden Kurzschlussort getrennt in einem **Bericht** als XML-Datei [21] im **Projektverzeichnis** gespeichert werden. Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft einen Teil des Berichtes. Die Dateinamen der Prüfberichte sind wie folgt definiert. Der ***NetDateiname*** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**.

JJJJMMTThhmmss_***NetDateiname***_**PROT**.xml

⇨ Um den Bericht **PROT** in das **Projektverzeichnis** auszugeben, muss die Option **Bericht: Prüfbericht für Schutzgeräte** in der Registerkarte **Meldungen** des Einstelldialogs **Einstellungen Netzschutz und Kurzschluss** aktiviert werden (siehe Abbildung 119).



[Prb 6] P6

Schutzfunktion: Distanzschutz

Generalanregung	GEN=1	XXX
General AUS Kommando	AUS=1	XXX
General AUS-Kommandozeit	T=100 ms	---

Allgemeine Einstellwerte

Un	20000 V
In	600 A
Tpr	0ms
Tcb	60ms

Anregesystem: Allgemeine Einstellwerte

IF>	0.05 In	Aktiviert=1
I>	1.5 In	Aktiviert=1
IE>	1000 In	Aktiviert=1
U>	1000 ULE nom	Aktiviert=0
U<	-1 ULE nom	Aktiviert=0
U<<	-1 ULE nom	Aktiviert=0

Anregesystem: Allgemeine Einstellwerte Überprüfung

Unschärfebereich	5%

Anregesystem: Anregesignale

I>	1 (L1=1; L2=1; L3=1)
IE>	0
U>	0
U<	0
Messpunkt im Unschärfebereich	0
Messpunkt in Anregefläche	0
Zuverlässigkeit	0 In
Zuverlässigkeit	0 p.u.

Gerichtete und ungerichtete Endzeitstufen: Einstellwerte

Nr.	I> [In]	TI> [ms]	Dir.	Aktiviert
1	1000	2000	Ungerichtet	1
2	1000	300	Ungerichtet	0

Impedanzzonen: Einstellwerte

Un prim; Un sek	100 V; 100 V
In prim; In sek	1 A; 1 A
kE	1.7162; -43.6309 °
RE/R1; XE/X1	1; 1
RLiBo	3 Ohm

Nr.	Rsek [Ohm]	Xsek [Ohm]	ø(Z) [°]	t [ms]	Dir.	ø [°]	Aktiviert
1	0.2762	0.4675	59.42	100	Vorwärts	45	1
2	0.3315	0.561	59.42	300	Vorwärts	45	1
3	15	24	80	600	Vorwärts	45	0
4	20	32	80	900	Vorwärts	45	0
5	25	40	80	1200	Vorwärts	45	0

Seite 6 von 7 Seiten

Kurzschluss

I1 [A]	5118.16
U1 [V]	1438.71
I2 [A]	6.172e-06
U2 [V]	2.17e-06
I0 [A]	6.36396e-06
U0 [V]	8.84013e-06
Distanzschutz AUS	1
R1k sek [Ohm]	0.143008
X1k sek [Ohm]	0.242004
Tk [ms]	100
Distanzzone Nr.	1
Impedanzmessschleife	L12

Unterimpedanzanregung Z<: Einstellwerte

Enabled	1
ø(Z) [°]	80
X [Ohm]	100
R [Ohm]	100
ø(Last) [°]	20
RLast [Ohm]	85

Unterimpedanzanregung Z<: Anregung und AUS-Kommando

ZL1	XXXXXX
ZL2	XXXXXX
ZL3	XXXXXX
Z12	XXXXXX
Z23	XXXXXX
Z31	XXXXXX
Unterimpedanzanregung gestartet	0
GEN=1	XXXXXX
AUS=0	------

Unterspannungsschutz und Überspannungsschutz: Kurzschluss

U<	GEN=0	---
U>	GEN=0	---
U<	AUS=0	---
U>	AUS=0	---

Unterspannungsschutz und Überspannungsschutz: Einstellwerte

Nr.	U< [Un]	TU< [ms]	Aktiviert	U> [Un]	TU> [ms]	Aktiviert
1	-1	100	0	1000	100	0
2	-1	100	0	1000	100	0
3	-1	100	0	1000	100	0

Unterspannungsschutz und Überspannungsschutz: Anrege- und Auslösesignale

Nr.	U<	U<	U>	U>
1	0 (L1=0; L2=0; L3=0)	AUS=0	0 (L1=0; L2=0; L3=0)	AUS=0
2	0 (L1=0; L2=0; L3=0)	AUS=0	0 (L1=0; L2=0; L3=0)	AUS=0
3	0 (L1=0; L2=0; L3=0)	AUS=0	0 (L1=0; L2=0; L3=0)	AUS=0

Seite 7 von 7 Seiten

Abbildung 118: Auszug aus dem Bericht zur Schutzprüfung als XML-Datei [21]

Abhängig vom eingesetzten Verfahren zum Prüfen des Netzschutzkonzeptes werden weitere **Berichte** als XML-Dateien [21] im **Projektverzeichnis** gespeichert. Die dazu gehörenden Einstellungen können im Einstelldialog **Einstellungen Netzschutz und Kurzschluss** oder im Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz** jeweils in der Registerkarte **Meldungen** vorgenommen werden. Die nachfolgende Abbildung zeigt einen der beiden Einstelldialoge.

- Hauptmenü **Netzwerk**, Menüpunkt **Netzkonfiguration**
- Hauptmenü **Netzschutz**, Menüpunkt **Einstellungen Netzschutz**

Gruppe	Einstelldialog *Einstellungen Netzschutz und Kurzschluss* Registerkarte *Meldungen*
Lastflussberechnung	**Bericht: Ergebnisse Lastflussberechnung** Ausgabe des Berichtes **LF** mit den Ergebnissen der Analyse der Lastflussberechnung (inhaltlich identisch mit dem Bericht, der für Lastflussberechnungen im fehlerfreien Normalbetrieb ausgegeben wird)
Netzschutz	**Bericht: Prüfbericht für Schutzgeräte** Ausgabe des Prüfberichtes **PROT** mit den Ergebnissen der Analyse des Netzschutzkonzeptes für alle Schutzgeräte

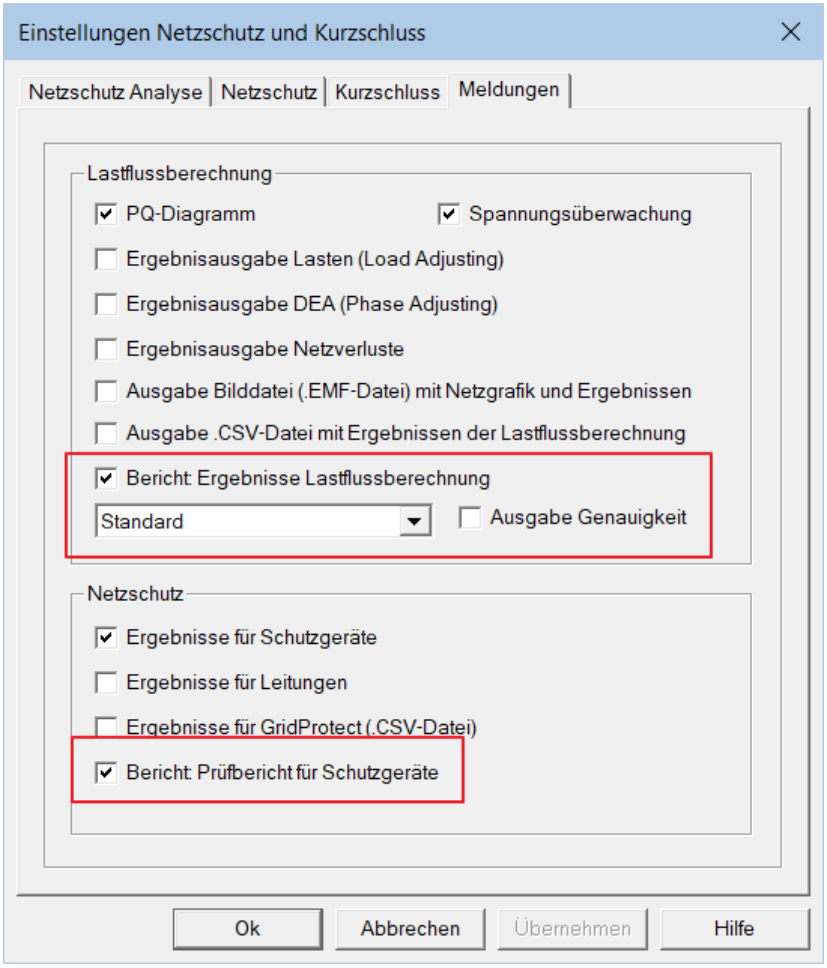


Abbildung 119: *Einstellungen Netzschutz* – Registerkarte *Meldungen*: Berichte einstellen

Darüber hinaus können die Berechnungsergebnisse der Prüfung von Netzschutzkonzepten in einer SQL-Datenbank gespeichert werden. Diese Funktion steht für die Durchführung der nachfolgend genannten **Automatischen Schutzprüfungen mit Kurzschluss** zur Verfügung.

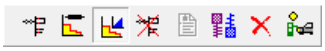
- Automatische Schutzprüfung - Leitungen

Die im Verlauf der automatischen Schutzprüfung berechneten Spannungen, Ströme, etc. aber auch Einstell- und Vorgabewerte wie z.B. der Kurzschlussort oder das kurzschlussbetroffene Betriebsmittel können optional in einer SQL-Datenbank zur nachgelagerten Verarbeitung ausfallsicher gespeichert werden.

21.1 Prüfung von Netzschutzkonzepten und Lastflussberechnung

Die Prüfung von Netzschutzkonzepten verwendet als zentraler Bestandteil das Verfahren der erweiterten Lastflussberechnung. Das Verfahren der Lastflussberechnung im Normalbetrieb wurde erweitert, um den Kurzschlussbetrieb von Stromnetzen insbesondere unter Berücksichtigung des Kurzschlussbetriebes der **Erzeugungsanlagen (DEA)** (LVRT-Betrieb) berechnen zu können.

Das Verfahren der Lastflussberechnung im Normalbetrieb verwendet die beiden iterative Methoden **Lastfluss: Lasten** für **Verbraucherlasten** und **Lastfluss: DEA** für **Erzeugungsanlagen (DEA)**, um die anwenderspezifischen Bezugs- und Einspeiseleistungen iterativ einstellen zu können. Diese beiden Verfahren werden getrennt aktiviert und deaktiviert. Die nachfolgende Abbildung zeigt die **Lastfluss Toolbar**.

- 

  : iterativ es Verfahren **Lastfluss: Lasten** EIN/**AUS**

  : iterativ es verfahren **Lastfluss: DEA EIN**/AUS

⇨ Es wird empfohlen wie in der vorangehenden Abbildung der **Lastfluss Toolbar** gezeigt das Verfahren **Lastfluss: Lasten** ausgeschaltet, das Verfahren **Lastfluss: DEA** eingeschaltet einzustellen.

Bei einem anstehenden Kurzschluss ist die Netzspannung i.a. Regel so gering, dass die anwenderspezifische Bezugs- oder Einspeiseleistung für eine **Verbraucherlast** durch das iterative Verfahren nicht eingestellt werden kann. In diesen Fällen kommt es zur Divergenz. ATPDesigner verwendet bei deaktiviertem iterativem Verfahren den Initialisierungswert der internen Impedanz der **Verbraucherlast** als erste Näherung.

Für **Erzeugungsanlagen (DEA)** muss nach VDE-AR-N 4110/4120 [18][29] im Kurzschlussfall (LVRT-Betrieb) ein normativ definierter Blindstrom mit optionalem Wirkstrom am Netzanschlusspunkt (NAP) eingespeist werden. Daher wird auch im Kurzschlussbetrieb das iterative Verfahren für die Einstellung des Phasenwinkels des eingespeisten Kurzschlussstromes benötigt. Die Leistungseinspeisung wird dagegen im Kurzschlussbetrieb intern automatisch deaktiviert.

21.2 Schutzprüfung mit Kaskadenanalyse

Das Verfahren der Kaskadenanalyse ist zentraler Bestandteil der Schutzprüfung. Ziel der Kaskadenanalyse ist es, durch ggfs. mehrere nacheinander ausgeführte Netzberechnungen (**Berechnung des stationären Netzzustandes**) zu überprüfen, ob der Kurzschlussstrom am Kurzschlussort allseitig und allpolig abgeschaltet wird. Die Reaktionen und Interaktionen der Schutzgeräte werden im Verlaufe der Kaskadenanalyse aufgezeichnet und ausgegeben. Das Verfahren der Kaskadenanalyse kann u.a. Schutzversager und Schalterversager erkennen.

Das Verfahren führt die Prüfung eines Netzschutzkonzeptes für einen definierten Kurzschlussort entweder an einem beliebigen Netzknoten oder an einem Kurzschlussort entlang einer Leitung durch. Ausgehend von dem Netzzustand beim Start der Schutzprüfung wird eine erste Netzberechnung (k=1) durchgeführt und die Reaktionen der

Schutzgeräte ausgewertet. Um zu überprüfen, ob der Kurzschlussstrom allseitig und allpolige durch Schutzauslösungen abgeschaltet wurde, wird eine zweite Netzberechnung (k=2) zur Kontrolle durchgeführt. Diese Vorgehensweise wird durch die Kaskadenanalyse (k=3,4,…,N) so lange fortgeführt, bis der Kurzschlussstrom allseitig und allpolig abgeschaltet oder z.B. im Falle eines Schutzversagers keine Veränderung des Kurzschlussstromes erkennbar ist.

⇨ Die Kaskadenanalyse zur Prüfung von Netzschutzkonzepten führt 2...N Netzberechnungen durch.

Durch die Auswertung der Schutzreaktionen von zwei unmittelbar aufeinanderfolgenden Netzberechnungen (k-1) und (k) kann bewertet werden, ob das Netzschutzkonzept eine allseitige und allpoligen Abschaltung (Auslösung) sicherstellt.

- Mit dem **Index (k)** werden Ergebnisse und Schutzreaktionen der aktuell ausgeführten Netzberechnung, mit dem **Index (k-1)** die der unmittelbar davor ausgeführten Netzberechnung bezeichnet.

Das Bewertungsverfahren muss berücksichtigen, dass die numerischen Berechnungsverfahren der Netzberechnung mathematisch-algorithmische Unschärfen, d.h. eine endliche Rechengenauigkeit aufweisen. Daher ist z.B. die Identifikation „Betrag eines Leiterstromes I_L = 0A“ durch die Abfrage „I_L = 0.0“ wenig sinnvoll. Daher ist es für numerische Algorithmen üblich, einen Schwellwert ε d.h. **$I_L < \varepsilon$** für die Bewertung zu verwenden.

Zur Bewertung, ob als Ergebnis der aktuellen Netzberechnung (k) der Kurzschlussstrom am Kurzschlussort allseitig und allpolig abgeschaltet wurde, werden die nachfolgend beschriebenen Kriterien verwendet.

1. **Kriterium 1**: Es wird die die bezogene Summe der Beträge der Differenzströme ΔI berechnet.

$$\Sigma I = \left|I_{L1(k)}\right| + \left|I_{L2(k)}\right| + \left|I_{L3(k)}\right|$$

$$\Delta I = \frac{\left|I_{L1(k)} - I_{L1(k-1)}\right| + \left|I_{L2(k)} - I_{L2(k-1)}\right| + \left|I_{L3(k)} - I_{L3(k-1)}\right|}{\Sigma I}$$

   Die Summe ΔI wird mit dem Einstellwert **Iacc.** (siehe nachfolgende Abbildung) verglichen.

$$\Delta I < I_{acc.}$$

   Mit diesem Kriterium wird bewertet, ob sich der Kurzschlussstrom am Kurzschlussort für zwei unmittelbar aufeinanderfolgende Netzberechnungen (k-1) und (k) nicht mehr geändert hat.

2. **Kriterium 2**: Es wird geprüft, ob der Kurzschlussstrom am Kurzschlussort im aktuellen Schritt der Netzberechnung (k) in allen Leitern L1, L2 und L3 gleich 0A beträgt.

$$\left|I_{L1(k)}\right| < \varepsilon \;\&\; \left|I_{L2(k)}\right| < \varepsilon \;\&\; \left|I_{L3(k)}\right| < \varepsilon$$

Mit diesem Kriterium, das eine logische UND-Verknüpfung ist, wird bewertet, ob der Kurzschlussstrom am Kurzschlussort allseitig und allpolig abgeschaltet wurde.

Die Kaskadenanalyse wird beendet, wenn **Kriterium 1** oder **Kriterium 2** eingetreten ist.

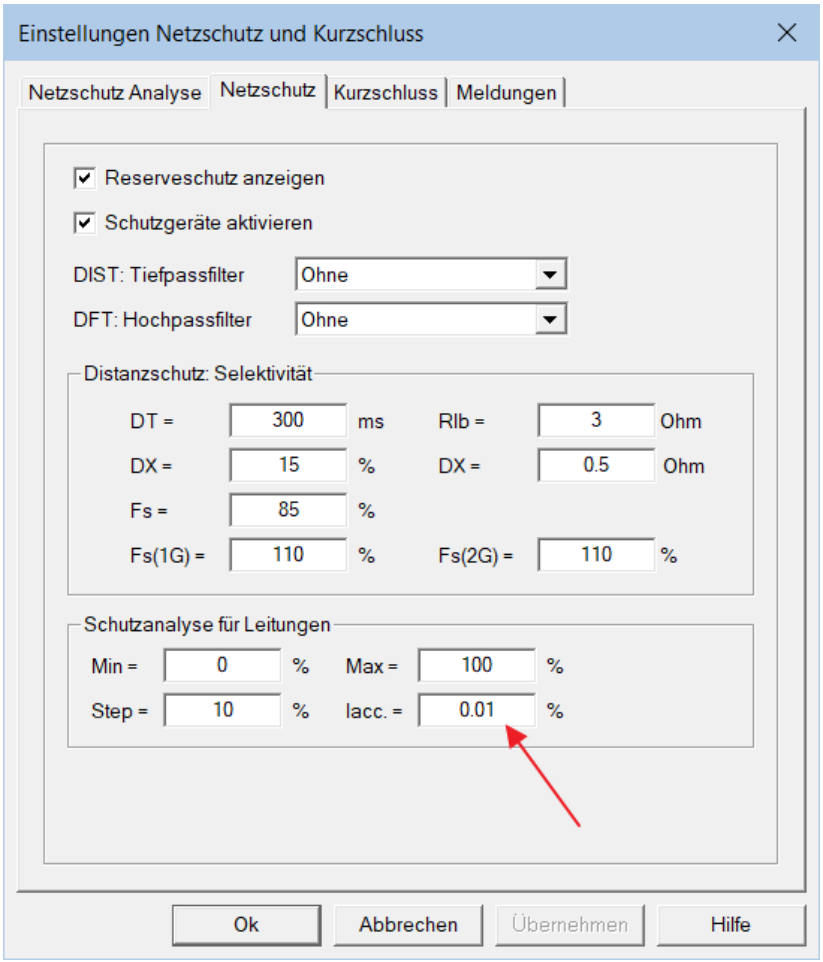


Abbildung 120: Einstellwert zur Bewertung der Abschaltung eines Kurzschlussstromes

21.3 Erkennen von Schutzversagern mit Kriterium 1

Im Falle von Schutzversagern wird sich für zwei aufeinanderfolgende Netzberechnungen der Kurzschlussstrom am Kurzschlussort nicht ändern.

21.4 Erkennen einer spannungslosen Leitung mit Kriterium 2

Eine spannungslose Leitung wird durch Kriterium 2 erkannt.

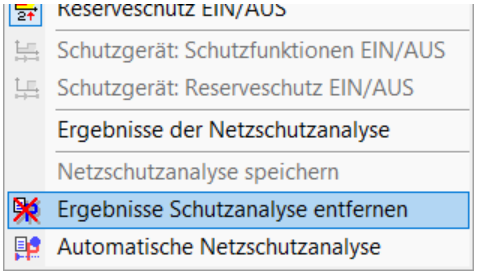
21.5 Kaskadenanalyse - Ergebnisse der Schutzanalyse intern speichern

Zentraler Bestandteil der Kaskadenanalyse ist es, nach jedem Kaskadenschritt die Ergebnisse der Netzschutzanalyse für jedes Schutzgerät intern im **Kaskadenanalysespeicher** zu speichern. Nur so ist es möglich, von Kaskadenschritt zu Kaskadenschritt die Reaktionen der Schutzgeräte zu identifizieren und hinsichtlich des Netzschutzkonzeptes zu analysieren.

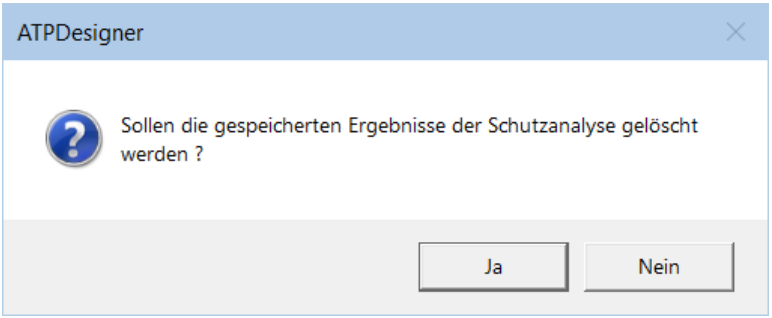
Wird eine Schutzprüfung mit Kaskadenanalyse gestartet, so muss zuerst der interne Kaskadenanalysespeicher gelöscht werden. Die Löschung des Kaskadenanalysespeichers erfolgt zu Beginn jeder **Automatischen Schutzprüfung**.

Darüber hinaus ist es möglich, den Kaskadenanalysespeicher manuell zu löschen.

- Hauptmenü **Netzschutz**, Menüpunkt **Ergebnisse Schutzanalyse entfernen**



Vor dem Löschen des Kaskadenanalysespeichers erfolgt eine Sicherheitsabfrage.



Nachdem der ursprüngliche Zustand der Schutzgeräte aus dem internen Kaskadenanalysespeicher wieder auf den Zustand vor der Schutzprüfung zurückgesetzt wurde, werden die dadurch bearbeiteten Schutzgeräte im **Meldungsfenster für Netzschutzmeldungen** angezeigt.

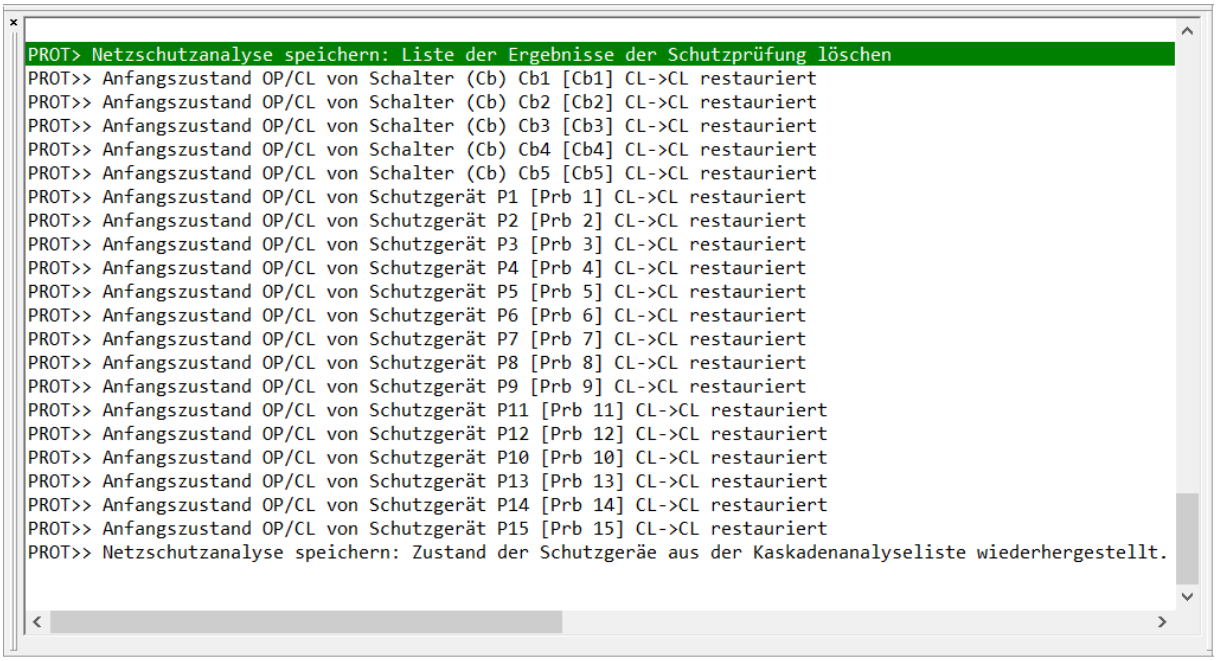


Abbildung 121: Zustand der Schutzgeräte restaurieren (Kaskadenanalysespeicher)

21.6 Automatische Schutzprüfung – Kurzschluss

Die Schutzprüfung kann verwendet werden, um für einen definierten d.h. festen Kurzschlussort eine Kaskadenanalyse durchzuführen. Vor dem Start der Schutzprüfung werden ggfs. intern noch gespeicherte Ergebnisse der letzten Prüfung und Analyse von Netzschutzkonzepten automatisch und ohne Rückfrage gelöscht.

⇨ Es muss hier beachtet werden, dass die Schutzprüfung nur durchgeführt wird, wenn ein Kurzschluss (**roter** Blitz) vom Anwender manuell definiert wurde. Der Kurzschlussort kann an eine beliebigen Netzknoten oder an einen Kurzschlussort entlang einer Leitung gesetzt werden.

Die Ergebnisse der Schutzprüfung werden nach Beendigung der Kaskadenanalyse in der Netzgrafik wie in der nachfolgenden dargestellt angezeigt. Es ist zu erkennen, dass am Kurzschlussort der Kurzschlussstrom zu **0.000mA** angezeigt wird. Damit ist zu erkennen, dass das Netzschutzkonzept zu einer allseitigen und allpolige Abschaltung des Kurzschlussstromes geführt hat.

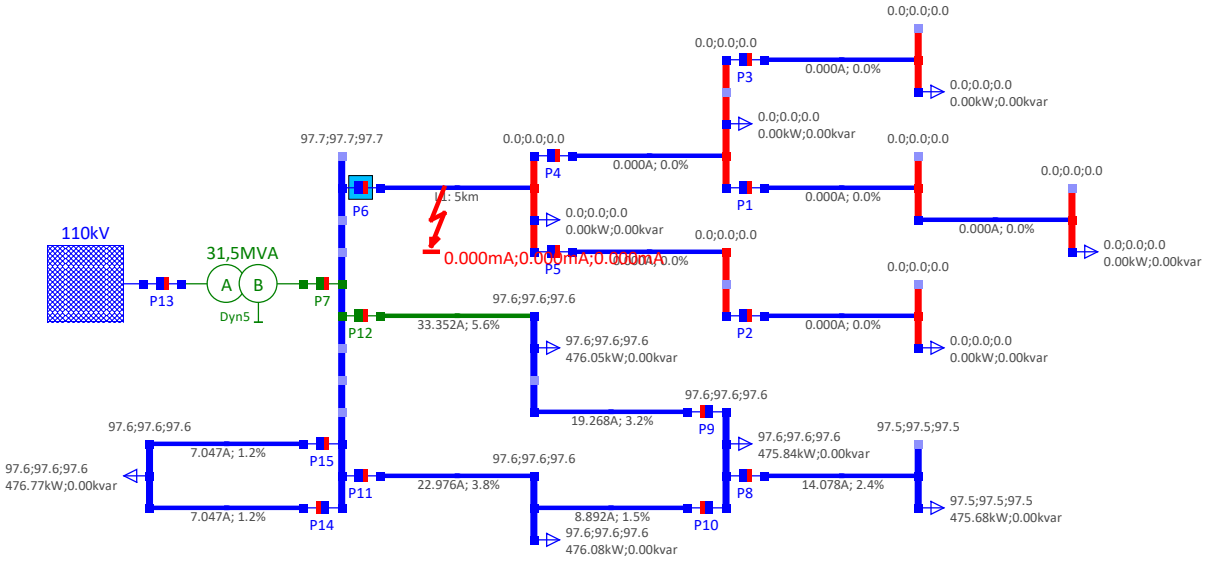


Abbildung 122: : Ergebnisse der Schutzprüfung *Kurzschluss* (Beispiel Netzgrafik)

Die Ergebnisse der Analyse des Netzschutzkonzeptes wird ein **Bericht** als XML-Datei [21] ausgegeben, der zusätzlich zu diesen Informationen auch ein Bild des Stromnetzes enthält. Der Bericht wird im **Projektverzeichnis** gespeichert.

21.6.1 Prüfbericht *PROTKASK* mit Bild des Stromnetzes und Prüfergebnissen

Wie die nachfolgende Abbildung zeigt, wird das Ergebnis der Prüfung des Netzschutzkonzeptes in einen **Bericht** als XML-Datei [21] ausgegeben. Dieser Bericht kann z.B. mit Word oder kompatiblen Textverarbeitungssystemen eingelesen und weiterverarbeitet werden.

Die XML-Datei [21] des Prüfberichtes wird im **Projektverzeichnis** unter folgendem Dateinamen gespeichert. Der ***NetDateiname*** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**. Dem Dateinamen wird die Angabe von Datum und Uhrzeit vorangestellt.

JJJJMMTThhmmss_*NetDateiname*_PROTKASK.xml

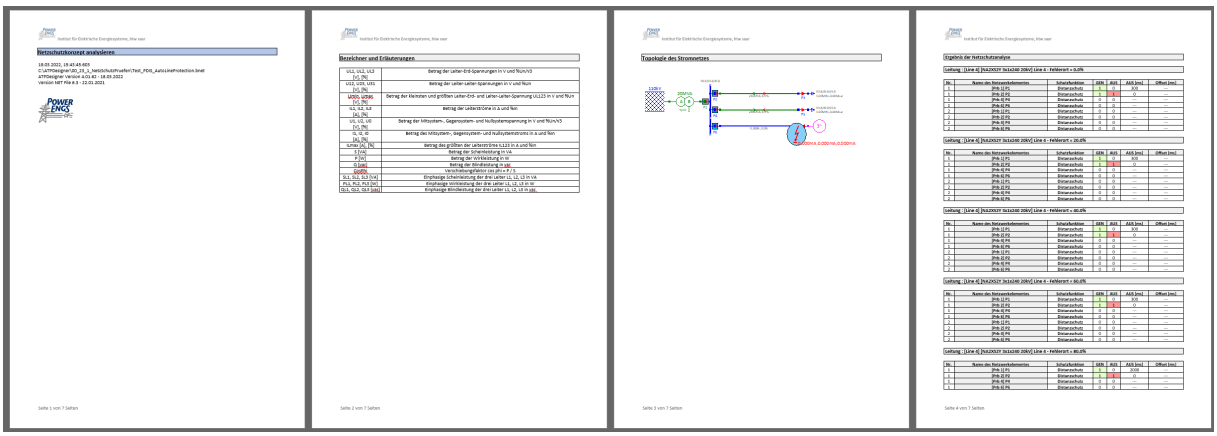


Abbildung 123. Ausgabe der Ergebnisse der Schutzprüfung in einen Bericht (XML-Datei [21])

Gruppe	Einstelldialog *Einstellungen Netzschutz und Kurzschluss* Registerkarte *Meldungen*
Netzschutz	**Bericht: Prüfbericht für Schutzgeräte** Zusätzliche Ausgabe der Berichte **PROT** mit den Ergebnissen der Analyse des Netzschutzkonzeptes und der Schutzgeräte

In der nachfolgenden Abbildung sind beispielhaft zwei Tabellen aus dem Bericht dargestellt.

Leitung : [Line 4] [NA2XS2Y 3x1x240 20kV] Line 4 - Fehlerort = 20.0%

Nr.	Name des Netzwerkelementes	Schutzfunktion	GEN	AUS	AUS [ms]	Offset [ms]
1	[Prb 1] P1	Distanzschutz	1	0	300	---
1	[Prb 2] P2	Distanzschutz	1	1	0	---
1	[Prb 4] P4	Distanzschutz	0	0	---	---
1	[Prb 6] P6	Distanzschutz	0	0	---	---
2	[Prb 1] P1	Distanzschutz	0	0	---	---
2	[Prb 2] P2	Distanzschutz	0	0	---	---
2	[Prb 4] P4	Distanzschutz	0	0	---	---
2	[Prb 6] P6	Distanzschutz	0	0	---	---

Leitung : [Line 4] [NA2XS2Y 3x1x240 20kV] Line 4 - Fehlerort = 40.0%

Nr.	Name des Netzwerkelementes	Schutzfunktion	GEN	AUS	AUS [ms]	Offset [ms]
1	[Prb 1] P1	Distanzschutz	1	0	300	---
1	[Prb 2] P2	Distanzschutz	1	1	0	---
1	[Prb 4] P4	Distanzschutz	0	0	---	---
1	[Prb 6] P6	Distanzschutz	0	0	---	---
2	[Prb 1] P1	Distanzschutz	0	0	---	---
2	[Prb 2] P2	Distanzschutz	0	0	---	---
2	[Prb 4] P4	Distanzschutz	0	0	---	---
2	[Prb 6] P6	Distanzschutz	0	0	---	---

Abbildung 124: Ausgabe der Ergebnisse der Schutzprüfung im Bericht

21.6.2 Automatische Schutzprüfung – Mess/Schutzgerät

Die Schutzprüfung kann verwendet werden, um die schutztechnischen Reaktionen von jedem **Mess/Schutzgerät** zu prüfen. Im ersten Schritt wird dazu ausgehend von jedem **Mess/Schutzgerät** eine topologische Analyse des Stromnetzes ausgeführt (siehe **DIST: Automatisierte Einstellung Distanzschutz** [Bd. 2]).

- ⇨ Als Ergebnis der topologischen Analyse sind ausgehen vom **Mess/Schutzgerät** die Leitungen zwischen dem Messort des **Mess/Schutzgerätes** und der 1. und 2. Gegenstation bekannt.

- ⇨ Die zu prüfenden Leitungen werden durch die topologische Analyse des Stromnetzes festgelegt. Eine vorhandene oder fehlende Markierung in der ersten Spalte der Registerkarte **Schutzprüfung** des Einstelldialogs **Liste der Betriebsmitteldaten** ist nicht erforderlich.

Ausgehend von dem Messort des **Mess/Schutzgerätes** wird ein Kurzschluss (**roter** Blitz) über die Leitung bis zur. 1 Gegenstation für die Kurzschlussorte von 0% bis 100% der Leitungslänge in einer definierten Schrittweite geführt. Für jeden Kurzschlussort wird eine Kaskadenanalyse durchgeführt und die Ergebnisse dokumentiert.

Die Schutzprüfung kann wie folgt erläutert gestartet werden.

- Hauptmenü **Netzschutz**
- Menüpunkt **Netzschutz prüfen**, **Automatische Schutzprüfung - Mess/Schutzgerät**

Die Schutzprüfung aktiviert automatisch den Kurzschluss (**roter** Blitz) und berechnet entlang der zu schützenden Leitung der ausgewählten **Mess/Schutzgeräte** für anwenderdefinierbare Kurzschlussorte durch eine Kaskadenanalyse die Reaktionen der Netzschutzgeräte. Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft einen Augenblick während einer laufenden Schutzprüfung.

Die Ergebnisse der Schutzprüfung sind in einem **Bericht** als XML-Datei [21] im **Projektverzeichnis** gespeichert. Der ***NetDateiname*** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**. Dem Dateinamen wird die Angabe von Datum und Uhrzeit vorangestellt.

JJJJMMTThhmmss_***NetDateiname***_**PROTPRB**.xml

Gruppe	Einstelldialog *Einstellungen Netzschutz und Kurzschluss* Registerkarte *Meldungen*
Netzschutz	**Ergebnisse für Schutzgeräte** **Bericht: Prüfbericht für Schutzgeräte** Falls beide Optionen aktiviert: Zusätzliche Ausgabe der Berichte **PROT** mit den Ergebnissen der Analyse des Netzschutzkonzeptes und aller Schutzgeräte

21.6.3 Einstellungen zur Schutzprüfung – *Min*, *Max*, *Step*, *Iacc*.

Startwert, Endwert und Schrittweite der Kurzschlussorte können im Einstelldialog **Einstellungen Netzschutz und Kurzschluss**, Registerkarte **Netzschutz** in der Gruppe **Schutzanalyse für Leitungen** [Bd. 2] eingestellt werden.

Einstellwert	Bedeutung
Min	Kleinster Kurzschlussort in % der Leitungslänge
Max	Größter Kurzschlussort in % der Leitungslänge
Step	Schrittweite in % der Leitungslänge Die kleinste zulässige Schrittweite ist 0,001%.
Iacc	Abbruchkriterium der Kaskadenanalyse in %

Die Einstellwerte der Netzschutzprüfung sind im Einstelldialog **Einstellungen Netzschutz und Kurzschluss**, Registerkarte **Netzschutz** enthalten.

- Hauptmenü **Netzschutz**
- Menüpunkt **Einstellungen Netzschutz**

Nachfolgend ist der Einstelldialog dargestellt.

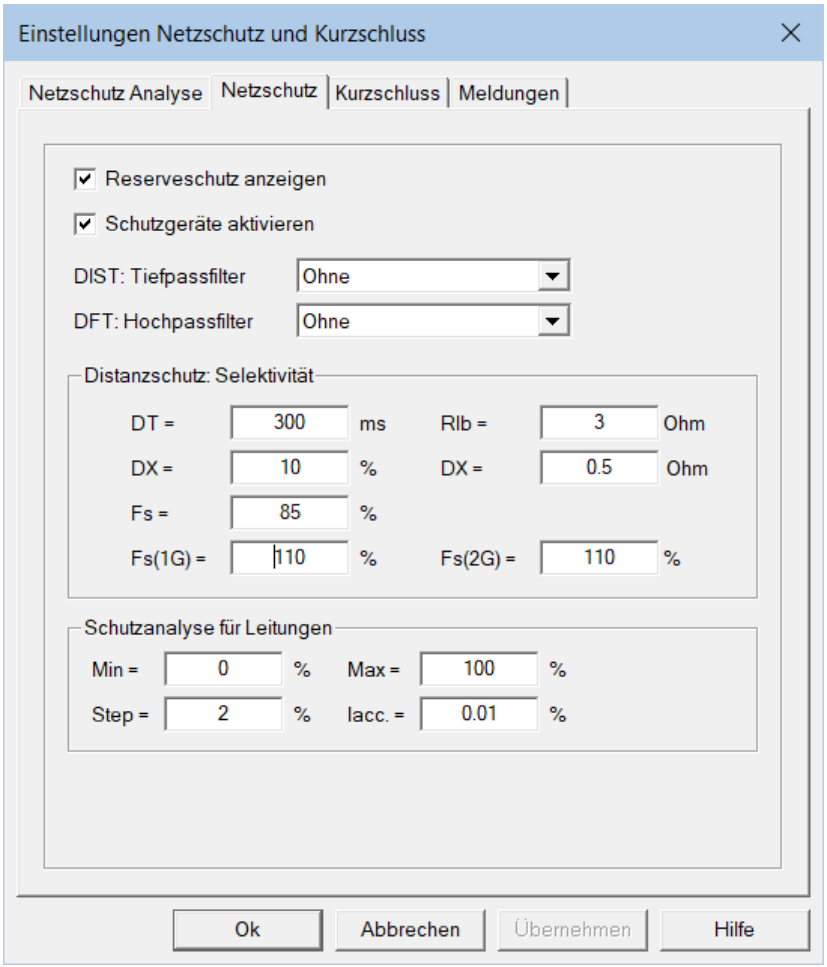


Abbildung 125: Einstelldialog zur Prüfung des Netzschutzes

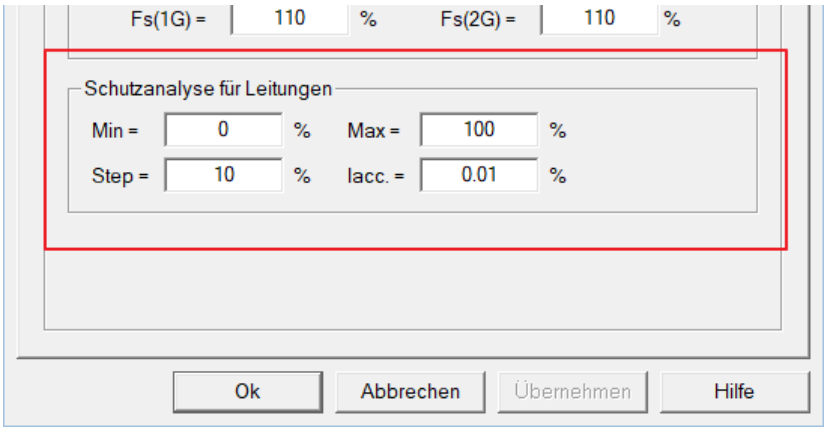
21.6.4 Automatische Schutzprüfung – Leitungen

Die Schutzprüfung kann verwendet werden, um die schutztechnischen Reaktionen von jedem **Mess/Schutzgerät** bei Fehlerorten an allen Leitungen des Stromnetzes zu prüfen. Die Schutzprüfung kann wie folgt gestartet werden.

- Hauptmenü **Netzschutz**
- Menüpunkt **Netzschutz prüfen**, **Automatische Schutzprüfung - Leitungen**

Um die Prüfung des Netzschutzes auszuführen, wird entlang jeder Leitung des Stromnetzes ein Kurzschluss (**roter** Blitz) für die Kurzschlussorte von 0% bis 100% der Leitungslänge in einer definierten Schrittweite gesetzt wird. Für jeden dieser Kurzschlussorte wird eine Kaskadenanalyse durchgeführt und die Ergebnisse in einem **Bericht** dokumentiert. Start (**Min**), Ende (**Max**) und Schrittweite (**Step**) der Kurzschlussorte entlang der Leitungen können im Einstelldialog **Netzschutz** eingestellt werden.

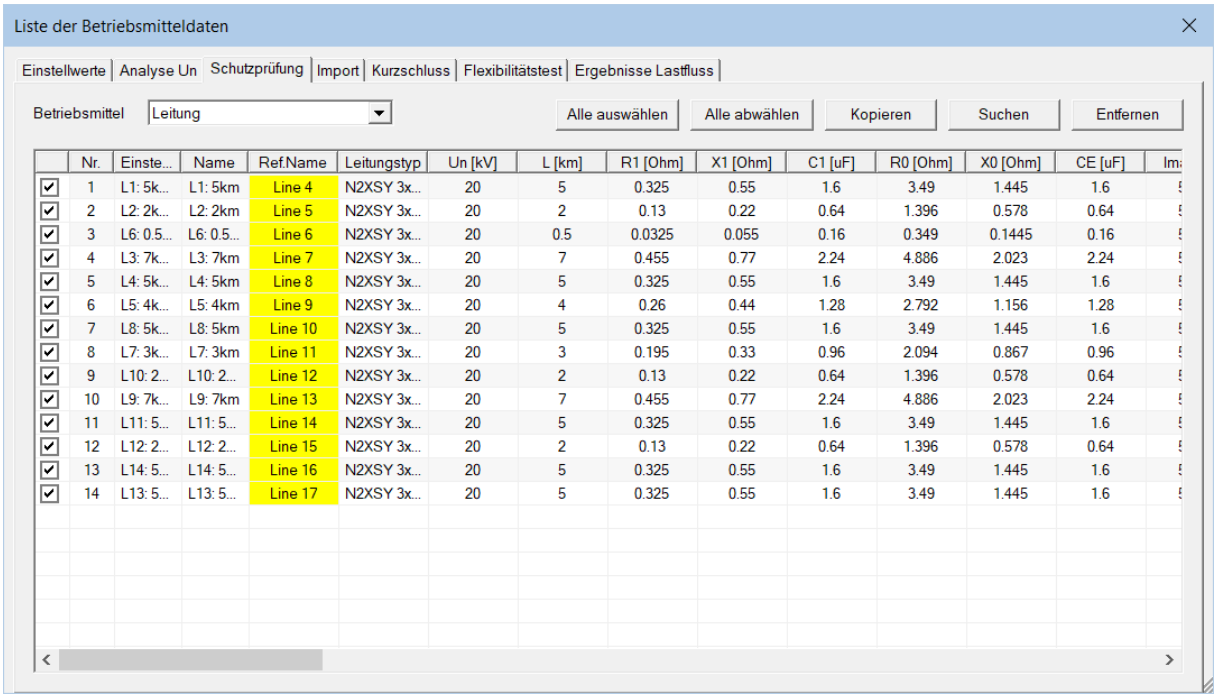
- Hauptmenü **Netzschutz**
- Menüpunkt **Einstellungen Netzschutz**, Registerkarte **Netzschutz**, Gruppe **Schutzanalyse für Leitungen**



Die zu prüfenden Leitungen müssen im Dialog **Liste der Betriebsmittel**, Registerkarte **Schutzprüfung** mit der Auswahl **Leitung** vorher eingestellt werden.

Bedienelement	Bezeichner
Hauptmenü	**Netzwerk**
Menüpunkt	**Liste der Betriebsmittel**
Einstelldialog	**Liste der Betriebsmittel**
Registerkarte	**Schutzprüfung**
Betriebsmittel	**Leitung**

Wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt muss darauf geachtet werden, dass die mit dem Kurzschluss zu belegenden Leitungen in der Registerkarte **Schutzprüfung** für das Betriebsmittel **Leitung** in der ersten Spalte ausgewählt sind. Der Einstelldialog kann während der Schutzprüfung geöffnet bleiben. Im Fortgang der Schutzprüfung werden die Referenznamen der geprüften Netzwerkelemente mit einem gelben Hintergrund markiert.



Nr.	Einste...	Name	Ref.Name	Leitungstyp	Un [kV]	L [km]	R1 [Ohm]	X1 [Ohm]	C1 [uF]	R0 [Ohm]	X0 [Ohm]	CE [uF]
1	L1: 5k...	L1: 5km	Line 4	N2XSY 3x...	20	5	0.325	0.55	1.6	3.49	1.445	1.6
2	L2: 2k...	L2: 2km	Line 5	N2XSY 3x...	20	2	0.13	0.22	0.64	1.396	0.578	0.64
3	L6: 0.5...	L6: 0.5...	Line 6	N2XSY 3x...	20	0.5	0.0325	0.055	0.16	0.349	0.1445	0.16
4	L3: 7k...	L3: 7km	Line 7	N2XSY 3x...	20	7	0.455	0.77	2.24	4.886	2.023	2.24
5	L4: 5k...	L4: 5km	Line 8	N2XSY 3x...	20	5	0.325	0.55	1.6	3.49	1.445	1.6
6	L5: 4k...	L5: 4km	Line 9	N2XSY 3x...	20	4	0.26	0.44	1.28	2.792	1.156	1.28
7	L8: 5k...	L8: 5km	Line 10	N2XSY 3x...	20	5	0.325	0.55	1.6	3.49	1.445	1.6
8	L7: 3k...	L7: 3km	Line 11	N2XSY 3x...	20	3	0.195	0.33	0.96	2.094	0.867	0.96
9	L10: 2...	L10: 2...	Line 12	N2XSY 3x...	20	2	0.13	0.22	0.64	1.396	0.578	0.64
10	L9: 7k...	L9: 7km	Line 13	N2XSY 3x...	20	7	0.455	0.77	2.24	4.886	2.023	2.24
11	L11: 5...	L11: 5...	Line 14	N2XSY 3x...	20	5	0.325	0.55	1.6	3.49	1.445	1.6
12	L12: 2...	L12: 2...	Line 15	N2XSY 3x...	20	2	0.13	0.22	0.64	1.396	0.578	0.64
13	L14: 5...	L14: 5...	Line 16	N2XSY 3x...	20	5	0.325	0.55	1.6	3.49	1.445	1.6
14	L13: 5...	L13: 5...	Line 17	N2XSY 3x...	20	5	0.325	0.55	1.6	3.49	1.445	1.6

Abbildung 126: Auswahl der *Leitungen* für die Schutzprüfung

Danach kann die Schutzprüfung gestartet werden.

1. Definition der Kurzschlussart

2. Kurzschluss (**roter** Blitz) an eine **Leitung** setzen.

3. Schutzprüfung im Hauptmenü **Netzschutz**, Menüpunkt **Netzschutz prüfen**, **Autom. Schutzprüfung – Leitung** mit einem **Left Mouse Button Click** starten

Die Ergebnisse der Schutzprüfung sind in einem **Bericht** als XML-Datei [21] im **Projektverzeichnis** gespeichert. Der ***NetDateiname*** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**. Dem Dateinamen wird die Angabe von Datum und Uhrzeit vorangestellt.

JJJJMMTThhmmss_*NetDateiname*_PROTLINE.xml

Gruppe	Einstelldialog *Einstellungen Netzschutz und Kurzschluss* Registerkarte *Meldungen*
Netzschutz	**Ergebnisse für Schutzgeräte** **Bericht: Prüfbericht für Schutzgeräte** Falls beide Optionen aktiviert: Zusätzliche Ausgabe der Berichte **PROT** mit den Ergebnissen der Analyse des Netzschutzkonzeptes und aller Schutzgeräte
Netzschutz	**Ergebnisse für GridProtect (.CSV-Datei)** falls aktiviert: Ausgabe der .CSV-Datei für das Netzschutzanalyse-Tool **GridProtect**

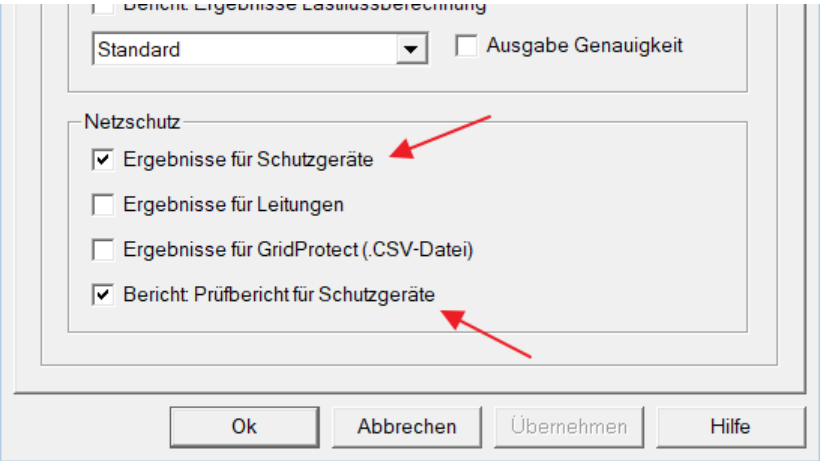


Abbildung 127: Automatische Schutzprüfung – Ausgabe der Prüfberichte

21.6.4.1 Ausfallsichere Speicherung der Ergebnisse in einer SQL-Datenbank

Optional können Berechnungsergebnisse wie z.B. Leiter-Erd-Spannungen und Leiterströme am Messort der Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät** oder der Kurzschlussstrom am Kurzschlussort aber auch Einstellwerte wie z.B. Nennspannung und Nennstrom der Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät** sowie Daten wie z.B. der Kurzschlussort in der SQL-Datenbank gespeichert werden. Um diese Funktion zu nutzen, müssen die nachfolgenden Optionen in der Registerkarte **Datenbank** aktiviert werden.

Einstellwert	Bedeutung
Aktivieren	Datenspeicherung von ATPDesigner in die SQL-Datenbank aktivieren
Mess/Schutzgerät	Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät**
Netzschutzanalyse	Ergebnisse der **Netzschutzanalyse** [Bd. 2] und Ergebnisse der Prüfung von Netzschutzkonzepten

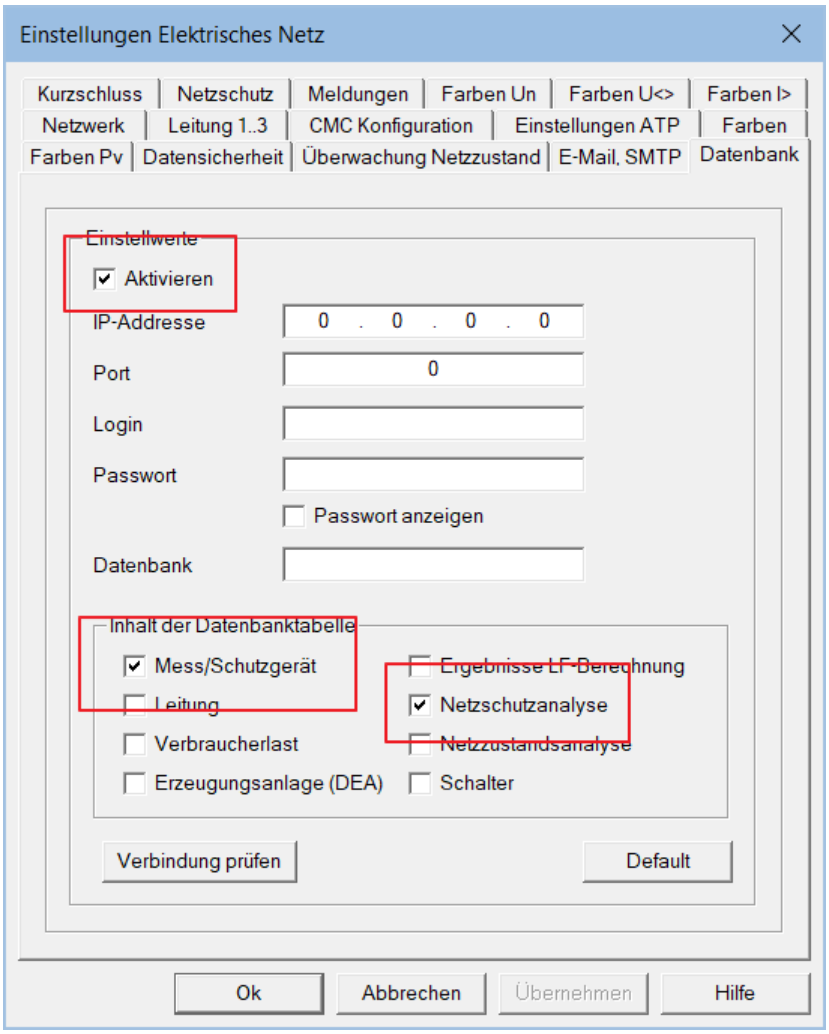
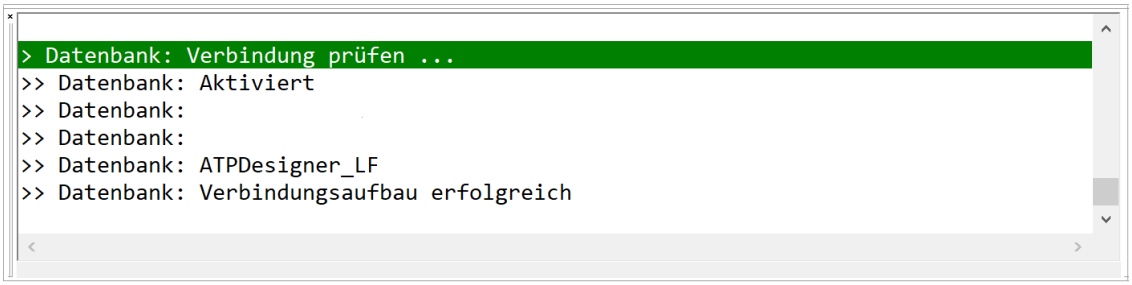


Abbildung 128: Automatische Schutzprüfung – Ausgabe der Ergebnisse in die SQL-Datenbank

⇨ Vor dem Start der automatischen Prüfung des Netzschutzkonzeptes sollte unbedingt die Verbindung zur SQL-Datenbank mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Button **Verbindung prüfen** geprüft werden.

Die folgende Abbildung zeigt beispielhaft das Ergebnis der Überprüfung der Verbindung zur SQL-Datenbank, die im **Meldungsfenster** ausgegeben wird. Die in den leeren Zeilen enthaltene IP-Adresse und Portnummer wurden vom Autor aus Datenschutzgründen entfernt.



Es ist darauf zu achten, dass das Ergebnis **Verbindungsaufbau erfolgreich** im **Meldungsfenster** ausgegeben wird.

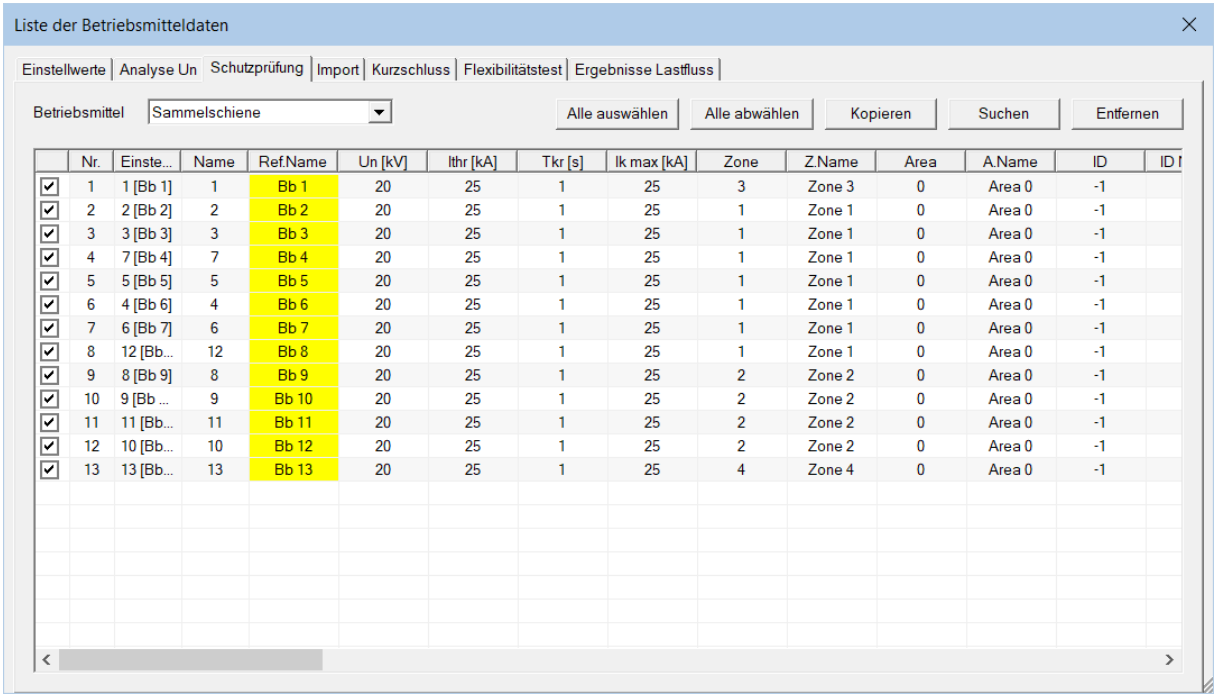
⇨ Vor dem Start der automatischen Prüfung des Netzschutzkonzeptes sollte kontrolliert werden, dass die Option **Aktivieren** aktiviert ist, da sonst während der Ausführung der Funktion keine Daten in der SQL-Datenbank gespeichert werden.

21.6.5 Automatische Schutzprüfung – Sammelschiene

Die Schutzprüfung kann verwendet werden, um die schutztechnischen Reaktionen von jedem **Mess/Schutzgerät** bei Fehlerorten an allen Sammelschienen des Stromnetzes zu prüfen. Dazu wird an jeder Sammelschiene des Stromnetzes ein Kurzschluss (**roter** Blitz) gesetzt wird. Für jeden dieser Kurzschlussorte wird eine Kaskadenanalyse durchgeführt und die Ergebnisse in einem **Bericht** als XML-Datei [21] dokumentiert.

Bedienelement	Bezeichner
Hauptmenü	**Netzwerk**
Menüpunkt	**Liste der Betriebsmittel**
Einstelldialog	**Liste der Betriebsmittel**
Registerkarte	**Schutzprüfung**
Betriebsmittel	**Sammelschiene**

Wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt muss darauf geachtet werden, dass die mit dem Kurzschluss zu belegenden Leitungen in der Registerkarte **Schutzprüfung** für das Betriebsmittel **Sammelschiene** in der ersten Spalte ausgewählt sind. Der Einstelldialog kann während der Schutzprüfung geöffnet bleiben. Im Fortgang der Schutzprüfung werden die Referenznamen der geprüften Netzwerkelemente mit einem gelben Hintergrund markiert.



	Nr.	Einste...	Name	Ref.Name	Un [kV]	Ithr [kA]	Tkr [s]	Ik max [kA]	Zone	Z.Name	Area	A.Name	ID	ID I
☑	1	1 [Bb 1]	1	Bb 1	20	25	1	25	3	Zone 3	0	Area 0	-1	
☑	2	2 [Bb 2]	2	Bb 2	20	25	1	25	1	Zone 1	0	Area 0	-1	
☑	3	3 [Bb 3]	3	Bb 3	20	25	1	25	1	Zone 1	0	Area 0	-1	
☑	4	7 [Bb 4]	7	Bb 4	20	25	1	25	1	Zone 1	0	Area 0	-1	
☑	5	5 [Bb 5]	5	Bb 5	20	25	1	25	1	Zone 1	0	Area 0	-1	
☑	6	4 [Bb 6]	4	Bb 6	20	25	1	25	1	Zone 1	0	Area 0	-1	
☑	7	6 [Bb 7]	6	Bb 7	20	25	1	25	1	Zone 1	0	Area 0	-1	
☑	8	12 [Bb...	12	Bb 8	20	25	1	25	1	Zone 1	0	Area 0	-1	
☑	9	8 [Bb 9]	8	Bb 9	20	25	1	25	2	Zone 2	0	Area 0	-1	
☑	10	9 [Bb ...	9	Bb 10	20	25	1	25	2	Zone 2	0	Area 0	-1	
☑	11	11 [Bb...	11	Bb 11	20	25	1	25	2	Zone 2	0	Area 0	-1	
☑	12	10 [Bb...	10	Bb 12	20	25	1	25	2	Zone 2	0	Area 0	-1	
☑	13	13 [Bb...	13	Bb 13	20	25	1	25	4	Zone 4	0	Area 0	-1	

Abbildung 129: Auswahl der *Sammelschienen* für die Schutzprüfung

Danach kann die Schutzprüfung gestartet werden.

1. Definition der Kurzschlussart

2. Kurzschluss (**roter** Blitz) an eine **Sammelschiene** setzen.

3. Schutzprüfung im Hauptmenü **Netzschutz**, Menüpunkt **Netzschutz prüfen**, **Autom. Schutzprüfung – Sammelschiene** mit einem **Left Mouse Button Click** starten

Die Ergebnisse der Schutzprüfung sind in einem **Bericht** als XML-Datei [21] im **Projektverzeichnis** gespeichert. Der ***NetDateiname*** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**. Dem Dateinamen wird die Angabe von Datum und Uhrzeit vorangestellt.

JJJJMMTThhmmss_***NetDateiname***_**PROTBUSBAR**.xml

Gruppe	Einstelldialog *Einstellungen Netzschutz und Kurzschluss* Registerkarte *Meldungen*
Netzschutz	**Ergebnisse für Schutzgeräte** **Bericht: Prüfbericht für Schutzgeräte** Falls beide Optionen aktiviert: Zusätzliche Ausgabe der Berichte **PROT** mit den Ergebnissen der Analyse des Netzschutzkonzeptes und aller Schutzgeräte
Netzschutz	**Ergebnisse für GridProtect (.CSV-Datei)** falls aktiviert: Ausgabe der .CSV-Datei für das Netzschutzanalyse-Tool **GridProtect**

In der nachfolgenden Abbildung ist beispielhaft der Prüfbericht dargestellt, der für die Prüfung des Netzschutzkonzeptes im Falle von Kurzschlüssen an den Sammelschienen automatisch erzeugt und im **Projektverzeichnis** gespeichert wird.

Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

Ergebnis der Netzschutzanalyse

Sammelschiene : [Bb 1] 1

Nr.	Name	Schutzfunktion	EIN/AUS	GEN	AUS	AUS [ms]	Offset [ms]	DSZ
1	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	0	0	---	---	---
1	[Prb 6] P6	Distanzschutz	EIN	0	0	---	---	---
2	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	0	0	---	---	---
2	[Prb 6] P6	Distanzschutz	EIN	0	0	---	---	---

Sammelschiene : [Bb 2] 2

Nr.	Name	Schutzfunktion	EIN/AUS	GEN	AUS	AUS [ms]	Offset [ms]	DSZ
1	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	0	0	---	---	---
1	[Prb 6] P6	Distanzschutz	EIN	1	1	300	---	2
2	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	0	0	---	---	---
2	[Prb 6] P6	Distanzschutz	EIN	0	0	---	---	---

Sammelschiene : [Bb 3] 3

Nr.	Name	Schutzfunktion	EIN/AUS	GEN	AUS	AUS [ms]	Offset [ms]	DSZ
1	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	1	300	---	2
1	[Prb 6] P6	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---
2	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	0	0	---	---	---
2	[Prb 6] P6	Distanzschutz	EIN	0	0	---	---	---

Sammelschiene : [Bb 4] 7

Nr.	Name	Schutzfunktion	EIN/AUS	GEN	AUS	AUS [ms]	Offset [ms]	DSZ
1	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	0	0	---	---	---
1	[Prb 6] P6	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---
2	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	0	0	---	---	---
2	[Prb 6] P6	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---

Sammelschiene : [Bb 5] 5

Nr.	Name	Schutzfunktion	EIN/AUS	GEN	AUS	AUS [ms]	Offset [ms]	DSZ
1	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---
1	[Prb 6] P6	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---
2	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---
2	[Prb 6] P6	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---

Sammelschiene : [Bb 6] 4

Nr.	Name	Schutzfunktion	EIN/AUS	GEN	AUS	AUS [ms]	Offset [ms]	DSZ
1	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---
1	[Prb 6] P6	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---
2	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---
2	[Prb 6] P6	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---

Sammelschiene : [Bb 7] 6

Nr.	Name	Schutzfunktion	EIN/AUS	GEN	AUS	AUS [ms]	Offset [ms]	DSZ
1	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---
1	[Prb 6] P6	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---
2	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---
2	[Prb 6] P6	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---

Seite 4 von 5 Seiten

Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

Sammelschiene : [Bb 8] 12

Nr.	Name	Schutzfunktion	EIN/AUS	GEN	AUS	AUS [ms]	Offset [ms]	DSZ
1	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	0	0	---	---	---
1	[Prb 6] P6	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---
2	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	0	0	---	---	---
2	[Prb 6] P6	Distanzschutz	EIN	1	0	---	---	---

Sammelschiene : [Bb 9] 8

Nr.	Name	Schutzfunktion	EIN/AUS	GEN	AUS	AUS [ms]	Offset [ms]	DSZ
1	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	0	0	---	---	---
1	[Prb 6] P6	Distanzschutz	EIN	0	0	---	---	---
2	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	0	0	---	---	---
2	[Prb 6] P6	Distanzschutz	EIN	0	0	---	---	---

Sammelschiene : [Bb 10] 9

Nr.	Name	Schutzfunktion	EIN/AUS	GEN	AUS	AUS [ms]	Offset [ms]	DSZ
1	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	0	0	---	---	---
1	[Prb 6] P6	Distanzschutz	EIN	0	0	---	---	---
2	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	0	0	---	---	---
2	[Prb 6] P6	Distanzschutz	EIN	0	0	---	---	---

Sammelschiene : [Bb 11] 11

Nr.	Name	Schutzfunktion	EIN/AUS	GEN	AUS	AUS [ms]	Offset [ms]	DSZ
1	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	0	0	---	---	---
1	[Prb 6] P6	Distanzschutz	EIN	0	0	---	---	---
2	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	0	0	---	---	---
2	[Prb 6] P6	Distanzschutz	EIN	0	0	---	---	---

Sammelschiene : [Bb 12] 10

Nr.	Name	Schutzfunktion	EIN/AUS	GEN	AUS	AUS [ms]	Offset [ms]	DSZ
1	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	0	0	---	---	---
1	[Prb 6] P6	Distanzschutz	EIN	0	0	---	---	---
2	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	0	0	---	---	---
2	[Prb 6] P6	Distanzschutz	EIN	0	0	---	---	---

Sammelschiene : [Bb 13] 13

Nr.	Name	Schutzfunktion	EIN/AUS	GEN	AUS	AUS [ms]	Offset [ms]	DSZ
1	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	0	0	---	---	---
1	[Prb 6] P6	Distanzschutz	EIN	0	0	---	---	---
2	[Prb 4] P4	Distanzschutz	EIN	0	0	---	---	---
2	[Prb 6] P6	Distanzschutz	EIN	0	0	---	---	---

Seite 5 von 5 Seiten

Abbildung 130: Ergebnis der Netzschutzanalyse – Kurzschluss an allen Sammelschienen

22 Elektrischer Versorgungsbereich

Die Erkennung eines elektrischen Versorgungsbereiches dient dazu, ausgehend von einem Netzwerkelemente, das am Netzanschlusspunkt (NAP) eine Netzspannung im Leerlaufbetrieb selbstgeführt einprägen kann, die Netzwerkelemente zu identifizieren, die durch das Netzwerkelement mit elektrischer Energie versorgt werden. Folgende Netzwerkelemente können als Ausgangspunkt des Verfahrens verwendet werden.

- **Netzeinspeisung**
- **Erzeugungsanlage (DEA)**
- **Dezentraler Einspeiser (EMT)**
- **Transformator 2-Wicklung** (ausgehend vom Knoten Wicklung B)
- **Synchrongenerator**
- **Oberschwingungsquelle**

Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft ausgehend von der linken 110kV-Netzeinspeisung der **grün** eingefärbte elektrische Versorgungsbereich.

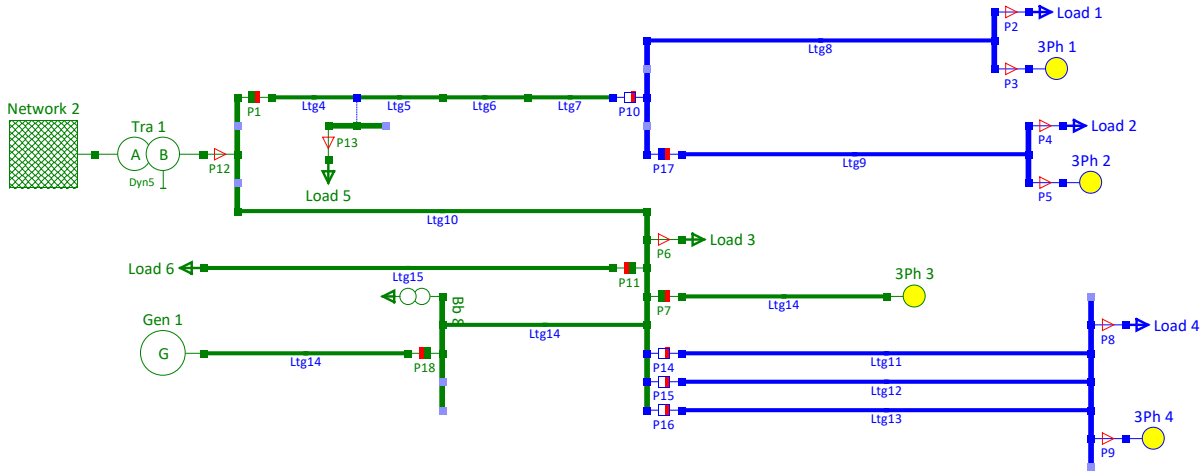


Abbildung 131: Identifikation eines elektrischen Versorgungsbereiches

Um den elektrischen Versorgungsbereich zu identifizieren, ist wie nachfolgend beschrieben vorzugehen.

1. Netzwerkelement mit einem **Left Mouse Button Click** als Ausgangspunkt des Verfahrens markieren

2. Hauptmenü **Prüfungen**, Menüpunkt **Elektrischer Versorgungsbereich** ausführen

3. Menüpunkt **Elektrischer Versorgungsbereich** im kontextsensitiven **Right Mouse Button Menu**

Die zu einem elektrischen Versorgungsbereich gehörenden Netzwerkelemente werden **grün** eingefärbt. Weiterführende Informationen sind auch in [Bd. 1] enthalten. Die Einfärbung kann mit dem Toolbar-Button entfernt werden.

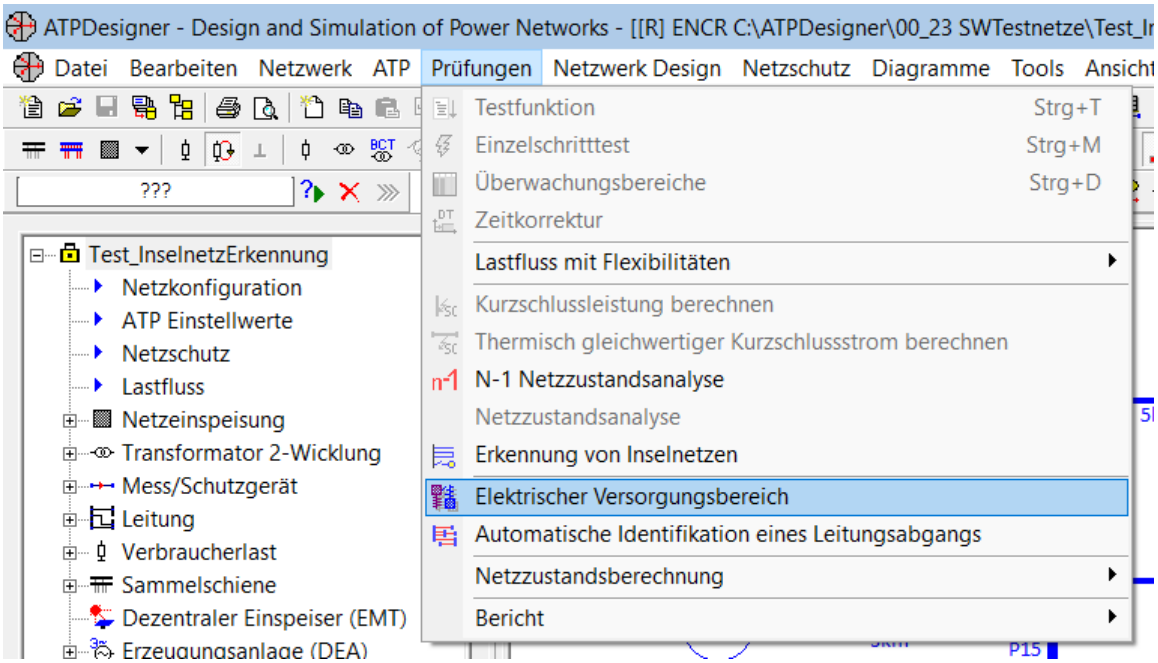


Abbildung 132: Identifikation eines elektrischen Versorgungsbereiches

23 Erkennung von Inselnetzen

Die Erkennung von Inselnetzen ist im weiter fortschreitenden Zubau dezentraler Erzeugungsanlagen von großer Bedeutung. In Inselnetze kann es u.U. zu einem höheren Gefährdungspotential für Personen und Betriebsmittel kommen.

„*Ein Inselnetz ist ein Stromnetz, das nur aus einem oder einigen wenigen Elektrizitätswerken besteht, ein räumlich enges Gebiet versorgt und keinen elektrischen Anschluss zu anderen Stromnetzen besitzt.*“ (www.vde.com, Inselnetze)

Der Begriff des Inselnetzes wird bzgl. der Funktion **Erkennung von Inselnetzen** von dieser Definition abgeleitet, aber modifiziert verstanden.

- Unter einem Inselnetz wird hier ein Stromnetz verstanden, in dem dezentrale Erzeugungsanlagen mit netzgeführten Netzstromrichtern Wirk- und Blindleistung einspeisen oder beziehen, in dem aber keine technische Einrichtung in der Lage ist, im Leerlauf eine Netzspannung im Sinne einer selbstgeführten Spannungsquelle wie z.B. durch einen Synchrongenerator in das Stromnetz einzuprägen.

Unter einer dezentralen Erzeugungsanlage mit netzgeführten Stromrichtern wird hier eine Erzeugungsanlage verstanden, die mit Hilfe einer vorhandenen Gegenspannung im Stromnetz Wirk- und Blindleistung im Sinne einer geregelten Stromquelle einspeisen oder daraus beziehen kann. Eine netzgeführte dezentrale Erzeugungsanlage ist nicht in der Lage, im Leerlaufbetrieb an ihrem Netzanschlusspunkt (NAP) eine Netzspannung als netzfrequente 3-phasige symmetrische Spannungsquelle einzuprägen.

Die Inselnetzerkennung wird wie nachfolgend dargestellt durch den Menüpunkt **Erkennung von Inselnetzen** im Hauptmenü **Prüfungen** ausgeführt.

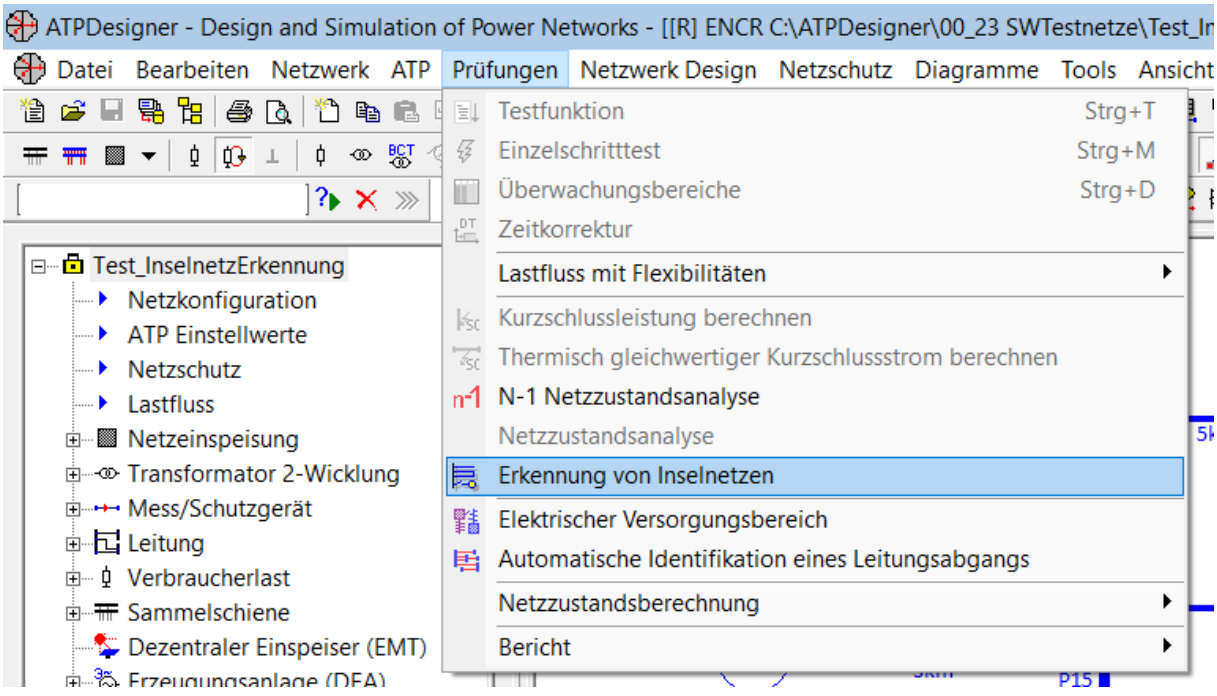


Abbildung 133: Start der Erkennung von Inselnetzen

Die Erkennung von Inselnetzen kann auch über das nachfolgend dargestellte kontextsensitive **Right Mouse Button Click** Menü gestartet werden, wenn vorher mindestens ein beliebiges Netzwerkelement mit einem **Left Mouse Button Click** markiert wurde.

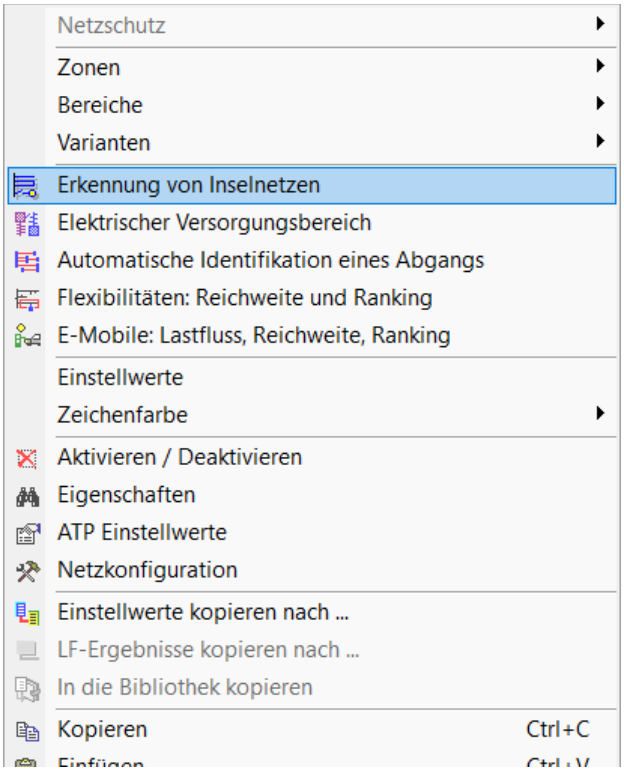


Abbildung 134: Start der Erkennung von Inselnetzen

23.1 Arbeitsweise des Verfahrens zur Erkennung von Inselnetzen

Das in ATPDesigner verfügbare Verfahren verwendet ein toplogisches Suchverfahren, das auf dem Verfahren zur Erkennung des Elektrischen Versorgungsbereiches basiert.

- Ziel des Verfahrens ist es, Inselnetze zu erkennen, an die dezentrale Erzeugungsanlagen im Netzparallelbetrieb elektrisch leitend angeschlossen sind.

Das Verfahren startet ausgehend von jeder im Stromnetz befindlichen **Erzeugungsanlage (DEA)**, die mit einer der Betriebsarten

- Betriebsart **Sn (IL:1/2/3p) = const.**
- Betriebsart **Pn (IL:1/2/3p) = const.**
- Betriebsart **Sn (IL:3p) = const.**
- Betriebsart **Pn (IL: 3p) = const.**

als stromgeregelte Leistungsquelle eingestellt ist, das Suchverfahren zur Identifikation des elektrischen Versorgungsbereiches. Deaktivierte **Erzeugungsanlagen (DEA)**, die in der Netzgrafik an der **magenta** Zeichenfarbe zu erkennen sind, werden nicht als Ausgangspunkt des Verfahrens berücksichtigt.

Die Netzwerkelemente, die zu dem elektrischen Versorgungsbereich der **Erzeugungsanlage (DEA)** gehören, werden ermittelt und es wird geprüft, ob mindestens eine

selbstgeführte Spannungsquelle im elektrischen Versorgungsbereich enthalten ist. Folgende Netzwerkelemente werden als selbstgeführte Spannungsquellen betrachtet.

- **Netzeinspeisung**
- **Erzeugungsanlage (DEA)** in der Betriebsart **Un = const.**
- **Generator**
- **Dezentraler Einspeiser (EMT)**
- **1p. U/I-Quelle**
- **Oberschwingungsquelle**

Das Verfahren gibt im **Meldungsfenster** aus, welche Netzwerkelemente als Ausgangspunkt verwendet wurden.

Ist keine selbstgeführte Spannungsquelle im elektrischen Versorgungsbereich einer **Erzeugungsanlage (DEA)** enthalten, so werden die Netzwerkelemente des elektrischen Versorgungsbereiches als zu einem Inselnetz gehörend betrachtet. Alle Netzwerkelemente des Inselnetzes werden in der Netzgrafik wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt **grün** eingefärbt. In dem Stromnetz wurden von ATPDesigner zwei Inselnetze erkannt. Die Einfärbung kann mit dem Toolbar-Button entfernt werden.

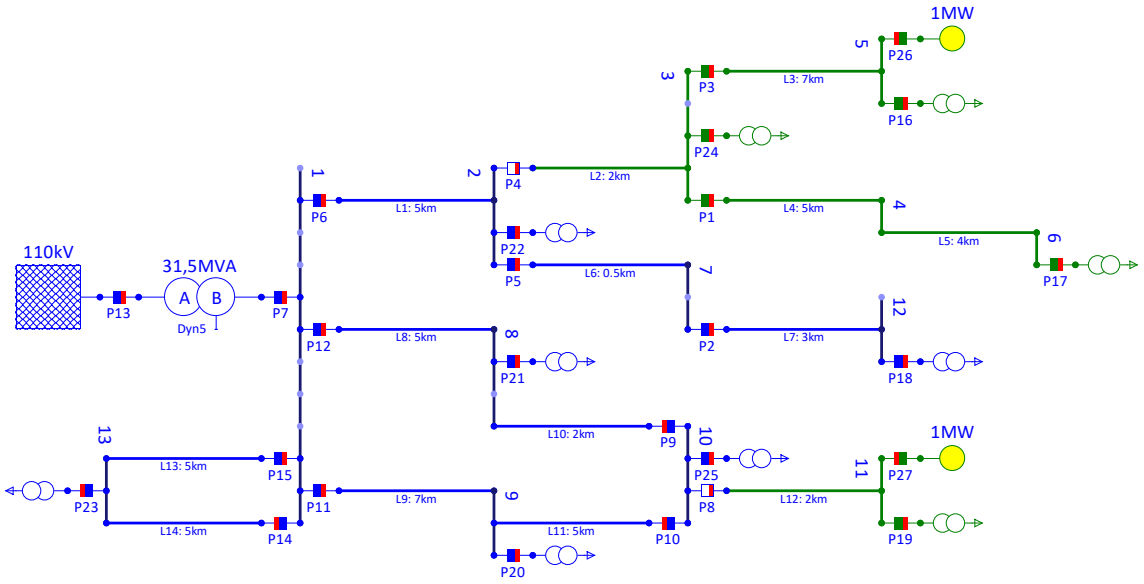


Abbildung 135: Erkennung von Inselnetzen für Dezentrale Erzeugungsanlagen

Wie in der nachfolgenden Abbildung gargestellt werden im **Meldungsfenster** weitere Informationen ausgegeben.

- Das Netzwerkelement, mit dem die Identifikation des Inselnetzes als Ausgangspunkt gestartet wird,
- Falls ein Inselnetz erkannt wird: alle Netzwerkelemente **Erzeugungsanlage (DEA)**, die innerhalb des Inselnetzes erkannt wurden.

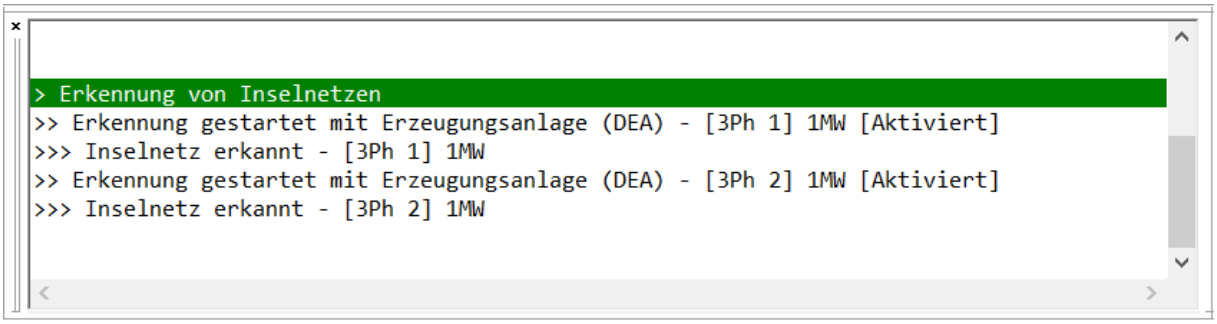


Abbildung 136: Meldungen des Verfahrens zur Inselnetzerkennung

24 Netzengpassanalyse

Ziel der Netzengpassanalyse ist es, mögliche Einspeise-, Bezugs- und Schaltzustände von Betriebsmitteln zu identifizieren, welche in einem Stromnetz zu Netzengpässen führen könnten.

- Ein Netzengpass liegt dann vor, wenn unter Annahme einer zu erwartenden Einspeise- und Lastsituation die gewählten Beurteilungskriterien der Netzsicherheit für die Erfüllung der Übertragungs- und Versorgungsaufgaben nicht eingehalten werden können.

Als weiteres Ziel wird hierbei eine Ausgabe der Leitungen vorgenommen, deren Überwachung eine Erkennung der erkannten Netzengpässe im Netz ermöglicht.

Grundlage der Netzengpassanalyse in ATPDesigner ist ein Vektor (Bit-Maske), welcher Kombinationen der Betriebszustände

- für Einspeise- und Bezugsanlagen eingeschaltet (**EIN**) oder ausgeschaltet (**AUS**)
- und für Schalter geschlossen (**EIN**) oder offen (**AUS**)

beschreibt. Die Betriebszustände beeinflussen den netzphysikalischen Zustand des Stromnetzes insbesondere Netzspannung und Betriebsmittelauslastung wesentlich. Betriebsmittel, deren EIN/AUS-Zustand von der Netzengpassanalyse betrachtet werden, müssen vom Anwender durch Parametrierung vor dem Start des Verfahrens ausgewählt werden.

Die in der nachfolgenden Tabelle enthaltenen Netzwerkelemente werden bzgl. des EIN/AUS-Zustandes von der Netzengpassanalyse verändert und im Folgenden als **NEPA-Anlage** bezeichnet.

NEPA-Anlage
Erzeugungsanlage (DEA)
Schalter

- Schaltzustände von **Sammelschienen**, Abgangstrennern von **Leitungen**, interne Schalter von **Mess-/Schutzgeräten** und **Schalter (CB)** werden von der Netzengpassanalyse nicht verändert.

- Das Netzwerkelement **Verbraucherlast** wird bzgl. des Bezugs- oder Einspeiseverhaltens von der Netzengpassanalyse nicht verändert.

Die Ordnung des Vektors der EIN/AUS-Zustände der NEPA-Anlagen, d.h. dessen Anzahl binärer 0/1-Elemente entspricht der Anzahl vom Anwender ausgewählter Betriebsmittel. Teillastzustände der Betriebsmittel werden je nach Parametrierung auch betrachtet.

Vektor [k=0(1)…N-1] = {EIN=1, AUS=0}
mit N = Anzahl Betriebsmittel mit EIN/AUS-Zustand

Nachfolgend sind beispielhaft mögliche Kombinationen des EIN/AUS-Zustandes für N=3 Betriebsmittel dargestellt. Es ist ersichtlich, dass für N Betriebsmittel maximal 2^N Kombinationen betrachtet werden müssen.

Vektor = [0, 0, 0]
Vektor = [0, 0, 1]
Vektor = [0, 1, 0]
…
Vektor = [1, 1, 0]
Vektor = [1, 1, 1]

Für jede Kombination von EIN/AUS-Zuständen der NEPA-Anlagen muss eine Lastflussberechnung mit Netzzustandsanalyse und Netzzustandsdiagnose durchgeführt werden. Die benötigte Rechenzeit steigt perspektivisch exponentiell mit der Anzahl Kombinationen an. Es wird daher u.a. eine Methode vorgestellt, die gegenüber dem hier diskutierten Maximum mit einer deutlich geringeren Anzahl Lastflussberechnungen auskommt.

In der Ausführung der Netzengpassanalyse werden dem Anwender daher mehrere Freiheitsgrade angeboten, welche Analyse und Auswahl der Einspeise-, Bezugs- und Schaltzustände der NEPA-Anlagen, als Individuen, beeinflussen.

- Ein Individuum beschreibt dabei einen Netzzustand, der durch einen eindeutigen und einmalig vorkommenden Einspeise-, Bezugs- und Schaltzustand von NEPA-Anlagen definiert ist.

- Bezogen auf den Vektor der EIN/AUS-Zustände der NEPA-Anlagen ist ein Individuum identisch mit einem Element z.B. Vektor = [0, 1, 0].

In der Anwendung der Netzengpassanalyse werden, die in der nachfolgenden Tabelle enthaltenen Methoden unterschieden, welche prinzipiell auf gleichen Grundlagen aufbauen, bei denen sich jedoch Generierung und Anzahl der zu betrachtenden EIN/AUS-Zustände der NEPA-Anlagen und damit die benötigte Anzahl Lastflussberechnungen unterscheidet.

Methoden der Netzengpassanalyse
Vollständige kombinatorische Methode
Brute-Force Methode
Genetischer Algorithmus

Der Einstelldialog der Netzengpassanalyse ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.

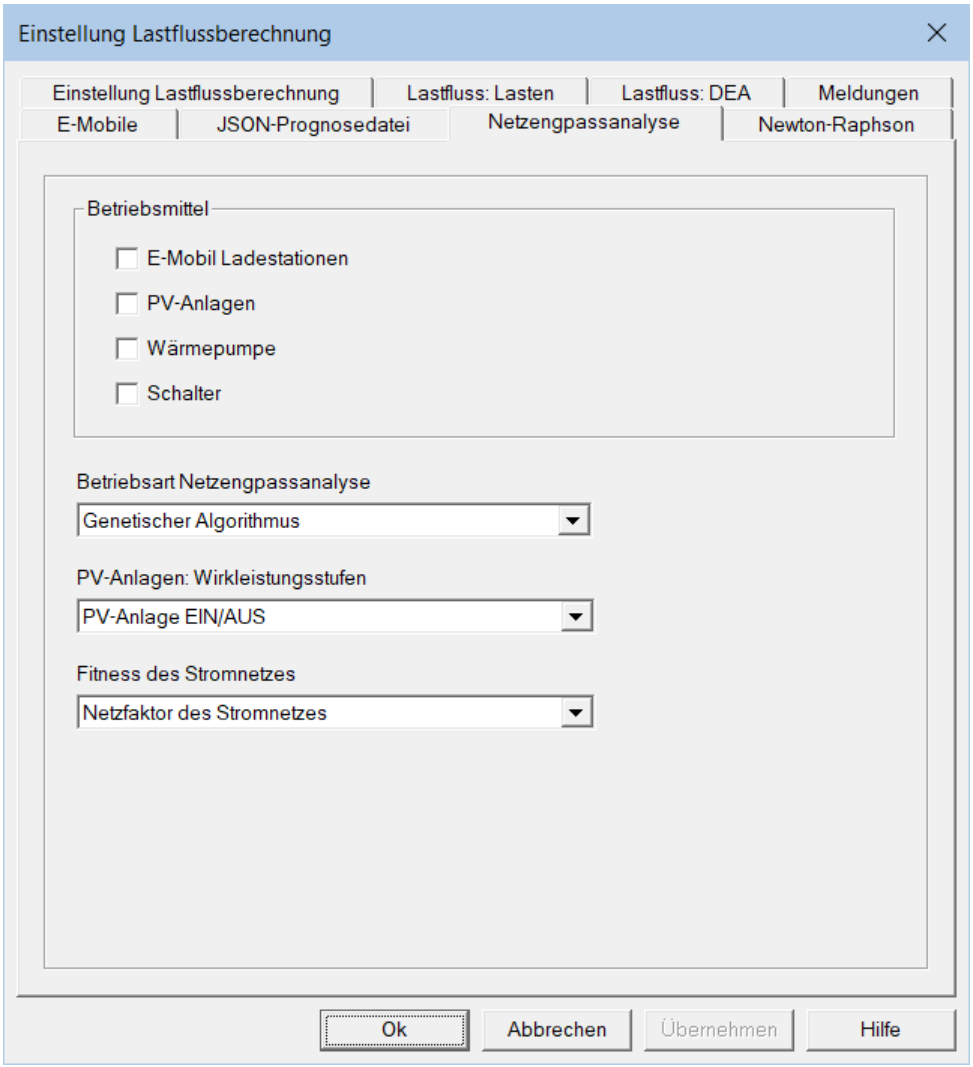


Abbildung 137: Einstelldialog der *Netzengpassanalyse*

24.1 Vollständige kombinatorische Methode

Eine geeignete Berechnungsmethode, um jeden möglichen Einspeise- und Bezugszustand des Stromnetzes durch EIN/AUS-Zustände von NEPA-Anlagen abzubilden ist die vollständige kombinatorische Methode (VKM). Bei dieser Methode wird jede mögliche EIN/AUS-Kombination der NEPA-Anlagen simuliert und deren Fitness als Ergebnis der Netzzustandsdiagnose bewertet.

Durch dieses systematische Berechnen und Bewerten aller Möglichkeiten der EIN/AUS-Zustände der NEPA-Anlagen werden alle Fälle erkannt, die zu einem möglichen Netzengpass im Stromnetz führen können. Die Ergebnisse der Netzzustandsanalyse und Netzzustandsdiagnose werden als **Bericht** (XML-Datei [21]) dem Anwender zur Verfügung gestellt.

Die Genauigkeit der vollständig kombinatorischen Methode ist maximal, da alle möglichen EIN/AUS-Zustände der NEPA-Anlagen durch je eine Lastflussberechnung berechnet und bewertet werden. Wie jedoch der Name der Methode schon andeutet, wird die Anzahl der kombinatorischen Möglichkeiten bei Stromnetzen mit großer Anzahl an NEPA-Anlagen und damit die Anzahl benötigter Lastflussberechnungen schnell

so groß, dass die vollständige kombinatorische Methode in aller Regel im Rahmen der verfügbaren Rechenleistung nicht in angemessener Zeit zu einem Ergebnis führen wird.

24.2 Fitness des Stromnetzes – Maß zur Identifikation kritischer Netzzustände

Ziel der Netzengpassanalyse ist es, kritische Netzzustände zu identifizieren, in denen unzulässige Überlastungen von Betriebsmitteln oder Verletzungen des zulässigen Spannungsbandes vorhanden sind.

⇨ Als Maß zur Identifikation unzulässiger Netzzustände wird in Anlehnung an biologisch-genetische Vorgänge die **Fitness** gewählt.

⇨ Die **Fitness eines Stromnetzes** liegt im Wertebereich [0%...100%].

⇨ **Je kritischer der Netzzustand** eines Stromnetzes ist, d.h. die Auslastung der Betriebsmittel sowie die Spannung an den Netzknoten bewertet wird, **je höher ist die Fitness des Stromnetzes**.

Als **Fitness** wird hier einer der durch die Netzzustandsdiagnose berechneten **Netzfaktoren** [Bd. 2] verstanden, welcher als Maß dient zu bewerten, wie kritisch ein betrachteter Netzzustand ist. Zusätzlich wird der Netzfaktor mit einem Skalierungsfaktor gewichtet.

- Netzfaktor des Stromnetzes $\mathbf{f_N}$
- Netzfaktor der Leitungen $\mathbf{f_N}$ **(Leitungen)**
- Netzfaktor der Sammelschienen $\mathbf{f_N}$ **(Sammelschiene)**

Aus den Netzfaktoren für **Leitungen** und **Sammelschienen** wird der **resultierende Netzfaktor des Stromnetzes $\mathbf{f_N}$** ermittelt. Die Netzfaktoren werden als Ergebnis der Netzzustandsdiagnose nach jeder Lastflussberechnung im **Meldungsfenster** und im Bericht zur Lastflussberechnung ausgegeben. Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft die Ausgabe im **Meldungsfenster**.

⇨ Die Berechnung der Netzfaktoren berücksichtigt normative Grenzwerte z.B. nach VDE 0276 [11] und EN 50160 [27] aber auch das BDEW-Ampelkonzept [22].

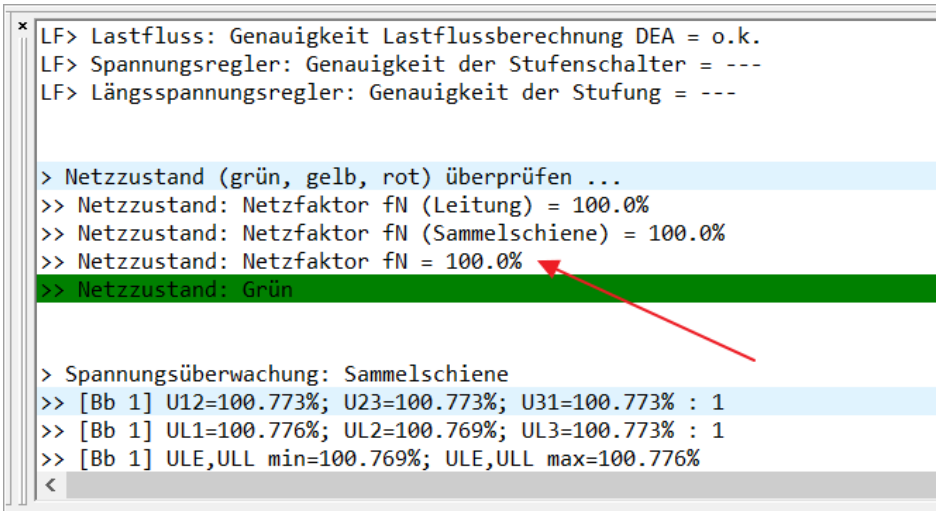


Abbildung 138: Ausgabe der Netzfaktoren im *Meldungsfenster*

Als Netzfaktor kann anwenderspezifisch der Netzfaktor der **Leitungen**, der **Sammelschienen** oder der resultierende **Netzfaktor des Stromnetzes** verwendet werden. In der nachfolgenden Abbildung ist der Einstellwert **Fitness des Stromnetzes** dargestellt.

⇨ **Fitness des Stromnetzes = Netzfaktor** · **Skalierungsfaktor**

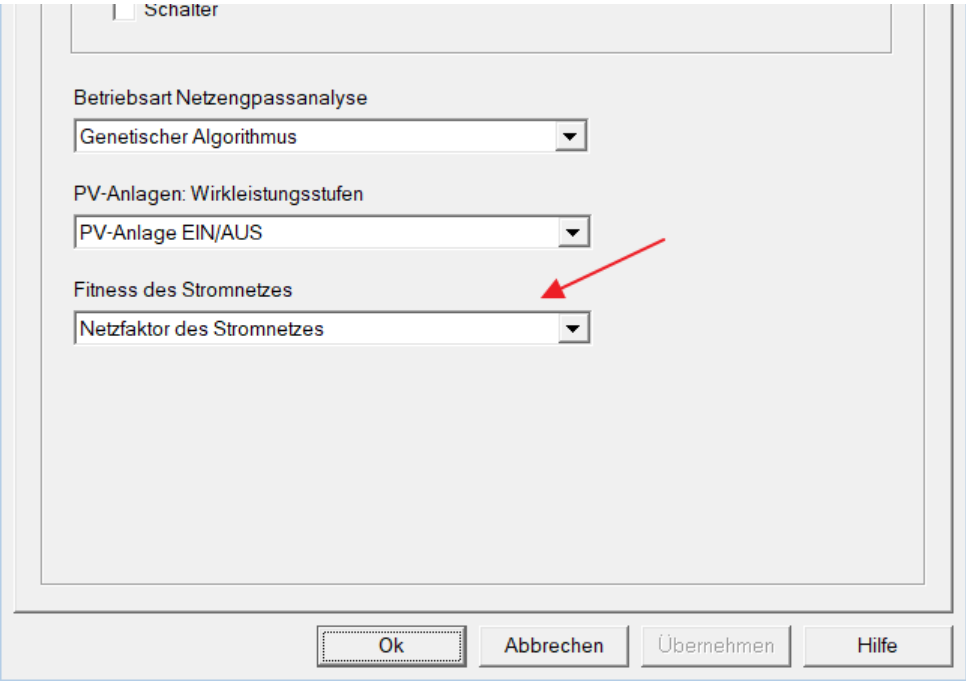


Abbildung 139: Einstellung des Algorithmus zur Berechnung der Fitness des Stromnetzes

Einstellwert	Bedeutung
Netzfaktor des Stromnetzes	Netzfaktor = Netzfaktor des Stromnetzes f_N
Netzfaktor der Leitungen	Netzfaktor = Netzfaktor der Leitungen f_N (Leitung)
Netzfaktor der Sammelschienen	Netzfaktor = Netzfaktor der Leitungen f_N (Sammelschiene)

Die Berechnung der **Netzfaktoren** ist in Band 2 [Bd. 2] erläutert.

24.3 Brute-Force-Methode

Eine auf dem Verfahren der vollständigen kombinatorischen Methode (VKM) basierende Methode ist die Brute-Force-Methode. Diese Methode ermöglicht eine Netzengpassanalyse für 2^N-Kombinationen EIN/AUS-Zustände für N Bezugs- bzw. Einspeiseanlagen im zu untersuchenden Stromnetz, die vom Anwender geeignet durch Parametrierung ausgewählt werden. Durch diese Kombinationen werden die Individuen vollständig berücksichtigt.

- Es kann nur das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** in den Betriebsarten **Elektromobil** sowie **Solarstromanlage (DEA)** in der Registerkarte **Lastprofil** verwendet werden, um den EIN/AUS-Zustand für die Netzengpassanalyse kombinatorisch zu variieren.

- Eine Berücksichtigung der Betriebsarten das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** mit **Prognose** oder **Standardlastprofil (SLP)** ist nicht möglich.

Durch die Netzengpassanalyse wird eine Untersuchung der Auswirkungen auf die Netzauslastung sowie das Anrege- und Auslöseverhalten des Netzschutzes vorgenommen und die Ergebnisse nach Beendigung der Analyse als **Bericht** (XML-Datei [21]) dem Anwender zur Verfügung gestellt.

Die Netzengpassanalyse verwendet den Netzfaktor zur Bestimmung der Fitness für den jeweiligen Netzzustand. Netzfaktor und Fitness werden in dem **Bericht** ausgegeben. In dem Fall, dass Bezugs- und Einspeiseanlagen nur EIN/AUS-Zustände nachbilden können, stellt die Brute-Force-Methode eine vollständige kombinatorische Methode für die jeweilige betrachtete Bezugs- und Einspeiseanlagen dar.

24.4 Genetischer Algorithmus

Im Gegensatz zur Brute-Force-Methode und zur vollständigen kombinatorischen Methode (VKM) wird bei dem genetischen Algorithmus nur eine Auswahl von Individuen einer Netzzustandsanalyse und Netzzustandsdiagnose unterzogen, wodurch die benötigte Rechenzeit für eine Netzengpassanalyse deutlich vermindert werden kann.
Der genetische Algorithmus ist in seinem Aufbau und seiner Funktion an der biologischen Evolution und dem Prinzip „survival of the fittest“ orientiert. Durch verschiedene einzelne Teilalgorithmen werden dabei die Stufen einer simulierten Evolution mit Mutation, Rekombination und Selektion verfolgt und dadurch das Bestreben der Natur nach Optimierung von Lebewesen nachempfunden.

In der Netzengpassanalyse wird eine Kombination aus mehreren Mutations- und Rekombinationsoperatoren angewendet, welche in der nachfolgenden Tabelle noch bezeichnet werden. Bei der Selektion wird auf eine rangbasierte Selektion zurückgegriffen, welche durch eine Zufallsselektion ergänzt wird, um eine gewisse Breite der Suche zu gewährleisten.

Operatoren	Bedeutung
Mutationsoperatoren	▪ Gaußmutation ▪ Bitmutation, ▪ Invertierende Mutation
Rekombinationsoperatoren	▪ N-Punkte-Cross-Over ▪ Uniform-Cross-Over
Selektionsoperatoren	▪ Rangbasierte Selektion ▪ Zufallsselektion

Tabelle 12: Mutations-, Rekombinations- und Selektionsoperatoren

24.4.1 Mutationsoperatoren

Die Mutation, als Ein-Elter-Operator, stellt den im eigentlichen Sinne der Evolution einzigen Einfluss auf die Häufigkeit bestimmter Merkmale in den Individuen dar. Durch die Mutation werden, je nach Ausführung, sowohl Funktionen der stichprobenartigen Erforschung als auch der Feinabstimmung von Individuen im Suchraum ermöglicht. Die verwendete Bitmutation übernimmt dabei die Funktion einer Feinabstimmung von viel-

versprechenden Individuen (nahe am Netzengpass), die Gaußmutation und invertierende Mutation übernehmen die Funktion der breiten Erforschung zu Beginn der Suche.

24.4.2 Rekombinationsoperatoren

Die Rekombination, als Mehr-Elter-Operator, beschreibt eine neue Zusammensetzung von Individuen zu einem Kindindividuum. Dadurch werden bereits bestehende Eigenschaften von Individuen neu kombiniert.

24.4.3 Selektionsoperator

Die neu erzeugten Individuen werden in der Selektion in jeweils einen EIN/AUS-Zustand der NEPA-Anlagen übersetzt und danach Lastflussberechnungen mit Netzzustandsanalyse und Netzzustandsdiagnose ausgeführt. Diese Lastflussberechnungen bestimmen mögliche Netzengpässe und den Netzfaktor, wodurch die Fitness der Individuen beschrieben wird. Durch die Selektion werden nun die vielversprechendsten EIN/AUS-Zustände in Form von Individuen in die nächste Generation des genetischen Algorithmus überführt, wodurch sich mit zunehmender Anzahl an Generationen immer fittere Individuen bzw. immer kritischere Netzzustände ausbilden. Durch die Kombination aus rangbasierter Selektion und Zufallsselektion wird ein ausreichend großer Selektionsdruck erzeugt, ohne eine zu frühe Fokussierung auf lokale Extreme herbeizuführen.

24.4.4 Das Verfahren der simulierten Evolution

Das Verfahren der simulierten Evolution ist ein auf statistischen Methoden beruhendes Verfahren. Wie bei allen statistischen Verfahren ist auch bei der Suche durch den genetischen Algorithmus nicht garantiert, dass ein bestimmter Netzengpass gefunden wird. Durch eine geschickte Kombination der Operatoren kann jedoch eine hinreichend genaue Suche aufgebaut werden. Um die Kombination der für die Suche durch den genetischen Algorithmus ausschlaggebenden Operatoren im Verlauf der Suche anzupassen, wird ein vorbestimmter Satz an Hyperparametern verwendet, welche die komplette Suche beschreiben.

- ⇨ Unter einem Satz Hyperparameter versteht man diejenigen Parameter, welche die Suche durch den genetischen Algorithmus, also die Abfolge und Häufigkeit der angewendeten Mutations-, Rekombinations- und Selektionsoperatoren, vollumfänglich beschreiben.

Ein Abbruch der Suche erfolgt nach einer festgelegten Anzahl an Generationen, welche durch verschiedene Faktoren, welche sich durch die Ausdehnung des Netzes ergeben und abhängig des verwendeten Netzes bestimmt wird und nicht durch den Anwender selbst bestimmt werden kann.
Unter einer Generation versteht man eine Abfolge von Mutation, Rekombination und abschließender Selektion. Eine Generation wird jeweils durch die Selektion beendet, durch die die fittesten Individuen bestimmt werden und diese als neue Eltern in die nächste Generation übertragen werden.

24.4.5 Angewendete Hyperparametersätze

In dem Verlauf der Suche werden die Häufigkeiten der eingesetzten Operatoren (siehe Tabelle 12) angepasst. Diese Anpassung erfolgt vorbestimmt, beschrieben durch einen Satz an Hyperparametern, welche vom Anwender nicht parametriert werden können und in der Netzengpassanalyse von ATPDesigner vorgegeben sind. Die voreingestellten Hyperparametersätze wurden durch eine Vielzahl an Testfällen bei einem Vergleich des Suchverhaltens und der Ergebnisse der Suche generiert.

24.5 Parametrierung der Netzengpassanalyse

Die Netzengpassanalyse wird durch Einstellwerte in der Registerkarte **Netzengpassanalyse** im Einstelldialog **Einstellung Lastflussberechnung** parametriert.

⇨ Hauptmenü **ATP**, Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**, Registerkarte **Netzengpassanalyse**

Einstellwert	Bedeutung
Betriebsart Netzengpassanalyse	▪ **Brute-Force-Methode** Netzengpassanalyse mit der Brute-Force-Methode ▪ **Genetischer Algorithmus** Netzengpassanalyse durch die Methode Genetischer Algorithmus ▪ **Vollständige kombinatorische Methode** Netzengpassanalyse durch die Vollständig Kombinatorische Methode
PV-Anlagen: Wirkleistungsstufen	▪ **PV-Anlage EIN/AUS** PV-Anlagen werden als einzelne Netzwerkelemente mit EIN/AUS-Zustand berücksichtigt ▪ **PV-Gruppe EIN/AUS** Alle PV-Anlagen können als PV-Gruppe zusammengefasst und als Gruppe mit EIN/AUS-Zustand berücksichtigt werden ▪ **PV-Gruppe mit P-Stufen** Die Wirkleistung P_n aller PV-Anlagen als PV-Gruppe wird in den Wirkleistungsstufen 0%, 30%, 50% und 100% verändert.

Die nachfolgende Abbildung zeigt den Einstelldialog.

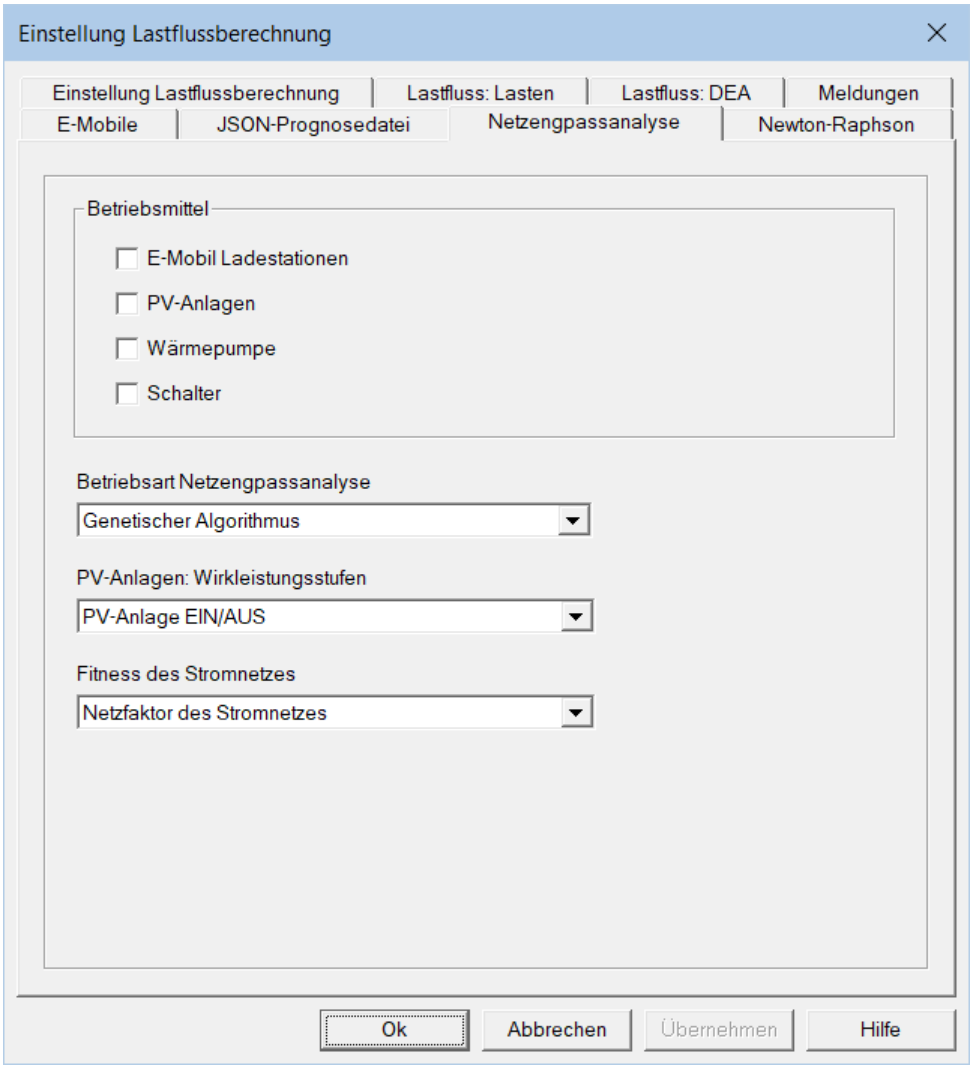


Abbildung 140: Registerkarte *Netzengpassanalyse*

Die Gruppierung der PV-Anlagen zu einer **PV-Gruppe** verfolgt den Gedanken, dass die relative Einspeiseleistungen der PV-Anlagen durch die äußeren Gegebenheiten der Sonneneinstrahlung innerhalb eines lokal begrenzten Stromnetzes als gleichmäßig angenommen werden können. Somit werden die relativen Einspeiseleistungen der PV-Anlagen im Normalbetrieb über den Verlauf eines Tages gleichermaßen absinken oder ansteigen.

⇨ ATPDesigner fasst automatisch alle PV-Anlagen des Stromnetzes zu einer PV-Gruppe zusammen

Abhängig von der Betriebsart können verschiedene Netzwerkelemente in der Netzengpassanalyse berücksichtigt werden.

Gruppe	Bedeutung
Betriebsmittel	▪ E-Mobil Ladestationen Netzwerkelement: **Erzeugungsanlage (DEA)** Registerkarte: **Lastprofil** Betriebsart: **E-Mobil** ▪ PV-Anlagen

	Netzwerkelement: **Erzeugungsanlage (DEA)** Registerkarte: **Lastprofil** Betriebsart: **Solarstromanlage (DEA)** ▪ Wärmepumpe Netzwerkelement: **Erzeugungsanlage (DEA)** Registerkarte: **Lastprofil** Betriebsart: **Wärmepumpe** ▪ Schalter Netzwerkelement Schalter

24.5.1 Parametrierung der Brute-Force-Methode

Die Anwendung der Brute-Force-Methode ist im Kapitel Lastflussberechnungen nach der Brute-Force-Methode erläutert.

24.5.2 Parametrierung der Vollständigen kombinatorischen Methode

In dieser Betriebsart stehen alle Auswahlmöglichkeiten zur Verfügung.

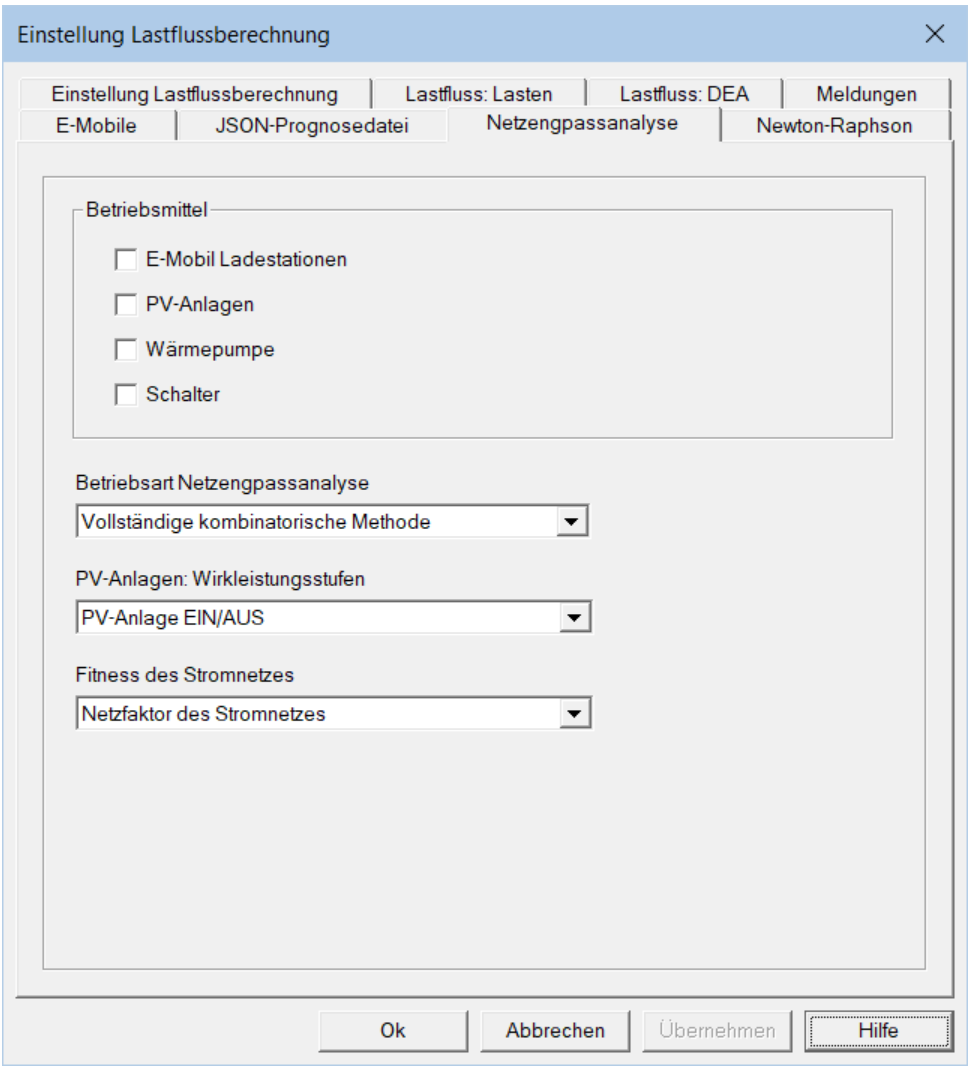


Abbildung 141: Parametrierung der Vollständigen kombinatorischen Methode

24.5.3 Parametrierung des genetischen Algorithmus

Auch in dieser Betriebsart stehen, wie in der nachfolgenden Abbildung gezeigt, alle Auswahlmöglichkeiten für den Anwender zur Verfügung. Im Gegensatz zur vollständigen kombinatorischen Methode (VKM) werden hier nur die durch die simulierte Evolution des genetischen Algorithmus erzeugten EIN/AUS-Zustände der NEPA-Anlagen ggfs. unter Berücksichtigung von Teillastzuständen einer Lastflussberechnung mit Netzzustandsanalyse und Netzzustandsdiagnose unterzogen.

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**
- Registerkarte **Netzengpassanalyse**

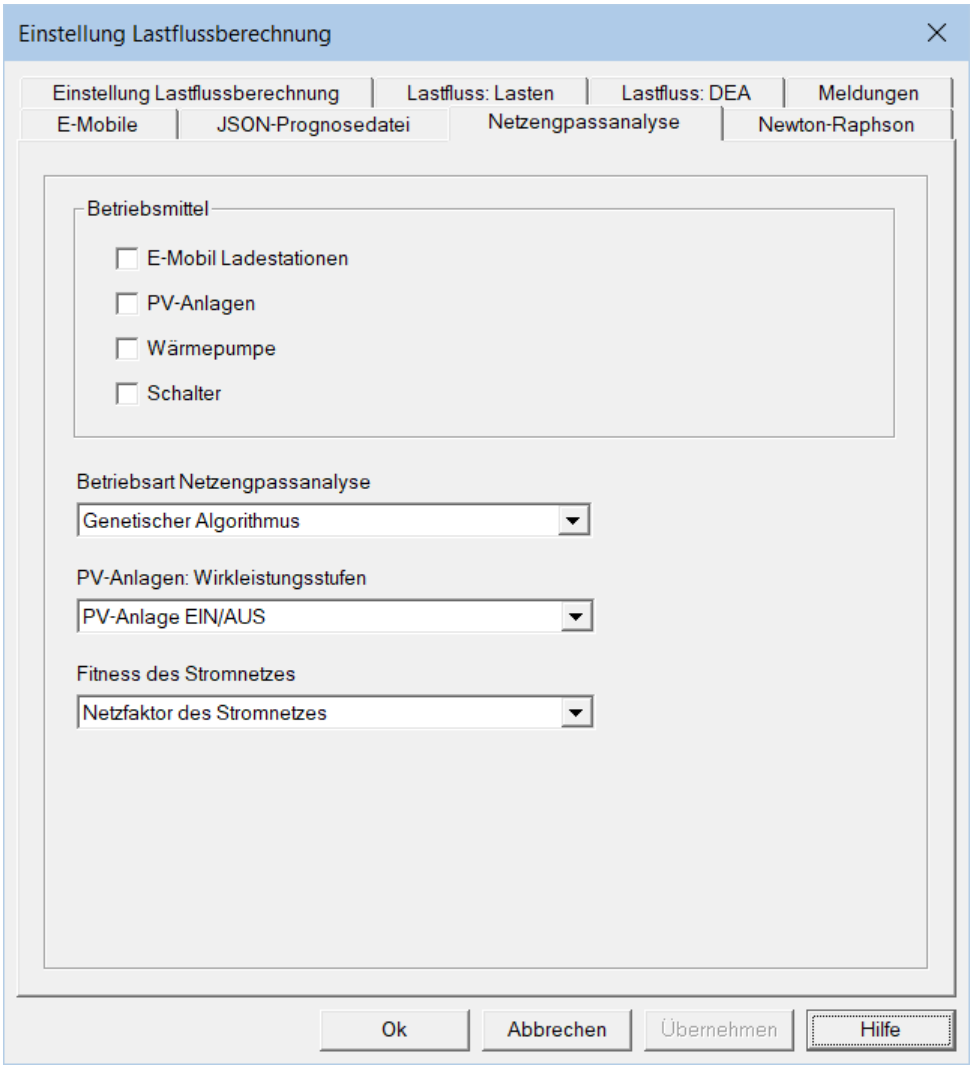


Abbildung 142: Parametrierung des genetischen Algorithmus

24.6 Ausführen einer Netzengpassanalyse

Die Netzengpassanalyse kann wie nachfolgend erläutert per Menü gestartet werden.

- Hauptmenü **Prüfungen**
- Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten**, **Flexibilitäten: Netzengpassanalyse**

Es muss darauf geachtet werden, vor dem Start der Netzengpassanalyse im oben gezeigten Einstelldialog **Netzengpassanalyse** die Methode z.B. bzgl. de Auswahl der zun berücksichtigenden Betriebsmittel zu parametrieren.

Die Grenzwerte für die Bewertung des Netzzustandes werden aus der Registerkarte **Überwachung Netzzustand** des Einstelldialogs **Einstellungen Elektrisches Netz** verwendet.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Netzkonfiguration**

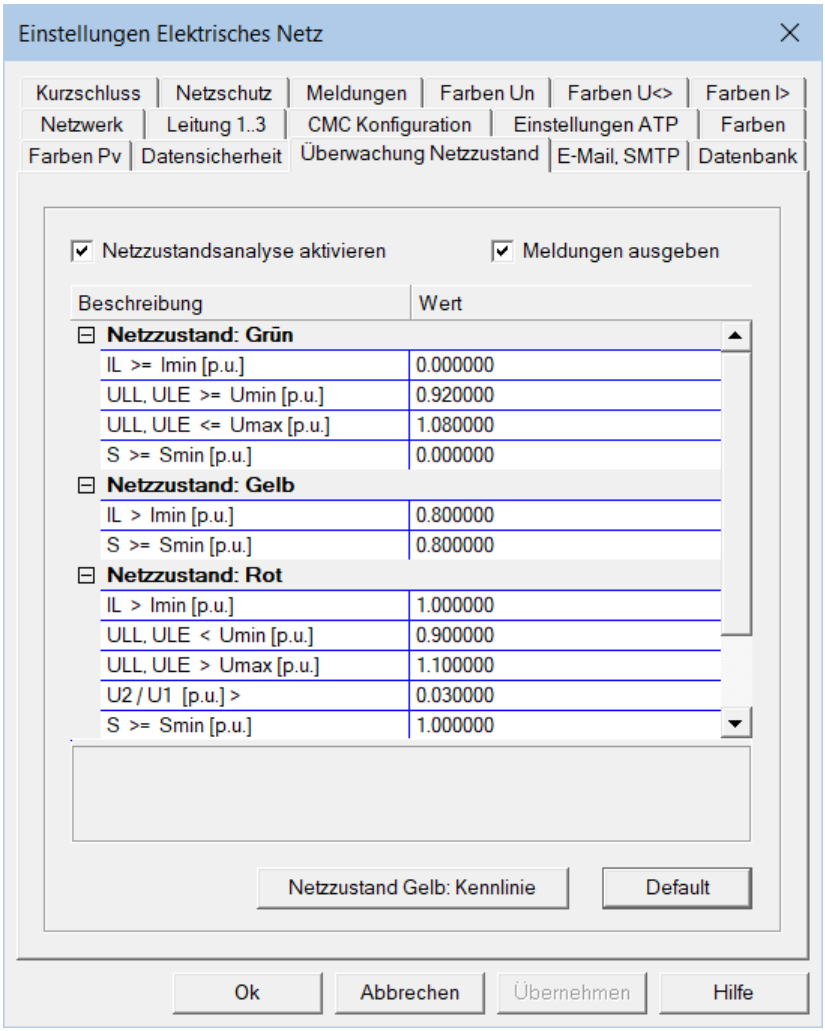


Abbildung 143: BDEW-Ampelkonzept - Einstellung der Grenzwerte für die Netzengpassanalyse

Die in der nachfolgenden Tabelle enthaltenen Einstellwerte der Registerkarte **Überwachung Netzzustand** werden in der Netzengpassanalyse für die Berechnung der Fitness und die Identifikation überlasteter oder hoch ausgelasteter Leitungen verwendet. Die in der nachfolgenden Tabelle erläuterten Einstellwerte werden für die Netzengpassanalyse verwendet

24.6.1 Einstellwerte *Fitness des Stromnetzes*, Skalierungsfaktor der Fitness

Der ausgewählte Netzfaktor zur Berechnung der Fitness wird zusätzlich durch einen Skalierungsfaktor bewertet. Die Methode zur Berechnung des Skalierungsfaktors ist abhängig von dem Einstellwert **Fitness des Stromnetzes**. Darüber hinaus wird die Kennlinie zur Ermittlung des Handlungsbedarfs verwendet. Diese kann in einer Tabelle eingestellt werden, die mit dem Taster **Netzzustand Gelb: Kennlinie** in der Registerkarte **Überwachung Netzzustand** geöffnet werden kann.

Einstellwert	Bedeutung
Netzfaktor des Stromnetzes	Skalierungsfaktor der Fitness = 1.0

Netzfaktor der Leitungen	Der Skalierungsfaktor der Fitness wird unter Berücksichtigung des BDEW-Ampelkonzeptes mit den Einstellwerten der Registerkarte **Überwachung Netzzustand** berechnet. ▪ Skalierungsfaktor = 0.0, falls der Betrag des maximalen Leiterstromes innerhalb des **Netzzustandes: Grün** ist. ▪ Die Berechnung des Skalierungsfaktors für Leiterströme im **Netzzustand: Gelb** und **Netzzustand: Rot** erfolgt mit Hilfe der **Kennlinie zur Ermittlung des Handlungsbedarfs**.
Netzfaktor der Sammelschienen	Ist diese Betriebsart eingestellt, so wird der **Skalierungsfaktor der Fitness** des Stromnetzes aus der Mitsystemspannung $\underline{U}_1$ an den Netzknoten der Sammelschienen berechnet. Es werden nur Mitsystemspannungen berücksichtigt, die außerhalb des durch die Grenzwerte definierten Bereiches **Netzzustand: Grün**, d.h. im **Netzzustand: Gelb** oder **Netzzustand: Rot** liegen. ▪ Skalierungsfaktor = 0.0, falls der Betrag der Mitsystemspannung innerhalb des **Netzzustandes: Grün** liegt.

Durch einen **Left Mouse Button Click** auf die Taste **OK** wird die Netzengpassanalyse ausgeführt. Nach Beendigung der Netzengpassanalyse werden die Ergebnisse in einem Bericht ausgegeben.

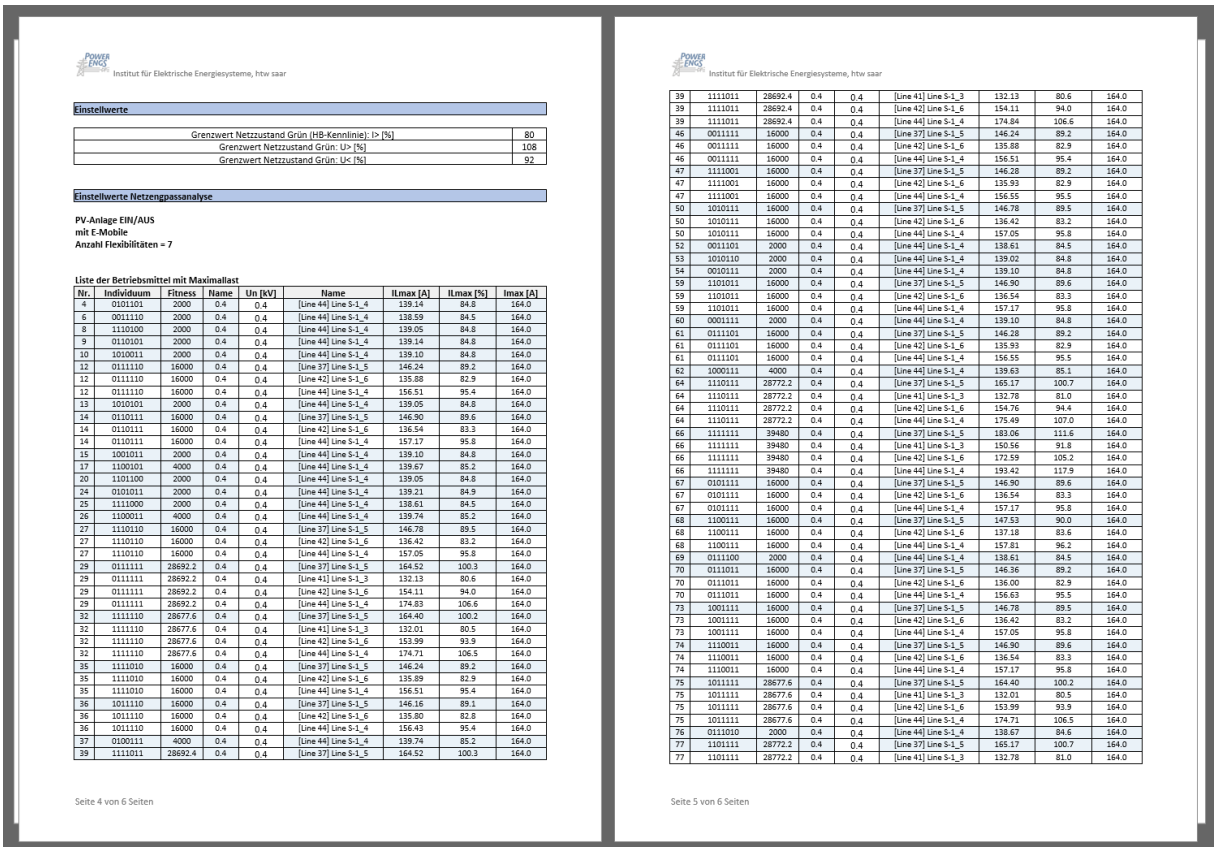
24.7 Bericht zur Netzengpassanalyse

Die Ergebnisse der Netzengpassanalyse werden in einem **Bericht** (XML-Datei [21]) ausgegeben. Der Bericht basiert auf dem Bericht, der für Brute-Force-Methode erzeugt wird. Bei der Netzengpassanalyse durch die vollständige kombinatorische Methode oder den genetischen Algorithmus werden lediglich einige Teile des erzeugten Dokuments angepasst bzw. erweitert.

Einstellwert	Bedeutung
I> [%]	▪ Der **Skalierungsfaktor der Fitness** für die Betriebsart **Netzfaktor der Leitungen** wird nur dann > 0.0 berechnet, wenn der maximale Leiterstrom der Leitung den Grenzwert I> überschreitet. ▪ Eine **Überlastung der Leitung** wird dann angenommen, wenn der maximale Leiterstrom der Leitung den Grenzwert I> überschreitet. ▪ Die **Ermittlung des maximalen Laststromes** eines Individuums (Lastflussszenario) wird mit Hilfe des Grenzwertes I> ermittelt. Es werden nur Leitungen berücksichtigt, deren maximaler Leiterstrom dem Betrage nach größer als der Grenzwert I> ist.
U< [%] **U> [%]**	Die beiden Grenzwerte U< und U> werden zur Berechnung des **Skalierungsfaktors der Fitness** in der Betriebsart **Netzfaktor der Sammelschienen** verwendet. Sie legen den unzulässigen Bereich der Mitsystemspannung $\underline{U}_1$ an den Sammelschienen fest. Die beiden Grenzwerte sind identisch mit den Grenzwerten von **Netzzustand: Grün**.

Die Ergebnisse werden in einem **Bericht** als XML-Datei [21] im **Projektverzeichnis** gespeichert werden. Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft einen Teil des Berichtes. Die Dateinamen der Prüfberichte sind wie folgt definiert. Der ***NetDateiname*** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**.

JJJJMMTThhmmss_*NetDateiname*_NEPA.xml



Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

Einstellwerte

Grenzwert Netzzustand Grün (HB-Kennlinie): I> [%]	80
Grenzwert Netzzustand Grün: U> [%]	108
Grenzwert Netzzustand Grün: U< [%]	92

Einstellwerte Netzengpassanalyse

PV-Anlage EIN/AUS
mit E-Mobile
Anzahl Flexibilitäten = 7

Liste der Betriebsmittel mit Maximallast

Nr.	Individuum	Fitness	Name	Un [kV]	Name	ILmax [A]	ILmax [%]	Imax [A]
4	0101101	2000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	139.14	84.8	164.0
6	0011110	2000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	138.59	84.5	164.0
8	1110100	2000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	139.05	84.8	164.0
9	0110101	2000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	139.14	84.8	164.0
10	1010011	2000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	139.10	84.8	164.0
12	0111110	16000	0.4	0.4	[Line 37] Line S-1_5	146.24	89.2	164.0
12	0111110	16000	0.4	0.4	[Line 42] Line S-1_6	135.88	82.9	164.0
12	0111110	16000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	156.51	95.4	164.0
13	1010101	2000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	139.05	84.8	164.0
14	0110111	16000	0.4	0.4	[Line 37] Line S-1_5	146.90	89.6	164.0
14	0110111	16000	0.4	0.4	[Line 42] Line S-1_6	136.54	83.3	164.0
14	0110111	16000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	157.17	95.8	164.0
15	1001011	2000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	139.10	84.8	164.0
17	1100101	4000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	139.67	85.2	164.0
20	1101100	2000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	139.05	84.8	164.0
24	0101011	2000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	139.21	84.9	164.0
25	1111000	2000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	138.61	84.5	164.0
26	1100011	4000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	139.74	85.2	164.0
27	1110110	16000	0.4	0.4	[Line 37] Line S-1_5	146.78	89.5	164.0
27	1110110	16000	0.4	0.4	[Line 42] Line S-1_6	136.42	83.2	164.0
27	1110110	16000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	157.05	95.8	164.0
29	0111111	28692.2	0.4	0.4	[Line 37] Line S-1_5	164.52	100.3	164.0
29	0111111	28692.2	0.4	0.4	[Line 41] Line S-1_3	132.13	80.6	164.0
29	0111111	28692.2	0.4	0.4	[Line 42] Line S-1_6	154.11	94.0	164.0
29	0111111	28692.2	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	174.83	106.6	164.0
32	1111110	28677.6	0.4	0.4	[Line 37] Line S-1_5	164.40	100.2	164.0
32	1111110	28677.6	0.4	0.4	[Line 41] Line S-1_3	132.01	80.5	164.0
32	1111110	28677.6	0.4	0.4	[Line 42] Line S-1_6	153.99	93.9	164.0
32	1111110	28677.6	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	174.71	106.5	164.0
35	1111010	16000	0.4	0.4	[Line 37] Line S-1_5	146.24	89.2	164.0
35	1111010	16000	0.4	0.4	[Line 42] Line S-1_6	135.89	82.9	164.0
35	1111010	16000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	156.51	95.4	164.0
36	1011110	16000	0.4	0.4	[Line 37] Line S-1_5	146.16	89.1	164.0
36	1011110	16000	0.4	0.4	[Line 42] Line S-1_6	135.80	82.8	164.0
36	1011110	16000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	156.43	95.4	164.0
37	0100111	4000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	139.74	85.2	164.0
39	1111011	28692.4	0.4	0.4	[Line 37] Line S-1_5	164.52	100.3	164.0

Seite 4 von 6 Seiten

Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

39	1111011	28692.4	0.4	0.4	[Line 41] Line S-1_3	132.13	80.6	164.0
39	1111011	28692.4	0.4	0.4	[Line 42] Line S-1_6	154.11	94.0	164.0
39	1111011	28692.4	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	174.84	106.6	164.0
46	0011111	16000	0.4	0.4	[Line 37] Line S-1_5	146.24	89.2	164.0
46	0011111	16000	0.4	0.4	[Line 42] Line S-1_6	135.88	82.9	164.0
46	0011111	16000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	156.51	95.4	164.0
47	1111001	16000	0.4	0.4	[Line 37] Line S-1_5	146.28	89.2	164.0
47	1111001	16000	0.4	0.4	[Line 42] Line S-1_6	135.93	82.9	164.0
47	1111001	16000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	156.55	95.5	164.0
50	1010111	16000	0.4	0.4	[Line 37] Line S-1_5	146.78	89.5	164.0
50	1010111	16000	0.4	0.4	[Line 42] Line S-1_6	136.42	83.2	164.0
50	1010111	16000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	157.05	95.8	164.0
52	0011101	2000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	138.61	84.5	164.0
53	1010110	2000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	139.02	84.8	164.0
54	0010111	2000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	139.10	84.8	164.0
59	1101011	16000	0.4	0.4	[Line 37] Line S-1_5	146.90	89.6	164.0
59	1101011	16000	0.4	0.4	[Line 42] Line S-1_6	136.54	83.3	164.0
59	1101011	16000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	157.17	95.8	164.0
60	0001111	2000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	139.10	84.8	164.0
61	0111101	16000	0.4	0.4	[Line 37] Line S-1_5	146.28	89.2	164.0
61	0111101	16000	0.4	0.4	[Line 42] Line S-1_6	135.93	82.9	164.0
61	0111101	16000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	156.55	95.5	164.0
62	1000111	4000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	139.63	85.1	164.0
64	1110111	28772.2	0.4	0.4	[Line 37] Line S-1_5	165.17	100.7	164.0
64	1110111	28772.2	0.4	0.4	[Line 41] Line S-1_3	132.78	81.0	164.0
64	1110111	28772.2	0.4	0.4	[Line 42] Line S-1_6	154.76	94.4	164.0
64	1110111	28772.2	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	175.49	107.0	164.0
66	1111111	39480	0.4	0.4	[Line 37] Line S-1_5	183.06	111.6	164.0
66	1111111	39480	0.4	0.4	[Line 41] Line S-1_3	150.56	91.8	164.0
66	1111111	39480	0.4	0.4	[Line 42] Line S-1_6	172.59	105.2	164.0
66	1111111	39480	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	193.42	117.9	164.0
67	0101111	16000	0.4	0.4	[Line 37] Line S-1_5	146.90	89.6	164.0
67	0101111	16000	0.4	0.4	[Line 42] Line S-1_6	136.54	83.3	164.0
67	0101111	16000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	157.17	95.8	164.0
68	1100111	16000	0.4	0.4	[Line 37] Line S-1_5	147.53	90.0	164.0
68	1100111	16000	0.4	0.4	[Line 42] Line S-1_6	137.18	83.6	164.0
68	1100111	16000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	157.81	96.2	164.0
69	0111100	2000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	138.61	84.5	164.0
70	0111011	16000	0.4	0.4	[Line 37] Line S-1_5	146.36	89.2	164.0
70	0111011	16000	0.4	0.4	[Line 42] Line S-1_6	136.00	82.9	164.0
70	0111011	16000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	156.63	95.5	164.0
73	1001111	16000	0.4	0.4	[Line 37] Line S-1_5	146.78	89.5	164.0
73	1001111	16000	0.4	0.4	[Line 42] Line S-1_6	136.42	83.2	164.0
73	1001111	16000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	157.05	95.8	164.0
74	1110011	16000	0.4	0.4	[Line 37] Line S-1_5	146.90	89.6	164.0
74	1110011	16000	0.4	0.4	[Line 42] Line S-1_6	136.54	83.3	164.0
74	1110011	16000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	157.17	95.8	164.0
75	1011111	28677.6	0.4	0.4	[Line 37] Line S-1_5	164.40	100.2	164.0
75	1011111	28677.6	0.4	0.4	[Line 41] Line S-1_3	132.01	80.5	164.0
75	1011111	28677.6	0.4	0.4	[Line 42] Line S-1_6	153.99	93.9	164.0
75	1011111	28677.6	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	174.71	106.5	164.0
76	0111010	2000	0.4	0.4	[Line 44] Line S-1_4	138.67	84.6	164.0
77	1101111	28772.2	0.4	0.4	[Line 37] Line S-1_5	165.17	100.7	164.0
77	1101111	28772.2	0.4	0.4	[Line 41] Line S-1_3	132.78	81.0	164.0

Seite 5 von 6 Seiten

Abbildung 144: Bericht zur Netzengpassanalyse

24.7.1 Einbinden der Individuen

Bei der Anwendung des genetischen Algorithmus ist keine fortlaufende Reihenfolge der erzeugten Individuen im Sinne einer binären Reihe wie bei der Brute-Force-Methode gegeben. Es werden durch das zufallsbasierte Verfahren Individuen erzeugt, in die nächste Generation übertragen oder verworfen. Um die jeweils einer Lastflussberechnung unterzogenen Szenarien besser zuordnen zu können, wird im Bericht auch die Bezeichnung des jeweiligen ausgeführten Individuums ausgegeben.

- Bedingt durch das statistische Verfahren sind die Ergebnisdateien, bei mehrfacher Ausführung im selben betrachteten Stromnetz, nicht vollständig untereinander vergleichbar

24.7.2 Erkennen von Netzengpässe – Überlastungen von Leitungen

Am Ende des Berichtes ist eine tabellarische Zusammenfassung der erkannten Netzengpässe enthalten. Wie das nachfolgende Beispiel zeigt, werden in Form einer Tabelle, die von der Netzengpassanalyse detektierten, überlasteten Leitungen aufgelistet.

Liste der Betriebsmittel Netzengpass

Name des Netzwerkelementes	ILmax [A]	ILmax [%]	Imax [A]
[Line 44] Line S-1_4	193.42	117.939	164
[Line 37] Line S-1_5	183.06	111.622	164
[Line 42] Line S-1_6	172.593	105.239	164
[Line 41] Line S-1_3	150.564	91.8072	164

Abbildung 145: Liste der erkannten Netzengpässe – Überlastungen von Leitungen

Einstellwert	Bedeutung
ILmax [A] oder [%]	Maximaler Leiterstrom
Imax	Maximal zulässiger Laststrom

In der Tabelle werden alle über diesen Grenzwert ausgelasteten Leitungen mit der jeweils größten Auslastung ausgegeben, die nach Auswertung aller berechneten Individuen erkannt wurde. Dadurch wird es dem Anwender ermöglicht die Leitungen im Netz zu identifizieren, welche mögliche Netzengpässe darstellen.

25 Lastflussberechnung mit dem Verfahren nach Newton-Raphson

Die Lastflussberechnung mit dem Verfahren nach Newton-Raphson ist eines der am meisten eingesetzten Verfahren zur Berechnung des stationären Netzzustandes von Stromnetzen. Grundlage des Newton-Raphson-Verfahrens ist die Knotenadmittanzmatrix des Stromnetzes. Die Anwendung des Verfahrens setzt weiter voraus, dass für alle Randknoten des Stromnetzes die Bezugs- bzw. Einspeiseleistungen getrennt nach Wirkleistung P und Blindleistung Q bekannt sind. Die Randknoten werden als PQ-Randknoten oder PQ-Knoten bezeichnet.

Eine Besonderheit des Newton-Raphson-Verfahrens besteht darin, dass ein dezidierter Netzknoten, der i.a. Slack genannt wird, als Bezugsknoten zur Festlegung der Nennspannung des Stromnetzes verwendet wird. Für den Slack-Knoten wird eine idealerweise unendlich große Kurzschlussleistung angenommen. Als Modell des Slack-Knotens wird daher eine ideale Spannungsquelle verwendet. In der Praxis der Lastflussberechnung wird i.a. Regel ein Randknoten mit sehr großer Kurzschlussleistung S_k als Slack-Knoten verwendet.

Ergebnis des Verfahrens nach Newton-Raphson sind die komplexen Knotenspannungen nach Betrag und Phasenwinkel, die den sog. Netzzustandsvektor bilden. Mit Hilfe der Knotenadmittanzmatrix können aus den komplexen Knotenspannungen alle Zweigströme zwischen den Netzknoten und daraus resultierend alle Leitungsflüsse getrennt nach Wirk- und Blindleistung berechnet werden.

Die Lastflussberechnung nach Newton-Raphson ist ein iteratives Mehr-Schritt Verfahren mit Konvergenzüberwachung. Ausgehend von einem initialen Netzzustand, i.a. Flat Start genannt, werden die Bezugs- bzw. Einspeiseleistung der PQ-Randknoten den vom Anwender vorgegebenen Bezugs- bzw. Einspeiseleistungen iterativ, d.h. schrittweise angenähert. Stimmen berechnete und vorgegebene Bezugs- bzw. Einspeiseleistungen der PQ-Randknoten unter Berücksichtigung einer vom Anwender vorgegebenen Genauigkeit überein, spricht man von Konvergenz der Lastflussberechnung, sonst von Divergenz. Zusätzlich wird das iterative Verfahren nach Newton-Raphson mit einer anwenderspezifischen maximal zulässigen Anzahl von Iterationsschritten auf Divergenz überwacht.

Die im letzten konvergenten Iterationsschritt berechneten komplexen Knotenspannungen, d.h. der Netzzustandsvektor repräsentiert den gültigen Netzzustand, welcher sich aufgrund der Übereinstimmung der vom Anwender vorgegebenen Leistungen P und Q mit den vom Newton-Raphson-Verfahren iterativ berechneten Leistungen P und Q an allen PQ-Knoten ergibt.

Die netzphysikalische Grundlage des Newton-Raphson-Verfahrens ist der quadratische, d.h. nichtlineare Zusammenhang zwischen den komplexen Knotenspannungen und den komplexen Scheinleistungen. Die Vorgehensweise zur Aufstellung und Lösung des sich dadurch ergebenden nichtlinearen Gleichungssystems wird im Folgenden näher erläutert.

Es soll hier schon angemerkt werden, dass das in ATPDesigner implementierte Verfahren zur Lastflussberechnung nach Newton-Raphson einen fehlerfreien symmetrischen Netzzustand voraussetzt. Daraus ergibt sich, dass es sich um eine Lastflussberechnung im Mitsystem des Stromnetzes handelt. Gegensystem und Nullsystem des Stromnetzes werden zu Null angenommen und müssen nicht berücksichtigt werden.

25.1 Mathematische Beschreibung des Verfahrens

Das Newton-Raphson-Verfahren ist ein effizientes und in der Praxis häufig anzutreffendes Verfahren, um Leistungsflüsse zu berechnen. Das in diesem Zusammenhang zu lösende nichtlineare Gleichungssystem lässt sich aus den einzelnen Leistungsgleichungen eines Netzknotens i in einem Stromnetz mit m Knoten in Matrixschreibweise folgendermaßen formulieren [34]. Der Knoten i wird im Folgenden als **Referenzknoten** bezeichnet.

Leistungsgleichungen eines Netzknotens i als Referenzknoten

$$\begin{pmatrix} \underline{S}_1 \\ \underline{S}_2 \\ \vdots \\ \underline{S}_i \\ \vdots \\ \underline{S}_m \end{pmatrix} = 3 \cdot \begin{pmatrix} \underline{U}_1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{U}_2 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \ddots & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \underline{U}_j & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \underline{U}_m \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} & \cdots & \underline{Y}_{1j} & \cdots & \underline{Y}_{1m} \\ \underline{Y}_{21} & \underline{Y}_{22} & \cdots & \underline{Y}_{2j} & \cdots & \underline{Y}_{2m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{Y}_{i1} & \underline{Y}_{i2} & \cdots & \underline{Y}_{ij} & \cdots & \underline{Y}_{im} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{Y}_{m1} & \underline{Y}_{m2} & \cdots & \underline{Y}_{mj} & \cdots & \underline{Y}_{mm} \end{pmatrix}^* \begin{pmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \vdots \\ \underline{U}_j \\ \vdots \\ \underline{U}_m \end{pmatrix}^*$$

- $\underline{S}_i$: dreiphasige Scheinleistung an Knoten i
- $\underline{U}_i$: Mitsystemspannung am Knoten i
- $\underline{Y}_{ij}$: Mitsystemadmittanz zwischen Knoten i und j

Der Index j beschreibt hierbei den entsprechenden **Gegenknoten** eines Netzzweiges zum einem **Referenzknoten** i wie beispielsweise einer Leitung. Das obige Gleichungssystem lässt sich auch in verkürzter Matrixschreibweise darstellen.

$$\boldsymbol{s} = 3 \cdot \boldsymbol{u}_{diag} \cdot \boldsymbol{i}^* = 3 \cdot \boldsymbol{u}_{diag} \cdot \boldsymbol{Y}^* \cdot \boldsymbol{u}^*$$

- **Y** : Knotenadmittanzmatrix des Stromnetzes
- **u** : Vektor der Knotenspannungen

Grundlage der Leistungsgleichungen ist die Knotenadmittanzmatrix **Y** die das Stromnetz als elektrisches Netzwerk im stationären Netzzustand vollständig beschreibt.

$$\begin{pmatrix} \underline{Y}_{11} & \underline{Y}_{12} & \cdots & \underline{Y}_{1,j} & \cdots & \underline{Y}_{1,m} \\ \underline{Y}_{12} & \underline{Y}_{22} & \cdots & \underline{Y}_{2,j} & \cdots & \underline{Y}_{2,m} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \underline{Y}_{i,1} & \underline{Y}_{i,2} & \cdots & \underline{Y}_{i,j} & \cdots & \underline{Y}_{i,m} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{Y}_{m,1} & \underline{Y}_{m,2} & \cdots & \underline{Y}_{m,j} & \cdots & \underline{Y}_{m,m} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \\ \vdots \\ \underline{U}_i \\ \vdots \\ \underline{U}_m \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \\ \vdots \\ \underline{I}_i \\ \vdots \\ \underline{I}_m \end{pmatrix}$$

- **Y** : Knotenadmittanzmatrix des Stromnetzes
- **u** : Vektor der Knotenspannungen
- **i** : Vektor der Knotenströme, die von außen in die Knoten eingespeist werden

Die Admittanzen der Knotenadmittanzmatrix werden nach [34] wie folgt für die haupt- und Nebendiagonalelemente berechnet. Es wird angenommen, dass die Betriebsmittel durch Ersatzschaltbilder mit Längs- und Queradmittanzen nachgebildet werden.

Hauptdiagonalelement Knoten i

$$\underline{Y}_{ii} = \sum_{j=1}^{m} (\underline{Y}_{0,ij} + \underline{Y}_{ij})$$

Der Index 0 kennzeichnet den Index des Bezugsknotens der Knotenspannungen.

Nebendiagonalelement Zweig Knoten i – Knoten j

$$\underline{Y}_{ij} = -\underline{Y}_{ij}$$

Das in ATPDesigner implementierte Verfahren nach Newton-Raphson vernachlässigt vereinfachend die hochohmigen Querimpedanzen der Ersatzschaltbilder der Betriebsmittel. Daher werden Impedanz behaftete Betriebsmittel nur durch eine Längsadmittanzen beschrieben. Queradmittanzen werden zu Null angenommen. Dadurch ergeben sich folgende vereinfachte Vorschriften zur Definition der Haupt- und Nebendiagonalelemente der Knotenadmittanzmatrix.

Hauptdiagonalelement Knoten i

$$\underline{Y}_{ii} = \sum_{j=1}^{m} \underline{Y}_{ij}$$

Nebendiagonalelement Knoten i – Knoten j

$$\underline{Y}_{ij} = -\underline{Y}_{ij}$$

25.2 Leistungsflussberechnung nach Newton-Raphson in ATPDesigner

Bei der Leistungsflussberechnung mit Hilfe des Newton-Raphson-Verfahrens wird die Ermittlung der unbekannten Größen in zwei Schritten ausgeführt. Im ersten Schritt wird der Zustandsvektor $\boldsymbol{u}$ (im Folgenden auch als $\boldsymbol{x}$ bezeichnet) durch Lösung des nichtlinearen Gleichungssystems der Leistungsgleichungen ermittelt. Ergebnis sind die Knotenspannungen jedes Netzknotens gegen Bezugsknoten. Der Bezugsknoten ist in Stromnetzen das Bezugspotential in aller Regel Erdpotential.

$$\boldsymbol{s} = 3 \cdot \boldsymbol{u}_{diag} \cdot \boldsymbol{i}^* = 3 \cdot \boldsymbol{u}_{diag} \cdot \boldsymbol{Y}^* \cdot \boldsymbol{u}^*$$

Mit Hilfe dieses Zustandsvektors und den Admittanzen der Netzzweige werden anschließend in einem zweiten Schritt die Leistungsflüsse, Verluste und die Ströme der Netzzweige berechnet.

Die Grundlage des Newton-Raphson-Verfahrens bildet das Tangentenverfahren zur numerischen Suche einer Nullstelle einer nichtlinearen Funktion $f(x)$. Das Verfahren soll für den eindimensionalen Fall zur Lösung einer nichtlinearen Gleichung mit einer Unbekannten dargestellt werden.

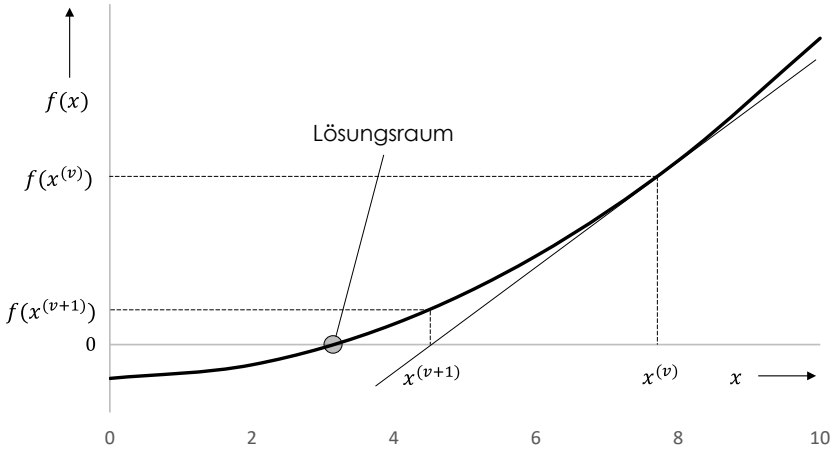


Abbildung 146: Exemplarische Darstellung eines Iterationsschrittes des Newton-Raphson-Verfahrens für eine nichtlineare Funktion mit einer Unbekannten nach [34].

Die Bestimmung der gesuchten Lösung x erfolgt iterativ, indem ausgehend von einem Schätzwert $x^{(v)}$ die Funktion um den dazugehörigen Funktionswert $f(x^{(v)})$, durch Anlegen der Tangente, linearisiert wird. Anschließend wird die Nullstelle dieser Tangente berechnet. Sie bildet einen besseren Schätzwert $x^{(v+1)}$ zur Lösung der Gleichung. Mit Hilfe des neuen Wertes $x^{(v+1)}$ kann wiederum ein neuer Funktionswert $f(x^{(v+1)})$ berechnet werden, um den abermals linearisiert wird. Das Verfahren wird so oft wiederholt bis eine vorgegebene Konvergenzschranke ε unterschritten wird und damit ein Funktionswert $f(x)$ innerhalb des Lösungsraumes vorliegt.

Bei der Leistungsflussberechnung entspricht $\boldsymbol{x}$ dem Knotenspannungsvektor **u.** Das Leistungsflussproblem kann als Nullstellensuche formuliert werden. Die berechneten Leistungen $\boldsymbol{s}(\boldsymbol{x})$ sollen den an jedem Knoten vorgegebenen Leistungen $\boldsymbol{s}_{geg}$ entsprechen.

$$\boldsymbol{s}(\boldsymbol{x}) \stackrel{!}{=} \boldsymbol{s}_{geg}$$

Die Differenz aus berechneter und vorgegebener Leistung entspricht dann der gesuchten Nullstelle.

$$\boldsymbol{f}(\boldsymbol{x}) = \boldsymbol{s}(\boldsymbol{x}) - \boldsymbol{s}_{geg} \stackrel{!}{=} \boldsymbol{0}$$

Mathematisch erfolgt die gezeigte Linearisierung durch eine Taylorreihenentwicklung mit Abbruch nach dem ersten Glied.

$$\boldsymbol{f}\left(\boldsymbol{x}^{(v+1)}\right) \approx \boldsymbol{f}\left(\boldsymbol{x}^{(v)}\right) + \frac{\partial \boldsymbol{f}\left(\boldsymbol{x}^{(v)}\right)}{\partial \left(\boldsymbol{x}^{(v)}\right)^{T}} \Delta \boldsymbol{x}^{(v)}$$

Setzt man die Gleichungen ineinander ein, lässt sich nach dem Zustandsänderungsvektor $\Delta \boldsymbol{x}^{(v)}$ auflösen, welcher die Änderung der komplexen Knotenspannungen nach Betrag und Phasenlage enthält:

$$\frac{\partial \boldsymbol{s}\left(\boldsymbol{x}^{(v)}\right)}{\partial \left(\boldsymbol{x}^{(v)}\right)^{T}} \cdot \Delta \boldsymbol{x}^{(v)} = \boldsymbol{s}_{geg} - \boldsymbol{s}\left(\boldsymbol{x}^{(v)}\right)$$

Das Gleichungssystem des Newton-Raphson-Algorithmus‘ lässt sich mit der Einführung der Jacobimatrix $\boldsymbol{J}$ in verkürzter Form darstellen.

$$\boldsymbol{J}^{(\nu)} \cdot \Delta\boldsymbol{x}^{(\nu)} = \Delta\boldsymbol{s}^{(\nu)}$$

Die Elemente der Jacobimatrix $\boldsymbol{J}$ sind abhängig von der Wahl des Koordinatensystems und dem aktuell gültigen Iterationsschritt. Das bedeutet, dass die Matrix in jedem Iterationsschritt neu berechnet werden muss. Mit Hilfe des Änderungsvektor $\Delta\boldsymbol{x}^{(\nu)}$ lässt sich der verbesserte Schätzwert $\boldsymbol{x}^{(\nu+1)}$ ermitteln.

$$\boldsymbol{x}^{(\nu+1)} = \boldsymbol{x}^{(\nu)} + \Delta\boldsymbol{x}^{(\nu)}$$

Der neue Schätzwert $\boldsymbol{x}^{(\nu+1)}$ dient nun zur Berechnung eines neuen Leistungsvektors $\boldsymbol{s}\left(\boldsymbol{x}^{(\nu+1)}\right)$. Die Iteration wird so lange durchgeführt bis eine vorgegebene Konvergenzschranke ε unterschritten wird.

Weitere Informationen zur Jakobimatrix und dem Newton-Raphson-Verfahren finden sich in [35]. Folgende Hinweise sind zu beachten:

- Berechnet werden die Leiter-Leiter- und Leiter-Erd-Spannungen, Leiterströme als auch die Spannungen und Ströme im Mitsystem sowie die übertragenen Leistungen für den stationären Netzzustand.

- Das Verfahren basiert auf einer Berechnung des stationären fehlerfreien Netzzustandes im Mitsystem, weshalb keine unsymmetrischen Leistungsflüsse berechnet werden. Gegen- und Nullsystem werden im Modell des Stromnetzes zu Null angenommen. Hierbei ist zu beachten, dass unsymmetrische Quellen, Senken und Verbraucher zwar durch das Netzberechnungsprogramm parametriert werden können, diese aber nicht in der Berechnung unterstützt werden.

- Das Verfahren berücksichtigt keinen Kurzschluss.

- Das Ersatzschaltbild von Zweigelementen wie Leitungen, Transformatoren etc. wird lediglich durch die Längselemente gebildet, Querelemente werden in den Ersatzschaltbildern nicht berücksichtigt.

- Netzeinspeisungen bilden einen **Slack** Knoten, d.h. ihr Ersatzschaltbild besteht aus einer 3-phasig symmetrischen idealen Spannungsquelle ohne Kurzschlussimpedanz, d.h. $\underline{Z}_{1k}$=0Ω.

- Nach dem Start des Verfahrens wird eine Spannungsebenen-Prüfung für alle Betriebsmittel, die eine Spannungs- oder Leistungsquelle mit einem Einstellwert für die Nennspannung U_n haben, wie z.B. **Netzeinspeisung**, **Erzeugungsanlage (DEA)** oder **Synchrongenerator,** durchgeführt. Die eingestellte Nennspannung des versorgenden **Transformator 2-Wicklung** wird für alle in dieser Spannungsebene liegenden Betriebsmittel übernommen.

Im Folgenden wird erläutert, was bei der Anwendung des Verfahrens innerhalb des Netzberechnungsprogramms beachtet werden muss.

25.3 Anwendung der Lastflussberechnung mit Newton-Raphson

Die Lastflussberechnung mit dem Verfahren nach Newton-Raphson wird durch einen **Left Mouse Button Click** auf den Button innerhalb der **Lastfluss Toolbar** oder über Hauptmenü **Prüfungen** mit dem Menüeintrag **Lastflussberechnung mit Newton-Raphson** gestartet.

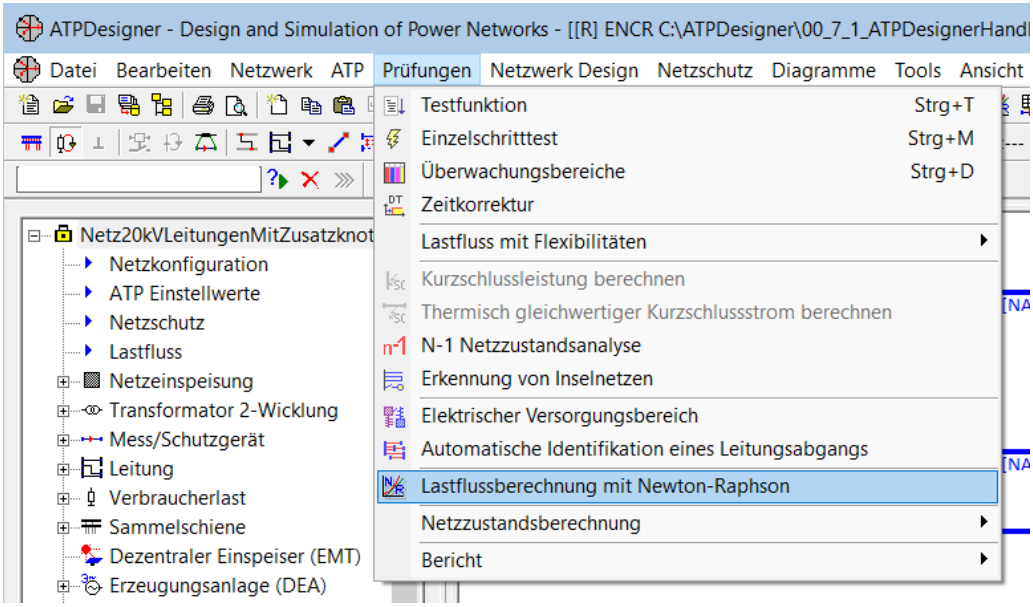


Abbildung 147: Lastflussberechnung nach dem Verfahren nach Newton-Raphson.

Wie auch bei der Lastflussberechnung über das Stromiterationsverfahren (Toolbar-Button) werden die Konvergenzinformationen in der Statusleiste angezeigt.

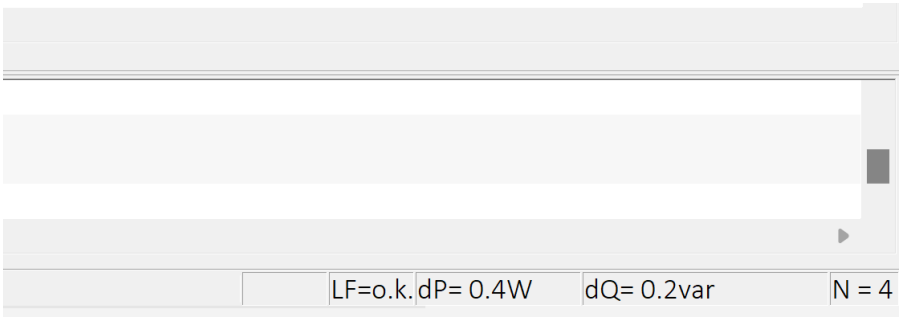


Abbildung 148: Informationen zur Konvergenz in der Statusleiste.

Hierbei beschreiben dP und dQ die im aktuellen Iterationsschritt ermittelte Summe der Betragsdifferenzen zwischen gegebener (also an den PQ-Randknoten, wie z.B. einer **Verbraucherlast** eingestellter) und durch das Verfahren berechneter Wirkleistung bzw. Blindleistung über allen m Netzknoten. Es wird überprüft, ob diese Summe kleiner als die eingestellte Konvergenzschranke ΔP_{max} und ΔQ_{max} ist.

$$dP = \sum_{i=1}^{m} \left| P_{i,geg} - P_i \right| < \Delta P_{max}$$

$$dQ = \sum_{i=1}^{m} \left| Q_{i,geg} - Q_i \right| < \Delta Q_{max}$$

- $P_{i,geg}$: Eingestellter Wert der Wirkleistung am Knoten i
- $Q_{i,geg}$: Eingestellter Wert der Blindleistung am Knoten i
- P_i : Berechneter Wert der Wirkleistung des aktuellen Iterationsschrittes
- Q_i : Berechneter Wert der Blindleistung des aktuellen Iterationsschrittes

Die Konvergenzschranken und die maximale Anzahl an Iterationsschritten können innerhalb des Einstelldialogs **Einstellung Lastflussberechnung** in der Registerkarte **Newton-Raphson** eingestellt werden.

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**, Registerkarte **Newton-Raphson**

Einstellwert	Bedeutung
Max. Steps	Maximal zulässige Anzahl von Iterationsschritten
Max. Delta P	Konvergenzschranke der Wirkleistung ΔP_{max}
Max. Delta Q	Konvergenzschranke der Blindleistung ΔQ_{max}

Es sei erwähnt, dass selbst bei sehr klein gewählten Konvergenzschranken und großen Stromnetzen mit vielen Betriebsmitteln das Verfahren i.d.R. nach drei bis vier Iterationsschritten eine Lösung findet. Allerdings nimmt die Berechnungszeit nichtlinear mit der Anzahl an Knoten im Stromnetz zu.

Im Folgenden werden allgemeine Hinweise zum Aufbau des Stromnetzes und zur Parametrierung der Betriebsmittel gegeben, da das Verfahren nicht alle Einstellwerte, die ATPDesigner zur Verfügung stellt, berücksichtigt. Ein nicht erlaubter Stromnetzaufbau erkennt man i.d.R. an einer Fehlermeldung im **Meldungsfenster** oder die Berechnung findet keine konvergente Lösung.

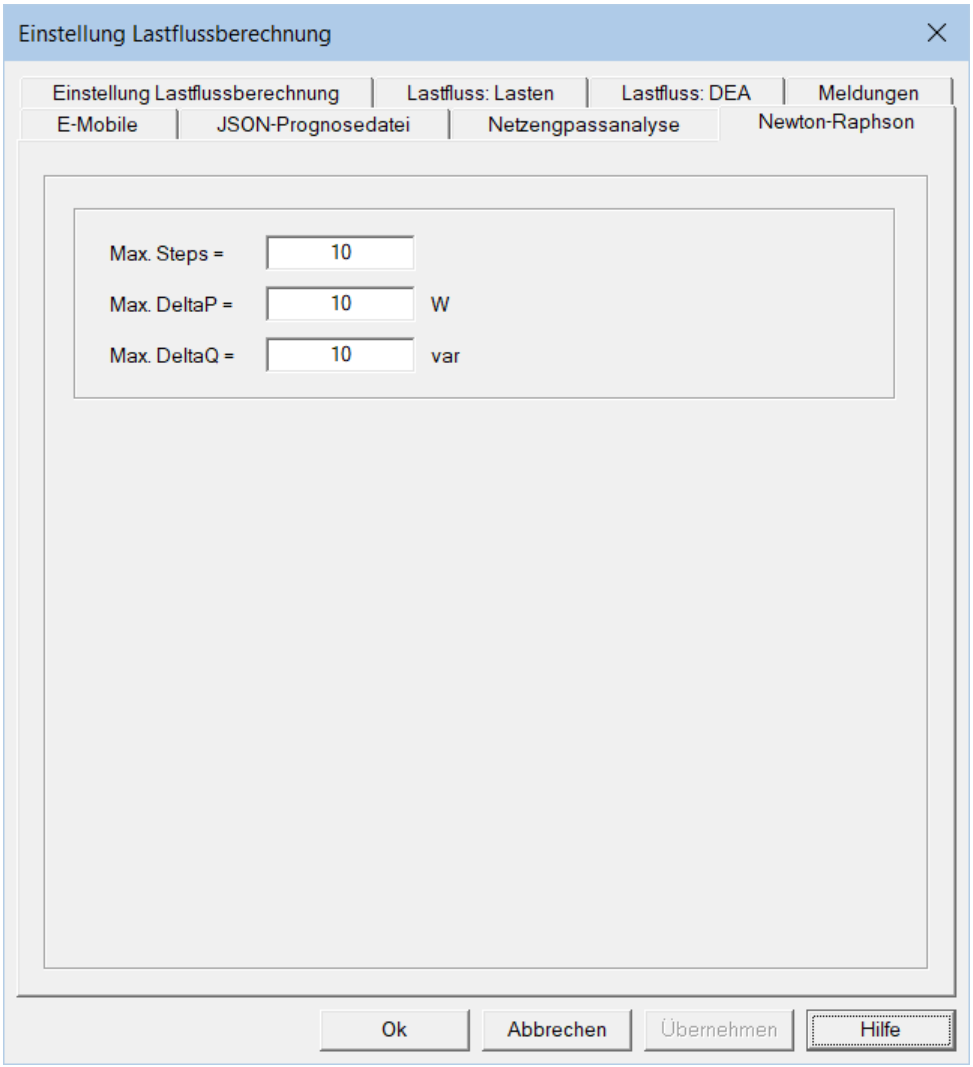


Abbildung 149: Einstelldialog für die Lastflussberechnung nach Newton-Raphson.

25.4 Vorgehensweise und Anforderungen des Verfahrens

Das Verfahren stellt Anforderungen an Topologie und Betriebsmittel des Stromnetzes. Grundlage der Anforderungen ist ein 3-phasiger elektrisch symmetrischer Netzzustand mit 3-phasigen elektrisch symmetrischen Betriebsmitteln. Als Konsequenz genügt es, das Stromnetz im Mitsystem zu betrachten, da wegen der Symmetrie Gegensystem und Nullsystem nicht berücksichtigt werden müssen. Das Verfahren nach Newton-Raphson führt somit nur eine Lastflussberechnung im Mitsystem durch.

In einem ersten Schritt wird das Stromnetz topologisch analysiert, um Referenzknoten und Gegenknoten zu identifizieren. Diese Knoten werden benötigt, um im zweiten Schritt die Knotenadmittanzmatrix zu erstellen. Es wird hier nochmals darauf hingewiesen, dass die Ersatzschaltbilder der Impedanz behafteten Betriebsmittel nur aus Längselementen bestehen. Folgendes wird von dem Verfahren zur Identifikation von **Referenzknoten** und **Gegenknoten** (im Folgenden kurz **Knoten** genannt) beachtet.

- **Sammelschienen** sind immer Knoten. Entsteht durch die Sammelschiene keine Stromverzweigung so spricht man von einem Transitknoten, im Falle einer Stromverzweigung von einem Verzweigungsknoten.

- **Zusatzknoten** von **Leitungen** bilden aus Sicht der Stromnetzes eine Sammelschiene nach und werden deshalb als Knoten berücksichtigt, wenn an den Zusatzknoten weitere Netzwerkelemente angeschlossen sind.

- Netzwerkelemente, die als PQ-Knoten verwendet werden wie z.B. **Verbraucherlasten** oder **Erzeugungsanlagen (DEA)** sind Knoten.

- Das Verfahren unterscheidet zwischen **Impedanz behafteten** und **Impedanz losen Netzwerkelementen**. Impedanz lose Netzwerkelemente werden vor der Erstellung der Knotenadmittanzmatrix aus dem Stromnetz eliminiert. Es entsteht so ein topologisch gleiches aber bzgl. der darin enthaltenen Anzahl Netzwerkelemente reduziertes Stromnetz. Die Vorgehensweise der Elimination Impedanz loser Netzwerkelemente hat den Vorteil, dass die Ordnung der Knotenadmittanzmatrix minimiert wird.

Im Weiteren sind folgende Punkte zu beachten.

- Die im Newton-Raphson Verfahren verwendeten Modelle der Betriebsmittel bestehen vereinfachend nur aus Längsimpedanzen bzw. Längsadmittanzen. Querelemente wie z.B. die Leiter-Erd- oder Leiter-Leiter-Kapazitäten von Leitungen werden zum Aufbau der Knotenadmittanzmatrix nicht berücksichtigt.

- Es muss mindestens eine **Netzeinspeisung** und ein **Transformator 2-Wicklung** im Stromnetz enthalten sein.

- Alle **Netzeinspeisungen** werden unabhängig von den Einstellwerten als **Slack**, d.h. als ideale 3-phasige symmetrische Drehspannungsquelle verwendet.

- Die internen Verbraucherlasten der Netzwerkelemente **Leitung** und **Transformator 2-Wicklung** werden nicht unterstützt.

- Die **Erzeugungsanlage (DEA)** darf nur in der Betriebsart **Pnom (Ip:3p) = const.** mit **cos phi = const.** betrieben werden. Kennlinien zur Blindleistungsbereitstellung z.B. Q/P) oder Q(U) werden nicht unterstützt. Der LVRT-Betrieb (Kurzschlussbetrieb) wird ebenfalls nicht unterstützt.

Die nachfolgenden Netzwerkelemente (Betriebsmittel) werden von dem Verfahren bei der Aufstellung der Knotenadmittanzmatrix und damit bei der Erstellung der Leistungsgleichungen berücksichtigt.

Netzwerkelement	Bedeutung
Verbraucherlast	PQ-Knoten als Referenz-/Gegenknoten
Erzeugungsanlage (DEA)	PQ-Knoten als Referenz-/Gegenknoten
Transformator 2-Wicklung	Impedanz behaftetes Netzwerkelement, aktiver Stufenschalter mit Spannungsregler wird als Referenz-/Gegenknoten berücksichtigt
Leitung	Impedanz behaftetes Netzwerkelement, Schalterstellung der Trennschalter am Leitungsende wird berücksichtigt, ggfs. aktive Zusatzknoten werden als Sammelschiene, d.h. als Referenz-/Gegenknoten berücksichtigt

Sammelschiene	Referenz-/Gegenknoten, Schalterstellung der Abgangstrennschalter wird berücksichtigt
Mess/Schutzgerät	Impedanz loses Netzwerkelement
Netzeinspeisung	Referenz-/Gegenknoten, **Slack**
Messleitungen	Impedanz behaftetes Netzwerkelement
Schalter	Impedanz loses Netzwerkelement, Schalterstellung wird berücksichtigt

Wird von dem Verfahren während der Erstellung der Knotenadmittanzmatrix ein Fehler z.B. unzulässige Netzwerkelemente erkannt, so wird die nachfolgend dargestellte Fehlermeldung ausgegeben.

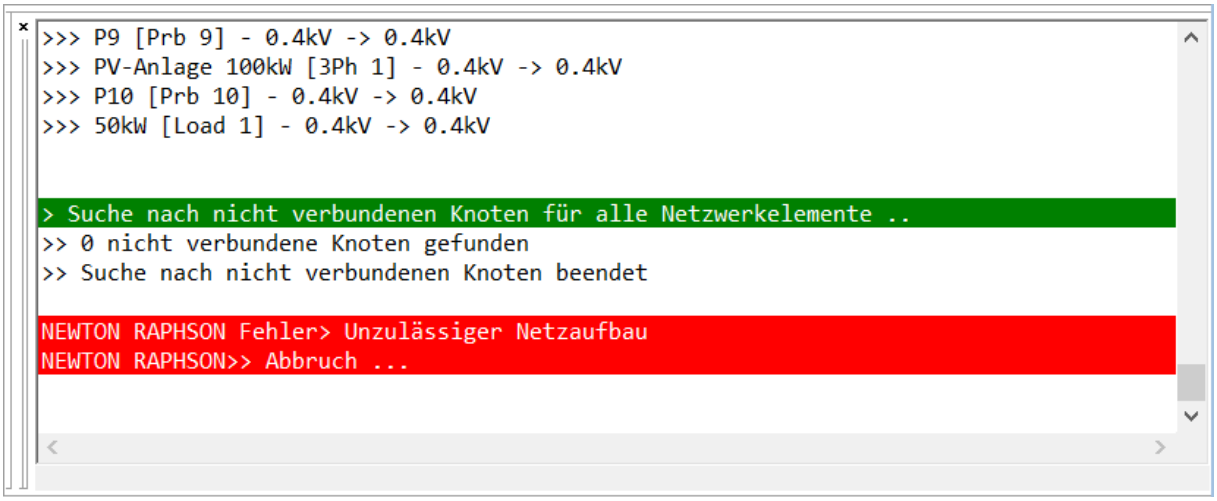


Abbildung 150: *Newton-Raphson* - Fehlermeldung bei unzulässigem Stromnetz

Die folgende Abbildung dient als Beispiel für eine zulässigen Netztopologie. Nachfolgend wird erläutert, welche Schritte das Verfahren intern durchführt, um den Aufbau der Knotenadmittanzmatrix vorzubereiten.

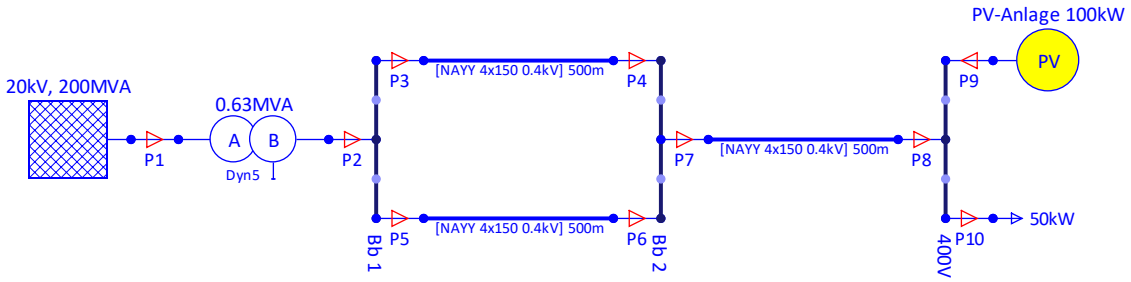


Abbildung 151: *Newton-Raphson* - Beispiel eines zulässigen Stromnetzes

Nach der Identifikation der Knoten (Referenz- und Gegenknoten) und erstellen der internen Knotenliste, eliminiert das Verfahren Impedanz lose Netzwerkelemente aus der Netztopologie. Als Knoten ergeben sich im dem oben dargestellten Stromnetz:

- Netzeinspeisung, drei Sammelschienen, Erzeugungsanlage (DEA) und Verbraucherlast

Das Resultat ist das Stromnetz mit gleicher Netztopologie aber minimierter Anzahl von Netzwerkelementen.

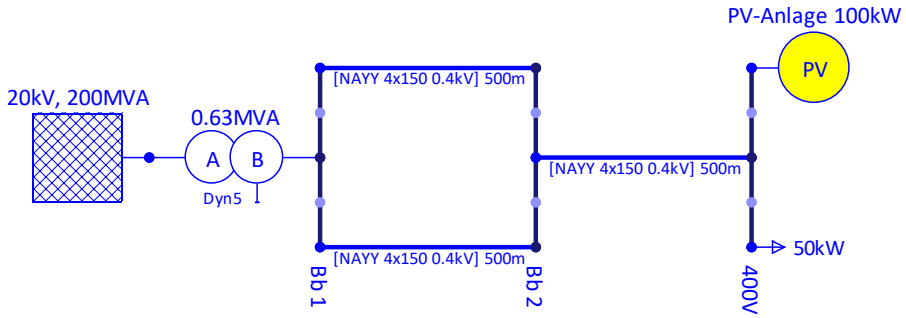


Abbildung 152: Stromnetz nach der Elimination Impedanz loser Netzwerkelemente

Im nächsten Schritt werden an den Knoten angeschlossenen PQ-Knoten auf je Knoten jeweils einen PQ-Bilanzknoten reduziert.

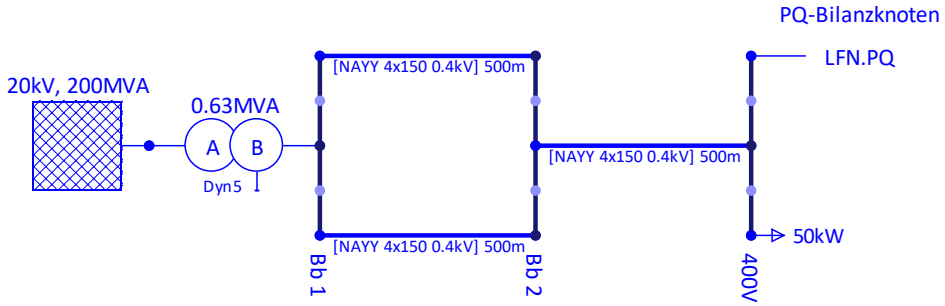


Abbildung 153: Stromnetz mit PQ-Bilanzknoten

Auf Basis des oben dargestellten Stromnetzes wird die Knotenadmittanzmatrix erstellt.

25.5 Hinweise zur Parametrierung der Betriebsmittel

Für die Lastflussberechnung werden bei allen Betriebsmitteln lediglich spezifische allgemeine Einstellwerte (Registerkarte **Allgemeine Daten**) ausgewertet. Ausnahme bildet der **Transformator 2-Wicklung**, bei dem zusätzlich die Registerkarte **Spannungsregler** berücksichtigt wird. Daten aus anderen Registerkarten werden nicht berücksichtigt. Die Spannungsebene wird durch den Transformator vorgegeben, es ist nicht notwendig innerhalb der Betriebsmitteleinstellungen die Spannungsebene zu parametrieren. Im Folgenden werden anhand von Abbildungen alle relevanten Einstellwerte **rot** hervorgehoben.

- Die Lastflussberechnung nach Newton-Raphson verwendet keine Lastprofile (**allgemeine Lastprofile nach VDEW** [23] und **anlagenspezifische Lastprofil mit ID**) oder **JSON-Prognosedateien**.

- Die Lastflussberechnung nach Newton-Raphson kann keine Lastflussberechnung mit Lastprofilen, d.h. keine Zeitreihenberechnung durchführen.

25.5.1 Newton-Raphson: *Verbraucherlast*

Eine **Verbraucherlast** wird immer als PQ-Knoten modelliert, unabhängig von der eingestellten Betriebsart.

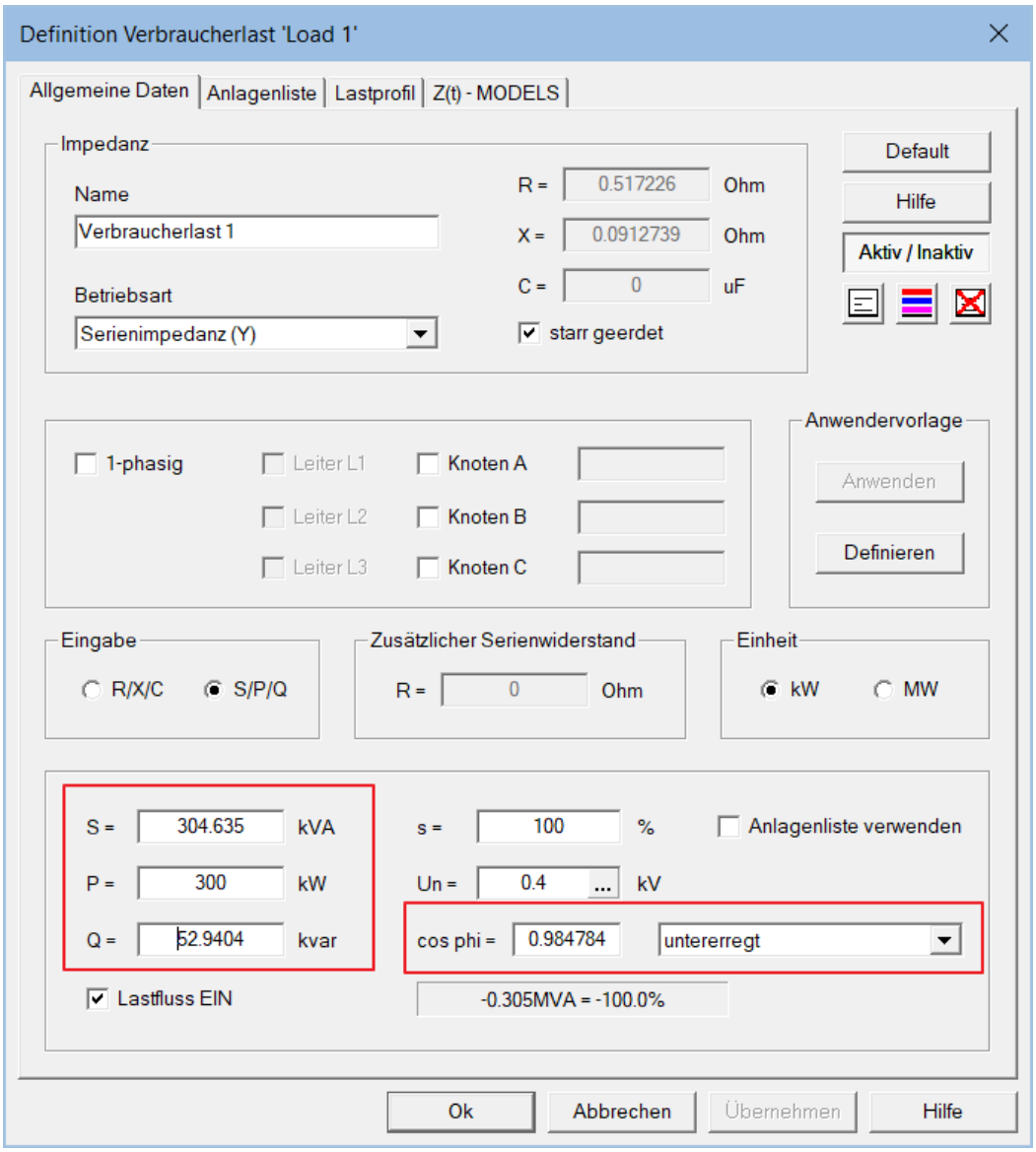


Abbildung 154: Newton-Raphson: berücksichtigte Einstellwerte *Verbraucherlast*

25.5.2 Newton-Raphson: *Erzeugungsanlage (DEA)*

Eine **Erzeugungsanlage (DEA)** wird immer als PQ-Knoten modelliert, unabhängig von der eingestellten Betriebsart. Die Strombegrenzung **I_{max}** wird nicht berücksichtigt.

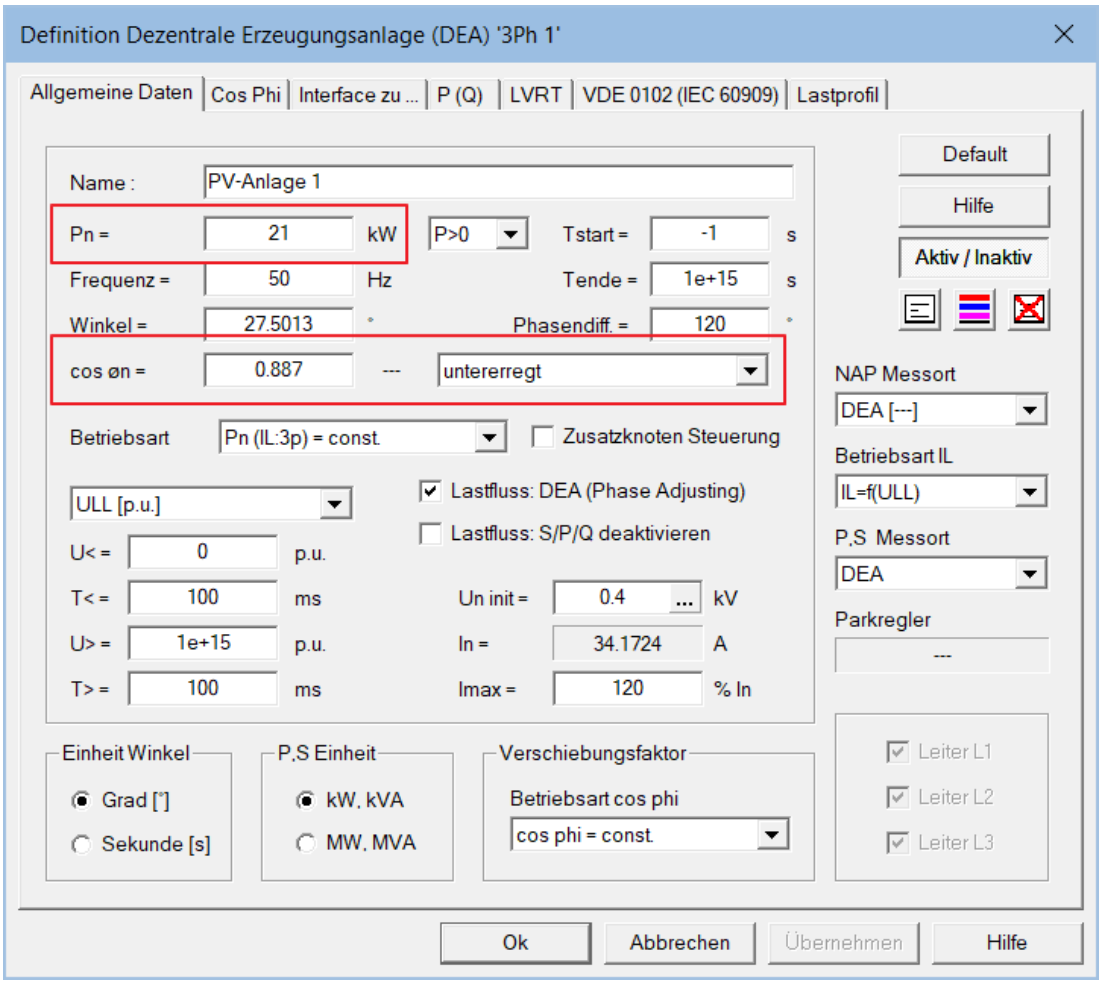


Abbildung 155: Newton-Raphson: berücksichtigte Einstellwerte *Erzeugungsanlage (DEA)*

25.5.3 Newton-Raphson: *Transformator 2-Wicklung*

Ein **Transformator 2-Wicklung** wird im Ersatzschaltbild durch seine Kurzschlussimpedanz abgebildet. Es werden die Registerkarten **Allgemeine Daten** und **Spannungsregler** unterstützt. Die Funktionsweise des Spannungsreglers wird in Band 2 des Handbuches erläutert.

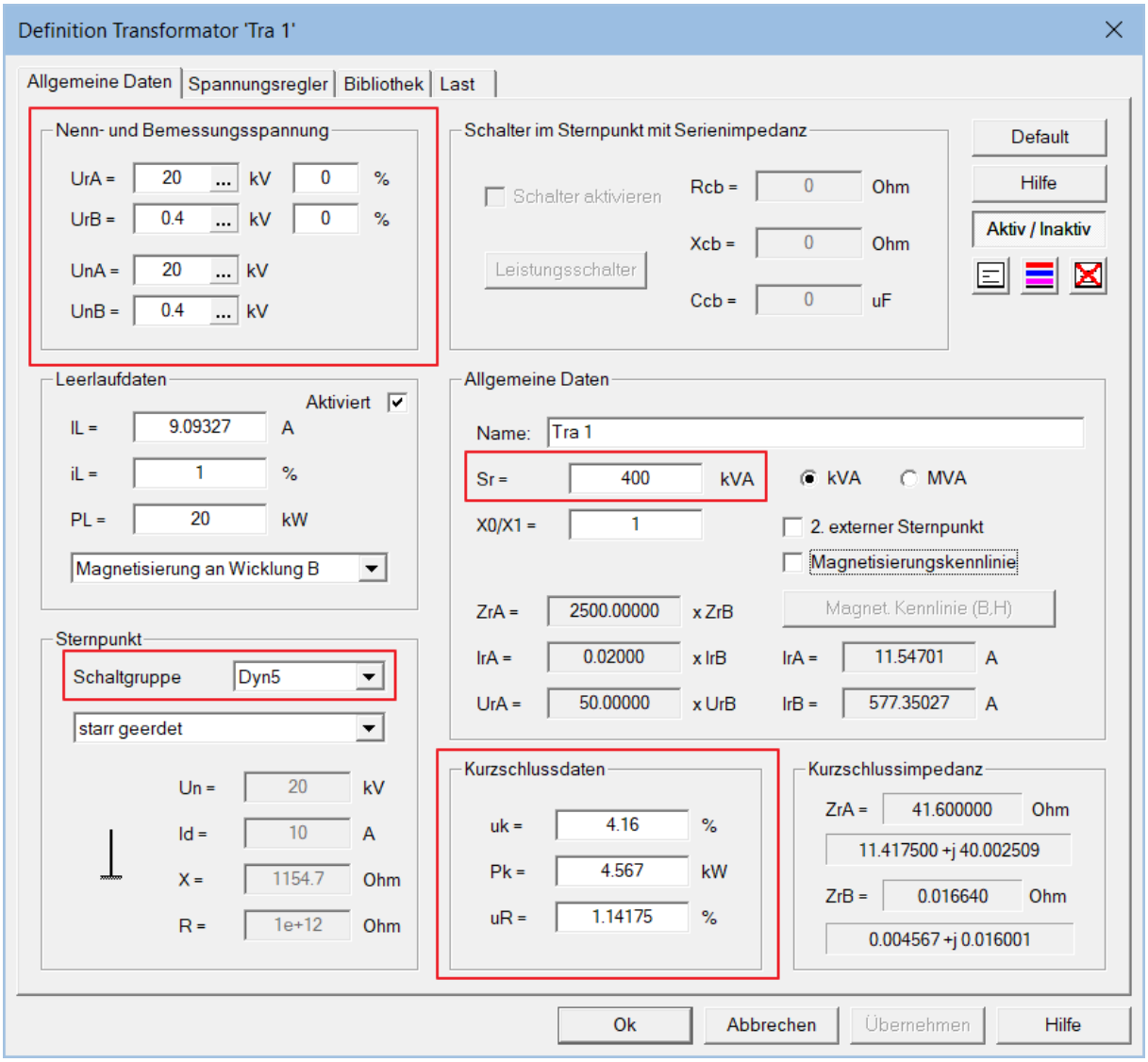


Abbildung 156: Newton-Raphson: Einstellwerte *Transformator 2-Wicklung*

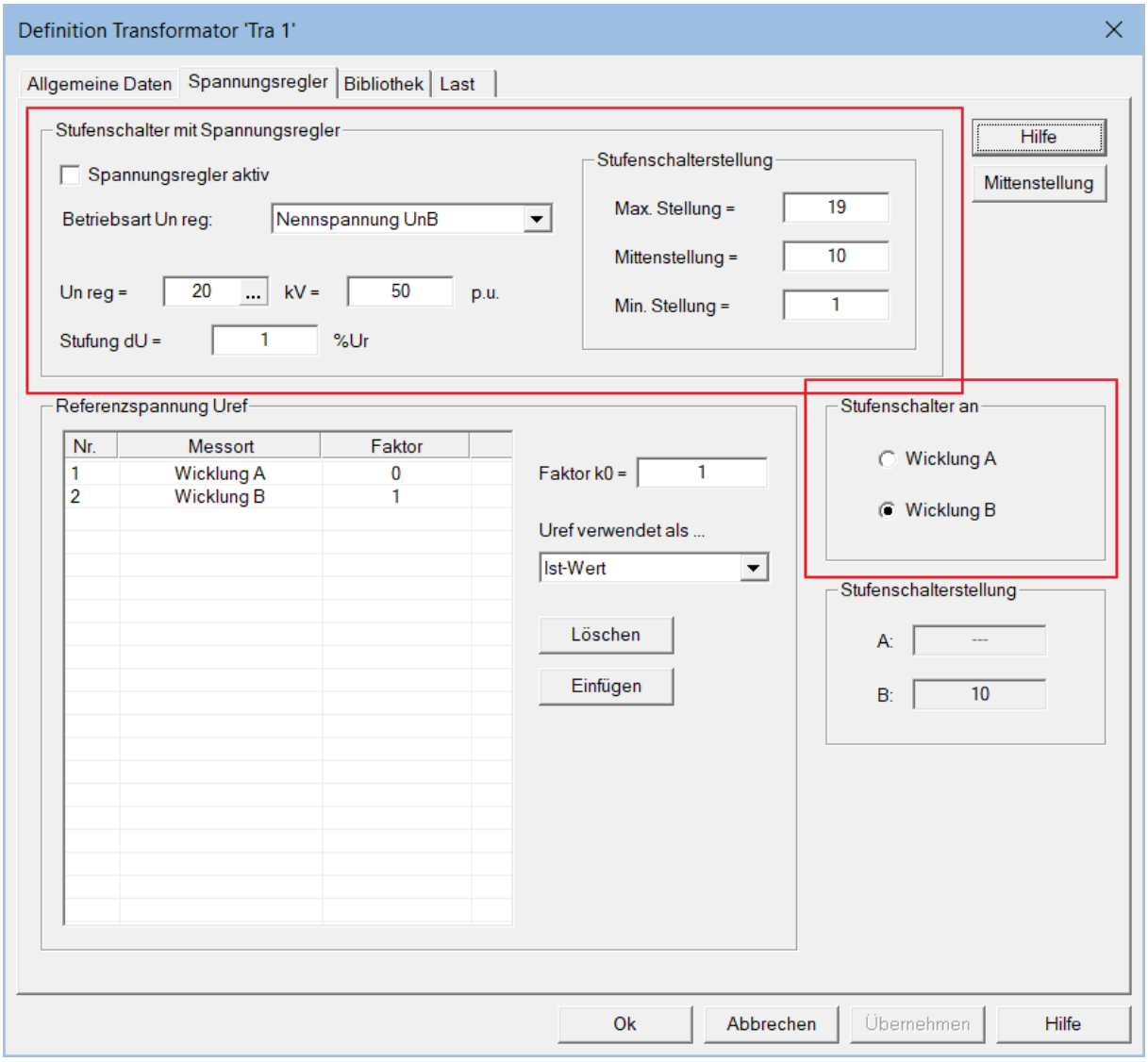


Abbildung 157: Newton-Raphson: Einstellwerte *Transformator 2-Wicklung*

Bei der Lastflussberechnung nach Newton Raphson fällt der Messort der Referenzspannung mit den Anschlussklemmen der Wicklung zusammen, auf denen der Stufenschalter sitzt. Der Messort kann daher nicht frei gewählt werden und es ist auch nicht möglich mehrere Messorte zu parametrieren. Sofern Stufenschalter und damit der Messort an Wicklung A des Transformators liegen, wird die gemessene Spannung mit dem Transformatorübersetzungsverhältnis auf die B-Seite umgerechnet. Der daraus resultierende Spannungswert, liegt damit auf der gleichen Spannungsebene wie der Sollwert, welcher nur für Wicklung B vorgegeben werden kann.

25.5.4 Newton-Raphson: *Leitung*

Die **Leitung** wird durch ihre Längsimpedanz im Mitsystem R_1 und X_1 abgebildet.

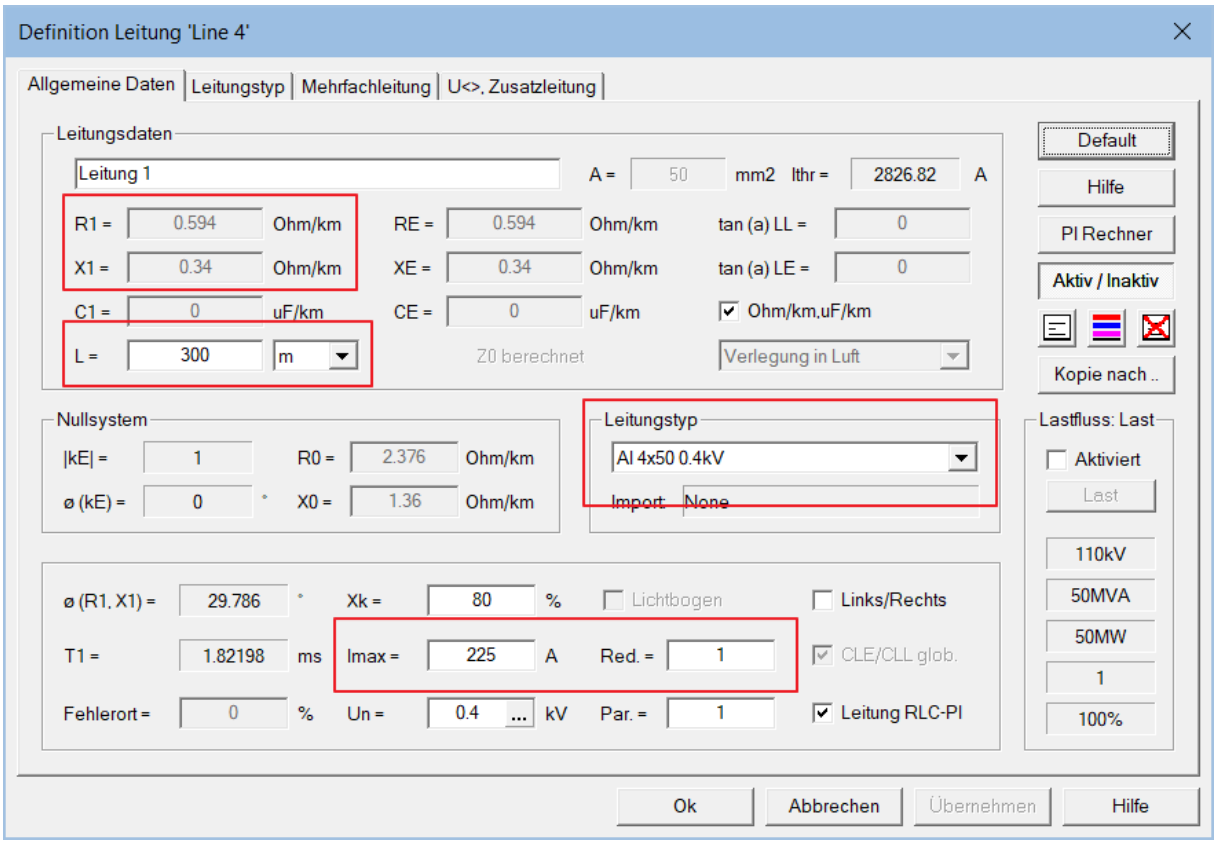


Abbildung 158: Newton-Raphson: Einstellwerte *Leitung*

25.5.5 Newton-Raphson: *Verbindung* (Messleitungen)

Die Messleitung wird als Längsresistanz R berücksichtigt, sofern die Betriebsart **Resistanz** eingestellt ist.

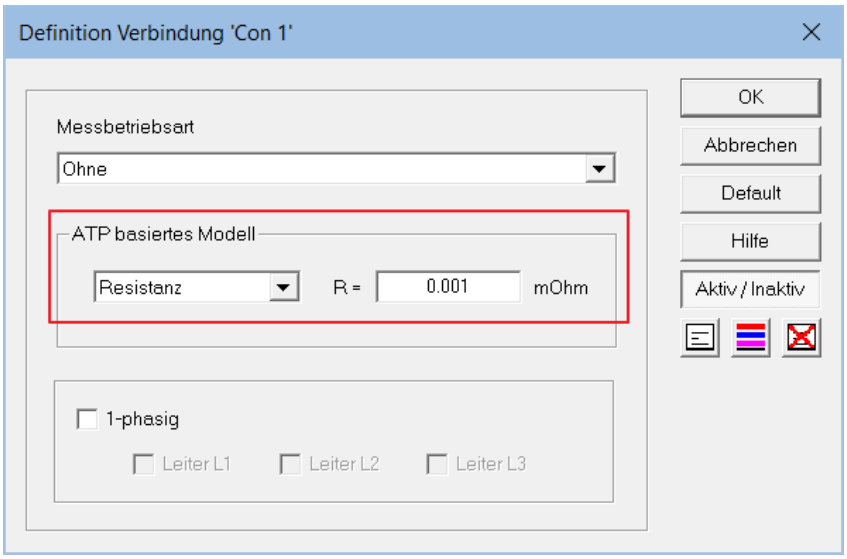


Abbildung 159: Newton-Raphson: Einstellwerte *Messleitung*

25.5.6 Newton-Raphson: *Netzeinspeisung*

Die **Netzeinspeisung** dient als Slack-Knoten, gibt also Betrag und Phasenlage der Netzspannung an dem Knoten als Bezug vor. Dazu wird der Einstellwert **U_n** verwendet. Als Phasenlage wird $\varphi_{ULE1} = -90°$ bzw. $\varphi_{UL12} = -60°$ festgelegt. Alle Netzeinspeisungen werden daher als **Slack**, d.h. als ideale 3-phasige symmetrische Drehspannungsquelle verwendet.

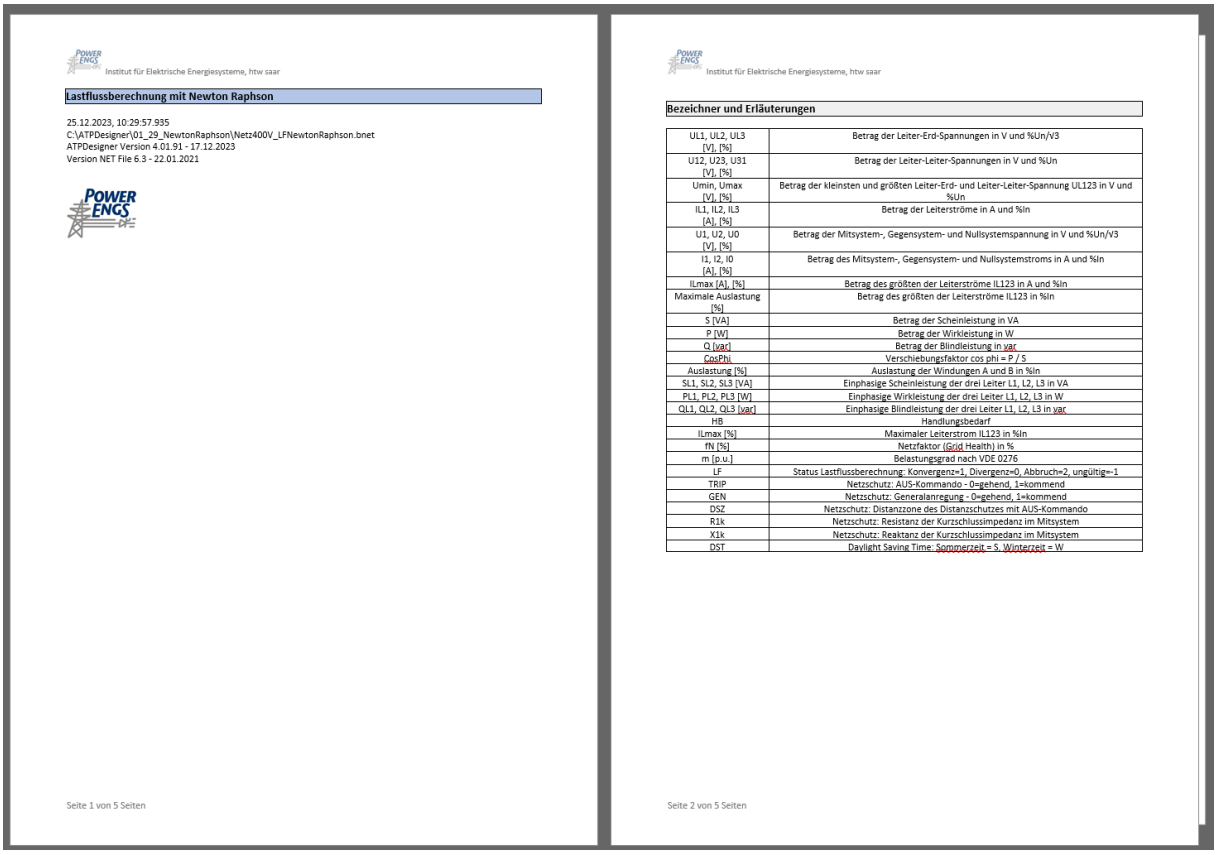
25.5.7 Newton-Raphson: *Sammelschiene*, *Mess/Schutzgerät*, *Schalter*

Die **Sammelschiene** dient als Netzknoten (siehe Erläuterung in der Kapiteleinleitung). **Mess/Schutzgeräte** können verwendet werden, haben aber keinen Einfluss auf die Berechnungsergebnisse, da als Kurzschlussimpedanz 0Ω angenommen wird. Für **Schalter** wird lediglich der Schaltzustand offen oder geschlossen ohne eine Modellierung als Impedanz berücksichtigt.

25.6 Auswertung der Ergebnisse der Lastflussberechnung

Die Ergebnisse der Lastflussberechnung nach dem Newton-Raphson Verfahren werden in einem **Bericht** (.XML-Datei) [21] [Bd. 1] im **Projektverzeichnis** gespeichert. Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft einen Teil des Berichtes.

- Wird eine Lastflussberechnung nach dem Newton-Raphson-Verfahren ausgeführt, werden In der Netzgrafik keine Tooltips an der Mauscursorposition angezeigt.



Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

Lastflussberechnung mit Newton Raphson

25.12.2023, 10:29:57.935
C:\ATPDesigner\01_29_NewtonRaphson\Netz400V_LFNewtonRaphson.bnet
ATPDesigner Version 4.01.91 - 17.12.2023
Version NET File 6.3 - 22.01.2021

Seite 1 von 5 Seiten

Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

Bezeichner und Erläuterungen

UL1, UL2, UL3 [V], [%]	Betrag der Leiter-Erd-Spannungen in V und %Un/√3
U12, U23, U31 [V], [%]	Betrag der Leiter-Leiter-Spannungen in V und %Un
Umin, Umax [V], [%]	Betrag der kleinsten und größten Leiter-Erd- und Leiter-Leiter-Spannung UL123 in V und %Un
IL1, IL2, IL3 [A], [%]	Betrag der Leiterströme in A und %In
U1, U2, U0 [V], [%]	Betrag der Mitsystem-, Gegensystem- und Nullsystemspannung in V und %Un/√3
I1, I2, I0 [A], [%]	Betrag des Mitsystem-, Gegensystem- und Nullsystemstroms in A und %In
ILmax [A], [%]	Betrag des größten der Leiterströme IL123 in A und %In
Maximale Auslastung [%]	Betrag des größten der Leiterströme IL123 in %In
S [VA]	Betrag der Scheinleistung in VA
P [W]	Betrag der Wirkleistung in W
Q [var]	Betrag der Blindleistung in var
CosPhi	Verschiebungsfaktor cos phi = P / S
Auslastung [%]	Auslastung der Windungen A und B in %In
SL1, SL2, SL3 [VA]	Einphasige Scheinleistung der drei Leiter L1, L2, L3 in VA
PL1, PL2, PL3 [W]	Einphasige Wirkleistung der drei Leiter L1, L2, L3 in W
QL1, QL2, QL3 [var]	Einphasige Blindleistung der drei Leiter L1, L2, L3 in var
HB	Handlungsbedarf
ILmax [%]	Maximaler Leiterstrom IL123 in %In
fN [%]	Netzfaktor (Grid Health) in %
m [p.u.]	Belastungsgrad nach VDE 0276
LF	Status Lastflussberechnung: Konvergenz=1, Divergenz=0, Abbruch=2, ungültig=-1
TRIP	Netzschutz: AUS-Kommando - 0=gehend, 1=kommend
GEN	Netzschutz: Generalanregung - 0=gehend, 1=kommend
DSZ	Netzschutz: Distanzzone des Distanzschutzes mit AUS-Kommando
R1k	Netzschutz: Resistanz der Kurzschlussimpedanz im Mitsystem
X1k	Netzschutz: Reaktanz der Kurzschlussimpedanz im Mitsystem
DST	Daylight Saving Time: Sommerzeit = S, Winterzeit = W

Seite 2 von 5 Seiten

Abbildung 160: Bericht zur Lastflussberechnung nach Newton-Raphson

Der Dateiname des Berichtes ist wie folgt definiert. Der ***NetDateiname*** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**.

JJJJMMTThhmmss_***NetDateiname***_**LFNR**.xml

Nachfolgend ist ein Auszug aus dem Bericht dargestellt.

SpannungsÜberwachung: Sammelschiene

Name	Un [kV]	U12 [%]	U23 [%]	U31 [%]	U<> [%]	HB [%]	Zustand
[Bb 1] Bb 1	0.4	99.96	99.96	99.96	90% - 110%	0	Grün
[Bb 2] Bb 2	0.4	101.28	101.28	101.28	90% - 110%	0	Grün
[Bb 3] 400V	0.4	103.95	103.95	103.95	90% - 110%	0	Grün

Name	Un [kV]	UL1 [%]	UL2 [%]	UL3 [%]	U<> [%]	HB [%]	Zustand
[Bb 1] Bb 1	0.4	99.96	99.96	99.96	90% - 110%	0	Grün

[Bb 2] Bb 2	0.4	101.28	101.28	101.28	90% - 110%	0	GrÜn
[Bb 3] 400V	0.4	103.95	103.95	103.95	90% - 110%	0	GrÜn

Name	Un [kV]	U1 [%]	U2 [%]	U0 [%]	phiU1 [°]	phiU2 [°]	phiU0 [°]	Zustand
[Bb 1] Bb 1	0.4	99.96	0.00	0.00	120.18	145.84	73.10	GrÜn
[Bb 2] Bb 2	0.4	101.28	0.00	0.00	120.84	98.36	17.92	GrÜn
[Bb 3] 400V	0.4	103.95	0.00	0.00	122.09	92.84	16.59	GrÜn

Häufigkeiten der Sammelschienenspannungen

Klassen	ULL	ULE	U1
<=90%	0	0	0
]90% - 92%]	0	0	0
]92% - 94%]	0	0	0
]94% - 96%]	0	0	0
]96% - 98%]	0	0	0
]98% - 100%]	1	1	1
]100% - 102%]	1	1	1
]102% - 104%]	1	1	1
]104% - 106%]	0	0	0
]106% - 108%]	0	0	0
]108% - 110%]	0	0	0
>110%	0	0	0

Ergebnisse Lastflussberechnung: Leitung

Name	IL1 [A]	IL2 [A]	IL3 [A]	ILmax [A]	ILmax [%]	I1 [A]	I2 [A]	I0 [A]	Zustand
[Line 4] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	36.54	36.54	36.54	36.54	13.29	36.54	0.00	0.00	GrÜn
[Line 5] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	36.54	36.54	36.54	36.54	13.29	36.54	0.00	0.00	GrÜn
[Line 6] [NAYY 4x150 0.4kV] 500m	73.08	73.08	73.08	73.08	26.57	73.08	0.00	0.00	GrÜn

Ergebnisse Lastflussberechnung: Transformator 2-Wicklung

Name	S [kVA]	S [%Sr]	P [kW]	Q [kvar]	Umax [%]	Umin [%]	ILmax(A) [%]	ILmax(B) [%]	Zustand
[Tra 1] 0.63MVA	50.63	8.04	-47.49	17.56	100.00	99.96	4.64	8.04	GrÜn

Name	IL1(A) [A]	IL2(A) [A]	IL3(A) [A]	IL1(B) [A]	IL2(B) [A]	IL3(B) [A]	Ir(A) [A]	Ir(B) [A]	Zustand
[Tra 1] 0.63MVA	0.84	0.84	0.84	73.08	73.08	73.08	18.19	909.33	GrÜn

Name	Anz. Stufen A	Anz. Stufen B	dU [%Ur]
[Tra 1] 0.63MVA	0.00	0.00	1.00

Abbildung 161: Auszug aus einem Lastflussbericht.

25.7 Verfahren *Lastfluss: Prognose mit Flexibilitäten* und Newton-Raphson

Im Verfahren Lastfluss: Prognose mit Flexibilitäten wird ebenfalls das Newton-Raphson Verfahren als Algorithmus zur Lösung der Leistungsgleichungen und darauf aufbauend zur Bestimmung z.B. der Sensitivitätsmatrix verwendet. Unterschiedlich ist in dem Verfahren **Prognose mit Flexibilitäten** die Behandlung der PQ-Knoten zur Berechnung der Wirk- und Blindleistung.

- Für das oben beschriebene Verfahren **Lastflussberechnung nach Newton-Raphson** erstellte Stromnetze müssen bzgl. der Verwendung der PQ-Randknoten insbesondere der Verwendung von Lastprofilen und JSON-Prognosedateien vor der Verarbeitung mit dem Verfahren **Prognose mit Flexibilitäten** ggfs. überarbeitet werden.

26 Lastfluss: Prognose mit Flexibilitäten

Zukünftig wird der Energiebedarf für private und öffentliche Mobilität sowie der Wärmebedarf zunehmend aus erneuerbaren Energiequellen wie Wind und Sonne gedeckt werden. Es ist daher zu erwarten, dass die Stromverteilnetze der Mittel- und Niederspannung nicht nur durch dezentrale Erzeugungsanlagen, sondern auch durch das Ladeverhalten von E-Mobilen und Wärmepumpen erheblich belastet werden. Schon die in E-Mobilen heute üblichen Batteriekapazitäten verursachen in Stromverteilnetzen hohe Ladeleistungen und hohe Ladeströme über lange Zeiten. Dieses Verhalten ist auch von Wärmepumpen zur Deckung des Wärmebedarfs innerhalb der Heizperiode aber auch in den Sommermonaten zur Raumkühlung zu erwarten.

Überlastungen der Netzbetriebsmittel und unzulässig hohe oder niedrige Spannungen an den Netzknoten können daher nicht ausgeschlossen werden. Insbesondere innerhalb der Stromnetze auftretende lokale Überlastungen und lokal auftretende unzulässige Spannungen, die durch die Ausstattung der Stromverteilnetze mit Messtechnik nicht erkennbar sind, sind zu erwarten bzw. können nicht ausgeschlossen werden, müssen aber im Sinne der Versorgungsaufgabe vermieden werden. Monodirektional und bidirektional arbeitende stationäre Batteriespeicher aber auch E-Mobile und Wärmepumpen können als vom Stromnetzbetreiber steuerbare Flexibilitäten mit ihren Flexibilitätspotentialen zukünftig einen Beitrag zur Sicherstellung eines normativ zulässigen Netzzustandes liefern.

Eine Möglichkeit, einen normativ zulässigen Netzzustand sicherzustellen und damit Überlastungen von Betriebsmitteln z.B. nach VDE 0276 [11] und Spannungen außerhalb des nach EN56160 [27] zulässigen Spannungsbandes zu vermeiden, ist der Einsatz von dezentralen Flexibilitäten und deren individuellen Flexibilitätspotentialen in den Stromnetzen.

Das Verfahren **Prognose mit Flexibilitäten** stellt dem Anwender ein Verfahren zur Verfügung, um Flexibilitätslösungen zum Einsatz dezentraler Flexibilitäten und deren individuellen Flexibilitätspotentialen zu ermitteln. Eingangsgrößen des Verfahrens sind der prognostizierte Bezug oder die prognostizierte Einspeisung von Wirkleistung P und optional Blindleistung Q aller Bezugs- und Einspeiseanlagen im Stromnetz wie z.B. Verbraucherlasten, PV-Anlagen, E-Mobile oder Batteriespeicher.

Die prognostizierten Leistungen werden als Zeitreihe in 15min-Intervallen in Anlehnung an die Spezifikationen der Standardlastprofile nach VDEW [23] angegeben. Die Zeitreihe der prognostizierten Leistungen wird im Rahmen der nachfolgenden Erläuterungen als **Lastprognose** bezeichnet. Mit Hilfe von Netzauslastungsanalysen werden unter Verwendung der Lastprognose ggfs. sich ergebende Netzengpässe mit Hilfe von Lastflussberechnungen und Netzberechnungen mit einem Linearisierungsansatz detektiert und normativ aber auch durch anwenderspezifische Vorgaben bewertet.

- ⇨ Unter einem **Netzengpass** wird eine oder mehrere Abweichungen vom normativ zulässigen stationären Netzzustand des Stromnetzes verstanden. Ein normativ unzulässiger Netzzustand liegt vor, wenn normative Grenzwerte für Spannungen und/oder Ströme wie z.B. das nach EN 50160 [27] zulässige Spannungsband oder die nach VDE 0276 [11] definierte Dauerbelastbarkeit über- oder unterschritten werden.

Das Verfahren **Prognose mit Flexibilitäten** ermittelt Flexibilitätslösungen, um durch den Einsatz dezentraler Flexibilitäten basierend auf einer Lastprognose perspektivisch zu erwartende Netzengpässe präventiv zu vermeiden.

⇨ Unter einer **Flexibilitätslösung** wird die Gesamtheit aller Änderungen des prognostizierten Bezugs oder der prognostizierten Einspeisung von Wirkleistung und optional Blindleistung von Flexibilitäten unter Berücksichtigung des individuellen Flexibilitätspotentials der Anlagen verstanden.

Zur Ermittlung der Flexibilitätslösung werden von dem Verfahren Zeitreihenberechnungen mit Lastprofilen in Anlehnung an die Definitionen nach VDEW [23] eingesetzt.

⇨ Unter einer **Zeitreihenberechnung** wird eine konsekutive Folge von Berechnung des stationären Netzzustandes verstanden. Der Netzzustand wird für jeweils ein 15min-Intervall als stationär angenommen. Zur Berechnung des stationären Netzzustandes werden Lastflussberechnungen oder ein Linearisierungsansatz verwendet.

Das Verfahren **Prognose mit Flexibilitäten** berechnet den stationären Netzzustand des Stromnetzes und bewertet den Netzzustand unter Verwendung von normativen und anwenderspezifischen Vorgaben. Als Ergebnis werden individuelle Flexibilitätsfahrpläne für ausgewählte Flexibilitäten im Stromnetz berechnet, die nach Möglichkeit sicherstellen, dass ein normativ zulässiger Netzzustand eingehalten wird.

Das zeitliche Bezugs- und Einspeiseverhalten der Bezugs- und Einspeiseanlagen des Stromnetzes wird wie schon erwähnt in Anlehnung an die Standardlastprofile nach VDEW [23] durch Wirk- und optional Blindleistungswerte für jedes 15min-Intervall des betrachteten Prognosezeitraums angegeben. Im Gegensatz zu den Standardlastprofilen nach VDEW werden hier Wirk- und Blindleistung mit absoluten Größen in kW und kvar definiert. Die Wirk- und optional Blindleistungswerte werden in der **JSON-Prognosedatei** im JSON-Format [28] gespeichert.

⇨ Unter einer **Lastprognose** wird eine Folge von Wirkleistungs- und optional Blindleistungswerten für einen Prognosezeitraum als Zeitreihe von Leistungen für jeweils ein 15min-Intervall verstanden.

⇨ Unter dem **Prognosezeitraum** wird der Zeitraum verstanden, der durch die Lastprognose als Vielfaches von 15min-Intervallen definiert ist.

Um die Flexibilitätslösung zu berechnen, verwendet das Verfahren eine **Flexibilitätspotentialdatei** im JSON-Format, in der die individuellen Flexibilitätspotentiale jeder einzelnen Flexibilität z.B. die Stellbereichsgrenzen der Wirkleistung [P_{min}, P_{max}] als absolute Größen in kW angegeben sind.

Definition und Verwendung der Zeitstempel der 15min-Intervalle erfolgt wie für Standardlastprofile nach VDEW [23] üblich, wird aber in der JSON-Datei im UTC-Format[2] als Unix-Zeitstempel definiert. Mit einer Lastprognose kann somit das Bezugs- und Einspeiseverhalten von Anlagen als Lastprofil, d.h. als Zeitreihe von Leistungswerten für 15min-Intervalle beschrieben werden. Das Verfahren verarbeitet die 15min-Intervalle der Lastprognose in zeitlich aufsteigender Reihenfolge. Für jedes 15min-Intervall wird u.a. eine Lastflussberechnung nach dem Newton-Raphson-Verfahren oder eine Netzberechnung nach einem Linearisierungsansatz durchgeführt.

Sollten die Berechnungsergebnisse einen oder mehrere Netzengpässe ergeben, wird eine Flexibilitätslösung zur Vermeidung der Netzengpässe mit Hilfe eines Linearisierungsansatzes berechnet. Die Flexibilitätslösung definiert die notwendigen individuellen Änderungen von Wirk- und optional Blindleistung für jedes 15min-Intervall der Lastprognose der im Stromnetz verfügbaren Flexibilitäten.

Um die notwendigen Änderungen von Wirk- und optional Blindleistung für jedes 15min-Intervall der Lastprognose zu berechnen, müssen nach einer Lastflussberechnung zur Berechnung des initialen Netzzustandes **Anlagensensitivitäten** ermittelt werden.

Die Anlagensensitivität ist abhängig vom Netzknoten, an dem die Anlage angeschlossen ist, der Netztopologie und den Impedanzen der Betriebsmittel des Stromnetzes, aber auch von dem vorliegenden Netzzustand. Anlagensensitivitäten können über eine Sensitivitätsanalyse bestimmt werden, die auf der mathematisch-physikalischen Beschreibung des Stromnetzes mit der Jacobi-Matrix beruht. Grundsätzlich müssen die Anlagensensitivitäten in spannungsbezogene und zweigstrombezogene Anlagensensitivitäten unterschieden werden. Mit den Sensitivitäten einer Anlage kann deren Wirkung im Falle einer Wirk- und optional Blindleistungsänderung der Anlage auf die Spannungen an allen Netzknoten und Strömen in allen Netzzweigen des Stromnetzes quantifiziert werden. Die Sensitivitätsanalyse ist daher von grundlegender Bedeutung für die Berechnung der Flexibilitätsfahrpläne im Prognosezeitraum, um die Behebung von Netzengpässen mit einer technisch und perspektivisch auch wirtschaftlich geeigneten Auswahl von Flexibilitäten aus der Menge der verfügbaren Flexibilitäten zu treffen.

Die Berechnung der Flexibilitätslösung verwendet einen Linearisierungsansatz, der auf der Jacobi-Matrix des Stromnetzes basiert. Dem Nachteil von tendenziell größeren Unschärfen der Ergebnisse steht durch die gegenüber Lastflussberechnungen deutlich höheren Performance und einfachere Berechnung unter Verwendung der Anlagensensitivitäten gegenüber.

Das Verfahren **Prognose mit Flexibilitäten** berechnet als Flexibilitätslösung insgesamt fünf unterschiedliche Flexibilitätsfahrpläne, in denen Wirk- und optional Blindleistungswerte für alle in den Lastprognosen enthaltenen Anlagen zu jedem 15min-Intervall des Prognosezeitraums ausgegeben werden. Die Flexibilitätsfahrpläne werden in Dateien im JSON-Format ausgegeben.

- Sind in der Lastprognose keine Eingangswerte zur Blindleistung der Flexibilitäten enthalten, werden in den Lastflussberechnungen die im mathematisch-physikalischen Modell des Stromnetzes vorgegebenen Blindleistungen, definiert durch den anlagenspezifischen Verschiebungsfaktor cos φ als Ersatzwerte verwendet.

- Sind in einem 15min-Intervall für eine Anlage die Steuergrenzen [P_{min}, P_{max}] in der Flexibilitätspotentialdatei identisch mit der Wirkleistung in der Prognosedatei, so steht die Anlage für dieses 15min-Intervall nicht als Flexibilität zur Verfügung.

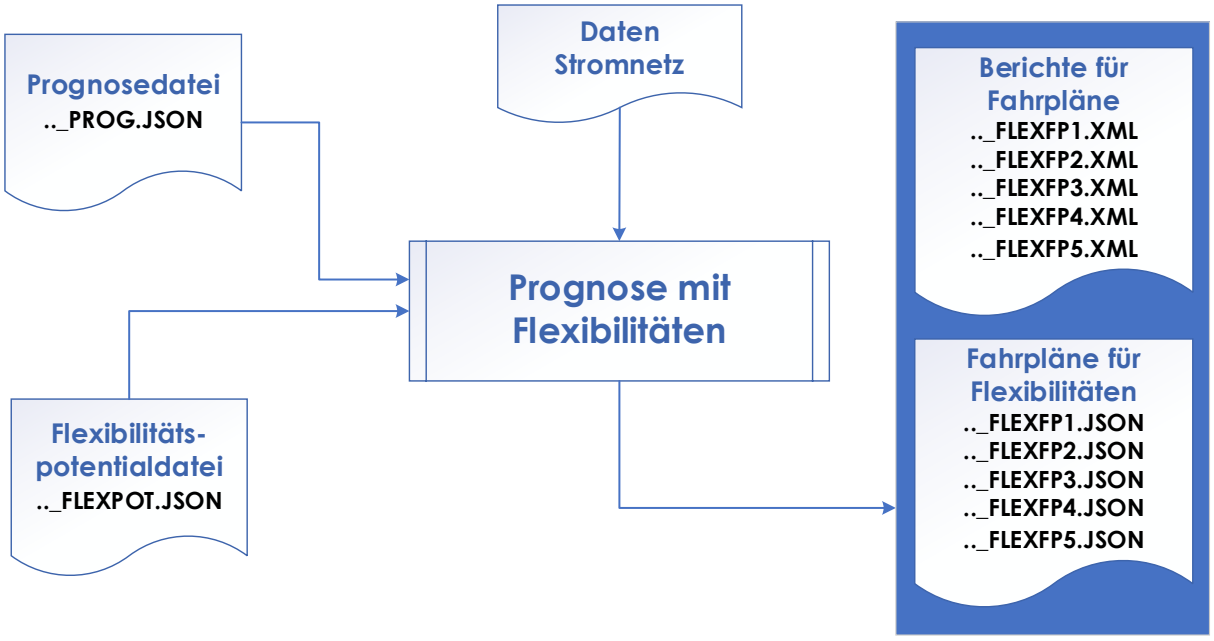


Abbildung 26-1: Eingangs- und Ausgangsdaten des Verfahrens

Die Berichte für Fahrpläne, im Folgenden auch **Fahrplanberichte** genannt, enthalten ausgewählte Ergebnisse der Netzberechnung und die zur Erstellung der Fahrpläne führenden davon abgeleiteten Berechnungsergebnisse im Office Open XML-Format [21] und können als Dokumentation der Flexibilitätslösung verwendet werden. Die Fahrpläne für Flexibilitäten enthalten die direkt zur maschinellen Weiterverarbeitung geeigneten Fahrpläne im JSON-Format [28].

Vorgaben von Steuerwerten für die Flexibilitäten ergeben sich aus dem Vergleich der Leistungswerte je 15min-Intervall der Prognosedatei und einer Fahrplandatei. Die Fahrplanberichte stellen diese und weitere Informationen dar, z.B. Lastverschiebungen zwischen 15min-Intervallen oder ggfs. nicht behebbare Netzengpässe.

Die Fahrpläne in den Fahrplandateien unterscheiden sich bzgl. der **Einsatzreihenfolge der Flexibilitäten** unter Bewertung der Anlagensensitivitäten zur Auswahl geeigneter Flexibilitäten. Ein Fahrplan behält nur seine Gültigkeit, wenn er in seiner Gesamtheit umgesetzt wird. Die Kombination von Steuerwerten aus den vom Verfahren berechneten Fahrplänen zu einem neuen resultierenden „Misch"-Fahrplan ist unzulässig, da in diesem Fall nicht sichergestellt ist, dass das Stromnetz innerhalb der normativ definierten Grenzwerte betrieben wird.

Wenn keine Leistungsanpassungen im Vergleich zur Prognose erfolgen, beispielsweise da keine Netzengpässe identifiziert wurden, reicht die Ausgabe eines Fahrplans aus. Die dort enthaltenen Leistungswerte entsprechen denen der Prognosedatei.

Basierend auf den Fahrplanberichten und den Fahrplänen sind perspektivisch weiterführende Auswertungen, Analysen und Darstellungen möglich, die dem Anwender die komplexe und vielschichtige Entscheidungsfindung des Verfahrens **Prognose mit Flexibilitäten** zur Berechnung der Flexibilitätslösung noch transparenter und übersichtli-

cher darstellen könnten. Durch die Verwendung von standardisierten Datenaustauschformaten ist eine Weiterverarbeitung der Ergebnisdateien durch nicht andere Softwaretools sichergestellt.

Weiterführende Angaben und Erläuterungen zur Arbeitsweise des Verfahrens **Prognose mit Flexibilitäten**, den Eingangs- und Ausgangsdateien und -daten und den Einstellwerten des Einstelldialogs sind in den nachfolgenden Kapiteln angegeben. Die Anwendung des Verfahrens wird beispielhaft mit einem einfachen Stromnetz vorgestellt.

⇨ Weiterführende und detaillierte Informationen und Erläuterungen sind im Handbuch **Prognose mit Flexibilitäten - Ein Verfahren für die Berechnung von 15min-Fahrplänen für Flexibilitäten zur Sicherstellung eines normativ zulässigen Netzzustandes** [36] enthalten.

26.1 Begriffe und Definitionen

In den nachfolgenden Kapiteln werden Begriffe definiert, die für das Verständnis des Verfahrens **Prognose mit Flexibilitäten** von grundlegender Bedeutung sind. Es wird kein Bezug zu normativen Begriffen hergestellt noch der Anspruch erhoben, vorhandene normative Begriffe neu zu definieren .

Begriff	Beschreibung
Anschlussdauer	Unter der Anschlussdauer $T_{EM,Anschlussdauer}$ oder der tatsächlichen Anschlussdauer wird die Zeitspanne verstanden, in der das E-Mobil elektrisch mit der Ladestation verbunden ist und daher ein Lade- oder Entladevorgang technisch grundsätzlich möglich ist, aber nichtdurchgängig erfolgen muss.
Dauer des Lade- oder Entladevorgangs	Die Dauer des Lade- oder Entladevorgangs entspricht der prognostizierten Ladedauer.
Flexibilitätslösung	Gesamtheit aller umzusetzenden Wirkleistungs- und Blindleistungsanpassungen von Flexibilitäten innerhalb des Prognosezeitraumes, die zum Ziel haben, normativ unzulässige Betriebszustände im Stromnetz zu beheben oder zu verhindern
Flexibilitätseinsatz	Ein Flexibilitätseinsatz oder ein Einsatz eines Flexibilitätspotentials einer Anlage wird immer durch den Stromnetzbetreiber durch Änderung der Sollwertvorgabe der Einspeise- oder Bezugsleistung der Anlage ausgelöst. Insofern wird die Anlage durch den Stromnetzbetreiber mit Hilfe des Flexibilitätsfahrplans _**FLEXFPx** gesteuert.
Flexibilitätspotentialdatei	Die Flexibilitätspotentialdatei beinhaltet die Flexibilitätspotentiale der Flexibilitäten z.B. die Steuergrenzen [P_{min}, P_{max}] für jedes 15min-Intervall des Prognosezeitraums im JSON-Format.
JSON	E. International, „JSON - Java Script Object Notation, Standard ECMA-404," Genf., www.json.org
Lastprognose	Unter einer Lastprognose wird eine Folge von Wirkleistungs- und Blindleistungswerten für einen definierten Prognosezeitraum als Zeitreihe von Wirk- und optional Blindleistungen für 15min-Intervalle in Anlehnung an Standardlastprofile nach VDEW [23] verstanden.
Lastverschiebung	Eine Lastverschiebung ist keine Veränderung von Sollwertvorgaben der Einspeise- oder Bezugsleistung einer Anlage durch den Stromnetzbetreiber, sondern soll das wahrscheinliche Eigenverhalten der Anlage ohne externen Steuereingriff nachbilden. Die Lastverschiebung wird nur für steuerbare Anlagen (Flexibilitäten) eingesetzt. Eine Lastverschiebung kann nur dann auftreten, wenn Flexibilitäten gesteuert, d.h. deren Einspeise- oder Bezugsleistung erhöht oder verringert wurde. Dadurch entsteht eine nicht eingespeiste oder bezogene Energie, die in die darauffolgenden 15min-Intervallen verschoben wird.
Netzzustandskorrektur	Die durch Lastverschiebung mit Hilfe des Linearisierungsansatzes sich ergebende Korrektur des Netzzustandes wird **Netzzustandskorrektur** genannt.
Notwendige Leistungsänderung ΔP_{Flex}	Unter einer notwendigen Leistungsänderung ΔP_{Flex} wird die Leistungsänderung einer Flexibilität verstanden, die zur Behebung einer spannungsbedingten oder strombedingten Grenzwertverletzung notwendig ist. Die notwendige Leistungsänderung berücksichtigt die Vorgaben und Einschränkungen der verfügbaren Leistungsänderung $\Delta P_{Flex,verfügbar}$ und es gilt: $$\Delta P_{Flex} \leq \Delta P_{Flex,verfügbar}$$

Prioritätsreihenfolge	Unter der Prioritätsreihenfolge wird die betragsmäßig absteigende Sortierung von z.B. Grenzwertverletzungen ausgehend von dem betragsmäßig größten Wert zum betragsmäßig kleinsten Wert verstanden.
Prognostizierte Ladedauer	Unter der prognostizierten Ladedauer $T_{EM,Prognose}$ wird die Zeitspanne verstanden, in der das E-Mobil elektrisch mit der Ladestation verbunden ist und ein Lade- oder Entladevorgang tatsächlich erfolgt.
Prognostizierte Wirkleistung	Wirkleistung P der Lastprognose im Prognosezeitraum
Prognostizierte Blindleistung	Blindleistung Q der Lastprognose im Prognosezeitraum
P_{min}	minimaler Wirkleistungswert in kW Dieser Wert entspricht dem kleinsten Wirkleistungswert, auf den die Anlage im Rahmen des Flexibilitätsmanagements abgesteuert werden darf.
P_{max}	maximaler Wirkleistungswert in kW Dieser Wert entspricht dem größten Wirkleistungswert, auf den die Anlage im Rahmen des Flexibilitätsmanagements hochgesteuert werden darf.
Prognosezeitraum	Zeitraum, der durch die Folge von 15min-Intervallen der Lastprognose definiert ist
Sollwertberechnung	Unter der Sollwertberechnung einer Leistungsänderung einer Flexibilität wird die Berechnung der notwendigen Leistungsänderung $\Delta P_{notwendig}$ verstanden.
SensLin-Verfahren	Unter dem **SensLin**-Verfahren wird die Berechnung eines stationären Netzzustandes verstanden, wenn ausgehend von einem durch eine konvergente Lastflussberechnung berechneter stationärer Netzzustand mit einem 1-Schritt-Linearisierungsansatz ein neuer stationärer Netzzustand z.B. mit Veränderungen der Leistungen von PQ-Knoten berechnet wird.
UseWh[Wh]	nutzbare Batteriekapazität eines Energiespeichers in Wh Dieser Wert entspricht der nutzbaren Batteriekapazität eines Energiespeichers in Anlehnung an IEC61850-90-9, welche für das Flexibilitätsmanagement zur Verfügung steht.
UseSocPct	Ladezustand (State of charge) eines Speichers zu Beginn des Prognosezeitraums in Prozent, bezogen auf die als Flexibilität nutzbare Batteriekapazität in Anlehnung an IEC61850-90-9.
Verfügbare Leistungsänderung $\Delta P_{Flex,verfügbar}$	Unter einer verfügbaren Leistungsänderung $\Delta P_{Flex,verfügbar}$ wird die Leistungsänderung einer Flexibilität verstanden, die zur Behebung einer spannungsbedingten oder strombedingten Grenzwertverletzung von der Flexibilität abrufbar ist. Die absoluten Grenzen der verfügbaren Leistungsänderung $\Delta P_{Flex,verfügbar}$ werden durch die Stellbereichsgrenzen [P_{min}, P_{max}], d.h. dem technischen Vermögen der Flexibilität definiert. Die verfügbare Leistungsänderung $\Delta P_{Flex,verfügbar}$ kann innerhalb der Stellbereichsgrenzen durch zusätzliche Vorgaben wie z.B. durch Lastverschiebungen weiter eingeschränkt werden. Der Abruf der verfügbare Leistungsänderung $\Delta P_{Flex,verfügbar}$ kann zu einer vollständigen oder auch zu einer teilweisen Behebung der Grenzwertverletzung führen.
Verfügbares Flexibilitätspotential	Unter dem verfügbaren Flexibilitätspotential einer Flexibilität wird die verfügbare Leistungsänderung $\Delta P_{Flex,verfügbar}$ verstanden.
Verfügbare Flexibilität	Unter einer verfügbaren Flexibilität wird eine an einem Netzknoten angeschlossene, vollständig funktionsfähige und im Netzparallelbetrieb befindliche, für den Stromnetzbetreiber steuerbare Flexibilität im Sinne einer technischen Anlage verstanden.

Kennung	Beschreibung
_PROG	Kennung der JSON-Prognosedatei
_FLEXPOT	Kennung der JSON-Flexibilitätspotentialdatei
_FLEXFPx	Kennung der JSON-Fahrplandateien (x ϵ {1, 2, 3, 4, 5}) und der Fahrplanberichte [21]
_PROG_FLEXFP	Kennung der kombinierten JSON-Prognose- und Flexibilitätspotentialdatei

Verzeichnis	Beschreibung
Projektverzeichnis	Verzeichnis, in dem die .NET-Datei des Stromnetzes gespeichert ist
Monitoring	Unterverzeichnis zum Projektverzeichnis, in dem die JSON-Prognosedatei **_PROG** und die JSON-Flexibilitätspotentialdatei **_FLEXPOT** gespeichert werden müssen

26.2 Prognose mit Flexibilitäten - Berechnung von Fahrplänen für Flexibilitäten

Das Verfahren **Lastfluss: Prognose mit Flexibilitäten** [Bd. 3] im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner dient der Ermittlung von Fahrplänen für Flexibilitäten in Stromverteilnetzen. Analog zum Verfahren **Lastfluss: Prognose** [Bd. 3] werden prognostizierte Leistungswerte (Wirkleistung P und optional Blindleistung Q) aus einer JSON-Prognosedatei im Unterverzeichnis **Monitoring** des **Projektverzeichnis** eingelesen.

Auf Basis der Ergebnisse der Lastflussberechnungen werden Fahrpläne für alle als steuerbar gekennzeichneten Bezugs- und Erzeugungsanlagen erstellt.

- ⇨ Für alle nicht steuerbaren Anlagen, werden die der jeweiligen Anlage zugeordneten Prognosewerte der **JSON-Prognosedatei** **_PROG** für die Fahrpläne in die **JSON-Fahrplandateien** **_FLEXFPx** übernommen.

- ⇨ Die **JSON-Prognosedatei** **_PROG** beinhalten die Lastprognose.

Liegen die Spannungsbeträge der Netzknoten oder die Betriebsmittelauslastungen nicht innerhalb definierter Grenzwerte, werden mithilfe einer Heuristik mehrere Fahrpläne **_FLEXFPx** (x ϵ {1, 2, 3, 4, 5}) erstellt, in denen die Leistungswerte (Wirkleistung P und optional Blindleistung Q) für Flexibilitäten (steuerbarer Anlagen) so definiert werden, dass keine Grenzwertverletzungen im Stromnetz auftreten.

- ⇨ Unter einer **Flexibilität** wird im Folgenden eine durch Vorgaben des Stromnetzbetreibers steuerbare Anlage, d.h. eine steuerbare Bezugs- oder Einspeiseanlage verstanden. Als Steuergrößen werden von dem Verfahren die Wirkleistung P und optional die Blindleistung Q verwendet.

Für das Verfahren muss zusätzlich das **Flexibilitätspotential der steuerbaren Anlagen** (Flexibilitäten) bekannt sein, also die **Stellbereichsgrenzen P_{max}** und **P_{min}** bzw. der **Stellbereich [P_{min}, P_{max}]**, innerhalb derer eine Anlage (Flexibilität) ihre Bezugs- oder Einspeiseleistung auf ein externes Signal des Stromnetzbetreibers hin anpassen kann. Für die optional in der Lastprognose enthaltene Blindleistung Q werden keine Stellbereichsgrenzen verwendet.

Als Flexibilitätspotential wird die mögliche Änderung von Bezug bzw. Einspeisung einer Wirkleistung P und optional einer Blindleistung Q jeder Flexibilität gegenüber der prognostizierten Wirkleistung bzw. Blindleistung verstanden. Die Änderung einer Blindleistung Q wird nur implizit, durch Annahme eines festen Verschiebungsfaktors cos φ berücksichtigt, d.h. aus der verpflichtend vorgegebenen Wirkleistung P der Lastprognose abgeleitet.

Grundlage dieser Vorgehensweise ist die Annahme, dass ausgehend vom Wirkleistungsverhalten einer Anlage deren Blindleistungsverhalten in aller Regel durch anlagenspezifische Eigenschaften vorgegeben ist und somit nicht vom Stromnetzbetreiber vorgegeben werden oder nicht prognostiziert werden kann.

26.3 Berechnung der Blindleistung von Flexibilitäten

Nachfolgend ist die implizite Berechnung der Blindleistung Q von Flexibilitäten (Anlagen) für die beiden Netzwerkelemente **Verbraucherlast** und **Erzeugungsanlage (DEA)** erläutert.

Netzwerkelement	Verschiebungsfaktor cos φ
Verbraucherlast **Registerkarte *Allgemeine Daten*** **Betriebsart *Lastprofil (Y)***	Für Betriebsarten **ohne Anlagenidentifikation (ID)** in der Spalte **Lastprofil** der Tabelle der Registerkarte **Lastprofil** wird der Verschiebungsfaktor cos φ wie folgt ermittelt. Es muss das Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) beachtet werden. ⇨ Das Verfahren **Prognose mit Flexibilitäten** unterstützt keine Lastprofile mit Betriebsarten ohne **Anlagenidentifikation (ID)**.
	Für Betriebsarten **mit Anlagenidentifikation (ID)** in der Spalte **Lastprofil** der Tabelle der Registerkarte **Lastprofil** wird der Verschiebungsfaktor cos φ wie folgt ermittelt. Es muss das Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) beachtet werden. ▪ Falls **nur** die Wirkleistung P in der JSON-Prognosedatei **_PROG** enthalten ist, werden der Verschiebungsfaktor cos φ aus der Spalte **cos phi** und die untererregte bzw. übererregte Betriebsart aus der Spalte **Über-/Untererregt** der Tabelle verwendet, um die Blindleistung Q zu berechnen. $S = \frac{P}{\cos\varphi}$ Unterregte Betriebsweise (VZS): $Q = \sqrt{S^2 - P^2}$ Überregte Betriebsweise (VZS): $Q = -1 \cdot \sqrt{S^2 - P^2}$ ▪ Falls die Wirkleistung P **und** die Blindleistung Q in der JSON-Prognosedatei **_PROG** enthalten sind, wird der Verschiebungsfaktor cos φ aus den beiden Leistungswerten P und Q der JSON-Prognosedatei **_PROG** berechnet.

	$$\cos\varphi = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}}$$ Q > 0 ➔ unterregte Betriebsweise (VZS) Q ≤ 0 ➔ übererregte Betriebsweise (VZS)

Netzwerkelement	Verschiebungsfaktor cos φ
Erzeugungsanlage (DEA) **Registerkarte *Lastprofil*** **Option *Energieanalyse* aktiviert** **Betriebsarten mit *Prognose (ID)*** ▪ **Solarstromanlage (DEA) Prognose (ID)** ▪ **Elektromobil Prognose (ID)** ▪ **Batteriespeicher Prognose (ID)**	Kennlinien zur Bereitstellung von Blindleistung nach VDE 4110 [18] wie z.B. Q(P) oder Q(U) und MSR2008 [4] wie z.B. cos φ(P) und cos φ(U) werden nicht berücksichtigt. Es muss das Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) beachtet werden. ⇨ Es wird immer die Betriebsart **cos φ = const.** zur Berechnung des Verschiebungsfaktors aus der Registerkarte **Allgemeine Daten** angenommen. ▪ Falls nur die Wirkleistung P in der JSON-Prognosedatei **_PROG** enthalten ist, wird der Verschiebungsfaktor cos φ gleich dem Einstellwert **cos Øn** in der Registerkarte **Allgemeine Daten** definiert. $$\cos\varphi = \cos\varnothing n$$ Es wird zusätzlich die untererregte oder übererregte Betriebsweise aus der Registerkarte **Allgemeine Daten** berücksichtigt. Es muss das Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) beachtet werden. ▪ Falls die Wirkleistung P **und** die Blindleistung Q in der JSON-Prognosedatei **_PROG** enthalten sind, wird der Verschiebungsfaktor cos φ aus den beiden Leistungswerten P und Q der JSON-Prognosedatei **_PROG** berechnet: $$\cos\varphi = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}}$$ Q ≤ 0 ➔ unterregte Betriebsweise (EZS) Q > 0 ➔ übererregte Betriebsweise (EZS)
Erzeugungsanlage (DEA) **Registerkarte *Lastprofil*** **Option *Energieanalyse* deaktiviert**	Kennlinien zur Bereitstellung von Blindleistung nach VDE 4110 [18] wie z.B. Q(P) oder Q(U) und MSR2008 [4] wie z.B. cos φ(P) und cos φ(U) werden nicht berücksichtigt. Es muss das Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) beachtet werden.

	Es werden die Einstellwerte aus der Registerkarte **Allgemeine Daten** insbesondere die Wirkleistung P_n, der Verschiebungsfaktor **cos φ** und die Betriebsart **über-/untererregt** verwendet. $S = \frac{P}{\cos\varphi}$ Unterregte Betriebsweise (EZS): $Q = -1 \cdot \sqrt{S^2 - P^2}$ Überregte Betriebsweise (EZS): $Q = \sqrt{S^2 - P^2}$

Die vom Stromnetzbetreiber erwarteten Flexibilitätspotentiale der steuerbaren Anlagen z.B. [P_{min}, P_{max}] werden dem Verfahren mit der **JSON-Flexibilitätspotentialdatei _FLEXPOT** im Unterverzeichnis **Monitoring** des **Projektverzeichnisses** für jedes 15min-Intervall übergeben.

⇨ Die Blindleistung Q einer steuerbaren Anlage wird nicht als steuerbares Flexibilitätspotential genutzt und ist daher nicht in der JSON-Flexibilitätspotentialdatei **_FLEXPOT** enthalten.

Auch für nicht steuerbare Anlagen, d.h. Anlagen, die nicht als Flexibilitäten nutzbar sind, müssen prognostizierte Wirkleistungen P und optional prognostizierte Blindleistungen Q in der JSON-Prognosedatei **_PROG** als Eingangsdaten für das Verfahren angegeben werden. In der JSON-Flexibilitätspotentialdatei **_FLEXPOT** müssen für nicht steuerbare Anlagen ebenfalls korrespondierende Steuergrenzen [P_{min}, P_{max}] zwingend angegeben werden.

⇨ Sind die Leistungswerte P einer Anlage in der JSON-Prognosedatei **_PROG** und der JSON-Flexibilitätspotentialdatei **_FLEXPOT** verschieden, ist die Anlage steuerbar und die Anlage kann als Flexibilität verwendet werden.

$P_{min} < P < P_{max}$ ➔ Anlage ist als Flexibilität verwendbar.

⇨ Sind die Leistungswerte P einer Anlage in der JSON-Prognosedatei **_PROG** und der JSON-Flexibilitätspotentialdatei **_FLEXPOT** gleich, ist die Anlage nicht steuerbar und die Anlage kann nicht als Flexibilität verwendet werden.

$P_{min} = P = P_{max}$ ➔ Anlage ist als Flexibilität nicht verwendbar.

26.4 Präventives Netzengpassmanagement

Das Verfahren **Lastfluss: Prognose mit Flexibilitäten** kann für ein präventives Netzengpassmanagement in Stromverteilnetzen eingesetzt werden. Als Grundeinstellungen der Überwachungsfunktion werden Grenzwerte aus Normen (DIN EN 50160 [27], DIN VDE 0276-1000 [11]) sowie anwenderspezifische Einstellwerte gewählt, bei deren Über- bzw. Unterschreitung ein normativ unzulässiger und damit kritischer Netzzustand, d.h. ein Netzengpass vorliegt. Es können in der Registerkarte **Prognose mit Flexibilitäten** des Einstelldialogs **Einstellung Lastflussberechnung** davon abweichende Grenzwerte ge-

wählt werden, um beispielsweise aufgrund von Prognoseungenauigkeiten einen Sicherheitsabstand zum anwenderspezifisch gewünschten Netzzustand im Sinne einer Unschärfe zu berücksichtigen.

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**
- Registerkarte **Prognose mit Flexibilitäten**

In Abgrenzung zum Verfahren **Lastfluss: Prognose** erfolgen beim Verfahren **Lastfluss: Prognose mit Flexibilitäten** die notwendigen Lastflussberechnungen aus Gründen der Performance mithilfe eines Newton-Raphson-Algorithmus [Bd. 3], während bei **Lastfluss: Prognose** die Knotenpotentialanalyse mit Stromiteration bzw. Iteration der Lastimpedanzen angewendet wird [Bd. 3].

26.5 Datenmanagement des Verfahrens

Die nachfolgende Abbildung stellt das Konzept des Datenmanagements des Verfahrens **Prognose mit Flexibilitäten** dar. Das Verfahren kann manuell durch das Bedienmenü oder automatisch mit Hilfe des **FileWatcher** oder durch den in ATPDesigner integrierten **Webserver** gestartet werden. Neben den Eingangs- und Ausgangsdateien im JSON-Format [28] werden Ergebnisse als Fahrplanberichte als XML-Dateien [21] gespeichert, die direkt in einem Textverarbeitungsprogramm wie z.B. Word eingelesen und weiterverarbeitet werden können.

Die JSON-Dateien [28] können von ATPDesigner eingelesen und als Diagramm dargestellt bzw. analysiert werden. Besonders hilfreich zur Analyse ist hier die JSON-Datei **_PROG_FLEXFP**, die sowohl die prognostizierten Leitungswerte der JSON-Prognosedatei **_PROG** als auch die berechneten Fahrpläne der JSON-Fahrplandateien **_FLEXFPx** enthält. Durch die Darstellung in einem Diagramm können die ursprünglich prognostizierten Leitungswerte aus der JSON-Prognosedatei **_PROG** ausgewählt und direkt mit dem von dem Verfahren ermittelten Leistungswerte der JSON-Fahrplandateien **_FLEXFPx** verglichen werden. Ein Beispiel ist in Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** enthalten.

Die Speicherung der Dateien erfolgt unter Verwendung von .ZIP-Dateien, um den inhaltlichen Zusammenhang der Eingangs- und Ausgangsdateien sicherzustellen. Näheres ist u.a. im Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** erläutert.

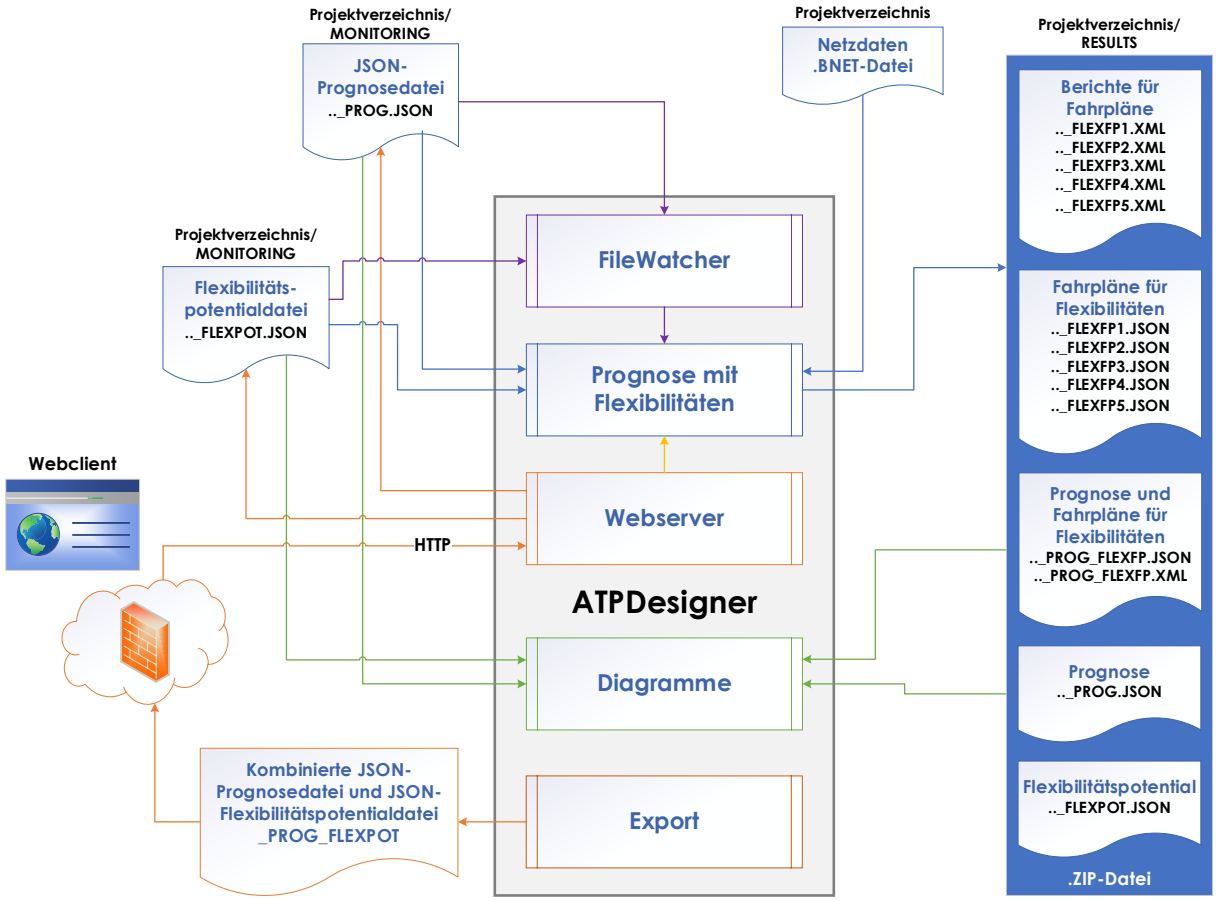


Abbildung 26-2: Konzept der Datenverarbeitung des Verfahrens *Prognose mit Flexibilitäten*

26.6 Einstelldialog Prognose mit Flexibilitäten

Die nachfolgende Abbildung zeigt den Einstelldialog für das Verfahren **Prognose mit Flexibilitäten**. Der Einstelldialog ist in der gleichnamigen Registerkarte **Prognose mit Flexibilitäten** des Dialogs **Einstellung Lastflussberechnung** enthalten. Der Einstelldialog kann wie folgt geöffnet werden.

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**, Registerkarte **Prognose mit Flexibilitäten**
- **Projektinformationen**, Registerkarte **Netzwerk, Lastfluss**

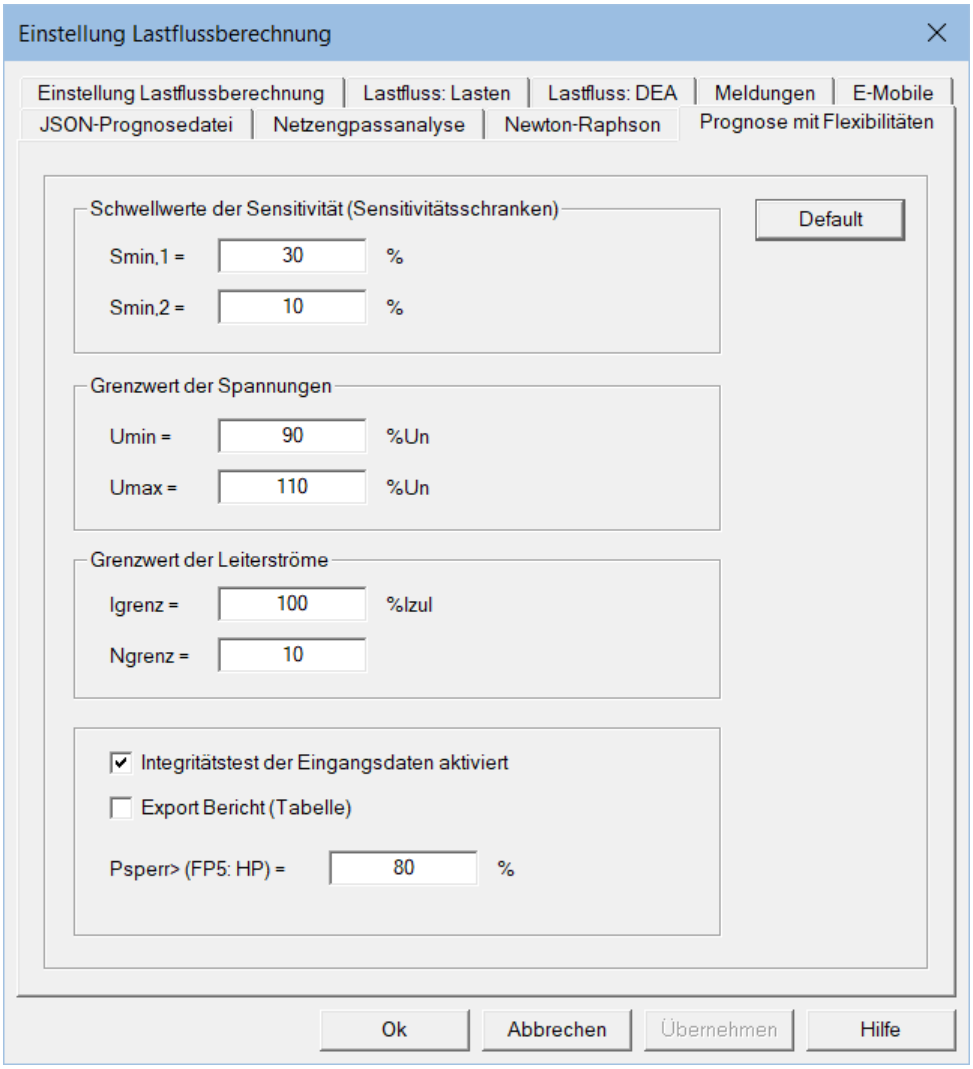


Abbildung 26-3: Einstelldialog des Verfahrens *Prognose mit Flexibilitäten*

Einstellwert	Bedeutung
Umin	Minimal zulässiger Betrag der Leiter-Leiter-Spannungen $\underline{U}_{12}$, $\underline{U}_{23}$ und $\underline{U}_{31}$, der an keinem Netzknoten unterschritten werden darf Grundeinstellung nach EN50160 [27]: $U_{\max} = 110\% \cdot U_n$, $U_{\min} = 90\% \cdot U_n$
Umax	Maximal zulässiger Betrag der Leiter-Leiter-Spannungen $\underline{U}_{12}$, $\underline{U}_{23}$ und $\underline{U}_{31}$, der an keinem Netzknoten überschritten werden darf
Igrenz	Maximal zulässiger Betrag der Leiterströme $\underline{I}_{L1}$, $\underline{I}_{L2}$ und $\underline{I}_{L3}$ für ein bestimmtes Netzbetriebsmittel, der nicht überschritten werden darf
Izul	▪ für **Leitungen**: zulässige Strombelastbarkeit nach VDE 0276-1000 $I_{zul} = \mathrm{Red.} \cdot \mathrm{I}_{max}$ ▪ für **Transformatoren**: Bemessungsstrom I_r $I_{zul} = I_r$ Grundeinstellung nach VDE 0276-1000 [11]: $I_{grenz} = 100\% \cdot I_{zul}$
Smin,1 **Smin,2**	siehe Kapitel Definition von Sensitivitätsschranken
Ngrenz	Maximal zulässige Anzahl Wiederholungen zur Behebung zweigstrombedingter Grenzwertverletzungen

Integritäts-test der Eingangs-daten akti-viert	Nach dem Einlesen der JSON-Eingangsdateien **_PROG** und **_FLEXPOT** werde die darin enthaltenen Daten überprüft. **Vorsicht !!!** Der Überprüfungsvorgang kann bei größeren Stromnetzen u.U. mehrere Minuten andauern.
Export Bericht (Tabelle)	Daten aus der JSON-Prognosedatei **_PROG**, der JSON-Flexibilitätsdatei **_FLEXPOT** und den JSON-Fahrplandateien **_FLEXFPx** werden als Excel-kompatible XML-Datei [21] generiert **Vorsicht !!!** Die Generierung der Excel-kompatible XML-Datei kann für große Stromnetze mehrere Minuten Zeit benötigen
Psperr> (FP5: HP)	Das heuristische Verfahren zur Ermittlung von Fahrplan 5 (**_FLEXFP5**) verwendet den Einstellwert, um für Wärmepumpen (HP) Sperrzeiten ohne Leistungsreduktion festzulegen (siehe Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**).

Die Einstellwerte werden in den Fahrplanberichten im XML-Format [21] ausgegeben.

Einstellwerte: Schwellwerte für Sensitivitäten, Grenzwerte für Spannungen und Ströme

Smin,1	30 %
Smin,2	10 %
Umin	90.00 %Un
Umax	110.00 %Un
Igrenz	100.00 %Izul
Ngrenz	10

26.7 Prognose mit Flexibilitäten – Vom Verfahren unterstützte Flexibilitäten

Das Verfahren **Prognose mit Flexibilitäten** berücksichtigt folgende Anlagentypen als Flexibilitäten.

- Ladestationen für E-Mobile als Bezugsanlagen
- Wärmepumpen als Bezugsanlagen
- Dezentrale Erzeugungsanlagen (PV-Anlagen) als Einspeiseanlagen
- Monodirektionale und bidirektionale Batteriespeicher als Bezugsanlagen und/oder Einspeiseanlagen

Die Anlagentypen werden durch die im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner vorhandenen Netzwerkelemente **Verbraucherlast** und **Erzeugungsanlage (DEA)** als PQ-Knoten nachgebildet. Ziel des Verfahrens ist der netzdienliche Einsatz von Flexibilitäten, d.h. ein netzdienlicher Abruf von Flexibilitätspotential, um perspektivisch das Stromnetz in jedem 15min-Intervall innerhalb der normativ zulässigen Grenzen betreiben zu können. Betriebswirtschaftliche Aspekte werden von dem Verfahren nicht berücksichtigt.

Das Verfahren ermittelt für jede Flexibilität, unabhängig davon, ob diese Flexibilität eingesetzt wird oder nicht, d.h. ob von dieser Flexibilität ein Flexibilitätspotential abgerufen wird oder nicht, mehrere netzdienliche Flexibilitätsfahrpläne, die nach verschiedenen heuristischen Verfahren ermittelt werden.

Um das zeitliche Verhalten der Anlagentypen der Flexibilitäten nachzubilden und daraus die Flexibilitätsfahrpläne zu ermitteln, verwendet das Verfahren generische Modelle, die auf Erfahrungen des Netzbetriebes beruhen. Die generischen Modelle der Anlagentypen sollen ein typisches Verhalten nachbilden, nicht ein Verhalten ggfs. am Markt verfügbarer Produkte.

Das Verfahren bestimmt die bezogene oder eingespeiste Wirkleistung P_{Flex} der steuerbaren Anlagentypen. Die Blindleistung Q_{Flex} der steuerbaren Flexibilitäten wird durch das Verfahren nicht direkt ermittelt und vorgegeben, sondern ergibt sich im Sinne eines anlagentypischen Verhaltens z.B. durch Vorgabe eines festen verfahrensunabhängigen Verschiebungsfaktors als Parameter der Flexibilität (Einstellwert der verwendeten Netzwerkelemente) implizit.

Grundsätzlich gehen Verfahren und generische Modelle davon aus, dass Leistungen und Energien immer auf die in der Energiewirtschaft üblichen 15min-Intervalle bezogen definiert sind und berechnet werden.

- Leistungen werden innerhalb eines 15min-Intervalls als konstant angenommen.
- Zeitbereiche werden als ganze Vielfache von 15min-Intervallen definiert.

Um den netzdienlichen Einsatz von Flexibilitäten zu berechnen und daraus Flexibilitätsfahrpläne zu generieren, benötigt das Verfahren Eingangsinformationen.

- Das Verfahren benötigt in jedem 15min-Intervall des Prognosezeitraums für jede Flexibilität eine prognostizierte Wirkleistung $P_{Prognose}$ mit einem Steuerbereich [P_{min}, P_{max}] als Eingangsgrößen. In Falle eines Flexibilitätseinsatzes, d.h. dem Abruf eines Flexibilitätspotentials, muss die von dem Verfahren ermittelte Flexibilitätsleistung P_{Flex} innerhalb der Steuerbereichsgrenzen [P_{min}, P_{max}] verbleiben.

26.7.1 Generisches Modell: Ladestation für E-Mobile

Das generische Modell der **Ladestation für E-Mobile** sieht vor, dass der Ladevorgang des E-Mobils innerhalb einer prognostizierten Anschlussdauer **$T_{Anschlussdauer,EM}$** abgeschlossen wird.

Das generische Modell der **Ladestation für E-Mobile** sieht daher vor, das abgerufene Flexibilitätspotential, d.h. die zu viel oder zu wenig bezogene Energie innerhalb des Prognosezeitraums im Sinne einer Lastverschiebung vollständig auszugleichen. Ziel ist es, innerhalb des Prognosezeitraums die geplante Energie in die Batterie des E-Mobils einzuspeichern. So ist es nicht gedacht, dass am Ende des Prognosezeitraums eine Restenergie verbleibt, die als Flexibilitätspotentials innerhalb des Prognosezeitraums genutzt, aber bis zum Ende des Prognosezeitraums nicht ausgeglichen wurde.

Für jedes 15min-Intervall der Ladedauer ist eine prognostizierte Ladeleistung **$P_{Prognose,EM}$** als Eingangsgröße definiert. Weiter sieht das generische Modell vor, dass das E-Mobil über die prognostizierte Ladedauer hinaus bis Ende der Anschlussdauer **$T_{Anschlussdauer,EM}$** an der Ladestation angeschlossen bleibt.

$$T_{Anschlussdauer,EM} \geq T_{Ladedauer,EM}$$

Innerhalb der prognostizierten Ladedauer **$T_{Ladedauer,EM}$** kann die Ladeleistung bzw. die Ladeenergie von dem Verfahren als Flexibilitätspotential **$P_{Flex,EM}$** verwendet werden. Dazu kann die prognostizierte Ladeleistung **$P_{Prognose,EM}$** innerhalb der Steuerbereichsgrenzen [$P_{min,EM}$, $P_{max,EM}$] auf **$P_{Flex,EM}$** erhöht oder reduziert werden. Innerhalb der prognostizierten Ladedauer **$T_{Ladedauer,EM}$** nicht bezogene oder zu viel bezogene Energie kann bis zum Ende der Anschlussdauer **$T_{Anschlussdauer,EM}$** ausgeglichen werden. Auch hier sind die Steuerbereichsgrenzen [$P_{min,EM}$, $P_{max,EM}$] des generischen Modells zu beachten.

In den nachfolgenden Abbildungen sind beispielhaft Ausschnitte der Informationsobjekte dargestellt, die zur Einstellung und Anwendung des generischen Modells benötigt werden.

- Prognostizierte Wirkleistung in der JSON-Prognosedatei _**PROG**

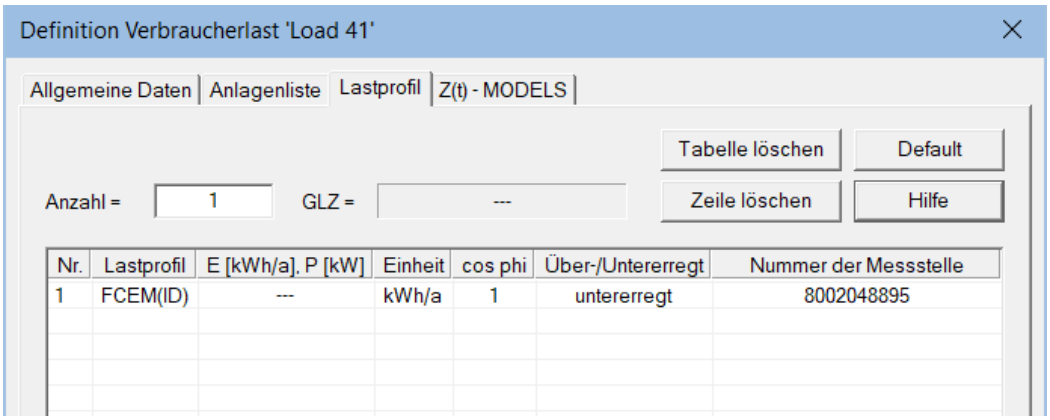

```
{
    "id" : "8002048895",
    "label" : "Stationäre Ladesäule",
    "unit_1" : "P[kW]",
    "timeseries" :
    [
      {
        "timestamp" : 1704064500000,
        "value_1" : 0.626293969849246
      },
      {
        "timestamp" : 1704065400000,
        "value_1" : 0.541099246231156
      },
```


- Steuerbereichsgrenzen in der JSON-Prognosedatei _**FLEXPOT**

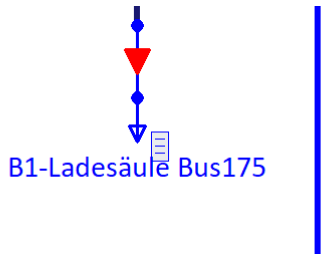

```
{
    "id" : "8002048895",
```

```
"label" : "Stationäre Ladesäule",
"unit_1" : "Pmax[kW]",
"unit_2" : "Pmin[kW]",
"timeseries" :
[
  {
    "timestamp" : 1704064500000,
    "value_1" : 0.626293969849246,
    "value_2" : 0.0
  },
  {
    "timestamp" : 1704065400000,
    "value_1" : 0.541099246231156,
    "value_2" : 0.0
  },
```


- Einstelldialog des Netzwerkelementes **Verbraucherlast**



- Netzwerkelement **Verbraucherlast** in der Netzgrafik des Stromnetzes



26.7.2 Generisches Modell: Dezentrale Erzeugungsanlagen (PV-Anlagen)

Dezentrale Erzeugungsanlagen werden in einem 15min-Intervall von dem Verfahren als Flexibilität nur dann eingesetzt, wenn alle sonst verfügbaren Flexibilitätspotentiale ausgeschöpft sind und ein normativ zulässiger Netzbetrieb nicht erreicht wird. Das generische Modell für Dezentrale Erzeugungsanlagen (PV-Anlagen) sieht ausgehend von der prognostizierten Leistung $\mathbf{P_{Prognose,PV}}$ nur eine Reduktion der Einspeisewirkleistung auf die Wirkleistung $\mathbf{P_{Flex,PV}}$ vor.

$$P_{Flex,PV} \leq P_{Prognose,PV}$$

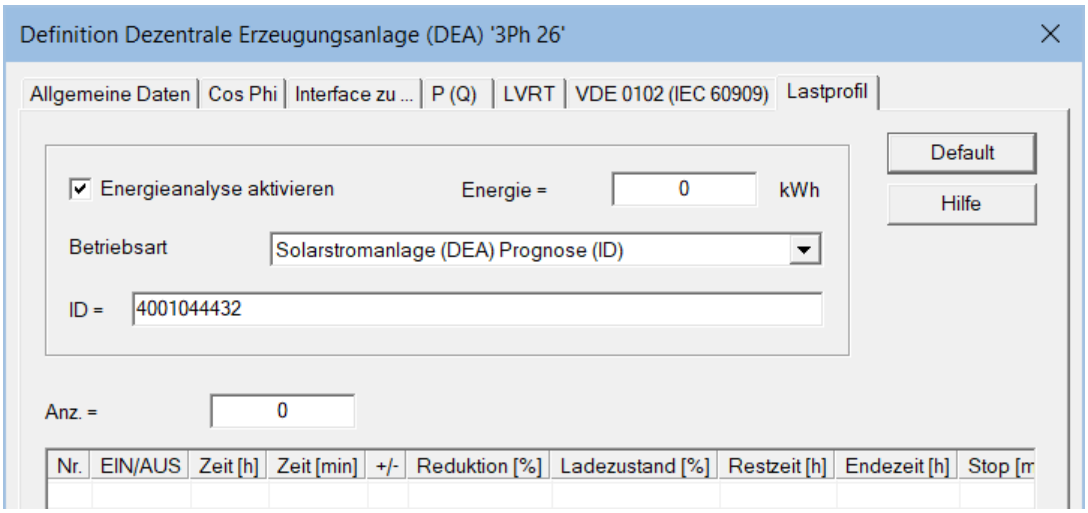
- Prognostizierte Wirkleistung in der JSON-Prognosedatei **_PROG**

```
{
    "id" : "4001044432",
    "label" : "PV-Anlagen_Heimspeicher",
    "unit_1" : "P[kW]",
    "timeseries" :
    [
      {
        "timestamp" : 1704113100000,
        "value_1" : 0.157051208351537
      },
      {
        "timestamp" : 1704114000000,
        "value_1" : 0.140150382855435
      },
```

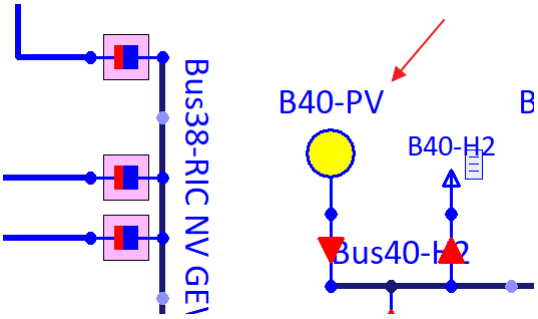
- Steuerbereichsgrenzen in der JSON-Prognosedatei _**FLEXPOT**

```
{
    "id" : "4001044432",
    "label" : "PV-Anlagen_Heimspeicher",
    "unit_1" : "Pmax[kW]",
    "unit_2" : "Pmin[kW]",
    "timeseries" :
    [
      {
        "timestamp" : 1704113100000,
        "value_1" : 0.157051208351537,
        "value_2" : 0.0
      },
      {
        "timestamp" : 1704114000000,
        "value_1" : 0.140150382855435,
        "value_2" : 0.0
      },
```

- Einstelldialog des Netzwerkelementes **Verbraucherlast**



- Netzwerkelement **Verbraucherlast** in der Netzgrafik des Stromnetzes



26.7.3 Generisches Modell: Monodirektionale und bidirektionale Batteriespeicher

Das generische Modell eines Batteriespeichers sieht vor, Wirkleistung $\mathbf{P_{Flex,BS}}$ in das Stromnetz einzuspeisen oder vom Stromnetz zu beziehen. Der Bezug oder die Einspeisung von Blindleistung $\mathbf{Q_{Flex,BS}}$, d.h. ein untererregter oder übererregter Betrieb wird von dem generischen Modell nicht als Flexibilitätspotential berücksichtigt, sondern ergibt sich implizit z.B. durch den für den Batteriespeicher fest vorgegebenen Verschiebungsfaktor cos φ.

Das generische Modell sieht die Berechnung und Überwachung des Ladezustandes (State of Charge SoC) des Batteriespeichers in jedem 15min-Intervall vor. Das generische Modell hat nicht das Ziel, einen definierten Ladezustand innerhalb einer definierten Zeit wie z.B. bei Batteriespeichern für Regelleistung oder Regelenergie üblich zu erreichen. Als Nebenbedingung muss der Ladezustand **SoC** des generischen Modells immer im Intervall [0%, 100%] betragen.

Ist der initiale Ladezustand $\mathbf{SoC_0}$ des Batteriespeichers nicht bekannt, so kann das vereinfachte Modell des **monodirektionalen Batteriespeichers** verwendet werden. Das generische Modell sieht deshalb nur eine Reduktion der prognostizierte Leistung $\mathbf{P_{Prognose,BS}}$ auf die Wirkleistung $\mathbf{P_{Flex,BS}}$ unter Berücksichtigung der Steuerbereichsgrenzen [$P_{min,BS}$, $P_{max,BS}$] vor, keine Leistungserhöhung. Eine Leistungserhöhung ist wegen des unbekannten initialen Ladezustandes nicht möglich. Auch die Überwachung des Ladzustandes SoC bzgl. des Intervalls [0%, 100%] kann nicht erfolgen.

$$P_{min,BS} < P_{Flex,BS} < P_{Prognose,BS}$$

$$E_{Ausgleich,BS} = (P_{Prognose,BS} - P_{Flex,BS}) \cdot 15min$$

Ein durch die Leistungsreduktion entstehendes Energiedefizit $\mathbf{\Delta E_{Ausgleich,BS}}$ wird nach Möglichkeit als Lastverschiebung direkt in nachfolgenden 15min-Intervallen wieder ausgeglichen, sofern die Stellbereichsgrenzen $\mathbf{[P_{min,BS}, P_{max,BS}]}$ dies zulassen. Damit wird erreicht, dass der unbekannte initiale Ladezustand SoC0 möglichst zeitnah wiederhergestellt wird und das Flexibilitätspotential des Batteriespeichers wiederhergestellt wird.

Das generische Modell des monodirektionalen Batteriespeichers sieht entweder eine Leistungseinspeisung oder ein Leistungsbezug vor, keine Umkehr der Leistungsflussrichtung. Die Leistungsrichtung wird durch das verwendete Netzwerkelement **Verbraucherlast** (➔Leistungsbezug im Verbraucherzählpfeilsystem VZS)) oder **Erzeugungsanlage (DEA)** (➔Leistungseinspeisung im Erzeugerzählpfeilsystem EZS) festgelegt.

Ist der initiale Ladezustand **SoC_0** des Batteriespeichers bekannt, so kann das Modell des **bidirektionalen Batteriespeichers** verwendet werden. Das generische Modell sieht sowohl eine Reduktion als auch eine Erhöhung der prognostizierte Leistung **$P_{Prognose,BS}$** auf die Wirkleistung **$P_{Flex,BS}$** unter Berücksichtigung der Steuerbereichsgrenzen [$P_{min,BS}$, $P_{max,BS}$] vor. Eine Richtungsumkehr des Leistungsflusses ist im generischen Modell vorgesehen.

Das generische Modell des Batteriespeichers sieht nicht vor, das abgerufene Flexibilitätspotential, d.h. die zu viel oder zu wenig bezogene Energie innerhalb des Prognosezeitraums im Sinne einer Lastverschiebung vollständig auszugleichen. So ist es denkbar, dass am Ende des Prognosezeitraums eine Restenergie verbleibt, die als Flexibilitätspotentials innerhalb des Prognosezeitraums genutzt, aber bis zum Ende des Prognosezeitraums nicht ausgeglichen wurde.

Die Eigenschaft der Leistungsrichtungsumkehr des generischen Modells wird durch eine Kombination der Netzwerkelemente **Verbraucherlast** (➔Leistungsbezug im Verbraucherzählpfeilsystem VZS)) und **Erzeugungsanlage (DEA)** (➔Leistungseinspeisung im Erzeugerzählpfeilsystem EZS) nachgebildet.

- Prognostizierte Wirkleistung in der JSON-Prognosedatei _**PROG**


```
{
    "id" : "8002048893",
    "label" : "Quartiersspeicher_Last",
    "unit_1" : "P[kW]",
    "timeseries" :
    [
      {
        "timestamp" : 1704064500000,
        "value_1" : 0.0
      },
      {
        "timestamp" : 1704065400000,
        "value_1" : 0.0
      },
```



```
{
    "id" : "8002048894",
    "label" : "Quartiersspeicher_Erz",
    "unit_1" : "P[kW]",
    "timeseries" :
    [
      {
        "timestamp" : 1704064500000,
        "value_1" : 0.0
      },
      {
        "timestamp" : 1704065400000,
        "value_1" : 0.0
      },
```

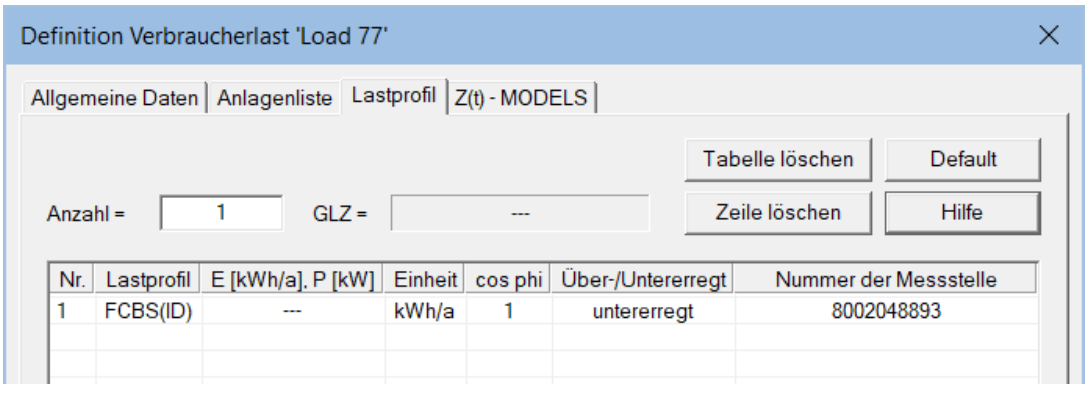

- Steuerbereichsgrenzen in der JSON-Prognosedatei _**FLEXPOT**

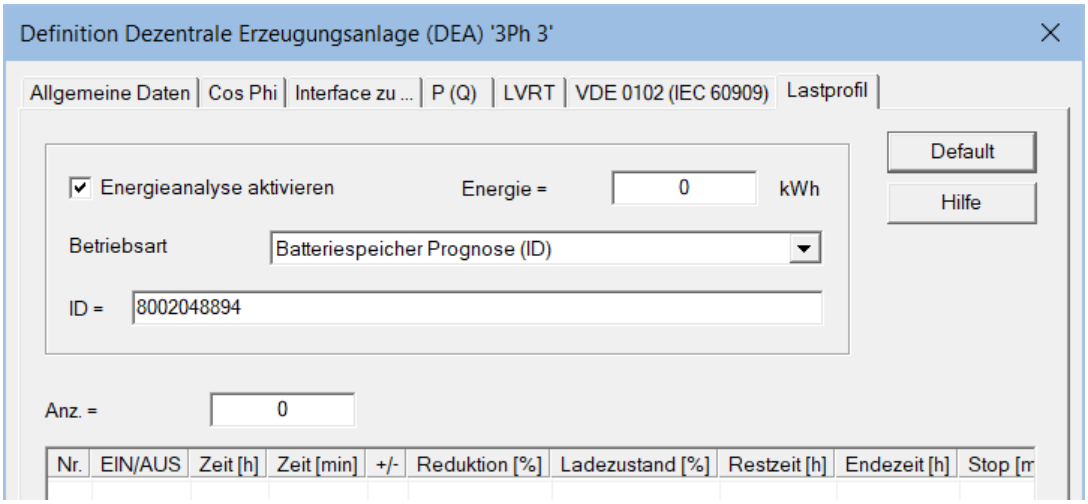
```
{
    "id" : "8002048893",
    "label" : "Quatiersspeicher_Last",
    "unit_1" : "Pmax[kW]",
    "unit_2" : "Pmin[kW]",
    "timeseries" :
    [
      {
        "timestamp" : 1704064500000,
        "value_1" : 228.0,
        "value_2" : 0.0
      },
      {
        "timestamp" : 1704065400000,
        "value_1" : 228.0,
        "value_2" : 0.0
      },
```



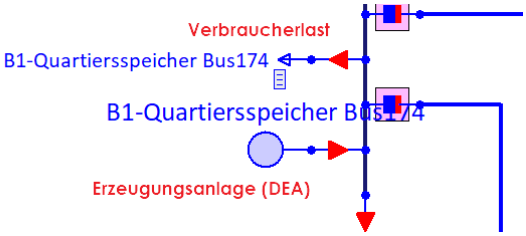
```
{
    "id" : "8002048894",
    "label" : "Quatiersspeicher_Erz",
    "UseSocPct" : 0.0,
    "unit_1" : "Pmax[kW]",
    "unit_2" : "Pmin[kW]",
    "unit_3" : "UseWh[Wh]",
    "timeseries" :
    [
      {
        "timestamp" : 1704064500000,
        "value_1" : 225.0,
        "value_2" : 0.0,
        "value_3" : 160000.0
      },
      {
        "timestamp" : 1704065400000,
        "value_1" : 225.0,
        "value_2" : 0.0,
        "value_3" : 160000.0
      },
```


- Einstelldialog des Netzwerkelementes **Verbraucherlast**





- Netzwerkelement **Verbraucherlast** in der Netzgrafik des Stromnetzes



26.7.4 Generisches Modell: Wärmepumpe

Der Leistungsbezug der Wärmepumpen orientiert sich am Wärmebedarf des Gebäudes. Das System Wärmepumpe kann Lastverschiebungen durch einen vorhandenen Warmwasserspeicher sowie die Wärmespeicherfähigkeit der Gebäudehülle begrenzt kompensieren, ohne dass der Raumkomfort zu sehr eingeschränkt wird. Wärmepumpen können damit als Flexibilität eingesetzt werden, wobei auch hier Nachholeffekte zum Ausgleich, der nicht bezogenen Energiemenge berücksichtigt werden müssen. Dadurch entstehende Effizienzverluste der Wärmepumpe werden hier vernachlässigt.

Das generische Modell einer **Wärmepumpe** sieht grundsätzlich zwei Betriebsarten vor. Im **Heizzyklus** bezieht die Wärmepumpe elektrische Leistung und ist in der Heizphase. Um das Stromnetz zu entlasten kann die Wärmepumpe durch den Stromnetzbetreiber für eine **Sperrzeit** vom Stromnetz getrennt werden.

Nach aktuellem Stand ist der Stromnetzbetreiber berechtigt, die Wärmepumpe bis zu 3mal täglich für jeweils bis zu 2 Stunden abzuschalten, also insgesamt für 6 Stunden täglich. Auf jede Sperrzeit mit Trennung vom Stromnetz muss eine Heizphase folgen dürfen, die mindestens ebenso lang andauert wie die vorangehende Sperrzeit.

Das generische Modell der Wärmepumpe sieht nicht vor, das abgerufene Flexibilitätspotential, d.h. die zu viel oder zu wenig bezogene Energie innerhalb des Prognosezeitraums im Sinne einer Lastverschiebung vollständig auszugleichen. So ist es denkbar, dass am Ende des Prognosezeitraums eine Restenergie verbleibt, die als Flexibilitätspotentials innerhalb des Prognosezeitraums genutzt, aber bis zum Ende des Prognosezeitraums nicht ausgeglichen wurde.

Die nicht bezogene Energie wird so schnell als möglich nachgeholt.

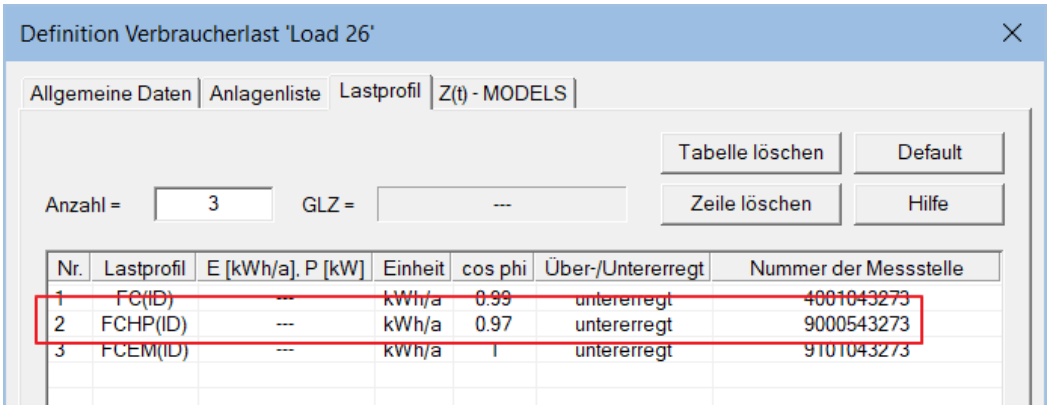
- Prognostizierte Wirkleistung in der JSON-Prognosedatei _**PROG**


```
{
    "id" : "9000543273",
    "label" : "Wärmepumpe_Heimspeicher",
    "unit_1" : "P[kW]",
    "timeseries" :
    [
      {
        "timestamp" : 1704064500000,
        "value_1" : 0.399699543867499
      },
      {
        "timestamp" : 1704065400000,
        "value_1" : 0.10877069554426999
      },
```

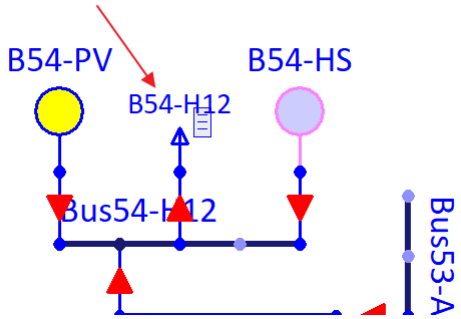

- Steuerbereichsgrenzen in der JSON-Prognosedatei _**FLEXPOT**


```
{
    "id" : "9000543273",
    "label" : "Wärmepumpe_Heimspeicher",
    "unit_1" : "Pmax[kW]",
    "unit_2" : "Pmin[kW]",
    "timeseries" :
    [
      {
        "timestamp" : 1704064500000,
        "value_1" : 8.5,
        "value_2" : 0.0
      },
      {
        "timestamp" : 1704065400000,
        "value_1" : 8.5,
        "value_2" : 0.0
      },
```


- Einstelldialog des Netzwerkelementes **Verbraucherlast**



- Netzwerkelement **Verbraucherlast** in der Netzgrafik des Stromnetzes



26.8 Start des Verfahrens *Prognose mit Flexibilitäten*

Der Start des Verfahrens kann **manuell**, durch den **FileWatcher** oder durch den in ATPDesigner integrierten **Webserver** erfolgen. Vor dem Start sind die Eingangsdateien nach Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** bereitzustellen. Der Start mit Hilfe des Webservers erfordert ggfs. davon abweichende Eingangsdateien, die von einem Webclient an den Webserver übertragen und vom Webserver in dem Verzeichnis gespeichert werden. Der manuelle Start ist nachfolgend beschrieben.

- Hauptmenu **Prüfungen**
- Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten**, **Lastfluss: Prognose mit Flexibilitäten**

Das Verfahren liest aus dem Unterverzeichnis **Monitoring** des **Projektverzeichnisses** die zeitlich jüngste JSON-Datei ein, beispielsweise die JSON-Prognosedatei **_PROG**. Aus dem Dateinamen der JSON-Prognosedatei wird der Dateiname der zugehörigen JSON-Flexibilitätspotentialdatei **_FLEXPOT** generiert und ebenfalls aus dem Unterverzeichnis **Monitoring** des **Projektverzeichnisses** eingelesen.

Wird durch das Verfahren als jüngste JSON-Datei im Unterverzeichnis **Monitoring** des **Projektverzeichnisses** die JSON-Flexibilitätspotentialdatei **_FLEXPOT** gefunden, so wird daraus der Dateiname der zugehörigen JSON-Prognosedatei **_PROG** abgeleitet, diese eingelesen und verarbeitet.

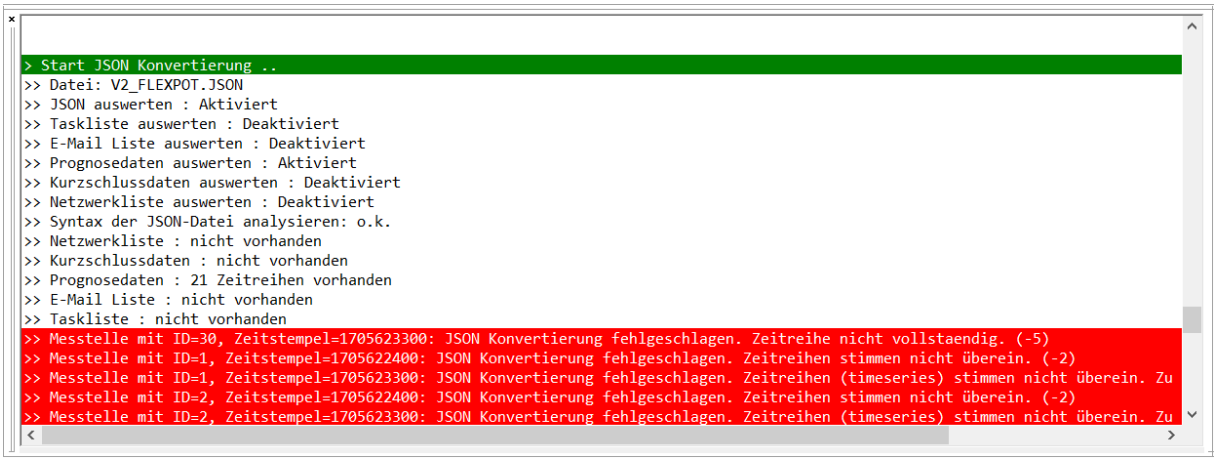
⇨ Das Verfahren **Prognose mit Flexibilitäten** kann nur gestartet werden, wenn die JSON-Prognosedatei **_PROG** und die JSON-Flexibilitätspotentialdatei **_FLEXPOT** im Unterverzeichnis **Monitoring** entsprechend den nachfolgend in Kapitel **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** definierten Anforderungen an die Dateinamen und Inhalte vorhanden sind.

Beide JSON-Dateien werden nach dem Einlesen inhaltlich auf Datenkonsistenz wie z.B. die gleiche Anzahl an JSON-Elementen **id** und JSON-Objekte **timeseries** überprüft. Auch wird die zeitlich ansteigende Reihenfolge der JSON-Elemente **timestamp** in jedem JSON-Objekt **timeseries** geprüft. Darüber hinaus werden in beiden JSON-Dateien die JSON-Elemente **filetype** überprüft. Die Verwendung der nachfolgend definierten Werte der JSON-Objekte bzw. JSON-Elemente ist zwingend erforderlich.

JSON-Datei	JSON-Element	Wert
JSON-Prognosedatei _PROG	**filetype**	**forecast**
JSON-Flexibilitätspotentialdatei _FLEXPOT	**filetype**	**flexibility option**

Sind Bedingungen nicht erfüllt, wird das Verfahren nicht gestartet und mit einer Fehlermeldung beendet.

Nach erfolgreicher Überprüfung der Datenkonsistenz der beiden JSON-Dateien ermittelt das Verfahren aus den JSON-Objekten **timeseries** der JSON-Prognosedatei **_PROG** den Beginn und das Ende des zu betrachtenden Prognosezeitraums als Zeitreihe von 15min-Intervallen. Es wird überprüft, ob der ermittelte Prognosezeitraum auch in der JSON-Flexibilitätspotentialdatei **_FLEXPOT** enthalten ist. Falls verschiedene Zeiträume erkannt werden, wird das Verfahren nicht gestartet und mit einer Fehlermeldung beendet. Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft, wie Fehlermeldungen im **Meldungsfenster** ausgegeben werden.



Sind alle Prüfungen und Vorverarbeitungen erfolgreich abgeschlossen, startet das Verfahren **Prognose mit Flexibilitäten**. Parametrierung, Arbeitsweise und Ergebnisausgabe des Verfahrens werden in den nachfolgenden Kapiteln näher erläutert.

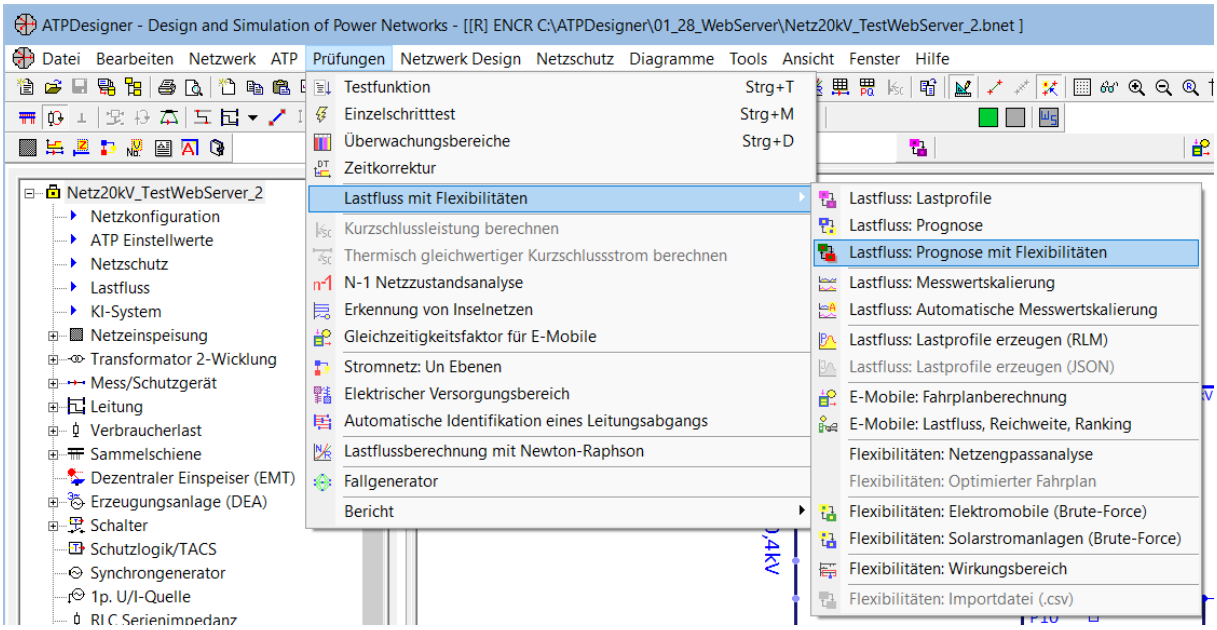


Abbildung 26-4: Manueller Start des Verfahrens *Prognose mit Flexibilitäten*

Alternativ ist analog zum Verfahren **Lastfluss: Prognose** auch der automatische Start des Verfahrens über einen **FileWatcher** [Bd. 3] möglich. Der **FileWatcher** wird wie im

nachfolgenden Einstelldialog dargestellt mit der Auswahl **Prognose mit Flexibilitäten** in der Gruppe **Automatische Lastflussberechnung durch …** aktiviert.

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**, Registerkarte **JSON-Prognosedatei**

Die zusätzlich dargestellten Einstellwerte des Einstelldialogs sind sowohl bei automatischem Start über den **FileWatcher** als auch bei manuellem Start oder dem Start durch den **Webserver** erforderlich, damit das Verfahren **Prognose mit Flexibilitäten** die JSON-Prognosedatei **_PROG** und die JSON-Flexibilitätspotentialdatei **_FLEXPOT** als Eingangsdateien verarbeitet.

⇨ Die Optionen **Verarbeitung JSON-Prognosedatei** und **Verarbeitung Prognoseliste** müssen vor dem Start des Verfahrens aktiviert werden.

Damit das Verfahren ordnungsgemäß startet, müssen zunächst Leistungsprognosen und Flexibilitätspotentiale für alle Bezugs- und Einspeiseanlagen des Stromnetzes, die der Stromnetzbetreiber zur Sicherstellung eines normativ zulässigen Stromnetzbetriebes bzgl. der Bezugs- und Einspeiseleistung als Flexibilitäten steuern kann, angegeben werden. Dazu müssen die im Folgenden beschriebenen JSON-Eingangsdateien im Unterverzeichnis **Monitoring** des **Projektverzeichnisses** abgelegt werden. Bei Start über den **FileWatcher** sollten beide Dateien direkt nacheinander gespeichert werden. Bei Start durch den **Webserver** stellt der Webserver sicher, dass zuerst die beiden JSON-Dateien im Unterverzeichnis **Monitoring** gespeichert werden, bevor das Verfahren durch den Webserver gestartet wird.

Nachdem die erste JSON-Datei aus dem Unterverzeichnis Monitoring eingelesen wurde, versucht das Verfahren unabhängig von der Startmethode, mehrere Male nacheinander mit einer Pause von ca. 1s (Sleep) die zweite JSON-Datei einzulesen. Damit soll z.B. das zwangsweise zeitlich versetzte Speichern der beiden JSON-Dateien bei Start des Verfahrens durch den **FileWatcher** ausgeglichen werden.

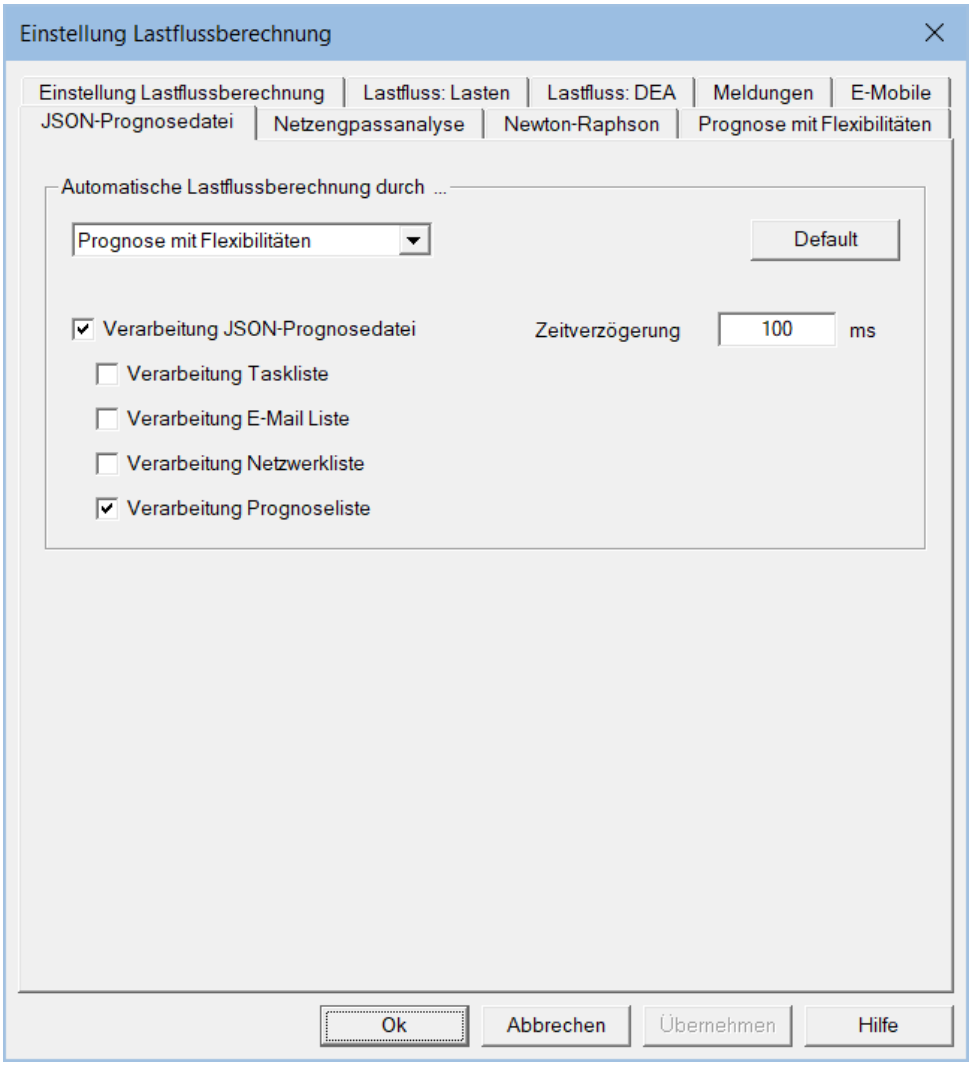


Abbildung 26-5: Einstellung des *FileWatcher* für Prognosen mit Flexibilitäten

27 Webservice: http-Webserver mit REST-API zur Netzberechnung

ATPDesigner stellt dem Anwender einen Webservice mit Diensten zur Netzberechnung (Service) zur Verfügung, die über Internet oder Intranet mit Hilfe eines **REST-API** genutzt werden können. Zur Realisierung des Webservice ist in ATPDesigner ein **Webserver** integriert.

„*Ein **Webserver** ist die Kernkomponente jedes Webangebotes, er nimmt Anfragen der Clients entgegen und liefert die entsprechenden Inhalte zurück. Die Daten werden in der Regel über das Hypertext Transfer Protocol (HTTP) oder dessen mit Transport Layer Security (TLS) verschlüsselte Variante http Secure (HTTPS) transportiert. Da Webserver eine einfache Schnittstelle zwischen Serveranwendungen und Benutzern bieten, werden sie auch häufig für interne Informationen und Anwendungen in Institutionsnetzen, wie dem Intranet, eingesetzt.*[13]“

Mit Hilfe eines **REST-API** kann der in ATPDesigner integrierte Webserver durch einen Webclient gesteuert und es können Daten ausgetauscht werden. Der Zugriff durch Webclients muss durch eine in ATPDesigner implementierte **Whitelist** vom Anwender zugelassen werden. Die Whitelist kann im Einstelldialog **Programmeinstellungen**, Registerkarte **Webserver** werden.

Als Webservice können mit Hilfe des **REST-API** von einem Webclient durch eine Anfrage (**Request**) Verarbeitungsprozesse (**Task**) gestartet oder vorhandene Daten (**Data**) angefragt und an den Webclient als **Response** versendet werden. Die Kommunikation zwischen Webserver und Webclient verwendet das http-Protokoll. Semantik und Syntax des **REST-API** des in ATPDesigner integrierten Webservers verwenden die grundlegenden Komponenten des http-Protokolls.

„*Die Abkürzung **HTTP** steht für **Hypertext Transfer Protocol**. HTTP ist ein international standardisiertes Protokoll, das die weltweite Datenübertragung von Dokumenten im Internet ermöglicht.*“[14]

ATPDesigner ermöglicht es, ausgewählte Funktionen des Netzberechnungsprogramms im Sinne einer **Client-Server-Architektur** auszuführen. Durch das **REST-API** ist der Ablauf des Datenaustausches zwischen dem Webclient und dem integrierten Webserver definiert. Der Datenaustausch zwischen Webclient und Webserver sieht vor, dass der Webclient eine Anfrage (**Request**) an den Webserver stellt. Der Webserver wertet die Anfrage aus und liefert eine Antwort (**Response**) an den Webclient, die falls möglich die angefragten Daten als Inhalt (**Content**) enthält.

- Die **Client-Server-Architektur** ist eine Möglichkeit, mit der die Verteilung von Aufgaben (**Request**) und Diensten (**Service**) innerhalb eines Kommunikationsnetzwerkes realisiert werden kann.

Der Webserver sendet nach einer Anfrage (**Request**) durch den Webclient eine Antwort (**Response**) möglichst zeitnah an den Webclient zurück.

---

[13] https://www.bsi.bund.de/SharedDocs/Downloads/DE/BSI/Grundschutz/Kompendium_Einzel_PDFs_2021/06_APP_Anwendungen/APP_3_2_Webserver_Edition_2021.pdf?__blob=publicationFile&v=2

[14] www.informatik-verstehen.de

- Werden Daten durch den Webclient angefragt (**Request**) und sind diese verfügbar, werden die Daten vom Webserver als Antwort (**Response**) an den Webclient gesendet. Die Antwort (**Response**) enthält die angefragten Daten als Inhalt (**Content**).

- Sind die vom Webclient angefragten Daten zum Zeitpunkt der Anfrage (**Request**) nicht verfügbar, ist in der Antwort (**Response**) des Webservers an den Webclient eine entsprechende Meldung z.B. eine Zurückweisung als Inhalt (**Content**) enthalten.

ATPDesigner nutzt zur Realisierung des Webservice einen http-basierten Webserver, der über ein TCP/IP-basiertes Netzwerk mit Webclients kommunizieren kann. Daher muss dem in ATPDesigner integrierten Webserver eine IP-Adresse und ein Port zugewiesen werden. Die Einstellung des Webservers erfolgt im Einstelldialog **Programmeinstellungen**, Registerkarte **Webserver**. Als Sicherheitsmechanismus unterstützt ATPDesigner die Verwendung einer Whitelist.

- Nur die in der Whitelist vom Anwender definierten IP-Adressen werden von dem in ATPDesigner integrierten Webserver als Webclient akzeptiert.

27.1 Webservice: Realisierung des Webserver mit Multithreading

In der Informatik versteht man unter dem Begriff **Multithreading** eine Technologie, die es ermöglicht, mehrere Verarbeitungsprozesse (**Task**) gleichzeitig oder quasi-gleichzeitig auszuführen. ATPDesigner nutzt die Technologie des Multithreading, um den integrierten Webserver in einem eigenen Thread, der ausschließlich zu ATPDesigner gehört und von ATPDesigner gesteuert und überwacht wird, zu realisieren. Die nachfolgende Abbildung zeigt das Konzept des Webservers.

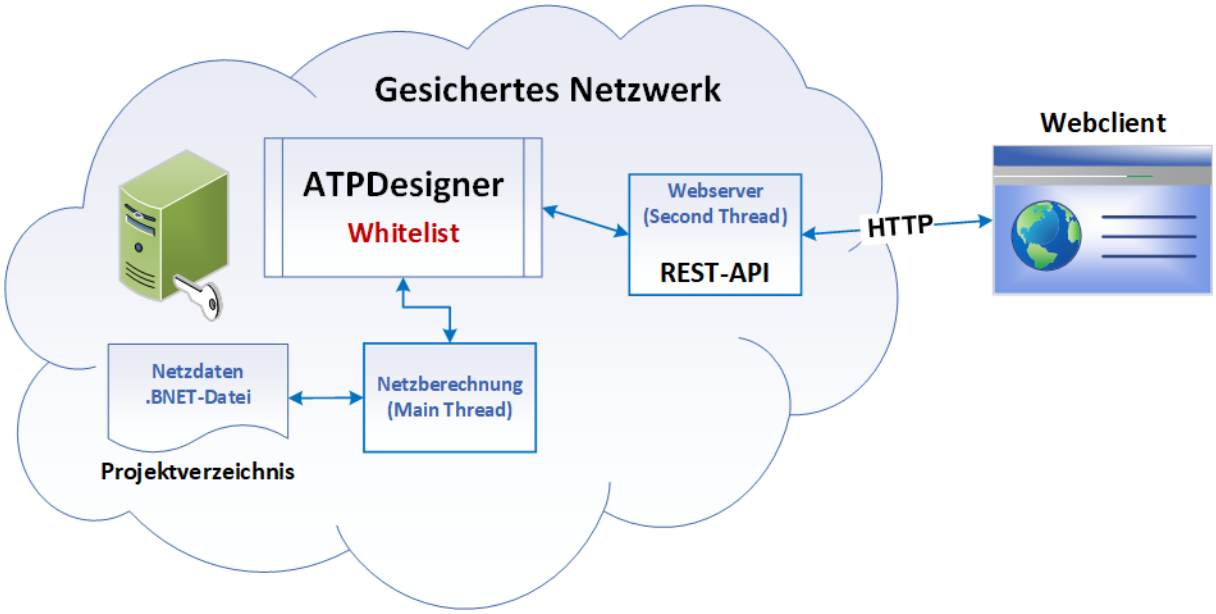


Abbildung 6: Konzept des Webservers mit Multithreading

Der in ATPDesigner integrierte und in einem parallelen, aber zu ATPDesigner gehörenden Thread laufende Webserver ist in der Lage, in einem TCP/IP-Netzwerk mit Hilfe eines http-basierten **REST-API** Anfragen (**Request**) zu empfangen und Antworten (**Response**) an den Webclient zu senden.

Das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner wird immer als **Main-Thread** gestartet, der in ATPDesigner integrierte Webserver wird von ATPDesigner in einem **Second-Thread** gestartet und bei Programmende automatisch beendet.

- Der in ATPDesigner integrierte Webserver ist nur arbeitsfähig, wenn ATPDesigner vom Anwender gestartet wurde.

Ziel des Multithreading ist es, einen zweiten Prozess (**Second-Thread**) durch den Main-Thread zu starten, den Second-Thread vom **Main-Thread** abzukoppeln, um auf Multithreading fähigen Mikroprozessoren die beiden Threads parallel voneinander auszuführen.

- Der Webserver wird von ATPDesigner (Main-Thread) in einem Second-Thread gestartet, so dass ATPDesigner bei laufendem Webserver weiter z.B. bedient werden kann.

Mit Hilfe der Technologie des Multithreading ist es dem Anwender möglich, ATPDesigner bei aktiviertem Webserver zu bedienen, um z.B. Einstellwerte zu verändern. Gleichzeitig dazu ist ATPDesigner mit Hilfe des Webservers in der Lage, die Kommunikation mit einem Webclient zu überwachen, Anfragen eines Webclients (**Request**) zu empfangen, zu verarbeiten, einen Verarbeitungsprozess, falls zum Zeitpunkt der Anfrage (**Request**) zulässig zu starten und Antworten (**Response**) an den Webclient zu senden.

⇨ Es muss unbedingt beachtet werden, dass ATPDesigner Verarbeitungsprozesse, die durch den Webserver gestartet werden, parallel zu manuellen Bedienhandlungen und dadurch ggfs. gestarteten Verarbeitungsprozessen bearbeitet. Es kann daher zu konkurrierenden Verarbeitungsprozessen (**Task**) kommen.

Grundsätzlich kann in ATPDesigner ein Verarbeitungsprozess wie z.B. eine Lastflussberechnung nicht gleichzeitig in zwei Threads parallel ausgeführt werden. Erfolgt eine Anfrage (**Request**) z.B. für eine Lastflussberechnung durch einen Webclient an den Webserver und wird zeitgleich eine Lastflussberechnung schon ausgeführt, so wird die Anfrage (**Request**) durch den Webserver in einer Antwort (**Response**) an den Webclient zurückgewiesen.

⇨ Es erfolgt keine Speicherung einer nicht ausgeführten Anfrage (**Request**) mit ggfs. zeitlich nachgelagerter Ausführung. Der Webclient muss die Anfrage (**Request**) erneut ausführen.

27.2 Webservice: http-basiertes REST-API

ATPDesigner stellt dem Anwender ein **REST-API** zur Verfügung, um ausgewählte Funktionen von ATPDesigner mit http-basierten Kommunikationsfunktionen als Webservice in einem TCP/IP-basierten Netzwerk nutzen zu können.

„*Eine API, oder **Application Programming Interface**, ist ein Satz von Regeln, die definieren, wie Anwendungen oder Geräte eine Verbindung herstellen und miteinander kommunizieren können. Eine REST-API ist eine API, die dem Design des architektonischen Stils REST, oder* Representational State Transfer*, entspricht. Daher werden REST-APIs manchmal als RESTful APIs bezeichnet.*“ (Quelle: https://www.ibm.com/de-de/topics/rest-apis)

„REST-APIs kommunizieren über http-Requests, um Standarddatenbank-Funktionen auszuführen, z. B. Erstellen, Lesen, Aktualisieren und Löschen von Datensätzen (auch bekannt als CRUD) innerhalb einer Ressource. Eine REST-API würde beispielsweise eine GET-Anforderung verwenden, um einen Datensatz abzurufen, eine POST-Anforderung, um einen Datensatz zu erstellen, eine PUT-Anforderung, um einen Datensatz zu aktualisieren, und eine DELETE-Anforderung, um einen Datensatz zu löschen. Alle http-Methoden können in API-Aufrufen verwendet werden. Eine gut konzipierte REST-API ist vergleichbar mit einer Website, die in einem Webbrowser mit integrierter http-Funktionalität läuft.

Der Zustand einer Ressource zu einem bestimmten Zeitpunkt oder Zeitstempel ist als Ressourcendarstellung bekannt. Diese Informationen können in praktisch jedem Format an einen Client übermittelt werden, einschließlich JavaScript Object Notation (JSON), HTML, XLT, Python, PHP oder einfachem Text. JSON ist beliebt, weil es sowohl von Menschen als auch von Maschinen lesbar ist, und es ist programmiersprachenunabhängig.“ (Quelle: https://www.ibm.com/de-de/topics/rest-apis)

Die **REST-API** Schnittstelle von ATPDesigner unterstützt folgende http-basierte Anfragen (**Request**).

⇨ Die interne Verarbeitung der Bezeichner wird generell Groß-/Kleinschrift berücksichtigt (case sensitiv).

⇨ Das http-basierte **REST-API** verwendet zur Datenübermittlung zwischen Webserver und Webclient bevorzugt das **JSON**-Format [28]. In Ausnahmefällen kann die Datenübermittlung auch im **XML**-Format oder **CSV**-Format erfolgen.

Anfrage (Request)	Bedeutung
GET	Abrufen einer bestimmten Ressource, d.h. von vorhandenen Daten ▪ Die Daten werden als Inhalt (**Content**) der http-Response bevorzugt im JSON-Format [28] an den Webclient gesendet. Die Formate XML und CSV werden ebenfalls verwendet.
POST	Erstellen einer neuen Ressource, d.h. Start eines Verarbeitungsprozesses (**Task**), der ggfs. neue Daten generiert ▪ Der Daten müssen als Inhalt (**Content**) des http-Request im JSON-Format [28] an den Webserver gesendet werden. In Ausnahmefällen wird das CSV-Format verwendet. Das XML-Format wird nicht verwendet.

27.3 Webservice: Aktivieren und Deaktivieren des Webservers

Der nachfolgende Einstelldialog zeigt die Einstellwerte des in ATPDesigner integrierten Webservers in der Registerkarte **Webserver** des Einstelldialogs **Programmeinstellungen**.

- Hauptmenü **Tools**
- Menüpunkt **Webserver**, **Einstellwerte Webserver**
- Menüpunkt **Programmeinstellungen**, Registerkarte **Webserver**

⇨ Weitere Informationen zu dem Einstelldialog und den Einstellwerten der Registerkarte **Webserver** sind in [Bd. 2] Kapitel **Registerkarte Webserver** enthalten.

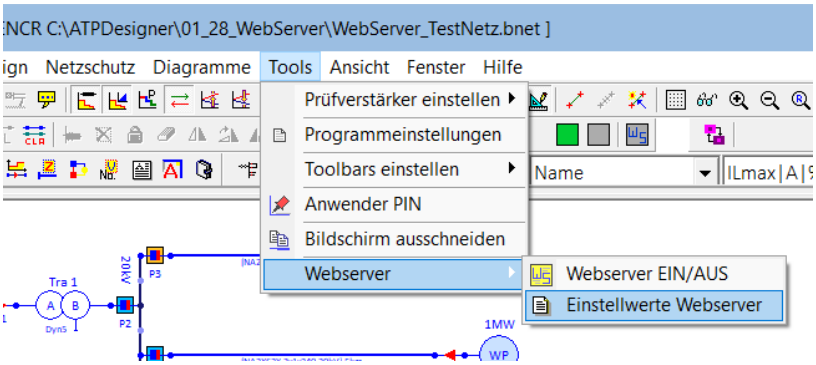
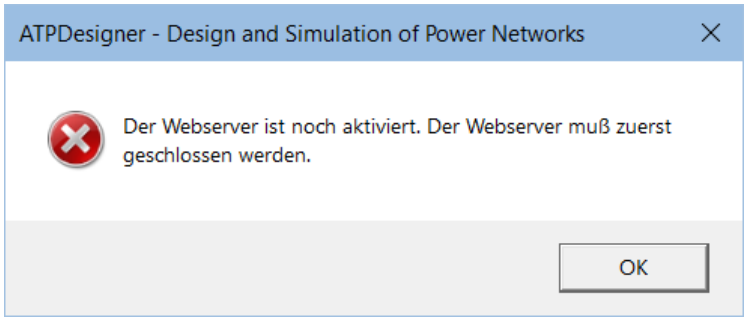


Abbildung 7: Starten und Beenden des Webservers

Alternativ zu dem oben gezeigten Menüpunkt ***Webserver EIN/AUS*** kann der Webserver auch mit dem Toolbar-Button ein- bzw. ausgeschaltet werden.

⇨ Es muss hier beachtet werden, dass ATPDesigner nicht beendet werden kann, bevor der Webserver nicht deaktiviert wurde.



Die nachfolgende Abbildung zeigt den Einstelldialog des Webservers, die in der **Registerkarte Webserver** des Einstelldialogs **Programmeinstellungen** [Bd. 2] näher erläutert sind.

Ausgehend von der Grundeinstellung der Registerkarte **Webserver** des Einstelldialogs **Programmeinstellungen** werden folgende Einstellungen empfohlen.

⇨ Der Einstellwert **Kommunikation** verschlüsseln sollte deaktiviert werden. Die vom Webclient empfangenen Daten sowie die zum Webclient gesendeten Daten werden mit dem Blowfish-Algorithmus entschlüsselt bzw. verschlüsselt.

⇨ Die Verschlüsselung muss deaktiviert sein, wenn das http-basierte **Rest-API** verwendet wird.

⇨ Der Einstellwert **Timeout** sollte entweder auf eine entsprechend große Zeit eingestellt oder deaktiviert werden.
Mit jedem Empfang eines http-Request (Auftrag) startet der Webserver den Timeout im Sinne einer retriggerbaren Zeitstufe erneut. Nach Ablauf der Zeitstufe

wird der Webserver deaktiviert. Der Timeout kann zusätzlich zur **Whitelist** als weitere Sicherheitsstufe verwendet werden.

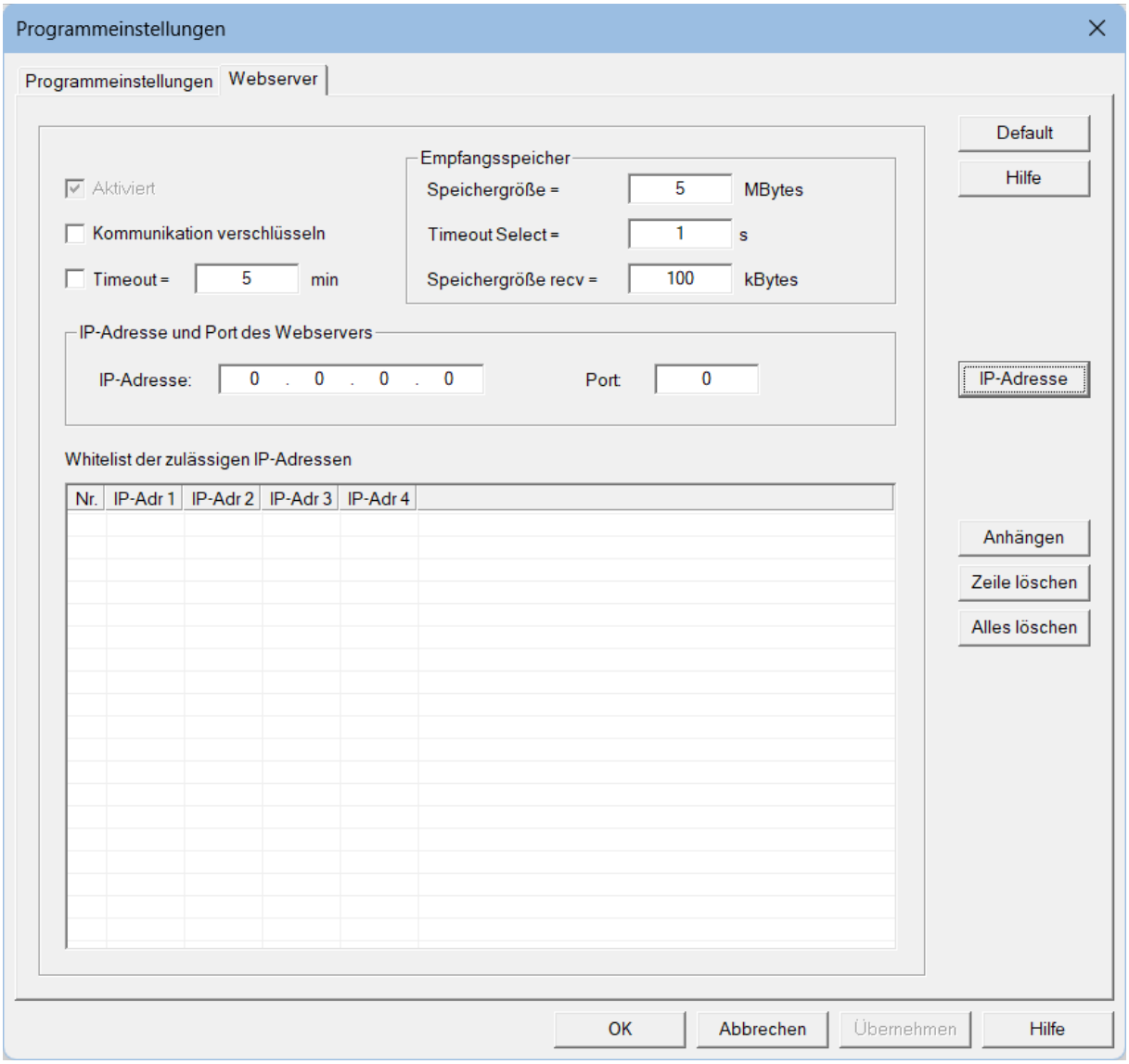


Abbildung 8: Einstelldialog des Webservers [Bd. 2]

27.4 REST-API: http-Request GET - Abrufen von vorhandenen Daten

Mit dem http-Request **GET** kann ein Webclient vorhandene Daten abrufen. Diese Daten müssen verfügbar sein und können sowohl durch eine manuelle Netzberechnung als auch eine Netzberechnung, die durch einen **FileWatcher**-basierten oder einen **Webservice**-basierten Verarbeitungsprozess ausgeführt wurde, generiert worden sein.

⇨ In Ausnahmefällen wird durch den http-Request **GET** auch ein Verarbeitungsprozess z.B. zur Erzeugung einer JSON-Datei [28] gestartet.

Nachfolgend ist eine typische Antwort (**Response**) eines Webservers auf eine Anfrage mit einem http-Request **GET** eines Webclients dargestellt.

```
HTTP/1.1 200 OK
Date: Sun, 10 Oct 2010 23:26:07 GMT
Server: Apache/2.2.8 (Ubuntu) mod_ssl/2.2.8 OpenSSL/0.9.8g
Last-Modified: Sun, 26 Sep 2010 22:04:35 GMT
ETag: "45b6-834-49130cc1182c0"
Accept-Ranges: bytes
Content-Length: 12
Connection: close
Content-Type: text/html

Hello world!
```

Die Art der abgerufenen Daten werden vom Webclient als Teil des http-Request **GET** in dem **URL-Parameter ID1** definiert.

⇨ Ein **URL-Parameter** ist ein Schlüssel-Wert-Paar, welches an einen **Uniform Resource Locator** (**URL**) angehängt ist. Als Trennzeichen zwischen der eigentlichen IP-Adresse und dem URL-Parameter wird das Fragezeichen verwendet. Nachfolgend ist beispielhaft die Verwendung des **URL-Parameter ID1** in einem Request eines Webclients dargestellt. Es wird der Wert 4 zugewiesen.

```
GET /?ID1=4 HTTP/1.1Content-Type: text/plainHost: xxx.xxx.xxx.xx+ keep-alive: 1
```

Die angeforderten Daten müssen vor der Anfrage mit dem http-Request **GET** durch einen Verarbeitungsprozess, d.h. eine Netzberechnung generiert werden, damit diese aktuell verfügbar sind. Sind die Daten vorhanden, so versendet der Webserver eine http-Response **200 calculation complete**.

```
HTTP/1.1 200 calculation completeServer: ATPDesigner - Design and Simulation of Power Networks Version 4.01.91 - 08.01.2024Date: 10.01.2024 19:02:31Accept: application/json, text/csvContent-Type: application/jsonContent-Length: 441[{"author":"Institut fuer elektrische Energiesysteme","date": "10.01.2024","time": "19:02:31","description":"Meldung an den Web Client","filetype": "Lastflussberechnung","fileversion": "1","fileformat": "1","program_version": "ATPDesigner Version Version 4.01.91 - 08.01.2024","datafile":"C:_ATPDesigner_01_28_WebServer_WebServer_Test-Netz.bnet" },{"lfresults":[{"gridstate": 3}]}]
```

⇨ Es muss hier unbedingt beachtet werden, dass ATPDesigner keine Verwaltung eines http-basierten Request **POST** zur Generierung von Daten z.B. durch eine Netzberechnung und einem zeitlich nachgelagerten http-Request **GET** zum Abruf der Daten vornimmt. **Mit einem http-basierten Request GET werden immer die aktuell verfügbaren Daten, d.h. die Daten als Ergebnis des zeitlich jüngsten Verarbeitungsprozesses vom Webserver an den Webclient gesendet.**

⇨ **Der inhaltliche und zeitliche Zusammenhang von Daten eines Verarbeitungsprozesses, der durch einen http-basierten Request POST gestartet und generiert wurden wurde und Daten, die zeitlich später durch einen http-Request GET angefordert werden, muss durch den Webclient selbst sichergestellt werden.**

- Mit dem http-Request **GET** kann kein Verarbeitungsprozess (**Task**) gestartet werden, der ggfs. neue Daten generiert.

- Mit dem http-Request **GET** können nur vorhandene Daten abgerufen werden.

Nachdem der Webserver einen http-Request **GET** von einem Webclient empfangen hat, wird der http-Request von ATPDesigner verarbeitet und falls möglich die angeforderten Daten z.B. als JSON-Datei aufbereitet. Die angeforderten Daten sind im Inhalt (Content) der http-Response enthalten, die der Webserver ggfs. mit einer geringen Zeitverzögerung unmittelbar nach dem http-Request **GET** an den Webclient sendet.

Sind die vom Webclient angefragten Daten nicht vorhanden, antwortet der Webserver mit einer Zurückweisung. Nachfolgend ist eine Zurückweisung beispielhaft dargestellt.

```
HTTP/1.1 400 XML-Report is not availableServer: ATPDesigner - Design and
Simulation of Power Networks Version 4.01.91 - 22.12.2023Date: 23.12.2023
09:59:34Accept:   application/jsonContent-Type:   text/plainContent-Length:
40XML-Report is not available.]
```

Abhängig vom URL-Parameter des http-Request werden ggfs. Ergebnisdateien in einem Unterverzeichnis im **Projektverzeichnis** permanent gespeichert, bevor diese als http-Response zum Webclient gesendet werden. Der Dateiname ist wie folgt definiert. Zur Kennzeichnung des Inhaltes der Ergebnisdatei wird eine Kennung vor der Dateierweiterung eingefügt. Der ***NetDateiname*** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**. Nachfolgend ist beispielhaft der Dateiname einer JSON-Prognosedatei angegeben.

JJJJMMTThhmmss_***NetDateiname***_***KENNUNG***.xml

Wird mit der http-Response eine Datei als Inhalt (Content) übertragen, so ist im Header **Content-Disposition** der http-Response der Dateiname enthalten. Nachfolgend ist der Header dargestellt. Wir keine Datei übertragen, fehlt der Header **Content-Disposition**.

- **`Content-Disposition: attachment; filename="Dateiname"`**

URL-Parameter	http-Request (Auszug)	Bedeutung
ID1=1	**GET** /?**ID1=1** http/1.1 Host: IP4-Adresse Content-Type: **text/plain**	Der Webclient fordert den **Bericht** (XML-Datei [21]), der als Ergebnis der letzten **Lastflussberechnung** generiert wurde, an. Der Bericht kann direkt in einem Textverarbeitungsprogramm z.B. Word geöffnet werden. Dieser http-Request wird mit einer http-Response beantwortet, die eine XML-Datei [21] als Content beinhaltet. ▪ Content-Type: **application/xml** ▪ Content-Disposition: **attachment; filename="…"** ▪ **200 calculation complete**
ID1=2	**GET** /?**ID1=2** http/1.1 Host: IP4-Adresse Content-Type: **text/plain**	Der Webclient fordert den **Fahrplan** (JSON-Prognosedatei [28]), der als Ergebnis der letzten Flexibilitätspotentialanalyse generiert wurde, an.

		Dieser http-Request wird mit einer http-Response beantwortet, die eine JSON-Datei als Content beinhaltet. ▪ Content-Type: **application/json** ▪ Content-Disposition: **attachment; file-name="…"** ▪ **200 calculation complete**
ID1=3	**GET** /?**ID1=3** http/1.1 Host: IP4-Adresse Content-Type: **text/plain**	Der Webclient fordert die Ausführung einer Netzberechnung an. Dieser http-Request ist nicht zulässig und wird als **bad request** im Header der http-Response zurückgewiesen. ▪ Content-Type: **text/plain** ▪ **400 bad request**
ID1=4	**GET** /?**ID1=4** http/1.1 Host: IP4-Adresse Content-Type: **text/plain**	Der Webclient fordert den Netzzustand (Grid State), der als Ergebnis der letzten konvergenten Netzberechnung ermittelt wurde, an. Näheres zur Ermittlung des Netzzustandes in **Überwachung Netzzustand** [Bd. 2]. Der http-Request wird mit einer http-Response beantwortet, die eine JSON-Datei als Content beinhaltet. ▪ Content-Type: **application/json** ▪ **200 calculation complete**
ID1=5	**GET** /?**ID1=5** http/1.1 Host: IP4-Adresse Content-Type: **text/plain**	Der Webclient fordert die Liste der Netzwerkelemente **Verbraucherlast** des Stromnetzes in der obersten Ansicht (top most View) von ATPDesigner an. Der http-Request wird mit einer http-Response beantwortet, die eine JSON-Datei als Content beinhaltet. ▪ Content-Type: **application/json** ▪ **200 calculation complete**
ID1=6	**GET** /?**ID1=6** http/1.1 Host: IP4-Adresse Content-Type: **text/plain**	Der Webclient fordert die Liste der Netzwerkelemente **Erzeugungsanlage (DEA)** des Stromnetzes an. Der http-Request wird mit einer http-Response beantwortet, die eine JSON-Datei als Content beinhaltet. ▪ Content-Type: **application/json** ▪ **200 calculation complete**
ID1=7	**GET** /?**ID1=7** http/1.1 Host: IP4-Adresse Content-Type: **text/plain**	Der Webclient fordert die **JSON-Prognosedatei** des Stromnetzes an. Der Verarbeitungsprozess wird durch den http-Request **GET** gestartet, die JSON-Datei mit den Stromnetzdaten erstellt und gespeichert. Die **JSON-Prognosedatei** kann manuell wie folgt exportiert werden. ▪ Hauptmenü **Datei** ▪ Menüpunkt **Export**, **Prognose (JSON)**

		Die **JSON-Prognosedatei** wird für den aktuellen Tag, an dem der Webserver die Anfrage (Request) empfangen hat, erstellt. Die JSON-datei beinhaltet 96 15min-Leistungswerte beginnend um 00:15Uhr bis 00:00Uhr. Dieser http-Request wird mit einer http-Response beantwortet, die eine JSON-Datei als Content beinhaltet. ▪ Content-Type: **application/json** ▪ Content-Disposition: **attachment; filename="…"** ▪ **200 calculation complete** Die JSON-Datei wird im Unterverzeichnis **ResultsWebserver** des **Projektverzeichnisses** vor der Übertragung an den Webclient gespeichert. ▪ Kennung: **_PROG**
ID1=8	**GET** /?**ID1=8** http/1.1 Host: IP4-Adresse Content-Type: **text/plain**	Der Webclient fordert die **JSON-Datei mit den Stromnetzdaten** des Stromnetzes an. Der Verarbeitungsprozess wird durch den http-Request **GET** gestartet, die JSON-Datei mit den Stromnetzdaten erstellt und gespeichert. Dieser http-Request wird mit einer http-Response beantwortet, die eine JSON-Datei als Content beinhaltet. ▪ Content-Type: **application/json** ▪ Content-Disposition: **attachment; filename="…"** ▪ **200 calculation complete** Die JSON-Datei der Stromnetzdaten kann manuell wie folgt exportiert werden. ▪ Hauptmenü **Datei** Menüpunkt **Export**, **Stromnetz Daten** Die JSON-Datei wird im Unterverzeichnis **ResultsWebserver** des **Projektverzeichnisses** vor der Übertragung an den Webclient gespeichert. ▪ Kennung: **_GRID**
ID1=9	**GET** /?**ID1=9** http/1.1 Host: IP4-Adresse Content-Type: **text/plain**	Der Webclient fordert die Ergebnisdatei einer Netzschutzprüfung an.
ID1=10	**GET** /?**ID1=10** http/1.1 Host: IP4-Adresse Content-Type: **text/plain**	Der Webclient fordert die Ergebnisdatei einer **Messwertskalierten Lastflussberechnung** an. Dieser http-Request wird mit einer http-Response beantwortet, die eine CSV-Datei als Content beinhaltet.

		▪ Content-Type: **text/csv** ▪ Content-Disposition: **attachment; file-name="…** ▪ **200 calculation complete**
ID1=11	**GET** /?**ID1=11** http/1.1 Host: IP4-Adresse Content-Type: **text/plain**	Der Webclient fordert den **Bericht** (XML-Datei [21]), der als Ergebnis der zeitlich jüngsten **Lastflussberechnung mit Lastprofilen** generiert wurde, an. Der Bericht kann direkt in einem Textverarbeitungsprogramm z.B. Word geöffnet werden. Dieser http-Request wird mit einer http-Response beantwortet, die eine XML-Datei [21] als Content beinhaltet. ▪ Content-Type: **application/xml** ▪ Content-Disposition: **attachment; file-name="…** ▪ **200 calculation complete** Es können die **Berichte** (XML-Datei [21]) der folgenden Netzberechnungsverfahren angefordert werden. ▪ Hauptmenü **Prüfungen** Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten** ▪ Lastfluss: Lastprofile ▪ Lastfluss: Prognose ▪ Lastfluss: Prognose mit Flexibilitäten ▪ Lastfluss: Messwertskalierung ▪ Lastfluss: Automatische Messwertskalierung ▪ E-Mobile: Fahrplanberechnung ▪ E-Mobile: Lastfluss, Reichweite, Ranking
ID1=12	**GET** /?**ID1=12** http/1.1 Host: IP4-Adresse Content-Type: **text/plain**	Der Webclient fordert die **JSON-Prognosedatei** und die **JSON-Datei der Flexibilitäten** des Stromnetzes an. Der Verarbeitungsprozess wird durch den http-Request **GET** gestartet, die JSON-Datei erstellt und gespeichert. Die **JSON-Prognosedatei** kann manuell wie folgt exportiert werden. ▪ Hauptmenü **Datei** ▪ Menüpunkt **Export**, **Prognose mit Flexibilitäten (JSON)** Die **JSON-Dateien** werden für den aktuellen Tag, an dem der Webserver die Anfrage (Request) empfangen hat, erstellt. Die JSON-Datei beinhaltet 96 15min-Leistungswerte beginnend um 00:15Uhr bis 00:00Uhr.

		Dieser http-Request wird mit einer http-Response beantwortet, die eine JSON-Datei als Content beinhaltet. ▪ Content-Type: **application/json** ▪ Content-Disposition: **attachment; file-name="…"** ▪ **200 calculation complete** Die JSON-Datei wird im Unterverzeichnis **ResultsWebserver** des **Projektverzeichnisses** vor der Übertragung an den Webclient gespeichert. Kennung: **_PROG**
ID1=20	**GET** /?**ID1=20** http/1.1 Host: IP4-Adresse Content-Type: **text/plain**	Der Webclient fordert Informationen über ATPDesigner an. Dieser Service wird durch den http-Request **GET** gestartet und kann z.B. als „**Hello World**"-Funktion zum Testen der Kommunikationsverbindung verwendet werden. Folgende Informationen werden als Text zurückgesendet: ▪ Programmname ▪ Programmversion ▪ Dateiname der top-most .NET-Datei **ATPDesigner - Design and Simulation of Power Networks;Version 4.02.12 - 06.03.2026;Copyright 2005-2026;NET-File:C:\ATPDesigner\00_8_Net-zeMitSLP\Netz400VMitLastprofil_2Trafos_EMobil15kW_V3.bnet**

Im Folgenden werden beispielhaft die Inhalte der http-Response dargestellt.

27.4.1 http-Response GET/?ID1=1

Der Webclient fordert den **Bericht** (XML-Datei [21]), der als Ergebnis der letzten **Lastflussberechnung** generiert wurde, an. Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft den Bericht als http-Response im Webclient-API **Postman**.

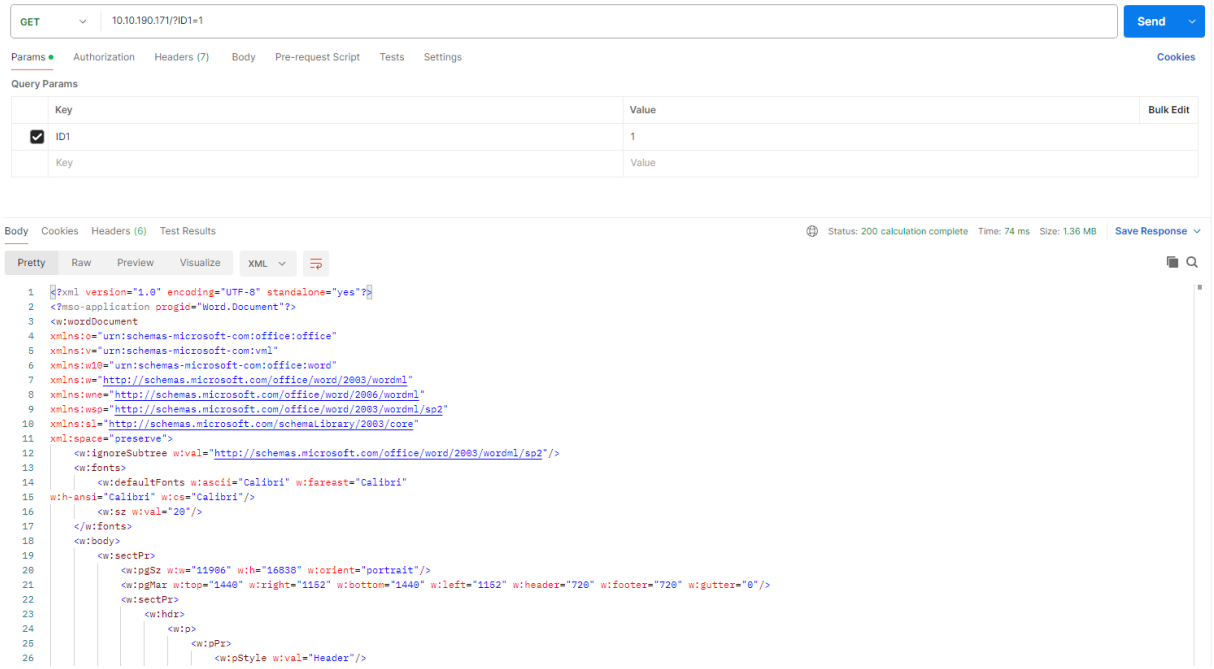


Abbildung 9: Bericht zur Lastflussberechnung als http-Response im Webclient *Postman*[16]

27.4.2 http-Response GET/?ID1=4

Nachfolgend wird die **JSON-Prognosedatei** dargestellt, die als Inhalt (**Content**) in der http-Response enthalten ist. Der Webclient fordert den Netzzustand (Grid State), der als Ergebnis der letzten konvergenten Netzberechnung ermittelt wurde, an.


```
[
	{
		"author": "Institut fuer elektrische Energiesysteme",
		"date": "22.12.2023",
		"time": "12:10:35",
		"description": "Meldung an den Web Client",
		"filetype": "Lastflussberechnung",
		"fileversion": "1",
		"fileformat": "1",
		"program_version": "ATPDesigner Version Version 4.01.91 - 22.12.2023",
		"datafile": "C:_ATPDesigner_01_28_WebServer_WebServer_TestNetz.bnet"
	},
	{
		"lfresults":
		[
			{
				"gridstate": 0
			}
		]
	}
]
```


Es wird der in der letzten Netzberechnung ermittelte Netzzustand (Grid State) entsprechend dem BDEW-Ampelkonzept [22] als Wert des JSON-Objektes **gridstate** übermittelt.

Grid State	Bedeutung
0	Kein aktueller Netzzustand bekannt
1	Netzzustand **rot**
2	Netzzustand **gelb**
3	Netzzustand **grün**

27.4.3 http-Response GET/?ID1=5

Nachfolgend wird die **JSON-Prognosedatei** dargestellt, die als Inhalt (**Content**) in der http-Response enthalten ist. Es wird die Liste der Netzwerkelemente **Verbraucherlast** des Stromnetzes ausgelesen.


```
[
	{
		"author": "Institut fuer elektrische Energiesysteme",
		"date": "22.12.2023",
		"time": "12:08:06",
		"description": "Meldung an den Web Client",
		"filetype": "Liste der Verbraucherlasten",
		"fileversion": "1",
		"fileformat": "1",
		"program_version": "ATPDesigner Version Version 4.01.91 - 22.12.2023",
		"datafile": "C:_ATPDesigner_01_28_WebServer_WebServer_TestNetz.bnet"
	},
	{
		"netobjload": 2,
		"Load Impedance": [
			{
				"name": "Load 1",

				"refname": "Load 1",
				"P[MW]": "1"
			},
			{
				"name": "Load 2",
				"refname": "Load 2",
				"P[MW]": "1"
			}
		]
	}
]
```


27.4.4 http-Response GET/?ID1=6

Nachfolgend wird die **JSON-Prognosedatei** dargestellt, die als Inhalt (**Content**) in der http-Response enthalten ist. Es wird die Liste der Netzwerkelemente **Erzeugungsanlage (DEA)** des Stromnetzes ausgelesen.


```
[
	{
		"author": "Institut fuer elektrische Energiesysteme",
		"date": "22.12.2023",
		"time": "12:01:52",
		"description": "Meldung an den Web Client",
		"filetype": "Liste der Erzeugungsanlagen (DEA)",
```

```
		"fileversion": "1",
		"fileformat": "1",
		"program_version": "ATPDesigner Version Version 4.01.91 - 22.12.2023",
		"datafile": "C:_ATPDesigner_01_28_WebServer_WebServer_TestNetz.bnet"
	},
	{
		"netobj3phsource": 1,
		"3-Phase Source": [
			{
				"name": "1MW",
				"refname": "3Ph 1",
				"P[MW]": "1000"
			}
		]
	}
]
```


27.4.5 http-Response GET/?ID1=7

Nachfolgend wird der Anfang der **JSON-Prognosedatei** dargestellt, die in der http-Response als Inhalt (**Content**) enthalten ist. Der Webclient fordert die **JSON-Prognose-datei** des Stromnetzes an.


```
[
	{
		"author": "Institut fuer elektrische Energiesysteme",
		"date": "22.12.2023",
		"time": "12:12:08",
		"description": "Export JSON-Forecast File",
		"filetype": "forecast",
		"fileversion": "1",
		"fileformat": "1",
		"status": "Export of JSON-forecast file succesfully finalized",
		"process_id": "1",
		"simulationtime": "22.12.2023 00:15 DST=0 - 22.12.2023 00:00 DST=0",
		"operationmode": "A defined day",
		"program_version": "ATPDesigner Version 4.01.91 - 22.12.2023",
		"datafile":"C:\\ATPDesigner\\01_28_WebServer\\WebServer_Test…"
	},
	{
		"tasklist":
		[
			{
				"task": "forecast"
			}
		]
	},
	{
		"id": "Load 1;P,Q=konst.",
		"label": "Load 1;P,Q=konst.",
		"unit_1": "P[kW]",
		"unit_2": "Q[kvar]",
		"timeseries":
		[
			{
				"timestamp_s": 1703373300,
				"value_1": 1000.000000,
				"value_2": 0.000000
```

```
                    },
                    {
                          "timestamp_s": 1703374200,
                          "value_1": 1000.000000,
                          "value_2": 0.000000
                    },
```


27.4.6 http-Response GET/?ID1=8

Nachfolgend wird ein Auszug einer JSON-Datei mit den topologischen Daten eines Stromnetzes dargestellt, die in der http-Response als Inhalt (**Content**) enthalten ist.


```
{
    "author": "Michael Igel",
    "date": "22.12.2023",
    "time": "12:15:25",
    "description": "JSON Export similar to Netfile",
    "filetype": "JSON Netfile",
    "fileversion": 1.0,
    "fileformat": 1,
    "program_version": "ATPDesigner Version 4.01.91 - 22.12.2023",
    "datafile": "C:\\ATPDesigner\\01_28_WebServer\\WebServer_TestNetz.bnet",
    "Network": {
        "lAnzahlNetzObjekte": 34,
        "lAnzahlLeitungen": 6,
        "lAnzahlLichtbogen": 3,
        "lAnzahlFehlerImp": 3,
        "lAnzahlLasten": 2,
        "lAnzahlNetzEinsp": 1,
        "lAnzahlGenerator": 0,
        "lAnzahlTrafo": 1,
        "lAnzahlAutoTrafo": 0,
        "lAnzahlLtgFehler": 3,
        "lAnzahlSchalter": 5,
        "lAnzahlBusbar": 1,
        "lAnzahlVerbindungen": 0,
        "lAnzahlImpedanzen": 0,
        "lAnzahlErdungen": 0,
        "lAnzahlTextFrames": 0,
        "lAnzahlAtpQuellen": 0,
        "lAnzahlProbes": 8,
        "lAnzahlSplitter": 0,
        "lAnzahlBctran": 0,
        "lAnzahlEmpFunction": 0,
        "lAnzahl3PhaseSource": 1,
        "lAnzahlAtpFiles": 0,
        "lAnzahlKabel": 0,
        "lAnzahlTacs": 0,
        "lAnzahlNonLinear": 0,
        "lAnzahlSwitches": 1,
        "lAnzahlMultiFreqSource": 0,
        "lAnzahlSaturableTransformer": 0,
        "lAnzahlAdmittance": 0,
        "lAnzahlXFormer": 0,
        "lAnzahlModels": 0,
        "lAnzahlMultiCircuitLines": 0,
        "lAnzahlUniMachine": 0,
        "lAnzahlEMachine": 0,
```

```
        "lAnzahlLFNodes": 0,
        "lAnzahlShortCircuit": 0,
        "lAnzahlRenPowerInfeed": 0
    },
    "NetObjects": {
        "Graphicdata": [
            {
                "szName": "Network 1",
                "bAktiv": true,
                "lNetIndex": 0,
                "lType": 1,
                "lDrawDirection": 2001,
                "bMarkiert": false,
                "rNetzObjectFrame": {
                    "left": 36,
                    "top": 64,
                    "right": 88,
                    "bottom": 104
                },
                "SPt": [
                    {
                        "lIndex": 0,
                        "lConNetObjSnapPointIndex": -1,
                        "szConNetObjName": "Intern",
                        "lConNetObjIndex": -1,
                        "bInternConnected": true,
                        "SnapPoint": {
                            "x": 36,
                            "y": 84
                        }
                    },
                    {
                        "lIndex": 1,
                        "lConNetObjSnapPointIndex": 0,
                        "szConNetObjName": "Prb 1",
                        "lConNetObjIndex": 17,
                        "bInternConnected": false,
                        "SnapPoint": {
                            "x": 88,
                            "y": 84
                        }
                    }
                ],
                "NormalFarbe": 16711680,
                "bIsDisabled": 0,
                "Group": 0
            },
```

27.5 REST-API: POST – Auftrag (Task) ausführen mit einer JSON-Datei [28]

Mit dem http-Request **POST** kann ein Webclient einen **Auftrag** (Request) an ATPDesigner senden, der einen Verarbeitungsprozesses startet, der wiederum neue Daten generiert. Teil des http-Request **POST** ist als Inhalt (**Content**) eine **JSON-Datei**. Die neuen Daten können nachgelagert mit dem http-Request **GET** vom Webclient angefordert werden.

⇨ Mit dem http-Request **POST** kann nur ein Verarbeitungsprozess (**Task**) im Sinne eines Auftrages (Request) gestartet werden.

⇨ Zum Start eines Verarbeitungsprozesses muss immer der **URL**-Parameter **ID1=3** verwendet werden.

- Die Art des Verarbeitungsprozesses ist als **Task** in der **Tasklist** der mit dem http-Request **POST** mitgesendeten **JSON-Prognosedatei** definiert. Es muss daher der Content-Type **application/json** und als Inhalt (**Content**) eine JSON-Prognosedatei verwendet werden. Nachfolgend ist beispielhaft ein http-Request **POST** dargestellt.

```
POST /?ID1=3 HTTP/1.1User-Agent: PostmanRuntime/7.36.0Accept: */*Host:
xxx.xxx.xxx.xxxAccept-Encoding: gzip, deflate, brConnection: keep-aliveCon-
tent-Length: 528Content-Type: application/json[{"author":"Institut fuer
elektrische Energiesysteme","date": "23.11.2023","time":
"12:24:48","description": "Export JSON-Forecast File","filetype":"forecast",
"fileversion":"1", "fileformat": "1","simulationtime": "23.11.2023
00:15 DST=0 - 23.11.2023 00:30 DST=0","operationmode": "User defined","pro-
gram_version": "ATPDesigner Version 4.01.91-23.11.2023","datafile":"net-
work_15.bnet"}, {"tasklist":[{"task": "loadflow"}]}]+ keep-alive: 1
```

  Kann der Verarbeitungsprozess gestartet werden, so antwortet der Webserver mit einer http-Response **200 calculation started**.

```
HTTP/1.1 200 calculation startedServer: ATPDesigner - Design and Simulation
of Power Networks Version 4.01.91 - 08.01.2024Date: 10.01.2024 19:07:58Accept:
application/json, text/csvContent-Type: text/plainContent-Length: 19calcula-
tion started
```

- Werden Daten mit dem http-Request **POST** abgerufen, wird der Request mit der http-Response **400 bad request** beantwortet. Nachfolgend ist die Zurückweisung beispielhaft dargestellt.

```
HTTP/1.1 400 bad requestServer: ATPDesigner - Design and Simulation of Power
Networks Version 4.01.91 - 22.12.2023Date: 23.12.2023 10:07:47Accept: appli-
cation/jsonContent-Type: text/plainContent-Length: 83request detected, but
POST is the wrong http-method to get results, use GET instead]
```

URL-Parameter	http-Request (Auszug)	Bedeutung
ID1=3	**POST** /?**ID1=3** http/1.1 Host: IP4-Adresse Content-Type: **application/json**	Mit dem http-Request **POST** kann durch das REST-API ein Verarbeitungsprozess (**Task**) in ATPDesigner gestartet werden. Der Verarbeitungsprozess **task** mit ggfs. benötigten weiteren Parametern ist im Objekt **tasklist** der **JSON-Prognosedatei** enthalten.

		⇨ Es ist unbedingt erforderlich, den **URL-Parameter ID1=3** zu verwenden, da sonst die Anfrage (**Request**) zurückgewiesen wird.

In der nachfolgenden Abbildung ist beispielhaft eine **JSON-Prognosedatei** dargestellt, die einen optionalen Header und das JSON-Array **tasklist** mit dem JSON-Objekt **task** und dessen Wert **loadflow** enthält, die eine Lastflussberechnung startet.

```
[
	{
		"author": "Institut fuer elektrische Energiesysteme",
		"date": "23.11.2023",
		"time": "12:24:48",
		"description": "Export JSON-Forecast File",
		"filetype": "forecast",
		"fileversion": "1",
		"fileformat": "1",
		"simulationtime": "23.11.2023 00:15 DST=0 - 23.11.2023 00:30 DST=0",
		"operationmode": "User defined",
		"program_version": "ATPDesigner Version 4.01.91 - …
		"datafile": "C:\\ATPDesigner\\01_28_WebServer\\network_15.bnet"
	},

	{
		"tasklist":
		[
			{
				"task": "loadflow"
			}
		]
	}
]
```

Abbildung 10: JSON-Prognosedatei: Objekt *tasklist* mit dem Objekt *task*

Nachfolgend ist beispielhaft ein http-Request **POST /?ID1=3** eines Webclients dargestellt, der eine Lastflussberechnung **loadflow** startet. Die oben dargestellte JSON-Datei ist als Inhalt (**Content**) in dem http-Request **POST** enthalten.

```
POST /?ID1=3 HTTP/1.1Content-Type: application/jsonUser-Agent: PostmanRuntime/7.36.0Accept: */*Host: xxx.xxx.xxx.xxxAccept-Encoding: gzip, deflate, brConnection: keep-aliveContent-Length: 528[{"author": "Institut fuer elektrische Energiesysteme", "date": "23.11.2023", "time": "12:24:48","description": "Export JSON-Forecast File","filetype": "forecast","fileversion": "1", "fileformat": "1","simulationtime":"23.11.2023 00:15 DST=0 - 23.11.2023 00:30 DST=0","operationmode":"Userdefined","program_version":"ATPDesignerVersion4.01.91-23.11.2023","datafile":"C:\\ATPDesigner\\01_28_WebServer\\nework_15.bnet"},{"tasklist": [{"task": "loadflow"}]}]+ keep-alive: 1
```

Die Daten des eingehenden http-Request werden von ATPDesigner ausgewertet und im Meldungsfenster ausgegeben. Nachfolgend ist ein Beispiel für den http-Request **POST** zum Start einer Lastflussberechnung mit der Task **loadflow** dargestellt.

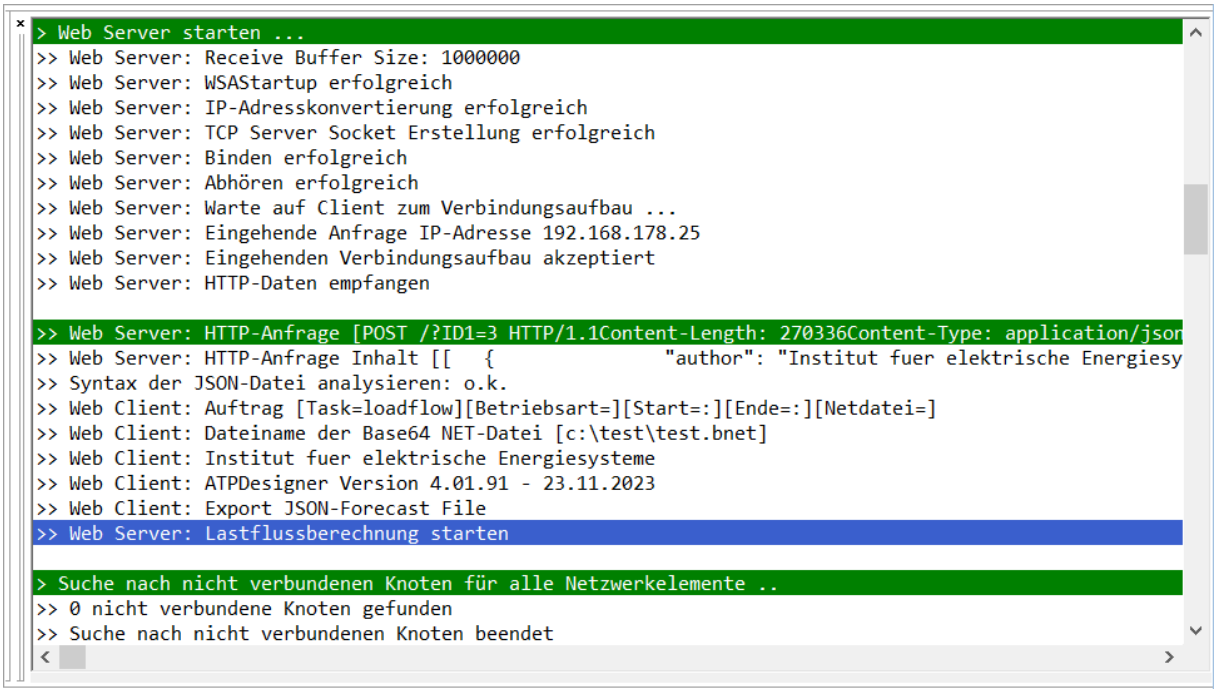


Abbildung 11: Ausgabe der Daten eines http-Requests im *Meldungsfenster*

Bezeichner	Bedeutung
Auftrag	Auftrag des http-Request **POST** des Web Clients
Task	Auftrag des Clients z.B. **loadflow** oder **LFProfiles** zum Start einer Lastflussberechnung oder einer Zeitreihenberechnung mit Lastprofilen
Betriebsart	Betriebsart einer Zeitreihenberechnung mit Lastprofilen
Start	Datum und Uhrzeit des Startzeitpunktes der Zeitreihenberechnung
Ende	Datum und Uhrzeit des Endzeitpunktes der Zeitreihenberechnung
Netdatei	Verzeichnis und Name einer .NET-Datei

27.5.1 http-Request POST: Inhalt (Content) im JSON-Dateiformat

Die zur Steuerung von ATPDesigner erforderlichen Informationen werden als Inhalt (**Content**) des http-Request **POST** im Format einer JSON-Datei als Content-Type **application/json** gesendet. Die folgenden Daten müssen im http-Request enthalten sein.

- **Content-Type: application/json**
- **Content:** im JSON-Dateiformat
- **Content-Length:** Anzahl Zeichen des Inhaltes

ATPDesigner extrahiert den Inhalt (**Content**) des http-Request und analysiert mit einem JSON-Parser das syntaktische Format der im http-Request enthaltenen JSON-Datei. Falls ein syntaktischer Fehler erkannt wird, wird die weitere Verarbeitung abgebrochen. In der nachfolgenden Abbildung ist beispielhaft eine Fehlermeldung des **JSON-Parsers** im **Meldungsfenster** dargestellt.

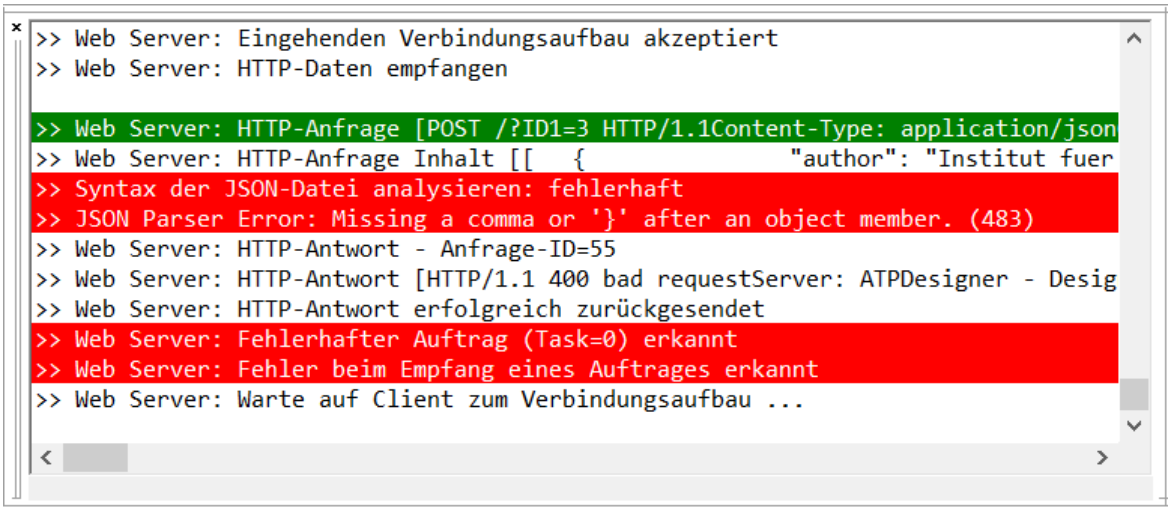


Abbildung 12: Fehlermeldung des JSON-Parsers

27.5.2 http-Request POST: Verwendung einer JSON-Datei im http-Request

ATPDesigner stellt Funktionen zur automatisierten Netzberechnung zur Verfügung, um die im http-Request **POST** enthaltenen JSON-Datei mit Netzberechnungsmethoden wie z.B. der **Lastflussberechnung mit Lastprofilen** weiter zu verarbeiten.

⇨ Um Funktionen der automatisierten Netzberechnung per Webservice nutzen zu können, muss die im http-Request **POST** des Webclients empfangene JSON-Datei hinsichtlich Struktur und Inhalt der JSON-Prognosedatei entsprechen.

Wird ein http-Request **POST** mit dem Content-Type **application/json** empfangen, so geht ATPDesigner wie nachfolgend beschrieben weiter vor.

1. **Extraktion** der JSON-Datei aus dem **Content** (Inhalt) des http-Request **POST** des Webclients
2. **Prüfung der Syntax**: Überprüfung des JSON-Formates mit einem JSON-Parser
3. **Prüfung der Semantik**: Überprüfung auf Übereinstimmung mit dem Format der JSON-Prognosedatei
4. **Auswertung** des Inhaltes der empfangenen JSON-Datei
5. **Ausführung** des JSON-Objektes **task** des JSON-Objektes **tasklist**

27.5.2.1 JSON-Prognosedatei

Werden keine Fehler in Syntax und Semantik der JSON-Datei erkannt, speichert ATPDesigner die empfangene JSON-Datei als **JSON-Prognosedatei** im Unterverzeichnis **Monitoring** im **Projektverzeichnis**. Der ***NetDateiname*** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**. Der Dateiname entspricht der nachfolgenden Definition.

WEB_*NetDateiname*_PROG.JSON

⇨ Verzeichnis: **Projektverzeichnis** \ **Monitoring**

Nachfolgend ist beispielhaft ein Auszug einer **JSON- Prognosedatei** dargestellt. ATPDesigner erkennt die JSON-Prognosedatei am JSON-Objekt **filetype** = **forecast**, dessen Verwendung verpflichtend ist.

```
[
	{
		"author": "Institut fuer elektrische Energiesysteme",
		"date": "29.01.2024",
		"time": "15:37:03",
		"description": "Export JSON-Forecast File _PROG",
		"filetype": "forecast",
		"fileversion": "1",
		"fileformat": "1",
		"status": "Export of JSON-forecast file succesfully finalized",
		"process_id": "1",
		"simulationtime": "29.01.2024 00:15 DST=0 - 29.01.2024 00:30 DST=0",
		"operationmode": "User defined",
		"program_version": "ATPDesigner Version 4.01.91 - 28.01.2024",
		"datafile": "..\\01_28_WebServer\\Netz20kV_TestWebServer_2.bnet"
	},
	{
		"id": "Load 1;H0",
```

```
            "label": "Load 1;H0",
            "unit_1": "P[kW]",
            "unit_2": "Q[kvar]",
            "timeseries":
            [
                  {
                        "timestamp_s": 1706483700,
                        "value_1": 3.380000,
                        "value_2": 0.000000
                  },
                  {
                        "timestamp_s": 1706484600,
                        "value_1": 3.042000,
                        "value_2": 0.000000
                  }
            ]
      },
```


27.5.2.2 Kombinierte JSON-Prognose- und JSON-Flexibilitätspotentialdatei

Wird für die Ausführung der Netzberechnungsmethode **Lastfluss: Prognose mit Flexibilitäten** eine kombinierte JSON-Prognose- und JSON-Flexibilitätspotentialdatei im http-Request **POST** des Webclients empfangen, so wird zusätzlich die **JSON-Flexibilitätspotentialdatei** im Unterverzeichnis **Monitoring** im **Projektverzeichnis** gespeichert. Der ***NetDateiname*** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**. Der Dateiname entspricht der nachfolgenden Definition.

WEB_*NetDateiname*_FLEXPOT.JSON

⇨ Verzeichnis: **Projektverzeichnis** \ **Monitoring**

Nachfolgend ist beispielhaft ein Auszug einer **JSON-Flexibilitätspotentialdatei** dargestellt. ATPDesigner erkennt die JSON-Flexibilitätspotentialdatei am JSON-Objekt **filetype** = **flexibility option**, dessen Verwendung verpflichtend ist.


```
[
      {
            "author": "Institut fuer elektrische Energiesysteme",
            "date": "29.01.2024",
            "time": "15:37:08",
            "description": "Export JSON-Flexibilities File _FLEXPOT",
            "filetype": "flexibility option",
            "fileversion": "1",
            "fileformat": "1",
            "status": "Export of JSON-Flexpotential file succesfully finalized",
            "process_id": "1",
            "simulationtime": "29.01.2024 00:15 DST=0 - 29.01.2024 00:30 DST=0",
            "operationmode": "User defined",
            "program_version": "ATPDesigner Version 4.01.91 - 28.01.2024",
            "datafile": "..\\01_28_WebServer\\Netz20kV_TestWebServer_2.bnet"
      },
      {
            "id": "Load 1;H0",
            "label": "Load 1;H0",
            "unit_1": "Pmax[kW]",
            "unit_2": "Pmin[kW]",
```

```
            "timeseries":
            [
                  {
                        "timestamp_s": 1706483700,
                        "value_1": 3.380000,
                        "value_2": 0.000000
                  },
                  {
                        "timestamp_s": 1706484600,
                        "value_1": 3.042000,
                        "value_2": 0.000000
                  }
            ]
      },
```

27.5.2.3 Paralleler Betrieb von *FileWatcher* und Web Server

Sind Webserver und FileWatcher gleichzeitig aktiv, so muss beachtet werden, dass Webserver und FileWatcher als parallele Verarbeitungsprozesse (**Thread**) grundsätzlich zeitlich gleichzeitig in verschiedenen Kernen des Mikroprozessors ausgeführt werden können. Es ist daher möglich, dass Netzberechnungsmethoden durch beide Prozesse gleichzeitig gestartet werden. Die internen Synchronisierungsmechanismen von ATPDesigner sehen vor, dass eine Netzberechnungsmethode nur dann gestartet werden kann, wenn zum Zeitpunkt des Startkommandos keine andere Netzberechnungsmethode ausgeführt wird. Das Startkommando der dann nicht ausgeführten Netzberechnungsmethode wird intern nicht gespeichert, geht also verloren.

Unabhängig davon können weitere nicht vorhersehbare Verhaltensmuster durch gleichzeitig gestartete Verarbeitungsprozesse z.B. durch das Echtzeitverhalten des Betriebssystems oder parametrierte Eigenschaften des Mikroprozessors wie die Zuordnung von Kernen zu Threads entstehen.

⇨ Es wird empfohlen, Webserver und FileWatcher nicht gleichzeitig zu aktivieren.

Ein besonderer Fall ergibt sich für die Netzberechnungsmethode **Lastfluss: Prognose mit Flexibilitäten**. Es wird in dem folgenden Szenario davon ausgegangen, dass Webserver und FileWatcher gleichzeitig aktiv sind und ein http-Request **POST** mit einer kombinierten JSON-Prognose- und Flexibilitätspotentialdatei durch den Webserver empfangen wird. Der Webserver trennt die kombinierte JSON-Prognose- und Flexibilitätspotentialdatei in zwei einzelne JSON-Dateien und speichert diese zeitlich nacheinander im Unterverzeichnis **Monitoring** des **Projektverzeichnis**. Wird das Speichern der ersten JSON-Datei durch das Betriebssystem beendet, startet der FileWatcher unmittelbar einen Verarbeitungsprozess z.B. **Lastfluss: Prognose**. Parallel dazu speichert der Webserver die zweite JSON-Datei und startet die Netzberechnungsmethode **Lastfluss: Prognose mit Flexibilitäten**. Die Ausführung der zweiten Netzberechnungsmethode wird dann mit großer Wahrscheinlichkeit durch die schon laufende erste Netzberechnungsmethode blockiert.

27.5.3 http-Request POST: Unbekannte *task* im Objekt *tasklist*

Ist im Objekt **tasklist** ein unbekannter oder unvollständiger Auftrag (**task**) vorhanden, so wird wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt die Verarbeitung abgebrochen. Wie in der Abbildung zu erkennen ist, fehlt für eine Lastflussberechnung mit Lastprofilen über einen Zeitraum von einem Tag der Auftrag **LFProfiles**.

```
>> Web Client: Auftrag [|day|09.12.2023||||]
```

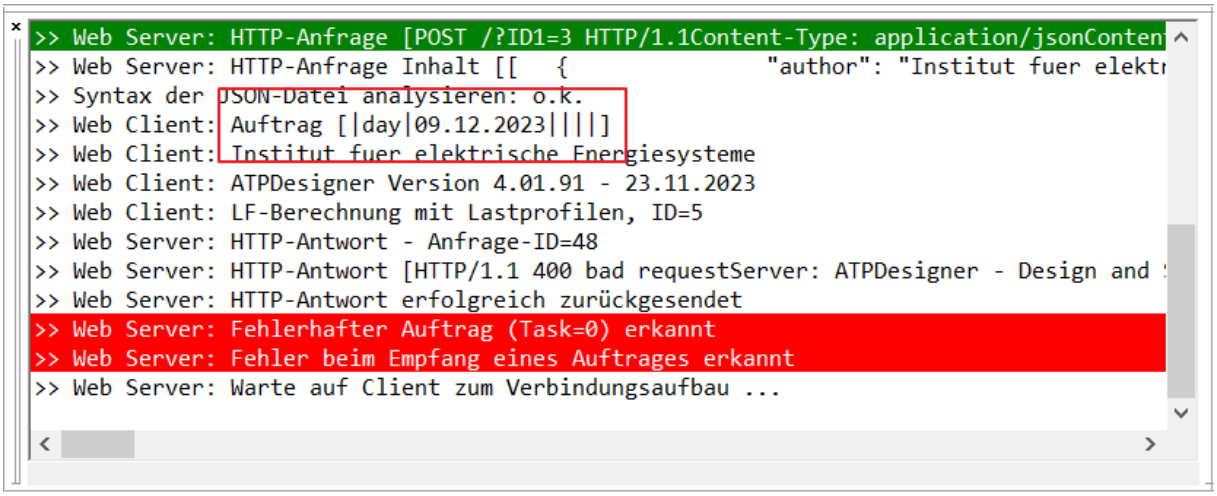


Abbildung 13: Fehlermeldung – Unbekannter Auftrag (*task*)

27.5.4 http-Request POST: http-Response 504 timeout

Nach dem Start des Verarbeitungsprozesses (**Task**) überprüft ATPDesigner mit einem Timeout, ob der Verarbeitungsprozess (**Task**) erfolgreich gestartet wurde. Konnte der Verarbeitungsprozess innerhalb der Timeout-Zeit nicht gestartet werden, so antwortet ATPDesigner mit der http-Response **504 timeout**.

http-Response 504 timeout

- Content: **server-side calculation could not be started – timeout**
- Content-Type: **text/plain**

27.5.5 http-Request POST: http-Response 504 unknown calculation process

Nach dem Start des Verarbeitungsprozesses (**Task**) überprüft ATPDesigner, ob der Verarbeitungsprozess (**Task**) gestartet werden kann. Ist der Verarbeitungsprozess nicht verfügbar, so antwortet ATPDesigner mit der http-Response **504 bad request**.

http-Response 504 bad request

- Content: **server-side calculation could not be started – unknown calculation process**
- Content-Type: **text/plain**

27.5.6 http-Request POST: http-Response 200 OK

Konnte der Verarbeitungsprozess (**Task**) erfolgreich gestartet werden, so antwortet ATPDesigner mit der **http-Response 200 OK**.

http-Response 200 OK

- Content: **calculation started**
- Content-Type: **text/plain**

27.5.7 http-Request POST: JSON-Objekt *tasklist* der JSON-Prognosedatei

Der Verarbeitungsprozess, der durch den http-Request **POST** gestartet werden soll, wird durch das JSON-Objekt **task** in dem JSON-Objekt **tasklist** der **JSON-Prognosedatei** definiert. In der nachfolgenden Tabelle sind die zulässigen Werte des JSON-Objektes **task** erläutert.

⇨ Es muss hier beachtet werden, dass als Grundlage der nachfolgenden Erläuterungen angenommen wird, dass in der **JSON-Prognosedatei** nur das JSON-Objekt **tasklist** enthalten ist, keine JSON-Objekte **timeseries**.

⇨ Sind in der **JSON-Prognosedatei** JSON-Objekte **timeseries** enthalten, so wird der Zeitbereich der Zeitreihenberechnung aus den JSON-Objekten **timeseries** ermittelt, nicht aus dem JSON-Objekt **tasklist**.

Wird ein unzulässiges JSON-Objekt **task** im JSON-Array **tasklist** erkannt, antwortet ATPDesigner mit der http-Response **400 bad request**.

http-Response 400 bad request

- Content: **server-side calculation could not be started - unknown calculation process**
- Content-Type: **text/plain**

task	Bedeutung

forecast	Lastflussberechnung mit JSON-Prognosedatei
	▪ Hauptmenü **Prüfungen**
	▪ Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten**, **Lastfluss: Prognose**
	
	`{`
	`"tasklist":`
	`[`
	`{`
	`"task": "forecast"`
	`}`
	`]`
	`}`

flex_forecast	▪ Hauptmenü **Prüfungen**
	▪ Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten**, **Lastfluss: Prognose mit Flexibilitäten**
	
	`{`
	`"tasklist":`
	`[`
	`{`
	`"task": "flex_forecast"`
	`}`
	`]`
	`}`

<table>
<tr><td>LFProfiles</td><td>Es wird eine Lastflussberechnung mit Lastprofilen (Zeitreihenberechnung) für einen definierten Zeitraum ausgeführt.
▪ Hauptmenü Prüfungen
▪ Menüpunkt Lastfluss mit Flexibilitäten, Lastfluss: Lastprofile

<pre>{
	"tasklist":
	[
		{
			"task": "LFProfiles",
			"opmode": "defined_day",
			"datestart": "09.12.2023"
		}
	]
}

{
	"tasklist":
	[
		{
			"task": "LFProfiles",
			"opmode": "user_defined",
			"datestart": "11.12.2023",
			"dateend": "11.12.2023",
			"timestart": "00:15",
			"timeend": "00:45"
		}
	]
}

{
	"tasklist":
	[
		{
			"task": "LFProfiles",
			"opmode": "defined_time",
			"datestart": "11.12.2023",
			"timestart": "15:30"
		}
	]
}</pre>
⇨ Es muss bei Verwendung des http-basierten REST-API berücksichtigt werden, dass der Zeitbereich der Lastflussberechnung mit Lastprofilen immer aus dem Objekt tasklist ermittelt wird, sofern dieses vorhanden ist. Eine ggfs. in der JSON-Datei enthaltenes Objekt timeseries wird bzgl. des Zeitbereiches nicht ausgewertet.</td></tr>
<tr><td>loadflow</td><td>Es wird eine Lastflussberechnung ausgeführt. Es werden zusätzlich zum Parameter task keine weiteren Parameter im Objekt tasklist benötigt.
▪ Hauptmenü ATP
▪ Menüpunkt Lastflussberechnung

<pre>{</pre></td></tr>
</table>

	<pre>"tasklist":
	[
	{
	"task": "loadflow"
	}
	]
	}</pre>
	Optional kann eine Base64-kodierte .NET-Datei vom Webclient an den Webserver mit übertragen werden. Die .NET-Datei wird in dem Verzeichnis gespeichert, von ATPDesigner als aktive Ansicht (top most View) eingelesen und eine Lastflussberechnung ausgeführt.
	
	⇨ Ist der Verzeichnis- und Dateiname der vom Webserver empfangenen .NET-Datei mit der .NET-Datei der aktuellen Ansicht (top most View) identisch, so wird die vom Webserver empfangene .NET-Datei nicht gespeichert. Es wird die .NET-Datei der aktuellen Ansicht (top most View) verarbeitet. Der Webserver sendet eine Fehlermeldung als http-Response an den Webclient.
	
	<pre>{
	"tasklist":
	[
	{
	"task": "loadflow",
	"bnetfilename": "c:\\..\\test.bnet",
	"bnetfilecontent":"8FVhTq0oB ..."
	}
	]
	}</pre>
	▪ **bnetfilename**
	Verzeichnis und Dateiname zum Speichern der vom Webclient gesendeten .NET-Datei
	▪ **bnetfilecontent**
	Base64-kodierte .NET-Datei

protection_line	Es wird eine **Messwertskalierte Lastflussberechnung** ausgeführt. s werden zusätzlich zum Parameter **task** keine weiteren Parameter im Objekt **tasklist** benötigt.
	▪ Hauptmenü **Prüfungen**
	▪ Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten, Lastfluss: Messwertskalierung**
	
	<pre>{
	"tasklist":
	[
	{
	"task": "protection_line"
	}
	]
	}</pre>

LFscaled	Es wird eine **Messwertskalierte Lastflussberechnung** ausgeführt. s werden zusätzlich zum Parameter **task** keine weiteren Parameter im Objekt **tasklist** benötigt.
	▪ Hauptmenü **Prüfungen**
	▪ Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten, Lastfluss: Messwertskalierung**
	
	`{`
	`"tasklist":`
	`[`
	`{`
	`"task": "LFscaled"`
	`}`
	`]`
	`}`

opennetfile	Es wird eine Base64-kodierte .NET-Datei übertragen und in dem Zielverzeichnis mit dem Dateinamen gespeichert.
	
	⇨ Ist Verzeichnis und Dateiname der empfangenen .NET-Datei mit der .NET-Datei der aktuellen Ansicht (top most View) identisch, so wird die vom Webserver empfangene .NET-Datei nicht gespeichert. Der Webserver sendet eine Fehlermeldung als http-Response an den Webclient.
	
	`{`
	`"tasklist":`
	`[`
	`{`
	`"task": "opennetfile",`
	`"bnetfilename": "c:\\..\\test.bnet",`
	`"bnetfilecontent":"8FVhTq0oB ..."`
	`}`
	`]`
	`}`
	
	▪ **bnetfilename**
	Verzeichnis und Dateiname zum Speichern der vom Webclient gesendeten .NET-Datei
	▪ **bnetfilecontent**
	Base64-kodierte .NET-Datei

Nachfolgend sind weitere Parameter zu dem Objekt **task** als Teil des Objektes **tasklist** erläutert. Es wird Groß-/Kleinschrift bei der Verarbeitung der Bezeichner berücksichtigt.

task: LFProfiles	Bedeutung
opmode	▪ **defined_day** Es wird eine **Lastflussberechnung mit Lastprofilen** (Zeitreihenberechnung) für den Tag definiert durch **datestart** ausgeführt. ⇨ Betriebsart: **Ein definierter Tag** ▪ **defined_time**

	Es wird eine **Lastflussberechnung mit Lastprofilen** (Zeitreihenberechnung) für ein einziges 15min-Intervall definiert durch **datestart** und **timestart** ausgeführt. ⇨ Betriebsart: **Eine definierte Uhrzeit** ▪ **user_defined** Es wird eine **Lastflussberechnung mit Lastprofilen** (Zeitreihenberechnung) für den Zeitraum definiert durch **datestart**, **timestart, dateend** und **timeend** ausgeführt. ⇨ Betriebsart: **Anwenderspezifischer Zeitraum** ▪ **defined_year** Es wird eine **Lastflussberechnung mit Lastprofilen** (Zeitreihenberechnung) für das Jahr definiert durch **datestart** ausgeführt. ⇨ Betriebsart: **Ein definiertes Jahr**
datestart	Datum des 1. Tages der Lastflussberechnung mit Lastprofilen (Zeitreihenberechnung) ▪ Format: **dd.mm.yyyy**
dateend	Datum des letzten Tages der Lastflussberechnung mit Lastprofilen (Zeitreihenberechnung) ▪ Format: **dd.mm.yyyy**
timestart	Uhrzeit des Startes der Lastflussberechnung am Datum des 1. Tages (Zeitreihenberechnung) ▪ Format: **hh:mm** ▪ 15min-Intervall nach VDEW-Standardlastprofil [23] ▪ Stunde und Minute mit führenden Nullen ▪ Beispiel: 00:15
timeend	Uhrzeit des Endes der Lastflussberechnung am Datum des 1. Tages (Zeitreihenberechnung) ▪ Format: **hh:mm** ▪ Stunde und Minute mit führenden Nullen ▪ 15min-Intervall nach VDEW-Standardlastprofil [23] ▪ Beispiel: 14:45

27.6 REST-API: POST – Auftrag (TASK) ausführen mit einer CSV-Datei

Mit dem http-Request **POST** kann ein Webclient einen **Auftrag** (Request) an ATPDesigner senden, der einen Verarbeitungsprozesses startet, der wiederum neue Daten generiert. Teil des http-Request **POST** ist als Inhalt (**Content**) eine **CSV-Datei**. Die neuen Daten können nachgelagert mit dem http-Request **GET** vom Webclient angefordert werden.

⇨ Mit dem http-Request **POST** kann nur ein Verarbeitungsprozess (**Task**) im Sinne eines Auftrages (Request) gestartet werden. Nachfolgend ist beispielhaft ein http-Request **POST** vom Webclient an den Webserver dargestellt.

```
POST /?ID1=3 HTTP/1.1Content-Type: text/csvUser-Agent: PostmanRun-
time/7.36.0Accept: */*Host: xxx.xxx.xxx.xxxAccept-Encoding: gzip, deflate,
brConnection: keep-aliveContent-Length:
237T;ID;S123;SL1;SL2;SL3;IL1;IL2;IL3;phiL1;phiL2;phiL3;P123;PL1;PL2;PL3;Q12
3;QL1;QL2;QL3;UL1;UL2;UL32023-12-18 17:15;19;3000.0;1000.0;1000.0;1000.0;
50.0;50.0;50.0;0.0;0.0;0.0;3000.0;1000.0;1000.0;1000.0;0.0;0.0;0.0;0.0;228.
0;228.0;228.0+ keep-alive: 1
```

⇨ Zum Start eines Verarbeitungsprozesses muss immer der **URL**-Parameter **ID1=3** verwendet werden.

- Die Art des Verarbeitungsprozesses wird durch die **CSV-Datei** definiert. Es muss daher der Content-Type **text/csv** und als Inhalt (**Content**) eine CSV-Datei verwendet werden.

- Kann der Verarbeitungsprozess gestartet werden, so antwortet der Webserver mit der http-Response **200 calculation started**.

```
HTTP/1.1 200 calculation startedServer: ATPDesigner - Design and Simulation of Power Networks Version 4.01.91 - 08.01.2024Date: 10.01.2024 18:37:30Accept: application/json, text/csvContent-Type: text/plainContent-Length: 19calculation started
```

- Werden Daten mit dem http-Request **POST** abgerufen oder ein unbekannter URL-Parameter empfangen, wird der Request mit der http-Response **400 bad request** beantwortet. Nachfolgend ist die Zurückweisung beispielhaft dargestellt.

```
HTTP/1.1 400 bad requestServer: ATPDesigner - Design and Simulation of Power Networks Version 4.01.91 - 22.12.2023Date: 23.12.2023 10:07:47Accept: application/jsonContent-Type: text/plainContent-Length: 83request detected, but POST is the wrong http-method to get results, use GET instead
```

URL-Parameter	http-Request (Auszug)	Bedeutung
ID1=3	**POST** /?**ID1=3** http/1.1 Host: IP4-Adresse Content-Type: **text/csv**	Mit dem http-Request **POST** kann durch das REST-API ein Verarbeitungsprozess (**Task**) in ATPDesigner gestartet werden. ⇨ Es ist unbedingt erforderlich, den **URL-Parameter ID1=3** zu verwenden, da sonst die Anfrage (**Request**) mit der http-Response **400 bad request** zurückgewiesen wird.

27.6.1 http-Request POST: Inhalt (Content) im CSV-Dateiformat

Das Format der CSV-Datei ist nachfolgend dargestellt und ist im Kapitel Definition des Dateiformates der Messwerte spezifiziert.

```
T;ID;S123;SL1;SL2;SL3;IL1;IL2;IL3;phiL1;phiL2;phiL3;P123;PL1;PL2;PL3;Q123;QL1;QL2;QL3;UL1;UL2;UL3
2023-12-15 16:15;19;3000.0;1000.0;1000.0;1000.0;50.0;50.0;50.0;0.0;0.0;0.0;3000.0;1000.0;1000.0;1000.0;0.0;0.0;0.0;0.0;228.0;228.0;228.0
```

28 SQL-Datenbank: Speicherung der Ergebnisse von Netzberechnungen

Das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner bietet dem Anwender die Möglichkeit, Ergebnisse von Netzberechnungen in einer SQL[15]-Datenbank zu speichern. Die SQL-Datenbank kann lokal auf dem gleichen Laptop/Desktop wie ATPDesigner oder auf einem externen Server, der über ein TCP/IP-basiertes Kommunikationsnetzwerk angebunden ist, ausfallsicher z.B. durch eine USV abgesichert implementiert und ausgeführt werden. Der Einstelldialog mit den Einstellwerten sind nachfolgend dargestellt.

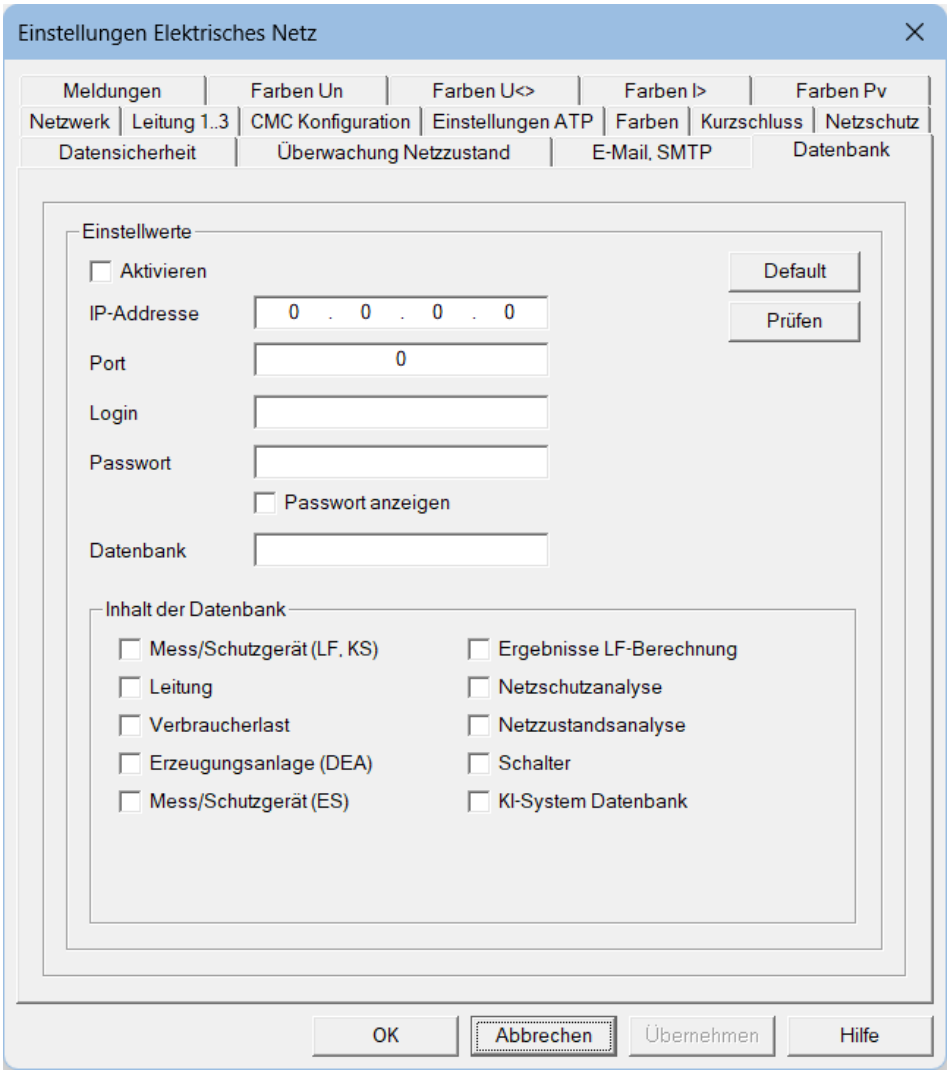
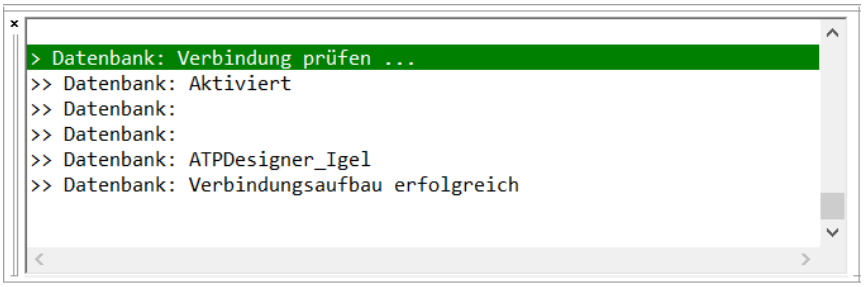


Abbildung 14: Einstelldialog der SQL-Datenbank

Einstellwert	Bedeutung
Aktivieren	Datenspeicherung von ATPDesigner in die SQL-Datenbank aktivieren
IP-Adresse	IP-Adresse des Servers, auf dem die Datenbank als Server-Applikation ausgeführt wird
Port	Port des Servers, auf dem die SQL-Datenbank als Server-Applikation ausgeführt wird

[15] SQL (Structured Query Language) ist eine Programmiersprache, die zur Verwaltung relationaler Datenbanken und zum Durchführen verschiedener Aktionen mit den darin enthaltenen Daten verwendet wird.

Login	Benutzername der SQL-Datenbank
Passwort	Passwort der SQL-Datenbank
Passwort anzeigen	Passwort lesbar anzeigen
Datenbank	Name der SQL-Datenbank
Verbindung prüfen	Kommunikationsverbindung von ATPDesigner zur SQL-Datenbank überprüfen Durch einen **Left Mouse Button Click** wird die Überprüfung der Verbindung gestartet. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Ausgabe im **Meldungsfenster**, wenn die Kommunikationsverbindung zur Datenbank fehlerfrei arbeitet. 

Mit Hilfe der Optionen in der Gruppe **Inhalt der Datenbank** kann ausgewählt werden, welche Ergebnisse der Netzberechnung in Tabellen der SQL-Datenbank gespeichert werden.

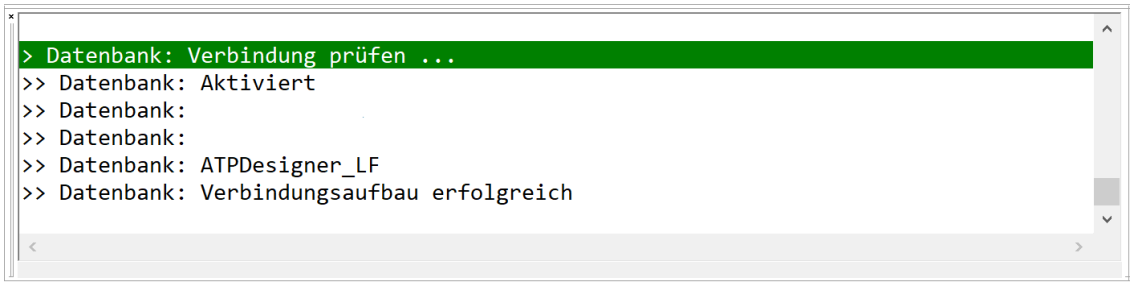
Einstellwert	Messwerte bzw. Ergebnisse von …
Mess/Schutzgerät (LF/KS)	Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** Die Option wird zur Generierung von Trainingsdaten für den fehlerfreien Normalbetrieb und den Kurzschlussbetrieb in Stromnetzen benötigt. ▪ Tabelle **_17_Probe_LF** ▪ Tabelle **_17_Probe_KS**
Mess/Schutzgerät (ES)	Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** Die Option wird zur Generierung von Trainingsdaten für Erdschlüsse, d.h. 1pE-Fehler in kompensiert und isoliert betriebenen Stromnetzen benötigt. ▪ Tabelle **_17_Probe_ES**
Leitung	Netzwerkelement **Leitung** ▪ Tabelle **_2_Line**
Verbraucherlast	Netzwerkelement **Verbraucherlast** ▪ Tabelle **_5_Load**
Erzeugungsanlage (DEA)	Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** ▪ Tabelle **_21_3PhSource**
Schalter	Netzwerkelement **Schalter** ▪ Tabelle **_28_Switch**
Ergebnisse LF-Berechnung	Ergebnisse der **Lastflussberechnung** [Bd. 2] ▪ Tabelle **Messergebnistabelle**
Netzschutzanalyse	Ergebnisse der **Netzschutzanalyse** [Bd. 2] und Ergebnisse der Prüfung von Netzschutzkonzepten ▪ Tabelle **_17_Probe_KS** ▪ Tabelle **_17_Fuse**

Netzzustandsanalyse	Ergebnisse der **Netzzustandsanalyse** [Bd. 2] ▪ Tabelle **_00_Netzzustandsanalyse**
KI-System Datenbank	Ergebnisse der **Lastflussberechnung** [Bd. 2] werden in die SQL-Datenbank des KI-Systems gespeichert In der SQL-Datenbank des KI-Systems, d.h. des Künstlichen Neuronalen Netzes (KNN) werden im operativen Betrieb die Messwerte gespeichert. Mit Hilfe der Option können mit ATPDesigner berechnete Ergebnisse von Lastflussberechnungen direkt in die Tabellen der SQL-Datenbank gespeichert werden. Damit ist es möglich, das KNN offline zu prüfen. ▪ Tabelle **Messwertkollektion** ▪ Tabelle **Messwertkollektion_ES**

Nachfolgend werden Struktur und Inhalt der Tabellen der SQL-Datenbank näher erläutert. Es wird angegeben, für welche Netzberechnungsverfahren und Netzwerkelemente Ergebnisse der Lastflussberechnungen in der SQL-Datenbank gespeichert werden können.

⇨ Vor dem Start der automatischen Prüfung des Netzschutzkonzeptes sollte unbedingt die Verbindung zur SQL-Datenbank mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Button **Verbindung prüfen** geprüft werden.

Die folgende Abbildung zeigt beispielhaft das Ergebnis der Überprüfung der Verbindung zur SQL-Datenbank, die im **Meldungsfenster** ausgegeben wird. Die in den leeren Zeilen enthaltene IP-Adresse und Portnummer wurden vom Autor aus Datenschutzgründen entfernt.



Es ist darauf zu achten, dass das Ergebnis **Verbindungsaufbau erfolgreich** im **Meldungsfenster** ausgegeben wird.

Vor dem Start der automatischen Prüfung des Netzschutzkonzeptes sollte kontrolliert werden, dass die Option **Aktivieren** aktiviert ist, da sonst während der Ausführung der Funktion keine Daten in der SQL-Datenbank gespeichert werden.

28.1 SQL: Lastflussberechnung mit Lastprofilen (Zeitreihenberechnung)

Während der Ausführung von Lastflussberechnungen mit Lastprofilen werden in aller Regel eine sehr große Anzahl einzelner Lastflussberechnungen ausgeführt. Die Berechnungsergebnisse können ausfallsicher in Tabellen einer SQL-Datenbank gespeichert und nachfolgend auch durch dritte Softwaretools weiterverwendet werden.

- Hauptmenü **Prüfungen**

- Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten**, **Lastfluss: Lastprofile**

Wird das Netzberechnungsverfahren gestartet, so können die Ergebnisse der einzelnen Lastflussberechnungen für ausgewählte Netzwerkelemente und Berechnungsmethoden in Tabellen der SQL-Datenbank als Zeitreihe gespeichert werden. Die Auswahl der Netzwerkelemente erfolgt in der Gruppe **Inhalt der Datenbanktabelle** der Registerkarte **Datenbank**. Für jede darin enthaltene Option wird eine eigene Tabelle in der Datenbank verwendet. Ist eine Tabelle in der SQL-Datenbank nicht vorhanden, so wird die Tabelle automatisch vor dem ersten Speichervorgang generiert. In der nachfolgenden Abbildung ist beispielhaft eine Tabelle der SQL-Datenbank abgebildet.

IDNummer IDNummer Autoinkrement	IDRechnung ID/Zeitpunkt der Rechnung	RefName Referenzname	Zone Zonennummer	Area Areanummer	Name Anwenderspezifischer Name	P Wirkleistung in kW	Q Blindleistung in kVar	S Scheinleistung in kVA	UL1E Betrag Leiter-Erd-Spannung UL1E in V	UL Betra Spar V
1	1700085937609	Load 1	0	0	Last H0	6.780704	0	6.780704	11564.674327	115
2	1700085937609	Load 2	0	0	Load G0	6.572069	0	6.572069	11564.676655	115
3	1700085938894	Load 1	0	0	Last H0	6.10265	0	6.10265	11564.689797	115
4	1700085938894	Load 2	0	0	Load G0	6.275175	0	6.275175	11564.687872	115
5	1700085940254	Load 1	0	0	Last H0	5.504836	0	5.504836	11564.703686	115

Abbildung 15: Tabelle der SQL-Datenbank für *Lastflussberechnung mit Lastprofilen*

Um die Speicherung der berechneten Daten in der SQL-Datenbank zu aktivieren, müssen folgende Einstellwerte in der Registerkarte **Datenbank** eingestellt werden.

- Registerkarte **Datenbank**: Option **Aktivieren** mit einem **Left Mouse Button Click** aktivieren

- In der Gruppe **Inhalt der Datenbanktabelle** die Optionen mit einem **Left Mouse Button Click** aktivieren, deren Messwerte in der SQL-Datenbank als Tabelle gespeichert werden sollen

In den nachfolgenden Kapiteln werden Struktur und Inhalt der Tabellen der SQL-Datenbank näher erläutert.

28.1.1 SQL-Tabelle: *Verbraucherlast* (_5_Load)

Nachfolgend ist Struktur und Inhalt der Tabelle der SQL-Datenbank dargestellt. Die Berechnungsergebnisse beziehen sich auf den Messort des jeweiligen Netzwerkelementes.

Netzwerkelement: Verbraucherlast (SQL-Tabelle: _5_Load)		
SQL-Spalte	**JSON-Objekt**	**Bedeutung**
IDNummer		Fortlaufende Nummer des Datensatzes (Tabellenzeile)
IDRechnung		Zeitpunkt der Berechnung im Unix-Format für UTC (Universal Coordinated Time)
RefName		Referenzname
Zone		Nummer der Zone
Area		Nummer des Bereiches
Name		Anwenderspezifischer Name

P		Wirkleistung in kW
Q		Blindleistung in kvar
S		Scheinleistung in kVA
UL1E **UL2E** **UL3E**		Betrag der Leiter-Erd-Spannung von Leiter L1, L2 und L3 in V
phiUL1E **phiUL2E** **phiUL3E**		Absoluter Phasenwinkel der Leiter-Erd-Spannung von Leiter L1, L2 und L3 in °
PNoise		Rauschen der Wirkleistung in kW
Timestamp		Zeitpunkt zur Identifikation der Kurzschlussszenarien im Unix-Format für UTC (Universal Coordinated Time)
Benutzer		Name des Benutzers der SQL-Datenbank

28.1.2 SQL-Tabelle: *Mess/Schutzgerät* (_17_Probe_LF)

Nachfolgend ist Struktur und Inhalt der Tabelle der SQL-Datenbank dargestellt. Die Berechnungsergebnisse beziehen sich auf den Messort des jeweiligen Netzwerkelementes.

Netzwerkelement: Mess/Schutzgerät (SQL-Tabelle: _17_ProbeLF)		
SQL-Spalte	**JSON-Objekt**	**Bedeutung**
IDNummer		Fortlaufende Nummer des Datensatzes (Tabellenzeile)
IDRechnung		Zeitpunkt der Berechnung im Unix-Format für UTC (Universal Coordinated Time)
RefName		Referenzname
Zone		Nummer der Zone
Area		Nummer des Bereiches
Name		Anwenderspezifischer Name
In		Nennstrom in A
Un		Nennspannung in V
UL1E **UL2E** **UL3E**		Betrag der Leiter-Erd-Spannung der Leiter L1, L2 und L3 in V
phiUL1E **phiUL2E** **phiUL3E**		Absoluter Phasenwinkel der Leiter-Erd-Spannung der Leiter L1, L2 und L3 in °
IL1 **IL2** **IL3**		Betrag der Leiterströme von Leiter L1, L2 und L3 in A
phiIL1 **phiIL2** **phiIL3**		Absoluter Phasenwinkel des Leiterstroms der Leiter L1, L2 und L3 in °
P		Wirkleistung in kW
PL1 **PL2** **PL3**		Einphasige Wirkleistung von Leiter L1, L2 und L3 in W
Q		Blindleistung in kvar
QL1		▪ Hauptmenü **Prüfungen**

QL2 **QL3**		Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten**, **Lastfluss: Last-profile**
S		Scheinleistung in kVA
SL1 **SL2** **SL3**		Einphasige Scheinleistung der Leiter L1, L2 und L3 in VA
Timestamp		Zeitpunkt zur Identifikation der Kurzschlussszenarien im Unix-Format für UTC (Universal Coordinated Time)
Benutzer		Name des Benutzers der SQL-Datenbank

28.1.3 SQL-Tabelle: *Erzeugungsanlage (DEA)* (_21_3PhSource)

Nachfolgend ist Struktur und Inhalt der Tabelle der SQL-Datenbank dargestellt. Die Berechnungsergebnisse beziehen sich auf den Messort des jeweiligen Netzwerkelementes.

Netzwerkelement: Erzeugungsanlage (DEA) (SQL-Tabelle: _21_3PhSource)		
SQL-Spalte	**JSON-Objekt**	**Bedeutung**
IDNummer		Fortlaufende Nummer des Datensatzes (Tabellenzeile)
IDRechnung		Zeitpunkt der Berechnung im Unix-Format für UTC (Universal Coordinated Time)
RefName		Referenzname
Zone		Nummer der Zone
Area		Nummer des Bereiches
dAmplitude		Betrag in kV, A, kW oder kVA
Un		Nennspannung in V
UL1E **UL2E** **UL3E**		Betrag der Leiter-Erd-Spannung der Leiter L1, L2 und L3 in V
phiUL1E **phiUL2E** **phiUL3E**		Absoluter Phasenwinkel der Leiter-Erd-Spannung der Leiter L1, L2 und L3 in °
IL1 **IL2** **IL3**		Betrag der Leiterströme der Leiter L1, L2 und L3 in A
phiIL1 **phiIL2** **phiIL3**		Absoluter Phasenwinkel des Leiterstroms der Leiter L1, L2 und L3 in °
P		Wirkleistung in kW
PL1 **PL2** **PL3**		Einphasige Wirkleistung der Leiter L1, L2 und L3 in W
Q		Blindleistung in kvar
QL1 **QL2** **QL3**		Einphasige Blindleistung der Leiter L1, L2 und L3 in var
S		Scheinleistung in kVA
SL1 **SL2**		Einphasige Scheinleistung der Leiter L1, L2 und L3 in VA

SL3		
Timestamp		Zeitpunkt zur Identifikation der Kurzschlussszenarien im Unix-Format für UTC (Universal Coordinated Time)
Benutzer		Name des Benutzers der SQL-Datenbank

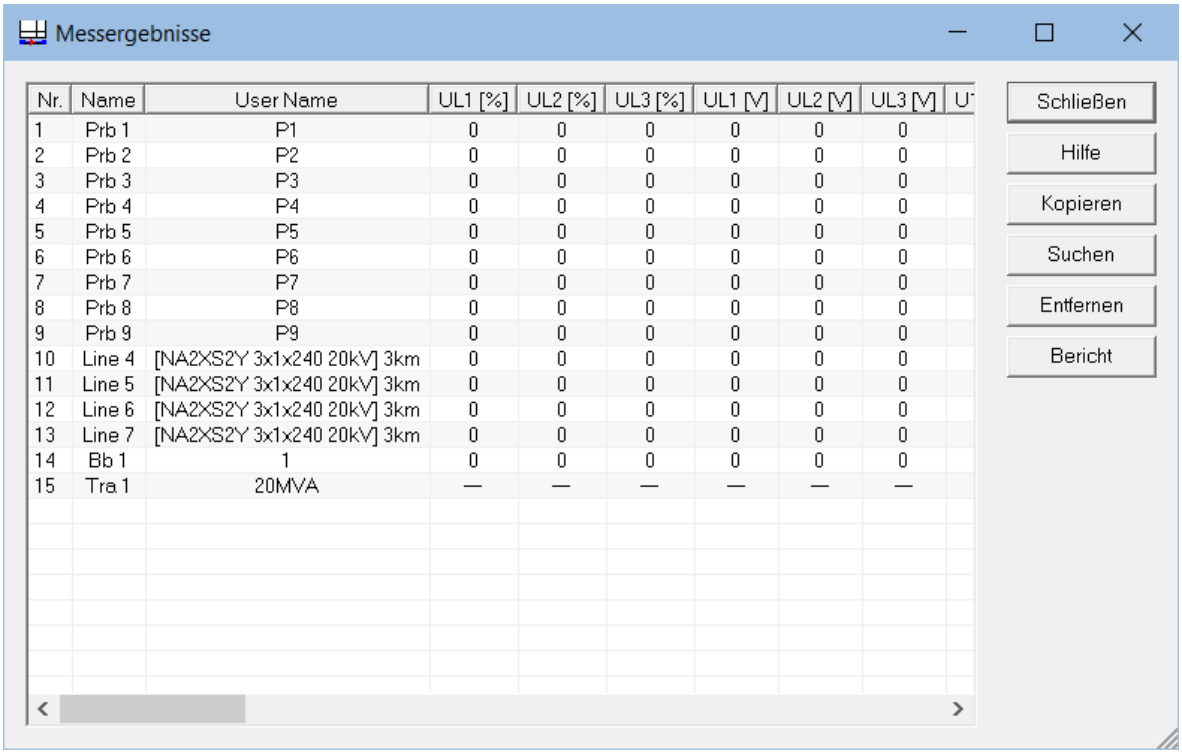
28.1.4 SQL-Tabelle: *Leitung* (_2_Line)

Nachfolgend ist Struktur und Inhalt der Tabelle der SQL-Datenbank dargestellt. Die Berechnungsergebnisse beziehen sich auf den Messort des jeweiligen Netzwerkelementes.

Netzwerkelement: Leitung (SQL-Tabelle: _24_Leitungen)		
SQL-Spalte	**JSON-Objekt**	**Bedeutung**
IDNummer		Fortlaufende Nummer des Datensatzes (Tabellenzeile)
IDRechnung		Zeitpunkt der Berechnung im Unix-Format für UTC (Universal Coordinated Time)
IDLine		Referenzname
Zone		Nummer der Zone
Area		Nummer des Bereiches
Leiterkennung		
IL_L		Betrag des Leiterstromes am linken Knoten in A
phiIL_L		Absoluter Phasenwinkel des Leiterstromes am linken Knoten in °
ULE_L		Betrag der Leiter-Erd-Spannung am linken Knoten in V
phiULE_L		Absoluter Phasenwinkel der Leiter-Erd-Spannung am linken Knoten in °
IL_R		Betrag des Leiterstromes am rechten linken Knoten in A
phiIL_R		Absoluter Phasenwinkel des Leiterstroms am rechten Knoten in °
ULE_R		Betrag der Leiter-Erd-Spannung am rechten Knoten in V
phiULE_R		Absoluter Phasenwinkel der Leiter-Erd-Spannung am rechten Knoten in °
Timestamp		Zeitpunkt zur Identifikation der Kurzschlussszenarien im Unix-Format für UTC (Universal Coordinated Time)
Benutzer		Name des Benutzers der SQL-Datenbank

28.1.5 SQL-Tabelle: *Ergebnisse LF-Berechnung* (Messergebnistabelle)

Ist die Option **Ergebnisse LF-Berechnung** in der Gruppe **Inhalt der Datenbanktabelle** der Registerkarte **Datenbank** aktiviert, werden die Inhalte der Tabelle des nachfolgend dargestellten Dialogs **Messergebnisse** als Tabelle der SQL-Datenbank gespeichert. Es können so Berechnungsergebnisse der Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät**, **Sammelschiene**, **Verbraucherlast** oder **Erzeugungsanlage (DEA)** in einer Tabelle der SQL-Datenbank gespeichert werden.



Nr.	Name	User Name	UL1 [%]	UL2 [%]	UL3 [%]	UL1 [V]	UL2 [V]	UL3 [V]
1	Prb 1	P1	0	0	0	0	0	0
2	Prb 2	P2	0	0	0	0	0	0
3	Prb 3	P3	0	0	0	0	0	0
4	Prb 4	P4	0	0	0	0	0	0
5	Prb 5	P5	0	0	0	0	0	0
6	Prb 6	P6	0	0	0	0	0	0
7	Prb 7	P7	0	0	0	0	0	0
8	Prb 8	P8	0	0	0	0	0	0
9	Prb 9	P9	0	0	0	0	0	0
10	Line 4	[NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 3km	0	0	0	0	0	0
11	Line 5	[NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 3km	0	0	0	0	0	0
12	Line 6	[NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 3km	0	0	0	0	0	0
13	Line 7	[NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 3km	0	0	0	0	0	0
14	Bb 1	1	0	0	0	0	0	0
15	Tra 1	20MVA	—	—	—	—	—	—

Abbildung 16: Tabelle der Messergebnisse

Der Dialog **Messergebnisse** kann wie folgt geöffnet werden:

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt: **Messergebnisse Mess/Schutzgerät, Leitung, Sammelschiene**

Nachfolgend ist Struktur und Inhalt der Tabelle der SQL-Datenbank dargestellt. Die Berechnungsergebnisse beziehen sich auf den Messort des jeweiligen Netzwerkelementes.

Tabelle der Messergebnisse (SQL-Tabelle: Messergebnistabelle)		
SQL-Spalte	**JSON-Objekt**	**Bedeutung**
IDNummer		Fortlaufende Nummer des Datensatzes (Tabellenzeile)
IDRechnung		Zeitpunkt der Berechnung im Unix-Format für UTC (Universal Coordinated Time)
Name		Referenzname
User Name		Name des Benutzers der SQL-Datenbank
VAG [%] **VBG [%]** **VCG [%]**		Betrag der Leiter-Erd-Spannung der Leiter L1=AG, L2=BG und L3=CG in $\%U_n/\sqrt{3}$
VAG [V] **VBG [V]** **VCG [V]**		Betrag der Leiter-Erd-Spannung der Leiter L1=AG, L2=BG und L3=CG in V
VAB [%] **VBC [%]** **VCA [%]**		Betrag der Leiter-Leiter-Spannung der Leiter 12=AB, 23=BC und 31=CA in $\%U_n$
VAB [V] **VBC [V]** **VCA [V]**		Betrag der Leiter-Leiter-Spannung der Leiter 12=AB, 23=BC und 31=CA in V

IA [%] **IB [%]** **IC [%]**		Betrag der Leiterströme der Leiter L1=A, L2=B und L3=C in $\%I_n$
IA [A] **IB [A]** **IC [A]**		Betrag der Leiterströme der Leiter L1=A, L2=B und L3=C in A
V1[%] **V2 [%]** **V0 [%]**		Betrag der Spannungen in Mitsystem $U_1=V_1$, Gegensystem $U_2=V_2$ und Nullsystem $U_0=V_0$ in $\%U_n/\sqrt{3}$
V1[V] **V2 [V]** **V0 [V]**		Betrag der Spannungen in Mitsystem $U_1=V_1$, Gegensystem $U_2=V_2$ und Nullsystem $U_0=V_0$ in V
I1[%] **I2 [%]** **I0 [%]**		Betrag der Ströme in Mitsystem I_1, Gegensystem I_2 und Nullsystem I_0 in $\%I_n$
I1[A] **I2 [A]** **I0 [A]**		Betrag der Ströme in Mitsystem I_1, Gegensystem I_2 und Nullsystem I_0 in A
Ipmax [%]		
Ipmax [A]		
Zone		
S [VA]		Scheinleistung in VA
P [W]		Wirkleistung in W
Q [var]		Blindleistung in var
CosPhi Left		
SA [VA] **SB [VA]** **SC [VA]**		Einphasige Scheinleistung der Leiter L1, L2 und L3 in VA
PA [W] **PB [W]** **PC [W]**		Einphasige Wirkleistung der Leiter L1, L2 und L3 in W
QA [var] **QB [var]** **QC [var]**		Einphasige Blindleistung der Leiter L1, L2 und L3 in var
SI [VA]		
PI [W]		
QI [var]		
CosPhi Right		
Timestamp		Zeitpunkt zur Identifikation der Kurzschlussszenarien im Unix-Format für UTC (Universal Coordinated Time)
Benutzer		Name des Benutzers der SQL-Datenbank

28.1.6 SQL: Export der SQL-Datenbank in eine JSON-Datei

Die Inhalte der Tabellen der SQL-Datenbank kann in eine JSON-Datei exportiert werden.

- Hauptmenü **Datei**
- Menüpunkt **Export**, **SQL-Datenbank nach Prognose (JSON)**

Wird die Exportfunktion mit einem **Left Mouse Button Click** gestartet, wird in einem Meldungsfenster angezeigt, welche Daten aus der Gruppe **Inhalt der Datenbanktabelle** in die JSON-Datei exportiert werden.

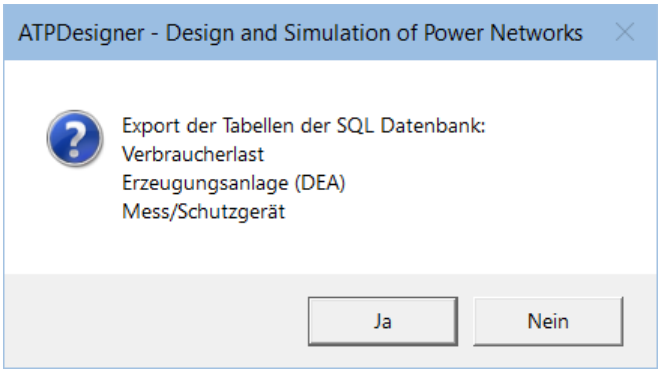


Abbildung 17: Meldungsfenster zum Export der Daten aus der SQL-Datenbank

Die Werte der SQL-Datenbank werden als JSON-Prognosedatei gespeichert. Nachfolgend ist beispielhaft ein Auszug aus der JSON-Datei dargestellt. Die exportierte JSON-Datei kann z.B. als Vorlage (Template) verwendet werden, um eine **JSON-Prognosedatei** als Eingangsdateien für die Zeitreihenberechnung **Lastfluss: Prognose** zu erstellen.


```
[
	{
		"author": "Institut fuer elektrische Energiesysteme",
		"date": "15.01.2024",
		"time": "13:29:59",
		"description": "",
		"filetype": "forecast",
		"fileversion": "1",
		"fileformat": "1",
		"status": "SQL Daten in JSON-Datei exportiert",
		"operationmode": "SQL Datenbank exportieren 'ATPDesigner_Igel'",
		"program_version": "ATPDesigner Version 4.01.91 - 12.01.2024",
		"datafile": "..\\00_23_14_SQLDataBaseExportToJson\\SQLDataBaseNetz.bnet"
	},
	{
		"id": "1",
		"label": "Load 1",
		"unit_1": "P[kW]",
		"unit_2": "Q[kvar]",
		"timeseries":
		[
			{
				"timestamp_s": 1699830900,
				"value_1": 6.780704,
				"value_2": 0.000000
			},
			{
				"timestamp_s": 1699831800,
				"value_1": 6.102650,
				"value_2": 0.000000
			},
			{
				"timestamp_s": 1699832700,
				"value_1": 5.504836,
				"value_2": 0.000000
			},
```

28.2 SQL: Fallgenerator

Der Fallgenerator wird verwendet, um Trainingsdaten für das Training von KI-Systemen mit **Künstlichen Neuronalen Netzen** (KNN) durch eine Zeitreihenberechnung, d.h. eine Lastflussberechnung mit Lastprofilen für den fehlerfreien Normalbetrieb zu generieren. Der Fallgenerator setzt dazu u.a. einen Zufallsgenerator zur Verrauschung der Lastprofile ein.

⇨ Der Fallgenerator kann nur verwendet werden, um Trainingsdaten für das Training von Künstlichen neuronalen Netzen (KNN) zu generieren, die zur Identifikation des fehlerfreien Normalbetriebs von Stromnetzen trainiert werden sollen.

- Hauptmenü **Prüfungen**
- Menüpunkt **Fallgenerator**

Die Ergebnisse der Lastflussberechnungen werden für jedes 15min-Intervall in Tabellen der SQL-Datenbank gespeichert. Die Auswahl der Netzwerkelemente erfolgt in der Gruppe **Inhalt der Datenbanktabelle** der Registerkarte **Datenbank**. Für jede der Optionen wird eine eigene Tabelle in der **Datenbank** angelegt. Ist diese Tabelle nicht vorhanden, so wird die Tabelle automatisch vor dem ersten Speichervorgang in der SQL-Datenbank generiert. Die **Datenbank** muss vom Anwender selbst angelegt werden.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Netzkonfiguration**, Registerkarte **Datenbank**

Um die Speicherung der berechneten Daten in der SQL-Datenbank zu aktivieren, müssen folgende Einstellwerte in dem Einstelldialog **Einstellungen Elektrisches Netz** in der Registerkarte **Datenbank** eingestellt werden.

- Option **Aktivieren** mit einem **Left Mouse Button Click** aktivieren

- In der Gruppe **Inhalt der Datenbanktabelle** die Optionen mit einem **Left Mouse Button Click** aktivieren, deren Messwerte in der SQL-Datenbank als Tabelle gespeichert werden sollen

Zur Generierung der Trainingsdaten für den fehlerfreien Normalbetrieb des Stromnetzes werden die im nachfolgenden Einstelldialog aktivierten Optionen empfohlen.

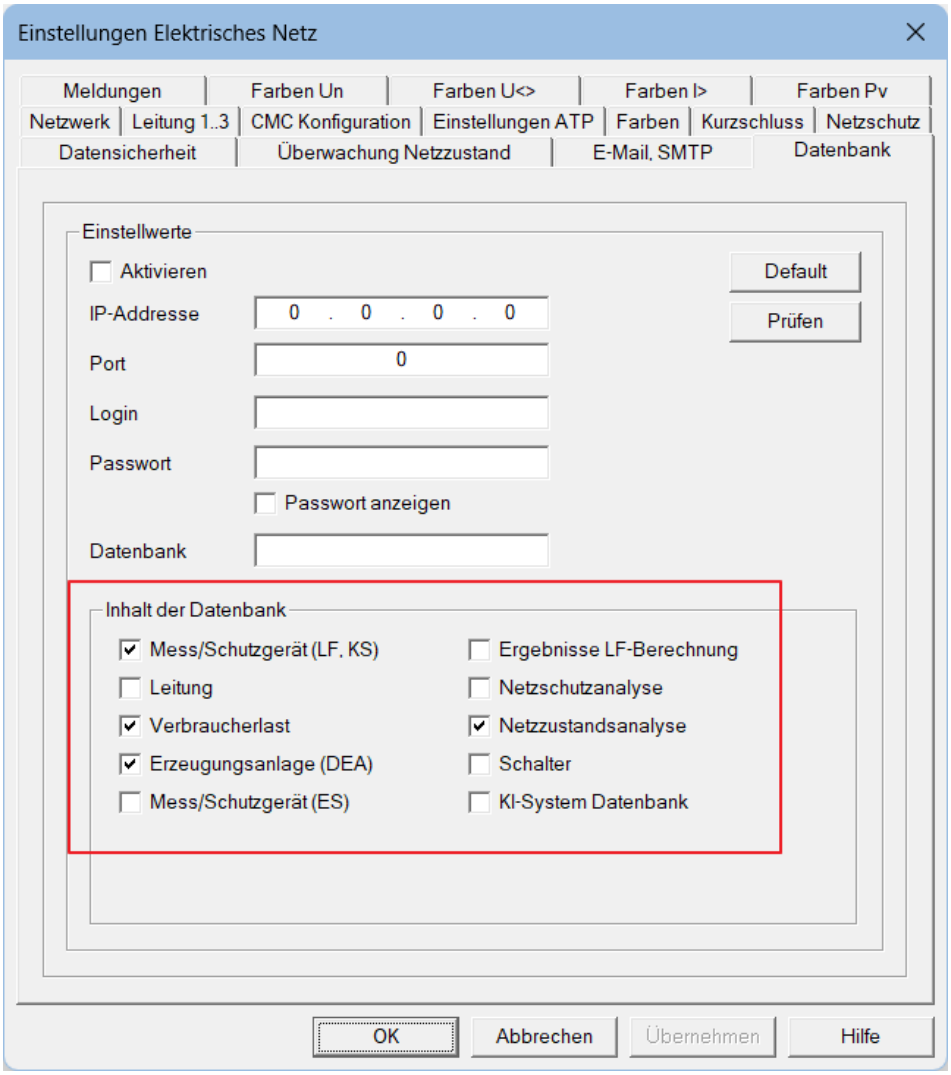


Abbildung 18: Einstellung der SQL-Datenbank für den *Fallgenerator*

Einstellwert	Messwerte bzw. Ergebnisse von …
Mess/Schutzgerät (LF/KS)	Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** Die Option wird zur Generierung von Trainingsdaten für den fehlerfreien Normalbetrieb benötigt. ▪ Tabelle **_17_Probe_LF**
Verbraucherlast	Netzwerkelement **Verbraucherlast** ▪ Tabelle **_5_Load**
Erzeugungsanlage (DEA)	Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** ▪ Tabelle **_21_3PhSource**
Netzzustandsanalyse	Ergebnisse der **Netzzustandsanalyse** [Bd. 2] ▪ Tabelle **_00_Netzzustandsanalyse**

Nachfolgend sind die Tabellen der SQL-Datenbank erläutert.

SQL-Spalte	JSON-Objekt	Bedeutung
IDNummer	**id**	Fortlaufende Nummer des Datensatzes (Tabellen-zeile)
IDRechnung	**timestamp_s**	Zeitpunkt der Berechnung im Unix-Format für UTC (Universal Coordinated Time)

		Der Zeitpunkt **IDRechnung** ist für die Berechnungen der Kaskadenschritte einer Kaskadenanalyse an einem Kurzschlussort identisch. Damit können die Ergebnisse der Kaskadenanalyse, die für Kurzschlussort berechnet wurden, identifiziert werden. In der nachfolgenden Abbildung ist durch **IDRechnung** erkennbar, dass jeweils drei Tabellenzeile die Ergebnisse der Kaskadenanalyse für den gleichen Kurzschlussort enthalten.
RefName	**label**	Referenzname des **Mess/Schutzgerätes** z.B. Prb 1
Zone	**ZoneNo**	Nummer der Zone des **Mess/Schutzgerätes**

28.3 SQL: Prüfung von Netzschutzkonzepten – Schutzprüfung Leitungen

Die Prüfung von Netzschutzkonzepten wird von ATPDesigner mit mehreren Funktionen unterstützt. Die Prüffunktion Automatische Schutzprüfung – Leitungen ermöglicht es, einen Kurzschluss automatisiert entlang von Leitungen zu verschieben und für jeden Kurzschlussort eine Kaskadenanalyse durchzuführen.

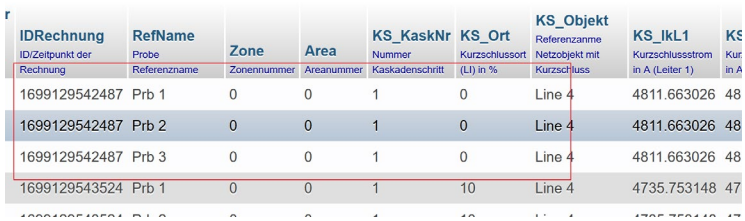
- Hauptmenü **Netzschutz**
- Menüpunkt **Netzschutz prüfen**, **Autom. Schutzprüfung - Leitung**

Die für jeden Kurschlussort und jeden Kaskadenschritt berechneten Spannungen und Ströme sowie schutztechnische Reaktionen wie das AUS-Kommando können während der Ausführung der Prüfung in einer Tabelle der SQL-Datenbank gespeichert werden. In der nachfolgenden Tabelle ist der Aufbau der SQL-Datenbank dargestellt. Es ist zu beachten, dass die Datenspeicherung aus schutztechnischer Sicht, d.h. ausgehend von einem **Mess/Schutzgerät** ausgehend betrachtet werden muss.

Um die Speicherung der berechneten Daten in der SQL-Datenbank zu aktivieren, müssen folgende Einstellwerte eingestellt werden.

- Option **Aktivieren** mit einem **Left Mouse Button Click** aktivieren
- In der Gruppe **Inhalt der Datenbanktabelle** die Optionen mit einem **Left Mouse Button Click** aktivieren, deren Messwerte in der SQL-Datenbank als Tabelle gespeichert werden sollen

SQL-Spalte	JSON-Objekt	Bedeutung
IDNummer	**id**	Fortlaufende Nummer des Datensatzes (Tabellenzeile)
IDRechnung	**timestamp_s**	Zeitpunkt der Berechnung im Unix-Format für UTC (Universal Coordinated Time) Der Zeitpunkt **IDRechnung** ist für die Berechnungen der Kaskadenschritte einer Kaskadenanalyse an einem Kurzschlussort identisch. Damit können die Ergebnisse der Kaskadenanalyse, die für Kurzschlussort berechnet wurden, identifiziert werden. In der nachfolgenden Abbildung ist durch **IDRechnung** erkennbar, dass jeweils drei Tabellenzeile die Ergebnisse der Kaskadenanalyse für den gleichen Kurzschlussort enthalten.

IDRechnung ID/Zeitpunkt der Rechnung	RefName Probe Referenzname	Zone Zonennummer	Area Areanummer	KS_KaskNr Nummer Kaskadenschritt	KS_Ort Kurzschlussort (Ll) in %	KS_Objekt Referenzanme Netzobjekt mit Kurzschluss	KS_IkL1 Kurzschlussstrom in A (Leiter 1)	KS Kur in A
1699129542487	Prb 1	0	0	1	0	Line 4	4811.663026	48
1699129542487	Prb 2	0	0	1	0	Line 4	4811.663026	48
1699129542487	Prb 3	0	0	1	0	Line 4	4811.663026	48
1699129543524	Prb 1	0	0	1	10	Line 4	4735.753148	47

RefName	**label**	Referenzname des **Mess/Schutzgerätes** z.B. Prb 1
Zone	**ZoneNo**	Nummer der Zone des **Mess/Schutzgerätes**
Area	**AreaNo**	Nummer des Bereiches des **Mess/Schutzgerätes**
KS_KaskNr	**SCIterNo**	Nummer des Kaskadenschrittes bezogen auf einen Kurzschlussort (1..N)
KS_Ort	**SCLoc[%]**	Kurzschlussort an einer Leitung in % der Leitungslänge bezogen auf den Leitungsknoten links
KS_Objekt	**SCObject**	Referenzname des kurzschlussbetroffenen Netzwerkelementes z.B. der Leitung **Line 4**
KS_IkL1 **KS_IkL2** **KS_IKL3**	**IkA[A]** **IkB[A]** **IkC[A]**	Betrag des Kurzschlussstroms Leiter L1, L2 und L3 am Kurzschlussort abhängig von der Kurzschlusssart
KS_Typ	**SCType**	Kurzschlussart z.B. L123E
KS_Rf **KS_Xf**	**Rf[Ohm]** **Xf[Ohm]**	Resistanz des Kurzschlusses am Kurzschlussart Reaktanz des Kurzschlusses am Kurzschlussart
In	**Inom[V]**	Primärer Nennstrom des Schutzgerätes Es wird eine Anpassung der sekundären Nennströme im Zwischenkreis vorausgesetzt.
Un	**Vnom[V]**	Primäre Nennspannung des Schutzgerätes Es wird eine Anpassung der sekundären Nennströme im Zwischenkreis vorausgesetzt.
SwtState	**SwtState**	▪ 0 = Leistungsschalter ist geschlossen ▪ 1 = Leistungsschalter ist offen
UL1E **UL2E** **UL3E**	**VAG[V]** **VBG[V]** **VCG[V]**	Betrag der Leiter-Erd-Spannung von Leiter L1, L2 und L3 am Messort des **Mess/Schutzgerätes** in V
phiUL1E **phiUL2E** **phiUL3E**	**phiVAG[°]** **phiVBG[°]** **phiVCG[°]**	Absoluter Phasenwinkel der Leiter-Erd-Spannung von Leiter L1, L2 und L3 am Messort des **Mess/Schutzgerätes** in °
IL1E **IL2E** **IL3E**	**IA[A]** **IB[A]** **IC[A]**	Betrag des Leiterstroms von Leiter L1, L2 und L3 am Messort des **Mess/Schutzgerätes** in A
phiIL1 **phiIL2** **phiIL3**	**phiIA[°]** **phiIB[°]** **phiIC[°]**	Absoluter Phasenwinkel des Leiterstroms von Leiter L1, L2 und L3 am Messort des **Mess/Schutzgerätes** in °
Timestamp	**IDCalculation**	Zeitpunkt zur Identifikation der Kurzschlussszenarien im Unix-Format für UTC (Universal Coordinated Time)
Benutzer	**---**	Name des Benutzers der SQL-Datenbank

In der nachfolgenden Abbildung ist ein Ausschnitt aus der SQL-Datenbank dargestellt.

IDRechnung	RefName	Zone	Area	KS_KaskNr	KS_Ort	KS_Objekt	KS_IkL1	KS_IkL2	KS_IkL3	KS_Typ	KS_Rf	KS_Xf	In	Un	SwtS
			Areanummer	Nummer Kaskadenschritt	Kurzschlussort (LI) in %	Referenzanme Netzobjekt mit Kurzschluss	Kurzschlussstrom in A (Leiter 1)	Kurzschlussstrom in A (Leiter 2)	Kurzschlussstrom in A (Leiter 3)	Kurzschlussart z.B. L12	Fehlerwiderstand in Ohm	Fehlerreaktanz in Ohm	Nennstrom in A	Nennspannung in V	0=CLO 1=OPE
1699129542487	Prb 2	0	0	1	0	Line 4	4811.663026	4811.663026	4811.663026	L123	0	0	600	20000	0
1699129542487	Prb 3	0	0	1	0	Line 4	4811.663026	4811.663026	4811.663026	L123	0	0	600	20000	0
1699129543524	Prb 1	0	0	1	10	Line 4	4735.753148	4735.753148	4735.753148	L123	0	0	600	20000	0
1699129543524	Prb 2	0	0	1	10	Line 4	4735.753148	4735.753148	4735.753148	L123	0	0	600	20000	1
1699129543524	Prb 3	0	0	1	10	Line 4	4735.753148	4735.753148	4735.753148	L123	0	0	600	20000	0
1699129544593	Prb 1	0	0	1	20	Line 4	4661.314105	4661.314105	4661.314105	L123	0	0	600	20000	0
1699129544593	Prb 2	0	0	1	20	Line 4	4661.314105	4661.314105	4661.314105	L123	0	0	600	20000	1

Zur Umsortierung ziehen.
Klicken zum Aus- bzw. Abwählen.
Doppelklicken, um den Spaltennamen zu kopieren.

Abbildung 19: Ausschnitt aus der SQL-Datenbank für Netzschutzprüfungen

28.3.1 SQL: Export der SQL-Datenbank für Netzschutz (JSON)

Der Export der SQL-Datenbank erfolgt mit Hilfe des Bedienmenüs.

- Hauptmenü **Datei**
- Menüpunkt **Export**, **SQL-Datenbank nach Netzschutz (JSON)**

Mit Hilfe des Dialogs **Speichern unter** kann Verzeichnis und Dateiname der JSON-Datei ausgewählt werden. Nachfolgend ist ein Ausschnitt der JSON-Datei dargestellt. Nach dem **Header** der JSON-Datei mit dem JSON-Objekt **filetype = short-circuit** wird für jedes **Mess/Schutzgerät** mit aktiver Schutzfunktion das JSON-Objekt **id** mit dem zugehörigen JSON-Objekt **short-circuit location series** ausgegeben. Für jeden Kurzschlussort werden u.a. die Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L123}$ und die Leiterströme $\underline{I}_{L123}$ ausgegeben.

Die Struktur des JSON-Objektes beinhaltet analog zur Definition der **JSON-Prognose-datei** direkt korrespondierende JSON-Objekte **unit_** und **value_**.

- Das JSON-Objekt **unit_** definiert Bedeutung und ggfs. Einheit des JSON-Objektes **value_**, das den Wert angibt.

JSON-Objekt	Bedeutung
id	Referenzname des **Mess/Schutzgerätes**
Label	Anwenderspezifischer Bezeichner des **Mess/Schutzgerätes**

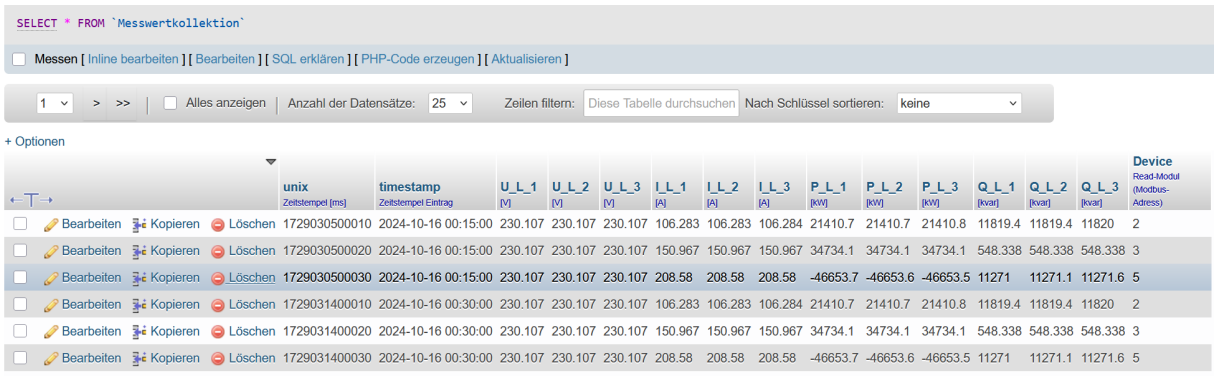
```
[
	{
		"author": "Institut fuer elektrische Energiesysteme",
		"date": "22.01.2024",
		"time": "23:43:00",
		"description": "",
		"filetype": "short-circuit",
		"fileversion": "1",
		"fileformat": "1",
		"status": "SQL Data into JSON-file stored",
		"operationmode": "Export SQL Data Base 'ATPDesigner_KS'",
		"program_version": "ATPDesigner Version 4.01.91 - 22.01.2024",
		"datafile": "..\\SQLDataBaseExport\\SQLDataBaseNetzKSDaten.bnet"
	},
	{
		“id”: “1”,
		“label”: “Prb 1”,
		"unit_1": "SCObject",
		"unit_2": "SCLoc[%]",
		"unit_3": "Rf[Ohm]",
		"unit_4": "Xf[Ohm]",
```

```
"unit_5": "KSIterNo",
"unit_6": "SCType",
"unit_7": "IkA[A]",
"unit_8": "IkB[A]",
"unit_9": "IkC[A]",
"unit_10": "Vnom[V]",
"unit_11": "Inom[A]",
"unit_12": "SwtState",
"unit_13": "VAG[V]",
"unit_14": "phiVAG[°]",
"unit_15": "VBG[V]",
"unit_16": "phiVBG[°]",
"unit_17": "VCG[V]",
"unit_18": "phiVCG[°]",
"unit_19": "IA[A]",
"unit_20": "phiIA[°]",
"unit_21": "IB[A]",
"unit_22": "phiIB[°]",
"unit_23": "IC[A]",
"unit_24": "phiIC[°]",
"unit_25": "ZoneNo",
"unit_26": "AreaNo",
"unit_27": "IDCalculation",
" sclocationseries ":
[
        {
                "timestamp_s": 1699129500,
                "value_1": "Line 4",
                "value_2": 0.000000,
                "value_3": 0.000000,
                "value_4": 0.000000,
                "value_5": 1,
                "value_6": "L123",
                "value_7": 4811.663026,
                "value_8": 4811.663026,
                "value_9": 4811.663026,
                "value_10": 20000.000000,
                "value_11": 600.000000,
                "value_12": 0,
                "value_13": 0.014435,
                "value_14": -173.309000,
                "value_15": 0.014435,
                "value_16": 66.691000,
                "value_17": 0.014435,
                "value_18": -53.309000,
                "value_19": 4811.663024,
                "value_20": -173.309000,
                "value_21": 4811.663030,
                "value_22": 66.690800,
                "value_23": 4811.663030,
                "value_24": -53.309000,
                "value_25": 0,
                "value_26": 0,
                "value_27": 2147483648
        },
```


28.4 SQL: Validierung eines KNN (KI-System)

Um ein Künstliches Neuronales Netz (KNN) zu validieren, können stationäre Netzberechnung, d.h. Lastflussberechnungen verwendet werden. Die Ergebnisse der Lastflussberechnungen am Messort ausgewählter Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät** werden von ATPDesigner in die Tabelle **Messwertkollektion** einer SQL-Datenbank gespeichert.

In der nachfolgenden Abbildung ist die Tabelle beispielhaft abgebildet. Das KNN liest die Messwerte aus der Tabelle **Messwertkollektion** aus, verarbeitet die Messwerte und speichert die Berechnungsergebnisse in der Tabelle **Ergebnis** der SQL-Datenbank. Anzahl und Messorte der Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät** müssen an das jeweilige KNN angepasst werden. Struktur und Inhalte der Tabelle **Messwertkollektion** sind für jedes Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät** identisch.



SELECT * FROM `Messwertkollektion`

Messen [Inline bearbeiten] [Bearbeiten] [SQL erklären] [PHP-Code erzeugen] [Aktualisieren]

1 > >> | Alles anzeigen | Anzahl der Datensätze: 25 | Zeilen filtern: Diese Tabelle durchsuchen | Nach Schlüssel sortieren: keine

+ Optionen

	unix (Zeitstempel [ms])	timestamp (Zeitstempel Eintrag)	U_L_1 [V]	U_L_2 [V]	U_L_3 [V]	I_L_1 [A]	I_L_2 [A]	I_L_3 [A]	P_L_1 [kW]	P_L_2 [kW]	P_L_3 [kW]	Q_L_1 [kvar]	Q_L_2 [kvar]	Q_L_3 [kvar]	Device (Read-Modul (Modbus-Adress))
Bearbeiten Kopieren Löschen	1729030500010	2024-10-16 00:15:00	230.107	230.107	230.107	106.283	106.283	106.284	21410.7	21410.7	21410.8	11819.4	11819.4	11820	2
Bearbeiten Kopieren Löschen	1729030500020	2024-10-16 00:15:00	230.107	230.107	230.107	150.967	150.967	150.967	34734.1	34734.1	34734.1	548.338	548.338	548.338	3
Bearbeiten Kopieren Löschen	1729030500030	2024-10-16 00:15:00	230.107	230.107	230.107	208.58	208.58	208.58	-46653.7	-46653.6	-46653.5	11271	11271.1	11271.6	5
Bearbeiten Kopieren Löschen	1729031400010	2024-10-16 00:30:00	230.107	230.107	230.107	106.283	106.283	106.284	21410.7	21410.7	21410.8	11819.4	11819.4	11820	2
Bearbeiten Kopieren Löschen	1729031400020	2024-10-16 00:30:00	230.107	230.107	230.107	150.967	150.967	150.967	34734.1	34734.1	34734.1	548.338	548.338	548.338	3
Bearbeiten Kopieren Löschen	1729031400030	2024-10-16 00:30:00	230.107	230.107	230.107	208.58	208.58	208.58	-46653.7	-46653.6	-46653.5	11271	11271.1	11271.6	5

Abbildung 20: Tabelle *Messwertkollektion* der SQL-Datenbank

Nachfolgend ist Struktur und Inhalt der Tabelle der SQL-Datenbank dargestellt. Die Berechnungsergebnisse beziehen sich auf den Messort eines Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät**.

SQL-Spalte	JSON-Objekt	Bedeutung
unix		Zeitpunkt der Berechnung im Unix-Format für UTC (Universal Coordinated Time) ▪ Zeitstempel [ms], z.B. **1729030500010**
timestamp		Zeitstempel des Speicherns in die Datenbank ▪ Zeitstempel Eintrag, z.B. **2024-10-16 00:15:00**
U_L_1 **U_L_2** **U_L_3**		Betrag der Leiter-Erd-Spannung von Leiter L1, L2 und L3 am Messort des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** in V
I_L_1 **I_L_2** **I_L_3**		Betrag des Leiterstroms von Leiter L1, L2 und L3 am Messort des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** in A
P_L_1 **P_L_2** **P_L_3**		Betrag der Wirkleistung von Leiter L1, L2 und L3 am Messort des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** in W
Q_L_1 **Q_L_2** **Q_L_3**		Betrag der Blindleistung von Leiter L1, L2 und L3 am Messort des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** in var
Device		Bezeichner für den Messort z.B. Modbus-Adresse eines Messgerätes oder die Nummer des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** Die Nummer des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** wird aus dem Referenznamen erzeugt. Es wird der Bezeichner **Prb** aus dem Referenznamen nicht verwendet. ▪ Referenzname **Prb 2** ➔ Device ***2***

29 KI-System – Künstliche Intelligenz und Neuronale Netze in ATPDesigner

Mit Hilfe des Fallgenerators ist es möglich, Trainingsdaten für das Training von Künstlichen Neuronalen Netzen (KNN) zu erzeugen und in einer SQL-Datenbank für die weitere Verarbeitung, d.h. das Training der KNN zu speichern.

- Hauptmenü **Prüfungen**
- Menüpunkt **Fallgenerator**

Der in ATPDesigner verfügbare Fallgenerator generiert mit einer Zeitreihenberechnung, d.h. mit einer **Lastflussberechnung mit Lastprofilen** über anwenderspezifisch einstellbare Zeitintervalle stationäre Netzzustände und speichert die Ergebnisse der Lastflussberechnungen, d.h. Spannungen, Ströme, Leistungen, etc. in einer **SQL-Datenbank**. Der **Fallgenerator** wird mit dem nachfolgenden Einstelldialog **KI-System** parametriert.

⇨ Der **Fallgenerator** kann nur verwendet werden, um Trainingsdaten für das Training von Künstlichen neuronalen Netzen (KNN) zu generieren, die zur Identifikation des **fehlerfreien Normalbetriebs** von Stromnetzen trainiert werden sollen.

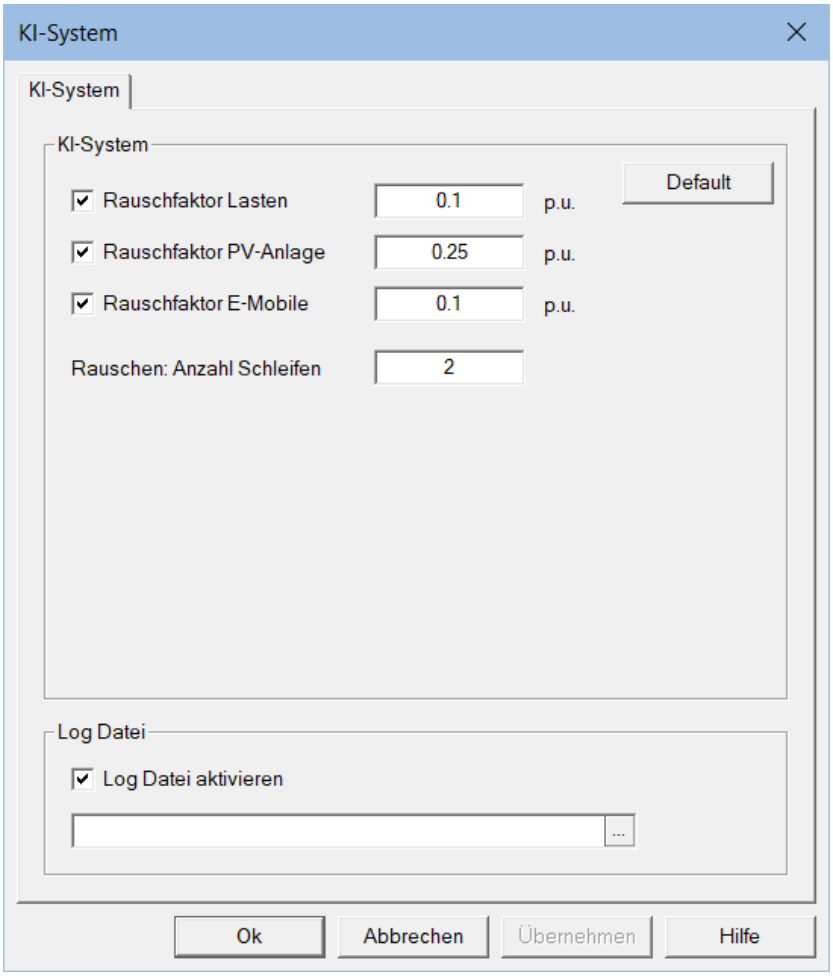


Abbildung 21: Einstelldialog *KI-System*

Um eine möglichst große Vielzahl unterschiedlicher Netzzustände als Trainingsdaten zu generieren, ist ein Zufallsgenerator Bestandteil des Fallgenerators. Mit Hilfe des Zufallsgenerators werden die Leistungswerte der 15min-Intervalle der Lastprofile der Netzwerkelemente **Verbraucherlast**, **Erzeugungsanlage (DEA)** und speziell von **E-Mobilen als**

Bezugsanlagen vor der Durchführung der Lastflussberechnung verrauscht. Das Verrauschen kann spezifische aktiviert und mit einem Rauschfaktor die Stärke des Verrauschens spezifisch eingestellt werden.

Einstellwert	Bedeutung
Rauschfaktor Lasten	Die Leistungswerte der Lastprofile der Netzwerkelemente **Verbraucherlast** werden verrauscht.
Rauschfaktor PV-Anlage	Die Leistungswerte der Lastprofile der Netzwerkelemente **Erzeugungsanlagen (DEA)** werden verrauscht.
Rauschfaktor E-Mobile	Die Leistungswerte der Lastprofile der Netzwerkelemente **Verbraucherlast** für **E-Mobile** werden verrauscht.
Rauschen: Anzahl Schleifen	Anzahl der Schleifendurchläufe je 15min-Intervall der Lastprofile, die mit dem Zufallsgenerator verrauscht werden Es werden für jedes 15min-Intervall „**Anzahl Schleifen**“ verrauschte Lastflussberechnungen nacheinander ausgeführt und die Ergebnisse der Lastflussberechnungen in der **SQL-Datenbank** gespeichert.
Log Datei aktivieren	Es werden Meldungen in eine Logdatei geschrieben.

Von zentraler Bedeutung für die Generierung der Trainingsdaten ist der Einstellwerte **Anzahl Schleifen**. Mit dem Einstellwert **Anzahl Schleifen** ist es möglich, die Anzahl **verrauschter Lastflussberechnungen** je 15min-Intervall der Lastprofile einzustellen.

- ⇨ Unter einer **verrauschten Lastflussberechnung** wird eine Lastflussberechnung verstanden, bei der vor Durchführung der Lastflussberechnung die Leistungswerte der verwendeten Lastprofile mit einem Zufallsgenerator verrauscht werden.
- ⇨ Für jedes 15min-Intervall der Zeitreihenberechnung werden die Leistungswerte der Lastprofile des 15min-Intervalls **Anzahl Schleifen** mal verrauscht, **Anzahl Schleifen** Lastflussberechnungen durchgeführt und die Ergebnisse der Lastflussberechnungen in der **SQL-Datenbank** gespeichert.

Die **Anzahl Schleifen** mal wiederholten Lastflussberechnungen für jedes 15min-Intervall der Lastprofile generieren verschiedene Netzzustände, wenn für den Fallgenerator die Rauschfaktoren aktiviert und die Rauschfaktoren geeignet eingestellt werden.

- ⇨ Ist der Einstellwert **Anzahl Schleifen = 2** eingestellt, so werden für einen Tag mit 96 15min-Intervallen $2 \cdot 96 = 192$ verrauschte Lastflussberechnungen durchgeführt und die Ergebnisse in der SQL-Datenbank gespeichert.

Die nachfolgende Abbildung zeigt das Konzept zur Generierung von Trainingsdaten für Künstliche Neuronale Netze (KNN), um ein KNN zur Überwachung und Identifikation des Netzzustandes von Stromnetzen im fehlerfreien Normalbetrieb mit dem Fallgenerator von ATPDesigner zu trainieren.

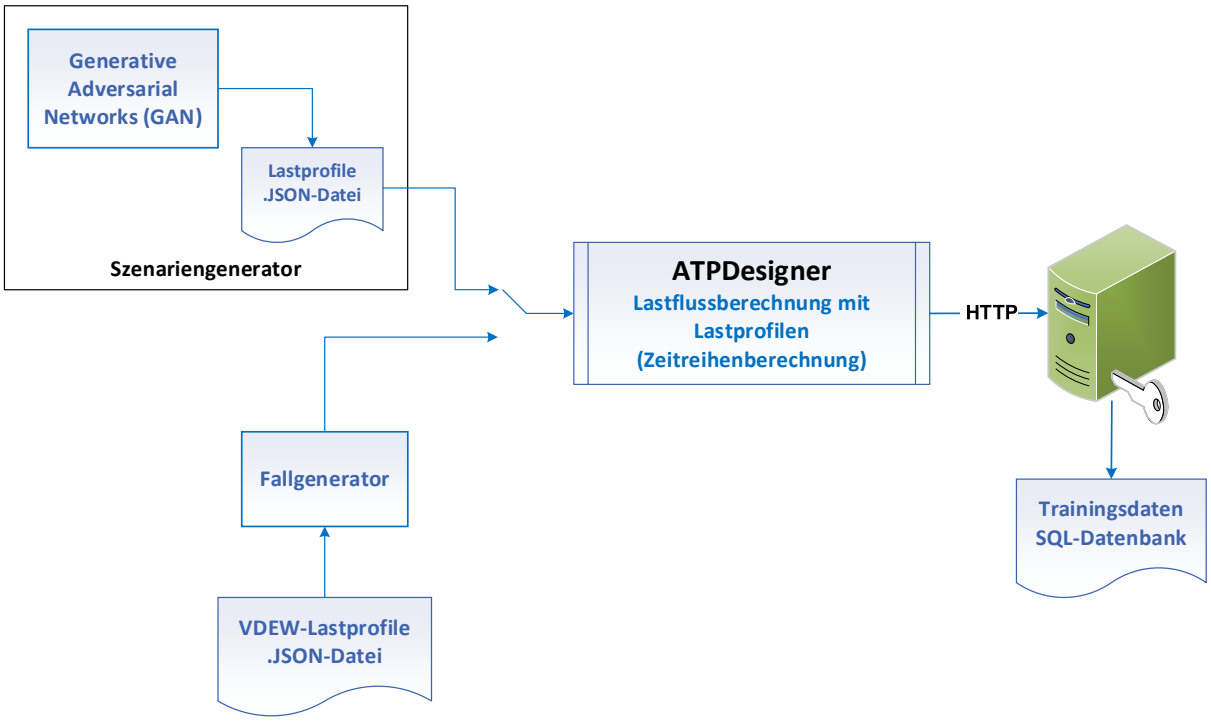


Abbildung 22: Konzept der Generieruing der Trainingsdaten

Weiteres u.a. zum Generieren der Trainingsdaten ist in der Dissertationsschrift „**Entwicklung einer hybriden Künstlichen Intelligenz für die Identifikation und Optimierung von Netzzuständen in elektrischen Verteilungsnetzen**“ [42] von Herrn Dr.-Ing. Andreas Winter beschrieben. Das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner wurde für die Arbeiten der Dissertation und speziell zur Generierung der Trainingsdaten der KNN verwendet.

30 Anwendungsbeispiele

Ein weiteres Anwendungsbeispiel ist in Kapitel 11 **Lastflussberechnung mit Dezentralen Erzeugungsanlagen** beschrieben.

30.1 Messwertanzeige, Schriftarten für Toolbars, Lizenzverzeichnis, etc.

Mit den Einstellungen des Einstelldialogs **Programmeinstellungen** kann der Anwender Schriftgrößen der Tooltips zur Anzeige der berechneten Werte (Messwerte), die Schriftart und Schriftgröße der Textelemente in den Toolbars einstellen. Die nachfolgende Abbildung zeigt den Einstelldialog.

- Hauptmenü **Tools**
- Menüpunkt **Programmeinstellungen**, Registerkarte **Programmeinstellungen**

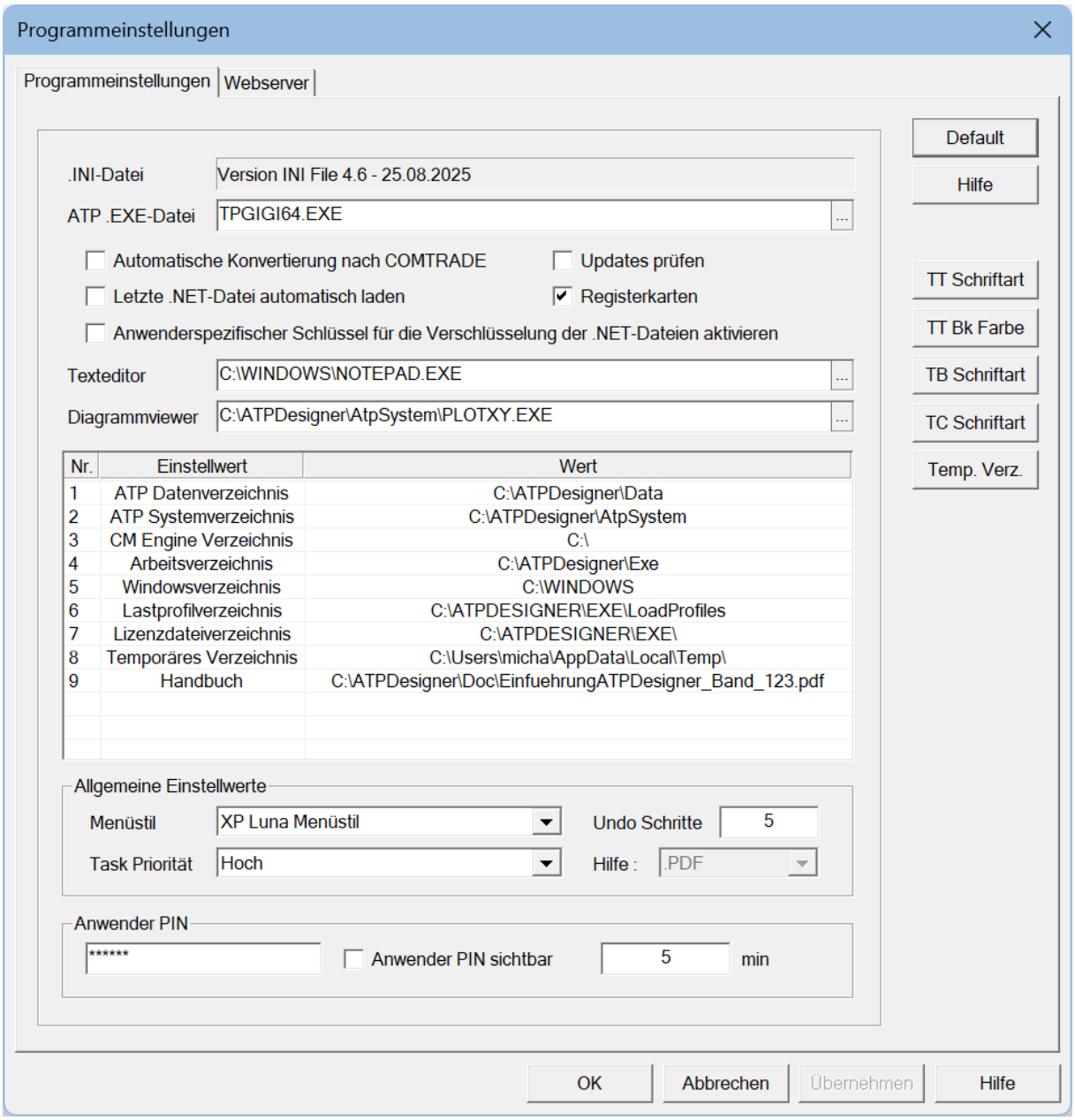


Abbildung 23: Einstelldialog *Programmeinstellungen*

In der nachfolgenden Tabelle sind die wichtigsten Einstellwerte für Schriftarten der Messwertanzeige, Schriftart der Toolbars, Einstellung des temporären Windows-Verzeichnis und das Verzeichnis der Lizenzdatei aufgelistet.

⇨ Weitere Erläuterungen zu dem Einstelldialog sind in [Bd. 2] beschrieben.

Es muss beachtet werden, dass die Einstellwerte des Einstelldialogs **Programmeinstellungen** nicht in der .NET-Datei des Stromnetzes, sondern in der .INI-Datei während des Programmendes gespeichert werden. Die .INI-Datei von ATPDesigner ist im Arbeitsverzeichnis, in dem das ausführbare Programm und die zugehörigen DLL's von ATPDesigner gespeichert sind, unter dem Dateinamen **ATPDesigner.ini** gespeichert.

Die .INI-Datei wird während des Programmstarts von ATPDesigner automatisch eingelesen. Ist die .INI-Datei nicht vorhanden, so werden die Einstellwerte der.INI-Datei von ATPDesigner neu erstellt und beim Programmende in der .INI-Datei im Arbeitsverzeichnis gespeichert.

Einstellwert	Bedeutung
TT Schriftart	Schriftart zur Anzeige der Berechnungsergebnisse in Tooltips
TT Bk Farbe	Hintergrundfarbe zur Anzeige der Berechnungsergebnisse in Tooltips
TB Schriftart	▪ Schriftart für Textelemente in den Toolbars und der Statusleiste ▪ Schriftart für die Bezeichner der Registerkarten der **Projektinformationen**
TC Schriftart	Schriftart für die Textelemente in den Baumstrukturen der **Projektinformationen**
Temporäres Verzeichnis	Verzeichnis für das Speichern temporärer Dateien Vorzugsweise wird von ATPDesigner das Windows-Verzeichnis verwendet, welches für den Windows-User von Windows als temporäres Verzeichnis verwendet wird. Mit einem **Left Mouse Button Click** auf die Zeile mit dem Bezeichner **Temporäres Verzeichnis** kann das Verzeichnis geändert werden.
Temp. Verz.	Das Verzeichnis zur Speicherung der temporären Dateien von **ATPDesigner** und **ATP** wie z.B. die **.ATP-Datei** wird mit einem **Left Mouse Button Click** auf das anwenderspezifische temporäre Verzeichnis des Betriebssystems Windows eingestellt.
Lizenzdateiverzeichnis	Das Verzeichnis, in dem die Lizenzdatei **ATPDesignerLic.ini** gespeichert ist, kann eingestellt werden.

30.2 Farbschema auswählen - ATPDesigner *Dark Mode*

ATPDesigner bietet dem Anwender zusätzlich zu dem üblichen Standardanzeigemodus eine dem von vielen Softwaretools bekannten Dark Mode nachempfundene Darstellung mit dunklerem Hintergrund einzustellen.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Netzkonfiguration**, Registerkarte **Farben**

Die nachfolgende Abbildung zeigt den Einstelldialog. Um den **ATPDesigner Dark Mode** zu aktivieren, muss der Einstellwerte **Dark Mode** der Auswahlliste **Farbschema** eingestellt werden. Nach Auswahl des Farbschemas werden direkt alle Fenster von ATPDesigner, also auch die **Meldungsfenster** farblich angepasst. Nach Schließen des Einstelldialogs mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Button **Ok** wird auch der Zeichenbereich farblich angepasst.

⇨ Auch nach der Wahl eines Farbschemas können alle Farben einzeln verändert werden. Es wird allerdings empfohlen, die Farbauswahl der Farbschema zu belassen, da sich u.a. die Dokumentation im Handbuch von ATPDesigner auf die voreingestellte Farbauswahl der Farbschema bezieht.

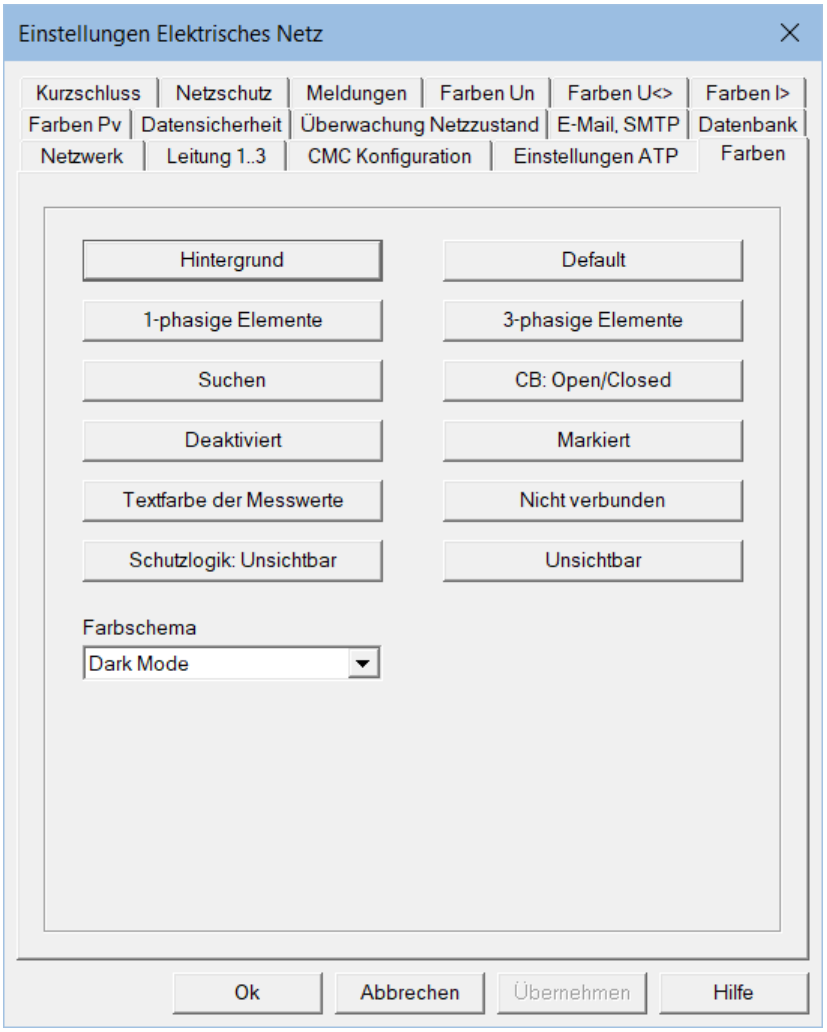


Abbildung 24: Aktivieren des ATPDesigner *Darke Mode*

Die nachfolgende Abbildung zeigt das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner mit dem eingestellten Farbschema **Dark Mode**.

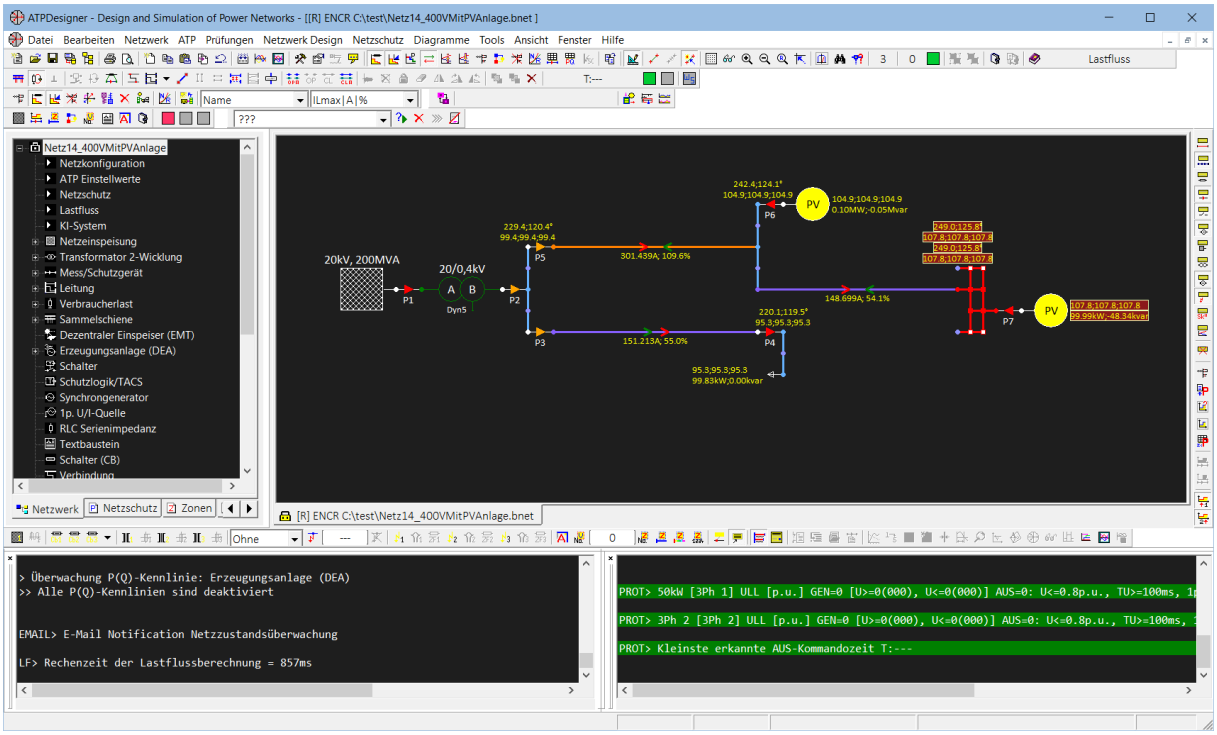


Abbildung 25: ATPDesigner – Farbschema *Dark Mode*

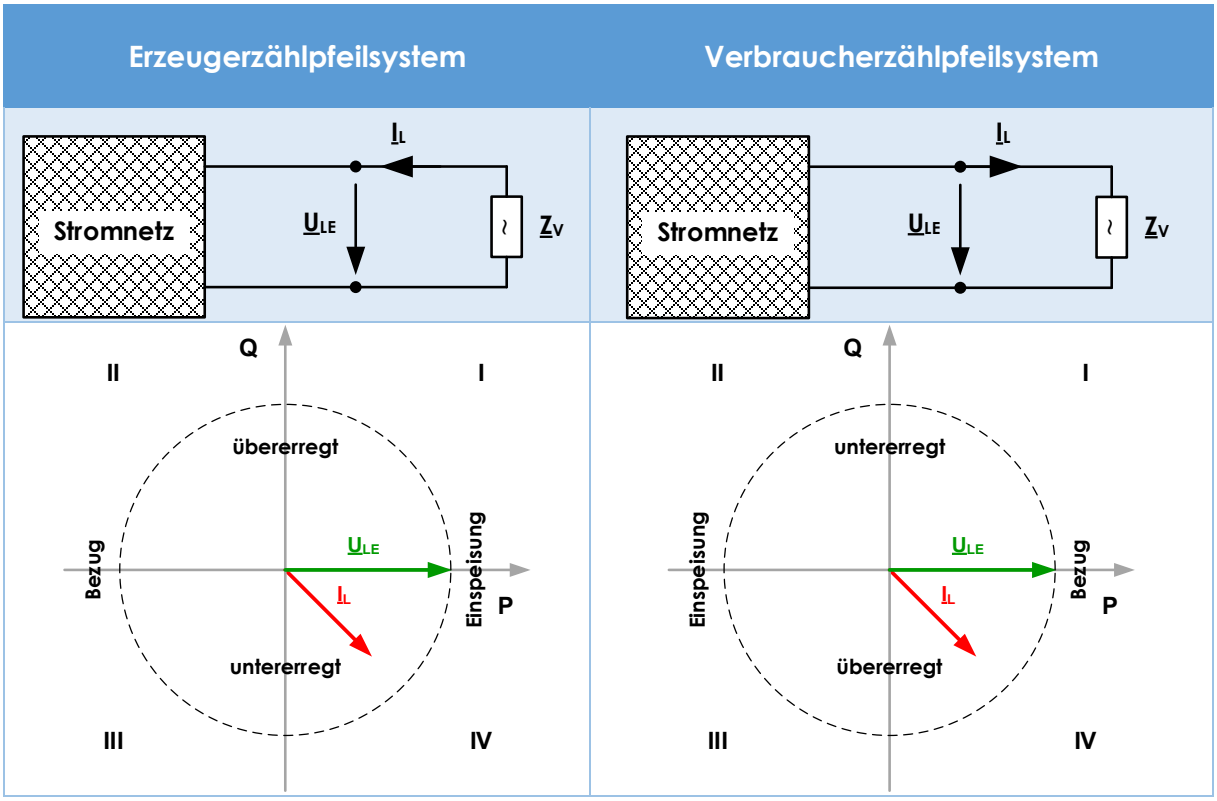
30.3 Lastflussberechnung mit Dezentralen Erzeugungsanlagen

Dezentrale Erzeugungsanlagen wie Solarstrom- und Windkraftanlagen, die mit Hilfe von mehreren 1-phasigen oder einem 3-phasigen Netzstromrichter elektrische Energie ins Stromnetz einspeisen, werden in ATPDesigner mit Hilfe einer Stromquelle konstanter Wirkleistung, d.h. mit dem Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** als Konstantleistungsquellen nachgebildet und in der Lastflussberechnung berücksichtigt.

Das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** kann als 1/2/3-phasiger symmetrisch oder unsymmetrisch arbeitender Netzstromrichter oder als 3-phasiger symmetrisch arbeitender Netzstromrichter verwendet werden.

Die Einstellung der Erzeugungsanlagen für den Normalbetrieb des Stromnetzes erfolgt typischerweise mit der Nennwirkleistung P_n und einer Blindleistungsbereitstellung mit konstantem Verschiebungsfaktor cos φ oder einer Kennlinie Q(P) oder Q(U) nach VDE-AR-N 4110 [18] oder VDE-AR-N 4120 [29].

- ⇨ Das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** ist aus Sicht der Lastflussberechnung ein **PQ-Knoten**.
- ⇨ Unter einem **PQ-Knoten** wird im Sinne der Lastflussberechnung ein Randknoten eines Stromnetzes verstanden, der Wirkleistung P und Blindleistung Q als zeitlich konstante Größe entweder in das Stromnetz eingespeist oder vom Stromnetz bezogen wird.
- ⇨ Ein **PQ-Knoten** kann Wirk- und Blindleistung im 4-Quadranten-Betrieb einspeisen oder beziehen. Es muss hier das Zählpfeilsystem beachtet werden: **Erzeugerzählpfeilsystem** (**EZS**) oder **Verbraucherzählpfeilsystem** (**VZS**).



Um eine eindeutige und von den Zählpfeilsystemen unabhängige Nomenklatur für die Einspeisung oder den Bezug von Blindleistung bezogen auf einen Netzknoten zu verwenden, werden die Begriffe

- **untererregter Betrieb**, d.h. der **Bezug von Blindleistung** und
- **übererregter Betrieb**, d.h. die **Einspeisung von Blindleistung**

verwendet. In der nachfolgenden Tabelle sind in ATPDesigner häufig verwendeten Netzwerkelemente mit der Zuordnung enthalten, ob die in der Netzgrafik oder den Tooltips für diese Netzwerkelemente angezeigten Ströme und Leistungen im Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) oder Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) angegeben werden.

Erzeugerzählpfeilsystem	Verbraucherzählpfeilsystem
▪ **Erzeugungsanlage (DEA)** ▪ **Dezentraler Einspeise (EMT)** ▪ **Netzeinspeisung** ▪ **Synchrongenerator**	▪ **Verbraucherlast** ▪ **Mess/Schutzgerät** ▪ **Leitung** ▪ **Transformator 2-Wicklung** ▪ **Transformator 2/3-Wicklung (BCTRAN)**

Im Falle einer 3-phasig symmetrisch einspeisenden **Erzeugungsanlage (DEA)** führt die Lastflussberechnung eine Lastflussiteration im Mitsystem mit Mitsystemspannung $\underline{U}_1$ und Mitsystemstrom $\underline{I}_1$ durch. Im Falle einer 1/2/3-phasigen ggfs. unsymmetrisch einspeisenden **Erzeugungsanlage (DEA)** wird eine Lastflussiteration im natürlichen System leiterspezifisch, d.h. mit Leiter-Erd-Spannung $\underline{U}_{LE}$ und dem zugehörigen Leiterstrom $\underline{I}_L$ durchgeführt.

Das Netzwerkelement Erzeugungsanlage (DEA) bietet auch die Möglichkeit, den Kurzschlussbetrieb einer Erzeugungsanlage (**LVRT-Betrieb**) nach VDE-AR-N 4110 [18] und VDE-AR-N 4120 [29] zu simulieren. Diese Funktion wird in diesem Kapitel nicht verwendet.

Der stationäre Netzzustand des Stromnetzes mit PQ-Knoten wird mit Hilfe einer **Lastflussberechnung** berechnet, die üblicherweise iterativ als Mehrschrittverfahren ausgeführt wird. Der Iterationsprozess wird beendet, wenn Konvergenz, d.h. die vom Anwender definierte Genauigkeit, erreicht wurde. Wird die maximal zulässige Anzahl von Iterationsschritten erreicht, ohne die vom Anwender definierte Genauigkeit zu erreichen, spricht man von Divergenz.

⇨ Ist die Lastflussberechnung konvergent, so werden in der Netzgrafik und in Tooltips der Netzwerkelemente die Berechnungsergebnisse angezeigt. Darüber hinaus wird ein Bericht im Office Open XML Format [21] generiert und im **Projektverzeichnis** gespeichert, der direkt mit einem Textverarbeitungsprogramm wie z.B. Word eingelesen werden kann.

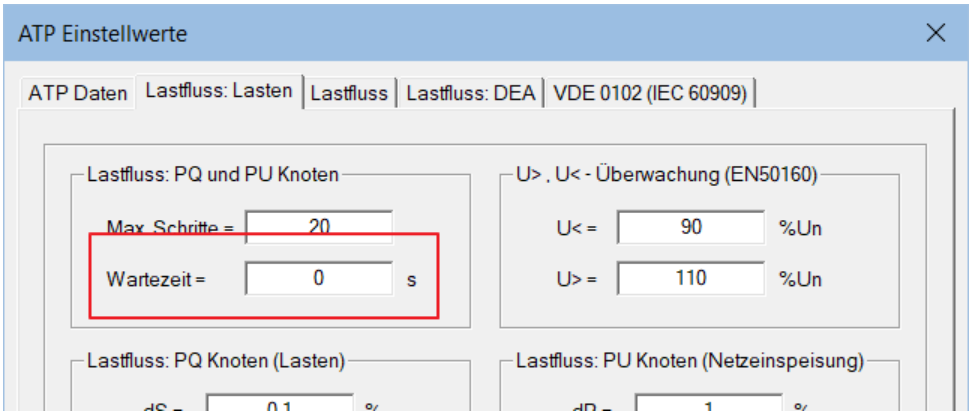


Abbildung 26: Einstellung einer Wartezeit für Computersysteme mit geringer Performance

Bei Computersystemen mit geringer Performance können bei der schnellen Abfolge der Lastflussiterationen zeitbedingte Zugriffsprobleme auf Dateien, die im temporären Verzeichnis des Betriebssystems gespeichert werden, auftreten. Mit Hilfe des Einstellwertes **Wartezeit** kann eine Wartezeit zwischen zwei Schritten der Lastflussiteration eingestellt werden.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **Lastfluss Lasten**

Die von ATPDesigner ausgeführte Lastflussberechnung verwendet zwei unabhängige Algorithmen, um PQ-Knoten wie z.B. die Netzwerkelemente **Verbraucherlast** oder **Erzeugungsanlage (DEA)** in das mathematische Verfahren der Lastflussberechnung zu integrieren. Die beiden unabhängigen Algorithmen können getrennt voneinander ein- oder ausgeschaltet werden. Diese Methodik ist erforderlich, um im Falle einer erweiterten Lastflussberechnung mit Kurzschluss die Vorgaben an den LVRT-Betrieb nach VDE-AR-N 4110 [18] und VDE-AR-N 4120 [29] einzuhalten.

- Hauptmenü **ATP**
  - **Lastfluss: PQ, PU Knoten** Ein/Aus
  - **Lastfluss: DEA** Ein/Aus

Die Optionen **Lastfluss: PQ, PU Knoten** und **Lastfluss: DEA** können durch zwei Toolbar-Schalter oder im Einstelldialog **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **ATP Daten** aktiviert bzw. deaktiviert werden. Darüber hinaus sollten auch die Einstellwerte in den Registerkarten **Lastfluss: Lasten** und **Lastfluss: DEA** des Einstelldialogs **Einstellung Lastflussberechnung** im Hauptmenü **ATP** oder des Einstelldialogs **ATP Einstellwerte** im Hauptmenü **Netzwerk** überprüft und ggfs. geeignet eingestellt werden.

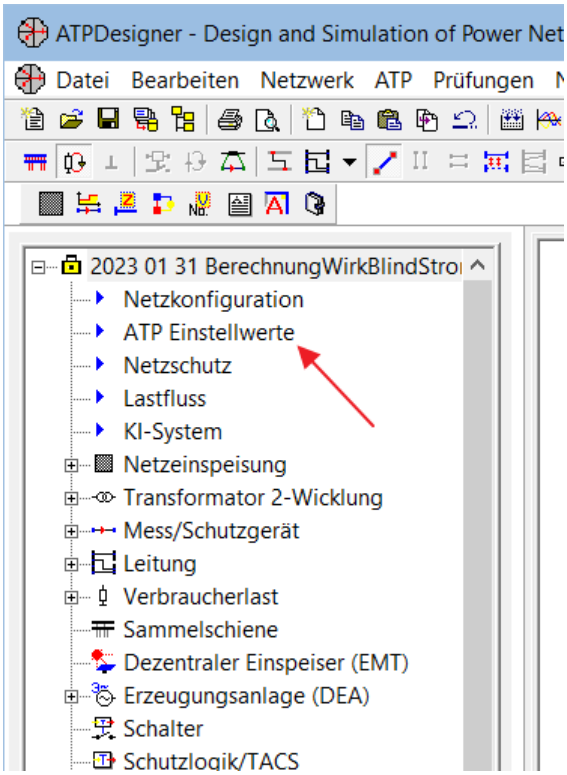


Abbildung 27: Öffnen des Einstelldialogs *ATP Einstellwerte* per Left Mouse Button Double Click

Die nachfolgende Abbildung eines Stromnetzes zeigt ein einfaches, strahlenförmiges Mittelspannungsnetz mit Nennspannung U_n = 20kV, das aus zwei parallel geführten Leitungen vom Leitungstyp NA2XS2Y 3x1x240mm² besteht. Die Versorgung erfolgt aus der vorgelagerten 110kV-Spannungsebene über einen 110/20kV-Transformator der Bemessungsleistung S_{rT} = 31,5MVA. Die Messung von Leiterströmen, Leiter-Erd-Spannungen und Leistungen erfolgt in dem Stromnetz mit mehreren Netzwerkelementen **Mess/Schutzgerät Px**.

Es ist darauf zu achten, dass in der Registerkarte **ATP Daten** in der Gruppe **Lastflussberechnung** die Optionen **Lastfluss: PQ, PU Knoten** und **Lastfluss: DEA** aktiviert sind, um die iterative Anpassung der Verbraucherlast(en) und der Solarstromeinspeisung(en) an die vom Anwender vorgegebenen Einstellwerte zu aktivieren.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **ATP Daten**

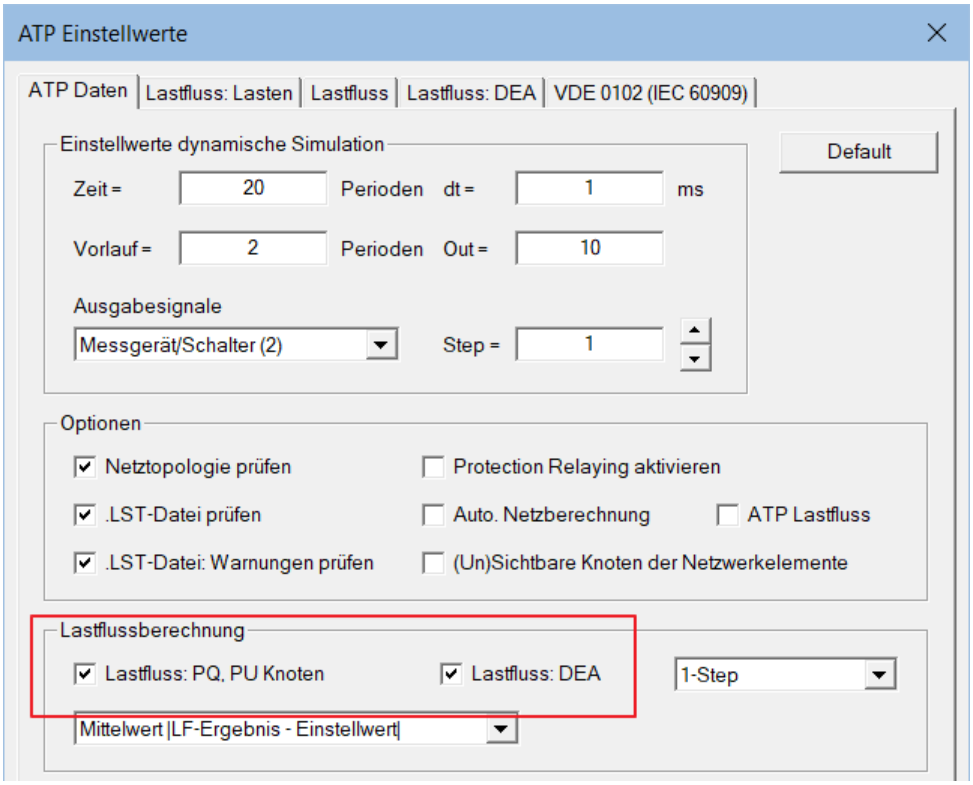


Abbildung 28: Aktivierung der Lastflussberechnung

ATPDesigner ändert iterativ interne Modellwerte für die Netzwerkelemente **Verbraucherlast**, **Netzeinspeisung**, **Erzeugungsanlage (DEA)** sowie die Stufenschalter der Netzwerkelemente **Transformator 2-Wicklung**. Nach jeder iterativen Anpassung wird mit dem Rechenkern ATP eine Berechnung des stationären Netzzustandes ausgeführt. Genauigkeits- und Abbruchbedingungen kontrollieren den Iterationsprozess. Diese Vorgehensweise wird als Stromiteration bezeichnet.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **ATP Einstellwerte**, Registerkarte **ATP Daten**

oder

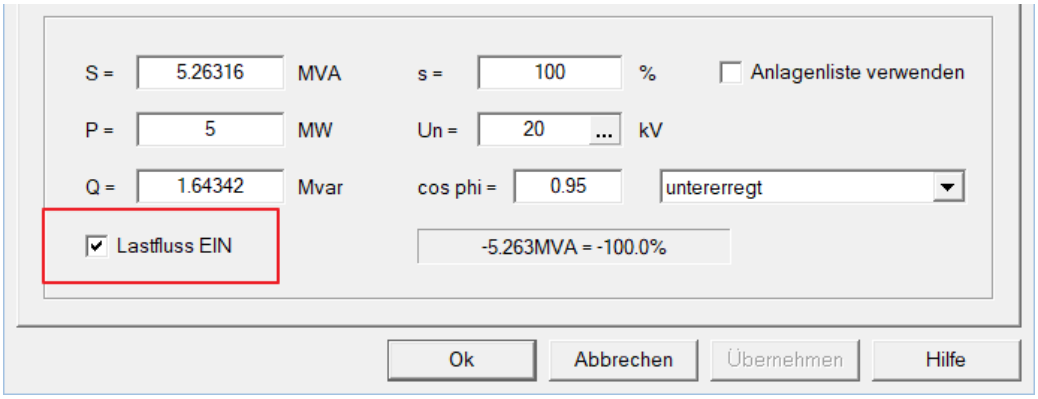
- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Einstellwerte Lastflussberechnung**, Registerkarte **ATP Daten**

oder in den Registerkarten **Lastfluss: Lasten** und **Lastfluss: DEA** der beiden Einstelldialoge.

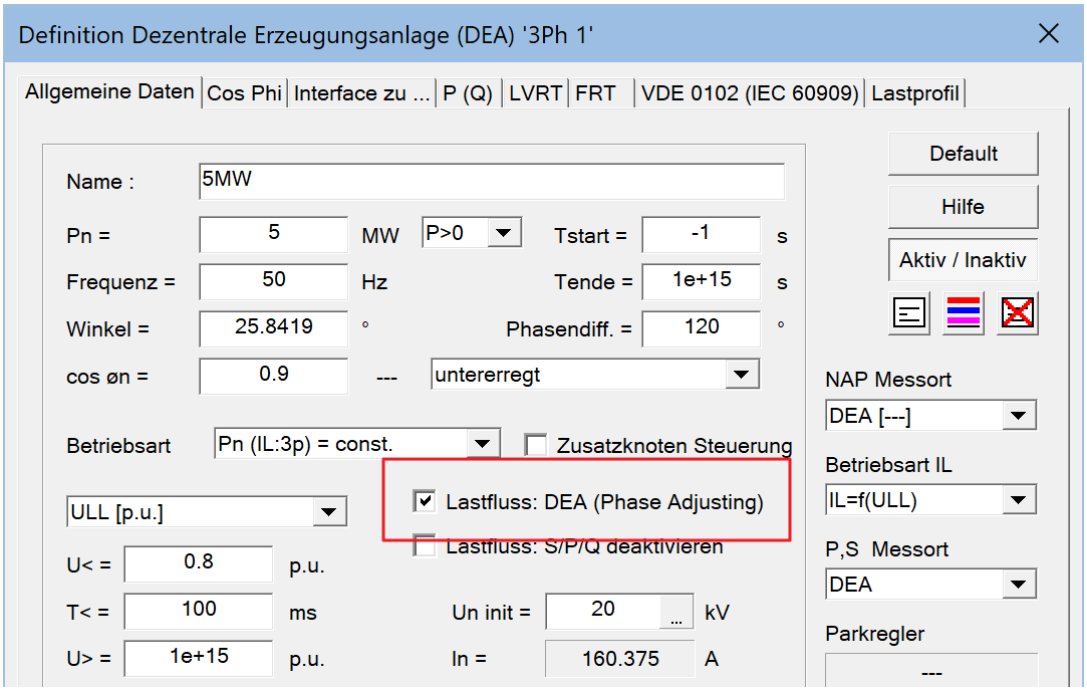
Einstellwert	Aktivierung der Lastflussberechnung für …
Lastfluss: PQ, PU Knoten	▪ **Verbraucherlast** ▪ **Netzeinspeisung** ▪ **Transformator 2-Wicklung** (Stufenschalter mit Spannungsregler)
Lastfluss: DEA	▪ **Erzeugungsanlage (DEA)**

In den Einstelldialogen der Betriebsmittel müssen zusätzliche Einstellwerte berücksichtigt werden.

- Netzwerkelemente **Verbraucherlast** müssen durch die Option **Lastfluss EIN** im Einstelldialog des Betriebsmittels für die Lastflussberechnung aktiviert werden.



- Netzwerkelemente **Erzeugungsanlage (DEA)** müssen durch die Option **Lastfluss: DEA (Phase Adjusting)** im Einstelldialog des Betriebsmittels für die Lastflussberechnung aktiviert werden.



Eine Lastflussberechnung kann mit der **ESC-Taste** abgebrochen werden. Dazu muss die ESC-Taste u.U. über mehrere Sekunden gedrückt werden. In diesem Fall wird in der **Statusleiste** die Anzahl Iterationsschritte **N = 999** und **LF=fehlerhaft** angezeigt.

Abbildung 29: Abbruch des Iterationsprozesses mit *LF=fehlerhaft*

Im Falle der **Konvergenz** der Lastflussberechnung wird in der Statuszeile die Kennung **LF=o.k.** angezeigt.

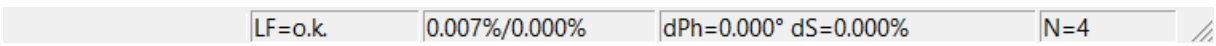


Abbildung 30: Statusleiste im Falle der Konvergenz nach 4 Iterationsschritten

Im Falle der **Divergenz** der Lastflussberechnung wird **LF=fehlerhaft** in der Statuszeile ausgegeben.

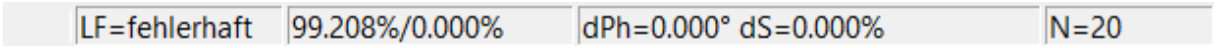
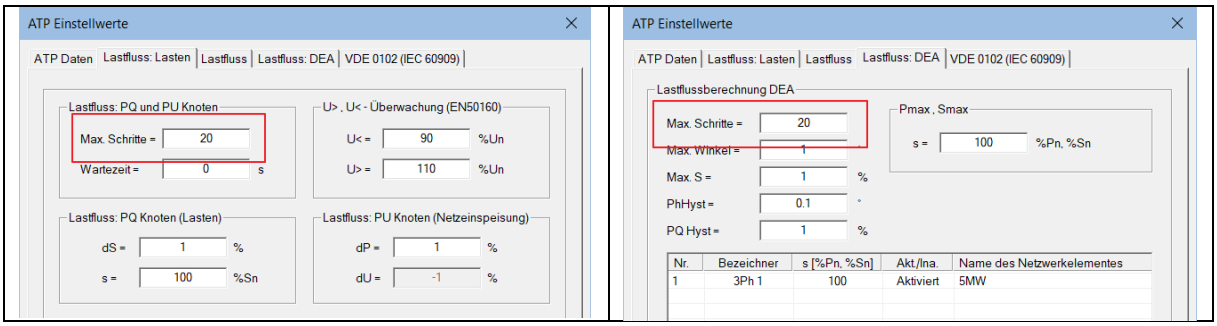


Abbildung 31: Statusleiste im Falle der Divergenz *LF=fehlerhaft*

- Die maximal zulässige Anzahl Iterationsschritte kann für die Netzwerkelemente **Verbraucherlast**, **Netzeinspeisung** und **Transformator 2-Wicklung** in der Registerkarte **Lastfluss: Lasten** und **Erzeugungsanlage (DEA)** in der Registerkarte **Lastfluss: DEA** getrennt eingestellt werden.

  - Hauptmenü **Netzwerk**
  - Menüpunkt **ATP Einstellwerte**, Registerkarten **Lastfluss: Lasten** , **Lastfluss: DEA**



Um das Stromnetz mit ATPDesigner zu erstellen, sind die nachfolgend beschriebenen Schritte durchzuführen.

1. Einen leeren Zeichenbereich erzeugen
   - Hauptmenü **Datei,** Menüpunkt **Neu**
   - **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar-Button
   - **STRG + N**

3. Erstellen des Stromnetzes mit **Drag&Drop** der Netzwerkelemente aus der Registerkarte **Netzwerk** der **Projektinformationen**
   - Netzwerkelement **Netzeinspeisung**
   - Netzwerkelement **2-Wicklungs-Transformator**
   - Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät**
   - Netzwerkelemente **Sammelschiene**
   - Netzwerkelemente **Leitung**
   - Netzwerkelemente **Erzeugungsanlage (DEA)**

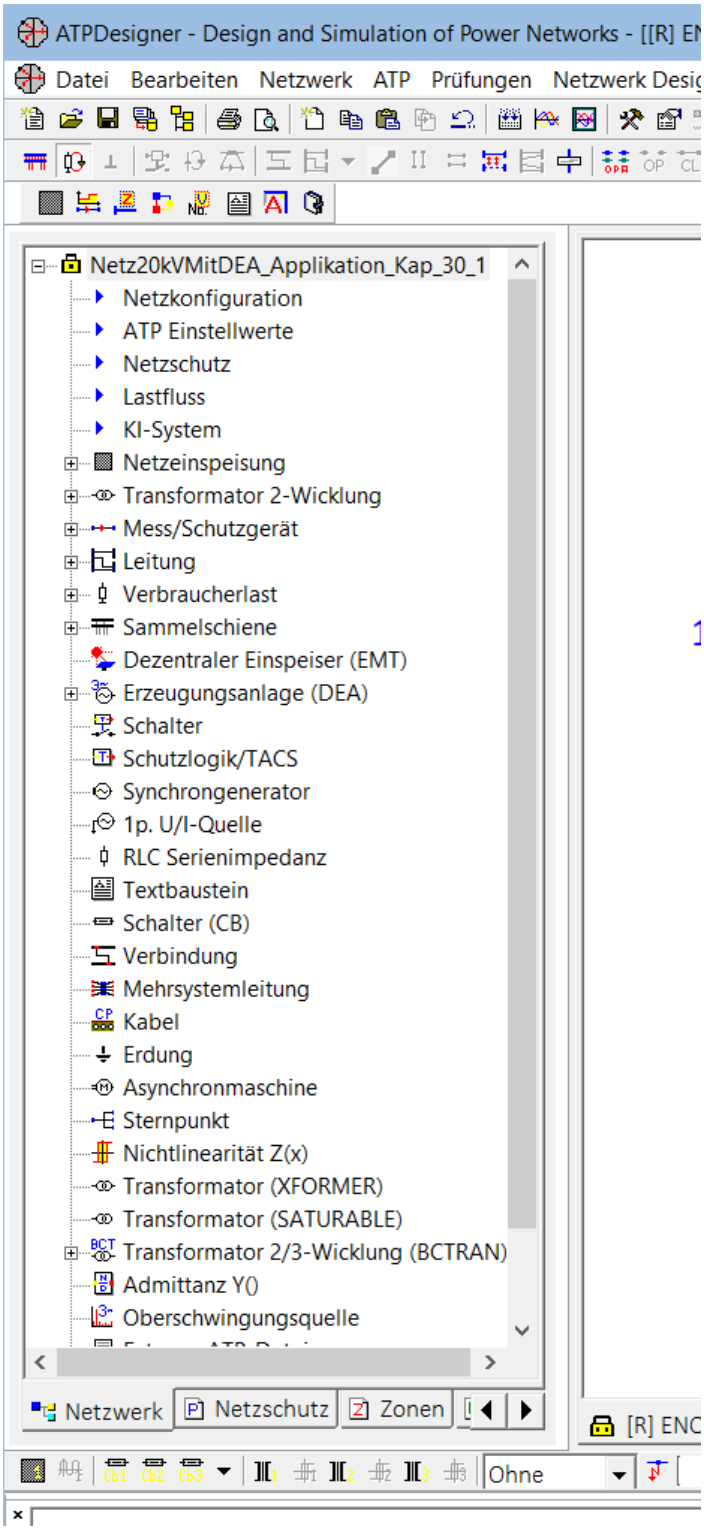


Abbildung 32: Drag&Drop von Netzwerkelementen – Registerkarte *Netzwerk*

Die nachfolgende Abbildung zeigt das Stromnetz (**Netz24_20kVMitPVAnlage.BNET**).

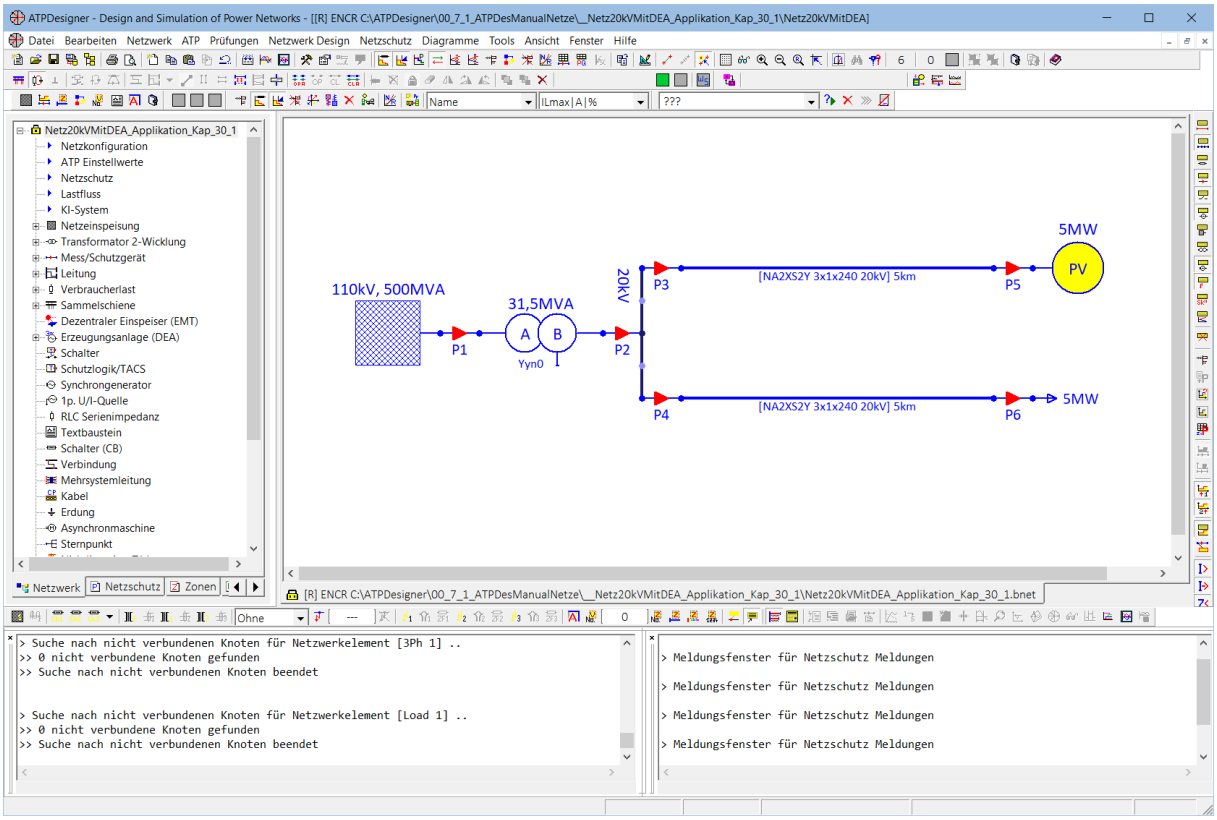


Abbildung 33: 20kV-Mittelpannungsnetz mit Bezugsanlage und Erzeugungsanlage

Im Folgenden wird der Aufbau des Mittelspannungsnetzes und die Einstellung der Betriebsmittel Schritt für Schritt erläutert.

⇨ Es werden nur die Einstellwerte erläutert, die ausgehend von der Grundeinstellung (Default-Werte) geändert werden müssen.

⇨ Die Grundeinstellung (Default) für den gesamten Einstelldialog wird durch einen **Left Mouse Button Click** auf den Button **Default** eingestellt. Sind mehrere Registerkarten in einem Einstelldialog vorhanden, so muss immer der Button **Default** der 1. Registerkarte dazu verwendet werden.

30.3.1 Erstellen des Stromnetzes im Zeichenbereich von ATPDesigner

Mit Drag&Drop werden mit der Maus je ein Netzwerkelement **Netzeinspeisung** und **Mess/Schutzgerät** in den Zeichenbereich gezogen.

1. Mauscursor über den Namen des Netzwerkelementes in der Registerkarte **Netzwerk** in den Projektinformationen positionieren

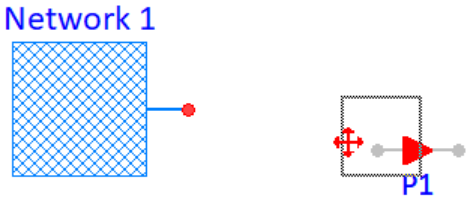
2. Mit gedrückter linker Maustaste ein Netzwerkelement in den Zeichenbereich schieben, linke Maustaste loslassen

3. Die **roten Knoten** zeigen an, dass diese Knoten mit einem anderen Netzwerkelement verbunden werden können. ➔ **hellblaue Zeichenfarbe**

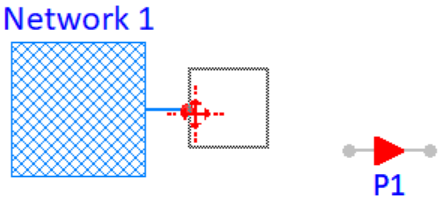
Im nächsten Schritt werden die beiden Netzwerkelemente miteinander verbunden.

4. Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** mit einem **Left Mouse Button Click** auf das grafische Symbol markieren ➔ **graue Zeichenfarbe**

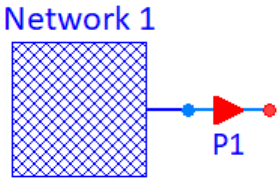
5. Mauscursor mit der Pfeilspitze über den linken roten Knoten des **Mess/Schutzgerät** positionieren, linke Maustaste drücken und gedrückt lassen. Beim Verschieben der Maus wird eine **rote Zieloptik** sichtbar.



6. Den Mauscursor bei weiterhin gedrückter linker Maustaste verschieben, bis die rote Zieloptik sich wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt vergrößert und über dem freien Knoten des Netzwerkelementes **Netzeinspeisung** liegt.



7. Dann die linken Maustaste loslassen. ATPDesigner „rastet“ automatisch die beiden Knoten ein und verbindet die Knoten der Netzwerkelemente intern elektrisch.

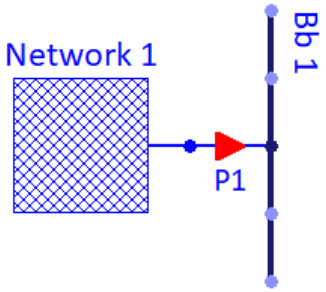


Die beschriebene Vorgehensweise wird für alle Netzwerkelemente fortgesetzt und Schritt für Schritt das Stromnetz aufgebaut. Folgendes ist zu beachten.

- Ein Knoten eines Netzwerkelementes kann nur ein Mal mit einem anderen Knoten eines anderen Netzwerkelementes verbunden werden.

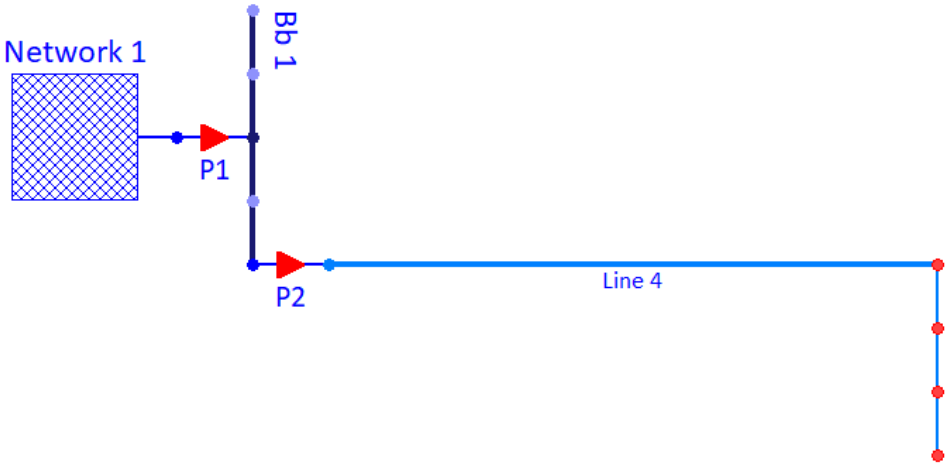
- Muss ein Knoten eines Netzwerkelementes mit mehreren anderen Knoten verbunden werden, muss das Netzwerkelement **Sammelschiene** als Verbinder verwendet werden.

- Das Netzwerkelement **Sammelschiene** stellt aus Sicht der Lastflussberechnung einen einzigen elektrischen Knoten dar, in der Netzgrafik kann dieser elektrische Knoten auf bis zu 20 grafische Knoten aufgeteilt werden. Es ist somit möglich, Knoten von bis zu 20 verschiedenen Netzwerkelementen elektrisch miteinander zu verbinden. Es sind **Einfach- und Doppelsammelschienen** mit Trennschaltern in den Leitungsabgängen und zwischen den Sammelschienen verwendbar.



- Das Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** mit einem **Left Maus Button Click** markiert (**grauer Zeichenfarbe**). Mit **STRG + C** wird das Netzwerkelement in die Zwischenablage kopiert und mit **STRG + P** eine Kopie des Netzwerkelementes in die Netzgrafik eingefügt. Der Referenzname des neuen Netzwerkelementes (in der Kopfzeile des Einstelldialogs in '**…**' zu erkennen) und der anwenderspezifische Name sind geändert, alle anderen Einstellwerte sind gleichgeblieben.

- Das Netzwerkelement **Leitung** kann an beiden Leitungsenden mit bis zu 3 Zusatzknoten parametriert werden. Diese Zusatzknoten bilden zusammen mit dem Hauptknoten eine **interne Sammelschiene** mit bis zu 4 Knoten.



- Netzwerkelemente können nach rechts und links gedreht werden. Dazu muss das Netzwerkelement an allen Knoten nicht verbunden sein.

    - Verbindung des Netzwerkelementes an allen Knoten zu allen anderen Netzwerkelementen trennen ➔ **nicht verbundenes Netzwerkelement**

    - Netzwerkelement mit einem **Left Mouse Button Click** markieren (**graue Zeichenfarbe**)

    - Taste **r** oder ➔ nach **rechts** drehen
    - Taste **l** oder ➔ nach **links** drehen

30.3.2 Öffnen des Einstelldialogs eines Netzwerkelementes

Der Einstelldialog wird durch einen **Left Mouse Button Click** auf das grafische Symbol des Netzwerkelementes geöffnet.

30.3.3 Netzeinspeisung 110kV

Das vorgelagerte 110kV-Hochspannungsnetz wird mit dem Netzwerkelement **Netzeinspeisung** nachgebildet. Das Netzwerkelement kann per **Drag&Drop** mit der linken Maustaste in den Zeichenbereich gezogen werden. Das Netzwerkelement **Netzeinspeisung** ist in der Netzgrafik mit dem Bezeichner **Network 1** (Referenzname **Network 1**) gekennzeichnet.

- ⇨ Der Bezeichner eines Netzwerkelementes kann mit dem Einstellwert **Name** anwenderspezifisch eingestellt werden.

- ⇨ Der Referenzname eines Netzwerkelementes kann vom Anwender nicht geändert werden. Der Referenzname ist in der Kopfzeile des Einstelldialoges **'...'** sichtbar.

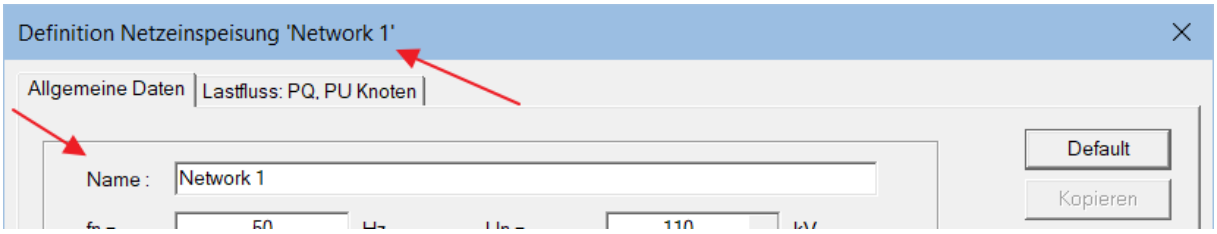


Abbildung 34: Anwenderspezifischer Name und Referenzname eines Netzwerkelementes

Einstellwert	Bedeutung
Un	Nennspannung U_n = 110kV
fn	Netznennfrequenz f_n = 50Hz
Sk	Kurzschlussleistung S_k = 500MVA
Sk min	Minimale Kurzschlussleistung S_{kmin}
Sk max	Maximale Kurzschlussleistung S_{kmax}
Z0 = 2 Z1	Nullimpedanz $\underline{Z}_0 = 2 \cdot \underline{Z}_1$
Ik3	3-poliger Kurzschlussstrom I_{k3} = 2,62kA

ATPDesigner bildet die **Netzeinspeisung** in Anlehnung an VDE 0102 (IEC 60909) [2] mit einer 3-phasigen symmetrischen Spannungsquelle und einer Kurzschlussimpedanz als induktiv gekoppelte RL-Serienimpedanz nach. Wird die Option **Phi (Zk).** deaktiviert, kann der Impedanzwinkel **phi (Zk)** manuell eingestellt werden. Für ein 110kV-Hochspannungsnetze sind Impedanzwinkel $\varphi \approx 60°...80°$ je nach verwendeten Freileitungen üblich.

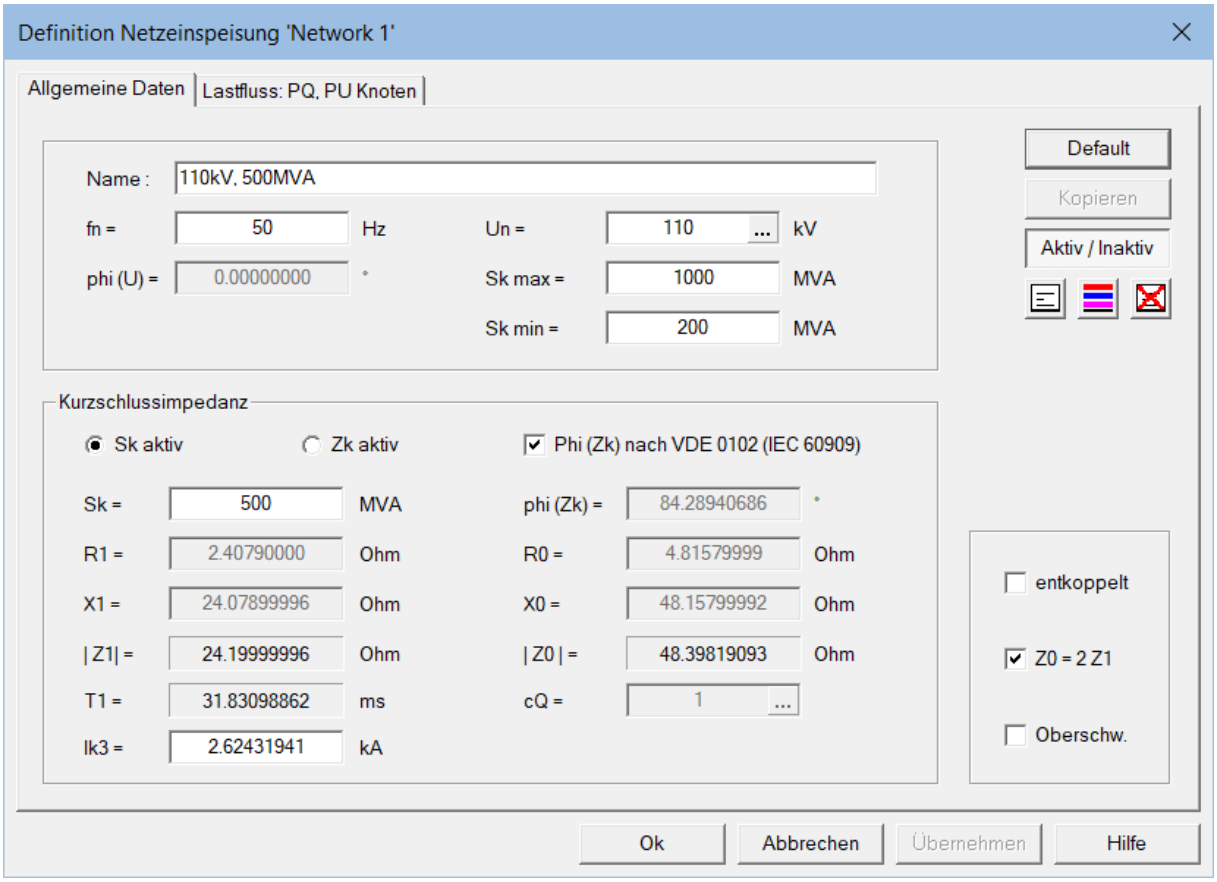


Abbildung 35: Einstelldialog für die 110kV-Netzeinspeisung

30.3.4 Einspeisetransformator 110/20kV

Der Einspeisetransformator vom 110kV-Hochspannungsnetz in das 20kV-Mittelspannungsnetz wird durch das Netzwerkelement **Transformator 2-Wicklung** nachgebildet. Das Netzwerkelement kann per **Drag&Drop** in den Zeichenbereich gezogen werden.

Einstellwert	Bedeutung
Sr	Bemessungsleistung S_r = 31,5MVA
UrA, UrB	Bemessungsspannungen U_{rTOS} = 110 und U_{rTUS} = 20kV
uk	Kurzschlussspannung u_k = 12%
Pk	Kurzschlussverlustleistung P_k = 130kW
Schaltgruppe	Schaltgruppe Yyn0
Sternpunkt	Sternpunkt starr geerdet
X01	Verhältnis Nullreaktanz / Mitreaktanz X_0 / X_1= 5
IL	Leerlaufstrom I_L = 9,09A
iL	Leerlaufstrom i_L = 1%
PL	Leerlaufverlustleistung P_L = 20kW

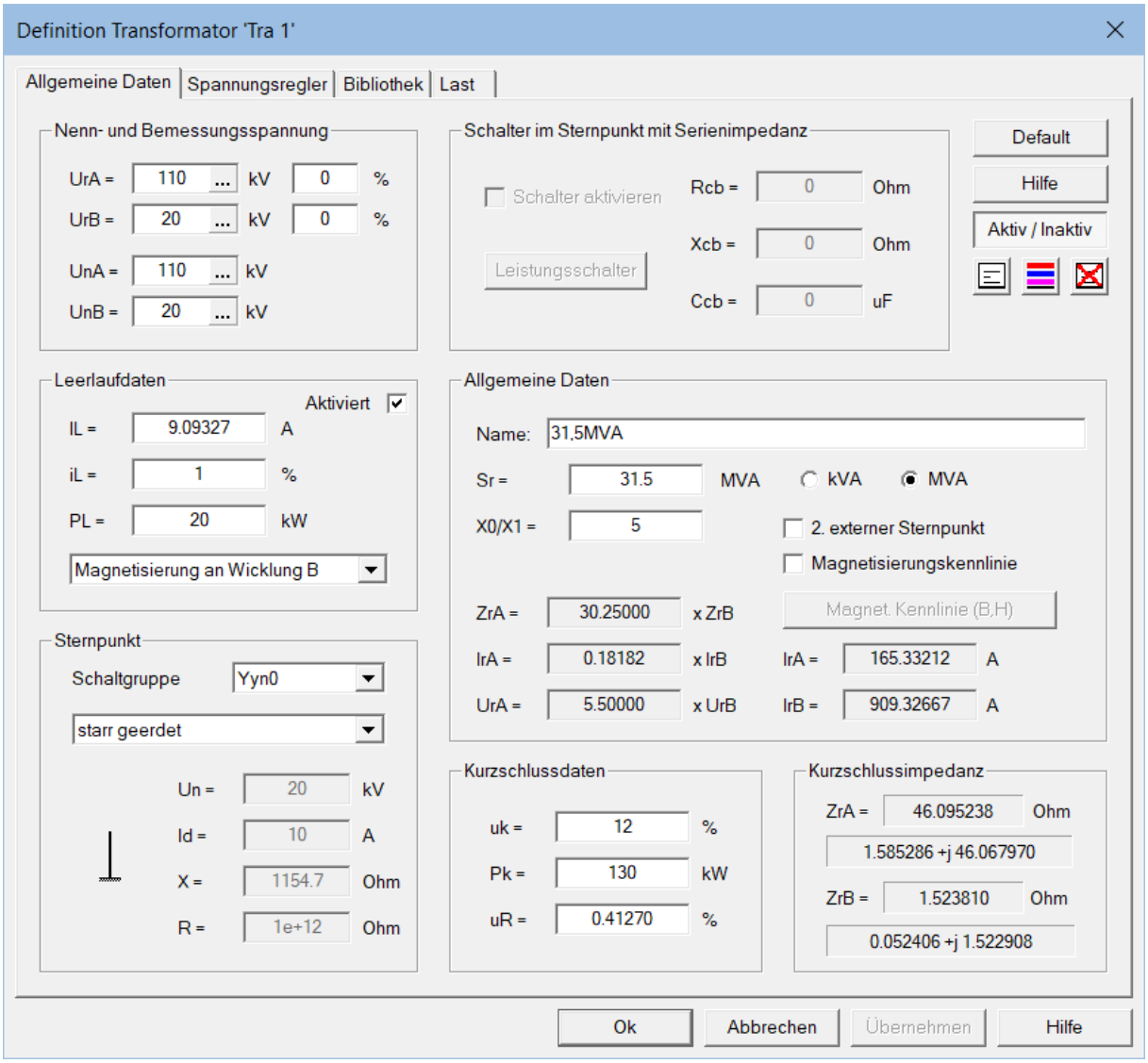
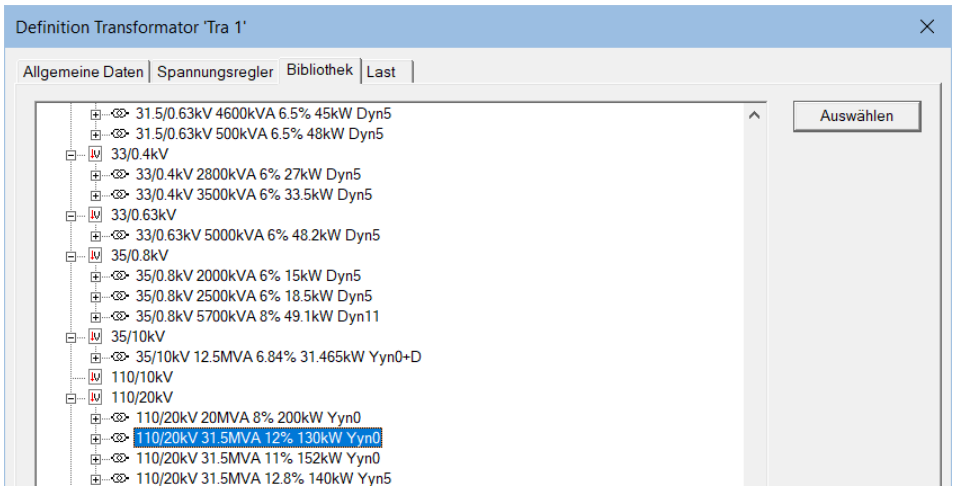


Abbildung 36: Einspeisetransformator 110/20kV, S_{rT} = 31,5MVA, u_k = 12%, P_k = 130kW

Das Netzwerkelement **Transformator 2-Wicklung** ist in der Netzgrafik mit dem Bezeichner **Tra 1** (Referenzname **Tra 1**) gekennzeichnet.

- In der Registerkarte **Bibliothek** kann ein Transformator ausgewählt werden.



Die Auswahl eines Transformatortyps erfolgt mit einem **Left Mouse Button Click** in der Baumstruktur. Die Auswahl muss mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Button **Auswählen** bestätigt werden.

- In der Registerkarte **Spannungsregler** kann der Stufenschalter mit Spannungsregler aktiviert und eingestellt werden.
- In der Registerkarte **Last** kann eine interne Last an der Unterspannungswicklung (Wicklung B) des Transformators aktiviert und eingestellt werden. Es wird das Netzwerkelement **Verbraucherlast** als Teil des Transformators verwendet.

30.3.5 Mess- und Schutzgeräte im Stromnetz

Im nächsten Schritt wird das Hoch- und das Mittelspannungsnetz mit mehreren Netzwerkelementen **Mess/Schutzgerät** ausgestattet. Die Netzwerkelemente können per **Drag&Drop** in den Zeichenbereich gezogen werden. Auch ein Kopieren eines Netzwerkelementes mit **STRG + C** und Einfügen mit **STRG + V** in den Zeichenbereich ist möglich.

Die Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät** sind in der Netzgrafik mit dem Bezeichner **Px** (Referenzname **Prb x**) gekennzeichnet. Mit Hilfe der Netzwerkelemente können Spannungen, Ströme und Leistungen im natürlichen System L123, im 012-System der Symmetrischen Komponenten und im 0αβ-System (Clarke-Komponenten) berechnet und in einem Tooltip angezeigt werden.

⇨ Der Tooltip eines Netzwerkelementes wird nur angezeigt, wenn eine konvergente Lastflussberechnung ausgeführt wurde. Um den Tooltip zu öffnen, muss der **Mauscursor über dem Symbol des Netzwerkelementes** positioniert werden.

⇨ Die Tooltips enthalten Messwerte und wichtige Einstellwerte.

⇨ Die Tooltips können mit den Tooltip Schaltern z.B. der nachfolgenden Toolbar ein- und ausgeschaltet werden.

Schalter	Bedeutung
	Tooltip für Netzwerkelement **Leitung**
	Tooltip für Netzwerkelement **Sammelschien**
	Tooltip für Netzwerkelement **Verbraucherlast**
	Tooltip für Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät**
	Tooltip für Leistungsschalter **Schalter** und **Schalter (CB)**
	Tooltip für Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)**
	Tooltip für Netzwerkelement **Netzeinspeisung**
	Tooltip für Netzwerkelemente **2-Wicklungs-Transformer** und **2/3-Wicklungs-Transformator BCTRAN**

	Tooltip für Netzwerkelement **Generatoren**
	Tooltip für Netzwerkelement **Kurzschluss**
	Tooltip für **Kurzschlussleistung S_k** und **Kurzschlussstrom I_k**
	Tooltip für **Spannungsfall an Sammelschienen**
	Mit dem Toolbar-Button können die oben genannten Tooltips gemeinsam ein- oder ausgeschaltet werden.

Es ist zu beachten die Nennspannung **U_n** korrekt einzustellen, damit der Prozentwert der berechneten Spannungen korrekt im Tooltip angezeigt wird. Darüber hinaus sollte auch ein Nennstrom **I_n** eingestellt werden.

Einstellwert	Bedeutung
Un	Nennspannung U_n = 20kV
In	Nennstrom I_n = 1200A, 600A, 400A, 200A

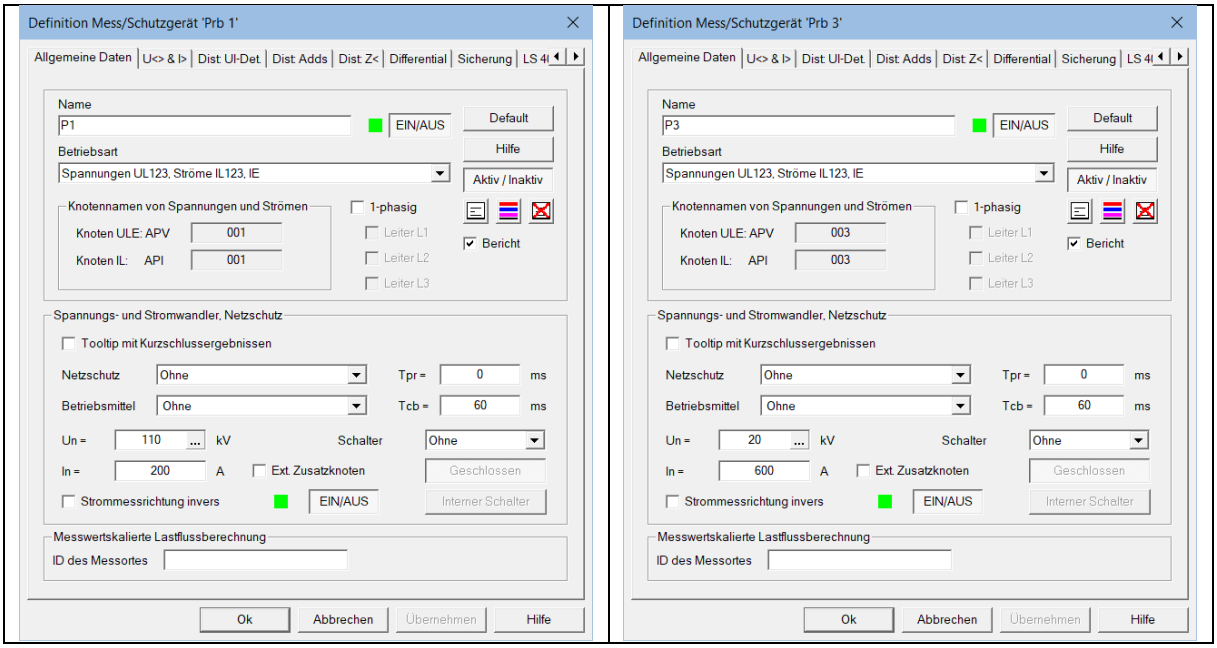


Abbildung 37: Einstelldialoge für die Netzwerkelemente *Mess/Schutzgerät*

30.3.6 Sammelschiene am Einspeisetransformator

Im nächsten Schritt wird eine **Sammelschiene** an das **Mess/Schutzgerät P1** angeschlossen. Das Netzwerkelement kann per **Drag&Drop** in den Zeichenbereich gezogen werden. Das Netzwerkelement **Sammelschiene** ist in der Netzgrafik mit dem Bezeichner **Bb 1** (Referenzname **Bb 1**) gekennzeichnet.

Einstellwert	Bedeutung
Un	Nennspannung U_n = 400V
Name	Bezeichner der Sammelschiene

Es können alternativ auch andere Sammelschienentypen ausgewählt werden.

⇨ Um den Sammelschienentyp zu ändern, muss die Sammelschiene zuerst von allen anderen Netzwerkelementen entkoppelt werden, d.h. es darf kein Knoten der Sammelschiene mit einem Knoten eines anderen Netzwerkelementes verbunden sein.

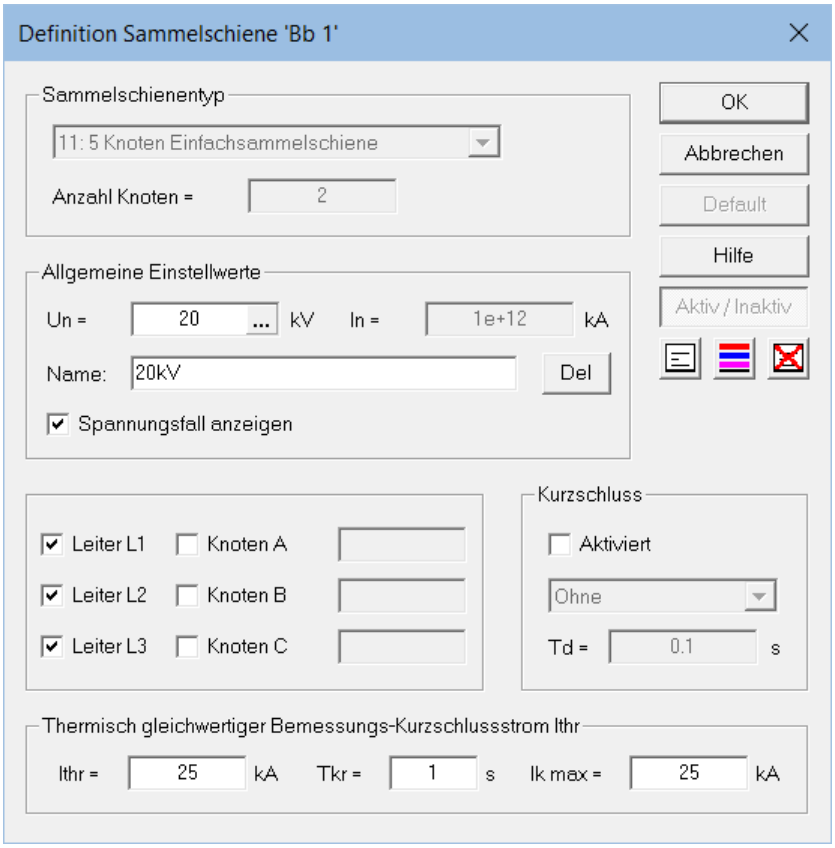


Abbildung 38: Einstelldialog der 20kV-Sammelschiene

30.3.7 Erzeugungsanlage (DEA) als PQ-Knoten

Solarstrom- und Windkraftanlagen werden durch eine 3-phasige symmetrische Stromquelle konstanter Wirkleistung P_n mit dem Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** nachgebildet. Die Blindleistungsbereitstellung kann mit einem konstanten Verschiebungsfaktor cos φ oder einer Kennlinie Q(P) oder Q(U) erfolgen. Das Netzwerkelement kann per **Drag&Drop** in den Zeichenbereich gezogen werden. Das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** ist in der Netzgrafik mit dem Bezeichner **3Ph 1** (Referenzname **3Ph 1**) gekennzeichnet.

In dem vorliegenden Beispiel wird eine phasen- und leistungsgeregelte Stromquelle als Modell eines Netzstromrichters verwendet. Es werden die Einstellwerte des Einstelldialogs in der Registerkarte **Allgemeine Daten** verwendet.

Einstellwert	Bedeutung
P_n	Nennwirkleistung P_n = 5MW
cosØn	Verschiebungsfaktor cos φ = 0,98 unterregt
Betriebsart	Betriebsart **Pn (IL:3p) = const.** d.h. symmetrische, 3-phasige Stromquelle mit konstanter Wirkleistungseinspeisung ins Mitsystem
Un init	Nennspannung am Netzanschlusspunkt (NAP) U_n = 20kV

Imax = 120%	Strombegrenzung der Leiterströme 120% I_n
Betriebsart cos phi	In der Betriebsart **cos phi = const.** wird ein konstanter Verschiebungsfaktor am Netzanschlusspunkt (NAP) eingestellt.
Betriebsart IL	In der Einstellung **IL=f(ULL)** wird der Mittelwert der Leiter-Leiter-Spannungen, die am Netzanschlusspunkt (NAP) gemessen werden, zur Leistungsregelung verwendet.
Lastfluss DEA: (Phase Adjusting)	Die Option muss aktiviert sein, um die Erzeugungsanlage in der Lastflussberechnung zu berücksichtigen.
U<> - Überwachung	Die **Unter- und Überspannungsüberwachung U< und U>** wird zur Überwachung der Leiter-Leiter-Spannungen am Netzanschlusspunkt (NAP) der Erzeugungsanlage auf ±2%U_n (1,02p.u. und 0,98p.u.) und die Betriebsart **ULL [p.u.]** eingestellt. Die Staffelzeiten **T<** und **T>** werden nur dann bewertet, wenn eine Über- oder Unterspannung berechnet wird.
NAP Messort = DEA […]	Der Messort der Spannungen und Ströme, der für die Lastflussberechnung verwendet wird, ist der Netzanschlusspunkt (NAP) der Erzeugungsanlage. Als Alternative kann ein beliebiges **Mess/Schutzgerät** verwendet werden.

Nachfolgend wird erläutert, wie das Modell der **Erzeugungsanlage (DEA)** in der Lastflussberechnung verwendet wird.

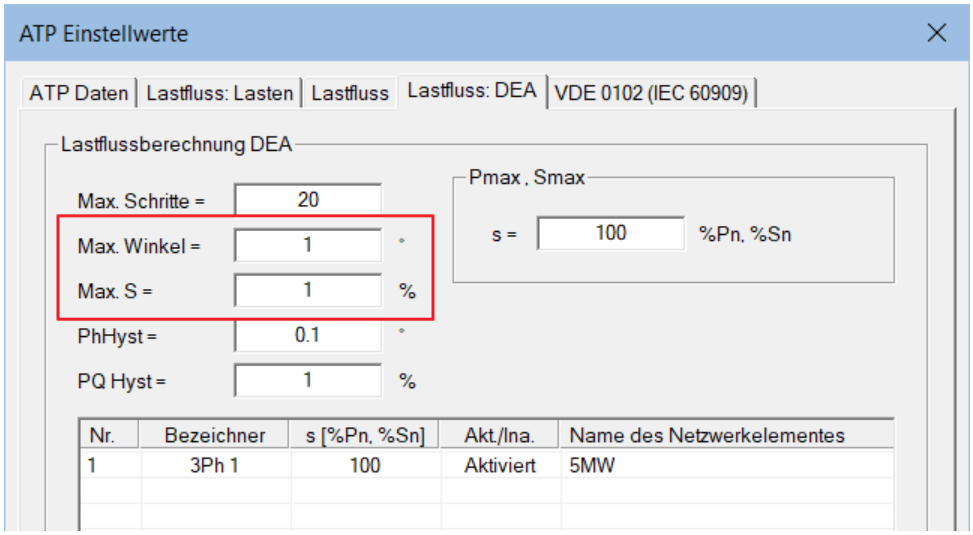
1. Ausgehend von dem Initialisierungswert **Un init** der Nennspannung am Netzanschlusspunkt (NAP) wird der Betrag der Leiterströme $\underline{I}_{L123}$ jeder aktiven Stromquelle berechnet und für die nachgelagerte Berechnung des stationären Netzzustandes verwendet.

2. In der Betriebsart **Pn (IL:3p) = const.** wird die Lastflussberechnung im Mitsystem durchgeführt. Vor jedem Iterationsschritt des Lastflussberechnung wird der Betrag der Leiterströme aus der vorgegebenen Wirkleistung P_n und dem Betrag der Mitsystemspannung $\underline{U}_1$ berechnet. Der Betrag der Mitsystemspannung ist das Ergebnis des letzten Iterationsschrittes des Lastflussberechnung.

$$\underline{U}_1 = \frac{\underline{U}_{L1} + \underline{a} \cdot \underline{U}_{L2} + \underline{a}^2 \cdot \underline{U}_{L3}}{3}$$

3. ATPDesigner kontrolliert den Iterationsprozess durch Bewertung der Genauigkeit des berechneten Verschiebungsfaktors cos φ und der berechneten Scheinleistung $\underline{S}$ für alle im Stromnetz vorhandenen Erzeugungsanlagen mit aktiver Option **Lastfluss DEA (Phase Adjusting)**. Die zu Genauigkeit kann im Einstelldialog **ATP Daten** Registerkarte **Lastfluss: DEA** eingestellt werden.

   - Hauptmenü **Netzwerk**
   - Menüpunkt **ATP Einstellwerte**, Registerkarten **Lastfluss: Lasten** , **Lastfluss: DEA**



Einstellwert	Bedeutung
Max. Winkel	Maximal zulässige Winkelabweichung der berechneten Phasenverschiebung φ zwischen Mitsystemspannung $\underline{U}_1$ und Mitsystemstrom $\underline{I}_1$
Max. S	Maximal zulässige Abweichung zwischen der eingestellten und der berechneten Scheinleistung $\underline{S}$

Weitere Details werden in [Bd. 2] im Kapitel z.B. des Netzwerkelementes **Erzeugungsanlage (DEA)** erläutert.

4. Der Einstellwert des globalen Teillastfaktors **s** in der Gruppe **Pmax, Smax** wird für die Berechnung der eingespeisten Scheinleistung $\underline{S}$ für alle Netzwerkelemente **Erzeugungsanlagen (DEA)** des Stromnetzes mit aktiver Option **Lastfluss DEA (Phase Adjusting)** verwendet.

Füllfarbe und Kurzbezeichner des grafischen Symbols der Erzeugungsanlage wird mit dem Einstellwert **Betriebsart** in der Registerkarte **Lastprofil** eingestellt. Es muss darauf geachtet werden, dass die Option **Energieanalyse aktivieren** wie im nachfolgenden Abbildung dargestellt deaktiviert ist.

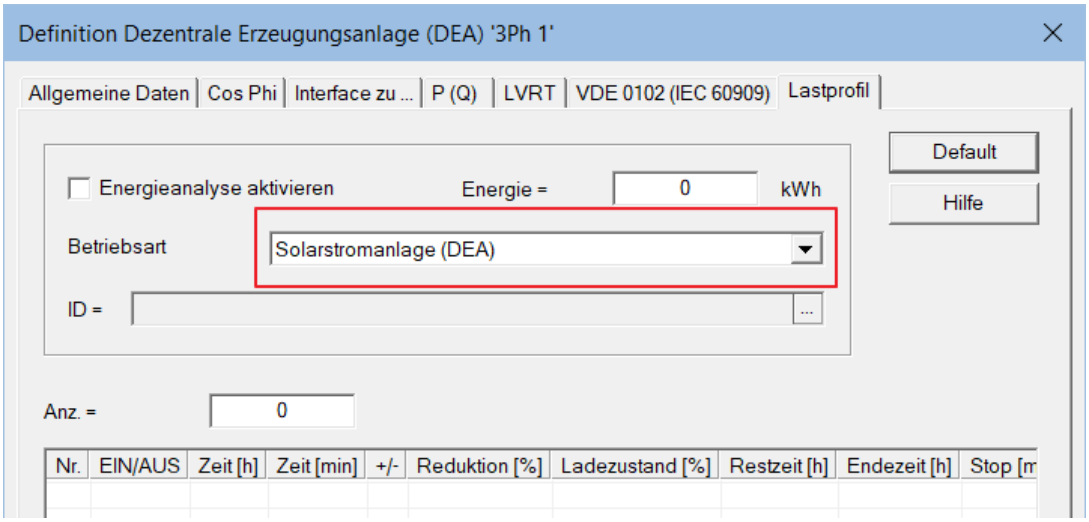


Abbildung 39: Einstellwert des grafischen Symbols

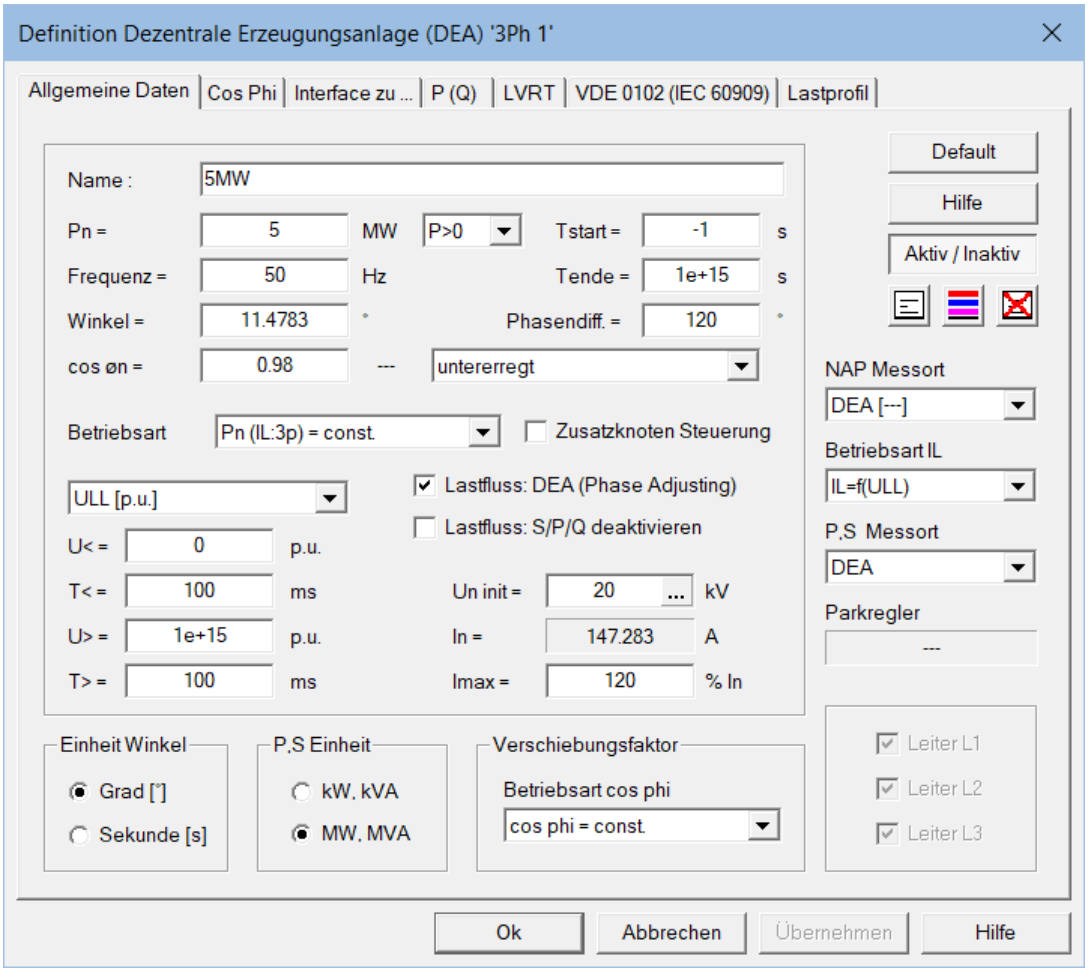


Abbildung 40: Einstelldialog *Erzeugungsanlage (DEA)*

Wie die Einstellwerte der **Erzeugungsanlage (DEA)** zeigen, ist eine Strombegrenzung des Netzstromrichters eingestellt.

$$I_{Lmax} = I_{max} \cdot I_n = 120\% \cdot 147,28A = 176,74A$$

Die Strombegrenzung ist im fehlerfreien Normalbetrieb des Stromnetzes eher ohne Bedeutung. Im Falle eines Netzkurzschlusses begrenzt die Strombegrenzung die Stromeinspeisung der **Erzeugungsanlage (DEA)**.

Als Phasenverschiebung **Winkel** bzw. **Verschiebungsfaktor cos φ = cosØn** kann ein beliebiger Wert [0…1] eingestellt werden. Zusätzlich muss die Betriebsart **untererregt** oder **übererregt** in der Auswahlliste eingestellt werden. Als Ergebnis der Lastflussberechnung ergibt sich ein untererregter **Blindleistungsbezug** oder eine übererregte **Blindleistungseinspeisung**. Das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** verwendet das Erzeugerzählpfeilsystem (EZS).

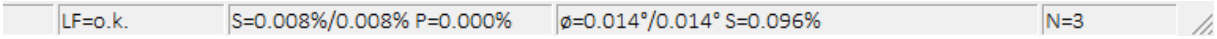


Abbildung 41: Genauigkeiten der Iteration bei Konvergenz

Grundsätzlich kann eine Divergenz der Lastflussberechnung nicht ausgeschlossen werden. Es ist daher nach Ende der Lastflussberechnung immer zu kontrollieren, ob die eingestellte Genauigkeit erreicht wurde.

Die Abbildung zeigt links in der Statuszeile die mittlere/maximale Genauigkeit **S=0.008%/0.008%** für die Netzwerkelemente der Option **Lastfluss: PQ, PU Knoten** und die mittlere/maximale Phasenabweichung **ϕ=0.014°/0.014°** und die maximale Abweichung der als konstant definierten Einspeiseleistung **S=0.096%** für die Netzwerkelemente der Option **Lastfluss: DEA**. Zusätzlich wird die Anzahl Iterationsschritte **N=3** angezeigt.

30.3.7.1 Dezentrale Erzeugungsanlagen im Kurzschlussbetrieb (LVRT-Betrieb)

Dezentrale Erzeugungsanlagen müssen nach Anforderung des Netzbetreibers und der Anwendungsrichtlinien VDE-AR-N 4xxx [4] im Kurzschlussbetrieb des Stromnetzes Blindstrom zur Spannungsstützung und zur Sicherstellung des selektiven Kurzschlussschutzes einspeisen. Das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** kann für die Berechnung stationärer Netzzustände so eingestellt werden, dass die Anforderungen für den LVRT-Betrieb grundsätzlich berücksichtigt werden. In der Grundeinstellung ist der LVRT-Betrieb für das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** in dem vorliegenden Beispiel deaktiviert, d.h. **AUS** geschaltet.

- Gruppe **LVRT EIN/AUS**: **AUS**

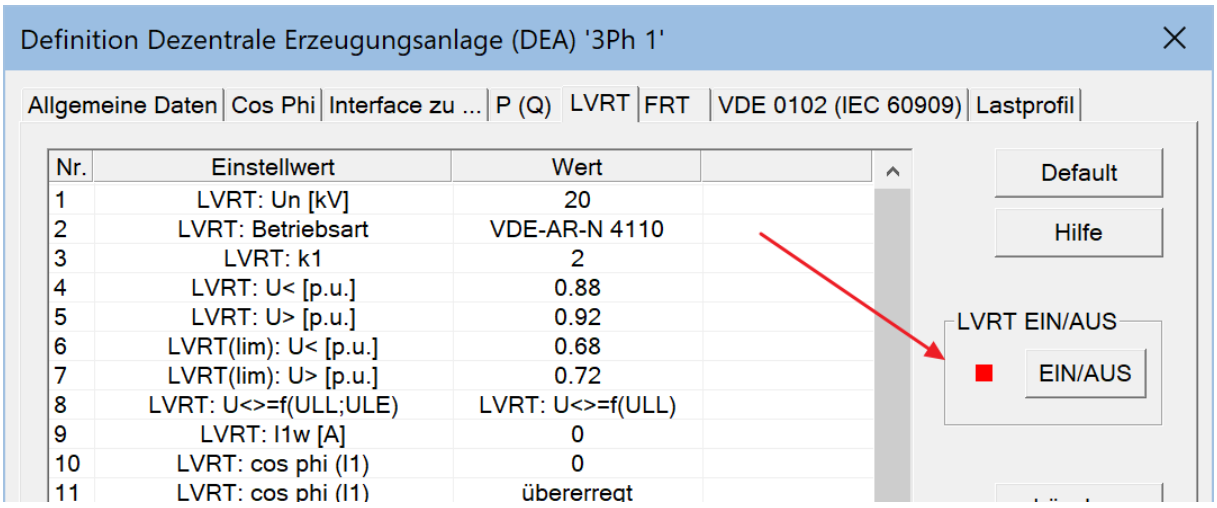


Abbildung 42: *Erzeugungsanlage (DEA)* – Registerkarte *LVRT*

30.3.8 Verbraucherlast als PQ-Knoten

Das Netzwerkelement **Verbraucherlast** kann als PQ-Knoten in der Lastflussberechnung verwendet werden.

Einstellwert	Bedeutung
Un	Nennspannung U_n = 20kV
P	Wirkleistung P_n = 5MW
cos phi	Verschiebungsfaktor cos φ = 0,98 untererregt

Lastfluss EIN	Option **Lastfluss EIN** aktiv, d.h. das Netzwerkelement wird in der Lastflussberechnung als PQ-Knoten verwendet
starr geerdet	Sternpunkt **starr geerdet**
Betriebsart	**Serienimpedanz (Y)**

Eingabe der Daten in folgender Reihenfolge.

1. Nennspannung U_n
2. Verschiebungsfaktor cos phi
3. Betriebsart untererregt oder übererregt
4. Wirkleistung P

Durch die vorgegebene Reihenfolge berechnet ATPDesigner automatisch Scheinleistung und Blindleistung und die Lastimpedanz $\underline{Z} = R + jX$. Werden Wirkleistung P oder Verschiebungsfaktor cos φ geändert, werden die anderen Einstellwerte der **Verbraucherlast** automatisch neu berechnet.

Die Information rechts neben der Option **Lastfluss EIN** gibt die prozentuale Abweichung der in der letzten stationären Netzberechnung wirksamen Scheinleistung der Last bezogen auf den Einstellwert S an. Als Grundeinstellung d.h. vor dem Start der Lastflussberechnung wird hier ein negativer Wert von -100% angezeigt.

Das grafische Symbol der Netzwerkelemente **Verbraucherlast** kann mit dem Toolbar-Button zwischen dem Pfeilsymbol und dem Widerstandssymbol umgeschaltet werden.

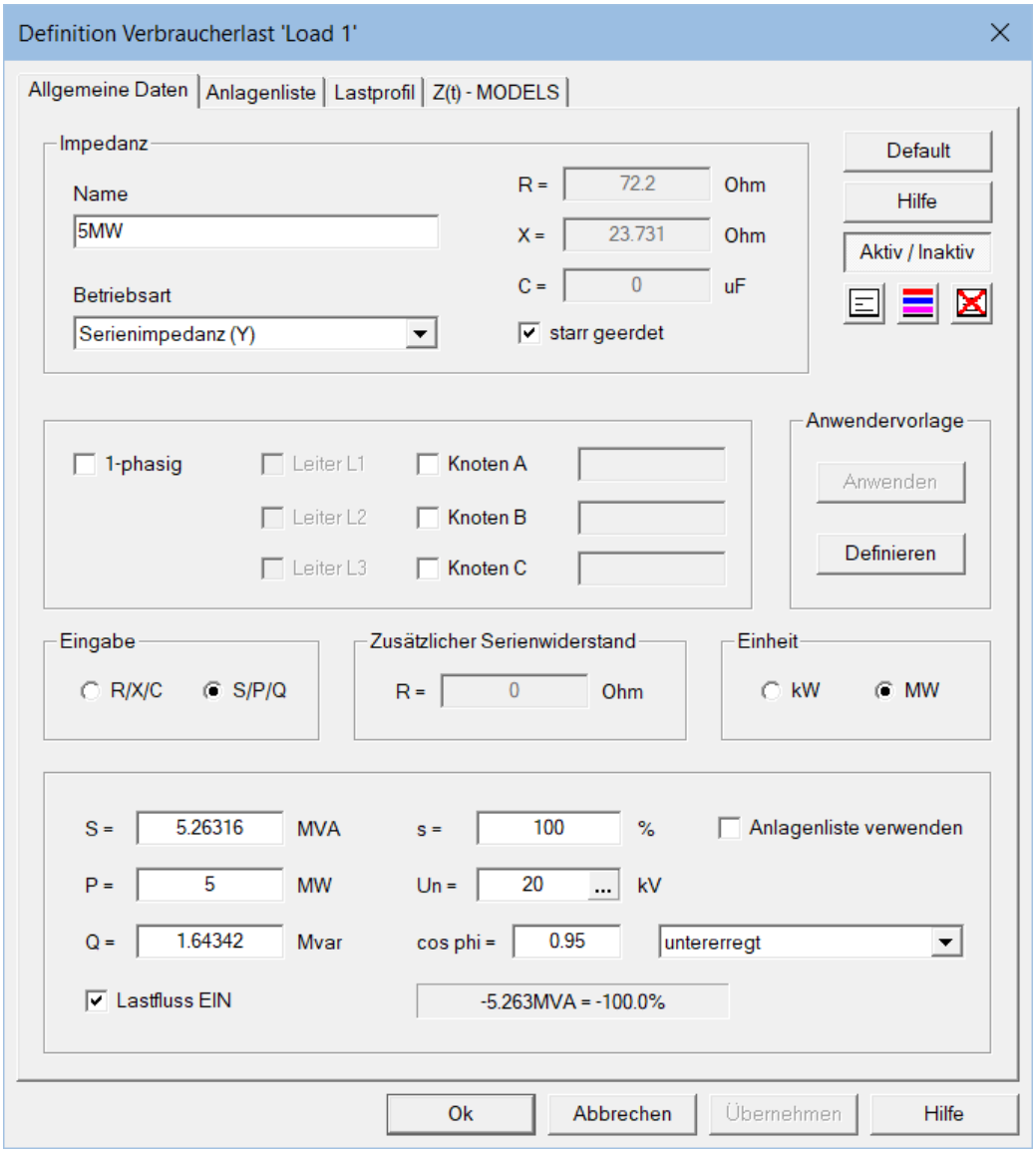


Abbildung 43: Einstelldialog *Verbraucherlast* als Bezugsanlage

30.3.9 Lastflussberechnung - Einstellwerte

Der Netzzustand eines Stromnetzes wird üblicherweise mit Hilfe der Netzberechnungsmethode **Lastflussberechnung** berechnet. Folgende Vorgehensweise ist üblich.

1. Erstellen des Stromnetzes mit den Betriebsmitteln im Zeichenbereich
2. Einstellwerte der Netzwerkelemente (Betriebsmittel) in den Einstelldialogen definieren
3. Einstellwerte der Lastflussberechnung definieren
4. Lastflussberechnung ausführen
5. Bericht der Lastflussberechnung öffnen und auswerten

Die Lastflussberechnung muss in den Einstelldialogen **ATP Einstellwerte** oder **Einstellung Lastflussberechnung** für die Netzwerkelemente (Betriebsmittel) aktiviert werden.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **ATP Einstellwerte**

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **ATP Einstellwerte**

- Option **Lastfluss: PQ, PU-Knoten** aktiv
- Option **Lastfluss: DEA** aktiv
- Auswahlliste **1-Step**

Zusätzlich kann in den Registerkarten **Lastfluss: Lasten** und **Lastfluss: DEA** die Konvergenzgenauigkeit und eine maximale Anzahl von Iterationsschritten eingestellt werden.

- **Lastfluss: Lasten** : dS = 0.1%, dP = 1%
- **Lastfluss: DEA** : Max. Phase = 0.1°, Max S = 1%, PhHyst = 0.1°

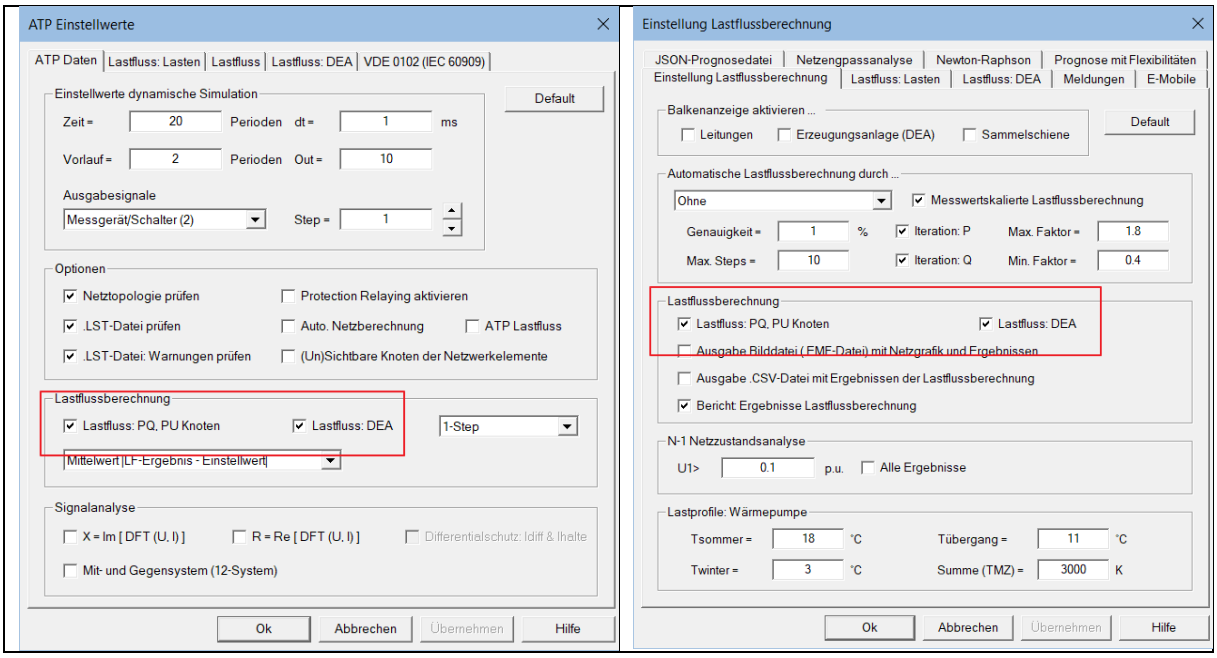


Abbildung 44: Einstellungen der Lastflussberechnung

30.3.10 Lastflussberechnung - Starten

Die Lastflussberechnung kann mit einem Toolbar-Button, mit einem Menüpunkt oder einem Tastenkürzel gestartet werden.

- Hauptmenü **ATP**, Menüpunkt **Netzberechnung starten**
- Toolbar-Button
- Tastenkürzel **STRG + E**

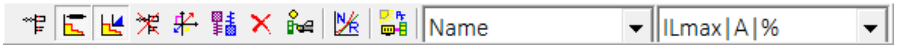


Abbildung 45: Toolbar zum Start einer Lastflussberechnung (Lastfluss-Toolbar)

Toolbar-Button	Bedeutung
	Start der Lastflussberechnung
	Lastflussberechnung für Netzwerkelemente (Betriebsmittel) aktivieren ▪ **Verbraucherlast** ▪ **Netzeinspeisung** ▪ **Transformator 2-Wicklung** (Stufenschalter mit Spannungsregler berücksichtigen, falls aktiviert)
	Lastflussberechnung für Netzwerkelemente (Betriebsmittel) aktivieren ▪ **Erzeugungsanlage (DEA)**
	Ergebnisse der Lastflussberechnung in der Netzgrafik entfernen
	Zeigerdiagramm für ein Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** in einem Diagramm anzeigen
Name	Anzeige von Textelementen an Leitungen Die ausgewählten Textelemente werden nur angezeigt, wenn keine Ergebnisse der Lastflussberechnung in der Netzgrafik angezeigt werden.
ILmax|A|%	Anzeige von Ergebnissen der Lastflussberechnung an Leitungen Die Ergebnisse werden nur angezeigt, wenn vorher eine konvergente Lastflussberechnung ausgeführt wurde..

30.3.11 Suchen von Netzwerkelementen in der Netzgrafik

Mit Hilfe der Toolbar können Texte und Bezeichner in der Netzgrafik gesucht werden. Netzwerkelemente, die gefunden wurden, werden mit einer **roten Markierungsfläche** markiert. Der Suchbegriff wird intelligent ausgewertet. So werden z.B. Leerzeichen und Groß-/Kleinschrift ignoriert.

Abbildung 46: Toolbar zur Suche eines Netzwerkelementes

Toolbar-Button	Bedeutung
Tra 1	Eingabe des Suchtextes Der Suchtext wird in der Auswahlliste gespeichert und kann beim nächsten Suchen wiederverwendet werden. Bei Programmende werden alle Suchbegriffe, die in der

	Auswahlliste gespeichert sind, in der Registrierungsdatenbank des Betriebssystems (Registry) gespeichert. Bei Programmstart wird die Registrierungsdatenbank des Betriebssystems (Registry) ausgelesen und in der Auswahlliste der Suchbegriffe gespeichert.
	Start der Suche Wenn das Netzwerkelement gefunden wurde, wird es mit einer roten Markierungsfläche markiert
	Die rote Markierungsfläche wird aus der Netzgrafik entfernt.
	Die Suche wird fortgesetzt.
	Die Auswahlliste der Suchtexte wird gelöscht. Bei Programmende werden daher auch die Suchtexte in der Registrierungsdatenbank des Betriebssystems (Registry) gelöscht.

In der nachfolgenden Abbildung ist der Transformator mit der **roten Markierungsfläche** markiert.

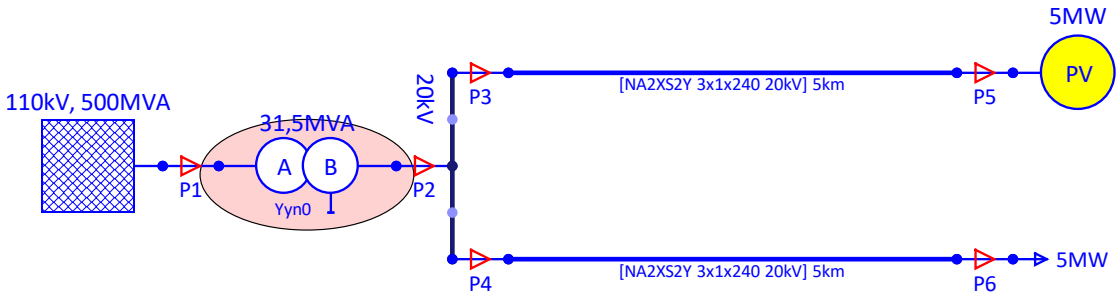


Abbildung 47: Ergebnis der Suche nach einem Transformator „Tra 1“

30.3.12 Ergebnisse der Lastflussberechnung in ATPDesigner

Die wichtigsten Ergebnisse einer Lastflussberechnung werden direkt in der Netzgrafik von ATPDesigner angezeigt. Die Ergebnisse werden nur angezeigt, wenn die Lastflussberechnung konvergent ist. Im Falle der **Konvergenz** der Lastflussberechnung wird in der Statuszeile die Kennung **LF=o.k.** angezeigt.

Die nachfolgende Abbildung zeigt das Stromnetz mit den Ergebnissen der Lastflussberechnung in der Netzgrafik.

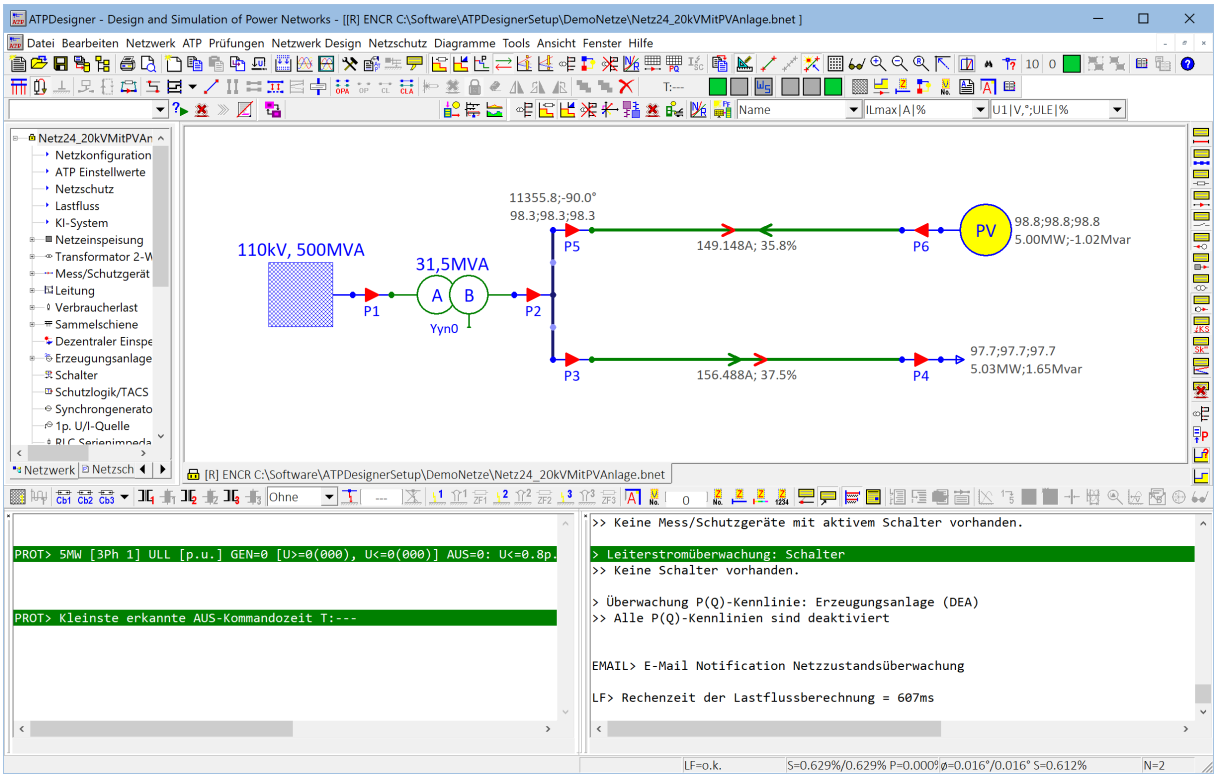


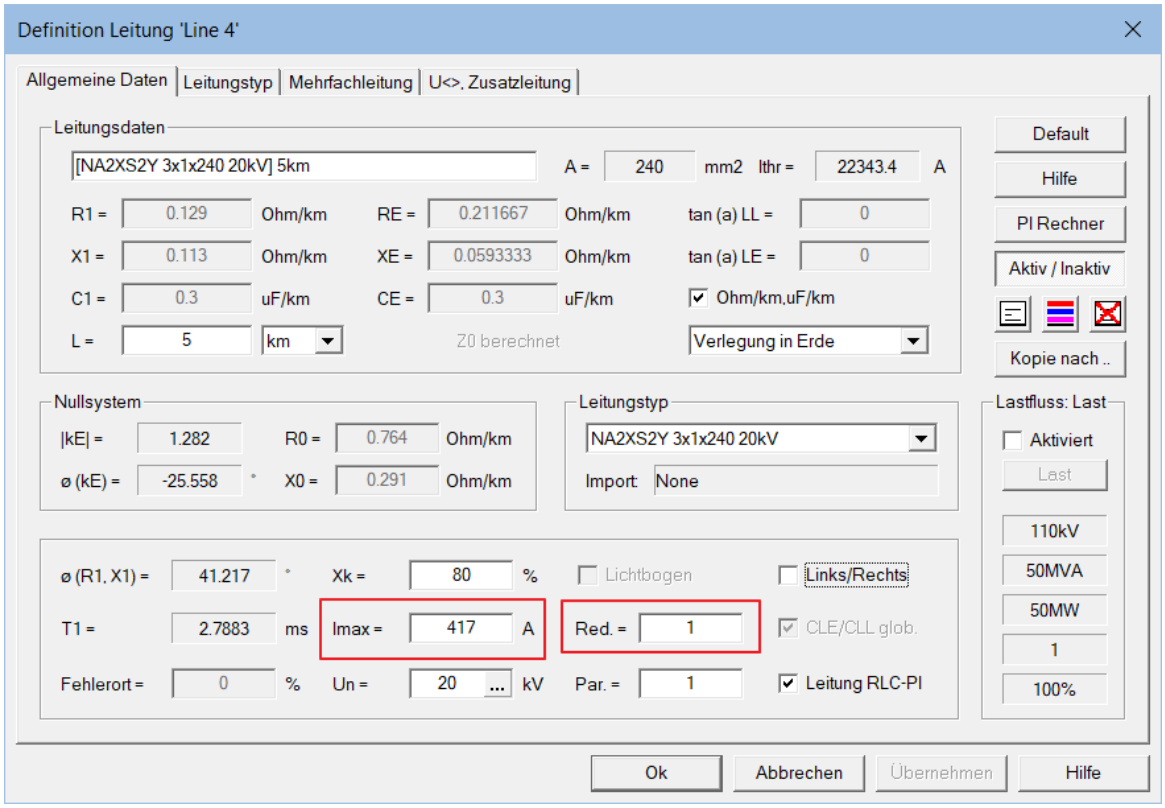
Abbildung 48: Ergebnisse der Lastflussberechnung in ATPDesigner in der Netzgrafik

Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)**
- Betrag der Leiter-Erdspannungen in $\%U_n/\sqrt{3}$
- Wirkleistung P und Blindleistung Q (im Erzeugerzählpfeilsystem (EZS))

Netzwerkelement **Sammelschiene**
- Betrag der Mitsystemspannung in V
- Absoluter Phasenwinkel der Mitsystemspannung in °
- Beträge der Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_{L1}$, $\underline{U}_{L2}$ und $\underline{U}_{L3}$ in $\%U_n/\sqrt{3}$

Netzwerkelement **Leitung**
- Betrag des maximalen Leiterstroms $\underline{I}_{L1}$, $\underline{I}_{L2}$ oder $\underline{I}_{L3}$ in A
- Betrag des maximalen Leiterstroms $\underline{I}_{L1}$, $\underline{I}_{L2}$ oder $\underline{I}_{L3}$ in %
  Zur Berechnung des maximalen Leiterstroms in % werden die Einstellwerte **Imax** und **Red.** aus dem Einstelldialog des Netzwerkelementes verwendet.

$$I_{max}\left[\%\right] = \mathrm{Imax} \cdot \mathrm{Red.}$$



Der Wert des Einstellwertes **Imax** entspricht im Falle von Leitungstypen, die nach VDE 0276 [11] definiert sind, dem in der Norm angegebenen Bemessungsstrom I_r des Leitungstyps abhängig von Verlegeart, Querschnitt, etc.

Der Einstellwert **Red.** muss von dem Anwender ermittelt werden.

⇨ Es wird empfohlen, den Einstellwert **Red.** vor einer Lastflussberechnung für jede Leitung nach VDE 0276 [11] und mitgeltenden Normen zu ermitteln und in den Einstelldialogen der Netzwerkelemente **Leitung** einzustellen.

Netzwerkelement **Verbraucherlast**

- Betrag der Leiter-Erdspannungen in $\%U_n/\sqrt{3}$
- Wirkleistung P und Blindleistung Q (im Verbraucherzählpfeilsystem (VZS))

Darüber hinaus können für Netzwerkelemente die Ergebnisse der Lastflussberechnung in Tooltips angezeigt werden. Dazu muss der Mauscursor über dem Netzwerkelement positioniert werden. In einem gelb eingefärbten Tooltip werden Ergebnisse und ausgewählte Einstellwerte angezeigt.

Weitere Informationen zur Anzeige der Ergebnisse einer Lastflussberechnung z.B. in Tooltips sind in [Bd. 3] Teil 1 enthalten, z.B. in Kapitel:

- **Lastfluss- und Kurzschlussberechnung: Berechnungsergebnisse**

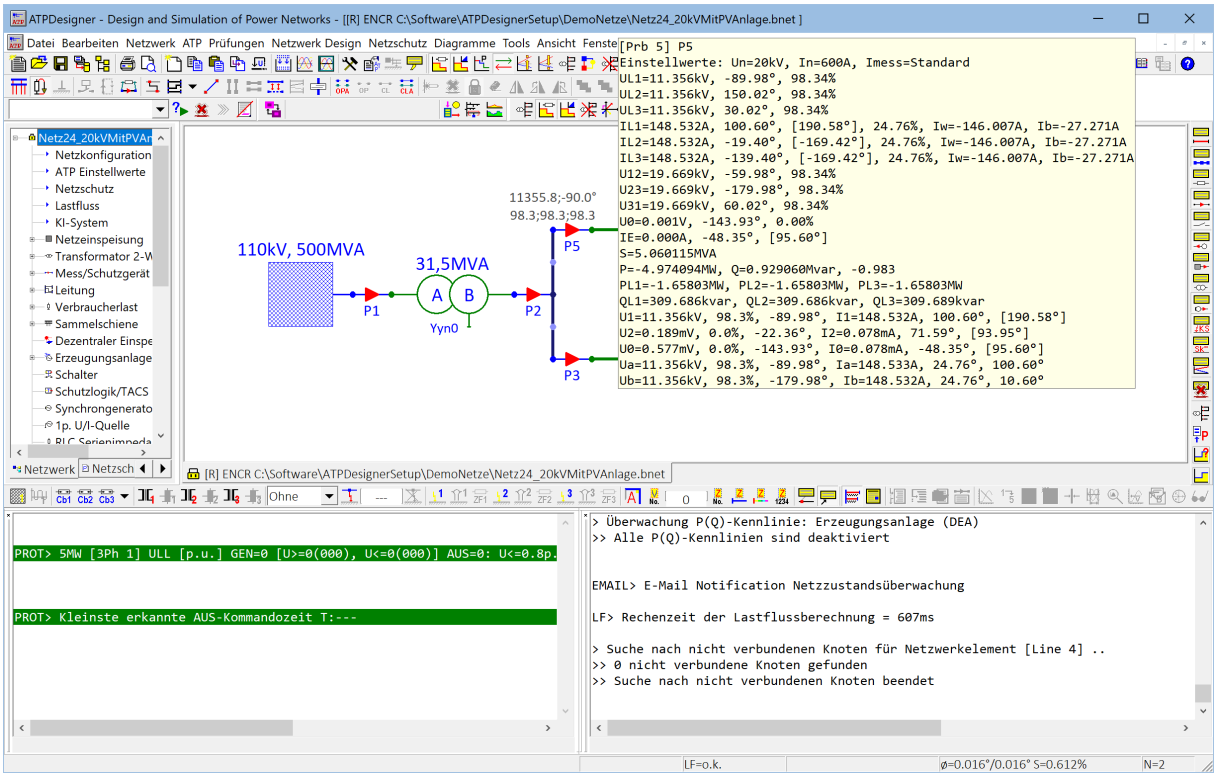


Abbildung 49: Ergebnisse der Lastflussberechnung im Tooltip *Mess/Schutzgerät*

Ergebnisse der Lastflussberechnung werden auch im Meldungsfenster ausgegeben. Die nachfolgende Abbildung zeigt ein Beispiel. Das Meldungsfenster kann wie nachfolgend erläutert aktiviert werden.

- Hauptmenü **Ansicht**
- Menüpunkt **Meldungsfenster**, **Ausgabefenster EIN/AUS**

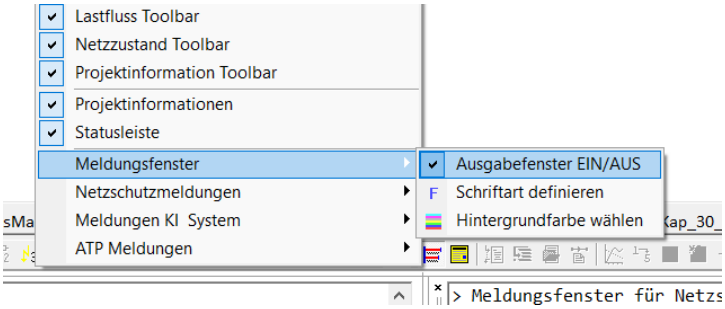


Abbildung 50: Aktivierung des Meldungsfensters für Ergebnisse der Lastflussberechnung

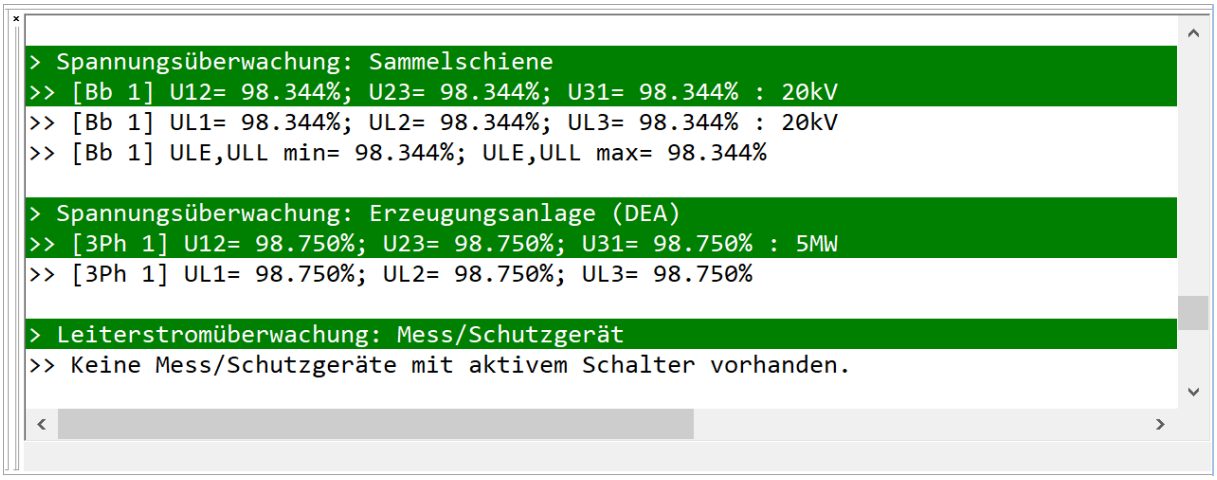
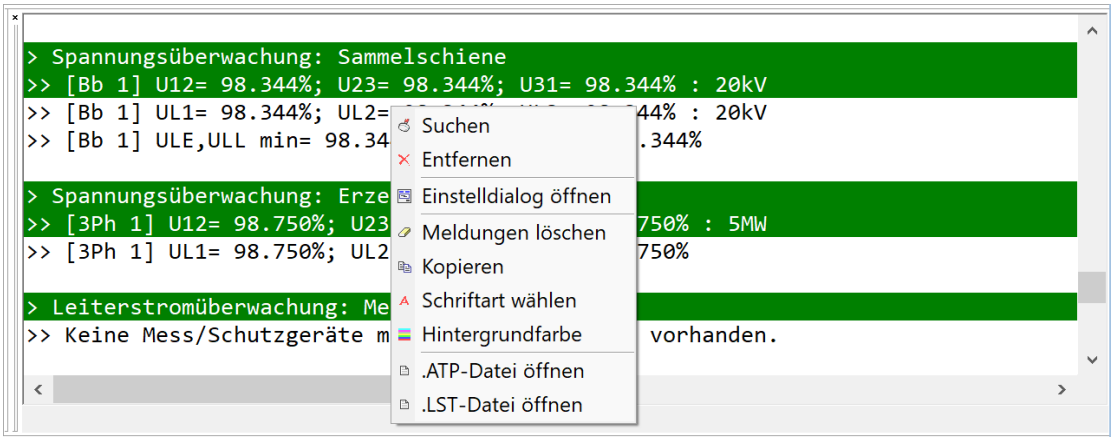


Abbildung 51: Ergebnisse der Lastflussberechnung (Beispiel)

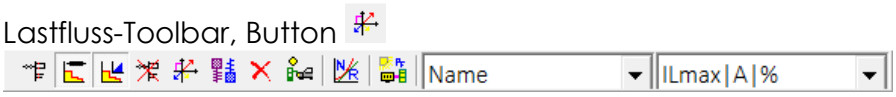
Die im **Meldungsfenster** enthaltenen Ergebnisse der Lastflussberechnung sind weitgehend selbsterklärend. Um das Netzwerkelement, das zu dem Ergebnis der Lastflussberechnung gehört, in der Netzgrafik zu suchen, wird der **Referenzname** des Netzwerkelementes in jeder Zeile mit einem Ergebnis der Lastflussberechnung verwendet. Der **Referenzname** ist in jeder Zeile in eckigen Klammern „**[..]**“ angegeben, z.B. **[Bb 1]**.

- Suchen mit Hilfe der Suchen-Toolbar
- Suchen mit Hilfe des **Right Mouse Button Click** kontextsensitiven Menüs
    - Mit einem **Left Mouse Button Click** auf eine Zeile des Meldungsfensters wird die Zeile markiert, nach dessen Netzwerkelement (Betriebsmittel) gesucht werden soll.
    - Mit einem **Right Mouse Button Click** wird ein kontextsensitives Menü geöffnet.
    - Mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Menüpunkt **Suchen** wird das Netzwerkelement gesucht und mit einer **roten Markierungsfläche** in der Netzgrafik markiert.



Die Ergebnisse der Lastflussberechnung der Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät** können als Zeigerdiagramm dargestellt werden. Der Dialog kann parallel zum Hauptprogramm ATPDesigner geöffnet bleiben.

- Hauptmenü **Diagramme**
- Menüpunkt **Zeigerdiagramm für Lastflussberechnung**

- Lastfluss-Toolbar, Button 

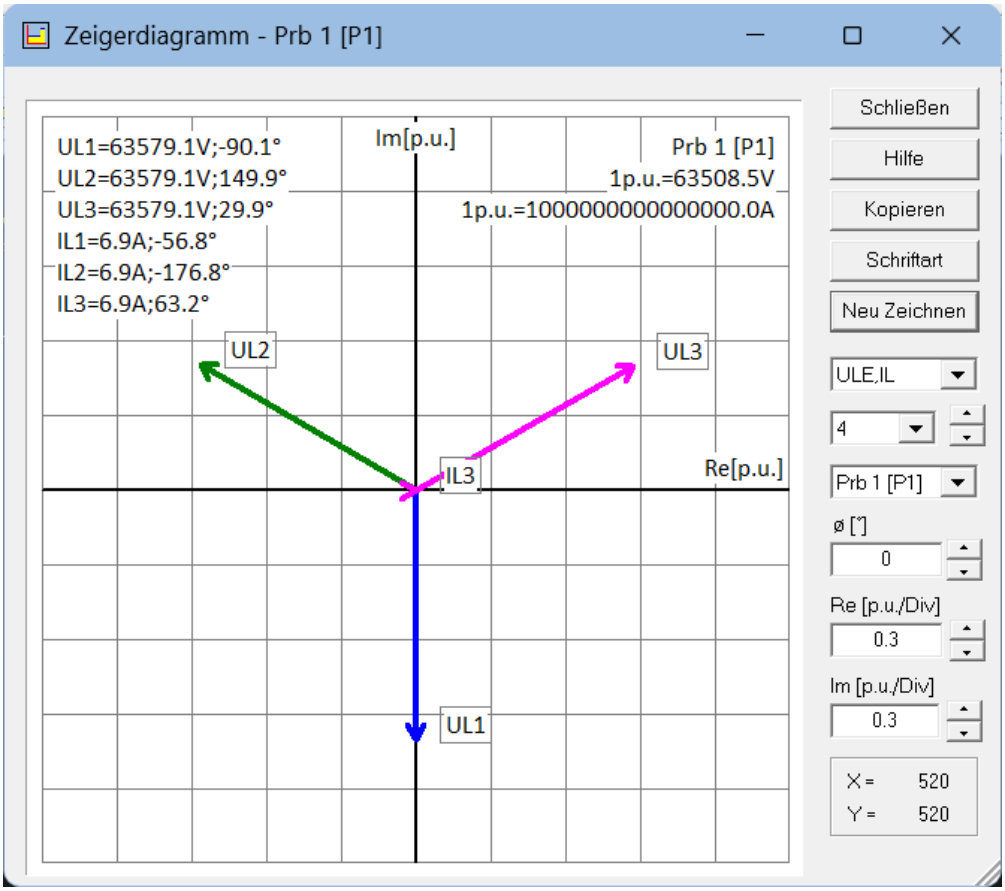


Abbildung 52: Ergebnisse der Lastflussberechnung als Zeigerdiagramm

Bedienelement	Bedeutung
Prb 1 [P1]	Auswahlliste zur Auswahl eines **Mess/Schutzgerät** z.B. „**Prb 1 [P1]**“ aus dem Stromnetz
ULE,IL	Auswahlliste der Signale, die als Zeiger angezeigt werden sollen
4	Linienbreite der Zeiger im Diagramm
Kopieren	Das Diagramm wird als Bild (Erweiterte Metadatei) in die Zwischenablage kopiert.
Schriftart	Schriftart der Textelemente einstellen
Neu Zeichnen	Diagramm neu zeichnen
Schließen	Dialog schließen

30.3.13 Ergebnisse der Lastflussberechnung in einem Bericht

ATPDesigner dokumentiert die Ergebnisse der Lastflussberechnung in einem Bericht (.XML-Datei) [21], der im **Projektverzeichnis** abgelegt wird. **Das Projektverzeichnis** ist das Verzeichnis, in dem die .NET-Datei bzw. die .BNET-Datei (Stromnetzdatendatei) gespeichert ist. Das **Projektverzeichnis** einer .NET-Datei kann aus der Kopfzeile von ATPDesigner entnommen werden:

⇨ C:\ATPDesignerManualNetze\...

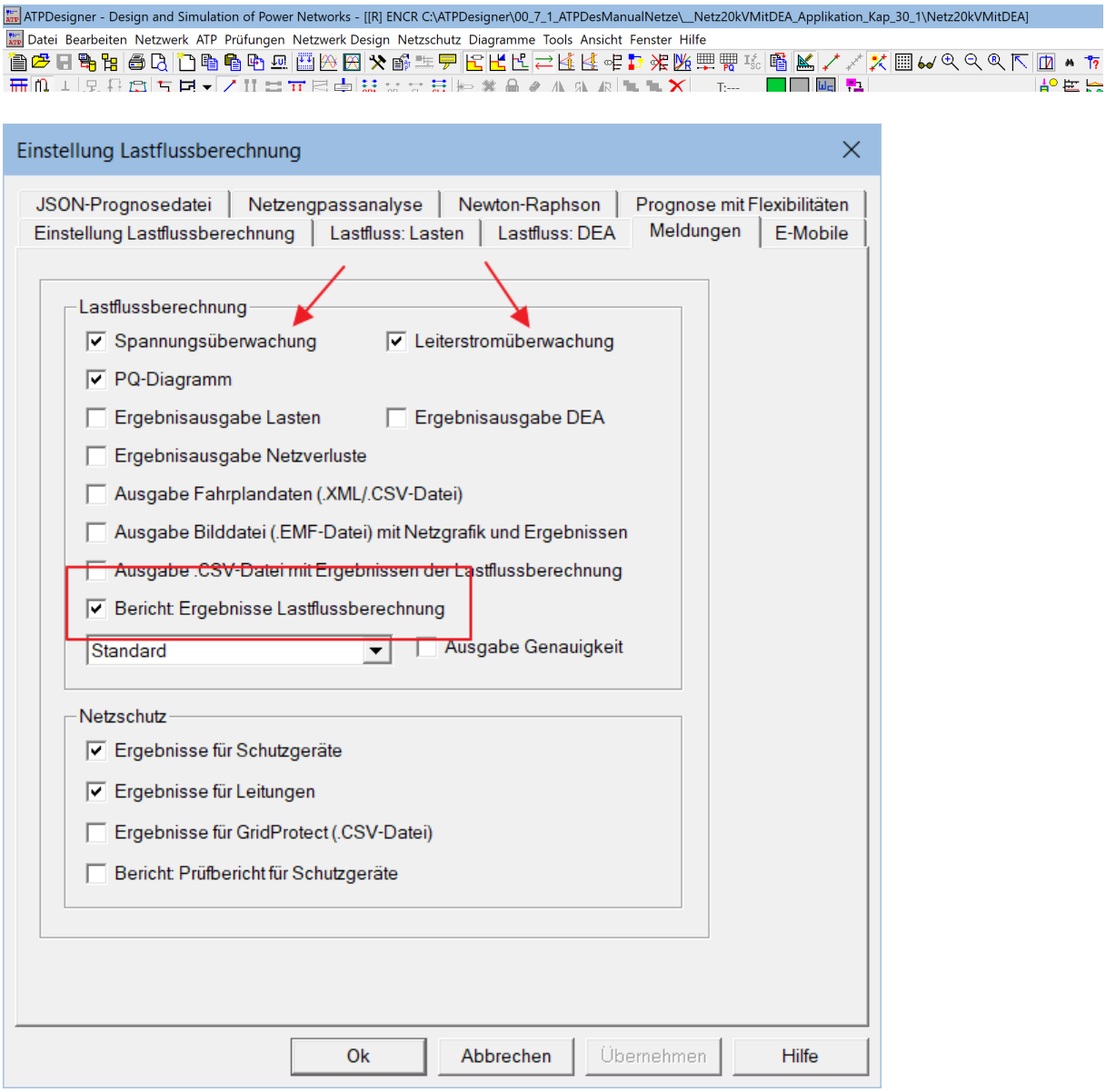
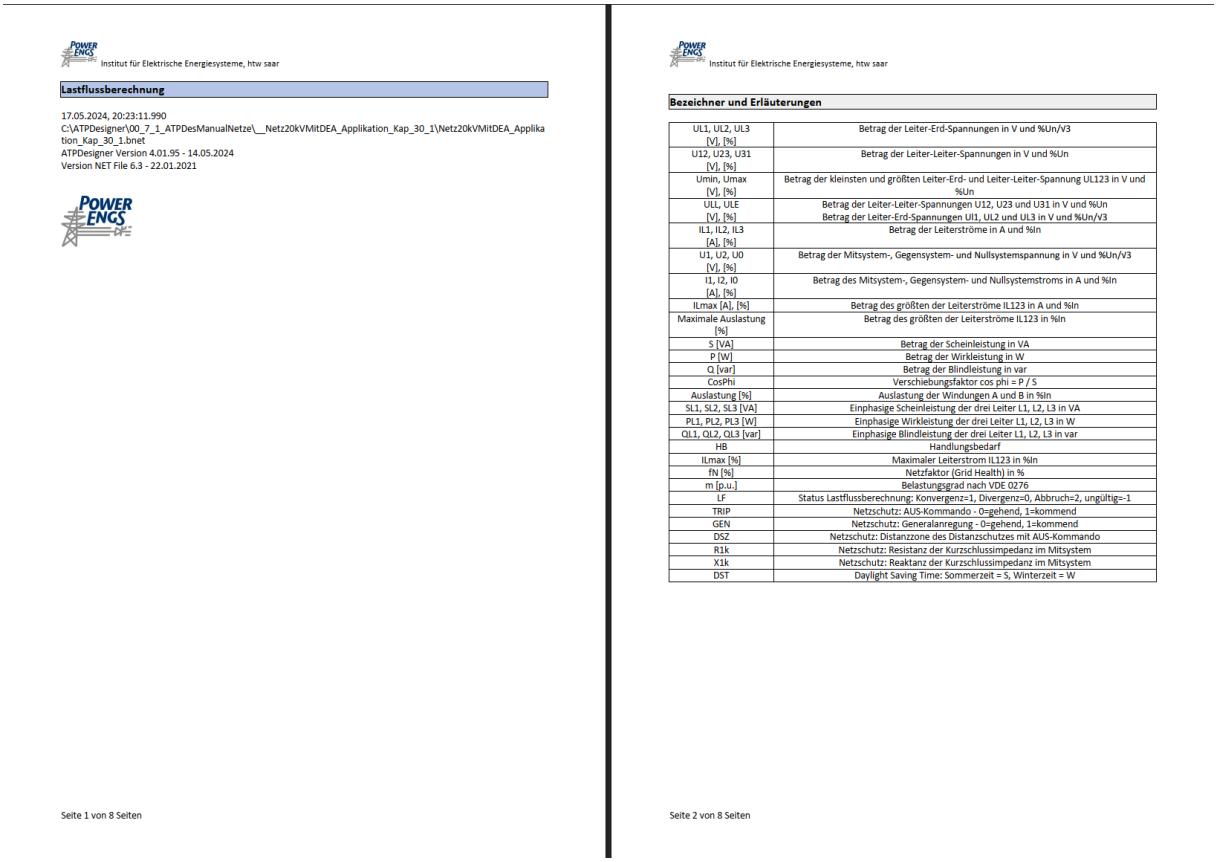


Abbildung 53: Aktivierung der Ausgabe von Ergebnissen in einem Bericht

Die Ausgabe des Berichtes muss wie in der vorangehenden Abbildung dargestellt mit dem Einstellwert **Bericht: Ergebnisse der Lastflussberechnung aktiviert** werden. Die Aktivierung muss vor der Ausführung der Lastflussberechnung erfolgen. Der **Bericht** wird im **Projektverzeichnis** abgelegt.

Die nachfolgenden Abbildungen zeigen beispielhaft Teile des Berichtes. Der Dateiname des Berichtes ist wie folgt definiert. Der ***NetDateiname*** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**.

JJJJMMTThhmmss_*NetDateiname*_LF.xml



Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

Lastflussberechnung

17.05.2024, 20:23:11.990
C:\ATPDesigner\00_7_1_ATPDesManualNetze__Netz20kVMitDEA_Applikation_Kap_30_1\Netz20kVMitDEA_Applikation_Kap_30_1.bnet
ATPDesigner Version 4.01.95 - 14.05.2024
Version NET File 6.3 - 22.01.2021

Seite 1 von 8 Seiten

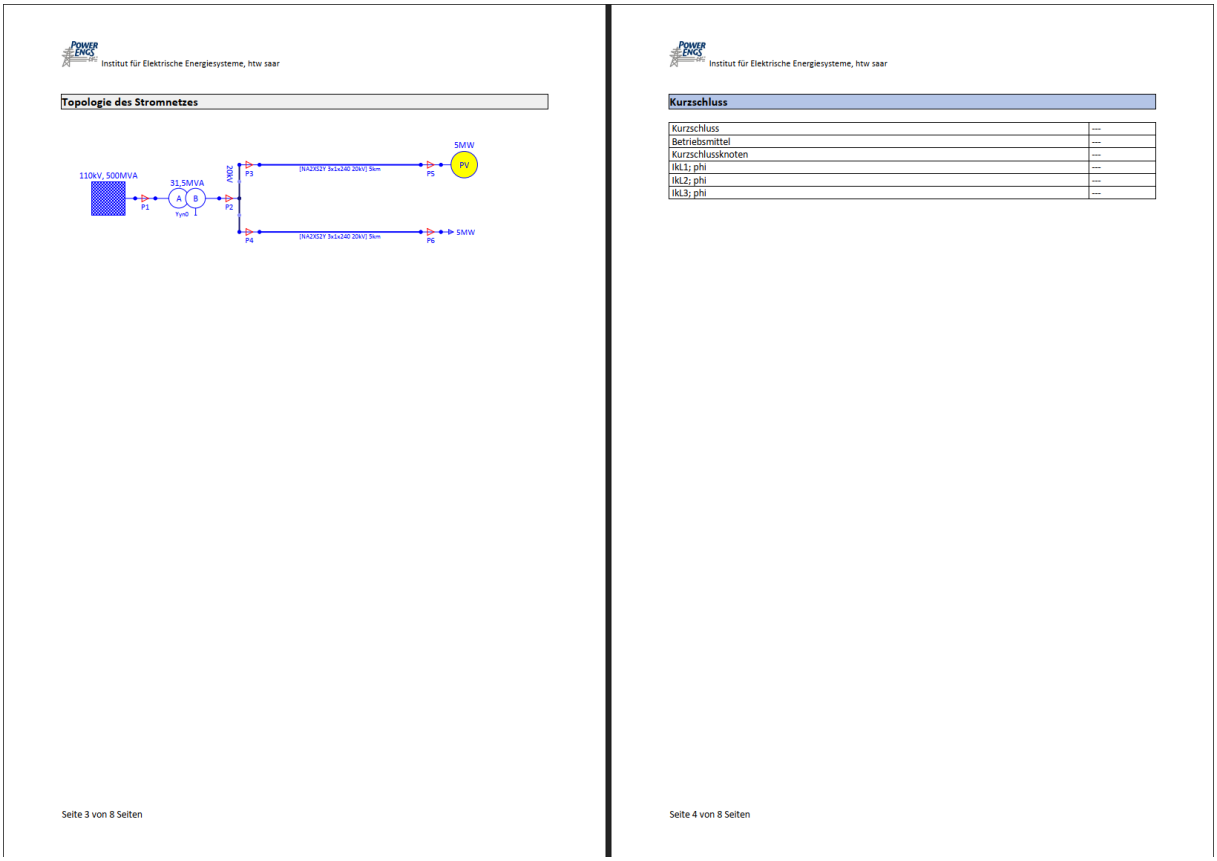
Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

Bezeichner und Erläuterungen

UL1, UL2, UL3 [V], [%]	Betrag der Leiter-Erd-Spannungen in V und %Un/V3
U12, U23, U31 [V], [%]	Betrag der Leiter-Leiter-Spannungen in V und %Un
Umin, Umax [V], [%]	Betrag der kleinsten und größten Leiter-Erd- und Leiter-Leiter-Spannung UL123 in V und %Un
ULL, ULE [V], [%]	Betrag der Leiter-Leiter-Spannungen U12, U23 und U31 in V und %Un Betrag der Leiter-Erd-Spannungen Ul1, UL2 und UL3 in V und %Un/V3
IL1, IL2, IL3 [A], [%]	Betrag der Leiterströme in A und %In
U1, U2, U0 [V], [%]	Betrag der Mitsystem-, Gegensystem- und Nullsystemspannung in V und %Un/V3
I1, I2, I0 [A], [%]	Betrag des Mitsystem-, Gegensystem- und Nullsystemstroms in A und %In
ILmax [A], [%]	Betrag des größten der Leiterströme IL123 in A und %In
Maximale Auslastung [%]	Betrag des größten der Leiterströme IL123 in %In
S [VA]	Betrag der Scheinleistung in VA
P [W]	Betrag der Wirkleistung in W
Q [var]	Betrag der Blindleistung in var
CosPhi	Verschiebungsfaktor cos phi = P / S
Auslastung [%]	Auslastung der Windungen A und B in %In
SL1, SL2, SL3 [VA]	Einphasige Scheinleistung der drei Leiter L1, L2, L3 in VA
PL1, PL2, PL3 [W]	Einphasige Wirkleistung der drei Leiter L1, L2, L3 in W
QL1, QL2, QL3 [var]	Einphasige Blindleistung der drei Leiter L1, L2, L3 in var
HB	Handlungsbedarf
ILmax [%]	Maximaler Leiterstrom IL123 in %In
fN [%]	Netzfaktor (Grid Health) in %
m [p.u.]	Belastungsgrad nach VDE 0276
LF	Status Lastflussberechnung: Konvergenz=1, Divergenz=0, Abbruch=2, ungültig=-1
TRIP	Netzschutz: AUS-Kommando - 0=gehend, 1=kommend
GEN	Netzschutz: Generalanregung - 0=gehend, 1=kommend
DSZ	Netzschutz: Distanzzone des Distanzschutzes mit AUS-Kommando
R1k	Netzschutz: Resistanz der Kurzschlussimpedanz im Mitsystem
X1k	Netzschutz: Reaktanz der Kurzschlussimpedanz im Mitsystem
DST	Daylight Saving Time: Sommerzeit = S, Winterzeit = W

Seite 2 von 8 Seiten

Abbildung 54: Auszug aus einem Bericht zu einer Lastflussberechnung



Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

Topologie des Stromnetzes

Seite 3 von 8 Seiten

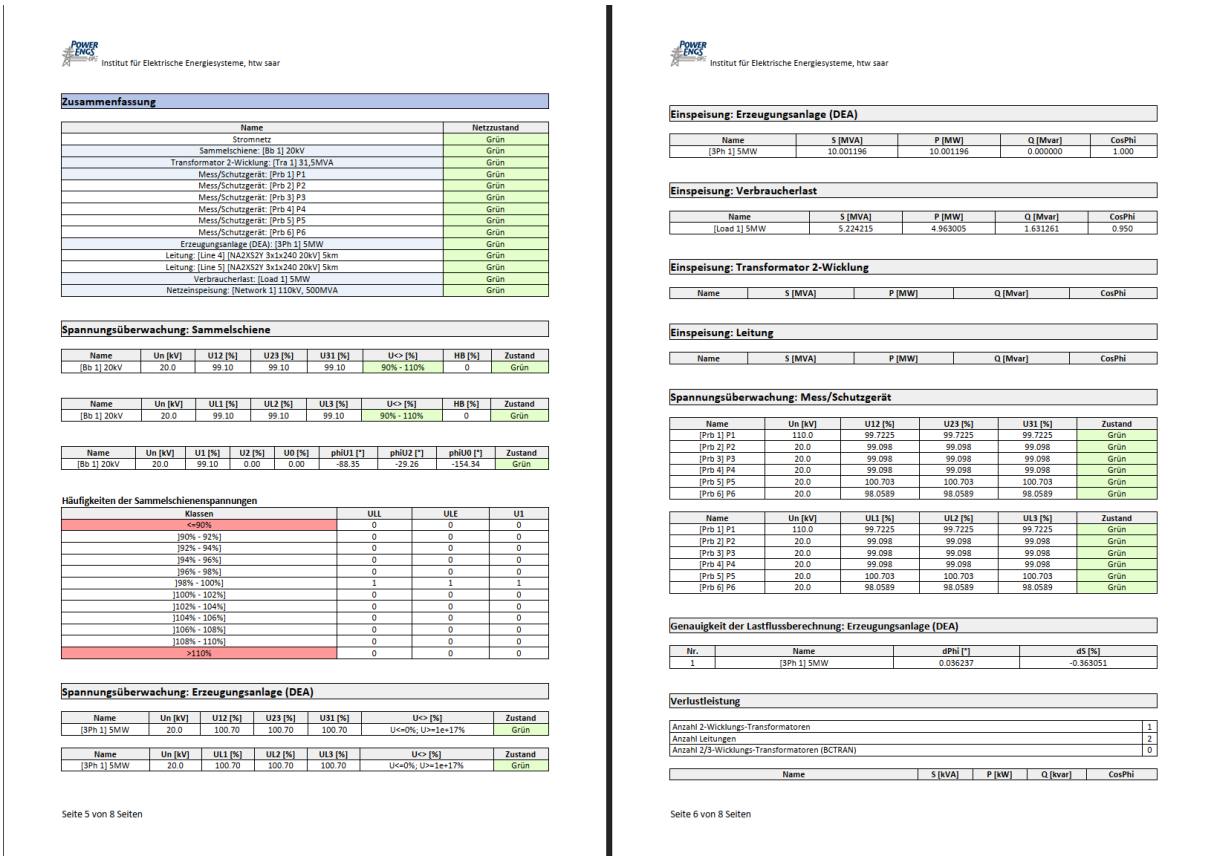
Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

Kurzschluss

Kurzschluss	---
Betriebsmittel	---
Kurzschlussknoten	---
IkL1; phi	---
IkL2; phi	---
IkL3; phi	---

Seite 4 von 8 Seiten

Abbildung 55: Auszug aus einem Bericht zu einer Lastflussberechnung



Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

Zusammenfassung

Name	Netzzustand
Stromnetz	Grün
Sammelschiene: [Bb 1] 20kV	Grün
Transformator 2-Wicklung: [Tra 1] 31,5MVA	Grün
Mess/Schutzgerät: [Prb 1] P1	Grün
Mess/Schutzgerät: [Prb 2] P2	Grün
Mess/Schutzgerät: [Prb 3] P3	Grün
Mess/Schutzgerät: [Prb 4] P4	Grün
Mess/Schutzgerät: [Prb 5] P5	Grün
Mess/Schutzgerät: [Prb 6] P6	Grün
Erzeugungsanlage (DEA): [3Ph 1] 5MW	Grün
Leitung: [Line 4] [NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 5km	Grün
Leitung: [Line 5] [NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 5km	Grün
Verbraucherlast: [Load 1] 5MW	Grün
Netzeinspeisung: [Network 1] 110kV, 500MVA	Grün

Spannungsüberwachung: Sammelschiene

Name	Un [kV]	U12 [%]	U23 [%]	U31 [%]	U<> [%]	HB [%]	Zustand
[Bb 1] 20kV	20.0	99.10	99.10	99.10	90% - 110%	0	Grün

Name	Un [kV]	UL1 [%]	UL2 [%]	UL3 [%]	U<> [%]	HB [%]	Zustand
[Bb 1] 20kV	20.0	99.10	99.10	99.10	90% - 110%	0	Grün

Name	Un [kV]	U1 [%]	U2 [%]	U0 [%]	phiU1 [°]	phiU2 [°]	phiU0 [°]	Zustand
[Bb 1] 20kV	20.0	99.10	0.00	0.00	-88.35	-29.26	-154.34	Grün

Häufigkeiten der Sammelschienenspannungen

Klassen	ULL	ULE	U1
<=90%	0	0	0
]90% - 92%]	0	0	0
]92% - 94%]	0	0	0
]94% - 96%]	0	0	0
]96% - 98%]	0	0	0
]98% - 100%]	1	1	1
]100% - 102%]	0	0	0
]102% - 104%]	0	0	0
]104% - 106%]	0	0	0
]106% - 108%]	0	0	0
]108% - 110%]	0	0	0
>110%	0	0	0

Spannungsüberwachung: Erzeugungsanlage (DEA)

Name	Un [kV]	U12 [%]	U23 [%]	U31 [%]	U<> [%]	Zustand
[3Ph 1] 5MW	20.0	100.70	100.70	100.70	U<=0%; U>=1e+17%	Grün

Name	Un [kV]	UL1 [%]	UL2 [%]	UL3 [%]	U<> [%]	Zustand
[3Ph 1] 5MW	20.0	100.70	100.70	100.70	U<=0%; U>=1e+17%	Grün

Seite 5 von 8 Seiten

Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

Einspeisung: Erzeugungsanlage (DEA)

Name	S [MVA]	P [MW]	Q [Mvar]	CosPhi
[3Ph 1] 5MW	10.001196	10.001196	0.000000	1.000

Einspeisung: Verbraucherlast

Name	S [MVA]	P [MW]	Q [Mvar]	CosPhi
[Load 1] 5MW	5.224215	4.963005	1.631261	0.950

Einspeisung: Transformator 2-Wicklung

Name	S [MVA]	P [MW]	Q [Mvar]	CosPhi

Einspeisung: Leitung

Name	S [MVA]	P [MW]	Q [Mvar]	CosPhi

Spannungsüberwachung: Mess/Schutzgerät

Name	Un [kV]	U12 [%]	U23 [%]	U31 [%]	Zustand
[Prb 1] P1	110.0	99.7225	99.7225	99.7225	Grün
[Prb 2] P2	20.0	99.098	99.098	99.098	Grün
[Prb 3] P3	20.0	99.098	99.098	99.098	Grün
[Prb 4] P4	20.0	99.098	99.098	99.098	Grün
[Prb 5] P5	20.0	100.703	100.703	100.703	Grün
[Prb 6] P6	20.0	98.0589	98.0589	98.0589	Grün

Name	Un [kV]	UL1 [%]	UL2 [%]	UL3 [%]	Zustand
[Prb 1] P1	110.0	99.7225	99.7225	99.7225	Grün
[Prb 2] P2	20.0	99.098	99.098	99.098	Grün
[Prb 3] P3	20.0	99.098	99.098	99.098	Grün
[Prb 4] P4	20.0	99.098	99.098	99.098	Grün
[Prb 5] P5	20.0	100.703	100.703	100.703	Grün
[Prb 6] P6	20.0	98.0589	98.0589	98.0589	Grün

Genauigkeit der Lastflussberechnung: Erzeugungsanlage (DEA)

Nr.	Name	dPhi [°]	dS [%]
1	[3Ph 1] 5MW	0.036237	-0.363051

Verlustleistung

Anzahl 2-Wicklungs-Transformatoren	1
Anzahl Leitungen	2
Anzahl 2/3-Wicklungs-Transformatoren (BCTRAN)	0

Name	S [kVA]	P [kW]	Q [kvar]	CosPhi

Seite 6 von 8 Seiten

Abbildung 56: Auszug aus einem Bericht zu einer Lastflussberechnung

Der Bericht kann direkt in ein Textverarbeitungsprogramm wie z.B. Word eingelesen und weiterverarbeitet werden. Nachfolgend sind beispielhaft zwei Tabellen näher erläutert.

Netzzustandsanalyse: Leitungen

Leitung: Bewertung nach	uneingeschränkt zulässig	eingeschränkt zulässig	unzulässig
VDE 0276	2	---	0
BDEW Ampelkonzept	2	0	0
EN 50160	2	---	0

Abbildung 57: Tabelle mit Ergebnissen der Netzzustandsanalyse der Leitungen

Zur Bewertung des Netzzustandes der Leitungen werden die VDE 0276 [11], EN 50160 [27] und das BDEW-Ampelkonzept [22] verwendet.

- **uneingeschränkt zulässig**
  Die Leitungen erfüllen die Kriterien der Normen und Empfehlungen.

- **eingeschränkt zulässig**
  Die Leitungen erfüllen die Kriterien der Normen, die befinden sich aber nach BDEW-Ampelkonzept in der gelben Ampelphase.

- **unzulässig**
  Die Leitungen erfüllen die Kriterien der Normen und Empfehlungen nicht.

Ergebnisse Lastflussberechnung: Leitung

Name	IL1 [A]	IL2 [A]	IL3 [A]	ILmax [A]	ILmax [%]	I1 [A]	I2 [A]	I0 [A]	Zustand
[Line 4] [NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 5km	286.71	286.71	286.71	286.71	68.75	286.71	0.00	0.00	Grün
[Line 5] [NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 5km	153.80	153.80	153.80	153.80	36.88	153.80	0.00	0.00	Grün

Name	Un [kV]	ULEmin [%]	ULEmax [%]	Zustand
[Line 4] [NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 5km	20.0	99.10	100.70	Grün
[Line 5] [NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 5km	20.0	98.06	99.10	Grün

Abbildung 58: Tabelle mit Ergebnissen der Netzzustandsanalyse der Leitungen

30.4 Netzauslastungsanalyse: Lastflussberechnung mit Lastprofilen

ATPDesigner ermöglicht es, eine Netzauslastungsanalyse von Stromnetzen mit Hilfe von Lastprofilen auszuführen. Lastprofile definieren nach VDEW [23] bzw. BDEW [40] die Einspeise- bzw. Bezugsleistung eines PQ-Knoten für eine Folge von 15min-Intervallen. In Lastprofilen nach VDEW [23] bzw. BDEW [40] ist nur die Wirkleistung je 15min-Intervall festgelegt. In anwenderspezifisch erweiterten Lastprofilen kann darüber hinaus gehend auch die Festlegung der Blindleistung oder des Verschiebungsfaktors z.B. in Anlehnung an VDEW [23] bzw. BDEW [40] je 15min-Intervall erfolgen. ATPDesigner verwendet erweiterte Lastprofile im JSON-Format [28], die in einer JSON-Prognosedatei gespeichert werden. In einer **JSON-Prognosedatei** werden je 15min-Intervall die Wirkleistung und die Blindleistung für einen PQ-Knoten definiert. Näheres dazu kann u.a. im Kapitel Lastfluss: Lastprofile nachgelesen werden.

Die Folge von Leistungswerten eines PQ-Knotens je 15min-Intervall kann auch als **Zeitreihe** bezeichnet werden. Im Folgenden wird der Begriff **Zeitreihenberechnung** alternativ für eine Lastflussberechnung mit Lastprofilen verwendet.

- ⇨ Eine **Zeitreihenberechnung** ist eine zeitlich lückenlose Folge von Lastflussberechnungen mit einer Unterteilung in zeitlich äquidistante 15min-Intervalle.

- ⇨ Es wird vorbereitend empfohlen, die Kapitel 14.4, 14.6 und 14.7 sowie das Anwendungsbeispiel in Kapitel 30.3 zu lesen und zu bearbeiten.

- Hauptmenü **Prüfungen**
- Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten**, **Lastfluss: Lastprofile**

Die Anwendung der Lastprofile und die damit mit ATPDesigner durchführbare Netzzustandsanalyse werden an dem nachfolgenden Mittelspannungsnetz erläutert. Die nachfolgende Abbildung zeigt das Stromnetz (Netz30_20kVNetzMitLastprofilen).

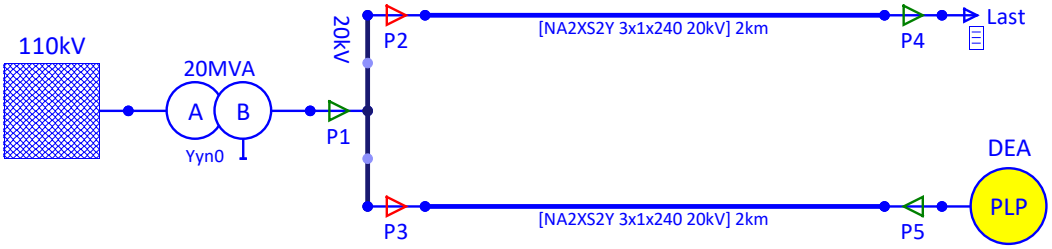


Abbildung 59: Netzzustandsanalyse mit Lastprofilen in einem Mittelspannungsnetz

Die **Lastflussberechnung mit Lastprofilen** ist eine **Zeitreihenberechnung**. Für eine zusammenhängende Zeitreihe von 15min-Intervallen wird für jedes 15min-Intervall eine Lastflussberechnung ausgeführt. Für ein 15min-Intervall werden Bezugs- und Einspeiseleistungen von PQ-Knoten (z.B. Netzwerkelemente **Verbraucherlast** und **Erzeugungsanlage (DEA)**) als zeitlich konstante Leistungen nachgebildet.

30.4.1 Netzwerkelement *Verbraucherlast* mit Lastprofil

Das Netzwerkelement **Verbraucherlast** kann für die Netzauslastungsanalyse sowohl mit zeitlich konstanter Leistung als auch mit Lastprofilen, d.h. mit zeitlich variabler Leistung verwendet werden.

Die Lastflussberechnung ohne Lastprofile verwendet zur Nachbildung der **Verbraucherlast** als PQ-Knoten die Leistungen, die in der Registerkarte **Allgemeine Daten** eingestellt werden. Nachfolgend ist die Einstellung einer **Verbraucherlast** mit einer zeitlich konstanten Wirkleistung P = 2MW und einem Verschiebungsfaktor cos φ = 0,98$_{\text{untererregt}}$ ausgehen von der Grundeinstellung dargestellt.

Einstellwert	Bedeutung
Betriebsart	Serienimpedanz (Y) Das intern verwendete Modell der Verbraucherlast entspricht einer symmetrischen 3-phasigen Serienimpedanz in Sternschaltung.
S, P, Q, cos phi	Einstellwerte der zeitlich konstanten Leistungen mit Verschiebungsfaktor
Un	Nennspannung in kV
s	Teillastfaktor in %
Lastfluss EIN	Falls aktiviert wird die **Verbraucherlast** für eine Lastflussberechnung als PQ-Knoten, d.h. als Bezugsanlage mit konstanten Leistungen berücksichtigt.
starr geerdet	Falls aktiviert ist der Sternpunkt der 3-phasigen Serienimpedanz starr geerdet.
S/P/Q	Die Einstellung der zeitlich konstanten Leistungen erfolgt durch Eingabe von Scheinleistung S, Wirkleistung P und Blindleistung Q.
Anlagenliste verwenden	Die Option sollte bei Verwendung der Lastprofile deaktiviert sein.

Eine passende Einstellung der zeitlich konstanten Leistungen S, P und Q sowie des Verschiebungsfaktors cos φ in der Registerkarte **Allgemeine Daten** wird auch bei Anwendung der Lastflussberechnung mit Lastprofilen empfohlen. Die Einstellwerte werden als Rückfallebene verwendet, wenn die Verarbeitung von Lastprofilen nicht möglich oder die Anwendung der Lastprofile für die **Verbraucherlast** nicht eingestellt ist. Damit ist sichergestellt, dass auch in diesem Fall der Netzzustand in guter Näherung berechnet und bewertet werden kann.

⇨ Die Einstellwerte der **Rückfallebene** werden von der Funktion **Lastfluss: Lastprofil** verwendet, wenn Lastprofile nicht verwendet werden können, z.B. wenn die Betriebsart der **Verbraucherlast** keine Verwendung von Lastprofilen zulässt.

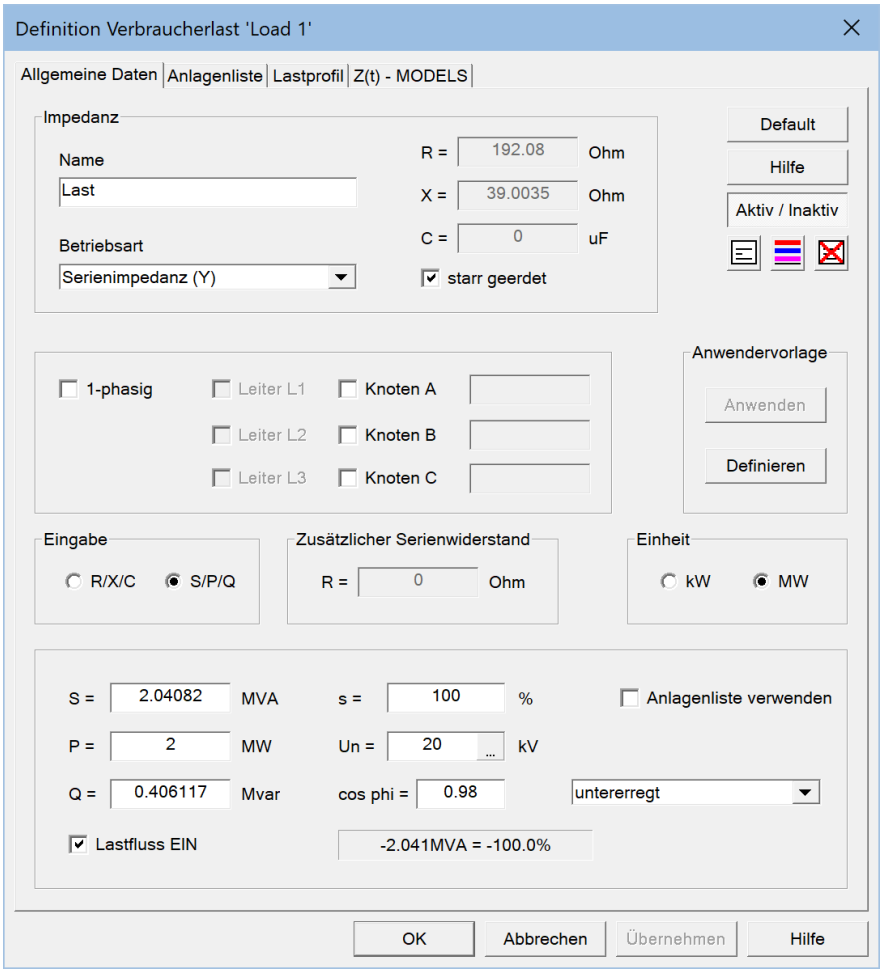


Abbildung 60: Verbraucherlast mit zeitlich konstanten Leistungen in Sternschaltung

In der Registerkarte **Allgemeine Daten** wird die Betriebsart **Lastprofil (Y)** eingestellt. In dieser Betriebsart werden die Einstellwerte der Leistungen S, P und Q sowie der Verschiebungsfaktor cos φ der Registerkarte nur als Rückfallebene verwendet. Mit der Einstellung der Betriebsart **Lastprofil (Y)** werden die Einstellwerte der Registerkarte **Lastprofil** verwendet, um die Bezugs- und Einspeiseleistung für jedes 15min-Intervall des Lastprofils zu berechnen.

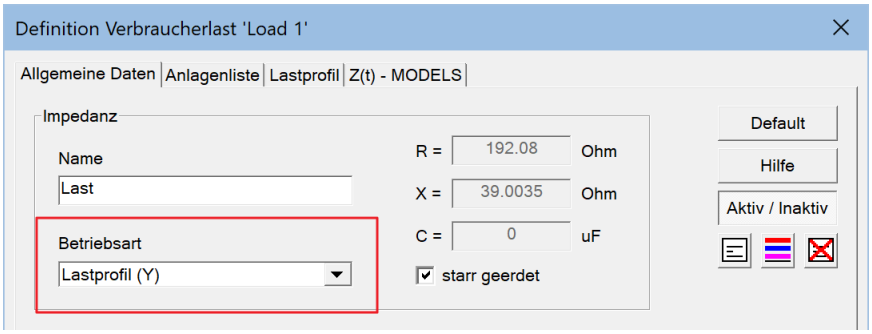


Abbildung 61: Verbraucherlast mit Lastprofilen – Betriebsart *Laastprofil (Y)*

Im nächsten Schritt werden ein oder mehrere Lastprofile in der Registerkarte **Lastprofil** ausgewählt und eingestellt. In dem Beispiel ist das Standardlastprofil H0 nach VDEW [23] mit einer Jahresenergie E = 10^6 kWh und einem Verschiebungsfaktor cos φ = $0{,}95_{\text{untererregt}}$ für eine Bezugsanlage eingestellt. Es muss hier beachtet werden, dass das Netzwerkelement **Verbraucherlast** das Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) verwendet.

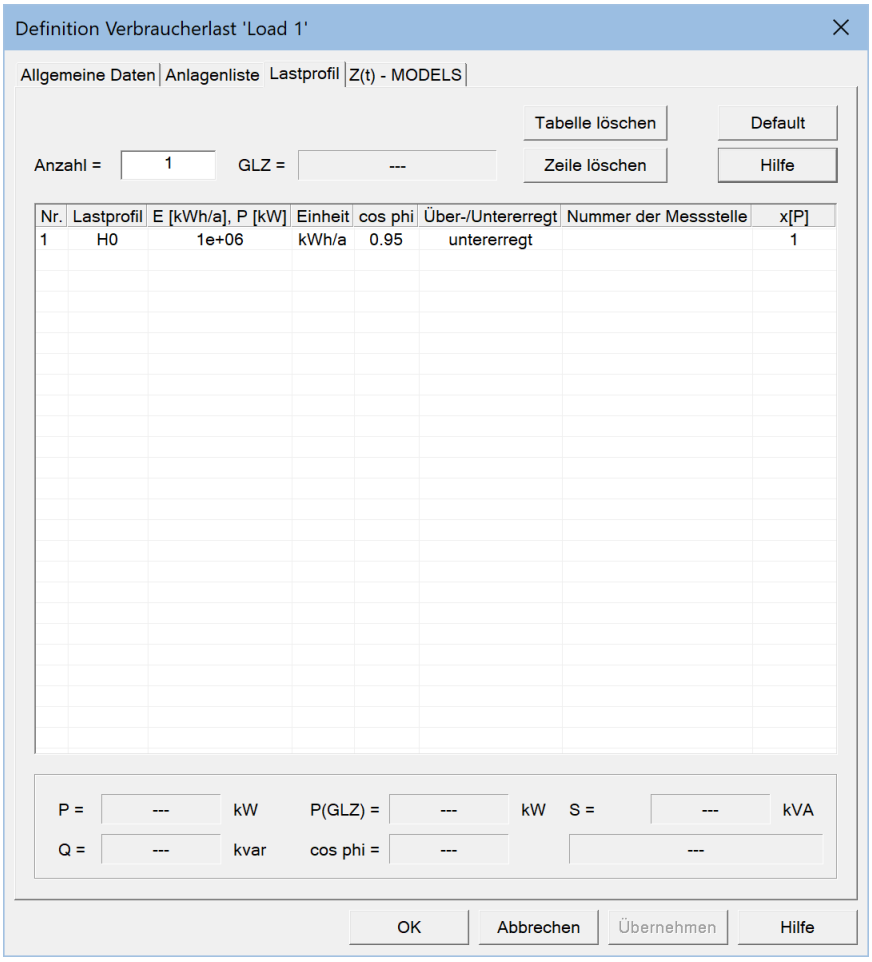


Abbildung 62: Verbraucherlast mit Lastprofilen – Auswahl und Einstellung der Lastprofile

Folgende Vorgehensweise wird für die Verwendung von Lastprofilen für das Netzwerkelement **Verbraucherlast** empfohlen.

Einstellungen in der Registerkarte **Allgemeine Daten**:

1. Einstellung der Leistungen S, P und Q bzw. des Verschiebungsfaktors cos φ als Rückfallebene

2. Einstellung der Betriebsart **Lastprofil (Y)**

Einstellungen in der Registerkarte **Lastprofil**:

3. Einstellung der **Anzahl** von Lastprofilen
   Das Netzwerkelement **Verbraucherlast** kann zur Nachbildung von mehreren Bezugs- und/oder Einspeiseanlagen verwendet werden, die am gleichen elektrischen Netzknoten angeschlossen sind. Damit ist es möglich, z.B. mehrere Haushalte und E-Mobil Ladestationen eines Gebäudes an dessen Hausanschlussknoten nachzubilden.

   ATPDesigner ermittelt für jedes 15min-Intervall die komplexe Scheinleistung $\underline{S}_{LP}$ für jedes einzelne Lastprofil und berechnet daraus die resultierende komplexe Leistung $\underline{S}$ am elektrischen Netzknoten.

$$\underline{S} = \sum_{i=1}^{N} \underline{S}_{LP\,i}$$

- $\underline{S}_{LP\,i}$: Scheinleistung des i-ten Lastprofils am Netzknoten
- $\underline{S}$: resultierende Scheinleistung am Netzknoten

4. Durch einen **Left Mouse Button Click** auf die entsprechende Zelle in der Spalte **Lastprofil** wird ein kontextsensitives Menü geöffnet und ein Lastprofil per Mausklick ausgewählt. Die in dem kontextsensitiven Menü verfügbaren Lastprofile sind im Kapitel des Netzwerkelementes **Verbraucherlast** [Bd. 2] erläutert. In dem Beispiel wurde das Standardlastprofil H0 nach VDEW [23] ausgewählt. In der Spalte **Einheit** wird die Einheit des gewählten Lastprofil angezeigt.

5. In den Spalten **cos phi** und **Über-/Untererregt** wird der Verschiebungsfaktor cos φ eingestellt.

6. Für das Lastprofil H0 nach VDEW [23] wird der **Jahresenergiebezug E in kWh** zu 10^6 kWh eingestellt. Die Wirkleistung P_{15min}, die von ATPDesigner für ein 15min-Intervall der Zeitreihe berechnet wird, wird aus dem normierten Wert der Wirkleistung des Lastprofils P_{LP}, einem Normierungsfaktor und der Jahresenergiemenge E berechnet. Mit dem Verschiebungsfaktor cos φ wird die Blindleistung Q_{15min} für das Standardlastprofil H0 nach VDEW [23] wie folgt berechnet. Es muss hier beachtet werden, dass die Berechnung der Leistungen für andere Lastprofile ggfs. mit anderen Gleichungen erfolgt (Kapitel 14.4 ff.).

$$P_{15\min} = \frac{E}{1000kWh} \cdot P_{LP\,15\min}$$

$$S_{15\min} = \frac{P_{15\min}}{\cos\varphi}$$

$$Q_{15\min} = \sqrt{S_{15\min}^2 - P_{15\min}^2}$$

7. Der Einstellwert **Nummer der Messstelle** hat für Standardlastprofile nach VDEW [23] bzw. BDEW [40] nur informative Bedeutung und kann optional verwendet werden, z.B. um die Messstelle zu dokumentieren. Für die Verwendung von **anlagenspezifischen Lastprofilen mit Anlagen-Identifier (ID)** wird die Nummer der Messstelle als **Anlagen-Identifier (ID)** benötigt (Kapitel 14.6 und 14.7).

8. Der Einstellwert **x[P]** wird als Skalierungsfaktor für die Wirkleistung P_{LP} des Lastprofils verwendet.

$$P_{15\min} = \frac{E}{1000kWh} \cdot P_{LP\,15\min} \cdot x[P]$$

30.4.2 Netzwerkelement *Erzeugungsanlage (DEA)* mit Lastprofil

Das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** kann für die Netzauslastungsanalyse sowohl mit zeitlich konstanter Leistung als auch mit einem Lastprofil, d.h. mit zeitlich variablen Leistungen verwendet werden. Für das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** kann nur ein Lastprofil ausgewählt werden. Ursache ist das normativ komplexe Verhalten von Erzeugungsanlagen z.B. die Blindleistungsbereitstellung im Normalbetrieb oder die Blindstromeinspeisung im Kurzschlussbetrieb (LVRT-Verhalten) nach VDE-AR-N 4110/4120 [18][29].

Um eine Lastflussberechnung mit Lastprofilen mit einem Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** durchzuführen, sollten ausgehend von den Grundeinstellungen des Einstelldialogs die nachfolgenden Einstellungen durchgeführt werden.

Im ersten Schritt erfolgen die Einstellungen in der Registerkarte **Allgemeine Daten**. Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft die Einstellung einer **Erzeugungsanlage (DEA)** mit einer Nennwirkleistung P = 2MW und einem Verschiebungsfaktor cos φ = 0,95untererregt.

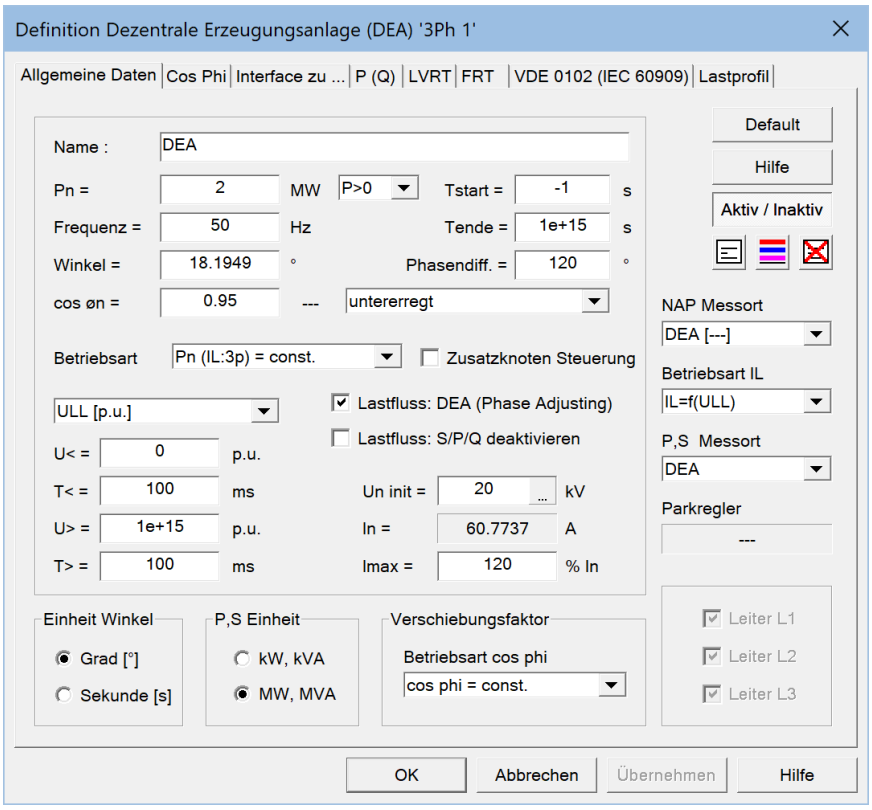


Abbildung 63: Einstellung der *Erzeugungsanlage (DEA)*

Einstellwert	Bedeutung
Pn	Nennwirkleistung
cos ϕn untererregt bzw. übererregt	Verschiebungsfaktor cos φ = P/S
Betriebsart Pn (IL:3p) = const	**Normalbetrieb:** 3-phasige symmetrische Einspeisung, d.h. Einspeisung im Mitsystem, keine Einspeisung in Gegen- und Nullsystem

Betriebsart cos phi	**Normalbetrieb:** Es wird das Verfahren der Blindstromeinspeisung ausgewählt. In dem Beispiel wird ein konstanter Verschiebungsfaktor **cos phi = const.** eingestellt.
Un init	**Nennspannung** Es ist die Nennspannung des Stromnetzes am Netzanschlusspunkt (NAP) der **Erzeugungsanlage (DEA)** einzustellen.
Imax	**Maximaler Einspeisestrom je Leiter in %I_n** Erzeugungsanlagen, die mit einem Netzstromrichter Leistung in ein Stromnetz einspeisen, haben eine Strombegrenzung, um thermische Schäden des Netzstromrichter zu verhindern.
P > 0	Das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** verwendet das **Erzeugerzählpfeilsystem (EZS)** bezogen auf den Netzanschlussknoten. ▪ **P > 0** : Einspeiseanlage, d.h. Wirkleistungseinspeisung.

Im nächsten Schritt erfolgen die Einstelllungen in der Registerkarte **Lastprofil**.

1. Einstellung der Jahresenergie mit dem Einstellwert **Energie**
   Die eingespeiste Jahresenergie wird zu 10^6 kWh eingestellt.

2. Auswahl der Betriebsart **Solarstromanlage (DEA) nach SLP**
   Das Lastprofil bildet die typische Wirkleistungseinspeisung einer Solarstromanlage nach. Weitere Lastprofile sind im Kapitel des Netzwerkelementes **Erzeugungsanlage (DEA)** [Bd. 2] erläutert.

3. Aktivierung des Lastprofils mit **Energieanalyse aktivieren**

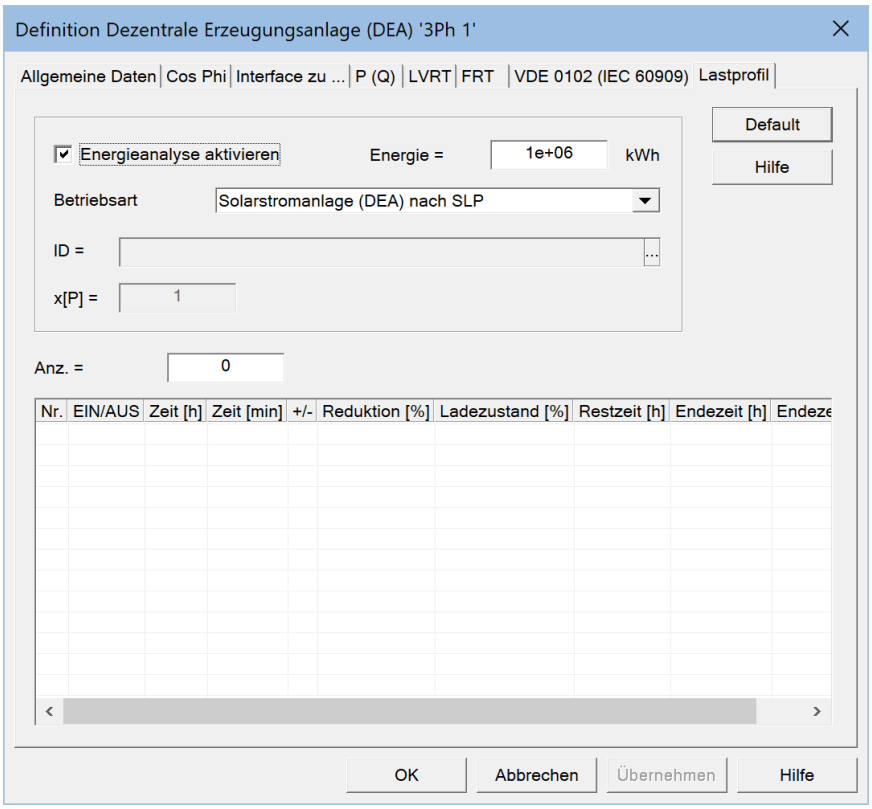


Abbildung 64: Erzeugungsanlage (DEA) - Einstellung des Lastprofils

Der Einstellwert ID wird eingestellt, wenn ein **anlagenspezifisches Lastprofilen mit Anlagen-Identifier (ID)** verwendet wird. In diesem Falle entspricht der Einstellwert dem **Anlagen-Identifier (ID)**.

Einstellwert	Bedeutung
Energieanalyse aktivieren	Die Option muss aktiviert werden, um die Verwendung des Lastprofils zu aktivieren.
Energie	Jahresenergiemenge der Erzeugungsanlage
Betriebsart	**Solarstromanlage (DEA) nach SLP** Das Lastprofil bildet die typische Wirkleistungseinspeisung einer Solarstromanlage nach. Die zugehörigen .CSV-Dateien sind im Verzeichnis c:\atpdesigner\exe\LoadProfiles gespeichert.

30.4.3 Netzwerkelement *Mess/Schutzgerät* als Fahrplanmessgerät

Während der Ausführung der Zeitreihenberechnung, d.h. der Lastflussberechnung mit Lastprofilen wird für jedes 15min-Intervall der Zeitreihe der Netzzustand mit einer Lastflussberechnung berechnet (Netzzustandsanalyse) und eine Netzauslastungsanalyse durchgeführt (Netzzustandsdiagnose). Mit Hilfe von Netzwerkelementen **Mess/Schutzgerät**, die als **Fahrplanmessgeräte** parametriert sind, können Spannungen, Ströme, Leistungen, etc. an deren Messort aufgezeichnet und nach Beendigung der Zeitreihenberechnung in einer .CSV-Datei im Verzeichnis **Results** gespeichert werden.

⇨ Falls nicht vorhanden wird das Verzeichnis **Results** von ATPDesigner automatisch im **Projektverzeichnis** angelegt.

Einstellwert	Bedeutung
Betriebsart	**Lastprofil: U,I,P,Q,S,…** Die Betriebsart parametriert die Verwendung des Mess/Schutzgerätes als **Fahrplanmessgerät**. Das Pfeilsymbol wird in **grüner** Zeichenfarbe dargestellt. Es wird das Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) verwendet.
Un	**Nennspannung**

Näheres zur Verwendung des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** als **Fahrplanmessgerät** kann u.a. in den folgenden Kapiteln nachgelesen werden.

- Lastflussberechnung mit Lastprofilen - Berechnung eines Fahrplans
- Verwendung eines Fahrplanmessgerätes
- Fahrplan und Fahrplanmessgeräte - Ausgabe der Ergebnisse in eine Datei

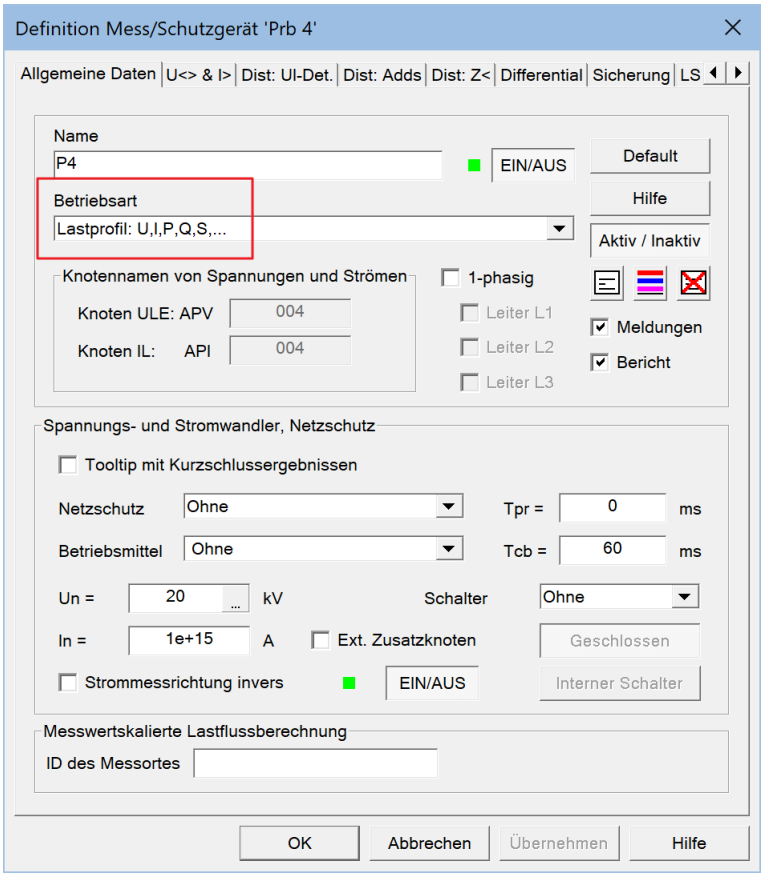


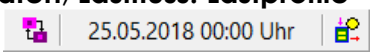
Abbildung 65: Netzwerkelement *Mess/Schutzgerät* als Fahrplanmessgerät

In dem Mittelspannungsnetz sind die Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät P1**, **P4** und **P5** als **Fahrplanmessgeräte** parametriert. Die Fahrplanmessgeräte sind an der **grünen** Zeichenfarbe des Pfeilsymbol zu erkennen. Die Messorientierung der Fahrplanmessgeräte wurde entsprechend der Verwendung des Zählpfeilsystems der Netzwerkelemente berücksichtigt.

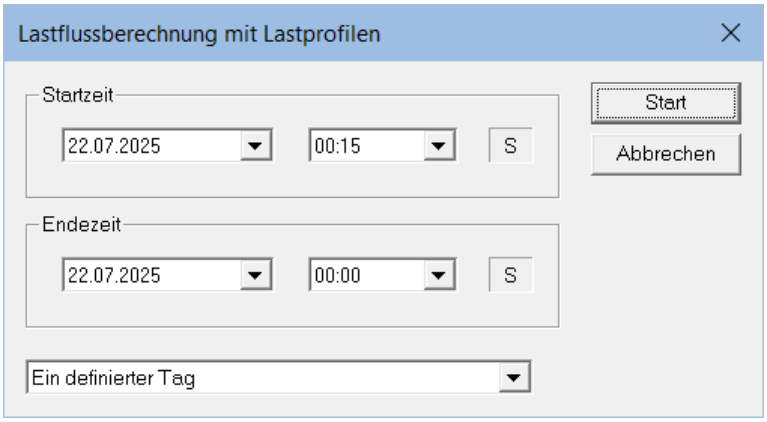
Netzwerkelement	Zählpfeilsystem
Verbraucherlast	**Verbraucherzählpfeilsystem (VZS)** Messorientierung des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** in Richtung des Netzwerkelementes **Verbraucherlast**: Dadurch wird eine von der **Verbraucherlast** aus dem Stromnetz bezogene Leistung als positiver Zahlwert gemessen (Bezugsanlage).
Erzeugungsanlage (DEA)	**Erzeugerzählpfeilsystem (EZS)** Messorientierung des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** vom Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** in Richtung Stromnetz: Dadurch wird eine von der **Erzeugungsanlage (DEA)** ins Stromnetz eingespeiste Leistung als positiver Zahlwert gemessen (Einspeiseanlage).

30.4.4 Durchführung der Netzauslastungsanalyse mit Fahrplanberechnung

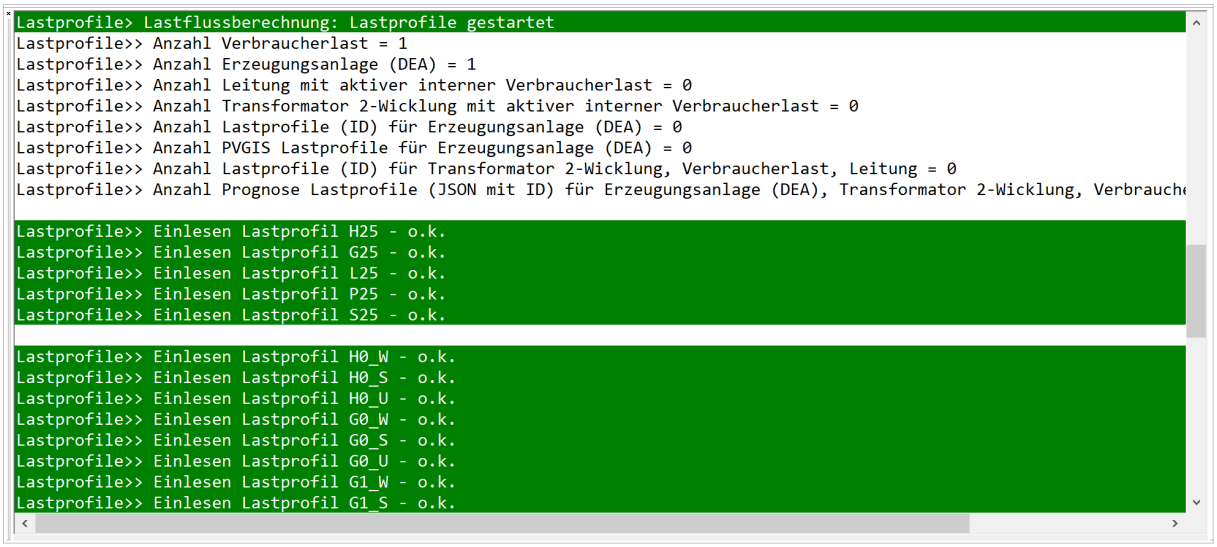
Eine Netzauslastungsanalyse kann wie nachfolgend erläutert durchgeführt werden.

- Hauptmenü **Prüfungen**
- Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten**, **Lastfluss: Lastprofile**
- Toolbar-Button in der Toolbar 

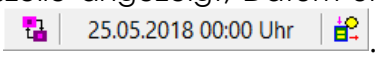
Im ersten Schritt wird der Einstelldialog **Lastflussberechnung mit Lastprofilen** wie oben beschrieben geöffnet und sofort nach dem Öffnen mit eine **Left Mouse Button Click** auf den Button **Abbrechen** wieder geschlossen.



Mit dem Öffnen des Einstelldialogs überprüft ATPDesigner die Verfügbarkeit der Lastprofildateien und zeigt das Ergebnis der Überprüfung im **Meldungsfenster** an. Falls ein Lastprofil bzw. eine Lastprofildatei nicht vorhanden ist, kann die Zeitreihenberechnung, d.h. die Lastflussberechnung mit Lastprofilen nicht gestartet werden. In diesem Fall wird eine Fehlermeldung im **Meldungsfenster** ausgegeben. Die Lastprofildateien nach VDEW [23] und BDEW [40] sind im **Verzeichnis c:\atpdesigner\exe\LoadProfiles**, anwenderspezifische Lastprofile im Unterverzeichnis **LoadProfiles** im **Projektverzeichnis** gespeichert.



Wurden alle Lastprofile und Lastprofildateien gefunden, kann die Netzauslastungsanalyse gestartet werden. Dazu wird wieder der Einstelldialog geöffnet und die Betriebsart und ein dazu passender Zeitbereich eingestellt. Mit einem **Left Mouse Button Click** auf

den Button **Start** wird die Zeitreihenberechnung gestartet. ATPDesigner berechnet mit einer Lastflussberechnung den Netzzustand für jedes 15min-Intervall der Zeitreihe und bewertet die Ergebnisse. Der Fortschritt der Zeitreihenberechnung wird als Laufbalken in der Statuszeile angezeigt, Datum und Uhrzeit des aktuellen 15min-Intervalls in der Toolbar z.B. 

. In dem Beispiel wurde eine Netzauslastungsanalyse für die 96 15min-Intervalle des 27.07.2025 durchgeführt.

- Betriebsart : **Ein definierter Tag**

Die Ergebnisse der Netzauslastungsanalyse werden in mehreren Ergebnisdateien im **Projektverzeichnis** und dessen Unterverzeichnissen ausgegeben. Die Ausgabe von optionalen Ergebnisdateien kann in der Registerkarte **Meldungen** eingestellt werden. Die Ergebnisdatei **_LFPROF** für die Zeitreihenberechnung kann nicht deaktiviert werden.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Netzkonfiguration**, Registerkarte **Meldungen**
- **Projektinformation**: **Lastfluss**

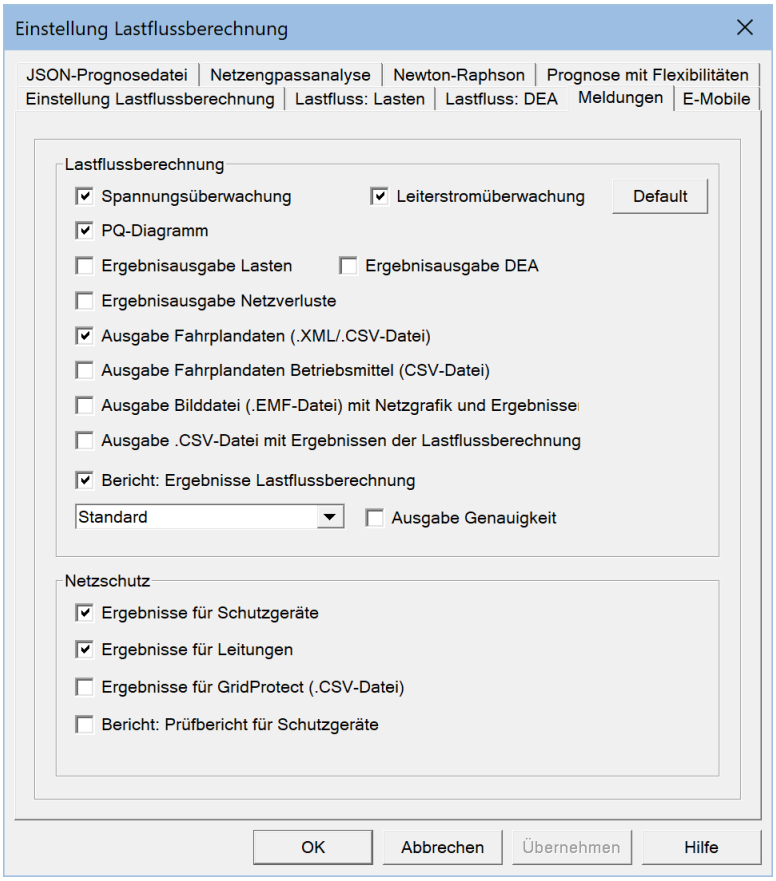


Abbildung 66: Einstellung der Ausgabe optionaler Ergebnisdateien

Einstellwert	Bedeutung
Bericht: Ergebnisse Lastflussberechnung	Es wird ein Bericht für die Lastflussberechnung jedes 15min-Intervalls der Zeitreihe im **Projektverzeichnis** ausgegeben.

Ausgabe Fahrplandaten	Der Fahrpläne der Fahrplanmessgeräte werden in jeweils einer Datei im .CSV-Format, .XML-Format und .XLSX-Format im Unterverzeichnis **Results** des **Projektverzeichnis** ausgegeben.

Die Einstellwerte der Registerkarte **Meldungen** werden in [Bd. 2] im Kapitel **Registerkarte Meldungen** erläutert.

Nach erfolgreicher Durchführung der Zeitreihenberechnung, d.h. der Lastflussberechnung mit Lastprofilen, sind folgende Ergebnisdateien im **Projektverzeichnis** und dazugehörenden Unterverzeichnissen vorhanden.

Verzeichnis	Ergebnisdatei
Projektverzeichnis	**20250809121928876_Netz20kV_Lastprofile_1_LFPROF.XML** In dem **Bericht** sind die Ergebnisse der Netzauslastungsanalyse für den gesamten Zeitbereich enthalten. Die Struktur des Dateinamens ist wie nachfolgend dargestellt: **JJJJMMTThhmmss_*NetDateiname*_LFPROF**.xml Die Ergebnisdatei wird immer ausgegeben und kann nicht deaktiviert werden.
Projektverzeichnis	**20250809121825791_Netz20kV_Lastprofile_1_LF.XML** Ist die Option **Bericht: Ergebnisse Lastflussberechnung** aktiviert, so werden für jedes 15min-Intervall der Zeitreihenberechnung die Ergebnisse der Lastflussberechnung in je einem **Bericht** ausgegeben. Die Struktur des Dateinamens ist wie nachfolgend dargestellt: **JJJJMMTThhmmss_*NetDateiname*_LF**.XML Die Zuordnung der einzelnen Berichte der Lastflussberechnungen **_LF** zu einem 15min-Intervall ist mit Hilfe einer Referenzliste im übergeordneten Bericht **_LPROF** möglich.
Projektverzeichnis \ Results	**20250809121928711_Netz20kV_Lastprofile_1_FPFORC.CSV** **20250809121928711_Netz20kV_Lastprofile_1_FPFORC.XML** **20250809121928711_Netz20kV_Lastprofile_1_FPFORC.XLSX** Ist die Option aktiviert, so werden die **Fahrpläne** der **Fahrplanmessgeräte** im Unterverzeichnis **Results** in jeweils einer Datei **_FPFORC** mit unterschiedlichen Dateiformaten gespeichert. Die Struktur des Dateinamens ist wie nachfolgend dargestellt: **JJJJMMTThhmmss_*NetDateiname*_FPFORC**.CSV **JJJJMMTThhmmss_*NetDateiname*_FPFORC**.XML **JJJJMMTThhmmss_*NetDateiname*_FPFORC**.XLSX

⇨ Struktur und Inhalte der Fahrplandatei sind im Kapitel Fahrplan und Fahrplanmessgeräte - Struktur der Fahrplandatei erläutert.

In der nachfolgenden Abbildung sind die ersten Seiten des **Berichtes** mit den Ergebnissen der Netzauslastungsanalyse für die Zeitreihenberechnung **_LFPROF** beispielhaft dargestellt.

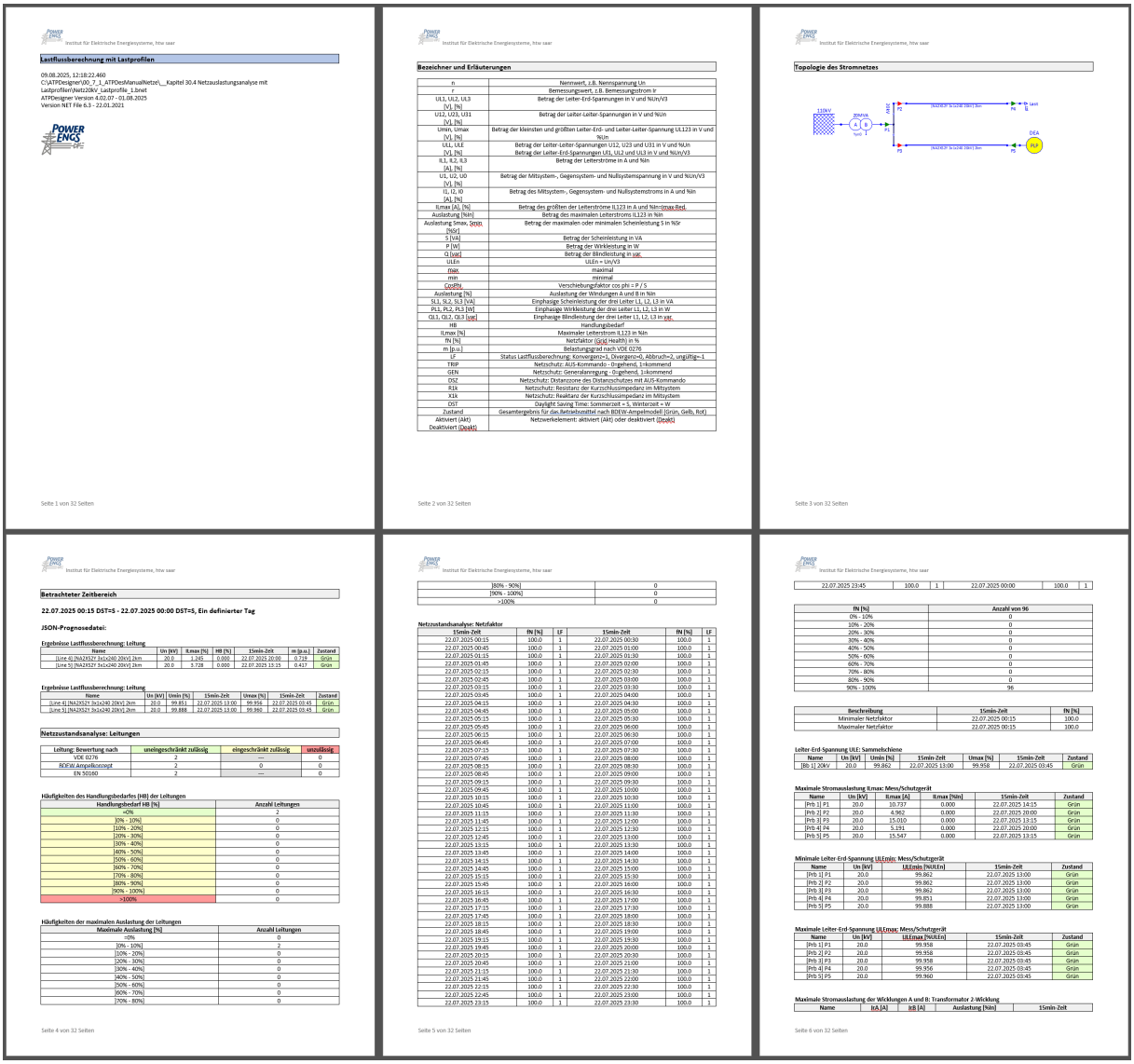


Abbildung 67: Bericht – Ergebnisse der Netzauslastungsanalyse der Zeitreihenberechnung

30.4.5 Darstellung des Fahrplans in einem Diagramm

Die **Fahrplandatei**, die im Verzeichnis **Results** im **Projektverzeichnis** als .CSV-Datei gespeichert ist, kann mit Drag&Drop in den Zeichenbereich von ATPDesigner gezogen und als Diagramm geöffnet werden. Näheres dazu kann im Kapitel Anzeige eines Fahrplans in einem Diagramm (Fahrplandatei) nachgelesen werden.

- Hauptmenü **Datei**
- Menüpunkt **Öffnen ..**

Es muss das Verzeichnis **Results** im **Projektverzeichnis** geöffnet und der Dateifilter auf **.CSV-Datei (*.CSV)** eingestellt werden.

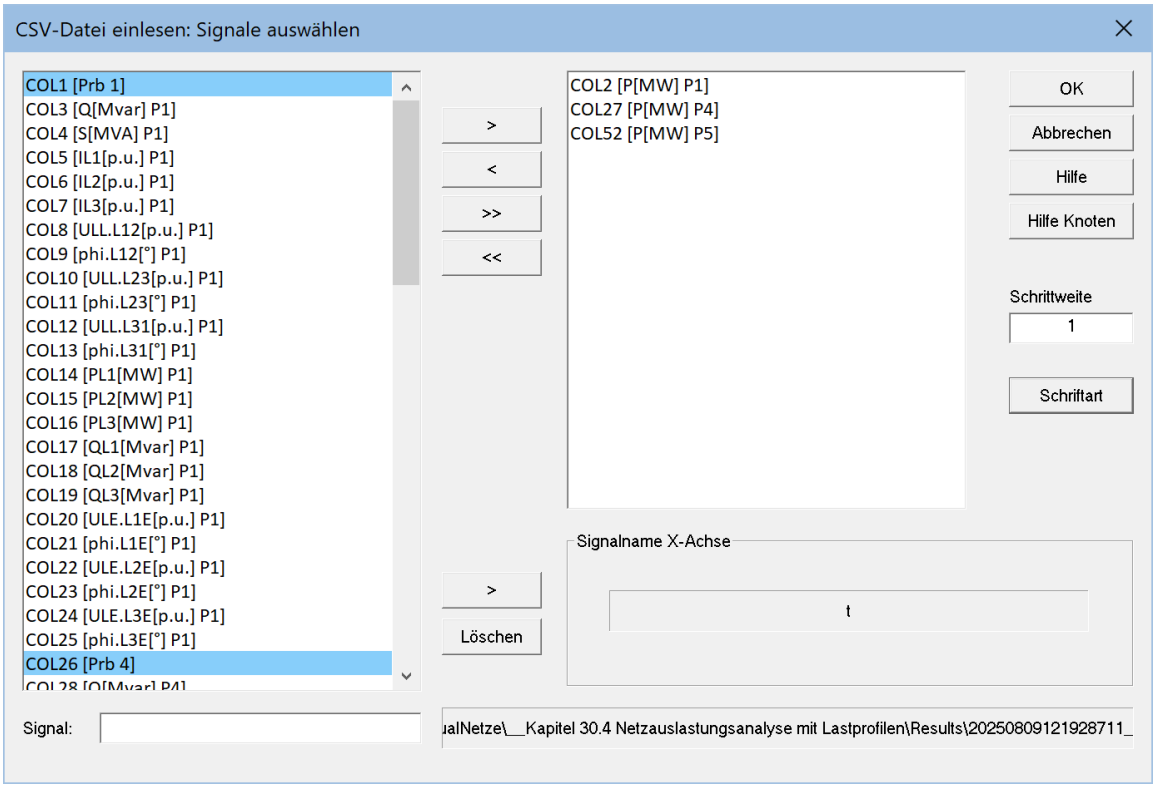


Abbildung 68: Dialog zur Auswahl der anzuzeigenden Signale

Bedienelement	Bedeutung
OK	Dialog schließen und Diagramm zeichnen
Abbrechen	Dialog schließen und Diagramm nicht zeichnen
Schrittweite	Mit dem Einstellwert kann eine Schrittweite festgelegt werden, die für das Zeichnen des Polygonzuges der Signale im Diagramm verwendet wird. Dadurch ist es möglich, nur jeden n-ten Abtastwert aus der Diagrammdatei zu zeichnen.
Schriftart	Die Schriftart zur Darstellung der Bezeichner in den beiden Listen kann eingestellt werden.

Die darzustellende Zeitsignale müssen in der linken Liste mit einem **Left Mouse Button Click** ausgewählt und mit Hilfe der Pfeil-Buttons oder per **Left Mouse Button Double Click** auf den Signalnamen in die rechte Liste verschoben werden. Durch das Drücken des Buttons **OK** wird das Diagramm erstellt und angezeigt.

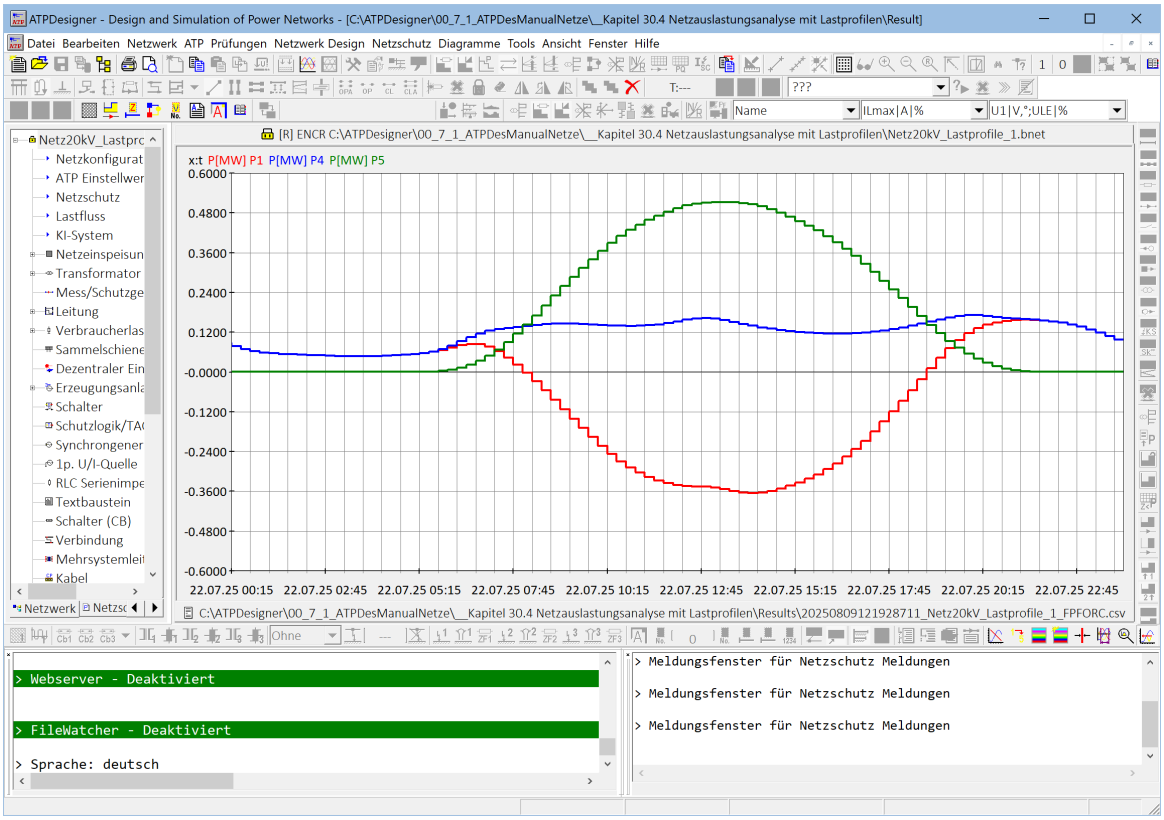


Abbildung 69: Darstellung des Fahrplandiagramms in ATPDesigner

Die beiden nachfolgenden Abbildungen zeigen zuerst den Dialog für die Auswahl der Signale, d.h. Leistungen, Spannungen, Ströme, etc., die in einem **Diagramm** angezeigt werden sollen. Die zweite Abbildung zeigt das von ATPDesigner erstellte Diagramm. Einstellwerte für das Diagramm können im Einstelldialog **Einstellwerte Diagramme** eingestellt werden.

- Hauptmenü **Diagramme**
- Menüpunkt **Einstellwerte Diagramme**

Die Signale des Diagramms können mit verschiedenen Methoden angezeigt und ausgewertet werden. Näheres dazu ist im Kapitel **Darstellung der Zeitsignale als Diagramm** [Bd. 2] erläutert. Die wichtigsten Dialoge zur Einstellung und Auswertung des Diagramms sind in der **Netzwerk Toolbar** und dem Hauptmenü **Diagramme** enthalten. Die Toolbar kann wie folgt aktiviert oder deaktiviert werden.

- Hauptmenü **Tools**
- Menüpunkt **Netzwerk Toolbar**

Die grafischen Symbole der **Netzwerk Toolbar** werden abhängig von der Auswahl **Alle Toolbars: Große Icons** bzw. **Alle Toolbars: Kleine Icons** mit angepassten veränderten Symbolen dargestellt.

- Auswahl **Alle Toolbars: Große Icons**

- Auswahl **Alle Toolbars: Kleine Icons**

- Hauptmenü **Tools**
- Menüpunkt **Toolbars einstellen**

Große Icons	Kleine Icons	Bedeutung
		Der Dialog zur Auswahl der Signale wird geöffnet. ▪ Hauptmenü **Diagramme** ▪ Menüpunkt **Signalliste**, **Strg + Alt + S**
		Der Dialog zur Einstellung von Skalierungsfaktoren für die Signale wird geöffnet. ▪ Hauptmenü **Diagramme** ▪ Menüpunkt **Diagramm Skalierungsfaktoren**
		Der Dialog zur Auswahl der Zeichenfarben der Signale wird geöffnet. ▪ Hauptmenü **Diagramme** ▪ Menüpunkt **Signalliste**, **Strg + Alt + F**
		Die Zeichenfarben der Signale werden auf Grundeinstellung zurückgesetzt.
		Mit einem **Left Mouse Button Click** werden zwei vertikale Cursor in den Farben **grau** und **rot** eingeblendet. Beide Cursor können unabhängig voneinander mit einem Tastendruck der linken und der rechten Maustaste in dem Diagramm positioniert werden.
		Mit einem **Left Mouse Button Click** wird der Dialog zur Berechnung des Frequenzspektrums mit der **Diskreten Fourier Transformation** berechnet.
		Durch Drücken des Toolbar-Buttons kann bei permanent gedrücktem **Left Mouse Button** ein Zoom-Frame aufgezogen werden. Beim Loslassen der linken Maustaste wird der Teil des Diagramms, der in dem Zoom-Frame enthalten war, vergrößert dargestellt.
		Der Dialog der Einstellwerte des Diagramms wird geöffnet. ▪ Hauptmenü **Diagramme** ▪ Menüpunkt **Einstellwerte Diagramme**
		Das Diagramm kann durch Drücken des Toolbar-Buttons wieder in den originalen Zustand zurückversetzt werden.
		Der Dialog **Einstellwerte Signalanalyse** wird geöffnet. ▪ Hauptmenü **Diagramme** ▪ Menüpunkt **Einstellwerte Signalanalyse**
		Der Toolbar-Button ist nur aktiv, wenn in der Ansicht ein Stromnetz dargestellt wird. ATPDesigner prüft nach, ob zu dem Stromnetz eine **Diagrammdatei** (.PL4-Datei) vorhanden ist. Die Diagrammdatei (.PL4-Datei) wird als Ergebnis der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge**. Daher kann mit diesem Toolbar-Button keine **Fahrplandatei** geöffnet und als **Diagramm** dargestellt werden. ▪ Hauptmenü **Diagramme** ▪ Menüpunkt **Diagramm öffnen**, **Strg + 4**

30.5 Netzauslastungsanalyse: Lastprofile einer *JSON-Prognosedatei*

Um Netzauslastungsanalysen von Stromnetzen über definierte Zeitbereiche durchzuführen, werden in aller Regel Zeitreihenberechnungen ausgeführt.

⇨ Eine **Zeitreihenberechnung** ist eine zeitlich i.a. Regel lückenlose Folge von Lastflussberechnungen mit einer Unterteilung in zeitlich äquidistante 15min-Intervalle.

Für eine Zeitreihenberechnung wird angenommen, dass der Leistungsfluss in jedem der 15min-Intervalle der Zeitreihe konstant ist und sich nur zu Beginn des nächsten 15min-Intervalls sprungartig ändern kann. Insofern wird für das 15min-Intervall ein (quasi)stationärer Netzzustand vorausgesetzt, dessen Spannungen, Ströme und Leistungsflüsse mit einer Lastflussberechnung berechnet werden können. Der Netzzustand innerhalb eines 15min-Intervalls wird als symmetrisch und fehlerfrei angenommen, definiert also den Normalbetrieb des Stromnetzes. Grundsätzlich sind Zeitreihenberechnungen auch für den Kurzschlussbetrieb des Stromnetzes erweiterbar.

Die zeitliche Kennzeichnung der 15min-Intervalle erfolgt in Anlehnung an die Definition der Standardlastprofile nach VDEW [23]. Es wird zur Kennzeichnung immer der Zeitstempel des Endes des 15min-Intervalls verwendet. So wird nach VDEW [23] z.B. das letzte 15min-Intervall eines Tages mit dem Zeitstempel 00:00 Uhr gekennzeichnet, das erste 15min-Intervall eines Tages mit dem Zeitstempel 00:15 Uhr.

Netzauslastungsanalysen mit Zeitreihenberechnungen können mit dem Netzberechnungsprogramm ATPDesigner z.B. mit der Netzberechnungsfunktion Lastfluss: Lastprofile durchgeführt werden. Es werden in aller Regel Standardlastprofile nach VDEW [23] oder davon abgeleitete Lastprofile für die Definition der Bezugs- oder Einspeiseleistungen der Betriebsmittel je 15min-Intervall einer Zeitreihe verwendet. Die Bezugs- und Einspeiseanlagen werden als PQ-Knoten mit einer innerhalb des 15min-Intervalls konstanten Bezugs- oder Einspeiseleistung, getrennt nach Wirkleistung P und Blindleistung Q definiert angenommen.

Als Lastprofildateien werden vom Netzberechnungsprogramm ATPDesigner Textdateien im .CSV-Format ff. nach VDEW [23] verwendet.

- Hauptmenü **Prüfungen**
- Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten**, **Lastfluss: Lastprofile**

Alternativ zu den Lastprofilen im .CSV-Format können im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner Lastprofile in Textdateien im JSON-Format gespeichert, mit den Netzwerkelementen **Verbraucherlast** und **Erzeugungsanlage (DEA)** durch eindeutige **Identifikationsmerkmal ID** (JSON-Element **id**) verbunden und für Netzauslastungsanalysen mit Zeitreihenberechnungen z.B. mit der Netzberechnungsfunktion Lastfluss: Lastprofile verwendet werden.

⇨ Im Netzberechnungsprogramm ATPDesigner wird die JSON-Prognosedatei als Textdatei im JSON-Format verwendet. Das Format der **JSON-Prognosedatei** ist in JSON-Prognosedatei erläutert. Um die **JSON-Prognosedatei** als Lastprofildatei zu verwenden, ist minimal die Verwendung der Sektionen **Header** und **15min-Zeitreihe als Prognose** (JSON-Array **timeseries**) ausreichend.

30.5.1 Export einer JSON-Prognosedatei

Die Exportfunktion **Export: Prognose (JSON)** [Bd. 1] kann verwendet werden, um eine **JSON-Prognosedatei** unter Verwendung von Lastprofilen wie z.B. Standardlastprofilen nach VDEW [23] zu generieren und in einer einzigen Textdatei im JSON-Format (nachfolgend auch als .JSON-Datei bezeichnet) zu speichern. Damit ist eine Hilfsfunktion vorhanden, eine syntaktisch korrekte und inhaltlich sinnvolle JSON-Prognosedatei im Sinne einer Vorlage zu generieren, die dann manuell an spezielle Anforderungen angepasst werden kann.

Die Exportfunktion erzeugt in der JSON-Prognosedatei für jedes Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** und **Verbraucherlast** eine eigene Zeitreihe als Folge von 15min-Intervallen (JSON-Array **timeseries**) mit Zeitstempel (JSON-Element **timestamp_s**), Wirk- und Blindleistung (JSON-Element **value_1**, **value_2**) und einem eindeutigen **Identifikationsmerkmal ID** (JSON-Element **id**). Die so generierte JSON-Prognosedatei kann dazu verwendet werden, um die darin enthaltenen Zeitreihen (JSON-Array **timeseries**) mit Hilfe des **Identifikationsmerkmal ID** (JSON-Element **id**) mit Netzwerkelementen des o.g. Typs datentechnisch zu verbinden. Im Rahmen einer Zeitreihenberechnung werden von ATPDesigner aus der so verbundenen Zeitreihe (JSON-Array **timeseries**) die Leistungswerte P und optional Q für jedes 15min-Intervall entnommen und als PQ-Knoten nachgebildet.

Am Beispiel des Netzwerkelementes **Erzeugungsanlage (DEA)** wird die Vorgehensweise erläutert, wie eine **JSON-Prognosedatei** mit Zeitreihen von 15min-Intervallen (JSON-Array **timeseries**) mit Hilfe der Lastprofildateien nach VDEW [23] erstellt werden kann.

Um eine Zeitreihe als Folge von Leistungswerten P und Q für 15min-Intervalle zu generieren, wird für das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** das Standardlastprofil für Solarstromanlagen in Anlehnung an VDEW [23] als Datengrundlage verwendet. Das Lastprofil besteht aus den drei .CSV-Dateien **LoadProfile_PV_(S,U,W).CSV** im Unterverzeichnis **...\Exe\LoadProfiles** des **Projektverzeichnis**.

Im ersten Schritt wird wie in der nachfolgenden Abbildung dargestellt die Betriebsart **Solarstromanlage (DEA) nach SLP** für das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** eingestellt und die Option **Energieanalyse aktivieren** aktiviert.

- ⇨ Es muss darauf geachtet werden, dass der Einstellwert **ID** wie nachfolgend dargestellt keinen Wert besitzt, das Editierfeld also leer ist. Ist dort ein Wert vorhanden, wird dieser beim Export verwendet. In allen anderen Fällen wird für die Zeitreihe der JSON-Prognosedatei (JSON-Array **timeseries**) automatisch ein Ersatzwert erzeugt.

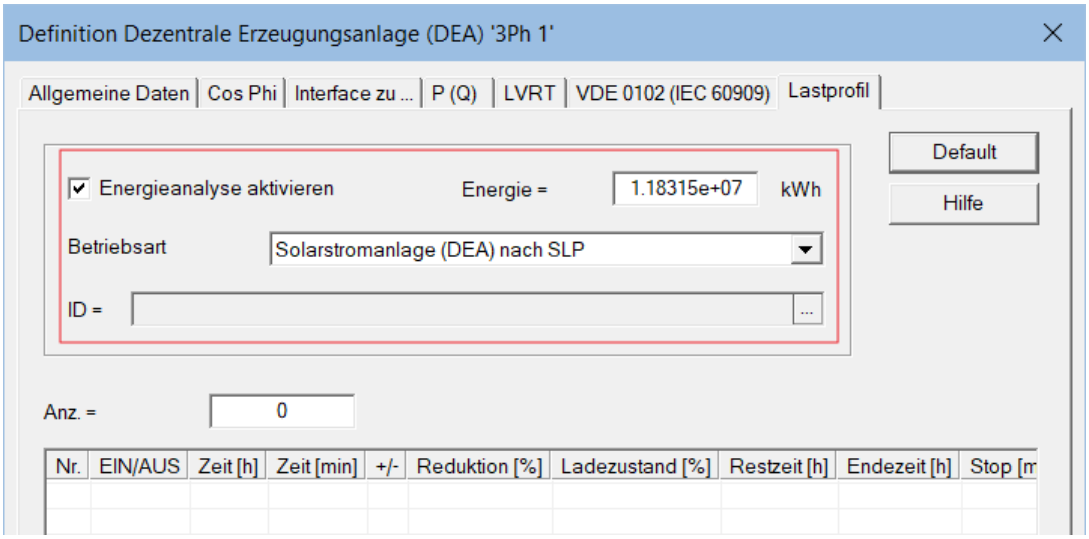


Abbildung 70: Einstelldialog *Erzeugungsanlage (DEA)*

Durch die Wahl der Betriebsart wird die Kennung **PLP** (**P**hotovoltaic **L**oad **P**rofile) im Symbol des Netzwerkelementes **Erzeugungsanlage (DEA)** wie nachfolgend dargestellt angezeigt.

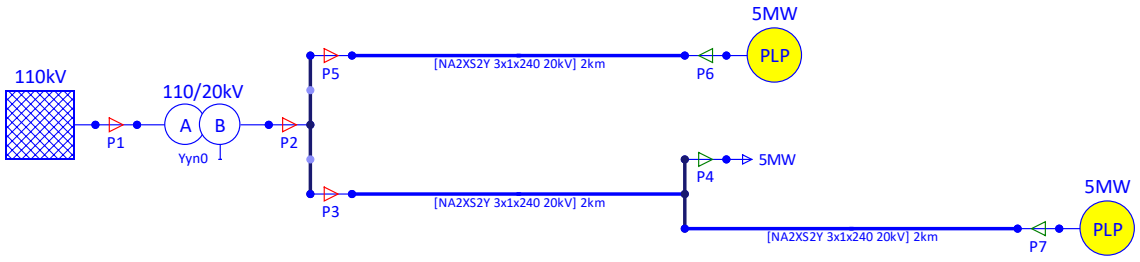


Abbildung 71: 20kV-Referenznetz für Zeitreihenberechnungen mit Lastprofilen

Ziel ist es, eine Zeitreihe für einen Tag bestehend aus 96 15min-Intervallen zu generieren, die als maximale Wirkleistung eine Nennwirkleistung P_n einspeist. Diese Nennwirkleistung wird nicht direkt als Einstellwert im Einstelldialog der **Erzeugungsanlage (DEA)**, sondern indirekt mit Hilfe des Einstellwertes **Energie** eingestellt. Dazu müssen folgende Schritte ausgeführt werden.

1. Festlegung des Datums in dem Beispiel des Tages, für den die Zeitreihe generiert werden soll. Im Beispiel wird Sonntag, der 21.04.2024 gewählt.

2. Identifikation des Zeitbereiches Sommer, Winter oder Übergang nach VDEW [23]. Im Beispiel muss der Zeitbereich Übergangszeit für das Datum verwendet werden. Die auf eine Jahresenergiemenge 1000kWh bezogenen Wirkleistungswerte p_{SLP} sind in der .CSV-Datei **LoadProfile_PV_U.CSV** enthalten.

3. Es muss das 15min-Intervall mit der maximalen bezogenen Wirkleistung p_{SLP} in der .CSV-Datei identifiziert werden. Wie nachfolgend dargestellt wird der maximale Wirkleistungswert in kW an einem Sonntag im 15min-Intervall 13:15 Uhr eingespeist. Es muss hier angemerkt werden, dass speziell für die Lastprofile einer PV-Anlage

kein Unterschied der Profile für Werktag, Samstag und Sonntag bzgl. der bezogenen Wirkleistung gegeben ist.

```
(Kunde-)Name:;
(Kanal-)Beschreibung:;Mittelwert 2020,2021,2022
(Kanal-)Ident3:;PV
Summe (kWh):;1000
Uebergangszeit;kW
…
Sonntag 12:15;0,412987377
Sonntag 12:30;0,419444388
Sonntag 12:45;0,423040341
Sonntag 13:00;0,423582957
Sonntag 13:15;0,422604069
Sonntag 13:30;0,421015688
Sonntag 13:45;0,419017188
Sonntag 14:00;0,414648579
Sonntag 14:15;0,408174768
Sonntag 14:30;0,400289097
…
```

Die Berechnung des Einstellwertes **Energie** wird wie nachfolgend dargestellt aus der bezogenen Wirkleistung p_{SLP} durchgeführt.

$$P_{DEA}\left[kW\right] = p_{SLP}\left[kW\right] \cdot \frac{Energie\left[kWh\right]}{1000kWh}$$

Für eine Nennwirkleistung P_{DEA} = 5MW ergibt sich.

$$Energie\left[kWh\right] = \frac{P_{DEA}\left[kW\right] \cdot 1000kWh}{p_{SLP}\left[kW\right]}$$

$$Energie = \frac{5000kW \cdot 1000kWh}{0,4226kW} = 11.831.519kWh$$

Durch die Verwendung des so berechneten Einstellwertes **Energie** wird im Verlaufe der Zeitreihenberechnung für jedes 15min-Intervall entsprechend der nachfolgenden Gleichung der Wert der eingespeisten Wirkleistung P berechnet.

$$P_{DEA,\,hh:mm\,Uhr}\left[kW\right] = p_{SLP,\,hh:mm\,Uhr}\left[kW\right] \cdot \frac{11.831.519kWh}{1000kWh}$$

Für die Uhrzeit 13:15 Uhr ergibt sich wie definiert der maximale Wert der Wirkleistungseinspeisung.

$$P_{DEA,\,13:15\,Uhr}\left[kW\right] = 0,4226kW \cdot \frac{11.831.519kWh}{1000kWh} = 5MW$$

Mit Hilfe der Netzberechnungsfunktion Lastfluss: Lastprofile kann eine Validierung des Einstellwertes erfolgen. Dazu wird in dem nachfolgend dargestellten Einstelldialog gezeigt Datum und Uhrzeit eingestellt. Durch die Auswahl der Betriebsart **Eine definierte**

Uhrzeit wird nur eine einzige Lastflussberechnung für das eingestellte 15min-Intervall durchgeführt. Die Ergebnisse der Lastflussberechnung werden sowohl in der Netzgrafik als auch in den Tooltips der Netzwerkelemente angezeigt.

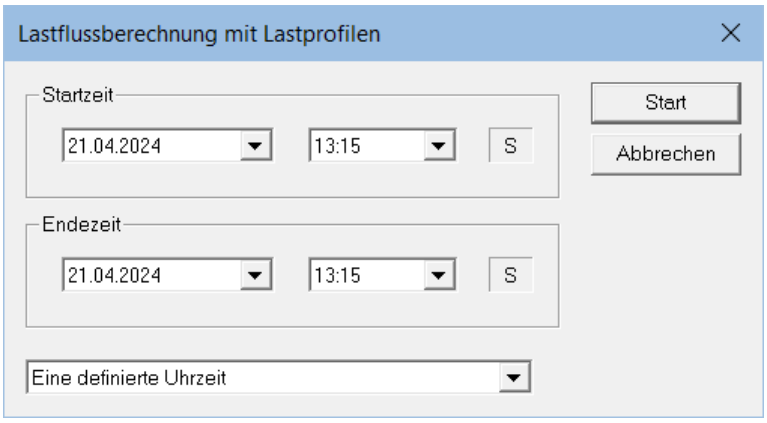


Abbildung 72: Einstellung des 15min-Intervall mit maximaler Wirkleistungseinspeisung

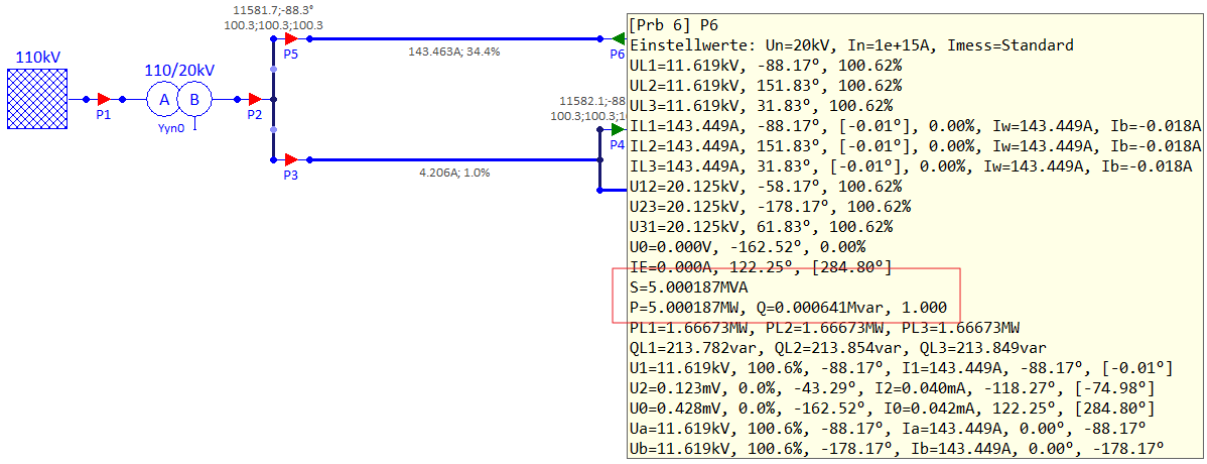


Abbildung 73: Wirkleistungseinspeisung am Netzanschlusspunkt (NAP): ca. 5MW um 13:15Uhr

Wird das **Mess/Schutzgerät P6** am Netzanschlusspunkt (NAP) der **Erzeugungsanlage (DEA)** wie oben dargestellt als Fahrplanmessgerät verwendet (erkennbar an der **grünen** Zeichenfarbe des Pfeils des **Mess/Schutzgerätes**), so kann der Leistungsfluss je 15min-Intervall der Zeitreihe in einer **.CSV-Fahrplandatei** gespeichert und wie nachfolgend dargestellt als Diagramm angezeigt werden. Die Ausgabe der .CSV-Fahrplandatei **Ausgabe Fahrplandaten** muss im Einstelldialog **Einstellung Lastflussberechnung**, Registerkarte **Meldungen** aktiviert werden.

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**, Registerkarte **Meldungen**

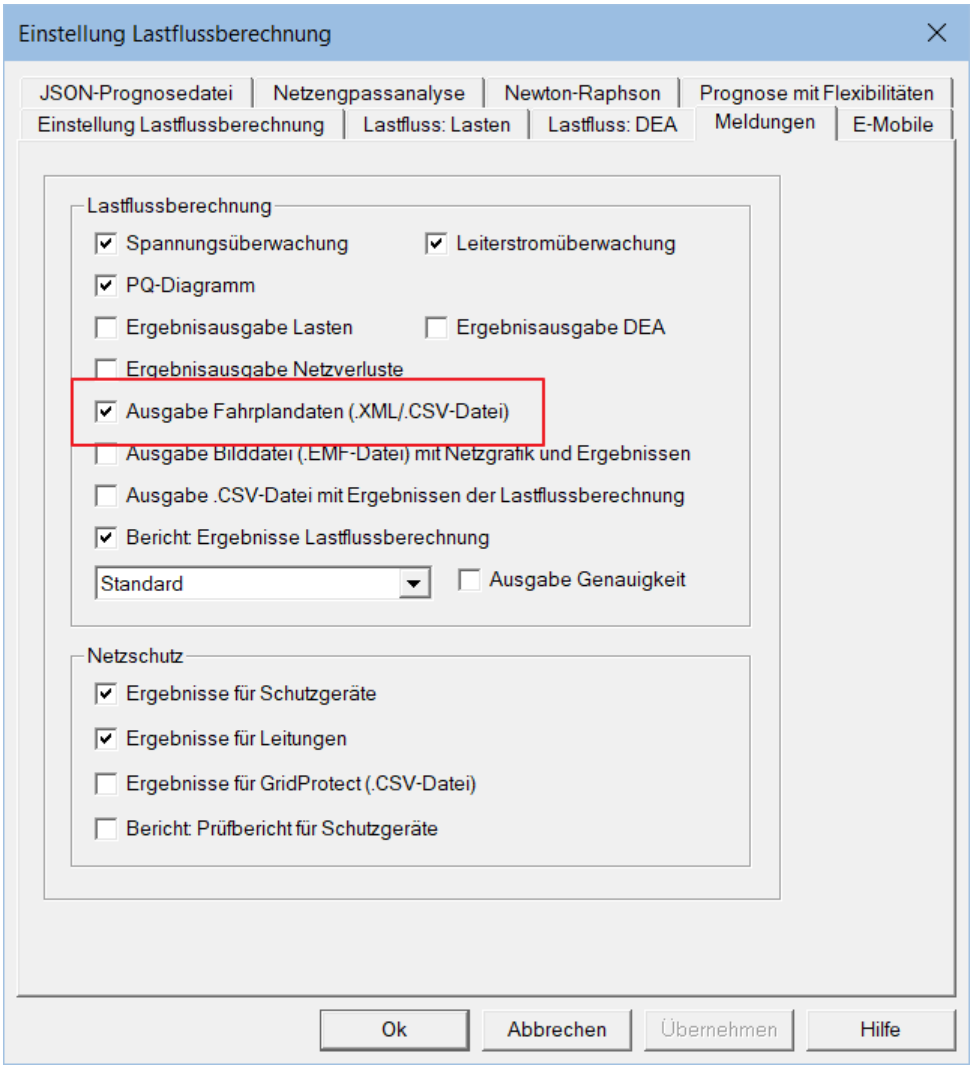


Abbildung 74: Ausgabe der .CSV-Fahrplandatei aktivieren

Im nächsten Schritt wird der Zeitbereich gewählt, für den Lastprofile als Zeitreihe von 15min-Intervallen mit Leistungswerten in der JSON-Prognosedatei (JSON-Array **timeseries**) generiert werden soll. Durch einen **Left Mouse Button Click** auf den Button Start wird die Zeitreihenberechnung Lastfluss: Lastprofile gestartet.

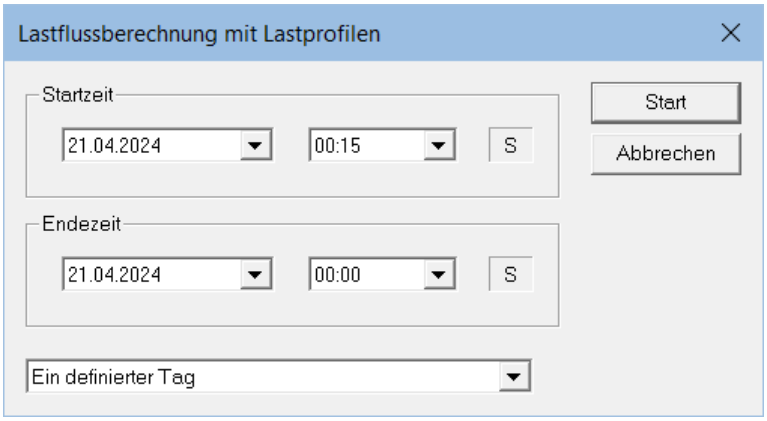


Abbildung 75: Einstellung des gewünschten Zeitbereiches

Die **.CSV-Fahrplandatei** ist nach erfolgreicher Durchführung der Zeitreihenberechnung Lastfluss: Lastprofile im Unterverzeichnis **Results** des **Projektverzeichnis** gespeichert und ist durch die Kennung _**FPFORC** erkennbar. Die Fahrplandatei wird zusätzlich als .XML-Datei im Office Open XML Format [21] und als .XLSX-Datei gespeichert, die mit einer Tabellenkalkulation wie z.B. Excel geöffnet werden kann. Dem Dateinamen der .NET-Datei ist das Erstellungsdatum mit Uhrzeit vorangestellt.

JJJJMMTThhmmss_***NetDateiname***_**FPFORC**.CSV
JJJJMMTThhmmss_***NetDateiname***_**FPFORC**.XML
JJJJMMTThhmmss_***NetDateiname***_**FPFORC**.XLSX

⇨ Verzeichnis: **Projektverzeichnis** \ **Results**

Die **.CSV-Fahrplandatei** kann mit **Drag&Drop** in den Zeichenbereich von ATPDesigner gezogen oder als Datei z.B. mit **Datei, Öffnen …** eingelesen und als **Diagramm** dargestellt werden. Die Zuordnung der Signale zu einem **Mess/Schutzgerät** erfolgt mit dem Namen z.B. **P6**.

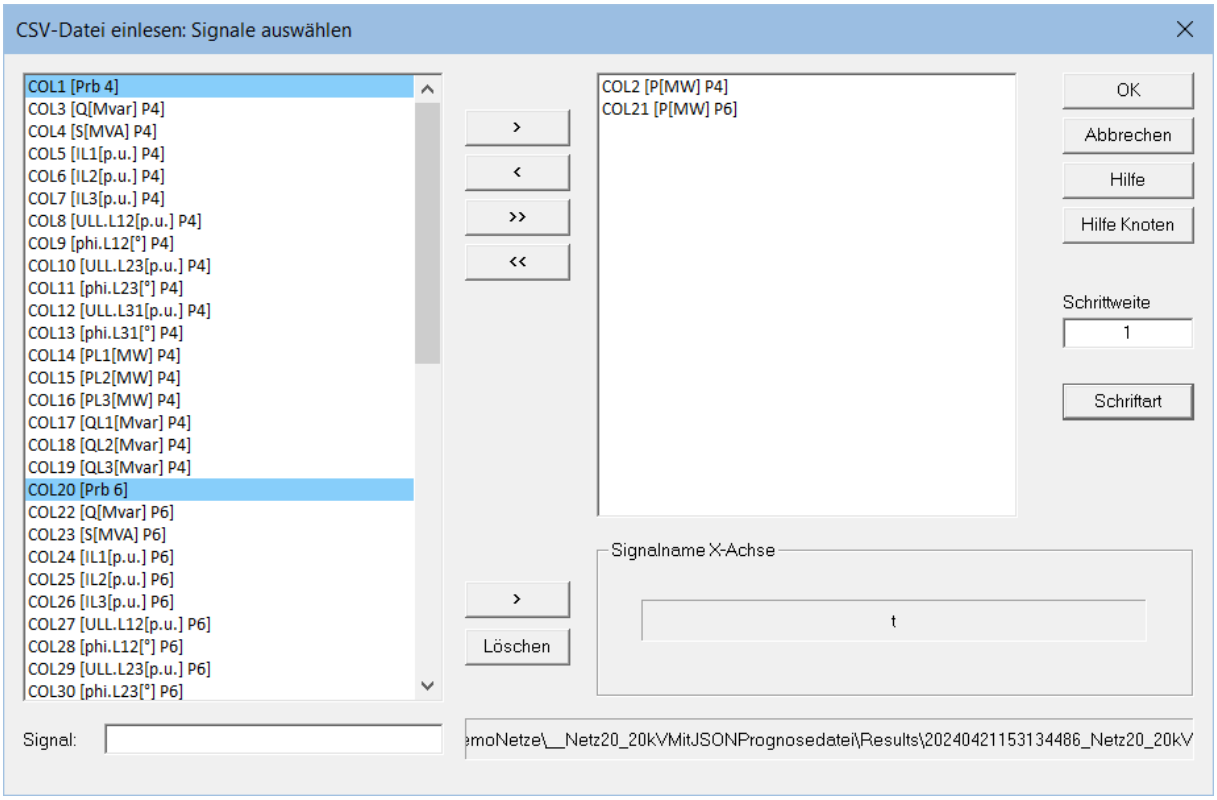


Abbildung 76: Auswahl der Signale für das Diagramm

In dem Diagramm ist zu erkennen, dass die maximale Leistungseinspeisung der **Erzeugungsanlage (DEA)** am Messort **P6** zur Mittagszeit ca. 5MW beträgt. Das Netzwerkelement **Verbraucherlast** bezieht am Messort **P4** eine zeitlich konstante Leistung von ca. 5MW. Mit dieser Einstellung kann im nächsten Schritt der Export der JSON-Prognosedatei durchgeführt werden.

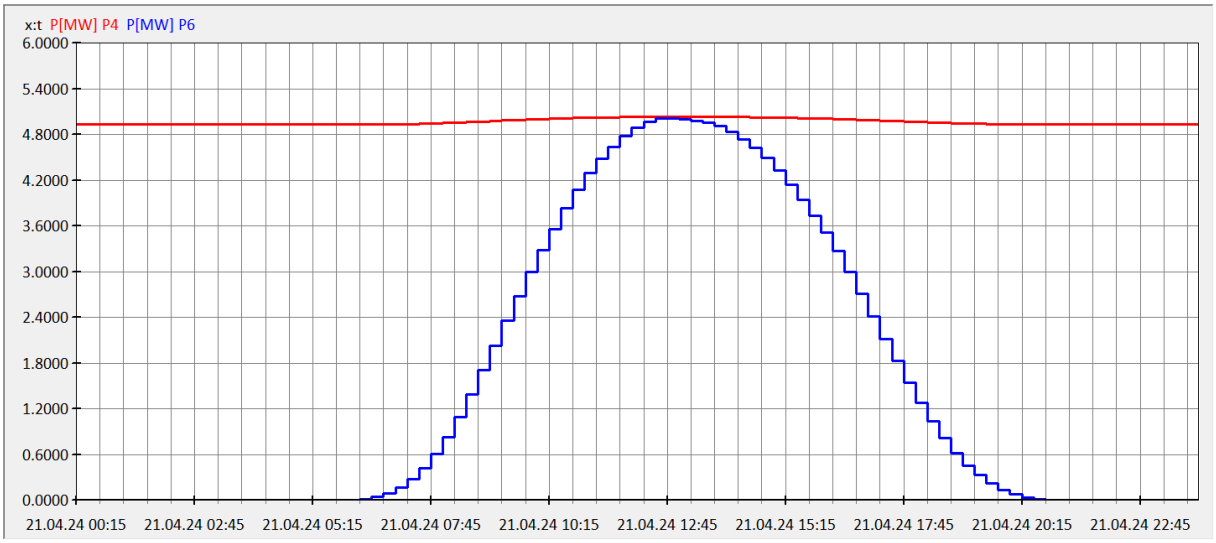


Abbildung 77: .CSV-Fahrplandatei - Wirkleistungseinspeisung am Netzanschlusspunkt P6

Auszug aus der .CSV-Fahrplandatei

```
##Fahrplan
##  Zeitstempel[s];Prb  6;P[MW]  P6;Q[Mvar]  P6;S[MVA]  P6;IL1[p.u.]  P6;IL2[p.u.]
P6;IL3[p.u.] P6;ULL.L12[p.u.] P6; …
1713438900;16;5.00099;0.00192359;5.00099;1.46035e-13;1.46035e-13;1.46035e-
13;0.988571;151.172;0.988571;31.1717;0.988571;-88.8283; …
```

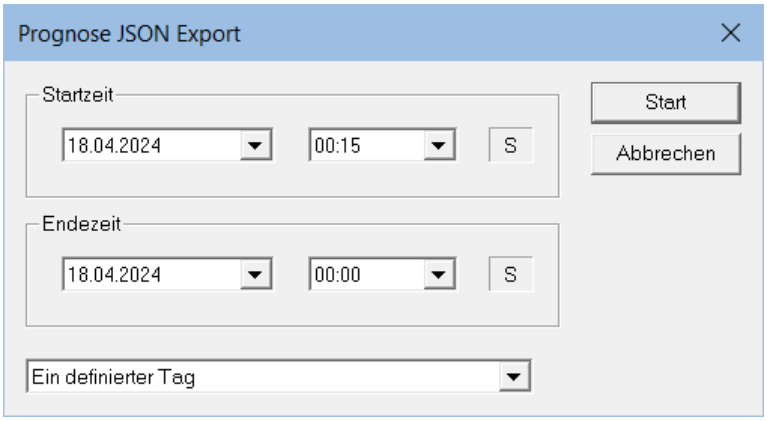
Auszug aus der .XML-Fahrplandatei

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
1	## Zeitstempel[s]	Prb 4	P[MW] P4	Q[Mvar] P4	S[MVA] P4	IL1[p.u.] P4	IL2[p.u.] P4	IL3[p.u.] P4	ULL.L12[p.u.] P4	phi.L12[°] P4	ULL.L23[p.u.] P4	phi.L23[°] P4
2	1713651300	4	4,93029	-4,13326E-06	4,93029	1,43328E-13	1,43328E-13	1,43328E-13	0,993004	-61,8682	0,993004	178,132
3	1713652200	4	4,93029	-4,13326E-06	4,93029	1,43328E-13	1,43328E-13	1,43328E-13	0,993004	-61,8682	0,993004	178,132
4	1713653100	4	4,93029	-4,13326E-06	4,93029	1,43328E-13	1,43328E-13	1,43328E-13	0,993004	-61,8682	0,993004	178,132
5	1713654000	4	4,93029	-4,13326E-06	4,93029	1,43328E-13	1,43328E-13	1,43328E-13	0,993004	-61,8682	0,993004	178,132
6	1713654900	4	4,93029	-4,13326E-06	4,93029	1,43328E-13	1,43328E-13	1,43328E-13	0,993004	-61,8682	0,993004	178,132

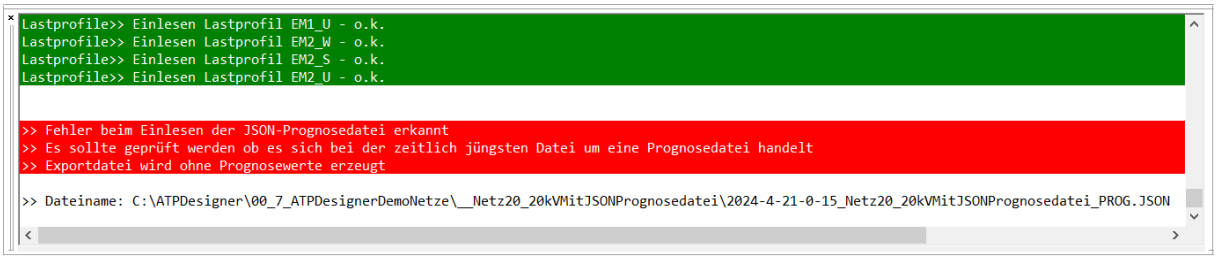
Im nächsten Schritt wird mit der so gefundenen Einstellung des Netzwerkelementes **Erzeugungsanlage (DEA)** eine **JSON-Prognosedatei** exportiert. Dazu wird die Exportfunktion

- Hauptmenü **Datei**
- Menüpunkt **Export**, **Prognose (JSON)**

aufgerufen. Es wird das Datum und die Uhrzeit 00:15 Uhr als Startzeit eingestellt und die Betriebsart **Ein definierter Tag** ausgewählt. Mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Button Start wird der Export der JSON-Prognosedatei gestartet.



Sollte im Unterverzeichnis **Monitoring** des **Projektverzeichnis** eine JSON-Prognosedatei gespeichert sein, so wird die nachfolgende Fehlermeldung ausgegeben. Ursache der Fehlermeldung ist, dass aktuell nur Lastprofildateien im .CSV-Format nach VDEW [23] als Eingangsdateien mit Lastprofile für die Netzwerkelemente verwendet und ausgewertet werden können.



Die JSON-Prognosedatei ist durch die Kennung **_PROG** erkennbar.

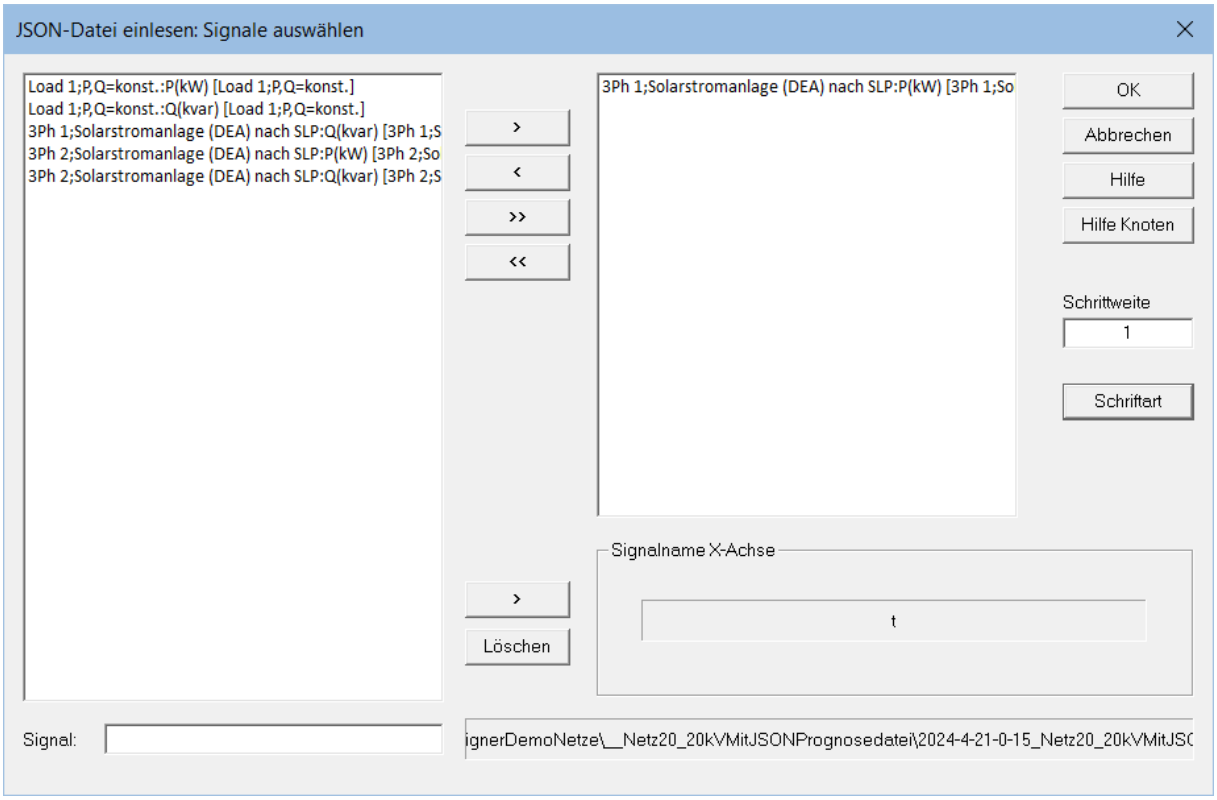
2024-4-21-0-15_Netz20_20kVMitJSONPrognosedatei_PROG.JSON

Nachfolgend ist ein Auszug aus der JSON-Prognosedatei mit der Sektion **Header** und einer 15min-Zeitreihe (JSON-Array **timeseries**) dargestellt.


```
[
	{
		"author": "Institut fuer elektrische Energiesysteme",
		"date": "21.04.2024",
		"time": "16:11:36",
		"description": "Export JSON-Prognosedatei _PROG",
		"filetype": "Prognose",
		"fileversion": "1",
		"fileformat": "1",
		"status": "JSON-Prognosedatei erfolgreich exportiert",
		"process_id": "1",
		"simulationtime": "21.04.2024 00:15 DST=1 - 21.04.2024 00:00 DST=1",
		"operationmode": "Ein definierter Tag",
		"program_version": "ATPDesigner Version 4.01.95 - 19.04.2024",
		"datafile": "C:\\...\\Netz20_20kVMitJSONPrognosedatei.bnet"
	},
	{
		"id": "3Ph 1;Solarstromanlage (DEA) nach SLP",
		"label": "3Ph 1;Solarstromanlage (DEA) nach SLP",
		"unit_1": "P[kW]",
		"unit_2": "Q[kvar]",
```

```
"timeseries":
[
	{
		"timestamp_s": 1713651300,
		"value_1": 0.000000,
		"value_2": 0.000000
	},
	{
		"timestamp_s": 1713652200,
		"value_1": 0.000000,
		"value_2": 0.000000
	},
	{
		"timestamp_s": 1713653100,
		"value_1": 0.000000,
		"value_2": 0.000000
	},
```

Die exportierte JSON-Prognosedatei kann direkt als Diagramm in ATPDesigner eingelesen und dargestellt werden. Dazu wird die Datei aus dem Windows-Datei-Explorer mit **Drag&Drop** in den Zeichenbereich gezogen oder als Datei geöffnet werden. Nach dem Einlesen wird der nachfolgend dargestellte Dialog mit den in der JSON-Prognosedatei enthaltenen Signalen geöffnet. Die Signalnamen werden aus den JSON-Elementen **id** und **label** des JSON-Array **timeseries** abgeleitet,



Im nachfolgenden Diagramm ist eine darin enthaltene Zeitreihe (JSON-Array **timeseries**) dargestellt, die am Netzanschlusspunkt der **Erzeugungsanlage (DEA)** die Wirkleistungseinspeisung in absoluten Werten definiert.

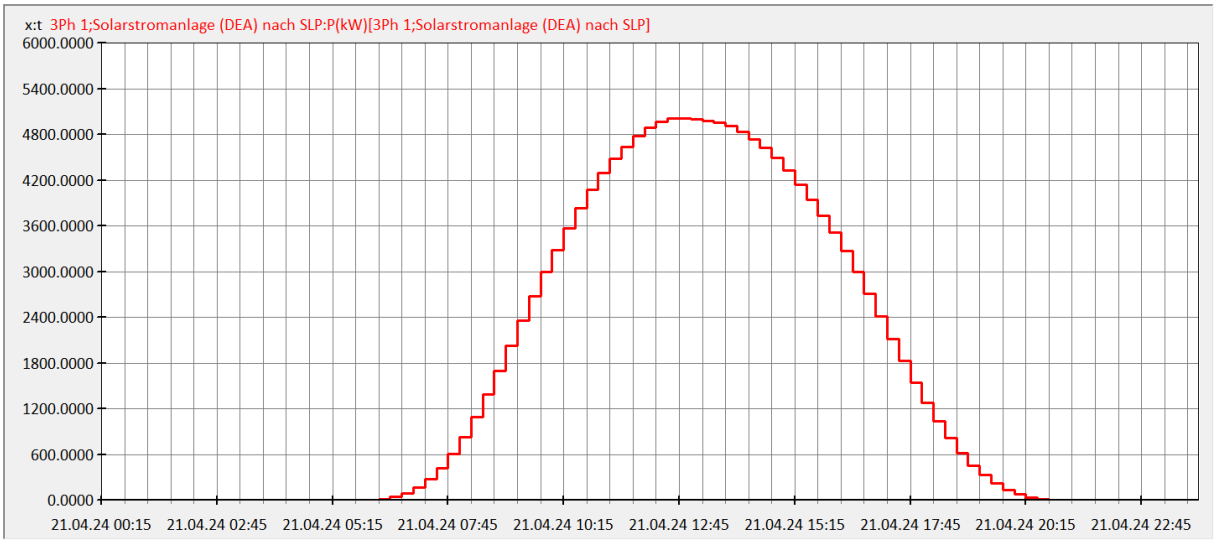


Abbildung 78: Wirkleistungseinspeisung am Netzanschlusspunkt (JSON-Prognosedatei)

Mit Hilfe des **Identifikationsmerkmal ID** (JSON-Element **id**) kann jetzt die Zeitreihe (JSON-Array **timeseries**) der JSON-Prognosedatei mit einer **Erzeugungsanlage (DEA)** verbunden werden.

⇨ Im Einstelldialog der **Erzeugungsanlage (DEA)**, Registerkarte **Lastprofil** wird der Einstellwert **ID=1** eingestellt. Dieser Wert muss ebenfalls in der JSON-Prognosedatei als **Identifikationsmerkmal ID** (JSON-Element **id**) verwendet werden.

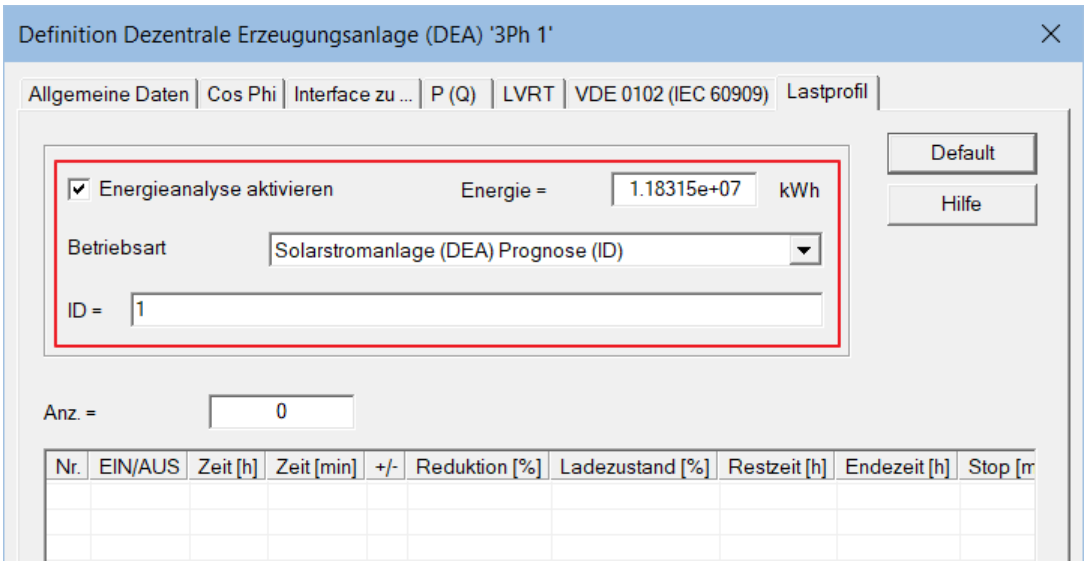
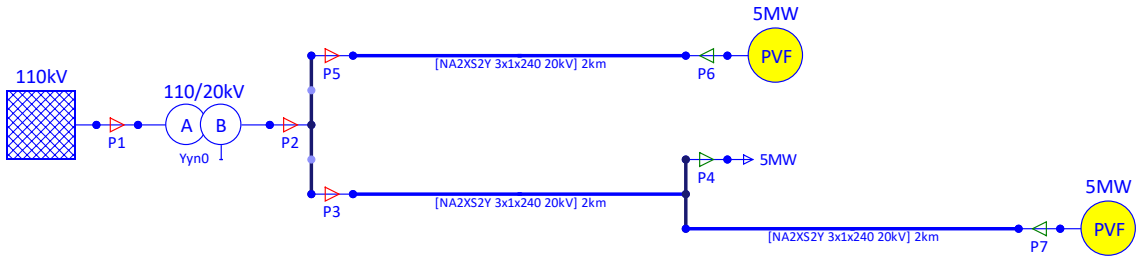


Abbildung 79: Verwendung der Zeitreihe der exportierten JSON-Prognosedatei

Die Option **Energieanalyse aktivieren** muss weiter in dem Einstelldialog ausgewählt, d.h. aktiviert bleiben. Durch die Auswahl der Betriebsart **Solarstromanlage (DEA) Prognose (ID)** wird die Kennung **PVF** (**P**hoto**V**oltaic **F**orecast) im Symbol des Netzwerkelementes **Erzeugungsanlage (DEA)** wie nachfolgend dargestellt verwendet.



Folgende Aspekte müssen in der Betriebsart **Solarstromanlage (DEA) Prognose (ID)** sowie für alle anderen Betriebsarten mit **ID** beachtet werden.

- Der Einstellwert **Energie** wird in den Betriebsarten mit **ID** nicht verwendet, da die Werte der Wirkleistung und ggfs. Blindleistung in der JSON-Prognosedatei als absolute Werte in kW bzw. kvar wie nachfolgend in dem Ausschnitt dargestellt gespeichert sind.

```
        "unit_1": "P[kW]",
        "unit_2": "Q[kvar]",
```

- Eine in der JSON-Prognosedatei enthaltene Zeitreihe von Leistungswerten in 15min-Intervallen (JSON-Array **timeseries**) kann mit Hilfe des **Identifikationsmerkmal ID** (JSON-Element **id**) mit beliebig vielen Netzwerkelementen verbunden werden.

Die Zeitreihe (JSON-Array **timeseries**) der JSON-Prognosedatei muss nun an den Einstellwert **ID=1** angepasst werden. Dazu wird in der JSON-Prognosedatei der Bezeichner **3Ph 1** aus dem JSON-Element **"id": "3Ph 1;Solarstromanlage (DEA) nach SLP"** in der Datei gesucht. Der Wert des JSON-Elementes **id** wird wie nachfolgend dargestellt geändert.

```
{
            "id": "1",
            "label": "3Ph 1;Solarstromanlage (DEA) nach SLP",
            "unit_1": "P[kW]",
            "unit_2": "Q[kvar]",
            "timeseries":
            [
                  {
                        "timestamp_s": 1713651300,
                        "value_1": 0.000000,
                        "value_2": 0.000000
                  },
                  {
                        "timestamp_s": 1713652200,
                        "value_1": 0.000000,
                        "value_2": 0.000000
                  },
```

30.5.2 Durchführung einer Netzauslastungsanalyse

Um eine Zeitreihenberechnung mit der exportierten JSON-Prognosedatei durchzuführen, muss diese in das Unterverzeichnis **Monitoring** des **Projektverzeichnis** kopiert werden. Falls das Verzeichnis noch nicht existiert, muss das Verzeichnis **Monitoring** manuell angelegt werden.

⇨ Es muss unbedingt darauf geachtet werden, dass die JSON-Prognosedatei, die für die Zeitreihenberechnung verwendet werden soll, die zeitlich jüngste JSON-Datei im Unterverzeichnis **Monitoring** ist. ATPDesigner verwendet für eine Zeitreihenberechnung mit JSON-Prognosedatei immer nur die zeitlich jüngste JSON-Datei aus dem im Unterverzeichnis **Monitoring**.

Die Verarbeitung der JSON-Prognosedatei durch die Zeitreihenberechnung muss wie nachfolgend dargestellt aktiviert werden.

- Hauptmenü ATP
- Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**, Registerkarte **JSON-Prognosedatei**

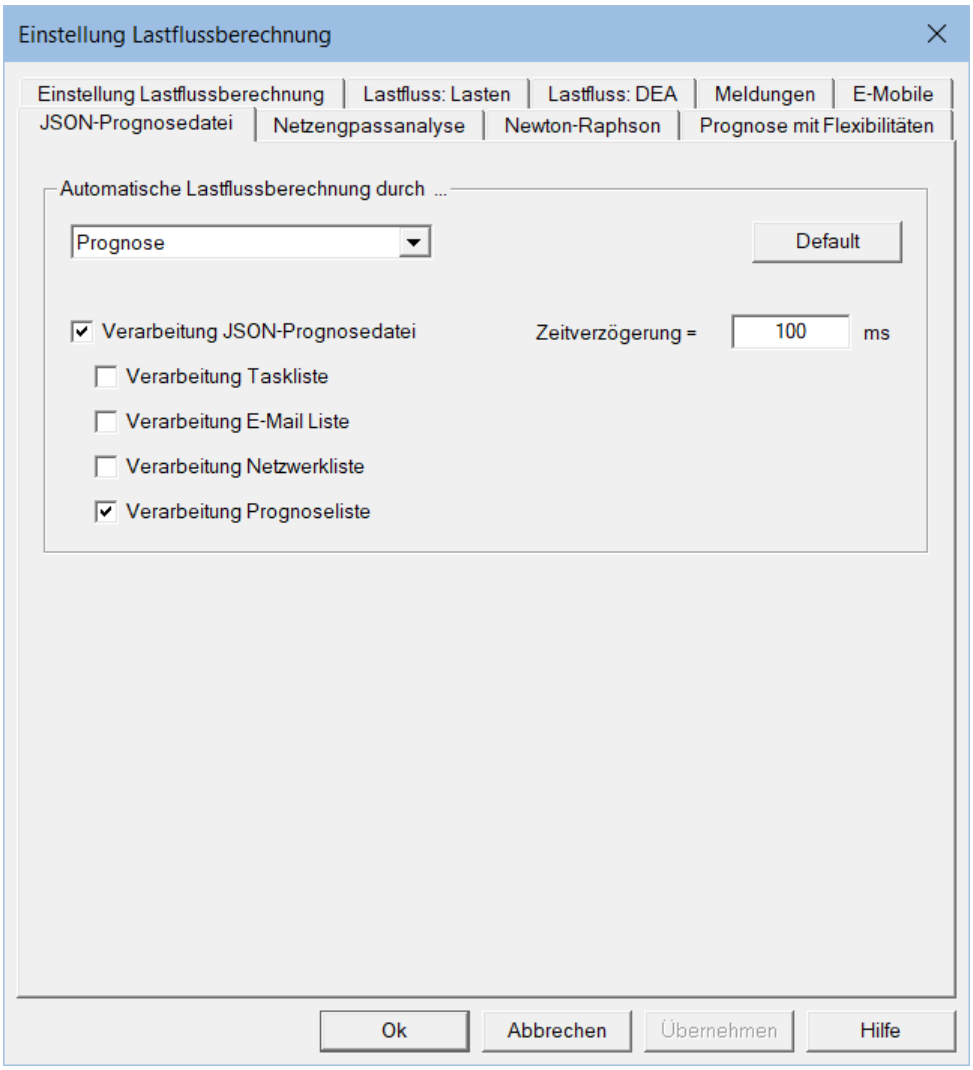


Abbildung 80: Aktivierung der Verarbeitung der *JSON-Prognosedatei*

Die Zeitreihenberechnung mit JJSON-Prognosedatei kann wie folgt gestartet werden.

- Hauptmenü **Prüfungen**
- Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten**, **Lastfluss: Prognose**

Es wird kein Einstelldialog für die Definition des Zeitbereiches geöffnet, da ATPDesigner den Zeitbereich aus der Zeitreihe (JSON-Array **timeseries**) der JSON-Prognosedatei automatisch ermittelt und verwendet. Wird im Unterverzeichnis **Monitoring** von ATPDesigner keine JSON-Prognosedatei gefunden, so wird eine Fehlermeldung ausgegeben.

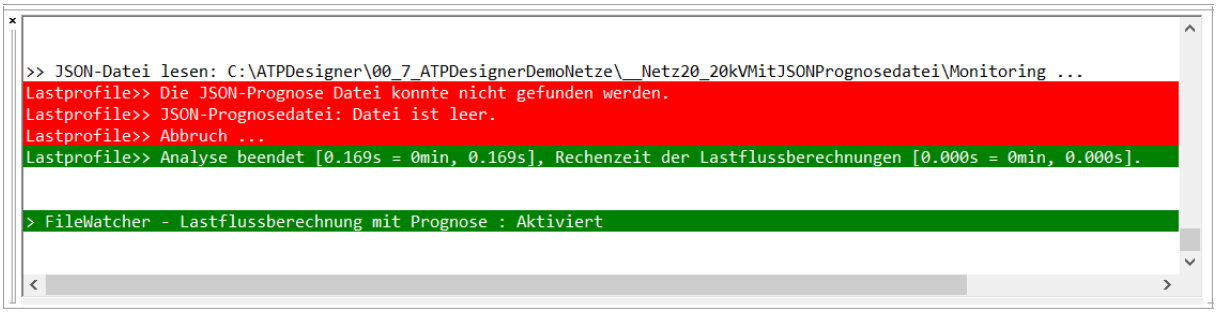
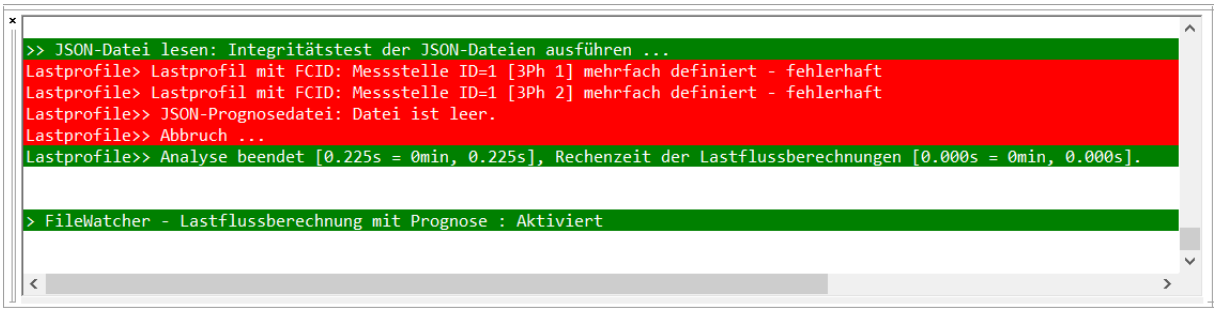


Abbildung 81: JSON-Prognosedatei nicht im Verzeichnis *Monitoring* gefunden

Eine weitere mögliche Fehlerursache ist nachfolgend dargestellt. ATPDesigner führt nach dem Einlesen der JSON-Prognosedatei ein Integritätstest der Datei durch. Wie an der Fehlermeldung zu erkennen ist, wird des **Identifikationsmerkmal ID** (JSON-Element **id**) **ID=1** für mehrere Zeitreihen (JSON-Array **timeseries**) verwendet.



Das Ergebnis der Zeitreihenberechnung mit der JSON-Prognosedatei wird als **Bericht** in der Datei

- **20240421165047719_Netz20_20kVMitJSONPrognosedatei_LFFORC.XML**

gespeichert. Die Fahrplandateien werden im Unterverzeichnis **Results** des **Projektverzeichnis** gespeichert. Nachfolgend sind die Wirkleistungseinspeisungen für die beiden Netzwerkelemente **Erzeugungsanlage (DEA)** als Diagramm dargestellt. Da beide Netzwerkelemente mit dem gleichen **Identifikationsmerkmal ID** (JSON-Element **id**) **ID=1** verbunden sind, ist die Fahrplankurve der Wirkleistungseinspeisung identisch.

- **20240421165047568_Netz20_20kVMitJSONPrognosedatei_FPFORC.CSV**
- **20240421165047568_Netz20_20kVMitJSONPrognosedatei_FPFORC.XML**

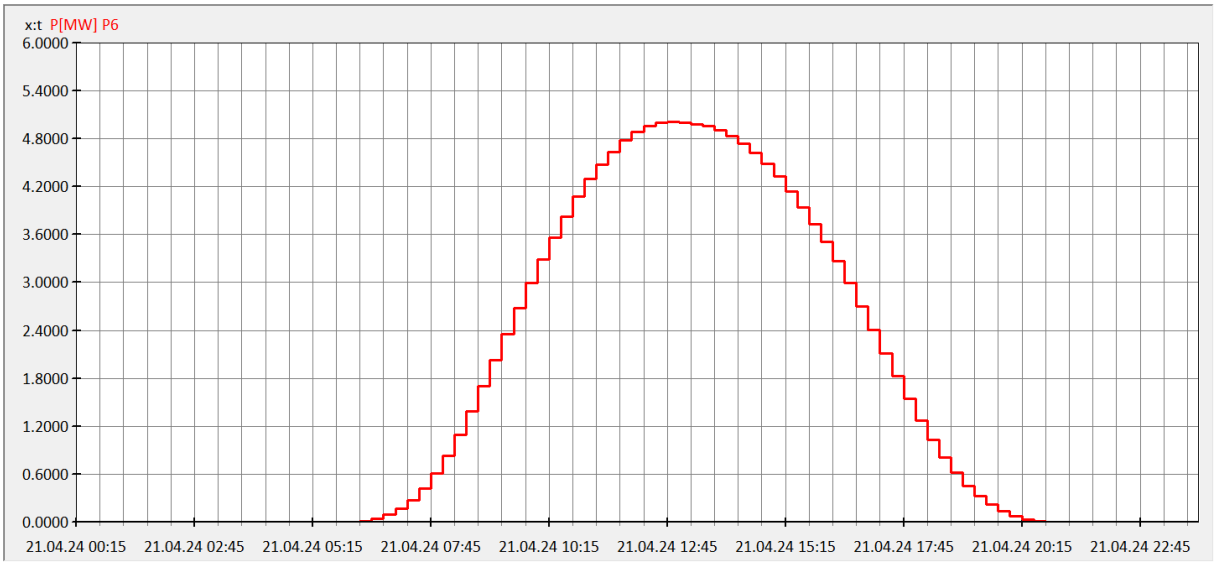


Abbildung 82: Fahrplan der *Erzeugungsanlage (DEA)* am Messort *P6*

30.6 Web basierte Lastflussberechnung mit dem Webserver mit REST-API

Der in ATPDesigner integrierte Webserver mit REST-API bietet die Möglichkeit, einen Webserver für Lastflussberechnungen einzurichten. Mit Hilfe eines http-basierten REST-API können Daten von einem Webclient zum ATPDesigner Webserver gesendet oder von diesem abgerufen werden.

⇨ Im Folgenden wird der in ATPDesigner integrierte **Webserver mit REST-API** als Webserver bezeichnet.

Folgende http-Befehle werden von dem ATPDesigner **Webserver mit REST-API** unterstützt und sind im Kapitel Webserver mit REST-API näher erläutert.

- **POST**
  Mit dem http-Request **POST** werden Daten von einem Webclient an einen Webserver gesendet. Der Typ des http-Request wird durch den Header **content-type** angegeben.

- **GET**
  Mit dem http-Request **GET** fordert ein Webclient Daten von einem Webserver an. Der Typ des http-Request wird durch den Header **content-type** angegeben.

Das REST-API verwendet in den http-Befehlen den **URL-Parameter ID1**, um den Request (Auftrag) zu definieren.

⇨ Ein **URL-Parameter** ist ein Datenpaar Bezeichner-Wert, welches an einen **Uniform Resource Locator** (**URL**) z.B. die IP-Adresse angehängt wird. Als Trennzeichen zwischen der IP-Adresse und dem Datenpaar wird ein Fragezeichen verwendet.

Nachfolgend wird beispielhaft die Verwendung des **URL-Parameters ID1** für die http-Befehle dargestellt.

- **GET** 255.255.255.255/?**ID1=1**
- **POST** 255.255.255.255/?**ID1=4**

Der in ATPDesigner integrierte Webserver verwendet für den http-Request **POST** die JSON-Prognosedatei zur Datenübertragung, die den Auftrag (JSON-Objekt **task**) und die dazu gehörende Daten enthält.

Die vom Webserver an den Webclient nach einem http-Request **GET** übertragenen Daten können verschiedene Datenformate verwenden.

- Es werden vom Webserver an den Webclient **Berichte** im Office Open XML Format [21] übertragen.

- Es werden vom Webserver an den Webclient Daten im Format der **JSON-Prognosedatei** übertragen, z.B. der Netzzustand (Grid State) als Ergebnis des BDEW-Ampelkonzeptes im Falle einer konvergenten Lastflussberechnung.

Als proprietäre Programmierschnittstellen-Plattform (API) und Testumgebung für den Webserver mit REST-API kann das Softwaretool Postman[16] empfohlen werden, auf der Softwareentwickler ihre APIs entwerfen, erstellen, testen und weiterentwickeln können.

30.6.1 Aktivieren des Webservers

Der nachfolgende Einstelldialog zeigt die Einstellwerte des in ATPDesigner integrierten Webservers in der Registerkarte **Webserver** des Einstelldialogs **Programmeinstellungen**.

- Hauptmenü **Tools**
- Menüpunkt **Webserver**, **Einstellwerte Webserver**
- Menüpunkt **Programmeinstellungen**, Registerkarte **Webserver**

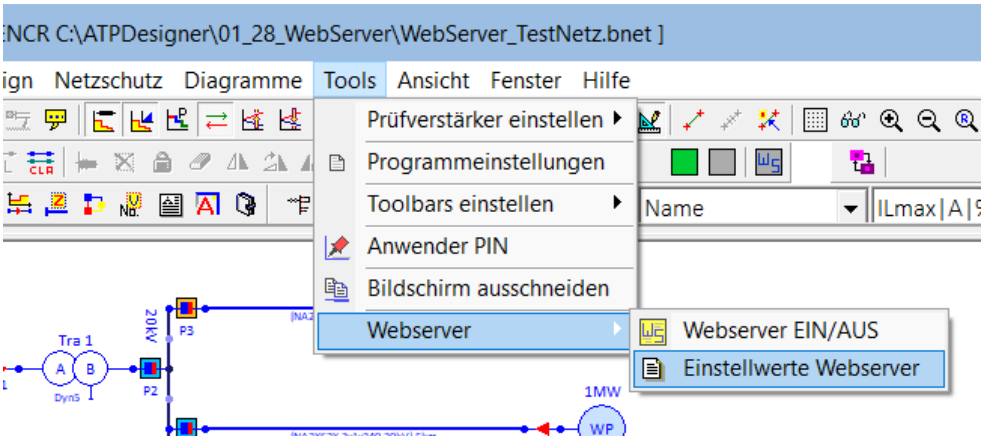


Abbildung 83: Aktivieren des Webservers

⇨ Der Einstelldialog **Webserver** ist mit den zugehörigen Einstellwerten in [Bd. 2] näher erläutert.

Der Webserver kann mit dem Menüpunkt **Webserver EIN/AUS** ein- oder ausgeschaltet werden. Zusätzlich ist das Ein- und Ausschalten des Webservers mit dem Toolbar-Button möglich.

30.6.2 Webserver parametrieren

Die nachfolgende Abbildung zeigt den Einstelldialog des Webservers. Im Folgenden wird beispielhaft erläutert, wie der Webserver eingestellt wird.

⇨ Sind alle Einstellwerte des Webservers gleichzeitig deaktiviert, so ist die aktuelle Lizenz für das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner nicht für die Freischaltung des Webservers vorgesehen.

Die Lizenzierung des Webservers kann direkt nach dem Programmstart von ATPDesigner im **Meldungsfenster** kontrolliert werden. In der nachfolgenden Abbildung wird im **Meldungsfenster** die Option **HTTP REST-API** als aktiviert angezeigt.

[16] www.postman.com

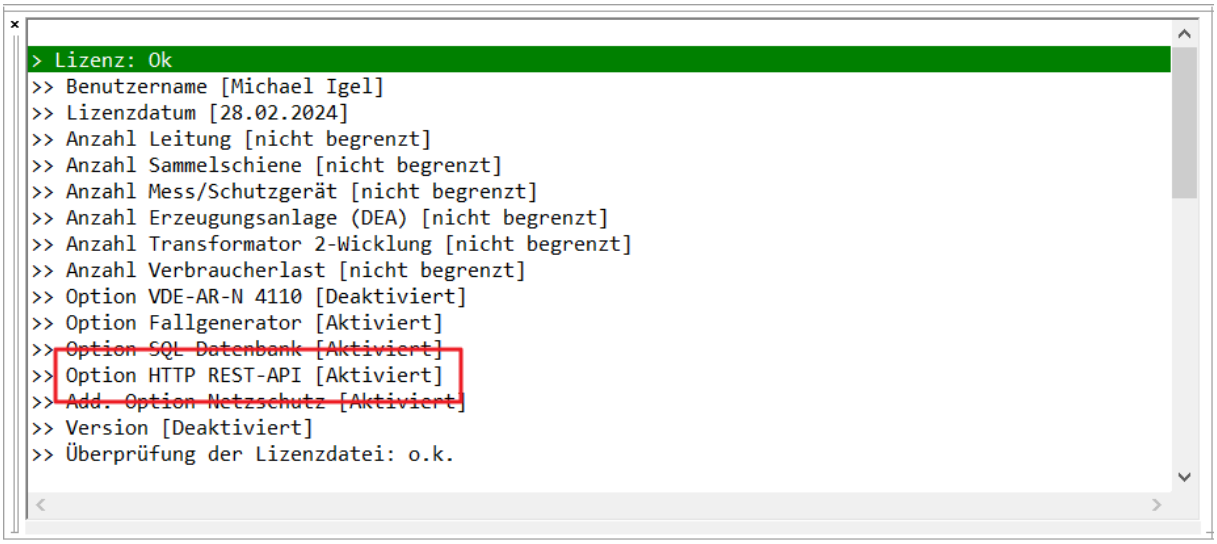


Abbildung 84: Überprüfung der Lizenzierung des Webservers mit REST-API

Die nachfolgende Vorgehensweise wird zur Parametrierung des Webservers empfohlen.

1. Option **Kommunikation verschlüsseln** deaktivieren

2. Option **Timeout** deaktivieren

3. Die **Speichergröße** des Empfangsspeichers sollte falls erforderlich an den vom Webclient zu empfangenen maximalen Datenumfang angepasst werden.

4. **IP-Adresse** und **Port** des Webservers einstellen
   Die IP-Adressen und die MAC-Adressen des Webservers können mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Button **IP-Adresse** in das **Meldungsfenster** ausgegeben werden.

Im nächsten Schrittmüssen die IP-Adressen der zugelassenen Webclients in die **Whitelist der zulässigen IP-Adressen** eingetragen werden. Dazu wird für jede zulässige IP-Adresse mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Button **Anhängen** eine neue Zeile in der Tabelle geöffnet.

⇨ Wurden Einstellwerte in dem Einstelldialog der Registerkarte **Webserver** geändert, muss der Webserver deaktiviert und wieder aktiviert werden, um die geänderten Einstellwerte zu übernehmen und zu verwenden.

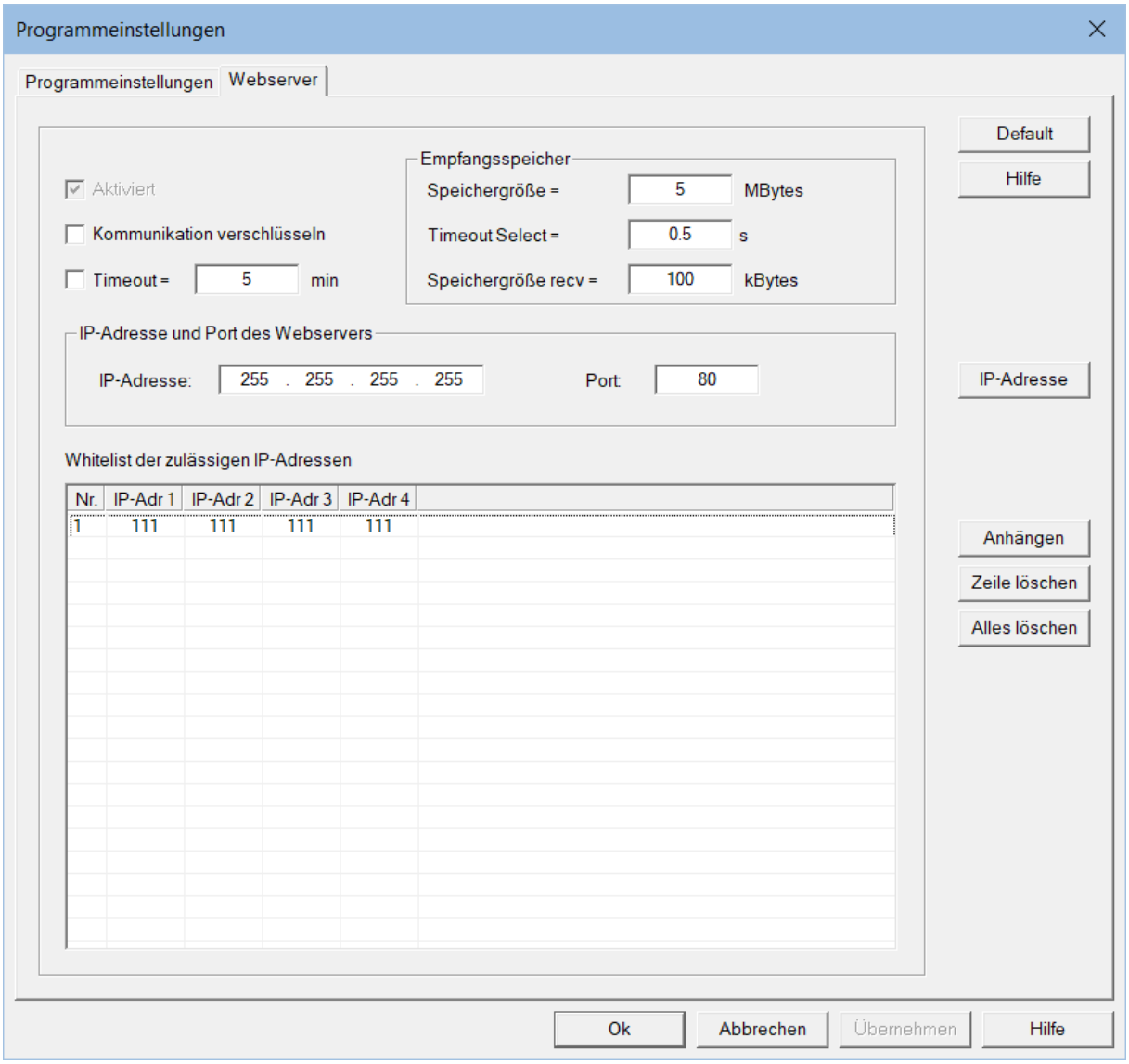


Abbildung 85: Einstelldialog des in ATPDesigner integrierten Webserver

30.6.3 Start des Webservers mit REST-API

Der Webserver kann wie folgt gestartet werden.

- Hauptmenü **Tools**
- Menüpunkt **Webserver**, **Webserver EIN/AUS**

mit dem Toolbar-Button

Konnte der Webserver erfolgreich gestartet werden, so werden die nachfolgend dargestellten Meldungen im **Meldungsfenster** ausgegeben. Wie zu erkennen ist, konnte der Webserver erfolgreich parametriert, initialisiert und gestartet werden. In der letzten Zeile wird angezeigt, dass der Webserver auf einen http-basierten Request (Anfrage) eines Webclients wartet.

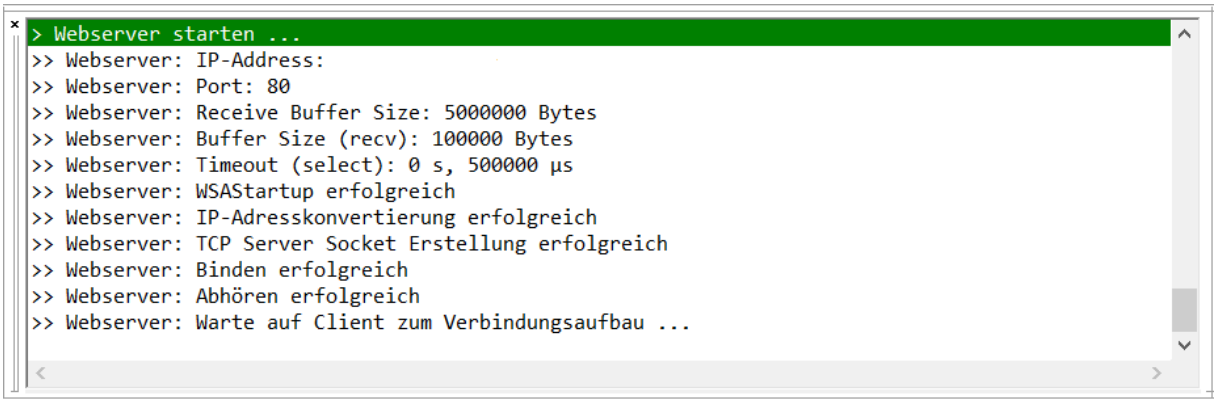


Abbildung 86: Meldung des erfolgreichen Startes, warten auf einen Request

Konnte der Webserver nicht gestartet werden, weil z.B. die IP-Adresse des Webservers im Einstelldialog fehlerhaft eingestellt ist, so werden z.B. die nachfolgend dargestellten Meldungen im **Meldungsfenster** ausgegeben.

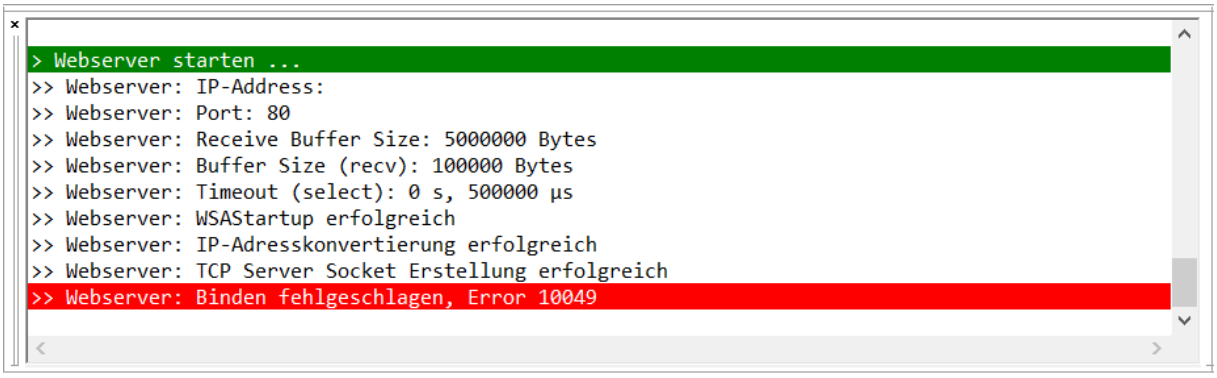


Abbildung 87: Meldung falls kein Start des Webservers möglich ist

Wird der Webserver deaktiviert, so werden die nachfolgend dargestellten Meldungen im **Meldungsfenster** ausgegeben.

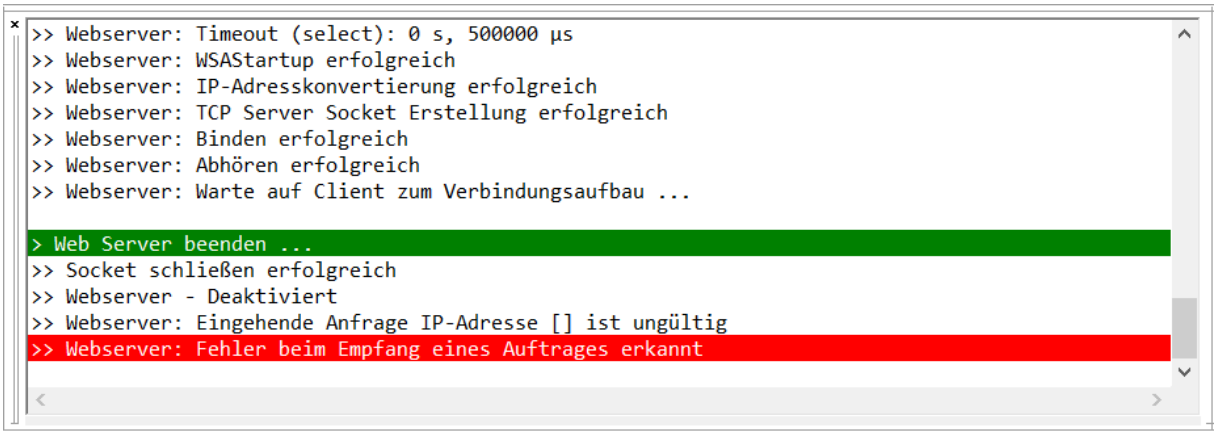


Abbildung 88: Meldung der Deaktivierung des Webservers

Sendet ein Webclient mit einer unzulässigen IP-Adresse, die nicht in der Whitelist enthalten ist, einen Request (Anfrage) an den Webserver, so wird der Request zurückgewiesen. Die nachfolgende Abbildung zeigt die Meldungen im **Meldungsfenster**.

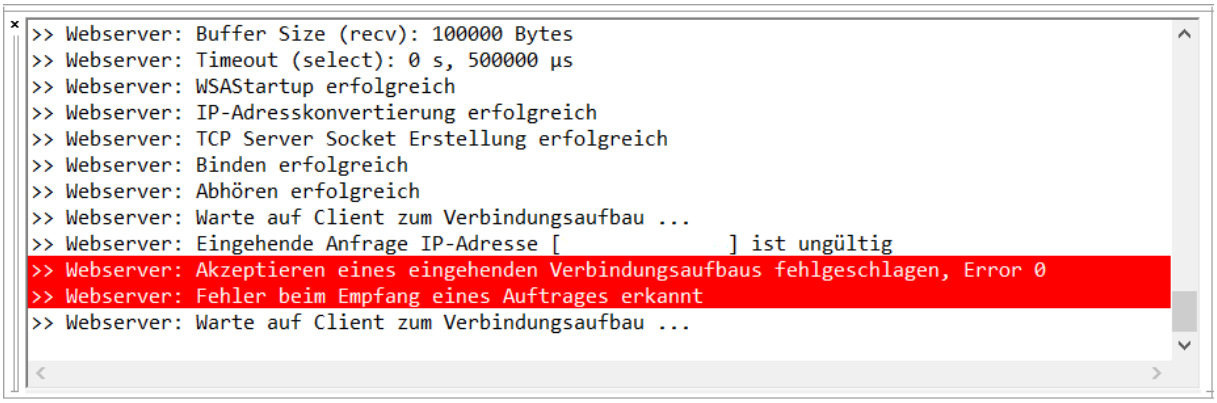


Abbildung 89: Anfrage eines Webclient mit unzulässiger IP-Adresse

Wird vom Webserver ein Request (Anfrage) eines Webclients mit einer zulässigen IP-Adresse empfangen, so werden Meldungen im **Meldungsfenster** ausgegeben. Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft Meldungen des Webservers.

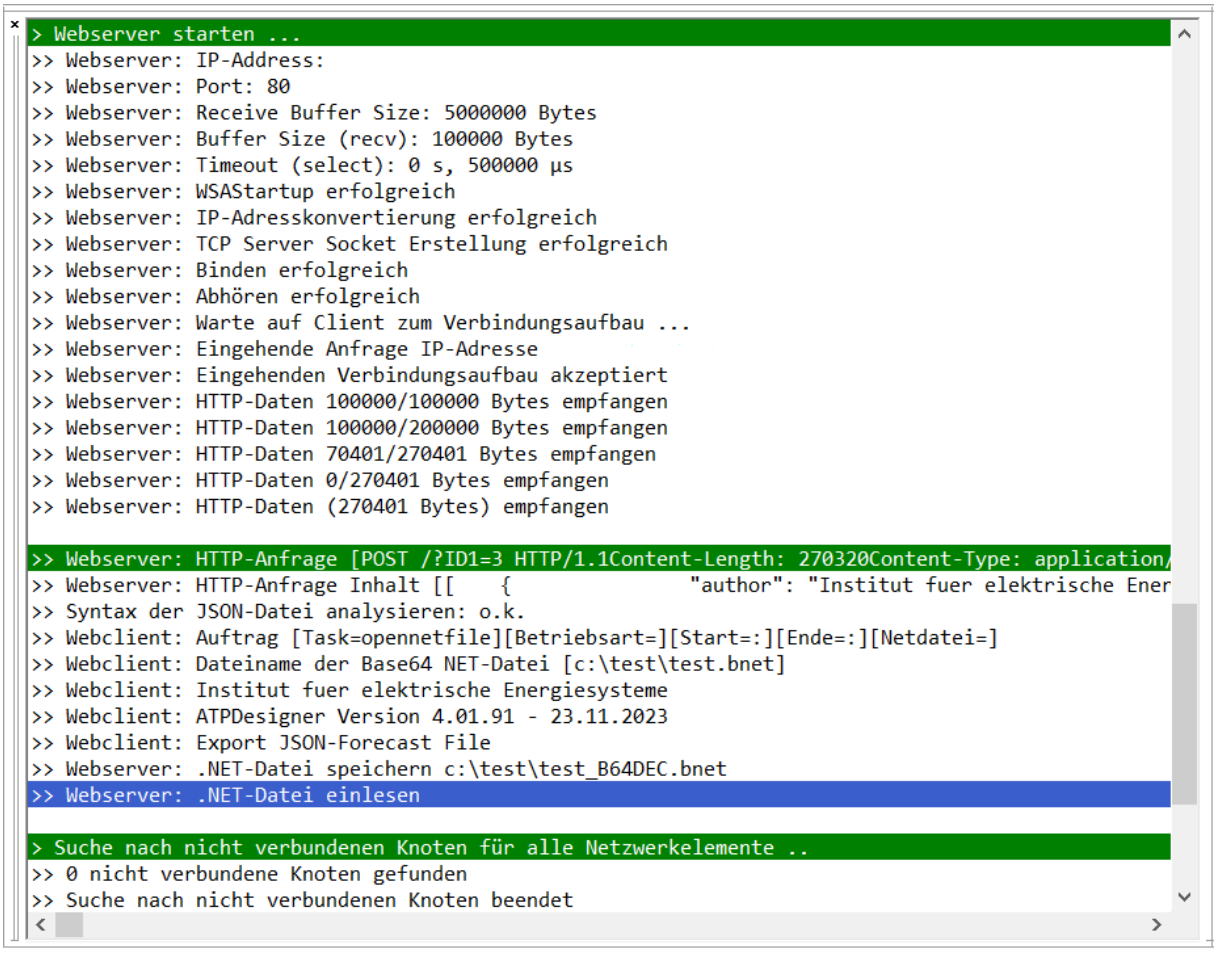


Abbildung 90: Meldungen nach einem zulässigen http-basierter Request POST

Der Empfang eines zulässigen http-basierten **Request** (Anfrage) wird als eingehende Anfrage mit der IP-Adresse des Webclient gemeldet. Ist die IP-Adresse in der **Whitelist** als zulässig definiert, so wird der Verbindungsaufbau und damit der http-basierte **Request** des Webclient akzeptiert. Danach empfängt der Webserver ggfs. in mehreren Paketen unterschiedlicher Länge die vom Webclient gesendeten Daten.

Im nächsten Schritt wird vom Webserver geprüft, ob es sich um einen http-basierte **Request** gemäß der Spezifikation des **REST-API** von ATPDesigner handelt. Die empfangenen Daten werden im **Meldungsfenster** ausgegeben. Es wird eine ggfs. im Request enthaltene **JSON-Prognosedatei** isoliert und die Syntax überprüft. Ist die **JSON-Prognosedatei** syntaktisch oder gemäß der Spezifikation des **REST-API** fehlerhaft, wird die weitere Verarbeitung der Daten des http-basierten **Request** abgebrochen.

Im Weiteren werden der Inhalt der JSON-Prognosedatei sowie ausgewählte Inhalte von darin enthaltenen JSON-Objekten im **Meldungsfenster** ausgegeben. Die Textelemente im **Meldungsfenster** können per **Left Mouse Button Click** markiert und mit **Strg + C** in die Zwischenablage kopiert werden. Der vollständige Inhalt des Meldungsfensters kann mit **Strg + a** in die Zwischenablage kopiert werden.

30.6.4 Beispiel: Lastflussberechnung ausführen und Netzzustand ermitteln

Mit dem http-Request **POST** kann ein Webclient einen **Auftrag** (Request) an ATPDesigner senden, der einen Verarbeitungsprozesses startet, der wiederum neue Daten generiert. Teil des http-Request **POST** ist als Inhalt (**Content**) eine **JSON-Datei**. Die neuen Daten können mit dem http-Request **GET** angefordert werden. Weitere Informationen zum http-Request **POST** des **REST-API** sind im nachfolgenden Kapitel erläutert.

⇨ Webservice: http-Webserver mit REST-API zur Netzberechnung
⇨ REST-API: **POST** – Auftrag (Task) ausführen mit einer JSON-Datei

Um eine Lastflussberechnung durch einen http-Request **POST** des **REST-API** zu starten, muss zuerst die .NET-Datei des Stromnetzes eingelesen werden.

- Hauptmenü **Datei**
- Menüpunkt **Öffnen** … oder **Strg + O**

Als nächster Schritt wird kontrolliert, ob eine konvergente Lastflussberechnung für das Stromnetz ausgeführt werden kann. Erst danach ist es sinnvoll, den in ATPDesigner integrierten Webserver zu parametrieren und zu aktivieren. Um den http-Request **POST** an den in ATPDesigner integrierten Webserver zu senden, wird ein Webclient wie z.B. die Webclient-API **Postman**[16] zu verwenden.

„*Postman is an API platform for building and using APIs. Postman simplifies each step of the API lifecycle and streamlines collaboration so you can create better APIs—faster.*"

Mit Hilfe des Webclient kann der http-Request **POST** an die IP-Adresse des in ATPDesigner integrierten Webservers gesendet werden. Der http-Request **POST** muss u.a. folgende Informationen beinhalten.

- URL-Parameter: /?**ID1=3**
- Content-Type: **application/json**
- Content: JSON-Prognosedatei

Um den http-Request **POST** mit dem Webclient-API **Postman** ausführen zu können, müssen nach erstmaligem Start des Webclient-API **Postman**[16] die nachfolgenden Schritte beachtet werden.

1. Im ersten Schritt muss unter **Headers** der **Content-Type *application/json*** aktiviert werden. Hierzu kann im Feld **Key** der Begriff **Content-Type** eingegeben und in einer Auswahlliste ausgewählt werden. Im Feld **Value** kann dann mit gleicher Vorgehensweise der gewünschte Typ ausgewählt werden.

2. Als Wert des Einstellwertes **Body** muss ***binary*** ausgewählt werden.

3. Es muss unter **Body** eine **JSON-Prognosedatei** eingelesen und mitgesendet werden.

In der nachfolgenden Abbildung ist beispielhaft die Webclient-API **Postman** dargestellt. Die JSON-Datei als **Content** ist unter dem Menüpunkt **Body** parametriert.

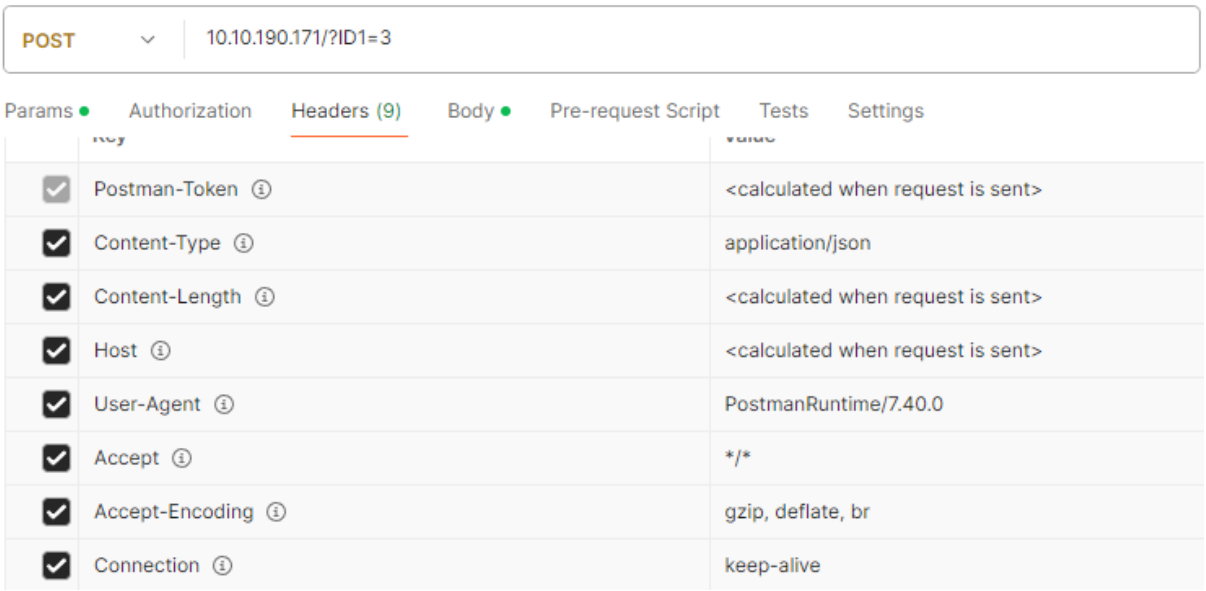


Abbildung 91: Parametrierung des Webclient-API *Postman* (Beispiel)

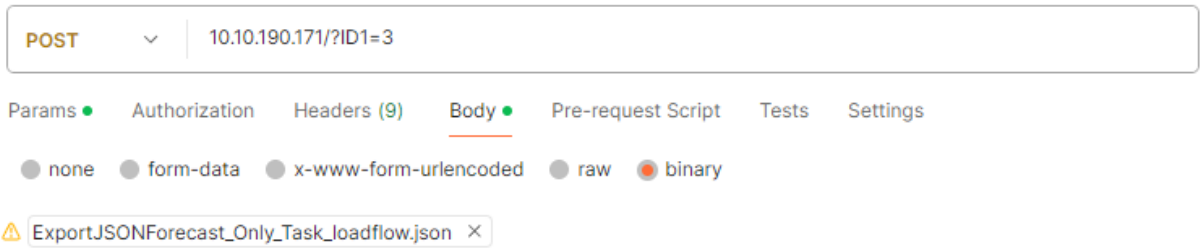


Abbildung 92: Parametrierung der JSON-Prognosedatei als *Body*

In der nachfolgenden Abbildung wird beispielhaft eine minimale JSON-Prognosedatei zum Start einer Lastflussberechnung dargestellt. Zum Start einer Lastflussberechnung muss für das JSON-Objekt **task** der Wert **loadflow** verwendet werden.

```
[
	{
		"author": "Institut fuer elektrische Energiesysteme",
		"date": "23.11.2023",
		"time": "12:24:48",
		"description": "Export JSON-Forecast File",
		"filetype": "forecast",
		"fileversion": "1",
		"fileformat": "1",
		"simulationtime": "23.11.2023 00:15 DST=0 - 23.11.2023 00:30 DST=0",
		"operationmode": "User defined",
		"program_version": "ATPDesigner Version 4.01.91 - 23.11.2023",
		"datafile": "C:\\ATPDesigner\\01_28_WebServer\\network_15.bnet"
	},

	{
		"tasklist":
		[
			{
				"task": "loadflow"
			}
		]
	}
]
```


Abbildung 93: JSON-Prognosedatei zum Start einer Lastflussberechnung

Wurde eine konvergente Lastflussberechnung ausgeführt, können mit dem http-Request **GET** die Ergebnisse der Lastflussberechnung durch den Webclient ausgelesen werden, z.B.

- Der Netzzustand **rot**, **grün** oder **gelb** in Anlehnung an das dem BDEW-Ampelkonzept [22].

- Der Bericht zur Lastflussberechnung (Office Open XML [21]).

Der http-Request **GET** zum Auslesen des berechneten Netzzustandes muss u.a. folgende Informationen beinhalten.

- URL-Parameter: /?**ID1=4**
- Content-Type: **text/plain**

Um den http-Request **GET** mit dem Webclient-API **Postman** ausführen zu können, müssen nach erstmaligem Start des Webclient-API **Postman** die nachfolgenden Schritte beachtet werden.

1. Im ersten Schritt muss unter **Headers** der **Content-Type *text/plain*** aktiviert werden.

2. Im zweiten Schritt muss unter **Body** der Typ ***none*** ausgewählt werden.

In der http-Response sendet der in ATPDesigner integrierte Webserver die nachfolgend dargestellt **JSON-Prognosedatei** als Inhalt (**Content**) an den Webclient zurück.

```
[
	{
		"author": "Institut fuer elektrische Energiesysteme",
		"date": "22.12.2023",
		"time": "12:10:35",
		"description": "Meldung an den Web Client",
		"filetype": "Lastflussberechnung",
		"fileversion": "1",
		"fileformat": "1",
		"program_version": "ATPDesigner Version Version 4.01.91 - 22.12.2023",
		"datafile": "C:_ATPDesigner_01_28_WebServer_WebServer_TestNetz.bnet"
	},
	{
		"lfresults":
		[
			{
				"gridstate": 0
			}
		]
	}
]
```


Es wird der in der letzten Netzberechnung ermittelte Netzzustand (Grid State) entsprechend dem BDEW-Ampelkonzept [22] als Wert des JSON-Objektes **gridstate** übermittelt.

Grid State	Bedeutung
0	Kein aktueller Netzzustand bekannt
1	Netzzustand **rot**
2	Netzzustand **gelb**
3	Netzzustand **grün**

Der http-Request **GET** zum Auslesen des **Berichtes** der letzten Lastflussberechnung muss u.a. folgende Informationen beinhalten.

- URL-Parameter: /?**ID1=1**
- Content-Type: **text/plain**

In der http-Response sendet der in ATPDesigner integrierte Webserver wie nachfolgend dargestellt den letzten, d.h. zeitlich jüngsten **Bericht** [21] als Inhalt (**Content**) an den Webclient zurück.

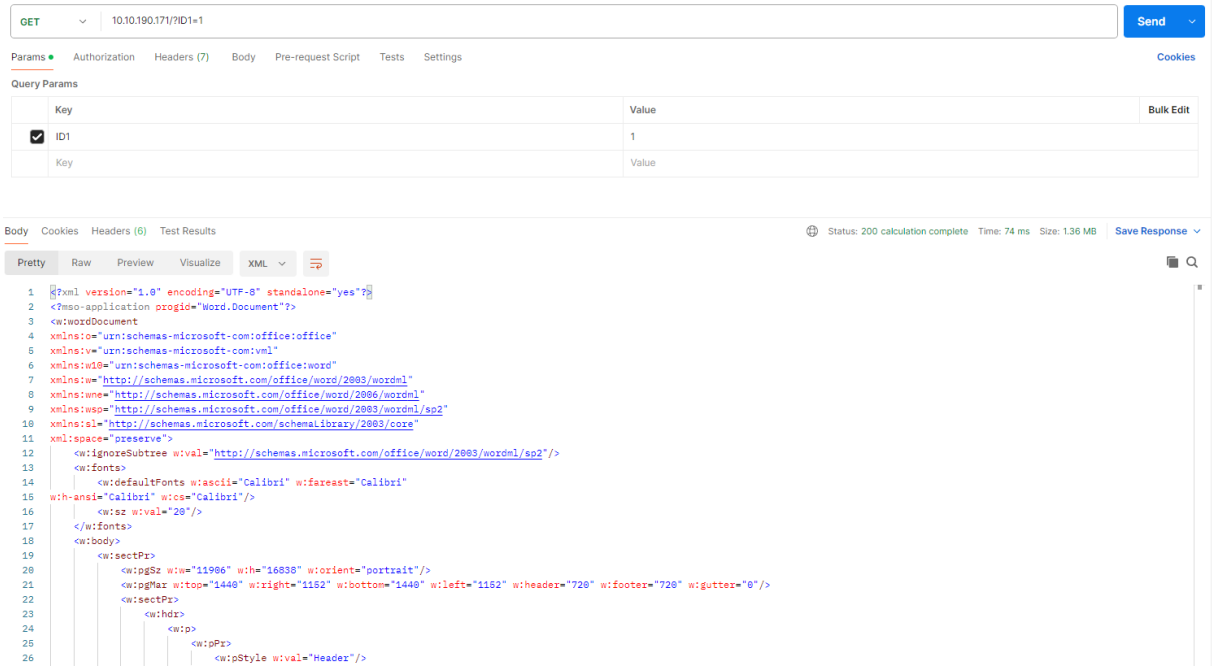


Abbildung 94: Bericht zur Lastflussberechnung als http-Response im Webclient *Postman*

In der nachfolgenden Abbildung ist die Kommunikation zwischen dem Webclient und dem Webserver als vereinfachtes Ablaufdiagramm dargestellt.

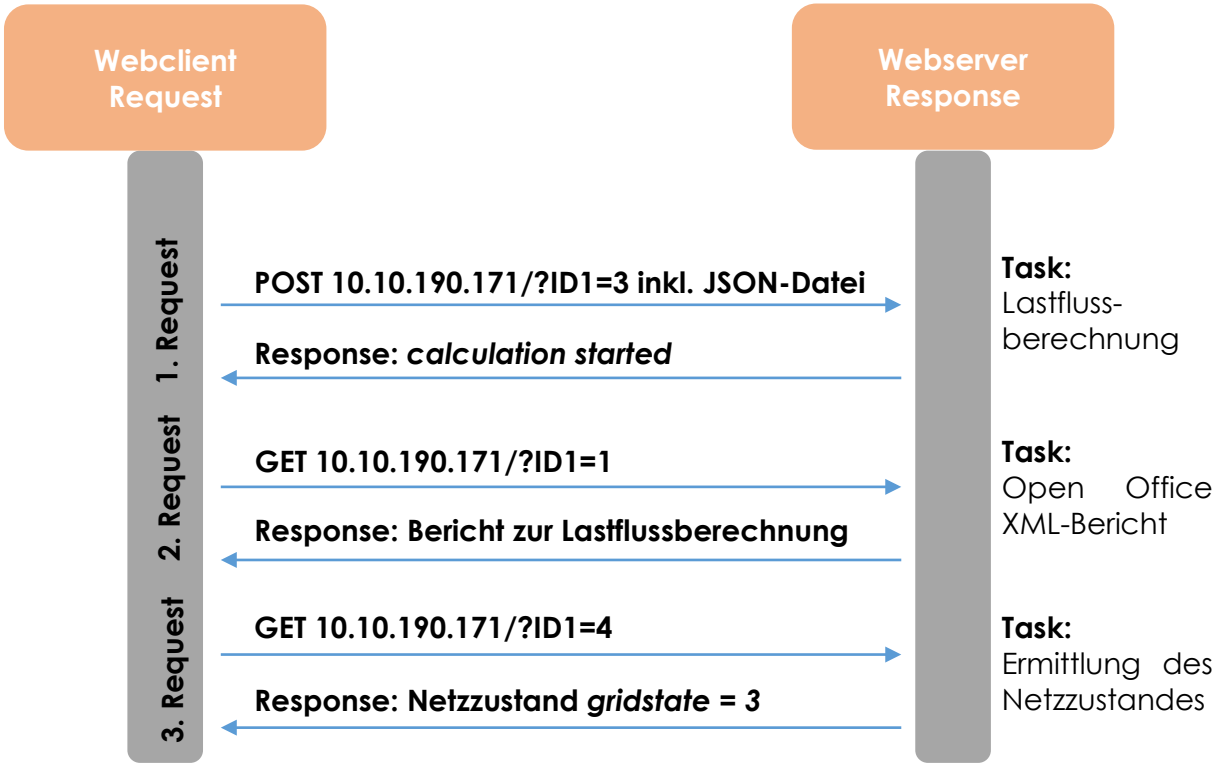


Abbildung 95: Prinzipdarstellung der Client-Server-Kommunikation

30.6.5 Beispiel: Auslesen der topologischen Daten des Stromnetzes

Mit dem http-Request **GET** kann ein Webclient einen **Auftrag** (Request) an ATPDesigner senden, um eine JSON-Datei auszulesen, welche die topologischen Daten des Stromnetzes beinhaltet. Der http-Request **GET** zum Auslesen der JSON-Datei mit topologischen Daten des Stromnetzes muss u.a. folgende Informationen beinhalten.

- URL-Parameter: /?**ID1=8**
- Content-Type: **text/plain**

In der http-Response sendet der in ATPDesigner integrierte Webserver wie nachfolgend dargestellt den letzten, d.h. zeitlich jüngsten **Bericht** [21] als Inhalt (**Content**) an den Webclient zurück.

Die JSON-Datei kann wie nachfolgende erläutert auch manuell exportiert werden.

- Hauptmenü **Datei**, Menüpunkt **Export**
- Menüpunkt Stromnetz Daten

Die Erläuterung von Struktur und Inhalten der JSON-Datei mit topologischen Daten ist im Handbuch [Bd. 1] enthalten.

30.7 Automatische Identifikation der Nennspannung

Das Netzberechnungsprogramm ATPDesigner bietet die Möglichkeit, die Nennspannung von Stromnetzen automatisiert zu erkennen und den Betriebsmitteln zuzuweisen. Die Funktion **Stromnetz: U_n Ebenen** wird an dem Stromnetz in der nachfolgenden Abbildung beispielhaft erläutert.

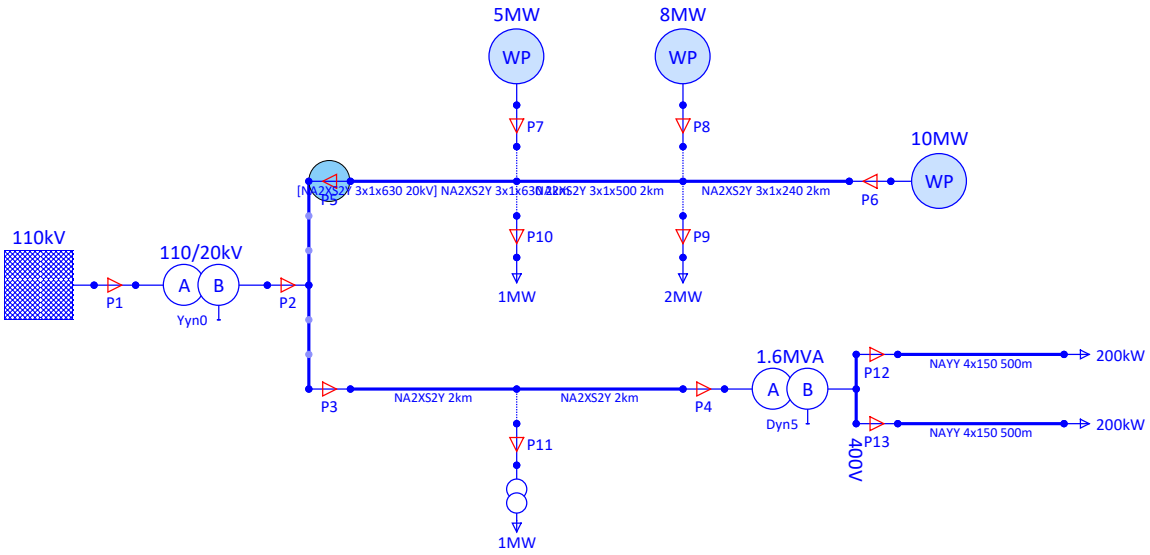


Abbildung 96: Automatisierte Erkennung der Nennspannung von Stromnetzen

Die Funktion **Stromnetz: U_n Ebenen** wird wie folgt gestartet.

- Hauptmenü **Prüfungen**
- Menüpunkt **Stromnetz: Un Ebenen**

Alternativ kann das **Right Mouse Button Menu** geöffnet und der Menüpunkt **Stromnetz: U_n Ebenen** mit einem **Left Mouse Button Click** aktiviert werden.

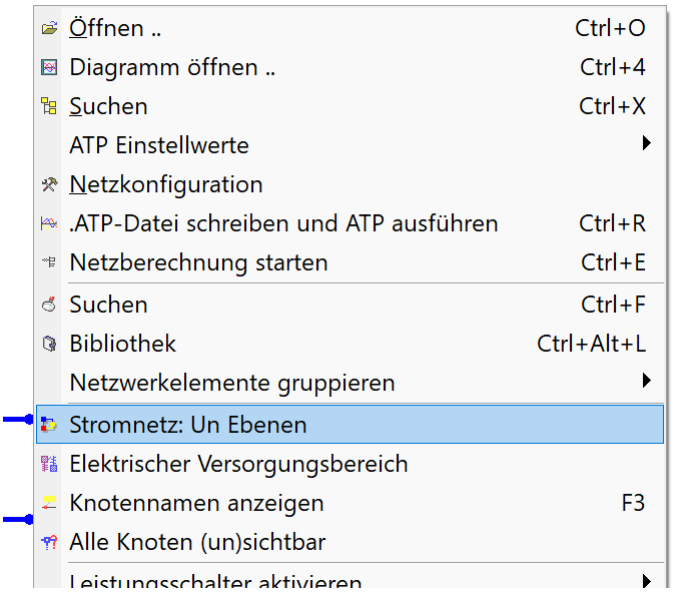


Abbildung 97: Start der Funktion *U_n Ebenen* zur Identifikation von Nennspannungen

⇨ Arbeitsweise, Regeln und Randbedingungen der Funktion und des Algorithmus sind in [Bd. 1] **Stromnetz: Un Ebenen – Identifikation und Einstellung der Nennspannung U_n** enthalten.

Wie das Beispiel in der nachfolgenden Abbildung zeigt, startet der Algorithmus die Identifikation der Nennspannungen ausgehend von Wicklung A des 110kV/20kV-Transformators mit U_n = 110kV. Es werden nur zwei Netzwerkelemente identifiziert und der Nennspannungsebene U_n = 110kV zugeordnet. Danach wird die Suche an der Wicklung B des Transformators mit U_n = 20kV fortgesetzt. Diese Vorgehensweise wird ausgehend von den Wicklungen der Transformatoren so lange wiederholt, bis alle Wicklungen der im Stromnetz vorhandenen Transformatoren abgearbeitet wurden. Die identifizierten Netzwerkelemente werden im **Meldungsfenster** ausgegeben.

- **P1 [Prb 1] – U_n=110kV**
  Das **Mess/Schutzgerät** wurde der Nennspannung U_n = 110kV zugeordnet, da das Netzwerkelement ausgehend von der Wicklung A des Transformators mit Nennspannung U_n = 110kV gefunden wurde. Der Einstellwert des Netzwerkelementes wurde nicht verändert.

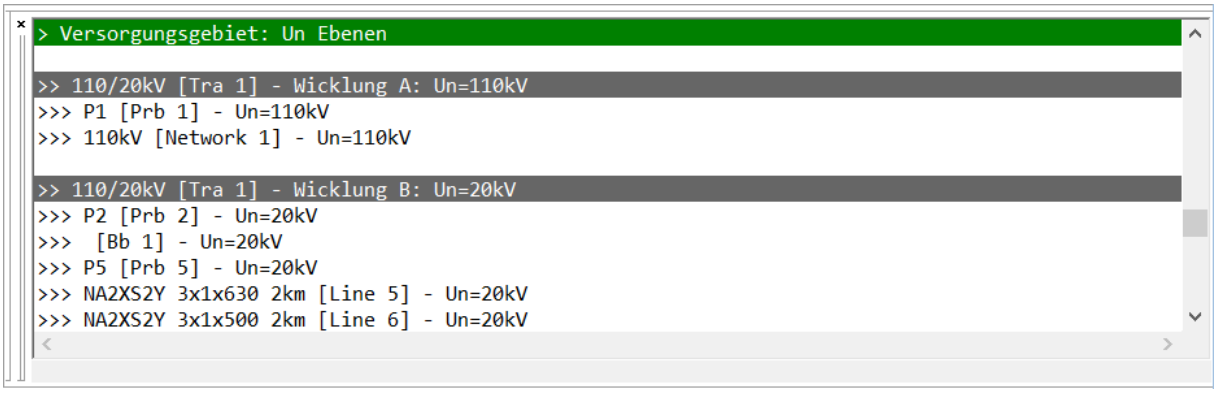


Abbildung 98: Suche ausgehend von den Wicklungen der Transformatoren

Vor der Anpassung der Einstellwerte der Nennspannungen der Netzwerkelemente erfolgt eine Abfrage des Anwenders.

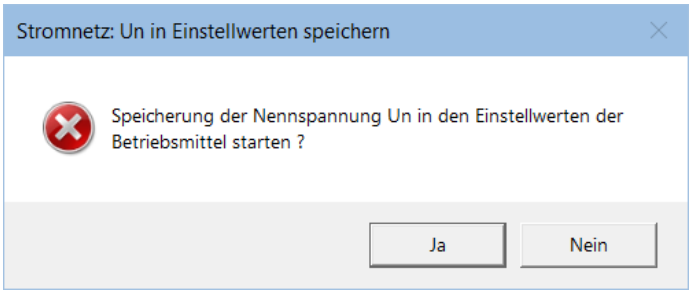


Abbildung 99: Abfrage vor der Anpassung der Einstellwerte

Nach der Bestätigung durch den Anwender werden im zweiten Schritt die Einstellwerte der Nennspannung U_n der Netzwerkelemente angepasst.

- **P1 [Prb 1] – 110kV ➔ 110kV**
  Der Einstellwert für die Nennspannung wurde für dieses Netzwerkelement durch den Algorithmus zu U_n = 110kV eingestellt.

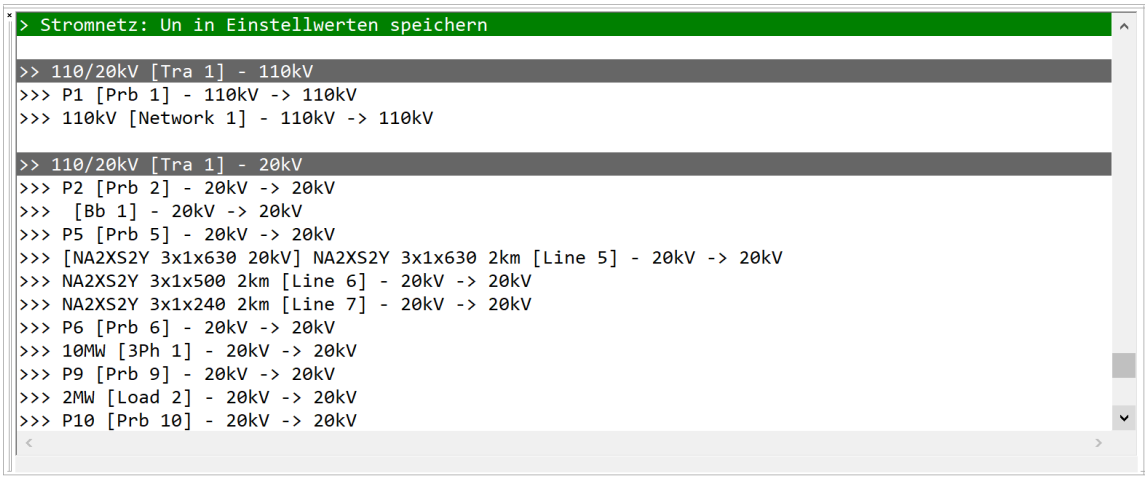


Abbildung 100: Meldungsfenster - Identifikation der Nennspannungen

Die nachfolgende Abbildung zeigt das Stromnetz nach Ende der Funktion. Die Zeichenfarbe der Betriebsmittel ist abhängig von den erkannten und den Betriebsmitteln zugeordneten Nennspannungen. Zusätzlich werden in der Registerkarte **Un Ebenen** der **Projektinformationen** die Nennspannungen in die zugehörigen Betriebsmittel in einer Baumstruktur dargestellt.

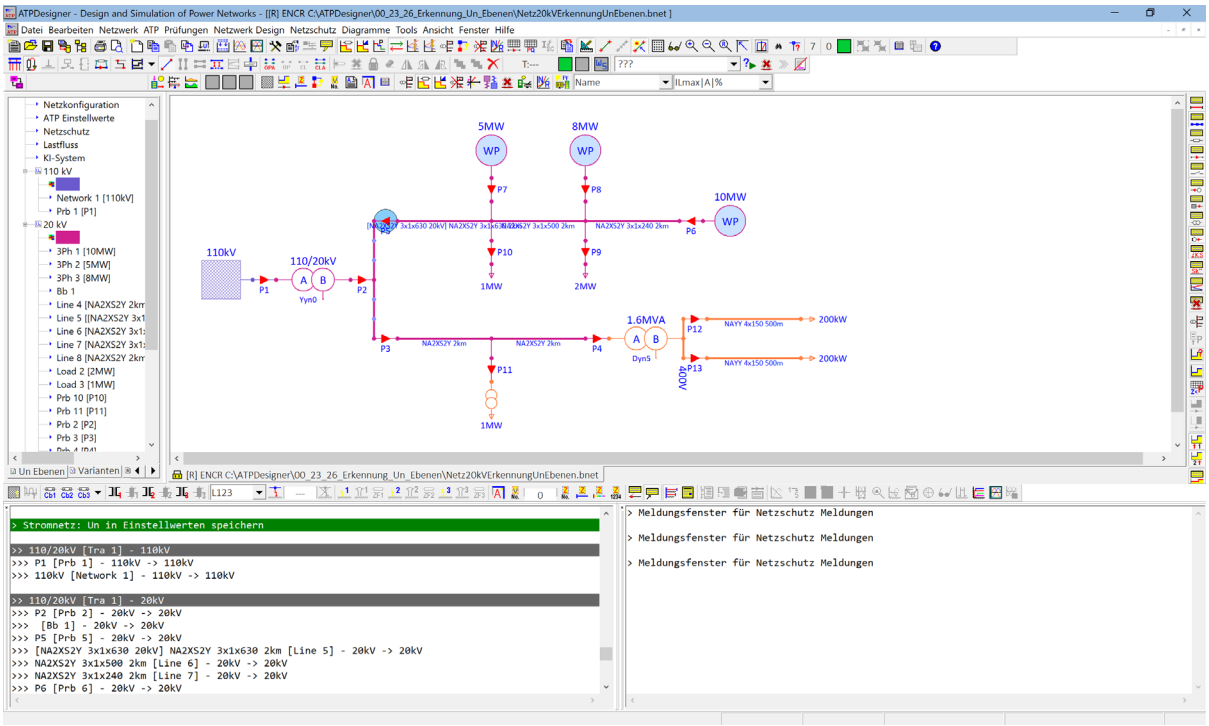


Abbildung 101: Einfärbung der Spannungsebenen, Ausgabe im *Meldungsfenster*

Die Zeichenfarbe der Nennspannungen können im Einstelldialog **Ebenen Un** eingestellt werden.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Netzkonfiguration**, Registerkarte **Farben Un**

30.8 Erzeugungsanlage mit Parkregler in einem 20-kV-Stromverteilnetz

Eine dezentrale Erzeugungsanlage (EZA) bestehet in aller Regel aus mehreren Erzeugungseinheiten (EZE). Die Erzeugungsanlage ist an einem Netzanschlusspunkt (NAP) mit einem öffentlichen Stromnetz verbunden. Die nachfolgende Abbildung zeigt eine Erzeugungsanlage, die aus vier Windkraftanlagen (**WP**, **Erzeugungsanlage (DEA)**) besteht. In dem Arealnetz der Erzeugungsanlage sind zusätzlich zwei Bezugsanlagen (Netzwerkelement **Verbraucherlast**) im Netzparallelbetrieb angeschlossen.

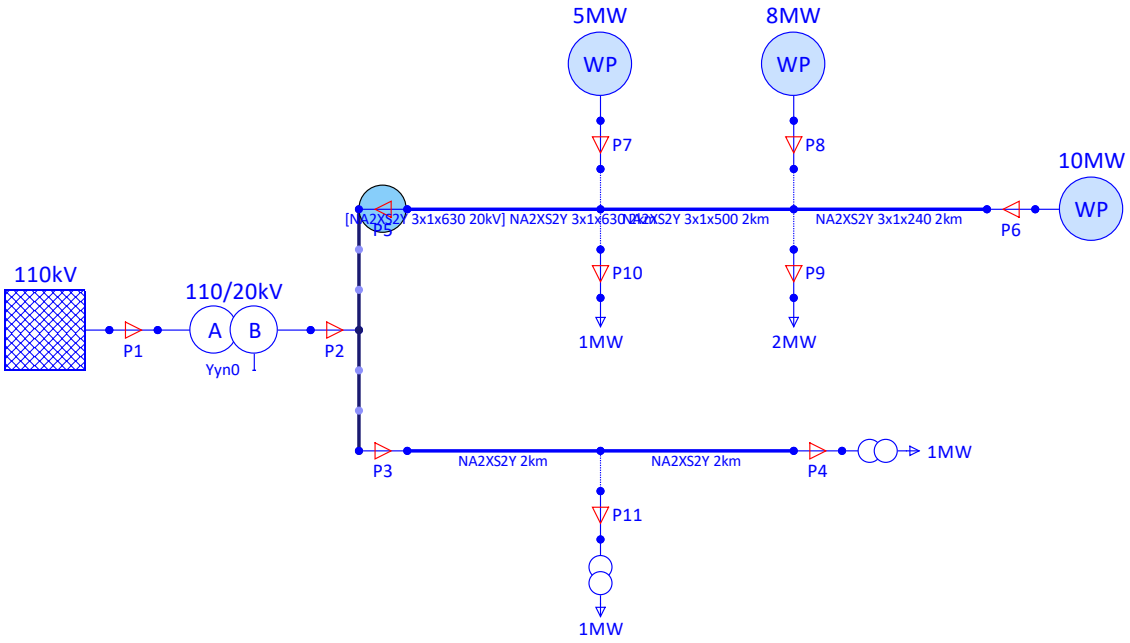


Abbildung 102: Dezentrale Erzeugungsanlage (EZA) als Arealnetz mit Bezugsanlagen

Das mit einem hellblauen Kreis hinterlegte **Mess/Schutzgerät** **P5** wird als Parkregler verwendet.

- Die Messrichtung des **Mess/Schutzgerät**, das als Parkregler verwendet wird, muss aus Sicht der Erzeugungsanlage als Einspeiseanlage im Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) verwendet werden.

```
LF> Spannungsregler: Genauigkeit der Stufenschalter = ---
LF> Längsspannungsregler: Genauigkeit der Stufung = ---

> Parkregler (DEA) P5 [Prb 5] Pn=23MW; P=19.8806MW; Q=-6.52312Mvar; 0.95016
>> Erzeugungsanlage (DEA) 10MW [3Ph 1] Pn=10MW; P=10.0718MW; Q=-2.39943Mvar; 0.972776
>> Erzeugungsanlage (DEA) 5MW [3Ph 2] Pn=5MW; P=5.03571MW; Q=-1.30232Mvar; 0.968148
>> Erzeugungsanlage (DEA) 8MW [3Ph 3] Pn=8MW; P=8.05737MW; Q=-1.994Mvar; 0.970716

> Netzzustand (grün, gelb, rot) überprüfen ...
>> Netzzustand Gelb: [Tra 1] 110/20kV; ILmax(A)=99.77%; ILmax(B)=99.77%; Smax(A)=0.98; Umax
>> Netzzustand Gelb: [Line 5] [NA2XS2Y 3x1x630 20kV] NA2XS2Y 3x1x630 2km; IL=91.10%; Umax=9
>> Netzzustand Gelb: [Line 6] NA2XS2Y 3x1x500 2km; IL=82.50%; Umax=96.70%; Umin=96.40%; HB=
```

Abbildung 103: *Meldungsfenster* - Ergebnisse des Parkreglers der Erzeugungsanlage

Nach Ausführung einer Lastflussberechnung werden Ergebnisse der Erzeugungsanlage wie in der vorangehenden Abbildung dargestellt im **Meldungsfenster** angezeigt.

- An dem Parkregler **P5** sind Erzeugungseinheiten von in Summe P_n=23MW angeschlossen. Die Leistungseinspeisung am Netzanschlusspunkt (NAP) beträgt P=19,88MW und Q=-6.52Mvar. Das negative Vorzeichen der Blindleistung zeigt einen untererregten Betrieb, d.h. Blindleistungsbezug an. Der Verschiebungsfaktor am NAP beträgt cos φ=0,95.

- Die Erzeugungsanlage (EZA) besteht aus drei Erzeugungseinheiten (EZE). Für jede Erzeugungseinheit wird die am Anschlussknoten der EZE gemessene Wirk- und Blindleistung im Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) ausgegeben.

30.8.1 Parkregler - Einstelldialog *Mess/Schutzgerät*, Registerkarte *Parkregler (DEA)*

Der Einstelldialog für den Parkregler ist in der nachfolgenden Abbildung dargestellt.

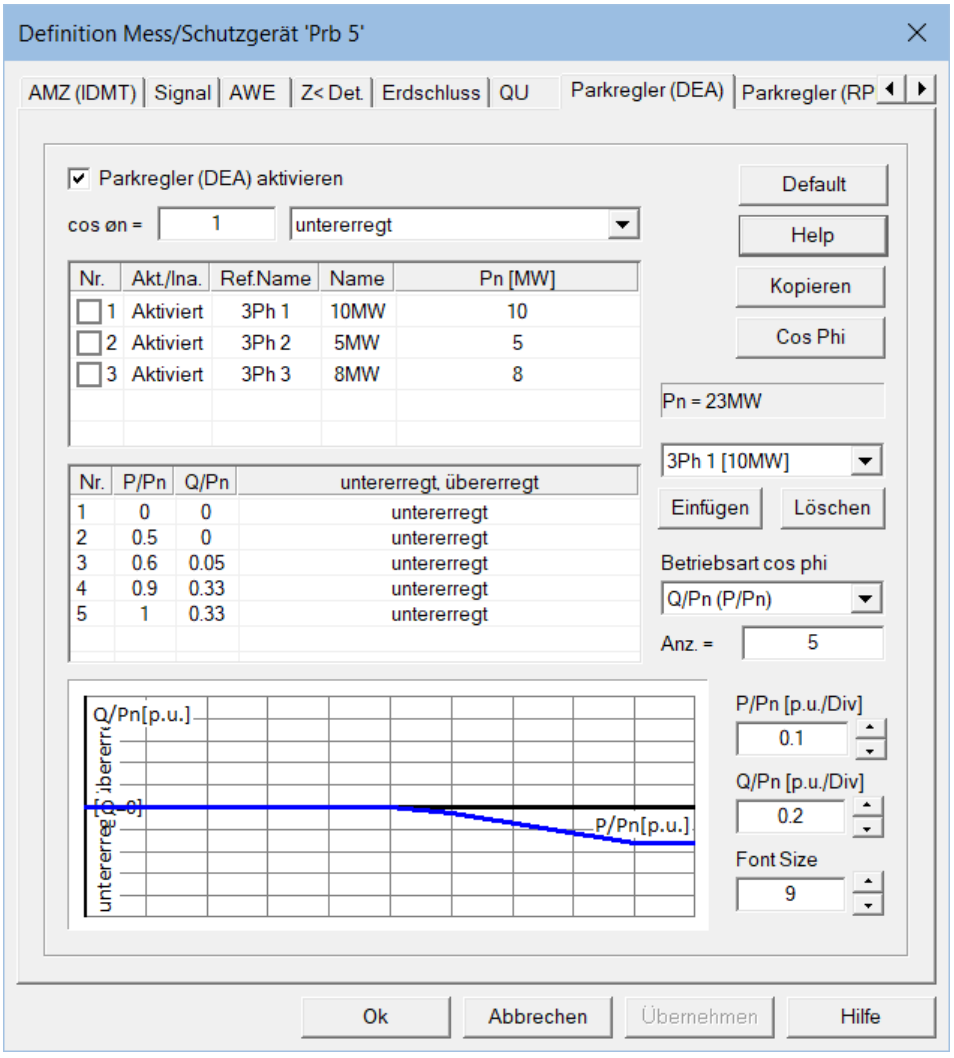


Abbildung 104: Parkregler - Einstelldialog *Mess/Schutzgerät*, Registerkarte *Parkregler (DEA)*

In der Auswahlliste sind alle Netzwerkelemente **Erzeugungsanlage (DEA)**, die als Einspeiseanlage in einer Betriebsart als Konstantleistungsquelle wie z.B. **Pn (IL: 3p) = konst.** parametriert sind, enthalten.

- Auswahl eines Netzwerkelementes **Erzeugungsanlage (DEA)** in der Auswahlliste
- Einfügen des ausgewählten Netzwerkelementes in die Tabelle mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Button **Einfügen**

⇨ Durch einen **Left Mouse Button Click** auf eine Zelle der Tabelle in der Spalte **Akt./Ina.** wird eine Erzeugungsanlage für den Parkregler aktiviert oder deaktiviert.

Danach können weitere Einstellungen für den Parkregler wie z.B. das Blindleistungsverhalten **Betriebsart cos phi** eingestellt werden.

30.9 Dezentrale Erzeugungsanlagen im Kurzschlussbetrieb (LVRT-Betrieb)

Dezentrale Erzeugungsanlagen wie Solarstrom- und Windkraftanlagen, die mit Hilfe von mehreren 1-phasigen oder einem 3-phasigen Netzstromrichter elektrische Energie ins Stromnetz einspeisen, werden in ATPDesigner mit Hilfe einer Stromquelle konstanter Wirkleistung, d.h. mit dem Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** als Konstantleistungsquellen nachgebildet und in der Lastflussberechnung berücksichtigt.

Das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** kann als 1/2/3-phasiger symmetrisch oder unsymmetrisch arbeitender Netzstromrichter oder als 3-phasiger symmetrisch arbeitender Netzstromrichter verwendet werden.

Die Einstellung der Erzeugungsanlagen für den Normalbetrieb des Stromnetzes erfolgt typischerweise mit der Nennwirkleistung P_n und einer Blindleistungsbereitstellung mit konstantem Verschiebungsfaktor cos φ oder einer Kennlinie Q(P) oder Q(U) nach VDE-AR-N 4110 [18] oder VDE-AR-N 4120 [29].

- ⇨ Das Verhalten der Dezentralen Erzeugungsanlagen im Normalbetrieb wird in Kapitel Lastflussberechnung mit Dezentralen Erzeugungsanlagen erläutert. Es wird empfohlen, das Kapitel als ersten Schritt durchzuarbeiten.

- ⇨ Ein weiteres Anwendungsbeispiel ist im Kapitel **Parkregler (DEA) – Parkregler für Erzeugungsanlagen (DEA)** in Band 2 Teil 3 [Bd. 2] enthalten. In diesem Beispiel wird im Schwerpunkt die Blindleistungsbereitstellung im Normalbetrieb der Stromnetze behandelt.

Dezentrale Erzeugungsanlagen sollen im Kurzschlussbetrieb netzstützend wirken. Aus netzphysikalischer Sicht können unter dem Begriff *netzstützend* folgende Aufgaben verstanden werden:

- Einspeisung von Blindstrom am Netzanschlusspunkt (NAP), um die Funktionsfähigkeit des Netzschutzes, d.h. der Netzschutzgeräte zur selektiven Kurzschlussortung und Kurzschlussauslösung (Kurzschlussabschaltung) sicherzustellen

- Einspeisung von Blindstrom am Netzanschlusspunkt (NAP), um den Einbruch der Netzspannung zu begrenzen und die Breite des Spannungstrichters zu minimieren

Dezentralen Erzeugungsanlagen sind in der Lage, im Kurzschlussbetrieb des Stromnetzes am Netzanschlusspunkt (NAP) Blindstrom I_b und nach Vermögen und Verfügbarkeit zusätzlich Wirkstrom I_w einzuspeisen. Als Voraussetzung muss am Netzanschlusspunkt (NAP) eine minimale Netzspannung als Gegenspannung messbar sein: abhängig von der Kurzschlussart für einen symmetrischen Kurzschluss eine Spannung im Mitsystem, für einen unsymmetrischen Kurzschluss Spannungen in Mitsystem und Gegensystem. Da in aller Regel zwischen der Erzeugungsanlage (EZA) bzw. den Erzeugungseinheiten (EZE) und dem öffentlichen Stromnetz ein Transformator verwendet wird, kann man durch die Sternpunktbehandlung bedingt von einer Entkopplung der Nullsysteme ausgehen. Daher wird die Erzeugungsanlage keinen Kurzschlussstrom im Nullsystem einspeisen.

Um auch im Fall der Dunkelflaute eine selektive Kurzschlussortung sicherzustellen, wird die Blindstromeinspeisung vor der Wirkstromeinspeisung priorisiert.

Die Einspeisung von Blind- und optional Wirkstrom erhöht am Netzanschlusspunkt (NAP) und damit im gesamten Stromnetz die Netzspannung. Als Folge sind weniger Bezugs- und Einspeiseanlagen von einer zu geringen Netzspannung betroffen. Ein Netzwiederaufbau nach einer selektive Kurzschlussauslösung wird dadurch befördert.
Die Verwendung des Netzwerkelementes **Erzeugungsanlage (DEA)** wird am Beispiel eines 20-kV-Stromverteilnetzes vorgestellt, das in der nachfolgenden Abbildung dargestellt ist.

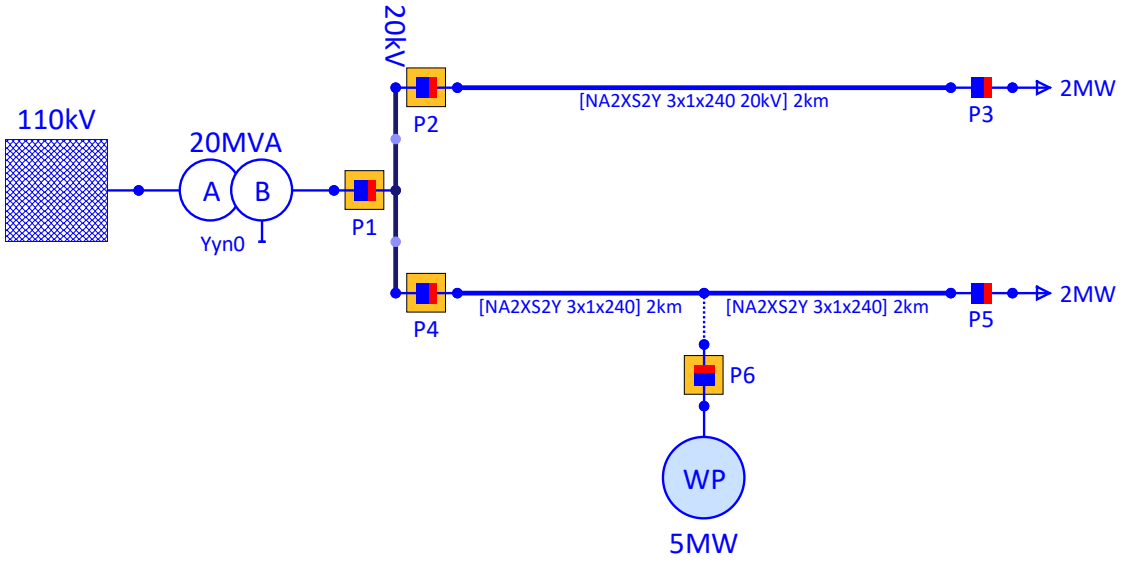


Abbildung 105: 20-kV-Stromverteilnetz mit *Erzeugungsanlage (DEA)*

Der Kurzschlussschutz wird auf Grund der strahlennetzförmigen Netztopologie als ungerichteter Überstromzeitschutz mit den **Mess/Schutzgeräten** P1, P2 und P4 realisiert. Das **Mess/Schutzgerät** P6 realisiert den Entkupplungsschutz nach VDE-AR-N-4110 [18] als Spannungsrückgangs- und Spannungssteigerungsschutz (Unter- und Überspannungsschutz). Der Frequenzschutz wird nicht berücksichtigt, da die Netzberechnung als Berechnung eines stationären Netzzustandes für Netzfrequenz f = f_n ausgeführt wird.

Mess/Schutzgerät	Einstellwerte
Überstromzeitschutz **P1**	▪ U_n = 20kV, I_n = 600A ▪ I> = 1,2 I_n, $t_{I>}$ = 300ms
Überstromzeitschutz **P2** und **P4**	▪ U_n = 20kV, I_n = 600A ▪ I> = 1,2 I_n, $t_{I>}$ = 100ms
Entkupplungsschutz **P6** U< >	▪ U_n = 20kV, I_n = 600A ▪ Betriebsart U_{mess} = ULE ▪ U< = 0,8 $U_n/\sqrt{3}$, $t_{U<}$ = 300ms ▪ U> = 1,1 $U_n/\sqrt{3}$, $t_{U>}$ = 1000ms

30.9.1 Erzeugungsanlage (DEA) – Vorgehensweise Kurzschlussstromberechnung

Im Folgenden wird die Vorgehensweise erläutert, um eine Kurzschlussstromberechnung als **Berechnung des stationären Netzzustandes** mit einem oder mehreren Netzwerkelementen **Erzeugungsanlage (DEA)** durchzuführen.

⇨ Nachfolgend wird keine Kurzschlussstromberechnung nach VDE 0102 (IEC 60909) [2] behandelt, sondern eine Kurzschlussstromberechnung nach dem Überlagerungsverfahren durch die **Berechnung des stationären Netzzustandes** [Bd. 3].

Im Folgenden wird erläutert, wie das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** für den LVRT-Betrieb einzustellen und in Stromnetzen für Kurzschlussuntersuchungen zu verwenden ist. Es wird empfohlen, die Reihenfolge der Arbeitsschritte beizubehalten. Die Erläuterungen gehen davon aus, dass durch einen **Left Mouse Button Click** auf die Taste **Default** die Grundeinstellung des Einstelldialogs eingestellt wurden.

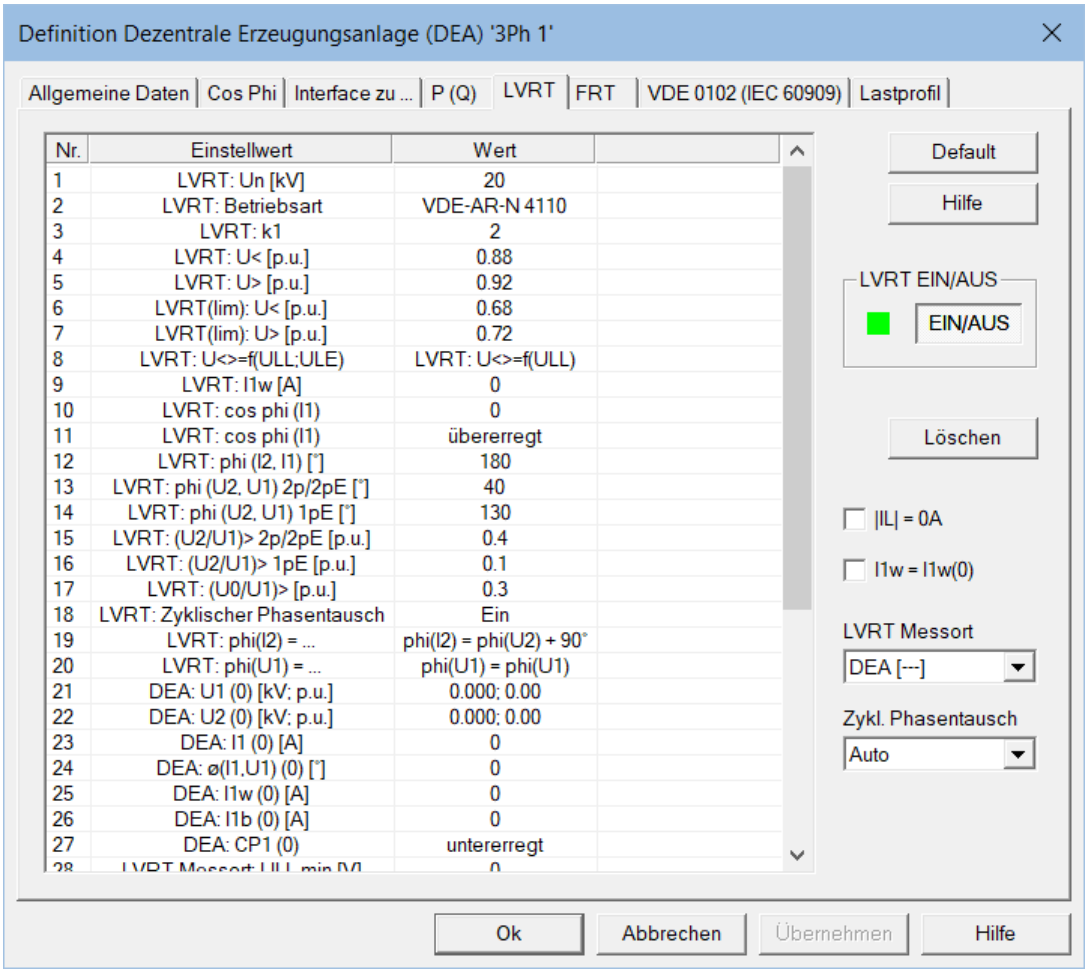


Abbildung 106: Einstelldialog der *Erzeugungsanlage (DEA)* für den LVRT-Betrieb

⇨ Einstellwerte werden in der Spalte **Einstellwert** durch das Präfix **LVRT:** gekennzeichnet.

⇨ Ergebnisse von Netzberechnungen werden in der Spalte **Einstellwert** durch das Präfix **DEA:** gekennzeichnet.

Wird eine Kurzschlussstromberechnung mit Dezentralen Erzeugungsanlagen ausgeführt, muss für jede einzelne Erzeugungseinheit (EZE) oder für eine Erzeugungsanlage (EZA) ein Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** verwendet werden. Um das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** für eine Kurzschlussstromberechnung im LVRT-Betrieb nach VDE-AR-N 4110/4120 [18][29] zu verwenden, müssen immer zwei getrennte Berechnungen des Stromnetzes durchgeführt werden.

1. Berechnung des stationären Netzzustandes im fehlerfreien Normalbetrieb
2. Berechnung des stationären Netzzustandes im Kurzschlussbetrieb

30.9.1.1 Berechnung des stationären Netzzustandes im fehlerfreien Normalbetrieb

Mit Hilfe einer Lastflussberechnung wird der fehlerfreie Normalbetrieb des Stromnetzes berechnet. Damit sind Spannungen, Ströme Leistungen, etc. des Netzzustandes unmittelbar vor Eintritt des Kurzschlusses bekannt. So muss für die Berechnung des Blindstroms, der im Falle eines Kurzschlusses im LVRT-Betrieb von der Erzeugungsanlage (EZA) oder der Erzeugungseinheit (EZE) eingespeist werden soll, der Blindstrom der Erzeugungsanlage (EZA) oder der Erzeugungseinheit (EZE) sowie die Betriebsart untererregt oder übererregt unmittelbar vor Kurzschlusseintritt bekannt sein.

Es genügt, die Lastflussberechnung des Normalbetriebes ein einziges Mal auszuführen, da die Berechnungsergebnisse für jedes Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)**, das als Erzeugungsanlage (EZA) oder Erzeugungseinheit (EZE) verwendet wird, von ATPDesigner bis zur Ausführung der nächsten Lastflussberechnung des Normalbetriebes intern gespeichert wird.

Wird nach einer Lastflussberechnung des Normalbetriebes eine Kurzschlussstromberechnung ausgeführt, so bleiben die Berechnungsergebnisse der letzten Lastflussberechnung des Normalbetriebes unverändert gespeichert.

30.9.1.2 Berechnung des stationären Netzzustandes im Kurzschlussbetrieb

Um eine Kurzschlussstromberechnung durchzuführen, muss ein Kurzschluss (**roter Blitz**) im Stromnetz an einem Netzknoten oder an einem Kurzschlussort entlang einer Leitung angeschaltet und eingestellt werden. Durch die Verwendung des Kurzschlusses (**roter Blitz**) als Indikator bleiben die Berechnungsergebnisse der letzten Lastflussberechnung des Normalbetriebes für jedes Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)**, das als Erzeugungsanlage (EZA) oder Erzeugungseinheit (EZE) verwendet wird, unverändert gespeichert.

Die Kurzschlussstromberechnung kann beliebig oft an beliebig verschiedenen Kurzschlussorten durchgeführt werden, solange keine Lastflussberechnung des Normalbetriebes zwischen zwei Kurzschlussstromberechnungen ausgeführt wird.

Wird eine Lastflussberechnung des Normalbetriebes nach einer Kurzschlussstromberechnung ausgeführt, so werden die Berechnungsergebnisse der Lastflussberechnung des Normalbetriebes für jedes Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)**, das als Erzeugungsanlage (EZA) oder Erzeugungseinheit (EZE) verwendet wird, neu gespeichert.

30.9.2 Erzeugungsanlage (DEA) – Einstellungen für den LVRT-Betrieb

Nachfolgend wird schrittweise erläutert, wie das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** für den LVRT-Betrieb eingestellt und eine Kurzschlussstromberechnung ausgeführt wird.

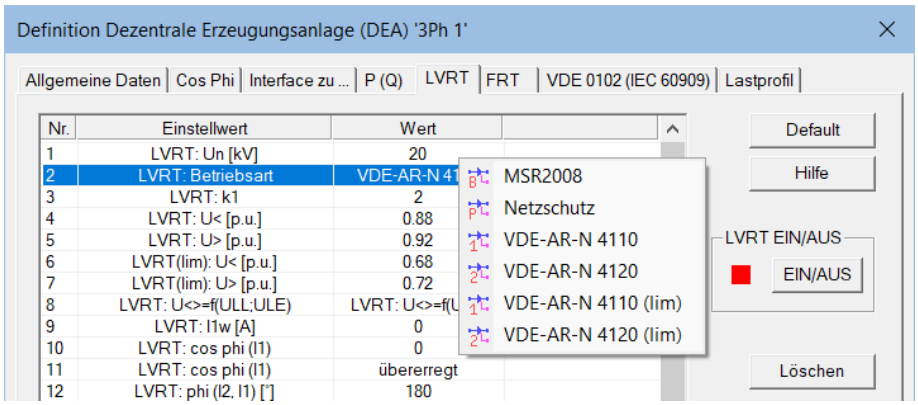
⇨ Die Erläuterungen gehen davon aus, dass durch einen **Left Mouse Button Click** auf die Taste **Default** die Grundeinstellung des Einstelldialogs eingestellt wurden.

Die nachfolgend erläuterten Einstellungen beziehen sich auf den Einstelldialog des Netzwerkelementes **Erzeugungsanlage (DEA)**.

1. **Zeile 1**: Einstellung der Nennspannung U_n

2. Gruppe **LVRT EIN/AUS**: Aktivierung des LVRT-Betriebes

3. **Zeile 2**: Einstellung der Betriebsart des LVRT-Betriebes
   Durch einen **Left Mouse Button Click** auf die Zelle in der Spalte **Wert**, Zeile 2 wird ein kontextsensitives Menü geöffnet.
   - **VDE-AR-N 4110**, **VDE-AR-N 4120**: Vollständige dynamische Netzstützung
   - **VDE-AR-N 4110 (lim)**, **VDE-AR-N 4120 (lim)**: Eingeschränkte dynamische Netzstützung



Es wird empfohlen, die nachfolgenden Einstellwerte zu überprüfen und ggfs. problemorientiert anzupassen.

4. Die **Eintritts- und Austrittsschwellen für den LVRT-Betrieb** werden für die vollständige dynamische Netzstützung in den **Zeilen 4 und 5**, für die eingeschränkte Netzstützung in den **Zeilen 6 und 7** eingestellt. Die Einstellung erfolgt in beiden Fällen durch einen Einstellwert **U<** für den Eintritt in den LVRT-Betrieb und durch einen Einstellwert **U>** für den Rückfall in den Normalbetrieb.

   Durch das Datenpaar {**U<**, **U>**} wird eine Hysterese eingestellt, die ein oszillierendes Verhalten der iterativen Lastflussberechnung und damit eine Divergenz der Lastflussberechnung verhindern soll. Es wird daher empfohlen, das Datenpaar {**U<**, **U>**} symmetrisch zu einem ggfs. durch Normen vorgegebenen oder empfohlenen Anregewert einzustellen. Die Hysterese sollte hier nicht zu groß gewählt werden.

Geht man von dem nach EN 50160 [27] normativ zulässigen Spannungsband [90%·U_n, 110%·U_n] aus, sollte der LVRT-Betrieb für eine Netzspannung < 90%·U_n eintreten. Für die Hysterese wurden daher die in den **Zeilen 4 und 5** einstellbaren Werte **U< = 88%** und **U> = 92%** gewählt.

Mit dem Einstellwert **LVRT: U<>=f(ULL,ULE)** in Zeile 8 wird in Einstellung **U<>=f(ULL)** die kleinste Leiter-Leiter-Spannung verwendet, um den Eintritt in den LVRT-Betrieb bzw. den Rückfall in den Normalbetrieb zu bewerten und ggfs. auszuführen.

5. Mit dem Einstellwert **LVRT: I1w [A]** kann zusätzlich zum Blindstrom I_b, der nach Norm berechnet wird, ein Wirkstrom I_w im LVRT-Betrieb eingespeist werden. Im Sinne der netzstützenden Wirkung von Erzeugungsanlagen im Kurzschlussbetrieb des Stromnetzes wird wie schon erläutert die Einspeisung eines Blindstroms I_b (übererregt) gegenüber der Einspeisung eines Wirkstroms I_w priorisiert, da auch die Dunkelflaute, d.h. eine physikalisch nicht mögliche Wirkstromeinspeisung durch die Erzeugungsanlage als mögliches Szenario berücksichtigt werden muss.

   Wird ein Wirkstrom durch den Anwender eingestellt, so wird ausgehend von dem nach VDE-AR-N 4110 [18] vorgegebenen Blindstrom ein Wirkstrom bis zur maximalen Strombelastbarkeit eingespeist. Es muss hier beachtet werden, dass der Netzstromrichter der Erzeugungsanlage eine Strombegrenzung besitzt, um eine Schädigung durch einen zu großen Leiterstrom zu verhindern. Der maximal zulässige Leiterstrom wird in ATPDesigner durch Einstellwerte in der Registerkarte **Allgemeine Daten** definiert.

$$I_{L123max} = I_{max} \cdot I_n = 120\% \cdot 144{,}338A = 173{,}2A$$

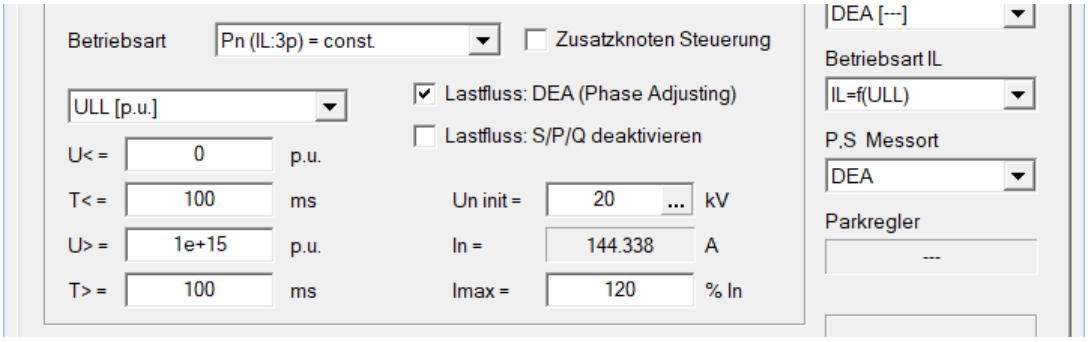


Abbildung 107: Berechnung des maximal zulässigen Leiterstroms $I_{L123max}$

Um die Blindstrom I_b der Erzeugungsanlage für den LVRT-Betrieb nach VDE-AR-N 4110 [18] berechnen zu können, muss zunächst der Blindstrom $I_{b(0)}$ im Normalbetrieb des Stromnetzes berechnet werden. Dazu wird eine Lastflussberechnung im fehlerfreien Normalbetrieb ausgeführt.

⇨ Es muss darauf geachtet werden, dass die beiden Schalter durch einen **Left Mouse Button Click** aktiviert werden.

- Lastfluss: DEA

- Lastfluss: PQ, PU Knoten

- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**, Registerkarte **Einstellung Lastfluss-berechnung**, Gruppe **Lastflussberechnung**

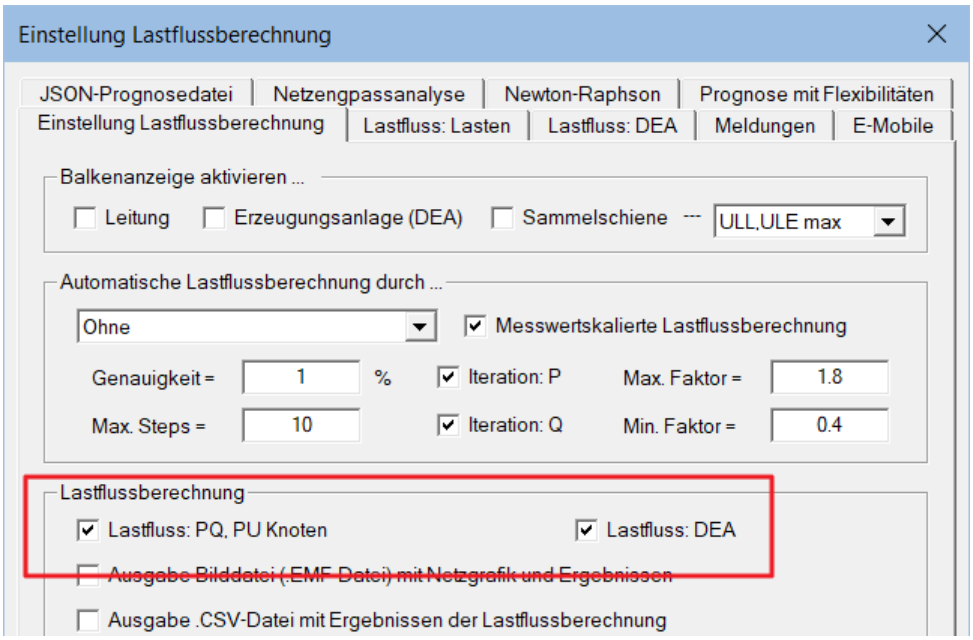
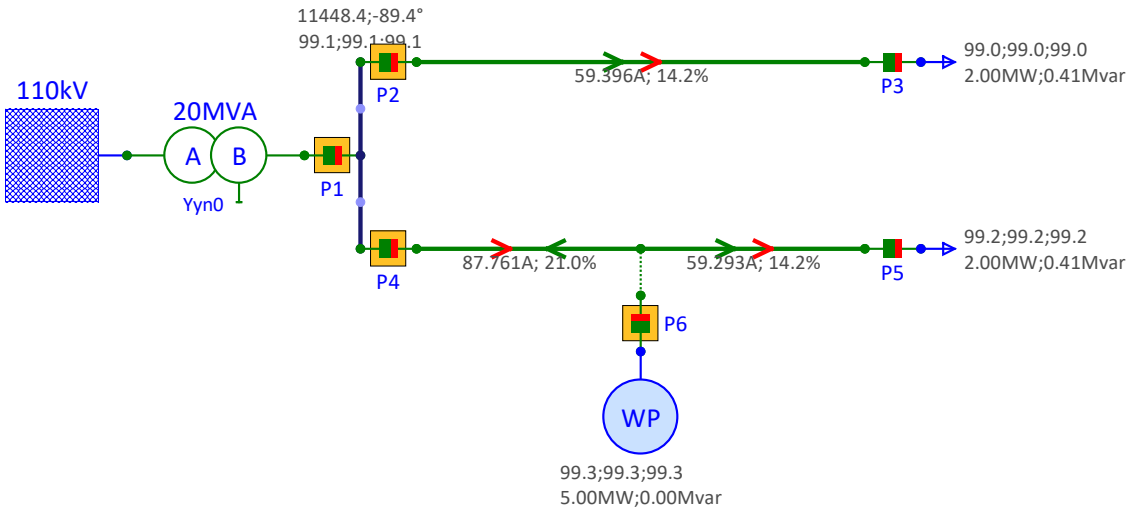


Abbildung 108: Aktivierung der Lastflussberechnung für PQ, PU Knoten und DEA

In der nachfolgenden Abbildung sind die Ergebnisse der Lastflussberechnung im Normalbetrieb des 20-kV-Stromverteilnetzes dargestellt. Die für die Erzeugungsanlage relevanten Berechnungsergebnisse werden bis zur nächsten Lastflussberechnung des fehlerfreien Normbetriebes intern gespeichert und sind im Einstelldialog der **Erzeugungsanlage (DEA)** in der Registerkarte **LVRT** in den Zeilen mit dem Bezeichner **DEA:** enthalten.



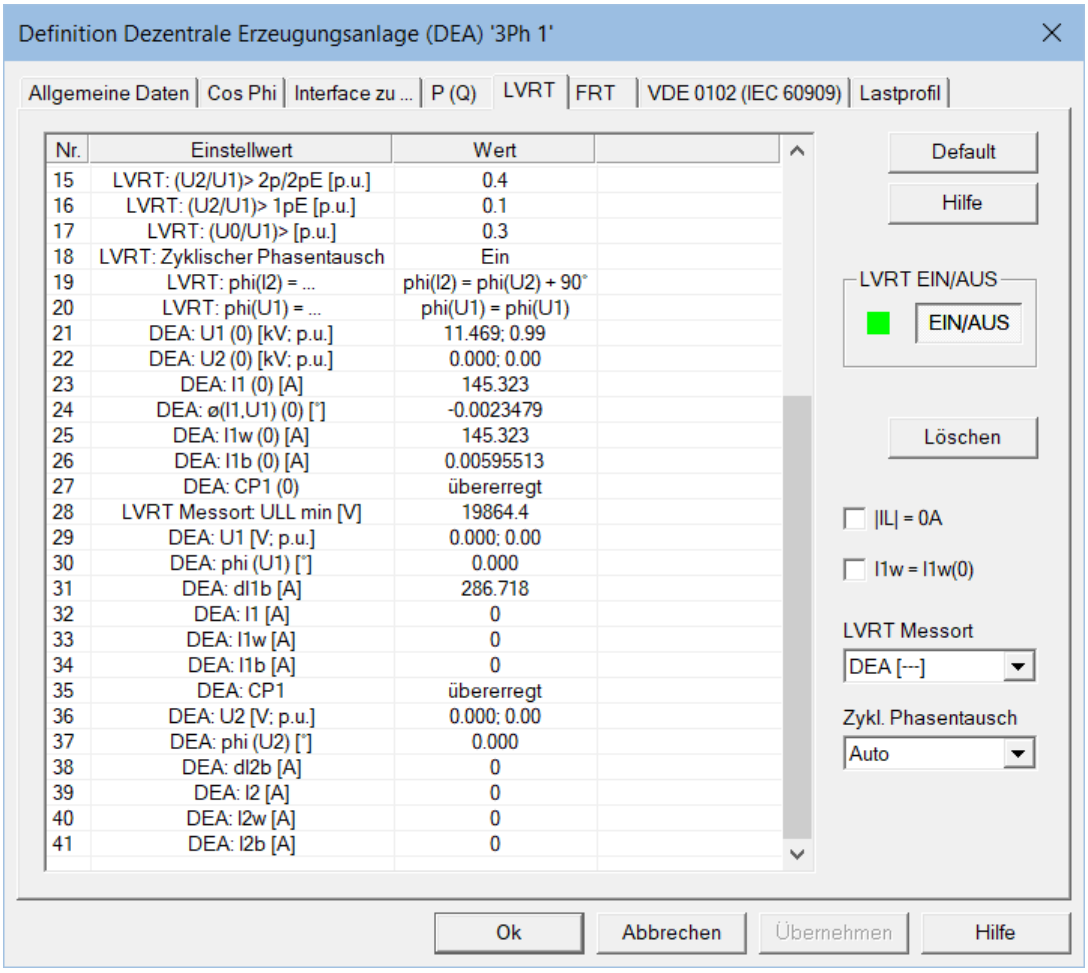


Abbildung 109: Berechnungsergebnisse in den Zeilen mit dem Bezeichner *DEA*:

Das Textelement „**(0)**“ kennzeichnet Berechnungsergebnisse von Lastflussberechnungen des Normalbetriebes, d.h. die ohne Kurzschluss (**roter Blitz**) im Stromnetz berechnet wurden. Im Weiteren ist zu beachten, dass für das Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** das Erzeugerzählpfeilsystem (EZS) verwendet wird.

Der Messort von Strömen und Spannungen wird für den LVRT-Betrieb mit dem Einstellwert **LVRT Messort** eingestellt. Der Einstellwert **DEA [---]** definiert als Messort den Knoten des Netzwerkelementes **Erzeugungsanlage (DEA)**.

Berechnungsergebnis in Zeile …	Bedeutung
21: U1 (0)	Mitsystemspannung am NAP (Netzanschlusspunkt) U_1 = 11,469kV = 99%·$U_n/\sqrt{3}$
22: U2 (0)	Gegensystemspannung am NAP (Netzanschlusspunkt) U_2 = 0V = 0%·$U_n/\sqrt{3}$
23: I1 (0)	Mitsystemstrom am NAP (Netzanschlusspunkt) I_1 = 145,232A
25: I1w (0)	Einspeisung von Wirkstrom I_{1w} im Mitsystem I_{1w} = 145,323A
26: I1b (0)	Einspeisung von Blindstrom I_{1b} im Mitsystem I_{1b} = 145,323A

27: CP1 (0)	Betriebsart **übererregt**, d.h. Einspeisung von Blindstrom I_{1b} im Mitsystem in das Stromverteilnetz
28: LVRT Messort ULL min	Am LVRT-Messort wird als kleinste Leiter-Leiter-Spannung die Spannung $U_{LL\,min}$ = 19864,4V berechnet. Dieses Berechnungsergebnis wird verwendet, um den Eintritt in den LVRT-Betrieb bzw. den Rückfall in den Normalbetrieb zu steuern.

Die Ergebnisse der Lastflussberechnung werden für jedes Netzwerkelement **Erzeugungsanlage (DEA)** intern getrennt gespeichert und erst mit den Ergebnissen der nächsten Lastflussberechnung, d.h. einer Netzberechnung ohne Kurzschluss (**roter Blitz**) überschrieben.

⇨ Wird eine Kurzschlussstromberechnung mit einem oder mehreren Netzwerkelementen **Verbraucherlast** ausgeführt, muss vor dem Start der Lastflussberechnung mit Kurzschluss die Leistungs- und Phasenwinkeliteration der Netzwerkelemente **Verbraucherlast** **AUS** geschaltet werden.

⇨ Es muss darauf geachtet werden, dass der Schalter **Lastfluss: PQ, PU Knoten** **AUS** geschaltet ist und der Schalter **Lastfluss: DEA** **EIN** geschaltet ist.

Durch den Kurzschluss im Stromnetz sind die Leiter-Erd-Spannungen abhängig von einem Fehlerübergangswiderstand in aller Regel sehr gering bis näherungsweise Null. Eine Leistungs- und Phasenwinkeliteration der Netzwerkelemente **Verbraucherlast** ist daher i.a. Regel nicht möglich. Die Lastflussberechnung mit Kurzschluss würde divergieren. Wird die Leistungs- und Phasenwinkeliteration der Netzwerkelemente **Verbraucherlast** **AUS** geschaltet, so berechnet ATPDesigner das interne Impedanzmodell der Verbraucherlast aus den Einstellwerten des Einstelldialogs für den Nennbetrieb. Für eine 3-phasige symmetrische Lastimpedanz in Sternschaltung wird je Leiter die nachfolgende Impedanz $\underline{Z}_L$ im Verbraucherzählpfeilsystem (VZS) verwendet.

$$\underline{Z}_L = R + j \cdot X = \frac{U_n^2}{P - j \cdot Q}$$

- U_n : Nennspannung
- P : 3-phasige Wirkleistung
- Q : 3-phasige Blindleistung

Das Impedanzmodell der Sternschaltung stellt eine erste Näherung des Verhaltens einer Bezugsanlage dar, wenn für die Bezugsanlage nur die 3-phasige Wirkleistung P und die 3-phasige Blindleistung Q (übererregt oder untererregt) bekannt sind. Es wird davon ausgegangen, dass wegen der in aller Regel sehr kurzen Kurzschlussdauer von <<1s das Bezugsverhalten der Bezugsanlage sich bzgl. der Leistungen nur wenig ändert.

Die Leistungsiteration der Netzwerkelemente **Erzeugungsanlage (DEA)** muss **EIN** geschaltet sein. Grund ist die Anforderung, dass Erzeugungsanlagen (EZA) bzw. Erzeugungseinheiten (EZE) im Kurzschlussfall Blindstrom und ggfs. zusätzlich Wirkstrom zur

Netzstützung am Netzanschlusspunkt (NAP) einspeisen müssen. Um dieser Anforderung zu erfüllen, wird eine Phasenwinkeliteration benötigt. Die Leistungsiteration wird **AUS** geschaltet, da bei geringer, bis keiner Netzspannung keine Leistungsvorgabe iterativ eingestellt werden kann. Außerdem wird hinsichtlich der normativen Vorgaben zur Netzstützung im Kurzschlussfall eine Stromeinspeisung, keine Leistungseinspeisung gefordert.

Wird nach einer Lastflussberechnung des (fehlerfreien) Normalbetriebes eine Kurzschlussstromberechnung (**roter Blitz**) ausgeführt, werden zusätzlich zu den Berechnungsergebnissen der letzten Lastflussberechnung auch die Berechnungsergebnisse der Kurzschlussstromberechnung intern gespeichert und in der Tabelle der Registerkarte **LVRT** in Zeilen mit dem Präfix **LVRT:** angezeigt.

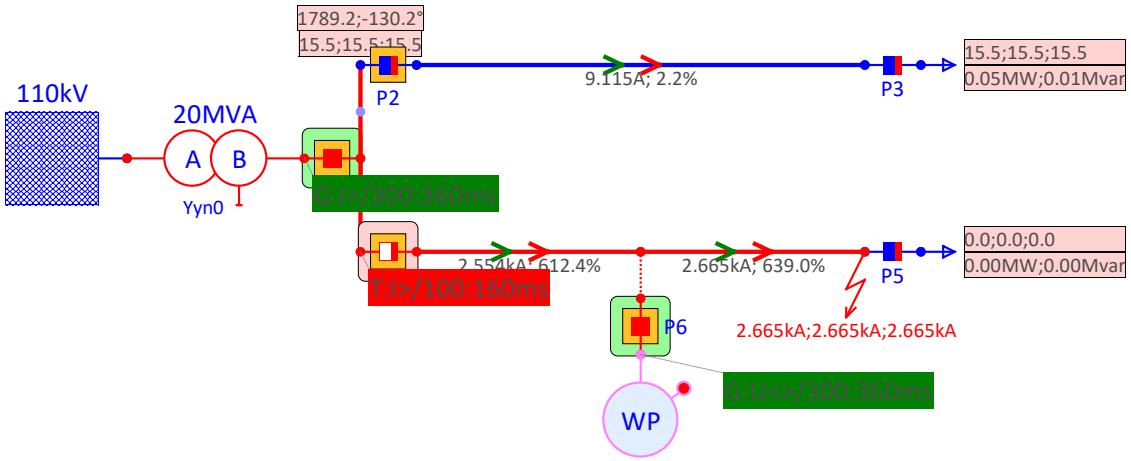


Abbildung 110: 20-kV-Stromnetz mit *Erzeugungsanlage (DEA)* im LVRT-Betrieb

In der nachfolgenden Abbildung sind die Berechnungsergebnisse der **Erzeugungsanlage (DEA)** für den Normalbetrieb in den Zeilen mit dem Präfix **DEA:** und für den LVRT-Betrieb in Zeilen mit dem Präfix **LVRT:** enthalten.

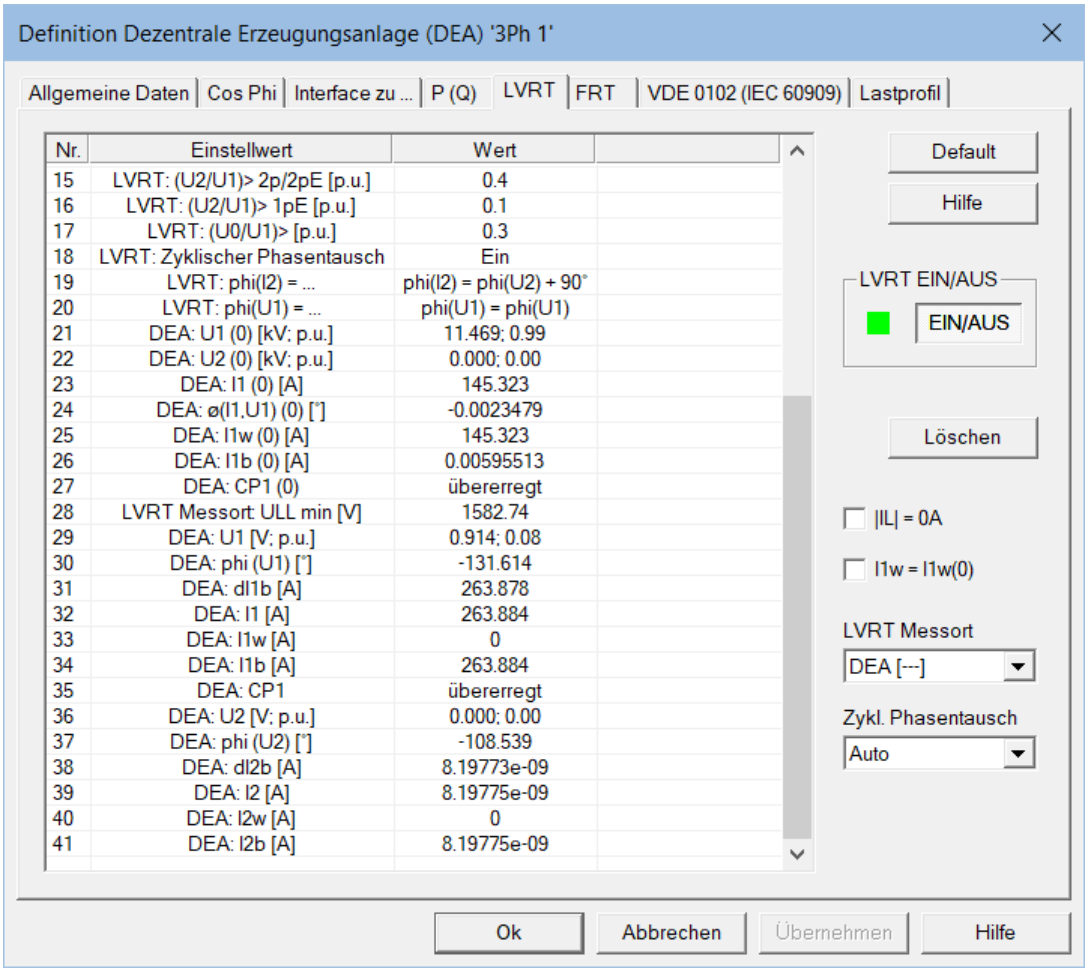


Abbildung 111: Berechnungsergebnisse am NAP der *Erzeugungsanlage (DEA)*

Die Berechnungsergebnisse beziehen sich auf den LVRT-Messort.

Berechnungser-gebnis in Zeile …	Bedeutung
28: LVRT Messort ULL min	Am LVRT-Messort wird als kleinste Leiter-Leiter-Spannung die Spannung $U_{LL\,min}$ = 1582,74V berechnet. Daher ist die Erzeugungsanlage im LVRT-Betrieb.
29: DEA: U1	Mitsystemspannung U_1 = 0,914V = 8%·U_n/√3
31: dI1b	Blindstromänderung dI_{1b} = 263,878 A
32: I1	Mitsystemstrom I1 = 263,878A
33: I1w	Einspeisung von Wirkstrom I_{1w} im Mitsystem I_{1w} = 0A
34: I1b	Einspeisung von Blindstrom I_{1b} im Mitsystem I_{1b} = 263,884A
35: CP1	Betriebsart **übererregt**, d.h. Einspeisung von Blindstrom I_{1b} im Mitsystem in das Stromverteilnetz

30.10 Netzautomatisierung: Steuerung einer Dezentralen Erzeugungsanlage

Mit dem Netzberechnungsprogramm ATPDesigner können mit Hilfe der Netzwerkelemente **Schutzlogik/TACS** und in der Netzgrafik **grün** gezeichneten **Verbindung** Aufgaben der **Netzautomatisierung** nachgebildet und in Lastflussberechnungen simuliert werden.

⇨ Im Folgenden wird das Netzwerkelement **Verbindung** [Bd. 2] als **Messleitung**, das Netzwerkelement **Schutzlogik/TACS** als **Schutzlogik** bezeichnet.

Das Beispiel zeigt, wie die Einspeisewirkleistung der **Erzeugungsanlage (DEA)** **2MW** abhängig von der Wirkleistung P, die von einem **Mess/Schutzgerät** **P7** gemessen wird, durch einen Teillastfaktor gesteuert werden kann. Der Teillastfaktor wird mit Hilfe der Kennlinie des Netzwerkelementes **Schutzlogik** **G1** während der Lastflussberechnung ermittelt.

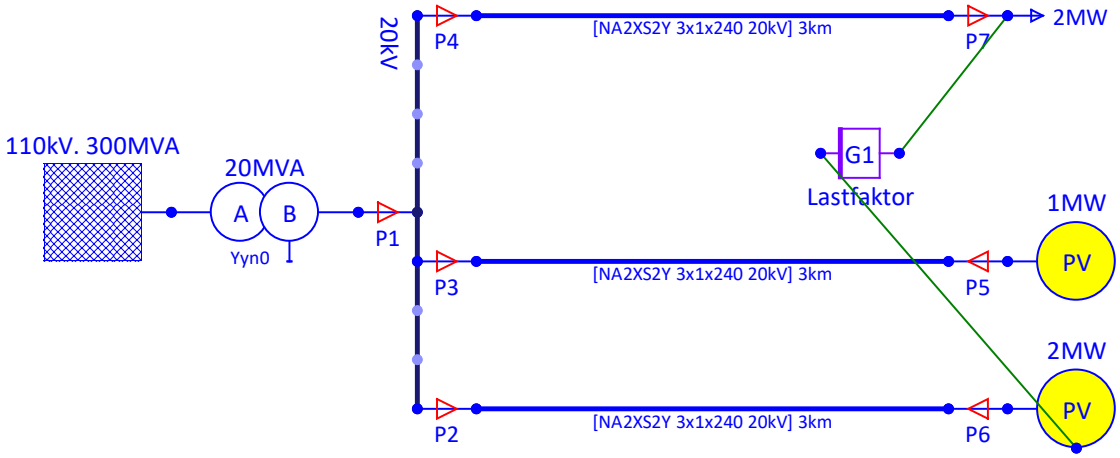


Abbildung 112: Zusatzknoten Steuerung – Beispiel einer Netzautomatisierung

Mit dem Netzwerkelement **Schutzlogik** kann eine lineare Kennlinie mit Begrenzungen definiert werden, um aus der gemessenen Wirkleistung P in MW einen Teillastfaktor in % zu berechnen.

- Um den Messwert an die **Schutzlogik** weiterzugeben, wird das **Mess/Schutzgerät** durch eine **grüne Messleitung** mit dem Eingang der **Schutzlogik** verbunden.

- Der Ausgang der **Schutzlogik** wird mit einer **grüne Messleitung** mit dem Steuereingang **Zusatzknoten Steuerung** der **Erzeugungsanlage (DEA)** verbunden. Dadurch wird der berechnete Teillastfaktor von der **Schutzlogik** an die **Erzeugungsanlage (DEA)** weitergeleitet.

Die **Erzeugungsanlage (DEA)** ist nun über den **Zusatzknoten Steuerung** an das Netzwerkelement Schutzlogik/TACS zur **Netzautomatisierung** [Bd. 2] angeschlossen. Die Funktion des **Zusatzknoten Steuerung** ist abhängig von der Einstellung der **Messleitung**.

In der nachfolgenden Abbildung ist der Einstelldialog der **Erzeugungsanlage (DEA)** dargestellt. Mit der Aktivierung der Option **Zusatzknoten Steuerung** durch einen **Left**

Mouse Button Click wird ein weiterer Knoten an dem grafischen Symbol der **Erzeugungsanlage (DEA)** aktiviert, an den die **Messleitung** angeschlossen werden kann.

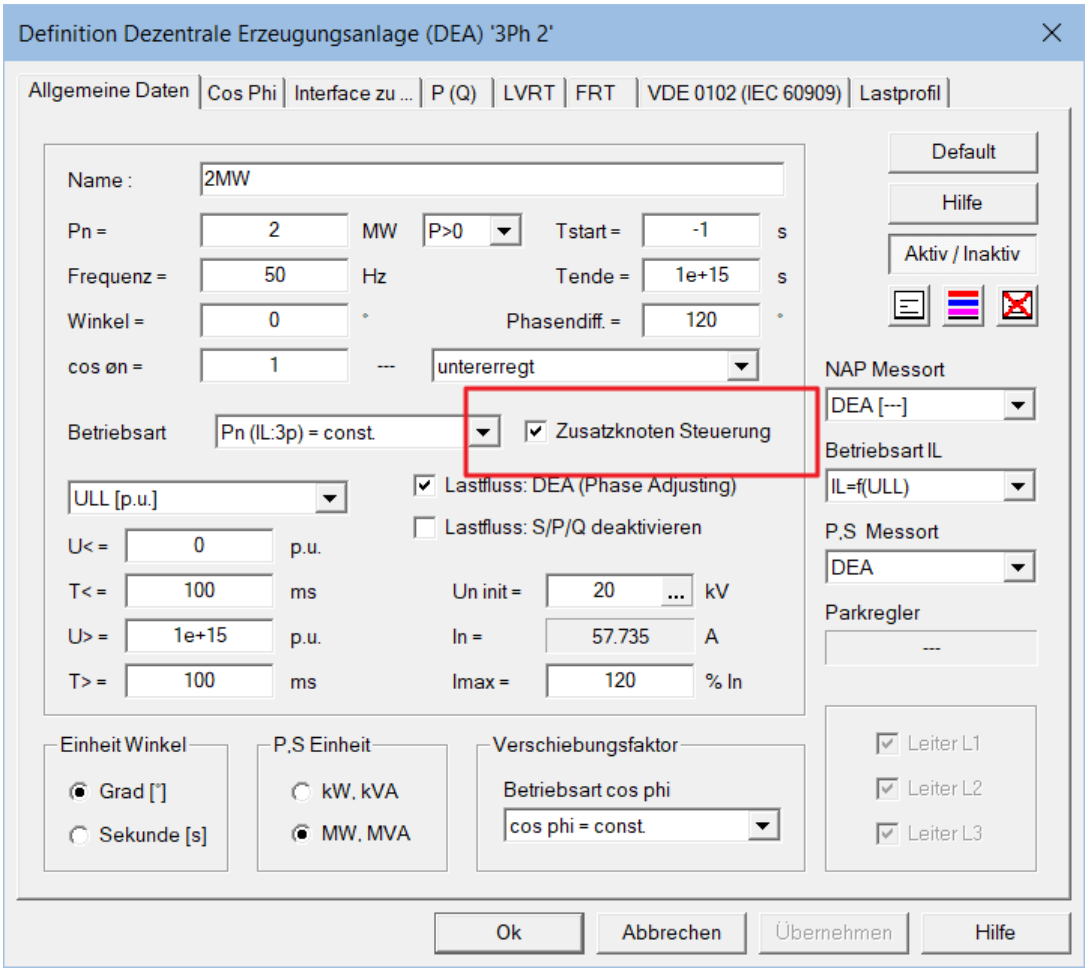


Abbildung 113: Einstellwert *Zusatzknoten: Steuerung* der *Erzeugungsanlage (DEA)*

Nachfolgend ist der Einstelldialog des Netzwerkelementes **Schutzlogik** dargestellt, das zur Berechnung des Teillastfaktors mit Hilfe einer linearen Funktion mit Begrenzungen verwendet wird. Der Teillastfaktor wird wie folgt berechnet. Es ist hier zu beachten, dass eine Begrenzung des Teillastfaktors auf das Intervall [0%, 90%] eingestellt ist.

$$y[\%] = \frac{100 \cdot \frac{x}{1MW} + 0}{1}$$

$$0\% \le Teillastfaktor[\%] = 100 \cdot P(P7) \le 90\%$$

- Oberer Grenzwert des Teillastfaktors = 90%
- Unterer Grenzwert des Teillastfaktors = 0%

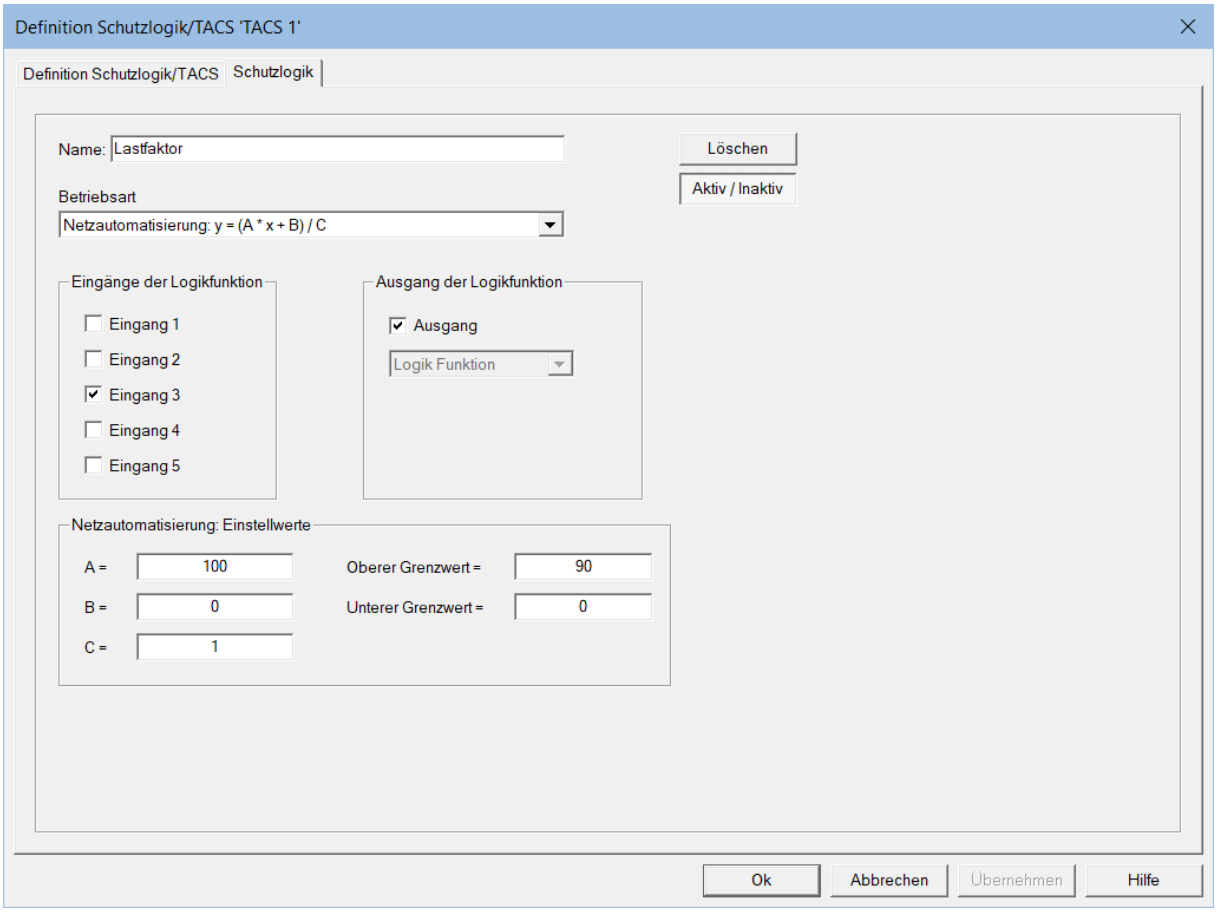


Abbildung 114: Einstelldialog für das Netzwerkelemente *Schutzlogik* – Teillastfaktor ermitteln

Zur Verbindung des Netzwerkelementes **G1** mit dem **Mess/Schutzgerät P7** und der **Erzeugungsanlage (DEA)** werden zwei Netzwerkelemente **Verbindung** (= **Messleitung**) [Bd. 2] verwendet. Nachfolgend ist die Vorgehensweise zur Realisierung der Netzautomatisierung und die Einstellung der Betriebsart der Messleitungen in den Einstelldialogen dargestellt. Um die Messleitungen einzufügen, sollte wie folgt vorgegangen werden.

1. Ein Netzwerkelement **Schutzlogik/TACS** mit **Drag&Drop** einfügen.

2. Mit einem **Left Mouse Button Click** auf den Toolbar Schalter die Betriebsart zum Zeichnen einer Messleitung aktivieren.

3. Den Startpunkt der **Messleitung** durch einen **Left Mouse Button Click** auf den Knoten an der Pfeilspitze des **Mess/Schutzgerätes P7** festlegen, die linke Maustaste weiter gedrückt halten.

4. Die linke Maustaste weiter gedrückt halten, das **grüne** Gummiband (Rubber Band) zum Eingangsknoten des Netzwerkelementes **Schutzlogik/TACS G1** führen und die Maustaste über dem Knoten loslassen. Die Betriebsart zum Zeichnen der Messleitung wird automatisch deaktiviert.

5. Die Betriebsart im Einstelldialog der **Messleitung** einstellen.

6. In gleicher Weise mit der zweiten **Messleitung** verfahren.

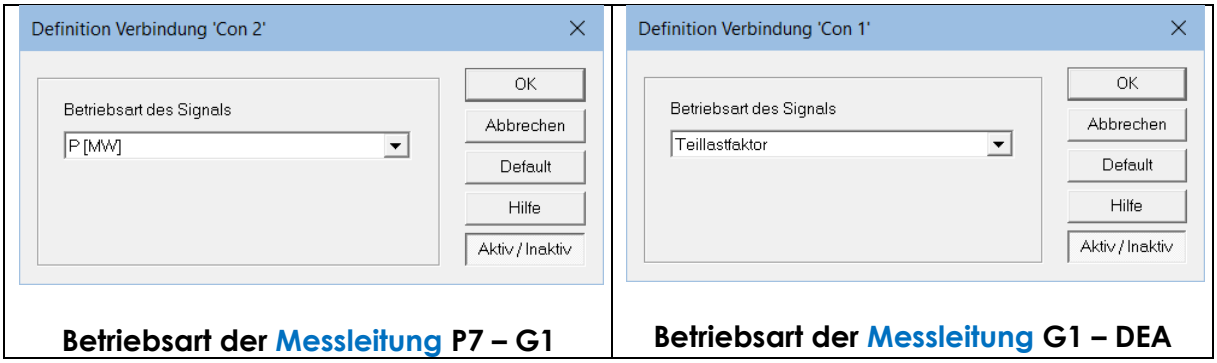


Abbildung 115: Steuerung einer *Erzeugungsanlage (DEA)* durch den *Zusatzknoten*

Die Eingangsgröße, mit der die **Erzeugungsanlage (DEA)** gesteuert wird, kann durch einen **Left Mouse Button Double Click** auf das **grüne** Netzwerkelement **Verbindung** (**Messleitung**) zwischen dem Zusatzknoten der **Erzeugungsanlage (DEA)** und dem Ausgangsknoten von **G1** eingestellt werden. In der nachfolgenden Abbildung ist der Einstelldialog dargestellt. Es wird als Betriebsart **P [MW]** eingestellt, um die Wirkleistung als gemessene Eingangsgröße zur Berechnung des Teillastfaktors zu verwenden.

In gleicher Weise wird mit der zweiten **Messleitung** verfahren. Hier wird die Betriebsart **Teillastfaktor** eingestellt. Dadurch wird der berechnete Wert der Gleichung des Netzwerkelementes **Schutzlogik/TACS** als Teillastfaktor in % verwendet.

Bezeichner	Bedeutung
Deaktivieren	Die **Erzeugungsanlage (DEA)** wird bei Konvergenz der Lastflussberechnung nach dem letzten Iterationsschritt deaktiviert.
Teillastfaktor	Der Teillastfaktor der **Erzeugungsanlage (DEA)** wird während der Lastflussiteration in jedem Iterationsschritt berechnet und für den nächsten Iterationsschritt eingestellt.

Die Einspeiseleistung der **Erzeugungsanlage (DEA)** kann wie folgt berechnet werden.

$$Teillastfaktor\left[\%\right] = \frac{100 \cdot \frac{2MW}{1MW} + 0}{1} = 200\%$$

Der Teillastfaktor wird auf 90% begrenzt.

$$P_{DEA} = Teillastfaktor \cdot P(P7) = 90\% \cdot 2MW = 1{,}8MW$$

In der nachfolgenden Abbildung sind die Ergebnisse der Lastflussberechnung dargestellt.

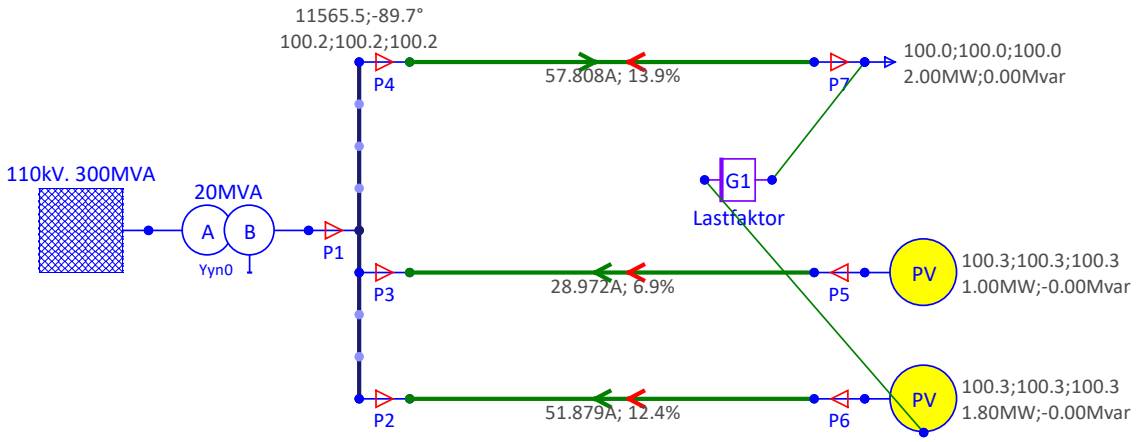


Abbildung 116: Ergebnis der Lastflussberechnung mit Netzautomatisierung

Der Tooltip des Netzwerkelementes **Schutzlogik/TACS G1** kann mit Hilfe des Mauscursors angezeigt werden. Dazu muss nach einer konvergenten Lastflussberechnung der Mauscursor über dem Netzwerkelement positioniert werden.

- Eingang **Eing 1**: Messung der Bezugsleistung P = 1,999MW
- Ausgang **Ausg 1**: Ausgabe des Teilastfaktors 90%

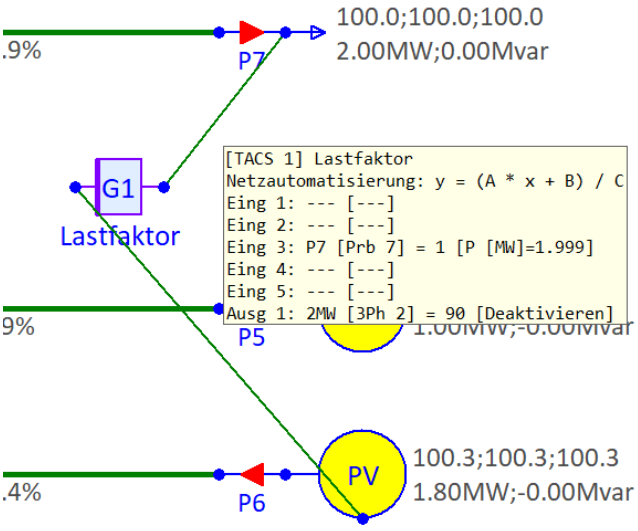
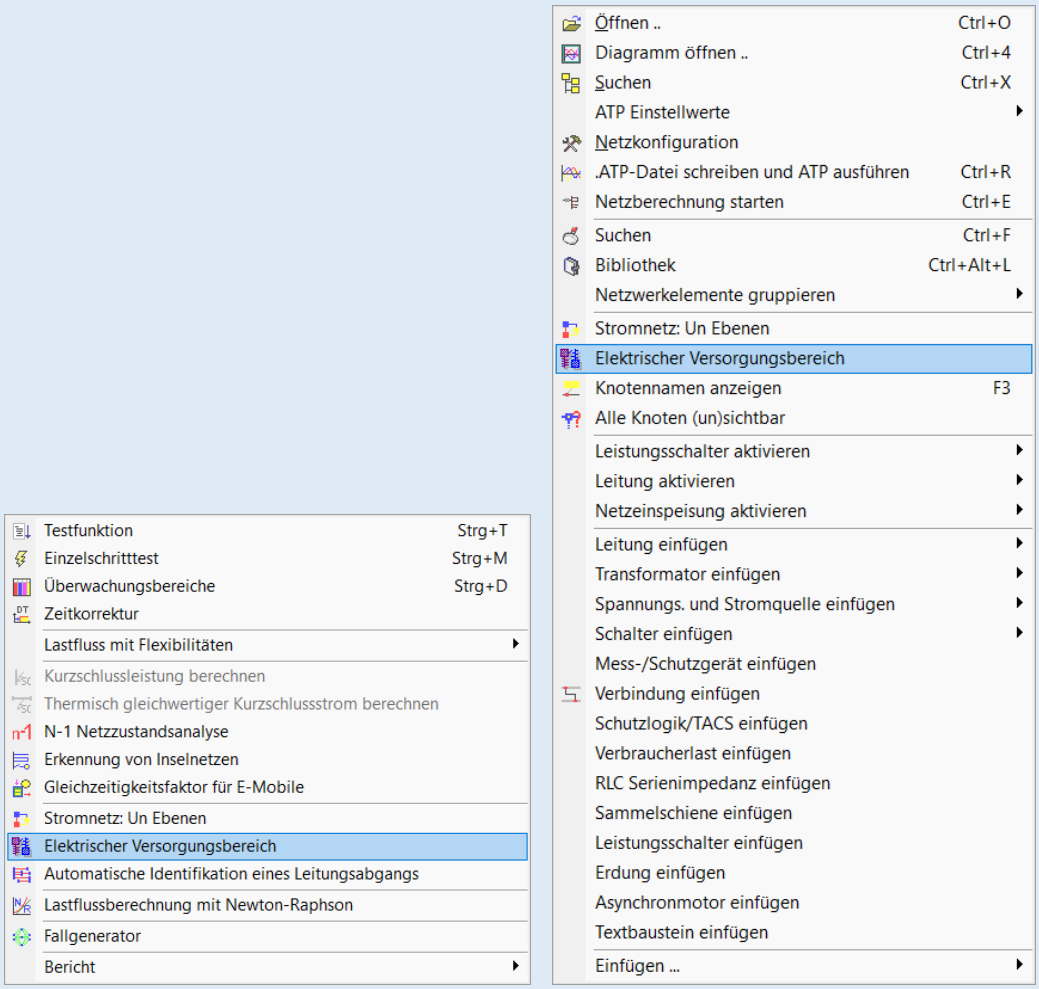


Abbildung 117: Tooltip *Schutzlogik/TACS* zur Berechnung des Teillastfaktors

31 Liste von Funktionen, Methoden und Verfahren

Die nachfolgende Tabelle enthält eine Liste von Funktionen, Methoden und Verfahren, die für den Aufbau von Stromnetzen in ATPDesigner, die Vorbereitung und Durchführung Netzberechnungen und der Darstellung der Ergebnisse hilfreich sein können.

Band	Funktion, Methode, Verfahren
[Bd. 2]	**Elektrische Versorgungsbereiche identifizieren und überprüfen** ATPDesigner identifiziert in Stromnetzen beliebiger Topologie das Teilnetz, das durch eine Einspeisung wie z.B. eine **Netzeinspeisung** oder eine **Erzeugungsanlage (DEA)** also eine Spannungs- oder Leistungsquelle mit elektrischer Energie versorgt wird. Vor dem Start der Funktion muss ein Netzwerkelement, das eine Spannungs-, Strom- oder Leistungsquelle nachbildet mit einem **Left Mouse Button Click** markiert werden. ▪ Hauptmenü **Prüfungen** ▪ Menüpunkt **Elektrischer Versorgungsbereich** 

32 Bibliothek für Netzwerkelemente – *Network Library*

ATPDesigner bietet die Möglichkeit, sich eine oder mehrere anwenderspezifische Bibliotheken für Betriebsmittel zu erstellen. Der Dialog zur Verwendung einer Bibliothek kann mit Hilfe des Toolbar-Buttons oder im Hauptmenü **Bearbeiten** mit dem Menüpunkt **Bibliothek** geöffnet werden. Es ist auch möglich, die Tastenkombination **Strg + Alt + L** zu verwenden. Der Dialog ist ein nicht-modaler Dialog und kann parallel zum Netzberechnungsprogramm ATPDesigner geöffnet bleiben. Position und Größe des Dialogs werden in der Registry gespeichert. Die Grundeinstellung der Dialoggröße kann durch Strg + Alt + X wiederhergestellt werden.

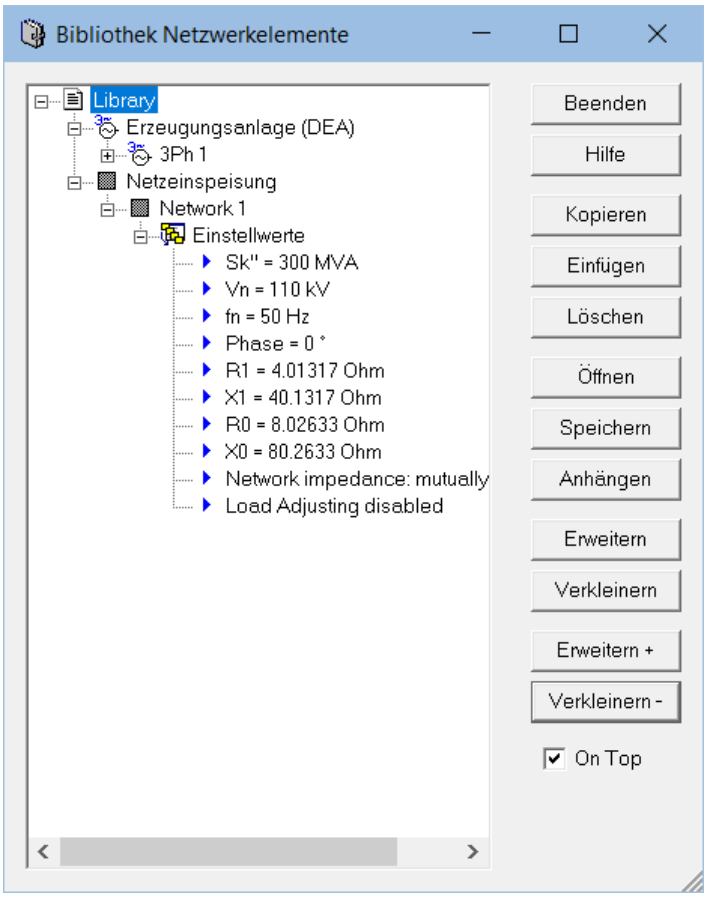


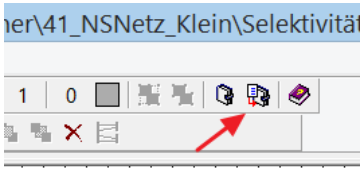
Abbildung 118: Dialog zur Verwaltung einer Bibliothek für Netzwerkelemente

In der ersten Ebene der Baumstruktur wird der Name des Typs des Netzwerkelementes angezeigt, in der darauffolgenden Ebene der anwenderspezifische Name. In der nächsten unterlagerten Ebene werden wie im Dialog **Netzwerkelement Suchen** die Einstellwerte angezeigt.

Bezeichner	Bedeutung
Beenden	Dialog schließen
Hilfe	Kapitel in der Hilfedatei öffnen
Kopieren	**Bibliothek ➔ Zwischenablage** Netzwerkelement aus Bibliothek in die Zwischenablage kopieren
Einfügen	**Zwischenablage ➔ Bibliothek** Netzwerkelement aus der Zwischenablage in die Bibliothek kopieren

Löschen	Netzwerkelement in der Bibliothek löschen
Öffnen	Eine Datei, die eine Bibliothek enthält, einlesen. Dateiextension: **.NLB**
Speichern	Die Netzwerkelemente in einer Bibliothekdatei speichern oder eine neue Bibliothekdatei erstellen. Dateiextension: **.NLB**
Anhängen	Eine Bibliothekdatei zu der angezeigten Bibliothek hinzufügen.
Erweitern	Die Baumstruktur wird vollständig geöffnet.
Verkleinern	Die Baumstruktur wird vollständig geschlossen.
Erweitern +	Die Baumstruktur wird eine Ebene geöffnet.
Verkleinern +	Die Baumstruktur wird eine Ebene geschlossen.
On Top	Falls aktiviert bleibt der Dialog immer sichtbar und wird nicht in den Hintergrund gesetzt.

32.1 Einfügen eines Betriebsmittels aus dem Netz in die Bibliothek

1. Öffnen der Bibliothek z.B. mit der Tastenkombination **Strg + Alt + L**
2. Markieren des zu kopierenden Netzwerkelementes in der Netzgrafik
3. Öffnen des kontextsensitiven Menüs mit einem **Right Mouse Button Click**
4. Menüpunkt **In die Bibliothek Kopieren**
5.
6. **Alternativ:** Toolbar-Button  ausführen

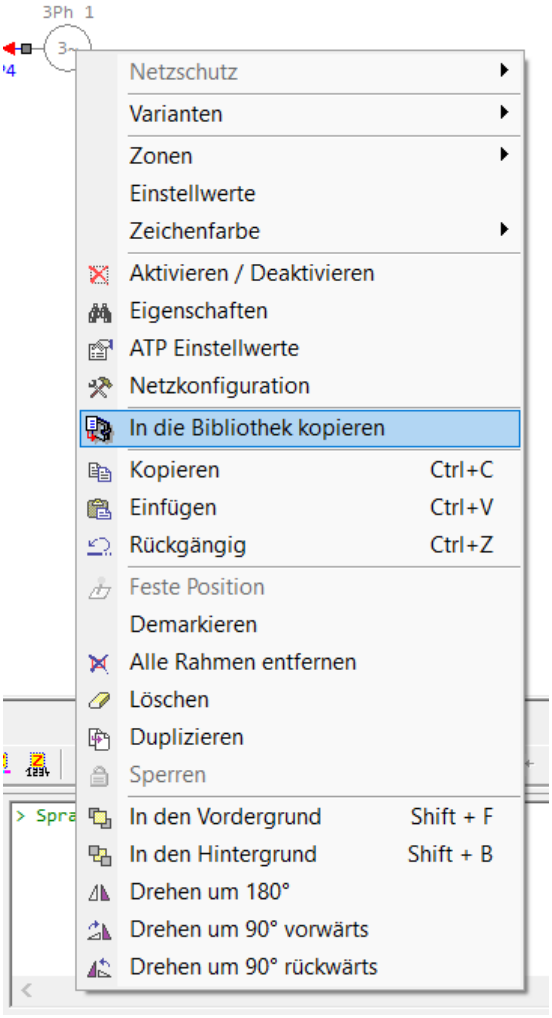


Abbildung 119: Kontextsensitives Menü – *In die Bibliothel kopieren*

32.2 Einfügen eines Betriebsmittels aus dem Netz in die Bibliothek

1. Markieren des Netzwerkelementes in der Netzgrafik
2. **STRG + C**: Kopieren des markierten Netzwerkelementes in die Zwischenablage
3. Hauptmenü **Bearbeiten**, Menüpunkt **Einfügen** oder **STRG + V**:
   Kopieren des Netzwerkelementes aus der Zwischenablage in die Bibliothek

Es muss beachtet werden, dass ein Netzwerkelement nur ein einziges Mal unter dem gleichen anwenderspezifischen Namen in die Bibliothek eingefügt werden kann.

32.3 Einfügen eines Betriebsmittels aus der Bibliothek ins Netz

1. Markieren des Netzwerkelementes in der Bibliothek
2. **STRG + C** oder **Kopieren**: Kopieren in die Zwischenablage
3. **STRG + V**: Kopieren der Zwischenablage in die Netzgrafik

Das Netzwerkelement wird in der Mitte des Netzgrafikfensters eingefügt.

32.4 Einfügen eines Betriebsmittels aus der Bibliothek ins Netz (Drag & Drop)

1. **Left Mouse Button Down** „über“ dem Netzwerkelement
2. Mauscursor in das Netzgrafikfenster ziehen
3. **Left Mouse Button Up**: Kopieren des Netzwerkelementes in die Netzgrafik

Das Netzwerkelement wird an der Mauscursorposition in das Netzgrafikfensters eingefügt.

33 Informationen von ATPDesigner in der Registry

ATPDesigner speichert diverse Informationen von z.B. größenveränderlichen Dialogen oder den Dateinamen der zuletzt geöffneten .NET-Datei in der Registry. Die Einträge in der Registry können mit der Tastenkombination **Strg + Alt + X** gelöscht werden.

In wenigen Fällen konnte festgestellt werden, dass der ATPDesigner Registry-Eintrag nicht gelöscht wurde. In diesen Fällen kann der Registry-Eintrag mit Hilfe des Registry-Editors **regedit.exe** manuell gelöscht werden.

1. HKEY_CURRENT_USER
2. Software
3. ATPDesigner © 2005-2023

Der Registry-Eintrag **ATPDesigner © 2005-2023** kann im Editor gelöscht werden. Dadurch werden alle betroffenen Einstellungen auf die Grundeinstellung zurückgesetzt.

Vorsicht !!!

Es muss darauf hingewiesen werden, dass jede sonstige auch unbeabsichtigte Änderung der Inhalte der Registry zur datentechnischen Zerstörung des Computers führen kann.

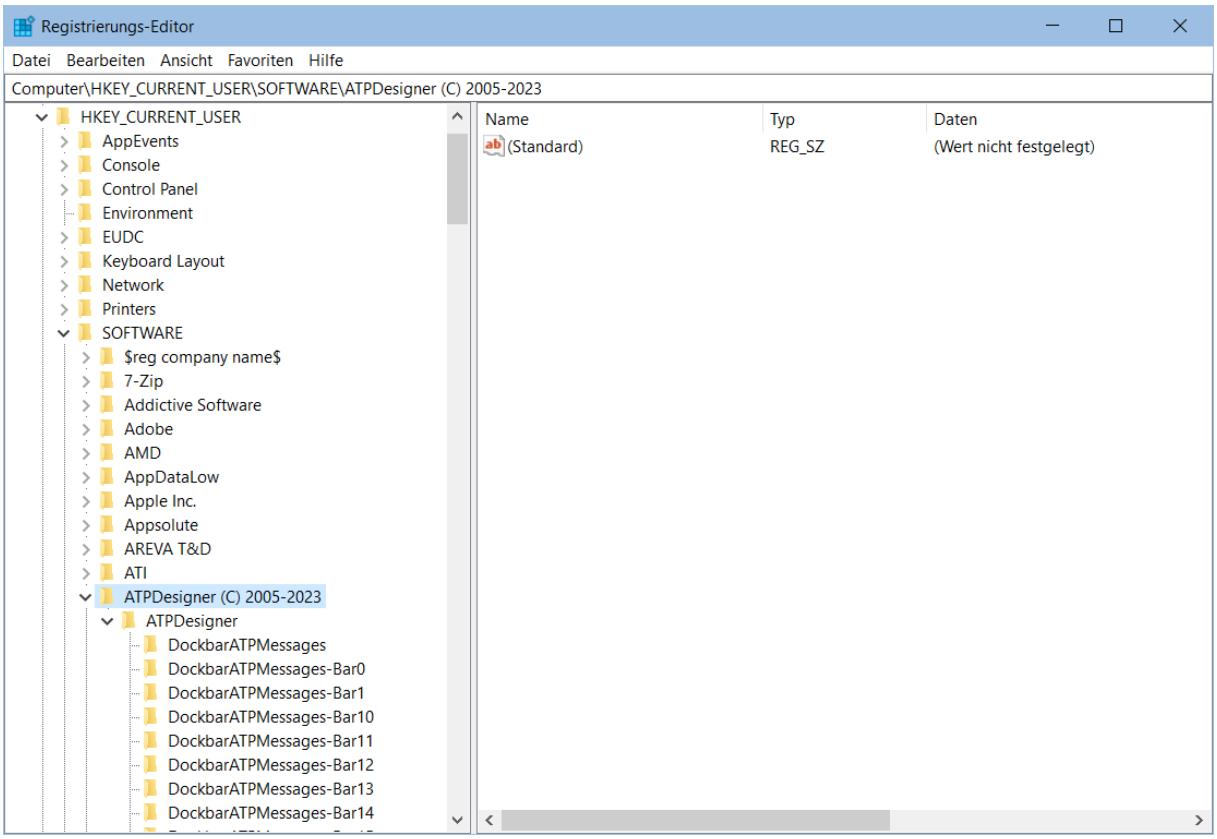


Abbildung 120: Registry-Eintrag von ATPDesigner

34 Textdatei *startup* - Einstellungen für das ATP

In der Textdatei **startup** können Einstellungen für das ATP selbst verändert werden. Hier werden die für die Koordination zwischen ATPDesigner und dem ATP relevanten Einstellungen erläutert. Die Datei ist im Verzeichnis **c:\atpdesigner\atpsystem** gespeichert.

Die Textdatei **startup** kann mit Hilfe des Menüpunktes **ATP Startup Datei öffnen** im Hauptmenü **Ansicht** in einem Texteditor geöffnet werden.

Einstellwert	Bedeutung
NEWPL4	Format der .PL4-Datei für Diagramme Hier wird der Wert **0** empfohlen.
KOMPAR	Ausgabe des Source Code Datei in die Ergebnisdatei Hier wird der Wert **0** empfohlen.
LISTYP	Extension der ATP-Ergebnisdatei: **.lst** **Bis ATPDesigner Version 4.00.63:** ▪ In der startup-Datei muss die Extension **.lst** statt der Grundeinstellung **.lis** eingestellt sein. **Ab ATPDesigner Version 4.00.64:** ▪ In der startup-Datei muss die Extension **.lis** (= Grundeinstellung) eingestellt sein. 18 Name of language font file] Wi blockd51.bin jun 9 SSONLY CHEFLD TEXNAM CHVBAR B PHASOR E DUM | N 0 DATTYP LISTYP PCHTYP PL4TYP E .dat .lis .pch .pl4 C After regular STARTUP comes op C used for input data file name scott:==c:\atp\ { 1st of 2 remot Im vorliegenden Handbuch wie auch in ATPDesigner selbst wird unabhängig von der tatsächlich verwendeten Extension immer nur der Begriff „**.LST-** …“ verwendet.

```
1  RHIGH   EPSZNO   EPWARN   EPSTOP   EPSUBA   EPDGEL   EPOMEG    SZPLT    SZBED  TENFLZ
  1.D+10    1.D-8    1.D-3      0.1     100.  1.D-16  1.D-15     10.0     72.0     10.
2 SIGMAX   TENERG   DEGMIN   DEGMAX  ZNOLIM(1), (2)   STATFR   ZNVREF   XMAXMX    AINCR
     4.0  1.D+20      0.0     360.      1.0      1.5     60.0   1.D-6      2.0      .05
3 FREQFR   HLETT1   HLETT2      VHS       VS       VH   TAXISL   VAXISL    FILL1    FILL2
            0.25                8.0      1.0      10.     20.0      8.0       6.      7.0
4 TOLRCE    FHTAX    FXSUP    FYSUP    FXTIT    FYTIT   VPLOTS   VPLOTL   FACTVI   FTCARR
   8.E-5      0.5      .25      .03     0.10      0.1      1.0      5.0      0.0      1.5
5 FXNUMV   FXNUMH   FVAXTT   FXVERT   UNIXON   TIMTAC   OVRLAP   FLZERO   EPSILN   FLTINF
     1.5      5.0     -1.5      0.0      0.0      0.0      0.5  1.D-12    1.D-8  1.D+19
6 XHEADM   YHEADM   HGTHDM   XCASTI   YCASTI   HGTCST   XLEGND   YLEGND   HGTLGN   TSTALL
     2.5     7.95      .55      0.5      7.3      .35      0.5     1.30      .25      0.0
7 XALPHA   YALPHA   HGTALF   D4FACT   PEKEXP   EPSLRT   EPSPIV   PLMARK   FACOSC   UMJBUS
     1.5      6.5      .25      1.0      43.  1.E-12  1.E-16      1.0      0.3
8 NMAUTO   INTINF   KOL132   MUNIT5   MAXZNO   IPRSPY   IPRSUP    LNPIN   MINHAR   MAXHAR
       1  9999999      132        1       50        0        0        6        0       20
9 NFORS2   NIOMAX    MRGN   LINLIM    MPAGE   MODE28   KPGRID  KPEN(1)  KPEN(2)  KPEN(3)
      30       10       2      100        0        1        3       12       10       11
```

```
10 ..(4)  KOMLEV   NSMTH  MODSCR  KOLALP  MAXFLG  LIMCRD  NOBLAN  MOUSET  NOTPPL
      14      -1      50       2       5       1   60000       1       0       1
1 NOCOMM  NOHELP  NEWPL4  JDELAY  NOTMAX  NSMPLT  KOLWID  KOLSEP  JCOLU1  KSLOWR
       0       0       2       0       0      50      11       1       0      25
2 KSYMBL  NOBACK  KOLEXM    LTEK   NCUT1   NCUT2  INCHPX  INCHPY  NODPCX  LCHLIM
      50       1      60       1      13      11       2       2       0       0
13 NORUN  JTURBO  MAXSYM     IHS  LIMCOL   KLEVL   KEXTR  NOHPGL  NOPOST  NOSM59
       0       1       3       3      79       0       0       0       0       0
4 LEFTA6  LENREC  LU6VRT   LRLIM  KASEND  LUNDAT  KTRPL4  JORIEN  LIMPNL  LUNTEX
       0       0   32768      75       5       3   -6666       0     200     -11
5 KINSEN  LISTON  LIMTAC  NOCALC  MFLUSH  L4BYTE  KOMPAR  LIST01   NOGNU  KROSEC
       1       0      25       0    1000       1       0       0       0       0
6 LUNIT1  LUNIT2  LUNIT3  LUNIT4  LUNIT5  LUNIT6  LUNIT7  LUNIT8  LUNIT9  LUNT10
       1       2       3      -4       5       6       7       8       9     -10
17 KS(1)   KS(2)   KS(3)   KS(4)   KP(1)   KP(2)   KP(3)   KP(4)  KOLROV  NUMHLD
       0       0      12      10       7      14       0       0      18
8 L4FULL  NOQUOT  JJEATS  NUMBUS   NOTAB
       0       0       0      -1       0
18 Name of language font file  ] Window] Root name for SPY @K usage    ]
\                               junk    inclspy .dat
9 SSONLY  CHEFLD  TEXNAM  CHVBAR  BRANCH  TXCOPY  USERID  -TRASH  -TERRA  CHRCOM
  PHASOR  E       DUM     |       NAME    COPY    Hannov  ......  TERRA   C {}$,
0 DATTYP  LISTYP  PCHTYP  PL4TYP  EFIELD  FMTPL4  PSCTYP  DBGTYP  BINTYP  EXTTYP
  .dat    .lis    .pch    .pl4                    .ps     .dbg    .bin    .ext
C    After regular STARTUP comes optional VMS-like symbol definitions that are
C    used for input data file name in response to the opening prompt.
scott:==c:\atp\    { 1st of 2 remote directories
tsu:==c:\tsu-huei\    { 2nd of 2
$EOF    { Software end-of-file terminates last of 20 or fewer VMS-like symbols
HLETT2 = 88555. ==> use  READ (*,  rather than  CALL FLAGER for keyboard input
           0.25  88555.     8.0     1.0     10.    20.0     8.0      6.     7.0
           0.25             8.0     1.0     10.    20.0     8.0      6.     7.0
```

Abbildung 121: Inhalt der ATP-Konfigurationsdatei *startup*

35 Stromnetze aus dem Setup von ATPDesigner

Nach der Installation von ATPDesigner sind im Verzeichnis C:\ATPDesigner\Data die nachfolgend dargestellten Stromnetze als Demonstrationsnetze „zum Ausprobieren“ enthalten. Die Stromnetze sind direkt mit Hilfe der **Lastflussberechnung** oder der **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** anwendbar.

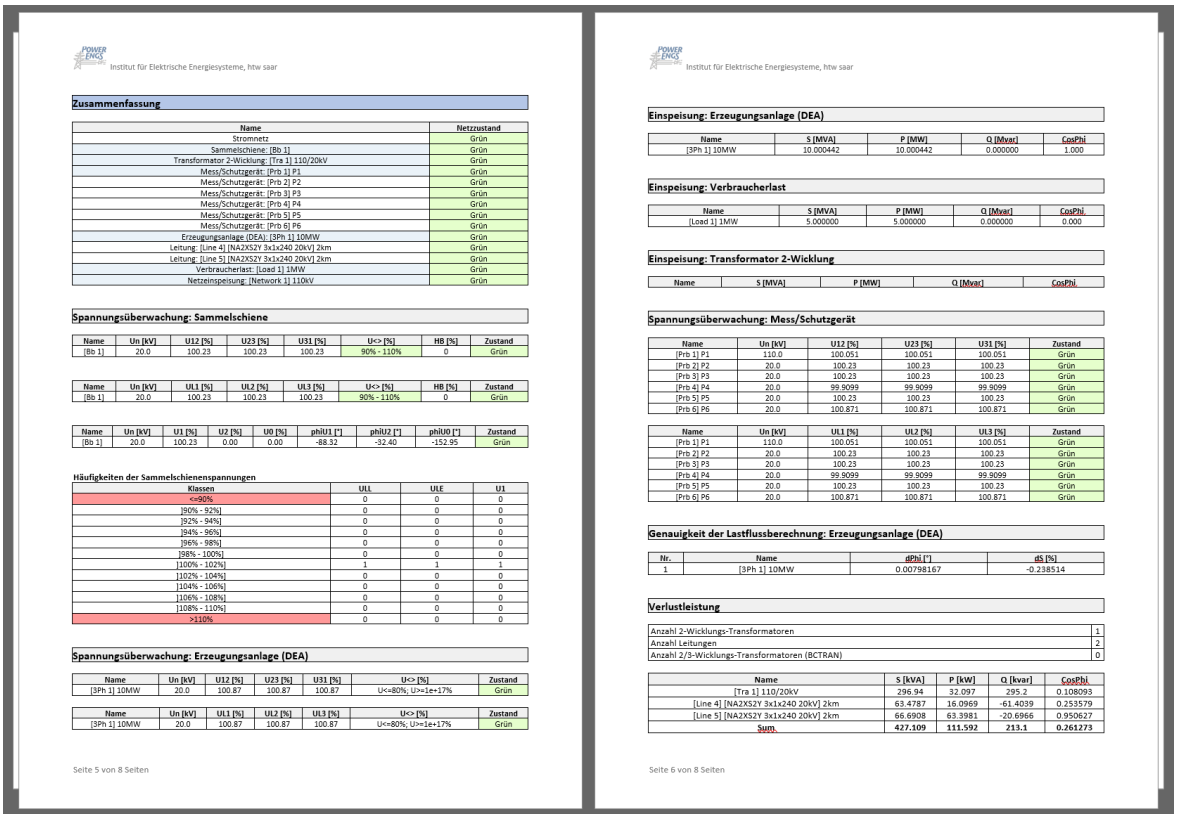
35.1 Stromnetze für Lastflussberechnung

Die nachfolgenden dargestellten Stromnetze sind für die **Lastflussberechnung** vorgesehen.

- Toolbar-Button
- Hauptmenü **ATP**, Menüpunkt **Netzberechnung starten**
- Tastenkürzel **Strg + E**

In einer weiteren Abbildung sind die Ergebnisse der Lastflussberechnung, die in der Netzgrafik angezeigt werden, dargestellt. Es wird davon ausgegangen, dass Einstellungen, die die Genauigkeit der Lastflussberechnung wie z.B. die Konvergenzgenauigkeit betreffen, in Grundeinstellung verwendet werden. Die von ATPDesigner generierten **Berichte** (XML-Datei [21]) werden im **Projektverzeichnis** gespeichert. Die nachfolgende Abbildung zeigt beispielhaft einen Auszug aus einem **Bericht**.

- **.NET-Dateiname mit _LF**: Ergebnisse der Lastflussberechnung
- **.NET-Dateiname mit _PROT**: Ergebnisse der Netzschutzanalyse



Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

Zusammenfassung

Name	Netzzustand
Stromnetz	Grün
Sammelschiene: [Bb 1]	Grün
Transformator 2-Wicklung: [Tra 1] 110/20kV	Grün
Mess/Schutzgerät: [Prb 1] P1	Grün
Mess/Schutzgerät: [Prb 2] P2	Grün
Mess/Schutzgerät: [Prb 3] P3	Grün
Mess/Schutzgerät: [Prb 4] P4	Grün
Mess/Schutzgerät: [Prb 5] P5	Grün
Mess/Schutzgerät: [Prb 6] P6	Grün
Erzeugungsanlage (DEA): [3Ph 1] 10MW	Grün
Leitung: [Line 4] [NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 2km	Grün
Leitung: [Line 5] [NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 2km	Grün
Verbraucherlast: [Load 1] 1MW	Grün
Netzeinspeisung: [Network 1] 110kV	Grün

Spannungsüberwachung: Sammelschiene

Name	Un [kV]	U12 [%]	U23 [%]	U31 [%]	U<> [%]	HB [%]	Zustand
[Bb 1]	20.0	100.23	100.23	100.23	90% - 110%	0	Grün

Name	Un [kV]	UL1 [%]	UL2 [%]	UL3 [%]	U<> [%]	HB [%]	Zustand
[Bb 1]	20.0	100.23	100.23	100.23	90% - 110%	0	Grün

Name	Un [kV]	U1 [%]	U2 [%]	U0 [%]	phiU1 [°]	phiU2 [°]	phiU0 [°]	Zustand
[Bb 1]	20.0	100.23	0.00	0.00	-88.32	-32.40	-152.95	Grün

Häufigkeiten der Sammelschienenspannungen

Klassen	ULL	ULE	U1
<=90%	0	0	0
]90% - 92%]	0	0	0
]92% - 94%]	0	0	0
]94% - 96%]	0	0	0
]96% - 98%]	0	0	0
]98% - 100%]	0	0	0
]100% - 102%]	1	1	1
]102% - 104%]	0	0	0
]104% - 106%]	0	0	0
]106% - 108%]	0	0	0
]108% - 110%]	0	0	0
>110%	0	0	0

Spannungsüberwachung: Erzeugungsanlage (DEA)

Name	Un [kV]	U12 [%]	U23 [%]	U31 [%]	U<> [%]	Zustand
[3Ph 1] 10MW	20.0	100.87	100.87	100.87	U<=80%; U>=1e+17%	Grün

Name	Un [kV]	UL1 [%]	UL2 [%]	UL3 [%]	U<> [%]	Zustand
[3Ph 1] 10MW	20.0	100.87	100.87	100.87	U<=80%; U>=1e+17%	Grün

Seite 5 von 8 Seiten

Institut für Elektrische Energiesysteme, htw saar

Einspeisung: Erzeugungsanlage (DEA)

Name	S [MVA]	P [MW]	Q [Mvar]	CosPhi
[3Ph 1] 10MW	10.000442	10.000442	0.000000	1.000

Einspeisung: Verbraucherlast

Name	S [MVA]	P [MW]	Q [Mvar]	CosPhi
[Load 1] 1MW	5.000000	5.000000	0.000000	0.000

Einspeisung: Transformator 2-Wicklung

Name	S [MVA]	P [MW]	Q [Mvar]	CosPhi

Spannungsüberwachung: Mess/Schutzgerät

Name	Un [kV]	U12 [%]	U23 [%]	U31 [%]	Zustand
[Prb 1] P1	110.0	100.051	100.051	100.051	Grün
[Prb 2] P2	20.0	100.23	100.23	100.23	Grün
[Prb 3] P3	20.0	100.23	100.23	100.23	Grün
[Prb 4] P4	20.0	99.9099	99.9099	99.9099	Grün
[Prb 5] P5	20.0	100.23	100.23	100.23	Grün
[Prb 6] P6	20.0	100.871	100.871	100.871	Grün

Name	Un [kV]	UL1 [%]	UL2 [%]	UL3 [%]	Zustand
[Prb 1] P1	110.0	100.051	100.051	100.051	Grün
[Prb 2] P2	20.0	100.23	100.23	100.23	Grün
[Prb 3] P3	20.0	100.23	100.23	100.23	Grün
[Prb 4] P4	20.0	99.9099	99.9099	99.9099	Grün
[Prb 5] P5	20.0	100.23	100.23	100.23	Grün
[Prb 6] P6	20.0	100.871	100.871	100.871	Grün

Genauigkeit der Lastflussberechnung: Erzeugungsanlage (DEA)

Nr.	Name	dPhi [°]	dS [%]
1	[3Ph 1] 10MW	0.00798167	-0.238514

Verlustleistung

Anzahl 2-Wicklungs-Transformatoren	1
Anzahl Leitungen	2
Anzahl 2/3-Wicklungs-Transformatoren (BCTRAN)	0

Name	S [kVA]	P [kW]	Q [kvar]	CosPhi
[Tra 1] 110/20kV	296.94	32.097	295.2	0.108093
[Line 4] [NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 2km	63.4787	16.0969	-61.4039	0.253579
[Line 5] [NA2XS2Y 3x1x240 20kV] 2km	66.6908	63.3981	-20.6966	0.950627
Sum	427.109	111.592	213.1	0.261273

Seite 6 von 8 Seiten

Abbildung 122: Auszug aus einem Bericht

Die Ergebnisse der Lastflussberechnung mit und ohne Kurzschluss werden in einem Bericht als XML-Datei [21] im **Projektverzeichnis** gespeichert. Der Dateiname ist wie folgt definiert. Der ***NetDateiname*** ist der Dateiname der zugehörigen **.NET-Datei**.

JJJJMMTThhmmss_***NetDateiname***_**LF**.xml
JJJJMMTThhmmss_***NetDateiname***_**PROT**.xml

Es ist unbedingt darauf zu achten, dass die Iteration der Netzwerkelemente **Verbraucherlast** und **Erzeugungsanlage (DEA)** Lastflussberechnung ohne und mit Kurzschluss wie nachfolgend mit den Toolbar-Schaltern dargestellt, passend eingestellt ist.

- Iteration der Netzwerkelemente **Verbraucherlast** **EIN/AUS**
- Iteration der Netzwerkelemente **Erzeugungsanlage (DEA)** **EIN/AUS**

- Ausführung einer Lastflussberechnung **ohne Kurzschluss**

  2x Iteration der Lastflussberechnung **EIN**

- Ausführung einer Lastflussberechnung **mit Kurzschluss**

  Iteration der Lastflussberechnung für **Verbraucherlast** **AUS**, für **Erzeugungsanlage (DEA)** **EIN**

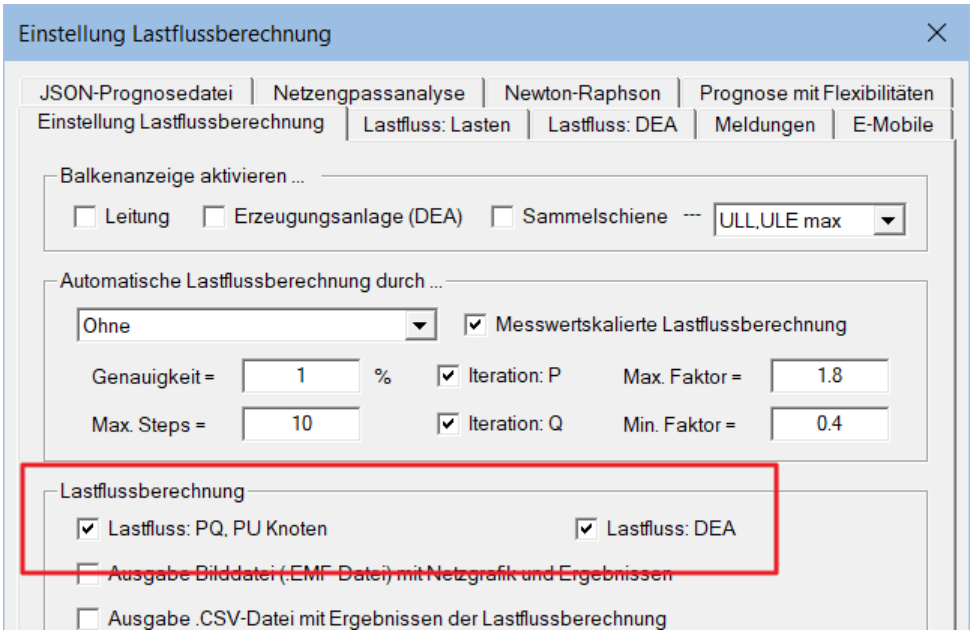


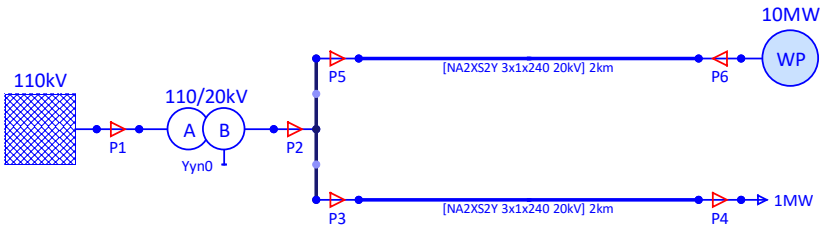
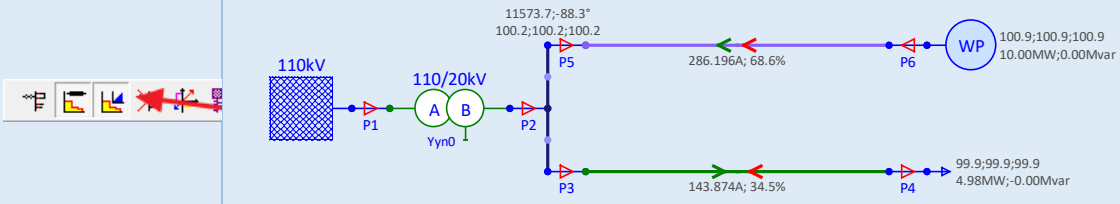
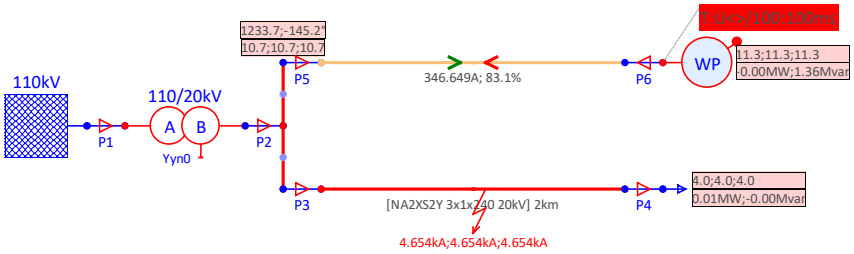
Abbildung 123: Einstellwerte für die Iteration der Lastflussberechnung

35.1.1 Stromnetze des *SimBench*-Projektes www.simbench.de

Ein Teil der Stromnetze wurden unter Verwendung der im **SimBench – Projekt** www.simbench.de (Förderung durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages) definierten Netztopologien und Netzdaten erstellt.

„*Das Ziel des Vorhabens „**SimBench**“ ist die Entwicklung eines Benchmark-Datensatzes für Lösungen im Bereich der Netzanalyse, Netzplanung und Netzbetriebsführung. Dieser soll die Entwicklung neuer Methoden und Lösungen unabhängig von nicht öffentlich verfügbaren einzelnen Netzdatensätzen möglich machen und somit eine Reproduzierbarkeit, Vergleichbarkeit sowie Transparenz verschiedener Entwicklungen auf diesem Gebiet gewährleisten.*“ (Quelle: www.simbench.de)

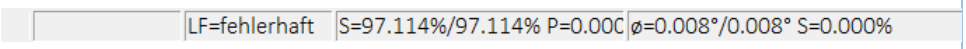
35.1.2 Stromnetz: Netz01_20kVMitWindpark

Dateiname	Stromnetz
	20kV-Stromnetz mit 10MW-Windpark nach VDE-AR-N 4110
Netz01_20kV MitWindpark	
	
3p-Kurzschluss mit Erzeugungsanlage (DEA) im LVRT-Betrieb nach VDE-AR-N 4110	

Wird eine Kurzschlussstromberechnung ausgeführt, so muss die Iteration für die Netzwerkelemente **Verbraucherlast** mit dem Toolbar-Schalter **AUS** geschaltet werden.

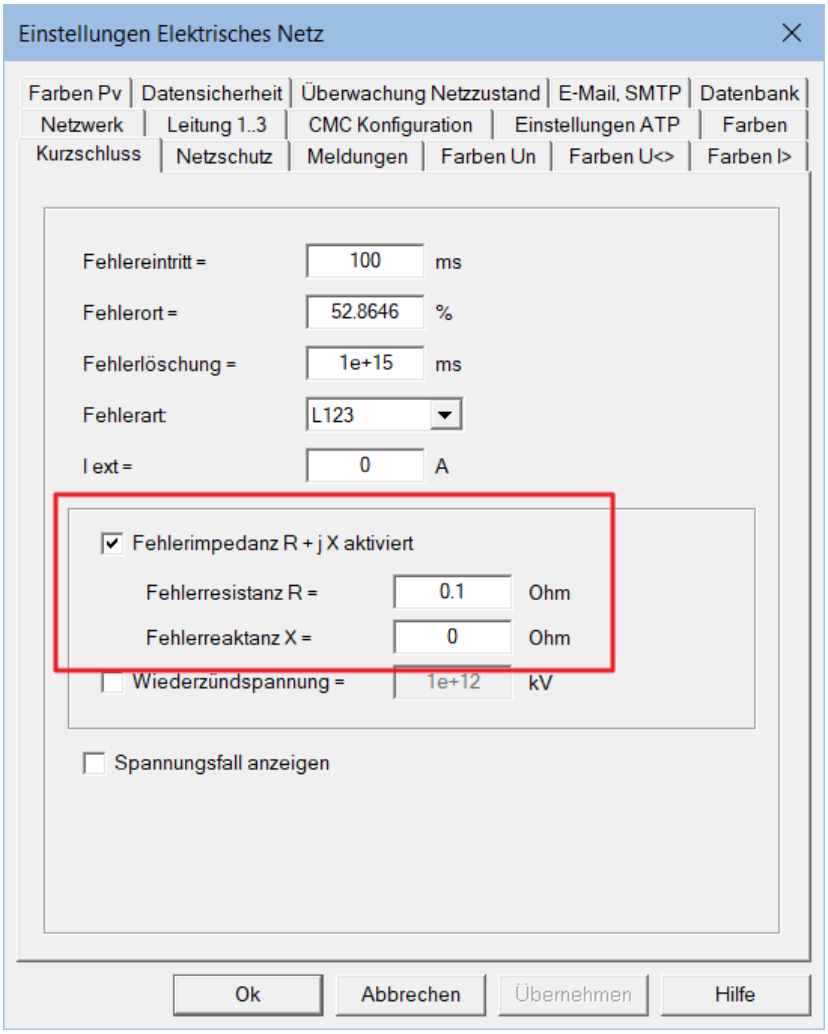
- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**, Registerkarte **Einstellung Lastflussberechnung**
- Einstellwert **Lastfluss: PQ, PU Knoten**

Ist die Iteration der Netzwerkelemente **Verbraucherlast** im Falle einer Lastflussberechnung mit Kurzschluss aktiv, so kann es wegen der zu geringen Netzspannung zur Divergenz der Lastflussberechnung kom-men. Im Falle der Divergenz der Lastflussberechnung werden keine Berechnungsergebnisse in der Netzgrafik angezeigt. Die Divergenz der Lastflussberechnung wird in der Statusleiste mit dem Ausgabetext **LF=fehlerhaft** angezeigt.



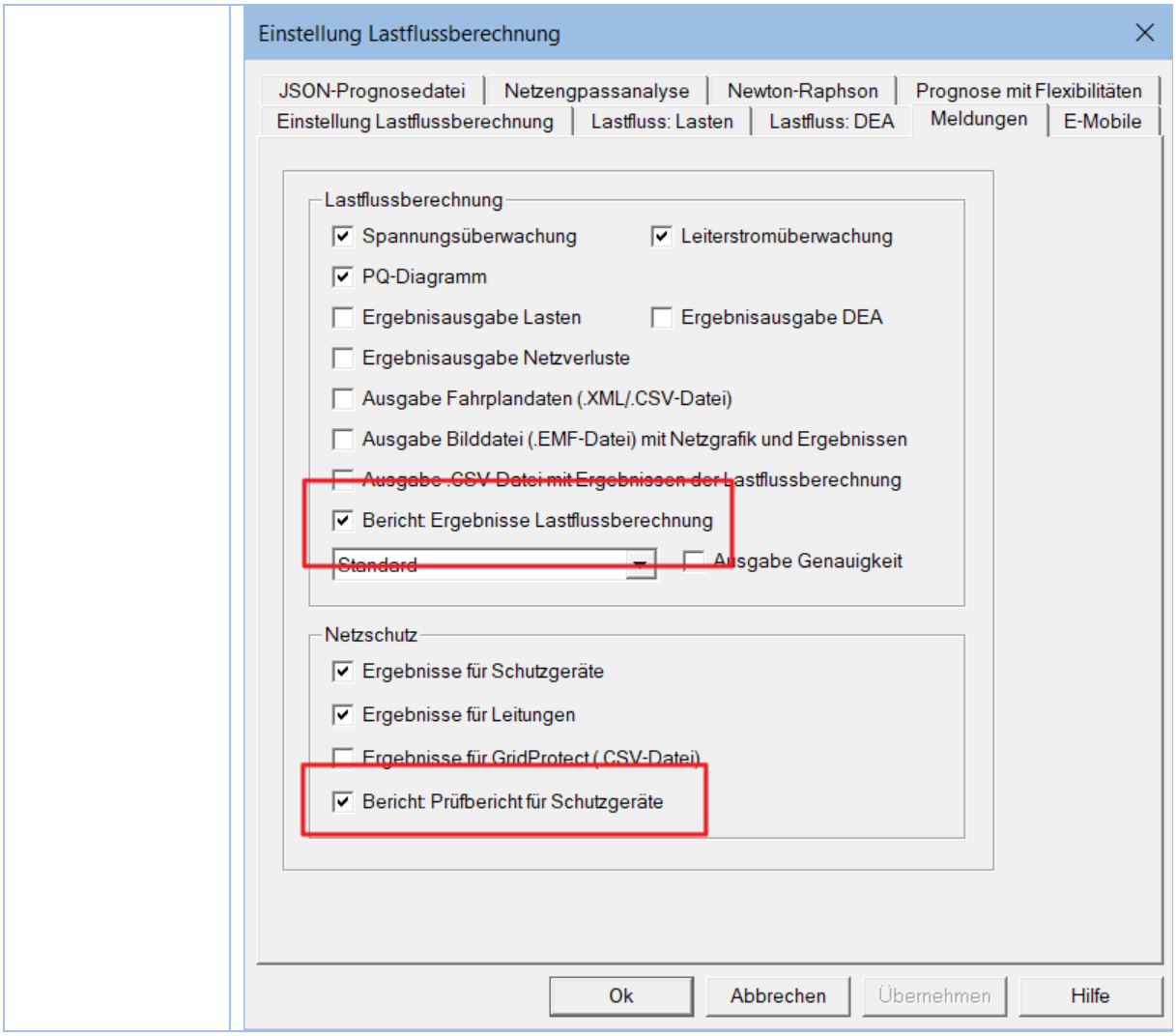
Es wird empfohlen, für den Kurzschluss einen Fehlerübergangswiderstand von **R=0,1Ohm** einzustellen. Dadurch wird in aller Regel ausreichend Restspannung am Messort der **Erzeugungsanlage (DEA)** vorhanden sein, um eine Konvergenz der Lastflussberechnung auch im Kurzschlussfall mit LVRT-Betrieb der **Erzeugungsanlage (DEA)** zu er-reichen. Der Einstelldialog kann durch einen **Left Mouse Button Double Click** auf das grafische Symbol der Kurzschluss (**roter Blitz**) ge-öffnet werden.

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **Netzkonfiguration**, Registerkarte **Kurzschluss**

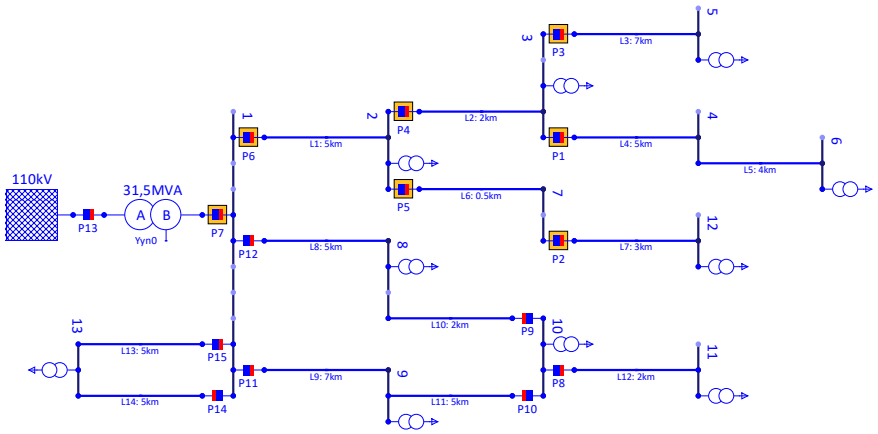
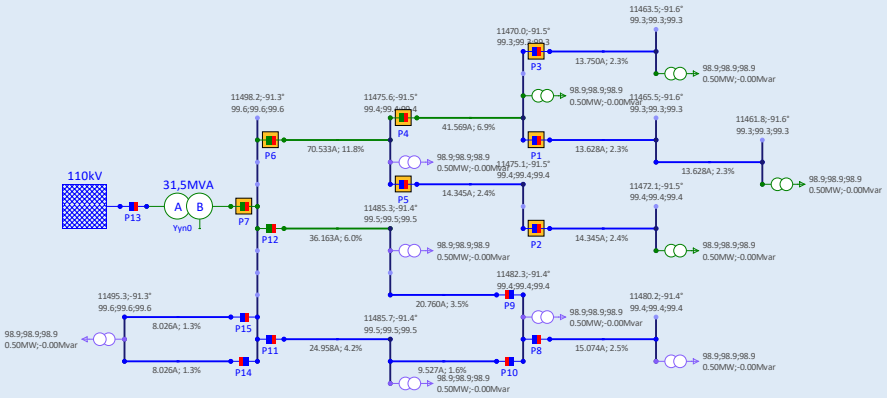
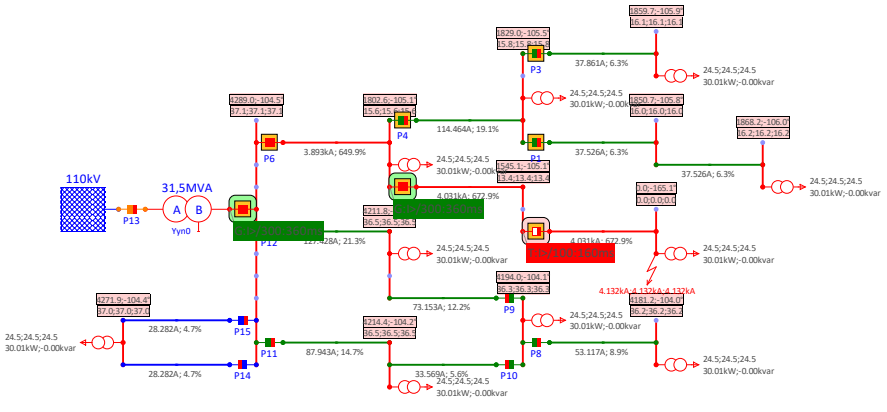


Die Ausgabe der **Berichte** mit den Ergebnissen der Lastflussberechnung mit und ohne Kurzschluss werden wie nachfolgend dargestellt aktiviert.

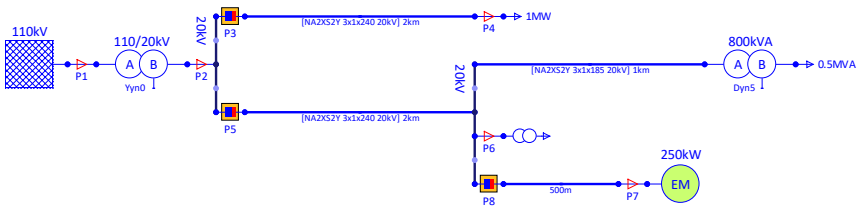
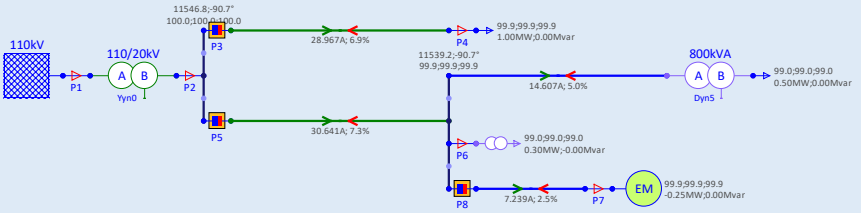
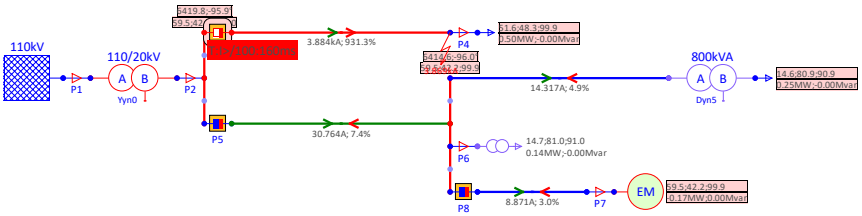
- 20250209104812786_**Netz01_20kVMitWindpark_LF**.XML


Einstellung Lastflussberechnung
JSON-Prognosedatei
Netzengpassanalyse
Newton-Raphson
Prognose mit Flexibilitäten
Einstellung Lastflussberechnung
Lastfluss: Lasten
Lastfluss: DEA
Meldungen
E-Mobile
Lastflussberechnung
Spannungsüberwachung
Leiterstromüberwachung
PQ-Diagramm
Ergebnisausgabe Lasten
Ergebnisausgabe DEA
Ergebnisausgabe Netzverluste
Ausgabe Fahrplandaten (.XML/.CSV-Datei)
Ausgabe Bilddatei (.EMF-Datei) mit Netzgrafik und Ergebnissen
Ausgabe .CSV-Datei mit Ergebnissen der Lastflussberechnung
Bericht: Ergebnisse Lastflussberechnung
Standard
Ausgabe Genauigkeit
Netzschutz
Ergebnisse für Schutzgeräte
Ergebnisse für Leitungen
Ergebnisse für GridProtect (.CSV-Datei)
Bericht: Prüfbericht für Schutzgeräte
Ok
Abbrechen
Übernehmen
Hilfe

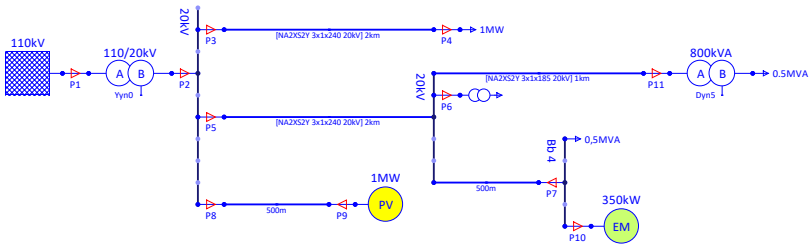
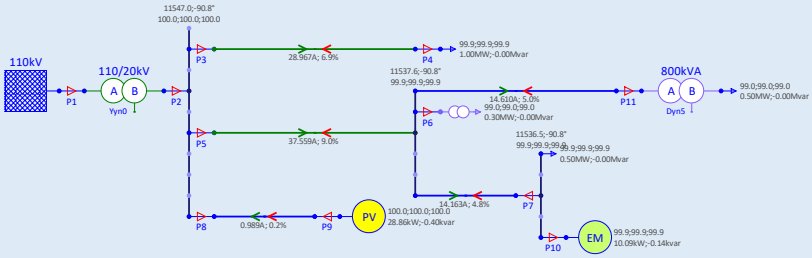
35.1.3 Stromnetz: Netz02_20kVUMZstat

Dateiname	Stromnetz
	20kV-Stromnetz mit Überstromzeitschutz (UMZ-Schutz)
Netz02_20kVUMZ-stat	
Lastflussberech-nung	
3p-Kurzschluss	

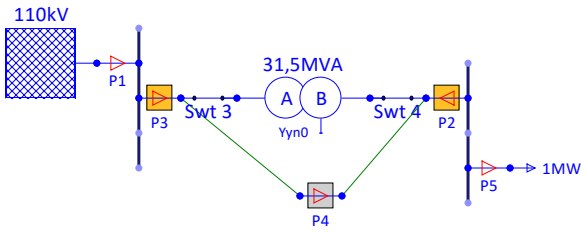
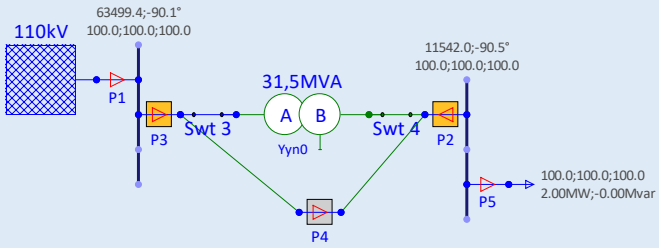
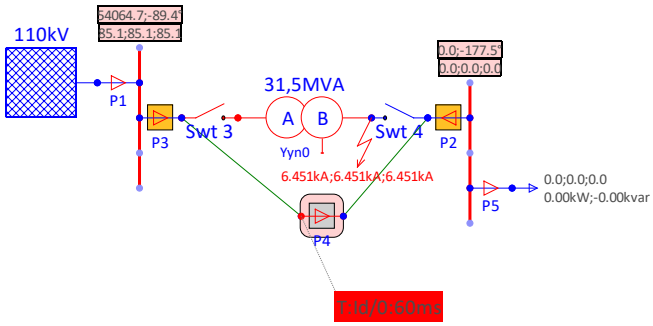
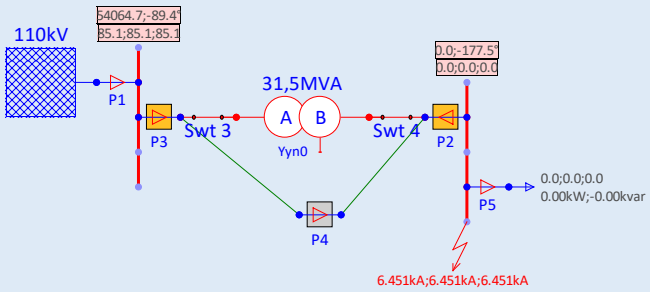
35.1.4 Stromnetz: Netz05_20kVMitEMobil

Dateiname	Stromnetz
	20kV-Stromnetz mit 250kW-E-Mobil-Ladestation und Über-stromzeitschutz (UMZ-Schutz)
Netz05_20kVMitE-Mobil	
Lastflussberech-nung	
2p-Kurzschluss	

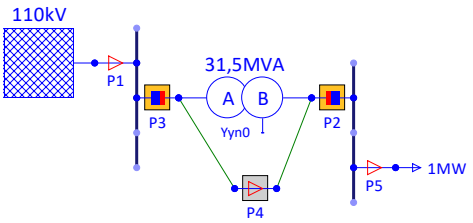
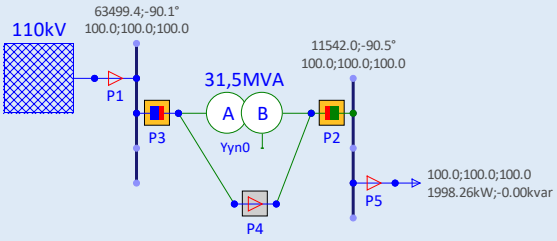
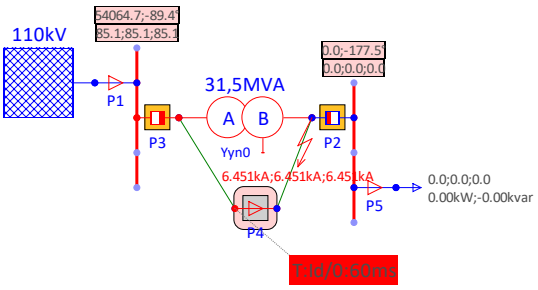
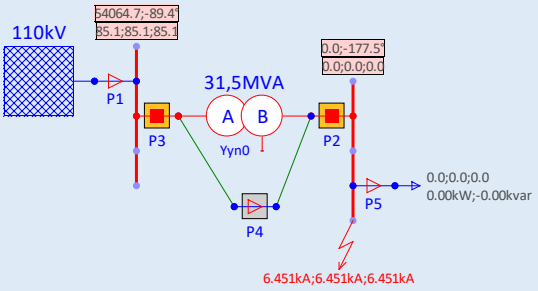
35.1.5 Stromnetz: Netz06_20kVFlexAnalyse

Dateiname	Stromnetz
	20kV-Stromnetz zur Flexibilitätsanalyse
Netz06_20kVFlexAnalyse	
Lastflussberechnung	

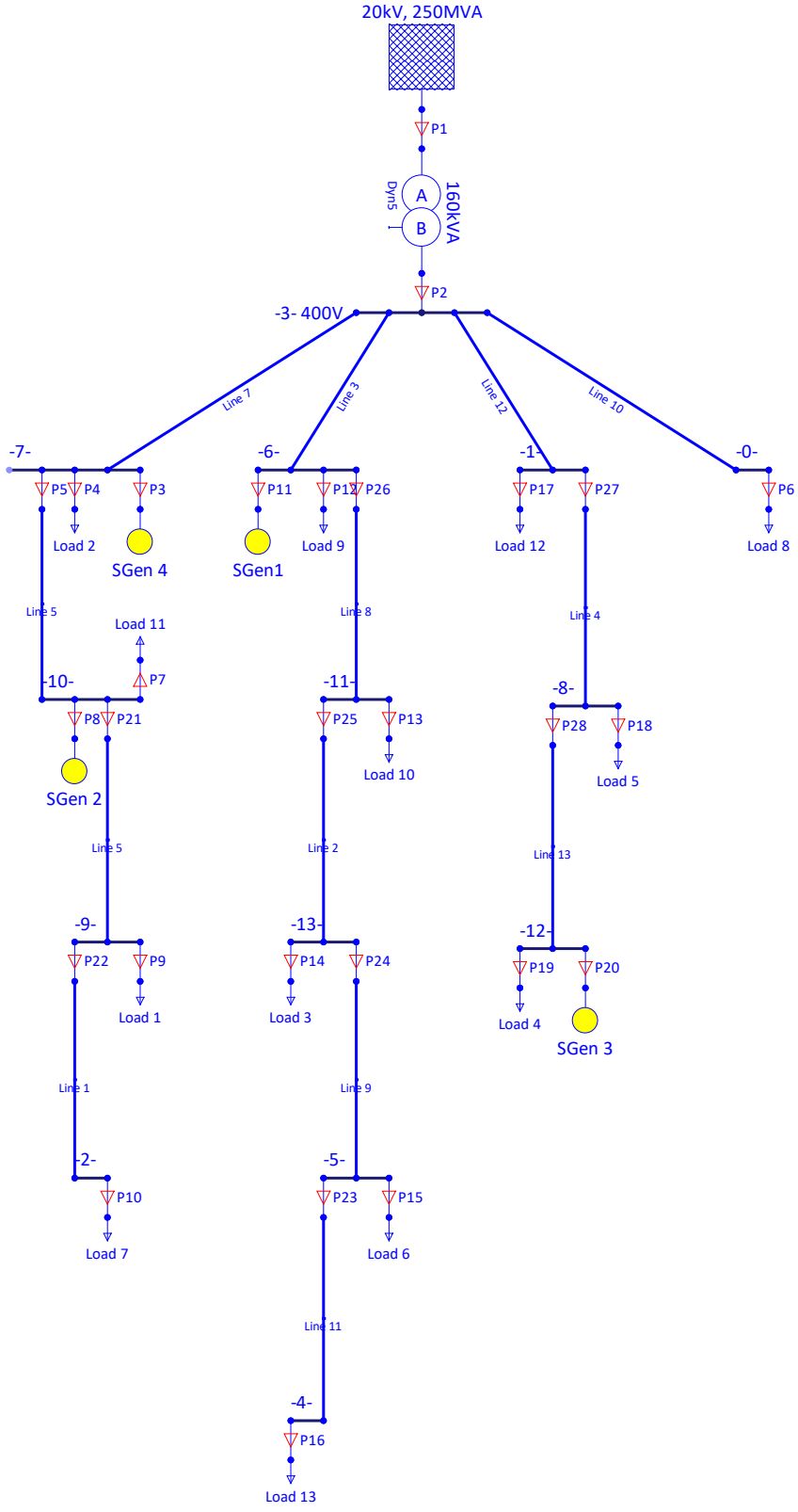
35.1.6 Stromnetz: Netz08_20kVTrafoDiffSchutzPDIFF

Dateiname	Stromnetz
	110kV-Stromnetz mit Transformatordifferentialschutz
Netz08_20kVTrafoDiffSchutzPDIFF	
Lastflussberechnung	
3p-Kurzschluss innenliegender Kurzschluss	
3p-Kurzschluss außenliegender Kurzschluss	

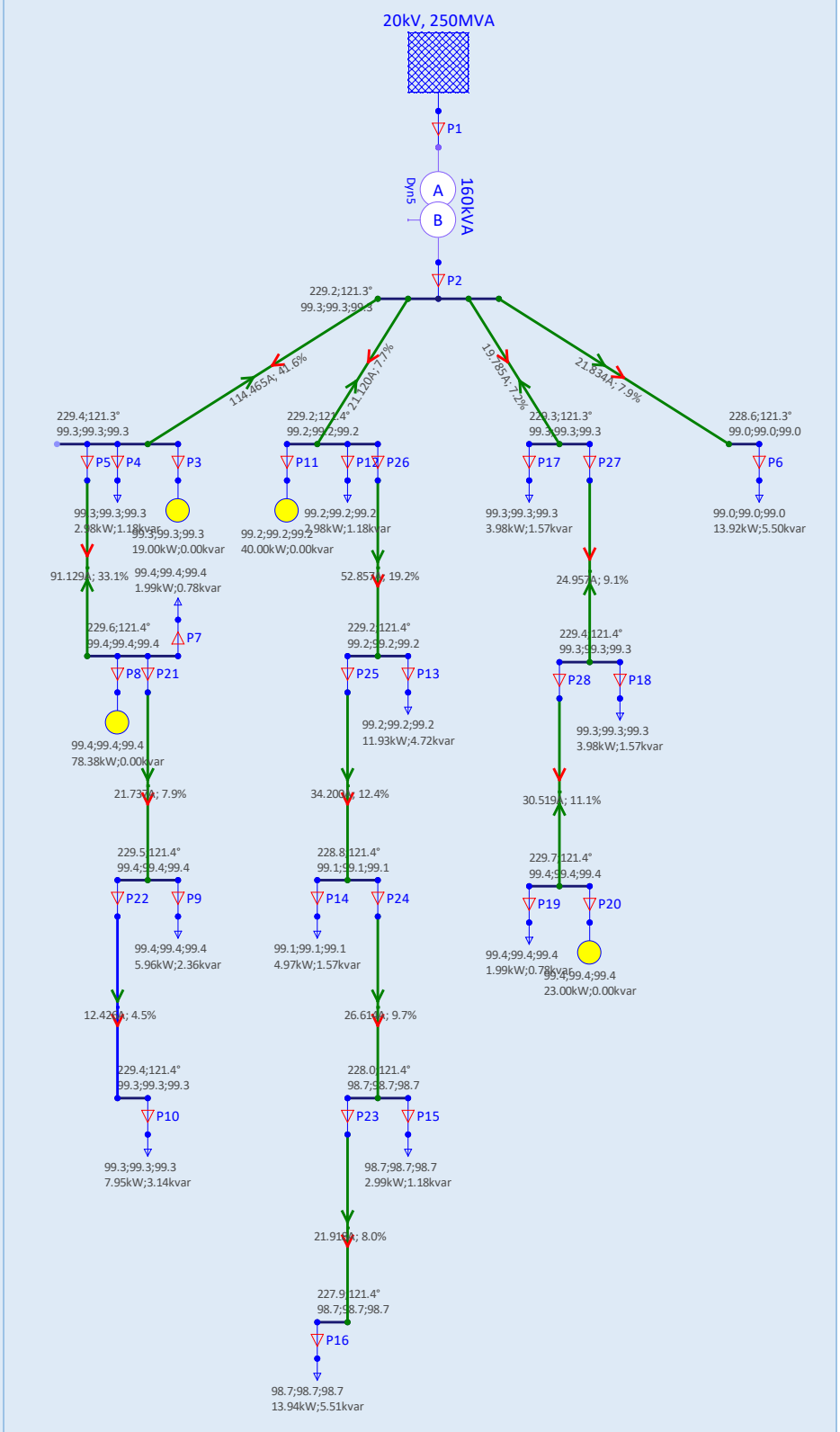
Als Alternative für die Netzwerkelemente **Schalter** **Swt x** kann der interne Schalter des Netzwerkelementes **Mess/Schutzgerät** verwendet werden.

Dateiname	Stromnetz
	110kV-Stromnetz mit Transformatordifferentialschutz
Netz08_1_20kVTra-foDiffSchutzPDIFF	
Lastflussberechnung	
3p-Kurzschluss **innenliegender Kurz-schluss**	
3p-Kurzschluss **außenliegender Kurz-schluss**	

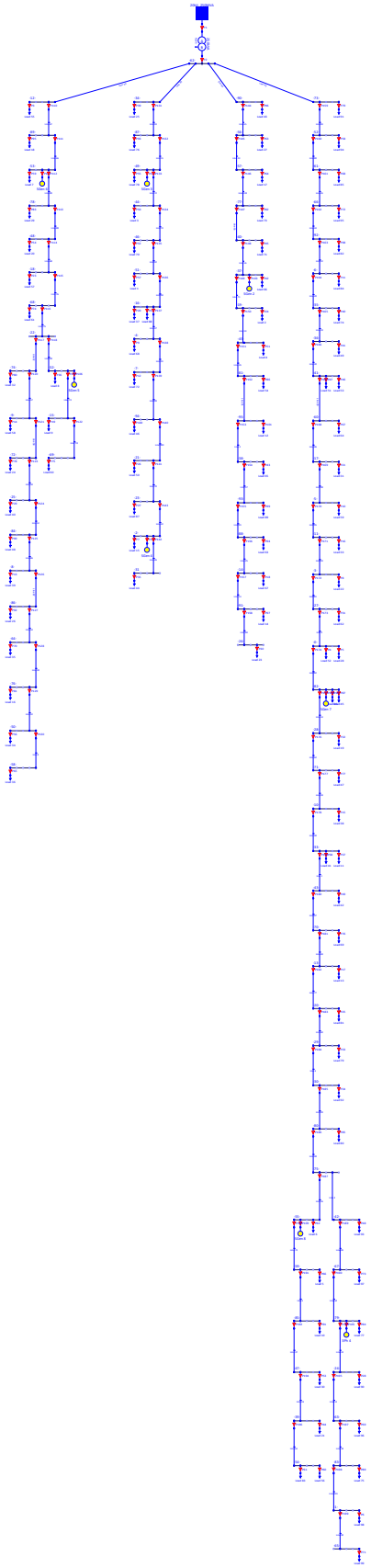
35.1.7 Stromnetz: Netz09_SimBench1_400V_laendlich

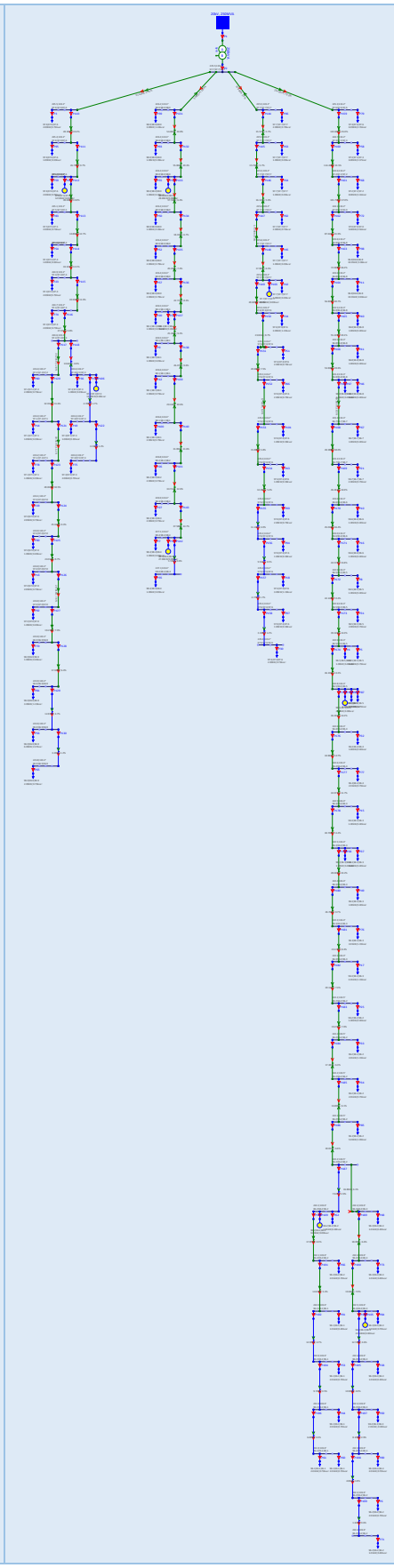
Dateiname	Stromnetz
	SimBench: 400V-Stromnetz ländlich
Netz09_SimBench1_400V_laendlich	

Lastflussberech-nung

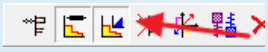


35.1.8 Stromnetz: Netz10_SimBench2_400V_laendlich

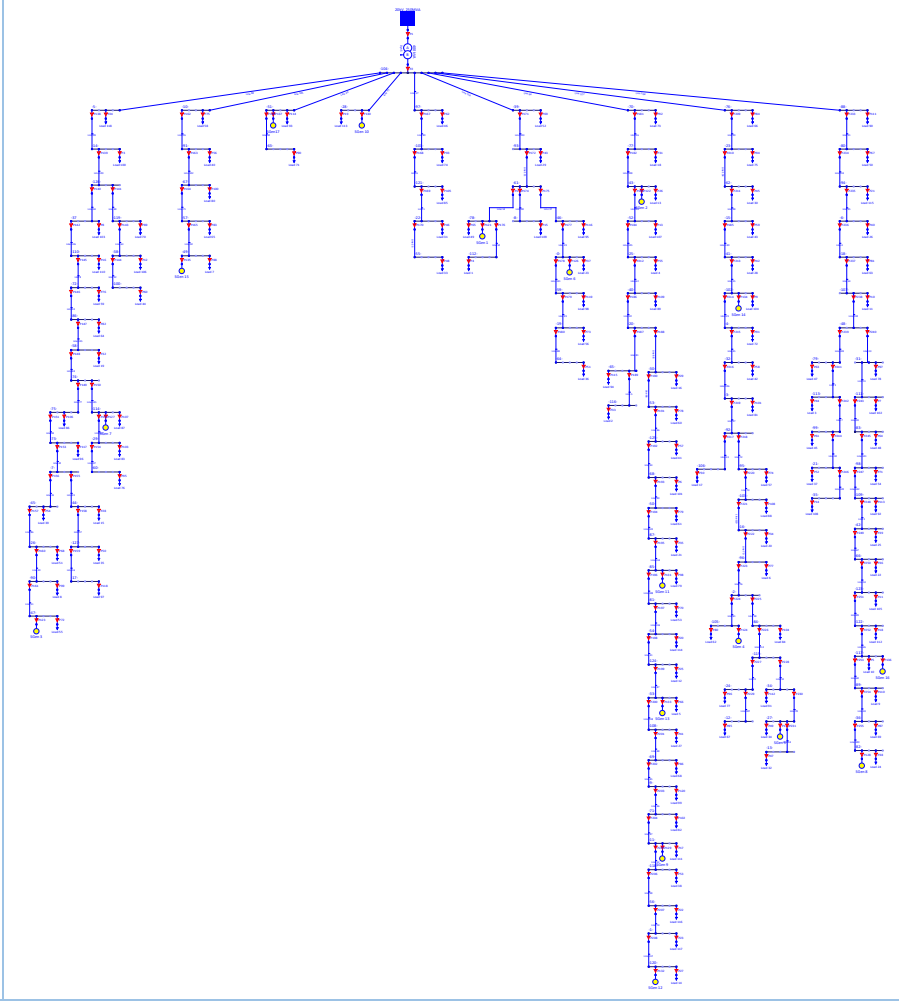
Dateiname	Stromnetz
	SimBench: 400V-Stromnetz ländlich
Netz10_Sim-Bench2_400V_laendlich	



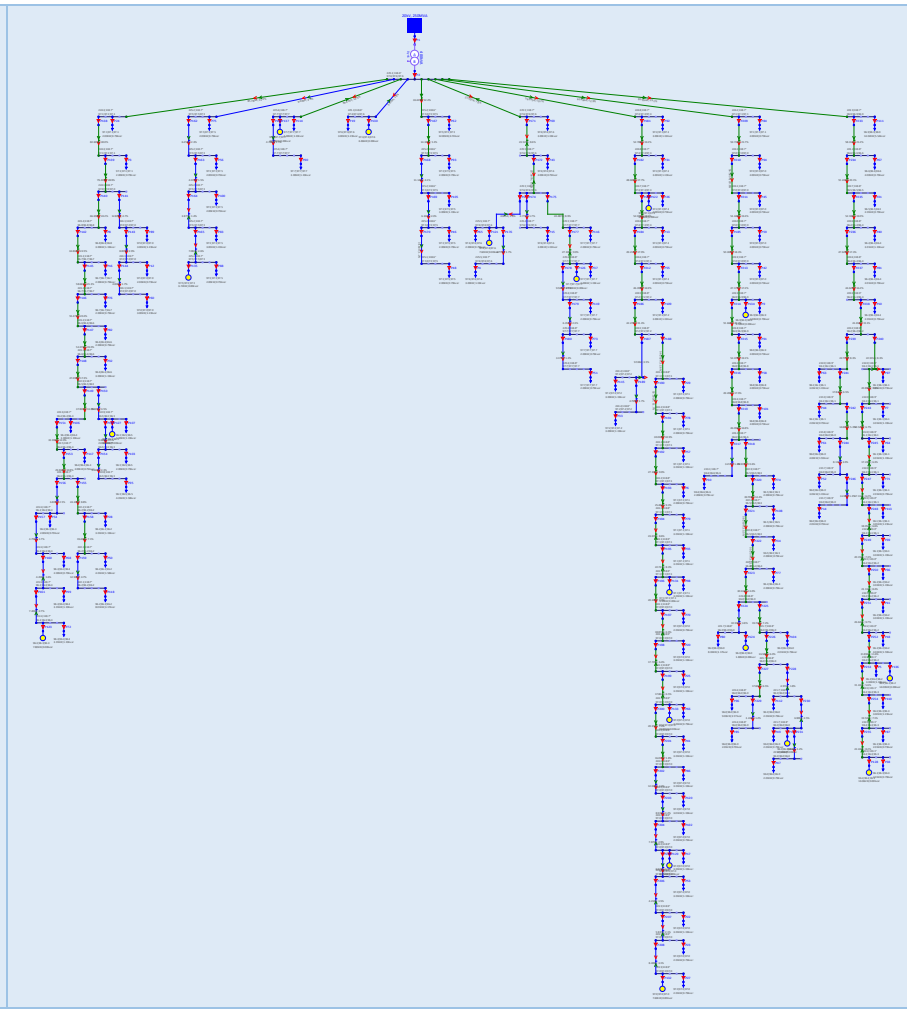
Lastflussberechnung



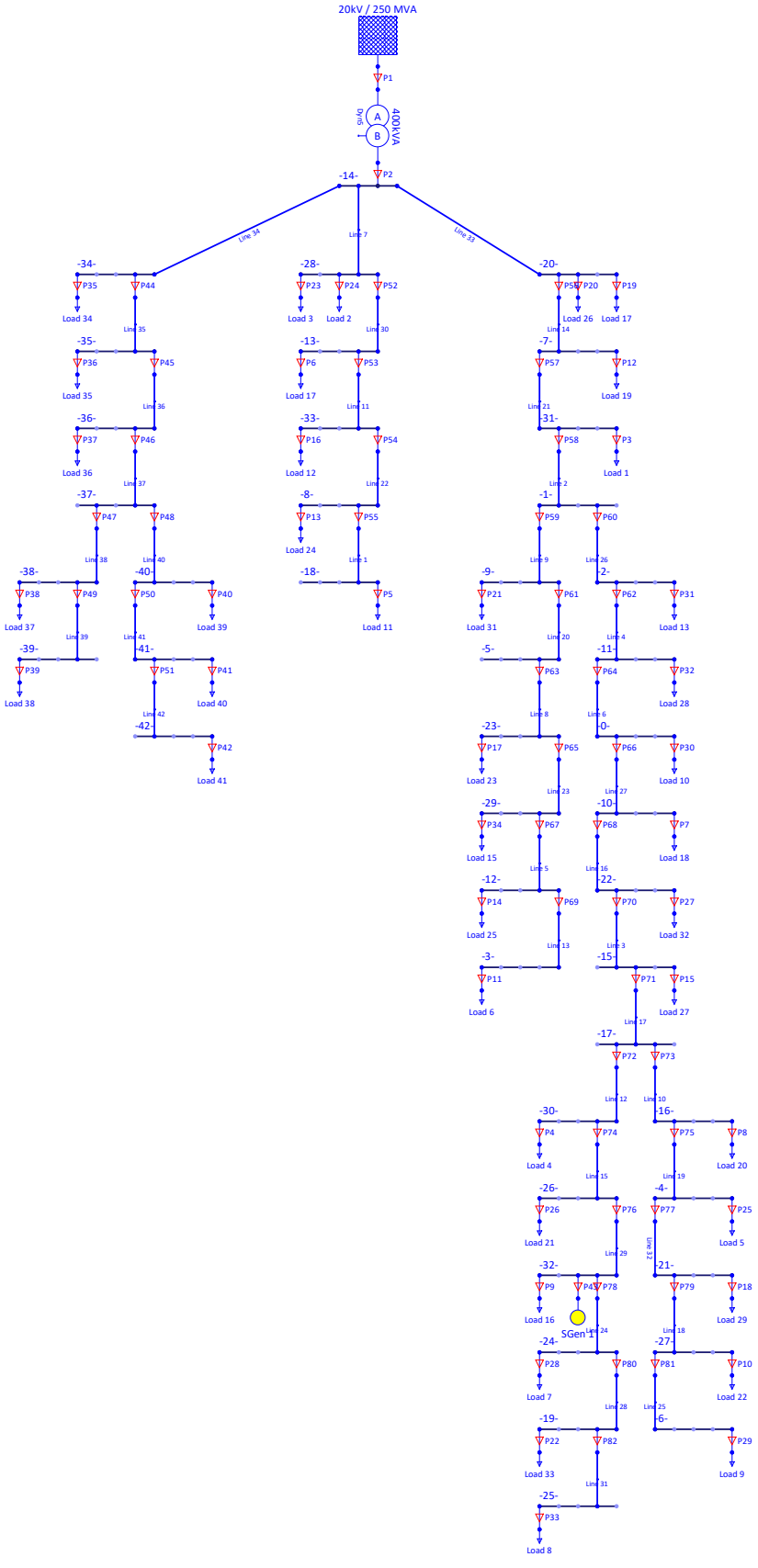
35.1.9 Stromnetz: Netz11_SimBench3_400V_laendlich

Dateiname	Stromnetz
	SimBench: 400V-Stromnetz ländlich
Netz11_Sim-Bench3_400V_la-endlich	

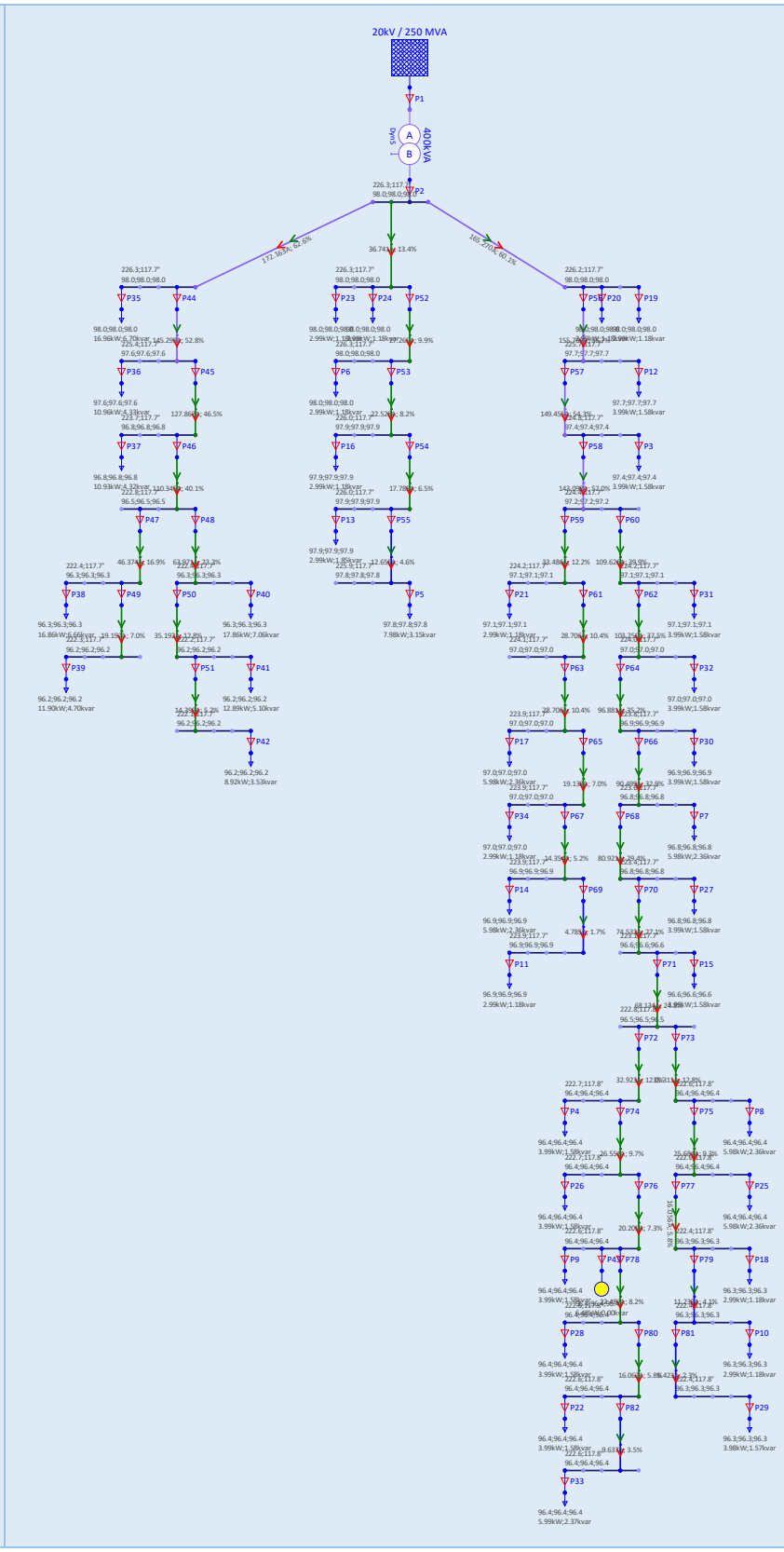
Lastflussberech-nung



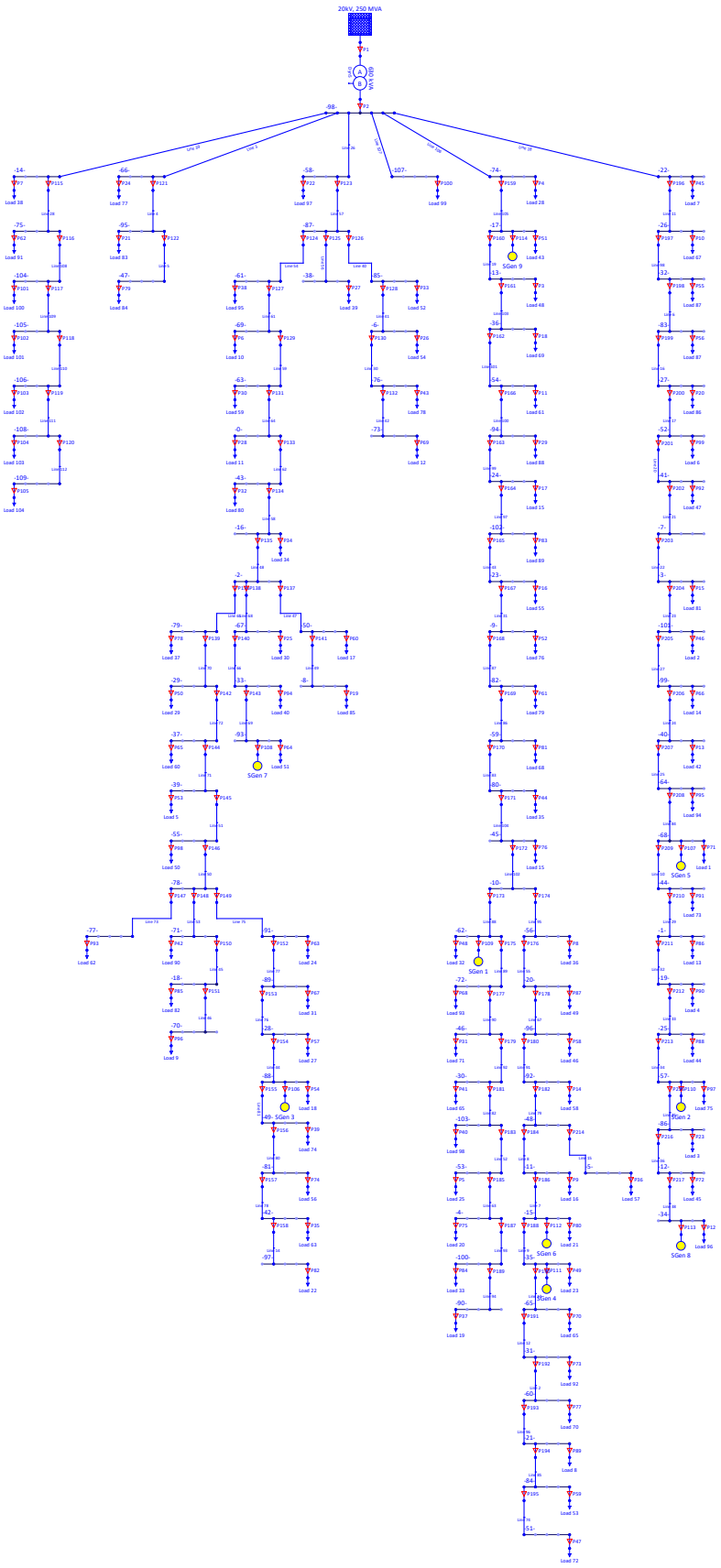
35.1.10 Stromnetz: Netz12_SimBench4_400V_halbstaedtisch

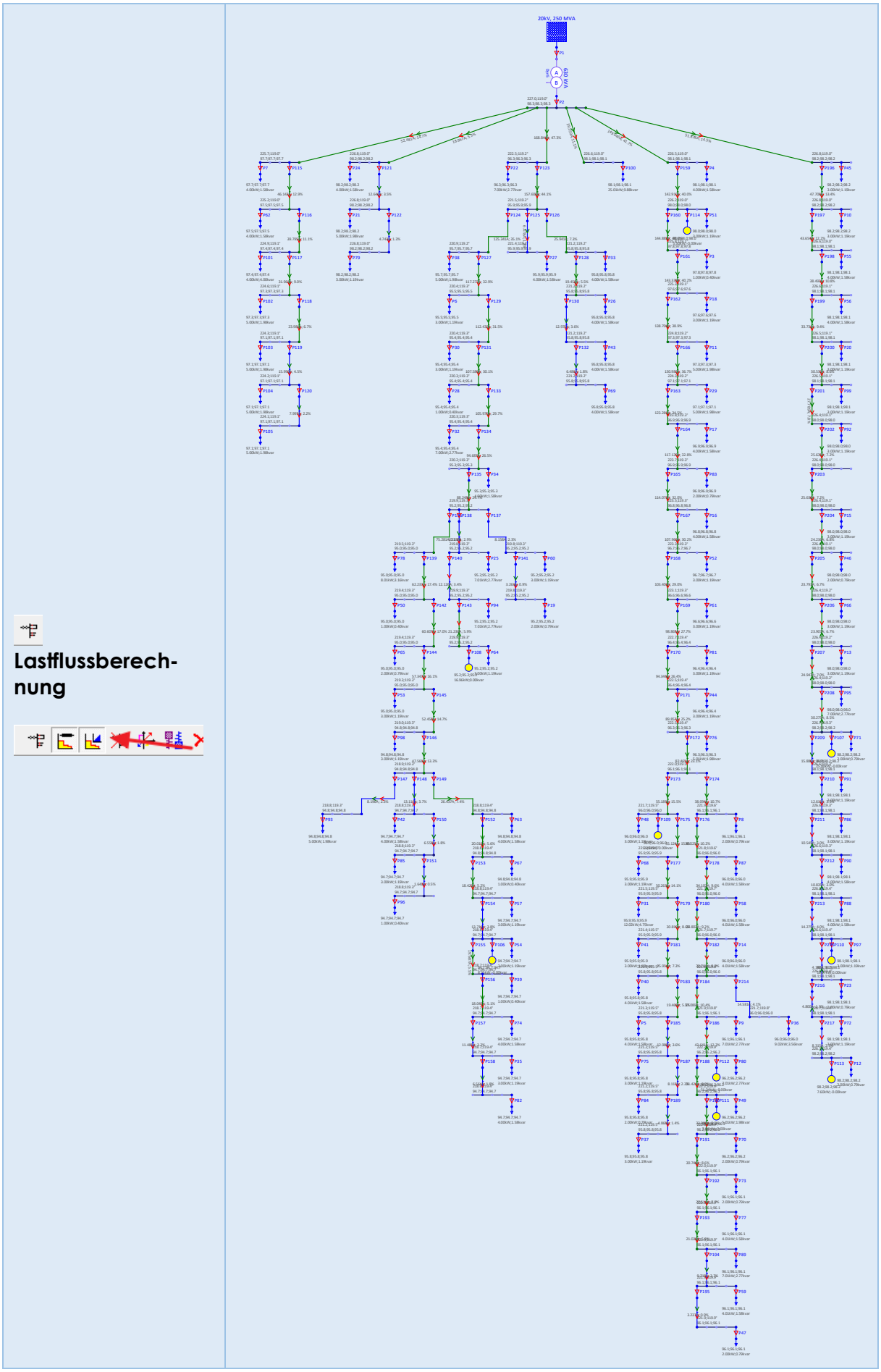
Dateiname	Stromnetz
	SimBench: 400V-Stromnetz halbstädtisch
Netz12_Sim-Bench4_400V_halb-staedtisch	

Lastflussberech-nung

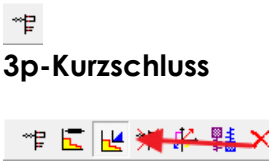


35.1.11 Stromnetz: Netz13_SimBench5_400V_halbstaedtisch

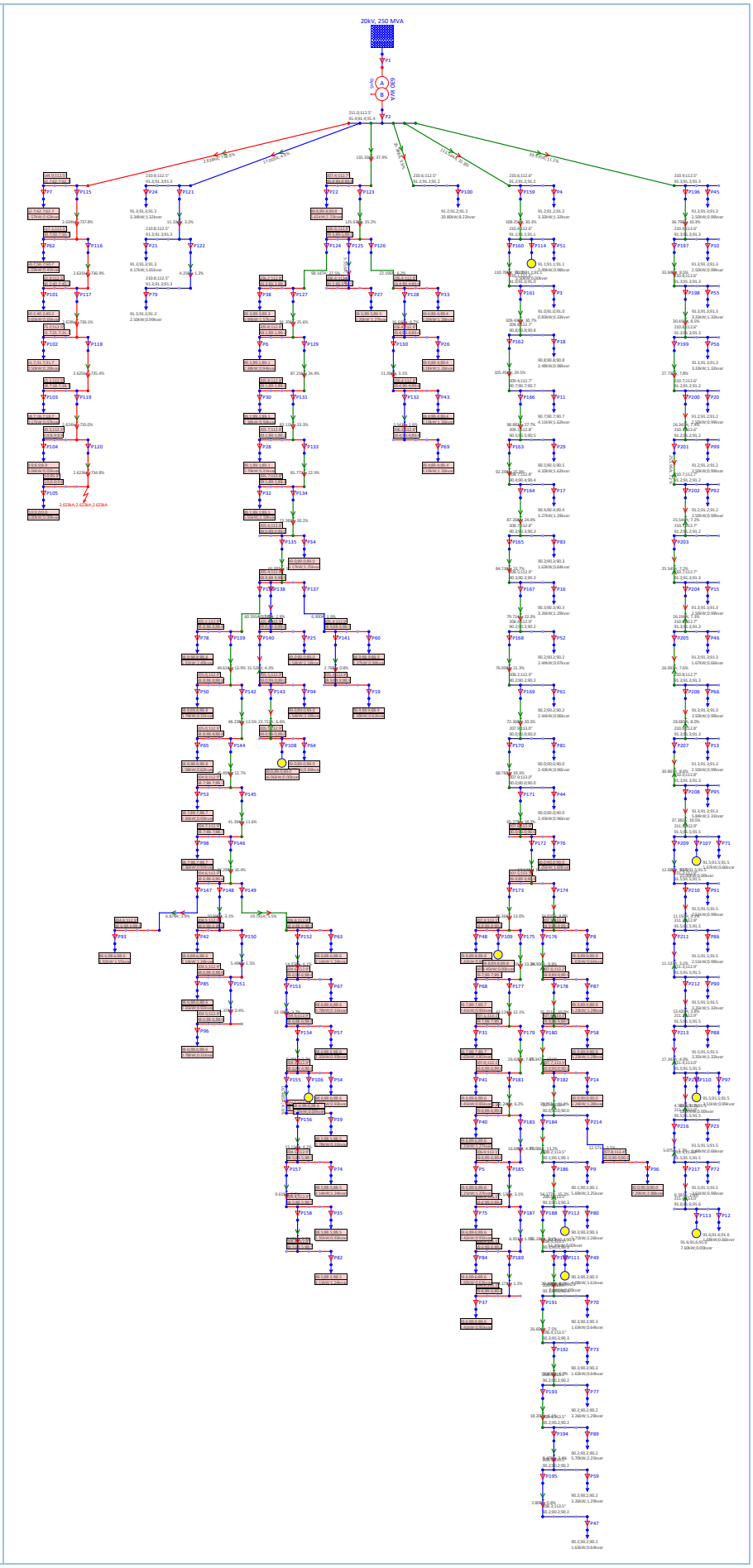
Dateiname	Stromnetz
	SimBench: 400V-Stromnetz halbstädtisch
Netz13_SimBench5_400V_halbstaedtisch	



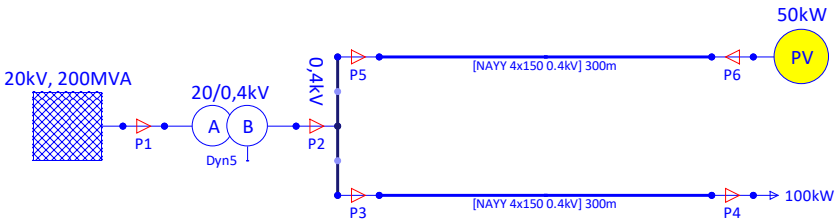
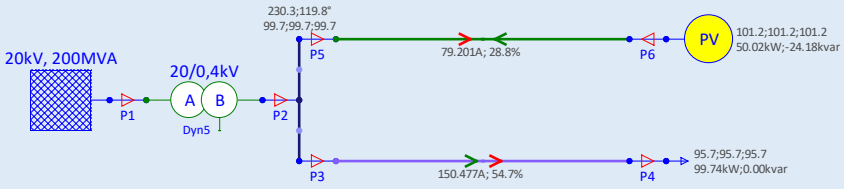
Lastflussberechnung



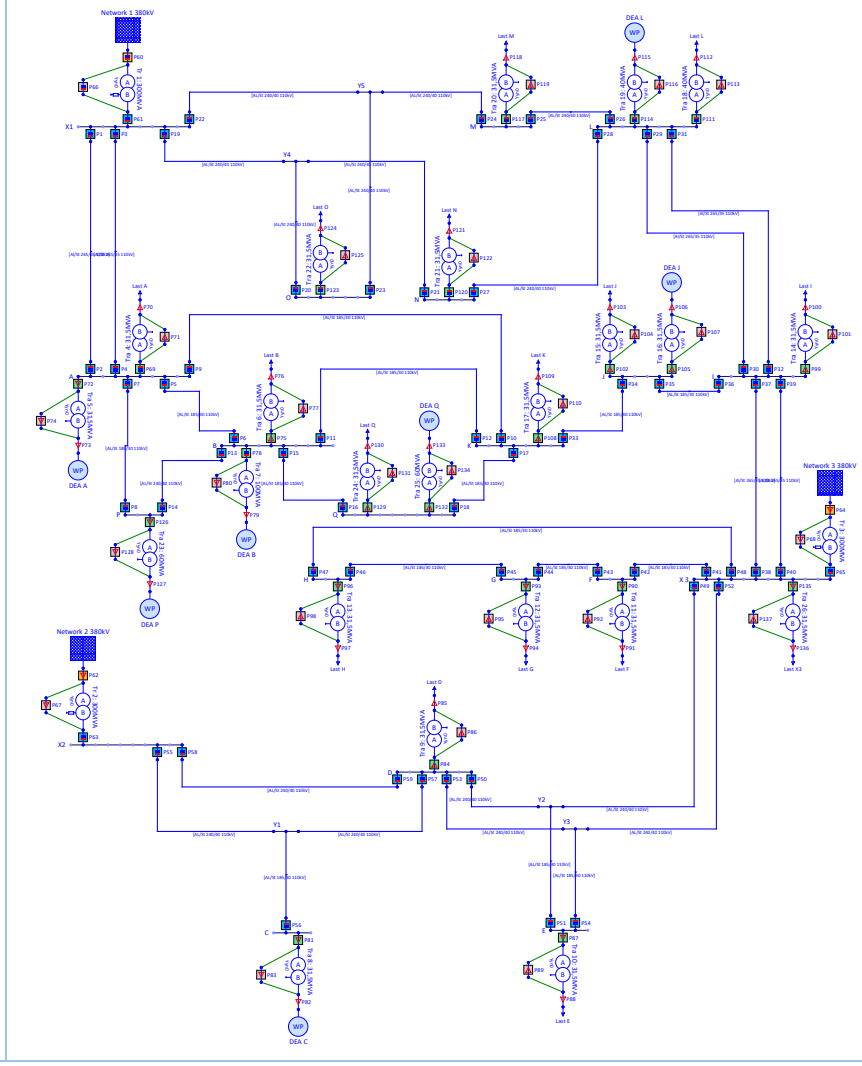
3p-Kurzschluss



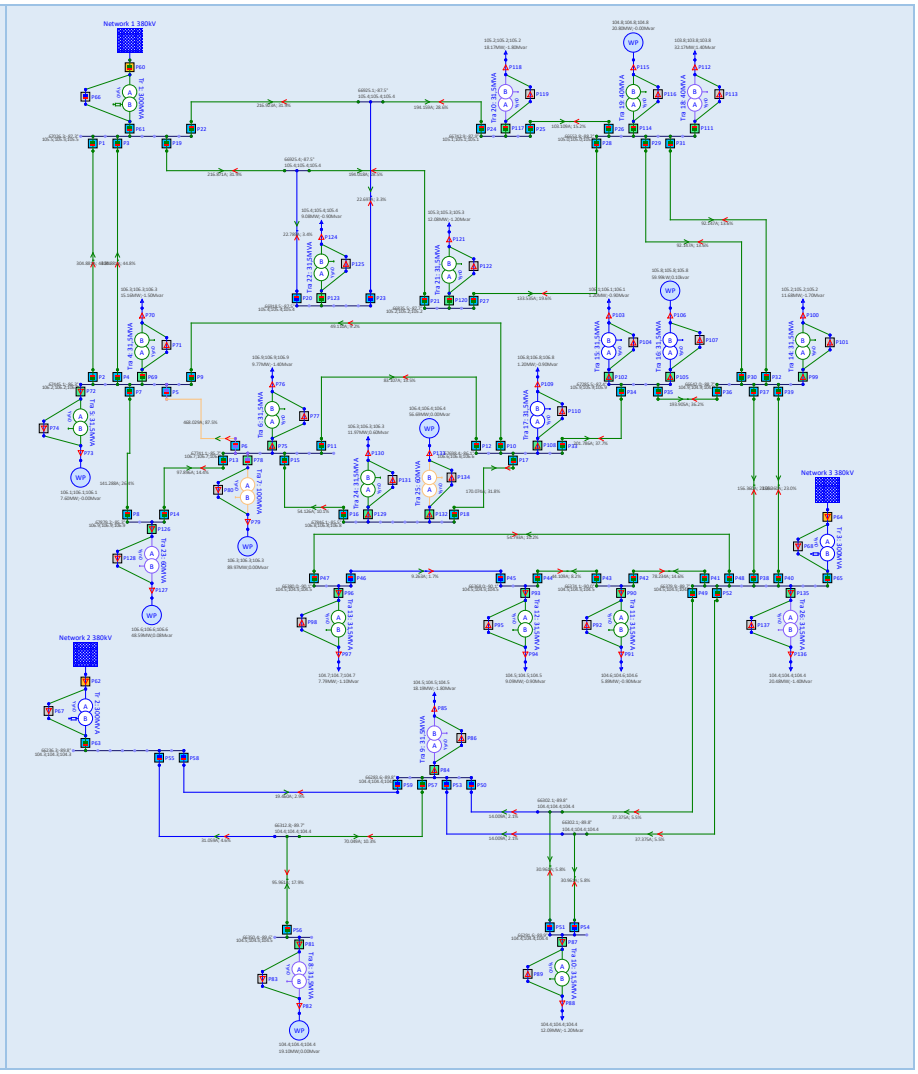
35.1.12 Stromnetz: Netz14_400VMitPVAnlage

Dateiname	Stromnetz
	400V-Stromnetz mit 50kW-PV-Anlage
Netz14_400VMit-PVAnlage	
Lastflussberech-nung	

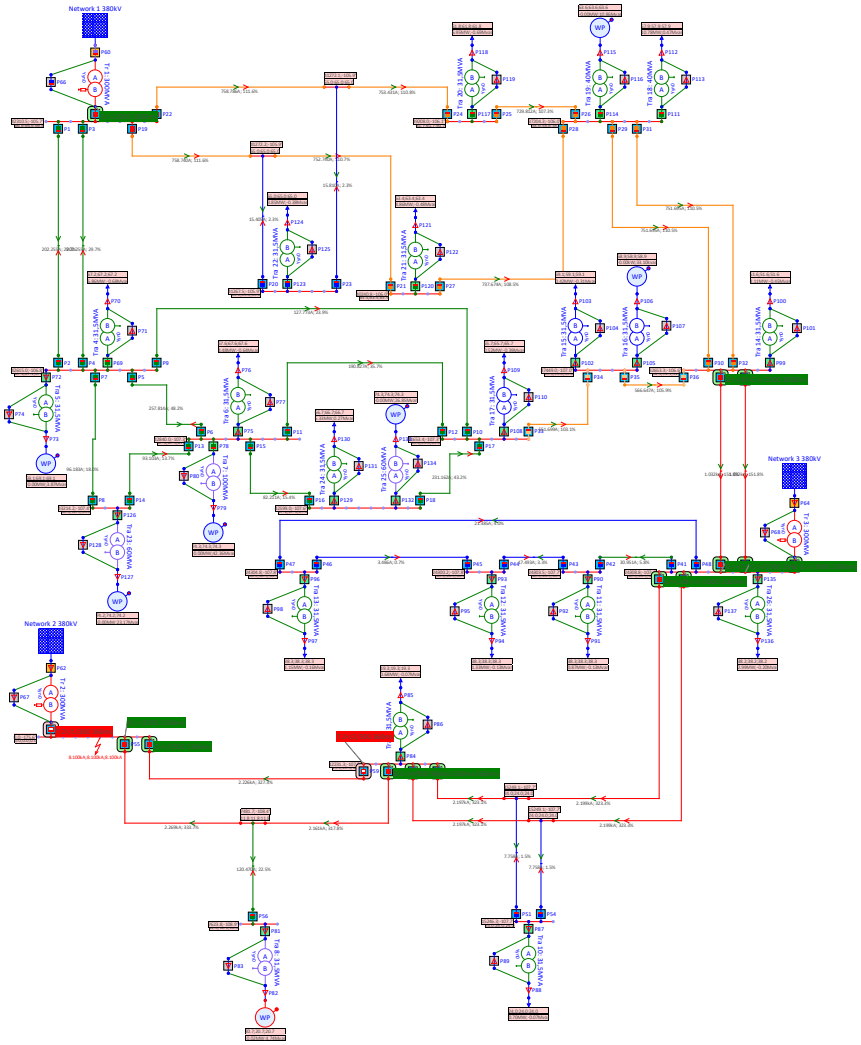
35.1.13 Stromnetz: Netz16_110kVNetzMitNetzschutzUndDEA

Dateiname	Stromnetz
	Vermaschtes 110kV-Verteilnetz mit Netzschutz und Dezentralen Erzeugungsanlagen
Netz16_110kVNetzMitNetzschutzUndDEA	

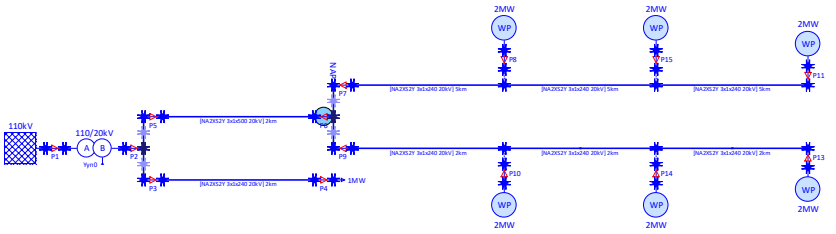
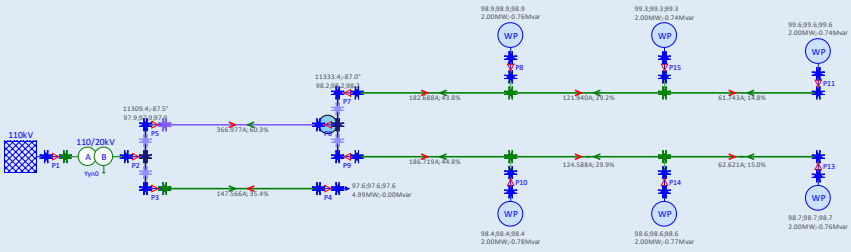
Lastflussberech-nung



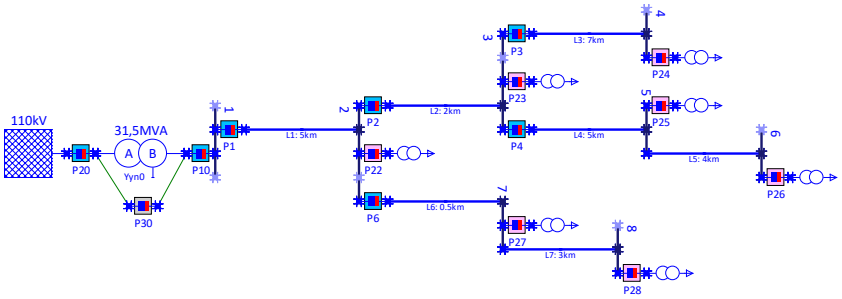
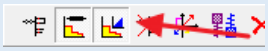
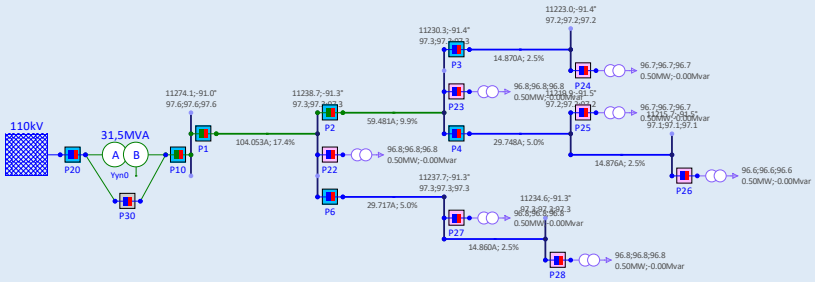
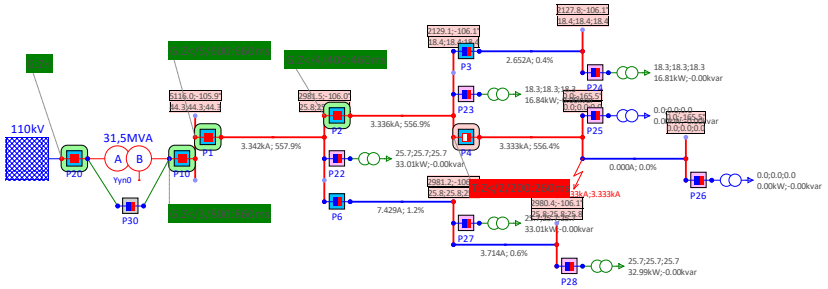
3p-Kurzschluss



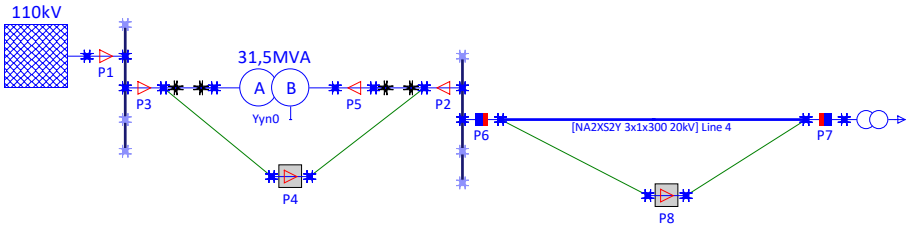
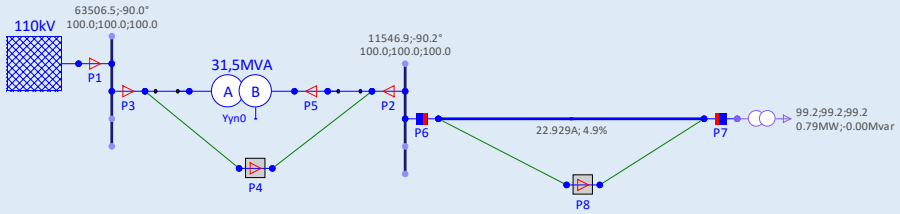
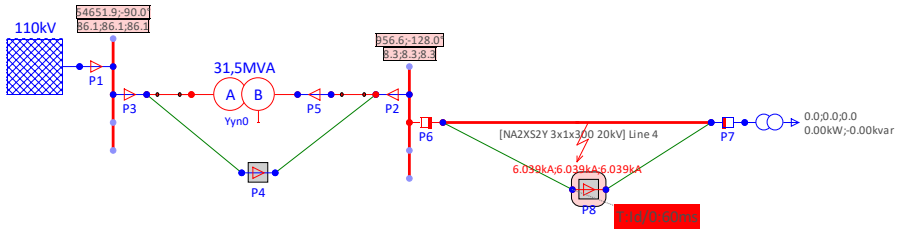
35.1.14 Stromnetz: Netz17_20kVMitWindparkMitParkregler

Dateiname	Stromnetz
	Dezentrale Erzeugungsanlage mit Parkregler im 20kV-Mittelspannungsnetz
Netz17_20kVMitWindparkMitParkregler	
Lastflussberechnung	

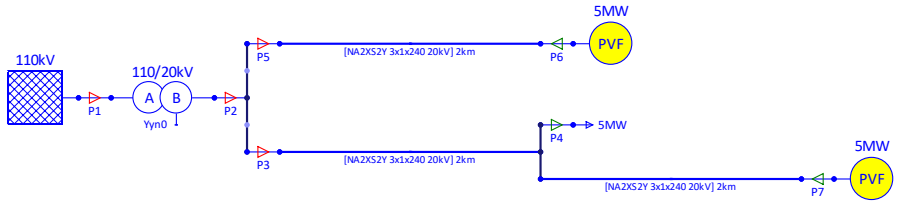
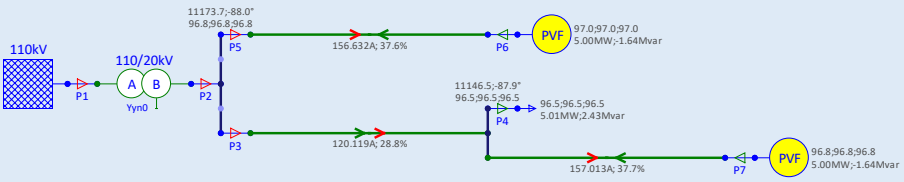
35.1.15 Stromnetz: Netz18_20kVMitDistanzschutz

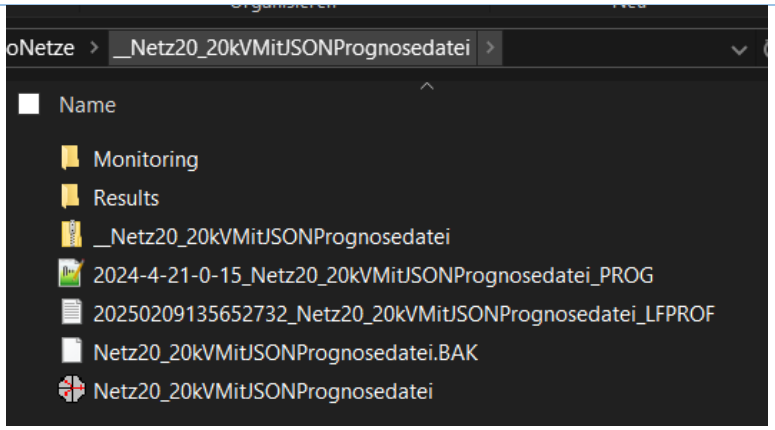
Dateiname	Stromnetz
	20kV-Mittelspannungsnetz mit Distanzschutz
Netz18_20kVMitDistanzschutz	
Lastflussberechnung 	
3p-Kurzschluss	Die Ergebnisse der Netzschutzanalyse werden im Kurzschlussfall in der Netzgrafik angezeigt. 

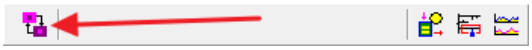
35.1.16 Stromnetz: Netz19_20kV-LtgTrafoDiffSchutzPDIFF

Dateiname	Stromnetz
	Differentialschutz für einen 2-Wicklungs-Transformator und eine Leitung
Netz19_20kV-LtgTrafoDiffSchutzPDIFF	
Lastflussberechnung	
3p-Kurzschluss	Die Ergebnisse der Netzschutzanalyse werden im Kurzschluss-fall in der Netzgrafik angezeigt. 

35.1.17 Stromnetz: Netz20_20kVMitJSONPrognosedatei

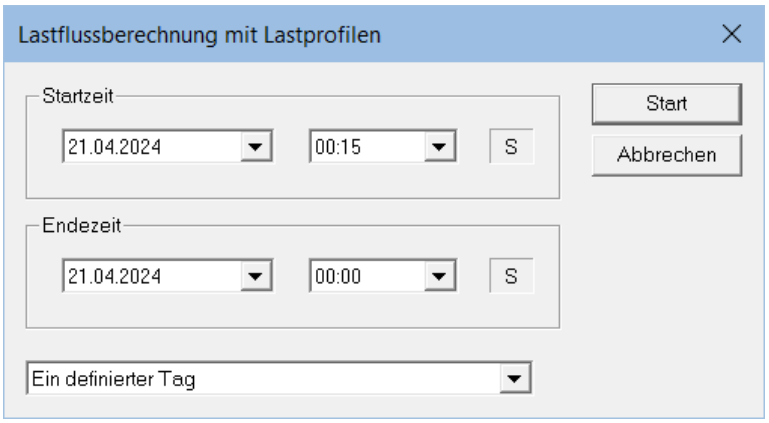
Dateiname	Stromnetz
	Netzzustandsanalyse mit Lastprofilen **Zeitreihenberechnung mit Lastprofilen für 15min-Intervalle mit einer JSON-Prognosedatei**
Netz20_20kV MitJSONProg-nosedatei	
Lastflussbe-rechnung	Wird eine Lastflussberechnung ohne Lastprofile ausgeführt, so werden für die Netzwerkelemente **Verbraucherlast** und **Erzeugungsanlage (DEA)** die Einstellwerte aus der Registerkarte **Allgemeine Daten** des Einstelldialogs, insbesondere die Nennwirkleistung $\mathbf{P_n}$ und der Verschiebungsfaktor **cos Øn** verwendet. 
Lastflussbe-rechnung mit Lastprofilen in einer JSON-Prognoseda-tei	Wird eine **Lastflussberechnung mit Lastprofilen** ausgeführt, so müssen eine oder mehrere Lastprofildateien mit den Zeitreihen der 15min-Leistungswerte P verwendet und ein Zeitbereich ausgewählt werden. In diesem Beispiel wird eine **JSON-Prognosedatei** mit Lastprofilen verwendet. Damit genügt es, nur eine einzige Datei zu verwenden, in der alle benötigten Lastprofile enthalten sein können. Es wird das **Projektverzeichnis** **__Netz20_20kVMitJSONPrognosedatei** mit den darin enthaltenen Unterverzeichnissen verwendet. Die **JSON-Prognosedatei** ⇨ **2024-4-21-0-15_Netz20_20kVMitJSONPrognosedatei_PROG.JSON** ist im Unterverzeichnis **Monitoring** gespeichert. Es muss hier beachtet werden, dass immer nur die zeitlich jüngste JSON-Datei aus diesem Verzeichnis von ATPDesigner geprüft und verarbeitet wird. Die Ausgaben im **Meldungsfenster** sind bzgl. Fehlermeldungen zu überprüfen.





- Hauptmenü **Prüfungen**
- Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten**, **Lastfluss: Lastprofile**

In dem Einstelldialog kann der Zeitbereich eingestellt werden. Für das Beispielnetz muss der 21.04.2024 als vollständiger Tag ausgewählt werden, d.h. nach VDEW [23] beginnend mit dem ersten 15min-Intervall 00:15h bis zum letzten 15min-Intervall des Tages 00:00Uhr, insgesamt 96 15min-Intervalle.



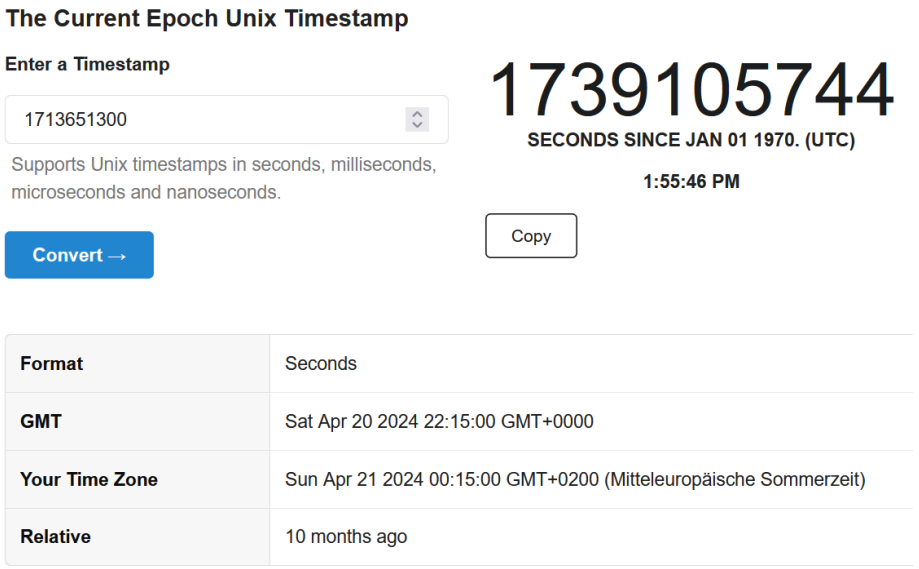
Die Lastprofile sind in der **JSON-Prognosedatei** im JSON-Format gespeichert. Der Zeitbereich der **JSON-Prognosedatei** kann aus deren Inhalt ermittelt werden. Im Header der **JSON-Prognosedatei** ist das JSON-Objekt **simulationtime** enthalten. Der Parameter DST (**D**aylight **S**aving **T**ime) zeigt die Winterzeit DST=0 oder Sommerzeit DST=1 an.


```
"author": "Institut fuer elektrische Energiesysteme",
"date": "21.04.2024",
"time": "16:11:36",
"description": "Export JSON-Prognosedatei _PROG",
"filetype": "Prognose",
"fileversion": "1",
"fileformat": "1",
"status": "JSON-Prognosedatei erfolgreich exportiert",
"process_id": "1",
"simulationtime": "21.04.2024 00:15 DST=1 - 21.04.2024 00:00 DST=1",
"operationmode": "Ein definierter Tag",
"program_version": "ATPDesigner Version 4.01.95 - 19.04.2024",
```

```
"datafile": "C:\\ATPDesigner\\00_7_ATPDesignerDemo-
Netze\\__Netz20_20kVMitJSONPrognosedatei\\Netz20_20kVMitJSONPrognoseda-
tei.bnet"
```

Es wird allerdings empfohlen, den Zeitbereich direkt aus den JSON-Objekten **timestamp_s** zu ermitteln. Mit dem JSON-Objekt wird der Zeitpunkt im UTC-Format[6] angegeben.

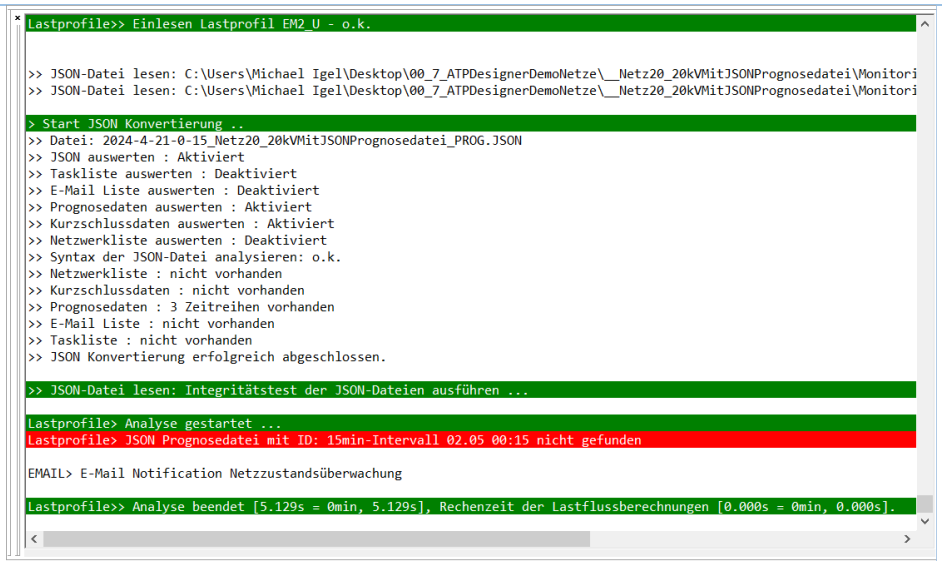
- 1713651300 = 21.04.2024 00:15 GMT+2 (Sommerzeit)




```
{
            "id": "Load 1;P,Q=konst.",
            "label": "Load 1;P,Q=konst.",
            "unit_1": "P[kW]",
            "unit_2": "Q[kvar]",
            "timeseries":
            [
                  {
                        "timestamp_s": 1713651300,
                        "value_1": 5000.000000,
                        "value_2": 0.000000
                  },
```

Wird ein Zeitbereich ausgewählt, der nicht in der **JSON-Prognose-datei** enthalten ist, wird eine Fehlermeldung im **Meldungsfenster** ausgegeben.

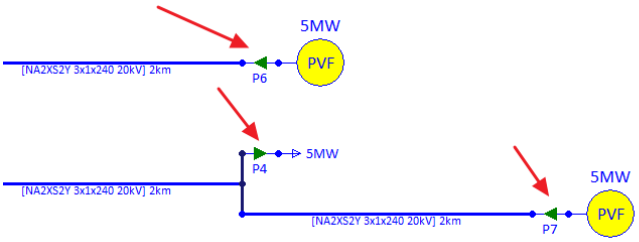
Lastprofile> JSON Prognosedatei mit ID: 15min-Intervall 02.05 00:15 nicht gefunden



Die Ergebnisse der Lastflussberechnung mit Lastprofilen werden in einem Bericht, in dem Beispiel

- **20250209135652732_Netz20_20kVMitJSONPrognosedatei_LFPROF.XML**

ausgegeben. Darüber hinaus werden für die im Stromnetz enthaltenen **Fahrplanmessgeräte** (Netzwerklement **Mess/Schutzgerät** mit **grünem Pfeil**)

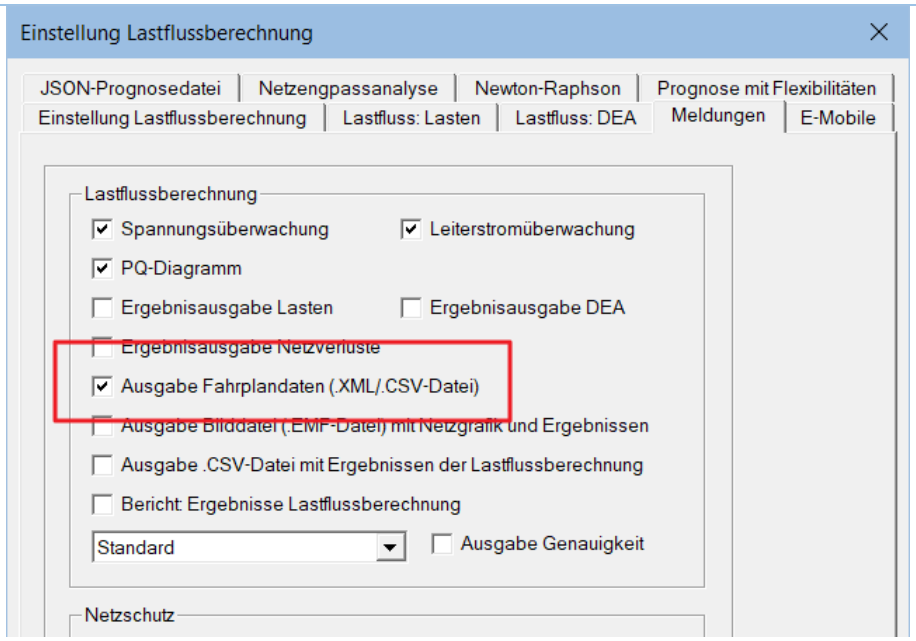


in einer .CSV-Datei, in dem Beispiel

- **20250209134117832_Netz20_20kVMitJSONPrognosedatei_FPFORC.CSV**

ausgegeben, die im Unterverzeichnis **Results** gespeichert wird. Dazu muss die Option **Ausgabe Fahrplandaten (.XML/.CSV-Datei)** in dem nachfolgenden Einstelldialog aktiviert werden.

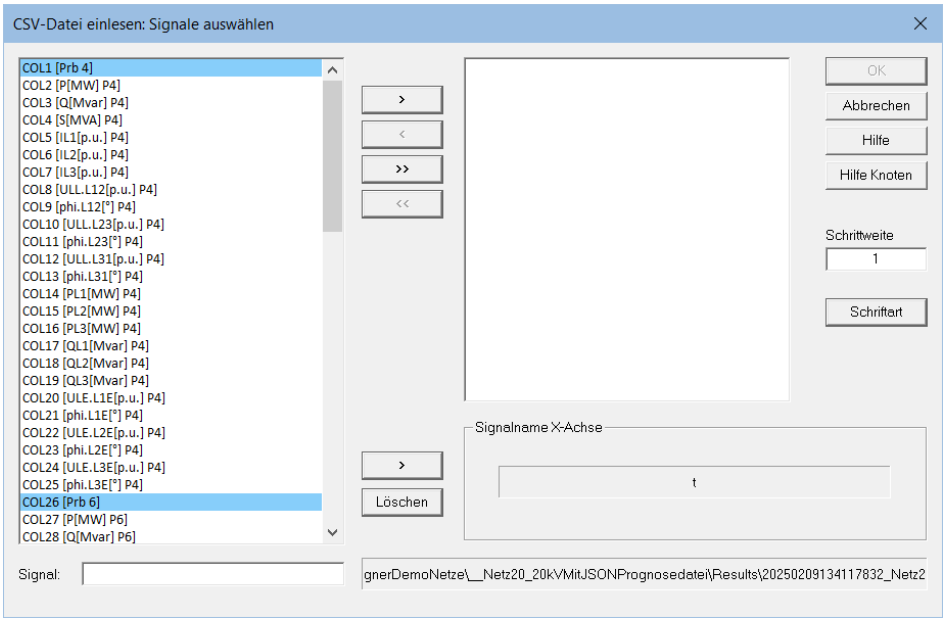
- Hauptmenü **ATP**
- Menüpunkt **Einstellung Lastflussberechnung**



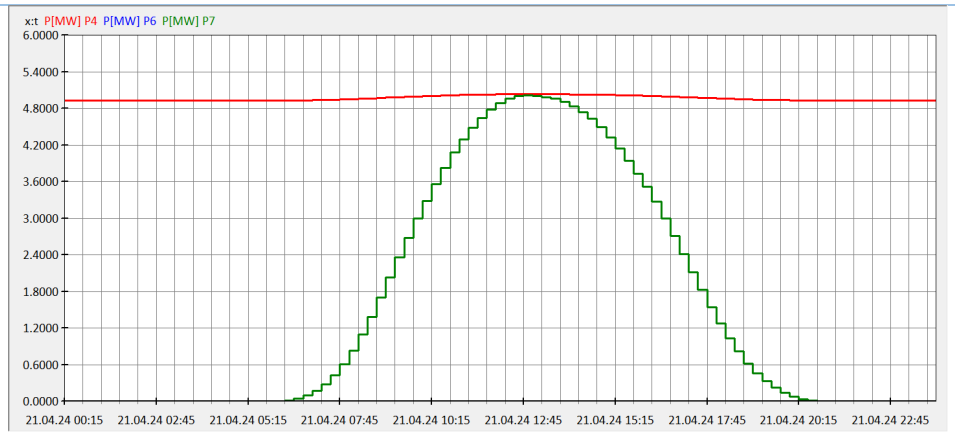
Zusätzlich zur .CSV-Datei werden die Ergebnisse in einer .XML-Datei [21] gespeichert, die mit einer Tabellenkalkulation wie z.B. Excel eingelesen und weiter verarbeitet werden kann.

Die .CSV-Datei mit den Fahrplandatei kann auch von ATPDesigner eingelesen und als Diagramm angezeigt werden.

- Hauptmenü **Datei**
- Menüpunkt **Öffnen** .., Dateifilter **.CSV-Datei (*.CSV)**



Nach der Auswahl eines oder mehrerer Signale wird ein Diagramm geöffnet. Das Diagramm kann mit **STRG+C** als **Bild** (.EMF-Format) in die Zwischenablage kopioert werden.



Die Erstellung der **JSON-Prognosedatei** mit Hilfe der Funktion **Export: Prognose JSON** und der Standardlastprofile nach VDEW [23] und die Verwendung im Stromnetz wird in Kapitel 30.4 erläutert.

Dateien und Verzeichnisstruktur

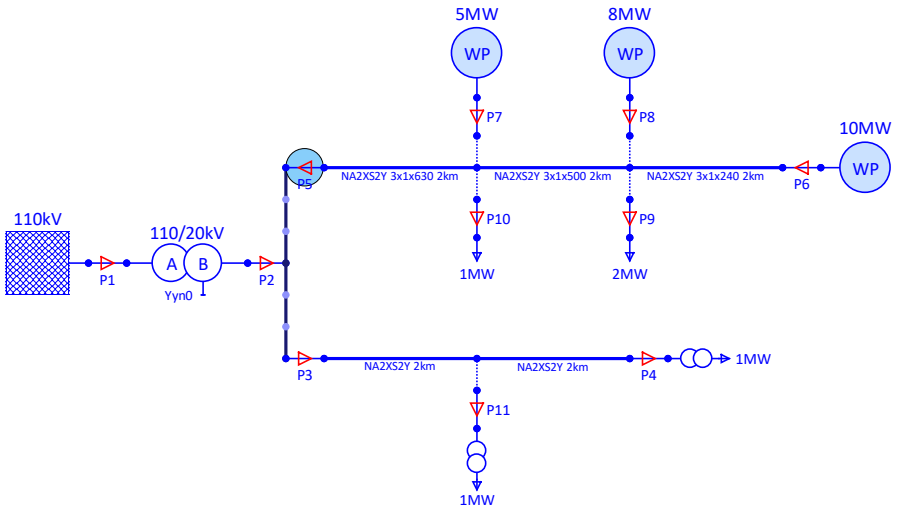
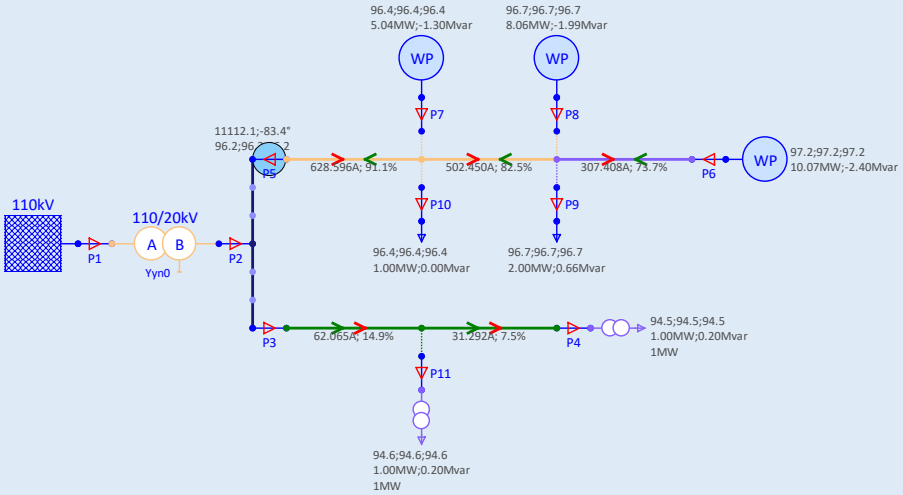
- **Verzeichnis: Projektverzeichnis**
  …__Netz20_20kVMitJSONPrognosedatei
  20240421153134628_Netz20_20kVMitJSONPrognosedatei_LFPROF.XML
  Ergebnisse der Netzzustandsanalyse der Lastflussberechnung mit Lastprofilen

  20240421165047719_Netz20_20kVMitJSONPrognosedatei_LFFORC.XML
  Ergebnisse der Netzzustandsanalyse der Lastflussberechnung mit Prognose

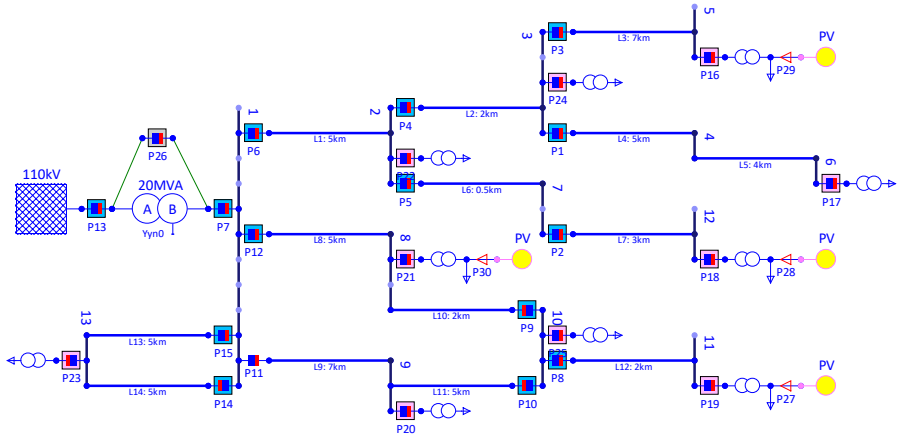
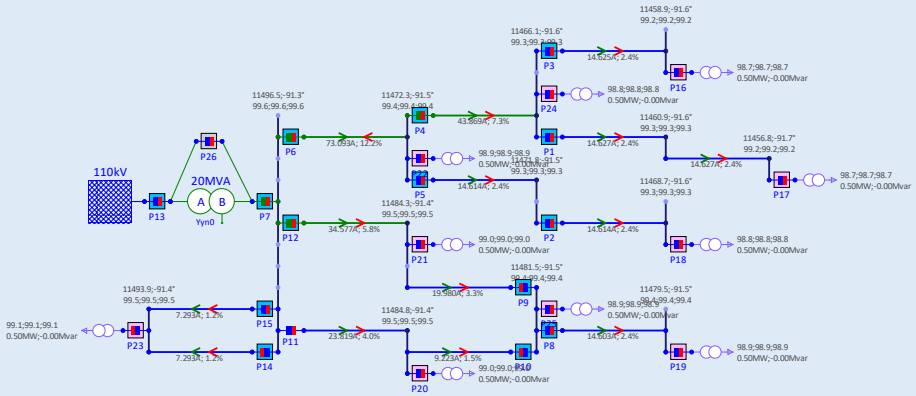
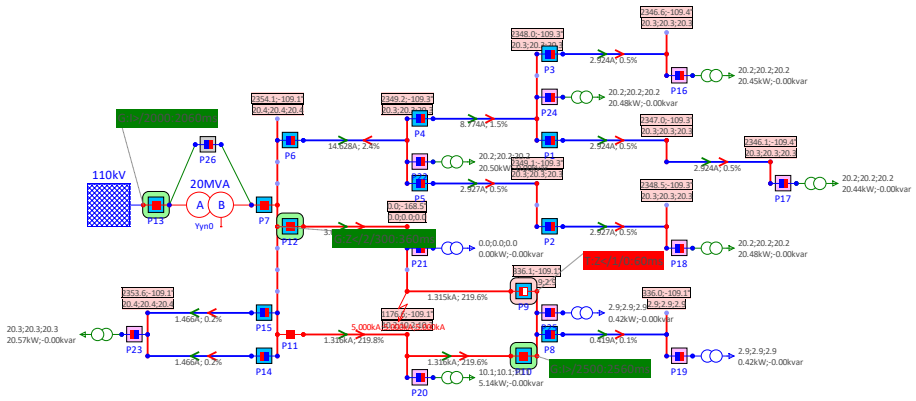
- **Verzeichnis: Projektverzeichnis \ Monitoring**
  2024-4-21-0-15_Netz20_20kVMitJSONPrognosedatei_PROG.JSON

- **Verzeichnis: Projektverzeichnis \ Results**
  20240421165047568_Netz20_20kVMitJSONPrognosedatei_FPFORC.CSV
  20240421165047568_Netz20_20kVMitJSONPrognosedatei_FPFORC.XML

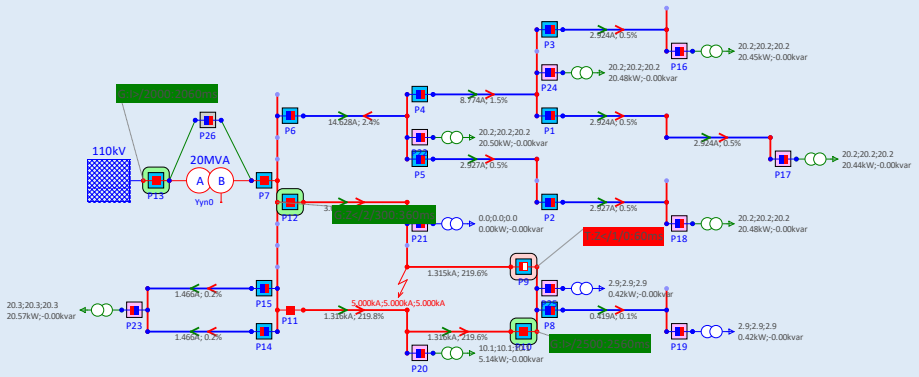
35.1.18 Stromnetz: Netz21_DEA_PQKennlinie_Untererregt_Parkregler

Dateiname	Stromnetz
	Mischpark: Erzeugungsanlage (EZA) mit Parkregler sowie mehrere Erzeugungseinheiten (EZA) und Bezugsanlagen
Netz21_DEA_PQKennlinie_Untererregt_Parkregler	
Lastflussberechnung	Die Ergebnisse der Lastflussberechnung werden in der Netzgrafik angezeigt. 

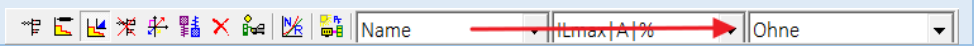
35.1.19 Stromnetz: Netz22_20kVNetzDistanzschutzUndHHSicherungen

Dateiname	Stromnetz
	20kV-Mittelspannungsnetz mit Distanzschutz und HH-Sicherungen mit 3pE-Kurzschluss
Netz22_20kV NetzDistanz-schutzUndHH-Sicherungen	
Lastflussbe-rechnung	
3p-Kurz-schluss	Generalanregung und AUS-Kommandos der Netzschutzgeräte werden in den Netzgrafik im Kurzschlussfall angezeigt. 

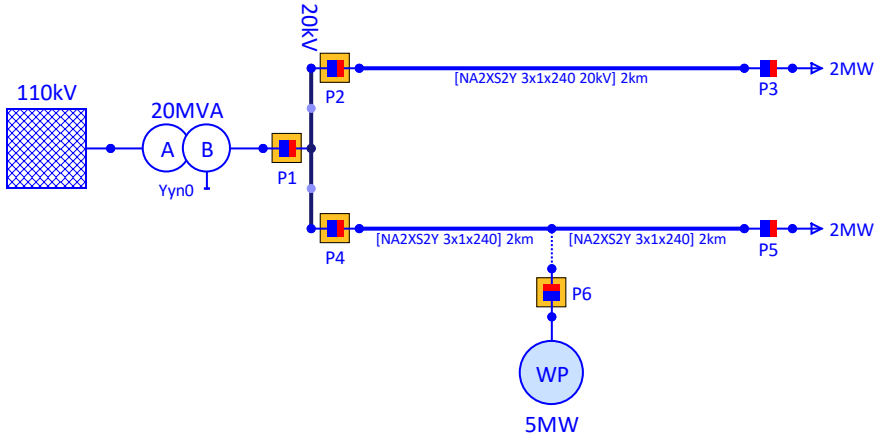
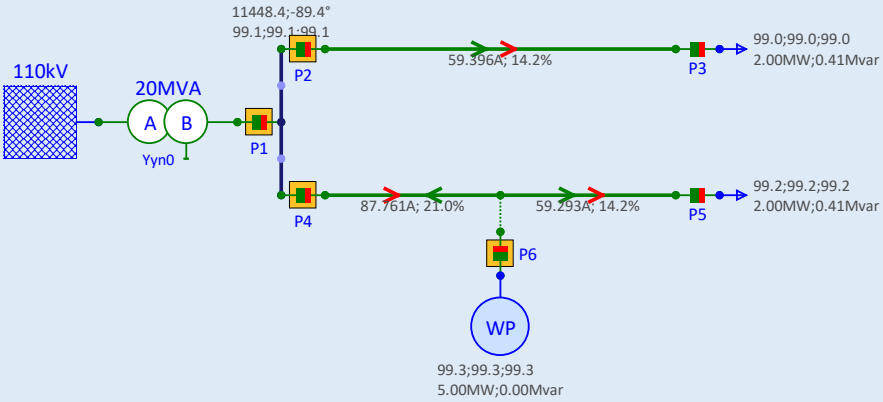
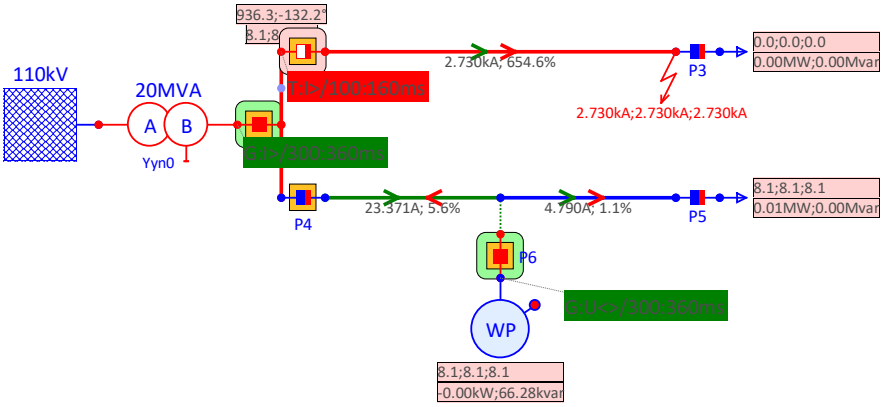
3p-Kurz-schluss



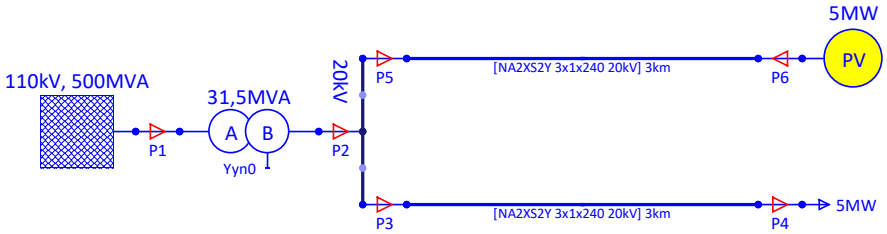
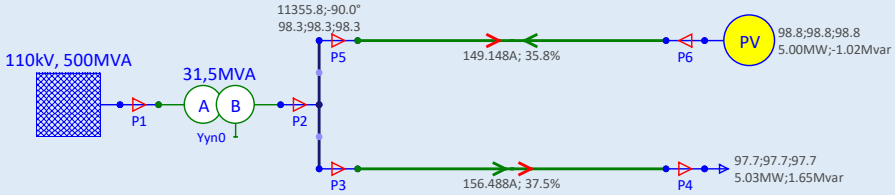
Die Ausgabe der Spannungen an den Sammelschienen in der Netzgrafik kann mit dem Einstellwert **Ohne** in der nachfolgend abgebildeten Auswahlliste **AUS** in der Toolbar geschaltet werden.



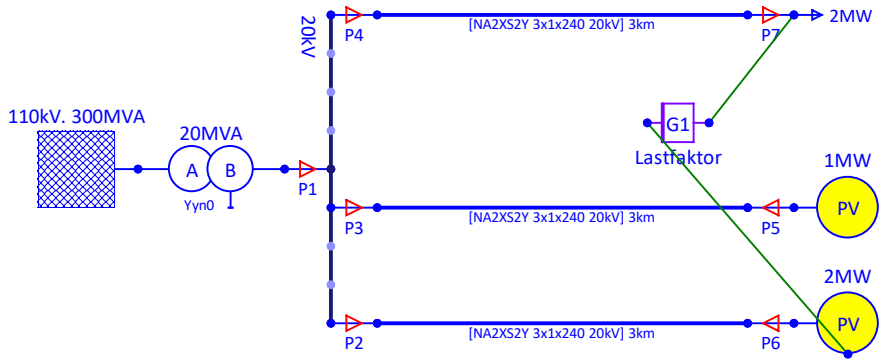
35.1.20 Stromnetz: Netz23_20kVNetzUMZSchutz_DEAimLVRTBetrieb

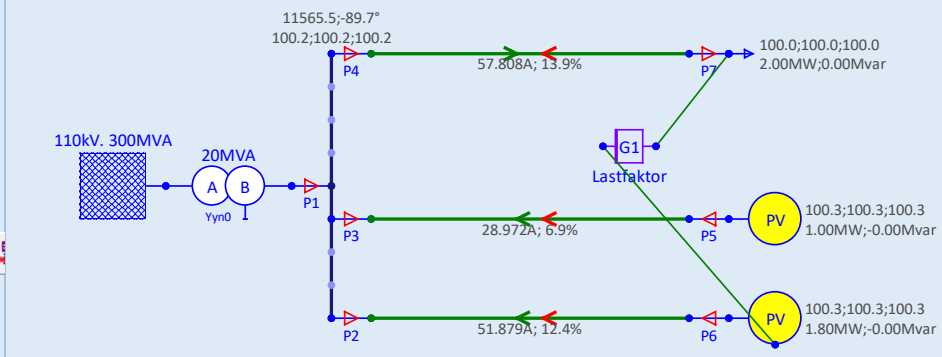
Dateiname	Stromnetz
	20kV-Mittelspannungsnetz mit Dezentralen Erzeugungsanlagen im LVRT-Betrieb im Kurzschlussfall
Netz23_20kV NetzUMZ-Schutz_DEAi mLVRTBetrieb	
Lastflussbe-rechnung	
3p-Kurz-schluss	Generalanregung und AUS-Kommandos der Netzschutzgeräte werden im Kurzschlussfall in den Netzgrafik angezeigt. Die Erzeugungsanlage ist im LVRT-Betrieb (vollständige dynamische Netzstützung). 

35.1.21 Stromnetz: Netz24_20kVMitPVAnlage

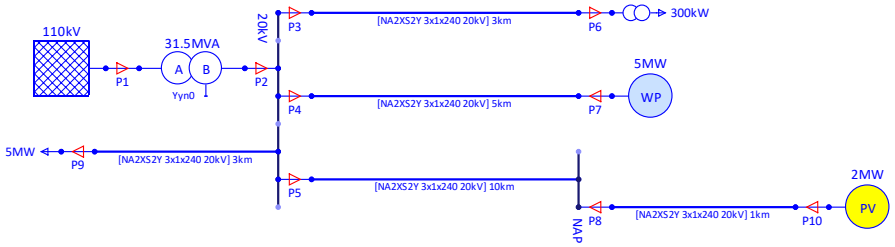
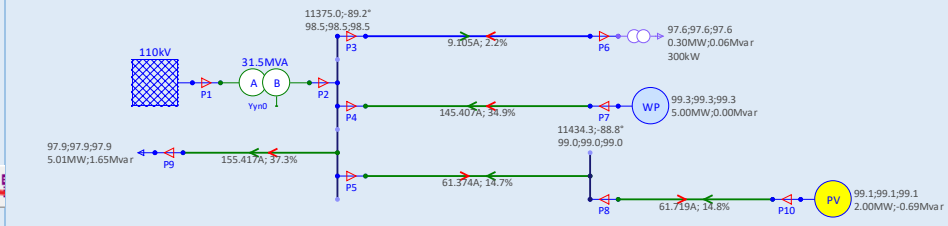
Dateiname	Stromnetz
	20kV-Mittelspannungsnetz mit Dezentralen Erzeugungsanlagen
Netz24_20kV MitPVAnlage	Die Erzeugungsanlage (EZA) wird im untererregten Betrieb, d.h. mit Blindleistungsbezug betrieben, um die Spannungsanhebung am Netzanschlusspunkt (NAP) zu reduzieren. 
Lastflussbe-rechnung 	

35.1.22 Stromnetz: Netz25_20kVNetzautomatisierungDEA

Dateiname	Stromnetz
	Netzautomatisierung: Steuerung der Einspeiseleistung einer Erzeugungsanlage durch die Bezugsleistung einer Verbraucherlast
Netz25_20kV Netzautoma-tisierungDEA	Die Wirkleistung wird mit dem **Mess/Schutzgerät P7** gemessen und über eine **Messleitung** mit dem Eingang der **Schutzlogik/TACS G1** verbunden. Durch eine Kennlinie im Netzwerkelement **G1** wird der Teillastfaktor berechnet und mit einer **Messleitung** an den Steuereingang der **Erzeugungsanlage (DEA)** weitergeleitet (siehe Kapitel **Netzautomatisierung: Steuerung einer Dezentralen Erzeugungsanlage**). 

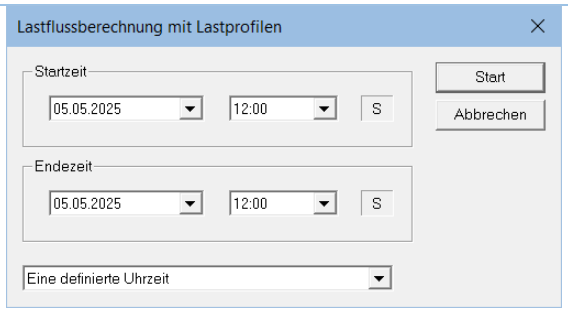
Lastflussberechnung	

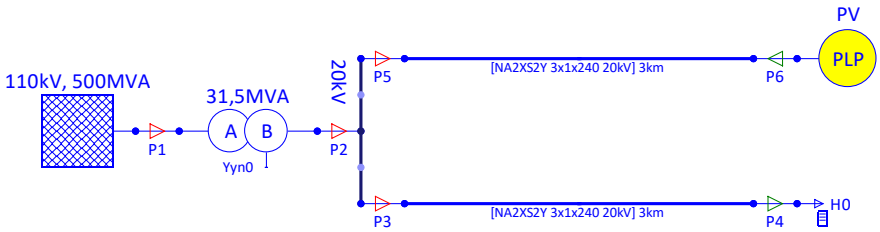
35.1.23 Stromnetz: Netz26_20kVMitErzeugungsanlagenUndNAP

Dateiname	Stromnetz
	Netzauslastungsanalyse eines 20kV-Stromnetzes PV-Anlage (Erzeugungsanlage): Verwendung eines Netzanschlusspunktes (NAP) im 20kV-Stromnetz
Netz26_20kVMitErzeugungsanlagenUndNAP	Der Netzanschlusspunkt (NAP) ist nicht identisch mit dem Netzanschlussknoten der **Erzeugungsanlage (DEA)**, sondern befindet sich an der Sammelschiene **NAP** mit einer Anschlussleitung der Länge 1km. 
Lastflussberechnung	

35.1.24 Stromnetz: Netz27_20kVMitPVAnlageUndLastprofilen

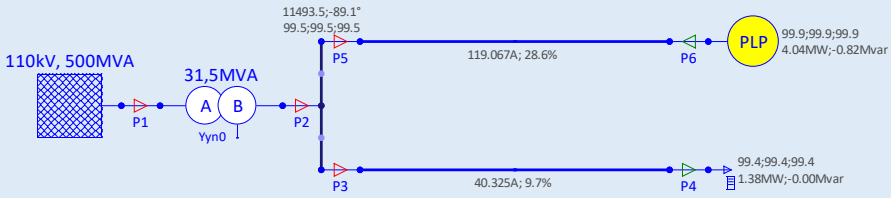
Dateiname	Stromnetz
	Netzauslastungsanalyse eines 20kV-Stromnetzes PV-Anlage (Erzeugungsanlage): Anwendung von Standardlastprofilen nach VDEW zur Nachbildung der zeitabhängigen Leistungseinspeisung
Netz27_20kVMitPVAnlageUndLastprofilen	15min-Intervall: 05.05.2025, 12.00Uhr



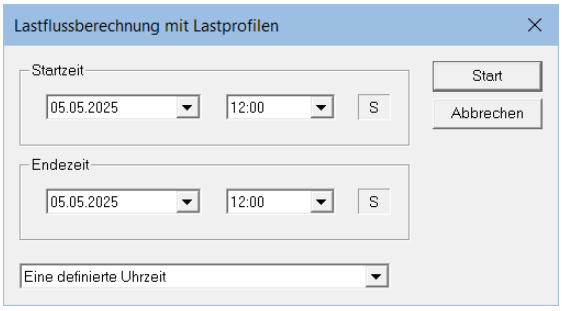


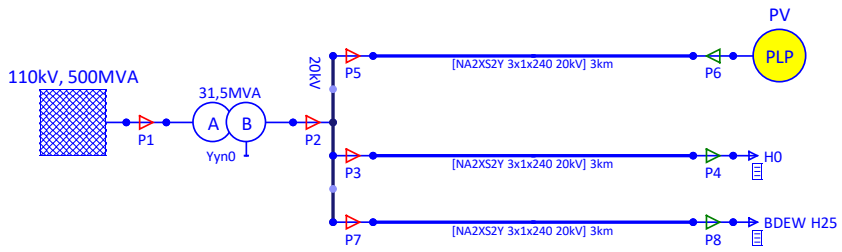
Lastflussberechnung

Die Ergebnisse wurden für die Betriebsart **Eine definierte Uhrzeit** für 12:00Uhr mit Hilfe von Standardlastprofilen nach VDEW berechnet.



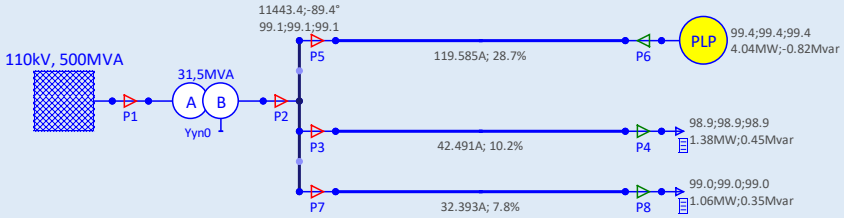
35.1.25 Stromnetz: Netz28_20kVMitPVAnlageUndLastprofilenBDEW

Dateiname	Stromnetz
	Netzauslastungsanalyse eines 20kV-Stromnetzes PV-Anlage (Erzeugungsanlage): Anwendung von Standardlastprofilen nach VDEW zur Nachbildung der zeitabhängigen Leistungseinspeisung
Netz28_20kVMitPVAnlageUndLastprofilenBDEW	15min-Intervall: 05.05.2025, 12.00Uhr 

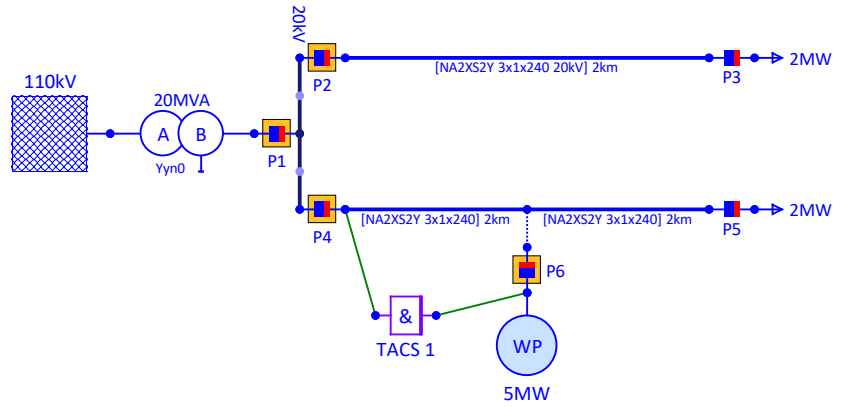


- PV-Erzeugungsanlage PLP: Standardlastprofile nach VDEW für PV-Anlagen mit einer Jahreseinspeisung E = 10^7 kWh
- Bezugsanlage mit VDEW-Standardlastprofil H0 mit einer Jahreseinspeisung E = 10^7 kWh
- Bezugsanlage mit BDEW-Standardlastprofil **BDEW H25** mit einer Jahreseinspeisung E = 10^7 kWh

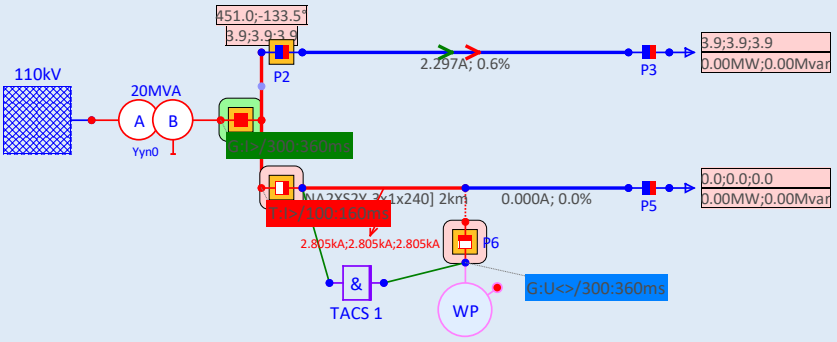
Lastflussberechnung



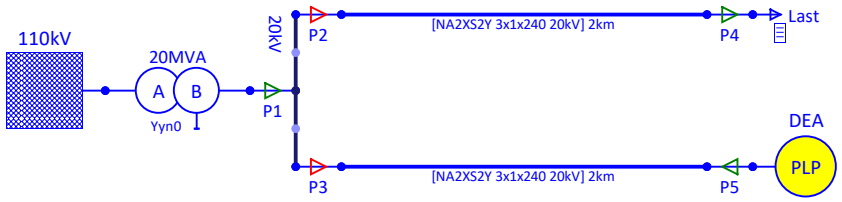
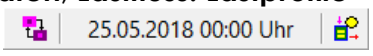
35.1.26 Stromnetz: Netz29_20kVNetzUMZSchutz_LVRT_TACS

Dateiname	Stromnetz
	Kurzschlussschutz einer Leitung durch einen ungerichteten Überstromzeitromzeitschutz (UMZ-Schutz) und Mitnahme der Abschaltung der Erzeugungsanlge durch Schutzlogik
Netz29_20kV NetzUMZ-Schutz_LVRT_TACS	

Mit dem Netzwerkelement **Mess/Schutzgerät** wird ein Überstromzeitschutz als Kurzschlussschutz ausgelegt. Das AUS-Kommando des

	UMZ-Schutzes wird mit Hilfe des Netzwerkelementes **Schutzlogik/TACS** an den Entkupplungsschutz der Erzeugungsanlage **WP** weitergeleitet und führt dort zu einer direkten Auslösung.
3p-Kurzschluss	

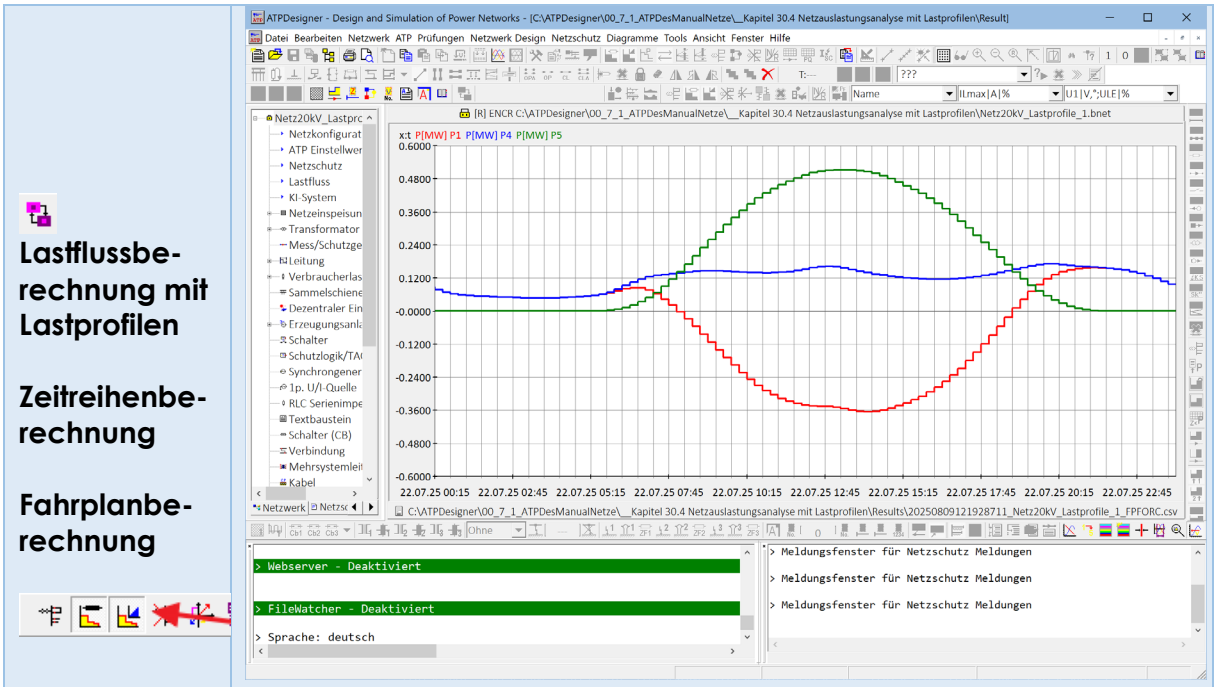
35.1.27 Stromnetz: Netz30_20kVNetzMitLastprofilen

Dateiname	Stromnetz
	Durchführung eines Netzauslastungsanalyse mit einer Zeitreihenberechnung, d.h. einer Lastflussberechnung mit Lastprofilen
Netz30_20kV NetzMitLastprofilen	 ▪ Hauptmenü **Prüfungen** ▪ Menüpunkt **Lastfluss mit Flexibilitäten**, **Lastfluss: Lastprofile** ▪ Toolbar-Button in der Toolbar  Mit Hilfe der Fahrplanmessgeräte werden über gesamte Zeitreihe der 15min-Intervalle die Ergebnisse der Lastflussberechnungen für jedes 15min-Intervall aufgezeichnet und in einer Fahrplandatei gespeichert. Näheres dazu in: Netzauslastungsanalyse: Lastflussberechnung mit Lastprofilen

Lastflussbe-rechnung mit Lastprofilen

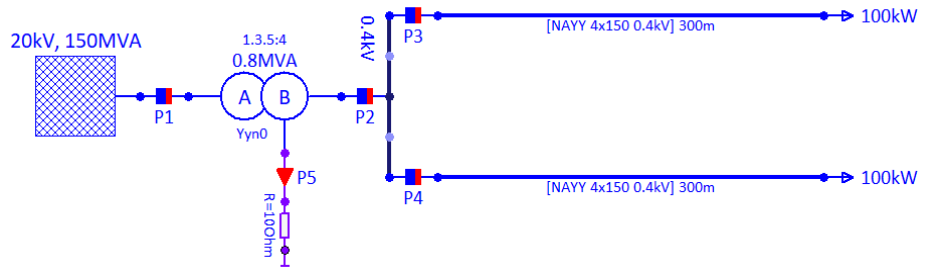
Zeitreihenbe-rechnung

Fahrplanbe-rechnung



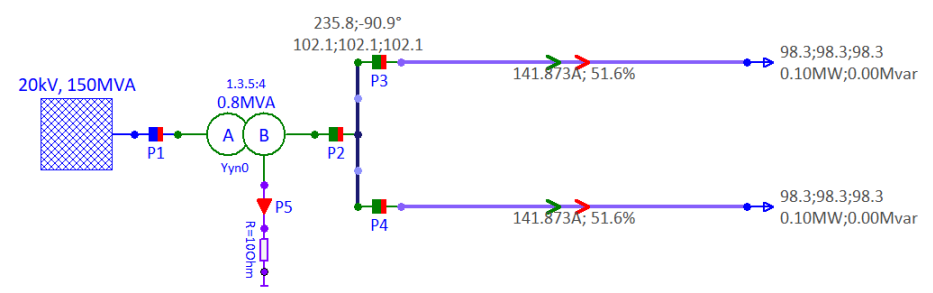
Die Abbildung zeigt die aufgezeichneten **Fahrpläne** an den Messorten der Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät**, die als **Fahrplanmessgerät** parametriert sind.

35.1.28 Stromnetz: Netz31_400V_TrafoSternpunktExtern

Dateiname	Stromnetz
	Sternpunkterdung mit Kurzschlussstrombegrenzung
Netz31_400V_TrafoStern-punktExtern	

An den externen Sternpunkt des Transformators werden 1-phasige Netzwerkelemente **Mess/Schutzgerät**, **RLC Serienimpedanz** und **Erdung** angeschlossen. Die 1-phasigen Netzwerkelemente werden als 1-phasig für **Leiter L1** eingestellt.

Lastflussbe-rechnung



35.2 Stromnetze für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge

Die nachfolgenden dargestellten Stromnetze sind für die **Berechnung dynamischer Netzvorgänge** vorgesehen.

- Toolbar-Button
- Hauptmenü **ATP**, Menüpunkt **.ATP-Datei schreiben und ATP ausführen**
- Tastenkürzel **Strg + R**

In dem nachfolgenden Einstelldialog sind wichtige Einstellwerte für die Berechnung eines dynamischen Netzvorgangs mit Spannungen u(t) und Strömen i(t) als zeitliche Größen dargestellt.

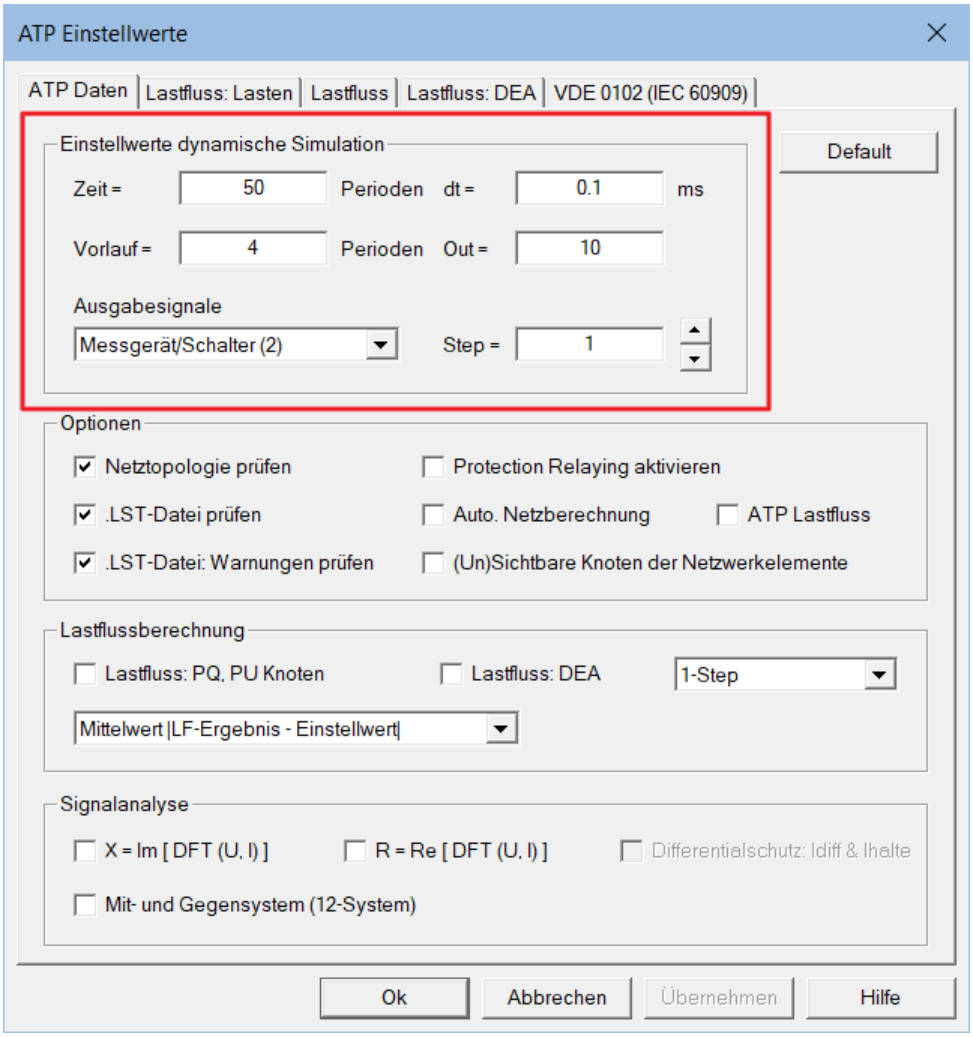


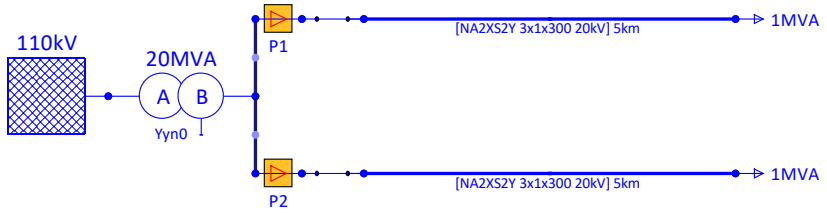
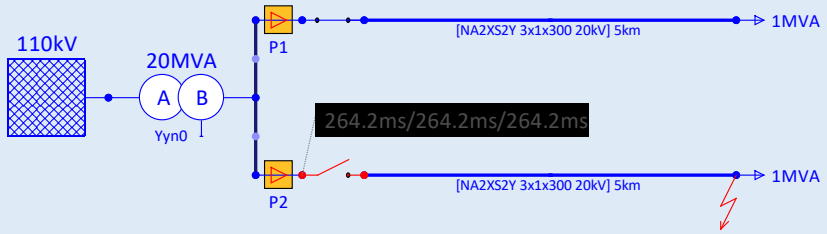
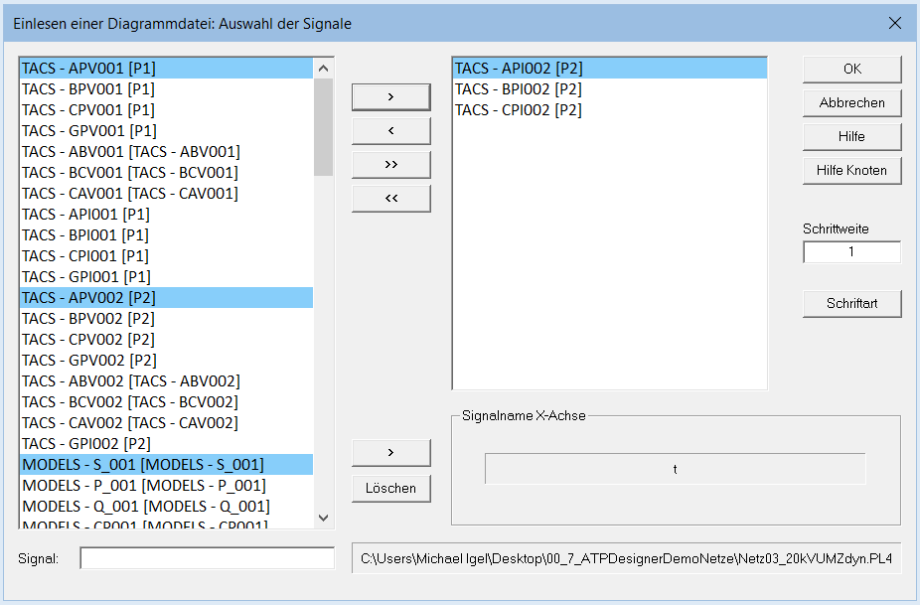
Abbildung 124: Einstellwerte für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge

- Hauptmenü **Netzwerk**
- Menüpunkt **ATP Einstellwerte**

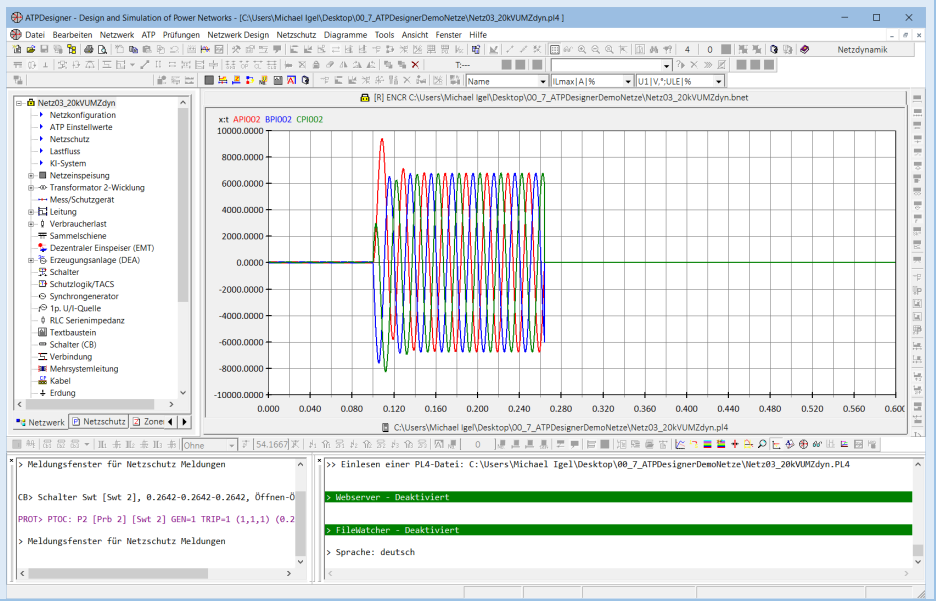
Einstellwert	Bedeutung
Zeit	Dauer des simulierten Zeitbereiches in Vielfachen einer Netzperiode T

	$T = \frac{1}{f_n}$ mit f_n = Nennfrequenz
dt	**Zeitschritt dt**: Zeitliche Auflösung des Diagramms mit den zeitabhängigen Signalen u(t), i(t), …
Step	Interne Rechenschrittweite des ATP je **Zeitschritt dt**

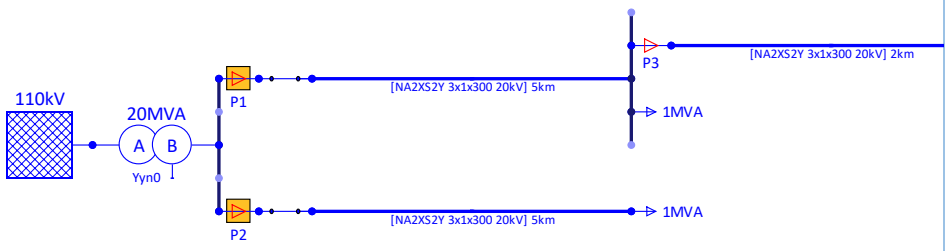
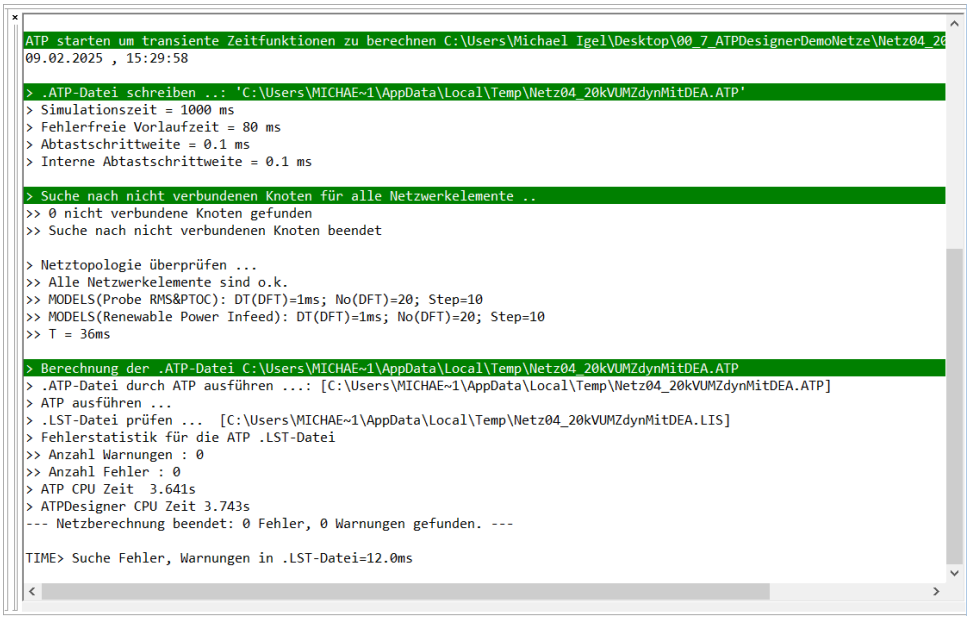
35.2.1 Stromnetz: Netz03_20kVUMZdyn

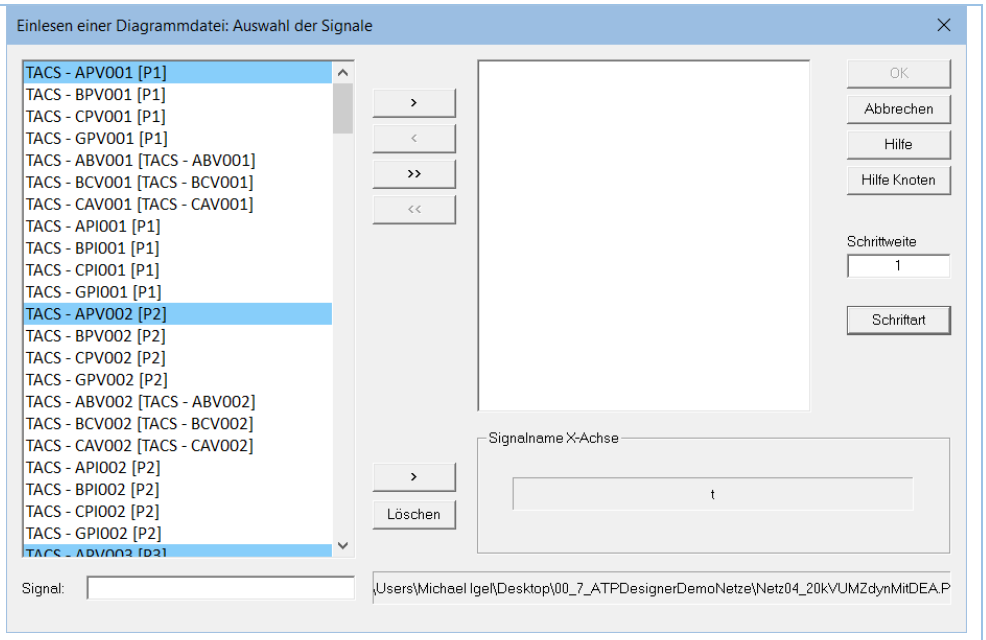
Dateiname	Stromnetz
	20kV-Stromnetz mit Überstromzeitschutz (UMZ-Schutz)
Netz03_20kVUMZdyn	
Berechnung dynamischer Netzvorgänge **3p-Kurzschluss**	  Die Ergebnisse der Netzberechnung, d.h. die zeitlichen Signale wer-den in einer .PL4-Datei gespeichert, in dem Beispiel: ▪ **Netz03_20kVUMZdyn.PL4**

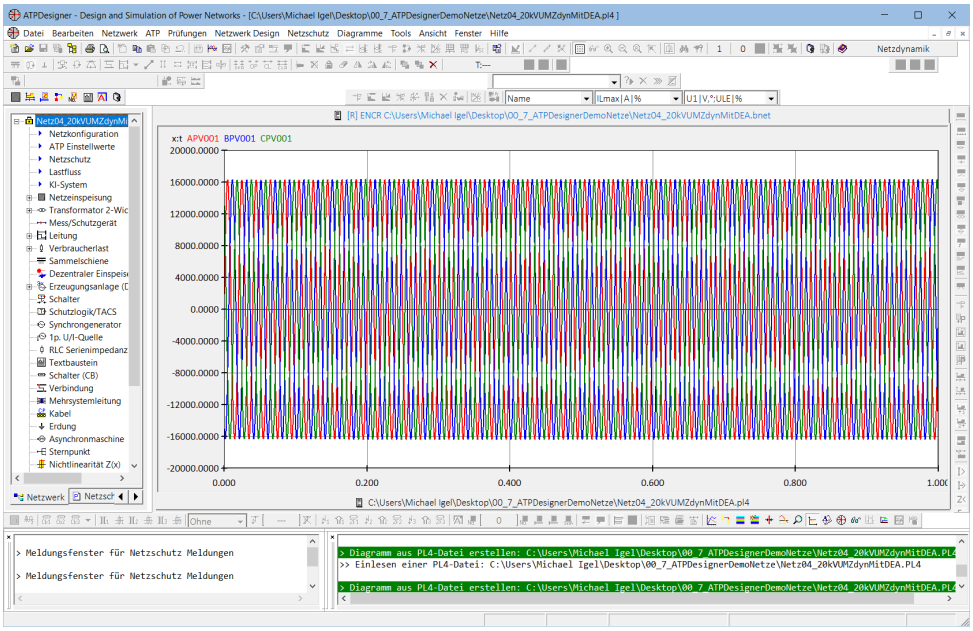
In dem nachfolgenden Diagramm ist der Kurzschlusseintritt bei t=100ms und das Abschalten des Kurzschlussstromes bei ca. t=260ms durch ein AUS-Kommando des Überstromzeitschutzes zu erkennen.



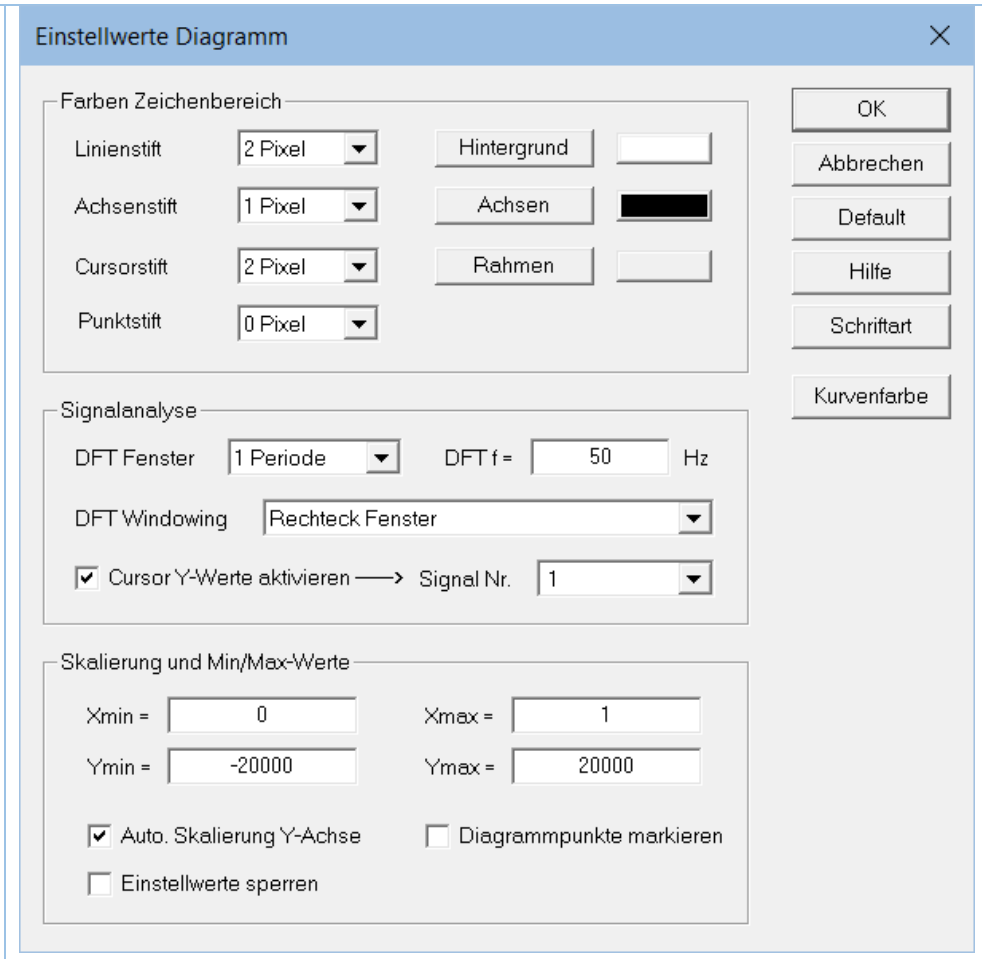
35.2.2 Stromnetz: Netz04_20kVUMZdynMitDEA

Dateiname	Stromnetz
	20kV-Stromnetz mit Überstromzeitschutz (UMZ-Schutz) und Dezentraler Erzeugungsanlage (RPI-Modell)
Netz04_20kV UMZdynMit-DEA	
Lastflussberechnung	Eine Lastflussberechnung ist mit diesem Stromnetz niucht möglich, da das Netzwerkelement **Dezentraler Einspeiser (EMT)** dafür nicht verwendet werden kann.
Berechnung dynamischer Netzvorgänge	Nach dem Start der Berechnung werden Meldungen im **Meldungsfenster** ausgegeben.  Die Ergebnisse der Netzberechnung, d.h. die zeitlichen Signale werden in einer .PL4-Datei gespeichert, in dem Beispiel: ▪ **Netz04_20kVUMZdynMitDEA.PL4** Mit dem Toolbar-Button wird ein Dialog geöffnet, um die Signale für das Diagramm auszuwählen.

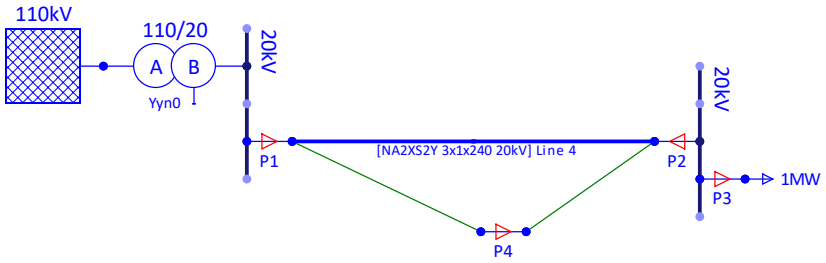
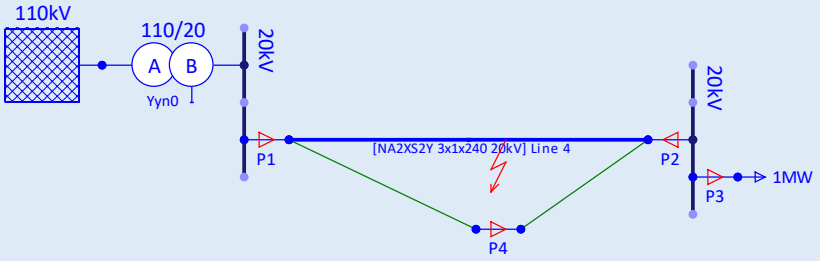
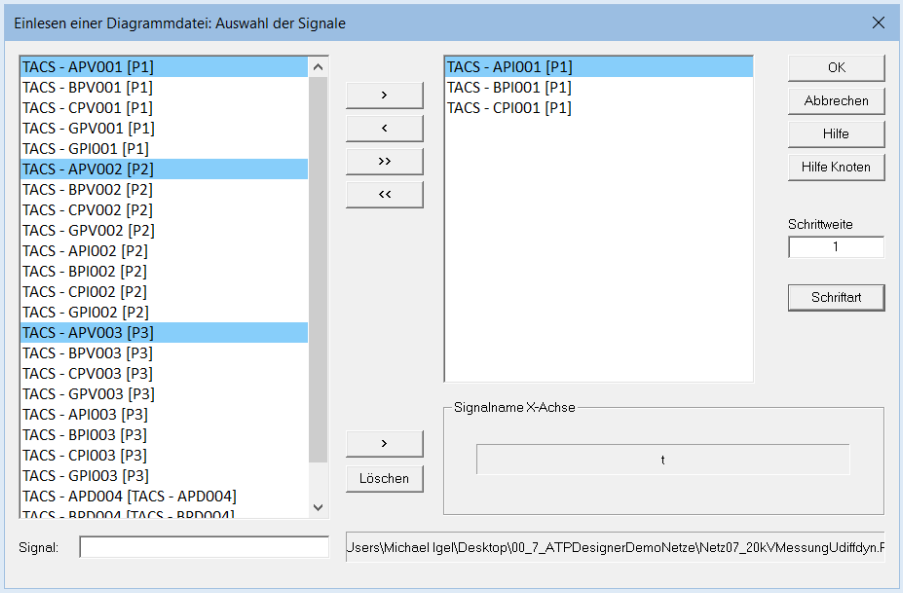


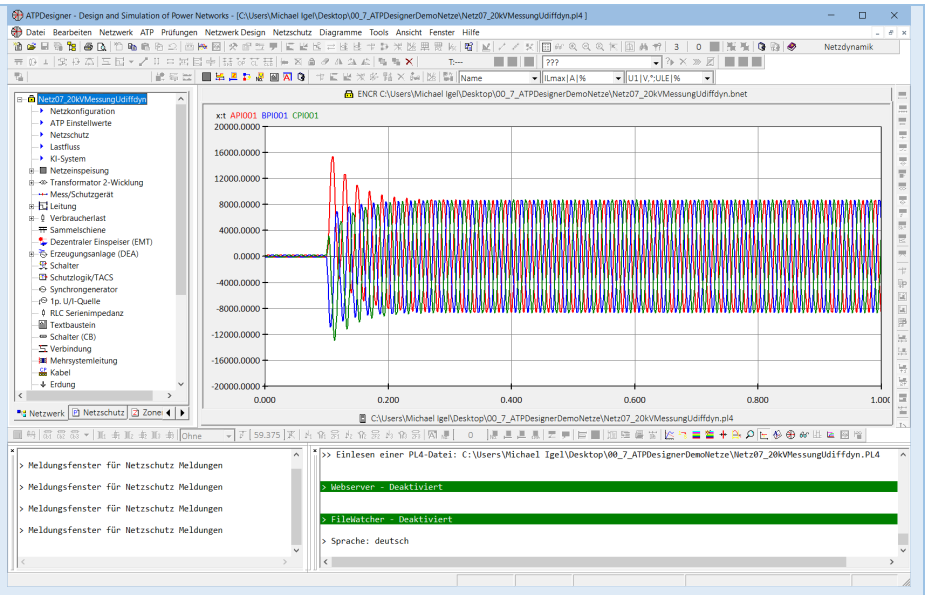


Mit dem Toolbar-Button wird der nachfolgende Einstelldialog geöffnet, in dem Einstellwerte für das Diagramm enthalten sind.


Einstellwerte Diagramm
Farben Zeichenbereich
Linienstift
2 Pixel
Hintergrund
Achsenstift
1 Pixel
Achsen
Cursorstift
2 Pixel
Rahmen
Punktstift
0 Pixel
OK
Abbrechen
Default
Hilfe
Schriftart
Kurvenfarbe
Signalanalyse
DFT Fenster
1 Periode
DFT f =
50
Hz
DFT Windowing
Rechteck Fenster
Cursor Y-Werte aktivieren
Signal Nr.
1
Skalierung und Min/Max-Werte
Xmin =
0
Xmax =
1
Ymin =
-20000
Ymax =
20000
Auto. Skalierung Y-Achse
Diagrammpunkte markieren
Einstellwerte sperren

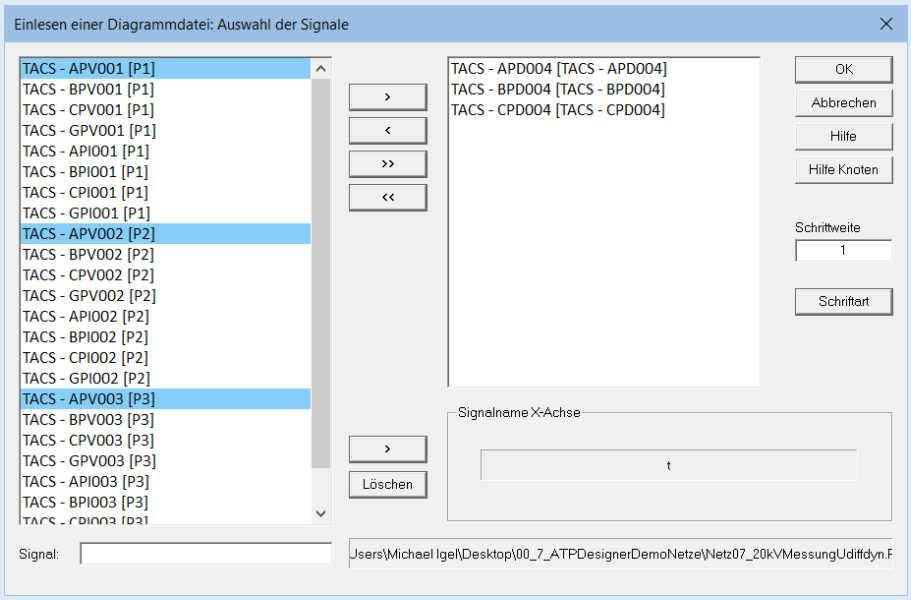
35.2.3 Stromnetz: Netz07_20kVMessungUdiffdyn

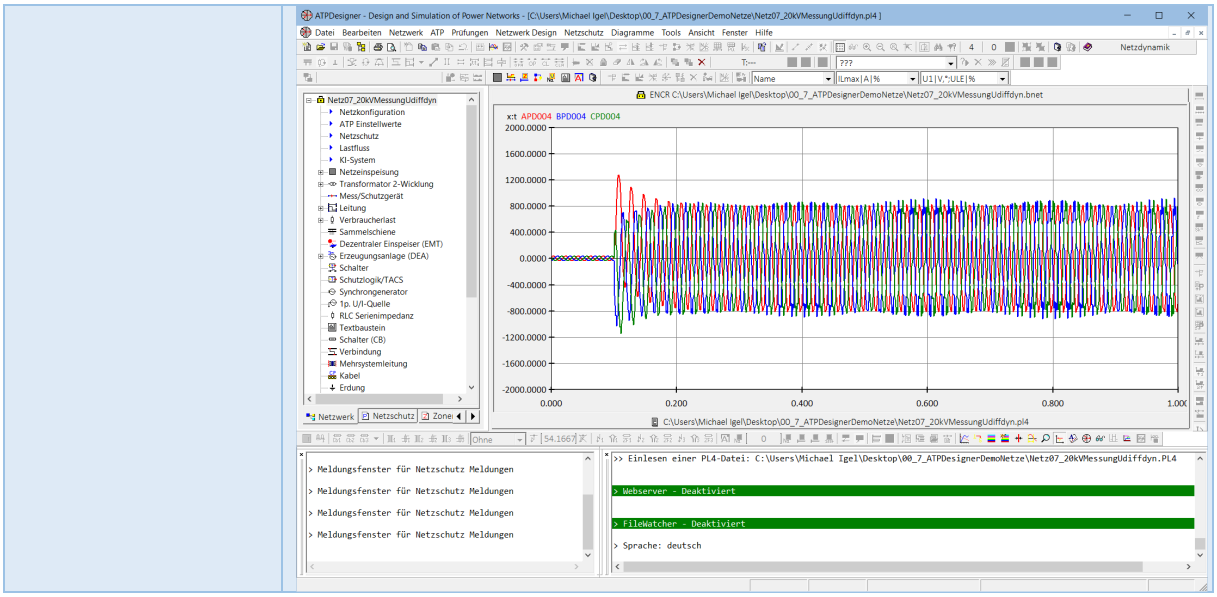
Dateiname	Stromnetz
	20kV-Stromnetz mit Messung der Differenzspannung
Netz07_20kVMessungUdiffdyn	
Berechnung dynamischer Netzvorgäng	 Die Ergebnisse der Netzberechnung, d.h. die zeitlichen Signale werden in einer .PL4-Datei gespeichert, in dem Beispiel: ▪ **Netz07_20kVMessungUdiffdyn.PL4**  Am Messort **P1** werden die Leiterströme ausgewählt. ▪ Leiterstrom $i_{L1}(t)$ = TACS – API001(P1) ▪ Leiterstrom $i_{L2}(t)$ = TACS – BPI001(P1) ▪ Leiterstrom $i_{L3}(t)$ = TACS – CPI001(P1)



Im nächsten Diagramm werden Differenzspannungen **P1** – **P2** ausgewählt.

- Differenzspannung L1 (P1 – P2) = TACS – APD004
- Differenzspannung L2 (P1 – P2) = TACS – BPD004
- Differenzspannung L3 (P1 – P2) = TACS – CPD004




ATPDesigner - Design and Simulation of Power Networks - [C:\Users\Michael Igel\Desktop\00_7_ATPDesignerDemoNetze\Netz07_20kVMessungUdiffdyn.pl4]
Datei Bearbeiten Netzwerk ATP Prüfungen Netzwerk Design Netzschutz Diagramme Tools Ansicht Fenster Hilfe
Netzdynamik
Netz07_20kVMessungUdiffdyn
Netzkonfiguration
ATP Einstellwerte
Netzschutz
Lastfluss
KI-System
Netzeinspeisung
Transformator 2-Wicklung
Mess/Schutzgerät
Leitung
Verbraucherlast
Sammelschiene
Dezentraler Einspeiser (EMT)
Erzeugungsanlage (DEA)
Schalter
Schutzlogik/TACS
Synchrongenerator
Tp. U/I-Quelle
RLC Serienimpedanz
Textbaustein
Schalter (CB)
Verbindung
Mehrsystemleitung
Kabel
Erdung
Netzwerk
Netzschutz
ENCR C:\Users\Michael Igel\Desktop\00_7_ATPDesignerDemoNetze\Netz07_20kVMessungUdiffdyn.bnet
x:t APD004 BPD004 CPD004
2000.0000
1600.0000
1200.0000
800.0000
400.0000
0.0000
-400.0000
-800.0000
-1200.0000
-1600.0000
-2000.0000
0.000
0.200
0.400
0.600
0.800
C:\Users\Michael Igel\Desktop\00_7_ATPDesignerDemoNetze\Netz07_20kVMessungUdiffdyn.pl4
> Meldungsfenster für Netzschutz Meldungen
> Meldungsfenster für Netzschutz Meldungen
> Meldungsfenster für Netzschutz Meldungen
> Meldungsfenster für Netzschutz Meldungen
>> Einlesen einer PL4-Datei: C:\Users\Michael Igel\Desktop\00_7_ATPDesignerDemoNetze\Netz07_20kVMessungUdiffdyn.PL4
> Webserver - Deaktiviert
> FileWatcher - Deaktiviert
> Sprache: deutsch

36 Typkennung der Netzwerkelemente

Erläuterungen zur den Netzwerkelementen sind in [Bd. 2] enthalten.

Typkennung	Netzwerkelement
3	Sammelschiene
5	Verbraucherlast
6	Transformator 2-Wicklung
17	Mess/Schutzgerät
19	Transformator 2/3-Wicklung (BCTRAN)
21	Erzeugungsanlage (DEA)
24	Schutzlogik (TACS)
28	Schalter

Dokumente

[1] Digitaler Distanzschutz
Verhalten der Algorithmen bei nichtidealen Eingangssignalen
Nelles, Dieter; Opperskalski, Hartmut; Deutscher Universitäts-Verlag, 1991

[2] VDE 0102, DIN EN 60909-0, IEC60909-0:2016, Dezember 2016
Kurzschlussströme in Drehstromnetzen, Teil 0: Berechnung der Ströme

[3] Netzregelung durch Energiespeicher im Niederspannungsnetz
Vom Bundesministerium für Bildung und Forschung unter dem Förderkennzeichen FN17N3408 geförderten Vorhabens, Abschlussbericht Mai 2012

[4] BDEW (Hrsg.): Technische Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“, Berlin: 2008

[5] Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung - SDLWindV), 2009

[6] Transmission Code 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber TC2007, 2007

[7] Digitaler Differentialschutz: Grundlagen und Anwendungen
Gerhard Ziegler, Siemens, 2. Auflage

[8] Numerical Fault Arc Simulation Based on Power Arc Tests
M. Kizilcay; K.-H. Koch; ETEP Vol 4., No. 3, May/June 1994

[9] Sicherungshandbuch Starkstromsicherungen
Dr.-Ing. Herbert Bessei, NH/HH-Recycling, www.nh-hh-recycling.de

[10] DIN EN 61400-21 (VDE 0127-21:2009-6), Normen für Windenergieanlagen

[11] DIN VDE 0276-1000:1995-06 Starkstromkabel
Teil 1000: Strombelastbarkeit, Allgemeines, Umrechnungsfaktoren

[12] DIN VDE 0103 Kurzschlussströme – Berechnung der Wirkung
DIN EN 60865-1:Teil 1: Begriffe und Berechnungsverfahren

[13] Leistungsbegriffe für Ein- und Mehrphasensysteme
(nach DIN 40110-1 und DIN 40110-2)
Helmut Späth, VDE Schriftenreihe 103, VDE Verlag GmbH, 2. Auflage 2012

[14] Lastenheft Blindleistungs-Unterspannungsschutz (Q-U-Schutz)
Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), Februar 2010

[15] Elektrische Kraftwerke und Netze
Oeding, D.; Oswald, B.; Springer Verlag, 7. Auflage

[16] Druml, Gernot; Kugi, Andreas (2003): Verfahren zur Erkennung der Richtung eines Erdschlusses. Angemeldet durch EDC GmbH, 90768 Fürth, DE am 22.01.2003. Veröffentlichungsnummer: DE10302451B3

[17] Druml, Gernot: 4. ETG Fachtagung STE 2017. Sternpunktbehandlung in Netzen bis 110kV (D-A-CH)

[18] DIN VDE-AR-N 4110 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)

[19] Electro-Magnetic Transients Program (EMTP) Theory Book (www.eeug.org)

[20] Alternative Transients Program (ATP) Rule Book
Canadian/American EMTP User Group (www.eeug.org)

[21] Office Open XML (www.officeopenxml.com)

[22] Elektromobilität als Anwendungsfall des Ampelkonzeptes im Verteilnetz
Diskussionspapier, BDEW, April 2018

[23] Anwendung der Repräsentativen VDEW-Lastprofile
VDEW Materialien, VDEW-Frankfurt 2000

[24] Grundsätze für die Planung des deutschen Übertragungsnetzes
50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, Stand März 2018

[25] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung
Energiewirtschaftsgesetz – EnWG, Stand 21.12.2020

[26] Elektrische Energieübertragungssysteme
Teil 1: Stationärer Betriebszustand
Handschin, Edmund; ELTEX Studientexte Elektrotechnik

[27] DIN EN 50160
Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen
Februar 2011 (DIN EN 50160:2011-02)

[28] JSON (JavaScript Object Notation)
ECMA-404 The JSON Data Interchange Standard (www.json.org)

[29] DIN VDE-AR-N 4120 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung)
Stand: November 2018

[30] DIN VDE-AR-N 4105 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz
Stand: November 2019

[31] EDI@Energy Codeliste der OBIS-Kennzahlen und Medien
BDEW, Version 2.3, 01.04.2021

[32] Erstellung temperaturabhängiger Lastprofile für Speicherheizungen und Wärmepumpen mit E-Mobilität
Mayer, Ulrike; Basaran, Setenay; Bayernwerk Netz GmbH

www.bayernwerk-netz.de; Stand: 01.07.2020

[33] Regelzonenübergreifendes Netzengpassmanagement mit optimalen Topologiemaßnahmen
Alain Franck Kaptue Kamga
Dissertation Bergische Universität Wuppertal, 2009

[34] K. F. Schäfer: Netzberechnung Verfahren zur Berechnung elektrischer Energieversorgungsnetze.
Wiesbaden: Springer Vieweg, 2020.

[35] L. Simon M.Sc., Masterarbeit - Flexibilität in Stromverteilnetzen 2021.

[36] Prognose mit Flexibilitäten
Ein Verfahren für die Berechnung von 15min-Fahrplänen für Flexibilitäten zur Sicherstellung eines normativ zulässigen Netzzustandes
Vanessa Spies, M.Sc.; Lucas Simon, M.Sc.; Prof, Dr.-Ing. Michael Igel
Saarbrücken, 2024

[37] IEC 60255-24:2001 (VDE 0435-3040): 2002-04
Elektrische Relais
Teil 24: Standardformat für den Austausch von transienten Daten elektrischer Energieversorgungsnetze (COMTRADE)

[38] DIN IEC 60076-1 (VDE 0532-76-1):2012-03
Leistungstransformatoren, Teil 1: Allgemeines

[39] DIN 40200: Oktober 1981
Nennwert, Grenzwert, Bemessungswert, Bemessungsdaten

[40] Hinweise zu den aktualisierten Standardlastprofilen Strom
Aktualisierte Lastprofile H25 (Haushalt), G25 (Gewerbe), L25 (Landwirtschaft), P25 (Kombinationsprofil PV), S25 (Kombinationsprofil PV-Speicher)
BDEW, Berlin, 17. März 2025

[41] UTC-Format
Koordinierte Weltzeit (Coordinated universal time)

[42] Winter, Andreas: Entwicklung einer hybriden Künstlichen Intelligenz für die Identifikation und Optimierung von Netzzuständen in elektrischen Verteilungsnetzen. Dissertation 2025, TU Dresden

Handbücher zu ATPDesigner

[Bd. 1] Einführung in ATPDesigner, Band 1: Grundlagen und Bedienung

[Bd. 2] Einführung in ATPDesigner, Band 2: Konfiguration und Betriebsmittel

[Bd. 3] Einführung in ATPDesigner, Band 3: Netzberechnung