

**„Schutzsysteme
für die Verteilungsnetze der Zukunft“**

„Protection for Future Distribution Systems“



Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Koordination:

Institut für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen
Univ.-Prof. Dr.-Ing. Armin Schnettler

Laufzeit:

1.12.2012 – 31.12.2016

Abschlussbericht zum Verbundvorhaben

Schutzsysteme für die Verteilungsnetze der Zukunft



Zuwendungsempfänger / Förderkennzeichen

Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen (RWTH Aachen)
Institut für Hochspannungstechnik (IFHT)

Fkz.: 03ET7506A

Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH)

Fkz.: 03ET7506B

Hochschule für Technik und Wirtschaft des Saarlandes (htw saar)

Fkz.: 03ET7506C

SMA Solar Technology AG

Fkz.: 03ET7506E

innogy SE

Fkz.: 03ET7506F

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren:

F. Glinka (IFHT), T. Wippenbeck (IFHT), M. Jäkel (FGH), M. Ames (htw saar), M. Igel (htw saar), V. Sakschewski (SMA), T. Schmidt (innogy)

Projektleiter

Dr.-Ing. Tilman Wippenbeck (01.12.2012 – 31.12.2013)

Dipl.-Ing. Felix Glinka (01.01.2013 – 31.12.2016)

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

Berichtsdatum

Aachen, 27.06.2017

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Inhaltsverzeichnis

1	Kurze Darstellung.....	9
1.1	Aufgabenstellung	9
1.2	Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde	9
1.3	Planung und Ablauf des Vorhabens	10
1.4	Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde	11
1.5	Zusammenarbeit mit anderen Stellen	14
2	Eingehende Darstellung	15
2.1	Executive Summary	15
2.2	Veränderungen und Herausforderungen in zukünftigen Verteilungsnetzen.....	17
2.2.1	Veränderungen im Verteilungsnetz und Szenarien zukünftiger Netze.....	17
2.2.2	Identifizierte Schutzherausforderungen.....	19
2.2.3	Real und Musternetze	20
2.2.4	Anforderungen an den Netzschutz in zukünftigen Verteilungsnetzen.....	22
2.3	Empirische Charakterisierung des Verhaltens dezentraler Energiewandlungsanlagen	23
2.3.1	Batteriespeicherverhalten	23
2.3.2	Wechselrichterverhalten im Fehlerfall	25
2.3.3	Zentrale Erkenntnisse und resultierende Anforderungen.....	29
2.4	Systemische Modelle und neuartige Berechnungsverfahren für zukünftige Verteilungsnetzsysteme	34
2.4.1	Dynamische Gesamtnetzmodelle und –verfahren	34
2.4.2	Quasistationäre Gesamtnetzmodelle und -verfahren.....	41
2.4.3	Verifikationen der Gesamtnetzmodelle	48
2.4.4	Behandlung hochdimensionaler Parameterräume	50
2.5	Analyse des Bestandschutzes & Identifikation von Schutzherausforderungen.....	51
2.5.1	Schutzlabore.....	52
2.5.2	Schutzherausforderungen in der Niederspannung.....	54
2.5.3	Schutzherausforderungen in der Mittelspannung.....	58
2.6	Konzeptionierung, Verifikation und Bewertung Lösungskonzepte	71
2.6.1	Lösungen für Herausforderungen in der Niederspannung	71
2.6.2	Lösungen für Schutzherausforderungen in der Mittelspannung	74
2.7	Problemidentifikation und Handlungsempfehlungen für die Netzpraxis	79
2.7.1	Identifikation von Netzen mit Herausforderungen durch Zwischeneinspeisung	80
2.7.2	Entwicklung und Erprobung eines Bewertungsverfahrens.....	86
2.7.3	Auswahl von Lösungskonzepten bei Hinzunahme wirtschaftlicher Aspekte.....	88

2.7.4	Schutzprüfverfahren für zukünftige Verteilungsnetze.....	91
2.8	Zusammenfassung & Schlussfolgerungen	92
2.9	Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises.....	94
2.10	Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit	94
2.11	Voraussichtlicher Nutzen, insbesondere Verwertbarkeit des Ergebnisses im Sinne des fortgeschriebenen Verwertungsplanes	95
2.12	Während der Durchführung des Vorhabens dem ZE bekannt gewordenen Fortschritts auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen	98
2.13	Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen der Ergebnisse	99
3	Literaturverzeichnis	101

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 - ProFuDiS Projektkonsortium.....	10
Abbildung 2 - Vorgabe Netzverbleib DEA in Abhängigkeit der Rest-spannung nach VDE-AR-N 4105 (A) [4] / BDEW Mittelspannungsrichtlinie (B) [3]	18
Abbildung 3 - links: Darstellung eine MS-Landmusternetzes, rechts: Darstellung eines NS-Landmusternetzes	21
Abbildung 4 - links: Darstellung der begrenzten Abbildung von realen Netzen durch Musternetze; rechts: Vergleich von realen und synthetischen Netzen am Beispiel des Kabeltyps [22].....	21
Abbildung 5 - Netzeinspeisung der htw saar.....	24
Abbildung 6 - Laboraufbau Netzintegration erneuerbarer Energieerzeuger	24
Abbildung 7 - Schematischer Aufbau Leclanché-Batteriesystem (links), Messaufbau (rechts).....	24
Abbildung 8 - NS-Kurzschlussnachbildung	26
Abbildung 9 - Leistungsumsatz je Phase bei resistiver Fehlerimpedanz für verschiedene Sicherungsauslösezeiten	26
Abbildung 10 - Konzept der Testumgebung für die Validierung des dynamischen Verhaltens eines Wechselrichtermodells.....	27
Abbildung 11 - Vergleich von Effektivwerten zwischen Messung und Simulation	28
Abbildung 12 - Fehlertypen nach [36]	29
Abbildung 13 - Versuchsaufbau Wechselrichtervermessung.....	29
Abbildung 14 - Gemessene Abschaltzeiten PV-Umrichter nach VDE-AR-N 4105	30
Abbildung 15 - Gemessene maximale Stromüberhöhung Fehlerstrom zu Vorfehlerstrom bei PV Wechselrichtern nach VDE-AR-N 4105.....	30
Abbildung 16 - Effektivstrom in Abhängigkeit der minimalen Phasen-Spannung	31
Abbildung 17 - Blindstrom in Abhängigkeit der minimalen Phasenspannung.....	31
Abbildung 18 - Wirkstrom in Abhängigkeit der minimalen Phasen-Spannung.....	32
Abbildung 19 - Varianten der Effektivstromeinspeisung von Typ 2 Anlagen nach BDEW Mittelspannungsrichtlinie	32
Abbildung 20 - Ein- und Anschlagzeiten bei Umrichtern nach BDEW Mittelspannungsrichtlinie	32
Abbildung 21 - Gemessener Strom- und Spannungsverlauf am Stranganfang eines NS-Stranges mit 55 kWp PV-WR Einspeisung. mit vollst. Dyn. Netzstützung, 3ph.-Spannungseinbruch auf 46% Restspannung [19]	32
Abbildung 22 - Gesamt- und Grundschiwingungswirkleistung.....	33
Abbildung 23 - Oberschiwingungswirkleistung.....	33
Abbildung 24 - Ablaufdiagramm LVRT/HVRT-Betrieb	35
Abbildung 25 - Modellstruktur Wechselrichtermodell	35
Abbildung 26 - Leiterströme beim Lastsprung von 0A auf 30A (Entladen)	37
Abbildung 27 - Sprungantwort von $I_{\text{Batt}}^* = 0\text{A}$ auf $I_{\text{Batt}}^* = 30\text{A}$ (Entladen)	37
Abbildung 28 - Regelstrecke des Batteriespeichermodells im Normalbetrieb	38

Abbildung 29 - Vergleich Simulation mit Messung	38
Abbildung 30 - links: „Black Box“-Sicherungsmodell; rechts: Software-Struktur des Modells	39
Abbildung 31 - Messergebnisse NH2 gG Sicherungen, 100A, 250A [39].....	40
Abbildung 32 - Vergleich PowerFactory Modell und Messung (exemplarisch 16A NH-Sicherung).....	41
Abbildung 33 - Quasistationäre Modellierung unterschiedlicher DEA-Typen gem. BDEW-Richtlinie [2].....	42
Abbildung 34 - links: Schematischer Verlauf des KS-Strombeitrags der DEA-Typen nach Fehler- eintritt bis zum eingeregelteten Zustand am NAP der DEA; rechts: mögliche quasi- stationäre Annäherung durch Berechnung eines Stromes zum KS-Eintritt und im eingeregelteten Zustand	42
Abbildung 35 - Bekannte Verfahren zur Kurzschlussstromberechnung	43
Abbildung 36 - Iterationsverfahren zur exakten Kurzschlussstromberechnung der FGH.....	44
Abbildung 37 - Dynamische Simulation des Strombetrags an einer Reserveschutzeinrichtung nach Fehlereintritt in einem Netz mit hohem DFIG-Anteil.....	45
Abbildung 38 - Untersuchungsnetz zur Verifikation mittel Labormessungen.....	50
Abbildung 39 - Konzept STOICAL Toolbox für Matlab Simulink [45].....	51
Abbildung 40 - Methoden der Sensitivitätsanalyse	51
Abbildung 41 - Schutzgerätelabor IFHT - schematisch.....	52
Abbildung 42 - Schutzgeräte Testumgebung	53
Abbildung 43 - Labor Netzschutz der htw saar	53
Abbildung 44 - Verringerte Schutz-Einstellbereiche durch Blinding.....	54
Abbildung 45 - Laborversuchsaufbau Blinding im IFHT Kurzschlusslabor	55
Abbildung 46 - Auswirkung auf Schutzauslösung durch DEA: Sympathetic Tripping.....	55
Abbildung 47 - Ergebnisse Parametervariation Sympathetic Tripping durch WR im NS-Netz	56
Abbildung 48 - Theoretisches Fehlerszenario nach IEEE1547.8 und IEEE142 zur Erläuterung der Effective Grounding Anforderung	57
Abbildung 49 - Zulässige Einstellbereiche der UMZ (rechts) um MS-Musternetz (links).....	58
Abbildung 50 - links: Einbauorte der ungerichteten Kurzschlussanzeiger im MS-Musternetz; rechts: resultierende Einstellbereiche mit dem errechneten Mitauslösewert	59
Abbildung 51 - links: Topologie eines Muster-MS-Netz mit hoher DEA-Durchdringung; rechts UMZ0-Kennlinie und typische Einstellbereiche ohne Zwischeneinspeisungen.....	60
Abbildung 52 - Parametrierung und Einstellbereiche((1) Hauptschutz, (2) Reserveschutz) von UMZ0 und UMZ2 mit und ohne Zwischeneinspeisungen nach Abbildung 51	61
Abbildung 53 - Zwischeneinspeiseeffekt [51].....	61
Abbildung 54 - Mögliche Einstellbereiche eines UMZ ohne und mit DEA-Leistung im Abgang [19]	62
Abbildung 55 - Fehlerströme am Trafo (Reserveschutz) bei einem Fehler am längsten Abgang der Anlage ohne Zwischeneinspeisung	63
Abbildung 56 - Fehlerströme am Trafo (Reserveschutz) bei dem gleichen Fehler am längsten Abgang der Anlage mit Zwischeneinspeisung in Netznormalschaltung.....	63
Abbildung 57 - Betrachtungsfälle Richtungserkennung	64

Abbildung 58 - Darstellung nur solche mit notwendiger Schutzauslösung	65
Abbildung 59 - Koordination Auslösezeiten.....	66
Abbildung 60 - Gemessene Auslösezeiten für ein aktuelles UMZ Gerät bei Verwendung richtungs- selektiver Anregeschwellen	66
Abbildung 61 - Musternetz mit Zwischeneinspeisung	67
Abbildung 62 - Eingemessene Kurzschluss-Impedanz bei Variation der Blindstromstatik.....	67
Abbildung 63 - Oberschwingungen	68
Abbildung 64 - Lichtbogenfehler.....	68
Abbildung 65 - links: Testnetz Gegeneinspeisung; rechts: Testnetz Gegen- und Zwischen- einspeisung.....	68
Abbildung 66 - Vergleich des Reaktanz-Verlaufes bei verschiedenen Fehlern und Leistungsfluss: links: von A nach B; rechts: umgekehrt	69
Abbildung 67 - Untersuchung der Lastausblendung unter dem Einfluss dezentraler Einspeiser mit vollständiger dynamischer Netzstützung	70
Abbildung 68 - Prinzipdarstellung der Problematik mit zeitlichem Ablauf der Ereignisse	70
Abbildung 69 - Ansatzpunkte zur Lösungsentwicklung	71
Abbildung 70 - Lösungsoptionen für Blinding in NS-Netzen seitens des Netzschutzes (Bewertung: positiv ++, +, o, -, -- negativ).....	72
Abbildung 71 - Alternative Netzfehlererkennung durch WR.....	73
Abbildung 72 - Simulationsumgebung für die Untersuchung der Anforderungen gem. IEEE1547.8 (Transformator für Erzeugungsanlage YNyn)	73
Abbildung 73 - maximale Spannung während des Kurzschlusses an der Fehlerstelle bei verschiedenen Erzeugern und Maßnahmen zur Reduktion der Überspannung (DG=Distributed Generator, GRTR=Erdungstransformator, SG=Synchrongenerator).74	74
Abbildung 74 - Konzeptbild Schalterversagerschutz mit redundantem ortsnahen Reserveschutz	76
Abbildung 75 - Bewertungsmechanismus REM.....	76
Abbildung 76 - Gegenüberstellung REM Entscheidungen mit und ohne Verbesserung	77
Abbildung 77 - Vergleich zwischen neuem und MSR2008-konformen LVRT-Betrieb [2].....	78
Abbildung 78 - Ergebnismatrix der durchgeführten Szenarien und Parametrierungsoptionen.....	79
Abbildung 79 - Vereinfachtes Auswahlverfahren für Netze mit potentiellen Schutzheraus- forderungen	80
Abbildung 80 - Beispielnetz in Anlehnung an ein Realnetz + Variationsparameter	82
Abbildung 81 - Aufbau und Variation Parametersatzstudie 10kV Strang	83
Abbildung 82 - Auswertung Einflussfaktoren für starkes Blinding (größer 35%) aus der 10kV Parametersatzstudie (2594 Rechnungen).....	84
Abbildung 83 - Übersicht über den Ablauf des von der FGH entwickelten Schutzbewertungsverfahrens und der erzeugten Visualisierungskonzepte.....	87
Abbildung 84 - Übersicht denkbarer Lösungsmöglichkeiten eingruppiert nach den zu handelnden Instanzen	88
Abbildung 86 - Technisch-wirtschaftlicher Zielkonflikt bei Netzschutzertüchtigung	89

Abbildung 87 - Qualitativer Vergleich von Investitions- und Betriebskosten schutzrelevanter
Sekundärtechnik in der Mittelspannung90

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 - Parametervariation - Wechselrichtervermessung29

Tabelle 2 - Merkmale der untersuchten handelsüblichen Richtungsmechanismen für UMZ.....48

Tabelle 3 - Berechnungsergebnisse im ATPDesigner für symmetrische Fehler49

Tabelle 4 - Übersicht der Anforderungen für Effective Grounding57

Tabelle 5 - Funktionalität Richtungserkennung bei unterschiedlichen Fehlern.....65

Tabelle 6 - Zusammenfassung der Empfindlichkeit der Algorithmen.....68

Tabelle 7 - Kennzahlen zur Identifikation potentiell Blinding gefährdeter Abgänge im 10kV- bzw.
11kV-Netz86

Tabelle 8 - Gegenüberstellung der Vor- und Nachteile der Schutzkonzeptalternativen im NS-Netz.....91

1 Kurze Darstellung

1.1 Aufgabenstellung

Die heutigen Schutzsysteme und -konzepte können ein Hemmnis für den weiteren Zubau dezentraler Energieerzeugungsanlagen (DEA) in deutschen Mittel- (MS) und Niederspannungsnetzen (NS) darstellen. Maßgeblich ist hierbei die Beeinflussung der Kurzschlussströme durch angeschlossene DEA, insbesondere an den für den Netzschutz relevanten Punkten im Netz. Durch diese Veränderung der, für den Netzschutz relevanten, Strom- und Spannungsverhältnisse kann es zu Überfunktionen, sowie einer verzögerten Reaktion bis hin zur Unterfunktion beteiligter Schutzsysteme kommen. Direktgekoppelte Generatoren können aufgrund ihres physikalisch determinierten Verhaltens bei der Schutzplanung und -bewertung hierbei meist ausreichend gut berücksichtigt werden. wechselrichtergekoppelte DEA (z.B. Photovoltaik, wechselrichtergekoppelte Windenergieanlagen, Doppelt gespeiste Asynchronmaschinen, Batteriespeicher) stellen aufgrund ihres überwiegend reglerdominierten Verhaltens und den damit verbundenen Freiheitsgraden, sowie ihres Stromquellenverhaltens die Schutzplanung und Bewertung hingegen vor große Herausforderungen. Eine Befragung der FGH-Mitgliedsunternehmen zur Sondierung des Stimmungsbildes der Praxis der Netzbetreiber und Komponentenhersteller bestätigte, dass eine systematische Analyse der Auswirkungen von DEA auf die Funktionalität heutiger Schutzsysteme, die Schutzplanung, Richtlinien sowie die Ableitung geeigneter Lösungen von großem Interesse ist.

Ziel des Projektes „Schutzsysteme für die Verteilungsnetze der Zukunft“ war es daher mittels geeigneter Untersuchungen das Verhalten insbesondere wechselrichtergekoppelter DEA im Netzfehlerfall simulativ sowie mittels Laborversuchen zu analysieren und zu charakterisieren, geeignete Modelle und Berechnungsverfahren zu identifizieren und weiterzuentwickeln sowie die Auswirkung auf heutige Schutzsysteme zu untersuchen. Auf Basis dessen wurden Lösungen zum einen für die Berechnung, Schutzbewertung und Schutzplanung von MS und NS Netzen entwickelt. Zum anderen wurden alternative Schutzkonzepte für, potentiell hinsichtlich der Schutzfunktionalität problematischer, MS und NS Netze identifiziert und analysiert. Ziel war es dadurch:

- den Selektivschutz auch in den Verteilungsnetzen der Zukunft weiterhin in wirtschaftlicher Weise sicherzustellen,
- die Aufnahmefähigkeit für dezentrale Erzeuger, Speicher und neuartige Lasten zu gewährleisten und zu erhöhen,
- Wissen, Richtlinienempfehlungen und angepasste Systemlösungen für den sicheren Netzbetrieb zu generieren

1.2 Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

Das Vorhaben „Schutzsysteme für die Verteilungsnetze der Zukunft“ wurde in einem Konsortium aus Forschung, Netzbetreibern und Industrie durchgeführt. Fünf geförderte Partner aus Industrie und Forschung arbeiteten hierbei intensiv mit fünf assoziierten Partnern zusammen (Abbildung 1). Besonders hervorzuheben ist der intensive Austausch unterschiedlicher Bereiche, von Netzbetreibern, Wechselrichterherstellern, NS und MS Schutzgeräteherstellern, Kompetenzträgern für Schutzgeräteprüfung mit der Forschung, was im Tagesgeschäft in der Form nur schwer realisierbar ist. Aufgrund der Interdependenzen der einzelnen Kompetenzfelder, die sich aufgrund der Anwendungen in den Verteilungsnetzen der Zukunft ergeben, war die Möglichkeit des intensiven Austausches hierbei von besonderem Wert.

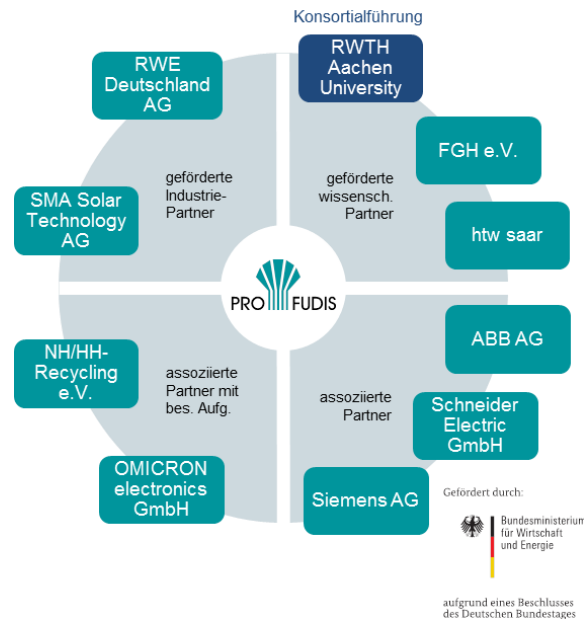


Abbildung 1 - ProFuDiS Projektkonsortium

Die Zusammenarbeit der Projektpartner verschiedener Disziplinen ermöglichte dabei eine Zusammenführung unterschiedlichster Blickwinkel auf die aktuellen sowie zukünftig zu erwartenden Gegebenheiten in MS und NS Netzen, die verwendeten Schutzsysteme, deren Planung und Prüfung sowie die beteiligten DEA. Darüber hinaus erlaubte die Kombination aus Laboruntersuchungen realer Komponenten, insbesondere Photovoltaik (PV) Wechselrichtern (WR), Batteriesystemen sowie unterschiedlicher Schutzsysteme mit großer Erfahrung im Bereich der transienten sowie quasistationären Berechnung eine fundierte Basis für die Analyse heutiger und zukünftiger Gegebenheiten. Ausgehend davon konnten Lösungen abgeleitet und bewertet werden.

1.3 Planung und Ablauf des Vorhabens

Das Vorgehen des Projektes gliedert sich in drei wesentliche Teilbereiche.

Untersuchungsfälle und Untersuchungsmethodik

In einem ersten Teil wurde die Expertise der beteiligten Partner bezüglich des aktuellen Standes der Netzgegebenheiten, Einspeisetechnologien sowie Schutztechnik in MS und NS Netzen vereint. Davon ausgehend wurden zukünftige Veränderungen identifiziert und Musternetze abgeleitet. Diese umfassen die verschiedenen Ausprägungen der möglichen zukünftigen Netztopologien und Einspeiseverhältnisse. Darauf aufbauend wurden potentielle Schutzherausforderungen identifiziert. Darüber hinaus wurden die geeigneten Berechnungsverfahren zu einer Kombination aus dynamischen und quasistationären Ansätzen festgelegt.

Analyse von Netzzuständen und der Leistungsfähigkeit heutiger Schutzsysteme in den Verteilungsnetzen der Zukunft

Für eine systematische Analyse der Schutzherausforderungen bedarf es neben geeigneten Simulationsverfahren einer verifizierten Modellbildung sowie entsprechender Eingangsdaten. Aufbauend auf den identifizierten Berechnungsverfahren wurden diese bezüglich ihrer Möglichkeiten analysiert und an notwendigen Stellen erweitert. Die Modellbildung der relevanten Komponenten, insbesondere wechselrichtergekoppelter DEA, wurde vorgenommen. Eine fortlaufende Verifikation sowohl mit den entsprechenden Kompetenzträgern innerhalb des Konsortiums als auch gegen Labormessungen sowie etablierte Berechnungsumgebungen sicherte hierbei eine hohe Güte der

Modelle. Die Labore wurden hierzu entsprechend erweitert. Der Fokus der Abbildung lag hierbei auf dem Verhalten der Anlagen sowie des Gesamtsystems im Netzfehlerfall, da bisher verfügbare Modelle zumeist auf die Abbildung des Normalbetriebszustandes der Komponenten fokussiert sind. Neben der Modellbildung wurden notwendige Parametrierungsdaten für die systemischen, simulativen Analysen identifiziert und im Konsortium sowie aus der Literatur, soweit verfügbar, zusammengetragen. Auf dieser Basis wurden die im Rahmen des ersten Teilbereiches identifizierten Schutzherausforderungen systematisch für heutige und zukünftige Netzgegebenheiten und Einspeisekonfigurationen analysiert. Ausgewählte Konstellationen wurden mittels Laborversuchen im Kurschlusslabor sowie in Hardware in the loop Schutzgerätetests untersucht und erfolgreich mit den Simulationsergebnissen verglichen. Für die Bewertung der Ergebnisse wurden geeignete Kriterien und Verfahren entwickelt sowie Regeln zur Gefährdungsanalyse abgeleitet. Die Ergebnisse wurden hierbei in regelmäßigen Abständen im Konsortium diskutiert, wodurch die Berücksichtigung der Expertise aller Partner gewährleistet werden konnte.

Entwicklung und Vergleich von Maßnahmen zur Gewährleistung eines geschützten Netzbetriebes in den Verteilungsnetzen der Zukunft

Auf Basis der Schutzherausforderungen wurden zunächst mögliche Lösungsoptionen identifiziert und innerhalb des Konsortiums diskutiert und weiterentwickelt. Die Anforderungen an diese Lösungsoptionen wurden formuliert und konkretisiert. Anschließend an eine simulative Analyse der Wirksamkeit der Lösungsideen wurden die vielversprechendsten Ansätze weiter detailliert, verifiziert und hinsichtlich ihrer Umsetzbarkeit sowie Parametrierung bewertet. Auf Basis ausgewählter realer Netze konnte die Wirksamkeit auch in realen Netzstrukturen gezeigt werden. Ausgewählte Lösungen konnten in den verschiedenen Laboren in praktischen Versuchen zusätzlich getestet werden. Ein technischer Vergleich sowie eine Bewertung des Aufwandes einer Umsetzung der Lösungen wurde vorgenommen, sowie Auswahlhilfen abgeleitet. Gleichzeitig wurden Anforderungen an die Prüfung der Lösungen identifiziert. Abschließend wurden Empfehlungen für die zukünftige Schutzplanung sowie zukünftige Richtlinien abgeleitet.

1.4 Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde

Das Vorhaben baut zum einen auf den gängigen und zum Zeitpunkt der Projektentwicklung in der Umsetzung befindlichen Normen und Richtlinien sowie wissenschaftlichen Vorarbeiten in den folgenden Themenfeldern an. Direkte, öffentlich geförderte Vorgängerprojekte sind nicht bekannt.

Typische Schutzsysteme in heutigen Verteilungsnetzen

Der Selektivschutz in Verteilungsnetzen der öffentlichen Versorgung erfolgt im Wesentlichen durch ungerichtete Überstromzeitschutzeinrichtungen. In Niederspannungsnetzen wird der Schutz hauptsächlich durch Schmelzsicherungen gewährleistet, ergänzt durch selektive Hauptschalter und Sicherungsautomaten im Bereich der Hausinstallation. Die Absicherung von Verteilungstransformatoren erfolgt mittelspannungsseitig ebenfalls durch Schmelzsicherungen, ggf. in Verbindung mit einem Lastschalter [1].

Der Schutz am Netzanschlusspunkt dezentraler Einspeiser richtet sich nach den Richtlinien [2] und [3] sowie deren historischen Vorgängern für Bestandsanlagen. Weitere Anforderungen zur Gewährung einer Systemdienstleistungs-Vergütung werden in [4] beschrieben. Wie bereits ausgeführt bahnen sich weitergehende Anforderungen durch [5] an.

Zukünftig mögliche Netzzustände in Verteilungsnetzen

Abweichende und neuartige Netzzustände gegenüber Verteilungsnetzen ohne dezentrale Einspeiser werden seit einigen Jahren im wissenschaftlichen und auch im nicht-wissenschaftlichen Umfeld vor allem qualitativ, aber kaum quantitativ in Abhängigkeit der Rahmenbedingungen beschrieben.

Quantitative Untersuchungen liegen vor allem im Bereich quasistationärer Netzzustände (Lastflüsse nach Betrag und Richtung) vor, da diese bereits heute zu signifikanten Herausforderungen außerhalb des Netzschutzes führen (z.B. Spannungshaltung). Wenig erforscht sind bislang neuartige Systemzustände, bei denen Annahmen der bisherigen Netzschutzauslegung nach dem klassischen Konzept des Selektivschutzes grundlegend verletzt sind. Diese können durch das bestehende Schutzsystem nicht beobachtbar sein, wodurch es zu einem Versagen des Netzschutzes kommt. Ein Beispiel hierfür sind innere Überlastsituationen als Netzanomalie, die durch die bestehenden Schutzeinrichtungen am Installationsort nicht beobachtet werden können und deshalb nicht zu einer Auslösung führen [6] [7]. Unbeobachtete und zeitweilige Überlastung von Leitungen oder Transformatoren können aber zu Alterung und Entstehung von Netzfehlzuständen führen.

Bedingt durch die Integration der dezentralen Einspeiser mit jeweils eigener Dynamik besteht die Möglichkeit für die Entstehung für das Schutzsystemverhalten relevanter neuartiger dynamischer Netzzustände im systemischen Zusammenwirken der Einspeiser, mit den bisherigen Komponenten sowie überlagerten und benachbarten Netzen. Diese Felder wurden bereits identifiziert, sind aber in der Mittelspannungsebene erst anfänglich [8] [9] [10] [11] [12] und in der Niederspannungsebene noch weitgehend unerforscht.

Die erst wenig fortgeschrittene Untersuchung der in Verteilungsnetzen unüblichen Zustände muss unter anderem auf die bislang allenfalls punktuell hohen Durchdringungsraten mit dezentralen Erzeugern sowie die langjährige Existenz des empfindlich reagierenden Entkopplungsschutzes zurückgeführt werden. Die in der öffentlichen Disputation befindlichen Entwürfe eines Grid Codes der ENTSO-E greift bereits bis in die Verteilungsnetzebene durch [5].

Schutzprobleme in Verteilungsnetzen

Mögliche Schutzprobleme in Verteilungsnetzen werden bereits längere Zeit qualitativ beschrieben. Übersichten hierzu finden sich in [8] [9]. Während in der Fachöffentlichkeit die Thematik als hochrelevant eingestuft wird [13], berichten Verteilungsnetzbetreiber noch nicht im öffentlichen Rahmen von Erfahrungen mit Netzschutzproblemen. Derartige Probleme mit Netzschutzeinrichtungen sind aber dann grundsätzlich zu erwarten, wenn dezentrale Einspeiser mit summarisch signifikanter Leistung auch bei Netzstörungen am Netz verbleiben.

Quantitative Untersuchungen von Netzschutzproblematiken sind bislang nur vereinzelt insbesondere im Forschungsumfeld zu finden [11] [12] [14]. Insbesondere weisen die Ergebnisse aufgrund ihrer spezifischen Gültigkeit für das beschriebene Beispiel und seine strukturellen und nicht-strukturellen Randbedingungen eine begrenzte Generalisierbarkeit, insbesondere auf die Gesamtheit der deutschen Verteilungsnetze auf.

Quantitative Priorisierungen oder Abschätzung der Relevanz der Problemfälle, z.B. auf Basis von Berechnungen auf einer repräsentativen Menge von Netzen, sind zum Zeitpunkt des Projektstarts nicht bekannt.

Ansätze zur Identifikation von Schutzproblemen

Zu Beginn des Projektes waren zwei mögliche Ansätze für die Untersuchung des Vorliegens von Netzschutzproblemen in einem spezifischen Verteilungsnetz bekannt:

- Detaillierte Einzelfalluntersuchungen in dem Untersuchungsnetz
- Anwendung von vereinfachten Regeln oder Verfahren zur effizienten Einschätzung

Detaillierte Einzelfalluntersuchungen sind derzeit Stand des Wissens und werden z.T. von Schutzabteilungen, vor allem aber in der Forschung durchgeführt [11] [12] [14].

Ein wichtiger Aspekt ist die Art und Weise der Netz- und Anlagenmodellierung. Die bislang erfolgreich angewandten Modelle und Berechnungsverfahren zur Auslegung von Selektivschutzsystemen erweisen sich als ungeeignet bei hoher Durchdringung mit dezentralen Einspeisern. Die Anzahl der gleichzeitig zu betrachtenden Einflüsse und fehlende Erfahrung machen die für deren Anwendung erforderliche Identifikation von Best- und Worst-Cases schwierig bis unmöglich. Multiple solcher Fälle sind zukünftig in den komplexeren Systemen denkbar.

Die Verfügbarkeit von Modellen, Berechnungsverfahren sowie Parametrierungsdaten für schutztechnische Untersuchungen mit neuartigen Einspeisern ist schlecht. Verbreitete Verfahren der Kurzschlussstromrechnung als deren Grundlage wie z.B. IEC 60909 bzw. VDE 0102, bieten derzeit noch keine Möglichkeit, wechselrichtergekoppelte Einspeiser mit Stromquellenverhalten und dem dazugehörigen regelungstechnischen Verhalten abzubilden [15]. Es bestehen derzeit in der Fachwelt berechnete Zweifel, ob das teilweise nicht-lineare und durch Regelungstechnik beeinflusste Verhalten dezentraler Einspeiser in die auf quasistationären Modellen beruhenden Berechnungsverfahren nach z.B. VDE 0102 integriert werden können.

Vereinfachte Regeln oder Berechnungsverfahren waren zu Beginn des Vorhabens noch nicht verfügbar.

Lösungen für Netzschutzprobleme

Als denkbare Lösungen für Netzschutzprobleme bieten sich verschiedene Kategorien und denkbare Arten von Maßnahmen an:

1. Vermeidung durch Restriktion von Freiheitsgraden des Netzbetriebes
2. Wandel der Netztopologie oder der Parameter der verbauten Komponenten (z.B. Ringschluss, Entmaschung, klassischer Netzausbau)
3. Adaption des Verhaltens dezentraler Einspeiser im Falle von Netzstörungen hinsichtlich eines „schutzfreundlichen“ Verhaltens
4. Abänderung des installierten Netzschutzes
 - a. Neuparametrierung bestehender Konzepte
 - b. Ergänzung bestehender Konzepte durch existierende Schutzelemente
 - c. Einsatz von Konzepten der Übertragungsnetze
 - d. Neuentwicklung von Konzepten für die Verteilungsnetzebene

Bereits heute finden Lösungen der Kategorie 1 Anwendung, wenn auch i.d.R. in Ermanglung anderer Lösungen bedingt. So wird beispielsweise auf automatische Wiedereinschaltungen im Falle atmosphärischer bedingter Störungen, z.B. durch Blitzeinschläge, in Freileitungs-Verteilungsnetzen mit installierten dezentralen Einspeisern teilweise verzichtet, um Folgen unkontrollierter Inselnetzbildung und Netzentkupplung zu vermeiden. Einbußen der Versorgungszuverlässigkeit bei Auftreten temporärer Fehler im ländlichen Bereich sind die Folge.

Der Einsatz von Lösungen der Kategorie 2 aus Netzschutzgründen ist derzeit mit Ausnahme von Restriktionen aufgrund unzulässig überhöhter Kurzschlussleistung nicht bekannt. Konzepte für den gezielten Einsatz von dezentralen Einspeisern zur Bereitstellung von Ersatz-Kurzschlussleistung in Verteilungsnetzen mit gewollter Inselnetzbildung werden z.B. in [16] behandelt.

Im Bereich der Kategorie 3 kann der Netzbetreiber bereits heute durch Auswahlmöglichkeiten und Freiheitsgrade der Parametrierung bei der Formulierung der technischen Eigenschaften an Erzeugungsanlagen auf Schutzprobleme einwirken, allerdings nur in dem durch die Netzanschlussrichtlinien vorgegebenen Rahmen.

Während der Entkopplungsschutz unter schnellstmöglicher Netztrennung in Niederspannungs-Verteilungsnetzen noch den üblichen Ansatz zur Vermeidung von Netzschutz- und Personenschutzproblemen darstellt, ist Einspeisern der Mittelspannungsebene diese Möglichkeit durch Richtlinien [2] genommen. Bei zukünftig wachsender Durchdringung in der Niederspannungsebene wird die Erbringung von Systemdienstleistungen notwendig werden und damit der bisherige Entkopplungsschutz unhaltbar.

Schutzelemente für Lösungen der Kategorie 4.a)-c) stehen zum Großteil als marktreife Produkte zur Verfügung, werden aber nur zögerlich eingesetzt. Die direkte Übernahme von Konzepten aus der Übertragungsnetzebene erscheint aus Kostengründen fraglich.

Im Bereich der Kategorie 4.d) werden an zahlreichen Stellen in der aktuellen Literatur neuartige, IKT-basierte Konzepte vorgeschlagen. Ein Beispiel ist das adaptive Netzschutzkonzept aus [17], das im Rahmen eines Projektes mit einem namhaften Hersteller bereits erfolgreich prototypisch implementiert wurde. Die Anforderungen an die Kommunikation und die aufwändigen einzusetzenden intelligenten Schutzgeräte lassen eine hohe Kostenintensität des Ansatzes erwarten. Diese Vermutung besteht aus Sicht des Konsortiums bei der Mehrzahl der aktuell präsentierten Ansätze. Deren Einsatz in der Fläche, gerade im Bereich der Niederspannungsnetze, erscheint aus wirtschaftlicher Sicht zumindest fragwürdig.

Auswahl von angemessenen Lösungen

Hilfen zur Auswahl technisch geeigneter und wirtschaftlich angemessener Lösungen für die Praxis waren dem Konsortium zu Beginn des Projektes nicht bekannt.

1.5 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Die Partner des Projektkonsortiums haben intensiv zusammengearbeitet, sowohl im Rahmen regelmäßiger Telefonkonferenzen, 3-4 Konsortialtreffen pro Jahr sowie individueller Workshops zwischen insbesondere den Forschungspartnern und einzelnen Industriepartnern. Die intensive Zusammenarbeit und die verhältnismäßig häufigen Treffen waren hierbei in der ersten Projektphase wichtig, um ein gemeinsames Verständnis zu entwickeln und die unterschiedlichen Perspektiven zu erfassen. In der weiteren Projektphase haben eben diese unterschiedlichen Perspektiven auf die gemeinsamen Problemstellungen stets wichtige Impulse für die Projektbearbeitung ergeben. Neben den direkt am Projekt beteiligten Abteilungen der Partner, wurden im Rahmen von Workshops Spezialisten der einzelnen Disziplinen ebenfalls mit einbezogen. Hierbei sind zum Beispiel Workshops mit dem operativen Netzbetrieb und der Netzplanung, mit Schutzgeräteherstellern und Prüfdienstleistern sowie mit Sicherungsherstellern zu nennen.

Im Rahmen von Konferenzen wurden die aktuellen Ergebnisse sowohl auf deutscher als auch europäischer Ebene diskutiert. Hierbei konnte unter anderem Kontakt zu weiteren Industriepartnern wie z.B. einem Hersteller triggerbarer Sicherungen geknüpft werden. Die aktuellen Erkenntnisse wurden darüber hinaus in die aktuelle Gremienarbeit des FNN und VDE mit eingebracht.

2 Eingehende Darstellung

2.1 Executive Summary

Die heutigen Schutzsysteme und –konzepte können ein Hemmnis für den weiteren Zubau dezentraler Energieerzeugungsanlagen (DEA) in deutschen Mittel- (MS) und Niederspannungsnetzen (NS) darstellen. Maßgeblich ist hierbei die Beeinflussung der Kurzschlussströme durch angeschlossene DEA, insbesondere an den für den Netzschutz relevanten Punkten im Netz. Durch diese Veränderung der, für den Netzschutz relevanten, Strom- und Spannungsverhältnisse kann es zu Überfunktionen, sowie einer verzögerten Reaktion bis hin zur Unterfunktion beteiligter Schutzsysteme kommen. Direktgekoppelte Generatoren können aufgrund ihres physikalisch determinierten Verhaltens bei der Schutzplanung und –bewertung hierbei meist ausreichend gut berücksichtigt werden. wechselrichtergekoppelte DEA (z.B. Photovoltaik, wechselrichtergekoppelte Windenergieanlagen, Doppelt gespeiste Asynchronmaschinen) stellen aufgrund ihres überwiegend reglerdominierten Verhaltens und den damit verbundenen Freiheitsgraden die Schutzplanung und Bewertung hingegen vor große Herausforderungen. Diese Freiheitsgrade und deren Auswirkungen gilt es zu bestimmen, sowie bisherige Modelle und Verfahrensweisen hinsichtlich ihrer zukünftigen Anwendbarkeit zu prüfen und geeignete Weiterentwicklungen und Lösungen zu erarbeiten. Darauf aufbauend ist es möglich die Beeinflussung der aktuellen Schutzsysteme und Konzepte durch die veränderten Netzsituationen zu analysieren und, wo notwendig, geeignete Alternativen aufzuzeigen.

Im Rahmen des Projektes „Schutzsysteme für die Verteilungsnetze der Zukunft“ (ProFuDiS) wurden in enger Kooperation der beteiligten Partner aus Forschung, Netzbetreibern und Industrie auf Basis praktischer sowie simulativer Untersuchungen diese Fragen adressiert und Lösungen entwickelt. Die Untersuchungen zeigen, dass es in Abhängigkeit der Netzgegebenheiten zu einer Beeinflussung sowohl überstrom- als auch impedanzbasierter Schutzsysteme in MS und NS Netzen kommen kann. Hierbei ist die Kombination aus Netztopologie, Einspeiseleistung, -art und -ort sowie der Auswahl und Parametrierung der Einspeiser maßgeblich. Generell lässt sich festhalten, dass der minimale Kurzschlussstrom durch Zwischeneinspeisung von DEA reduziert wird, bei gleichzeitig zunehmender Auslastung der Netze im Normalbetrieb. Dies führt zu einer Reduktion des möglichen Einstellbereiches des Schutzes, bis hin zu einem vollständigen Wegfall dessen. Wichtig ist hierbei die Berücksichtigung der großen Diversität des Anlagenverhaltens bezüglich der Wirk- und Blindstromeinspeisung im Netzfehlerfall in Amplitude, Winkel und Asymmetrie, sowie der zeitlichen Ausprägung der Einschwingvorgänge. Dies hat sich sowohl simulativ als auch im Rahmen der Vermessung handelsüblicher NS Photovoltaik (PV) Wechselrichter (WR) gezeigt. Darüber hinaus muss die Strombegrenzung wechselrichtergekoppelter DEA Berücksichtigung bei der Berechnung finden. Es zeigt sich, insbesondere in Kombination mit einer vollständigen dynamischen Netzstützung, z.T. ein starkes Oberschwingungsverhalten von WR, welches hinsichtlich der möglichen Beeinflussung insbesondere digitaler Schutzsysteme berücksichtigt werden muss.

Eine Analyse realer MS Netze zeigt, dass es bei Betrachtung der heutigen Versorgungsaufgabe unter Berücksichtigung von digitalen Überstrom- und Distanzschutzkonzepten zwar zu einer Beeinflussung der Schutzfunktionalität kommen kann, diese jedoch nur in wenigen Fällen den Einsatz der bestehenden Konzepte nicht mehr weiter ermöglicht. Eine Erweiterung der Versorgungsaufgabe hin zu einer Maximierung der, aus Normalbetriebssicht möglichen, Einspeiseleistung im Rahmen von Parametervariationen verändert dieses Ergebnis. Sowohl im Hauptschutzbereich, als auch hinsichtlich typischer Reserveschutzfunktionen kann es zu Unterfunktionen kommen. Problematisch sind hierbei Netze bzw. Fehlerkonstellationen in denen die Impedanz zwischen Fehlerstelle und Schutzzeinebauort verhältnismäßig hoch sind. Mittels heute verfügbarer Digitalenschutztechnik, im Wesentlichen gerichteter Überstromzeitschutzrelais (UMZ) sowie Distanzschutzrelais (DIST) lassen sich die identifizierten Herausforderungen mit Hilfe geeigneter Parametrierungen lösen. Voraussetzung ist hierbei eine gute Kenntnis des Netzes sowie eine Kurzschlussstromberechnung in Kombination mit einem geeigneten Verfahren zur Schutzauslegung, bzw. -parametrierung. Eine weitere Herausforderung ergibt sich

durch die Anwendung vollständiger dynamischer Netzstützung, also der gezielten Blindstromeinspeisung durch DEA im Netzfehlerfall. Diese kann zu einer Veränderung der Winkelverhältnisse zwischen Strom und Spannung am Einbauort des Netzschutzes führen, die wiederum eine Beeinflussung von Verfahren zur Richtungserkennung in UMZ Geräten bzw. der Impedanzbestimmung in DIST Geräten hervorrufen kann. Ersteres kann mittels geeigneter Parametrierung in Kombination mit, seitens der assoziierten Partner im Rahmen des Projektes entwickelten, Firmwareupdates der Geräte verhindert werden. Die Beeinflussung von DIST Geräten ist ebenfalls mittels geeigneter Parametrierung vermeidbar. Eine weitere Möglichkeit stellt die gezielte Veränderung der Einspeisecharakteristik wechselrichtergekoppelter DEA im Zuge einer Anpassung der Richtlinien und Anschlussbedingungen dar. Hierbei gilt es jedoch zu prüfen, in wie weit der positive Effekt der Blindstromeinspeisung hinsichtlich der Spannungsstützung beeinträchtigt wird. Bezüglich der Kombination aus automatischer Wiedereinschaltung mit dynamischer Netzstützung stellen die gängigen Inselnetzerkennungsmechanismen einen geeigneten Mechanismus dar.

Die Untersuchungen in der Niederspannung zeigen sowohl simulativ als auch im praktischen Versuch mit realen Anlagen, dass es durch DEA zu einer deutlichen Absenkung des Fehlerstromes am Schutzzeineinbauort in Strangnetzen kommen kann. Bei den in Deutschland als Netzschutzelement gängigen NH-Sicherungen kann dies zu einer Verlängerung der Auslösezeit bis hin zu einer unsicheren Auslösung führen, dem sogenannten Blinding. Hier sind hohe Impedanzen zwischen Schutzzeineinbauort und Fehlerstelle als kritisch anzusehen. Eine Auswertung realer NS Netze auf Basis der heutigen Versorgungsaufgabe ergab, dass es bereits heute in einem kleinen Prozentsatz an Netzen zu einer Verzögerung der Auslösung der NH Sicherungen kommen kann. Bei einem weiteren Zubau von Anlagen ist von einer Vergrößerung der Zahl der Netze mit Blindingpotential auszugehen. Eine Lösung bietet der Übergang hin zu einem parametrierbaren Digitalschutzkonzept. Meist sind hierbei Überstromzeitschutzfunktionen ausreichend, in Abhängigkeit der Gegebenheiten unter Verwendung richtungsabhängiger Auslöseschwellen. Die Anwendung vereinfachter Distanzschutzverfahren kann ebenfalls eine geeignete Lösung zur Fehlererkennung in blindinggefährdeten Netzen darstellen. Beim Übergang von einer Sicherungslösung zu digitalen Fehlererkennungsmechanismen schließt sich die Frage geeigneter Schaltelemente an. Im Rahmen des Projektes stellten sich triggerbare Sicherungen, also Sicherungen mit der Möglichkeit einer extern getriggerten „Auslösung“, als vielversprechend, insbesondere für den Retrofit, heraus. Eine erste prototypische Lösung, ursprünglich für den DC Bereich entwickelt, konnte erfolgreich im Laborversuch getestet werden. Eine weitere Möglichkeit bietet der Einsatz von Leistungsschaltern oder fernauslösbaren Lasttrennern. Die Untersuchungen zeigen darüber hinaus, dass mittels geeigneter Methoden eine verbesserte Netzfehlererkennung seitens wechselrichtergekoppelter DEA möglich ist. Zwar ermöglicht dies nur in Ausnahmefällen den sicheren Weiterbetrieb der vorhandenen Netzschutzeinrichtungen, kann die Funktionalität angepasster Netzschutzkonzepte jedoch maßgeblich unterstützen. Auch eine potentielle Einführung der Vorgabe einer dynamischen Netzstützung für Anlagen in der Niederspannung ist mit den aufgezeigten Methoden mit geeigneter Parametrierung möglich.

Es lässt sich festhalten, dass es in den aktuellen MS und NS Netzen unter Berücksichtigung der heutigen Versorgungsaufgabe nur in Ausnahmefällen zu (bezüglich der Schutzfunktionalität) kritischen Konstellationen kommt. Durch die zunehmende Integration insbesondere wechselrichtergekoppelter DEA werden sich jedoch perspektivisch Herausforderungen für den Netzschutz ergeben. Mittels der erarbeiteten Berechnungsansätze und Verfahren zur Berücksichtigung des diversitären Anlagenverhaltens sowie den Vorgaben für deren Anwendung in der Praxis ist es möglich diese Herausforderungen zu identifizieren und geeignete Lösungsoptionen zu wählen. Dies bedeutet jedoch auch, dass Berechnungsverfahren eine zunehmende Relevanz im Zuge der Schutzplanung zu Teil werden wird. Die bisherigen Ansätze nach VDE0102 sind hingegen nicht ausreichend. Gleichzeitig wird eine individuelle Betrachtung und Berechnung von Netzen im Planungsprozess notwendig, sodass eine Automatisierung dieser notwendig wird. Dies bedingt eine gute Verfügbarkeit und Qualität der benötigten Netz- und Anlagendaten und Informationen bezüglich des Anlagenverhaltens im Fehlerfall. Insbesondere letzteres sollte in zukünftigen Normen und Richtlinien etwa bezüglich des

Asymmetrieverhaltens, der Wirkstromspeisung im Fehlerfall, der maximalen Einschwingzeiten sowie Oberschwingungseinprägung im Fehlerfall, stärker reglementiert werden um eine effiziente und genaue Kurzschlussstromberechnung zu ermöglichen. Geeignete Lösungen für die Schutzherausforderungen sind auf Basis bereits heute vorhandener Technologien möglich, wenngleich diese, insbesondere in der NS Ebene, derzeit noch überdimensioniert und somit mit hohen Kosten verbunden sind. Gleichzeitig besteht hier aus Sicht des Projektes durch weitere Entwicklungen ein signifikantes Optimierungspotential auch wirtschaftlich geeignete Lösungen bereitzustellen. Werden diese Maßnahmen berücksichtigt, stellen die Schutzsysteme für den Netzparallelbetrieb kein Hemmnis für den weiteren Zubau von DEA dar.

2.2 Veränderungen und Herausforderungen in zukünftigen Verteilungsnetzen

Die Energiewende führt bereits heute zu Veränderungen in den Verteilungsnetzen. Es ist absehbar, dass diese Entwicklung weiter fortschreitet. Im Folgenden werden die im Rahmen des Projektes identifizierten, möglichen Veränderungen im Verteilungsnetz der Zukunft dargestellt. Diese bilden die Grundlage der weiteren Untersuchungen. Hieraus abgeleitet wurden aus Sicht des Konsortiums mögliche resultierende Herausforderungen für den Netzschutz im Netzparallelbetrieb. Ein ungewollter oder gewollter Inselnetzbetrieb wird hierbei, mit Ausnahme der Automatischen Wiedereinschaltung (AWE) in MS Netzen, nicht weiter betrachtet. Die abgeleiteten Musternetze für die weiteren Untersuchungen sowie die Anforderungen an den Netzschutz in zukünftigen MS und NS Netzen werden aufgezeigt. Im Rahmen des Projektes wurde der Fokus auf dezentral agierende Schutzsysteme gelegt. Auf Kommunikation (z.B. nach IEC 61850) basierende Ansätze für Systemschutz wurden gezielt ausgeklammert, da diese aus Sicht des Konsortiums in der MS und NS Ebene, aufgrund heute zumeist fehlender geeigneter Kommunikationsstrukturen, einen beträchtlichen Aufwand hinsichtlich der Umsetzung bedingen. Darüber hinaus ist die Ausgangsbasis für alle Untersuchungen der Status quo der Bestandsnetze, da das Konsortium davon ausgeht, dass ein großer Teil der Netze mittelfristig keine grundsätzliche Veränderung hinsichtlich der Struktur erfahren wird.

2.2.1 Veränderungen im Verteilungsnetz und Szenarien zukünftiger Netze

Bereits heute ist eine Veränderung der Netzstrukturen und Aufgaben innerhalb der MS und NS Netze zu verzeichnen. Im Rahmen des vorliegenden Projektes wurden die folgenden Entwicklungen in zukünftigen Netzen, mit einer möglichen Auswirkung auf die Schutztechnik näher betrachtet. Diese stellen das Ergebnis intensiver Workshops mit Beteiligten aus dem operativen Netzbetrieb und der Netz- sowie Schutzplanung, der beteiligten Hersteller und der Forschungseinrichtungen dar.

Veränderungen der Einspeisesituation

Aus Sicht des Konsortiums ist es abzusehen, dass der Trend der zunehmenden Durchdringung mit DEA weiter anhalten wird. Dies führt zu einem zunehmenden Fehlerstrombeitrag der DEA im Netzfehlerfall, sodass, in Abhängigkeit der Netzgegebenheiten, eine Veränderung der Amplitude und zeitlichen Charakteristik der Fehlerströme im Vergleich zu passiven, also rein durch Verbraucher dominierten, MS und NS Netzen zu erweitern ist. Darüber hinaus ergibt sich eine große Anzahl von Netzanschlussbegehren für die Netzbetreiber, die eine weiterhin zuverlässige und effiziente Bearbeitung erfordern.

Zunahme regelungsbasierter Systeme

Heutige und zukünftige Anlagen werden zunehmend mittels Wechselrichtern an die MS und NS Netze gekoppelt [18]. Hierbei sind sowohl Einspeiser, wie PV Anlagen, wechselrichtergekoppelte Windenergieanlagen, Doppelt Gespeiste Asynchronmaschinen (DFIG) als auch Speicher, sowie Lasten, wie Ladeinfrastruktur für Elektromobilität, oder PowerToX Technologien zu nennen. Das Verhalten dieser Anlagen ist zwar durch ihre physikalischen Grenzen limitiert, etwa hinsichtlich der maximalen Strombelastbarkeit, jedoch in ihrem Verhalten maßgeblich von der zugrundeliegenden Regelungstechnik bestimmt. Dies führt zu starken Unterschieden im Verhalten von Anlagen verschiedener Hersteller oder Produktserien (Kapitel 2.3). Insbesondere im Netzfehlerfall kann dies zu deutlich veränderten Bedingungen hinsichtlich der Fehlerströme führen. Zu nennen sind hier unter anderem das Stromquellenverhalten wechselrichtergekoppelter Anlagen in der Strombegrenzung, das Verhalten im transienten Übergang, sowie die Möglichkeit einer nahezu beliebigen $\cos(\varphi)$ Einstellung [19]. Aufgrund dieser flexiblen Eigenschaften ist es darüber hinaus denkbar, dass mittelfristig gezielt Systemdienstleistungen sowohl für die lokale als auch die übergeordnete Netzebene auf Basis einer Koordination der dezentralen Anlagen in der MS und NS Ebene bereitgestellt werden. Dies kann innerhalb dieser Netze zu Strom- und Spannungsverhältnissen führen, die in den heutigen, durch das physikalische Verhalten der Betriebsmittel dominierten, Netzen bisher nicht auftreten.

Low Voltage Ride Through und dynamische Netzstützung

Im Hoch- und Mittelspannungsnetz wird ein „Low Voltage Ride Through“ (LVRT) -Verhalten gefordert. Dies bedeutet einen Verbleib der Erzeugungsanlage am Netz in Abhängigkeit der Amplitude und der Dauer des am Anschlusspunkt der Anlage gemessenen Spannungseinbruchs (Abbildung 2 B) [2]. Gleichzeitig kann durch den Netzbetreiber die Einspeisung eines definierten induktiven Blindstroms, die vollständige dynamische Netzstützung, gefordert werden [20].

Im Niederspannungsnetz wird in den aktuellen Richtlinien eine Trennung der DEA bei Unterschreitung einer Spannung von 0,8 p.u. am Anschlusspunkt innerhalb von maximal 200ms vorgeschrieben (Abbildung 2 A) [3]. Eine dynamische Netzstützung wird derzeit nicht gefordert. Eine Erweiterung der Forderung nach dynamischer Netzstützung auf die Niederspannungsebene ist jedoch Gegenstand aktueller Untersuchungen und Diskussionen [21]. In der Diskussion zur Ausgestaltung der neuen VDE-AR-N 4105 wird über eine dynamische Netzstützung der DEA nachgedacht, wobei jedoch nicht unbedingt eine zusätzliche Blindstromeinspeisung gefordert werden soll. Somit würden die Anlagen im Fehlerfall weiterhin am Netz verbleiben und ihren Vorfehlerstrom weiter einspeisen. Sollte hier, wie bisher üblich, keine konkrete Anforderung an die Wirkstromeinspeisung vorliegen, könnten zukünftig auch ein Kurzschlussstrombeitrag der Anlagen bei Spannungen unterhalb von 0,8 p.u. möglich sein. Dies bedarf einer entsprechenden Berücksichtigung in der Berechnung und Auslegung der betroffenen Schutzsysteme.

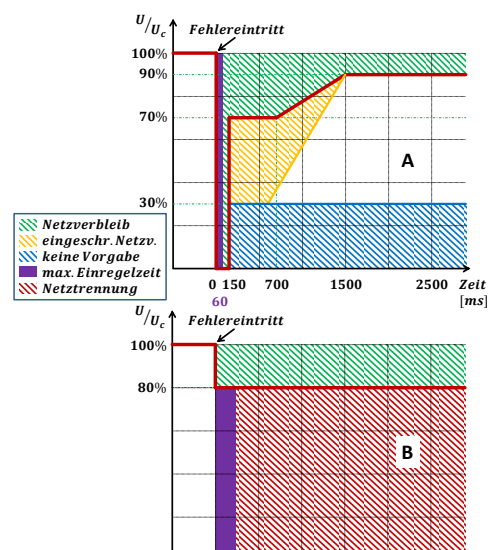


Abbildung 2 - Vorgabe Netzverbleib DEA in Abhängigkeit der Restspannung nach VDE-AR-N 4105 (A) [3] / BDEW Mittelspannungsrichtlinie (B) [2]

Veränderungen Netzbetriebsmittel

Die zunehmende Durchdringung mit DEA sowie die veränderte Lastsituation führen zu einer zunehmenden Auslastung der vorhandenen Netze. Um einen Netzausbau, wenn möglich, zu vermeiden, wird im Sinne des NOVA Prinzips (Netzoptimierung vor Ausbau) die Leistungsfähigkeit der vorhandenen Netzstrukturen möglichst gut ausgenutzt. Zukünftig ist hierbei von einer höheren mittleren sowie kurzzeitigen Auslastung der Netze auszugehen, bis hin zu möglichen, kurzzeitigen, gewollten Überlastungen. Darüber hinaus ist ein steigender Vermaschungsgrad mit, ggf. automatisierten, Ringschlüssen sowie dem Zubau von Parallelleitungen nicht unwahrscheinlich. Darüber hinaus werden zunehmend Freileitungen durch Kabel ersetzt. Gleichzeitig gibt es im Rahmen des Netzausbaus die Tendenzen aus Kostengründen die heute zum Teil gängige Überdimensionierung von Transformatoren und Leitungen bei Netzausbaumaßnahmen zu verringern.

Die zunehmende Auslastung der Netze führt zu einem hohen lokalen Kurzschlussstrombeitrag von DEA und somit zu einer potentiell starken Veränderung der Kurzschlussstromverhältnisse an den Einbauorten der betroffenen Netzschutzeinrichtungen. Um zukünftig eine kurzzeitige Überlastung einzelner Netzgebiete zu ermöglichen, muss eine Abschaltung durch die Schutzsysteme in diesem Bereich verhindert werden, ohne die Anregesicherheit zu beeinträchtigen. Der erhöhte Vermaschungsgrad führt ggf. zur Notwendigkeit der Anpassung der, bisher auf Stränge ausgelegten, Schutzsysteme. Durch die veränderten Netzstrukturen sowie die zunehmende Verkabelung kommt es zu Veränderungen in den Impedanzen der Netze, die zum einen in der Parametrierung der Schutzsysteme berücksichtigt werden müssen, zum anderen die Effekte von DEA ggf. verstärken.

2.2.2 Identifizierte Schutzherausforderungen

Auf Basis der identifizierten zukünftigen Veränderungen der Netze (Abschnitt 2.2.1) wurden im Rahmen intensiver Workshops mit Beteiligten aus dem operativen Netzbetrieb und der Netz- und Schutzplanung, der beteiligten Hersteller sowie der Forschungseinrichtungen potentielle zukünftige Schutzherausforderungen in verschiedenen Bereichen identifiziert. Die folgenden Herausforderungen wurden hierbei näher analysiert [19]:

Unterscheidung Normalbetriebsbereich und Fehlerbereich mit DEAs

Die zunehmende Auslastung der Netze in Kombination mit der möglichen Absenkung der minimalen Fehlerströme durch den Einfluss von DEA führt zu einer Verringerung des zulässigen Einstellbereiches für Überstromzeitschutzkonzepte.

Verhalten von Verbrauchern im Fehlerfall

In den heutigen Kurzschlussstromberechnungen sowie Schutzauslegungsverfahren werden Lasten weitestgehend vernachlässigt und lediglich über einen Korrekturfaktor berücksichtigt. Aufgrund der Veränderungen der Lasttypen zunehmend hin zu umrichtergekoppelten Lasten, sowie der zu erwartenden zunehmenden Durchdringung und Gleichzeitigkeit muss die Zulässigkeit dieser Annahme erneut geprüft werden.

Mögliches Schutzfehlverhalten im Normalbetrieb

Aufgrund der Veränderungen des Lastverhaltens sowie des Einflusses der Einspeisung von DEA kann es zu einer Erweiterung des Normalbetriebsbereiches hinsichtlich auftretender Stromamplituden aber auch insbesondere Lastwinkel kommen. Etwa eine gezielte Bereitstellung von Blindleistung als Systemdienstleistung für die überlagerte, oder benachbarte Netzebene, zum Beispiel durch virtuelle oder topologische Kraftwerke, kann hier zu bisher nicht gängigen Normalbetriebssituationen führen. Insbesondere digitale Schutzfunktionen unter Berücksichtigung von Strom- und Spannungs-

verhältnissen (richtungsselektiver UMZ Schutz, Lastausblendungskonzepte bei Distanzschutz) können hiervon beeinflusst werden.

Fehlverhalten bei Schutzanregungen mit aktuellen Konzepten und Geräten

Durch den Einfluss von insbesondere wechselrichtergekoppelten DEA kann es zu einer Beeinträchtigung der Schutzfunktionalität heutiger MS und NS Netze kommen. Zum einen ist eine Unterfunktion der beteiligten Schutzgeräte, sowohl im Primär als auch Reserveschutz, möglich, das sogenannten Blinding (Maskierung von Fehlerströmen). Zum anderen besteht die Gefahr einer Überfunktion benachbarter Schutzgeräte, das sogenannten Sympathetic Tripping (mitgehende Auslösung).

Fehlverhalten bei messtechnischer Verarbeitung im Schutzgerät

Aufgrund des Einflusses wechselrichtergekoppelter DEA kann es bei Distanzschutzkonzepten zu einer Verfälschung der Distanzmessung kommen. Diese ist sowohl im transienten Zeitfenster, wenige Millisekunden nach Fehlereintritt, als auch im quasistationären Fehlerzustand zu erwarten. Hierdurch kann es zu einer Unter- oder auch Überreichweite der Distanzschutzgeräte kommen, die in einer fehlerhaften oder verzögerten Auslösung resultieren können. Ein weiterer Aspekt ist die Gewährleistung der zuverlässigen Funktion von Kurzschlussanzeigern, welchen in den betrachteten Netzebenen eine wichtige Rolle zur Fehlerlokalisierung und damit der schnellen Wiederversorgung zukommt.

Problemstellungen durch dezentrale dynamische Netzstützung (MS & NS)

Eine besondere Herausforderung für die Schutztechnik stellt die große Flexibilität der Einspeisung wechselrichtergekoppelter DEA dar, welche aus netztechnischer Sicht wiederum einen großen Vorteil bieten kann. Insbesondere die gezielte und flexible Einstellung des $\cos(\varphi)$ der Anlagen ist hierbei zu berücksichtigen. In Kombination mit der Vorgabe einer Blindstromeinspeisung im Sinne einer vollständigen dynamischen Netzstützung kann dies zu einer Beeinflussung von Richtungserkennungsmechanismen in digitalen Überstromzeitschutzgeräten führen. Zum anderen kann die gezielte Einspeisung im Fehler zu einer Beeinträchtigung von Konzepten der Automatischen Wiedereinschaltung (AWE) führen.

2.2.3 Real und Musternetze

Mit dem Ziel, eine gemeinsame Basis für Ergebnisaustausch, -vergleich und -validierung, aber auch zur Ableitung von grundsätzlichen Wirkungszusammenhängen zu schaffen, wurden in Kooperation zwischen IFHT, htw saar, FGH und innogy zu Projektbeginn Musternetze für die Mittel- und Niederspannungsebene definiert (vgl. Abbildung 3). Diese sollen abhängig von der Versorgungsaufgabe (ländlich/städtisch) exemplarische Netztopologien mit praxisüblichen Betriebsmitteln abbilden, ohne allerdings den Anspruch zu haben, die gesamte Bandbreite möglicher Netze abzubilden. Zu diesem Zweck wurden zunächst koordiniert Netzstruktur und Parametrierungsdaten anhand einer Anforderungsliste im Konsortium gesammelt und Auswertungen unterzogen. Neben den Netzgegebenheiten war es darüber hinaus notwendig den in der Praxis, insbesondere seitens der Netzbetreiber, tatsächlich verfügbaren Informationsumfang zu erfassen. Im Fokus standen hierbei DEA. Unter anderem die folgenden Daten wurden hierbei berücksichtigt:

- Betriebsmitteldaten (Kabel, Freileitungen, Transformatoren, Leistungsschalter)
- Kurzschlussleistungen (Minimum und Maximum)
- Netzstrukturdaten (Stranglängen, Anteil Freileitung oder Kabel)
- Durchdringung dezentraler Erzeugungsanlagen
- Auslastung der Betriebsmittel

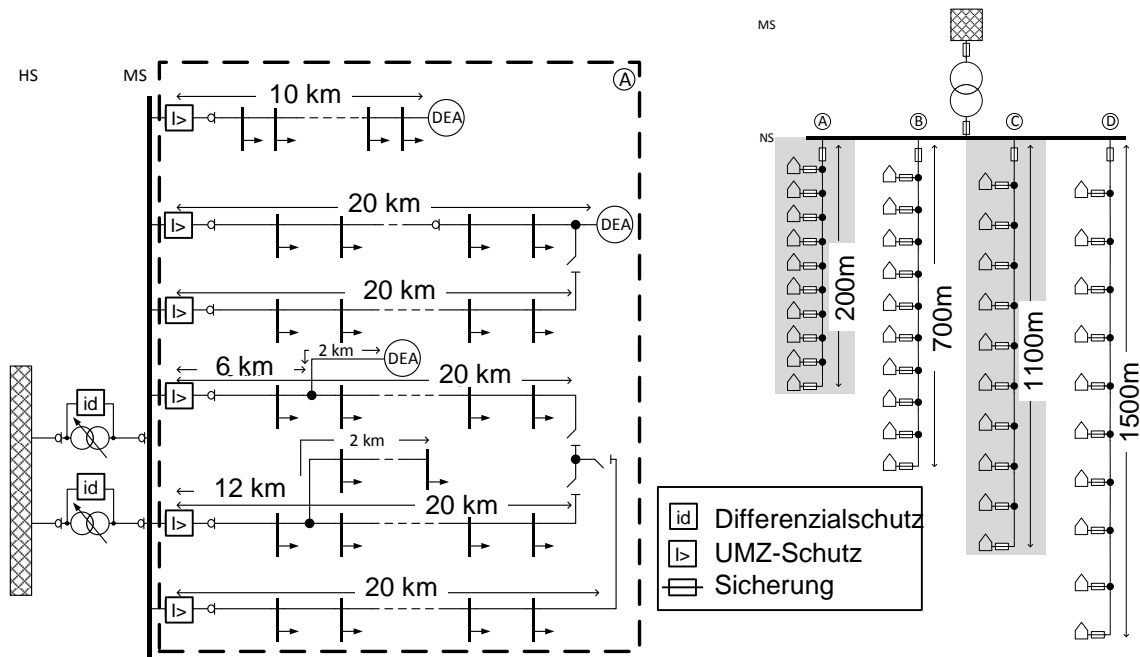


Abbildung 3 - links: Darstellung eines MS-Landmustersnetzes, rechts: Darstellung eines NS-Landmustersnetzes

Die identifizierten Netze können die heutigen und die zukünftigen Herausforderungen durch dezentrale Erzeugung sowie die daraus resultierende Netzengpassbildung realistisch abbilden. Innerhalb eines durch innogy ausgerichteten Workshops wurde eine Plausibilisierung der Netzmodelle vorgenommen.

Die Musternetze bilden einen guten Anhaltspunkt, um die im Rahmen des Projektes gewonnenen Erkenntnisse der verschiedenen Partner miteinander vergleichen zu können (z.B. in [18]), aber auch Wirkungszusammenhänge einfacher zu identifizieren (z.B. Kapitel 2.5.3.1). Jedoch ist dieser Ansatz nicht geeignet, um die Vielfalt an Verteilungsnetzen betrachten zu können und somit allgemeingültige Aussagen zu formulieren (vgl. Abbildung 4 links).

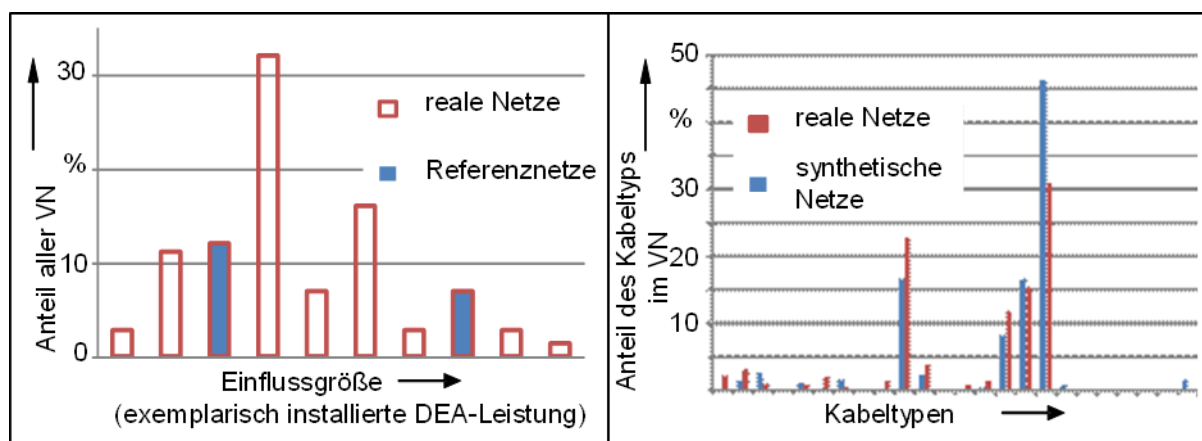


Abbildung 4 - links: Darstellung der begrenzten Abbildung von realen Netzen durch Musternetze; rechts: Vergleich von realen und synthetischen Netzen am Beispiel des Kabeltyps [22]

Die im Rahmen des Projektes betrachteten realen Netze beziehen sich auf die bei innogy üblichen Strukturen, wodurch die Anforderung der vollumfänglichen Betrachtung nicht gewährleistet sein kann. Aus diesem Grund hat die FGH auf Basis vorliegender Netzstrukturparameter für verschiedene deutsche Regionen und Lastdichten synthetisch Netze automatisiert generiert, welche die komplette topologische Vielfalt abbilden können (vgl. Abbildung 4 rechts) [22]. Hierbei wurde hinsichtlich

der Schutzkonzepte die Annahme getroffen, dass eine historisch plausible Auslegung zur Gewährleistung der Anforderungen im Betrieb ohne DEA-Einspeisung mit ungerichtetem UMZ-Schutz in der MS-Ebene und mit Sicherungen in der NS-Ebene erfolgt ist.

Im Rahmen der Bewertung der Schutzherausforderungen (Kapitel 2.5) und der Ableitung von Planungshilfen und Handlungsempfehlungen (Kapitel 2.7) wurden die synthetischen Netze für die Ergebnisableitung angewendet.

Neben den Musternetzen wurden im Rahmen der Untersuchungen zusätzlich einzelne, exemplarische reale Netzteilgebiete aus dem Netzgebiet der innogy betrachtet. Diese werden im weiteren Verlauf an den entsprechenden Stellen erläutert.

2.2.4 Anforderungen an den Netzschutz in zukünftigen Verteilungsnetzen

Um Herausforderungen und Probleme für den Netzschutz identifizieren und bewerten zu können, ist deren Funktionstüchtigkeit zu prüfen. Die Funktionstüchtigkeit von Netzschutzkonzepten wird im Wesentlichen durch die Anforderungen an den Netzschutz definiert. Diese basieren hauptsächlich auf den folgenden Normen:

- *IEC 60050-448:1995-12, International Electrotechnical Vocabulary - Kapitel 448: Power System Protection (Deutsche Ausgabe des IEC) [23]:*
Überblick und Definition relevanter Begriffe und Komponenten des Netzschutzes
- *VDE 0435 (DIN EN 60255): Messrelais und Schutzzeineinrichtungen (insb. [24], [25], [26], und [27]):*
Überblick und Definitionen der Ausgestaltung und der Funktionsanforderungen von Schutzzeineinrichtungen
- *VDE 0040-1 (DIN EN 61082-1), Dokumente der Elektrotechnik – Teil 1: Regeln [28]:*
Begriffsdefinitionen und Darstellungen von elektrischen Komponenten

Konkretisiert für wird dies noch einmal für die Niederspannungsebene (NS):

- *DIN VDE 0100-430 (IEC 60364-4-43), Schutzmaßnahmen – Schutz bei Überstrom. Errichten von Niederspannungsanlagen Teil 4-43 [29]:*
Regeln zur Netzschutzauslegung für Überlast und Kurzschlüssen in Niederspannungsnetzen
- *VDE 0636-1 (DIN EN 60269-1) Allgemeine Anforderungen. Niederspannungssicherungen Teil 1 (insb. [30] [31]):*
Anforderungen an die Ausgestaltung und Anwendung von NS-Sicherungen

Im FNN-Hinweis „Anforderungen an digitale Schutzzeineinrichtungen“ [32] in Verbindung mit dem „Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netzen“ [33] werden die angesprochenen normativen Anforderungen gebündelt. Hieraus kann im Sinne dieses Projektes eine Unterteilung der Schutzanforderungen in die Schutzzeineinheitenebene und die Systemebene vorgenommen werden. Unter Einheitenebene werden hierbei die Anforderungen verstanden, die direkt von einem Schutzgerät gewährleistet werden müssen und auf die somit der Netzbetreiber auch nur beschränkten Einfluss besitzt (Empfindlichkeit, Genauigkeit, elektromagnetische Verträglichkeit). Sie sind allgemein von der Netzstruktur unabhängig zu gewährleisten. Dagegen haben Änderungen in der Schutzauslegung und in Netztopologie und -betrieb impliziten Einfluss auf die Anforderungen der Systemebene. Sie werden in den folgenden Kapiteln, unterstützt durch Expertenwissens seitens der Industriepartner im Projekt, in dargestellter Form als Bewertungsgrößen herangezogen:

- *Schnelligkeit als Synonym für Fehlerklärungszeit*
Die Fehlerabschaltung sollte nach einer Sekunde erfolgt sein. Nach Bestimmung der Abschaltzeiten <1s ist zu prüfen, ob die Betriebsmittelfestigkeit überall noch gegeben ist. Hierbei kann die gem. DIN VDE 0660-600-1 so genannte Bemessungskurzzeitstromfestigkeit (I_{CW}) für die entsprechende Dauer herangezogen werden [34].

- **Selektivität**
Einhaltung der heutigen Schutzzonen gilt als Maßstab. Wenn eine Einhaltung nicht gegeben ist, sind Anpassungen im Schutzkonzept erforderlich. Alternativ kann auch über einen partiellen Verzicht der Selektivität nachgedacht werden.
- **Anregezuverlässigkeit (Anregeverlässlichkeit und Anreagesicherheit)**
Die Bewertung erfolgt mit heute üblichen Faktoren für die Anregeverlässlichkeit und -sicherheit. So ist eine Überprüfung möglich, ob weiter ein Einstellbereich existiert. Wenn dies nicht der Fall ist, muss zwischen zwei alternativen Optionen entschieden werden, die Verringerung der Anregeverlässlichkeit und -sicherheit oder eine Änderung des Schutzkonzeptes.
- **Wirtschaftliche Angemessenheit**
Nachgelagertes Bewertungskriterium, welches nur dann relevant ist, wenn Handlungsempfehlungen zur Wiederherstellung eines gültigen Schutzkonzeptes miteinander verglichen werden sollen. Eine Einordnung in das Projekt liefert hierfür Kapitel 2.7.3.

Abschließend lässt sich festhalten, dass bestehende Schutzanforderungen auch zukünftig als Auslegungs- und Bewertungskriterium dienen sollten. Weitere Anforderungen sind aus Sicht des Konsortiums nicht erforderlich.

2.3 Empirische Charakterisierung des Verhaltens dezentraler Energiewandlungsanlagen

Während das Verhalten dezentraler Energiewandlungsanlagen für den Normalbetriebsbereich im Stand des Wissens bereits recht gut erfasst ist, ist die Reaktion der Anlagen auf Netzfehlerfälle nur unzureichend bekannt. Zwar existieren gewisse Vorgaben in den aktuellen Richtlinien, insbesondere die Reaktion auf asymmetrische Fehlersituationen, die Wirkstrombehandlung sowie die Abschaltzeiten verbleiben jedoch bisher ohne konkrete Vorgabe und sind damit als schwer vorhersagbar einzustufen.

Als eine der Grundlagen für die Modellbildung wurden im Rahmen des Projektes daher aktuell gängige, handelsübliche Anlagen systematisch hinsichtlich ihrer Reaktion auf Netzfehlerfälle in umfangreichen Laborversuchen analysiert. Der Fokus lag hier zum einen auf Batteriespeichersystemen, sowie handelsüblichen NS PV Wechselrichtern. Ziel war es die transienten und quasistationäre Reaktion der Anlagen auf unterschiedlichste Netzsituationen aufzunehmen. Diese wurden systematisch miteinander verglichen und im Anschluss Rückschlüsse auf die mathematische Modellbildung gezogen.

Für die Analysen standen insgesamt 3 Labore bei den akademischen Partnern IFHT und htw saar zur Verfügung, die im Zuge des Projektes hinsichtlich der Anforderungen z.T. aufgebaut, bzw. weiterentwickelt wurden. Seitens der Partner innogy und Schneider wurden weiterhin unterstützende Analysen hinsichtlich des Verhaltens digitaler UMZ Geräte in den individuell vorhandenen Laborumgebungen durchgeführt.

2.3.1 Batteriespeicherverhalten

Das Labor für Netzintegration erneuerbarer Energieerzeuger und stationärer Batteriespeicher der htw saar ermöglicht die Analyse von Netzurückwirkungen und des Verhaltens von Batteriesystemen im dynamischen und stationären Zeitbereich. Das Labor wird über einen 800kVA-Transformator mit angeschlossenem 600m NAYY-Kabel, nach Abbildung 5, versorgt. Das Labor verfügt über eine PV-Anlage, die auf 4kW_{peak} erweitert wurde, mit angeschlossenem SMA Sunny Boy Wechselrichter, einem 5kWh-Batteriespeichersystem der Firma Hoppecke, gekoppelt über zwei SMA Sunny Island und einem 18kWh-Batteriespeichersystem der Firma Leclanché, welches über einen Siemens Netzstromrichter ins Energieversorgungsnetz einspeist. Abbildung 6 zeigt den schematischen Aufbau des Labors für Netzintegration erneuerbarer Energieerzeuger und stationärer Batteriespeicher. Zur Validierung von Modellbildung und Simulationen wurden im Labor für Netzintegration Messungen am

Netzanschlusspunkt (NAP) durchgeführt. Die Daten der PV-Anlage wurden mittels des Multifunktionsmessgerät SM101C erfasst und über die RS485-Schnittstelle an einen PC übermittelt, der diese dann mittels eigens entwickelte Software auswertet und visualisiert. Neben den Daten des Multifunktionsmessgerätes wurden die Messwerte des Batteriemanagementsystems (BMS) der Hoppecke Batterie bestimmt, welche über eine CAN-Bus-Schnittstelle mit dem CANopen Protokoll kommuniziert. Zum Betrieb des Wechselrichters Sunny Island wurden die Leistungswerte über die Software per CAN-Bus Kommunikation übermittelt und betriebsrelevante Messwerte des Wechselrichters erfasst und visualisiert.

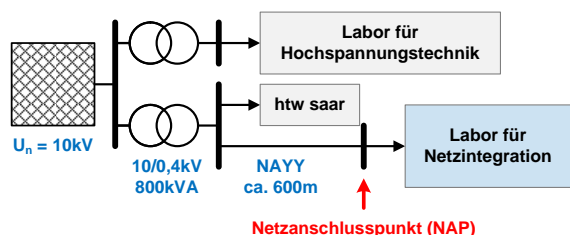


Abbildung 5 - Netzeinspeisung der htw saar

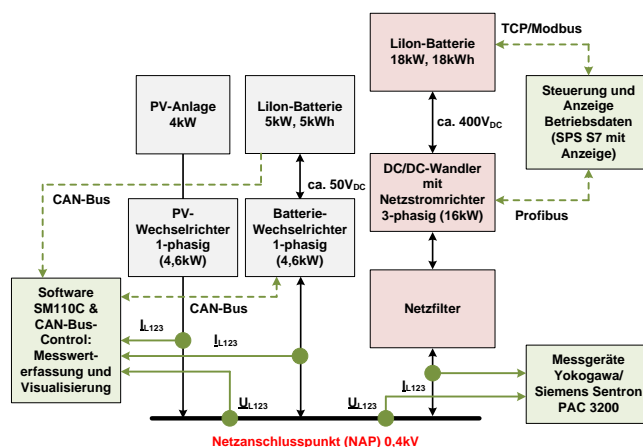


Abbildung 6 - Laboraufbau Netzintegration erneuerbarer Energieerzeuger

Zur Netzintegration des 18kWh Leclanché Batteriespeichersystems wurde neben dem Netzstromrichter, nach Abbildung 7, ein DC/DC-Wandler benötigt, der die variable Batteriespannung auf die Zwischenkreisspannung des Netzstromrichters hochsetzt. Zur Kommunikation der Einzelgeräte Batterie, Netzstromrichter und DC/DC-Wandler wurden zwei speicherprogrammierbare Steuerungen (SPS) eingesetzt, die mit dem BMS über TCP/Modbus und mit den Siemens-Geräten (Netzstromrichter, DC/DC-Wandler) über Profinet kommunizieren. Die Visualisierung der Daten des BMS sowie des Netzstromrichters und DC/DC-Wandlers sowie die Vorgabe neuer Sollwerte und das Hochlaufen des Gesamtsystems wurden über zwei Touch-Bedienpanels realisiert. Zur Bestimmung und Visualisierung von Strom, Spannung und Leistung am NAP kommuniziert die SPS mit dem Multifunktionsmessgerät Sentron PAC3200 und visualisiert die Messdaten auf die Displays.

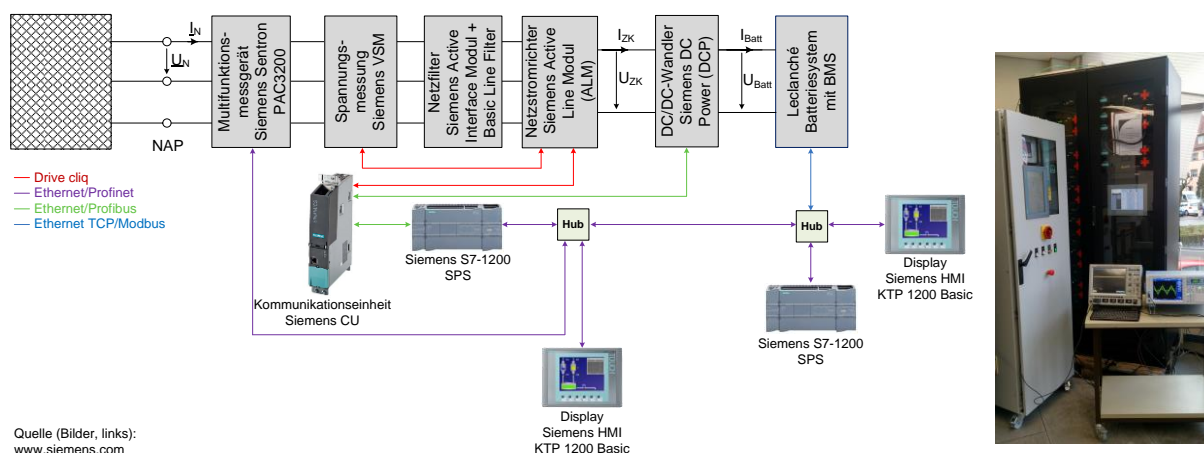


Abbildung 7 - Schematischer Aufbau Leclanché-Batteriesystem (links), Messaufbau (rechts)

Zur Untersuchung der stationären und transienten Wechselwirkungen dezentraler Einspeiser mit dem Energieversorgungsnetz wurden Messungen mit dem digitalen Leistungsanalysator der Firma Yokogwa und einem digitalen Speicheroszilloskop durchgeführt. Mittels der Erkenntnisse aus der Verhaltensanalyse des Batteriespeichersystems konnten die Auswirkungen solcher Systeme auf Schutzsysteme überprüft werden.

2.3.2 Wechselrichterverhalten im Fehlerfall

Aufgrund der maßgeblich durch die Regelung bestimmte Reaktion von PV Wechselrichtern auf Netzfehler wurden am IFHT gezielt Untersuchungen an vier verschiedenen Wechselrichtern unterschiedlicher Leistungsklassen und Hersteller durchgeführt. Hierzu wurde die vorhandene Laborinfrastruktur im Rahmen des Projektes entsprechend erweitert.

2.3.2.1 Niederspannungs-Kurzschlusslabor

Das Niederspannungskurzschlusslabor im Testzentrum des IFHT ermöglicht die Untersuchung von Einzelkomponenten, sowie gesamtsystemischer NS-Aufbauten im Normalbetrieb und Netzfehlerfall.

Flexibles Niederspannungsnetz

Grundlage ist ein flexibel parametrierbares Niederspannungsnetz, das neben ca. 1500m 4x35mm² NAYY Leitung über ca. 1000m 4x150mm² NAYY Leitung verfügt. Diese sind in unterschiedlich lange Teilstücke unterteilt und in einer Matrixstruktur angeordnet. Dies ermöglicht den Aufbau unterschiedlichster Netzkonfigurationen. An mehreren Punkten im Netz besteht die Möglichkeit der Einkopplung dezentraler Einspeiser oder Verbraucher an sogenannten Hausanschlusspunkten. Die Verwendung von realen Leitungen bietet die Gewährleistung, dass die Reaktion des Netzes auch in den transienten Übergängen möglichst nah an der Realität liegt. Um die Impedanzbeläge der Leitungen in der Modellbildung akkurat berücksichtigen zu können, wurden im Rahmen des Projektes in Kooperation mit dem Partner OMICRON mithilfe eines CPC + CU1 Messgerätes die Impedanzen aller Hauptstrecken, sowie kombinierten Kabel- und Hausanschlussstrecken aufgenommen. Die hierbei erlangten Ergebnisse deckten sich im Rahmen von 5% Toleranz mit den auf Basis der Datenblätter errechneten Erwartungswerten.

Dezentrale Einspeiser

Als dezentrale Einspeiser wurden im Rahmen des Projektes überwiegend dreiphasig angeschlossene PV-Wechselrichter unterschiedlicher Hersteller und Leistungsklassen (10kWp – 30kWp) verwendet. Die Verwendung verschiedener Hersteller und Produktlinien ermöglicht hierbei die vergleichende Analyse der Unterschiede in der Reaktion der Anlagen auf identische Netzfehlerfälle. Für ausgewählte Versuche wurden zusätzlich insgesamt 2x3 einphasige PV Umrichter herangezogen, um die Gesamtsumme der installierten Leistung auf bis zu 110kWp zu erhöhen. Die Umrichter werden über DC Quellen versorgt, was eine reproduzierbare Beeinflussung der verfügbaren Primärenergie ermöglicht.

Netzversorgung und Fehlererzeugung

Das Versuchsnetz kann über zwei verschiedene Ansätze versorgt werden. Im Rahmen des Projektes wurden durch den Projektpartner innogy eine Kompaktstation sowie vier Transformatoren unterschiedlicher Leistungsklassen (100, 160, 250 und 400kVA) zur Verfügung gestellt. Diese können zum einen direkt über den vorhandenen Mittelspannungsring versorgt werden. Zum anderen besteht mittelspannungsseitig die Möglichkeit der Vorschaltung eines Low Voltage Ride Through (LVRT) Containers. Alternativ kann das Versuchsnetz über einen dreiphasigen Netzsimulator (Spitzenberger

& Spieß, $S_{n,out} = 90\text{kVA}$ / $S_{\text{peak,out}} = 180\text{kVA}$ $S_{in} = 160\text{kVA}$) NS-seitig versorgt werden. Dieser stellt eine dreiphasige asymmetrische Spannungsquelle auf Basis von Linearverstärkern dar.

Mittels des LVRT Containers ist es möglich ein- und zweiphasige Fehler auf der Mittelspannungsebene zu erzeugen, und deren Auswirkungen auf das unterlagerte NS-Testnetz zu analysieren. Mittels des Netzsimulators ist es möglich die Auswirkungen überlagerter Fehler hinsichtlich der Spannung am Übergabepunkt des NS-Testnetzes zu analysieren. Hierbei sind mittels einer PC-Steuerung Spannungsgradienten von bis zu $50\text{V}/\mu\text{s}$ möglich.

Zur Emulation von Fehlern in der Niederspannungsebene wurde darüber hinaus im Rahmen des Projektes seitens des IFHT eine NS-Kurzschlussnachbildung entworfen (Abbildung 8) und in Auftrag gegeben. Im Anschlussfeld der Kurzschlussnachbildung stehen Verbindungsmöglichkeiten für vieradrige Leitungen (240 mm^2) sowie eine zusätzliche Erdverbindung zur Verfügung.

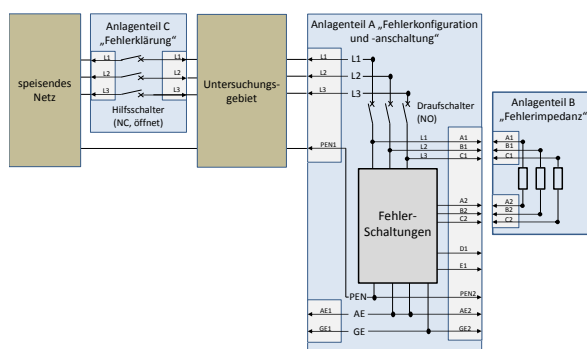


Abbildung 8 - NS-Kurzschlussnachbildung

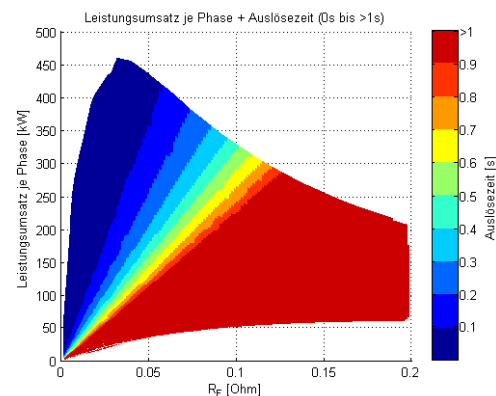


Abbildung 9 - Leistungsumsatz je Phase bei resistiver Fehlerimpedanz für verschiedene Sicherheitsauslösezeiten

Mittels Kupferbrücken kann die Fehlerart vor Versuchsbeginn frei konfiguriert werden. Zusätzlich ist es möglich, ohmisch-induktive Fehlerübergangsimpedanzen von $0,16$ bis $66,60\text{ Ohm}$ bei einem minimalen $\cos(\varphi) = 0,8$ induktiv zu berücksichtigen. Ergänzend ist eine resistive Kaskade verfügbar, mit welcher ein Bereich zwischen $0,00$ bis $0,20\text{ Ohm}$ mit einer Stufung von $0,01\text{ Ohm}$ abgedeckt werden kann, um niederimpedante Fehlersituationen nachzubilden. Die Anforderungen an die Leistungsfähigkeit der Stufen wurden im Projekt seitens des IFHT simulativ ermittelt (Abbildung 9). Im Falle einer Unterfunktion der zu prüfenden Schutzeinrichtung verfügt die Kurzschlussnachbildung über eine Vorrichtung zur automatischen Fehlerklärung.

Zur Aufnahme transients Vorgänge im Zuge der Laborversuche wurde im Rahmen des Projektes ein Transientenrekorder der Firma AMOTronics (3MHz , 16bit , $16+8$ Kanäle) verwendet. Das System verfügt über die Möglichkeit einer Langzeit-Streamingaufnahme mit reduzierter Datenrate mit einer zusätzlichen parallelen, getriggerten Aufzeichnung mit hoher Datenrate. Dies ist zum Beispiel für Untersuchungen im Überlastbereich von NH-Sicherungen notwendig, da die Auslösezeit in Abhängigkeit des Überstromes im Minutenbereich liegen kann, jedoch der tatsächliche Schmelzvorgang weiterhin einen transienten Vorgang im Millisekundenbereich darstellt. Darüber hinaus wurden insgesamt 4 vorhandene Netzanalysatoren der Firma Dewetron mit einer Abtastrate von bis zu 200kHz für die Aufnahme von Messdaten verwendet.

2.3.2.2 Labordatenverarbeitung

Zur systematischen Analyse der Reaktion verschiedener PV Wechselrichter auf unterschiedlichste Netzfehler (siehe Abschnitt 2.3.2.3) wurden mehr als 30.000 Einzelversuche durchgeführt. Daher wurde im Rahmen des Projektes durch SMA und das IFHT eine automatisierte Datenaufbereitung sowie ein Tooling für den Vergleich der Daten miteinander, sowie mit den Ergebnissen der Modellberechnungen, im folgenden Testbench, entwickelt.

Datenaufbereitung

Die Aufbereitung der Messdaten erfordert die Erkennung und Behebung von Phasen- und Polaritätsvertauschungen, sowie das Aufteilen und Zerschneiden der Messreihen in Einzelereignisse. Eine Synchronisation der Messdaten bei der Aufnahme mit unterschiedlichen Messgeräten ist ebenfalls erforderlich. Darüber hinaus wird eine Plausibilisierung der Daten anhand der Leistungsabgabe vor und nach jedem Einzelversuch vorgenommen.

Für die effiziente Weiterverwendung der Daten wird eine Kombination aus einer Datenbankstruktur mit crossreferenzierten Einzel-Zeitmessdaten für die Datenhaltung verwendet. Die Datenbank enthält dabei alle versuchsrelevanten Eingangsparameter sowie im Rahmen der Auswertung gewonnene Kenngrößen. Die Zeitmessreihen werden je Versuch aufbereitet und separat in einer Ordnerstruktur abgelegt. Diese sind je Versuch mit den Einträgen der Datenbank verlinkt.

Für die Vergleichbarkeit unterschiedlicher Messreihen untereinander ist die Deckungsgleichheit der Daten hinsichtlich des Zeitpunktes des Spannungseinbruches zwingend notwendig. Hierzu werden die zu vergleichenden Datenreihen mit Hilfe eines auf dem Prinzip der Kreuzkorrelation basierenden Ansatzes synchronisiert. Darauf basierend sind teilautomatisierte Verfahren zur grafischen Darstellung erstellt worden.

Testbench

Die entwickelte Testbench stellt eine Möglichkeit dar, die Genauigkeit eines beliebigen dynamischen Wechselrichtermodells, oder mehrerer Versuchsreihen gegeneinander zu prüfen. Abbildung 10 zeigt schematisch das Konzept der Testumgebung für die Validierung.

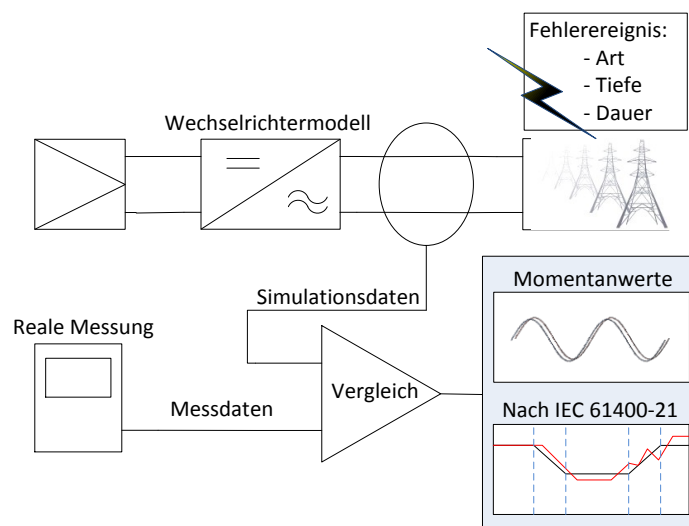


Abbildung 10 - Konzept der Testumgebung für die Validierung des dynamischen Verhaltens eines Wechselrichtermodells

Das Wechselrichtermodell wird hierzu innerhalb der Simulationsroutine mit einem Netzmodell verknüpft, welches in der Lage ist, zu festgelegten Zeitpunkten Spannungseinbrüche mit definierter Dauer und Tiefe zu simulieren. Diese Netzdaten werden zusammen mit der Reaktion des

Wechselrichtermodells aufgezeichnet. Es besteht die Möglichkeit, die Spannungseinbruchcharakteristiken der Messung automatisch zu ermitteln und die Simulationseinstellungen entsprechend anzupassen.

Die erhaltenen Datensätze, bestehend aus Simulations- und Messdaten, werden in einer grafischen Auswertung verglichen. Dargestellt werden die Spannungs-, Strom- und Leistungsverläufe der Wechselrichter nach Real- und Imaginärteil. Ermittelt werden hierbei insbesondere die Momentanwerte sowie die Phasorendaten nach VDE 0102 beider Verläufe.

Letztere sind von besonderer Bedeutung, da sie auch für eine Zertifizierung des Wechselrichtermodells nach den technischen Richtlinien für Erzeugungseinheiten des FGW e.V. erforderlich sind. Die Simulation eines dynamischen Wechselrichtermodells wird ausgeführt, indem der gleiche Spannungseinbruch wie in der Messung in der Simulation eingestellt wird. Anschließend werden simulierte und gemessene Daten nach VDE 0127-21 in Grundschiebungseffektivwerte für das Mit- und Gegensystem zerlegt und nach der technischen Richtlinie Teil 4 [35] verglichen. Abbildung 11 zeigt den Vergleich zwischen Simulation und Messung.

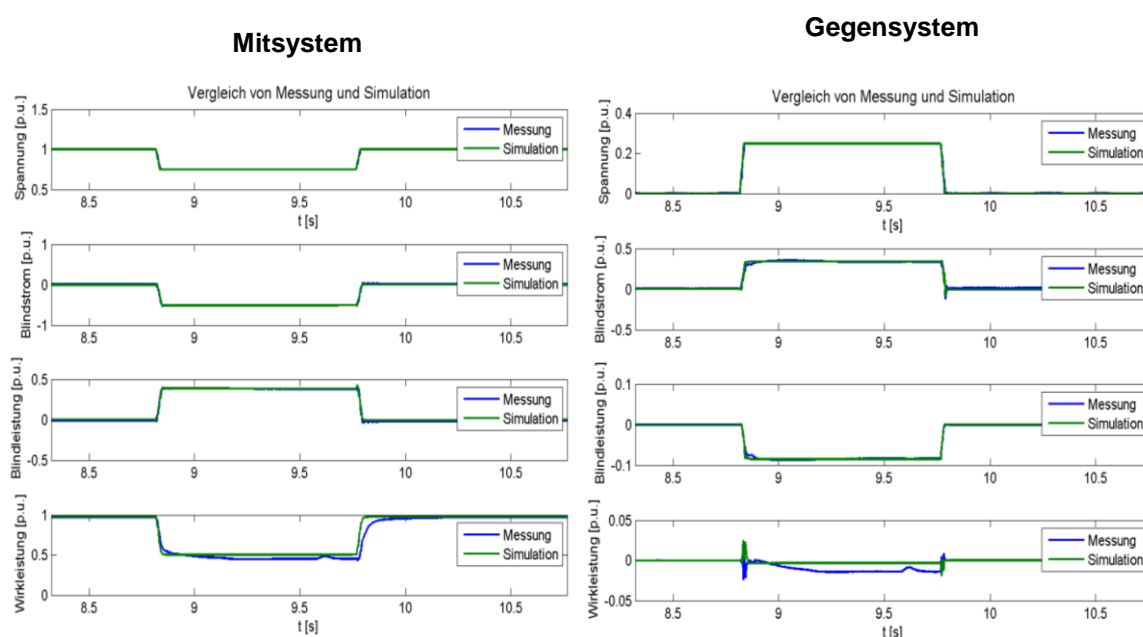


Abbildung 11 - Vergleich von Effektivwerten zwischen Messung und Simulation

2.3.2.3 Vermessung einzelner Wechselrichter und Wechselrichtergruppen

Netzfehler resultieren in Spannungsveränderungen im betroffenen Netzgebiet. Für die Analyse der Reaktion verschiedener PV Wechselrichter wurden seitens des IFHT in Anlehnung an [36] die folgenden symmetrischen und asymmetrischen Fehlertypen herangezogen. Zusätzlich wurde der Fehlerauftrittswinkel sowie die Fehlerdauer variiert.

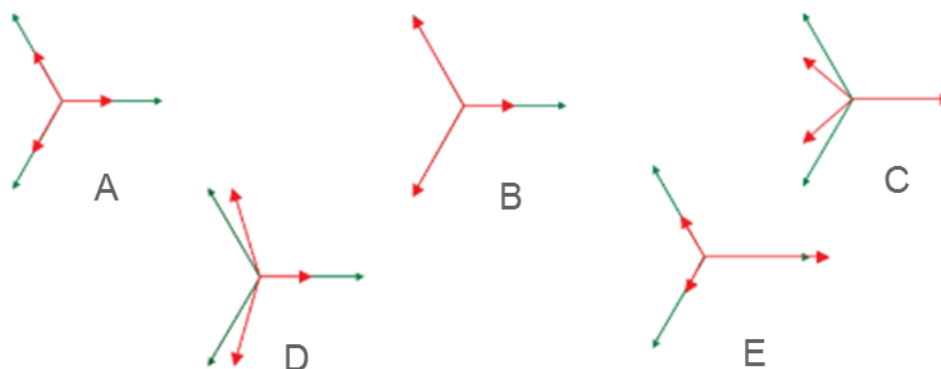


Abbildung 12 - Fehlertypen nach [36]

Als Testaufbau wurde der Netzsimulator (Absatz 2.3.2.1) mit einer Niederspannungskabelstrecke (NAYY150mm²) veränderbarer Länge sowie nachgeschaltet 4 verschiedenen WRs unterschiedlicher Hersteller und Leistungsklassen ($P_N = 32\text{kW}, 15\text{kW}, 10\text{kW}, 10\text{kW}$) verwendet. Hierbei wurden sowohl Versuche mit einzelnen Wechselrichtern, als auch Versuche mit Gruppen verschiedener Wechselrichter durchgeführt, um eine gegenseitige Beeinflussung zu analysieren.

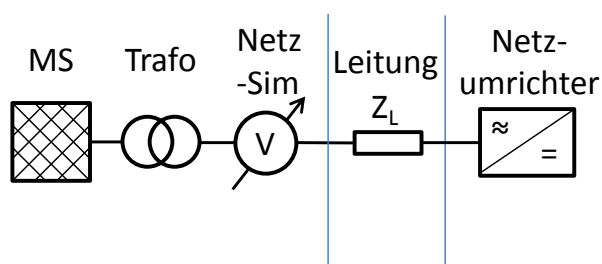


Abbildung 13 - Versuchsaufbau Wechselrichtervermessung

Darüber hinaus wurden die folgenden Wechselrichterparameter variiert (Tabelle 1):

Tabelle 1 - Parametervariation - Wechselrichtervermessung

Art	Von	Bis
DC-Leistung	$1 \cdot P_N$	$0,3 \cdot P_N$
Anschluss-Richtlinie	- VDE-AR-N 4105 - BDEW MS-Richtlinie	

Um sicher zu stellen, dass durch die Verwendung der digital angesteuerten Spannungsquelle des Netzsimulators zu keiner Beeinflussung führt, wurde dabei zunächst untersucht, in wie weit die Wahl der Netz-Spannungsquelle einen Einfluss auf das WR Verhalten hat. Resultierend zeigte sich kein wesentlicher Unterschied bei der Reaktion der WR auf Spannungseinbrüche bei Verwendung des Netzsimulators zu der bei Verwendung des LVRT-Containers. Dies ermöglichte die automatisierte Durchführung einer Vielzahl von Versuchen für die unterschiedlichen Umrichter und Parametrierungen.

2.3.3 Zentrale Erkenntnisse und resultierende Anforderungen

Zusammenfassend lässt sich hinsichtlich der Versuche des IFHT festhalten, dass das Verhalten der Wechselrichter bei Netzfehlern stark vom Hersteller und dem Gerätetyp abhängig ist. Gleichzeitig

halten die Wechselrichter, von geringen Abweichungen abgesehen, die Vorgaben der aktuellen ARN 4105 (2011), bzw. der BDEW Mittelspannungsrichtlinie ein [3], [2].

In Bezug auf das Schutzsystem sind insbesondere das Wirk- und Blindstromverhalten dezentraler Erzeugungsanlagen bei Netzfehlern von Belang. Hierbei sind zum einen der transiente Übergang, und dessen Dauer, sowie das Einspeiseverhalten im quasistationären relevant.

Niederspannungsverhalten nach ARN 4105

Die Anwenderrichtlinie für die Niederspannung sieht eine Abschaltung der Wechselrichter innerhalb von maximal 200ms bei einer Unterschreitung der Spannungen am Netzverknüpfungspunkt dezentraler Energieerzeugungsanlagen von 0,8p. u. vor.

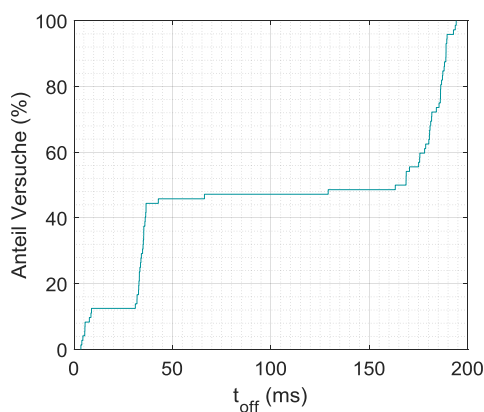


Abbildung 14 - Gemessene Abschaltzeiten PV-Umrichter nach VDE-AR-N 4105

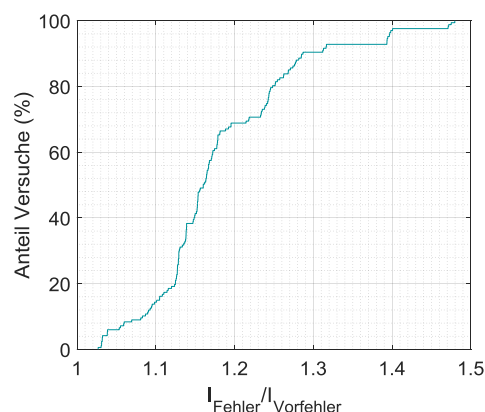


Abbildung 15 - Gemessene maximale Stromüberhöhung Fehlerstrom zu Vorfehlerstrom bei PV Wechselrichtern nach VDE-AR-N 4105

Die Messungen zeigen, dass in ca. 10% der Fälle eine Abschaltung der Umrichter in den Messungen in weniger als 10ms stattfindet, was auf eine hardwarenahe Begrenzung der Umrichter aufgrund von Überstrom zurückzuführen ist (Abbildung 14). In ca. 40% der Fälle ist eine Abschaltung in weniger als 40ms zu verzeichnen. Hier liegt die Vermutung nahe, dass diese Abschaltungen bereits auf den normalen Regelkreis zurück zu führen sind. In den übrigen Versuchen werden Abschaltzeiten von bis zu 200ms beobachtet [37].

Bezüglich der quasistationären eingespeisten Ströme ergeben sich Überhöhungen von bis zu 1,5 p.u., wobei mit ca. 90% die Mehrheit der Überhöhungen bis 1,3 p.u. auftreten. Die maximalen Überhöhungen treten hierbei insbesondere bei asymmetrischen Fehlerfällen auf. Es ist hinzuzufügen, dass die Reaktion auf asymmetrische Fehler in Abhängigkeit des Regelungsansatzes starke Unterschiede aufweist. Während bei Umrichtern mit Einzelphasenregelung ein Gegensystemstrom sowie zum Teil eine Nullsystemstrominjektion bei asymmetrischen Spannungen zu beobachten ist, ist bei Umrichtern mit Regelungen basierend auf dem Mitsystem eine reine Mitsystemeinspeisung erkennbar. Dies führt sowohl in den fehlerbehafteten als auch den fehlerfreien Phasen zu deutlichen Unterschieden in den Fehlerstrombeiträgen und, in Abhängigkeit der Impedanzverhältnisse, den resultierenden Gegenspannungen.

Bei Berechnung und Auslegung der Schutzsysteme in Niederspannungsnetzen müssen, sofern noch keine enger gefassten Vorgaben für das Verhalten der Wechselrichter existieren, die Einflüsse der Strominjektion Berücksichtigung finden. Hierbei ist es empfehlenswert die maximale Abschaltzeit von 200ms anzusetzen für Fehler, die eine Restspannung am Netzverknüpfungspunkt der Einspeiser von kleiner 80% hervorrufen. Darüber hinaus sollte die Stromüberhöhung der Anlagen mit minimal 130%, im Worst Case 150% angenommen werden, sofern keine weitere Kenntnis über die Anlagen

verfügbar ist. Darüber hinaus sollten bei den Berechnungen der Kurzschlussstromverhältnisse die verschiedenen Regelungsansätze der Anlagen im Rahmen von Parametervariationen berücksichtigt werden. Anzumerken ist an dieser Stelle, dass im Rahmen der aktuellen Weiterentwicklung der ARN 4105 eine Vorgabe bzgl. der Gegensystemeinspeisung, sowie die Möglichkeit der Forderung eines LVRT auch in der Niederspannung im Raum steht, welche bei den Berechnungen entsprechend ebenfalls Berücksichtigung finden müssen.

Mittelspannungsverhalten nach BDEW MSR

Bei Parametrierung der Anlagen nach der aktuellen Mittelspannungsrichtlinie ergeben sich weitere Freiheitsgrade. Im Folgenden werden ausgewählte Ergebnisse für Experimente mit Restspannungen von 0,8; 0,55; 0,35; 0,25 und 0,05 p.u. dargestellt [37]. Alle Wechselrichter speisen einen Effektivstrom von $1,0I_N$ ein, wobei Maximalwerte von bis zu $1,3I_N$ erreicht werden (Abbildung 16). Gleichzeitig speisen alle Umrichter mindestens den, nach Richtlinie vorgegebenen, minimalen Blindstrom ein. Die Abweichungen bei sehr geringen Restspannungen sind durch Messungenauigkeiten sowohl im Umrichter, als auch in der Auswertung bedingt. Der maximale Blindstrom reicht ebenfalls bis zu $1,3I_N$.

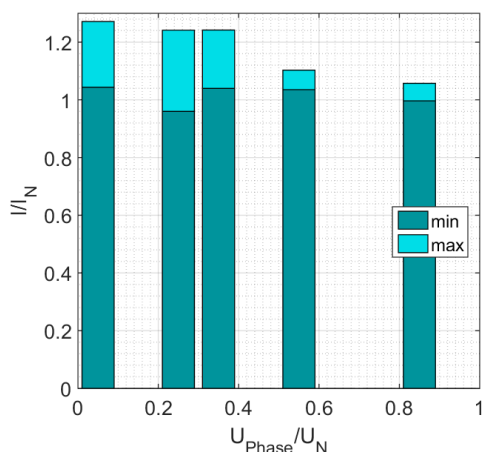


Abbildung 16 - Effektivstrom in Abhängigkeit der minimalen Phasen-Spannung

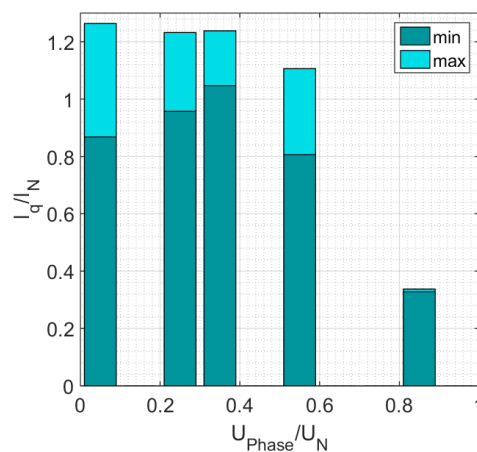


Abbildung 17 - Blindstrom in Abhängigkeit der minimalen Phasenspannung

Die Wirkstromeinspeisung zeigt darüber hinaus deutliche Unterschiede (Abbildung 18). Während einige der gemessenen Umrichter die Wirkstromeinspeisung auf Null reduzieren, speisen andere Umrichter einen derartigen Wirkstrom ein, dass die maximale Strombelastbarkeit der Umrichter weiterhin ausgereizt wird. Daraus lassen sich die in Abbildung 19 gezeigten unterschiedlichen Regelungsansätze hinsichtlich des Wirk- und Blindstromes verschiedener Anlagen ableiten. Darüber hinaus ist auch bei den Versuchen mit vollständiger dynamischer Netzstützung in Abhängigkeit der Anlagen ein Unterschied hinsichtlich der Behandlung asymmetrischer Netzfehler, ähnlich der im Rahmen der VDE-AR-N 4105 Parametrierung beschriebenen Verhaltensweisen, zu erkennen.

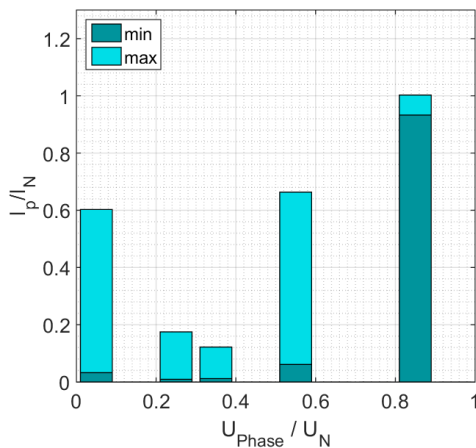


Abbildung 18 - Wirkstrom in Abhängigkeit der minimalen Phasen-Spannung

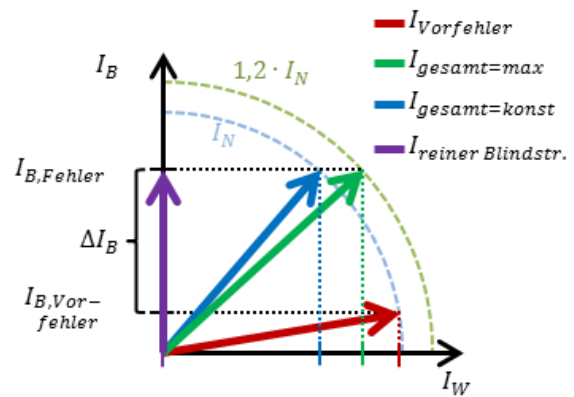


Abbildung 19 - Varianten der Effektivstromeinspeisung von Typ 2 Anlagen nach BDEW Mittelspannungsrichtlinie

Das dynamische Verhalten der Anlagen ist stark unterschiedlich hinsichtlich der Einspeisung im Netzfehlerfall. Messungen zeigen eine starke Streuung der Einregelzeiten im Blindstrom sowie insbesondere im Wirkstrom von bis zu 150ms mit, je nach Wechselrichter, unterschiedlichen Reaktionen der einzelnen Phasen (Abbildung 20). Innerhalb dieser Einregelzeiten kommt es zu kurzzeitigen Überschwingungen im Strom (Peak) von 150%, mit wenigen Ausreißern bis zu 180%. Aufgrund der spezifischen Reaktionsweise der Regelsysteme kann es innerhalb dieser Zeitspanne darüber hinaus zu Phasensprüngen kommen (Abbildung 21). Die notwendigen Mechanismen zur Strombegrenzung können zu Oberschwingungsbelastungen der Stromsignale der Wechselrichter führen [19]. Hierbei gilt es zu prüfen in wie fern dies einen Einfluss auf die Erkennungszeiten und Genauigkeit insbesondere digitaler gerichteter und ungerichteter Überstrom- sowie Distanzschutzrelais hat. Untersuchungen am IFHT zeigen, in Abhängigkeit der verwendeten Filter und Algorithmen, zum Teil eine deutliche Verzögerung der Auslösezeiten sowie eine erhöhte Unsicherheit hinsichtlich der parametrisierten Auslöseschwellen, und -zonen.

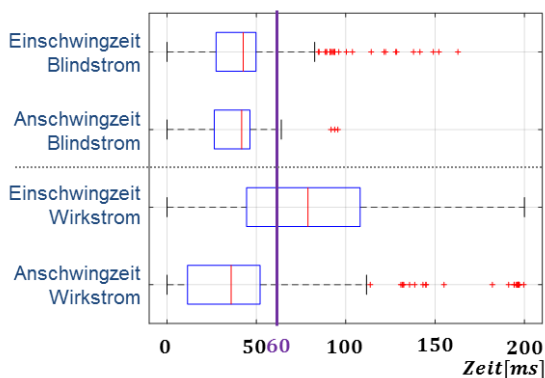


Abbildung 20 - Ein- und Anschlagzeiten bei Umrichtern nach BDEW Mittelspannungsrichtlinie

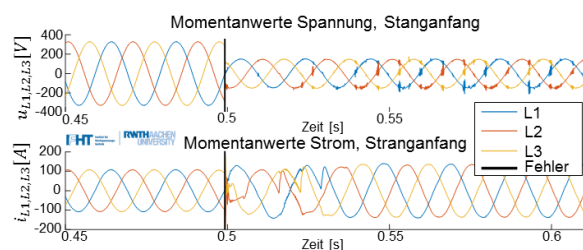


Abbildung 21 - Gemessener Strom- und Spannungsverlauf am Stranganfang eines NS-Stranges mit 55 kWp PV-WR Einspeisung. mit vollst. Dyn. Netzstützung, 3ph.-Spannungseinbruch auf 46% Restspannung [19]

Die dargestellten Freiheitsgerade müssen auch bei Berechnungen in der Mittelspannungsebene im Rahmen von Parametervariationen Berücksichtigung finden. Insbesondere das unterschiedliche Einspeiseverhalten bei asymmetrischen Spannungen sowie der unterschiedliche Umgang bzgl. der Wirkstromeinspeisung müssen bei der Auslegung der Schutzsysteme berücksichtigt werden. Darüber hinaus sind Einschwingzeiten von bis zu 200ms für die Staffelung der, in der Mittelspannung zumeist eingesetzten Digitalschutzgeräte, unbedingt zu berücksichtigen. Fehlende Nulldurchgänge im Strom sind darüber hinaus bei der Auslegung und Wahl von Schaltelementen im Netz von Bedeutung.

Verhalten des Batteriespeichersystems am Netzanschlusspunkt

Beim Betrieb des Batteriespeichersystems wurde seitens der htw saar festgestellt, dass die normativen Vorgaben für solche Systeme im Dauerbetrieb eingehalten werden. Dies gilt im Besonderen für die Oberschwingungsanteile des eingespeisten Netzstromes, die trotz stark verzerrter d.h. Oberschwingungsbehafteter Netzspannung den Richtlinien entsprechen. Wegen der Oberschwingungsbehafteten Netzspannung erzeugen die im Betrieb auftretenden Oberschwingungsströme Wirkleistungen, die als Oberschwingungswirkleistung bezeichnet werden können. Dabei wurde festgestellt, dass diese Oberschwingungswirkleistung immer aus dem Netz bezogen wird, unabhängig davon, ob das Batteriespeichersystem Wirkenergie für die netzfrequente Grundschwingung einspeist oder bezieht. Auftretende Oberschwingungsströme tragen bei überschwingungsfreier sinusförmiger Spannung der netzfrequenten Grundschwingung nur zur Blindleistung und nicht zur Wirkleistung bei. Abbildung 22 zeigt die gesamte Wirkleistung P_{total} und die Grundschwingungswirkleistung P_1 beim Laden (positiver Sollwert) und Entladen (negativer Sollwert der Leistung) des Batteriespeichersystems. Die Messungen am NAP wurden mit dem Leistungsmessgerät Yokogawa durchgeführt. Durch die Oberschwingungsbelastung in der Spannung tragen die Oberschwingungsströme der Anlage auch zur Wirkleistung bei, was in Abbildung 23 zu erkennen ist. Auffällig ist hierbei der ständige Bezug dieser Oberschwingungswirkleistung, unabhängig vom Bezug oder der Einspeisung von Energie.

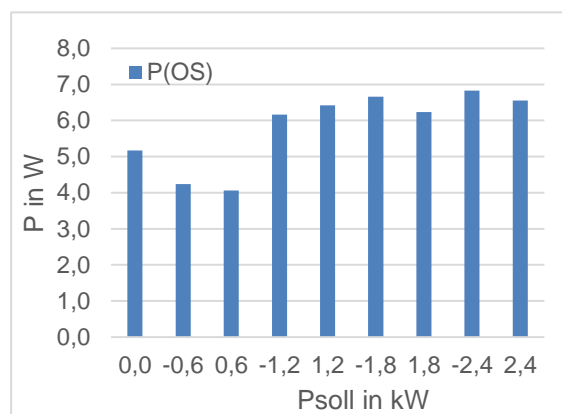
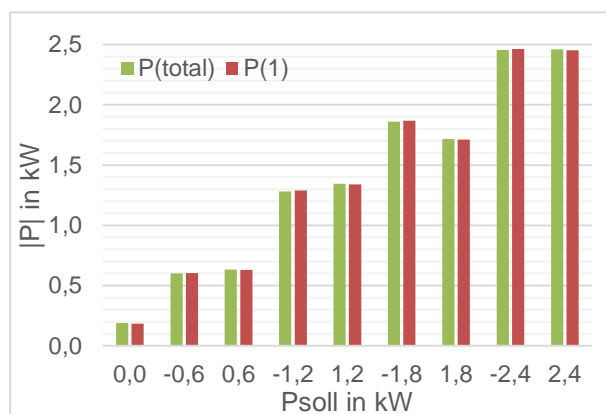


Abbildung 22 - Gesamt- und Grundschwingungswirkleistung

Abbildung 23 - Oberschwingungswirkleistung

Aus Sicht der Netzqualität und -stabilität sollte das Batteriespeichersystem beim Einspeisen von Energie diese Oberschwingungswirkleistung einspeisen, um der Oberschwingungsbelastung der Netzspannung entgegen zu wirken.

2.4 Systemische Modelle und neuartige Berechnungsverfahren für zukünftige Verteilungsnetzsysteme

Das Verhalten dezentraler Energiewandlungsanlagen wird in den heutigen Betrachtungen und Berechnungen zur Schutzplanung und -parametrierung zumeist vernachlässigt. Um den Einfluss dieser Vernachlässigung analysieren zu können, sind geeignete Berechnungsverfahren und Modellierungen der Anlagen notwendig. Existierende Modelle sind hierbei zwar z.T. gut für den Normalbetriebsbereich geeignet, haben jedoch eine fragliche Genauigkeit bezüglich der Abbildung des Verhaltens von DEA im Netzfehlerfall.

Im Rahmen des Projektes wurden sowohl exakte sowie vereinfachte Berechnungsansätze im dynamischen Zeitbereich sowie quasistationäre Verfahren betrachtet. Bestehende und bekannte Modellierungen im dynamischen Zeitbereich wurden hinsichtlich ihrer Funktionalität und Güte bezüglich der Berechnung von Kurzschlussereignissen in zukünftigen MS und NS Netzen untersucht. An notwendigen Stellen wurden diese Modellierungen weiterentwickelt und hinsichtlich der Projektfragestellungen verfeinert. Die Ergebnisse der dynamischen Modelle wurden mit den Laborergebnissen verglichen und für die Verifikation der quasistationären Modellierungen herangezogen. Darüber hinaus konnten auf Basis der dynamischen Modellierung weitergehende Fragestellungen, etwa hinsichtlich des transienten Überganges nach Fehlereintritt sowie der Auswirkungen durch Oberschwingungsbelastungen, analysiert werden. Die Modellierungen wurden hierbei ergänzend sowohl in ATPDesigner/ATP (htw saar) als auch PowerFactory und Matlab Simulink (IFHT, htw saar) vorgenommen.

Darüber hinaus wurden quasistationäre Kurzschlussstromberechnungsverfahren mit Stromquellenberücksichtigung untersucht und implementiert.

Um die Unsicherheiten des konkreten Verhaltens insbesondere der WR gekoppelten DEA zu berücksichtigen wurden verschiedene Methoden zur Abdeckung hochdimensionaler Parameterräume identifiziert, umgesetzt und angewendet, sowohl im quasistationären als auch im dynamischen Zeitbereich. Dies ist notwendig, da bisher gängige Ansätze zu Betrachtung der Worst-Cases (minimaler und maximaler Kurzschlussstrom) zu hinterfragen waren, was sich in den Ergebnissen bestätigt hat.

Sowohl bei den quasistationären als auch dynamischen Modellierungen lag der Fokus des Projektes auf der Abbildung dezentraler Einspeiser, notwendiger Schutzelemente, Netzfehler, sowie allen weiteren, aus Sicht des Konsortiums veränderten, Komponenten. Für die Abbildung klassischer Netzkomponenten, wie Leitungen, Transformatoren und Randnetzen wurde auf etablierte Methoden zurückgegriffen. Die Eignung für die jeweiligen Untersuchungsgegenstände wurde hierbei stets geprüft. Diese Komponenten werden im Folgenden nicht weiter betrachtet.

2.4.1 Dynamische Gesamtnetzmodelle und –verfahren

2.4.1.1 Dynamische Modelle dezentraler Erzeugungsanlagen

DEA-Modell im ATPDesigner/ATP

Zur Nachbildung von DEA mit WR wurde das generische Modell im ATPDesigner/ATP seitens der htw saar weiterentwickelt. Das generische Modell dient zur Nachbildung des dynamischen Verhaltens im fehlerfreien Normalbetrieb und verwendet eine geregelte Stromquelle unter Berücksichtigung der Anforderungen aus der BDEW Mittelspannungsrichtlinie (MSR) [2] hinsichtlich der Blindleistungsbereitstellung. Des Weiteren verfügt das MSR-konforme DEA-Modell über einen LVRT- bzw. HVRT-Betrieb im Fehlerfall. Somit werden die Anforderungen der MSR im fehlerfreien Normalbetrieb, als auch im Fehlerfall erfüllt. Die Weiterentwicklungen bezogen sich auf das Blindstromverhalten zur Spannungsstützung im LVRT- bzw. HVRT-(High Voltage Ride Through)

Betrieb, dessen Algorithmus im ATPDesigner in Abbildung 24 dargestellt ist. Die Simulationen an Musternetzen zeigten, dass sich das Modell konform zur Richtlinie verhält und somit Betrachtungen hinsichtlich Verhalten von Schutzsystemen bei Netzen mit DEA erfolgen konnten.

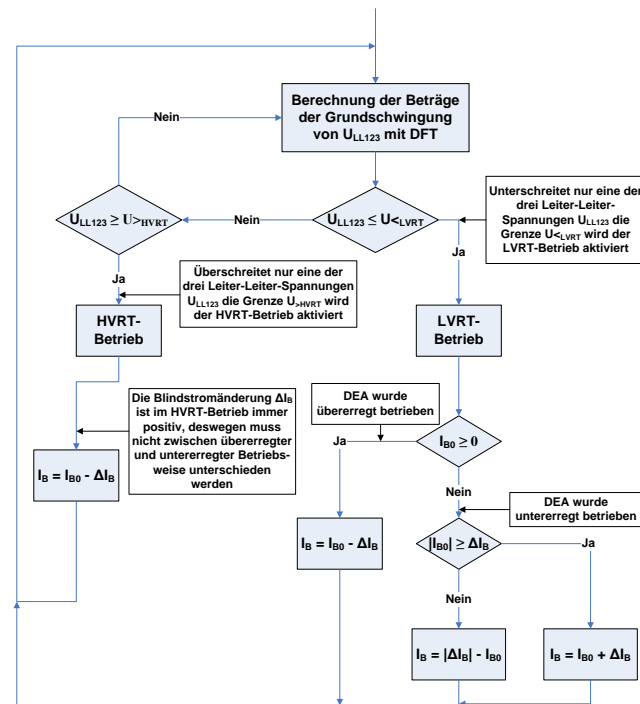


Abbildung 24 - Ablaufdiagramm LVRT/HVRT-Betrieb

WR Modell mit Fehlerverhalten in Matlab/Simulink

Im Rahmen des Projektes wurde seitens des IFHT in Kooperation mit SMA ein dynamisches Wechselrichtermodell im Matlab Simulink implementiert. Ziel der Modellbildung war die hinreichende Charakterisierung der dynamischen und quasistationären netzseitigen Strominjektion von wechselrichtergekoppelten DEA im Fehlerfall zur Untersuchung ihres Einflusses auf das Anrege- und Auslöseverhalten des Netzschutzes.

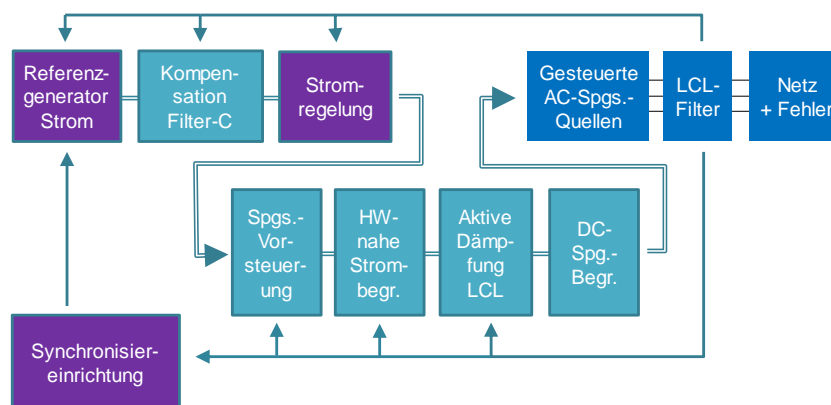


Abbildung 25 - Modellstruktur Wechselrichtermodell

Zum notwendigen Detailgrad wurden deshalb folgende begründbare Annahmen getroffen:

- Dynamik der Primärquelle nicht signifikant für netzseitiges Verhalten
- Approximierbarkeit der Primärquelle durch konstante Zwischenkreisspannung
- Vernachlässigbarkeit der hochfrequent getakteten Modulation

- Notwendigkeit der Berücksichtigung der nichtlinearen Sättigung aufgrund der Strombegrenzung
- Hinreichende Beschreibung des WR-Verhaltens bei Abbildung der netzseitigen Regelung und Betriebsführung

Das Modell umfasst die nach Parametrierung und Regelungsstruktur variierbaren Module nach Abbildung 25. Je Modul sind Varianten und Parametrierungen nach Stand des Wissens implementiert. Trotz der obigen vereinfachenden Annahmen verbleibt eine erhebliche Modellkomplexität. Das Modell beruht auf dem Ansatz eines Average Value Models auf Basis gesteuerter Spannungsquellen. Dies bildet die Einflüsse der Umrichter für die Untersuchung von Schutzsystemen ausreichend genau ab und bietet hinsichtlich der Berechnungskomplexität große Vorteile. Die Analyse der Einflüsse im transienten Übergang ist mithilfe dieses Modellansatzes hingegen nicht möglich.

Untersuchungen zur Auslegung von LCL-Filtern und Reglerparametern im Hinblick auf eine Parametervariation führten durch fachliche Diskussionen im Konsortium zu folgendem Ergebnissen:

- Resonanzen der LCL-Filter entstehen im Realsystem durch Verzögerungen bei Messwertrückführung, Filterung und Signalverarbeitung. Diese werden herstellerspezifisch durch geeignete aktive oder passive Dämpfungsansätze eliminiert.
- Das dynamische Modell vermeidet eine weitere Spezialisierung durch Vernachlässigung der genannten Verzögerungsglieder und dadurch nicht notwendige Abbildung der Dämpfungsmaßnahmen. Ein Einfluss auf die Abbildung des Grundschwingungsverhaltens hierdurch ist nicht absehbar.

Eine Validierung des Modells gegen Labormessungen zeigte eine gute Übereinstimmung hinsichtlich des quasistationären Verhaltens. Die transienten Einschwingvorgänge konnten, wie erwartet, nicht vollständig repräsentiert werden.

Modell kleiner Synchrongeneratoren in Matlab/Simulink

Um festzustellen in wie weit (dynamische und quasistationäre) Modelle elektrisch und mechanisch großer (Turbo-) Synchrongeneratoren (SG) aus dem Übertragungsnetz ohne Anpassungen auf projektrelevante Fälle im Verteilungsnetz übertragen werden können, wurde seitens des IFHT eine Validierung der generischen Modelle aus der Simulationsumgebung Simulink/SimPowerSystems durchgeführt. Das „Synchronous Machine pu Standard“-Modell hat sich hierbei bei zielführender Anpassung der Parameter als valide und für den Projektrahmen nutzbar erwiesen.

Hinsichtlich des dynamischen Modells kann festgehalten werden, dass sich – je nach Leistungsklasse – die Abweichungen mehrheitlich zwischen $\pm 5\%$ bewegen, wobei insbesondere bei unsymmetrischen Fehlerfällen eine Streuung von bis zu $\pm 20\%$ hinsichtlich der Lösungsgüte auftreten kann. Weiterhin ist eine Tendenz der Überschätzung größerer Leistungsklassen und der Unterschätzung kleinerer Leistungsklassen zu erkennen. Hierbei sei angemerkt, dass die Messungenauigkeit der Strom- und Spannungswandler berücksichtigt wurden. Aus diesen Erkenntnissen sind Offsets abgeleitet worden, welche bei dem jeweils zu betrachtenden Fehlerfall und Zeitbereich in Abhängigkeit der Leistungsklasse den Berechnungen zu- oder abgeschlagen werden.

Batteriespeichersystem Matlab/Simulink

Aus den Normalbetriebsmessungen, d.h. Lastsprungmessungen beim Laden und Entladen des Batteriespeichersystems, konnte seitens der htw saar ein dynamisches Modell in Matlab/Simulink entwickelt und implementiert und mittels der Messungen am NAP validiert werden. Die Messungen am NAP wurden mit zwei digitalen Speicheroszilloskopen durchgeführt, um die Sprungantwort bei Sollwertänderung zu ermitteln. Es wurden alle drei Leiter-Erd-Spannungen und Leiterströme erfasst, Abbildung 26 zeigt den Verlauf der drei Leiterströme beim Sollwertsprung. Da sich aus den Momentanwerten keine Aussage über die regelungstechnischen Parametern treffen lässt, wurden die Momentanwerte in Gleichgrößen zerlegt. Mittels Clarke- und Park-Transformation sowie einer

Phasenregelschleife (PLL) wurden die Wechselgrößen in Gleichgrößen in Matlab/Simulink transformiert.

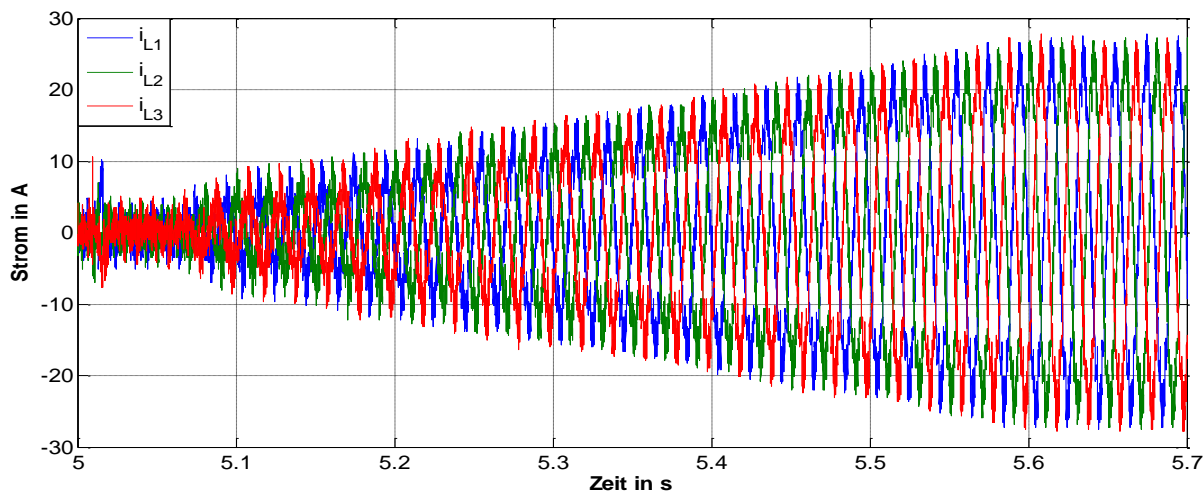


Abbildung 26 - Leiterströme beim Lastsprung von 0A auf 30A (Entladen)

Da der Netzstromrichter neben der Grundschwingung auch Oberschwingungen einspeist, wurde aus den dq-Komponenten der gleitende Mittelwert über 20ms bestimmt. Abbildung 27 zeigt eine beispielhafte Messung der Sprungantwort mit ihrer Auswertung in Matlab. Mit Hilfe der Transformation konnte eine Analyse der Sprungantwort in Hinsicht auf Totzeit, Überschwingen, An- und Ausregelzeit ermöglicht werden.

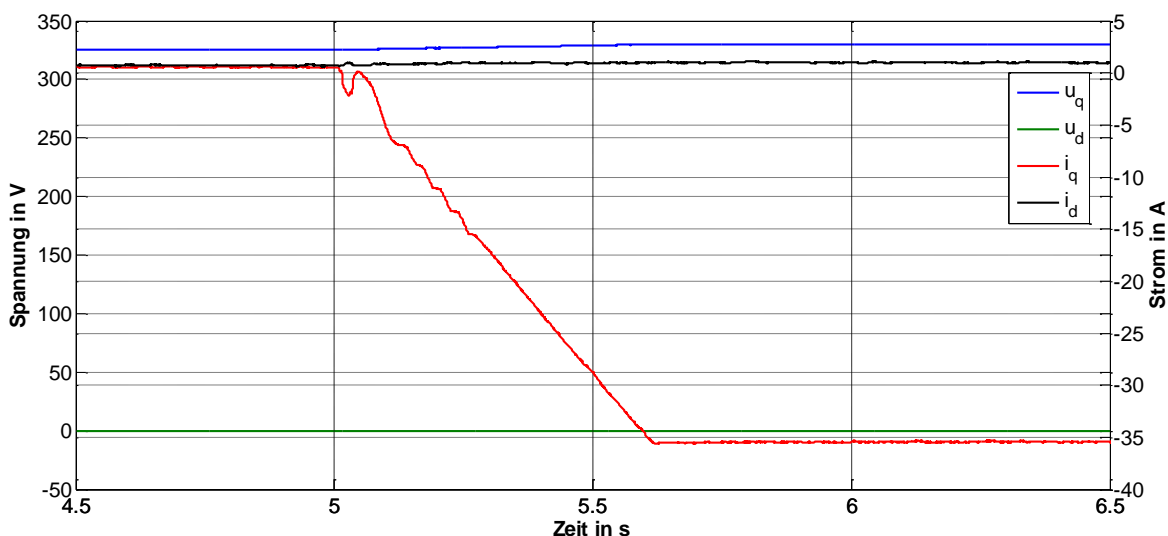


Abbildung 27 - Sprungantwort von $I_{Batt}^* = 0A$ auf $I_{Batt}^* = 30A$ (Entladen)

Aus den Messergebnissen für den Normalbetrieb konnte das Modell des Batteriespeichers über die Regelstrecke nach Abbildung 28 beschrieben werden. Zur Validierung des Modells wurden die gemessenen Sprungantworten mit den Modellsimulationen gegenübergestellt. Eine Besonderheit stellt die Verzögerungszeit bei Vorzeichenwechsel dar. Diese lässt sich am Siemens DC/DC-Wandler einstellen und beträgt in der aktuellen Parametrierung 100ms.

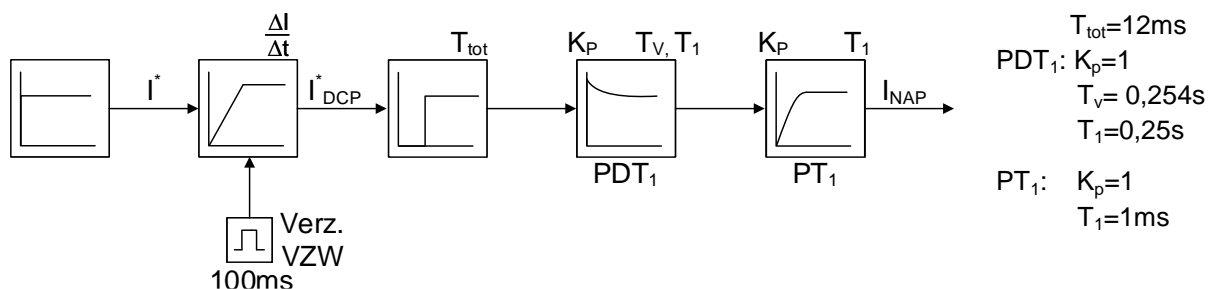


Abbildung 28 - Regelstrecke des Batteriespeichersmodells im Normalbetrieb

Zur Modellvalidierung wurden die Messergebnisse mit der Simulation gegenübergestellt. Abbildung 29 zeigt einen Sollwertsprung des Batteriestromes von 0A auf 30A (Entladen). Die Simulation stimmt was Anregel-, Ausregelzeit und Überschwingen angeht gut mit der Messung überein. Aus allen Messungen wurden die mittleren Regelungsparameter bestimmt und in das Modell in Matlab übergeben. Das Modell umfasst nur die Grundschiwingung, Oberschwingungen wurden hier nicht mitberücksichtigt.

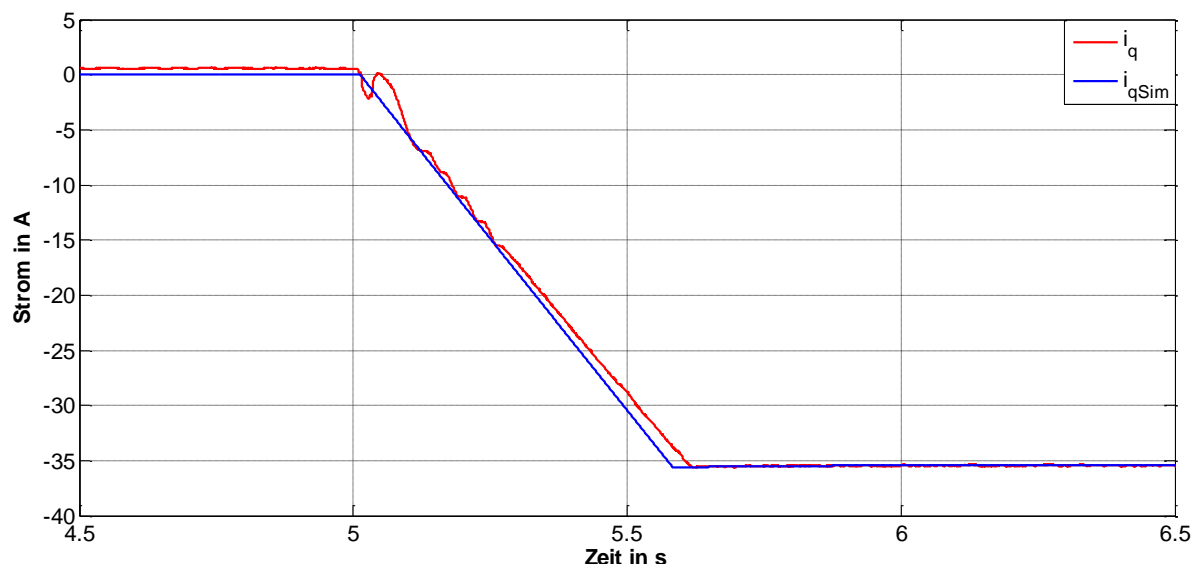


Abbildung 29 - Vergleich Simulation mit Messung

2.4.1.2 Lasten in ATPDesigner

Zur Berechnung dynamischer Netzvorgänge wurde an der htw saar im Rahmen des Forschungsprojektes ein Modell einer Last konstanter Leistungseinspeisung entwickelt und typgeprüft. Das Modell ermöglicht es, eine Last konstanter Wirk- und Blindleistung im Sinne der PQ-Knoten der Lastflussberechnung für die Berechnung dynamischer Netzvorgänge zu verwenden. Das Lastmodell kann einen Teil der Scheinleistung statisch schwanken lassen, um so über geeignete elektro-mechanische Modelle von Kraftwerken eine stochastisch schwankende Netzfrequenz zu erzeugen.

2.4.1.3 Sicherungen und Schutzrelais

Digitalschutzmodelle ATPDesigner

Ein an der htw saar vorhandenes generisches Modell eines Distanzschutzes wurde im Rahmen des Projektes erweitert. Das Modell wurde mit einer zweiten Impedanzzone versehen und typgeprüft, außerdem wurde zusätzlich zur Polygonkennlinie eine Kreiskennlinie in das dynamische Schutzmodell implementiert. Die Kreiskennlinie findet oft in Mittelspannungsnetzen ihren Einsatz, beispielsweise beim Schutzgerät von Schneider Electric P430C. Zur Modellvalidierung wurde das Verhalten des algorithmischen Modells mit der Distanzschutzeinrichtung P430C verglichen. Hierzu wurden die berechneten Momentanwerte über die Prüfeinrichtung OMICRON CMC256 direkt auf das Schutzgerät übertragen.

Neben den Erweiterungen des Distanzschutzmodells wurde im ATPDesigner/ATP das dynamische Modell eines 2-Bein-Differentialschutzes implementiert. Der Differentialschutz berechnet Differential- und Haltegröße aus den Grundswingungszeigern der Leiterströme, so wie es in marktüblichen Schutzgeräten durchaus üblich ist. Die Berechnung der Zeiger selbst erfolgt mit einer diskreten Fourier-Transformation. Die implementierte Auslösekennlinie entspricht ebenfalls der in marktüblichen Schutzgeräten verwendeten Kennlinie. Mit Hilfe des praxisnahen algorithmischen Modells konnte die Selektivität der Schutzeinrichtungen in einem ausgewählten Netz auch unter Berücksichtigung dezentraler Erzeugungsanlagen überprüft und das Differentialschutzmodell verifiziert werden.

Sicherungsmodell ATPDesigner

Das entwickelte algorithmische Modell zur Nachbildung des Verhaltens von Schmelzsicherungen der htw saar wurde mit der Programmiersprache MODELS des ATP realisiert und mit Hilfe von ATPDesigner getestet. Das Sicherungsmodell verfügt über ein Lichtbogenmodell zur Simulation des Schmelzvorgangs des Sicherungsdrahtes, das auf der bekannten partiellen Differentialgleichung von Grütz und Hochrainer bei Freiluftlichtbögen basiert. Eine problemangepasste Lichtbogenmodellierung konnte in der Fachliteratur nicht identifiziert werden. Ziel des Sicherungsmodells war es die Auslösedynamik von Schutzeinrichtungen in der Niederspannung im Sinne des Black-Box-Verhaltens also des elektrischen Klemmenverhaltens abzubilden, nicht der Sicherungs-internen physikalischen Vorgänge. Abbildung 30 zeigt den Programmablaufplan des Sicherungsmodells im ATPDesigner.

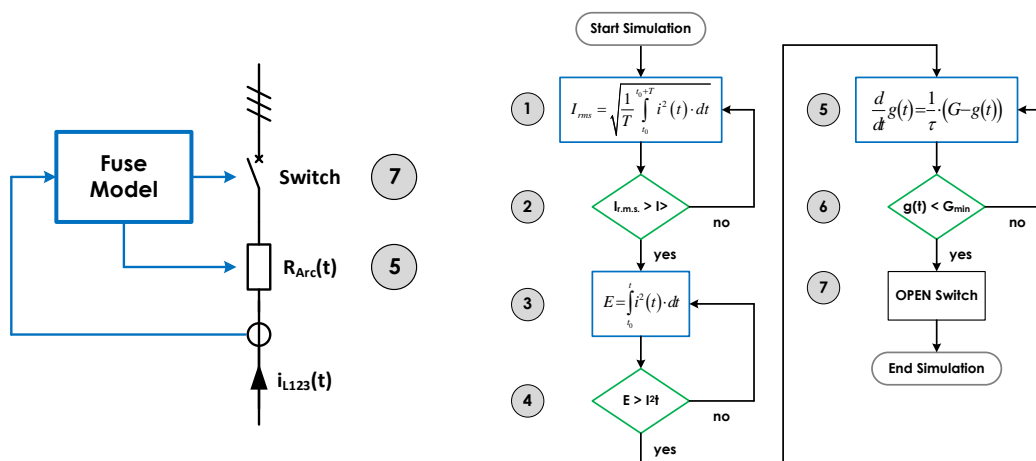


Abbildung 30 - links: „Black Box“-Sicherungsmodell; rechts: Software-Struktur des Modells

Nach Simulationsstart werden phasenselektiv die Effektivwerte der Leiterströme kontinuierlich berechnet. Übersteigt der Effektivwert die Anregeschwelle $I >$ wird die Berechnung der thermischen Energie mittels Joule-Integral gestartet. Überschreitet das Joule-Integral das Schmelzintegral wird an

den Schalter das Kommando zum Öffnen gegeben. Optional lässt sich das Lichtbogenmodell aktivieren, welches vor dem Öffnen des Schalters abläuft und das Verhalten des Lichtbogenvorgangs abbildet.

Die Validierung des Sicherungsmodells erfolgte durch Messungen des Schmelzvorgangs im Netzschutz-Labor der htw saar mit der Sekundärprüfeinrichtung CMC356 der Fa. OMICRON und mittels Messergebnisse aus dem Kurzschlusslabor des IFHT. Wegen der begrenzten Stromstärke der Sekundärprüfeinrichtung wurden im Labor der htw saar Sicherungen der Nennströme 6A und 10A untersucht. Abbildung 31 zeigt ein Vergleich von gemessenen Schmelzzeiten am IFHT einer 100A und einer 250A Sicherung mit der Simulation im ATPDesigner und im Power Factory Model des IFHT. Die simulierten Kurven treffen die gemessene Kennlinie mit einer maximalen Abweichung von 10% [38].

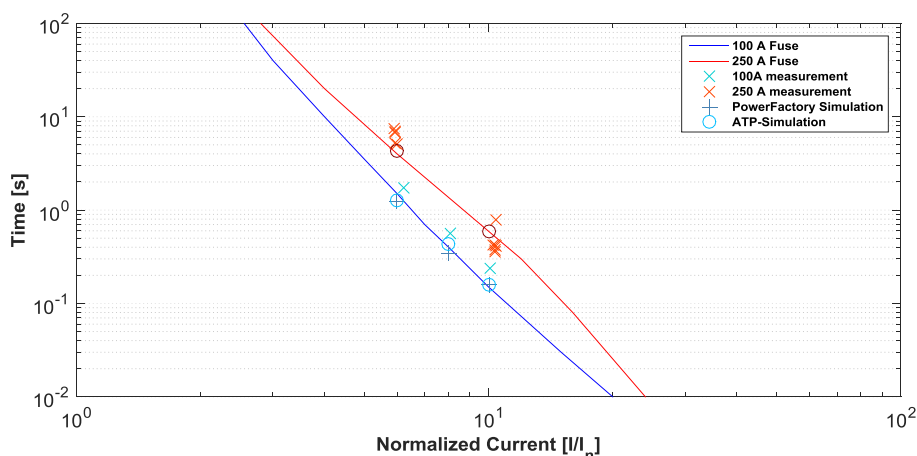


Abbildung 31 - Messergebnisse NH2 gG Sicherungen, 100A, 250A [39]

Sicherungsmodell PowerFactory / Matlab Simulink

Zusätzlich wurde seitens des IFHT eine Modellbildung in der Umgebung DigSilent PowerFactory durchgeführt. Der gewählte empirische Modellierungsansatz ermöglicht die Abbildung des Klemmenverhaltens von NH-Sicherungen. Um eine Parametrierbarkeit zu gewährleisten, wurden die Literaturansätze weiterentwickelt. Hierzu wurden Messungen für entsprechenden Sicherungstypen in Zusammenarbeit mit einem Mitgliedsunternehmen des NH-HH-Vereines erfolgreich im Labor des IFHT durchgeführt. Abbildung 32 zeigt den Vergleich der Simulationsergebnisse des entwickelten Modells mit den Ergebnissen der Messungen exemplarisch für eine 16 A NH-Sicherung. Hierbei zeigen sich gute Übereinstimmungen [38].

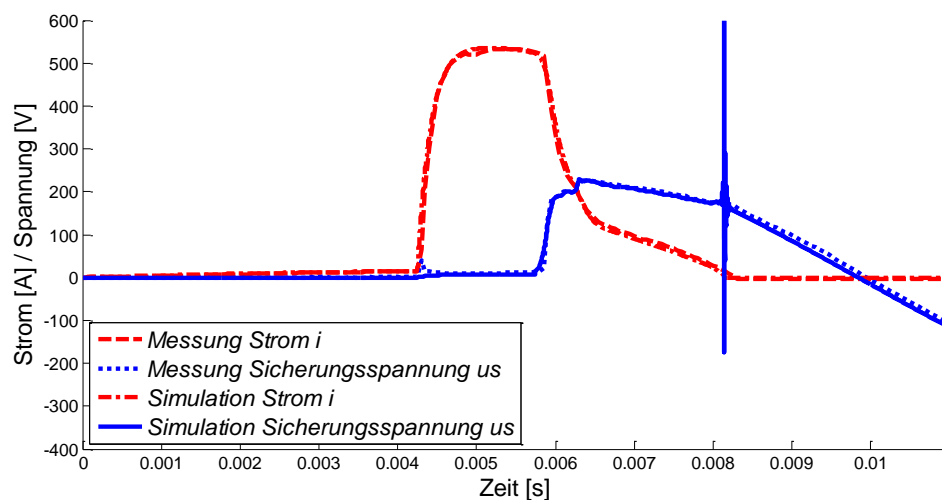


Abbildung 32 - Vergleich PowerFactory Modell und Messung (exemplarisch 16A NH-Sicherung)

2.4.2 Quasistationäre Gesamtnetzmodelle und -verfahren

Im Rahmen des Projektes wurde ein weiterer Fokus auf die aufgrund der verhältnismäßigen kurzen Rechenzeiten sowie der einfachen Handhabung, etwa hinsichtlich der Parametrierung, insbesondere im operativen Geschäft vorteilhaften quasistationären Kurzschlussstromberechnung gelegt.

Heute sind quasistationäre Modelle und Verfahren zur Berechnung der schutzauslegungsrelevanten Größen (Strom und Spannung am Schutzeinbauort) im Rahmen der Netzschutzplanung üblich. Vorgaben zur Berechnung und bzgl. Modellen sind in entsprechenden Normen, wie DIN VDE 0102 beschrieben [40]. Hier werden über Korrekturfaktoren Unsicherheiten bei der Berechnung des minimalen und maximalen KS-Stromes berücksichtigt. Jedoch sind die Ergebnisse im Prinzip nur für die Größen an der Fehlerstelle valide, es unterbleibt die explizite Betrachtung von Fehlerimpedanzen. Deshalb wurden weitere Ungenauigkeiten durch die in Kapitel 2.2.4 beschriebene Anregeverlässlichkeit bei der Schutzauslegung berücksichtigt.

In der novellierten Fassung aus dem Jahr 2016 sind erstmals Anpassungen zur vereinfachten Berücksichtigung von DEA mit einem Stromquellenverhalten enthalten. Rechnungen nach dieser Norm berücksichtigen allerdings nicht das geforderte Verhalten von DEA im Fehlerfall hinsichtlich einer vollständigen dynamischen Netzstützung für Typ 2-Anlagen, d.h. umrichter gestützte Erzeugungsanlagen nach BDEW-MS-Richtlinie [2]. Vielmehr ist ein Modellverhalten, wie in Abbildung 33 dargestellt, gefordert. Das Verhalten von Synchrongeneratoren wird in der KS-Normung ausreichend genau berücksichtigt. Quasistationär wirken jedoch sowohl Vollumrichtereinspeisungen (PF) als auch doppelt gespeiste Asynchrongeneratoren im eingeregelteten quasistationären Zustand als spannungsabhängige Stromquellen. Nach Einregelung sollen sowohl DFIG als auch PF einen maximalen Strombetrag liefern, welcher unweit oberhalb des Nennstromes der Anlage liegt. Der anteilige Blindstrom wird gemäß Kennlinie der dynamischen Netzstützung ermittelt.

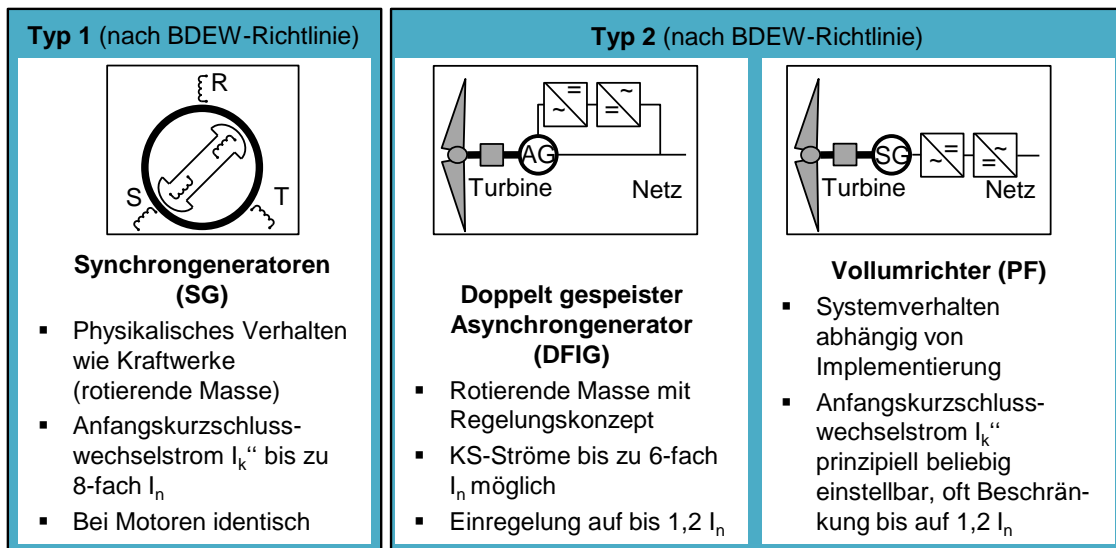
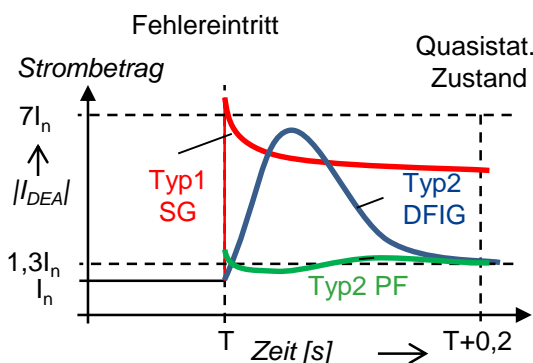


Abbildung 33 - Quasistationäre Modellierung unterschiedlicher DEA-Typen gem. BDEW-Richtlinie [2]

Eine Einregelung soll nach aktuell gültigen Verordnungen innerhalb von 60 ms für den Blindstrom geschehen. Die Einregelzeiten des Wirkstromanteiles sind dabei nicht geregelt und können bis zu 200ms betragen (Abschnitt 2.3.2.3). Unmittelbar nach Fehlereintritt und in dem Zeitbereich bis zum eingeregulierten Zustand ist das Verhalten der Anlagen technologie- und herstellerspezifisch. Der aus Messungen und der Literatur abgeleitete schematische Verlauf wird in Abbildung 34 links für DFIG und PF verdeutlicht.

dynamisch am Netzanschlusspunkt der DEA



quasistationär am Netzschutz

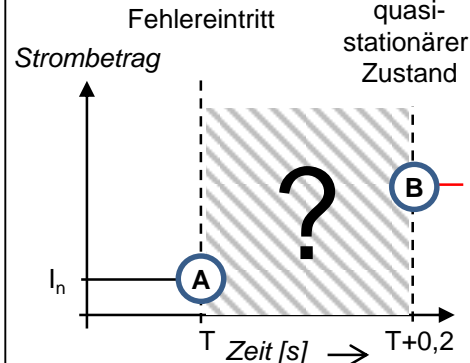


Abbildung 34 - links: Schematischer Verlauf des KS-Strombeitrags der DEA-Typen nach Fehlereintritt bis zum eingeregulierten Zustand am NAP der DEA; rechts: mögliche quasistationäre Annäherung durch Berechnung eines Stromes zum KS-Eintritt und im eingeregulierten Zustand

Vollumrichter zeigen aufgrund der hardwarenahen Strombegrenzung lediglich eine geringe Überhöhung von bis zu $1,5I_n$ bis maximal $1,8I_n$ für eine bis zwei Halbschwingungen (Abschnitt 2.3.2.3). Bei DFIG kann durch den Einfluss der Feldverkettungen im Bereich des Asynchrongenerators ein KS-Beitrag von bis zu $6I_n$ nach Fehlereintritt auftreten, wobei der Zeitpunkt des Spitzenwertes anlagenspezifisch ist.

Dieses Einregelungsverhalten hat folglich aggregiert über alle DEA ein entsprechend unbekanntes Verhalten auf die Anregrößen des Netzschutzes. Wie in Abbildung 34 rechts dargestellt ist der Einfluss in einfachen quasistationären Rechnungen nicht ohne weiteres abbildbar. Außerdem liegen

dem VNB heute meist keine Informationen über das detaillierte Einschwingverhalten vor. Aus diesem Grund wurde der Einfluss des dynamischen Verhaltens, gerade von DFIGN, im Vorfeld der quasistationären Modellierung genauer betrachtet (siehe Kapitel 2.4.2.3), um innerhalb des möglichen Rahmens für das Verhalten den Einfluss auf den Netzschutz abzuschätzen und daraus die Notwendigkeit weiterer Berechnungen abzuleiten. Zustand A in Abbildung 34, unmittelbar nach Fehlereintritt, kann entweder durch eine Berechnung nach VDE 0102 angenähert oder durch entsprechende Annahmen in der exakten Rechnung bestimmt werden (vgl. Kapitel 2.4.2.2).

Nach Abschluss des Einschwingvorganges, bei Reaktionszeiten des Netzschutzes von einigen Millisekunden bis maximal 2 Sekunden, ist der eingeregelter Zustand auslegungsrelevant. Daher sind exakte Verfahren erforderlich, welche eine KS-Berechnung dieses Zustandes unter Berücksichtigung der spannungsabhängigen Stromeinspeisung ermöglichen. Im Rahmen des Projektes wurden von der FGH und dem IFHT zwei unabhängige, geeignete Verfahren identifiziert, umgesetzt und miteinander verglichen (siehe Kapitel 2.4.2.1 und 2.4.2.2). Diese beschreiben entsprechend den Zustand B in Abbildung 34 rechts. Auf Basis der Literatur, sowie den Erkenntnissen aus den Messungen realer Komponenten wurden geeignete Modelle für die quasistationäre Modellierung abgeleitet.

Die vereinfachte Modellierung von Stromquellen im Rahmen der erwähnten Normnovellierung umfasst das beschriebene spannungsabhängige Blindstromeinspeisungsverhalten noch nicht. Bei einer DEA als Stromquelle wird lediglich ein maximal einspeisender Kurzschlussstrombeitrag angegeben. Somit liefert die Norm zwar gute Abschätzungen für den maximalen Kurzschlussstrom an der Fehlerstelle, nicht aber zwingend für den schutzauslegungsrelevanten minimalen Teilkurzschlussstrom am Einbauort des Stromwandlers des Schutzgerätes. Für diesen interessierenden Wert existieren die in Abbildung 35 dargestellten so genannten exakten Verfahren, welche im Rahmen dieses Projektes sowohl vom IFHT als auch der FGH umgesetzt wurden.

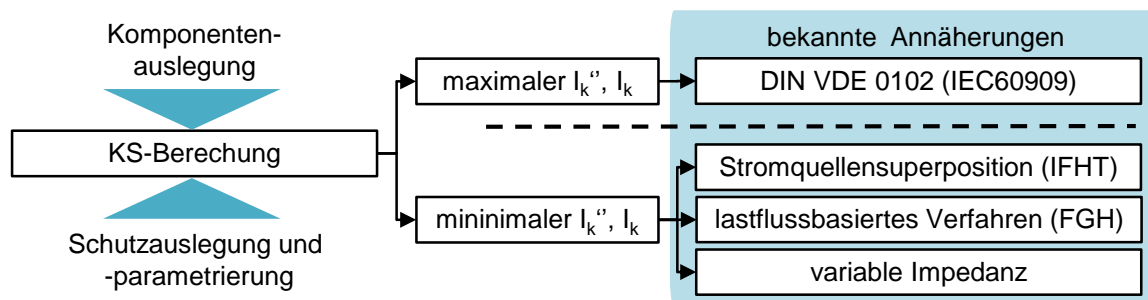


Abbildung 35 - Bekannte Verfahren zur Kurzschlussstromberechnung

2.4.2.1 KS Berechnungsverfahren des IFHT

Um das Stromquellenverhalten zu berücksichtigen, existieren verschiedene Modellierungsansätze in der Literatur. Im Rahmen des Projektes wurde seitens des IFHT der Ansatz eines Stromquellenüberlagerungsverfahrens gewählt [41]. Hierbei wird der Vorfehlerzustand durch einen Änderungszustand während des Fehlers überlagert. Dieser wird mittels eines Satzes von Gleichungen bestimmt, der sich aus den Knoten-Admittanz-Matrix Gleichungen und den Spannungs- und Stromverhältnissen am Fehlerort zusammensetzen. Eine genaue Beschreibung der Implementierung kann [18] entnommen werden. Die mathematische Formulierung des Modelles wurde durch ein publiziertes Verfahren (Fehlermatrizenverfahren) geeignet modifiziert um beliebige Fehlerimpedanzen, Mehrfachfehler sowie Längs- und Querfehler algorithmisch einheitlich berechnen zu können. Im Zuge der Implementierung konnte ein Fehler im publizierten Verfahren identifiziert und im Dialog mit dem Urheber des Fehlermatrizenverfahrens behoben werden. Der Ansatz wurde erfolgreich auf 4-Leiternetze (typische Niederspannungsnetze) erweitert. Für starr geerdete und kompensierte Netze konnte das Verfahren erfolgreich eingesetzt werden und liefert plausible Ergebnisse. Es wurde festgestellt, dass in vielen der Fälle physikalisch plausibel keine eindeutige Lösung existiert. Es handelt sich hierbei um Situationen, in denen eine niedrige fehlerbedingte Restspannung zur

Entkopplung von Teilnetzen führt, wenn die Fehlerstromspeisung der Wechselrichter nicht die physikalischen Eigenschaften des Netzgebietes berücksichtigt [41]. Es wurden differenzierte Konvergenzkriterien eingeführt, die eine Auswertung der Beeinflussung der Fehlerströme und Restspannungen am Einbauort der relevanten Schutzeinrichtungen erlauben.

Die Eignung des Verfahrens auch für größere modellierte Wechselrichterzahlen konnte gezeigt werden. Es wurden konvergente Berechnungen mit 30, in einem Niederspannungsnetz verteilten, Wechselrichtern mit einer Berechnungsdauer kleiner 100ms durchgeführt.

2.4.2.2 KS Berechnungsverfahren der FGH (UNIFEH2.0)

Die Anforderungen an das von der FGH entwickelte Verfahren lagen vor allem in der möglichen Berücksichtigung einer Vielzahl variabel parametrierter DEA. Hierbei sollte vor allem mit unterschiedlichen I(U)-Abhängigkeiten der Anlagen im Fehlerfall umgegangen werden können. Zusätzlich sollte eine Vereinfachung der dynamischen Effekte gemäß Abschnitt 2.4.2.3 möglich sein. Hierfür wurde ein Verfahren entsprechend Abbildung 36 ausgewählt.

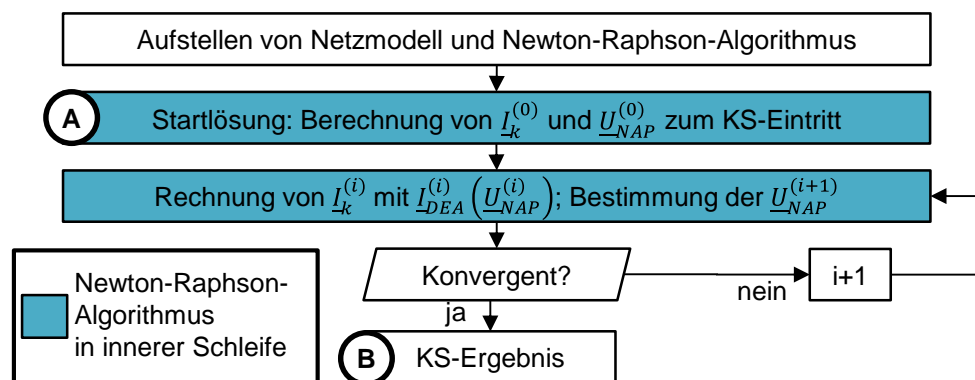


Abbildung 36 - Iterationsverfahren zur exakten Kurzschlussstromberechnung der FGH

Nach Aufstellen des Netzmodells wird ein für die iterative Lösung nicht-linearer Probleme üblicher Newton-Raphson-Algorithmus angewendet, welcher mit Hilfe iterativ bestimmte linearisierter Gleichungen eine Startlösung für den Kurzschlussfall bestimmt [18]. Hierbei wurde angenommen, dass die Stromquellen in der Startlösung (A) weiterhin annähernd den Normalbetriebsstrom einspeisen, während weitere Maschinen mit Spannungsquellenverhalten gemäß der Normmodellierung ihren Anfangskurzschlusswechselstrom I_k liefern. Resultierend können alle komplexen Ströme und Spannungen im gesamten Netz bei unterschiedlichen Kurzschlussarten bestimmt werden. (A) entspricht somit näherungsweise der Anfangskurzschlusswechselstromberechnung aus der Norm DIN VDE 0102.

Anschließend erfolgt eine iterative Anpassung der geforderten Stromeinspeisung der PF und DFIG und Abhängigkeit von der Spannung am NAP. Durch eine konvergente Differenzreduktion der Ströme und Spannungen zwischen den Iterationen wird letztendlich ein Ergebnis erzeugt, welches dem eingeregelter Zustand aller DEA entspricht (B).

Über eine geschickte Nutzung der beiden Ergebnisse (A) und (B) kann unter Betrachtung der vereinfachten Berücksichtigung dynamischer Vereinfachungen eine vollumfängliche Netzschutzbewertung durchgeführt werden, wie sie in Kapitel 2.7.2 beschrieben wird.

2.4.2.3 Berücksichtigung des Einschwingeffektes rotierender Maschinen

Wie in Kapitel 2.4.2 dargestellt muss bei der schutzauslegungsrelevanten KS-Stromberechnung in der Mittelspannung aufgrund der Richtlinienbeschreibung bei rotierenden Maschinen zwischen Synchrongeneratoren (SG) (Typ 1) und doppelt gespeisten Asynchrongeneratoren (DFIG) (Typ 2) unterschieden werden. Durch die im Rahmen von ProFuDiS entwickelten neuen Berechnungsverfahren ist gemäß Abbildung 34 rechts eine Berechnung des Zustandes unmittelbar nach KS-Eintritt

(A) und nach DEA-Einregelung (B) quasistationär auf Basis dem VNB aus Bemessungsdaten sowie auf Basis seiner Vorgabe zum Anlagenverhalten möglich. Einregelungseffekte der DFIG können jedoch dazu führen, dass im nicht berücksichtigten Einregelungszeitbereich Fehlfunktionen des Netzschutzes auftreten.

Die FGH hat die Auswirkungen dieses Einregelungsverhaltens auf den Netzschutz mit Hilfe dynamischer Voruntersuchungen analysiert. Die hierfür genutzten Modelle und Verfahren wurden mit den vorgestellten entwickelten Modellen sowie realen Messzeitreihen verglichen und verifiziert. Hierbei stellte sich heraus, dass eine Abschätzung des Schutzverhaltens durch eine Effektivwertbetrachtung eine Worst-Case-Abschätzung für die reale Messwertverarbeitung im Schutzrelais darstellt. Bei Annahme realer Algorithmen ist eine deutliche Glättung der einschwingenden Größen anzunehmen.

In einer A-priori Analyse konnten mehrere Auswirkungen auf das Netzschutzverhalten durch die DEA-Einregelung identifiziert werden. Diese sind abhängig von der Haupt- oder Reserveschutzfunktion des Gerätes. In Abbildung 37 wird dies exemplarisch für den Reserveschutz für eine Netzkonstellation gezeigt.

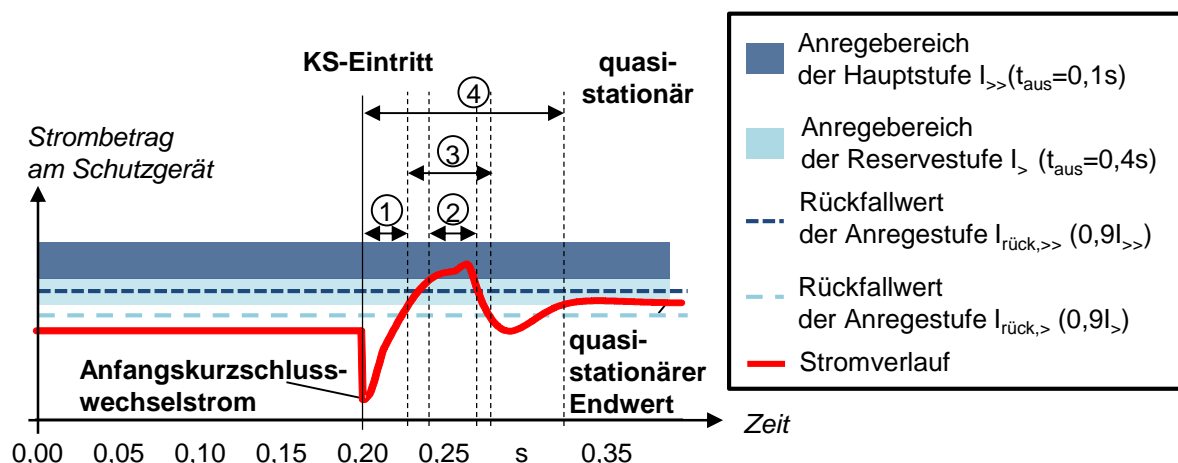


Abbildung 37 - Dynamische Simulation des Strombetrags an einer Reserveschutzeinrichtung nach Fehlereintritt in einem Netz mit hohem DFIG-Anteil

Zu erkennen ist der Effektivwert des KS-Stromes in einer Phase bei einem dreipoligen Fehler nach 0,2 s. Durch die hohe Zwischeneinspeisung der DFIG reduziert sich der Strom am Schutzgerät unmittelbar nach Fehlereintritt, wodurch erst verspätet eine Anregung in der korrekten Reservestufe vorliegt (1). Jedoch erhöht sich der Strom kurzfristig so stark, dass fälschlicherweise eine Anregung in der Schnellzeitstufe erfolgt (2). Anschließend ist ein so deutlicher Rückfall des Stromes zu erkennen, dass der Rückfallwert der Reservestufe fälschlicherweise unterschritten wird und der Schutz nach 70 ms in die Ausgangsstellung zurückkehrt, wenn noch keine Auslösung stattgefunden hat (4). Erst ca. 110 ms nach dem Fehlereintritt verbleibt die Anregung konstant in der Reservestufe.

Somit ist hier zusammenfassend das folgende mögliche Fehlverhalten des Schutzes erkennbar, welches letztendlich Einfluss auf die Anforderungen der Selektivität und der Schnelligkeit haben kann:

- (1) Verzögerte Anregung durch erst geringen I_k an Schutzeinbauort
- (2) Drohende Überfunktion durch temporären Sprung in Schnellstufe, falls kein hinreichend schneller Rückfall durch Unterschreitung des Rückfallwertes der Schnellzeitstufe $I_{rück,>>}$ erfolgt
- (3) Nur temporärer Verbleib in Reservestufe, wobei zeitweilig auch Rückfallwert der Reservestufe $I_{rück,>}$ unterschritten werden kann. Dies führt u.U. zu verzögerter Anregung der Reservestufe.
- (4) Verzögerte dauerhafte Anregung und Auslösung in Reservestufe durch Anregependelung

Im Rahmen von Worst-Case-Simulationen konnte separat für jedes einzelne Problem der Einfluss in realen Netzen abgeschätzt werden [42]. Hierbei stellte sich heraus, dass der erste und der dritte Effekt zwar auftreten kann, aber weiterhin eine quasistationäre Betrachtung ausreichend ist, wenn

- eine separate Berechnung für den KS-Eintrittszeitpunkt und dem eingeregelter Zustand durchgeführt wird (siehe Kapitel 2.4.2.2). Mit der Berechnung des Fehlereintritts kann bewertet werden, ob eine erste Anregung bereits wie bisher direkt nach Fehlereintritt sichergestellt ist, sodass keine Verzögerungen zu erwarten sind.
- beim eingeregelter Zustand die Rückfallwerte der Schutzgeräte in Abhängigkeit des Ergebnisses aus dem KS-Eintrittszeitpunkt berücksichtigt werden, um daraus resultierende Fehlfunktionen abzuleiten. Damit liegt insbesondere eine Auskunft darüber vor, ob eine Anregung im eingeregelter Zustand noch ansteht.
- eine ausreichende Verzögerungszeit von mindestens 100 ms angewendet wird.
- ausreichend große Staffelaabstände (300 ms gem. FNN-Leitfaden [33]) unselektives Auslösen des Reserveschutzes vermeiden.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass durch die Einregelung der DEA auftretende neue dynamische Effekte bei einer Schutzanalyse quasistationär über eine Rechnung zum KS-Eintritt und eine Rechnung mit eingeregelter DEA, sowie der Berücksichtigung ausreichender Verzögerungszeiten abgeschätzt werden können.

2.4.2.4 Quasistationäre Modellbildung

Neben den Verfahren wurden quasistationäre DEA-Modelle auf Basis der Erkenntnisse des Projektes erarbeitet und umgesetzt. Zusätzlich wurden Lasten sowie entsprechende Modelle für die Berücksichtigung von Schutzelementen umgesetzt. Die Modellansätze sind hierbei für die IFHT und FGH Umsetzungen grundsätzlich ähnlich. Die konkrete Implementierung unterscheidet sich aufgrund der unterschiedlichen zugrundeliegenden Verfahren entsprechend.

Quasistationäres Modell WR Fehlerverhalten

Wie in Abschnitt 2.3.3 beschrieben, zeigen Wechselrichter in den Laborversuchen des IFHT ein stark diversitäres Verhalten hinsichtlich der Wirk- und Blindstromspeisung im Netzfehlerfall, hinsichtlich Amplitude, transientem Übergang sowie Asymmetrieverhalten. Gleichzeitig halten alle Wechselrichter die aktuell gültigen Normen ein.

Dem gegenüber steht die Bestrebung ein für den Anwender möglichst einfaches, generisches, allgemeingültiges Modell bereitzustellen. Aus Sicht des Konsortiums ist dies aufgrund des stark diversitären Verhaltens der Anlagen jedoch nicht möglich. Gleichzeitig besteht in der Praxis die Problematik, dass zwar die Leistungsklasse und der Anschlusspunkt der Anlagen im Zuge der Schutzplanung und Berechnung verfügbar sind, genauere Informationen, insbesondere hinsichtlich der verwendeten Regelungsstrategien, jedoch meist nicht bekannt sind.

Bei der quasistationären Modellbildung im Zuge des Projektes wurden daher zwei Ansätze angewendet. Zum einen wurden auf Basis der gültigen Richtlinien und Vorgaben für das Verhalten der Umrichter die Freiheitsgrade hinsichtlich des Verhaltens im Fehlerfall identifiziert. Hierbei ergaben sich die folgenden [18]:

- Wahl der Vorfehler Strom- und Spannungsreferenz
- Rest-Spannungsmessung während des Fehlers
 - einmalig zu Beginn des Fehlers, bzw. zu einem festgelegten Zeitpunkt
 - kontinuierlich während des Fehlers
- Einspeisemöglichkeiten hinsichtlich unsymmetrischer Spannungsverhältnisse durch
 - reine Mitsystemeinspeisung
 - Mit-, Gegen, und ggf. Nullsystemeinspeisung
- Überstromgrenzen
- Strombegrenzungsverfahren und Priorisierung

Auf Basis dieser Freiheitsgrade wurde ein generisches Modell entwickelt, mit dem, in Kombination mit Parametervariationen, eine Abdeckung aller möglichen Ausprägungen realisierbar ist.

Zusätzlich wurden seitens des IFHT einzelne Modelle für insgesamt vier unterschiedliche, im Labor der IFHT vermessenen, PV WR erstellt, mit dem Ziel das tatsächliche Verhalten der Anlagen möglichst exakt nachzubilden. Auch wenn die Ausprägungen der einzelnen Umrichter mit Hilfe der generischen Modellierung ebenfalls weitestgehend nachgebildet werden können, ergab sich hierdurch die Möglichkeit reale Verläufe als Benchmark zu verwenden.

Doppelt gespeiste Asynchrongeneratoren (DFIG)

Eine quasistationäre Modellierung von DFIG ist aus Gründen der in Kapitel 2.4.2 beschriebenen und in Abbildung 34 dargestellten unterschiedlichen Verhaltensweisen zum Zeitpunkt des KS-Eintritts und im eingeregelteten KS-Verhalten auf zwei Arten vorzunehmen.

Für den KS-Eintrittszeitpunkt können für DFIG, ebenso wie für Synchrongeneratoren, die entsprechenden üblichen Spannungsquellen-Modelle der KS-Norm DIN VDE 0102 angewendet werden [40]. Hierbei wird auch davon ausgegangen, dass der, während des Einregelungsvorgangs maximale KS-Strombeitrag der DEA, als Worst-Case-Abschätzung unmittelbar zum KS-Eintritt auftritt.

DFIG treten in der Praxis in der Mittelspannung und höheren Spannungsebenen bei Windenergieanlagen auf. Entsprechend der dortigen Anforderung einer vollständigen dynamischen Netzstützung mit Vorgaben an die spannungsabhängige Blindstromeinspeisung im Fehlerfall muss für den eingeregelteten Zustand ein Stromquellenverhalten modelliert werden, wie es auch bei den Vollumrichtern der Fall ist.

Schutzmodelle

Zur Bewertung der Funktionalität der Schutzsysteme wurden im Rahmen der Modellbildung ebenfalls Modelle für NH-Sicherungen und UMZ sowie vereinfachte DIST Modelle implementiert.

In enger Abstimmung mit dem Projektpartner NH-HH wurden seitens des IFHT linearisierte Strom-Zeitkennlinien gängiger NH-Sicherungen für den Netzschutz in NS Netzen implementiert. Dies ermöglicht eine Bewertung der Auslösezeiten in Abhängigkeit der auftretenden Fehlerströme an der Sicherung. Vergleiche mit exemplarischen Messungen im Testzentrum des IFHT zeigten eine gute Übereinstimmung.

Zur Evaluierung der Auswirkungen der gezielten Blindstromeinspeisung von DEA auf die Funktionalität von Richtungserkennungsmechanismen in UMZ Schutzgeräten, wurden unterschiedliche Mechanismen implementiert. Tabelle 2 zeigt drei verschiedene Geräte aus den zwei grundsätzlichen Ansätzen zur Richtungsbewertung. Betrachtet wurden verschiedene Algorithmen und Polarisationsgrößen.

Tabelle 2 - Merkmale der untersuchten handelsüblichen Richtungsmechanismen für UMZ

REM	Bewertungsansatz Richtung	Polarisationsgrößen
1	Winkellage Strom-Spannung	Fehlerbildabhängig
2a		Selbstpolarisation
2b		Fremdpolarisation
2c		Mitsystempolarisation
3a	Wirkleistungsvorzeichen	Gesamtleistung
3b		Mitsystemleistung

Darüber hinaus wurde ein vereinfachtes Distanzschutzmodell entwickelt, das es ermöglicht einstufige Impedanz-Zonen sowie Lastausblendungskonzepte zu analysieren.

Lasten

In der KS-Rechnung nach DIN VDE 0102 werden Lasten prinzipiell vernachlässigt. Bei exakten quasistationären Verfahren, in denen zusätzlich der Betriebsstrom explizit berücksichtigt wird, ist auch eine detaillierte Betrachtung des Lastverhaltens zu bedenken. Im Rahmen des Projektes wurde aus diesem Grund von der FGH der Einfluss der Lastmodellierung auf das Kurzschlussergebnis überprüft, indem reale Verbraucher über ein spannungsabhängiges Lastverhalten modelliert wurden [19]. Zusammenfassend ist hier festzuhalten, dass Überlagerungseffekte aggregierter Lasten dazu führen, dass der einzelne Einfluss auf den Netzschutz eine geringere Rolle spielt und durch die üblicherweise angesetzte Faktoren zur Anregeverlässlichkeit und –sicherheit abgedeckt werden. Im Rahmen einer exakten quasistationären KS-Berechnung ist eine explizite Berücksichtigung nicht erforderlich oder die Annahme einer konstanten Impedanz meist ausreichend.

2.4.3 Verifikationen der Gesamnetzmodelle

2.4.3.1 Kreuzvalidierung dynamischer Tools

Zur Validierung des generischen DEA-Modells der htw saar im ATPDesigner wurden die in der Technischen Richtlinien für Erzeugungseinheiten und -anlagen [43] vorgeschriebenen Tests durchgeführt. Die Ergebnisse der Simulation wurden hier mit den Ergebnissen eines Anlagenzertifikates eines Windparks verglichen und somit verifiziert.

Erstellt wurde das Anlagenzertifikat im Sinne der Zertifizierung von elektrischen Erzeugungsanlagen von einer DAkkS-akkreditierten Zertifizierungsstelle. Innerhalb des Zertifikates wurden die Berechnungen mit Hilfe von PowerFactory durchgeführt. Tabelle 3 zeigt den Vergleich der Simulationsergebnisse mit den Anforderungen nach [43]. Es wird ersichtlich, dass für das Beispiel mit symmetrischen Fehlern die berechneten Leiter-Leiter-Spannungen nicht exakt den Simulationsergebnissen entsprechen. Es kommt hier zu leichten Abweichungen, die in jedem Versuch kleiner als 3% sind.

Tabelle 3 - Berechnungsergebnisse im ATPDesigner für symmetrische Fehler

Vorgabe			Berechnung nach DEA-Nachbildung				
cos φ der DEA	U/U _c (NAP) ¹⁾ in % U _c	Fehlerdauer in ms	U/U _{NS} (DEA) ¹⁾²⁾ in % U _{NS}	U/U _c (DEA) ¹⁾ in % U _c	I _{NAP,max} in A	Fehlerdauer in ms	Anforderungen nach BDEW und TR8 erfüllt?
1,0	0 ≤ ... < 5	≥ 150	10,14	4,15	625,67	150	ja
0,95 _{untererregt}	20 < ... ≤ 30	≥ 150	32,41	26,12	630,46	150	ja
0,95 _{untererregt}	30 < ... ≤ 40	≥ 700	48,47	42,55	548,19	700	ja
0,95 _{übererregt}	45 ≤ ... < 60	≥ 950	58,91	50,98	623,72	950	ja
1,0	70 < ... ≤ 80	≥ 1400	82,82	78,85	622,47	1400	ja
0,95 _{untererregt}	80 < ... ≤ 85	≥ 1500	84,68	83,77	621,91	1500	ja
Leerlauf der DEA	80 < ... ≤ 85	≥ 1500	84,02	84,09	1,56	1500	ja
Fehlerort: Übergeordnetes Netz							
0,95 _{untererregt}	80 < ... ≤ 85	≥ 1500	84,68	83,77	621,91	1500	ja
1) Berechneter Spannungswert							
2) Berechneter Spannungswert über alle DEA hinweg betrachtet (DEA mit der längsten Kabelstrecke zum NAP)							

2.4.3.2 Kreuzvalidierung der quasistationären Verfahren

Umfangreiche Vergleichsarbeiten zwischen den quasistationären Berechnungsverfahren des IFHT und der FGH zum Zwecke der Validierung zeigten, dass für passive Netze (ohne dezentrale Erzeuger) eine sehr gute Übereinstimmung der Ergebnisse für dreiphasige Fehler (max. relativer Fehler 0,01%) erzielt werden kann. Der Vergleich zu proprietären Berechnungsumgebungen bestätigte die Berechnungsergebnisse. Voraussetzung der Übereinstimmung waren umfangreiche Festlegungen zu den jeweils getroffenen Modellannahmen und -parametrierungen. Die identische Parametrierung wird erheblich erschwert durch uneinheitlich und unzureichend detailliert definierte Begriffe in verschiedenen Berechnungsumgebungen. Erkenntnisse zu den wesentlichen Einflussfaktoren konnten durch den Validierungsprozess erzielt werden. Die verbleibenden Abweichungen wurden vom Gesamtkonsortium als hinreichend klein für die Projektzwecke bestätigt.

Für Netze mit reiner Wechselrichter-Durchdringung zeigt der quantitative Vergleich für 3-polige Fehler eine Übereinstimmung innerhalb von 2% für exakt identische Parametrierung der Regelungsalgorithmen (s.o.). Eine Variation der Regelungsalgorithmen führt zu Ergebnissen (Absolutwerte) mit einer Bandbreite von ±16% und stellt den dominanten Einfluss gegenüber der Wahl des Verfahrens dar [18].

Die Ergebnisse der unabhängigen exakten KS-Berechnungsverfahren von IFHT und FGH wurden miteinander verglichen und validiert. Beide Verfahren führen zu ähnlichen Ergebnissen. Unterschiede sind auf die Modellierung des DEA-Verhaltens zurück zu führen.

2.4.3.3 Verifikation quasistationäre und dynamische gegen Labor

Sowohl die quasistationären als auch die dynamischen Implementierungen und Verfahren des IFHT wurden mit Hilfe systemischer Messungen im Kurzschlusslabor verifiziert. Unter anderem anhand eines einzelnen NS-Stranges (Abbildung 38) wurden am Beispiel von Blindinguntersuchungen die Abweichungen sowohl der dynamischen Zeitbereichssimulation als auch der quasistationären Kurzschlussstromberechnung gegen Labormessungen verifiziert [44].

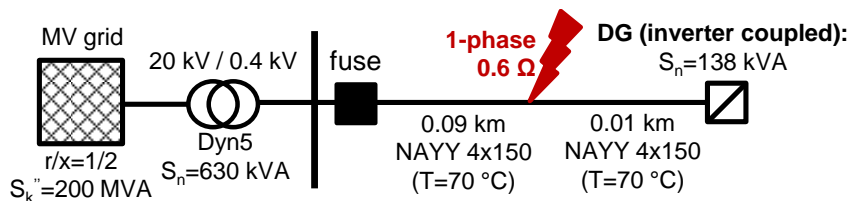


Abbildung 38 - Untersuchungsnetz zur Verifikation mittel Labormessungen

Dazu wurde das dargestellte Untersuchungsnetz sowohl in Matlab/Simulink (Abschnitt 2.4.1) als auch mittels des am IFHT entwickelten quasistationären Kurzschlussberechnungsverfahren ISC3 (Abschnitt 2.4.2.1) sowie im Labor des IFHT aufgebaut und die Ergebnisse verglichen.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die Abweichungen des resultierenden Stromes an der Sicherung zwischen der quasistationären Berechnung und den Labormessungen weniger als 2,5%, sowie im Vergleich der dynamischen Simulation mit den Labormessungen weniger als 5% betragen. Im Rahmen der Abbildungsmöglichkeiten sowie der notwendigen Modellgüte für die Bearbeitung der Fragestellungen des Projektes stellte dies eine gute Basis dar [44].

2.4.4 Behandlung hochdimensionaler Parameterräume

Um die Unsicherheiten des konkreten Verhaltens insbesondere der WR gekoppelten DEA zu berücksichtigen, wurden seitens des IFHT verschiedene Methoden zur Abdeckung hochdimensionaler Parameterräume identifiziert, umgesetzt und angewendet, sowohl im quasistationären als auch im dynamischen Zeitbereich. Dies ist notwendig, da bisher gängige Ansätze zur Betrachtung der Worst-Cases (minimaler und maximaler Kurzschlussstrom) nicht mehr allgemeingültig anwendbar sind. Hierbei wurden im Rahmen des Projektes die folgenden Ansätze verwendet.

Vollfaktorielle Variationsstudien

Um eine systematische Betrachtung aller möglichen Kombinationen von Eingangsparametern, wie zum Beispiel Netzparametern, Unsicherheiten bezüglich des Verhaltens von DEA und andere, zu berücksichtigen, wurde ein vollfaktorieller Parameterraum erzeugt, der alle Permutationen der Eingangsdaten abdeckt. Im Anschluss wurden alle identifizierten Einzelkombinationen simulativ berechnet. Vorteilhaft bei diesem Ansatz ist die lückenlose Abdeckung des gesamten Eingangsraumes. Nachteilig stellt sich die große Anzahl durchzuführender Berechnungen dar. Diese kann, in Abhängigkeit der Berechnungsgrundlage, sowie der Problemgröße, zu einer enormen Rechenzeit führen. Hierbei wurde eine Automatisierung der Berechnungen notwendig und entsprechend umgesetzt. Darüber hinaus waren für die Auswertung der Ergebnisse geeignete Methoden zu wählen.

Toolbox STOICAL zur Parametrierung dyn. Modelle

Zur effizienten Durchführung von Parameterstudien mit Zeitbereichs-Simulationsmodellen in Matlab/Simulink wurde seitens des IFHT im Rahmen des Projektes eine Toolbox entwickelt. Die Toolbox bildet eine programmatische Schnittstelle zur Steuerung von Parametern sowie

Strukturvarianten (Abbildung 39). Das Konzept sowie Umsetzung sind im Detail in [45] publiziert. Die Software ist open source verfügbar¹.

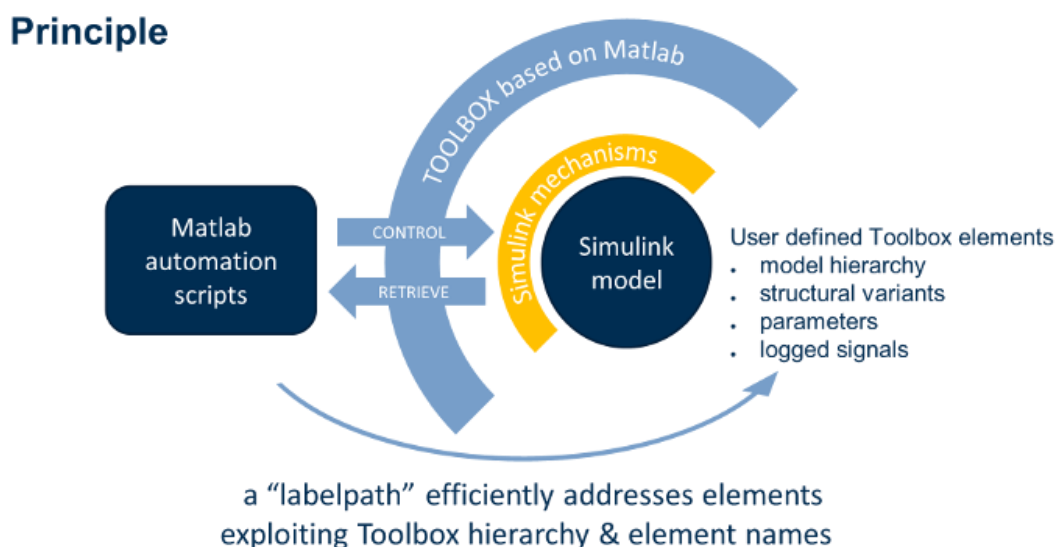


Abbildung 39 - Konzept STOICAL Toolbox für Matlab Simulink [45]

Verfahren der Sensitivitätsanalyse (IFHT)

Eine weitere Methode der effizienten Behandlung großer Parameterräume stellt die Nutzung der Methoden der Sensitivitätsanalyse dar (Abbildung 40). Hierbei wurden im Rahmen des Projektes sowohl qualitative Methoden (Morris) wie auch quantitative Methoden, wie Sobol oder eFAST betrachtet. Letztere sind insbesondere dann von Interesse, wenn eine große Anzahl unterschiedlicher Eingangsdaten Berücksichtigung findet. Eine ausführliche Beschreibung der Untersuchungen kann [46] entnommen werden.

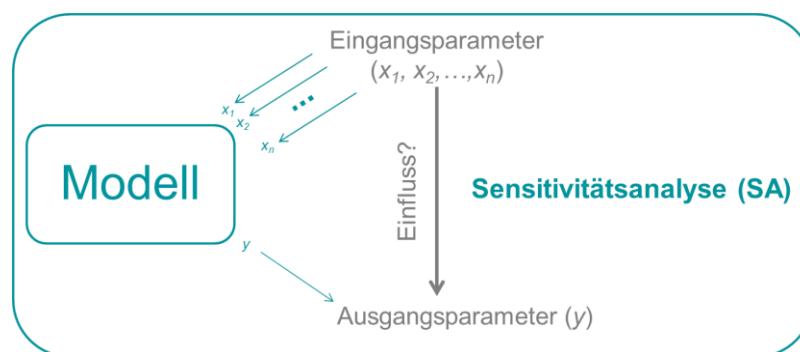


Abbildung 40 - Methoden der Sensitivitätsanalyse

2.5 Analyse des Bestandschutzes & Identifikation von Schutzherausforderungen

Die in Abschnitt 2.2.2 identifizierten Schutzprobleme sollen im Folgenden konkreter betrachtet und bewertet werden. Hierfür werden unterschiedliche problemspezifische Vorgehensweisen gewählt

¹ <https://git.rwth-aachen.de/IFHT/STOICAL>

- Betrachtung von Musternetzen, um erste Wirkungszusammenhänge und Einflussfaktoren identifizieren zu können (vgl. Kapitel 2.2.3). Diese werden auch als Basis für Variationsstudien genutzt.
- Betrachtung von realitätsnahen synthetischen Netzen, um eine große Bandbreite realistischer Netze abbilden zu können (vgl. Kapitel 2.2.3)
- Durchführung validierender Versuche in Laboratorien
- Berechnung in exemplarischen realen Netzen

2.5.1 Schutzlabore

Für die Analyse der Auswirkungen von DEA auf reale Digitalschutzgeräte wurden sowohl am IFHT als auch der htw saar Hardware in the Loop (HiL) Schutzlabore aufgebaut, bzw. im Rahmen des Projektes erweitert.

Schutzlabor IFHT

In Abbildung 41 ist der Versuchsaufbau der HiL-Versuche schematisch dargestellt. Auf einem Steuer-Rechner wird mittels Matlab eine Testroutine ausgeführt, welche die Versuchsdurchführung koordiniert. Über eine Datenbank werden der Testroutine die Parameter der jeweiligen Versuche zur Verfügung gestellt. Die Software der Testroutine erstellt das entsprechende Testsignal, welches ein OMICRON CMC in ein analoges Signal, bestehend aus 3 Phasen für je Strom- und Spannung, umsetzt. Die binären Ausgänge des Schutzgerätes sind mit den binären Eingängen des CMC verbunden.

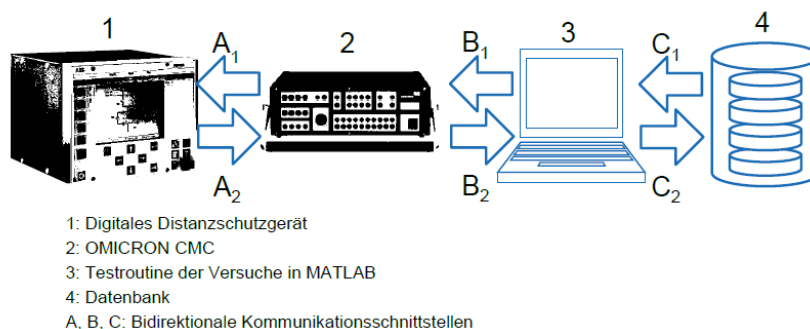


Abbildung 41 - Schutzgerätelabor IFHT - schematisch

Die Schutzgeräte sind hierbei in speziellen Prüfracks eingefasst, welche neben einer DC Versorgung auch Steckfelder sowie Schaltmöglichkeiten für die zusätzliche Beschaltung der binären Ein- und Ausgänge bieten. Diese Racks wurden durch den Projektpartner innogy gefertigt und bereitgestellt.

Seitens der Projektpartner ABB und Schneider electric wurden verschiedene UMZ sowie Distanzschutzgeräte verschiedener Baureihen und Ausstattungsvarianten bereitgestellt. Seitens des Projektpartners OMICRON wurde darüber hinaus eine CMC 356 Prüfgerät im Rahmen des Projektes zur Verfügung gestellt.

Alle genannten Partner haben hierbei neben der Bereitstellung von Hardware bei der Inbetriebnahme sowie in Form von Schulungen unterstützt. Unter anderem wurden hierfür Workshops zur Parametrierung sowie zur praxisüblichen Einstellung und Verwendung der Schutzgeräte mit den entsprechenden Experten der innogy durchgeführt.

Neben der Prüfung der Funktionalität verschiedener richtungsselektiver UMZ Geräte und Einstellungen wurde das Labor für die ausführliche Untersuchung der Auswirkungen von überschwingungsbehafteten Strom- und Spannungssignalen auf die Funktionalität von Distanzschutz und richtungsselektiven UMZ Schutzgeräten verwendet. Die Erkenntnisse fließen derzeit in eine Dissertation am IFHT ein und werden voraussichtlich im Laufe des kommenden Jahres veröffentlicht.

Netzschutzlabor htw saar

Für die Erweiterung des Netzschutzlabors der htw saar wurden ein Schneider Distanzschutz P430 und ein Schneider UMZ Schutz P130 angeschafft. Abbildung 42 zeigt die Testumgebung des Netzschutzlabors. Die zu testende Netztopologie wird im ATPDesigner/ATP zunächst aufgebaut. Das Netzberechnungsprogramm ist über eine Ethernet Schnittstelle mit der Sekundärprüfeinrichtung OMICRON CMC 356 verbunden. Die über die Netzberechnung ermittelten Momentanwerte von Strom und Spannung werden an die Prüfeinrichtung gesendet, diese gibt die Momentanwerte von Strom und Spannung über analoge Ausgänge an das zu testende Schutzgerät aus. Sowohl die Spannungen als auch Ströme werden durch das Übersetzungsverhältnis der Strom- und Spannungswandler im ATPDesigner umgerechnet und dann mit Hilfe des Sekundärprüfgerätes an das jeweilige Schutzgerät übergeben. Zusätzlich können die Binäreingänge der OMICRON mit einem Relais des Schutzgerätes verbunden werden, um die Abschaltung der Versorgung bei Erkennen eines Fehlers zu ermöglichen.

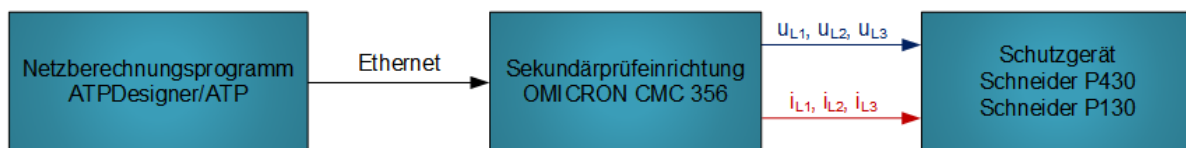


Abbildung 42 - Schutzgeräte Testumgebung

Mit Hilfe der Testumgebung konnte das generische Schutzmodell des Distanzschutzes validiert werden. Hierzu wurde mit Hilfe der Prüfeinrichtung die Distanzschutzeinrichtung stimuliert und die Ergebnisse aufgezeichnet. Der Aufbau der Testumgebung ist in Abbildung 43 dargestellt.

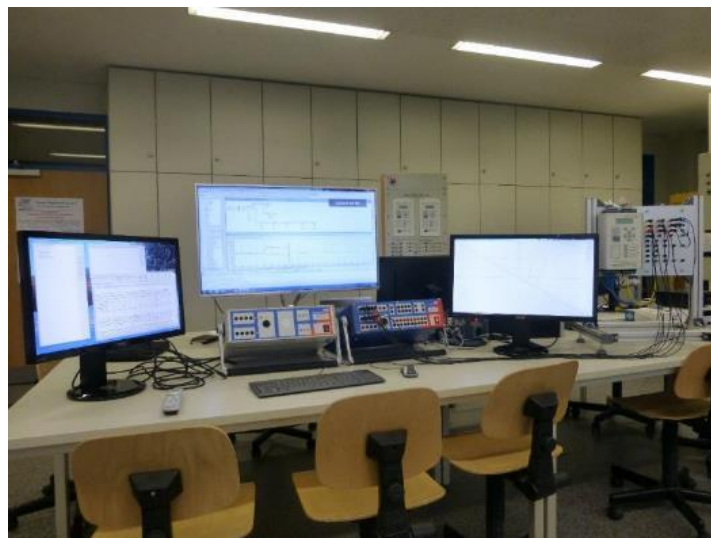


Abbildung 43 - Labor Netzschutz der htw saar

Mit Hilfe der Testumgebung im Netzschutzlabor der htw saar ist es auch zukünftig möglich, Stromversorgungsnetze aller Spannungsebenen und Topologien nachzubilden und die dynamischen Ausgleichsvorgänge im Kurzschlussfall unter Berücksichtigung dezentraler Erzeugungsanlagen als zeitabhängige Datensätze zu berechnen. Mit Hilfe dieser Datensätze können marktübliche Schutzgeräte hinsichtlich ihres Echtzeitverhaltens untersucht und das Verhalten dezentraler Erzeugungsanlagen berücksichtigt werden. Das Netzschutzlabor wird zukünftig z.B. in der Ingenieurausbildung an der htw saar eingesetzt.

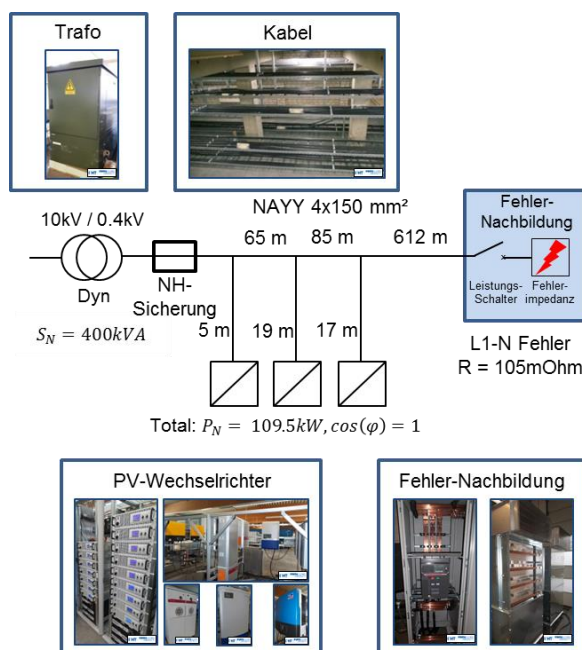


Abbildung 45 - Laborversuchsaufbau Blinding im IFHT Kurzschlusslabor

Es kann resultierend festgehalten werden, dass die Möglichkeit des Blinding von NH-HH Sicherungen im NS-Bereich sowohl simulativ als auch mittels Versuchen an Realnetzaufbauten nachgewiesen werden konnte.

Eine Möglichkeit wie heute und zukünftig potentiell Blinding gefährdete Netze ohne detaillierte Netzberechnungen mittels Netzkennzahlen identifiziert werden können, wird in Kapitel 2.7.1 aufgezeigt.

2.5.2.2 Sympathetic Tripping in der NS-Ebene

Werden zwei benachbarte Netz-Stränge betrachtet, in denen einer der beiden fehlerbehaftet ist, kommt es im Fall ohne dezentrale Einspeisung zu einem vom überlagerten Netz gespeisten Fehlerstrom über das Schutzelement am Stranganfang des fehlerbehafteten Stranges (Abbildung 46).

Unter der Voraussetzung korrekter Netzplanung auf Basis der aktuellen Richtlinien und Vorgaben schaltet das betroffene Schutzelement den Fehlerstrom plangemäß ab. Das Schutzelement des benachbarten Strangs ist hierbei nicht betroffen und schaltet nicht. Bei Betrachtung des Falles einer DEA im benachbarten Strang kommt es im Fehlerfall zu einem Fehlerstrombeitrag durch die DEA. In Abhängigkeit unter anderem des Typs sowie der Leistung der DEA kann dies zu einer fälschlichen Auslösung des Schutzelementes am Stranganfang des fehlerfreien Stranges führen (Abbildung 46). Dieser Effekt ist in der Literatur als „mitgehende Auslösung“ (Sympathetic Tripping) bekannt [19].

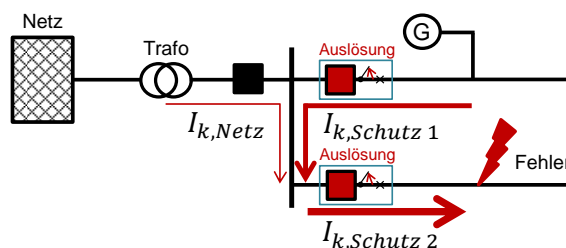


Abbildung 46 - Auswirkung auf Schutzauslösung durch DEA: Sympathetic Tripping

Mittels des am IFHT implementierten quasistationären Verfahrens zur Kurzschlussstromberechnung wurden Parametervariationen auf Basis von Modellnetzen durchgeführt [19]. Zur Auswertung wurden

die Ströme durch die NH-Sicherungen an beiden Stranganfängen herangezogen. Es sollte die Frage geklärt werden, ob Situationen existieren in denen:

- Es überhaupt zu einer Auslösung der NH Sicherung in Strang 2 kommen kann:

$$I''_{k,Strang2} > 1,6 * I_{n,NH,2}$$
- Der auf den Sicherungsbemessungsstrom $I_{n,NH,1}$ bezogene Strom in Strang 1 kleiner ist als der auf $I_{n,NH,2}$ bezogene Strom in Strang 2 (zeitlich frühere Auslösung der Sicherung in Strang 2)

$$\frac{I''_{k,Strang1}}{I_{n,NH,1}} < \frac{I''_{k,Strang2}}{I_{n,NH,2}}$$

Die Ergebnisse zeigen, dass es nur in einer Teilmenge der untersuchten Fälle zu einer Auslösung der Sicherung in Strang 2 kommen könnte (Abbildung 47).

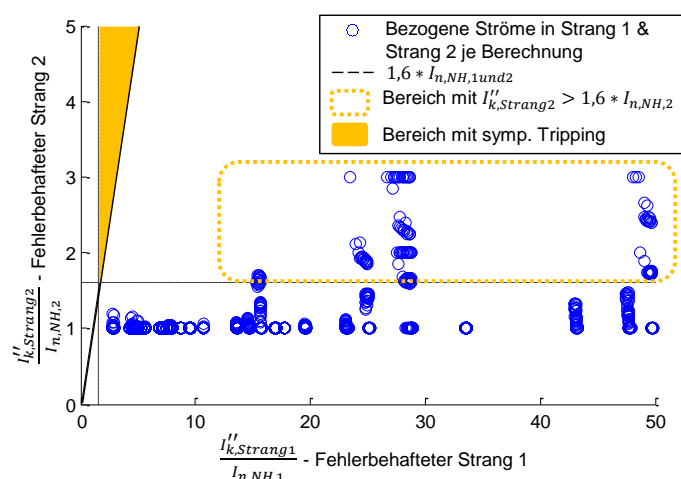


Abbildung 47 - Ergebnisse Parametervariation Sympathetic Tripping durch WR im NS-Netz

Darüber hinaus ist zu erkennen, dass in allen Fällen $\frac{I''_{k,Strang1}}{I_{n,NH,1}} \gg \frac{I''_{k,Strang2}}{I_{n,NH,2}}$ gilt und somit eine Auslösung der Sicherung in Strang 1 deutlich vor der in Strang 2 zu erwarten ist. Es tritt also in keinem der betrachteten Fälle Sympathetic Tripping auf. Aus diesem Grund wird Sympathetic Tripping in NS-Netzen mit NH-Sicherungen im Folgenden nicht weiter betrachtet.

2.5.2.3 Effective Grounding

Bei Erdpoligen-Kurzschlüssen oder auch im möglichen Inselnetzfall kann es zu Überspannungen in betroffenen Netzen kommen. Die Anforderungen bezüglich eines Effective Grounding, bisher nur im englischsprachigen Raum, sind eine der Möglichkeiten diese Überspannungen zu reduzieren. Für die deutsche Netzinfrastruktur könnte es ebenfalls von Bedeutung sein, wenn, wie aktuell diskutiert, die dynamische Netzstützung auch für Niederspannungsnetze gefordert wird. Für kompensierte Netze würde diese Anforderung hingegen keinen Nutzen aus Sicht der Netzstützung darstellen.

Die relevante Anforderung an das Erdungskonzept (engl. „Effective Grounding“) ist nach IEEE1547.8 und nach IEEE142 gefordert und gilt für alle Erzeugungsanlagen (EZA) wie z. B. PV-Anlagen, Synchrongeneratoren und Windkraftanlagen. Abbildung 48 zeigt ein mögliches Fehlerszenario für die dezentrale Erzeugungsanlage.

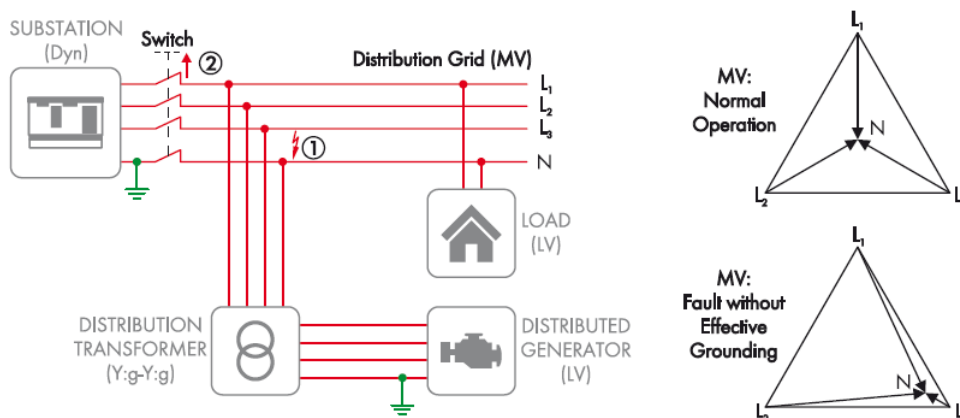


Figure 1: Theoretical fault scenario for a conventional generator without effective grounding

Abbildung 48 - Theoretisches Fehlerszenario nach IEEE1547.8 und IEEE142 zur Erläuterung der Effective Grounding Anforderung

Wie in Abbildung 48 zu erkennen ist, wird eine Erzeugungseinheit (Distributed generator LV) über einen Transformator an das Netz gekoppelt. Im normalen Betrieb ist die Spannung symmetrisch. Tritt jetzt bspw. eine übergeordnete Netztrennung (Switch 2) aufgrund des anstehenden Erdkurzschlusses (1) auf, dann kann die Erzeugungseinheit (Distributed generator LV) die Spannung so beeinflussen, dass zwischen Phase L1 und Neutraleiter N eine Überspannung mit maximal $\sqrt{3}$ der Nennspannung auftritt und somit für die Verbraucher (Load LV) gefährdend sein kann.

In beiden Richtlinien IEEE1547.8 und IEEE142 werden allgemeine Anforderungen an die Nullsystemimpedanz (X_0) für Erzeugungsanlagen gestellt. Die Tabelle 4 gibt einen Überblick.

Tabelle 4 - Übersicht der Anforderungen für Effective Grounding

IEEE142		
Anforderung an	X_0	R_0
Rotierende Generatoren	$X_0 \leq 3X_1$	$R_0 \leq X_1$
Dezentrale EZA mit Umrichter	$X_0 \leq 3X_1$	$R_0 \leq X_1$
IEEE1547.8		
Anforderung an	X_0	R_0
Rotierende Generatoren	$1.5 \leq X_0/X_1 \leq 2.5$	$R_0 \leq X_1$
Dezentrale EZA mit Umrichter	$X_0 = 0.6 \pm 10\% \text{ p.u.}$	$X_0/R_0 \geq 4$

Die Größen X_0 und R_0 repräsentieren die Nullsystemimpedanz als Induktivität und Widerstand. Der Wert X_1 ist die Hauptinduktivität (Mitsystemimpedanz) einer EZA. Wenn z. B. ein Synchrongenerator betrachtet wird, dann ist X_1 die wirksame Impedanz im Fehlerfall. Das heißt also die Größe ist als subtransiente Reaktanz (X_d'') zu sehen.

Wie aus der Tabelle 4 zu erkennen ist, wird in IEEE142 zwischen rotierenden Generatoren (SG) und anderen EZA Typen nicht unterschieden. Die Übertragung der Definition von X_1 auf andere EZA ist somit schwierig, da die physikalischen Eigenschaften variieren.

In IEEE1547.8 wird eine Differenzierung zwischen SG und anderen EZA durchgeführt. So wird für EZA mit Umrichter die Größe X_0 in Abhängigkeit von p.u. definiert. Hier bedeutet es, dass die

Basisgröße durch die Nennspannung V_{Base} und die Leistung S_{DG} einer EZA wie folgt definiert ist:

$$X_{DG} = \frac{V_{Base}^2}{S_{DG}}$$

Die Problematik hierbei ist es, dass für die EZA ein zusätzlicher Erdungstransformator notwendig wird, um die entsprechenden Anforderungen in Tabelle 4 zu erfüllen. Diese Lösung ist jedoch mit Mehrkosten verbunden.

2.5.3 Schutzherausforderungen in der Mittelspannung

2.5.3.1 Einfluss von Freiheitsgeraden in der dynamischen Netzstützung auf Schutzanregrößen in der Mittelspannung

Freiheitsgrade in der Parametrierung von Typ 2-DEA wurden in den vorherigen Kapiteln bereits dargestellt. Im Rahmen von Variationsrechnung wurde seitens der FGH die Auswirkung der Einflussfaktoren auf die Anregrößen an den Schutzgeräten ermittelt. Hierbei zeigte sich, dass die Wirkstromeinspeisung der DEA im Fehlerfall einen nicht vernachlässigbaren Einfluss auf die Anregrößen am Schutzgerät besitzen [7]. Weiterführend wurde das erdschlusskompensierte MS-Musternetz genutzt, in der eine Basisparametrierung vorgegeben wurde (K-Faktor = 2, Verwendung der BDEW-MS-Kennlinie [49], Beibehaltung der Wirkstromeinspeisung, $|I_k| = 1,1I_n$, keine Blindstromstützung im Gegensystem). Das Netz wurde so mit DEA besetzt, dass noch ein zulässiger Einstellbereich für ein ungerichtetes UMZ-Schutzkonzept vorhanden ist. Anschließend wurden die angesprochenen Parameter variiert, woraus die Ergebnisse aus Abbildung 49 resultieren.

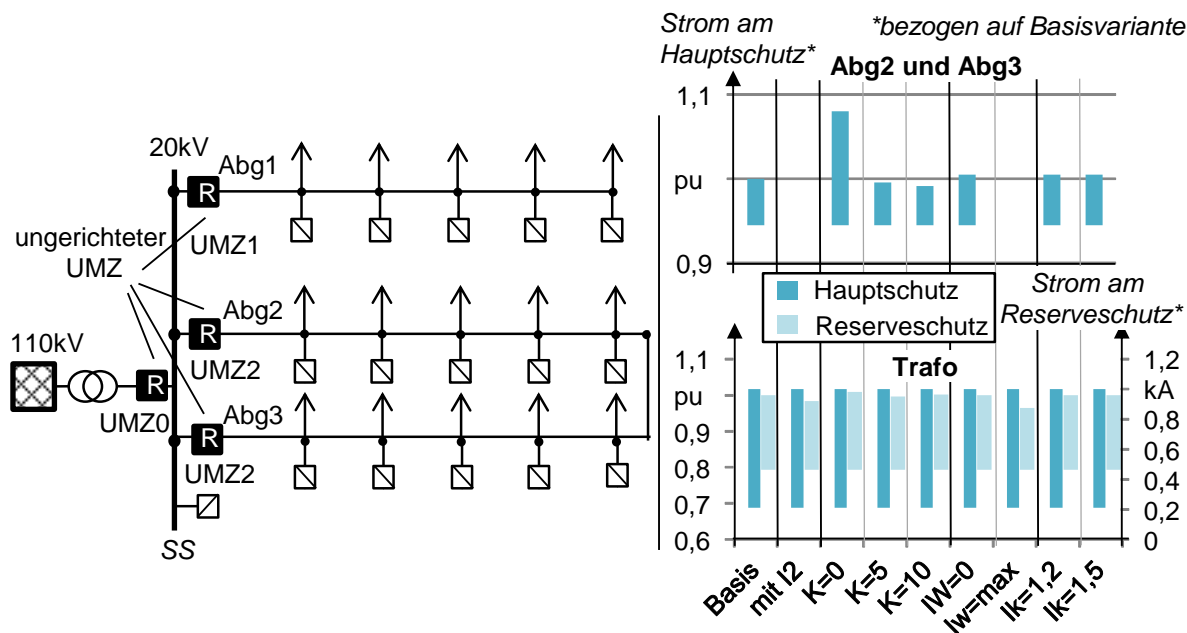


Abbildung 49 - Zulässige Einstellbereiche der UMZ (rechts) um MS-Musternetz (links)

Es wird sichtbar, dass die Parameter eine deutliche Auswirkung auf den zulässigen Einstellbereich haben. Bei Betrachtung des Abgangsschutzes im geschlossenen Ring besteht sogar bei einer zugelassenen Blindstromstützung im Gegensystem oder bei der Annahme einer maximalen Wirkstromeinspeisung kein zulässiger Einstellbereich mehr. Dagegen ist der Einfluss auf die Einstellbereiche in UMZ0 gering. Unterschiedliche Untersuchungen zeigten jedoch auch, dass keine Parametrierung allgemeingültig zu einem minimalen I_k an den Schutzgeräten führt, so dass der Parametereinfluss prinzipiell in jedem Netz neu zu prüfen ist. Als erste Näherung wäre jedoch eine

Worst-Case-Parametrierung mit Gegenstromstützung und maximaler Wirkstromeinspeisung aller Anlagen denkbar, um Rechenaufwand zu verringern.

Zusammenfassend ergibt sich, dass unterschiedliche Freiheitsgrade durch die explizit einstellbaren und der impliziten gerätespezifischen DEA-Parameter vorhanden sind. Diese besitzen unterschiedlich starke Auswirkungen auf die schutzauslegungsrelevanten Größen. Die Auswirkungen auf dem minimalen KS-Strom müssen dabei in jedem Netz neu bewertet werden.

2.5.3.2 Fehlfunktion von KS-Anzeigern MS

Die FGH hat darüber hinaus ein mögliches Fehlverhalten von praxisüblichen ungerichteten Kurzschlussanzeigern (KSA) durch DEA im Fehlerfall in Mittelspannungsnetzen untersucht. In diesem Zusammenhang wurde exemplarisch in das erdschlusskompensierte MS-Musternetz (Abbildung 50), mit KSA an jedem Leitungsanschluss ausgestattet, betrachtet. Es wurde die Frage betrachtet, ob bei einem Fehler KSA anregen, welche bei Betrachtung ohne DEA keinen Kurzschlussstrom anzeigen würden. Denn in diesem Fall wäre eine korrekte Fehlerortung über Auswertung der KSA - wie es heutzutage üblich ist - nicht mehr möglich. Dies ist genau dann der Fall, wenn die KS-Beiträge der DEA den Strom an den KSA in den Auslösebereich anheben würden.

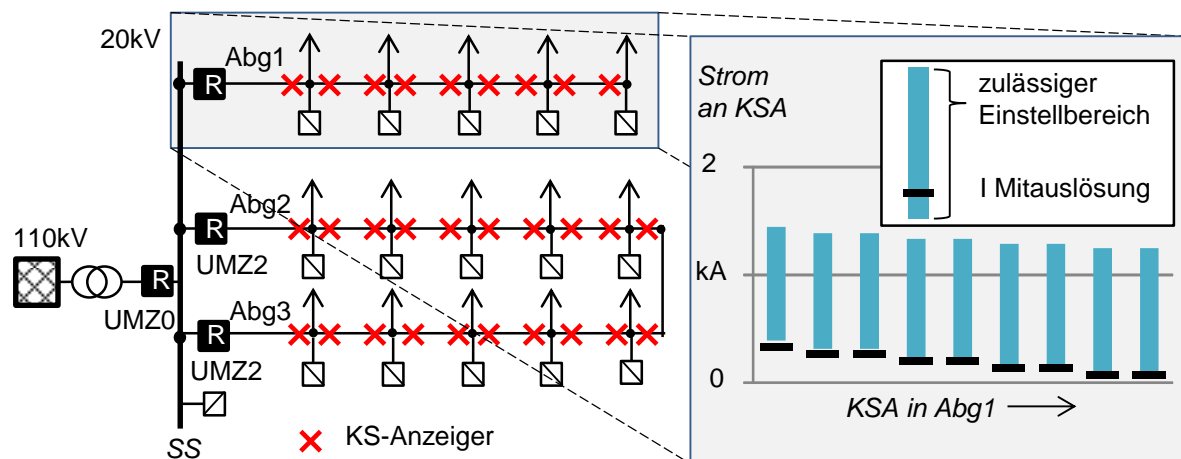


Abbildung 50 - links: Einbauorte der ungerichteten Kurzschlussanzeiger im MS-Musternetz;
rechts: resultierende Einstellbereiche mit dem errechneten Mitauslösewert

Bei der Untersuchung wurde die Annahme getroffen, dass bei der Parametrierung der KSA die gleichen Anregezuverlässigkeitsfaktoren gelten, wie bei ungerichteten Überstromzeitschutzkonzepten. Hierdurch konnte im abgebildeten Netz der zulässige Einstellbereich der KSA bestimmt werden (blauer Balken in Abbildung 50). Über eine Variation des Fehlerortes und der Fehlerart konnte an jedem KSA zusätzlich der maximale Strom identifiziert werden, welcher zu einer ungewollten Mitauslösung führt. Das dargestellte Diagramm zeigt, dass dieser Strom im offenen Strang immer unterhalb des zulässigen Einstellbereiches liegt. Somit ist in diesem Netzabschnitt die Anwendung von ungerichteter KSA weiterhin möglich.

Anders sieht dies in Ringnetzen aus. Durch die beidseitige Einspeisung ist jedoch auch schon im Betrieb ohne DEA eine Verwendung von richtungsselektiven KSA erforderlich.

Somit ergibt sich, dass in reinen Strahlennetzen mit DEA mit geringer KS-Leistung oftmals weiterhin eine Verwendung ungerichteter KS-Anzeiger möglich ist.

2.5.3.3 Differenzierung im Mittelspannungsnetz

Betrachtet wurde von der FGH ein Teil des in Abbildung 51 dargestellte ländliche erdschlusskompensiert betriebene MS-Musternetz mit drei Abgängen, einem Stich und einem

geschlossenen Ring. In einer solchen Netzstruktur ohne DEA wird klassisch ein UMZ-Schutzkonzept genutzt, in dem die einzelnen Abgänge einen Hauptschutz (z.B. UMZ1 für Abgang 1) und einen Reserveschutz (UMZ0 am HS/MS-Transformator) abgesichert sind.

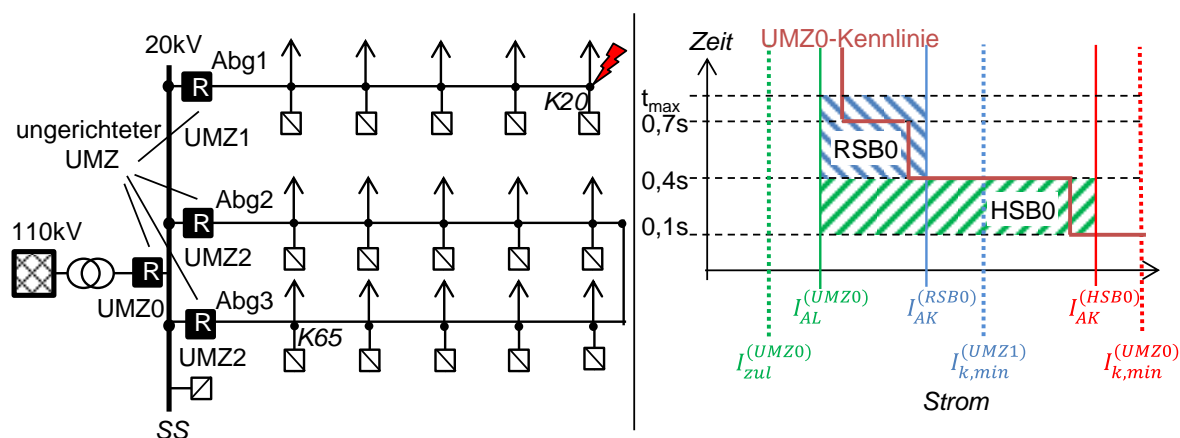


Abbildung 51 - links: Topologie eines Muster-MS-Netz mit hoher DEA-Durchdringung;
rechts UMZ0-Kennlinie und typische Einstellbereiche ohne Zwischeneinspeisungen

Dementsprechend werden die Relais auch hinsichtlich ihrer Strom- und Zeitstaffelung parametrieren. Hierfür ergeben sich durch eine Berechnung des maximalen Betriebs- und des minimalen Kurzschlussstromes eindeutige Bereiche, in Abbildung 51 gestrichelt skizziert, für Reserveschutzbereich (RSB) und Hauptschutzbereich (HSB). Zudem wird die auslegungsrelevante KS-Situation durch einen zweipoligen Kurzschluss am Abgangsende determiniert. Zwischeneinspeisungen der DEA können nun drei wesentliche Effekte zur Folge haben:

- Die Rückspeisung determiniert den auslegungsrelevanten maximalen Betriebsstrom an den UMZ
- Die Zwischeneinspeisungen stützen die Spannung am Schutzmessort und reduzieren somit auch den Kurzschlussbeitrag der überlagerten Einspeisung. Somit wird auch der minimale KS-Strom und IAL verringert
- Eine symmetrische Einspeisung der DEA auch bei unsymmetrischen Netzfehlern kann zu einer geänderten auslegungsrelevanten KS-Situation führen

Exemplarisch wurden mit Hilfe eines hierfür entwickelten Schutzbewertungsverfahrens der FGH Änderungen im zulässigen Einstellbereich für das oben dargestellte Beispiel das UMZ0 und UMZ2 ermittelt (vgl. Abbildung 52) [50].

Es wird deutlich, dass in der Betrachtung ohne Zwischeneinspeisung eindeutige Parametrierungsbereiche für Haupt- und Reserveschutzfunktion vorhanden sind und die aktuelle Schutzparametrierung korrekt innerhalb dieser Bereiche liegen. Durch die Zwischeneinspeisungen werden die drei aufgeführten Probleme sichtbar: Durch die Erhöhung des maximalen Betriebsstromes und die Veränderung des minimalen KS-Stromes sind teilweise keine zulässigen Einstellbereiche mehr vorhanden, so dass eine Reserveschutzbereitstellung für UMZ0 und eine Hauptschutzfunktion von UMZ2 nicht mehr unter Berücksichtigung der Anregezuverlässigkeitsfaktoren möglich ist. Darüber hinaus ändert sich die auslegungsrelevante KS-Situation (hier von K2 zu K2e). Die Schutzfunktionen müssen durch Anpassungen im Schutzkonzept wiederhergestellt werden, beispielsweise durch eine zusätzliche Richtungserkennung oder Umstellung auf ein Distanzschutzkonzept.

Auslegungsrelevante KS-Situationen sind nicht mehr allgemeingültig ein zweipoliger KS am Abgangsende. Ab einer bestimmten DEA-Durchdringung ist zudem eine klassische Differenzierung im Rahmen ungerichteter Überstromzeitschutzkonzepte nicht mehr möglich. In diesem Fall ist eine Änderung im Schutzkonzept erforderlich.

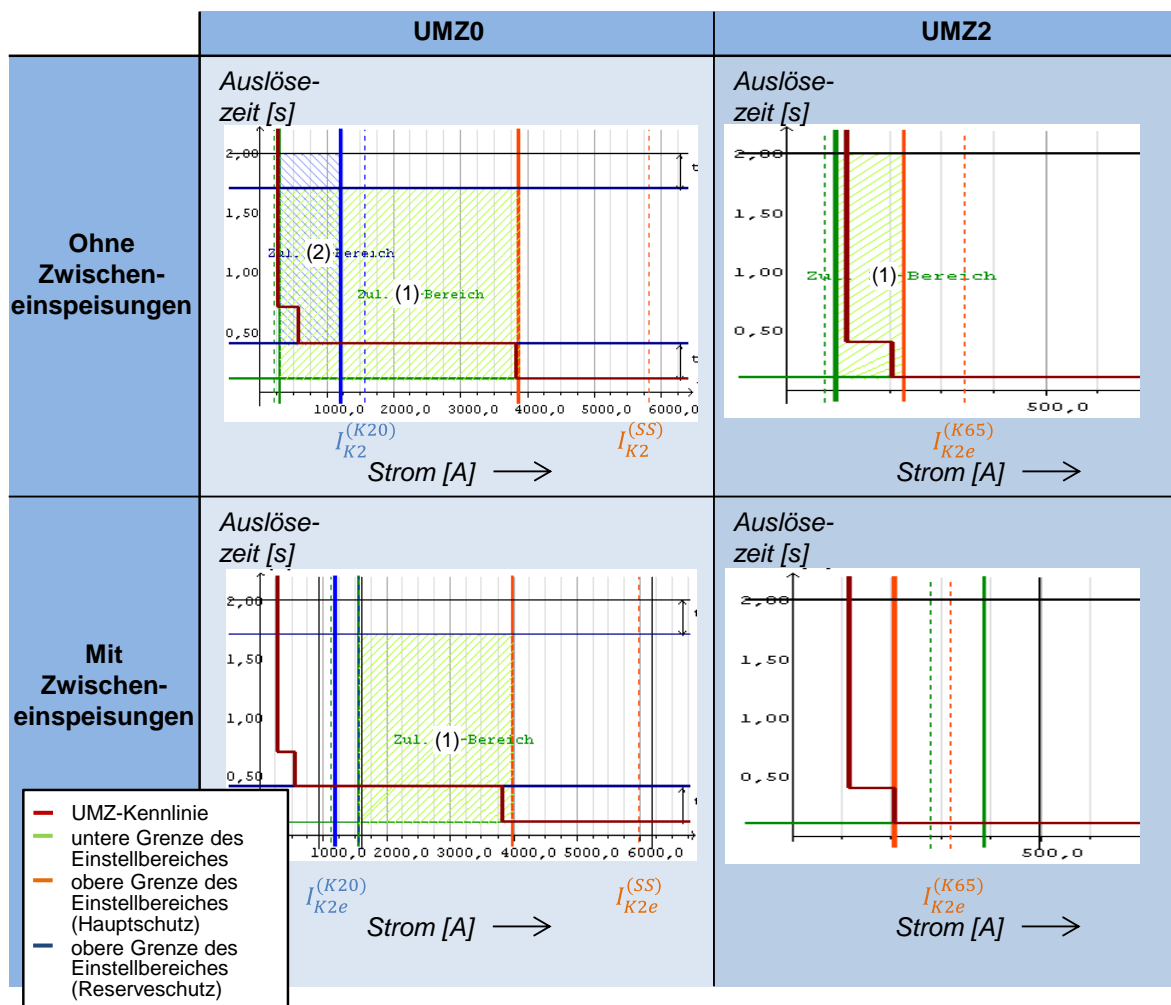


Abbildung 52 - Parametrierung und Einstellbereiche((1) Hauptschutz, (2) Reserveschutz) von UMZ0 und UMZ2 mit und ohne Zwischeneinspeisungen nach Abbildung 51

2.5.3.4 Blinding in MS Netzen

Auch in der Mittelspannung kann es durch eine Zwischeneinspeisung von DEA zu einer Reduktion des Kurzschlussstroms am Schutzeinbauort kommen, und so ebenfalls zu Binding (Abbildung 53).

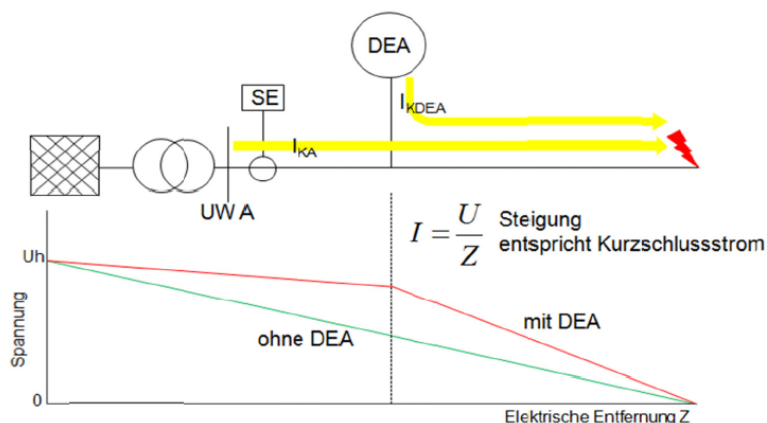


Abbildung 53 - Zwischeneinspeiseeffekt [51]

Im Rahmen des Projektes wurden in Anlehnung an die Untersuchungen in der NS-Ebene durch das IFHT umfangreiche quasistationäre Parameterstudien unter Variation der Netzeigenschaften, Einspeisepunkte und –leistungen sowie Anlagentypen durchgeführt. Die Auswertung der Parametersatzstudien durch das IFHT und innogy (Kapitel 2.7.1) bestätigen die Möglichkeit von MS-Blinding. Mit den Ergebnissen aus den Parametervariationen konnten die wesentlichen Einflussfaktoren von Blinding und die Auswirkung auf aktuelle Schutzkonzepte untersucht werden.

Einschränkung der Schutzbereiche

Sowohl durch den möglichen Zwischeneinspeiseeffekt als auch durch die Tatsache, dass in MS-Abgängen mit hoher DEA-Durchdringung der maximale Einspeisestrom größer sein kann als der maximale Laststrom, gibt es für den konventionellen UMZ-Schutz eine Einschränkung des zulässigen Einstellbereiches. Die untere Schwelle des Einstellbereiches ergibt sich aus dem maximal zulässigen Betriebsstrom (entweder Last oder Erzeugung) multipliziert mit einem Anreagesicherheitsfaktor. Die obere Schwelle ist durch den minimal auftretenden Kurzschlussstrom dividiert durch den Anregeverlässlichkeitsfaktor festgelegt. Abbildung 54 zeigt die mögliche Einschränkung des Einstellbereiches eines UMZ für einen Abgang ohne und mit angeschlossener DEA. Auch in der Analyse realer Netzstrukturen konnten diese Konstellationen identifiziert werden (Kapitel 2.7.1).

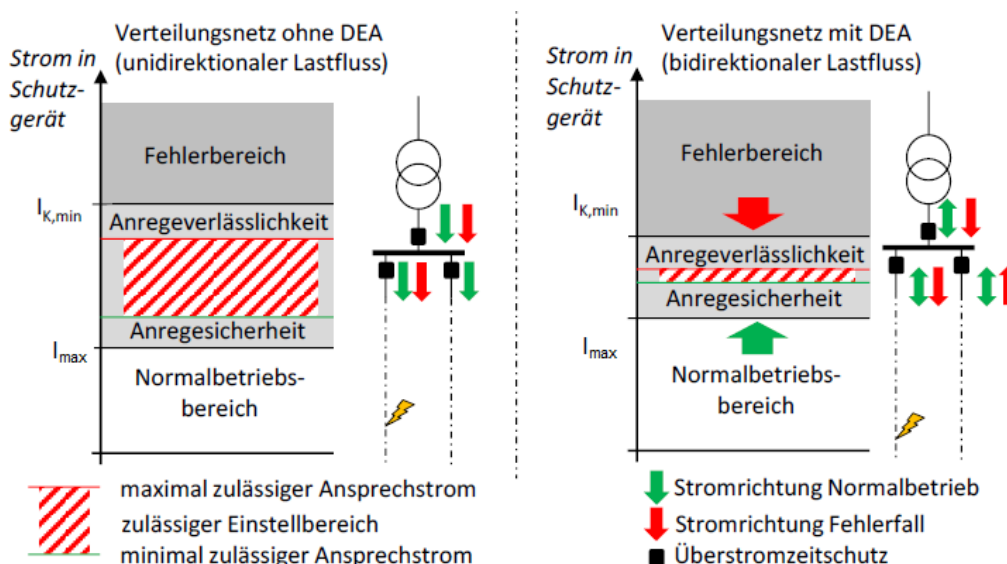


Abbildung 54 - Mögliche Einstellbereiche eines UMZ ohne und mit DEA-Leistung im Abgang [19]

Im Extremfall ist kein zulässiger Einstellbereich mehr vorhanden und es muss auf ein anderes Schutzkonzept wie z.B. den Einsatz eines gerichteten UMZ-Schutz oder eines Distanzschutzes zurückgegriffen werden.

Allerdings ist der Reserveschutz an der Unterspannungsseite des Trafos am stärksten betroffen. Der Kurzschlussstrom an dieser Stelle wird von allen unterlagerten Energieerzeugungsanlagen beeinflusst. Dementsprechend deutlich wirkt sich an dieser Stelle der Zwischeneinspeiseeffekt aus. Die folgende beispielhafte Auswertung der Fehlerströme an einer realen 10kV-Station mit insgesamt 13 Leitungsfeldern und starker DEA Durchdringung (Abbildung 55, Abbildung 56) seitens innogy verdeutlicht den Effekt.

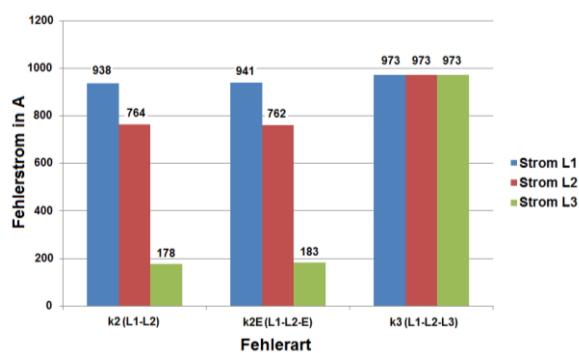


Abbildung 55 - Fehlerströme am Trafo (Reserveschutz) bei einem Fehler am längsten Abgang der Anlage ohne Zwischeneinspeisung

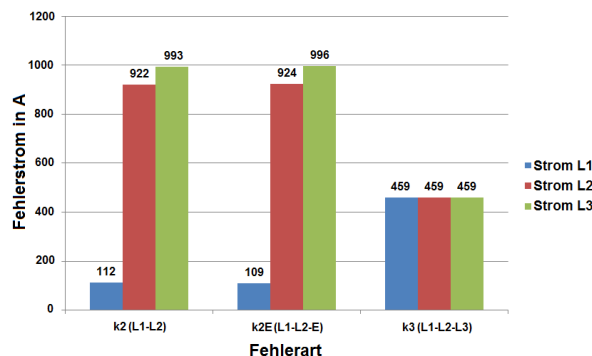


Abbildung 56 - Fehlerströme am Trafo (Reserveschutz) bei dem gleichen Fehler am längsten Abgang der Anlage mit Zwischeneinspeisung in Netznormalschaltung

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass Blinding auch in Mittelspannungsnetzen auftreten kann. Die Einstellbereiche für klassische UMZ Relais werden dabei mit steigender Einspeiseleistung kleiner. Neben dem Einfluss auf den Hauptschutz, hat der Zwischeneinspeiseeffekt insbesondere mögliche Auswirkungen auf den Reserveschutz. Bei starker Durchdringung von DEA ist dabei der 2-polige Fehler (im kompensierten Netz) nicht mehr zwangsläufig der auslegungsrelevante Fehler für die Anregesicherheitsrechnung. Dies hat Auswirkungen auf die Schutzanalyse in der Praxis (siehe Kapitel 2.7.1) Mit steigender Einspeisung von DEA steigen die Ungenauigkeiten bei der Kurzschlussstromberechnung nach der VDE 0102 [40]. Bei dem Verfahren wird nur der Kurzschlussstrom an der Fehlerstelle ermittelt, nicht aber der hier interessante verzerrte Kurzschlussstrom am Einbauort des Schutzgerätes. Damit liegt das Problem nur zum Teil in fehlenden marktreifen Schutzkonzepten, sondern zu einem großen Teil im steigenden Aufwand der Schutzanalyse bzw. der Schutzeinstellungsberechnung mit hinreichender Berücksichtigung von DEA. Schlussfolgernd werden geeignete Kurzschlussberechnungsverfahren und Schutzbewertungsverfahren zunehmend wichtiger. Nur so kann der Anwender ein technisch und wirtschaftliche angemessenes Schutzkonzept auswählen und die Geräte entsprechend parametrieren.

2.5.3.5 Sympathetic Tripping in der MS-Ebene

In Anlehnung an die Betrachtung der Möglichkeit von Sympathetic Tripping in der Niederspannung wurden seitens des IFHT ebenfalls die Möglichkeiten in der Mittelspannung betrachtet. Anhand zweier Mittelspannungsstränge wurde ein Beispiel konstruiert, das beim Einsatz von Digital-UMZ-Schutzgeräten zu einer potentiellen Auslösung des gesunden Stranges führen kann. Unter Ausschluss von Planungsfehlern ist das Auftreten des Sympathetic Tripping aufgrund des stationären Fehlerzustandes jedoch sehr unwahrscheinlich. Bei wechselrichtergekoppelten Anlagen kann ein signifikantes Überschwingen (Faktor >2) auf Basis der Projekterkenntnisse ebenfalls ausgeschlossen werden. Unter der Annahme der korrekten Funktionalität der Erkennungsalgorithmen der Schutzgeräte sowie der Verwendung des Überstromkriteriums zur Anregung wird ein Sympathetic Tripping daher sehr unwahrscheinlich. Durch den Einsatz von richtungsabhängigem Schutz wird die Fehlererkennung durch die Rückwärtsstufe noch unwahrscheinlicher. Sympathetic Tripping wurde daher im Projekt nicht weiter verfolgt.

2.5.3.6 Richtungserkennung

Neben den klassischen Einsatzszenarien Ringnetze und Doppelleitungen kann der Einsatz richtungsselektiver UMZ-Schutzeinrichtungen (R-UMZ) eine heute unkonventionelle Lösungsoption für radiale Netze mit speziellen Netzgegebenheiten sein. Zur Vermeidung von Unter- oder Überfunktionen ist dabei eine zuverlässige Richtungserkennung erforderlich.

Seitens des IFHT wurden im Rahmen des Projektes radiale Abgänge in mit integrierten WR-gekoppelten dezentralen Erzeugungsanlagen betrachtet. Diese führten eine dynamische Netzstützung gemäß [2] durch. Neben Untersuchungen zum Verhalten bei normalbetrieblichen Leistungsflüssen wurden überlagerte und unterlagerte Fehlerfälle betrachtet (vgl. Abbildung 57).

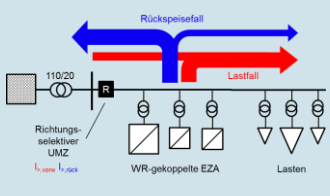
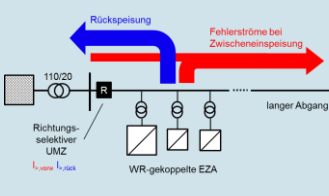
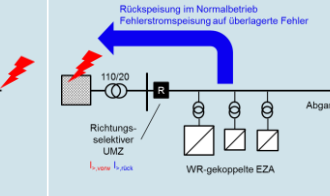
Fall	Normalbetrieb	Unterlagerte Fehler	Überlagerte Fehler
Bild			
Potentielle Fehlfunkt.	Überfunktion	Unterfunktion	Überfunktion
Auswirkung	Versorgungszuverlässig.	Gefährdung	Versorgungszuverlässig. Systemstabilität

Abbildung 57 - Betrachtungsfälle Richtungserkennung

Verschiedene weitere Untersuchungsfälle können auf den Untersuchungsfall des Abgangsschutzes mittels R-UMZ zurückgeführt werden.

Unter der Annahme einer verzögerten Auslösung wurden Variationsrechnungen mittels der im Projekt geschaffenen quasistationären Berechnungsverfahren durchgeführt [48]. Es erfolgte eine ex post Bewertung der berechneten Netzzustände mittels quasistationärer Modelle marktüblicher Richtungserkennungsmechanismen (REM) [48].

Für den Bedarf zur Nutzung von R-UMZ in radialen Abgängen sowie Anwendungsgrenzen des Ansatzes wurden quantitative Bedingungen identifiziert [48].

In **normalbetrieblichen Situationen** können besondere Einspeise- und Lastkombinationen, die nicht den Extremfällen Maximallast oder –einspeisung entsprechen, theoretisch zu einer Überfunktion führen. Durch Berücksichtigung im Rahmen der Parametrierung kann eine Überfunktion effektiv vermieden werden. Hierzu wird ein unterstützendes Verfahren auf Basis von Minkowski-Summen der möglichen Strominjektionen vorgestellt. Dieses kann in am Markt befindliche Planungstools integriert werden.

Für **unterlagerte Fehler** wurden Unterfunktionen im Rahmen der Untersuchungen nur für 2-polige Fehler mit aktiven WR-DEA beobachtet (vgl. Tabelle 5).

Tabelle 5 - Funktionalität Richtungserkennung bei unterschiedlichen Fehlern

Fehlerart	Ohne WR-EZA	Mit WR-EZA
3-polig	keine Unterfunktion	keine Unterfunktion
2-polig	keine Unterfunktion	teilweise Unterfunktion

Bei Nutzung der Werkseinstellungen für die Parametrierung der REM (unüblich in der Praxis) werden teilweise fehlerhafte sowie ausbleibende Richtungsentscheide aufgrund innerer Widersprüche der REM beobachtet (vgl. Abbildung 58). Bei fehlerhaftem Richtungsentscheid ist eine Unterfunktion zu erwarten. Für fehlende Richtungsentscheide ist die Möglichkeit einer Unterfunktion abhängig von der weiteren Parametrierung (z.B. Vorpolarisation auf Vorwärts).

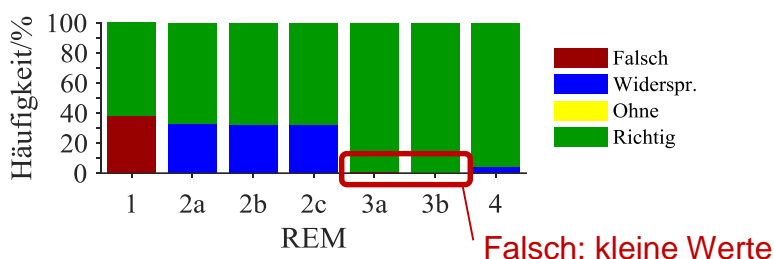


Abbildung 58 - Darstellung nur solche mit notwendiger Schutzauslösung

Die exemplarische Überprüfung des REM im Schutzgerätelabor sowie durch den Hersteller bestätigte mögliche Fehlauflösungen in diesem unkonventionellen Anwendungsfall teilweise. Durch eine netzspezifische Einstellvorgabe für die REM im Rahmen der gegebenen Freiheitsgrade kann der Anteil fehlerhafter oder ausbleibender Richtungsanteile gemindert werden. Es verbleiben jedoch Netzsituationen, die nicht erfolgreich behandelt werden können. Hierfür besteht ein Lösungsbedarf.

Für **überlagerte Fehler** im Hoch- oder Höchstspannungsnetz ist eine Überfunktion an folgende zahlreiche Bedingungen geknüpft:

1. Fehlerhafter Richtungsentscheid
2. Anregung Vorwärtsstufe $I_{>,vorw}$
3. Fehlender Rückfall Anregung
4. Ungünstige zeitliche Koordination

Insbesondere durch die erforderliche zeitliche Koordination (vgl. Abbildung 59) sind Fehler in der HÖS nicht relevant und Fehler in der HS nur bei Lage in der zweiten Staffelstufe (>80% Leitungslänge) des Distanzschutzes. Eine systemische Relevanz für das Übertragungsnetz ist damit absehbar nicht gegeben. Lokal betroffene Netzgebiete sind in ihrem Umfang beschränkt.

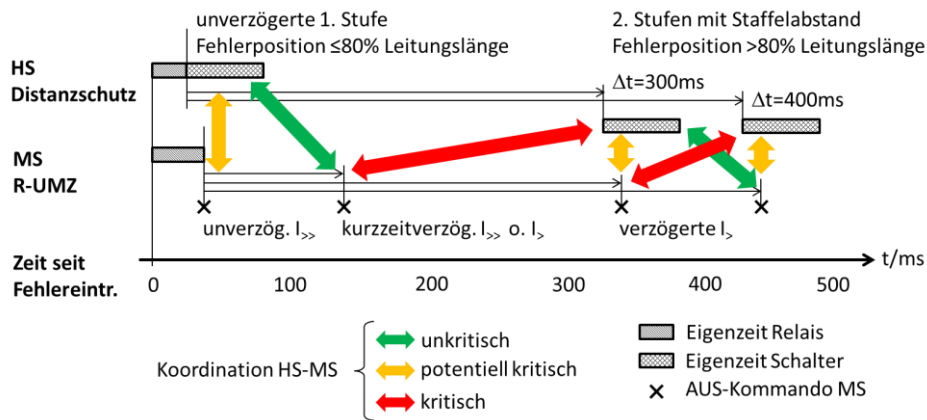


Abbildung 59 - Koordination Auslösezeiten

Für die verbleibenden Fälle gemäß obiger Bedingungen ergeben sich folgende Erkenntnisse:

- Die untersuchten REM weisen untereinander und für unterschiedliche Fehlerarten differierendes Verhalten auf. Einzelne REM erweisen sich als über alle Fälle robust.
- Für Werkseinstellung der REM werden Fehlentscheide und ausbleibende Entscheide zur Richtung bis zu 25% der untersuchten Netzgegebenheiten beobachtet. Durch netzspezifische Einstellvorgaben werden maximale Fehlerkennungsraten von 5% für alle REM unterschritten.
- Die teilweise Netztrennung von WR-DEA bei längerer Fehlerdurchfahrtsdauer mindert die Anzahl an zum Tragen kommenden Fehlentscheidungen durch Rückfall der Anregung, führt aber nicht in jeder Netzsituation zu einer Behebung.

In Anbetracht der hohen Voraussetzung für eine Überfunktion des R-UMZ bei überlagerten Fehlern und der nur lokalen Auswirkung wird im Konsortium kein Lösungsbedarf identifiziert.

In Schlussfolgerung stellt der R-UMZ mit marktüblichen Ansätzen eine Lösungsoption für zukünftig mögliche spezielle Netzkonstellationen dar.

Begleitend zu den simulativen Untersuchungen wurde aufgrund einer Anregung des Konsortialpartners innogy eine Untersuchung im Schutzlabor des IFHT sowie in den Laboren der innogy des Auslöseverhaltens realer UMZ-Geräte hinsichtlich der Auslösezeiten bei Richtungswechseln im Fehlerfall, ausgehend von einer Rückspeisung aufgrund einer Starkeinspeisung, vorgenommen. Es zeigte sich hierbei, dass bei einzelnen Geräten die voreingestellten Verzögerungszeiten in bestimmten Fällen nicht eingehalten wurden (Abbildung 60). Dies kann in der praktischen Anwendung eine Überfunktion bei gleichzeitigem Verlust der Selektivität zur Folge haben.

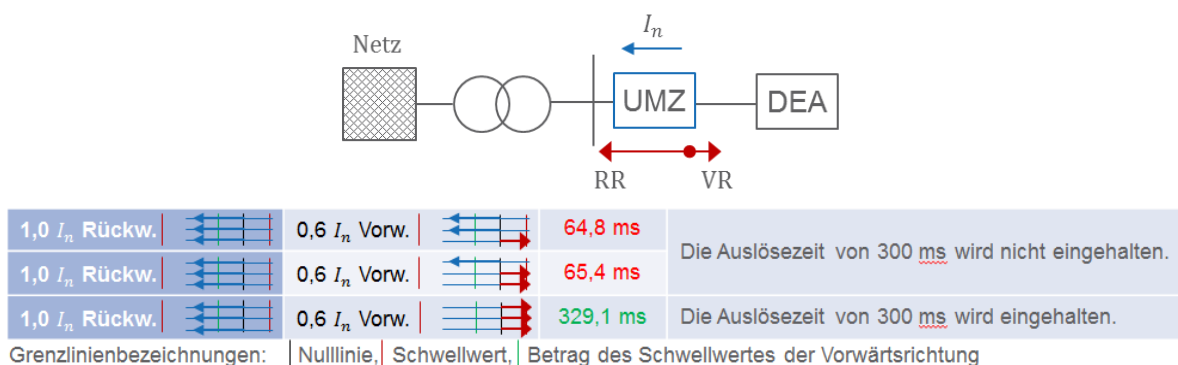


Abbildung 60 - Gemessene Auslösezeiten für ein aktuelles UMZ Gerät bei Verwendung richtungsselektiver Anregeschwellen

2.5.3.7 Auswirkung von Zwischeneinspeisung auf Distanzschutz

Im Mittelspannungsnetz kommt neben dem UMZ auch der Distanzschutz zum Einsatz, der ebenfalls durch Zwischeneinspeisung beeinflusst werden kann. Das Problem der korrekten Impedanzmessung bei Zwischeneinspeisung wurde von der htw saar untersucht und im Rahmen dessen eine Lösungsmöglichkeit entwickelt.

Abbildung 61 zeigt das verwendete Mittelspannungsmusternetz mit einer DEA am oberen Abgang als Zwischeneinspeisung. Die drei Distanzschutzgeräte P1 bis P3 sind in diesem Netz als Schutzkonzept vorgesehen. Im Fokus der Betrachtungen liegen hier die Einflüsse der DEA auf den Distanzschutz. Es wird hierfür ein 3-poliger Fehler im unteren Abgang angelegt und der Einfluss auf den Distanzschutz analysiert.

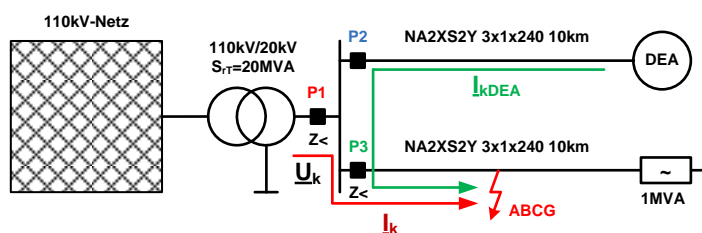


Abbildung 61 - Musternetz mit Zwischeneinspeisung

Im Fehlerfall speisen die DEAs einen definierten Blindstrom nach BDEW Mittelspannungsrichtlinie [2] ein. Durch die Zwischeneinspeisung wird die eingemessene Kurzschlussimpedanz als Kriterium der Fehlerortselektivität durch das Reserveschutzgerät P1 falsch eingemessen (Abbildung 62). Die Kurzschlussklärung erfolgt dann nicht mehr entfernungsselektiv bis hin zu einer Nichtauslösung des Schutzes, wenn die eingemessene Kurzschlussimpedanz außerhalb des Polygons liegt.

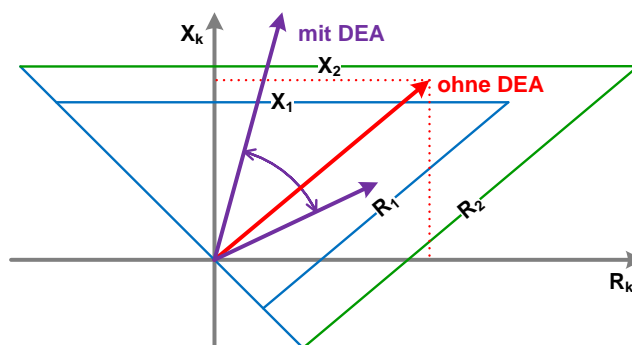


Abbildung 62 - Eingemessene Kurzschluss-Impedanz bei Variation der Blindstromstatik

Das Reserveschutzgerät P1 misst die Kurzschlussspannung \underline{U}_k und den Kurzschlussstrom \underline{I}_k an ihrem Einbauort. Der Fehlerstrombeitrag der DEA \underline{I}_{kDEA} wird somit von P1 nicht erfasst.

2.5.3.8 Verhalten von Distanzschutz bei nichtidealen Eingangssignalen

Durch den zunehmenden Ausbau der umrichter gestützten erneuerbaren Energien nimmt die Oberschwingungsbelastung in den Netzen zunehmend zu. Daher stellte sich an der htw saar die Frage, inwieweit die Oberschwingungen Einfluss auf das Verhalten der Schutztechnik haben. Beim Distanzschutz wurden hier die Auswirkungen auf die Impedanzberechnung nach dem McInnes/Morrison- und Phadke/Ibrahim-Algorithmus bei nichtidealen Eingangssignalen, wie Gleichstromanteile bei dynamischen Netzvorgängen oder Oberschwingungen durch Netzstromrichter

oder Lichtbögen, untersucht. Tabelle 6 zeigt die Zusammenfassung der Ergebnisse bei Simulation in unterschiedlichen Beispielsnetzen mit der Auswertung des generischen Distanzschutzmodells im ATPDesigner. Hier wurden sowohl die Auswirkungen auf die Reaktanz als auch auf die Resistanz betrachtet. Gleichanteile im Signalverlauf des McInnes/Morrison-Algorithmus werden im Ansatz mitberücksichtigt, während der Phadke/Ibrahim-Algorithmus beim Abklingen des Gleichanteils einen ausgeprägten Übergangsbereich aufweist.

Tabelle 6 - Zusammenfassung der Empfindlichkeit der Algorithmen

nicht ideale Eingangssignale durch:	McInnes/Morrison-Algorithmus	Phadke/Ibrahim-Algorithmus	McInnes/Morrison-Algorithmus	Phadke/Ibrahim-Algorithmus
Genauigkeit	Reaktanz		Resistanz	
Gleichstromglieder	+	-	+	-
Oberschwingungen	+	+	+	+
dyn. Lichtbogenkurzschluss	+	+	-	-
stat. Lichtbogenkurzschluss	-	+	-	-

+ \pm innerhalb Toleranzband von +/- 2,5 %; - \pm außerhalb Toleranzband von +/- 2,5 %

Abbildung 63 und Abbildung 64 zeigen den Vergleich beider Algorithmen bei Oberschwingungsbelastung und Lichtbogenfehlern. Der McInnes/Morrison-Algorithmus berechnet bei Oberschwingungsbelastung eine 0,5% um den 10ms-Mittelwert periodisch schwankende Reaktanz, während der Phadke/Ibrahim-Algorithmus keine signifikante Abweichung zum Sollwert aufweist. Bei Lichtbogenfehlern berechnet der McInnes/Morrison-Algorithmus eine um 0,8% um den 10ms-Mittelwert periodisch schwankende Reaktanz, während der Phadke/Ibrahim-Algorithmus von Beginn an einen leicht größeren Reaktanzwert berechnet.

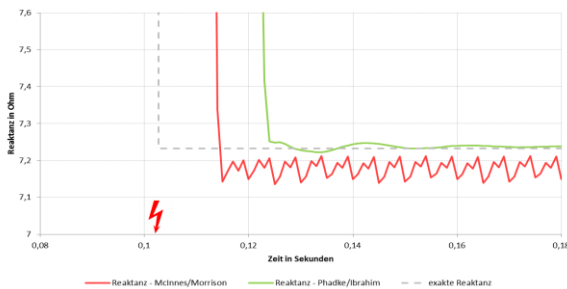


Abbildung 63 - Oberschwingungen

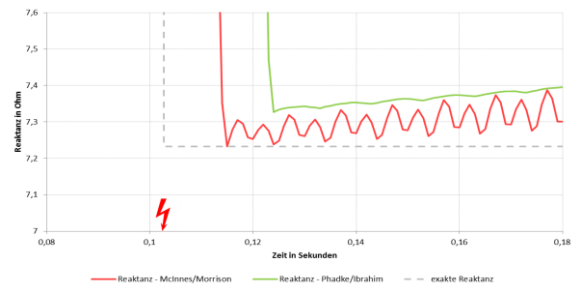


Abbildung 64 - Lichtbogenfehler

Der Vergleich beider Algorithmen bei verschiedenen nichtidealen Signalen zeigt, dass beide Algorithmen in Abhängigkeit der einwirkenden Störgröße ihre Vor- und Nachteile haben. Kein Algorithmus beherrscht somit alle nichtidealen Eingangssignale perfekt.

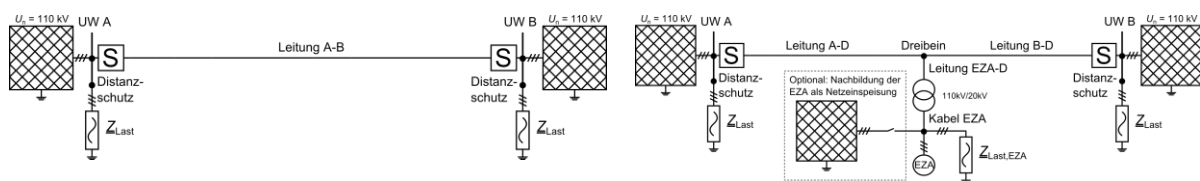


Abbildung 65 - links: Testnetz Gegeneinspeisung;
rechts: Testnetz Gegen- und Zwischeneinspeisung

Mit Hilfe der in Abbildung 65 dargestellten Testnetze konnte das algorithmische Verhalten des Distanzschutzes bei Gegeneinspeisung und der Kombination aus Zwischen- und Gegeneinspeisung untersucht werden. Durch transiente Vorgänge aufgrund der Netztopologie oder der dynamischen Regelungsprozesse der DEA kommt es hier zu nichtidealen Eingangssignalen für den Schutz.

Beim fehlerbehafteten Netz einer Gegeneinspeisung wird ohne Kurzschlussimpedanz die ermittelte Impedanz bei beiden Algorithmen im Rahmen ihrer Rechengenauigkeit auch dann exakt bestimmt, wenn eine Leistungsübertragung beider Netzeinspeisungen stattfindet. Durch Einbringen einer Kurzschlussimpedanz konnten teilweise signifikante Abweichungen in der Berechnung der Impedanzen beider Algorithmen beobachtet werden. Beim Leistungsfluss von A nach B mit Kurzschlussimpedanz wurde eine Überfunktion des Schutzes beobachtet, bei Leistungsumkehr eine Unterfunktion. Des Weiteren beeinflusst die Kurzschlussart die Abweichungen beider Algorithmen und somit die Über- bzw. Unterfunktion, d.h. beim Vergleich zwischen einem zweipoligen Kurzschluss kommt es zu einer größeren Unter- bzw. Überfunktion als beim dreipoligen Fehler.

Aufgrund der entstehenden Abweichungen beim Netz bestehend aus der Kombination Zwischen- und Gegeneinspeisung ohne Kurzschlussimpedanz kam es beim Distanzschutz zur Unterfunktion. Der zweipolige Fehler führte hier zu einer größeren Unterfunktion als der dreipolige Fehler. Der McInnes/Morrison-Algorithmus reagiert aufgrund des Regelungsprozesses der DEA ausgeprägter und mit einem länger andauernden Übergangsbereich als der Phadke/Ibrahim-Algorithmus. Die auftretenden Reaktanzabweichungen bleiben jedoch innerhalb der Genauigkeitsgrenze von $\pm 2,5\%$. Fehler mit Übergangsimpedanz zeigen tendenziell eine Wiederholung der Ergebnisse der Gegeneinspeisung. Eine Leistungsübertragung von A nach B führte zu einer Überfunktion, umgekehrt lässt sich eine Unterfunktion feststellen, was durch Abbildung 66 veranschaulicht wird. Hier zeigt sich allerdings, dass bei unterschiedlicher Fehlerart die Richtung der Leistungsübertragung von entscheidender Rolle ist: Beim Leistungsfluss von A nach B liegen die Berechnungen beider Algorithmen relativ eng zusammen, beim Leistungsfluss von B nach A liegen die berechneten Reaktanzen beim zweipoligen Fehler deutlich über denen beim dreipoligen Fehler.

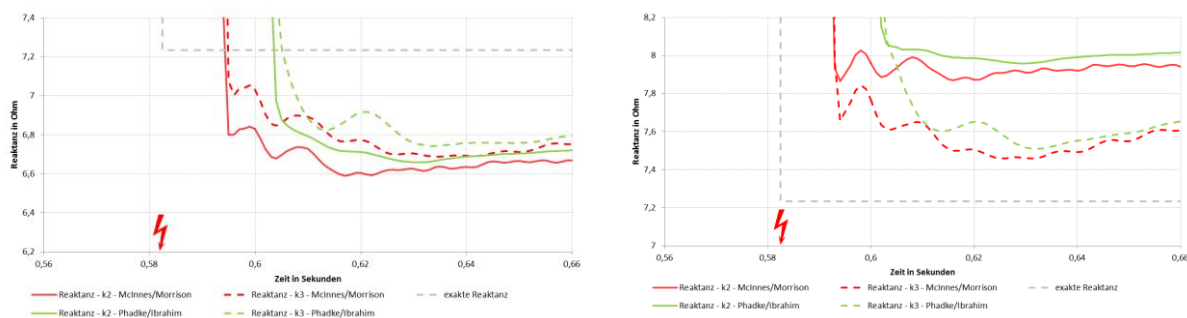


Abbildung 66 - Vergleich des Reaktanz-Verlaufes bei verschiedenen Fehlern und Leistungsfluss:
links: von A nach B; rechts: umgekehrt

2.5.3.9 Lastausblendung bei Distanzschutz in der MS

Die Funktionalität von Lastausblendungskonzepten bei der Verwendung von Distanzschutzmechanismen hinsichtlich des Einflusses von dezentralen Einspeisern wurde durch das IFHT untersucht. Hierbei wurde eine Parametrierung der Einspeiser nach der BDEW Mittelspannungsrichtlinie mit einer vollständigen dynamischen Netzstützung zu Grunde gelegt.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Einstellbereiche hinsichtlich der derzeit typischerweise angenommenen Reserven bei Starkeinspeiseszenarien geprüft werden müssen. Eine Verletzung der Auslösezonen ist in Extremfällen ebenfalls möglich.

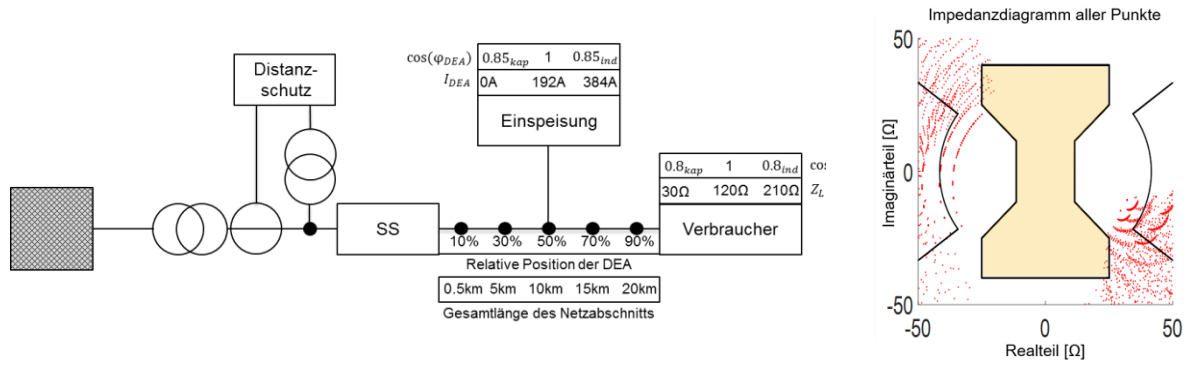


Abbildung 67 - Untersuchung der Lastausblendung unter dem Einfluss dezentraler Einspeiser mit vollständiger dynamischer Netzstützung

Diese können durch eine angepasste Wahl der Parametrierung vermieden werden. Die Untersuchungen hinsichtlich der Lastausblendung werden daher im weiteren Verlauf nicht weiter betrachtet.

2.5.3.10 Inselnetzerkennung bei AWE unter dynamischer Netzstützung

Sobald die installierte Leistung von dezentralen Erzeugungsanlagen (wie z. B. Photovoltaik) die minimale Last in einem Netzgebiet übersteigt, sind prinzipiell ungewollte Inselnetzbildungen bei Schalthandlungen möglich. Die Problematik ist bekannt und in der Literatur beschrieben [52]. Um Inselnetzbildungen zu vermeiden, sind unterschiedliche Inselnetzerkennungsverfahren bekannt, die eine Abschaltung der Erzeugungsanlagen im Falle einer Inselnetzbildung bewirken [53]. Übliche geforderte Abschaltzeiten liegen im Bereich von einigen wenigen Sekunden.

Ein neuer Aspekt der Thematik sind kurzzeitige Inselnetzbildungen im Zusammenhang mit Kurzschlüssen und automatischen Wiedereinschaltungen (AWE) (auch Kurzunterbrechung (KU) oder engl.: Reclosure). Aufgrund der Gefährdung der Systemstabilität bei Kurzschlüssen im Übertragungsnetz sollen sich dezentrale Erzeugungsanlagen bei Spannungseinbrüchen für einen Zeitbereich von bis zu wenigen Sekunden nicht vom Netz trennen.

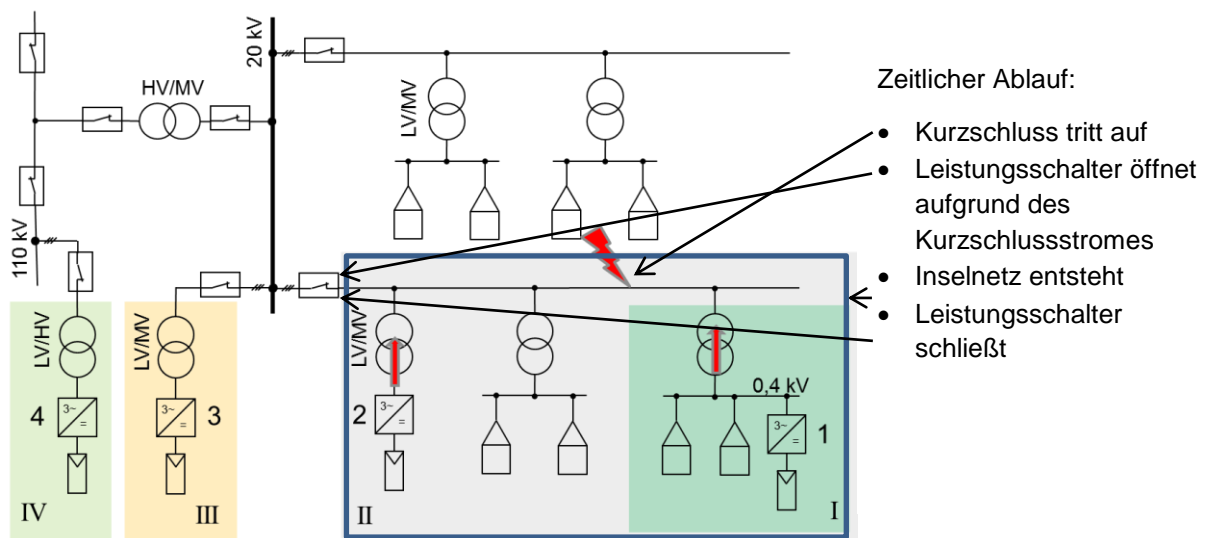


Abbildung 68 - Prinzipdarstellung der Problematik mit zeitlichem Ablauf der Ereignisse

Für eine Erzeugungsanlage ist es jedoch nicht möglich einen Kurzschluss im Übertragungsnetz von einem nahen Kurzschluss zu unterscheiden. Liegt die Erzeugungsanlage im fehlerbehafteten

Netzgebiet kann dieses Teilnetz bei Öffnung des Leistungsschalters in ein ungewolltes Inselnetz übergehen. Eine automatische Wiedereinschaltung erfolgt z.B. 300 ms nach der Schalteröffnung. Der prinzipielle Ablauf ist in Abbildung 68 dargestellt.

Ist beim Wiedereinschalten noch Spannung im Teilnetz vorhanden, kommt es zu einer asynchronen Wiedereinschaltung, die mit großen Schäden einhergehen kann [54] [55] [56].

2.6 Konzeptionierung, Verifikation und Bewertung Lösungskonzepte

Aus den Analysen und Abstimmungen im Konsortium wurde deutlich, dass sich Lösungsoptionen in den folgenden Bereichen, einzeln sowie in Kombination ergeben (Abbildung 69).

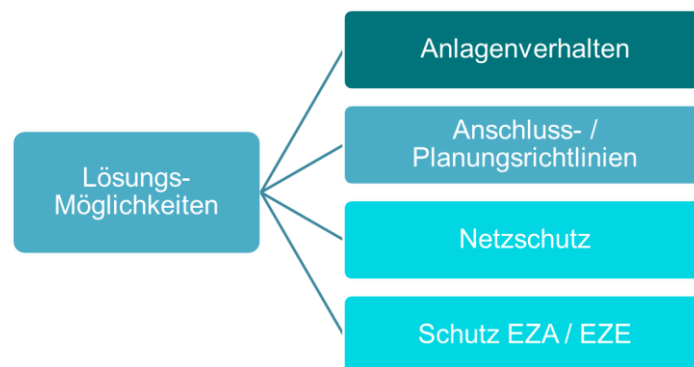


Abbildung 69 - Ansatzpunkte zur Lösungsentwicklung

Im Folgenden werden Lösungsoptionen für die in Kapitel 2.5 identifizierten Schutzherausforderungen aufgezeigt und bewertet. Hierbei zeigt sich, dass insbesondere eine Veränderung des Netzschutzes ein großes Lösungspotential bietet. Kombiniert mit einem angepassten Verhalten der DEA bieten sich sowohl in der Nieder- als auch der Mittelspannung effektive Lösungen für die Schutzherausforderungen in zukünftigen Verteilungsnetzen. Eine Überführung einzelner Aspekte in die Anschluss- und Planungsrichtlinien sowie die Prozesse seitens der Schutzplanung ist hierbei sinnvoll.

2.6.1 Lösungen für Herausforderungen in der Niederspannung

2.6.1.1 Blinding in NS Netzen

Es sind verschiedene Lösungsoptionen für die Problemstellung des Blinding in NS-Strahlennetzen denkbar (Abbildung 70). Diese sind jeweils nicht für alle blindinggefährdeten Netze geeignet und haben unterschiedliche Leistungsmöglichkeiten sowie Aufwände hinsichtlich der Umsetzung. Veränderungen des Netzschutzes haben sich hierbei in der Niederspannung als am effektivsten herausgestellt.

Die erste Möglichkeit einer solchen Veränderung des Netzschutzes stellt eine gezielte Anpassung der NH-Sicherungsgröße an den mit DEA Beteiligung zu erwartenden minimalen Fehlerstrom dar. Alternativ kann auf NH-Sicherungen zurückgegriffen werden, die bereits ab einem minimalen Fehlerstrom von $1,4I_N$ eine Auslösung garantieren.

Eine weitere Lösungsmöglichkeit kann die Einführung eines weiteren Schutzelementes und somit einer weiteren Schutzzone bieten. Hierbei gilt es, neben den notwendigen baulichen Maßnahmen, zu beachten, dass die Normalbetriebsanforderungen weiterhin gewährleistet sind.

Erkennung	Schaltelement	Min. Fehlerstrom ($I_{k,min}$)	Max Lastfall ($I_{L,max}$)	Max Einspeisung ($I_{E,max}$)	$T_{Fehlerkl.}$	Selektivität	$I_{k,max}$ Limitation	Aufwand Retrofit
	Angepasste NH-Sicherung (z.B. 125A)	$\geq 1,6 * I_{NH,N}$ $\geq 1,4 * I_{NH,N}$	$< I_{NH,N}$	$< I_{NH,N}$	○	++	++	++
I > Erkennung ohne Richtungserk.	NH-Sicherung + Trigger		$< 0,9 * I_{k,min}$ & $< I_{NH,N}$		++	++	++	+
	Leistungs-Schalter	$\geq 1,1 * I_{E,max}$ $\geq 1,1 * I_{L,max}$	$< 0,9 * I_{k,min}$		++	++	○	-
	MS/LS-Trenner + NH-Sicherung		$< 0,9 * I_{k,min}$ & $< I_{NH,N}$		++	-	++	+
I > Erkennung mit Richtungserk.	NH-Sicherung + Trigger		$< 0,9 * I_{k,min}$ & $< I_{NH,N}$	$< I_{NH,N}$	++	++	++	○
	Leistungs-Schalter	$\geq 1,1 * I_{L,max}$	$< 0,9 * I_{k,min}$	$I_{Leitung,max}$	++	++	○	--
	MS/LS-Trenner + NH-Sicherung		$< 0,9 * I_{k,min}$	$< I_{NH,N}$	++	-	++	○

Abbildung 70 - Lösungsoptionen für Blinding in NS-Netzen seitens des Netzschutzes
(Bewertung: positiv ++, +, ○, -, -- negativ)

Eine diesbezüglich flexiblere Lösungsoption besteht in der Verwendung von (gerichteten) UMZ Funktionalitäten auch in der Niederspannung. Die digitale Erkennung ermöglicht dabei einen geringeren Abstand des minimalen Fehlerstromes vom maximalen Normalbetriebsstrom. Wird zusätzlich eine Richtungserkennung verwendet, ist es darüber hinaus möglich maximale Einspeiseströme auch oberhalb des minimalen Kurzschlussstromes zuzulassen. Zu beachten ist hierbei, dass der maximale Laststrom diesen Wert ebenfalls nicht überschreiten darf, da es sonst zu Überfunktionen im Normalbetrieb kommen kann. Eine differenzierte Berechnung basierend auf der Einspeiseverteilung ist somit zu empfehlen. Hierzu sollten sowohl der minimale Kurzschlussstrom unter Einfluss der DEA als auch, z.B. mittels Leistungsflussrechnung, der tatsächlich zu erwartenden Laststrom bestimmt werden.

Heutige NH-Sicherungen können aufgrund ihrer Funktionsweise als strombegrenzendes Schaltelement mit intrinsischer „Fehlerstromerkennung“ angesehen werden. Bei einem Ersatz dieser durch digitale Fehlererkennungsmechanismen müssen hingegen geeignete Schaltelemente vorgesehen werden. Zum einen ist hierbei die Nachrüstung von NS-Leistungsschaltern am Stranganfang denkbar. Sofern sich nicht aus Gründen etwa einer Normalbetriebsautomatisierung Synergien ergeben, stellt sich diese Möglichkeit, insbesondere beim Retrofit von Anlagen, meist als aufwändig dar. Alternativ ist eine mittelspannungsseitige Abschaltung möglich, sofern eine Freiauslösung existiert bzw. nachgerüstet wird. Diese Möglichkeit weist jedoch den Nachteil eines Selektivitätsverlustes auf, welcher individuell zu bewerten ist. Eine weitere Alternative bieten NH-Sicherungskonzepte mit Fernauslösemöglichkeit sowie Lasttrennschalter / Sicherungskombinationen [39]. Ein für den DC-Bereich bereits kommerziell erhältliches Produkt ist die Triggerfuse [57]. Mittels eines Hilfsschalters, der aufgrund des inneren Aufbaus der Trigger Fuse verhältnismäßig klein dimensioniert werden kann, wird hierbei durch ein externes Trigger Signal ausgelöst eine Aufschmelzung des Schmelzleiters unabhängig vom Nennstrom der Sicherung ermöglicht. Anders als bei Trigger Sicherungen mit chemischen oder mechanischen Auslösungen [39] ist dabei eine ausreichende Kurzschlussleistung des überlagerten Netzes notwendig. Im Rahmen von Labortests mit einem Realnetzaufbau in Anlehnung an [39] im Testzentrum des IFHT konnte prototypisch die Funktionalität für eine 100 A NH2 Trigger Fuse nachgewiesen werden. Als Trigger kam ein gerichteter UMZ zum Einsatz. Unter Berücksichtigung der Eigenzeiten des Relais, des Hilfsschalters sowie der Schmelzzeit der Sicherung wurden Gesamtabschaltzeiten von unter 100ms für Fehlerströme von 90 A mit Blinding erreicht. Vorteile der Trigger Sicherung liegen dabei in der Bauform, die eine Installation in vorhandenen Sammelschienen-NH-Leistensystemen ermöglicht. Darüber hinaus werden Hochstromfehler weiterhin durch die klassische Sicherungsfunktion geklärt. Bezüglich der Erzeugung des Trigger-Signals besteht derzeit noch Bedarf für kostengünstige und hinsichtlich des Bauraumes optimierte Lösungen.

Neben den Veränderungen des Netzschutzes stellt die Anpassung des Verhaltens der DEA hinsichtlich einer verbesserten Netzfehlererkennung eine weitere Möglichkeit dar. Untersucht wurde ein mehrstufiges Verfahren nach Abbildung 71. Im Normalbetrieb werden hierbei kontinuierlich transiente Faktoren bewertet. Wird ein sprunghafter Anstieg von Oberschwingungen oberhalb der spezifizierten Grenzwerte detektiert, wird die WR-Einspeisung temporär auf 0kW und somit auch der Blindingeffekt reduziert. Werden in diesem Zustand die normativ spezifizierten Spannungsgrenzen verletzt, liegt ein Netzfehler vor, sodass der WR abgeschaltet verbleibt. Andernfalls wird eine Rückkehr in den Normalbetrieb vollzogen. Simulative Untersuchungen zeigen, dass der Verfahrensansatz in Abhängigkeit der Netztopologie einen Beitrag zur sicheren Fehlerklärung leisten kann. In den meisten Fällen ist eine Kombination mit einem veränderten Netzschutzkonzept jedoch unerlässlich.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass es geeignete Lösungsansätze für die Schutzherausforderungen in der Niederspannung bereits heute gibt. Da diese jedoch meist überdimensioniert, und damit wirtschaftlich unattraktiv sind, besteht hier noch Forschungs- und Entwicklungspotential. Insbesondere da die Anforderungen an die Lösungen hinsichtlich der Komplexität gegenüber den höheren Spannungsebenen deutlich reduziert sind, besteht hier ein deutliches Optimierungspotential. Aussichtsreich im Sinne des Retrofit ist der Einsatz von einfachen digitalen Erkennungsmechanismen in Kombination mit geeigneten und kostengünstigen Schaltelementen, wie triggerbare Sicherungen oder Trennschalter mit Fernauslösung.

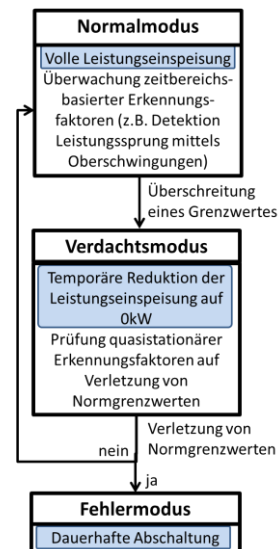


Abbildung 71 - Alternative Netzfehlererkennung durch WR

2.6.1.2 Effektive Grounding

Das Effektive Grounding stellt ebenfalls eine Lösungsoption auf Basis der gezielten Veränderung des Verhaltens der DEA dar. Um die Wirksamkeit der Anforderungen hinsichtlich Effektive Grounding zu verifizieren, wurde eine Testumgebung in Matlab/Simulink erstellt. Die Basis bildet das theoretische Fehlerszenario aus Abbildung 48. Die Testumgebung ist in der Abbildung 72 dargestellt.

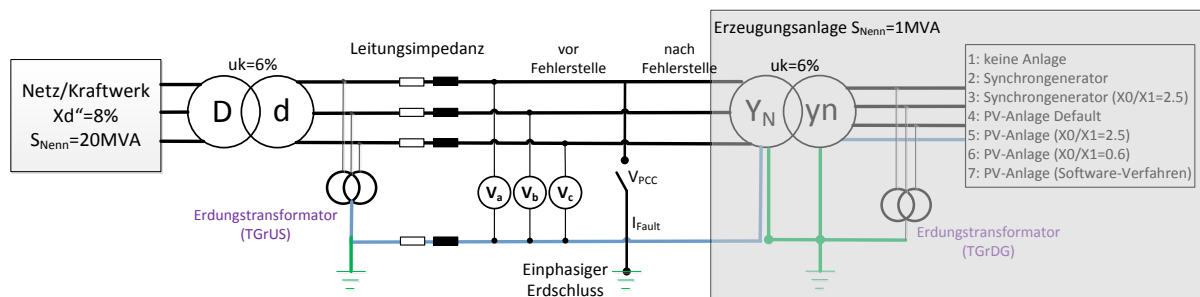


Abbildung 72 - Simulationsumgebung für die Untersuchung der Anforderungen gem. IEEE1547.8 (Transformator für Erzeugungsanlage YNyn)

Anschließend wurden mehrere Simulationen für verschiedene Erzeugungsanlagen, also umrichterbasierte oder konventionelle Synchrongeneratoren mit und ohne Erdungstransformatoren durchgeführt. Eine Übersicht der verwendeten Konfiguration sieht wie folgt aus:

- keine Erzeugungsanlage (EZA)
- Synchrongenerator (SG)
- SG mit einen Erdungstransformator → X0/X1=2.5, R0/X1=0.8 (Auslegung nach IEEE1547.8)

- PV-Anlage Default → PV-Anlage speist zumindest für 1 Sekunde nach dem einphasigen Erdschluss weiterhin symmetrischen Wirkstrom ein
- PV-Anlage mit Erdungstransformator → $X_0/X_1=2.5$, $R_0/X_1=0.8$ (Auslegung nach IEEE1547.8 für SG)
- PV-Anlage mit Erdungstransformator → $X_0/X_1=0.6$, $R_0/X_1=0.8$ (Auslegung nach IEEE1547.8 für die umrichterbasierte EZA)
- PV-Anlage (Software-Verfahren) → Verfahren im Wechselrichter, welches versucht die Verhältnisse von Mitsystem- und Nullsystemstrom so einzustellen, dass $U_0/I_0=X_0$ (Nullsystemimpedanz) und $U_1/I_1=X_1$ (Mitsystemimpedanz) ein Verhältnis X_0/X_1 von 0.6 aufweist. (R_0 wird hier noch nicht betrachtet)

Die Ergebnisse der Simulation sind Abbildung 73 zu entnehmen.

In der detaillierteren Untersuchung konnte gezeigt werden, dass für umrichterbasierte Erzeugungsanlagen die Anforderung gemäß IEEE1547.8 sehr gut gewählt ist, da die Spannungsanhebung gegenüber dem Fall „keine Erzeugungsanlage“ nicht wesentlich angehoben wird.

Die Ergebnisse hinsichtlich softwarebasierten Verfahren sind sehr vielversprechend und bieten an dieser Stelle die Möglichkeit einer kostengünstigen Lösung zur Erfüllung der Anforderungen bei gleichzeitiger Wirksamkeit wie mit einem Erdungstransformator.

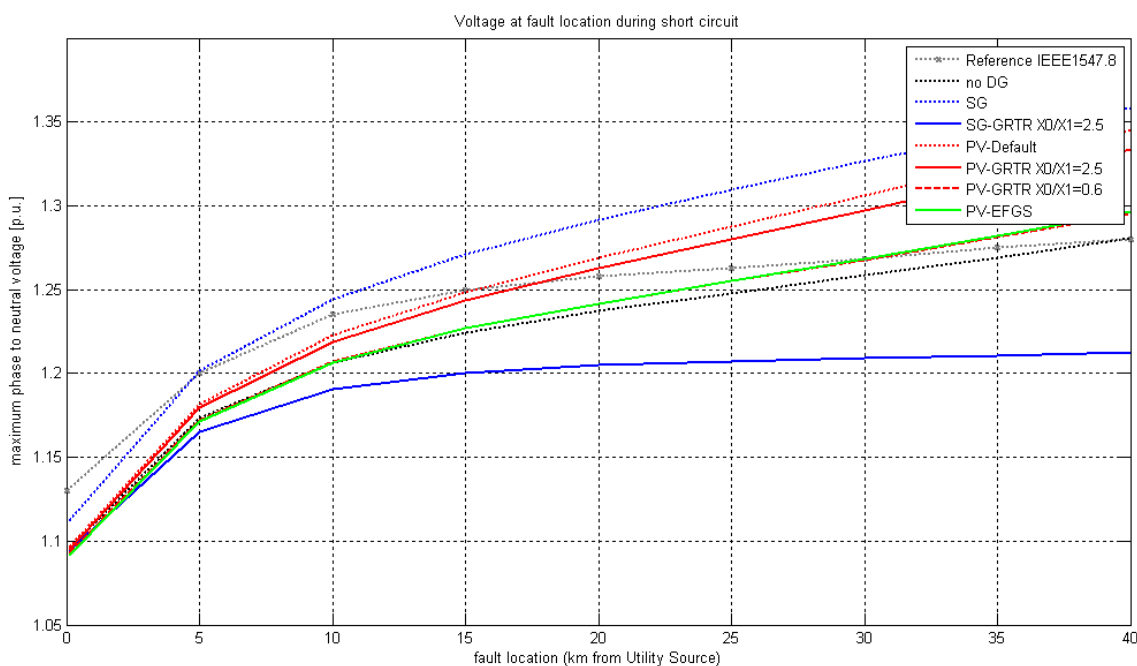


Abbildung 73 - maximale Spannung während des Kurzschlusses an der Fehlerstelle bei verschiedenen Erzeugern und Maßnahmen zur Reduktion der Überspannung (DG=Distributed Generator, GRTR=Erdungstransformator, SG=Synchrongenerator)

2.6.2 Lösungen für Schutzherausforderungen in der Mittelspannung

2.6.2.1 Blinding in MS Netzen

Das Thema Blinding kristallisierte sich innerhalb des Projektes auch in der Mittelspannung als eine wesentliche Schutzherausforderungen heraus.

Für den verantwortlichen Schutztechniker ist es, wie auch in der Niederspannung, zunächst wichtig, potentiell betroffene Netzabschnitte möglichst einfach identifizieren zu können. Eine Möglichkeit zur Identifikation, wird in Kapitel 2.7.1 erläutert. Ist die Schutzherausforderung erkannt kann, durch Anpassung des Schutzkonzeptes etwa durch Umparametrieren oder Erweiterungen der Funktionen der vorhandenen Schutzrelais, in den meisten Fällen Selektivität und Anregesicherheit wieder hergestellt werden. Darüber hinaus stehen dem Anwender in der Mittelspannung mit richtungselektiven UMZ, Distanzschutz oder auch Differentialschutz und ortsnahe Reserveschutzkonzepten in Verbindung mit Schalterversagerschutz ausreichend Optionen für einen sicheren und wirtschaftlichen Netzschutz zur Verfügung. Für die Auswahl und Berechnung werden zukünftig zunehmend unterstützende, erweiterte Kurzschlussberechnungsverfahren und Schutzbewertungsverfahren (Siehe Kapitel 2.7.2) benötigt. Nur so kann der Anwender ein technisch und wirtschaftliches angemessenes Schutzkonzept auswählen und die Geräte entsprechend parametrieren.

Es folgen einige Handlungsempfehlungen die im Projekt aus den Untersuchungen zum Blindingeffekt abgeleitet werden konnten:

- Identifikation potentiell kritischer Netze (Kapitel 2.7.1)
- Einsatz und Parametrierung von UMZ-R mit individueller Einstellung der Stromstufe in Vor- und Rückwärtsrichtung wenn mit einem konventionellen UMZ kein Einstellbereich mehr vorhanden ist oder die Anregesicherheit in Verbindung mit der Zwischeneinspeisung nicht mehr gewährleistet werden kann. Die Alternative wäre der Einsatz eines Distanzschutzes.
- Erweiterung von Richtlinien zur Berechnung von Schutzeinstellungen in Mittelspannungsnetzen in den Punkten:
 - Auslegung der Überstromstufen eines richtungselektiven UMZ Schutzes mit 2 Richtungen bei Schaltfeldern mit dominierten Einspeiseverhalten.
 - Berücksichtigung von hergeleiteten Netzkennzahlen zur Eingrenzung der Netzabschnitte bei denen eine Berechnung mit erweiterten Verfahren empfohlen wird.
 - Überprüfung der Anregesicherheit mit erweiterten Kurzschlussberechnungsverfahren (z.B. UNIFE2.0) und Schutzbewertungsverfahren (Siehe Kapitel 2.7.2)
- Im Reserveschutzbereich sollte der Distanzschutz mit Impedanzanregung für maximale Reichweite der Standardchutz sein
 - Überprüfen der Anregesicherheit des Reserveschutzes im Netzbestand ist zu empfehlen.
 - Wenn kein Einstellbereich für einen sicheren Reserveschutz und der vollen Übertragungsleistung des Transformators mehr vorhanden ist, kann die Anlage um einen Schalterversagerschutzkonzept erweitert werden. Dieses wird so konfiguriert, dass eine Auslösung auf den unterspannungsseitigen Leistungsschalter des Transformators wirkt, falls ein Auskommando des Hauptleitungsschutzes nicht mittels des zugeordneten Leistungsschalters den Fehlerstrom in einer einstellbaren Zeit unterbricht. Je nach Konfiguration kann der Schalterversagerschutz nur auf den Transformator, alle Fehler speisenden Felder oder auch alle Felder der betroffenen Sammelschiene wirken. Erweiterbar wäre diese Funktion über ein redundantes ortsnahe Schutzrelais im Leitungsfeld, dass idealerweise auf eine separate Ausspule des Leistungsschalter wirkt.

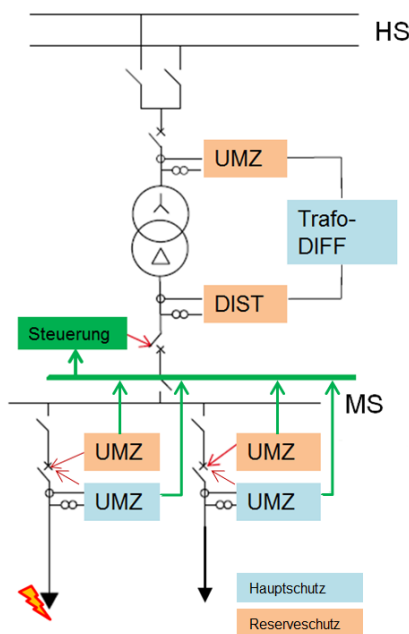


Abbildung 74 - Konzeptbild Schalterversagerschutz mit redundantem ortsnahem Reserveschutz

Da solche Analysen ohne Schutzbewertungsverfahren und hinterlegten Schutzeinstellparametern sehr aufwändig sind, ist die Analyse des Reserveschutzes ein weiteres Argument ein solches Verfahren zu etablieren.

2.6.2.2 Richtungserkennung

Die Verwendung von UMZ Schutz mit Richtungserkennung stellt eine gute Lösungsoption auf Basis einer Veränderung des Netzschutzes dar. Zur Verbesserung der Robustheit des Fehlerrichtungsentscheids von Richtungserkennungs-mechanismen (REM) können, wie bereits skizziert, Freiheitsgrade der Parametrierung je REM genutzt werden (vgl. Kap. Oben).

In Zusammenarbeit der Partner Schneider und IFHT wurde ein herstellerunabhängiger Ansatz zur Verbesserung der Robustheit marktüblicher REM bei unterlagerten zweipoligen Fehlern entwickelt. Die Analyse problematischer Richtungsentscheide für REM auf Basis der Auswertung der Zwischenwinkel von Strömen und Spannungen zeigt eine Fehlerinterpretation der durch die WR auch während der Fehlerdauer in die gesunden Phasen injizierten Ströme als Ursache.

Zur Minderung des Einflusses wurde eine in Distanzschutzgeräten teilweise verbreitete Stromgewichtung vorgeschlagen. Hierbei werden durch die REM nur Ströme größer $\frac{2}{3}$ der ermittelten maximalen Phasenströme bewertet (vgl. Abbildung 75).

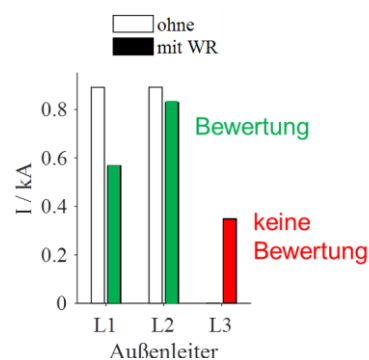


Abbildung 75 - Bewertungsmechanismus REM

Die Ergänzung des Ansatzes in den modellierten marktüblichen REM zeigte folgende Eigenschaften auf:

- Eliminierung problematischer Richtungsentscheidungen in allen untersuchten Fällen mit zweipoligen Fehlern in Abgängen bei Zwischeneinspeisung durch WR-DEA (vgl. Abbildung 76)
- Für anderweitige Fehlersituationen (überlagert, unterlagert) keine Verbesserung, aber auch keine signifikante Verbesserung der Fehlerkennungsraten.
- Widerspruchsfreie Kombinierbarkeit mit netzspezifischen Einstellvorgaben.

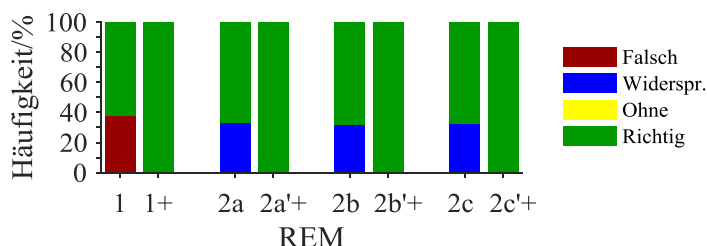


Abbildung 76 - Gegenüberstellung REM Entscheidungen mit und ohne Verbesserung

Eine Wirksamkeit für REM auf Basis der Bewertung des Wirkleistungsvorzeichens ist Prinzip bedingt nicht gegeben.

Schlussfolgernd kann durch Kombination einer geeigneten Parametrierung und den vorgestellten strukturellen Erweiterungen eine aus Sicht des Konsortiums angemessene Robustheit von REM zur Nutzung als Lösung bei zukünftigen speziellen Netzgegebenheiten erzielt werden.

2.6.2.3 Auswirkung von Zwischeneinspeisung auf Distanzschutz

Die korrekte Bestimmung der Kurzschluss-Impedanz bei Zwischeneinspeisung konnte durch den Ansatz eines definierten Phasenwinkels des Kurzschlussstromes der DEA im Fehlerfall erreicht werden. Dies stellt eine Anpassung des Anlagenverhaltens der DEA als Lösungsoption dar. Dieser Ansatz entspricht allerdings den heute gültigen Richtlinien wie z.B. der BDEW Mittelspannungsrichtlinie [2] nur bedingt. Der Ansatz wurde von der htw saar analytisch ermittelt, in den ATPDesigner implementiert und durch Vergleiche mit der Vorgabe nach BDEW Mittelspannungsrichtlinie auf Funktionalität geprüft.

Die eingemessene Kurzschlussimpedanz der Reserveschutzgerätes P1 am Mittelspannungsnetz nach Abbildung 61 setzt sich folgendermaßen zusammen:

$$\underline{Z}_k = \frac{U_k}{I_k} = \underline{Z}_1 + \left(\frac{I_{kDEA}}{I_k} \right) \cdot \underline{Z}_1 = (R_1 + jX_1) + (\Delta R + j\Delta X) \quad \underline{Z}_1: \text{Mitimpedanz der Leitung}$$

Die eingemessene Kurzschlussreaktanz X_k wird verwendet, um eine Aussage über den Kurzschlussort zu treffen, d.h. die Reaktanz Verfälschung ΔX muss eliminiert werden:

$$\text{Im} \left(\frac{I_{kDEA} \cdot \underline{Z}_1}{I_k} \right) = \Delta X = 0 \rightarrow \text{Im} \left(\frac{I_{kDEA}}{I_k} \cdot \underline{Z}_1 \cdot e^{j(\varphi_{DEA} + \varphi_{Z1} - \varphi_{Ik})} \right) = 0$$

Der Imaginärteil, d.h. die Reaktanz Verfälschung ΔX wird Null, wenn die Winkelsumme Null wird:

$$\varphi_{DEA} + \varphi_{Z1} - \varphi_{Ik} = 0$$

Die Verfälschung der eingemessenen Reaktanz wird verhindert, wenn die DEA im LVRT-Betrieb einen Kurzschlussstrombeitrag I_{kDEA} mit definiertem Verschiebungsfaktor einspeist:

$$\cos \varphi_{LVRT} = \cos(\varphi_{Ik}(I_{kDEA}) - \varphi_{Z1})$$

Somit wirkt sich die Verfälschung rein resistiv aus und kann als eine Art Lichtbogenreserve angesehen werden. Durch die fluktuierende Stromeinspeisung der DEA wird der Phasenwinkel der Netzspannung und der Phasenwinkel φ_{Ik} des Kurzschlussstromes I_k am Messort des Distanzschutzes beeinflusst. Deshalb muss je nach Netztopologie zunächst die erforderliche Funktion $\varphi_{DEA} = f(I_{kDEA})$ ermittelt werden. Durch den neuen Modus konnte die Verfälschung signifikant minimiert werden (Abbildung 77). Als Referenzwert diente hier die Mitsystemreaktanz der Leitung, die das Distanzschutzgerät messen würden, wenn es keine Zwischeneinspeisung gäbe.

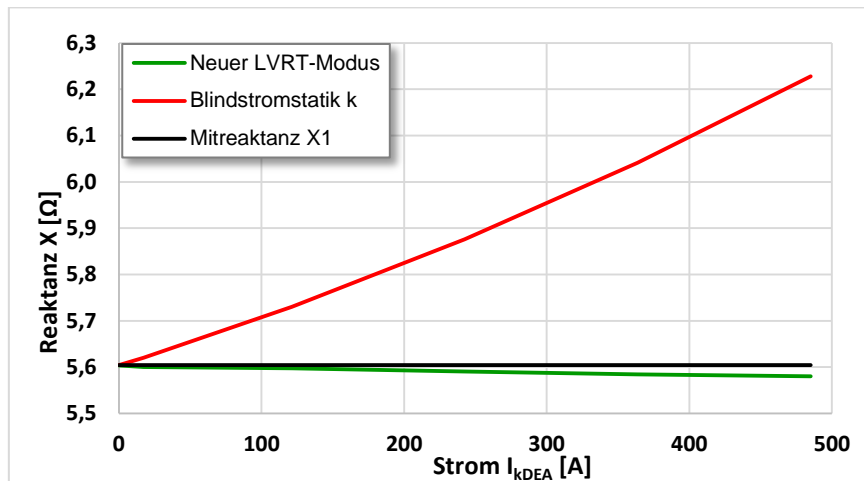


Abbildung 77 - Vergleich zwischen neuem und MSR2008-konformen LVRT-Betrieb [2]

Die Fehlerortselektivität wurde durch den neuen Modus erheblich verbessert. Es musste lediglich eine lineare $\cos\phi_{LVRT}$ -Kennlinie in der DEA hinterlegt werden. Daher werden keine aufwändigen Kommunikationslösungen mit Datenaustausch erforderlich, um das Problem der Fehlererkennung beim Distanzschutz in Mittelspannungsnetzen zu lösen. In aller Regel kann die DEA allerdings nicht mehr 100% ihres Scheinstromes als Blindstrom im Fehlerfall einspeisen. Deshalb ist eine Analyse der Auswirkung auf die Spannungsstützung erforderlich.

2.6.2.4 Verhalten von Distanzschutz bei nichtidealen Eingangssignalen

Durch die Untersuchungen der Impedanz-Algorithmen des Distanzschutzmodells bei idealen Eingangssignalen an der htw saar konnte gezeigt werden, dass diese ihre ordnungsgemäße Funktionsweise erfüllen. Durch nichtideale Eingangssignale, seien diese begründet in der Netztopologie oder durch Oberschwingungen von Netzstromrichtern, entstehen mitunter erhebliche Abweichungen in der Impedanzberechnung. Die jeweiligen Algorithmen haben je nach Störgröße ihre Vor- und Nachteile, es ist jedoch kein Algorithmus perfekt für alle auftretenden Störungen.

Der McInnes/Morrison Algorithmus lässt sich dahingehend verbessern, dass dessen Eigenzeit durch die Überlappung der Integrationsintervalle verkürzt werden konnte. Da für dynamische Untersuchungen zur Schutzauflösezeit die Schaltereigenzeit und die Signallaufzeit beitragen, fällt der Vorteil durch Anpassung der Integrationsgrenzen und der daraus resultierende Zeitgewinn von ca. 3 ms eher gering aus. Der Phadke/Ibrahim-Algorithmus reagiert bei exponentiell abklingenden Gleichanteilen durch transiente Ausgleichvorgänge mit Fehlern. Daher kann es zu ungewollten Unter- bzw. Überfunktion kommen. In Schutzgeräten wird zur Unterdrückung des Gleichanteils eine Filterung vor der Analog/Digital-Umwandlung durchgeführt. Im generischen Distanzschutzmodell musste diese Filterung durch digitale Signalaufbereitung erfolgen. Die Möglichkeiten reichen hier von der numerischen Differentiation der Signale vor der diskreten Fourieranalyse, dies bringt allerdings die Verstärkung höherer Frequenzanteile mit sich, bis hin Unterdrückung der Gleichanteile durch Hochpassfilterung. Neben den Algorithmus spezifischen Optimierungen ist auch eine Kombination aus beiden Algorithmen denkbar, um den bestmöglichen Auslöseentscheid zu bekommen.

2.6.2.5 Inselnetzerkennung bei AWE unter dynamischer Netzstützung

Die notwendigen Abschaltzeiten für kurzzeitige Inselnetzbildungen im Zusammenhang mit einer Automatischen Wiedereinschaltung (AWE) liegen im Bereich von 300 ms. Für Inselnetzerkennungsverfahren ist dieser Zeitbereich sehr kurz. Eine Abschaltung in dieser Zeit zu garantieren, ist unter Berücksichtigung der verschiedenen Netztopologien und zu berücksichtigenden

Lastszenarien kaum zu realisieren. Es wird daher ein alternativer Ansatz verfolgt, bei dem die eingeschränkte dynamische Netzstützung zur Problemlösung verwendet wird.

Bei jedem Kurzschluss entsteht ein Spannungseinbruch, der für mindestens 50 ms vorliegt. Diese Zeit ist für PV-Wechselrichter ausreichend, um den Kurzschluss zu detektieren und die Stromeinspeisung kurzzeitig zu unterbrechen. Ist der Fehler weiter entfernt, kehrt die Spannung kurze Zeit später wieder und die Erzeugungsanlage beginnt wieder mit der Stromeinspeisung, sobald die Spannung wieder im Betriebsband ist. Bei einer Freischaltung des Netzgebietes der Erzeugungsanlage bricht die Spannung hingegen vollkommen zusammen und es kann auch bei Einsatz einer AWE die Spannungsfreiheit beim Wiedereinschalten sichergestellt werden.

Der gewählte Lösungsansatz wurde in einer Szenarioanalyse durch Simulationen mit einem angepassten und validierten dynamischen Wechselrichtermodell überprüft. Es konnte gezeigt werden, dass die Schutzziele in relevanten Situationen mit nahen und entfernten Kurzschlüssen sowie ungewollte Inselnetzbildungen durch Schalthandlungen ohne Netzfehler mit dem Lösungsansatz zufriedenstellend gelöst werden können. Eine Übersicht über die durchgeführten Szenarien und eine grundlegende Einordnung, ob die entsprechende Parametrierung zielführend ist oder nicht, ist in Abbildung 78 dargestellt.

	Fehlerdurchfahren mit unveränderter (Wirk-) Stromeinspeisung		Fehlerdurchfahren mit Blindstromeinspeisung		Fehlerdurchfahren ohne Stromeinspeisung	
	AID in MS aus	AID in MS an	AID in MS aus	AID in MS an	AID in MS aus	AID in MS an
Fehler in parallelem Netzbereich						
Dauerhafter Fehler						
Fehler der durch Kurzunterbrechung behoben wird (AWE)						
Ungewollte Inselnetzbildung ohne Fehler						

■ Gewünschtes Verhalten ■ Potentiell unzulässiges Verhalten
■ Unzulässiges Verhalten, Gefahr von Schäden

Abbildung 78 - Ergebnismatrix der durchgeführten Szenarien und Parametrierungsoptionen

Die Ergebnisse sowie die Problembeschreibung und der Lösungsansatz können [55] [56] entnommen werden. Die Verwendung einer eingeschränkten dynamischen Netzstützung hat dabei auch einen starken Effekt auf das Gesamtsystem, sodass es im Einzelfall zu prüfen gilt, ob das vorgestellte DEA Verhalten aus Systemsicht toleriert werden kann.

2.7 Problemidentifikation und Handlungsempfehlungen für die Netzpraxis

Die in den vorherigen Kapiteln dargestellten Analysen decken auf, dass es sowohl in der Nieder-, als auch in der Mittelspannung in Netzen mit dezentraler Einspeisung zu Problemstellungen für aktuelle Schutzsysteme kommen kann. Gleichzeitig zeigen die Ergebnisse, dass es hierbei starke Abhängigkeiten von den tatsächlichen Netzkonstellationen, etwa hinsichtlich Netztopologie, Leitungslängen und -typen, Einspeise-Arten, Einspeiseleistungen und deren Verteilung gibt. Etablierte Worst-Case Abschätzungen, die im Zuge der Schutzplanung bisher Anwendung finden, sind daher

nicht mehr uneingeschränkt nutzbar. Die Analysen zeigen, dass ein einpoliger (NS), bzw. zweipoliger (MS) Fehler am Ende einer Leitung nicht mehr notwendigerweise den minimalen Kurzschlussstrom am Einbauort des Netzschutzes hervorruft. Darüber hinaus ist eine Betrachtung der Einspeiser im Zuge der Schutzplanung notwendig. Hierbei sollte zukünftig eine Variation der Fehlerorte und –arten über den betroffenen Schutzraum hinweg vorgesehen werden. Eine Anwendung statischer Regelsätze in Abhängigkeit einfacher Topologieeigenschaften, wie sie in der Praxis insbesondere in der Niederspannung in der Vergangenheit eingesetzt worden sind, ohne weitere Berechnung, ist daher zukünftig nicht mehr empfehlenswert.

Eine detaillierte Berechnung aller Netze unter Berücksichtigung aller Einspeiser und unter Verwendung einer breiten Parametervariation zur Abdeckung der aufgezeigten Freiheitsgrade der Verhaltensweisen der Einspeiser im Fehlerfall sowie der Fehlervarianten würde hierbei aus wissenschaftlicher Sicht die zuverlässigste Alternative darstellen. Gleichzeitig ist dies sehr aufwändig und, zumindest gegenwärtig, für den Praxiseinsatz meist noch nicht tauglich, zum einen aufgrund fehlender geeigneter Verfahren, sowie bei vielen Netzbetreibern des aktuellen Standes der Netzdigitalisierung.

Im Rahmen des Projektes wurden daher, basierend auf durchgeführten Parametervariationen vereinfachte Auswahlmechanismen für Blinding gefährdete Netze identifiziert. Diese ermöglichen bei einem gegebenen Netzgebiet die Netze zu identifizieren, bei denen eine genauere Berechnung notwendig ist. Analysen auf Basis der Netze der innogy zeigen, dass hierdurch, zumindest aktuell, eine deutliche Reduktion der näher zu betrachtenden Netze erzielt werden kann. Hierbei gilt es zu beachten, dass dies zwar eine erste Abschätzung potentiell kritischer Teilnetze ermöglicht, es aufgrund der vielfältigen Einflussgrößen jedoch nicht ausgeschlossen werden kann, dass auch weitere Netze potentiell gefährdet sein können.

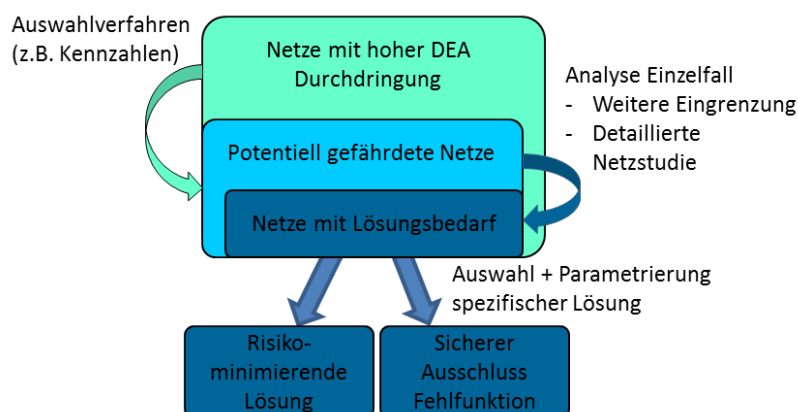


Abbildung 79 - Vereinfachtes Auswahlverfahren für Netze mit potentiellen Schutzherausforderungen

Darüber hinaus wurden seitens der FGH Bewertungsmethoden für die praxisnahe Bewertung der Funktionalität von Schutzsystemen mittels Integral entwickelt und in Zusammenarbeit mit innogy erprobt. Durch die teilweise Veränderung der Schutzkonzepte ergeben sich darüber hinaus Herausforderungen für die Prüfung von Schutzgeräten und Schutzparametrierungen, welche seitens OMICRON identifiziert wurden.

2.7.1 Identifikation von Netzen mit Herausforderungen durch Zwischeneinspeisung

Für weitere Detailanalysen und Risikobewertungen von konkreten Teilnetzen ist es für den Verteilnetzbetreiber zunächst wichtig, die potentiellen Schutzherausforderungen möglichst unkompliziert einzugrenzen bzw. identifizieren zu können.

Die innogy hat in Zusammenarbeit mit dem IFHT und der FGH diesbezüglich folgende Vorgehensweisen über abgeleitete Kennzahlen aus verschiedenen Parametersatzstudien erarbeitet.

2.7.1.1 Niederspannung

Über detaillierte Parametervariationen unter Berücksichtigung unterschiedlicher Einbauorte, Leistungen und Verhaltensweisen von DEA, bei gleichzeitiger Variation der Netzgegebenheiten, sowie der Fehlerarten und -orte zeigten, wurden die begünstigenden Voraussetzungen für Blinding abgeleitet.

Fehler

Im Rahmen des Projektes wurden die Fehlerorte und -arten variiert. Das Auftreten von Blinding, unter realistischen Netzgegebenheiten und Annahmen, wurde zumeist für einpolige Fehler nachgewiesen. Hierbei ist insbesondere die Gesamtimpedanz zwischen Schutz und Fehlerstelle, bzw. zwischen DEA und Fehlerstelle relevant. Neben metallischen, also nullimpedanten Fehlern, wurden Fehler mit verschiedenen Fehlerübergangswiderständen von $0\Omega - 500m\Omega$ und mehr betrachtet. In dem Zusammenhang stellt sich die Frage, in wie weit nichtmetallische Fehler durch eine Sicherung im NS Bereich geklärt werden sollen. Diskussionen im Konsortium ergaben, dass dies heute eine hochgradig individuelle Entscheidung der Netzbetreiber ist. Im Rahmen der Analysen wurden daher alle die Fehler betrachtet, die eine Fehlerübergangsimpedanz von $<500m\Omega$ aufweisen und im passiven Netz, also ohne DEA Einfluss, zu einer zuverlässigen Auslösung der verbauten Sicherung führen. In Abhängigkeit der Netzgegebenheiten ergaben die Analysen Blindingfälle für die gesamte Spannweite der Fehlerübergangsimpedanzen.

Leitungslängen

Die Gesamtimpedanz zwischen Schutz und Fehlerstelle, bzw. zwischen DEA und Fehlerstelle ist für Blinding relevant. Hieraus leitet sich ab, dass insbesondere lange Leitungen zu einer Begünstigung führen. Stränge von mehr als 400m Länge (NAYY 150mm²) etwa sollten genauer betrachtet werden.

Einspeisung

Bei Wechselrichtern ist von einem maximalen Dauerkurzschlussbeitrag von etwa 130% bis maximal 150% bezogen auf den Nennstrom auszugehen. Netze, in denen der im passiven Fall berechnete Kurzschlussstrom daher weniger als das 1,5fache des installierten Peak-Einspeisestromes vom großen Prüfstrom der Sicherung entfernt liegt, sind daher auf jeden Fall näher zu betrachten.

$$I_{KS,min}^{passiv} - 1,6I_N^{Sicherung} < 1,5 \cdot \sum I_{N,peak}^{WR}$$

Hierbei gilt es zu berücksichtigen, dass diese Näherung für nicht umrichtergekoppelte Einspeiser nicht ohne weitere Einschränkungen gültig ist.

Im Rahmen des Projektes wurde seitens der innogy darauf aufbauend eine Filterung aller Netze mit den folgenden Eigenschaften durchgeführt:

- > 400m Stranglänge
- > 80kVA angeschlossene DEA Nennleistung im Strang

Die Ergebnisse der Filterung der entsprechend aufbereiteten Netzdaten identifiziert näher zu betrachtende Netzabschnitte mit erhöhtem „Blindingrisiko“. Die Auswertung hat ergeben, dass aktuell mit der jetzigen Versorgungsaufgabe 0,27% der Niederspannungsstränge im innogy Netzgebiet ein erhöhtes Risiko aufweisen. Für weitere Risikoabschätzungen und die Auswahl geeigneter Lösungsoptionen zu den identifizierten Netzabschnitten sind detaillierte Netzberechnungen zu empfehlen.

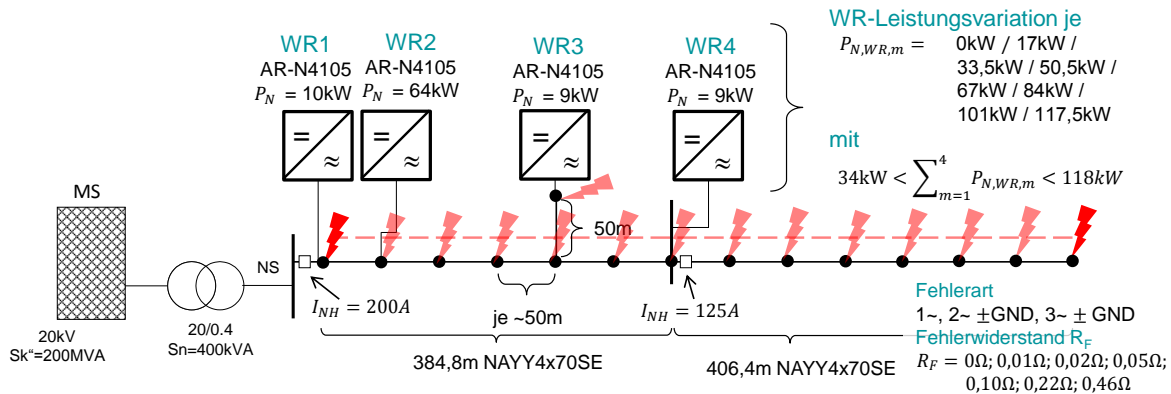


Abbildung 80 - Beispielnetz in Anlehnung an ein Realnetz + Variationsparameter

Abbildung 80 zeigt exemplarisch ein reales, im Zuge der Analyse identifiziertes Netz. Es besteht aus einem ca. 790m langen Strang, welcher in zwei Schutzzonen unterteilt ist. Zone 1 wird durch eine 200 A NH2gG Sicherung, Zone 2 durch eine 125 A NH2gG Sicherung geschützt. An vier Positionen der ersten Zone sind PV-WR mit einer Gesamtleistung von 92 kWp und Parametrierung nach VDE AR-N 4105 installiert. Eine Berechnung der Funktionalität des Schutzes mittels Parametervariation seitens des IFHT für die heutige sowie zukünftige mögliche WR Durchdringung zeigte erwartungsgemäß, dass Fehler in Zone 2 in allen Fällen durch die installierte 125 A Sicherung geklärt werden können. Die minimalen Fehlerströme an Sicherung 1 sind jedoch im Vergleich zum Kurzschlussstrom im Netz ohne Zwischeneinspeisung deutlich verringert. Für hohe installierte Leistungen und / oder Fehler mit verhältnismäßig hoher, langzeitstabiler Impedanz zwischen Sicherung und Fehler (durch „lange Leitungen“ bzw. nichtmetallische Fehler) wird der minimale Fehlerstrom an Sicherung 1 bis unterhalb der minimalen Auslöseschwelle von 320 A für die verbaute 200 A NH2gG Sicherung abgesenkt und führt somit zu einer unsicheren, bis hin zu einer potentiellen ausbleibenden Auslösung der Sicherung. Weitere Details können [48] entnommen werden.

Da in der Niederspannung in aller Regel keine Schutzeinstellungsberechnungen erfolgen und die Sicherungen anhand Tabellen über die Leitungslänge und dem Querschnitt ausgewählt werden, ist es umso wichtiger das Problem weiter einzugrenzen. Eine Möglichkeit den Netzbestand nach Netzkennzahlen zu filtern wurde in diesem Kapitel aufgezeigt. Hierbei gilt es zu beachten, dass es besondere Netzkonstellationen geben kann, die durch die gezeigten vereinfachten Verfahren nicht erfasst werden. Darüber hinaus ersetzt die Filterung keine Netzberechnung, sondern filtert lediglich diejenigen Netzabschnitte mit erhöhtem Blindingrisiko heraus. Darauf aufbauend sind dementsprechend detaillierte Netzberechnungen zur Risikobewertung und zur Auswahl und Parametrierung geeigneter Lösungsoptionen (siehe Abschnitt 2.6.1) zu empfehlen.

Sowohl für die erste Identifikation potentiell gefährdeter Netze, also auch insbesondere für die detaillierten Netzberechnungen wird eine gute Datenlage bei den Netzbetreibern zunehmend wichtig. Um einen möglichst effiziente Netznutzung zu ermöglichen sind möglichst gute Übereinstimmungen von Berechnung und realen Gegebenheiten notwendig. Hierdurch ist es möglich die aufgrund von Unsicherheiten und Abweichungen notwendigen Sicherheitsfaktoren auf ein Minimum zu reduzieren. Aktuelle Berechnungsverfahren können dies leisten, sind in den meisten Fällen derzeit jedoch noch auf Parametervariationen angewiesen, da diverse Unsicherheiten aufgrund fehlender Netz- und Anlagendaten bestehen. Es lässt sich festhalten, dass der Berechnungsaufwand, sowie die Genauigkeit der Ergebnisse und somit die notwendigen Sicherheitsfaktoren umso mehr reduziert werden können, je besser die Datengüte bei den Netzbetreibern ist. Eine Maßnahme stellt hier die Digitalisierung heute bereits verfügbarer Daten dar, wie unter anderem von Netzplänen, Sicherungs- bzw. Schutzdaten sowie heute bekannter Daten der DEA und Lasten. Darüber hinaus sollten kurzfristig im Zuge neuer Anschlussbegehren, wenn möglich, zusätzliche Daten der Anlagen abgefragt werden. Mittel- bis langfristig sollte das Verhalten, insbesondere wechselrichtergekoppelter Einspeiser, auch durch Vorgaben in den Normen weiter eingegrenzt werden (siehe Kapitel 2.3.2).

Nicht zuletzt müssen die heutigen Prozesse seitens der Netzbetreiber hinsichtlich der Behandlung von Anschlussbegehren sowie der Auslegung und Überprüfung der Eignung installierter Schutzsysteme bei Veränderungen der Versorgungsaufgabe auf den Prüfstand gestellt und gegebenenfalls geeignet angepasst werden. Bisherige Mechanismen zur Auslegung von Sicherungen auf Basis tabellierter Zusammenhänge aus Trafoleistung, Leitungstyp und Länge sind bei Netzen mit DEA Beteiligung in vielen Fällen nicht mehr ausreichend.

Für den kurzfristigen weiteren Umgang mit dem Thema Blinding in der Niederspannung, auch hinsichtlich des zukünftigen DEA Ausbaus, empfiehlt es sich zunächst jeweils die Netzabschnitte näher zu betrachten, die über die Kennzahlenfilterung derzeit ein erhöhtes Blindingrisiko aufweisen oder nach aktueller Netzplanung zukünftig aufweisen werden.

2.7.1.2 Mittelspannung

Über weitere detaillierte Parametersatzstudien wurden auch in der Spannungsebene 10kV und 20kV seitens innogy und dem IFHT wesentliche Einflussfaktoren und Netzkennzahlen zur Identifikation von potentiellen Schutzherausforderungen abgeleitet. Als Berechnungsverfahren wurde das Knotenpotentialverfahren verwendet, bei dem die DEA als spannungsabhängige Stromquellen nachgebildet wurden. Die DEA speisen dabei, wie von der BDEW gefordert, in das Mitsystem ein. Der K-Faktor im LVRT-Betrieb beträgt wie von der TAB HS gefordert 2. Bezüglich des Freiheitsgrades bei der Wirkstromregelung wird vom ungünstigsten Fall ausgegangen und es wird bis zu 1,3facher Vorfehlerstrom als Gesamtstrom im Fehlerfall von den DEA eingespeist. Bei den zu variierenden Parametern wurde darauf geachtet, dass der Variationsbereich den wesentlichen Bereich der auftretenden realen Netzkonfigurationen bei der innogy abdeckt.

Die folgende Grafik zeigt beispielhaft den Aufbau der Parametersatzstudie in der 10 kV Spannungsebene.

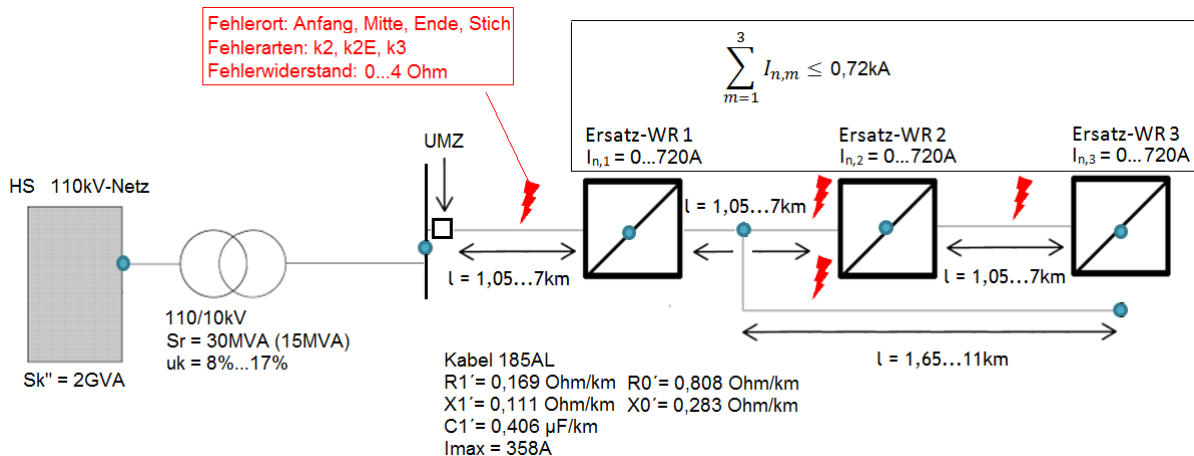


Abbildung 81 - Aufbau und Variation Parametersatzstudie 10kV Strang

Um die wesentlichen Einflussfaktoren des Blindings zu identifizieren, wurden zunächst die Parametervariationen herausgefiltert bei der sich eine Reduktion des Kurzschlussstromes am Schutzrelais durch Einfluss der DEAs um mehr als 35% reduziert.

Die folgende Grafik zeigt die Auswertung über die Anzahl Berechnungsfälle:

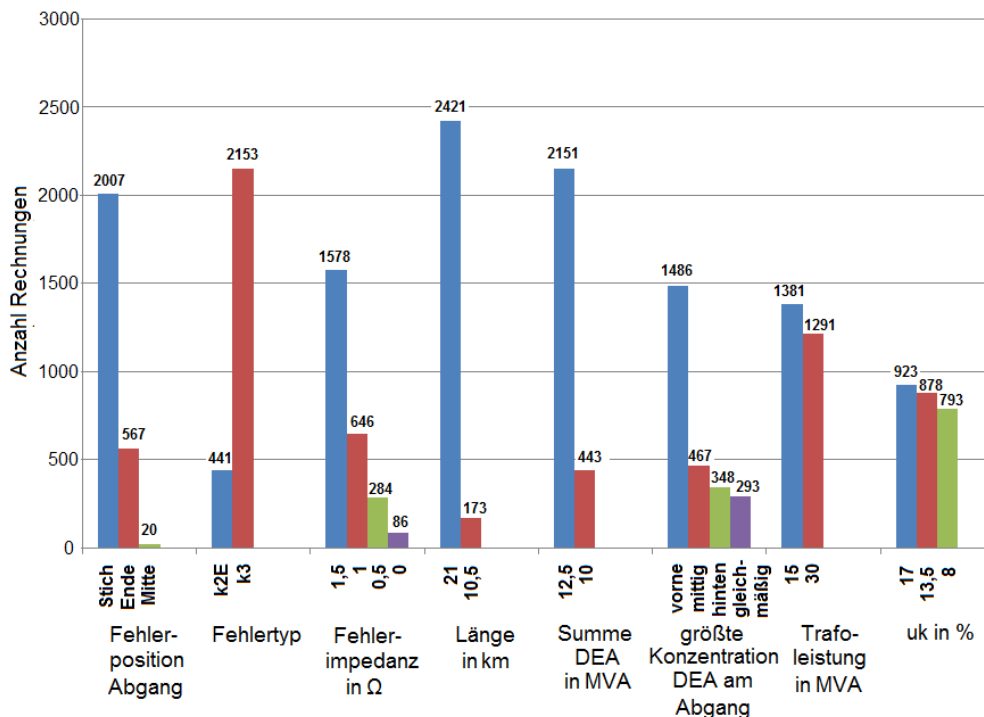


Abbildung 82 - Auswertung Einflussfaktoren für starkes Blinding (größer 35%) aus der 10kV Parametersatzstudie (2594 Rechnungen)

Bezüglich der Verteilung der Parameter sind folgende Sachverhalte festzuhalten:

- Das stärkste Blinding tritt bei den langen Leitungslängen auf starker DEA Einspeisung auf.
- Der Fehlerort am Leitungsende (bzw. am elektrisch weit entferntesten Punkt) führt weiterhin zu den kleinsten absoluten Kurzschlussströmen.
- Konzentrierte DEA-Leistung am ersten Abgangsdrittel verstärkt den Blindingeffect. Bei Fehlern auf der Stickleitung verstärkt eine konzentrierte Einspeisung am Strangende den Blindingeffect.
- Bei starker Durchdringung von DEA ist der 2-polige Fehler (kompensiertes Netz) nicht zwangsläufig auslegungsrelevant für Anregeicherheitsberechnungen. Die kleinsten Kurzschlussströme am Schutzgerät können sich auch durch den 2-poligen Fehler mit Erdberührung und durch den 3-poligen Fehler ergeben. Der Effekt lässt sich damit erklären, dass die DEA immer in das Mitsystem einspeisen und somit beim klassischen 2-poligen Fehler mit steigender Einspeiseleistung eine fehlerbehaftete Phase über den Blindingeffect reduziert wird, die andere Phase aber auch angehoben werden kann. In Verbindung mit der phasenselektiven ODER Anregecharakteristik des UMZ wird der 2-polige Fehler mit steigender angeschlossener DEA Leistung weniger kritisch für die Anregeicherheit.
- Aufgrund der im Allgemeinen niedrigeren absoluten Kurzschlussströme ist eine Zunahme von DEA-Leistung in der 10kV- bzw. 11kV-Ebene hinsichtlich des Blindingeffectes als kritischer zu bewerten als in der 20kV-Ebene. Des Weiteren sind die Leitungslängen in der 20kV Spannungsebene in der Regel nicht wesentlich länger als in der 10kV Spannungsebene.

Die Ergebnisse der Parametersatzstudie zeigen auch, dass die Berechnung des minimalen Kurzschlussstroms nach VDE 0102 [40] zur Schutzauslegung bei starker Durchdringung von DEA nicht mehr ausreichend genau ist, da mit dieser Methode nur der Kurzschlussstrom am Fehlerort berechnet, und der Zwischeneinspeiseeffect nicht ausreichend berücksichtigt wird. Je nach Netzkonstellation kann somit der auslegungsrelevante Kurzschlussstrom in einem Abgang zu hoch angenommen werden, sodass eine Verletzung der Anregeverlässlichkeit oder sogar eine Schutzunterfunktion vorliegen kann. Aus diesem Grund ist es notwendig Kriterien zu definieren, ab wann ein Mittelspannungsabgang präzise mit erweiterten Berechnungsverfahren zu berechnen ist.

Den größten Einfluss auf die Stärke des Blindings und gleichzeitig auf die Höhe der absoluten minimalen Kurzschlussströme haben, laut der Ergebnisse der Parametersatzstudie, eine Kombination aus hoher DEA-Leistung und großer Abgangslänge. Die folgenden Netzkennzahlen lassen sich aus den Parametersatzstudien mit Berücksichtigung eines Anregeverlässlichkeitsfaktors von 1,2 ableiten. Bei Überschreitung der Kennzahlen empfiehlt sich also eine Detailanalyse des Netzabschnittes mit erweiterten Kurzschlussberechnungsmethoden (zum Beispiel UNIFEH2.0 in Kapitel 2.4.2.2) zur Schutzeinstellungsberechnung.

Die rot markierten Werte gelten nur für den Fall, dass ein richtungsselektives UMZ verwendet wird, da für ein konventionellen UMZ kein Einstellbereich vorhanden wäre, da der maximale Laststrom den minimalen Kurzschlussstrom übersteigt. Die grün markierten Zahlen haben zwar theoretische Gültigkeit, allerdings wäre bei dieser Einstellung die Anregeschwelle $I_{>}$ generell zu hoch gewählt. Zu bedenken ist, dass die Kennzahlen keine Beeinflussung durch die DEA anderer Felder berücksichtigen und bei einem für die Spannungsebene vom Querschnitt durchschnittlichen Kabeltyp (185AL) ermittelt worden sind. Für die Anwendbarkeit auf andere Leitungstypen wurde zusätzlich die entsprechende Mitimpedanz des Leitungsstranges angegeben.

Nach Filterung der MS Netzdaten von innogy auf die abgeleiteten Netzkennzahlen (Tabelle 7), konnte zunächst kein Handlungsbedarf im Hauptschutzbereich festgestellt werden. Weiter lässt sich aber über die Kennzahlen abschätzen, unter welchen Netzkonstellationen zukünftig Probleme im Hauptschutzbereich hinsichtlich des Blindingeffektes zu erwarten sind.

Die Netzbereiche, die sich möglicherweise mit einem herkömmlichen UMZ nicht mehr schützen lassen, weil kein möglicher Einstellbereich durch DEA Einspeisung mehr existiert, lassen sich wie folgt aus den Netzdaten herausfiltern:

$$I_{>} < \sum I_{NDEA/Strang}$$

Bei den Filterergebnissen ist zu prüfen, ob in diesen Netzbereichen eine unkonventionelle Schutzeinstellung mit richtungsselektiven Stromstufen sinnvoll ist. So kann in der Regel der Einspeisestrom zuverlässig abgeführt werden und auf langen Leitungen weiter die Anregesicherheit gewährleistet werden. Die Filterung an den Netzdaten von innogy ergab, dass diese Überprüfung derzeit bei 0,6% der Mittelspannungsabgänge durchzuführen ist. Die Rückmeldungen ergaben, dass dieses Problem bereits bei der individuellen Schutzeinstellungsberechnung erkannt worden ist und jeweils eine Sonderparametrierung eingestellt worden ist. Die Lösung über die entsprechende Parametrierung eines richtungsselektiven UMZ bietet für die Zukunft wesentlich mehr Flexibilität bezüglich der Gewährleistung der Anregesicherheit auch bei hohen Betriebsströmen.

Tabelle 7 - Kennzahlen zur Identifikation potentiell Blinding gefährdeter Abgänge im 10kV- bzw. 11kV-Netz

I> in A	10kV (11kV)		
	Summe DEA pro Abgang	Länge des Abgangs (Auslegungsrelevanter Fehler)	Wert der primärseitigen Gesamtleitungsmitimpedanz
1000-1100	≥ 5MVA ≥ 7,5MVA ≥ 10MVA ≥ 12,5MVA	≥ 8,0km (k2) ≥ 7,6km (k2) ≥ 6,7km (k2E) ≥ 5,8km (k2E)	≥ 1,352Ω+j0,888Ω ≥ 1,284Ω+j0,844Ω ≥ 1,132Ω+j0,744Ω ≥ 0,980Ω+j0,644Ω
900-1000	≥ 5MVA ≥ 7,5MVA ≥ 10MVA ≥ 12,5MVA	≥ 9,4km (k2) ≥ 8,8km (k2E) ≥ 7,8km (k2E) ≥ 7,0km (k2E)	≥ 1,589Ω+j1,043Ω ≥ 1,487Ω+j0,977Ω ≥ 1,318Ω+j0,866Ω ≥ 1,183Ω+j0,778Ω
800-900	≥ 5MVA ≥ 7,5MVA ≥ 10MVA ≥ 12,5MVA	≥ 10,8km (k2) ≥ 9,9km (k2E) ≥ 8,7km (k2E) ≥ 8,1km (k2E)	≥ 1,825Ω+j1,199Ω ≥ 1,673Ω+j1,099Ω ≥ 1,470Ω+j0,966Ω ≥ 1,369Ω+j0,899Ω
700-800	≥ 5MVA ≥ 7,5MVA ≥ 10MVA ≥ 12,5MVA	≥ 13,9km (k2E) ≥ 11,6km (k2E) ≥ 10,0km (k2E) ≥ 9,2km (k2E)	≥ 2,349Ω+j1,543Ω ≥ 1,960Ω+j1,288Ω ≥ 1,690Ω+j1,110Ω ≥ 1,555Ω+j1,021Ω
600-700	≥ 5MVA ≥ 7,5MVA ≥ 10MVA ≥ 12,5MVA	≥ 16,7km (k2E) ≥ 14,6km (k2E) ≥ 12,1km (k2E) ≥ 10,3km (k2E)	≥ 2,822Ω+j1,854Ω ≥ 2,467Ω+j1,621Ω ≥ 2,045Ω+j1,343Ω ≥ 1,741Ω+j1,143Ω
500-600	≥ 5MVA ≥ 7,5MVA ≥ 10MVA ≥ 12,5MVA	≥ 19,5km (k2E) ≥ 17,5km (k2E) ≥ 15,9km (k2E) ≥ 14,7km (k3)	≥ 3,296Ω+j2,165Ω ≥ 2,956Ω+j1,943Ω ≥ 2,687Ω+j1,765Ω ≥ 2,484Ω+j1,632Ω
400-500	≥ 7,5MVA ≥ 10MVA ≥ 12,5MVA	≥ 20,3km (k2E) ≥ 19,2km (k3) ≥ 17,2km (k3)	≥ 3,431Ω+j2,253Ω ≥ 3,245Ω+j2,131Ω ≥ 2,907Ω+j1,909Ω
300-400	≥ 12,5MVA	≥ 19,7km (k3)	≥ 3,329Ω+j2,187Ω
< 300	≥ 12,5MVA	≥ 21km (k3)	≥ 3,549Ω+j2,331Ω

2.7.2 Entwicklung und Erprobung eines Bewertungsverfahrens

Im Rahmen des Projektes wurde von der FGH ein neues Schutzbewertungsverfahren entwickelt und in Integral 7 implementiert. Innogy hat hier insbesondere die Anforderungen aus Sicht eines Schutztechnikers dokumentiert und in die Entwicklung eingebracht und erweiterte Funktionen mit Feedback an die Entwicklung getestet.

Abbildung 83 gibt einen Überblick über das entwickelte Verfahren zur Analyse des bestehenden Netzschutzes bei Berücksichtigung von DEA. Hierbei steht die praxistaugliche Handhabung im Vordergrund, unter der zum einen eine Verwendung quasistationärer Berechnungsverfahren und zum anderen eine einfache Interpretierbarkeit der Ergebnisse verstanden wird [1]. Zur Realisierung des

zweiten Aspektes werden im Verlauf der Schutzbewertung die Ergebnisse in sinnvollen Grafiken und Diagrammen visualisiert.

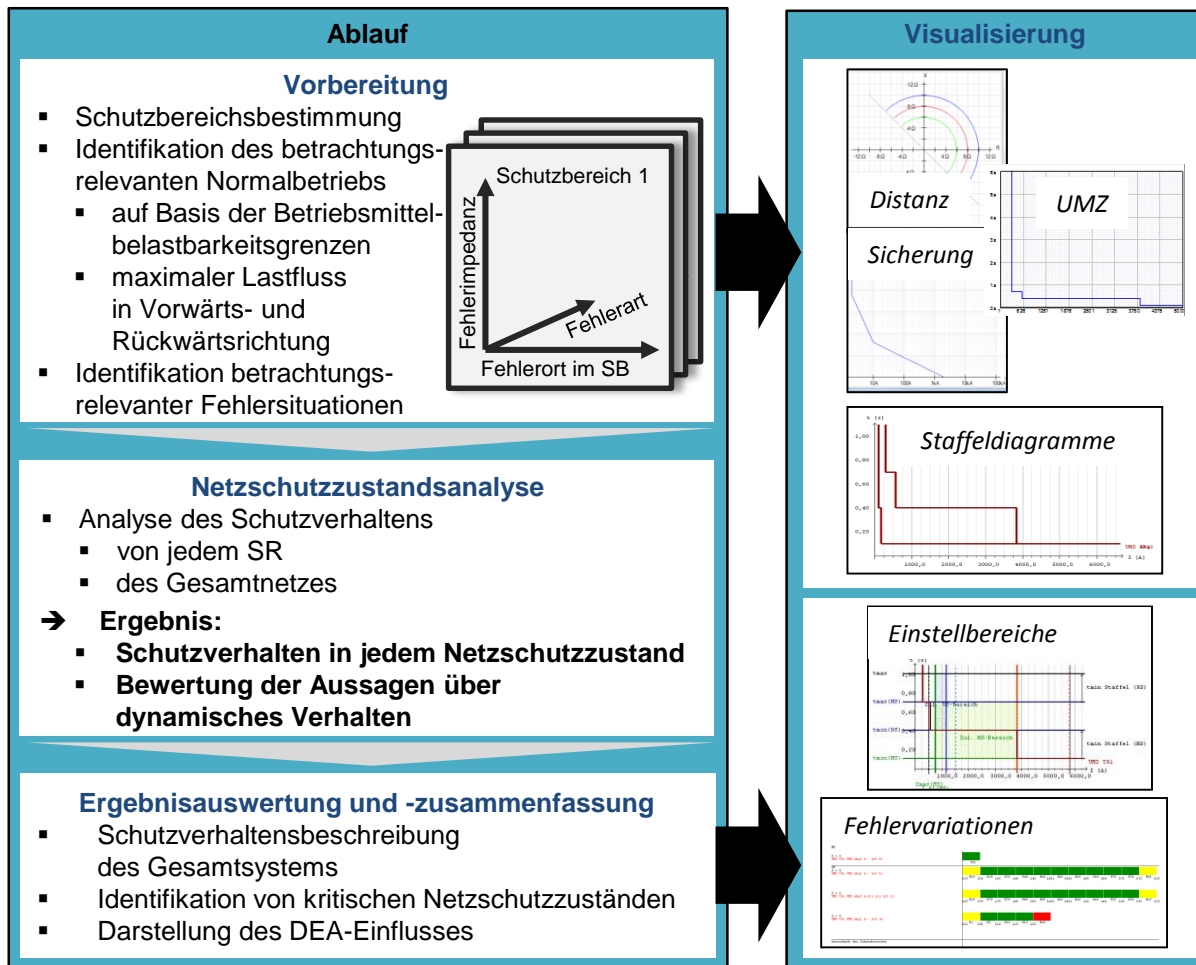


Abbildung 83 - Übersicht über den Ablauf des von der FGH entwickelten Schutzbewertungsverfahrens und der erzeugten Visualisierungskonzepte

In der Vorbereitungsphase werden im zu analysierenden Netz Haupt- und Reserveschutzbereiche für alle Schutzgeräte identifiziert und entsprechende Staffelpläne aufgestellt. Hierbei kann auf die Darstellung der Schutzkennlinien und der Staffelpläne zurückgegriffen werden. Zudem wird die betrachtungsrelevante Normalbetriebssituation ermittelt, welche in Abhängigkeit von den Anwenderpräferenzen die maximal zulässige Betriebsmittelauslastung oder der tatsächlich maximal auftretende Leistungsfluss sein kann. Weiterführend werden sämtliche Fehlersituationen ermittelt, welche vom Netzschutz zu klären sind. Diese variieren über die Fehlerart, den Fehlerort und die Fehlerimpedanz.

Für jede Fehlersituation wird anschließend ein Netzschutzzustand (NSZ) ermittelt, indem das jeweilige Verhalten aller Schutzgeräte im Netz simuliert wird. Somit können für jeden NSZ Aussagen über das Verhalten jedes Schutzgerätes und des Gesamtsystems getroffen werden. Durch zusätzliche Berechnung des Zustandes zum Kurzschlusseintritt (A) und im eingeregelter Zustand (B) (vgl. Kapitel 2.4.2) und adäquate Bewertung des Schutzverhaltens mit Berücksichtigung potentieller dynamischer Effekte, können auch Aussagen über das Schutzverhalten im Einregelungsbereich der DEA getroffen werden.

Nach Berechnung aller NSZ kann das Schutzverhalten im Gesamtsystem beschrieben und Aussagen über die kritischen und auslegungsrelevanten Fehlerfälle getroffen werden. Durch Berechnung mit und ohne DEA ist die Bestimmung des Einflusses auf den Netzschutz möglich. Die Vielzahl der erzeugten

Ergebnisse wird in entsprechenden Grafiken visualisiert, so dass die interessanten Aussagen leichter zu selektieren sind.

Es lässt sich festhalten, dass eine vollumfängliche Schutzbewertung eine Analyse des bestehenden Schutzes erleichtert. Zulässige Einstellbereiche können unter Berücksichtigung des DEA-Verhaltens können dargestellt werden.

2.7.3 Auswahl von Lösungskonzepten bei Hinzunahme wirtschaftlicher Aspekte

Der in Kapitel 2.6 aufgezeigten technischen Lösungsmöglichkeiten zu den im Einzelnen bewerteten Schutzherausforderungen (Kapitel 2.5) steht nachgelagert die Frage nach der wirtschaftlichen Angemessenheit gegenüber (Kapitel 2.2.4). Eine von der FGH in Kooperation mit dem IFHT und innogy darauf bezogene Analyse zu den entsprechenden Handlungsempfehlungen wird im Folgenden dargestellt.

Generell können nach Abbildung 84 die beschriebenen Lösungsmöglichkeiten auf die verantwortlichen Akteure aufgeteilt werden.

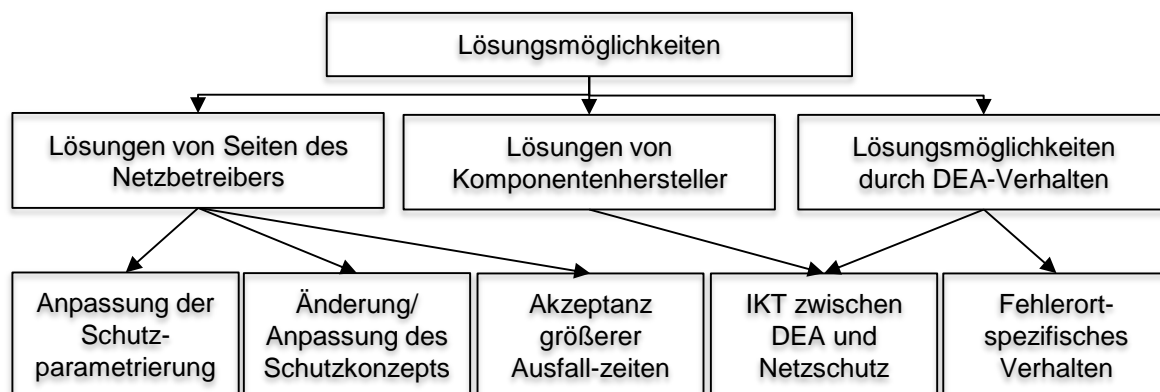


Abbildung 84 - Übersicht denkbarer Lösungsmöglichkeiten eingruppiert nach den zu handelnden Instanzen

2.7.3.1 Lösungsmöglichkeiten durch Anlagen- und Komponentenhersteller

Anlagen- und Komponentenhersteller besitzen zwei grundlegende Möglichkeiten die Erfüllung des geforderten Schutzverhaltens zu erleichtern. Erstens sind Lösungen mit Kommunikationstechnologie denkbar. Hierbei ist die Koordination der Informationen über den aktuellen Einspeisezustand der DEA mit dem Netzschutz zu erfüllen, um ein adaptives Schutzverhalten zu erreichen. Diese Möglichkeit wird seitens einiger Netzbetreiber jedoch kritisch gesehen, da die Gewährleistung eines Reserve-schutzes durch die Möglichkeit des Ausfalls der Kommunikationsstrecke erschwert wird.

Zweitens besteht die Möglichkeit, DEA technisch so aufzurüsten, so dass sie nur im Fall von Fehlern in der überlagerten Spannungsebene am Netz verbleiben. Diese Möglichkeit erscheint im Falle von tiefen Spannungseinbrüchen am NAP und einer resultierenden dynamischen Netzstützung gut realisierbar. Kurzschlüsse im gleichen Netz mit geringem Spannungseinbruch am NAP sind jedoch schwerer zu identifizieren.

2.7.3.2 Lösungsmöglichkeiten auf Seiten des Netzbetreibers

Vielmehr lag im Rahmen der Fokus auf den Handlungsmöglichkeiten auf Seiten des Netzbetreibers. In diesem Zusammenhang ist nochmal das Ziel zu nennen, nämlich eine wirtschaftlich sinnvolle technische Wiederherstellung und Erfüllung aller betrachteten Schutzanforderungen gemäß Kapitel 2.2.4, wenn das gegenwärtige Konzept als nicht mehr ausreichend identifiziert wurde. Alternativ dazu

wäre es grundsätzlich auch vorstellbar, auf eine vollständige Selektivität zu verzichten, indem größere Netzbereiche in einigen Fehlerfällen durch den vorgelagerten Reserveschutz abgeschaltet werden, wenn der Hauptschutz - beispielsweise durch Blinding - den Fehler nicht erkennen kann. Dabei wird davon ausgegangen, dass im abgetrennten Netzbereich keine Inselnetzbildung entsteht, also die DEA sich nachfolgend vom Netz trennen. Hierbei fallen jedoch neue Aufwände auf Seiten des Netzbetreibers an:

- *Für die versorgungslosen Endkunden:* Im Rahmen der Netzanreizregulierungsverordnung (ARegV) erhöhen sich die Pönalenzahlungen aufgrund einer höheren Ausfallrate [58].
- *Für die betroffenen Einspeisungen:* Gemäß Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG) §12 hat der Netzbetreiber die Aufnahme der erzeugten Energie technisch sicher zu stellen [59]. Wenn diese Pflicht verletzt wird, hat der Netzbetreiber Schadensersatz an den Anlagenbetreiber zu leisten (EEG §13).

Somit ist abhängig vom betrachteten Netz fraglich, ob eine überlagerte unselektive Abschaltung als wirtschaftlich sinnvolle Option in Frage käme.

Bei der Schutzertüchtigung hingegen sind, wie bereits dargestellt, unterschiedliche Lösungsmöglichkeiten denkbar. Wie Abbildung 85 zeigt existiert hierbei immer ein Zielkonflikt zwischen den tolerierten technischen Einschränkungen des Schutzkonzeptes und den resultierenden Kosten für die Ertüchtigung.

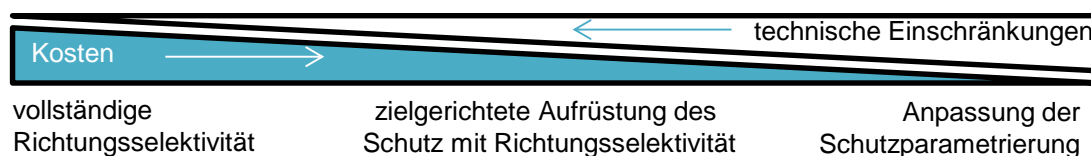


Abbildung 85 - Technisch-wirtschaftlicher Zielkonflikt bei Netzschutzertüchtigung

Eine Anpassung der Schutzparametrierung führt zwar auf der einen Seite zu den geringsten Kosten und ist somit als erster Lösungsansatz zu prüfen, besitzt jedoch auch die größten technischen Einschränkungen und ist dadurch in der Anwendbarkeit begrenzt. Auf der anderen Seite bietet der Einsatz von Schutzkonzepten mit vollständiger Beobachtbarkeit, wie er beispielsweise in Form des Distanz- und Differenzialschutzes in den vermascht betriebenen Übertragungsnetzen zum Einsatz kommt, ausreichende technische Möglichkeiten zur Behebung der Schutzherausforderungen, führt jedoch auch zu erheblichen Investitions- und Betriebskosten. Ein solches Vorgehen wird nur dann sinnvoll, wenn diese im Rahmen von Netzneubauten oder bei grundsätzlichen strategischen Neuausrichtungen in der Netzplanung und Betriebsführung geschieht. Somit erscheint oftmals vielmehr eine Mischlösung als geeignet, bei der lediglich der Schutz mit dem vorab identifizierten Problem ertüchtigt wird. In den meisten Fällen hat sich hierbei die Implementierung einer zusätzlichen Richtungsselektivität in bestehenden Überstromzeitschutzes als ausreichend erwiesen.

Die bisher gemeinschaftlich für MS- und NS-Netze aufgeführten Punkte sollen im Folgenden konkretisiert werden.

In der MS-Ebene kann durch Austausch des UMZ-Schutzrelais und einem gegebenenfalls noch nachzurüstenden Spannungsmessabgriff recht einfach die erforderliche Richtungsselektivität erreicht werden. In Abbildung 86 werden hierfür die Verhältnisse der anfallenden Kosten schematisch für die Sekundärtechnik dargestellt.

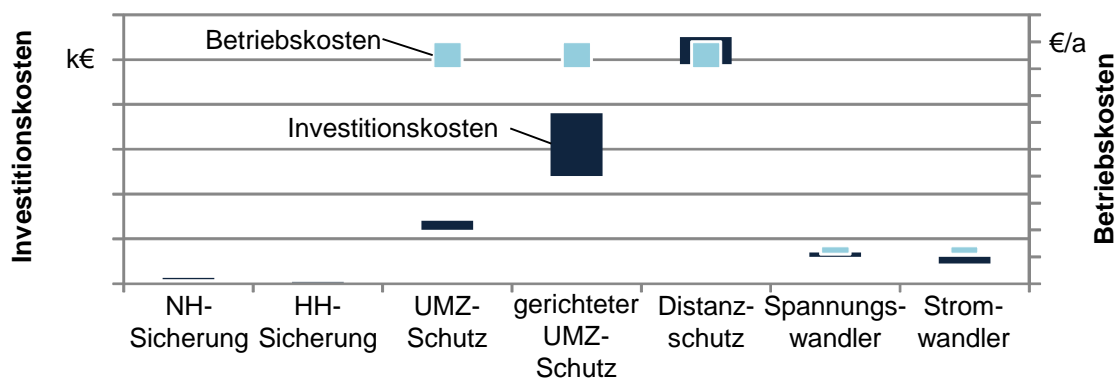


Abbildung 86 - Qualitativer Vergleich von Investitions- und Betriebskosten schutzrelevanter Sekundärtechnik in der Mittelspannung

Bei den in Kapitel 0 identifizierten Schutzproblemen in der NS-Ebene sind hier mehrere Alternativen denkbar:

1. Einbau von richtungsselektiven UMZ-Schutz und Leistungsschalter wie in MS
2. Nutzung von Sicherungen mit geringerem Nennstrom, Sicherungen mit sicherer Auslösung ab $1,4I_N$ oder triggerbaren Sicherungen (siehe Kapitel 2.6.1)
3. Kabelverteilerschrank mit Schutzeinrichtungen im Abgang (wenn technisch möglich)
4. Räumung des kompletten NS-Netzes durch MS-Lasttrennschalter im Fehlerfall

Vom Austausch der Sicherungen gegen kleiner dimensionierte abgesehen sind in all diesen Varianten Messabgriffe sowie ein einfaches Schutzgerät für den Schutzentscheid in den NS-Abgängen erforderlich. Hierbei können Synergieeffekte zwischen neuen Anforderungen der Netz- und Systemführung und dem Netzschutz berücksichtigt werden. Der wesentliche Unterschied liegt in der zusätzlichen Primärtechnik zur Freischaltung, wodurch unterschiedliche Vor- und Nachteile der Varianten zum Tragen kommen. Diese sind in Tabelle 8 gegenübergestellt.

Die sinnvolle Anwendung dieser Alternativen soll im folgenden Beispiel verdeutlicht werden:

Alternative 1 bietet grundsätzlich die meisten Freiheitsgrade, führt jedoch vor allem durch den zusätzlichen NS-Leistungsschalter und dem dadurch erforderlichen Umbau der Ortsnetzstation zu verhältnismäßig hohen Investitions- und Betriebskosten. Einfacher erscheint hier die Anwendung verkleinerter Sicherungen, welche jedoch aufgrund ihrer Beschränkung hinsichtlich des zulässigen Nennstromes eine deutliche Restriktion darstellen. Der Einsatz von triggerbaren Sicherungen kann hier ein geeigneter Ansatz sein. Diese sind aufgrund ihrer bekannten Bauform leichter in die bestehende ONS-Architektur integrierbar. Alternative 3 ist nur in bestimmten Konstellationen effektiv möglich, insbesondere, wenn der Großteil der installierten Einspeiseleistung am Stranganfang konzentriert angeschlossen ist. Die Anwendung der Alternative 4 führt letztendlich zu den gleichen Problemen der oben diskutierten Fehlerklärung durch den überlagerten Schutz und stellt somit nur dann eine ernsthafte Variante dar, wenn die relevante Primär- und Sekundärtechnik schon vorhanden ist.

Als Fazit ist die Wahl der Handlungsempfehlung stark abhängig von

- vorhandener Primär- und Sekundärtechnik
- langfristiger Strategie des Netzbetreibers, auch hinsichtlich Planung und Führung des Normalbetriebs
- Netztopologie und auftretenden Schutzproblemen

Auch sind deutliche Kostensenkungspotenziale in der notwendigen Technik zu erwarten, wenn - gerade bezogen auf die NS-Ebene - einfachere Sekundärtechnologien zur Erfüllung der Schutzanforderung am Markt angeboten werden, die aktuell lediglich für die MS-Ebene konventionell verfügbar sind. Somit ist hier keine abschließende Handlungsempfehlung aus wirtschaftlicher

Betrachtung möglich, sondern lediglich eine Darstellung der Handlungsalternativen und Einflussfaktoren, welche in jedem Netz separat zu überprüfen sind.

Tabelle 8 - Gegenüberstellung der Vor- und Nachteile der Schutzkonzeptalternativen im NS-Netz

Alter-native	zusätzliche Umbaumaßnahmen	Vorteile	Nachteile
1	Ersetzung der NS-Abgangs-sicherungen durch Leistungsschalter (LS)	<ul style="list-style-type: none"> • Flexible Ausgestaltung und Parametrierung • Fernbediente Wiederversorgung 	<ul style="list-style-type: none"> • Zusatzaufwand durch Parametrierung/Netzberechnung • Hoher Platzbedarf in Ortsnetzstation • zusätzliche Investitionskosten für LS und Umbau • höher Betriebskosten aufgrund zusätzlicher nötiger Mitarbeiterqualifikation
2	Austausch der Sicherung	<ul style="list-style-type: none"> • Vorhandene Einsetzkammern weiter verwendbar 	<ul style="list-style-type: none"> • Ggf. Beschränkung des Normalbetriebsstromes • Ggf. Umbaumaßnahmen für Triggerbarkeit • Weiterhin Ersetzung der Sicherung bei Auslösung
3	Zusätzliche Sicherungen in Kabelverteilerschrank	<ul style="list-style-type: none"> • Rückgriff auf bestehende praxisübliche Sicherungstechnik 	<ul style="list-style-type: none"> • ggf. neuer Einsatz eines Kabelverteilerschranks
4	(ggf.) Einbau MS-Lasttrennschalter	<ul style="list-style-type: none"> • ggf. Rückgriff auf vorhandene Primärtechnik 	<ul style="list-style-type: none"> • Unselektive Abschaltung des gesamten unterlagerten NS-Netzes notwendig

Zusammenfassend ergibt sich, dass Schutzprobleme mit den im Projekt entwickelten Verfahren identifiziert und entsprechend die aufgezeigten Handlungsempfehlungen angewendet werden können. Bei erforderlicher Schutzanpassung ist oft eine selektive Ertüchtigung des Schutzkonzeptes durch Hinzunahme einer Richtungserkennung ausreichend. Dies ermöglicht auch einen Retrofit durch Weiterverwendung bestehender Sekundärtechnik. Bei notwendiger Schutzanpassung ist die Wahl der Handlungsempfehlung stark abhängig von vorhandener Primär- und Sekundärtechnik, langfristiger Strategie des Netzbetreibers, auch hinsichtlich Planung und Führung des Normalbetriebs sowie der Netztopologie und auftretenden Schutzproblemen.

2.7.4 Schutzprüfverfahren für zukünftige Verteilungsnetze

Es ist zu beobachten, dass die in 2.7.3.2 den Schutz betreffenden identifizierten Lösungsmöglichkeiten auf bekannte Funktionen (wie z.B. Richtungserkennung für den UMZ-Schutz) setzen und damit einen erweiterten Einsatz bereits bestehender Lösungen darstellen. Für diese Lösungen gibt es bereits geeignete Schutzprüfverfahren welche selbstverständlich auch hier die Wirksamkeit dieser Maßnahmen sicherstellen können.

Bei neuartigen Schutzgeräten für die NS gilt es deren tatsächliche Ausführung (z.B. Art der Messwerterfassung, direkt, über Wandler oder über Sensoren) zu beobachten und insbesondere

Vorkehrungen wie Prüfklemmen vorzusehen. Heutige Prüfgeräte bieten aber die notwendigen Ausgangsbereiche um auch Geräte mit direkter Spannungsmessung im NS-Verteilnetz zu prüfen und werden hier auch bereits für Prüfungen von Entkupplungsschutzeinrichtungen von Erzeugungsanlagen eingesetzt.

Zusätzlich zur parameterbasierten Prüfung von Schutzeinstellungen (Anregeschwellen, Auslösezeiten) erscheint besonders bei Betrachtung zukünftiger Last- und Einspeiseszenarien eine Ausweitung auf eine systembasierte Prüfung sinnvoll. Bei einer systembasierten Prüfung werden das primäre Energiesystem und relevante Bedingungen für die korrekte Funktionsweise des Schutzes (z.B. Fehler) nachgebildet. Die Simulation kann entweder in einem separaten Programm erfolgen und die Strom- und Spannungsverläufe werden in Form von Störschrieben an die Prüfsoftware übergeben, oder man greift auf Lösungen zurück welche sowohl die Simulation als auch die Ansteuerung der Prüfgeräte integriert haben.

Bei dieser Art der Prüfung werden Kenntnisse über die Eigenschaften des Energiesystems (z.B. Verhalten der Einspeiser, Lasten etc.) und des Schutzsystems (Verhalten des Schutzkonzepts) vorausgesetzt, die zu prüfenden Schutzgeräte werden hingegen als „Black Box“ mit ihren jeweils zu erwarteten Schutzreaktionen betrachtet. Das heißt anstatt zu Überprüfen ob ein Schutzgerät entsprechend seiner Einstellungen arbeitet, wird hier beurteilt ob es sich beispielsweise bei unterschiedlichen Lastflussrichtungen entsprechend des Schutzkonzepts korrekt verhält.

2.8 Zusammenfassung & Schlussfolgerungen

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass dezentrale Erzeugungsanlagen bei der heutigen und zukünftigen Schutzplanung, -auslegung, und -bewertung Berücksichtigung finden müssen, sowohl in der Mittel-, als auch Niederspannung, stärker als es bisher meist der Fall ist.

Die Untersuchungen zeigen, dass es in Abhängigkeit der Netzgegebenheiten zu einer Beeinflussung sowohl überstrom- als auch impedanzbasierter Schutzsysteme in MS und NS Netzen kommen kann. Hierbei ist die Kombination aus Netztopologie, Einspeiseleistung, -art und -ort sowie der Auswahl und Parametrierung der Einspeiser maßgeblich. Generell lässt sich festhalten, dass der minimale Kurzschlussstrom durch Zwischeneinspeisung von DEA bei gleichzeitig zunehmender Auslastung der Netze im Normalbetrieb reduzieren kann wird. Dies führt zu einer Reduktion des möglichen Einstellbereiches des Schutzes, bis hin zu einem vollständigen Wegfall dessen. Wichtig ist hierbei die Berücksichtigung der großen Diversität des Anlagenverhaltens bezüglich der Wirk- und Blindstromeinspeisung im Netzfehlerfall in Amplitude, Winkel und Asymmetrie, sowie der zeitlichen Ausprägung der Einschwingvorgänge. Diese hat sich sowohl simulativ als auch im Rahmen der Vermessung handelsüblicher NS Photovoltaik Wechselrichter gezeigt. Darüber hinaus muss die Strombegrenzung wechselrichtergekoppelter DEA Berücksichtigung bei der Berechnung finden. Es zeigt sich, insbesondere in Kombination mit einer vollständigen dynamischen Netzstützung, z.T. ein starkes Oberschwingungsverhalten von WR, welches hinsichtlich der möglichen Beeinflussung insbesondere digitaler Schutzsysteme berücksichtigt werden muss.

Eine Analyse realer MS Netze zeigt, dass es bei Betrachtung der heutigen Versorgungsaufgabe unter Berücksichtigung von digitalen Überstrom- und Distanzschutzkonzepten zwar zu einer Beeinflussung der Schutzfunktionalität kommen kann, diese jedoch nur in wenigen Fällen den Einsatz der bestehenden Konzepte nicht mehr weiter ermöglicht. Eine Erweiterung der Versorgungsaufgabe hin zu einer Maximierung der, aus Normalbetriebssicht möglichen, Einspeiseleistung verändert dieses Ergebnis. Sowohl im Hauptschutzbereich, als auch hinsichtlich typischer Reserveschutzfunktionen kann es zu Unterfunktionen kommen. Problematisch sind hierbei Netze bzw. Fehlerkonstellationen in denen die Impedanz zwischen Fehlerstelle und Schutzeinbauort verhältnismäßig hoch sind. Mittels heute verfügbarer Digitalschutztechnik, im Wesentlichen gerichtete Überstromzeitschutzrelais sowie Distanzschutzrelais lassen sich die identifizierten Herausforderungen mit Hilfe geeigneter Parametrierungen lösen. Voraussetzung ist hierbei eine gute Kenntnis des Netzes sowie eine Kurzschlussstromberechnung in Kombination mit einem geeigneten Verfahren zur Schutzauslegung,

bzw. -parametrierung. Eine weitere Herausforderung ergibt sich durch die Anwendung vollständiger dynamischer Netzstützung, also der gezielten Blindstromeinspeisung durch DEA im Netzfehlerfall. Diese kann zu einer Veränderung der Winkelverhältnisse zwischen Strom und Spannung am Einbauort des Netzschutzes führen, die wiederum eine Beeinflussung von Verfahren zur Richtungserkennung in UMZ Geräten bzw. der Impedanzbestimmung in DIST Geräten hervorrufen kann. Ersteres kann mittels geeigneter Parametrierung in Kombination mit, seitens der assoziierten Partner im Rahmen des Projektes entwickelten, Firmwareupdates der Geräte verhindert werden. Die Beeinflussung von DIST Geräten ist ebenfalls mittels geeigneter Parametrierung vermeidbar. Eine weitere Möglichkeit stellt die gezielte Veränderung der Einspeisecharakteristik wechselrichtergekoppelter DEA im Zuge einer Anpassung der Richtlinien und Anschlussbedingungen dar. Hierbei gilt es jedoch zu prüfen, in wie weit der positive Effekt der Blindstromeinspeisung hinsichtlich der Spannungsstützung beeinträchtigt würde. Bezüglich der Kombination aus automatischer Wiedereinschaltung mit dynamischer Netzstützung stellen die gängigen Inselnetzerkennungsmechanismen einen geeigneten Mechanismus dar.

Die Untersuchungen in der Niederspannung zeigen sowohl simulativ als auch im praktischen Versuch mit realen Anlagen, dass es durch DEA zu einer deutlichen Absenkung des Fehlerstromes am Schutzzeineinbauort in Strangnetzen kommen kann. Bei den in Deutschland als Netzschutzelement gängigen NH-Sicherungen kann dies zu einer deutlichen Verlängerung der Auslösezeit bis hin zu einer unsicheren Auslösung führen, dem sogenannten Blinding. Auch hier sind hohe Impedanzen zwischen Schutzzeineinbauort und Fehlerstelle als kritisch anzusehen. Eine Auswertung realer NS Netze auf Basis der heutigen Versorgungsaufgabe ergab, dass es bereits heute in einem kleinen Prozentsatz an Netzen zu einer Verzögerung der Auslösung der NH Sicherungen kommen kann. Bei einem weiteren Zubau von Anlagen ist von einer Vergrößerung der Zahl der Netze mit Blindingpotential auszugehen. In einigen Netzen kann eine gezielte Anpassung der NH-Sicherungsgröße an den mit DEA Beteiligung zu erwartenden minimalen Fehlerstrom bereits eine Lösung darstellen. Gleichzeitig kann auf NH-Sicherungen zurückgegriffen werden, die bereits ab einem minimalen Fehlerstrom von $1,4I_N$ eine Auslösung garantieren. Bei starker Konzentration der Einspeisung am Stranganfang kann in ausgewählten Netzen die Einführung einer Zwischensicherung im Strang ebenfalls eine wirkungsvolle Option darstellen. In einigen Fällen ist hingegen der Übergang zu einem parametrierbaren Digitalschutzkonzept zu empfehlen. Meist sind hierbei einfache Überstromzeitschutzfunktionen als Lösung ausreichend, in Abhängigkeit der Gegebenheiten unter Verwendung richtungsabhängiger Auslöseschwellen. Die Anwendung vereinfachter Distanzschutzverfahren kann ebenfalls eine geeignete Lösung zur Fehlererkennung in blindinggefährdeten Netzen darstellen. Beim Übergang von einer Sicherungslösung zu digitalen Fehlererkennungsmechanismen schließt sich die Frage geeigneter Schaltelemente an. Im Rahmen des Projektes stellten sich triggerbare Sicherungen, also Sicherungen mit der Möglichkeit einer extern getriggerten „Auslösung“, als vielversprechend, insbesondere für den Retrofit, heraus. Eine erste prototypische Lösung, ursprünglich für den DC Bereich entwickelt, konnte erfolgreich im Laborversuch getestet werden. Eine weitere Möglichkeit bietet der Einsatz von Leistungsschaltern oder fernauslösbaren Lasttrennern. Die Untersuchungen zeigen darüber hinaus, dass mittels geeigneter Methoden eine verbesserte Netzfehlererkennung seitens wechselrichtergekoppelter DEA möglich ist. Zwar ermöglicht dies nur in Ausnahmefällen den sicheren Weiterbetrieb der vorhandenen Netzschutzeinrichtungen, kann die Funktionalität angepasster Netzschutzkonzepte jedoch maßgeblich unterstützen. Auch eine potentielle Einführung der Vorgabe einer dynamischen Netzstützung für Anlagen in der Niederspannung ist mit den aufgezeigten Methoden mit geeigneter Parametrierung möglich. Hierbei ist jedoch eine geeignete Festlegung des Einspeiseverhaltens und der Einspeisedauer mit Blick auf die Schutztechnik unerlässlich. Die Festlegung von Einspeisedauern weniger 100ms in Anlehnung an die heutigen Vorgaben für die Mittelspannung kann hierbei ein sinnvoller Ansatz sein [37]. Eine deutliche Verlängerung der Einspeisedauern ist hingegen nicht ohne weitere empfehlenswert, da dies zu deutlich verzögerten Auslösungen der bisherigen Konzepte führen kann. Darüber hinaus müssen klare Vorgaben für die Wirk- und Blindstromeinspeisung sowohl im Mittel- als auch Gegensystem gemacht werden, um genaue Berechnungen zu ermöglichen. Die

Erfolgsaussichten der erarbeiteten Lösungskonzepte in der Praxis werden dabei stark von der Wirtschaftlichkeit und des zu betreibenden Aufwandes im Netzbetrieb abhängig sein. Auch die jeweiligen Problem- und Risikoanalysen der Netzbetreiber werden diesbezüglich eine wichtige Rolle spielen.

Es lässt sich festhalten, dass es nach systematischer Analyse der Leistungsfähigkeit der Schutzkonzepte in den derzeitigen MS und NS Netzen der innogy unter Berücksichtigung der heutigen Versorgungsaufgabe nur in Ausnahmefällen zu (bezüglich der Schutzfunktionalität) kritischen Konstellationen kommt. Durch die zunehmende Integration insbesondere wechselrichtergekoppelter DEA werden sich jedoch perspektivisch Herausforderungen für den Netzschutz ergeben. Mittels der erarbeiteten Berechnungsansätze und Verfahren zur Berücksichtigung des diversitären Anlagenverhaltens sowie den Vorgaben für deren Anwendung in der Praxis ist es möglich diese Herausforderungen zu identifizieren und geeignete Lösungsoptionen zu wählen. Die bisherigen Ansätze nach VDE0102 sind hingegen nicht ausreichend. An dieser Stelle besteht Handlungsbedarf. Dies bedeutet jedoch auch, dass Berechnungsverfahren eine zunehmende Relevanz im Zuge der Schutzplanung zu Teil werden wird. Gleichzeitig wird eine individuelle Betrachtung und Berechnung von Netzen im Planungsprozess notwendig, sodass eine Automatisierung dieser notwendig wird. Dies bedingt eine gute Verfügbarkeit und Qualität der benötigten Netz- und Anlagendaten und Daten bezüglich des Anlagenverhaltens im Fehlerfall. Insbesondere letzteres sollte in zukünftigen Normen und Richtlinien (u.a. VDE-AR-N 4105 und VDE-AR-N 4110 [60]) etwa bezüglich des Asymmetrieverhaltens, der Wirkstromeinspeisung im Fehlerfall, der maximalen Einschwingzeiten sowie Oberschwingungseinprägung im Fehlerfall, stärker reglementiert werden um eine effiziente und genaue Kurzschlussstromberechnung zu ermöglichen. Geeignete Lösungen für die Schutzherausforderungen sind auf Basis bereits heute vorhandener Technologien möglich, wenngleich diese, insbesondere in der NS Ebene, derzeit noch mit hohen Kosten verbunden sind. Gleichzeitig besteht hier aus Sicht des Projektes durch weitere Entwicklungen ein signifikantes Optimierungspotential auch wirtschaftlich geeignete Lösungen bereitzustellen. Werden diese Maßnahmen berücksichtigt, stellen die Schutzsysteme für den Netzparallelbetrieb kein Hemmnis für den weiteren Zubau von DEA dar.

2.9 Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises

Die wichtigsten Positionen des zahlenmäßigen Nachweises können den Berichten der einzelnen Partner entnommen werden.

2.10 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

Die im Rahmen des Projektes geleisteten Arbeiten stellen eine der ersten umfänglichen Arbeiten zur Auswirkung der Energiewende auf die Schutzsysteme dar. Die Arbeiten stellen hinsichtlich der Entwicklung von Berechnungsverfahren (dynamisch & quasistationär) sowie des Schutzbewertungsverfahrens in weiten Teilen grundlagennahe Forschung dar, die nur aufgrund des öffentlichen Charakters des Projekts in diesem Umfang möglich war. Es ist davon auszugehen, dass die Verfahren für die zukünftige Schutzplanung bei Netzbetreibern mit einfließen werden.

Darüber hinaus sind die Untersuchungen zum Verhalten wechselrichtergekoppelter Einspeiser im Netzfehlerfall hervorzuheben. Nur aufgrund der intensiven Zusammenarbeit von Herstellern und Forschung konnten hier die dargestellten Ergebnisse erzielt werden. Insbesondere die Untersuchungen in den dargestellten Laboren haben hierbei erstmals eine systematische Basis für die Charakterisierung unterschiedlicher Wechselrichter für den Netzfehlerfall, sowie die daraus resultierende Modellierung und Abbildung ermöglicht. Darüber hinaus konnten somit die Berechnungen verifiziert und die identifizierten Schutzherausforderungen technisch untermauert werden.

Die gewonnen Erkenntnisse weisen zudem auf den zukünftig notwendigen Handlungsbedarf bei der Novellierung und Ergänzung von Normen und Richtlinien hin. So konnte beispielsweise die

Möglichkeiten und Risiken der Anwendung der DIN VDE 0102 auf die Schutzauslegung evaluiert, und auch die Relevanz zusätzlicher Anforderungen an die Erzeugungsanlagen hinsichtlich ihres Wirkstromverhaltens aufgezeigt werden. Die Erkenntnisse wurden im Laufe des Projektes über Publikationen öffentlich gemacht.

Die Angemessenheit der geleisteten Arbeit ist daher nicht nur aus wissenschaftlicher Sicht gegeben, sondern vor dem Hintergrund der Umsetzung durch die Projektpartner in Form von Beratungsleistungen auch bezüglich des direkten Transfers der Projektergebnisse in die Praxis.

2.11 Voraussichtlicher Nutzen, insbesondere Verwertbarkeit des Ergebnisses im Sinne des fortgeschriebenen Verwertungsplanes

IFHT

Das Institut für Hochspannungstechnik der RWTH Aachen hat als wissenschaftlicher Partner im Rahmen des Projekts sowohl die Weiterentwicklung bestehender Tools als auch die vollständige Neuentwicklung von Tools zur Bewertung der Schutzsystemfunktionalität maßgeblich voran getrieben. Hierbei sind sowohl die Untersuchungen im dynamischen Zeitbereich, als auch bezüglich der quasistationären Kurzschlussstromberechnung mit Stromquellenberücksichtigung zu nennen. Insbesondere die simulativen und messtechnischen Erkenntnisse zum Verhalten von Wechselrichtergekoppelten Anlagen im Netzfehlerfall und die daraus abgeleiteten Modellbildungen sind für kommende wissenschaftliche Arbeiten von großem Nutzen. Dies kommt sowohl in Forschungsprojekten als auch im Zuge der Lehre dem IFHT sowie der Fachwelt zu Gute. Auf Basis der Entwicklungsansätze zu innovativen Schutzkonzepten sind derzeit konkrete Folgeprojekte in der Entwicklung. Darüber hinaus werden die Erkenntnisse Eingang in wissenschaftliche Studien des IFHT für Hersteller und Netzbetreiber finden.

FGH

Als gemeinnützige Forschungsgemeinschaft verfolgt die FGH über die in ihrer Satzung verankerte Bereitstellung von Wissen hinaus kein eigenes vorrangiges wirtschaftliches Verwertungsziel. Vielmehr sieht die FGH in der Bereitstellung anwendbarer Regeln für Auswahl und Parametrierung von Schutzsystemen in zukünftigen Verteilungsnetzen eine unabdingbare Voraussetzung, den mit der Energiewende verbundenen Umbau der Verteilungsnetze zügig und effizient umzusetzen.

Die neuen Modelle und Planungsgrundsätze sind in angepasste rechnergestützte Netzplanungsverfahren umgesetzt und über die Mitglieder in die Praxis getragen worden. Die von der FGH vorrangig entwickelten und angewendeten vereinfachten Berechnungsmethoden stehen für die Anwendung in der quasistationären Betriebssimulation für weitere Berechnungsanforderungen in künftigen Projekten und für die Umsetzung in die Praxis zur Verfügung.

htw saar

Durch das Vorhaben konnte die Ingenieurausbildung der Studiengänge Elektrotechnik und Erneuerbaren Energien/Energiesystemtechnik an der htw saar in Bachelor wie auch Master signifikant verbessert werden. So wurden Laborpraktika im Master-Studium der Elektrotechnik im Lehrgebiet der Netzschutztechnik erstellt und bisher regelmäßig durchgeführt. Insbesondere der Praxisbezug des Master-Studiums konnte dadurch deutlich verbessert werden. Im Labor für Netzintegration erneuerbarer Energieerzeuger und stationärer Batteriespeicher findet das Batteriespeichersystem ebenfalls in der Ingenieurausbildung Verwendung z.B. in Studienarbeiten aber auch Bachelor- und Master-Thesen. Durch das Forschungsprojekt konnte die wissenschaftliche Kompetenz im Gebiet der Energieversorgung, Netzschutztechnik und Leistungselektronik gestärkt werden. Auch konnte die

Zusammenarbeit der Arbeitsgebiete Leistungselektronik und Elektrische Netze/Netzschutztechnik an der htw saar vertieft werden, um zukünftig Querschnittsaufgaben weiter gemeinsam angehen zu können.

Die im Forschungsprojekt entwickelten Modelle, Methoden und Verfahren werden direkt anschließend im Forschungsprojekt „Designetz“ angewendet. Dort liegt ein Schwerpunkt darin aufzuzeigen, dass mit derartigen innovativen Modellen, Methoden und Verfahren für existierende Netze neue Erkenntnisse über das Verhalten von Betriebsmitteln und Netzschutzsystemen nur durch PC-basierte Netzberechnung für eine in die Zukunft gerichtete verlässliche Prognose aber auch für eine vertiefende Post-Mortem-Analyse gewonnen werden können. Damit können Erkenntnisse gewonnen, überprüft oder einfach nur „ausprobiert“ werden, um die Netzschutztechnik in konkreten Situationen optimal auf die Erfordernisse der Energiewende anzupassen. Hier ist auch der Erkenntnisgewinn im Sinne einer Weiterbildung der Mitarbeiter von Netzbetreibern zu sehen.

Mit dem im Rahmen des Forschungsprojektes aufgebauten Labor für Netzintegration erneuerbarer Energieerzeuger und stationärer Batteriespeicher beteiligt sich das Institut für elektrische Energiesysteme der htw saar an einem beantragten Projekt im Rahmen des grenzüberschreitenden Programms zur Europäischen Territorialen Zusammenarbeit 2014-2020 INTERREG VA „Großregion“. In diesem Projekt soll zusammen mit Partnern aus Belgien, Frankreich, Luxemburg und Rheinland-Pfalz untersucht werden, wie Batteriesysteme sinnvoll und effizient im Rahmen der Klimatisierung und Energieversorgung von Gebäuden eingesetzt werden können.

Innogy SE

Die Erkenntnisse aus dem Förderprojekt sollen zum einen dazu genutzt werden, anschließende Risikoanalysen bezüglich der identifizierten Herausforderungen durchzuführen. Zum anderen soll nicht bedarfsgerechter Netzausbau und damit unnötige Kosten vermieden werden.

Im Projekt konnten Netzabschnitte mit erhöhtem Risiko zur Unterfunktion identifiziert werden und damit anders herum auch der überwiegende Netzbereich hinsichtlich dieser Probleme aktuell ausgeklammert werden. Diese Erkenntnisse sind damit der Grundstein für einen wirtschaftlichen und effektiven Netzausbau insbesondere in Bezug auf die Auswahl von Schutztechnikkomponenten. Weiter gilt es nun die identifizierten Netzabschnitte näher zu untersuchen und darauf aufbauend der Umgang mit den Herausforderungen in internen Richtlinien zu verankern. Besondere Relevanz hat dabei immer die Vermeidung von Personengefährdung und damit die Risikoanalyse der erkannten Probleme. Mit diesem Hintergrund müssen ebenfalls etablierte Planungsprozesse und dessen Berechnungswerkzeuge incl. der Datengrundlage hinterfragt und gegebenenfalls angepasst werden.

So können die Ergebnisse des Projektes kurzfristig genutzt werden um bezüglich der identifizierten Schutzherausforderungen Sofortmaßnahmen abzuleiten. Mittel bis langfristig sollen nach genauerer Analyse der Herausforderungen Prozesse und Werkzeuge modernisiert und möglichst automatisiert werden.

Letztendlich sollen die Projektergebnisse genutzt werden, um bedarfsgerecht wirtschaftliche Modifikationen oder Erneuerung der Schutzsysteme durchzuführen und deren Parametrierung hinsichtlich der erreichbaren Versorgungszuverlässigkeit und ihrer Wirtschaftlichkeit in effizienter Weise vorzunehmen um elektrische Energieverteilungsnetze an die Anforderungen der Energieversorgung der Zukunft anzupassen. Die Ergebnisse des Projektes sollen helfen, neue innovative Schutzsysteme effektiv in die Energieverteilungsnetze zu integrieren bzw. diese maßgeblich zu gestalten. All dies mit dem Hintergrund, dass die Schutztechnik auch zukünftig nicht das Gewerk wird, das den weiteren Zubau von DEA begrenzt.

SMA

Bezogen auf die Photovoltaik – und hier speziell auf die Netzintegration von PV-Anlagen in das Verteilnetz – wurden mit dem Verbundforschungsvorhaben vielfältige Erkenntnisse gewonnen, wie

zukünftig auch bei sehr großen Anteilen dezentral einspeisender Energieanlagen der Netzschutz zur Vermeidung von Schäden an Netzbetriebsmitteln im Fehlerfall zuverlässig und möglichst kostengünstig sichergestellt werden kann. Insbesondere wurden hierbei auch vielfältige Erkenntnisse und Technologielösungen zu einzelnen, speziellen Fragestellungen des PV bezogenen Netzschutzes erarbeitet. Die wichtigsten der dabei erzielten Ergebnisse, Erkenntnisse und Erfahrungen sind:

- ein vertieftes Verständnis von Netzschutzanforderungen an PV-Systeme
- Erkenntnisse und in Simulationen verifizierte kostengünstige Technologielösungen zum Konzept des „effective Grounding“
- Verbesserte Simulationsmodelle für PV-Wechselrichter (insbesondere im Hinblick auf die dynamische Netzstützung durch Wechselrichter bei Netzfehlern)
- Erkenntnisse zur Wechselwirkung und Verträglichkeit von FRT (Fault Ride Through = dynamische Netzstützung durch Wechselrichter bei Netzfehlern) und AID (Anti Islanding Detection = Erkennung und Vermeidung von ungewollter Inselnetzbildung) bei PV-Wechselrichtern
- Erkenntnis, dass auch bei großen PV-Anteilen im Netz keine netzschutzbedingten Änderungen am Wechselrichter nötig sind

Das Anwendungsgebiet dieser Projektergebnisse umfasst aus Sicht von SMA alle ans Verteilnetz angeschlossenen PV- und PV-Speichersysteme, so dass nahezu alle PV- und Batterie-Wechselrichter von den Projekterkenntnissen zum Netzschutz betroffen sind. Vor diesem Hintergrund werden die von SMA im Vorhaben erarbeiteten Ergebnisse wie folgt genutzt bzw. verbreitet werden.

- Die gewonnenen Erkenntnisse zu den Wechselwirkungen zwischen FRT und AID wurden nach Abschluss der entsprechenden Untersuchungen auf entsprechenden Fachkongressen veröffentlicht und bilden so eine wertvolle Grundlage für die Ausgestaltung von diesbezüglichen normativen Anforderungen und Netzanschlussbedingungen und einer darauf aufbauenden Realisierung geeigneter technischer Lösungen. Darüber hinaus sollen sie aber auch zukünftig als Grundlage für weitere vertiefende FuE-Arbeiten – soweit erforderlich – weitergenutzt werden.
- Die neuen verbesserten Wechselrichter-Simulationsmodelle werden als Zertifizierungsmodelle für die Zertifizierung der Einhaltung der Netzanschlussbestimmungen großer PV-Anlagen genutzt.
- Die gewonnenen Erkenntnisse und erarbeiteten technologischen Teillösungen zum Konzeptansatz des „effective grounding“ mit und ohne Erdungstransformator lassen sich bei zukünftigen neuen PV-Wechselrichtern nutzen, sobald die zuvor noch nötigen FuE-Arbeiten (experimentelle Evaluation und Verifikation der Funktionalität und der erwarteten Vorteile) erfolgreich abgeschlossen sind und sofern Nachfrage besteht.
- Die im Projekt erarbeiteten allgemeinen Erkenntnisse zum zukünftigen Netzschutz und dem Beitrag der dezentralen Wechselrichter werden auch weiterhin über Veröffentlichungen, Konferenz- und Workshop-Präsentationen und in vielfältigen Fachgesprächen (insb. auch gegenüber internationalen Fachgremien (z.B. IEEE) und Netzbetreibern) weiter verbreitet. Auf diese Weise sollen die Erkenntnisse einen Beitrag zu den Fachdiskussionen für die zukünftige Gestaltung der Energieversorgung und Stromnetze leisten und helfen, die Erneuerbaren Energien und dezentrale Speichersysteme noch besser und effizienter als bisher in das elektrische Energieversorgungssystem zu integrieren und dabei auch weiterhin das hohe Niveau des Netzschutzes sicherzustellen.

NH/HH Recycling e.V.

Blinding-Effekte infolge verteilter Sekundäreinspeisung erschweren die Fehlererkennung im Niederspannungsnetz und können in extremen Fällen den herkömmlichen Schutz durch Schmelzsicherungen bis zur Unwirksamkeit beeinträchtigen. Diese derzeit noch seltene

Schutzproblematik wird mit fortschreitendem Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen und mit der Integration von netzdienlichen Batteriespeichersystemen zunehmende Bedeutung erlangen.

Die im NH/HH Recycling e. V. organisierten Sicherungshersteller werden gemeinsam mit den Netzbetreibern neben punktuellen konventionellen Lösungen durch geeignete Sicherungsauswahl auch innovative Lösungen in Betracht ziehen, damit auch in den Niederspannungsnetzen der Zukunft ein zuverlässiger und wirtschaftlicher Schutz auf der Basis von Schmelzsicherungssystemen möglich sein wird.

In einem gemeinsamen Forschungsprojekt zwischen dem NH/HH Recycling e. V., den darin organisierten Sicherungsherstellern und der RWTH Aachen sollen Lösungsansätze erarbeitet werden.

OMICRON

OMICRON wird aus diesem Projekt auf effektive Art und Weise Erkenntnisse zur Spezifizierung neuer Produkte und der Weiterentwicklung existierender Produkte ziehen. Die Vermarktungschancen der aus den Ergebnissen des Vorhabens zu entwickelnden Produkte sind groß. Der Einsatz in netzähnlichen Verhältnissen im Labor ermöglicht realitätsnahe Validierung der Lösungen. Herstellern von Prüfeinrichtungen für Schutzelemente oder Systeme eröffnet die frühzeitige Kenntnis der neuen Anforderungen die Definition geeigneter Prüfabläufe und -verfahren sowie ggf. notwendiger Hardware. Mit dieser Erhöhung der Innovationskraft des Unternehmens kann OMICRON seine wirtschaftliche Stellung am Markt stärken und trägt damit zur Sicherung von Arbeitsplätzen bei. Das Projekt orientiert sich zu einem großen Teil an den spezifischen Planungsgrundsätzen und technischen Standards in Deutschland. OMICRON entwickelt Service und Lösungen speziell für diesen Kernmarkt der sich an die Bedürfnisse deutscher Energieversorger und Serviceanbieter anpasst. Die aus diesem Projekt abgeleiteten Erkenntnisse werden auch für Deutschland-spezifische Dienstleistungen und Consulting-Angebote Verwendung finden.

2.12 Während der Durchführung des Vorhabens dem ZE bekannt gewordenen Fortschritts auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen

Die Problematik des Einflusses dezentraler Einspeiser auf die Funktionalität von Bestandsschutz hat im Laufe des Projektes, auch unterstützt durch das Projekt selbst, zunehmend an Wahrnehmung sowohl in der Forschung, als auch seitens der Industrie gewonnen. Hierbei ist unter anderem die Weiterentwicklung der aktuellen Anwenderrichtlinie VDE-AR-N 4105 und 4110 zu nennen. Darüber hinaus wurde die VDE Studie „Schutz- und Automatisierungstechnik in aktiven Verteilungsnetzen“ während der Projektlaufzeit gestartet und abgeschlossen. Darüber hinaus gab es Untersuchungen hinsichtlich des Schutzes in gewollten und ungewollten Inselnetzen.

2.13 Erfolge oder geplante Veröffentlichungen der Ergebnisse

Erfolgte Veröffentlichungen

T. Wippenbeck, F. Glinka, A. Schnettler (alle IFHT, RWTH): Forschungsprojekt „Schutzsysteme für die Verteilungsnetze der Zukunft (ProFuDiS)“, 8. FNN-/ETG-Tutorial Schutz- und Leittechnik, Neuss, 2014

M. Jäkel, H. Vennegeerts, A. Moser (alle FGH e.V.), F. Glinka, T. Wippenbeck, P. Erlinghagen, A. Schnettler (alle IFHT, RWTH), M. Igel, S. Winternheimer (alle htw saar): „Verteilungsnetze mit starker dezentraler Einspeisung: Herausforderungen an den Netzschutz“, EW: das Magazin für die Energiewirtschaft, 1/2015, S. 52-54, 2014

T. Wippenbeck, A. Schnettler (alle IFHT, RWTH), M. Jäkel, H. Vennegeerts (alle FGH e.V.), T. Schmidt, T. Theisen (alle RWE), V. Sakschewski (SMA): „Development and Cross-Validation of Short-Circuit Calculation Methods for Distribution Grids with High Penetration of Inverter-Interfaced Distributed Generation“, 23rd International Conference on Electricity Distribution, Lyon, 2015

P. Erlinghagen, T. Wippenbeck, F. Glinka, A. Schnettler (alle IFHT, RWTH): „Application of Variance-Based Sensivity Analysis to Issues of Stability and Protection in Distribution Grids: Two Case Studies“, 23rd International Conference on Electricity Distribution, Lyon, 2015

S. Winternheimer, M. Ames, M. Igel (alle htw saar): „The challenge to replace synchronous generators by inverter based distributed generation systems“, The 6th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems, Aachen, 2015

T. Wippenbeck, R. Bertram, A. Schnettler (alle IFHT, RWTH): „A Toolbox for Efficient Parameter and Structure Variation of Time Domain Power System Simulation Models in Simulink“, PowerTech Eindhoven 2015, Eindhoven, 2015

H. Bessei (NH-HH e.V.), F. Glinka (IFHT, RWTH): „Smart Fuses for Smart Grids: Considerations about the need, potential product features and feasibility“, 10th International Conference on Electric Fuses and their Applications, Dresden, 2015

M. Igel, M. Ames (alle htw saar), F. Glinka, T. Wippenbeck, P. Erlinghagen (alle IFHT, RWTH): „A generic model for fuses to calculate the transients in low-voltage power networks“, 10th International Conference on Electric Fuses and their Applications, Dresden, 2015

F. Glinka, T. Wippenbeck, P. Erlinghagen, A. Schnettler (alle IFHT, RWTH), M. Igel, M. Ames (alle htw saar), M. Jäkel, H. Vennegeerts, A. Moser (alle FGH e.V.), M. Anheuser (Siemens): „Veränderte Rahmenbedingungen für Betriebsmittel des Netzschutzes in zukünftigen Verteilungsnetzen“, 23. Albert-Keil-Kontaktseminar, Karlsruhe, 2015

P. Erlinghagen, T. Wippenbeck, F. Glinka, A. Schnettler (alle IFHT, RWTH): „Comparison of Dynamic Simulations and Steady-State Calculations of Fault Currents in Distribution Grids with high DG Penetration“, International ETG Congress, Bonn, 2015

M. Jäkel, P. Schäfer, D. Schacht, S. Patzack, A. Moser (alle FGH e.V.): „Modular Probabilistic Approach for Modelling Distribution Grids and its Application“, International ETG Congress, Bonn, 2015

M. Igel (htw saar): „Korrekte Messung der KS-Reaktanz durch einen Distanzschutz bei Zwischeneinspeisung mit Netzstromrichtern“, 9. ETG/FNN-Tutorial Schutz- und Leittechnik, Berlin, 2016

M. Igel (htw saar): „Simulation des Echtzeitverhalten eines Distanzschutzes in Netzen mit dezentralen Erzeugungsanlagen“, 9. ETG/FNN-Tutorial Schutz- und Leittechnik, Berlin, 2016

M. Igel (htw saar): „Automatisierte Analyse von Netzschutzkonzepten im Kontext der Energiewende“, 9. ETG/FNN-Tutorial Schutz- und Leittechnik, Berlin, 2016

F. Glinka (IFHT, RWTH): „Risiko des Versagens von Abgangsschutzeinrichtungen im Verteilungsnetz durch den Einfluss von Wechselrichtern“, 9. ETG/FNN-Tutorial Schutz- und Leittechnik, Berlin, 2016

M. Jäkel, M. Schönefeld, H. Vennegeerts, A. Moser, J. Sichermann (alle FGH): „Berücksichtigung von dezentraler Einspeisung in der Kurzschlussstromberechnung und Auswirkung auf schutzrelevante Größen“, 9. ETG/FNN-Tutorial Schutz- und Leittechnik, Berlin, 2016

F. Glinka, R. Bertram, T. Wippenbeck, P. Erlinghagen, A. Schnettler (alle IFHT, RWTH): „Protection of Today's and Future Low Voltage Grids with high DG Penetration: Laboratory and Simulative Analysis of Blinding of Protection with Inverters“, The 13th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP), Edinburgh, 2016

M. Jäkel (FGH): „Schutzkonzepte für die Netze der Zukunft“, FGH-Fachtagung „Planung von Verteilungsnetzen“, Heidelberg, 2016

F. Glinka, T. Wippenbeck (alle IFHT, RWTH), T. Schmidt, T. Wiedemann (alle innogy), C. Bennauer (Schneider): „Challenges for MV & LV protection in grids with large amount of distributed generation – A final report from the German research project ProFuDiS“, Glasgow, CIREN 2017

M. Jäkel, H. Vennegeerts, A. Moser (alle FGH), F. Glinka, A. Schnettler (alle IFHT, RWTH): „Practise-Oriented Consideration of the Dynamic Fast Fault Current of Power Park Modules in Grid Protection Analysis“, Glasgow, CIREN 2017

Geplante Veröffentlichungen

M. Jäkel: „Praxisgerechte Netzschutzbewertung in Verteilungsnetzen mit hoher dezentraler Einspeisung“ (Dissertation), Aachener Beiträge zur Energieversorgung Band 178, Aachen 2017

EW Gemeinschaftsveröffentlichung

3 Literaturverzeichnis

- [1] W. Schossig, Netzschutztechnik, 3. Auflage, VDE-Verlag, 2007.
- [2] BDEW, „Technische Richtlinie - Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz,“ Berlin, 2008.
- [3] VDE, VDE-AR-N 4105 Anwendungsregel: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, August 2011.
- [4] Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung - SDLWindV), Juli 2011.
- [5] ENTSO-E, Draft Network Code for Requirements for Grid Connection applicable to all Generators, 24 Januar 2012.
- [6] P. Kadurek, J. Cobben und W. Kling, „Overloading protection of future low voltage distribution networks,“ PowerTech, Trondheim, 2011.
- [7] T. Wippenbeck, C. Matrose und A. Schnettler, „Nicht beobachtbare Innere Überlastsituationen in Niederspannungs- Verteilungsnetzen mit dezentralen Einspeisern und heute üblichen Schutzsystemen,“ Internationaler ETG-Kongress, Würzburg, 2011.
- [8] T. Keil, J. Jäger, A. Shustov und T. Degner, „Changing network conditions due to distributed generation - systematic review and analysis of their impacts on protection, control and communication systems,“ CIRED 19th International Conference on Electricity Distribution, Wien, 2007.
- [9] P. Schegner, C. Schwaegerl und R. Simon, „Smart Grids: Auswirkungen auf die Schutztechnik,“ ETG-/BDEW-Tutorial Schutz- und Leittechnik, Fulda, 2008.
- [10] C. Neumann, „Geänderte Randbedingungen der Netzstruktur und Auswirkungen auf die Betriebsmittel,“ 1. CIGRE-Informationsveranstaltung, Schwerpunktthema Erneuerbare Energien / Windenergie, Berlin, 18.11.2003.
- [11] T. Keil, „Schutzsysteme für elektrische Energieversorgungsnetze mit dezentralen Stromerzeugungsanlagen,“ Dissertation, Universität Erlangen-Nürnberg, 2011.
- [12] E. J. Coster, „Distribution grid operation including distributed generation : impact on grid protection and the consequences of fault ride-through behavior,“ Dissertation, Technische Universiteit Eindhoven, 2010.
- [13] „FNN/ETG Tutorial Schutz- und Leittechnik,“ Ulm, 2010.
- [14] K. Mäki, „Novel methods for assessing the protection impacts of distributed generation

- in distribution network planning," Dissertation, Tampere University of Technology, Finland, 2007.
- [15] C. Rehtanz und K. Sengbusch, „Lastflusssteuerung zur Systemstabilisierung,“ ETG-/BDEW-Tutorial Schutz- und Leittechnik, Fulda, 2008.
- [16] A. Oudalov, A. Fidigatti, T. Degner und B. Valov, „Advanced Architectures and Control Concepts for MORE MICROGRIDS, Work Package C: Alternative Designs for Microgrids, DC2: Novel protection systems for microgrids, Final Report,“ 2009.
- [17] A. Shustov, „Netzschutz für elektrische Energieversorgungssysteme mit hohem Anteil dezentraler Stromerzeugungsanlagen,“ Dissertation, Universität Kassel, 2009.
- [18] T. Wippenbeck, M. Jäkel und et.al., “Development and Cross-Validation of Short-Circuit Calculation Methods for Distribution Grids with high Penetration of Methods for Distribution Grids with high Penetration of Inverter-Interfaced Distributed Generation”, Lyon: CIRED, 2015.
- [19] F. Glinka, et. al., „Veränderte Rahmenbedingungen für Betriebsmittel des Netzschutzes in zukünftigen Verteilungsnetzen,“ AKKS, Karlsruhe, 2015.
- [20] VDN Verband der Netzbetreiber, „Richtlinie für digitale Schutzsysteme,“ 2003.
- [21] G. Lammerte et al., „Dynamic grid support in low voltage grids — fault ride-through and reactive power/voltage support during grid disturbances,“ Power Systems Computation Conference, 2014.
- [22] M. Jäkel, P. Schäfer und et.al., „Modular Probabilistic Approach for Modeling Distribution Grids and its Application”, Bonn: International ETG-Congress, 2015.
- [23] IEC, „Power system protection,“ Dezember 1995. [Online]. Available: http://www.electropedia.org/iev/iev.nsf/index?OpenForm&Seq=1&part=448#_RefreshKW_Language.
- [24] VDE, DIN VDE 0435-1: Messrelais und Schutzeinrichtungen - Teil 1: Allgemeine Anforderungen, 2010.
- [25] VDE, DIN VDE 0435-300: Elektrische Relais - Teil 3: Meßrelais mit einer Eingangsgröße und abhängiger oder unabhängiger Zeitkennlinie, 1998.
- [26] VDE, DIN VDE 0435-6: Elektrische Relais - Teil 6: Meßrelais und Schutzeinrichtungen, 1994.
- [27] VDE, DIN VDE 0435-3151: Messrelais und Schutzeinrichtungen - Teil 151: Funktionsanforderungen für Über-/Unterstromschutz, 2010.
- [28] VDE, DIN VDE 0040-1: Dokumente der Elektrotechnik - Teil 1: Regeln, 2015.
- [29] VDE, DIN VDE 0100-430: Errichten von Niederspannungsanlagen - Teil 4-43: Schutzmaßnahmen - Schutz bei Überstrom, 2010.
- [30] VDE, DIN VDE 0636-2: Niederspannungssicherungen – Teil 2: Zusätzliche

- Anforderungen an Sicherungen zum Gebrauch durch Elektrofachkräfte bzw. elektrotechnisch unterwiesene Personen (Sicherungen überwiegend für den industriellen Gebrauch), 2013.
- [31] VDE, DIN VDE 0636-1: Niederspannungssicherungen - Teil 1: Allgemeine Anforderungen, 2014.
- [32] FNN, Anforderungen an digitale Schutzrichtungen, Berlin: VDE, 2015.
- [33] FNN, Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netzen, Berlin: VDE, 2009.
- [34] VDE, DIN VDE 0660-600-1: Niederspannungs-Schaltgerätekombinationen – Teil 1: Allgemeine Festlegungen, 2011.
- [35] FGW, Technische Richtlinie für Erzeugungseinheiten und -anlagen Teil 4.
- [36] M. H. Bollen, „Voltage dip immunity of equipment used in installations,“ CIGRE, Paris, 2010.
- [37] F. Glinka et al., „Protection of Today's and Future Low Voltage Grids with high DG Penetration: Laboratory and Simulative Analysis of Blinding of Protection with Inverters,“ IET DPSP, Edinburgh, 2016.
- [38] Igel, M. et. al., „A generic model for fuses to calculate the transients in low-voltage power networks,“ ICEFA, Dresden, 2015.
- [39] H. Bessei, et al, „Smart Fuses for Smart Grids : Considerations about the need, potential product features and feasibility,“ ICEFA, Dresden, 2015.
- [40] VDE, DIN VDE 0102-0: Kurzschlussströme in Drehstromnetzen - Teil 0: Berechnung der Ströme, 2016.
- [41] Goksu, O. et al., „An iterative approach for symmetrical and asymmetrical Short-circuit calculations with converter-based connected renewable energy sources. Application to wind power,“ IEEE PES General Meeting, 2012.
- [42] M. G. F. e. a. Jäkel, „Practise-Oriented Consideration of the Dynamic Fast Fault Current of Power Park Modules,“ CIRED – 24rd International Conference on Electricity, 12.-14. Juni 2017.
- [43] FGW, Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten und -anlagen Teil 8 Revision 6, Berlin: FGW e.V., 2013.
- [44] Erlinghagen, P., et. al., „Comparison of Dynamic Simulations and Steady-State Calculations of Fault Currents in Distributions Grids with high DG Penetration,“ ETG Congress, 2015.
- [45] Wippenbeck, T.; et. al., „A Toolbox for Efficient Parameter and Structure Variation of Time Domain Power System Simulation Models in Simulink,“ PowerTech, 2015.
- [46] P. Erlinghagen et al., „Application of variance-based sensitivity analysis to issues of

- stability and protection in distribution grids – two case studies,“ CIREC, 2015.
- [47] F. Glinka, et al., „Risiko des Versagens von Abgangsschutzeinrichtungen im Verteilungsnetz durch den Einfluss von Wechselrichtern,“ 9. ETG/FNN-Tutorial Schutz- und Leittechnik 2016, Berlin, 2016.
- [48] Glinka, F.; et al, „Challenges and Solutions for MV & LV Protection in Grids with Large Amount of Distributed Generation - A Final Report from the German Research Project ProFuDiS,“ CIREC 2017, 2017.
- [49] BDEW, Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Juni 2008.
- [50] M. Jäkel, „Schutzkonzepte für die Netze der Zukunft,“ Planung von Verteilnetzen, 28.-29. September 2016.
- [51] VDE, VDE-Studie - Schutz- und Automatisierungstechnik in aktiven Verteilnetzen, Frankfurt am Main, 2016.
- [52] A. Woyte, K. De Brabandere, D. Van Dommelen, R. Belmans und J. Nijs, „International Harmonization of Grid Connection Guidelines: Adequate Requirements for the Prevention of Unintentional Islanding,“ Progress in Photovoltaics: Reserch and Applications, pp. 407-424, 2003.
- [53] W. Bower und M. Ropp, „Evaluation of Islanding Detection Methods for Utility-Interactive Inverters in Photovoltaic Systems,“ Sandia National Laboratories, Albuquerque, 2002.
- [54] S. Laudahn, B. Engel, G. Bettenwort, B. Ernst und H. Knopf, „Fault-Ride-Through vs. Anti-Islanding,“ in 5th International Conference on Integration of Renewable and Distributed Energy Resources, Berlin, 2012.
- [55] S. Laudahn, B. Engel, T. Bülo, H. Knopf, M. Victor, G. Bettenwort, V. Sakschewski und J. Jahn, „Einfluss aktiver Inselnetzerkennung mittels Frequenz-Shift auf den Netzschutz und die Netzstabilität,“ in ETG-Kongress, Berlin, 2013.
- [56] S. Laudahn, B. Engel, T. Bülo, V. Sakschewski, G. Bettenwort, H. Knopf und J. Jahn, „Aktive Inselnetzerkennung: Widerspruch oder ideale Ergänzung?,“ in Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien, Berlin, 2015.
- [57] M. Koprivšek, „Triggered Fuse,“ ICEFA, Dresden, 2015.
- [58] Beschlusskammer 8, Beschluss Aktenzeichen BK8-13/002, Bonn: Bundesnetzagentur, 2013.
- [59] Bundesministerium der Justiz und Verbraucherschutz, Erneuerbare-Energien-Gesetz, Berlin, 2016.
- [60] VDE, VDE-AR-N 4110 Anwendungsregel: Technische Anschlussregeln Mittelspannung, 2017.

