

Netzregelung durch Energiespeicher im Niederspannungsnetz

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Bildung und Forschung unter dem Förderkennzeichen FN17N3408 gefördert.

Abschlussbericht, Mai 2012

Projektleiter: Prof. Dr.-Ing. Michael Igel
Prof. Dr.-Ing. Stefan Winterheimer
Günter Löwen, M.Sc. Elektrotechnik

Kooperationspartner: energis-Netzgesellschaft mbH





Das Institut für Elektrische Energiesysteme *Power Engineering Saar* der Hochschule für Technik und Wirtschaft des Saarlandes dankt seinem Kooperationspartner energis-Netzgesellschaft mbH und hier insbesondere Herrn Dipl.-Ing. Roman Fixemer und Herrn Dipl.-Ing. Jens Leinenbach für die Unterstützung und Mitarbeit während der Durchführung des Forschungsvorhabens "Netzregelung durch Energiespeicher im Niederspannungsnetz".

Saarbrücken, im Mai 2012

Prof. Dr.-Ing. Michael Igel
Prof. Dr.-Ing. Stefan Winterheimer

1	Durchführung und Ziele des Forschungsvorhabens	4
2	Dokumente	7
3	Netzphysikalische Grundlagen	9
3.1	Aufbau einer Photovoltaikanlage (PV-Anlage)	9
3.2	Vereinfachtes Ersatzschaltbild einer PV-Einspeisung im RST-System	10
3.3	Funktion eines 1-phasigen Wechselrichters aus netzphysikalischer Sicht	12
3.4	Wechselrichter - eine sinusförmige, überschwingungsfreie Stromquelle	15
3.5	Berechnung der Netzspannungen bei symmetrischer Einspeisung	17
3.5.1	Beispiel: PV-Anlage mit einem 3-phasigem Wechselrichter	21
3.6	Berechnung der Netzspannungen bei unsymmetrischer Einspeisung	24
3.6.1	Beispiel: PV-Anlage mit einem 1-phasigem Wechselrichter	27
3.7	Abhängigkeit der Netzspannungen von der Netzimpedanz	29
3.7.1	Abhängigkeit des Betrags der Netzspannung vom Einspeisestrom	30
3.8	Berechnung der maximalen Netzspannung in Abhängigkeit der Netzimpedanz	35
3.9	Statische Netzstabilität - Polradwinkel einer PV-Anlage	37
3.10	Netzspannung bei symmetrischer und unsymmetrischer Einspeisung	38
3.10.1	Maximal zulässige, symmetrische Einspeiseleistung	38
3.10.2	Maximale zulässige, unsymmetrischer Einspeiseleistung	39
3.10.3	Maximal zulässige Einspeiseleistung je Leiter	40
3.10.4	Empfehlungen für Netzbetrieb und Netzplanung	41
3.11	Einfluss von Verbraucherlasten bei symmetrischer Einspeisung	42
4	Software-basierte Netzberechnung und Simulation dynamischer Vorgänge	45
4.1	Netzberechnungsprogramm ATPDesigner / ATP	45
4.2	Iterative Berechnung der Netzspannungen am Netzanschlusspunkt	45
4.3	Überprüfung der iterativen Netzberechnung	47
4.4	Netzspannungen in Netzabgängen mit und ohne PV-Einspeisung	51
4.5	Simulationsmodell eines Wechselrichters	56
5	Feldversuch und Auswertung	74
5.1	Aufbau des Feldversuchs	74
5.2	Leiter-Erd-Spannungen - Messung und Berechnung	76
5.3	Identifikation von Netzunsymmetrien	78
5.4	Einfluss der fluktuierenden Netzspannung des vorgelagerten Netzes	80
6	Einsatz von Energiespeichern	84
6.1	Dimensionierung der maximalen Leistung der Zusatzeinrichtung	84
6.2	Dimensionierung des maximalen Energieinhaltes der Zusatzeinrichtung	88
6.3	Messungen an einem Privathaushalt mit PV-Anlage	95
7	Zusammenfassung	99

1 Durchführung und Ziele des Forschungsvorhabens

Die Durchdringung der Niederspannungsnetze mit PV-Anlagen als dezentrale Stromspeiser ist in den letzten Jahren so stark angestiegen, dass die netzphysikalischen Wechselwirkungen zwischen Netz und PV-Anlagen erhebliche Probleme insbesondere hinsichtlich der Spannungshaltung zur Folge haben. Immer häufiger müssen PV-Anlagen aus Sicherheitsgründen vom Netz getrennt werden, um eine unzulässig hohe Netzspannung und die damit einhergehende Gefährdung von Menschen, Tieren und Betriebsmitteln zu vermeiden.

Das Forschungsvorhaben "Netzregelung durch Energiespeicher im Niederspannungsnetz" hatte das Ziel mit wissenschaftlichen Methoden zu untersuchen, wie in Niederspannungsnetzen die Einspeisung und Verteilung elektrischer Energie, die durch PV-Anlagen lokal erzeugt wird, durch den Einsatz von Energiespeichern optimiert werden kann. Die Netz-anbindung der Energiespeicher sollte so gestaltet werden, dass Netzrückwirkungen und Netzverluste d.h. die Wirkleistungsverluste durch die Verteilung der elektrischen Energie minimiert werden.

Ein zentraler Schwerpunkt des Forschungsvorhabens lag darin, die netzphysikalischen Wechselwirkungen wissenschaftlich zu untersuchen, insbesondere die Auswirkungen der PV-Einspeisungen auf die Spannungshaltung. Hinsichtlich der Energiespeicher wurden elektrische Energiespeicher wie z.B. Doppelschichtkondensatoren und Lithium-Ionen-Batterien berücksichtigt.

- **Spannungshaltung**

Die Einhaltung des zulässigen Spannungsbandes von $U_n \pm 10\%$ ist aus sicherheitstechnischen Gesichtspunkten aber auch aus Sicht der Energieeffizienz und damit der Reduktion von Umweltbelastungen erforderlich.

- **Minimierung der Netzverluste**

Die lokale Speicherung elektrischer Energie in Energiespeichern mit leistungselektronischer Anbindung ermöglicht es, die Netzverluste z.B. durch Vermeidung von Rückspeisungen in vorgelagerte Netze zu verringern.

In der ersten Projektphase wurden die Wechselwirkungen zwischen dem Elektroenergieversorgungsnetz und den darin betriebenen PV-Anlagen mit wissenschaftlichen Methoden untersucht. Dabei wurden theoretische Betrachtungen mit Hilfe von Modaltransformationen wie z.B. den Symmetrischen Komponenten durchgeführt. Ziel war es, ein Verfahren zu erarbeiten, das die Berechnung der Netzspannung am Netzanschlusspunkt einer PV-Anlagen ermöglicht, die mit einem 1-phasigen oder 3-phasigen netzgeführten Wechselrichter Elektroenergie einspeist.

- **Berechnung der Netzspannung am Netzanschlusspunkt**

Durch Anwendung von Modaltransformationen konnte ein Verfahren erarbeitet werden, die Netzspannung am Netzanschlusspunkt einer PV-Anlage in Abhängigkeit der PV-Einspeiseleistung zu berechnen. Die Berechnung der Netzspannung erfolgt für den stationären Netzzustand. Es wurden dezentrale Energieerzeuger mit 1-phasigen und 3-phasigen netzgeführten Wechselrichtern berücksichtigt.

- **Untersuchung des Einflusses der Netzimpedanz auf die Netzspannung**
Die in Niederspannungsnetzen verwendeten Freileitungen und Kabel haben auf Grund ihrer verschiedenen Impedanzen unterschiedliche Auswirkungen auf die Netzspannung am Netzanschlusspunkt bei gleicher PV-Einspeiseleistung. Die wesentlichen Einflüsse wurden durch theoretische Betrachtungen identifiziert und in Diagrammen dargestellt.
- **Definition eines "von Hand" -Rechenverfahrens**
Mit Hilfe der Methode der Symmetrischen Komponenten wurde ein einfaches Rechenverfahren hergeleitet, um die Netzspannung am Netzanschlusspunkt näherungsweise zu berechnen. Mit dem Verfahren kann die Netzspannung auf der sicheren Seite abgeschätzt werden.
- **Entwicklung eines Kennliniendiagramms**
Basierend auf dem einfachen "von Hand" - Rechenverfahren kann die maximal zulässige Einspeiseleistung in einem Netzabgang unter Berücksichtigung der maximal zulässigen Netzspannung mit ausreichender Genauigkeit an Hand eines Kennliniendiagramms ermittelt werden.

Auf Basis der in der ersten Projektphase gewonnenen Erkenntnisse wurde in der zweiten Projektphase ein numerisches (d.h. Software basiertes) Berechnungsverfahren entwickelt, das es gestattet, Spannungen, Ströme und Leistungen in Elektroenergieversorgungsnetzen unter Berücksichtigung dezentraler Energieerzeuger, die Elektroenergie mit netzgeführten Wechselrichtern einspeisen, zu berechnen. Das Berechnungsverfahren wurde in einem Netzberechnungsprogramm implementiert und mit Beispielrechnungen validiert.

- Das numerische Berechnungsverfahren erlaubt die Berechnung von Spannungen, Strömen und Leistungen in heute üblichen Netzen unter Verwendung heute üblicher Netzbetriebsmittel. Dabei ist das numerische Berechnungsverfahren nicht auf Niederspannungsnetze beschränkt, sondern kann grundsätzlich für Netze aller Spannungsebenen eingesetzt werden.
- Das numerische Berechnungsverfahren erlaubt es, Netze mit symmetrischen als auch unsymmetrischen Netzzuständen bei symmetrischer als auch unsymmetrischer Einspeisung durch dezentrale Energieerzeuger zu berechnen. Neben der Berechnung des fehlerfreien Normalbetriebes sind grundsätzlich auch Berechnungen im fehlerbehafteten Netzbetrieb möglich.
- In dem numerischen Berechnungsverfahren können dezentrale Energieerzeuger mit Verschiebungsfaktoren $\cos \varphi = 0_{\text{untererregt}}$ bis $\cos \varphi = 0_{\text{übererregt}}$ berücksichtigt werden. Verbraucherlasten können sowohl als symmetrische oder unsymmetrische Lasten konstanter Impedanz oder konstanter Leistung berücksichtigt werden.

In der dritten Projektphase wurden in einem Niederspannungsnetz Messungen an einer PV-Anlage und dem zugeordneten Ortsnetztransformator durchgeführt. Die an der PV-Anlage und am Ortsnetztransformator gemessenen Netzspannungen wurden sowohl mit den Ergebnissen des "von Hand" -Rechenverfahrens als auch des numerischen Berechnungsverfahren verglichen. Die Übereinstimmungen mit dem "von Hand"-Rechenverfahren

ren waren von ausreichender Genauigkeit, die Übereinstimmungen mit den von dem numerischen Berechnungsverfahren berechneten Netzspannungen von deutlich höherer Genauigkeit, da das Netz und die verwendeten Netzbetriebsmittel genauer nachgebildet werden konnten. Darüber hinaus konnte die Regelung des Verschiebungsfaktors am Netzanschlusspunkt der PV-Anlage durch einen iterativ arbeitenden Algorithmus berücksichtigt werden.

In der letzten Phase des Forschungsvorhabens wurde untersucht, wie Batteriespeicher und Netzumrichter ausgelegt werden müssen, um die Netzspannung am Netzanschlusspunkt einer PV-Anlage innerhalb der zulässigen Grenzen zu halten, gerade wenn PV-Anlagen mit maximaler Wirkleistung Elektroenergie ins Netz einspeisen. Ziel war es, Kriterien zur Auslegung des Energiespeichers und des Netzumrichters zu erarbeiten. Der Energiespeicher sollte zur aktiven Spannungsregelung im Niederspannungsnetz und zur Reduktion der Netzverluste durch Einsatz von kombinierten Wirk- und Blindleistungsspeichern mit leistungselektronischer Netzanbindung eingesetzt werden.

- **Entwicklung eines Stromrichtermodells**

Für die Untersuchung der Anbindung des Energiespeichers an das Niederspannungsnetz wurde ein 3-phasiges Stromrichtermodell im Simulationsprogramm Matlab/Simulink entwickelt, um Regelalgorithmen für die Speicheranbindung zu untersuchen.

Zusammen mit dem Kooperationspartner konnten die heute üblichen Grundsätze für Planung und Betrieb von Niederspannungsnetzen unter Berücksichtigung der in diesem Forschungsvorhaben erarbeiteten Erkenntnisse überprüft und neu bewertet werden. Sowohl für die Netzplanung als auch für den Netzbetrieb wurden Verbesserungsmöglichkeiten identifiziert und während der Laufzeit des Forschungsvorhabens umgesetzt. Als Beispiel sei hier die Überplanung eines Niederspannungsnetzes unter Berücksichtigung von PV-Anlagen zur Verbesserung des Netzbetriebs genannt. Die Überplanung erfolgte unter Verwendung des o.g. numerischen Berechnungsverfahrens. Die resultierenden Maßnahmen wurden in dem Niederspannungsnetz erfolgreich umgesetzt und so ein Netzausbau teilweise vermieden.

2 Dokumente

- [1] Daniel Ziegler: „Solarstromanlagen im Niederspannungsnetz: Auswertung von Messdaten und Vergleich mit einem Berechnungsmodell“; Bachelor-Thesis, HTW des Saarlandes, Fakultät Ingenieurwissenschaften, Fachgruppe Elektrotechnik: 2011
- [2] Yilei Xia: „Analyse der Netzurückwirkung dezentraler Energieeinspeisung auf die Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen“; Bachelor-Thesis, HTW des Saarlandes, Fakultät Ingenieurwissenschaften, Fachgruppe Elektrotechnik: 2009
- [3] „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen“; Deutsche Fassung der Norm EN 50160: 2008-04
- [4] Thomas Pietzuch: „Berechnung der netzphysikalischen Verhältnisse in Niederspannungsnetzen unter Berücksichtigung dezentraler Energieeinspeiser“; Master-Thesis, HTW des Saarlandes, Fakultät Ingenieurwissenschaften, Fachgruppe Elektrotechnik: 2010
- [5] Stephen Farina: „Netzoptimale Anbindung von Batteriespeichern mit leistungselektronischer Energieeinspeisung“; Master-Thesis, HTW des Saarlandes, Fakultät Ingenieurwissenschaften, Fachgruppe Elektrotechnik: 2010
- [6] BDEW (Hrsg.): Technische Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“, Berlin: 2008
- [7] "Netzintegration von Solarstromerzeugung – Auswirkungen auf die Niederspannungsnetzspannung", Veröffentlichung EW Dossier, März 2010, EW Jg. 109 (2010), Teil 1: Heft 5 und Teil 2: Heft 6
- [8] Jeremias Gross: „Dimensionierung eines Energiespeichers für Einfamilienhäuser mit PV-Anlage zur Erhöhung des Direktverbrauchs“; Bachelor-Thesis, HTW des Saarlandes, Fakultät Ingenieurwissenschaften, Fachgruppe Elektrotechnik: 2011
- [9] Blanz, J.; Rothert, M.; Wachenfeld, V.: „Technische und wirtschaftliche Aspekte der Zwischenspeicherung von Solarenergie zur Steigerung des Direktverbrauchs“, SMA Solar Technology AG
- [10] Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz VDE-AR-N 4105:2011-8 (Anwendungsbeginn 2011-08-01)
- [11] Dominik Burgardt: "Berücksichtigung dezentraler Netzeinspeisungen für die Netzbeurteilung von Niederspannungsnetzen"; Bachelor-Thesis, HTW des Saarlandes, Fakultät Ingenieurwissenschaften, Fachgruppe Elektrotechnik: 2011

- [12] Dominik Maul: "Untersuchung der Netzrückwirkungen von Photovoltaik-Anlagen - Auswirkungen auf die Netzspannung"; Bachelor-Thesis, HTW des Saarlandes, Fakultät Ingenieurwissenschaften, Fachgruppe Elektrotechnik: 2010
- [13] Sebastian Schiel: "Auswirkungen von Solarstromanlagen auf die Netzspannung in ländlichen Niederspannungsnetzen"; Bachelor-Thesis, HTW des Saarlandes, Fakultät Ingenieurwissenschaften, Fachgruppe Elektrotechnik: 2009
- [14] Frank Schaller: "Untersuchung der Netzspannung bei Betrieb einer Solarstromanlage in einem städtischem Niederspannungsnetz"; Bachelor-Thesis, HTW des Saarlandes, Fakultät Ingenieurwissenschaften, Fachgruppe Elektrotechnik: 2011
- [15] Manuel Engel: "Einsatz von Doppelschichtkondensatoren zur Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen"; Bachelor-Thesis, HTW des Saarlandes, Fakultät Ingenieurwissenschaften, Fachgruppe Elektrotechnik: 2009
- [16] ATP - Alternativ Transients Program; www.emtp.org; www.eeug.org
- [17] Christoph Altmeyer: "Dynamische Prozesse in einem 20kV-Mittelspannungsnetz mit dezentraler Energieeinspeisung durch $\cos(\varphi)$ geregelte Windkraftanlagen"; Diplom-Arbeit, HTW des Saarlandes, Fachbereich Elektrotechnik: 2007
- [18] Günter Löwen: "Aufbau einer Versuchsanlage zur Anbindung elektrochemischer Energiespeicher an das Niederspannungsnetz"; Master-Thesis, Fakultät Ingenieurwissenschaften, Fachgruppe Elektrotechnik: 2010

3 Netzphysikalische Grundlagen

3.1 Aufbau einer Photovoltaikanlage (PV-Anlage)

Eine Photovoltaikanlage besteht aus einem oder mehreren Solarmodulen und einem Wechselrichter. Die Solarzellen im Solarmodul wandeln die Strahlungsleistung der Sonne in elektrische Leistung um. Der vom Solarmodul erzeugte Gleichstrom muss zur Einspeisung ins Niederspannungsnetz durch den Wechselrichter in Wechselstrom umgewandelt werden. Abbildung 1 und Abbildung 2 zeigen den elektrischen Aufbau einer 3- und einer 1-phasigen Photovoltaikanlage. Der Wechselrichter besteht im Wesentlichen aus einem DC-DC-Steller, den Kapazitäten des Gleichspannungszwischenkreises C_{ZK} , den Schaltern $S_{1..6}$ und den Glättungsdrosseln L_G .

Die maximal einzuspeisende Peak-Leistung bestimmt, ob ein 3- oder 1-phasiger Wechselrichter eingesetzt wird. Die Obergrenze für 1-phasige Einspeisung mit kommerziell verfügbaren Wechselrichtern liegt derzeit bei ca. 5 kW. Ein wesentlicher Teil des Wechselrichters einer Photovoltaikanlage ist der MPP-Tracker. Der MPP-Tracker (MPP=Maximum Power Point) ist ein DC-DC-Steller, der dafür sorgt, dass aus dem Solarmodul maximale Wirkleistung entnommen werden kann.

Der Unterschied zwischen dem 3- und 1-phasigen Wechselrichter liegt in der Anzahl der Halbbrücken und im Pulsweitenmodulationsverfahren (PWM). Der 3-phasige Wechselrichter besteht aus 3 Halbbrücken, das Pulsmuster wird durch Raumzeigermodulation erzeugt. Der 1-phasige Wechselrichter besteht aus 2 Halbbrücken, das Pulsmuster für PWM kann durch Vergleich eines Dreieck- und Sinussignals erzeugt werden.

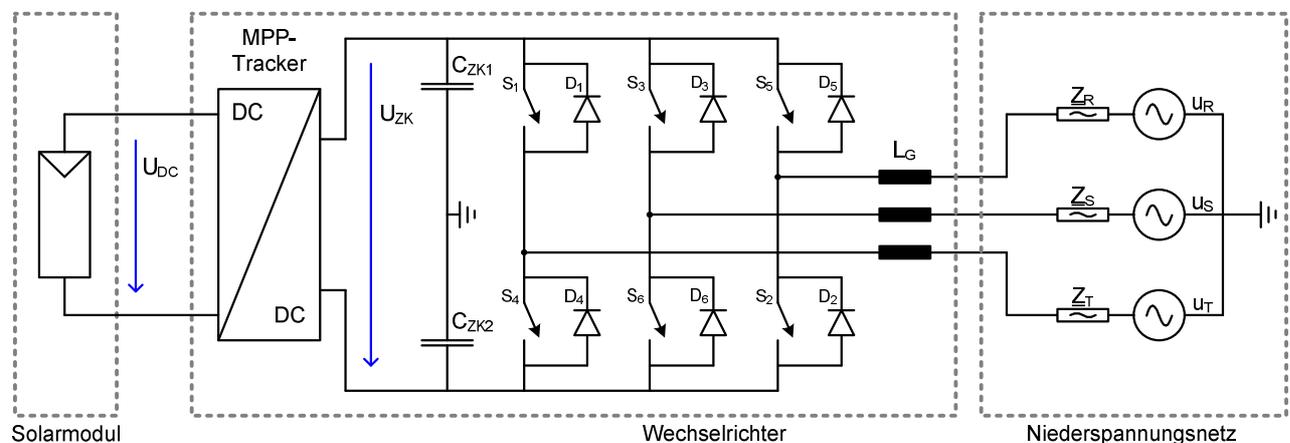


Abbildung 1: 3-phasige Photovoltaikanlage

Das Niederspannungsnetz ist in Abbildung 1 vereinfacht nur durch die drei symmetrischen Quellspannungen $u_{RST}(t)$ und die symmetrischen Netzzinnenimpedanzen Z_{RST} nachgebildet. Der 3-phasige Wechselrichter speist den Wechselstrom gegen eine Leiter-Leiter-Spannung ins Netz ein.

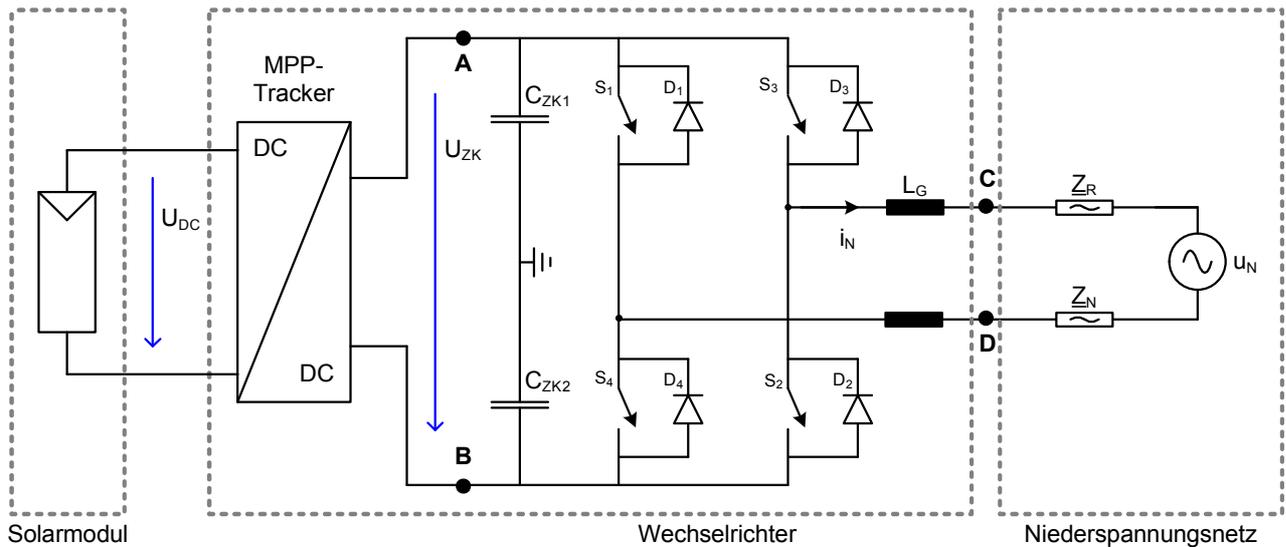


Abbildung 2: 1-phasige Photovoltaikanlage

In Abbildung 2 ist das Niederspannungsnetz durch eine Leiter-Erd-Spannung $u_N(t)$, die Leiterimpedanz Z_R und die Impedanz der Nullleiters Z_N nachgebildet.

3.2 Vereinfachtes Ersatzschaltbild einer PV-Einspeisung im RST-System

Die Anbindung von PV-Anlagen an das öffentliche Niederspannungsnetz erfolgt nach VDE-AR-N 4105 [10] am Netzanschlusspunkt (Netzknoten B in Abbildung 3), der in aller Regel - zumindest bei Einspeiseleistungen bis 30kW - der Hausanschlusskasten (HAK) ist. Der Hausanschlusskasten ist über die Hausanschlussleitung, eine bis zu mehreren hundert Meter lange Leitung und den Ortsnetztransformator an das vorgelagerte Mittelspannungsnetz angebunden (Abbildung 3).

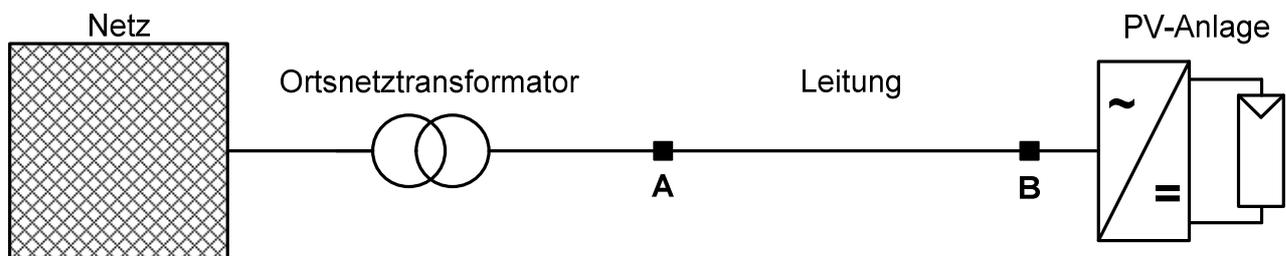


Abbildung 3: Netzanbindung der PV-Anlage

Spannungen und Ströme im Niederspannungsnetz werden im Ersatzschaltbild nach Abbildung 3 bei Vernachlässigung der Verbraucherlasten durch die Kurzschlussleistung des vorgelagerten Mittelspannungsnetzes, die Einspeiseleistung der PV-Anlage und durch die Impedanzen der Leitungen und Ortsnetztransformatoren bestimmt. Bei der Betrachtung der Impedanzverhältnisse stellt man fest, dass die Leitungsimpedanz in aller Regel wesentlich größer als die Transformatorimpedanz und die Kurzschlussimpedanz des vorgelagerten Mittelspannungsnetzes ist. In erster Näherung kann man daher davon ausgehen, dass die Netzspannung am Netzanschlusspunkt der PV-Anlage nur durch die Impedanz der Leitungen zwischen dem Netzanschlusspunkt und dem Ortsnetztransformator sowie der Einspeiseleistung der PV-Anlage bestimmt wird.

Abbildung 4 zeigt die Netzanbindung eines 3-phasigen Wechselrichters (DC/AC-Wandler) mit einem vereinfachtem Leitungsmodell ohne Berücksichtigung der Kapazitäten (3-Leiter-Ersatzschaltbild). Die Leitungskapazitäten können im Niederspannungsnetz in guter Näherung wegen der starren Sternpunktterdung der Ortsnetztransformatoren vernachlässigt werden. Geht man von symmetrischen Netzbetriebsmitteln und einer dem Betrage nach konstanten, symmetrischen Quellspannung \underline{U}_{RST} aus, so ist davon auszugehen, dass die symmetrische, 3-phasige Stromeinspeisung des Wechselrichters die Netzspannung am Netzanschlusspunkt (Netzknoten B in Abbildung 4) symmetrisch anhebt. Eine Verlagerungsspannung ist am Netzanschlusspunkt nicht zu erwarten.

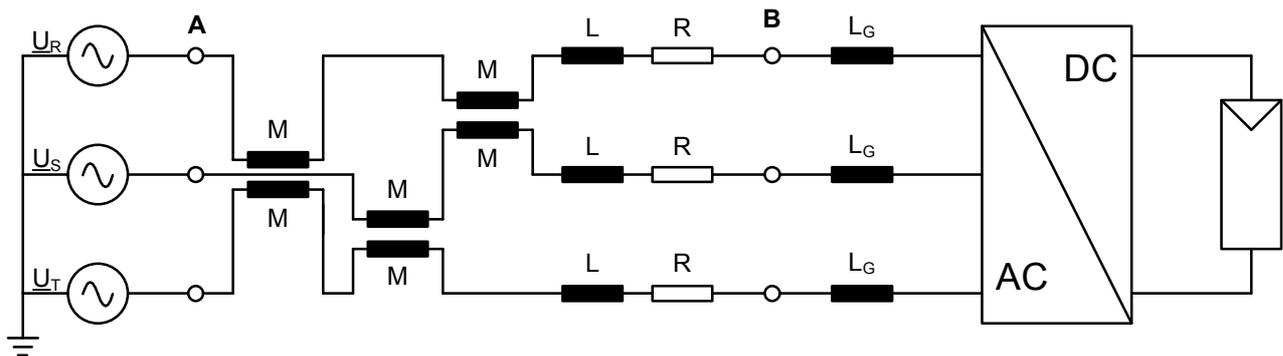


Abbildung 4: Ersatzschaltbild der Netzanbindung im RST-System

- L : Selbstinduktivität der Leitung
- M : Koppelinduktivität der Leitung
- R : Wirkwiderstand der Leitung
- L_G : Glättungsdrossel des Wechselrichters

Im Falle eines 1-phasigen Wechselrichters (Abbildung 5) wird die elektrische Energie nur in einen Leiter unsymmetrisch eingespeist. In diesem Fall ist davon auszugehen, dass die Netzspannung am Netzanschlusspunkt (Netzknoten B in Abbildung 5) unsymmetrisch ist. Je nach Leiter ist eine Steigerung oder eine Reduktion der Leiter-Erd-Spannungen am Netzanschlusspunkt zu erwarten. Durch die 1-phasige Einspeisung ist davon auszugehen, dass sich am Netzanschlusspunkt eine Verlagerungsspannung einstellt.

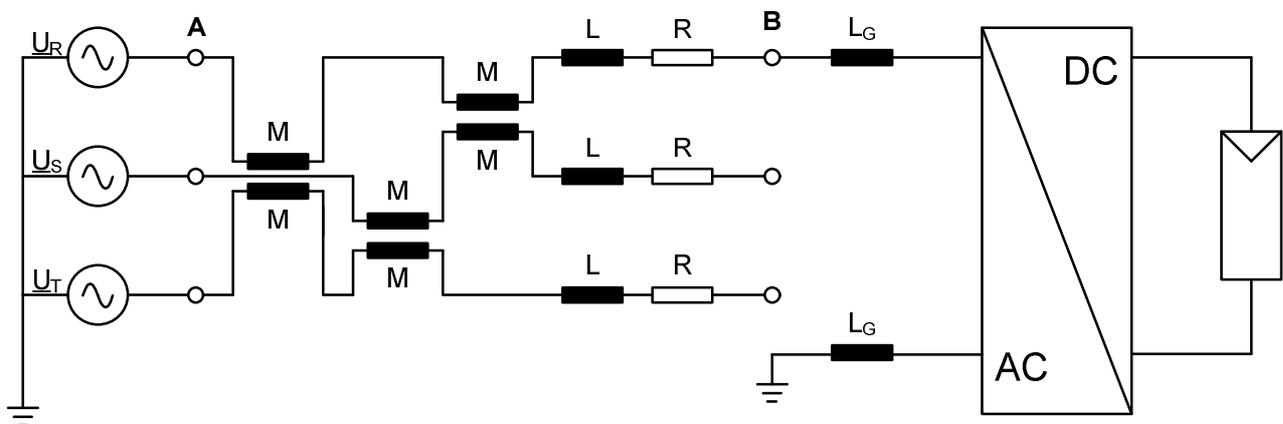


Abbildung 5: 1-phasige Netzanbindung im RST-System

Im Rahmen des Forschungsvorhabens wurden Berechnungsmodelle und Berechnungsverfahren entwickelt, um die Netzspannungen am Netzanschlusspunkt mit ausreichender Genauigkeit zu berechnen.

3.3 Funktion eines 1-phasigen Wechselrichters aus netzphysikalischer Sicht

Im Folgenden soll die Funktionsweise eines Wechselrichters aus netzphysikalischer Sicht untersucht werden. Ziel ist es nicht, ein exaktes Modell des Wechselrichters aus leitungselektronischer Sicht zu verwenden, sondern ein möglichst einfaches Modell der Stromspeisung durch einen Wechselrichter im Sinne eines "Black-Box-Modells" zu entwickeln. Das Modell soll es erlauben, die Netzspannungen am Netzanschlusspunkt mit ausreichender Genauigkeit und möglichst geringem Rechenaufwand "von Hand" zu berechnen.

Betrachtet man den 1-phasigen Wechselrichter einer PV-Anlage in Abbildung 2, so ist zu erkennen, dass die Gleichspannung des Zwischenkreises U_{ZK} durch das Schalten der Schalter $S_{1..4}$ über die Glättungsdrosseln L_G gegen die Impedanzen $Z_R + Z_N$ und die Leiter-Erd-Spannung $u_N(t)$ geschaltet wird.

Aus netzphysikalischer Sicht ergeben sich durch das Schalten der Gleichspannung auf eine RL-Serienschaltung transiente Ausgleichsvorgänge.



Betrachtet man die Vorgänge im Wechselrichter so erkennt man, dass durch das schnelle Schalten (Schaltfrequenzen bis 20 kHz) der Halbleiterschalter (IGBT oder MOSFET) eine abwechselnd positive oder negative Zwischenkreisspannung U_{ZK} über die Glättungsdrosseln L_G gegen die Impedanz $Z_R + Z_N$ und die Netzspannung $u_N(t)$ geschaltet wird. In Tabelle 1 ist durch eine vereinfachte Betrachtung die Stromflussrichtung ausgehend vom Punkt C zum Punkt D in Abhängigkeit der Schalterzustände dargestellt. Es ist zu erkennen, dass durch das Schalten der Schalter $S_{1..4}$ die Stromflussrichtung invertiert und dadurch eine wechselnde Stromflussrichtung erzeugt werden kann.

S1	S3	S2	S4	Stromflussrichtung in Abbildung 2
offen	geschlossen	offen	geschlossen	C → D
geschlossen	offen	geschlossen	offen	D → C

Tabelle 1: Stromflussrichtung in Abhängigkeit der Schalter $S_{1..4}$

Durch eine positive oder negative Spannungsdifferenz ($u_N(t) - U_{ZK}$) wird der Leiterstrom $i_N(t)$ in der Glättungsdrossel L_G auf- oder abgebaut. Durch eine Variation der Schaltzeit der Halbleiterschalter $S_{1..4}$ kann ein Sinussignal stückweise nachgebildet werden. Abbildung 6 zeigt ein vereinfachtes, 1-phasiges Modell eines 1-phasigen Wechselrichters im RST-System, durch das die Erzeugung des Leiterstroms $i_N(t)$ dargestellt werden kann. Es muss hier beachtet werden, dass die Zwischenkreisspannung U_{ZK} und die Schalter $S_{1..4}$ durch den Schalter S und zwei inverse Gleichspannungen U_{ZK} ersetzt wurden.

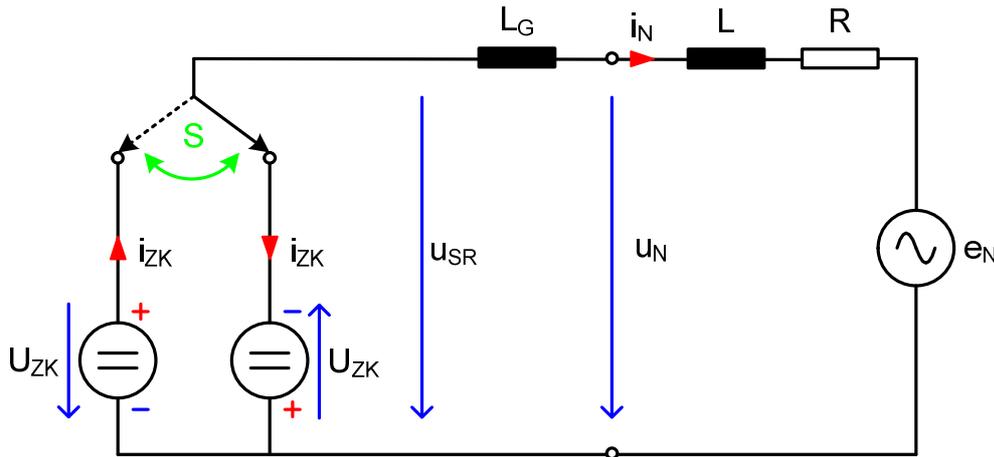


Abbildung 6: Vereinfachtes Modell des 1-phasigen Wechselrichters im RST-System

- U_{ZK} : Zwischenkreisgleichspannung
- L_G : Glättungsdrossel
- $u_N(t)$: Leiter-Erd-Spannung am Netzanschlusspunkt
- L, R : Netzzinnenimpedanz $\underline{Z} = R + j\omega L$
- $i_N(t)$: Einspeisestrom des Wechselrichters am Netzanschlussknoten

Das vereinfachte Ersatzschaltbild nach Abbildung 6 erlaubt es, den zeitlichen Verlauf des Einspeisestroms $i_N(t)$ näherungsweise zu bestimmen. Durch das Zuschalten der Gleichspannung U_{ZK} auf eine RL-Serienschaltung ergibt sich zwischen dem $(k-1)$ -ten und k -ten Schaltzeitpunkt ein exponentieller Verlauf des Einspeisestroms $i_N(t)$.

$$i_N(t) = \frac{U_{ZK}}{R} \cdot \left(1 - e^{-\frac{t}{\tau}} \right) \quad \text{mit } t_{k-1} \leq t < t_k \quad (3.1)$$

Die Zeitkonstante des abschnittsweise exponentiellen Verlaufes des Einspeisestroms $i_N(t)$ wird durch die Glättungsdrossel L_G und die Netzzinnenimpedanz $\underline{Z} = R + j\omega L$ am Netzanschlusspunkt bestimmt.

$$\tau = \frac{L_G + L}{R} \quad (3.2)$$

Die Netzimpedanz ist abhängig vom gewählten Netzanschlusspunkt und kann in weiten Grenzen variieren. Die Zeitkonstante des abschnittsweise exponentiellen Verlaufes des Einspeisestroms ist damit nach Gleichung (3.2) auch abhängig von der Wahl des Netzanschlusspunktes. Als Konsequenz wäre auch der Oberschwingungsgehalt des Einspeisestroms, der u.a. durch den abschnittsweise exponentiellen zeitlichen Verlauf verursacht wird, abhängig vom gewählten Netzanschlusspunkt. Um diese Abhängigkeit zu vermeiden, wird eine geeignet hohe Schaltfrequenz des Wechselrichters gewählt.

In Abbildung 7 ist beispielhaft der Verlauf eines Einspeisestroms dargestellt. Man erkennt in der Vergrößerung gut den abschnittsweise exponentiellen zeitlichen Verlauf des Einspeisestroms. Durch eine geeignet hohe Schaltfrequenz kann ein sinusförmiger Strom erzeugt werden.

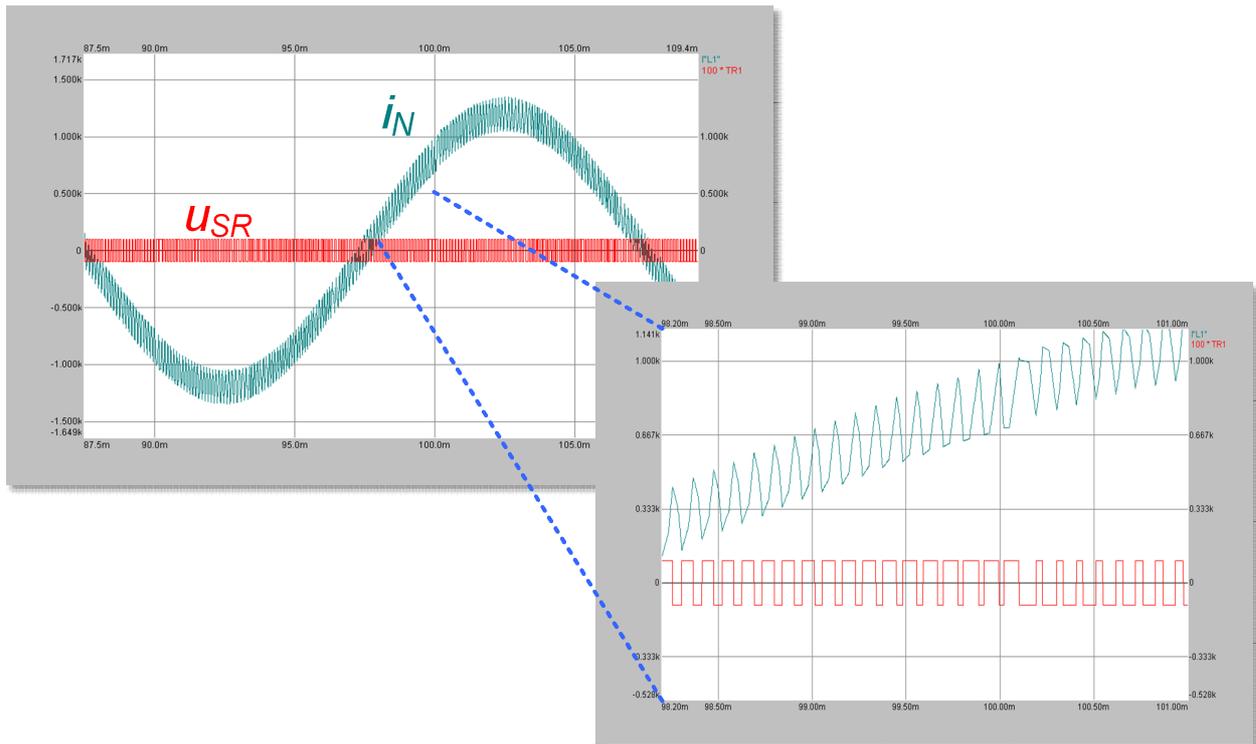


Abbildung 7: Strom und Spannung am Ausgang des Wechselrichters

Aus netzphysikalischer Sicht ergeben sich daraus wesentliche Erkenntnisse:

- Ein Wechselrichter erzeugt durch das Schalten einer Gleichspannung auf eine Induktivität (Glättungsdrossel) gegen eine Netzimpedanz und die Netzspannung einen sinusförmigen Strom und speist diesen am Netzanschlusspunkt ins Netz ein.
- Der Strom wird durch eine geeignete Folge von Schaltpulsen als fortlaufende Folge von abschnittsweise exponentiell ansteigenden bzw. abfallenden Stromverläufen erzeugt.
- Der Wechselrichter kann in guter Näherung als sinusförmige, Oberschwingungsbehaftete Stromquelle betrachtet werden. Der in der Glättungsdrossel eingepreßte Strom wird als Steuergröße in die Wechselrichterregelung rückgekoppelt.
- Unter Beachtung des MPP-Tracking kann davon ausgegangen werden, dass ein Wechselrichter in guter Näherung als geregelte Stromquelle konstanter Leistung betrachtet werden kann. Die aufgenommene primäre Wirkleistung steht abzüglich der technisch bedingten Verlustleistung als sekundäre Wirkleistung zur Verfügung. Da sich die Netzspannung am Netzanschlusspunkt ständig u.a. in Abhängigkeit des eingespeisten PV-Einspeisestroms verändert, muss der Einspeisestrom bei konstanter angenommener sekundärer PV-Wirkleistung der Netzspannung nachgeführt werden.

$$i_{PV}(t) = \frac{P_{PV\,sek} = konst.}{u_N(t)} \tag{3.3}$$

Dieses Verhalten von PV-Anlagen mit netzgeführten Wechselrichtern ist Grundlage des iterativen Netzberechnungsverfahrens, das in Kapitel 4 näher erläutert wird.

3.4 Wechselrichter - eine sinusförmige, Oberschwingungsfreie Stromquelle

Für die Berechnung der Spannungen und Ströme im stationären Netzzustand bei Nennfrequenz $f_n = 50\text{Hz}$ werden die von dem Wechselrichter erzeugten Oberschwingungen vernachlässigt. Der Wechselrichter kann damit in erster Näherung als sinusförmige, ober-schwingungsfreie Stromquelle nachgebildet werden. Abbildung 8 und Abbildung 9 zeigen die sich ergebenden Ersatzschaltbilder im RST-System.

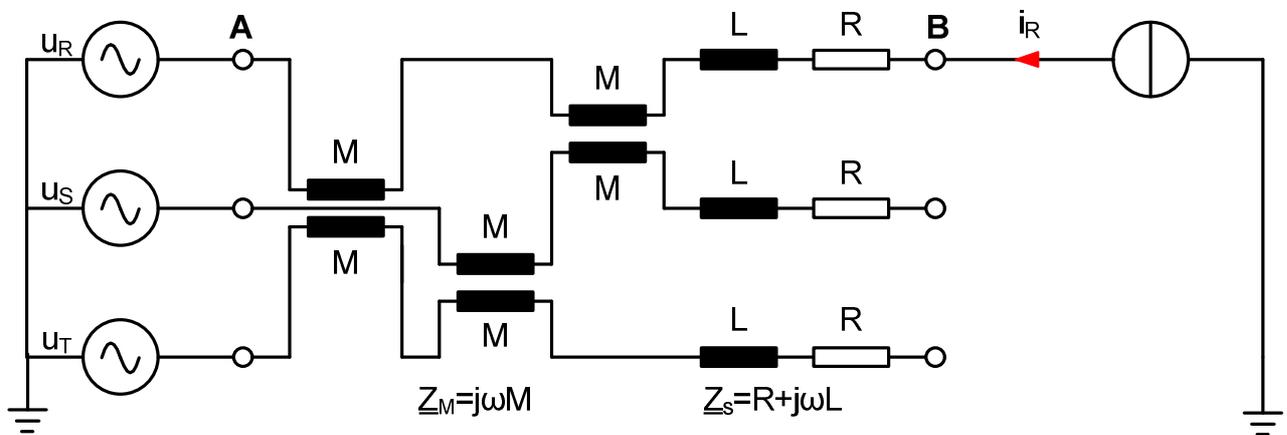


Abbildung 8: 1-phasige PV-Einspeisung als Stromquelle konstanter Leistung

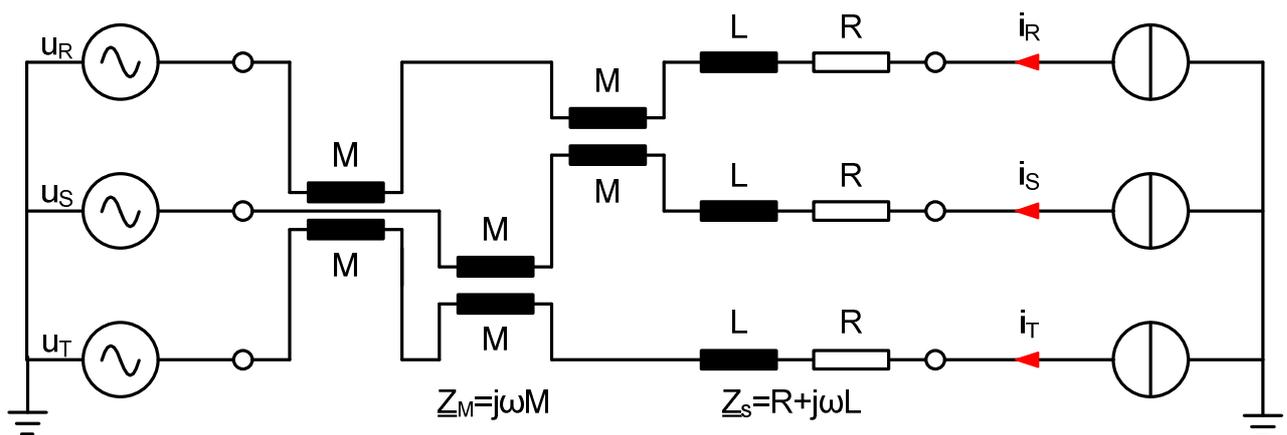


Abbildung 9: 3-phasige PV-Einspeisung als Stromquelle konstanter Leistung

Um die Netzspannung am Netzanschlusspunkt einfacher berechnen zu können, wird das Ersatzschaltbild vom RST-System in die Symmetrischen Komponenten (012-System) transformiert. Durch die Transformation entstehen drei unabhängige Komponentensysteme: Mit-, Gegen- und Nullsystem. Geht man davon aus, dass die Netzspannung des vorgelagerten Mittelspannungsnetzes symmetrisch ist, so ergibt sich durch die Transformation ins

012-System nur im Mitsystem ("1") eine Spannungsquelle, Gegen- ("2") und Nullsystem ("0") bleiben frei von Spannungsquellen.

$$\underline{U}_R = U \quad \underline{U}_S = \underline{a}^2 \cdot U \quad \underline{U}_T = \underline{a} \cdot U \quad \text{mit } \underline{a} = e^{j120^\circ} \quad \text{und } \underline{a}^2 = e^{-j120^\circ} \quad (3.4)$$

Für die Leitung ergibt sich im RST-System unter der Voraussetzung symmetrischer Betriebsmittel eine diagonalsymmetrische Impedanzmatrix:

$$\underline{Z}_{RST} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_S & \underline{Z}_M & \underline{Z}_M \\ \underline{Z}_M & \underline{Z}_S & \underline{Z}_M \\ \underline{Z}_M & \underline{Z}_M & \underline{Z}_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R + j\omega L & j\omega M & j\omega M \\ j\omega M & R + j\omega L & j\omega M \\ j\omega M & j\omega M & R + j\omega L \end{bmatrix} \quad (3.5)$$

und mit Hilfe der Transformationsmatrizen \underline{I} und \underline{I}^{-1}

$$\underline{I}^{-1} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \end{bmatrix}; \quad \underline{I} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

werden die Impedanzen vom RST-System ins 012-System umgewandelt:

$$\underline{Z}_{RST} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_S & \underline{Z}_M & \underline{Z}_M \\ \underline{Z}_M & \underline{Z}_S & \underline{Z}_M \\ \underline{Z}_M & \underline{Z}_M & \underline{Z}_S \end{bmatrix} \xrightarrow{\underline{I} \underline{Z} \underline{I}^{-1}} \begin{bmatrix} \underline{Z}_0 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_1 & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_2 \end{bmatrix} = \underline{Z}_{012}$$

$$\text{Nullimpedanz } \underline{Z}_0 = R + j\omega(L + 2 \cdot M)$$

$$\text{Mitimpedanz } \underline{Z}_1 = R + j\omega(L - M)$$

$$\text{Gegenimpedanz } \underline{Z}_2 = R + j\omega(L - M)$$

Im 012-System ergibt sich eine vollständig entkoppelte Impedanzmatrix. Mit- und Gegenimpedanz sind für die Leitung gleich. Die induktive Kopplung der Leiter im RST-System ist sowohl in der Mit- wie in der Gegen- und Nullimpedanz enthalten.

Alternativ kann die Leitung mit Hilfe des 4-Leiter-Ersatzschaltbildes im RST-System nachgebildet werden. In diesem Ersatzschaltbild werden die induktiven Kopplungen der Leiter untereinander durch einen Erdrückleiter der Impedanz \underline{Z}_E nachgebildet. Mitimpedanz \underline{Z}_1 und Gegenimpedanz \underline{Z}_2 der Leitung sind unabhängig von der Impedanz \underline{Z}_E . Die Nullimpedanz \underline{Z}_0 der Leitung kann nun wie folgt berechnet werden:

$$\underline{Z}_0 = \underline{Z}_1 + 3 \cdot \underline{Z}_E \quad (3.7)$$

3.5 Berechnung der Netzspannungen bei symmetrischer Einspeisung

Die Einspeisung mit einem symmetrischen, 3-phasigen Wechselrichter wird durch eine symmetrische, 3-phasige Stromquelle nachgebildet, die im RST-System wie folgt beschrieben werden kann.

$$\underline{I}_R = I \cdot e^{j\varphi_r} \quad \underline{I}_S = \underline{a}^2 \cdot \underline{I}_R \quad \underline{I}_T = \underline{a} \cdot \underline{I}_R \quad (3.8)$$

Mit Hilfe der Transformationsmatrix \underline{I}^{-1} nach Gleichung (3.6) können die Ströme in Mitsystem \underline{I}_1 , Gegensystem \underline{I}_2 und Nullsystem \underline{I}_0 berechnet werden.

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_0 \\ \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_R \\ \underline{I}_S \\ \underline{I}_T \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 1 \\ \underline{a}^2 \\ \underline{a} \end{bmatrix} \cdot \underline{I}_R \quad (3.9)$$

Daraus ergeben sich folgende Ströme im 012-System:

$$\underline{I}_0 = 0 \quad \underline{I}_1 = \underline{I}_R \quad \underline{I}_2 = 0 \quad (3.10)$$

Wie zu erwarten war, wird die symmetrische, 3-phasige Stromquelle als Modell des symmetrischen, 3-phasigen Wechselrichters nur im Mitsystem berücksichtigt. Da in Gegen- und Nullsystem keine Spannungs- oder Stromquellen auftreten, werden diese beiden Komponentensysteme nicht weiter betrachtet. Abbildung 10 zeigt das sich ergebende Ersatzschaltbild im Mitsystem.

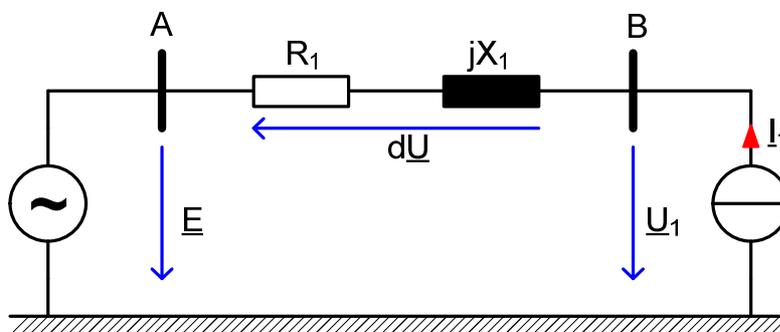


Abbildung 10: Mitsystem der symmetrischen, 3-phasigen Einspeisung durch eine PV-Anlage

Ziel ist es, die Mitsystemspannung \underline{U}_1 am Knoten B aus dem Mitsystemstrom \underline{I}_1 zu berechnen. Dazu wird zunächst der Spannungsfall $d\underline{U}$ über der Mitimpedanz $\underline{Z}_1 = R_1 + jX_1$ ermittelt. Für den Maschenumlauf in Abbildung 10 gilt:

$$\underline{E} + d\underline{U} = \underline{U}_1 \quad (3.11)$$

$$d\underline{U} = \underline{I}_1 \cdot (R_1 + jX_1) = \underline{I}_1 \cdot \underline{Z}_1 \quad \text{mit } \underline{Z}_1 = \underline{Z}_1 \cdot e^{j\varphi_{Z1}} = R_1 + jX_1 \quad (3.12)$$

Mit $\underline{E} = \frac{U_n}{\sqrt{3}}$, $\underline{I}_1 = I \cdot e^{j\varphi_{I1}}$ und $\underline{U}_1 = U_1 \cdot e^{j\varphi_{U1}}$ ergibt sich:

$$\frac{U_n}{\sqrt{3}} + I_1 \cdot e^{j\varphi_{I1}} \cdot Z_1 \cdot e^{j\varphi_{Z1}} = U_1 \cdot e^{j\varphi_{U1}} \tag{3.13}$$

$$\frac{U_n}{\sqrt{3}} + I_1 \cdot Z_1 \cdot e^{j(\varphi_{I1} + \varphi_{Z1})} = U_1 \cdot e^{j\varphi_{U1}} \tag{3.14}$$

Abbildung 11 zeigt den Maschenumlauf nach Abbildung 10 als Zeigerdiagramm.

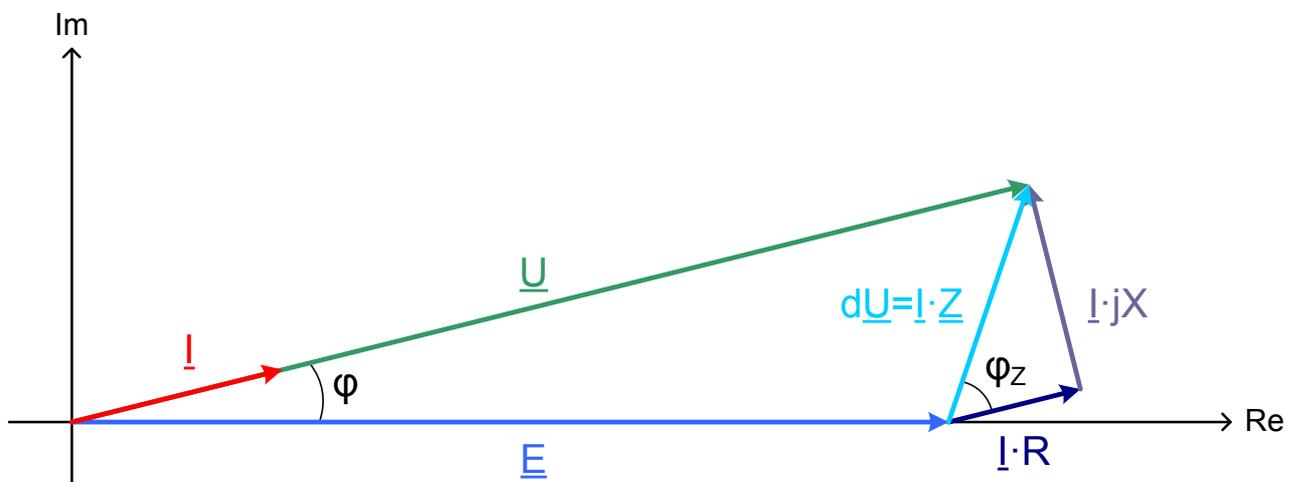


Abbildung 11: Zeigerdiagramm im Mitsystem

Unter der Voraussetzung, dass die PV-Anlage am Netzanschlusspunkt nur Wirkleistung ins Netz einspeist, ergibt sich im RST-System aus dem Verschiebungsfaktor $\cos \varphi = 1$ eine Phasenverschiebung zwischen den Leiterströmen und den Leiter-Erd-Spannungen von 0° . Diese Annahme kann insofern getroffen werden, da der Wechselrichter den Verschiebungsfaktor kontinuierlich am Netzanschlusspunkt zu $\cos \varphi = 1$ ausregelt.

$$\varphi_{IR} - \varphi_{UR} = 0^\circ \tag{3.15}$$

Unter der Annahme eines symmetrischen Netzzustandes gilt nach Gleichung (3.9) auch für die Spannungen:

$$\underline{U}_0 = 0 \quad \underline{U}_1 = \underline{U}_R \quad \underline{U}_2 = 0 \tag{3.16}$$

Die Phasenverschiebung des Mitsystemstroms \underline{I}_1 und der Mitsystemspannung \underline{U}_1 ist dann nach Gleichung (3.15) ebenfalls 0° .

$$\varphi_{I1} - \varphi_{U1} = \varphi_{IR} - \varphi_{UR} = 0^\circ \tag{3.17}$$

Daraus ergibt sich die Phasenverschiebung φ_1 zwischen der Mitsystemspannung \underline{U}_1 am Netzanschlusspunkt und der Referenzspannung \underline{E} :

$$\varphi_1 = \varphi_{I1} = \varphi_{U1} \quad (3.18)$$

Durch die Anwendung der Euler Formel

$$e^{j\varphi} = \cos \varphi + j \cdot \sin \varphi \quad (3.19)$$

ergeben sich aus den Gleichungen (3.14) und (3.18) die Gleichung:

$$\frac{U_n}{\sqrt{3}} + I_1 \cdot Z_1 \cdot (\cos(\varphi_1 + \varphi_{Z1}) + j \cdot \sin(\varphi_1 + \varphi_{Z1})) = U_1 \cdot (\cos \varphi_1 + j \cdot \sin \varphi_1) \quad (3.20)$$

Aus dem Realteil von Gleichung (3.20) ergibt sich mit $\underline{E} = U_n/\sqrt{3}$:

$$\frac{U_n}{\sqrt{3}} + I_1 \cdot Z_1 \cdot \cos(\varphi_1 + \varphi_{Z1}) = U_1 \cdot \cos \varphi_1 \quad (3.21)$$

$$E + I_1 \cdot Z_1 \cdot \cos(\varphi_1 + \varphi_{Z1}) = \frac{I_1 \cdot Z_1 \cdot \sin(\varphi_1 + \varphi_{Z1})}{\sin \varphi_1} \cdot \cos \varphi_1 \quad (3.22)$$

Mit Hilfe der trigonometrischen Gleichungen können weitere Umformungen vorgenommen werden.

$$\begin{aligned} \frac{E}{Z_1 \cdot I_1} &= \left(\frac{\sin(\varphi_1 + \varphi_{Z1})}{\sin \varphi_1} \right) \cdot \cos \varphi_1 - \cos(\varphi_1 + \varphi_{Z1}) \quad \text{mit} \quad \begin{cases} \sin(x + y) = \sin x \cdot \cos y + \cos x \cdot \sin y \\ \cos(x + y) = \cos x \cdot \cos y - \sin x \cdot \sin y \end{cases} \\ &= \left(\frac{\sin \varphi_1 \cdot \cos \varphi_{Z1} + \cos \varphi_1 \cdot \sin \varphi_{Z1}}{\sin \varphi_1} \right) \cdot \cos \varphi_1 - (\cos \varphi_1 \cdot \cos \varphi_{Z1} - \sin \varphi_1 \cdot \sin \varphi_{Z1}) \\ &= \left(\cos \varphi_1 \cdot \cos \varphi_{Z1} + \frac{\cos^2 \varphi_1 \cdot \sin \varphi_{Z1}}{\sin \varphi_1} \right) - (\cos \varphi_1 \cdot \cos \varphi_{Z1} - \sin \varphi_1 \cdot \sin \varphi_{Z1}) \\ &= \cos \varphi_1 \cdot \cos \varphi_{Z1} + \frac{\cos^2 \varphi_1 \cdot \sin \varphi_{Z1}}{\sin \varphi_1} - \cos \varphi_1 \cdot \cos \varphi_{Z1} + \sin \varphi_1 \cdot \sin \varphi_{Z1} \\ &= \frac{\cos^2 \varphi_1 \cdot \sin \varphi_{Z1}}{\sin \varphi_1} + \sin \varphi_1 \cdot \sin \varphi_{Z1} \\ &= \sin \varphi_{Z1} \left(\frac{\cos^2 \varphi_1}{\sin \varphi_1} + \sin \varphi_1 \right) \end{aligned}$$

Daraus ergibt sich:

$$\frac{E}{Z_1 \cdot I_1 \cdot \sin \varphi_{Z1}} = \frac{\cos^2 \varphi_1}{\sin \varphi_1} + \sin \varphi_1 = \frac{\cos^2 \varphi_1 + \sin^2 \varphi_1}{\sin \varphi_1} = \frac{1}{\sin \varphi_1} \quad (3.23)$$

$$\sin \varphi_1 = \frac{Z_1 \cdot I_1 \cdot \sin \varphi_{Z1}}{E} = \frac{X_1 \cdot I_1}{E} \quad (3.24)$$

Aus Gleichung (3.24) lässt sich der Phasenwinkel φ_1 der Mitsystemspannung \underline{U}_1 und des Mitsystemstroms \underline{I}_1 am Netzanschlusspunkt bezogen auf die Referenzspannung \underline{E} bestimmen.

$$\varphi_1 = \arcsin\left(\frac{X_1 \cdot I_1}{E}\right) \quad (3.25)$$

Da in dem Ersatzschaltbild nach Abbildung 10 die Netzspannung \underline{E} als Bezugsspannung gewählt wurde d.h. $\underline{E} = E$, ist der Phasenwinkel φ_1 die Phasenverschiebung der Leiter-Erd-Spannung \underline{U}_1 bezogen auf die Netzspannung \underline{E} und kann damit als Maß für die Netzstabilität im Sinne des Polradwinkels ϑ von Synchrongeneratoren interpretiert werden.

Für den Betrag der Mitsystemspannung \underline{U}_1 am Netzanschlusspunkt ergibt sich aus dem Imaginärteil von Gleichung (3.20):

$$I_1 \cdot Z_1 \cdot \sin(\varphi_1 + \varphi_{Z1}) = U_1 \cdot \sin \varphi_1 \quad (3.26)$$

$$U_1 = \frac{Z_1 \cdot I_1 \cdot \sin(\varphi_1 + \varphi_{Z1})}{\sin \varphi_1} \quad (3.27)$$

Und mit Gleichung (3.24):

$$U_1 = \frac{\sin(\varphi_1 + \varphi_{Z1})}{\sin \varphi_{Z1}} \cdot E \quad \text{mit } \varphi_{Z1} = \arctan\left(\frac{X_1}{R_1}\right) \quad (3.28)$$

Der Betrag des Mitsystemstroms \underline{I}_1 kann aus der 3-phasigen Wirkleistungseinspeisung der PV-Anlage P und der Nennspannung U_n in erster Näherung berechnet werden.

$$I_1 = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (3.29)$$

Die Berechnung des Mitsystemstroms nach Gleichung (3.29) ist hier nur eine Näherung mit ausreichender Genauigkeit. Da sich durch die Stromeinspeisung der PV-Anlage die Netzspannung am Netzanschlusspunkt ändert, wird sich auch der Einspeisestrom ändern, wenn die Einspeiseleistung als konstant vorausgesetzt wird. Auf Basis dieser Erkenntnis wurde ein iteratives Berechnungsverfahren entwickelt und in einem Netzberechnungsprogramm implementiert, das nach wenigen Iterationsschritten die Netzspannung am Netzanschlusspunkt korrekt berechnet. Das iterative Netzberechnungsverfahren wird in

Kapitel 4 näher erläutert. Mit der Transformationsmatrix nach Gleichung (3.30) können die Leiter-Erd-Spannungen \underline{U}_R , \underline{U}_S und \underline{U}_T im RST-System berechnet werden.

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_R \\ \underline{U}_S \\ \underline{U}_T \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_0 \\ \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \end{bmatrix} \quad (3.30)$$

Wegen des symmetrischen Netzzustandes und der symmetrischen Einspeisung durch einen 3-phasigen Wechselrichter gilt:

$$\underline{U}_0 = 0 \quad \underline{U}_2 = 0 \quad (3.31)$$

Für die Leiter-Erd-Spannungen im RST-System ergibt sich:

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_R \\ \underline{U}_S \\ \underline{U}_T \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ \underline{U}_1 \\ 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \underline{U}_1 \\ \underline{a}^2 \cdot \underline{U}_1 \\ \underline{a} \cdot \underline{U}_1 \end{bmatrix} \quad (3.32)$$

Die Leiter-Erd-Spannungen \underline{U}_R , \underline{U}_S und \underline{U}_T am Netzanschlusspunkt bilden ein symmetrisches Drehspannungssystem.

3.5.1 Beispiel: PV-Anlage mit einem 3-phasigem Wechselrichter

In dem Beispiel sollen die Beträge der drei Leiter-Erd-Spannungen \underline{U}_R , \underline{U}_S und \underline{U}_T am Netzanschlusspunkt einer PV-Anlage mit einem symmetrischen, 3-phasigen Wechselrichter berechnet werden. Die Spitzenleistung beträgt $3 \cdot 4,5\text{kW} = 13,5\text{kW}$, der Verschiebungsfaktor $\cos \varphi = 1$.

Die PV-Anlage ist über eine 500m lange Leitung vom Typ NAYY 4x150mm² an einen Ortsnetztransformator angeschlossen ist. Die Kurzschlussimpedanz des Ortsnetztransformators und die Innenimpedanz des vorgelagerten Mittelspannungsnetzes werden zunächst vernachlässigt. Die Nennspannung des betrachteten Niederspannungsnetzes beträgt $U_n = 400\text{V}$.

$$E = \frac{U_n}{\sqrt{3}} = \frac{400\text{V}}{\sqrt{3}} = 230,94\text{V} \quad (3.33)$$

Für den Mitsystemstrom I_1 ergibt sich nach Gleichung (3.29):

$$I_1 = \frac{13,5\text{kW}}{\sqrt{3} \cdot 400\text{V}} = 19,48\text{A} \quad (3.34)$$

Die Mitimpedanz des Niederspannungskabels NAYY 4x150mm² beträgt:

$$\underline{Z}'_{1L} = (0,206 + j0,0802) \frac{\Omega}{km} = 0,221 \frac{\Omega}{km} \cdot e^{j21,27^\circ} \quad (3.35)$$

Für den Phasenwinkel φ_1 ergibt sich nach Gleichung (3.25):

$$\varphi_1 = \arcsin \left(\frac{0,0802 \frac{\Omega}{km} \cdot 0,5km \cdot 19,48A \cdot \sqrt{3}}{400V} \right) = 0,194^\circ \quad (3.36)$$

Der Betrag der Mitsystemspannung \underline{U}_1 ergibt sich nach Gleichung (3.27) zu:

$$U_1 = \frac{0,221 \frac{\Omega}{km} \cdot 0,5km \cdot 19,48A \cdot \sin(0,194^\circ + 21,27^\circ)}{\sin 0,194^\circ} = 232,94V \quad (3.37)$$

Bezieht man den Betrag der Mitsystemspannung \underline{U}_1 auf $U_n/\sqrt{3}$, so ergibt sich eine nur geringfügig um ca. 1% erhöhte Netzspannung im Mitsystem:

$$u_1 = \frac{232,94V}{400V/\sqrt{3}} = 100,86\% \quad (3.38)$$

Nun wird zusätzlich die Mitimpedanz eines typischen Ortsnetztransformators berücksichtigt.

- Bemessungsscheinleistung $S_{IT} = 630kVA$
- Nennspannung $U_{nTUS} = 400V$
- Kurzschlussspannung $u_k = 4\%$
- Kurzschlussverlustleistung $P_k = 5kW$
- Schaltgruppe Dyn5

Für die Mitimpedanz des Ortsnetztransformators im Mitsystem \underline{Z}_{1T} ergibt sich:

$$\underline{Z}_{1T} = (0,002016 + j0,009957) \Omega \quad (3.39)$$

Der Betrag der Mitimpedanz (Kurzschlussreaktanz) ist:

$$Z_{1T} = 0,010159\Omega \quad (3.40)$$

Berücksichtigt man zusätzlich zur Reaktanz der Leitung die Kurzschlussreaktanz des Ortsnetztransformators, so ergibt sich für die Phasenwinkel φ_1 nach Gleichung (3.25) :

$$\varphi_1 = 0,242^\circ \quad (3.41)$$

Für den Betrag der Mitsystemspannung \underline{U}_1 am Netzanschlusspunkt ergibt sich unter Berücksichtigung der Kurzschlussimpedanz des Ortsnetztransformators nach (3.28):

$$U_1 = 232,98V \quad \text{bzw.} \quad u_1 = \frac{232,98V \cdot \sqrt{3}}{400V} = 100,88\% \quad (3.42)$$

Die Kurzschlussimpedanz des Ortsnetztransformators \underline{Z}_{1T} beeinflusst den Phasenwinkel φ_1 erheblich, da der Ortsnetztransformator eine große Reaktanz darstellt. Der Betrag der Mitsystemspannung am Netzanschlusspunkt \underline{Z}_1 wird aber nur geringfügig durch die Kurzschlussimpedanz des Ortsnetztransformators erhöht. In Folge erhöht sich der Betrag der Leiter-Erd-Spannungen am Netzanschlusspunkt nur geringfügig. Daraus folgt, dass die Kurzschlussimpedanz des Ortsnetztransformators für eine Berechnung "von Hand" in erster Näherung vernachlässigt werden kann.

Mit Hilfe Gleichung (3.32) können die Leiter-Erd-Spannungen im RST-System berechnet werden.

$$\begin{bmatrix} \underline{U}_R \\ \underline{U}_S \\ \underline{U}_T \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{U}_0 \\ \underline{U}_1 \\ \underline{U}_2 \end{bmatrix} \quad (3.43)$$

Da in Gegen- und Nullsystem keine Spannungs- und Stromquellen vorhanden sind, gilt für Gegensystemspannung \underline{U}_2 und Nullsystemspannung \underline{U}_0 am Netzanschlusspunkt:

$$\underline{U}_2 = 0 \quad (3.44)$$

$$\underline{U}_0 = 0 \quad (3.45)$$

Für die Leiter-Erd-Spannungen im RST-System ergibt sich:

$$\underline{U}_R = \underline{U}_1 = 232,98V \cdot e^{j0,242^\circ} \quad (3.46)$$

$$\underline{U}_S = \underline{a}^2 \cdot \underline{U}_1 = 232,98V \cdot e^{j(-120^\circ+0,242^\circ)} \quad (3.47)$$

$$\underline{U}_T = \underline{a} \cdot \underline{U}_1 = 232,98V \cdot e^{j(+120^\circ+0,242^\circ)} \quad (3.48)$$

Es ergibt sich ein symmetrisches Drehspannungssystem am Netzanschlusspunkt der PV-Anlage mit einer Spannungserhöhung von ca. 1%.

3.6 Berechnung der Netzspannungen bei unsymmetrischer Einspeisung

Eine Einspeisung mit einem 1-phasigen Wechselrichter wird durch eine 1-phasige Stromquelle nachgebildet, die in Leiter R einspeist. Die 1-phasige Stromquelle kann im RST-System nach Gleichung (3.49) beschrieben werden.

$$\underline{I}_R = I \cdot e^{j\varphi_{IR}} \quad \underline{I}_S = 0 \quad \underline{I}_T = 0 \tag{3.49}$$

Der Phasenwinkel φ_R des PV-Einspeisestroms ist zunächst unbekannt, kann aber mit Hilfe der Symmetrischen Komponenten bestimmt werden. Mit Hilfe der Transformationsmatrix \underline{I}^{-1} nach Gleichung (3.6) können die Ströme in Mitsystem \underline{I}_1 , Gegensystem \underline{I}_2 und Nullsystem \underline{I}_0 berechnet werden, die durch die 1-phasige Stromquelle im RST-System verursacht werden.

$$\begin{bmatrix} \underline{I}_0 \\ \underline{I}_1 \\ \underline{I}_2 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \underline{I}_R \\ \underline{I}_S \\ \underline{I}_T \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} I \cdot e^{j\varphi_{IR}} \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} \tag{3.50}$$

Daraus ergeben sich folgende Stromeinspeisungen im 012-System:

$$\underline{I}_0 = \underline{I}_1 = \underline{I}_2 = \frac{I}{3} \cdot e^{j\varphi_{IR}} \tag{3.51}$$

Die Einspeisung mit einem 1-phasigen Wechselrichter hat zur Folge, dass in Mit-, Gegen- und Nullsystem jeweils eine Stromquelle mit gleichem Betrag und gleichem Phasenwinkel auftritt. Der Phasenwinkel der Ströme im 012-System ist identisch mit dem Phasenwinkel des PV-Einspeisestroms in Leiter R des RST-Systems.

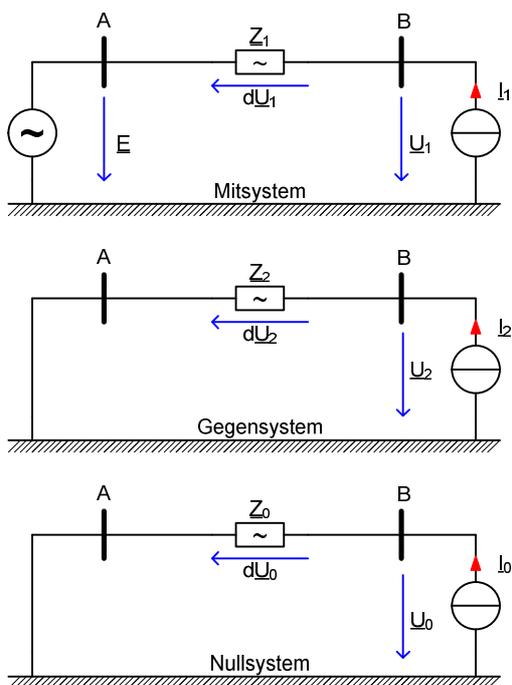


Abbildung 12: Ersatzschaltbild der 1-phasigen Einspeisung in Mit-, Gegen- und Nullsystem

Abbildung 12 zeigt das Ersatzschaltbild in Mit-, Gegen- und Nullsystem. Durch Auswertung der Maschen in Mit-, Gegen- und Nullsystem ergeben sich folgende Gleichungen.

Für die Gegensystemspannung \underline{U}_2 am Netzanschlusspunkt:

$$\underline{U}_2 = \underline{Z}_2 \cdot \underline{I}_2 = \underline{Z}_2 \cdot \frac{I}{3} \cdot e^{j\varphi_{IR}} = Z_2 \cdot \frac{I}{3} \cdot e^{j(\varphi_{Z2} + \varphi_{IR})} \quad (3.52)$$

Für die Nullsystemspannung \underline{U}_0 am Netzanschlusspunkt:

$$\underline{U}_0 = \underline{Z}_0 \cdot \underline{I}_0 = Z_0 \cdot \frac{I}{3} \cdot e^{j(\varphi_{Z0} + \varphi_{IR})} \quad (3.53)$$

Für die Mitsystemspannung \underline{U}_1 am Netzanschlusspunkt:

$$\underline{U}_1 = \underline{Z}_1 \cdot \underline{I}_1 + E = Z_1 \cdot \frac{I}{3} \cdot e^{j(\varphi_{Z1} + \varphi_{IR})} + E \quad (3.54)$$

Mit der Rücktransformation ins RST-System nach Gleichung (3.43) ergibt sich:

$$\underline{U}_R = \frac{I}{3} \cdot e^{j\varphi_{IR}} \cdot (Z_0 \cdot e^{j\varphi_{Z0}} + Z_1 \cdot e^{j\varphi_{Z1}} + Z_2 \cdot e^{j\varphi_{Z2}}) + E \quad (3.55)$$

$$\underline{U}_S = \frac{I}{3} \cdot e^{j\varphi_{IR}} \cdot (Z_0 \cdot e^{j\varphi_{Z0}} + \underline{a}^2 \cdot Z_1 \cdot e^{j\varphi_{Z1}} + \underline{a} \cdot Z_2 \cdot e^{j\varphi_{Z2}}) + \underline{a}^2 \cdot E \quad (3.56)$$

$$\underline{U}_T = \frac{I}{3} \cdot e^{j\varphi_{IR}} \cdot (Z_0 \cdot e^{j\varphi_{Z0}} + \underline{a} \cdot Z_1 \cdot e^{j\varphi_{Z1}} + \underline{a}^2 \cdot Z_2 \cdot e^{j\varphi_{Z2}}) + \underline{a} \cdot E \quad (3.57)$$

Unter der Voraussetzung symmetrischer Betriebsmittel gilt $\underline{Z}_1 = \underline{Z}_2$.

$$U_R \cdot e^{j\varphi_{UR}} = I \cdot e^{j\varphi_{IR}} \cdot \left(\frac{Z_0 \cdot e^{j\varphi_{Z0}} + 2 \cdot Z_1 \cdot e^{j\varphi_{Z1}}}{3} \right) + E \quad (3.58)$$

$$U_S \cdot e^{j\varphi_{US}} = I \cdot e^{j\varphi_{IR}} \cdot \left(\frac{Z_0 \cdot e^{j\varphi_{Z0}} - Z_1 \cdot e^{j\varphi_{Z1}}}{3} \right) + \underline{a}^2 \cdot E \quad (3.59)$$

$$U_T \cdot e^{j\varphi_{UT}} = I \cdot e^{j\varphi_{IR}} \cdot \left(\frac{Z_0 \cdot e^{j\varphi_{Z0}} - Z_1 \cdot e^{j\varphi_{Z1}}}{3} \right) + \underline{a} \cdot E \quad (3.60)$$

Zur Vereinfachung werden die Impedanzen \underline{Z}_A und \underline{Z}_B eingeführt:

$$\underline{Z}_A = \frac{Z_0 \cdot e^{j\varphi_{Z0}} + 2 \cdot Z_1 \cdot e^{j\varphi_{Z1}}}{3} = Z_A \cdot e^{j\varphi_{ZA}} = R_A + j \cdot X_A \quad (3.61)$$

$$\underline{Z}_B = \frac{Z_0 \cdot e^{j\varphi_{Z0}} - Z_1 \cdot e^{j\varphi_{Z1}}}{3} = Z_B \cdot e^{j\varphi_{ZB}} = R_B + j \cdot X_B \quad (3.62)$$

Daraus ergibt sich:

$$U_R \cdot e^{j\varphi_{UR}} = I \cdot e^{j\varphi_{IR}} \cdot \underline{Z}_A + E = I \cdot Z_A \cdot e^{j(\varphi_{IR} + \varphi_{ZA})} + E \quad (3.63)$$

$$U_S \cdot e^{j\varphi_{US}} = I \cdot e^{j\varphi_{IR}} \cdot \underline{Z}_B + \underline{a}^2 \cdot E \quad (3.64)$$

$$U_T \cdot e^{j\varphi_{UT}} = I \cdot e^{j\varphi_{IR}} \cdot \underline{Z}_B + \underline{a} \cdot E \quad (3.65)$$

Da die PV-Anlage mit einem 1-phasigem Wechselrichter in den Leiter R einspeist und den Verschiebungsfaktor im Leiter R zu $\cos \varphi = 1$ ausregelt, kann die Phasenverschiebung des Einspeisestroms I_R zur Leiter-Erd-Spannung \underline{U}_R gleich 0° angenommen werden.

$$\varphi_{IR} = \varphi_{UR} \quad (3.66)$$

Gleichung (3.63) kann mit Hilfe der Euler Formel getrennt nach Realteil und Imaginärteil ausgewertet werden.

$$U_R \cdot \cos \varphi_{IR} = I \cdot Z_A \cdot \cos(\varphi_{IR} + \varphi_{ZA}) + E \quad (3.67)$$

$$U_R \cdot \sin \varphi_{IR} = I \cdot Z_A \cdot \sin(\varphi_{IR} + \varphi_{ZA}) \quad (3.68)$$

Die beiden Gleichungen (3.67) und (3.68) können wie in Kapitel 3.5 beschrieben weiter ausgewertet werden. Gleichung (3.67) kann wie Gleichung (3.21) mit Hilfe der trigonometrischen Gleichungen weiter umgeformt werden. Für den gesuchten Phasenwinkel φ_{IR} ergibt sich:

$$\sin \varphi_{IR} = \frac{Z_A \cdot I \cdot \sin \varphi_{ZA}}{E} = \frac{X_A \cdot I}{E} \quad (3.69)$$

$$\varphi_{IR} = \arcsin\left(\frac{X_A \cdot I}{E}\right) \quad (3.70)$$

Mit dem nun bekannten Phasenwinkel φ_{IR} können die Leiter-Erd-Spannungen \underline{U}_S und \underline{U}_T am Netzanschlusspunkt nach Gleichung (3.59) und (3.60) berechnet werden.

Der Betrag der Leiter-Erd-Spannung \underline{U}_R kann aus dem Imaginärteil von Gleichung (3.63) berechnet werden:

$$U_R \cdot \sin \varphi_{IR} = \frac{I \cdot Z_A}{3} \cdot \sin(\varphi_{IR} + \varphi_{ZA}) \quad (3.71)$$

$$U_R = \frac{Z_A \cdot I \cdot \sin(\varphi_{IR} + \varphi_{ZA})}{\sin \varphi_{IR}} \quad (3.72)$$

Wird Gleichung (3.69) in Gleichung (3.72) eingesetzt, so ergibt sich:

$$U_R = \frac{\sin(\varphi_{IR} + \varphi_{ZA})}{\sin \varphi_{ZA}} \cdot E \quad \text{mit } \varphi_{ZA} = \arctan\left(\frac{X_A}{R_A}\right) \quad (3.73)$$

Der Betrag des 1-phasigen Einspeisestroms I kann aus der 1-phasigen Wirkleistungseinspeisung der PV-Anlage und der Nennspannung U_n näherungsweise berechnet werden.

$$I = \frac{P}{\frac{U_n}{\sqrt{3}}} \quad (3.74)$$

Wie schon bei der PV-Anlage mit 3-phasigem Wechselrichter beeinflusst der Einspeisestrom die Netzspannungen am Netzanschlusspunkt der PV-Anlage. Auch für diesen Fall wurde ein iterativ arbeitendes Netzberechnungsprogramm entwickelt, das nach wenigen Iterationsschritten die Netzspannungen am Netzanschlusspunkt korrekt berechnet.

3.6.1 Beispiel: PV-Anlage mit einem 1-phasigem Wechselrichter

Bei der PV-Einspeisung mit einem 1-phasigen Wechselrichter müssen die Nullimpedanzen der Leitung und des Ortsnetztransformators berücksichtigt werden. Die Nullimpedanz der Leitung NAYY 4x150mm² wird zu

$$\underline{Z}'_{0L} = 4 \cdot \underline{Z}'_{1L} \quad (3.75)$$

angenommen.

Die Nullimpedanz des Ortsnetztransformators ist von der Schaltgruppe und der Sternpunktbehandlung abhängig. Für einen typischen Ortsnetztransformator der Schaltgruppe Dyn5 kann die Nullimpedanz bei starrer Sternpunktterdung an der 0,4kV-Wicklung wie folgt berechnet werden:

$$\underline{Z}_{0T} = \left(R_1 + j \frac{X_0}{X_1} \cdot X_1 \right) \quad \text{mit } \frac{X_0}{X_1} = 1 \quad (3.76)$$

Nullimpedanz \underline{Z}_0 und Mitimpedanz \underline{Z}_1 der Reihenschaltung aus Leitung und Ortsnetztransformator ergeben sich zu:

$$\underline{Z}_0 = \underline{Z}_{0L} + \underline{Z}_{0T} \quad (3.77)$$

$$\underline{Z}_1 = \underline{Z}_{1L} + \underline{Z}_{1T} \quad (3.78)$$

Die sonstigen Netzdaten werden aus Kapitel 3.5 übernommen. Für die Impedanzen \underline{Z}_A und \underline{Z}_B nach den Gleichungen (3.61) und (3.62) ergeben sich:

$$\underline{Z}_A = \frac{\underline{Z}_0 + 2 \cdot \underline{Z}_1}{3} = (185 + j74,9) m\Omega \quad (3.79)$$

$$\underline{Z}_B = \frac{\underline{Z}_0 - \underline{Z}_1}{3} = (82 + j34,8) m\Omega \quad (3.80)$$

Der Betrag des 1-phasigen Einspeisestroms I_R in Leiter R wird nach Gleichung (3.74) aus der Wechselrichterleistung 4,5kW berechnet:

$$I_R = I = \frac{4,5kW}{400V / \sqrt{3}} = 19,48A \quad (3.81)$$

Für den Phasenwinkel φ_{IR} und den Betrag der Leiter-Erd-Spannung \underline{U}_R ergibt sich:

$$\varphi_{IR} = \arcsin\left(\frac{90,16m\Omega \cdot 19,48A \cdot \sqrt{3}}{400V}\right) = 0,436^\circ \quad (3.82)$$

$$U_R = \frac{\sin(0,436^\circ + 23,43^\circ)}{\sin 23,43^\circ} \cdot \frac{400V}{\sqrt{3}} = 234,98V \quad (3.83)$$

Mit Hilfe der Gleichungen (3.64) und (3.65) können die Leiter-Erd-Spannungen \underline{U}_S und \underline{U}_T berechnet werden.

$$\underline{U}_S = 229,25V \cdot e^{-j119,67^\circ} \quad (3.84)$$

$$\underline{U}_T = 230,64V \cdot e^{j119,47^\circ} \quad (3.85)$$

Die Netzspannungen am Netzanschlusspunkt der PV-Anlage sind wie erwartet unsymmetrisch.

3.7 Abhängigkeit der Netzspannungen von der Netzimpedanz

Die in den Kapiteln 3.5 und 3.6 beschriebenen Berechnungen zeigen, dass die Netzspannungen in großem Maße von der Netzimpedanz zwischen dem Netzanschlusspunkt der PV-Anlage und dem vorgelagerten Mittelspannungsnetz abhängig sind.

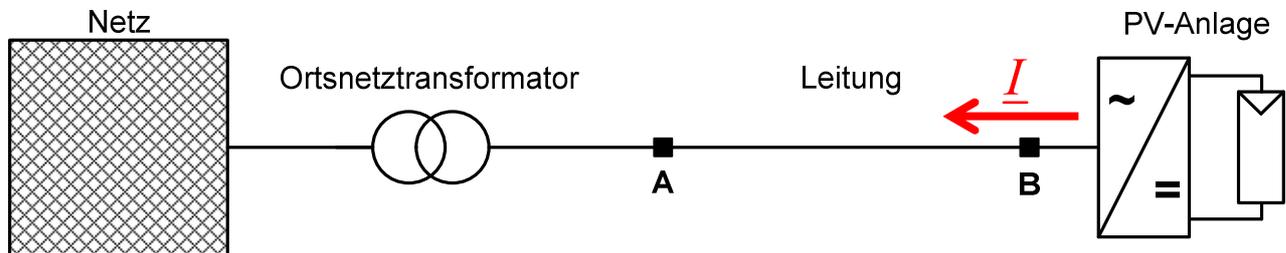


Abbildung 13: Netz zur Untersuchung der Netzspannungen am Netzanschlusspunkt

Abbildung 13 zeigt das gewählte Netz zur Untersuchung der Netzspannung. Durch Variation der Netzimpedanz werden die Veränderung der Netzspannung am Netzanschlusspunkt (B) exemplarisch analysiert. Am Netzanschlusspunkt (B) ist eine symmetrisch einspeisende, 3-phasige PV-Anlage angeschlossen. Die Netzbetriebsmittel werden ebenfalls als symmetrisch angenommen.

Da die PV-Anlage symmetrisch einspeist, sind die eingespeisten Leiterströme und die Leiter-Erd-Spannungen am Netzanschlusspunkt (B) dem Betrage nach gleich.



3.7.1 Abhängigkeit des Betrages der Netzspannung vom Einspeisestrom

In diesem Kapitel wird die Abhängigkeit des Betrages der Leiter-Erd-Spannungen am Netzanschlusspunkt von der Netzimpedanz zwischen Netzanschlusspunkt und vorgelagertem Mittelspannungsnetz nach Abbildung 13 betrachtet. Da eine Einspeisung mit einem symmetrischen, 3-phasigen Wechselrichter betrachtet wird, ist die Netzimpedanz gleich der Mitimpedanz \underline{Z}_1 . Die Mitimpedanz \underline{Z}_1 wurde wie folgt gewählt:

$$\underline{Z}_1 = Z_1 \cdot e^{j\varphi_{z1}} = 100m\Omega \cdot e^{j45^\circ} \tag{3.86}$$

Abbildung 14 zeigt den Verlauf des Betrages der Leiter-Erd-Spannungen am Netzanschlusspunkt (B) in Abhängigkeit des eingespeisten Leiterstroms. Da ein symmetrischer Netzzustand mit symmetrischer Einspeisung vorausgesetzt wurde, sind die Beträge der drei Leiter-Erd-Spannungen am Netzanschlusspunkt gleich dem Betrag der Mitsystemspannung \underline{U}_1 am Netzanschlusspunkt (Gleichungen (3.25) und (3.28)).

$$U_R = U_T = U_S = U_1 \tag{3.87}$$

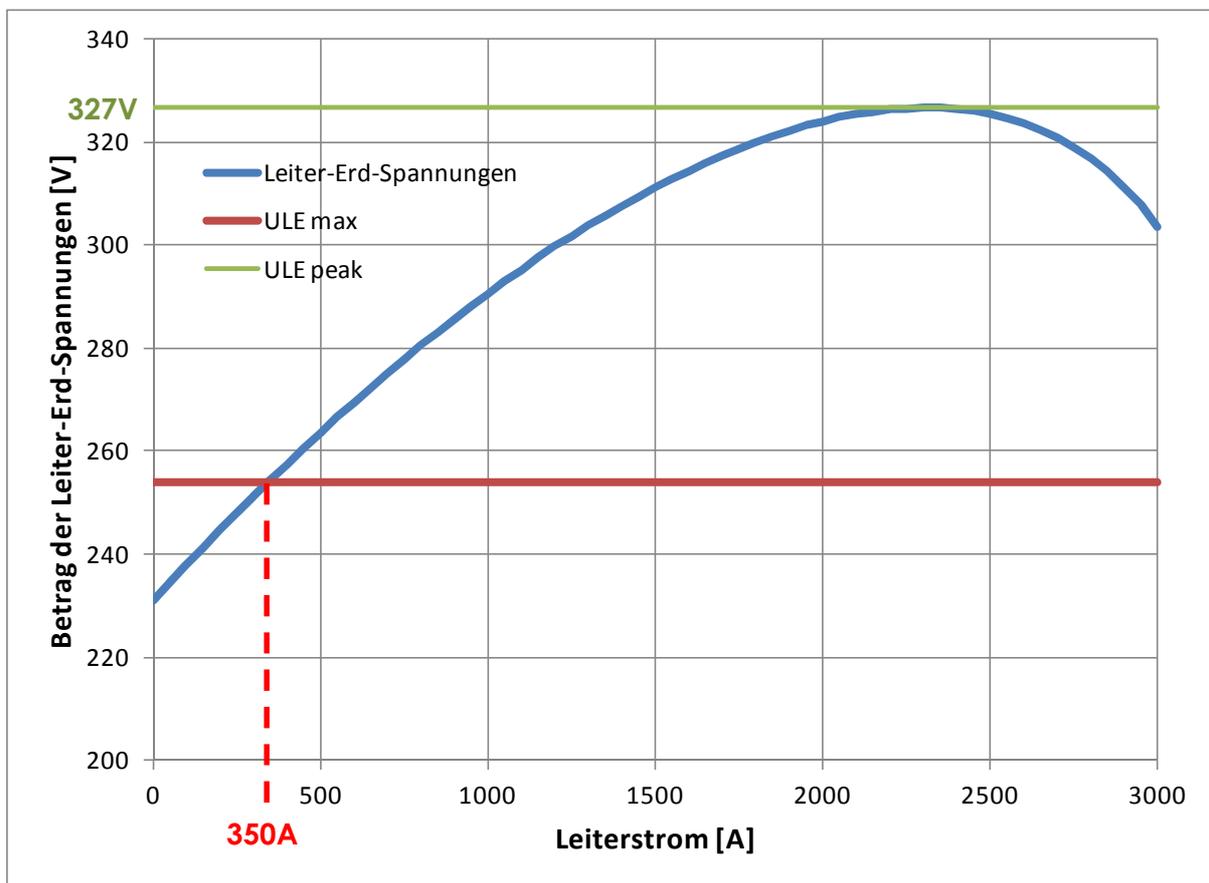


Abbildung 14: Betrag der Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_R, \underline{U}_S, \underline{U}_T = f(\text{Leiterstrom})$

- mit $U_{LE\ max} = U_n/\sqrt{3} + 10\% = 254V$

In Abbildung 14 ist zu erkennen, dass der Betrag der Leiter-Erd-Spannungen mit steigendem Leiterstrom (= Einspeisestrom) zunächst ansteigt, ein Betragsmaximum $U_{LE\ peak}$ erreicht und bei weiterer Steigerung des Leiterstroms mit großer Steilheit abfällt. Das Absinken des

Spannungsbetrages wird durch die netzphysikalische Wirkung des netzgeführten Wechselrichters als Stromquelle verursacht.

In realen Niederspannungsnetzen kann von einem Leiterstrom $<500A$ ausgegangen werden. Es ist daher zu erwarten, dass das absolute Maximum der Leiter-Erd-Spannungen nicht erreicht wird. Die maximal zulässige Leiter-Erd-Spannung von $U_{LE\ max}$ wird für die gewählte Netzimpedanz bei einem Einspeisestrom von ca. $350A$ erreicht. Die maximal zulässige, kumulierte Einspeiseleistung kann wie folgt berechnet werden.

$$P_{\max} = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_L = \sqrt{3} \cdot 400V \cdot 350A = 243kW \quad (3.88)$$

Abbildung 15 zeigt den Betrag der Leiter-Erd-Spannungen am Netzanschlusspunkt in Abhängigkeit der eingespeisten Wirkleistung. Der Betrag der Netzimpedanz wurde im Bereich $Z_1 = [200\ m\Omega..600\ m\Omega]$ bei konstantem Impedanzwinkel $\varphi_{Z1} = 30^\circ$ verändert.

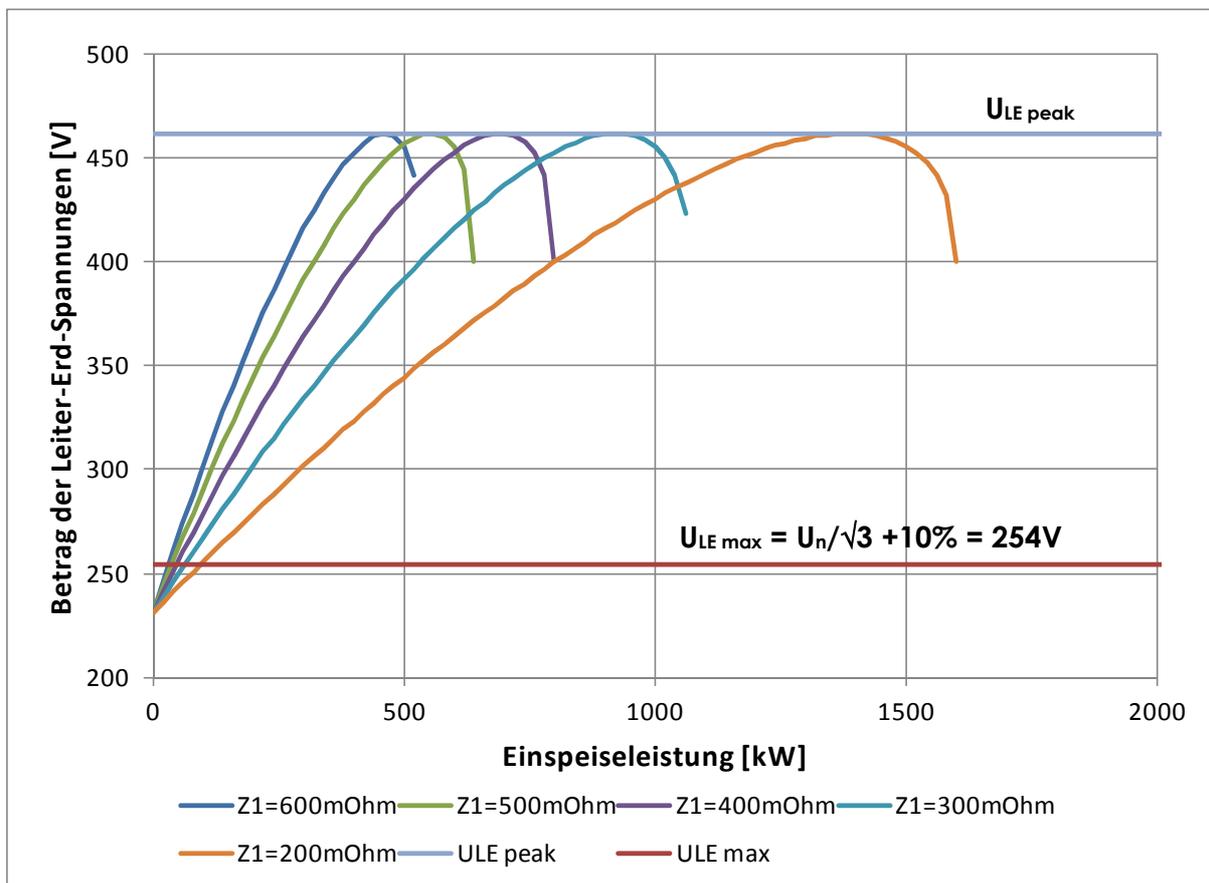


Abbildung 15: Betrag der Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_R, \underline{U}_S, \underline{U}_T = f(Z_1, \varphi_{Z1}=30^\circ)$

In Abbildung 15 ist zu erkennen, dass mit steigendem Betrag Z_1 und gleich bleibendem Impedanzwinkel φ_{Z1} sich die maximal zulässige Einspeiseleistung reduziert. Das Maximum des Betrages der Leiter-Erd-Spannungen $U_{LE\ peak}$ beträgt unabhängig vom Betrag der Netzimpedanz $462V$.

Betrachtet man den Bereich bis zur maximal zulässigen Leiter-Erd-Spannung von $U_n/\sqrt{3} + 10\% = 254V$, so erkennt man, dass bei gleich bleibendem Impedanzwinkel φ_{Z1} durch eine Reduktion des Impedanzbetrages Z_1 eine deutlich größere Einspeiseleistung zulässig ist.

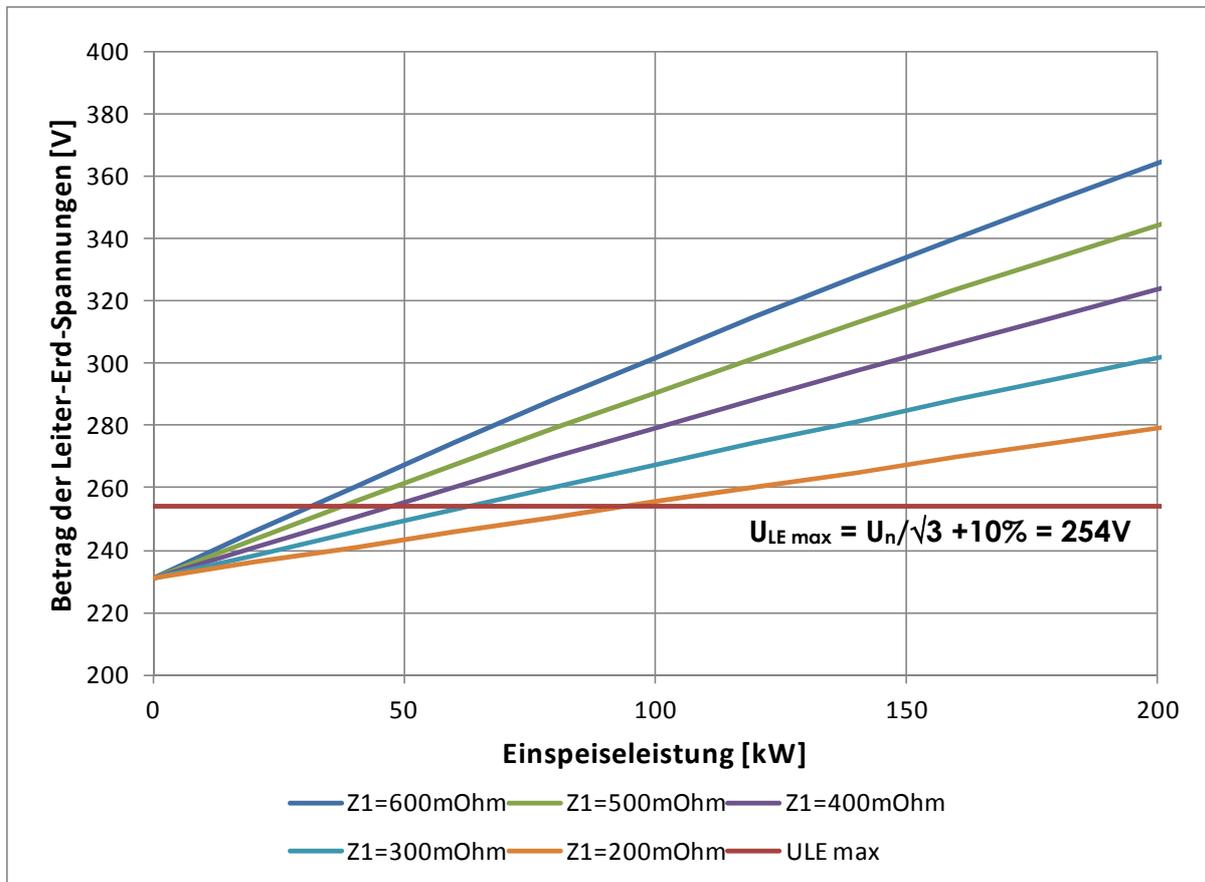


Abbildung 16: Betrag der Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_R, \underline{U}_S, \underline{U}_T = f(Z_1, \varphi_{Z1}=30^\circ)$

Abbildung 16 zeigt den für Niederspannungsnetze interessierenden Bereich mit Einspeiseleistungen bis 200kW.

- $Z_1 = 600m\Omega$: $P_{max} = ca. 30kW$
- $Z_1 = 200m\Omega$: $P_{max} = ca. 90kW$

Ist ein Netzausbau wegen zu hoher Netzspannungen auf Grund von PV-Anlagen nicht zu vermeiden, so sollte bei Parallelverlegung der gleiche Leitungstyp verwendet werden, damit der Impedanzwinkel der Leitungen φ_{Z1} bei Parallelschaltung nicht verändert wird. Durch die bei Parallelverlegung erreichte Reduktion des Betrages der Netzimpedanz Z_1 kann die maximal aufzunehmende Einspeiseleistung der PV-Anlagen deutlich gesteigert werden. In Abbildung 16 ist zu erkennen, dass die Halbierung des Betrages der Netzimpedanz von 400m Ω auf 200m Ω die maximal zulässige Einspeiseleistung von ca. 50kW auf ca. 90kW erhöht.

Es stellt sich nun die Frage, wie sich der Betrag der Leiter-Erd-Spannungen in Abhängigkeit des Impedanzwinkels φ_{Z1} verhalten. Abbildung 17 zeigt den Betrag der Leiter-Erd-Spannungen am Netzanschlusspunkt in Abhängigkeit der eingespeisten Wirkleistung. Der Impedanzwinkel wurde im Bereich $\varphi_{Z1} = [25^\circ..65^\circ]$ für einen konstanten Betrag der Netzimpedanz $Z_1 = 200m\Omega$ verändert.

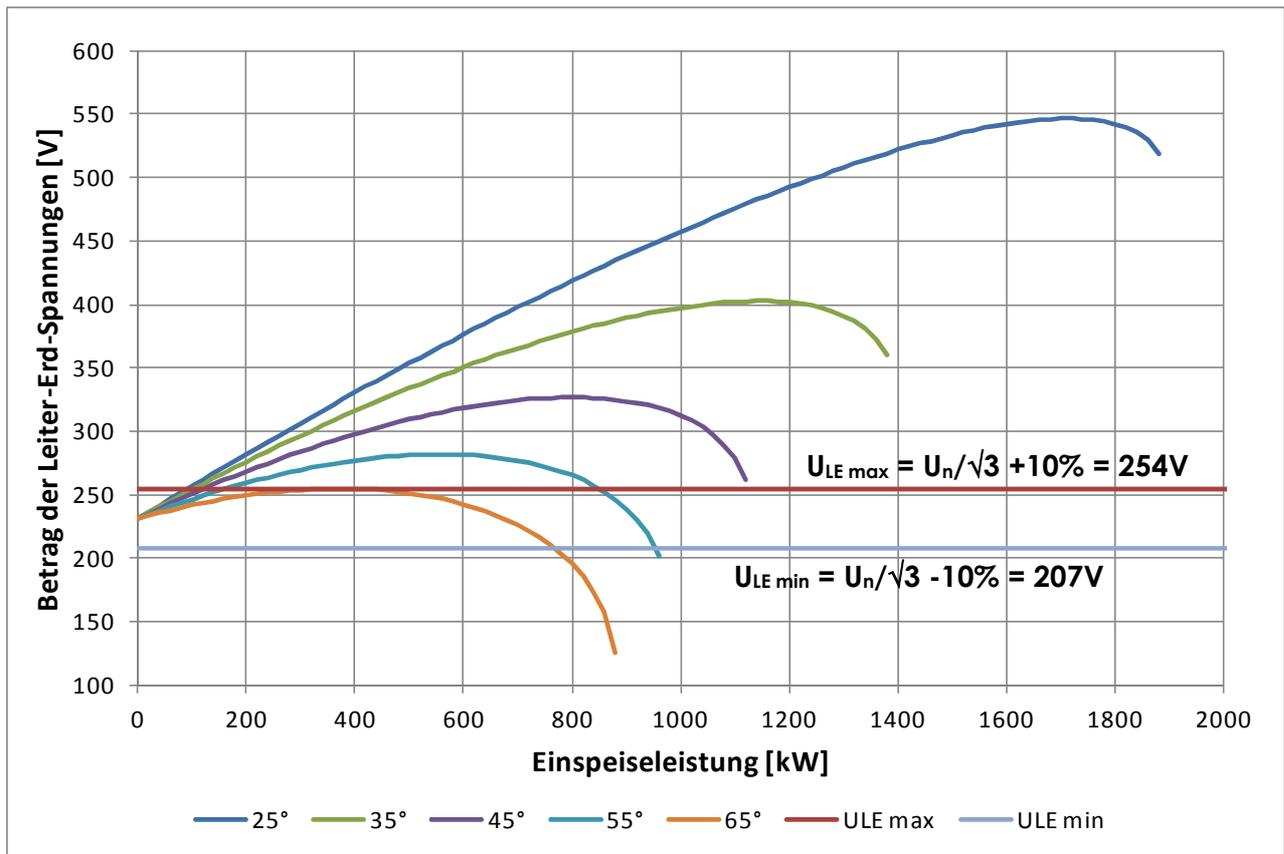


Abbildung 17: Betrag der Leiter-Erd-Spannungen \underline{U}_R , \underline{U}_S , $\underline{U}_T = f(\varphi_{Z1}, Z_1=200m\Omega)$

In Abbildung 17 ist zu erkennen, dass der maximale Betrag der Netzspannungen am Netzanschlusspunkt stark abhängig vom Impedanzwinkel φ_{Z1} des Netzes bei verschiedenen Einspeiseleistungen auftritt.

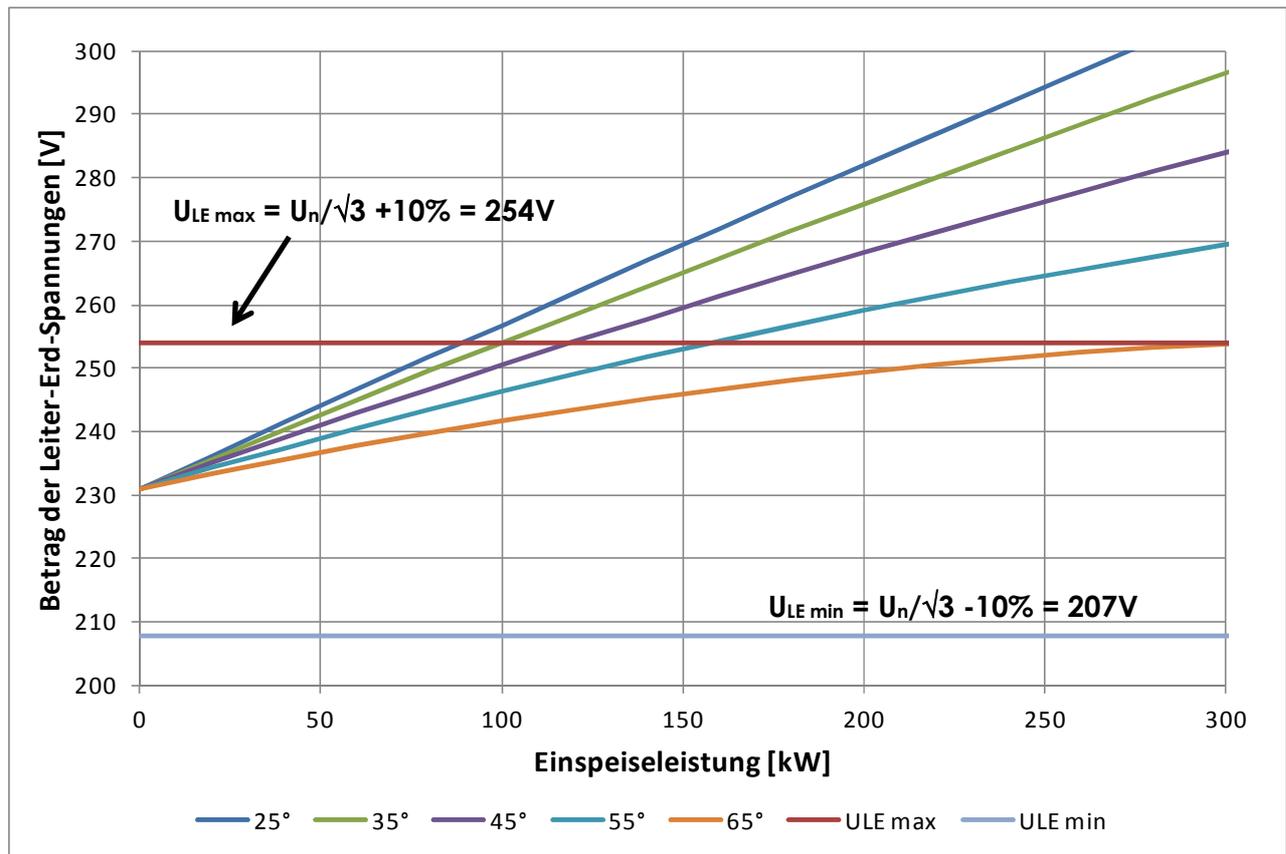


Abbildung 18: Betrag der Leiter-Erd-Spannungen U_R , U_S , $U_T = f(\varphi_{Z1}, Z_1=200m\Omega)$

In Abbildung 18 ist der Bereich für Einspeiseleistungen bis 300kW dargestellt. Man erkennt, dass bei gleichem Impedanzbetrag die Erhöhung des Impedanzwinkels φ_{Z1} eine deutliche Steigerung der maximal zulässigen Einspeiseleistung ermöglicht.

- $\varphi_{Z1} = 25^\circ$: $P_{\max} = 80\text{kW}$
- $\varphi_{Z1} = 55^\circ$: $P_{\max} = 160\text{kW}$

Aus Abbildung 18 kann die Empfehlung abgeleitet werden, in Niederspannungsnetzen möglichst Leitungen mit großem Impedanzwinkel oder Ortsnetztransformatoren großer Bemessungsleistung und geringer Kurzschlussverlustleistung einzusetzen.

3.8 Berechnung der maximalen Netzspannung in Abhängigkeit der Netzimpedanz

In Kapitel 3.7.1 wurden mehrere Abhängigkeiten bei 3-phasiger, symmetrischer Einspeisung festgestellt:

1. Bei konstantem Impedanzwinkel der Netzimpedanz ist das Betragsmaximum der Leiter-Erd-Spannungen am Netzanschlusspunkt unabhängig vom Betrag der Netzimpedanz. Das Betragsmaximum tritt abhängig vom Betrag der Netzimpedanz bei unterschiedlichen Einspeiseleistungen auf (Abbildung 15).
2. Bei konstantem Betrag der Netzimpedanz treten unterschiedlichen Betragsmaxima der Leiter-Erd-Spannungen in Abhängigkeit des Impedanzwinkels bei unterschiedlichen Einspeiseleistungen auf (Abbildung 17).

Im Folgenden wird das Betragsmaximum der Leiter-Erd-Spannungen aus der Mitsystemspannung \underline{U}_1 berechnet. Der Betrag der Leiter-Erd-Spannungen \underline{U}_R , \underline{U}_S und \underline{U}_T ist bei symmetrischem Netzzustand und symmetrischer Einspeisung gleich dem Betrag der Mitsystemspannung \underline{U}_1 . Nach Gleichung (3.28) gilt für die Änderung des Betrages der Mitsystemspannung \underline{U}_1 in Abhängigkeit deren Phasenwinkels φ_1 :

$$\frac{dU_1}{d\varphi_1} = \frac{E}{\sin \varphi_{Z1}} \cdot \cos(\varphi_1 + \varphi_{Z1}) \quad (3.89)$$

mit φ_1 : Phasenwinkel der Mitsystemspannung \underline{U}_1
 φ_{Z1} : Phasenwinkel der Netzimpedanz \underline{Z}_1

$$\frac{dU_1}{d\varphi_1} = 0 \quad d.h. \quad \cos(\varphi_1 + \varphi_{Z1}) = 0 \quad (3.90)$$

Die Nullstelle von Gleichung (3.90) und damit das Betragsmaximum der Leiter-Erd-Spannungen tritt für den Phasenwinkel

$$\varphi_1 + \varphi_{Z1} = \frac{\pi}{2} \quad (3.91)$$

auf. Wird jetzt das Argument nach Gleichung (3.91) in Gleichung (3.28) eingesetzt, so ergibt sich für den Betrag der Mitsystemspannung mit dem Phasenwinkel φ_1 nach Gleichung (3.91):

$$U_1 = \frac{\sin(\frac{\pi}{2})}{\sin \varphi_{Z1}} \cdot E = \frac{E}{\sin \varphi_{Z1}} \quad (3.92)$$

Gleichung (3.92) zeigt, dass das Betragsmaximum der Mitsystemspannung \underline{U}_1 und damit das Betragsmaximum der Leiter-Erd-Spannungen \underline{U}_R , \underline{U}_S und \underline{U}_T in Abhängigkeit des Impedanzwinkels φ_{Z1} der Mitimpedanz \underline{Z}_1 des Netzes berechnet werden kann.

Abbildung 19 zeigt den maximalen Betrag der Leiter-Erd-Spannungen am Netzeinspeisepunkt in Abhängigkeit des Impedanzwinkels φ_{Z1} der Mitimpedanz \underline{Z}_1 des Netzes. In dem für

Niederspannungsnetze interessanten Bereich des Impedanzwinkels $\varphi_{Z1} = [20^\circ..45^\circ]$ ist die maximal auftretende Leiter-Erd-Spannung $U_{LE\ peak}$ am Netzanschlusspunkt auf den Spannungsbereich [676V..326V] begrenzt.

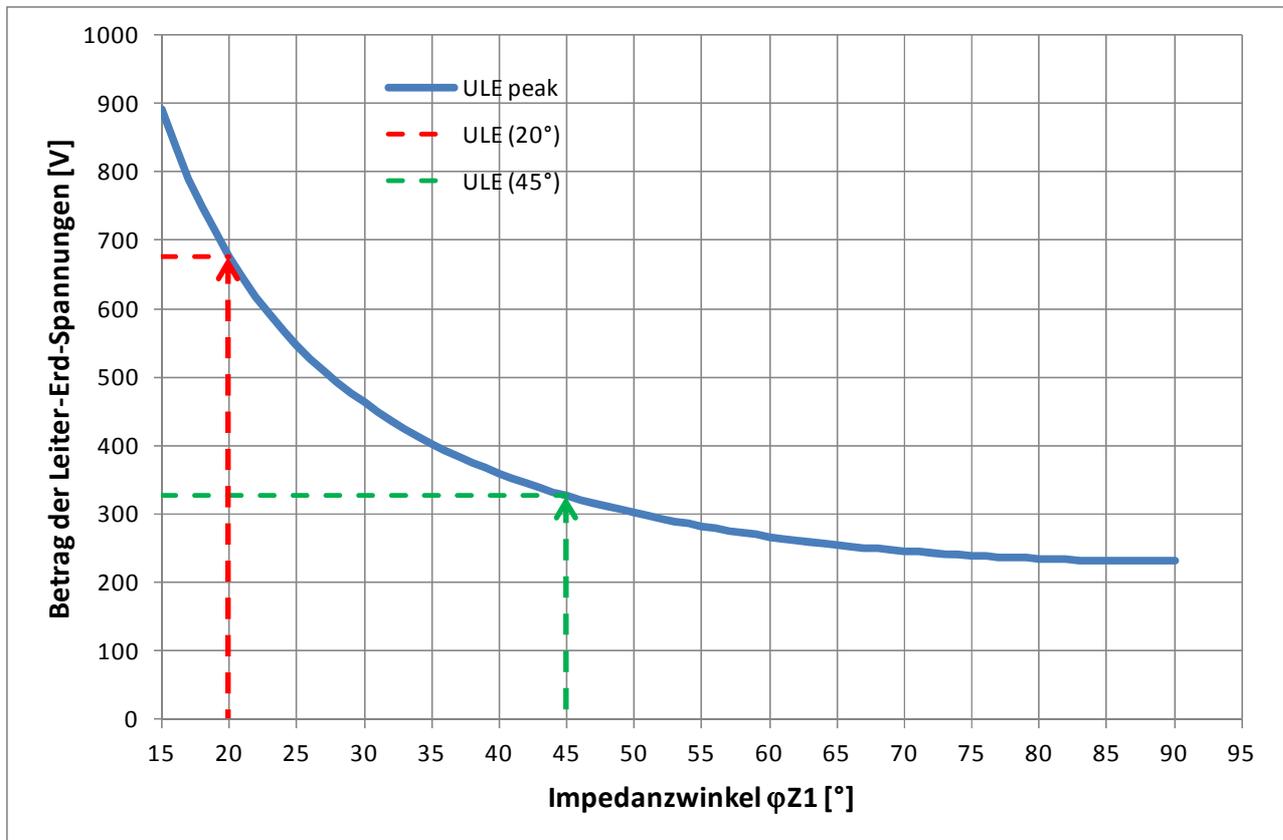


Abbildung 19: Maximaler Betrag der Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_R, \underline{U}_S, \underline{U}_T = f$ (Impedanzwinkel φ_{Z1})

- **ULE peak**
Maximalwert der Beträge der Leiter-Erd-Spannungen $\underline{U}_R, \underline{U}_S$ und \underline{U}_T
- **ULE (20°)**
Maximale Leiter-Erd-Spannung für den Impedanzwinkel $\varphi_{Z1} = 20^\circ$
- **ULE (45°)**
Maximale Leiter-Erd-Spannung für den Impedanzwinkel $\varphi_{Z1} = 45^\circ$

3.9 Statische Netzstabilität - Polradwinkel einer PV-Anlage

Basierend auf den Betrachtungen in Kapitel 3.5 kann der Phasenwinkel φ_1 der Mitsystemspannung \underline{U}_1 bezogen auf die Referenzspannung \underline{E} berechnet werden. Es wird ein Betrag der Mitimpedanz Z_1 zu $200\text{m}\Omega$ angenommen. Analog zu den physikalischen Verhältnissen bei Synchrongeneratoren kann der Phasenwinkel φ_1 als Polradwinkel ϑ interpretiert werden. In Abbildung 20 ist der Phasenwinkel φ_1 in Abhängigkeit der Einspeiseleistung dargestellt. Für die Beurteilung der stationären Netzstabilität wird wie üblich die praktische Stabilitätsgrenze zu $\vartheta = 60^\circ$ festgelegt. Die theoretische Stabilitätsgrenze beträgt $\vartheta = 90^\circ$.

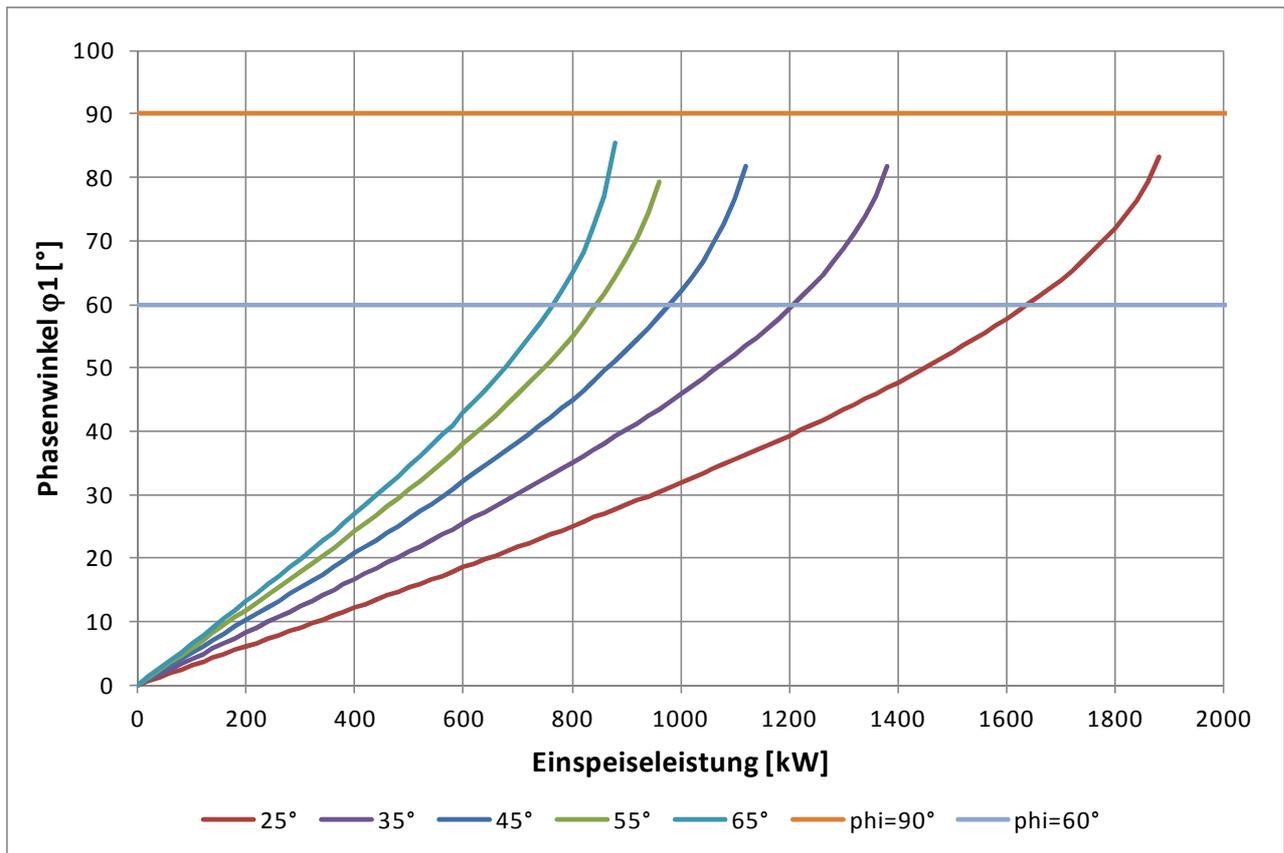


Abbildung 20: Polradwinkel einer PV-Anlage = f (Impedanzwinkel φ_{z1} , $Z_1=200\text{m}\Omega$)

- **phi=90°**
Polradwinkel $\vartheta = 90^\circ$ der theoretischen Stabilitätsgrenze
- **phi=60°**
Polradwinkel $\vartheta = 60^\circ$ der praktischen Stabilitätsgrenze

Abbildung 20 zeigt, dass die statische Netzstabilität unter Beachtung der praktischen Stabilitätsgrenze in typischen Niederspannungsnetzen nicht gefährdet ist. Bevor ein kritischer Polradwinkel erreicht wird, steigt die Netzspannung auf unzulässig hohe Werte an, was eine Netztrennung der PV-Anlage zur Folge hat.

3.10 Netzspannung bei symmetrischer und unsymmetrischer Einspeisung

Basierend auf den bisherigen Betrachtungen wird die maximal auftretende Leiter-Erd-Spannung in Abhängigkeit der kumulierten Einspeisung in einem Netzabgang in einem Kennliniendiagramm dargestellt. Es wird eine Leitung NAYY 4x150mm² angenommen.

Unter der kumulierten Einspeiseleistung P_{kum} ist die Summe der maximal möglichen Wirkleistungseinspeisungen der in einen Netzabgang einspeisenden PV-Anlagen zu verstehen.



3.10.1 Maximal zulässige, symmetrische Einspeiseleistung

In einem ersten Szenario wird entsprechend Abbildung 13 davon ausgegangen, dass die kumulierte Einspeiseleistung durch einen symmetrischen, 3-phasigen Wechselrichter am Ende der Leitung des Netzabgangs (Netzknoten B in Abbildung 13) eingespeist wird. Unter Berücksichtigung der Impedanz des Ortsnetztransformators kann der Betrag der Leiter-Erd-Spannungen in Abhängigkeit der Leitungslänge (Entfernung Netzknoten A↔B in Abbildung 13) 100..500m und der kumulierten Einspeiseleistung dargestellt werden.

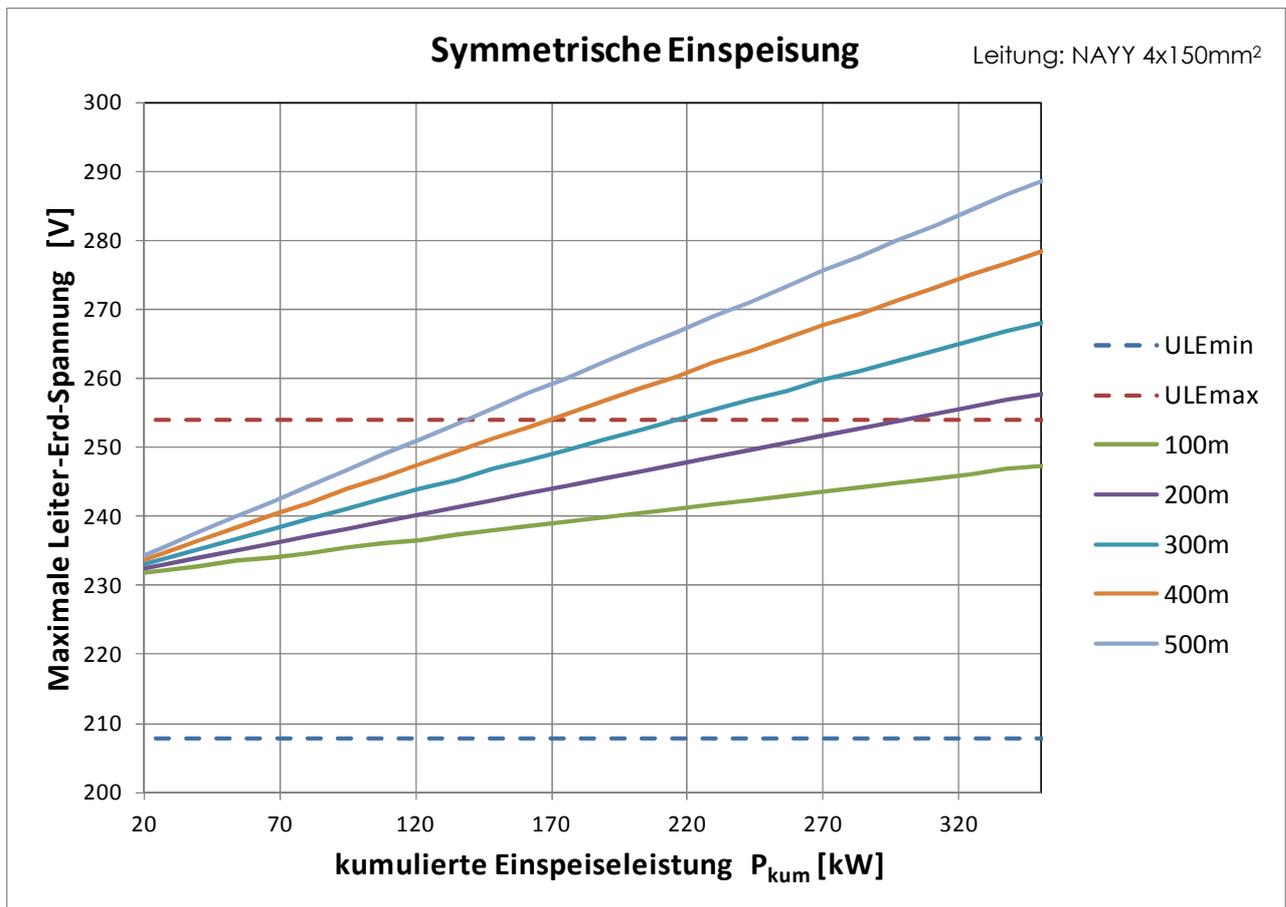


Abbildung 21: Maximale Leiter-Erd-Spannung bei symmetrischer PV-Einspeisung

Die maximale Leiter-Erd-Spannung ist in Abbildung 21 dargestellt. Es gilt:

- $U_{LE\ max} = U_n/\sqrt{3} + 10\% = 254V$
- $U_{LE\ min} = U_n/\sqrt{3} - 10\% = 207V$

Mit Hilfe des Kennliniendiagramms in Abbildung 21 kann jetzt einfach festgestellt werden, ob eine kumulierte Einspeiseleistung im Netzabgang zu einer unzulässig hohen Leiter-Erd-Spannung und damit zu einer Netztrennung der PV-Anlagen führt. Da angenommen wurde, dass die kumulierte Einspeiseleistung am Ende der Leitung eingespeist wird, sind die in dem Kennliniendiagramm ablesbaren Spannungswerte tendenziell größer als die Spannungswerte, die sich bei einer im Netzabgang verteilten Einspeisung einstellen würden. Es handelt sich also um eine Abschätzung auf der sicheren Seite.

In Abbildung 21 ist ebenfalls zu erkennen, dass für eine 500m lange Leitung vom Typ NAYY 4x150mm² die maximal zulässige Leiter-Erd-Spannung $U_{LE\ max}$ für eine kumulierte Einspeiseleistung von ca. 140kW erreicht wird. Eine größere Einspeiseleistung führt zu einer unzulässig hohen Leiter-Erd-Spannung und zu einer Netztrennung von PV-Anlagen.

3.10.2 Maximale zulässige, unsymmetrischer Einspeiseleistung

In einem zweiten Szenario geht man davon aus, dass die kumulierte Einspeiseleistung der PV-Anlagen durch einen unsymmetrischen, 1-phasigen Wechselrichter am Ende der Leitung (Netzknoten B in Abbildung 13) eingespeist wird.

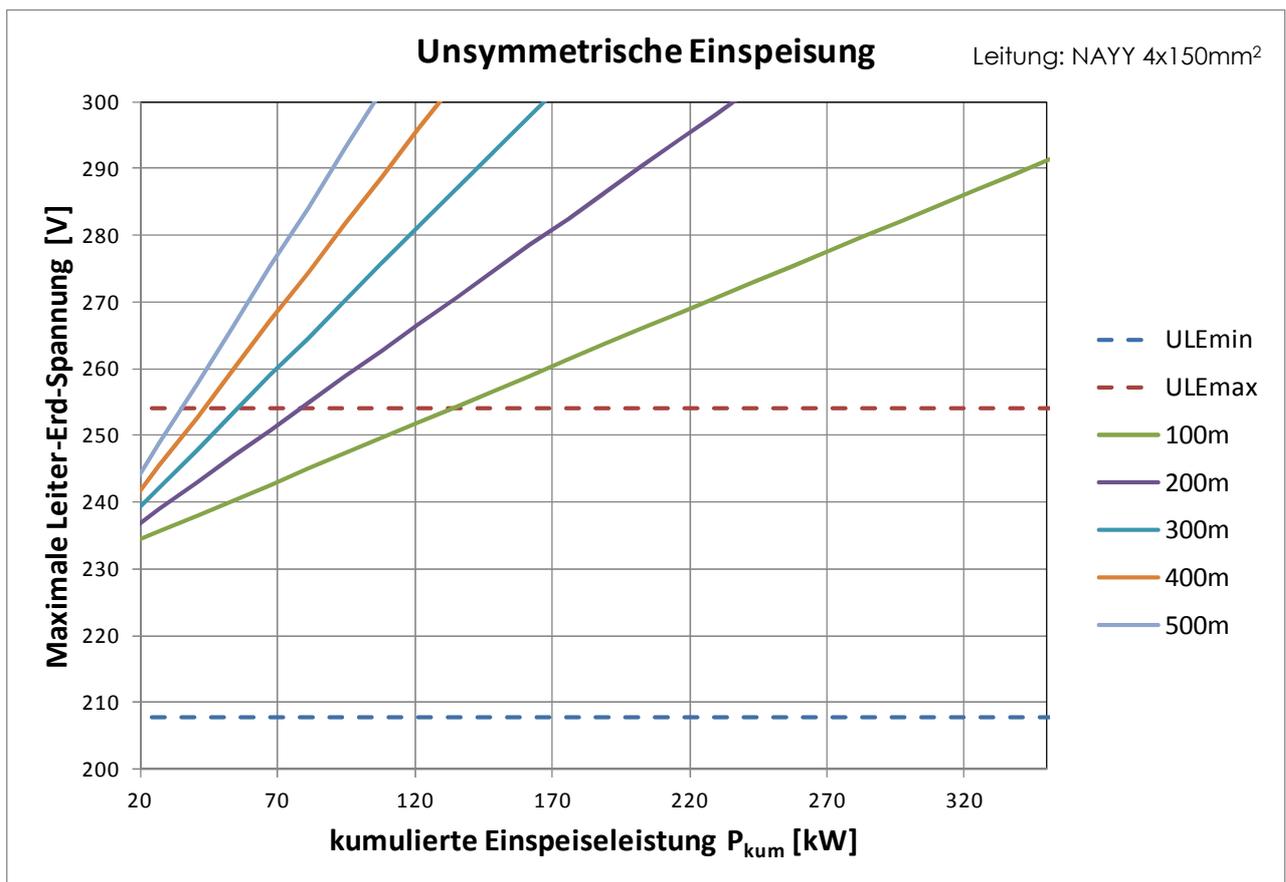


Abbildung 22: Maximale Leiter-Erd-Spannung bei unsymmetrischer PV-Einspeisung

In Abbildung 22 ist zu erkennen, dass für eine 500m lange Leitung vom Typ NAYY 4x150mm² die maximal zulässige Leiter-Erd-Spannung $U_{LE\ max}$ für eine kumulierte Einspeiseleistung von ca. 30kW erreicht wird. Es muss hier beachtet werden, dass in Abbildung 22 nur die dem Betrage nach größte der drei Leiter-Erd-Spannungen dargestellt wird. Eine

Berechnung der beiden verbleibenden Leiter-Erd-Spannungen wurde in Kapitel 3.6 erläutert.

3.10.3 Maximal zulässige Einspeiseleistung je Leiter

In den Kapiteln 3.10.1 und 3.10.2 wurden für die 3-phasige und 1-phasige kumulierte PV-Einspeisung die maximal zulässige Einspeiseleistung unter Berücksichtigung der maximal zulässigen Netzspannung in Kennliniendiagrammen dargestellt. Es stellt sich nun die Frage, ob für beiden Einspeiseszenarien die Einspeiseleistung je Leiter gleich ist oder differiert.

Für beide Szenarien wurden die Einspeiseleistungen in Abhängigkeit der Leitungslänge (Entfernung Netzknoten $A \leftrightarrow B$ in Abbildung 13) berechnet, welche die maximal zulässige Leiter-Erd-Spannungen am Netzanschlusspunkt zur Folge haben. Im Sinne einer Grenzbeurteilung ist dieser Betriebszustand des Netzes gerade noch zulässig.

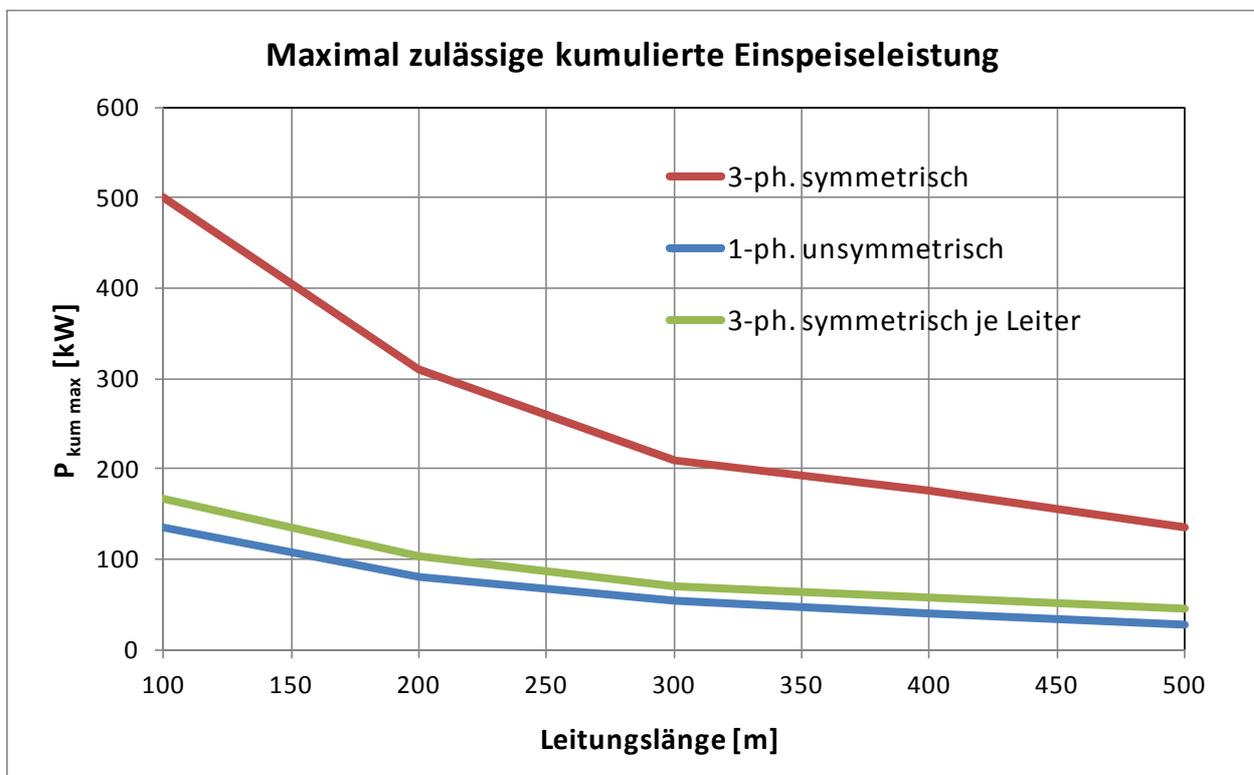


Abbildung 23: Maximal zulässige PV-Einspeiseleistung = f (Leitungslänge)

Die Kennlinie "**1-ph. unsymmetrisch**" in Abbildung 23 gibt die maximal zulässige Einspeiseleistung bei Verwendung eines unsymmetrischen, 1-phasigen Wechselrichters an.

Die Kennlinie "**3-ph. symmetrisch je Leiter**" in Abbildung 23 gibt die maximal zulässige Einspeiseleistung je Leiter bei Verwendung eines symmetrischen, 3-phasigen Wechselrichters an. Die Kennlinie ergibt sich aus der Kennlinie "**3-ph. symmetrisch**" durch Division durch 3.

Vergleicht man die beiden Kennlinien "**3-ph. symmetrisch je Leiter**" und "**1-ph. unsymmetrisch**", so ist zu erkennen, dass die beiden Kennlinie nicht gleich sind. Die Kennlinie "**3-ph. symmetrisch je Leiter**" zeigt für alle Leitungslängen eine höhere zulässige Einspeiseleistung.

Die Abweichung der maximal zulässige Einspeiseleistung je Leiter (Kennlinien "1-ph. un-symmetrisch" und "3-ph. symmetrisch je Leiter") wird durch die bei 1-phasig unsymmetrischer Einspeisung entstehende Nullspannung \underline{U}_0 verursacht. Bei 3-phasig symmetrischer Einspeisung ist in einem symmetrischen Netz die Nullspannung $\underline{U}_0 = 0$.

3.10.4 Empfehlungen für Netzbetrieb und Netzplanung

Basierend auf dem Vergleich der maximal zulässigen Einspeiseleistungen je Leiter in Abbildung 23 kann die Forderung formuliert werden, auch bei PV-Anlagen kleiner Einspeiseleistung grundsätzlich nur symmetrische, 3-phasige Wechselrichter zu verwenden. Bei Verwendung symmetrischer, 3-phasiger Wechselrichter kann ohne Netzausbau (d.h. Reduktion der Netzimpedanz) signifikant mehr PV-Leistung je Leiter ins Netz eingespeist werden, ohne eine Netztrennung der PV-Anlage wegen unzulässig hoher Netzspannungen zu verursachen.

In den bisherigen Betrachtungen war das Niederspannungsnetz bezüglich der Netzbetriebsmittel als ideal symmetrisch angesehen worden. Im realen Netzbetrieb ist diese Annahme wegen der 1-phasigen Verbraucherlasten nur bedingt zutreffend. Um eine möglichst hohe PV-Einspeiseleistung ins Netz einspeisen zu können, muss am Netzanschlusspunkt ein symmetrisches Drehspannungssystem vorhanden sein. Diese Forderung führt dazu, dass 3-phasige oder 4-phasige Wechselrichter verfügbar sein müssten, die durch unsymmetrische Stromeinspeisung ein symmetrisches Drehspannungssystem am Netzanschlusspunkt ausregeln.

Unter einem 4-phasigen Wechselrichter ist ein Netzumrichter zu verstehen, der nicht nur in den drei Leitern R, S und T sondern auch im Nullleiter N einen definierten Strom einprägen kann. Bei einem 3-phasigen Wechselrichter werden nur in die drei Leiter R, S und T Ströme eingepreßt, der Nullleiterstrom stellt sich als Summe der Augenblickswerte der drei Leiterströme ein.

Mit Hilfe des Diagramms in Abbildung 23 können auch Empfehlungen formuliert werden, wie bei Überschreitung der maximal zulässigen Netzspannung durch PV-Einspeisung vorgegangen werden sollte.

1. Vor einem Netzausbau oder Netzbau sollte zuerst eine Symmetrierung der Einspeisung im Niederspannungsnetz vorgenommen werden. Dazu müssen die maximalen Einspeiseleistungen jeder 1-phasigen PV-Anlage (Peak-Leistung) und der Leiter R, S oder T, an den der 1-phasige Wechselrichter angeschlossen ist, ermittelt werden. Für einen symmetrischen, 3-phasigen Wechselrichter genügt die Kenntnis der maximalen Einspeiseleistung (Peak-Leistung). Die netzweite Symmetrierung der Einspeisung kann z.B. durch das "Umklemmen" 1-phasiger Wechselrichter auf andere Leiter erreicht werden. Die Symmetrierung der Einspeiseleistungen kann durch die Symmetrie des Drehspannungssystems überprüft werden.
2. Eine weitere Möglichkeit besteht darin, statt drei unabhängig arbeitender, 1-phasiger Wechselrichter z.B. drei über Kommunikationseinrichtungen gekoppelte, 1-phasige Wechselrichter einzusetzen, die aus netzphysikalischer Sicht wie ein symmetrischer, 3-phasiger Wechselrichter arbeiten.

3. In einem zweiten Schritt kann geprüft werden, ob Netzabgänge mit unzulässig hoher PV-Einspeiseleistung auf weniger ausgelastete Ortsnetztransformatoren ggfs. größerer Bemessungsscheinleistung umgeschaltet werden können. Dadurch kann eine weitere Verminderung der Leiter-Erd-Spannungen bei maximaler Einspeiseleistung der PV-Anlagen erreicht werden.
4. Erst im dritten Schritt sollte untersucht werden, in welchem Maß die Netzimpedanz in den betroffenen Netzabgängen reduziert werden muss, um die maximal zulässige Leiter-Erd-Spannung nicht zu überschreiten. Abhilfe kann sowohl eine Neuverlegung von Leitungen größeren Querschnitts, die parallele Verlegung zusätzlicher Leitungen aber auch der Austausch von Ortsnetztransformatoren gegen Ortsnetztransformatoren mit höherer Bemessungsscheinleistung oder kleinerer Kurzschlussspannung schaffen. In allen Fällen sollte eine erneute Betrachtung des Kurzschlussfalls mit einer Überprüfung der Netzschutzorgane erfolgen. Dieser Schritt sollte mit Netzberechnungsprogrammen erfolgen, die PV-Anlagen auf Basis des Stromquellenmodells konstanter Leistung mit Strombegrenzung nachbilden können.

3.11 Einfluss von Verbraucherlasten bei symmetrischer Einspeisung

In den bisherigen Betrachtungen wurde keine Verbraucherlasten berücksichtigt. Abbildung 24 zeigt das Ersatzschaltbild im Mitsystem mit einer Verbraucherlast \underline{Z}_{1V} . Es wird ein symmetrischer Netzzustand, eine Einspeisung mit einem symmetrischen, 3-phasigen Wechselrichter und eine symmetrische Verbraucherlast angenommen. Dadurch ist es ausreichend, das Netz im Mitsystem der Symmetrischen Komponenten zu beschreiben.

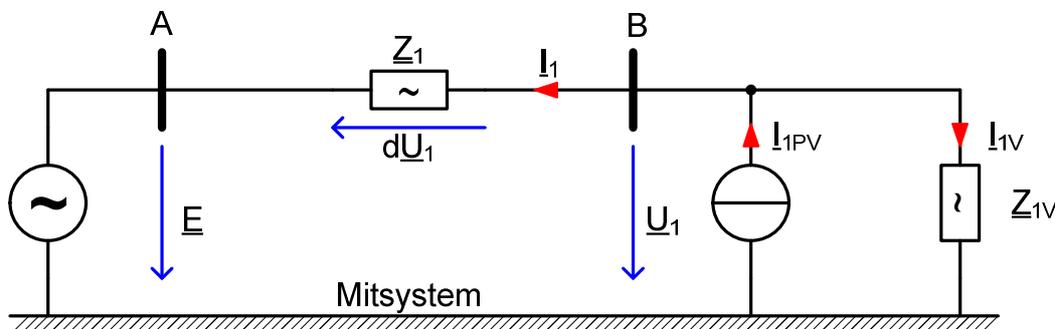


Abbildung 24: Ersatzschaltbild im Mitsystem mit symmetrischer Verbraucherlast

Wird nun nach Abbildung 24 die Mitsystemspannung \underline{U}_1 am Netzanschlusspunkt (B) berechnet, so ergeben sich nach Kapitel 3.5 folgende Gleichungen.

$$\underline{E} + \underline{I}_1 \cdot \underline{Z}_1 = \underline{U}_1 \tag{3.93}$$

$$\underline{I}_1 = \underline{I}_{1PV} - \underline{I}_{1V} \tag{3.94}$$

$$\underline{I}_{1V} = \frac{\underline{U}_1}{\underline{Z}_{1V}} \tag{3.95}$$

Daraus ergibt sich:

$$E + (\underline{I}_{1PV} - \underline{I}_{1V}) \cdot \underline{Z}_1 = \underline{U}_1 \quad (3.96)$$

$$E + \left(\underline{I}_{1PV} - \frac{\underline{U}_1}{\underline{Z}_{1V}} \right) \cdot \underline{Z}_1 = \underline{U}_1 \quad (3.97)$$

$$E + \underline{I}_{1PV} \cdot \underline{Z}_1 = \underline{U}_1 \cdot \left(1 + \frac{\underline{Z}_1}{\underline{Z}_{1V}} \right) \quad (3.98)$$

Für $\underline{Z}_{1V} \rightarrow \infty$ d.h. ohne Verbraucherlast geht Gleichung (3.98) in Gleichung (3.14) über. Da die Netzimpedanz \underline{Z}_1 und die Verbraucherlast \underline{Z}_{1V} bekannte Größen darstellen, kann der komplexe Faktor

$$\underline{k} = 1 + \frac{\underline{Z}_1}{\underline{Z}_{1V}} = \text{const.} \quad (3.99)$$

eingeführt werden.

$$E + \underline{I}_{1PV} \cdot \underline{Z}_1 = \underline{U}_1 \cdot \underline{k} \quad (3.100)$$

$$\frac{E}{\underline{k}} + \frac{\underline{I}_{1PV}}{\underline{k}} \cdot \underline{Z}_1 = \underline{U}_1 \quad (3.101)$$

Bis auf den Faktor \underline{k} ist die Struktur von Gleichung (3.101) identisch mit der Struktur von Gleichung (3.14). Die Berechnung der Mitsystemspannung ergibt sich daher analog zu den Berechnungen in Kapitel 3.5. In Gleichung (3.101) ist zu erkennen, dass der Mitsystemstrom \underline{I}_1 aus dem Einspeisestrom der PV-Anlage besteht, aber um den Laststrom \underline{I}_{1V} vermindert wird.

$$\underline{I}_1 = \frac{\underline{I}_{1PV}}{\underline{k}} \quad (3.102)$$

Daraus ergibt sich nach Gleichung (3.24):

$$\sin \varphi_1 = \frac{X_1 \cdot \underline{I}_1}{\frac{E}{\underline{k}}} = \frac{X_1 \cdot \underline{I}_1 \cdot \underline{k}}{E} = \frac{X_1 \cdot \underline{I}_{1PV}}{E} \quad (3.103)$$

$$\varphi_1 = \arcsin \left(\frac{X_1 \cdot \underline{I}_{1PV}}{E} \right) \quad (3.104)$$

Und weiter nach Gleichung (3.28):

$$U_1 = \frac{\sin(\varphi_1 + \varphi_{Z1})}{\underline{k} \cdot \sin \varphi_{Z1}} \cdot E \quad (3.105)$$

Aus diesen Betrachtungen kann abgeleitet werden, dass der Phasenwinkel φ_1 ohne und mit Verbraucherlast gleich ist, der Betrag der Mitsystemspannung \underline{U}_1 wird aber mit steigender Verbraucherlast vermindert.

Die Betrachtungen zeigen, dass ein möglichst hoher Selbstverbrauch der am Netzanschlusspunkt erzeugten elektrischen Leistung die Netzspannungen vermindert. Da in Niederspannungsnetzen die Leitungsimpedanzen im Wesentlichen ohmsch sind, liegt es nahe, zusätzlich zu den im Wesentlichen ohmschen Verbrauchern gezielt weitere ohmsche Verbraucherlasten zur Spannungsreduktion einzusetzen. Da die Verwendung von ohmschen Lastwiderständen aus ökologischer und ökonomischer Sicht nicht sinnvoll ist, bieten sich hier Batteriespeicher zur Aufnahme von Wirkleistung am Netzanschlusspunkt und damit zur Reduktion der Netzspannung am Netzanschlusspunkt an. In Kapitel 6 wird daher der Einsatz von Energiespeichern auf elektrochemischer Basis betrachtet.

4 Software-basierte Netzberechnung und Simulation dynamischer Vorgänge

Die bisher erläuterten Berechnungsmethoden sind dafür geeignet, die netzphysikalischen Zusammenhänge zu untersuchen und basierend auf einem einfachen Netzmodell die Leiter-Erd-Spannungen am Netzanschlusspunkt der PV-Anlage "von Hand" zu berechnen. Solange das betrachtete Netz topologisch mit dem einfachen Netzmodell übereinstimmt, sind die Rechenergebnisse von ausreichender Genauigkeit.

Die Berechnungsmethoden nach Kapitel 3 können bei komplexeren Netztopologien nur für eine erste Abschätzung der Netzspannung verwendet werden. Im Falle derartiger Netztopologien mit im Netz verteilten PV-Einspeisungen ist eine genaue Berechnung der Netzspannung am Netzanschlusspunkt nur noch mit Hilfe einer geeigneten Netzberechnungssoftware möglich. Eine derartige Netzberechnungssoftware muss die nachfolgenden Anforderungen erfüllen:

1. Die Nachbildung von PV-Anlagen mit Wechselrichtern muss auf Basis einer geregelten Stromquelle konstanter Scheinleistung, einstellbarem Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ und Strombegrenzung mit einstellbarem Maximalstromwert erfolgen.
2. Das Netzberechnungsprogramm muss den Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ am Netzanschlusspunkt einstellen.
3. Das Netzberechnungsprogramm muss den Einspeisestrom auf einen maximal zulässigen Maximalstromwert begrenzen.
4. Der Leiterstrom muss in Abhängigkeit der sich am Netzanschlusspunkt ergebenden Netzspannung der vorgegebenen, konstanten Bemessungsscheinleistung der PV-Anlage angepasst werden.

Im Rahmen des Forschungsvorhabens wurde ein Verfahren entwickelt und implementiert, das die oben genannten Anforderungen erfüllt. Basierend auf dem Verfahren wurden die Netzspannungen in Niederspannungsnetzen mit PV-Anlagen berechnet und soweit möglich mit Messwerten verglichen.

4.1 Netzberechnungsprogramm ATPDesigner / ATP

Das Softwaretool ATPDesigner ist eine grafische Benutzeroberfläche für das Netzberechnungsprogramm ATP (Alternative Transients Program, www.eeug.org, www.emtp.org) u.a. zur Berechnung von Spannungen, Strömen und Leistungen in elektrischen Energieversorgungsnetzen aller Spannungsebenen. Das ATP kann sowohl den stationären Netzzustand als auch dynamische Netzvorgänge berechnen. Darüber hinaus verfügt das ATP über eine Schnittstelle, die es erlaubt, eigene dynamische Modelle in die Netzberechnung zu integrieren.

4.2 Iterative Berechnung der Netzspannungen am Netzanschlusspunkt

Die in Kapitel 4 beschriebenen Anforderungen machen zur Berechnung des stationären Netzzustandes ein iteratives Verfahren zur Berechnung der Spannungen und Ströme erforderlich. Die bei PV-Anlagen verwendeten Wechselrichter besitzen zwei aus netzphysi-

kalischer Sicht relevante regelungstechnische Eigenschaften, die beide auf den Netzanschlusspunkt der PV-Anlage bezogen sind.

1. Die Regelung des Verschiebungsfaktors $\cos \varphi$ in Abhängigkeit der Phasenwinkel der Leiter-Erd-Spannungen am Netzanschlusspunkt auf den eingestellten Wert.
2. Die Regelung der Stromamplitude in Abhängigkeit des Betrages der Netzspannungen, um die primäre Wirkleistung mit einem sehr hohen Wirkungsgrad ins Netz einspeisen zu können.

Beide regelungstechnischen Verfahren sind durch die Netzspannung als komplexe Größe, die durch Betrag und Phasenwinkel beschrieben werden muss, gekoppelt.

Die im Elektroenergieversorgungsnetz vorhandenen PV-Anlagen mit Wechselrichtern werden, wie in Kapitel 3 beschrieben, durch Stromquellen konstanter Leistung und Maximalstrombegrenzung nachgebildet. Das iterative Netzberechnungsverfahren führt ausgehend von Startwerten für Amplitude und Phasenwinkel der Stromquellen eine mehrfache, sequentielle Berechnung des stationären Netzzustandes durch. Nach jeder Netzberechnung werden für alle im Netz nachgebildeten PV-Anlagen die eingespeiste Leistung und der Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$ am Netzanschlusspunkt der PV-Anlage ermittelt. Durch den Vergleich der IST-Werte zu den SOLL-Werten kann die gesamthafte Abweichung der berechneten Werte der Verschiebungsfaktoren und der Einspeiseleistungen zu den eingestellten Werten beurteilt werden. Das Iterationsverfahren wird dann beendet, wenn die Abweichung der IST-Werte zu den SOLL-Werten hinreichend gering ist.

Die Konvergenz des Iterationsverfahrens wird durch einen Iterationszähler überwacht. Wird die eingestellte Genauigkeit nach einer definierte Anzahl von Iterationsschritten nicht erreicht, beendet das Netzberechnungsprogramm den Iterationsvorgang und stellt eine Divergenz fest.

4.3 Überprüfung der iterativen Netzberechnung

Mit dem Rechenbeispiel aus Kapitel 3.5.1 wird das iterative Netzberechnungsverfahren überprüft. Die Einspeiseleistung der PV-Anlage mit symmetrischem, 3-phasigem Wechselrichter beträgt 13,5kVA. Der Verschiebungsfaktor wurde zu $\cos \varphi = 1$ eingestellt. Als Modell für die PV-Anlage wurde im Netzberechnungsprogramm das Stromquellenmodell mit konstanter Einspeiseleistung $S = 13,5\text{kVA}$ gewählt. Die über die Leitung transportierte Wirkleistung $P = 13,5\text{kW}$ (siehe Abbildung 25) entspricht wegen des Verschiebungsfaktors $\cos \varphi = 1$ am Netzanschlusspunkt genau der eingestellten PV-Einspeiseleistung.

Hinweis

Es ist hier dabei zu beachten, dass die über die Leitung transportierte Leistung auf die Leiter-Erd-Spannungen des Netzanschlusspunktes bezogen berechnet wurde. Auf Grund der Leitungsverluste sind am Ortsnetztransformator noch 13,385kW verfügbar. Dies entspricht einer Verlustleistung von 115W.

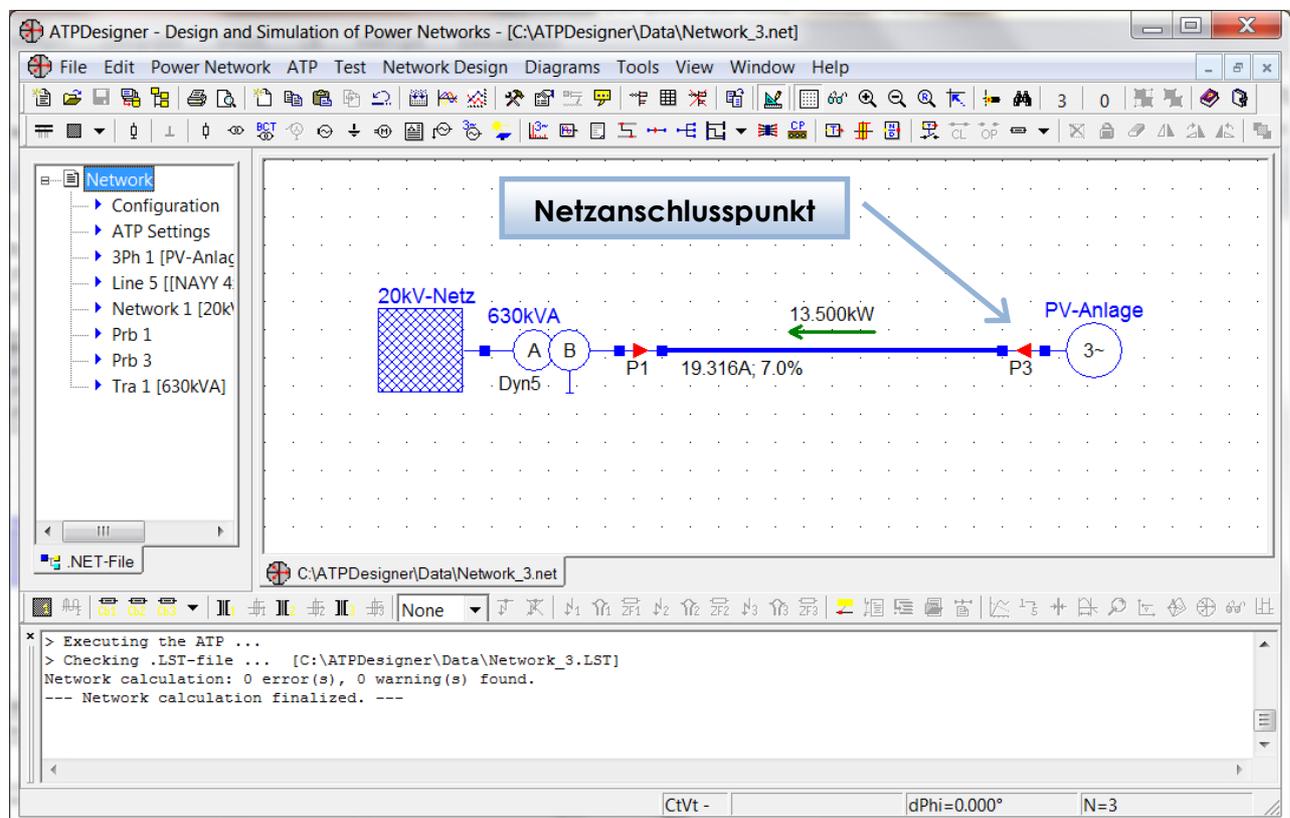


Abbildung 25: Grafische Benutzeroberfläche ATPDesigner

Ausgehend von den Startwerten werden in mehreren Iterationsschritten die Leiter-Erd-Spannungen wie in Tabelle 2 dargestellt berechnet. Das Iterationsverfahren hatte nach drei Iterationsschritten Konvergenz erreicht.

Der Vergleich mit den in Kapitel 3.5.1 auf Basis der Symmetrischen Komponenten berechneten Beträgen und Phasenwinkeln der Leiter-Erd-Spannungen zeigt eine sehr gute Übereinstimmung.

Leiter-Erd-Spannungen am Netzanschlusspunkt

Iterationsschritt	$U_{L1} = V_{AG} [V]$	$U_{L2} = V_{BG} [V]$	$U_{L3} = V_{CG} [V]$
1	228,664	228,664	228,664
2	233,024	233,024	233,024
3	232,982	232,982	232,982

Tabelle 2: Leiter-Erd-Spannungen U_{L1} , U_{L2} und U_{L3} bei konstantem Einspeisestrom

Der Verschiebungsfaktors $\cos \varphi = 1$ wurde mit einer absoluten Genauigkeit von $\Delta\varphi = \pm 0,1^\circ$ iterativ eingestellt.

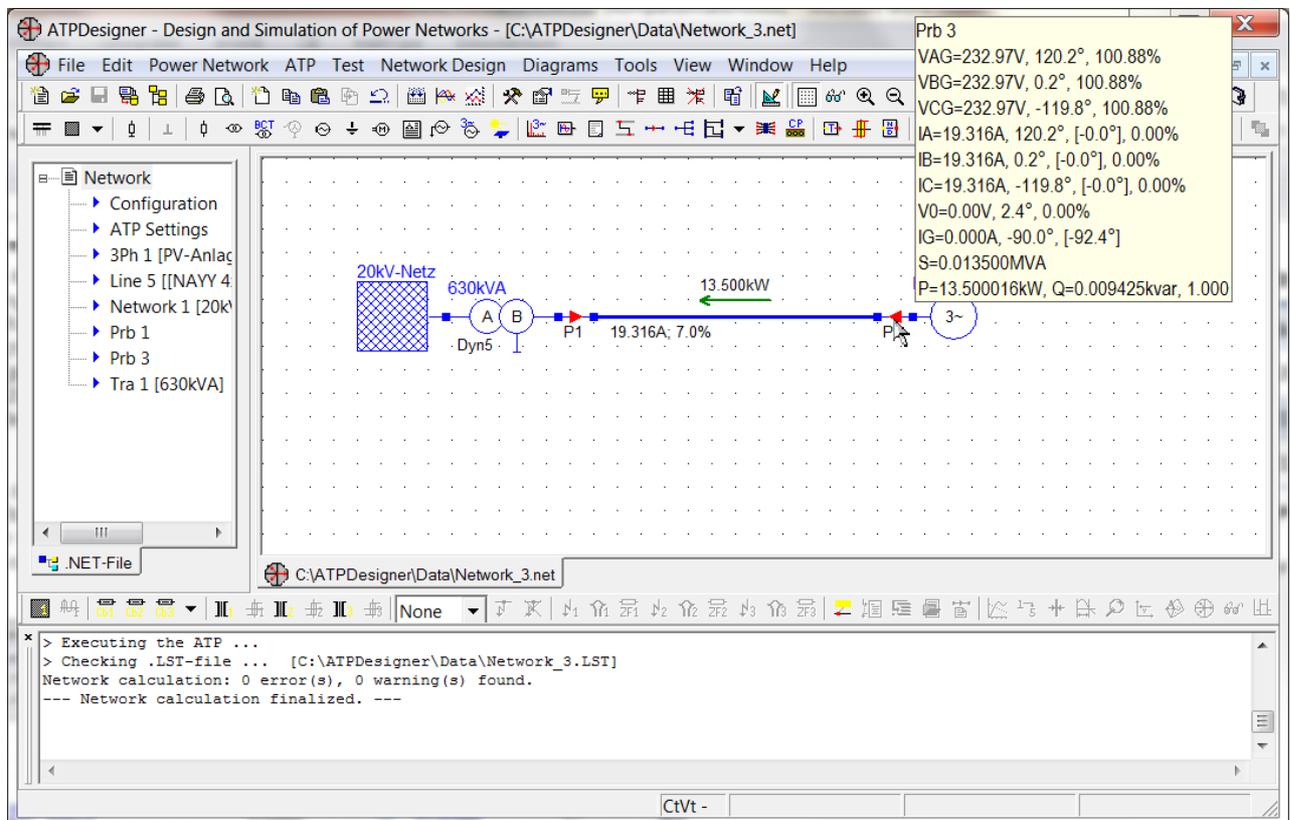


Abbildung 26: Netzspannung am Netzanschlusspunkt = f ($P_{PV} = 13,5kVA$, $\cos \varphi = 1$, 3-phasig)

In Abbildung 26 ist zu erkennen, dass der Betrag der Leiterströme I_A , I_B und I_C , die am Netzanschlusspunkt eingespeist werden, 19,316A beträgt. Nach Gleichung (3.34) wurde der Betrag der Leiterströme unter der Bedingung, dass die Netzspannung am Netzanschlussknoten 400V beträgt, zu 19,48A berechnet.

Das Ergebnis der iterativen Netzberechnung unter Verwendung des Stromquellenmodells mit konstanter Einspeiseleistung zeigt, dass die Einspeiseströme die Leiter-Erd-Spannungen am Netzanschlusspunkt erhöhen, was bei konstanter Einspeiseleistung zu sinkender Stromamplitude führt.

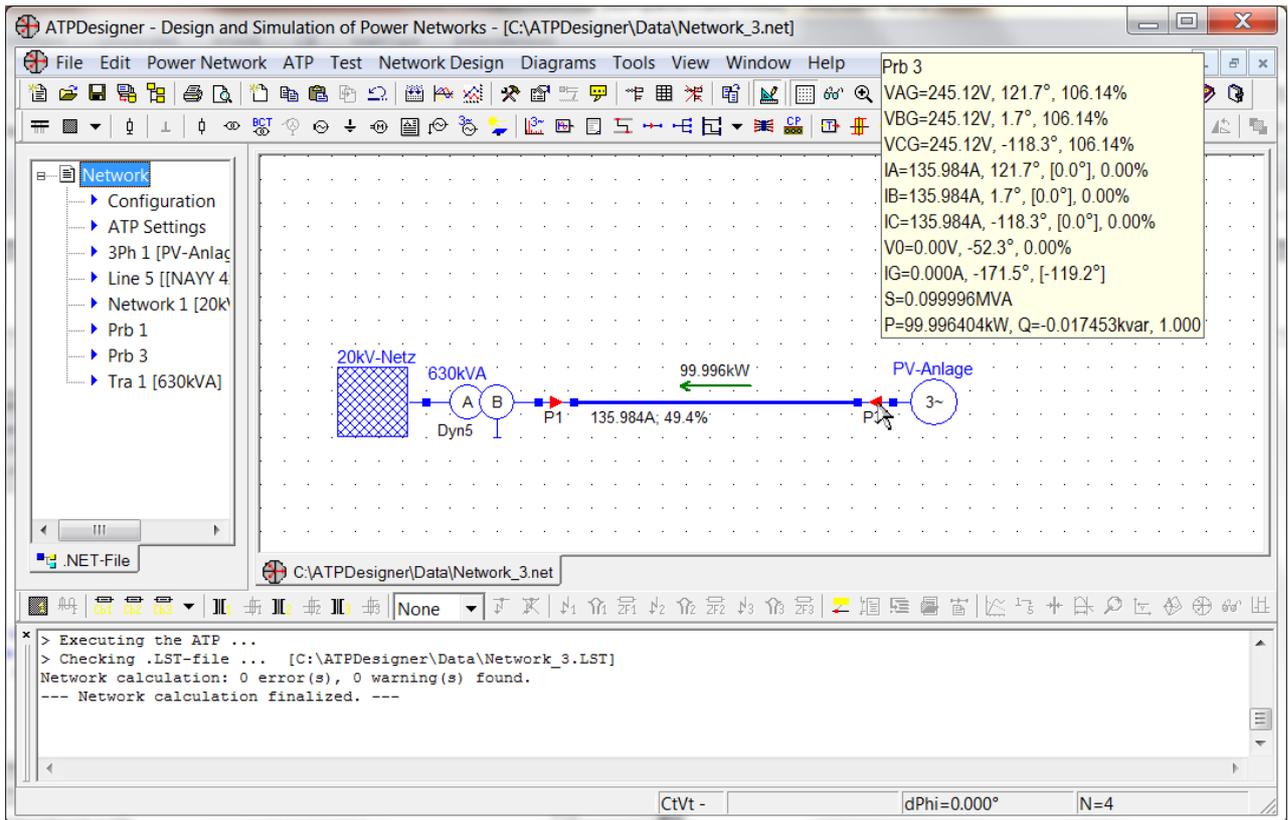


Abbildung 27: Netzspannung am Netzanschlusspunkt = $f(S_{PV} = 100\text{kVA}, \cos \varphi = 1, 3\text{-phasig})$

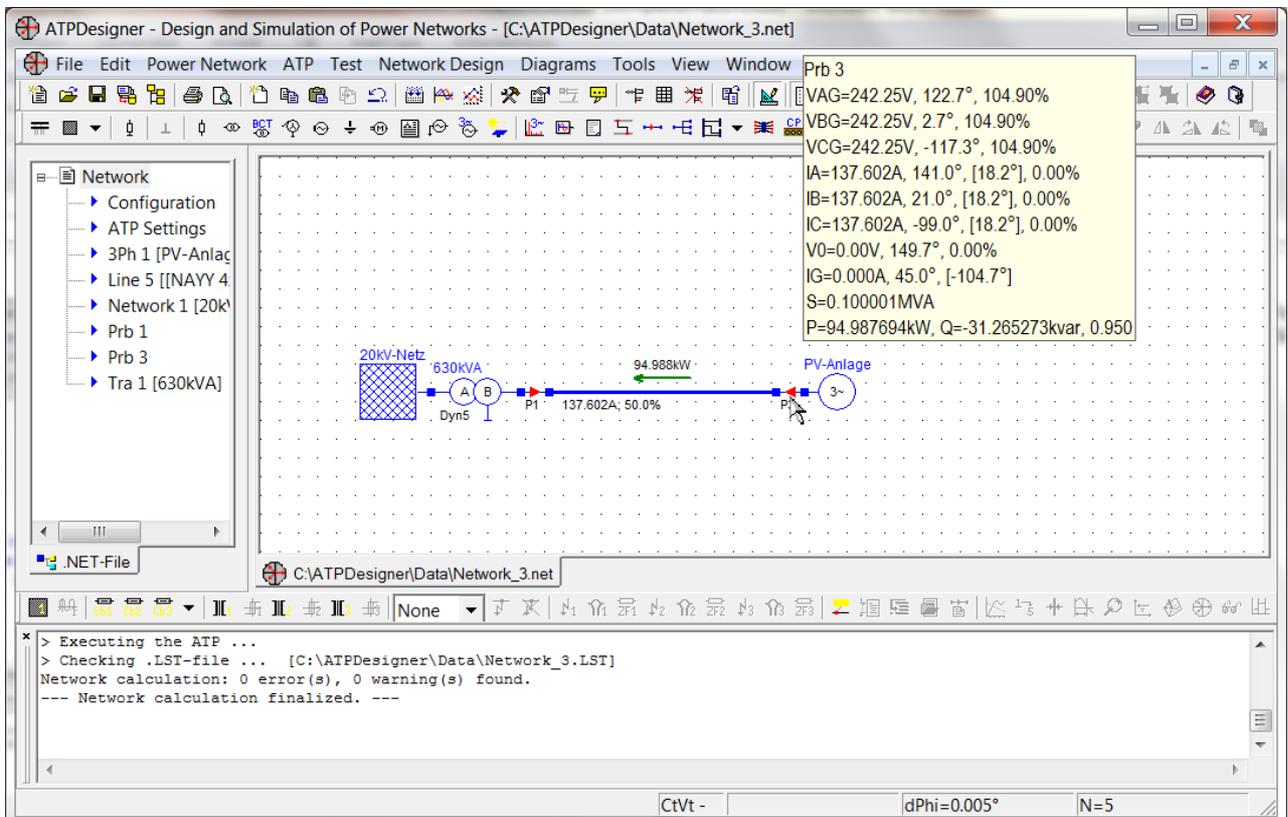


Abbildung 28: Netzspannung am Netzanschlusspunkt = $f(S_{PV} = 100\text{kVA}, \cos \varphi = 0,95, 3\text{-phasig})$

In Abbildung 27 sind bei einer Leistungseinspeisung von 100kVA und einem Verschiebungsfaktor $\cos \varphi = 1$ die Leiter-Erd-Spannungen am Netzanschlusspunkt auf $106,14\% U_n/\sqrt{3}$ angestiegen. Durch eine Blindleistungsaufnahme, d.h. die PV-Anlage wird untererregt betrieben, kann der Anstieg der Leiter-Erd-Spannungen reduziert werden. Für einen Verschiebungsfaktor $\cos \varphi = 0,95_{\text{untererregt}}$ betragen die Leiter-Erd-Spannungen dann nur noch $104,9\% U_n/\sqrt{3}$ (siehe Abbildung 28).

Im nächsten Schritt soll die Berechnung der Leiter-Erd-Spannungen am Netzanschlusspunkt für eine PV-Anlage mit 1-phasigem Wechselrichter überprüft werden.

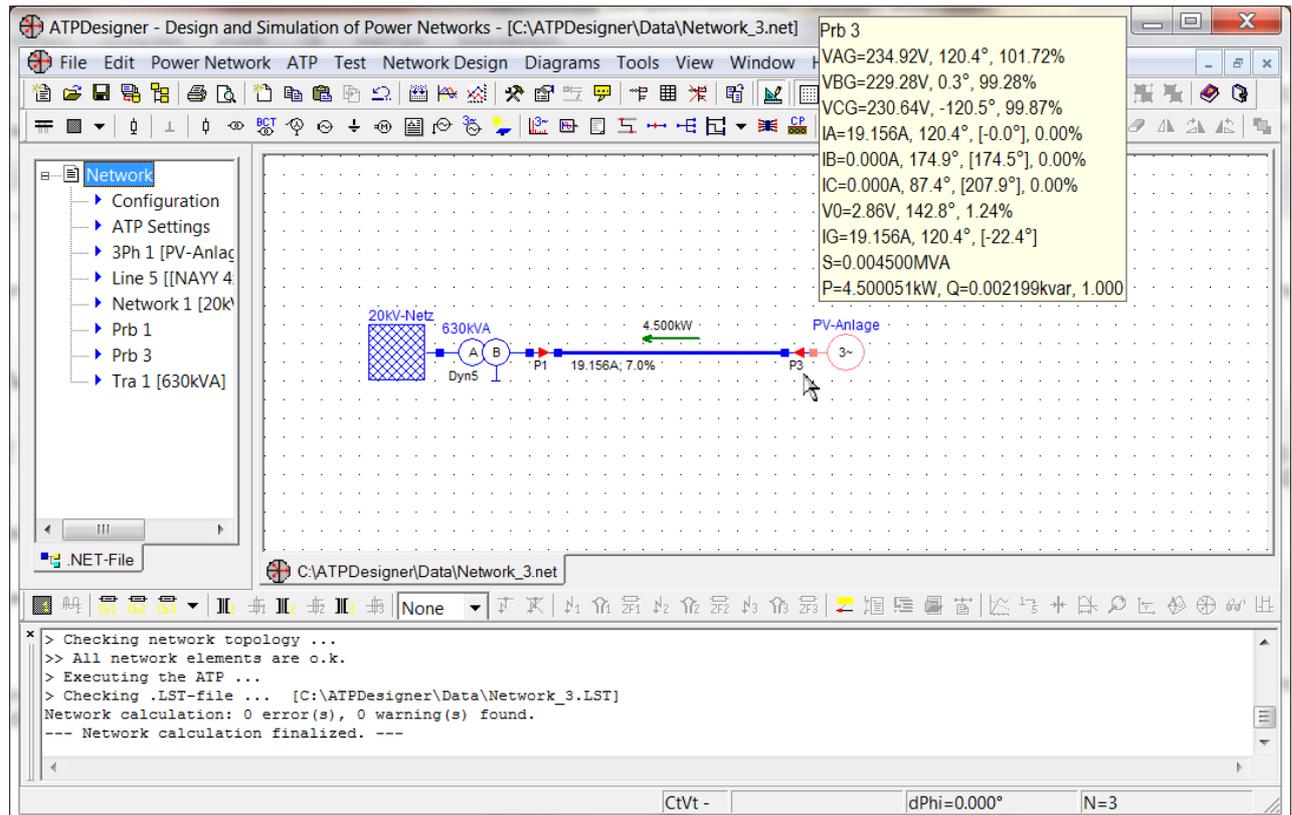


Abbildung 29: Netzspannung am Netzanschlusspunkt = $f(S_{PV} = 4,5\text{kVA}, \cos \varphi = 1, 1\text{-phasig R})$

In Abbildung 29 ist zu erkennen, dass, wie in Kapitel 3.6.1 unter Verwendung der Symmetrischen Komponenten berechnet, die Leiter-Erd-Spannungen am Netzanschlusspunkt einen unterschiedlichen Betrag annehmen. Die Leiter-Erd-Spannung des Leiters R (=A), in den der Wechselrichter einspeist, zeigt den höchsten Spannungsbetrag von $101,72\% U_n/\sqrt{3}$.

In Abbildung 30 wurde eine PV-Einspeisung durch zwei 1-phasige Wechselrichter (Leiter R und Leiter T) zu je 4,5kVA bei einem Verschiebungsfaktor von $\cos \varphi = 1$ angenommen. Es ist zu erkennen, dass die Leiter-Erd-Spannung der beiden Leiter R (=A) und T (=C) einen Spannungsbetrag von ca. $101\% U_n/\sqrt{3}$ aufweisen.

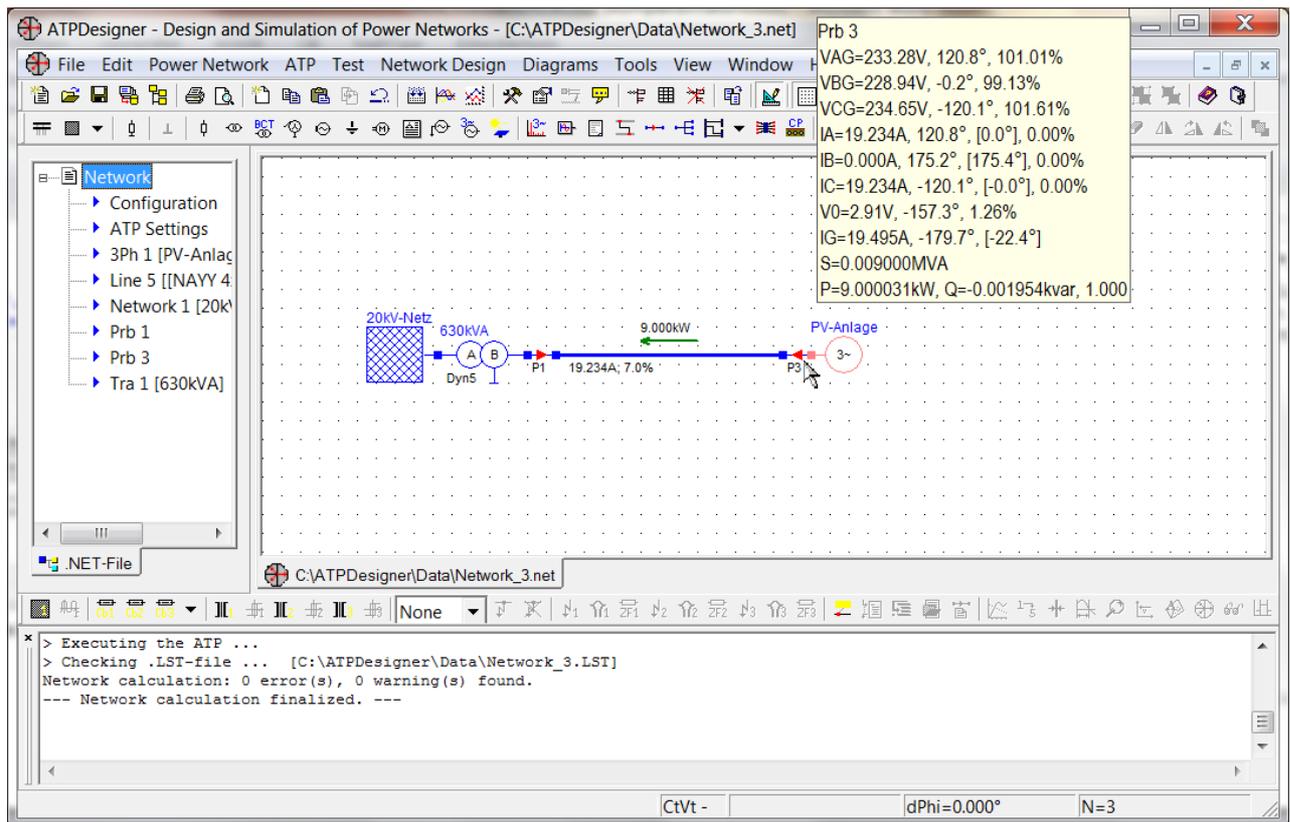


Abbildung 30: Netzspannung am Netzanschlusspunkt = $f(S_{PV} = 9\text{kVA}, \cos \varphi = 1, 2\text{-phasig RS})$

4.4 Netzspannungen in Netzabgängen mit und ohne PV-Einspeisung

In realen Niederspannungsnetzen muss man davon ausgehen, dass nicht in jedem Netzabgang PV-Anlagen Elektroenergie einspeisen. Daher sollen hier die Spannungsverhältnisse in einem einfachen Niederspannungsnetz untersucht werden, das aus zwei Netzabgängen besteht, ein Netzabgang mit und ein Netzabgang ohne PV-Einspeisung.

Wie in Abbildung 31 zu sehen ist, speist am Ende des oberen Netzabgangs eine PV-Anlage mit einem symmetrischen, 3-phasigen Wechselrichter 50kVA bei einem Verschiebungsfaktor von $\cos \varphi = 1$ ein. Die 3-phasige, symmetrische Verbraucherlast hat eine Scheinleistung von 30kVA bei einem Verschiebungsfaktor $\cos \varphi = 0,92$.

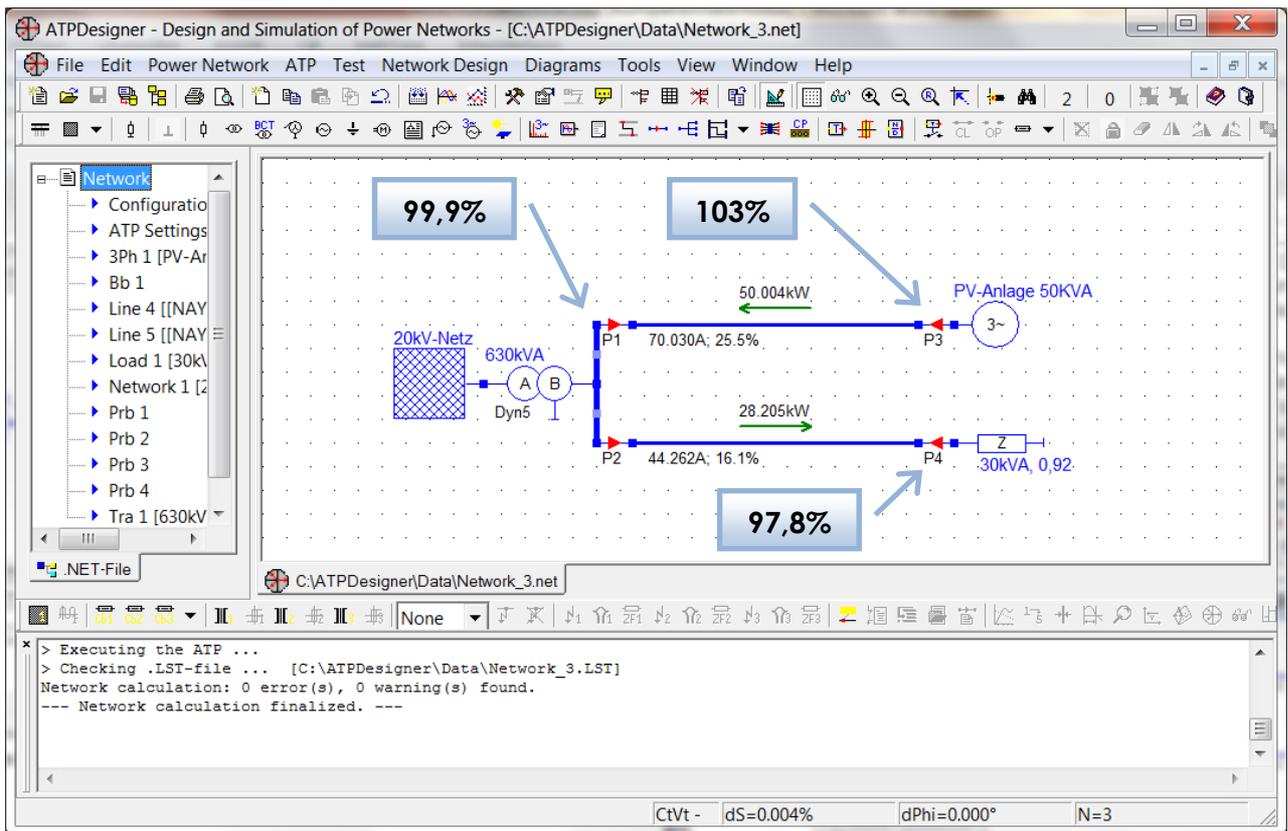


Abbildung 31: Netzspannungen in einem Niederspannungsnetz mit PV-Anlagen

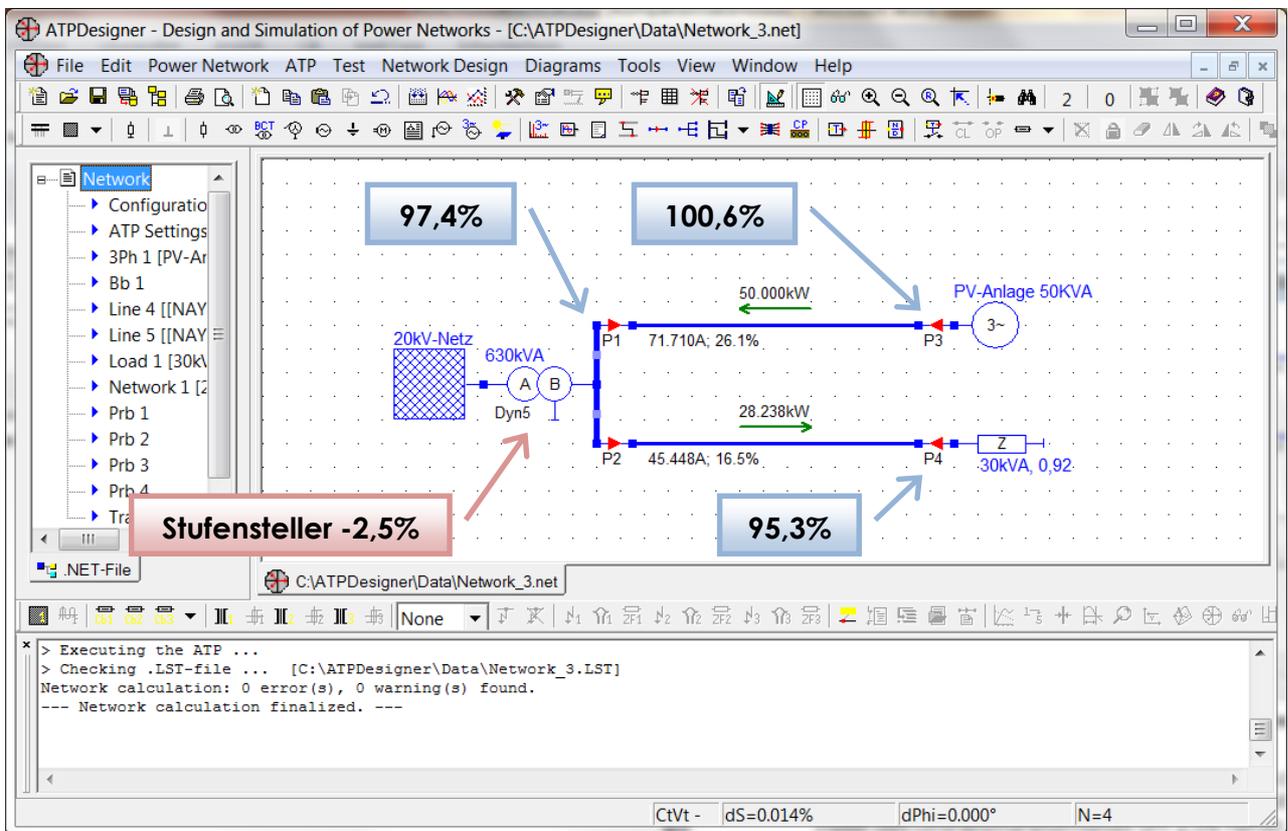


Abbildung 32: Netzspannungen mit PV-Anlagen: Spannungsregelung am Ortsnetztransformator

Eine Möglichkeit, die Netzspannung am Netzanschlusspunkt der PV-Anlage zu reduzieren besteht darin, den Stufensteller des Ortsnetztransformators herabzustufen. Wird der Stufensteller des Ortsnetztransformators um 2,5% herabgestuft, so ergeben sich die Netzspannungen nach Abbildung 32. Durch das Herabstufen des Ortsnetztransformators wurden die Leiter-Erd-Spannungen gegenüber Abbildung 31 am Netzanschlusspunkt um ca. 2,5% vermindert, aber auch die Leiter-Erd-Spannungen am Hausanschlusskasten (HAK) im unteren Netzabgang auf 95,3%.

Das Beispiel zeigt, dass die Regelung der Netzspannung in strahlenförmigen Niederspannungsnetzen durch einen ggfs. automatisch arbeitenden Stufenschalter an einem Ortsnetztransformator keine allgemeingültige technische Lösung des Spannungshaltungsproblems darstellt.

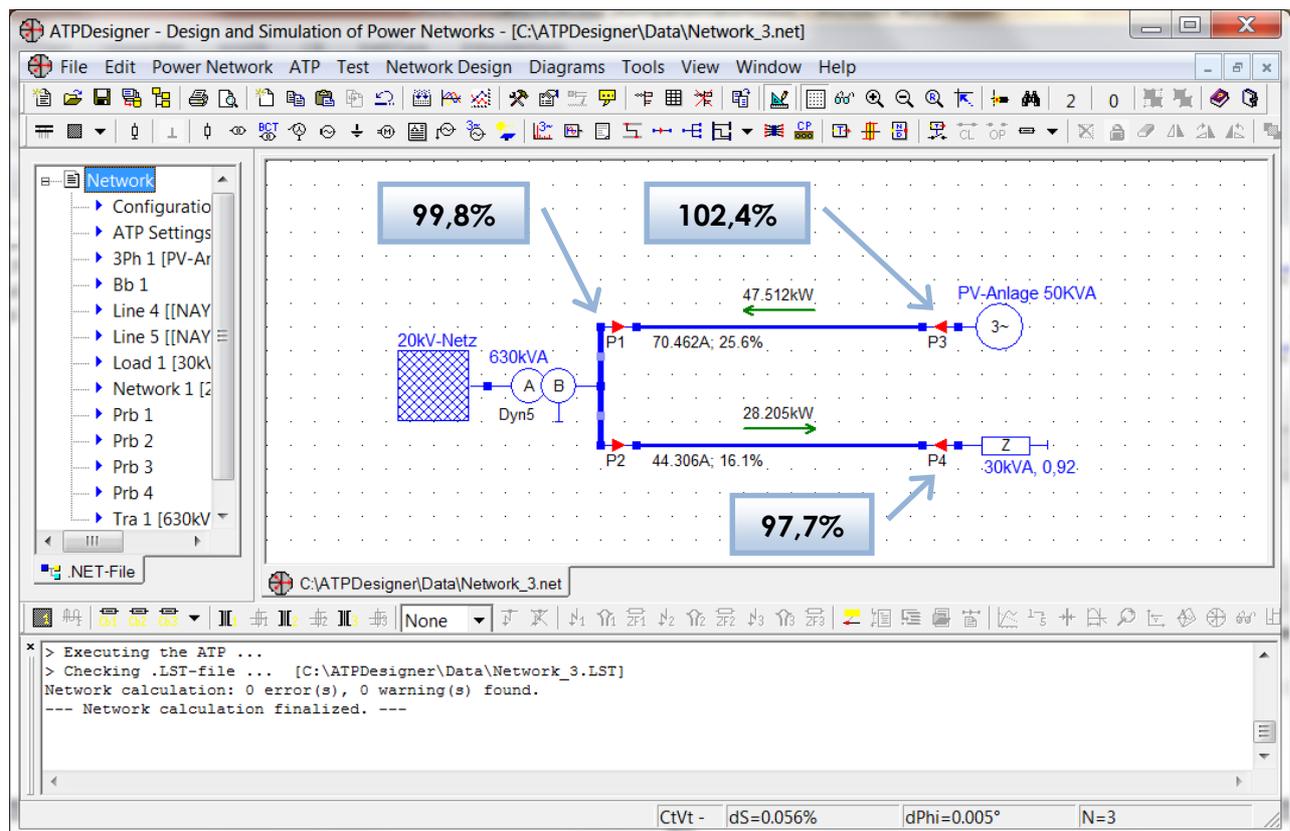


Abbildung 33: Netzspannungen mit PV-Anlagen: Spannungsregelung durch Blindleistung

In Abbildung 33 sind die Berechnungsergebnisse für eine weitere Variante der Spannungsregelung dargestellt. In diesem Fall nimmt die PV-Anlage bei einer maximalen Scheinleistung von $S = 50\text{kVA}$ und einem Verschiebungsfaktor $\cos \varphi = 0,95_{\text{untererregt}}$ eine Blindleistung $Q = 15,6\text{kvar}$ auf. Dadurch werden die Leiter-Erd-Spannungen an der $0,4\text{kV}$ -Sammelschiene bezogen auf den Fall der Spannungsregelung am Ortsnetztransformator (Abbildung 32) auf 99,8% angehoben, die Leiter-Erd-Spannungen am Hausanschlusskasten (HAK) im unteren Netzabgang auf 97,7%.

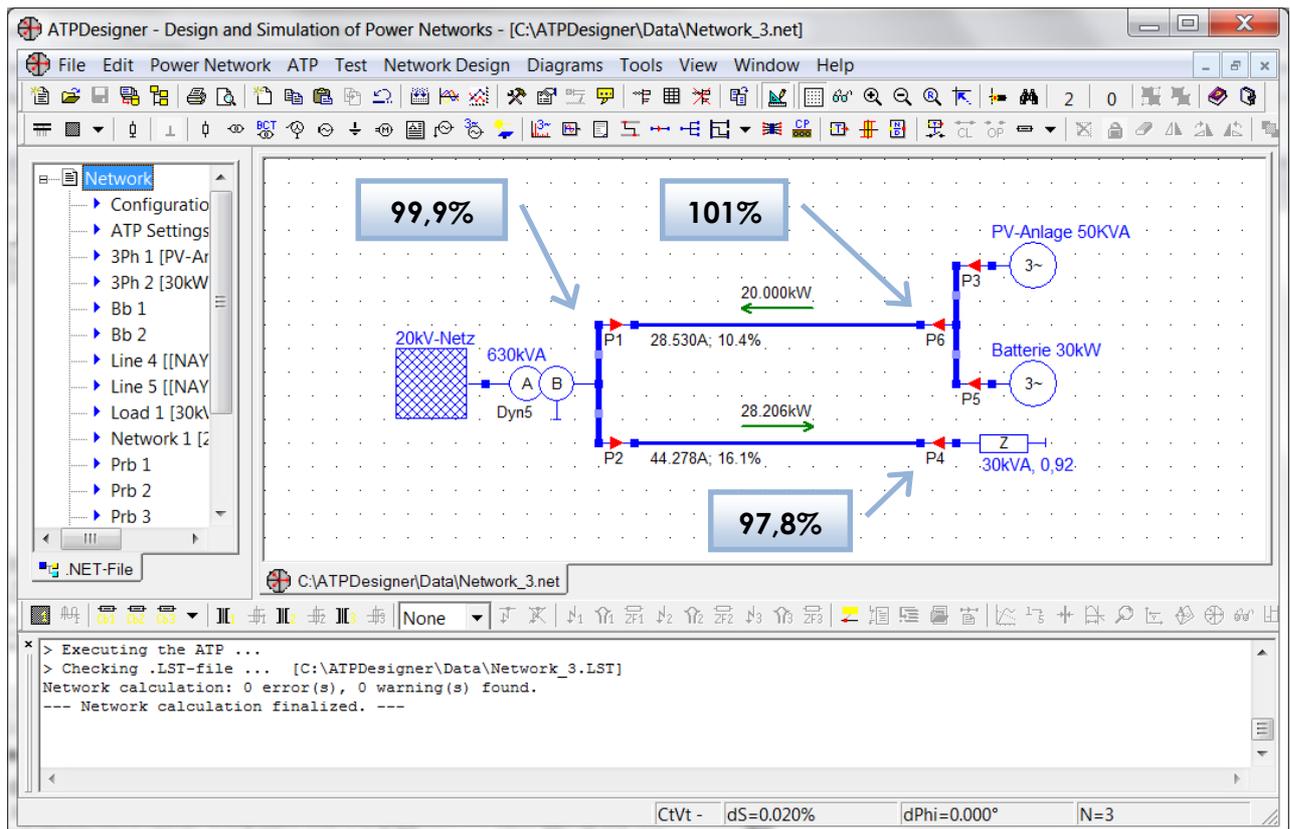


Abbildung 34: Netzspannungen mit PV-Anlagen und Energiespeicher

Eine weitere Variante sieht den Einsatz eines Energiespeichers am Netzanschlusspunkt der PV-Anlage vor. Der Stufensteller verbleibt hier in Mittenposition ($\Delta U = 0\%$). In Abbildung 34 speist die PV-Anlage mit einem Verschiebungsfaktor $\cos \varphi = 1$ eine Wirkleistung $P = 50\text{kW}$ ein, der Energiespeicher nimmt bei einem Verschiebungsfaktor $\varphi = 1$ eine Wirkleistung $P = 30\text{kW}$ auf. Über die Leitung werden die verbleibenden 20kW transportiert. Der Vorteil dieses Lösungsansatzes liegt darin, dass die Leiter-Erd-Spannungen am Netzanschlusspunkt der PV-Anlage direkt am Ort der Verursachung reduziert werden können und somit das restliche Niederspannungsnetz nicht beeinflussen. Ein weiterer Vorteil liegt in einer Reduktion der Netzverluste.

Netzverluste P und Blindleistungsbedarf Q

	P [W]	Q [var]	
Abbildung 31	2.123	837	---
Abbildung 32	2.229	879	Stufenschalter
Abbildung 33	2.145	856	Blindleistung
Abbildung 34	858	338	Energiespeicher

Tabelle 3: Netzverluste P und Blindleistungsbedarf Q

Wie Tabelle 3 zeigt, werden durch den Einsatz eines Energiespeichers am Netzanschlusspunkt der PV-Anlage ca. 2/3 der Netzverluste vermieden. Auch der Blindleistungsbedarf wird mehr als halbiert, ohne dass eine der technischen Betriebsmittel Blindleistung bereitstellen muss. Es muss hier beachtet werden, dass auch die Bereitstellung von Blindleistung durch die notwendige höhere Scheinleistungsbelastung der Betriebsmittel Kosten verursacht.

Von den in Tabelle 3 dargestellten Varianten zur Spannungsbegrenzung sind Netzverluste und Blindleistungsbedarf im Falle der Spannungsregelung durch einen Stufenschalter am Ortsnetztransformator am höchsten, bei Einsatz eines Energiespeichers am Netzanschlusspunkt der PV-Anlage am niedrigsten.

4.5 Simulationsmodell eines Wechselrichters

Für die Untersuchung der Speicheranbindung an das Niederspannungsnetz wurde ein 3-phasiges Stromrichtermodell im Simulationsprogramm Matlab/Simulink entwickelt, um Regelalgorithmen für die Speicheranbindung zu untersuchen. Außerdem soll dieses Stromrichtermodell mit dem in [5] beschriebenen Modell im Simulationstool Simplerer verglichen werden.

Abbildung 35 zeigt die Netzanbindung eines 3-phasigen Stromrichters im RST-System ($R=L1, S=L2, T=L3$). Dabei stellt der Stromrichter seine Ausgangsspannung e_{SR} so ein, dass der über R_{SR} und L_{SR} entstehende Spannungsfall ΔU_{SR} den Strom i_R verursacht. Dies geschieht für jeden Leiter des RST-Systems, die Ströme werden dabei gemessen und geregelt.

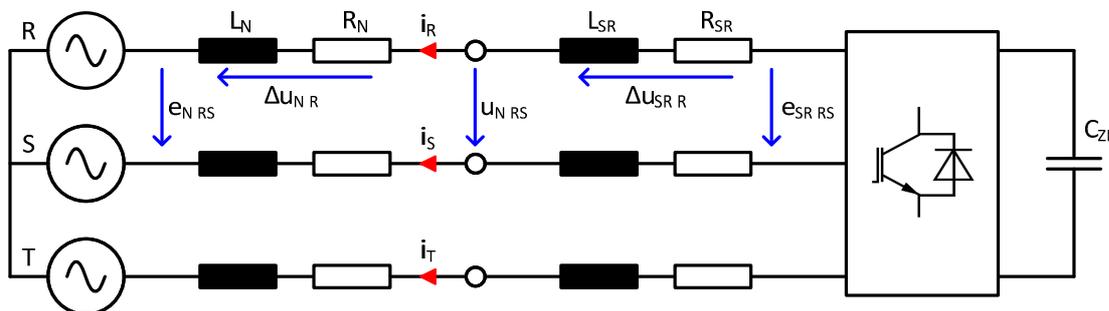


Abbildung 35: Stromrichteranbindung im RST-System

Mit Hilfe von Modaltransformationen kann das natürliche RST-System in modalen Systemen oder Komponentensystemen mit Raumzeigern dargestellt werden. Dadurch kann angepasst auf das zu lösende technische Problem eine erheblich vereinfachte mathematische Behandlung erreicht werden. Raumzeiger sind im allgemeinen komplexe modale Größen, die zur Entkopplung von Momentanwertgleichungen d.h. Differentialgleichungen des natürlichen RST-Dreileitersystems verwendet werden können. Man unterscheidet Raumzeiger in ruhenden Koordinaten und Raumzeiger in rotierenden Koordinaten.

Um die mathematische Beschreibung des 3-phasigen RST-Systems, das in aller Regel induktive und kapazitive Kopplungen aufweist, zu vereinfachen, kann das RST-System durch Modaltransformationen wie z.B. die Clarke-Transformation (Transformation ins $0\alpha\beta$ -System) oder die Park-Transformation (Transformation ins $0dq$ -System) in drei 1-phasige Systeme entkoppelt werden. Für die Beschreibung von rotierenden Maschinen eignet sich besonders die Transformation ins $0dq$ -System d.h. in ein System mit rotierenden Koordinaten. Im vorliegenden Fall werden reelle Zeitfunktionen i_R, i_S und i_T mit sinusförmigem zeitlichen Verlauf mit einer reellen Transformationsmatrix ins $0dq$ -System transformiert. Es muss hier beachtet werden, dass abhängig von frei wählbaren Randbedingungen unterschiedliche Transformationsmatrizen existieren.

Die Transformationsvorschrift vom RST-System ins $0dq$ -System ist in Gleichung (4.1) für die Leiterströme i_R, i_S und i_T in leistungsvarianter Form dargestellt. Der Vorteil der Transformation besteht darin, dass aus den im RST-System rotierenden Raumzeigern in einem ruhenden RST-Koordinatensystem ruhende Raumzeiger in einem dann rotierenden $0dq$ -Koordinatensystem werden. Gerade in Hinblick auf die Beschreibung rotierender Maschi-

nen ergeben sich dadurch Vorteile hinsichtlich einer einfacheren mathematischen Beschreibung.

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \\ i_0 \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} \cos(\theta) & \cos\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & \cos\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ -\sin(\theta) & -\sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right) & -\sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right) \\ \frac{1}{2} & \frac{1}{2} & \frac{1}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_R \\ i_S \\ i_T \end{bmatrix} \quad \text{mit } \theta = \omega \cdot t \quad (4.1)$$

Im Folgenden soll nun eine der Regelung von Maschinen angepasste Form der Transformation vom RST-System ins $0\alpha\beta$ -System und ins $0dq$ -System beschrieben werden, die sich auch zum Entwurf eines Regelkonzeptes für Netzumrichter im symmetrischen Netzzustand eignet.

Im symmetrischen Netzzustand verschwinden im RST-System die Nullkomponenten i_0 und u_0 wegen

$$i_0 = i_R + i_S + i_T = 0 \quad (4.2)$$

und

$$u_0 = u_R + u_S + u_T = 0 \quad (4.3)$$

Die beiden Gleichungen (4.2) und (4.3) sagen letztlich aus, dass im symmetrischen Netzzustand die vektorielle Summe der Leiterströme bzw. der Leiter-Erd-Spannungen sich zu jedem Zeitpunkt zu Null ergibt. Im symmetrischen Netzzustand ist der Stromfluss in einer Leitung z.B. von einem Transformatorsternpunkt zur Erde gleich Null. Ein isolierter Transformatorsternpunkt zeigt in einem symmetrischen Netz keine Potentialdifferenz gegen Erde. Aus Gleichung (4.2) kann unter der Annahme eines symmetrischen Netzzustandes einer der drei Leiterströme aus den beiden verbleibenden Leiterströmen berechnet werden.

$$i_T = -(i_R + i_S) \quad (4.4)$$

Die Nullkomponenten i_0 und u_0 werden sowohl im $0\alpha\beta$ -System wie auch im $0dq$ -System zur vollständigen Beschreibung des netzphysikalischen Zustandes des RST-Systems benötigt. Im Falle eines symmetrischen Netzzustandes verschwinden die Nullkomponenten. Da im Folgenden nur der Fall des symmetrischen Netzzustandes betrachtet wird, ist es ausreichend, nur die $\alpha\beta$ -Komponenten bzw. die dq -Komponenten und die zugehörigen Transformationsvorschriften zu betrachten.

Die Transformation vom RST-System ins $0\alpha\beta$ -System kann in leistungsinvarianter Form d.h. $\underline{s}_{RST} = \underline{s}_{0\alpha\beta}$ für die Leiterströme i_R , i_S und i_T wie folgt formuliert werden.

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \\ i_0 \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ 0 & \sqrt{3} & -\sqrt{3} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_R \\ i_S \\ i_T \end{bmatrix} \quad (4.5)$$

Für die Leiter-Erd-Spannungen u_R , u_S und u_T wird zusätzlich die Bedingung der Bezugsleiter-invarianz angenommen.

$$\begin{bmatrix} u_\alpha \\ u_\beta \\ u_0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ 0 & \sqrt{3} & -\sqrt{3} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_R \\ u_S \\ u_T \end{bmatrix} \quad (4.6)$$

Abbildung 36 zeigt beispielhaft einen auf das ruhende $\alpha\beta$ -Koordinatensystem bezogenen rotierenden Raumzeiger \underline{i} . Die Rotation erfolgt im mathematisch positiven Sinn. Da die beiden senkrecht aufeinander stehenden Koordinatenachsen des dq-Systems gegenüber dem ruhenden $\alpha\beta$ -Koordinatensystem im stationären Fall mit Netzfrequenz rotieren, sind die auf den dq-Achsen abgebildeten Netzgrößen i_q und i_d im Gegensatz zu den $\alpha\beta$ -Komponenten i_α und i_β zeitlich konstant. Es wird hier vorausgesetzt, dass auch der Raumzeiger \underline{i} mit Netzfrequenz rotiert. Man erkennt, dass die Komponenten i_q und i_d Größen konstanten Betrags sind, wenn die Rotationsfrequenz des dq-Koordinatensystems gleich der Rotationsfrequenz des Raumzeigers \underline{i} ist.

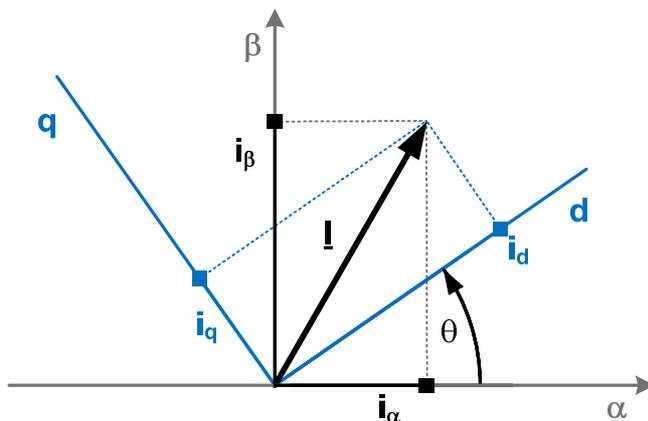


Abbildung 36: 0dq-System mit rotierenden Koordinatenachsen

Die Transformationsvorschrift für die Leiterströme i_R , i_S und i_T in die Ströme des $0\alpha\beta$ -Systems i_α , i_β und i_0 erfolgt mit Gleichung (4.5). Unter Voraussetzung eines symmetrischen Netzzustandes gilt mit Gleichung (4.4):

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ 0 & \sqrt{3} & -\sqrt{3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_R \\ i_S \\ -(i_R + i_S) \end{bmatrix} \quad (4.7)$$

$$i_\alpha = \frac{1}{2} (2 \cdot i_R - i_S + (i_R + i_S)) = \frac{3}{2} \cdot i_R \quad (4.8)$$

In Gleichung (4.8) ist zu erkennen, dass der zeitliche Verlauf des Stroms i_α im $0\alpha\beta$ -System mit dem zeitlichen Verlauf des Leiterstroms i_R im RST-System bis auf einen Skalierungsfaktor identisch ist. Der Betrag des Stroms i_α wird durch einen konstanten Faktor bewertet.

$$i_\beta = \frac{1}{2}(\sqrt{3} \cdot i_S - \sqrt{3} \cdot -(i_R + i_S)) = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot i_R + \sqrt{3} \cdot i_S \quad (4.9)$$

In Matrixschreibweise ergibt sich für die Transformation vom RST-System ins $0\alpha\beta$ -System:

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \frac{3}{2} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ \sqrt{3} & 2\sqrt{3} \\ 3 & 3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_R \\ i_S \end{bmatrix} = \frac{3}{2} \cdot \mathbf{T} \cdot \begin{bmatrix} i_R \\ i_S \end{bmatrix} \quad (4.10)$$

mit der Transformationsmatrix \mathbf{T} :

$$\mathbf{T} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ \sqrt{3} & 2\sqrt{3} \\ 3 & 3 \end{bmatrix} ; \quad \mathbf{T}^{-1} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -\frac{1}{2} & \frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \quad (4.11)$$

Betrachtet man die Leiter-Erd-Spannungen des RST-Systems im symmetrischen Netzzustand, so ergibt sich:

$$\begin{bmatrix} u_\alpha \\ u_\beta \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ 0 & \sqrt{3} & -\sqrt{3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_R \\ u_S \\ -(u_R + u_S) \end{bmatrix} \quad (4.12)$$

$$u_\alpha = \frac{1}{3}(2 \cdot u_R - u_S + (u_R + u_S)) = u_R \quad (4.13)$$

In Gleichung (4.13) wird die Bedingung der Bezugsleiterinvarianz deutlich. Die Spannung u_α im $0\alpha\beta$ -System ist identisch mit der Leiter-Erd-Spannung u_R im RST-System. Die Voraussetzung der Bezugsleiterinvarianz ist für das Regelkonzept von entscheidender Bedeutung. Ist die Spannung u_R im RST-System eine netzfrequente, sinusförmige Größe mit konstanter Amplitude so gilt dies auch für die Spannung u_α . Beide Größen entsprechen damit rotierenden Raumzeigern in ruhenden Koordinatensystemen.

$$u_\alpha = u_R = \hat{u} \cdot \sin(\omega t + \varphi) \quad (4.14)$$

Verwendet man bei den Spannungen des RST-Systems die verketteten Spannungen u_{RS} und u_{ST} und setzt wiederum einen symmetrischen Netzzustand voraus (d.h. $u_R + u_S + u_T = 0$), so ergibt sich ausgehend von Gleichung (4.5) mit den Leiter-Erd-Spannungen u_R , u_S und u_T :

$$\begin{bmatrix} u_\alpha \\ u_\beta \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ 0 & \sqrt{3} & -\sqrt{3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_R \\ u_S \\ u_T \end{bmatrix} \quad (4.15)$$

Mit $u_{RS} = u_R - u_S$ und $u_{ST} = u_S - u_T$ und damit $u_R = u_{RS} + u_S$ und $u_S = u_{ST} + u_T$ ergibt sich nach einigen Umformungen:

$$\begin{bmatrix} u_\alpha \\ u_\beta \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & 1 \\ 0 & \sqrt{3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_{RS} \\ u_{ST} \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} 1 & \frac{1}{2} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_{RS} \\ u_{ST} \end{bmatrix} \quad (4.16)$$

Im nächsten Schritt werden die im ruhenden $\alpha\beta$ -Koordinatensystem rotierenden Raumzeiger in ruhende Raumzeiger im rotierenden dq- Koordinatensystem transformiert.

Die Matrix \mathbf{D} zur Drehung eines Vektors um den Winkel φ in einem ruhenden Koordinatensystem kann wie folgt formuliert werden:

$$\mathbf{D}(\varphi) = \begin{bmatrix} \cos \varphi & -\sin \varphi \\ \sin \varphi & \cos \varphi \end{bmatrix} \quad (4.17)$$

Alternativ kann bei einem ruhenden Vektor das Koordinatensystem um den Winkel $-\varphi$ zurück gedreht werden.

$$(\mathbf{D}(\varphi))^{-1} = \mathbf{D}(-\varphi) = \begin{bmatrix} \cos \varphi & \sin \varphi \\ -\sin \varphi & \cos \varphi \end{bmatrix} \quad (4.18)$$

Weitere Eigenschaften der Matrix \mathbf{D} sind:

$$\mathbf{D}(\phi + \varphi) = \mathbf{D}(\phi) \cdot \mathbf{D}(\varphi) \quad (4.19)$$

$$\mathbf{D}\left(\frac{\pi}{2}\right) = \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \text{ und } \mathbf{D}\left(-\frac{\pi}{2}\right) = \begin{bmatrix} 0 & 1 \\ -1 & 0 \end{bmatrix} \quad (4.20)$$

Damit ist

$$\mathbf{D}\left(-\frac{\pi}{2}\right) = -\mathbf{D}\left(\frac{\pi}{2}\right) \quad (4.21)$$

In Abbildung 36 wird für bei einem ruhenden Vektor das dq-Koordinatensystem gegenüber dem $\alpha\beta$ -Koordinatensystem um den zeitabhängigen Winkel $\theta(t)$ gedreht. Daher gilt mit Gleichung (4.18) für den Stromvektor in dq-Koordinaten:

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta & \sin \theta \\ -\sin \theta & \cos \theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \mathbf{D}(-\theta) \cdot \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \quad (4.22)$$

Für den Spannungsvektor ergibt sich eine entsprechende Gleichung. Berücksichtigt man jetzt noch Gleichung (4.10) so ergibt sich für die Transformation vom RST-System ins dq-System unter Berücksichtigung eines symmetrischen Netzzustandes:

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta & \sin \theta \\ -\sin \theta & \cos \theta \end{bmatrix} \cdot \frac{3}{2} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ \frac{\sqrt{3}}{3} & \frac{2\sqrt{3}}{3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_R \\ i_S \end{bmatrix} \quad (4.23)$$

$$\begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \frac{3}{2} \begin{bmatrix} \cos \theta + \frac{\sqrt{3}}{3} \sin \theta & \frac{2\sqrt{3}}{3} \sin \theta \\ \frac{\sqrt{3}}{3} \cos \theta - \sin \theta & \frac{2\sqrt{3}}{3} \cos \theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_R \\ i_S \end{bmatrix} \quad (4.24)$$

Für die Berechnung der dq-Komponenten u_d und u_q aus den verketteten Spannungen des RST-Systems ergibt sich aus Gleichung (4.16) entsprechend:

$$\begin{bmatrix} u_d \\ u_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cos \theta & \sin \theta \\ -\sin \theta & \cos \theta \end{bmatrix} \cdot \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 & 1 \\ 0 & \sqrt{3} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_{RS} \\ u_{ST} \end{bmatrix} \quad (4.25)$$

$$\begin{bmatrix} u_d \\ u_q \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 2 \cos \theta & \cos \theta + \sqrt{3} \sin \theta \\ -2 \sin \theta & \sqrt{3} \cos \theta - \sin \theta \end{bmatrix} \begin{bmatrix} u_{RS} \\ u_{ST} \end{bmatrix} \quad (4.26)$$

Mit den Gleichungen (4.24) und (4.26) können unter der Annahme eines symmetrischen Netzzustandes aus den rotierenden Größen des RST-Systems die ruhenden Größen des dq-Systems berechnet werden.

Abbildung 37 zeigt eine Phase der Netzanbindung des Stromrichters dargestellt im RST-System. Auf Grund der Netzsymmetrie sowie des symmetrischen Aufbaus der Betriebsmittel genügt die 1-phasige Darstellung. Ausgehend von den bisherigen Betrachtungen kann nun das Ersatzschaltbild im $0\alpha\beta$ -System hergeleitet werden.

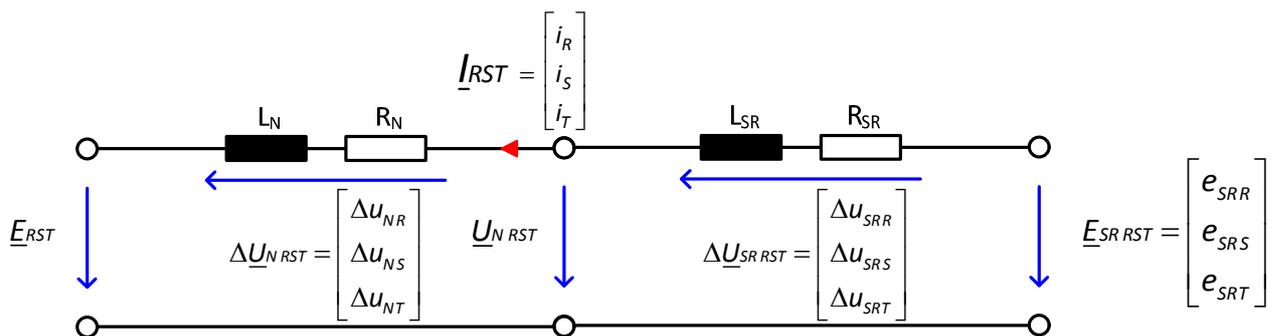


Abbildung 37: Stromrichteranbindung im RST-System

Nach Abbildung 37 kann der Spannungsfall über der Glättungsdrossel (L_{SR} , R_{SR}) wie folgt berechnet werden:

$$\Delta \underline{U}_{SR RST} = \underline{E}_{SR RST} - \underline{U}_{N RST} \quad (4.27)$$

$$\Delta \underline{U}_{SR RST} = R_{SR} \cdot \underline{I}_{RST} + L_{SR} \frac{d}{dt} (\underline{I}_{RST}) \quad (4.28)$$

Wie in Abbildung 37 zu erkennen ist, bestehen die Vektoren des RST-Systems aus drei Zeitfunktionen, die den physikalischen Größen der Leiter R, S und T entsprechen. Die Transformation ins $0\alpha\beta$ -System erfordert die Kenntnis der Transformationsmatrizen nach den Gleichungen (4.5) und (4.6) sowie der Inversen der Transformationsmatrizen.

$$\begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \\ i_0 \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \cdot \mathbf{M} \begin{bmatrix} i_R \\ i_S \\ i_T \end{bmatrix}; \quad \begin{bmatrix} u_\alpha \\ u_\beta \\ u_0 \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \cdot \mathbf{M} \begin{bmatrix} u_R \\ u_S \\ u_T \end{bmatrix} \quad (4.29)$$

Als Inverse der Matrix \mathbf{M} ergibt sich:

$$\mathbf{M} = \begin{bmatrix} 2 & -1 & -1 \\ 0 & \sqrt{3} & -\sqrt{3} \\ 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \Rightarrow \mathbf{M}^{-1} = \begin{bmatrix} \frac{1}{3} & 0 & \frac{1}{3} \\ -\frac{1}{6} & \frac{1}{2\sqrt{3}} & \frac{1}{3} \\ -\frac{1}{6} & -\frac{1}{2\sqrt{3}} & \frac{1}{3} \end{bmatrix} \quad (4.30)$$

Es gilt weiter:

$$\left(\frac{1}{2} \cdot \mathbf{M} \right)^{-1} = 2 \cdot \mathbf{M}^{-1}; \quad \left(\frac{1}{3} \cdot \mathbf{M} \right)^{-1} = 3 \cdot \mathbf{M}^{-1} \quad (4.31)$$

Für die Transformation vom $0\alpha\beta$ -System ins RST-System folgt:

$$\begin{bmatrix} i_R \\ i_S \\ i_T \end{bmatrix} = 2 \cdot \mathbf{M}^{-1} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \\ i_0 \end{bmatrix}; \quad \begin{bmatrix} u_R \\ u_S \\ u_T \end{bmatrix} = 3 \cdot \mathbf{M}^{-1} \begin{bmatrix} u_\alpha \\ u_\beta \\ u_0 \end{bmatrix} \quad (4.32)$$

Ausgehend von Gleichung (4.28) kann jetzt die Transformation der Spannungs- und Stromvektoren des RST-Systems mit Gleichung (4.32) in das $0\alpha\beta$ -System erfolgen.

$$3 \cdot \mathbf{M}^{-1} \cdot \Delta \underline{U}_{SR 0\alpha\beta} = R_{SR} \cdot 2 \cdot \mathbf{M}^{-1} \cdot \underline{I}_{0\alpha\beta} + L_{SR} \frac{d}{dt} (2 \cdot \mathbf{M}^{-1} \cdot \underline{I}_{0\alpha\beta}) \quad (4.33)$$

Da die Transformationsmatrix \mathbf{M} zeitlich konstant ist, kann Gleichung (4.33) wie folgt geschrieben werden:

$$3 \cdot \mathbf{M}^{-1} \cdot \Delta \underline{U}_{SR 0\alpha\beta} = R_{SR} \cdot 2 \cdot \mathbf{M}^{-1} \cdot \underline{I}_{0\alpha\beta} + L_{SR} \cdot 2 \cdot \mathbf{M}^{-1} \cdot \frac{d}{dt} (\underline{I}_{0\alpha\beta}) \quad (4.34)$$

$$\mathbf{M}^{-1} \cdot \Delta \underline{U}_{SR0\alpha\beta} = R_{SR} \cdot \frac{2}{3} \cdot \mathbf{M}^{-1} \cdot \underline{I}_{0\alpha\beta} + L_{SR} \cdot \frac{2}{3} \cdot \mathbf{M}^{-1} \cdot \frac{d}{dt}(\underline{I}_{0\alpha\beta}) \quad (4.35)$$

Gleichung (4.35) wird nun von links mit der Matrix \mathbf{M} multipliziert.

$$\mathbf{M} \cdot \mathbf{M}^{-1} \cdot \Delta \underline{U}_{SR0\alpha\beta} = \mathbf{M} \cdot R_{SR} \cdot \frac{2}{3} \cdot \mathbf{M}^{-1} \cdot \underline{I}_{0\alpha\beta} + \mathbf{M} \cdot L_{SR} \cdot \frac{2}{3} \cdot \mathbf{M}^{-1} \cdot \frac{d}{dt}(\underline{I}_{0\alpha\beta}) \quad (4.36)$$

$$\Delta \underline{U}_{SR0\alpha\beta} = \underbrace{\mathbf{M} \cdot R_{SR} \cdot \frac{2}{3} \cdot \mathbf{M}^{-1}}_{R_{SR0\alpha\beta}} \cdot \underline{I}_{0\alpha\beta} + \underbrace{\mathbf{M} \cdot L_{SR} \cdot \frac{2}{3} \cdot \mathbf{M}^{-1}}_{L_{SR0\alpha\beta}} \cdot \frac{d}{dt}(\underline{I}_{0\alpha\beta}) \quad (4.37)$$

Nach Gleichung (4.37) ergeben sich die Komponenten R und L des Ersatzschaltbildes im $0\alpha\beta$ -System wie folgt:

$$R_{SR0\alpha\beta} = \frac{2}{3} \cdot \mathbf{M} \cdot R_{SR} \cdot \mathbf{M}^{-1} \quad (4.38)$$

$$L_{SR0\alpha\beta} = \frac{2}{3} \cdot \mathbf{M} \cdot L_{SR} \cdot \mathbf{M}^{-1} \quad (4.39)$$

$$R_{SR0\alpha\beta} = \frac{2}{3} \cdot R_{SR} \cdot \mathbf{M} \cdot \mathbf{M}^{-1} = \frac{2}{3} \cdot R_{SR} \quad (4.40)$$

$$L_{SR0\alpha\beta} = \frac{2}{3} \cdot L_{SR} \cdot \mathbf{M} \cdot \mathbf{M}^{-1} = \frac{2}{3} \cdot L_{SR} \quad (4.41)$$

Mit den so berechneten Komponenten R und L kann das Ersatzschaltbild im $0\alpha\beta$ -System erstellt werden (Abbildung 38). Die Nullkomponenten entfallen in Abbildung 38 wegen des symmetrischen Netzzustandes im RST-System.

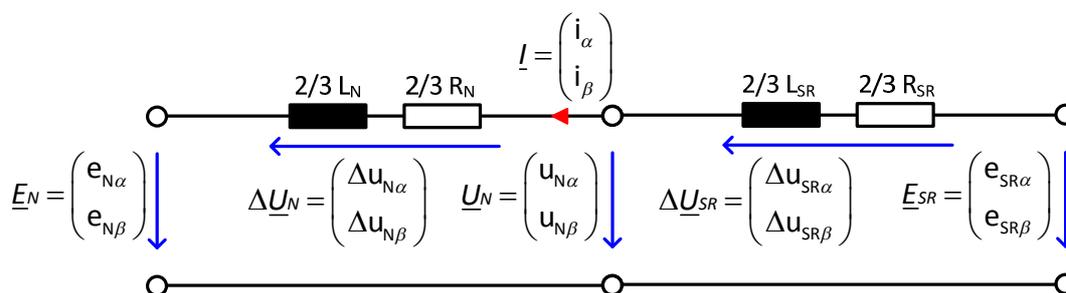


Abbildung 38: Stromrichteranbindung im $\alpha\beta$ -System

$$\Delta \underline{U}_{SR} = \underline{E}_{SR} - \underline{U}_N \quad (4.42)$$

$$\Delta \underline{U}_{SR} = \frac{2}{3} R_{SR} \cdot \underline{I} + \frac{2}{3} L_{SR} \frac{d}{dt}(\underline{I}) \quad (4.43)$$

Für den Spannungsfall über die Netzimpedanz (L_N , R_N) gilt

$$\Delta \underline{U}_N = \underline{U}_N - \underline{E}_N \quad (4.44)$$

$$\Delta \underline{U}_N = \frac{2}{3} R_N \cdot \underline{I} + \frac{2}{3} L_N \frac{d}{dt}(\underline{I}) \quad (4.45)$$

Im Folgenden wird der Zusammenhang zwischen dem Spannungsfall über der Glättungsdrossel und dem eingespeisten Strom näher betrachtet. Gleichung (4.28) kann in Matrixschreibweise wie folgt geschrieben werden:

$$\begin{bmatrix} \Delta u_{SR\alpha} \\ \Delta u_{SR\beta} \end{bmatrix} = \frac{2}{3} R_{SR} \cdot \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} + \frac{2}{3} L_{SR} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \quad (4.46)$$

Gleichung (4.47) zeigt den Zusammenhang zwischen den Vektoren des $\alpha\beta$ -Systems und des dq-Systems. Dazu wird von dem Differential des Stromvektors im dq-Systems ausgegangen. Die Differenzierung des Stromvektors in dq-Komponenten kann wie folgt mit Hilfe der Drehmatrix $\mathbf{D}(\theta)$ nach Gleichung (4.22) formuliert werden:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \frac{d}{dt} \left(\mathbf{D}(-\theta) \cdot \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \right) \quad (4.47)$$

Nach der Produktregel gilt:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \frac{d}{dt} (\mathbf{D}(-\theta)) \cdot \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} + \mathbf{D}(-\theta) \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \quad (4.48)$$

Da der Winkel $\theta = f(t)$ eine Funktion der Zeit ist, gilt mit $\theta = \omega \cdot t$:

$$\frac{d}{dt} (\mathbf{D}(-\theta)) = \frac{d}{d\theta} (\mathbf{D}(-\theta)) \cdot \frac{d\theta}{dt} = \frac{d}{d\theta} (\mathbf{D}(-\theta)) \cdot \omega \quad (4.49)$$

Aus Gleichung (4.18) ergibt:

$$\frac{d}{d\theta} (\mathbf{D}(-\theta)) = \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} \cos \theta & \sin \theta \\ -\sin \theta & \cos \theta \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sin \theta & \cos \theta \\ -\cos \theta & -\sin \theta \end{bmatrix} \quad (4.50)$$

Unter Berücksichtigung der trigonometrischen Gleichungen gilt:

$$\frac{d}{d\theta}(\mathbf{D}(-\theta)) = \begin{bmatrix} \cos\left(\frac{\pi}{2} + \theta\right) & -\sin\left(\frac{\pi}{2} + \theta\right) \\ \sin\left(\frac{\pi}{2} + \theta\right) & \cos\left(\frac{\pi}{2} + \theta\right) \end{bmatrix} = \mathbf{D}\left(\frac{\pi}{2} - \theta\right) = \mathbf{D}\left(\frac{\pi}{2}\right) \cdot \mathbf{D}(-\theta) \quad (4.51)$$

Aus Gleichung (4.48) mit Gleichung (4.49) ergibt sich jetzt:

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \frac{d}{d\theta}(\mathbf{D}(-\theta)) \cdot \omega \cdot \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} + \mathbf{D}(-\theta) \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \quad (4.52)$$

Mit Gleichung (4.51):

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \omega \cdot \mathbf{D}\left(\frac{\pi}{2}\right) \cdot \mathbf{D}(-\theta) \cdot \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} + \mathbf{D}(-\theta) \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \quad (4.53)$$

In Gleichung (4.53) können jetzt mit Gleichung (4.22) die Ströme des $\alpha\beta$ -Systems durch die Ströme des dq-Systems ersetzt werden.

$$\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \omega \cdot \mathbf{D}\left(\frac{\pi}{2}\right) \cdot \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \mathbf{D}(-\theta) \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \quad (4.54)$$

$$\mathbf{D}(-\theta) \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} = \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} - \mathbf{D}\left(\frac{\pi}{2}\right) \cdot \omega \cdot \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} \quad (4.55)$$

In Gleichung (4.46) werden jetzt beide Seiten mit der Drehmatrix multipliziert, um die Vektoren des $\alpha\beta$ -Systems in das dq-System zu transformieren.

$$\mathbf{D}(-\theta) \cdot \begin{bmatrix} \Delta u_{SR\alpha} \\ \Delta u_{SR\beta} \end{bmatrix} = \mathbf{D}(-\theta) \cdot \left(\frac{2}{3} R_{SR} \cdot \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} + \frac{2}{3} L_{SR} \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \right) \quad (4.56)$$

$$\mathbf{D}(-\theta) \cdot \begin{bmatrix} \Delta u_{SR\alpha} \\ \Delta u_{SR\beta} \end{bmatrix} = \frac{2}{3} R_{SR} \cdot \mathbf{D}(-\theta) \cdot \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} + \frac{2}{3} L_{SR} \cdot \mathbf{D}(-\theta) \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_\alpha \\ i_\beta \end{bmatrix} \quad (4.57)$$

Mit Gleichung (4.22) können für die einfachen Terme in Gleichung (4.57) die Vektoren in dq-Komponenten eingesetzt werden. Das Differential des Stromvektors kann mit Gleichung (4.55) in $\alpha\beta$ -Komponenten transformiert werden.

$$\begin{bmatrix} \Delta u_{SRd} \\ \Delta u_{SRq} \end{bmatrix} = \frac{2}{3} R_{SR} \cdot \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \frac{2}{3} L_{SR} \cdot \left(\frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} - \mathbf{D}\left(\frac{\pi}{2}\right) \cdot \omega \cdot \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} \right) \quad (4.58)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta u_{SRd} \\ \Delta u_{SRq} \end{bmatrix} = \frac{2}{3} R_{SR} \cdot \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \frac{2}{3} L_{SR} \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} - \frac{2}{3} \omega L_{SR} \cdot \mathbf{D} \left(\frac{\pi}{2} \right) \cdot \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} \quad (4.59)$$

Durch den letzten Term in Gleichung (4.59) werden d- und q-Komponenten gekoppelt.

$$\mathbf{D} \left(\frac{\pi}{2} \right) \cdot \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 & -1 \\ 1 & 0 \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -i_q \\ i_d \end{bmatrix} \quad (4.60)$$

Aus Gleichung (4.59) ergibt sich:

$$\begin{bmatrix} \Delta u_{SRd} \\ \Delta u_{SRq} \end{bmatrix} = \frac{2}{3} R_{SR} \cdot \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} - \frac{2}{3} \omega L_{SR} \cdot \mathbf{D} \left(\frac{\pi}{2} \right) \cdot \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \frac{2}{3} L_{SR} \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} \quad (4.61)$$

Mit Gleichung (4.60) folgt:

$$\begin{bmatrix} \Delta u_{SRd} \\ \Delta u_{SRq} \end{bmatrix} = \frac{2}{3} R_{SR} \cdot \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} - \frac{2}{3} \omega L_{SR} \cdot \begin{bmatrix} -i_q \\ i_d \end{bmatrix} + \frac{2}{3} L_{SR} \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} \quad (4.62)$$

Gleichung (4.62) kann wie folgt umgestellt werden:

$$\begin{bmatrix} \Delta u_{SRd} \\ \Delta u_{SRq} \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} R_{SR} & \omega L_{SR} \\ -\omega L_{SR} & R_{SR} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \frac{2}{3} L_{SR} \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} \quad (4.63)$$

Es ist zu erkennen, dass die Transformation der Vektoren vom $\alpha\beta$ -System ins dq-System eine Kopplung des Spannungsfalls über der Glättungsdrossel zwischen den d- und q-Komponenten zur Folge hat. Aus den Gleichungen (4.28) und (4.45) erhält man die nachfolgenden Gleichungssysteme für den Spannungsfall über der Glättungsdrossel des Stromrichters:

$$\begin{bmatrix} \Delta u_{SRd} \\ \Delta u_{SRq} \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} R_{SR} & \omega L_{SR} \\ -\omega L_{SR} & R_{SR} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \frac{2}{3} \begin{bmatrix} L_{SR} & 0 \\ 0 & L_{SR} \end{bmatrix} \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} \quad (4.64)$$

und über der Netzimpedanz \underline{Z}_N :

$$\begin{bmatrix} \Delta u_{Nd} \\ \Delta u_{Nq} \end{bmatrix} = \frac{2}{3} \begin{bmatrix} R_N & \omega L_N \\ -\omega L_N & R_N \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} + \frac{2}{3} \begin{bmatrix} L_N & 0 \\ 0 & L_N \end{bmatrix} \cdot \frac{d}{dt} \begin{bmatrix} i_d \\ i_q \end{bmatrix} \quad (4.65)$$

Betrachtet man d- und q-Komponente einzeln, erkennt man in der jeweiligen Komponente das PT_n -Glied der Systemgröße, die Steuergröße und die Kopplung zur anderen Komponente.

$$\underbrace{\Delta u_{SRd}}_{\text{Steuergröße}} = \underbrace{\frac{2}{3} \omega L_{SR} \cdot i_q}_{\text{Kopplung}} + \underbrace{\frac{2}{3} R_{SR} \cdot i_d + \frac{2}{3} L_{SR} \frac{di_d}{dt}}_{PT_1\text{-Glieder}} \quad (4.66)$$

$$\underbrace{\Delta u_{SRq}}_{\text{Steuergröße}} = -\underbrace{\frac{2}{3} \omega L_{SR} \cdot i_d}_{\text{Kopplung}} + \underbrace{\frac{2}{3} R_{SR} \cdot i_q + \frac{2}{3} L_{SR} \frac{di_q}{dt}}_{PT_1\text{-Glieder}} \quad (4.67)$$

$$\underbrace{L_{SR} \cdot \frac{di_d}{dt}}_{PT_1\text{-Glieder}} = -\underbrace{R_{SR} \cdot i_d}_{\text{Kopplung}} - \underbrace{\omega L_{SR} \cdot i_q}_{\text{Kopplung}} + \underbrace{\frac{3}{2} \Delta u_{SRd}}_{\text{Steuergröße}} \quad (4.68)$$

$$\underbrace{L_{SR} \cdot \frac{di_q}{dt}}_{PT_1\text{-Glieder}} = -\underbrace{R_{SR} \cdot i_q}_{\text{Kopplung}} + \underbrace{\omega L_{SR} \cdot i_d}_{\text{Kopplung}} + \underbrace{\frac{3}{2} \Delta u_{SRq}}_{\text{Steuergröße}} \quad (4.69)$$

Bei der Betrachtung der Netzimpedanz ist der Strom die Eingangsgröße und der Spannungsfall die Ausgangsgröße, entsprechend werden die Gleichungen umgestellt. Da der Strom durch die Glättungsdrossel L_{SR} geglättet wird, geht di/dt gegen Null und kann in erster Näherung vernachlässigt werden.

$$\Delta u_{Nq} = \frac{2}{3} R_N \cdot i_q + \underbrace{\frac{2}{3} \omega L_N \cdot i_d}_{\text{Kopplung}} - \cancel{\frac{2}{3} L_N \cdot \frac{di_q}{dt}} \quad (4.70)$$

$$\Delta u_{Nd} = \frac{2}{3} R_N \cdot i_d - \underbrace{\frac{2}{3} \omega L_N \cdot i_q}_{\text{Kopplung}} - \cancel{\frac{2}{3} L_N \cdot \frac{di_d}{dt}} \quad (4.71)$$

Da Matlab/Simulink die Differentialgleichungen grafisch als Blöcke darstellt und verarbeitet, ist es sinnvoll, die Netzanbindung des Stromrichters wie in Abbildung 39 als Blockschaltbild darzustellen. Hier kann man die Kopplung der d- und q-Komponenten der Spannungen und Ströme nach (4.68) und (4.69) gut veranschaulichen.

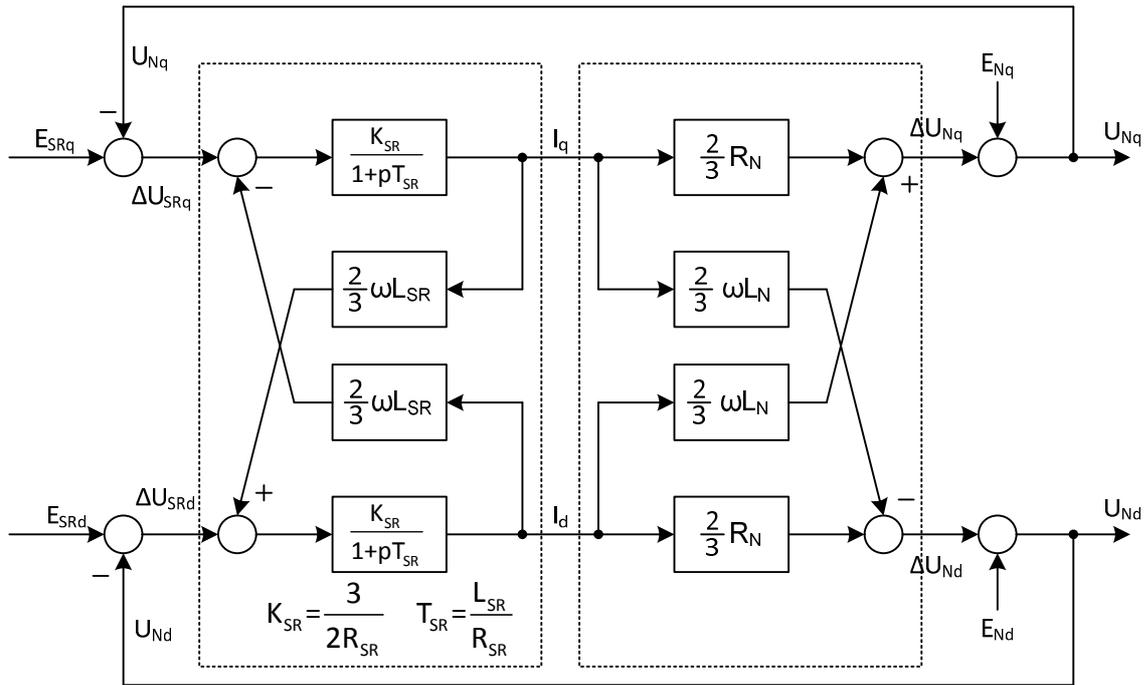


Abbildung 39: Blockschaltbild der Netzanbindung des Stromrichters im Bildbereich

Für die Regelung des Wechselrichters und die Transformation ins dq-System benötigt man einen Phasenregelkreis (PLL=Phase-Locked-Loop). Der Phasenregelkreis ermittelt kontinuierlich die absolute Phasenlage der Leiter-Erd-Spannungen zur Phasensynchronisierung der Spannung \underline{u}_q mit der Netzspannung \underline{u}_N . Der PLL sorgt dafür, dass im stationären Netzzustand die q-Achse (= Spannung \underline{u}_q) immer in Richtung des Spannungszeigers \underline{u}_N liegt. Dadurch verursacht die q-Komponente des Stromes I_q Wirkleistung und die d-Komponente Blindleistung. Die Regelgröße ist dabei die d-Komponente der sich aus dem Regelkreis nach Abbildung 39 ergebenden Netzspannung U_{Nd} , die zu Null geregelt wird. Damit liegt im ausgeregelten Zustand der Netzspannungszeiger komplett in der q-Achse, die d-Komponente beträgt $U_{Nd} = 0$. Der Aufbau des PLL-Regelkreises ist in Abbildung 40 dargestellt.

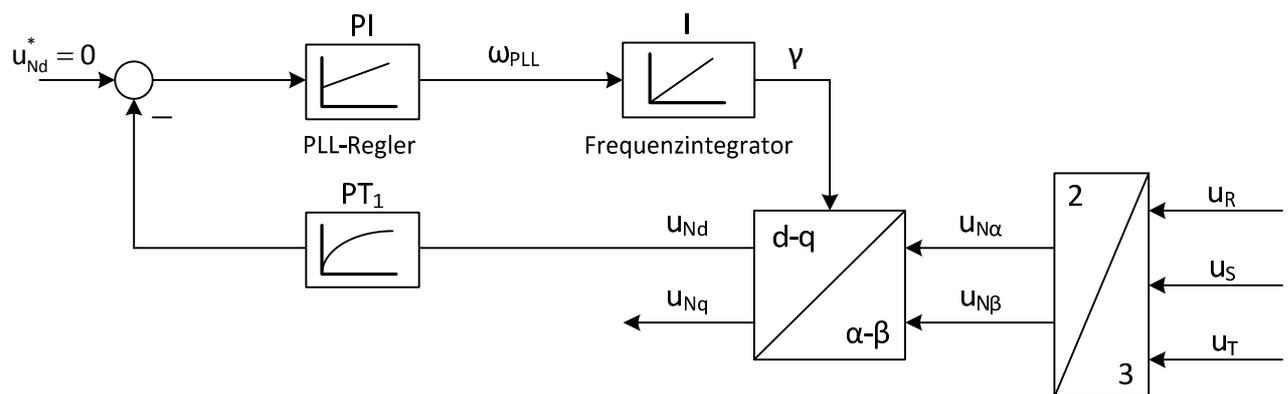


Abbildung 40: Aufbau des PLL-Regelkreises im Zeitbereich

Je nach Regelabweichung wird durch den PLL-Regler die Winkelgeschwindigkeit ω_{PLL} des dq-Koordinatensystems erhöht oder reduziert und die q-Komponente auf den Spannungszeiger \underline{u}_N synchronisiert. Dieser Vorgang ist als Zeigerdiagramm in Abbildung 41 dargestellt.

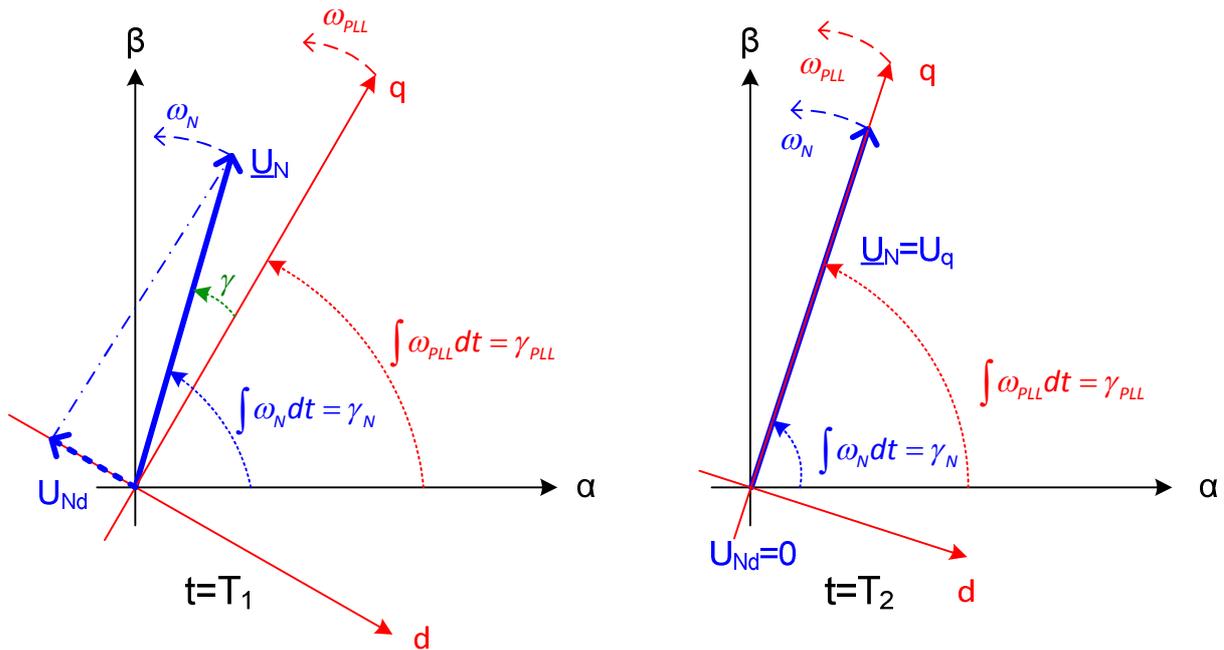


Abbildung 41: Funktionsweise des PLL-Regelkreises

Bei einer sprunghaften Stromänderung (Zeitpunkt $t = T_1$ in Abbildung 41) wird Betrag und Phase des Netzspannungszeigers \underline{U}_N am Netzanschlusspunkt des Wechselrichters durch den Spannungsfall $\Delta \underline{U}_N$ entlang der Leitung im Netz verändert. Dadurch entsteht im Regelkreis nach Abbildung 39 ein d-Anteil der Netzspannung $U_{Nd} \neq 0$, welcher durch den PLL-Regelkreis zu Null geregelt wird. Die berechnete Netzspannung \underline{U}_N des Regelkreises ist dann wieder phasengleich mit der Netzspannung \underline{U}_N am Netzverknüpfungspunkt des Stromrichters.

Die q-Achse des dq-Koordinatensystems wird durch diesen Ausregelvorgang zwar auf die Netzspannung \underline{U}_N am Netzverknüpfungspunkt synchronisiert, die Netzurspannung \underline{E}_N , welche ein eigenes festes x-y-Koordinatensystem hat und sich immer mit der Netzfrequenz dreht, liegt aber nicht mehr in der q-Achse des dq-Koordinatensystems. Es kommt beim Ausregeln also zu einer Winkeldrehung zwischen dq- und der Netzurspannung \underline{E}_N . Die Kreisfrequenz ω_{PLL} muss ungleich der Kreisfrequenz ω_N sein solange $U_{Nd} \neq 0$ gilt. Es entsteht vom dq-Koordinatensystem aus betrachtet ein Spannungsfall in der d-Achse E_{Nd} . Nach dem Ausregeln gilt dann:

$$E_{Nd}(t_2) = U_{Nd}(t_1) \tag{4.72}$$

Dieser dynamische Vorgang ist in Zeigerbildern und entsprechenden Spannungsgleichungen in Abbildung 42 dargestellt.

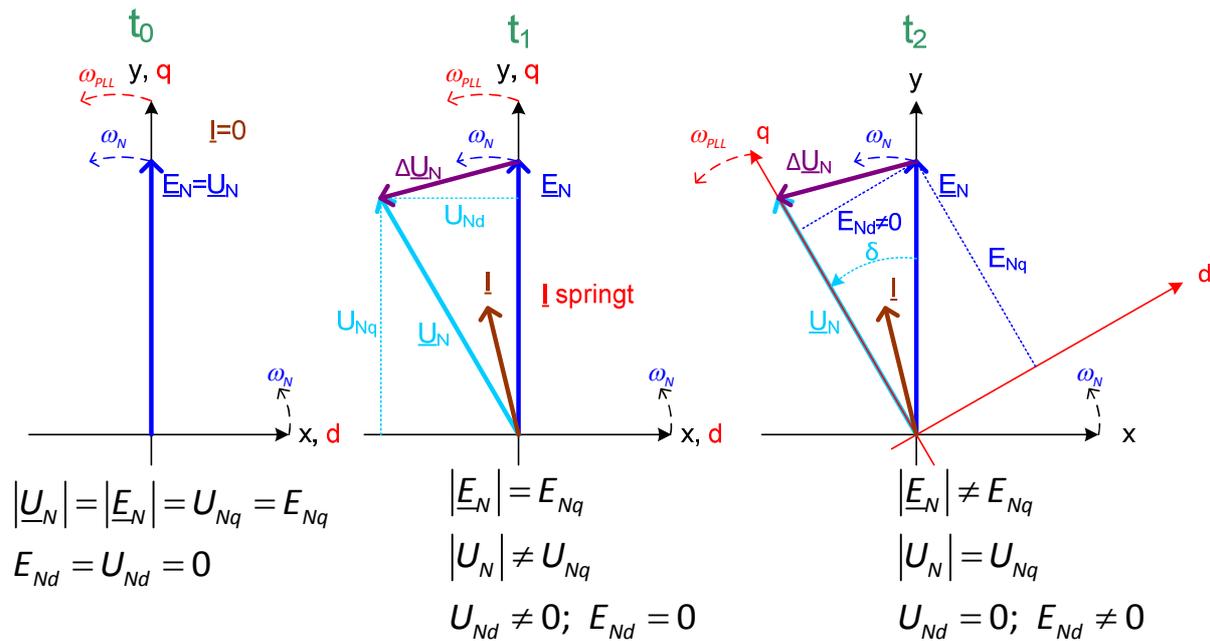


Abbildung 42: Ausregelvorgang des PLL-Regelkreises bei Stromänderung

Im Matlab/Simulink-Modell der Wechselrichtereinspeisung liegen alle Größen bereits als dq-Komponenten vor. Dies hat den Vorteil, dass die komplexe und rechenzeitintensive Transformation und Rücktransformation entfällt. Allerdings gibt es auch keine Spannungsquelle für die Netzurspannung \underline{E}_N , diese muss aus den Zeigerdiagrammen aus Abbildung 42 berechnet werden. Eine Möglichkeit besteht darin, den PLL-Regelkreis vollständig in das Modell zu integrieren und die Netzspannungsanteile E_{Nq} und E_{Nd} mit Hilfe des Winkels δ zu berechnen. Dieser Ansatz ist als Blockschaltbild in Abbildung 43 dargestellt.

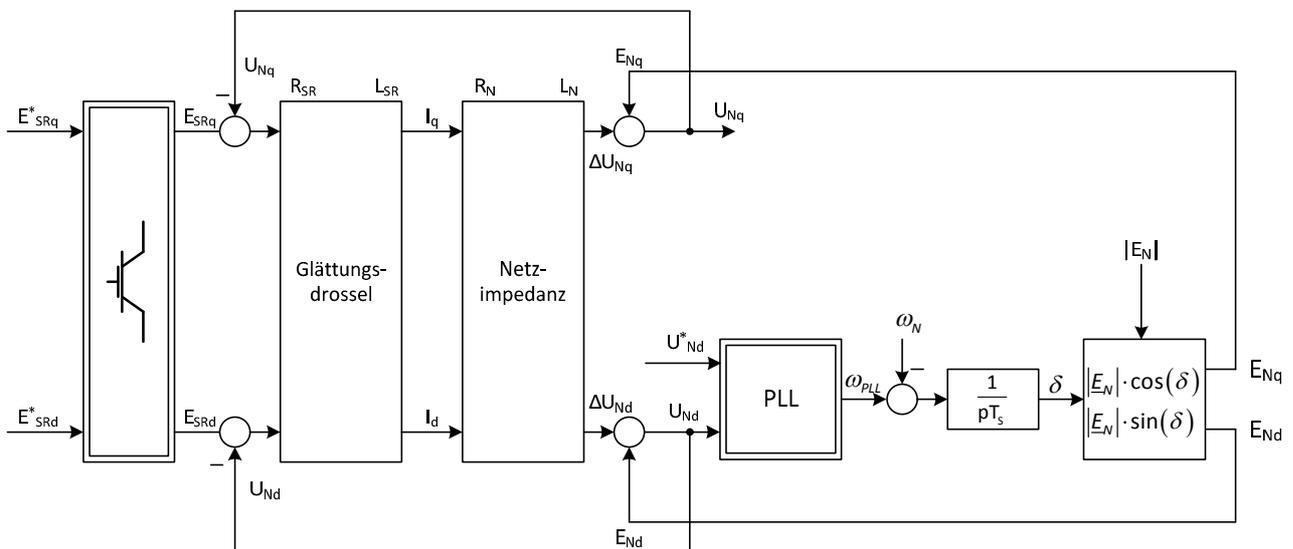


Abbildung 43: PLL-Implementierung ins Matlab-Modell im Bildbereich

Eine Umsetzung dieses Modells in Matlab wurde wegen numerischer Problemen bei der Berechnung und dem großen Aufwand für die Implementierung eines vollständigen Phasenregelkreises nicht weiter verfolgt.

Ein anderer Ansatz ist, nur das Verhalten des PLL-Reglers durch PT₁-Verhalten anzunähern. Dabei gilt für die Netzquellspannung im stationären Fall ($\delta=0$):

$$e_{Nq} = |\underline{E}_N| \cdot \cos(\delta) = |\underline{E}_N| \tag{4.73}$$

$$e_{Nd} = |\underline{E}_N| \cdot \sin(\delta) = 0 \tag{4.74}$$

Bei dynamischen Vorgängen kann für E_{Nq} bei kleinen Winkeländerungen von δ angenähert werden:

$$e_{Nq} = \sqrt{|\underline{E}_N|^2 - e_{Nd}^2} = |\underline{E}_N| \cdot \sqrt{1 - \left(\frac{e_{Nd}}{|\underline{E}_N|}\right)^2} \approx |\underline{E}_N| \cdot \left(1 - \frac{u_{Nd}}{2|\underline{E}_N|}\right) = |\underline{E}_N| + \frac{u_{Nd}}{2} \tag{4.75}$$

Zusammen mit den Beziehungen aus den Gleichungen (4.44) und (4.65)

$$u_{Nd} = e_{Nd} + \Delta u_{Nd} \tag{4.76}$$

$$\Delta u_{Nd} = i_d \cdot \frac{2}{3} R_N - i_q \cdot \frac{2}{3} \omega L_N \tag{4.77}$$

ergibt sich das Blockschaltbild in Abbildung 44. Die einzige Größe, die nun von der Netzspannung bekannt sein muss, ist ihr Betrag der in der Niederspannungsebene bekannt und konstant angenommen werden kann. Das Zeitverhalten des PLL-Regelkreises wird als PT₁-Glied angenähert, wobei der Regelkreis 2-fach integrierend wirkt.

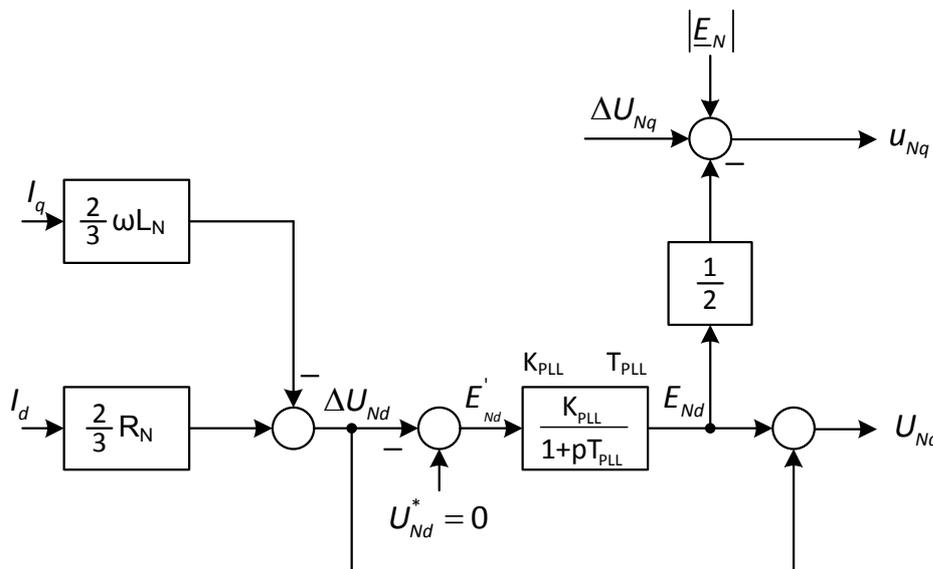


Abbildung 44: Annäherung des PLL-Regelkreises im Bildbereich

Abbildung 45 zeigt das Blockschaltbild des Matlab/Simulink-Modells mit PLL-Vereinfachung und Stromregler. Damit kann man nun sowohl verschiedene Reglereinstellungen für die Wirk- und Blindleistungseinspeisung als auch die Auswirkung dieser Einspeisung auf die Netzspannung untersuchen.

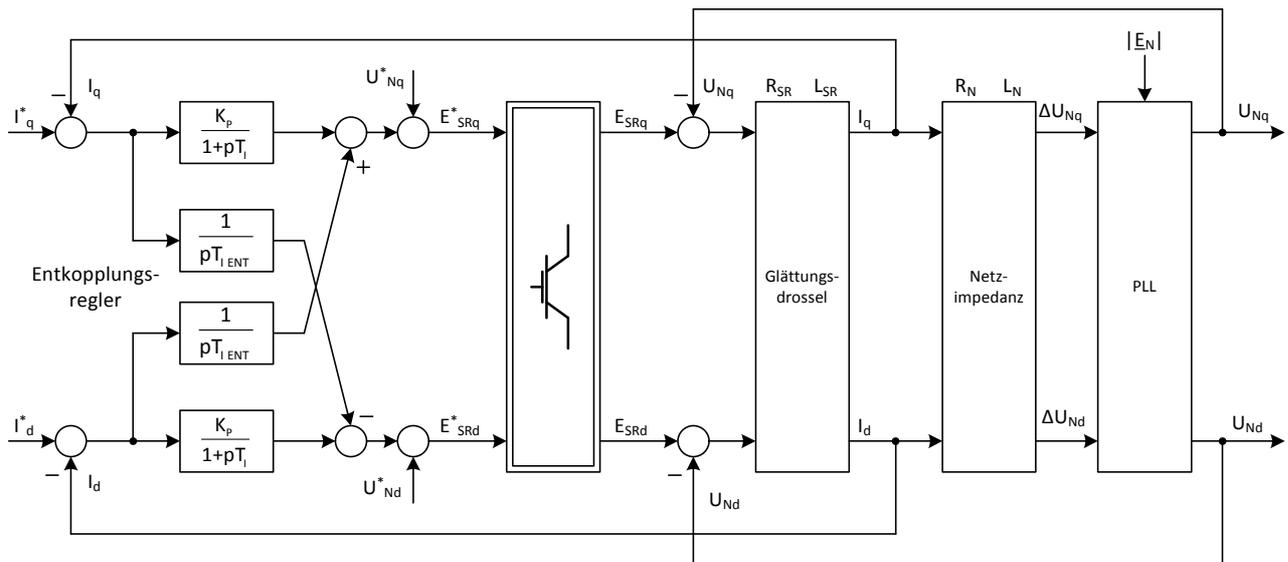


Abbildung 45: Blockschaltbild des Matlab/Simulink-Modells

Das Modell lässt sich durch einen Vergleich mit einem Stromrichter-Modell in Simplorer verifizieren. Dazu wird die Sprungantwort der beiden Systeme auf einen Stromsollwertsprung des Wirkstromes I_q von 0A auf 100A untersucht. Abbildung 46 zeigt diese Sprungantwort. Man erkennt, dass das Matlab-Modell schneller ausregelt, weniger schwingt und näherungsweise PT_1 -Verhalten zeigt, während das Simplorer-Modell das Verhalten eines Systems höherer Ordnung aufweist. Das liegt in erster Linie an den Vereinfachungen und Linearisierungen, dafür ist das Matlab-Modell auch wesentlich überschaubar als das Simplorer-Modell. In weiteren Untersuchungen soll das PLL-Verhalten verbessert werden.

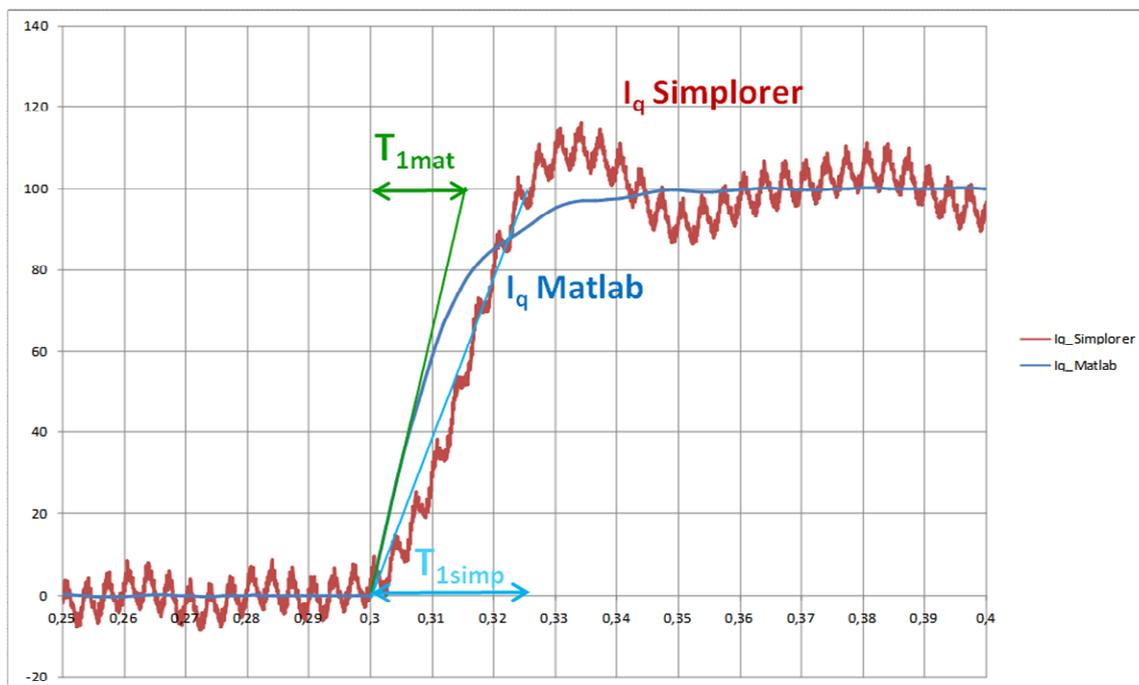


Abbildung 46: Sprungantworten für I_q in Matlab und Simplorer

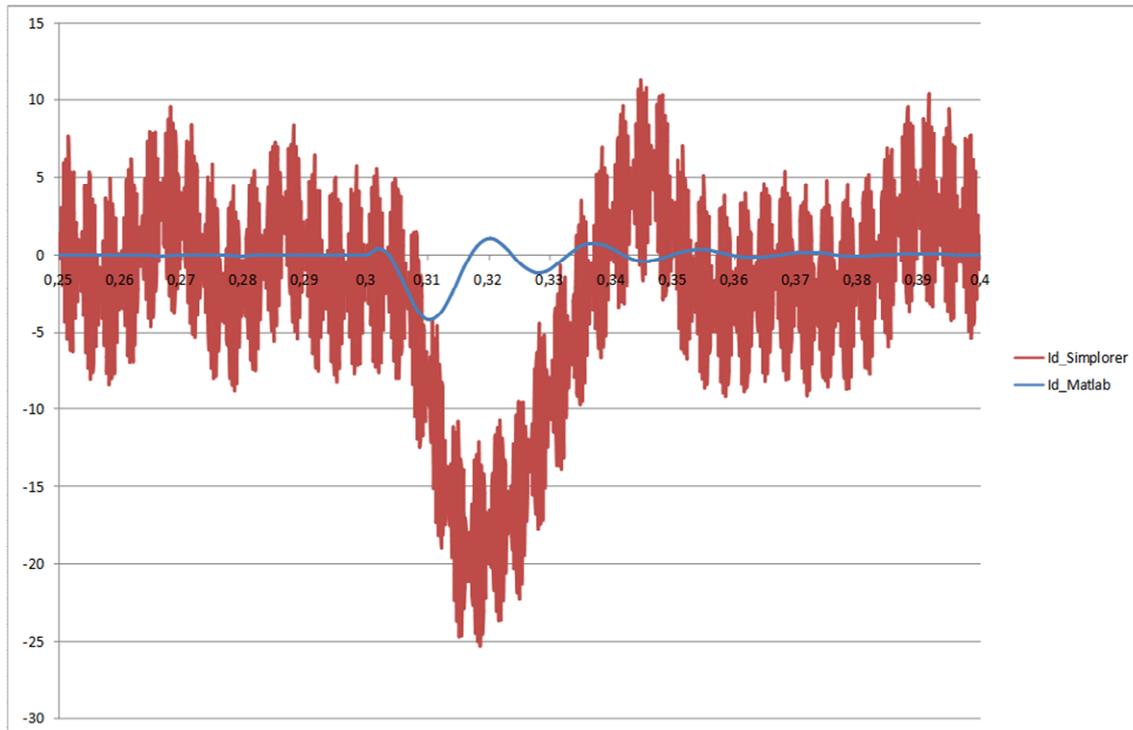


Abbildung 47: Sprungantworten für I_d in Matlab und Simplorer

Abbildung 47 zeigt die Reaktion des Stromes in der d-Achse auf den Sprung von I_q . Auch hier wird das Verhalten prinzipiell abgebildet, jedoch ist die Schwingungsneigung geringer als im Simplorer-Modell.

5 Feldversuch und Auswertung

5.1 Aufbau des Feldversuchs

Um die Ergebnisse der theoretischen Betrachtungen mit Hilfe der Symmetrischen Komponenten und Software-basierten Netzberechnungen zu überprüfen, wurden in einem realen Niederspannungsnetz Messungen durchgeführt.

Die Messung erfolgte an einem Gebäude, welches alleine durch einen Ortsnetztransformator versorgt wird. Abbildung 48 zeigt die Netztopologie. Auf dem Gebäudedach befindet sich eine PV-Anlage mit einer maximalen Einspeiseleistung von 30kW. Die Kurzschlussleistung des vorgelagerten 10kV-Mittelspannungsnetzes sowie die Daten des Ortsnetztransformators und der Niederspannungsleitung sind in Abbildung 48 angegeben. Die reale Netztopologie in Abbildung 48 entspricht nahezu ideal den Annahmen, die in den theoretischen Betrachtungen des Kapitels 3 vorausgesetzt wurde. Die Verbraucherlasten waren während der Durchführung der Messungen nicht.

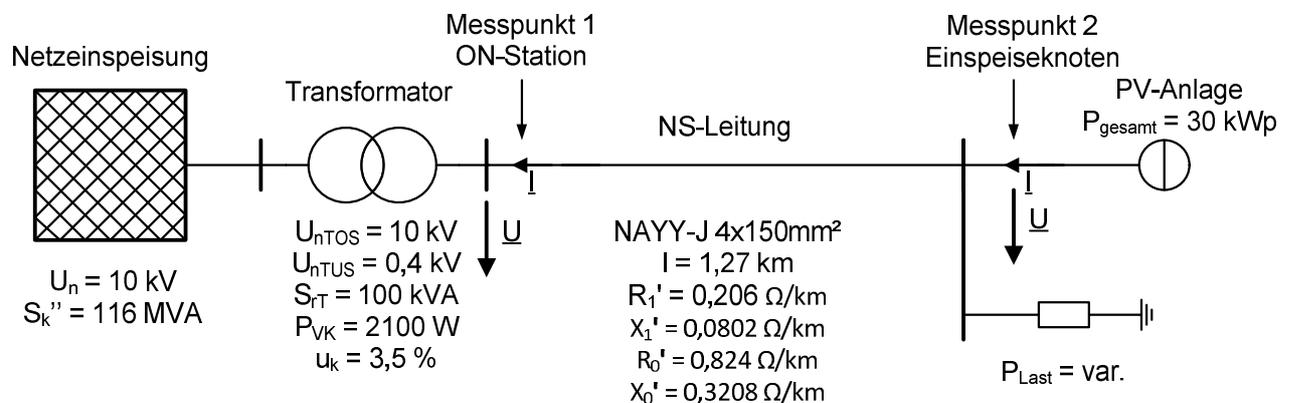


Abbildung 48: Feldversuch in einem 10kV-Niederspannungsnetz

An zwei Messpunkten 1 und 2 wurden die 10 Minuten-Mittelwerte der Effektivwerte der Leiter-Erd-Spannungen, der Leiterströme und der Leistungen gemessen. Als Messinstrument stand für jeden Messpunkt jeweils die PQ-Box 100 der Firma A. Eberle GmbH & Co. KG zur Verfügung, welche nach der Norm EN 50160 arbeitet. Messpunkt 1 befand sich an der Unterspannungswicklung des Ortsnetztransformators, Messpunkt 2 am Netzanschlusspunkt der PV-Anlage. Durch die Messung der Leiter-Erd-Spannungen am Ortsnetztransformator konnte der Einfluss der Spannungsschwankungen des vorgelagerten 10kV-Mittelspannungsnetzes berücksichtigt werden.

Die Einspeisung der PV-Anlage erfolgte über insgesamt sechs 1-phasige Wechselrichter der Firma SMA. Dabei wurden jeweils zwei Wechselrichtertypen parallel geschaltet. Die Parallelschaltung erfolgte für alle drei Leiter. Folgende Wechselrichter wurden eingesetzt:

- SMA Sunny Boy 3300 → Ausgangsleistung AC: 3300W
- SMA Sunny Mini Central 6000A → Ausgangsleistung AC: 6000W

Durch die Parallelschaltung der beiden Wechselrichtertypen beträgt die Strangleistung ca. 10kW bei einer Gesamtleistung von ca. 30kW.

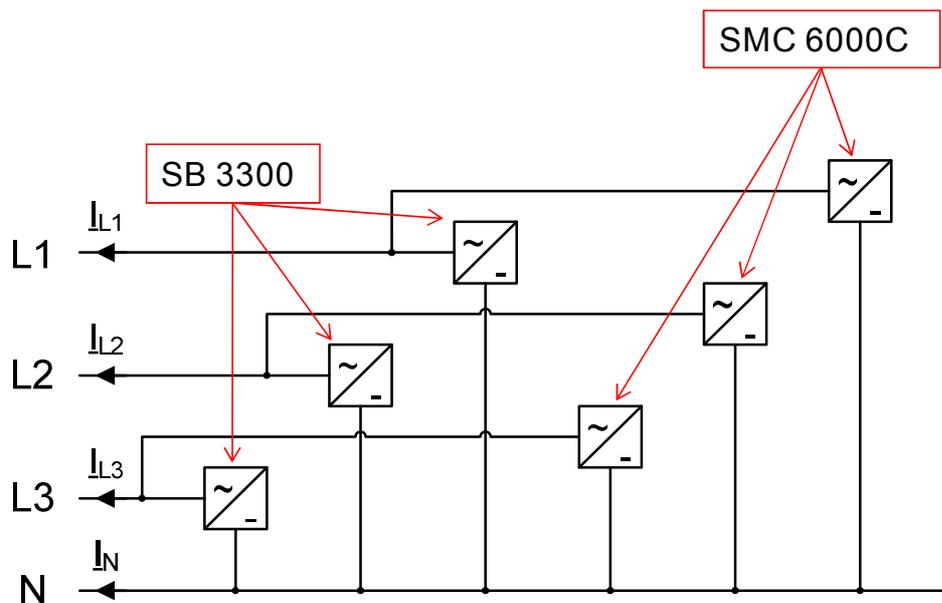


Abbildung 49: Verschaltung der Wechselrichter

Obwohl in dem System nach Abbildung 49 mehrere 1-phasige Wechselrichter verwendet werden, arbeitet die gesamte Anlage nicht zwangsweise als symmetrischer, 3-phasiger Wechselrichter. Dies bedeutet, dass die eingespeisten Leiterströme unsymmetrisch sein können. Somit kann auch ein Strom im Neutralleiter der PV-Anlage fließen.

Bei der Durchführung der Berechnungen wurde trotzdem angenommen, dass die PV-Anlage wie ein symmetrischer, 3-phasiger Wechselrichter arbeitet. Auf Grund nicht verfügbarer technischer Informationen über die Kundenanlage konnte diese Annahme nicht überprüft werden.

Bei der nachfolgenden Analyse der Messwerte muss beachtet werden, dass die folgenden systematischen Fehlerquellen nicht eliminiert werden konnten:

- Fehler durch nicht symmetrische Verbraucherlasten am Netzanschlusspunkt
- Fehler durch eine nicht symmetrische Arbeitsweise der Wechselrichter

5.2 Leiter-Erd-Spannungen - Messung und Berechnung

Unter Verwendung des Stromquellenmodells (siehe Kapitel 3.5) wurden aus der gemessenen, 3-phasigen Leistung die Leiter-Erd-Spannungen am Netzanschlusspunkt der PV-Anlage berechnet. Es wurde ein symmetrischer Netzzustand und symmetrische Einspeisung vorausgesetzt. Im Folgenden werden Messungen und Berechnungen in Diagrammen vergleichend dargestellt. Die Messungen erfolgten im Juli 2010.

- **LE-Spannung gemessen:** Am Netzanschlusspunkt der PV-Anlage gemessene Leiter-Erd-Spannung, 10-Minuten-Mittelwert des Spannungsbetrags.
- **LE-Spannung Ersatzmodell berechnet:** Unter Verwendung des Stromquellenmodells in Abhängigkeit der 3-phasig eingespeisten Wirkleistung der PV-Anlage berechneter Betrag der Leiter-Erd-Spannung. Die Berechnung erfolgte unter der Annahme, dass die Netzspannung des vorgelagerten Mittelspannungsnetzes symmetrisch und konstant mit dem Betrag $|\underline{U}_N| = U_n$ ist.
- **Leistung gemessen:** Am Netzanschlusspunkt gemessene, in den angegebenen Leitern 1 (=L1=R), 2 (=L2=S) und 3 (=L3=T) 1-phasig eingespeiste Wirkleistung der PV-Anlage.

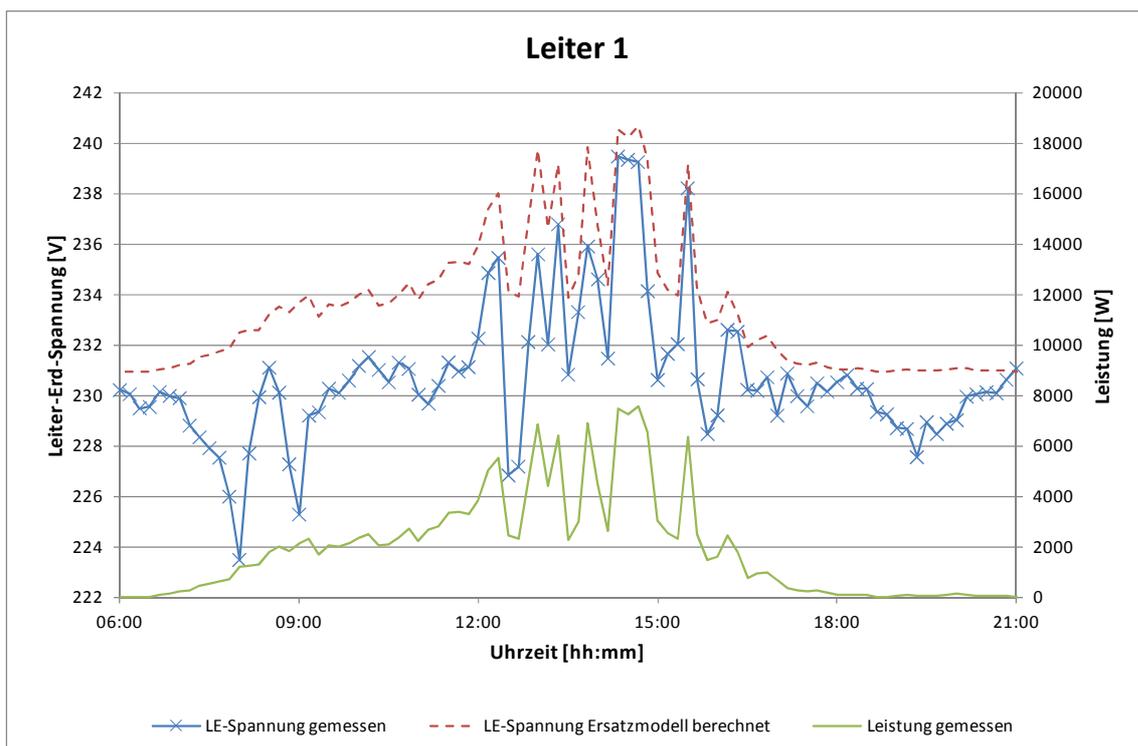


Abbildung 50: Leiter-Erd-Spannung Leiter L1

Der zeitliche Verlauf der berechneten Leiter-Erd-Spannungen folgt in guter Übereinstimmung dem gemessenen zeitlichen Verlauf. Es zeigt sich aber, dass die gemessenen Werte der Leiter-Erd-Spannungen kleiner als die berechneten Werte sind.

Ursachen für die Abweichung sind einerseits Spannungsschwankungen im vorgelagerten 10kV-Netz und die nicht bekannten, unsymmetrische Lastverhältnisse am Netzanschlusspunkt der PV-Anlage.

Vorteilhaft wirkt sich aus, dass die berechneten Werte der Leiter-Erd-Spannungen größer als die gemessenen Werte sind, als Grundlage zur Beurteilung der Spannungsverhältnisse auf der sicheren Seite liegen.

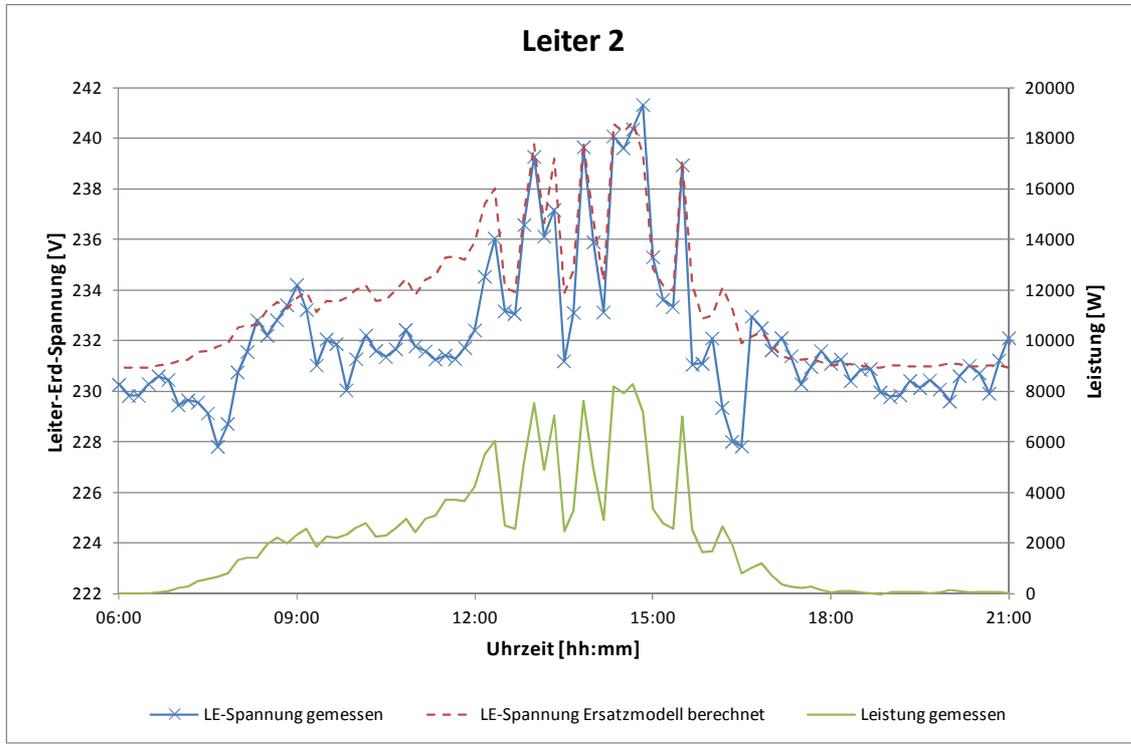


Abbildung 51: Leiter-Erd-Spannung Leiter L2

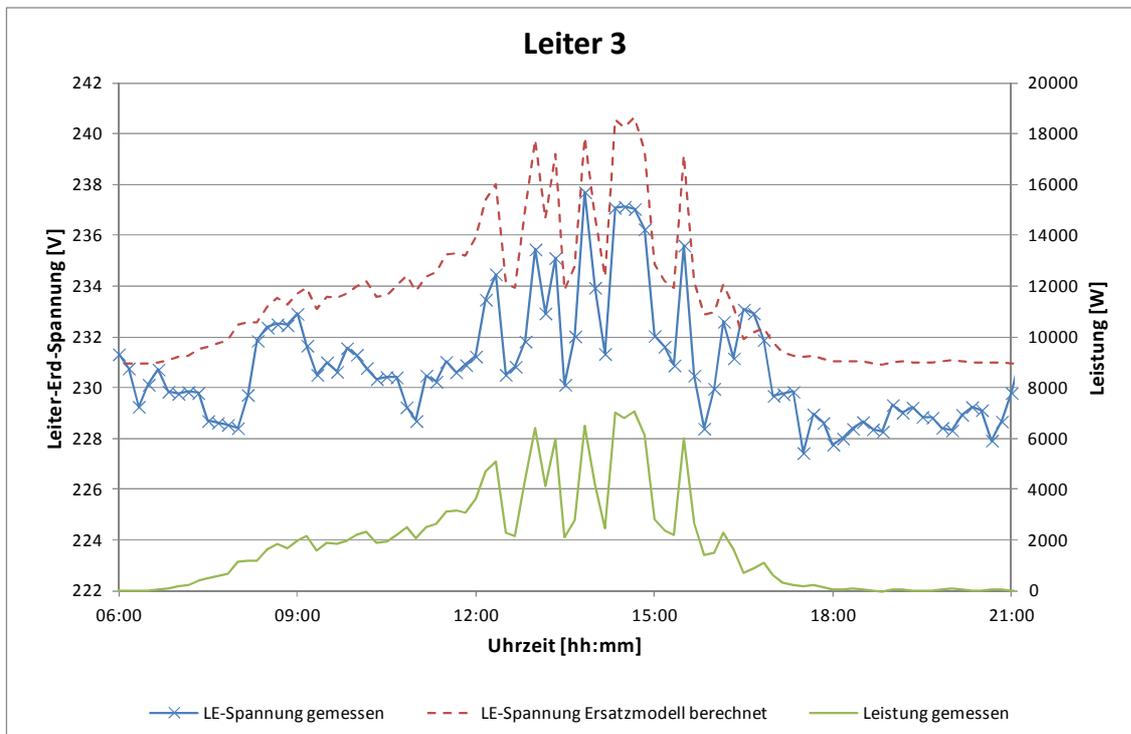


Abbildung 52: Leiter-Erd-Spannung Leiter L3

5.3 Identifikation von Netzunsymmetrien

Netzunsymmetrien, wie z.B. unsymmetrische Verbraucherlasten können Abweichungen der berechneten von den tatsächlich auftretenden Leiter-Erd-Spannungen verursachen, wenn das Stromquellenmodell nach Kapitel 3.5 verwendet wird. Diese Annahme soll durch Analyse der gemessenen Leiter-Erd-Spannungen verifiziert werden.

Netzunsymmetrien können mit Hilfe der Symmetrischen Komponenten durch die Gegensystemspannung \underline{U}_2 und den Gegensystemstrom \underline{I}_2 detektiert werden (Schieflastererkennung). Das Verfahren setzt die Auswertung von Augenblickswerten voraus, die zeitlich synchron abgetastet werden. Diese Voraussetzungen sind hier nicht erfüllt, da die zeitliche Korrelation der 10-Minuten-Mittelwert des Spannungsbetrags eher gering ist. Andererseits ist die Ermittlung von 10-Minuten-Mittelwerten zur Beurteilung von Netzzuständen heute gängige Praxis. Alternativ kann die Detektion von Netzunsymmetrien durch Summation der Betragsdifferenzen der Leiter-Erd-Spannungen bzw. Leiterströme nach den Gleichungen (5.1) und (5.2) erfolgen. Im Falle eines symmetrischen Netzzustandes sind die Kennwerte $\Delta I_a = 0$ und $\Delta U_a = 0$.

$$\Delta I_a = |I_{L1} - I_{L2}| + |I_{L2} - I_{L3}| + |I_{L3} - I_{L1}| \quad (5.1)$$

$$\Delta U_a = |U_{L1} - U_{L2}| + |U_{L2} - U_{L3}| + |U_{L3} - U_{L1}| \quad (5.2)$$

Mit Hilfe der Betragsabweichungen ΔI_a und ΔU_a konnte ein einfaches Kriterium zur Erkennung unsymmetrischer Leiter-Erd-Spannungen bzw. der Leiterströme in gemessenen 10-Minuten-Mittelwerten gefunden werden.

- **Leiterstrom 1:** Betrag des gemessenen Leiterstroms \underline{I}_{L1}
- **Leiterstrom 2:** Betrag des gemessenen Leiterstroms \underline{I}_{L2}
- **Leiterstrom 3:** Betrag des gemessenen Leiterstroms \underline{I}_{L3}
- **Leiterstrom PV berechnet:** Mit dem Stromquellenmodell nach Kapitel 3.4 berechneter Betrag der Leiterströme. Da das Stromquellenmodell einen symmetrischen Netzzustand voraussetzt, sind die drei Leiterströme dem Betrage nach gleich.
- **Delta Ia:** Kriterium nach Gleichung (5.1)

- **LE-Spannung 1:** Betrag der gemessenen Leiter-Erd-Spannung \underline{U}_{L1}
- **LE-Spannung 2:** Betrag gemessenen der Leiter-Erd-Spannung \underline{U}_{L2}
- **LE-Spannung 3:** Betrag gemessenen der Leiter-Erd-Spannung \underline{U}_{L3}
- **LE-Spannung berechnet:** Mit dem Stromquellenmodell nach Kapitel 3.4 berechneter Betrag der Leiter-Erd-Spannung. Da das Stromquellenmodell einen symmetrischen Netzzustand voraussetzt, sind die drei Leiter-Erd-Spannungen dem Betrage nach gleich.
- **Delta Ua:** Kriterium nach Gleichung (5.2)

In Abbildung 53 ist zu erkennen, dass der Kennwert ΔU_a bei erheblich unsymmetrischen Leiter-Erd-Spannungen signifikant große Werte annimmt. Die Analyse der 10-Minuten-Mittelwerte zeigt, dass die Abweichungen der nach Kapitel 3.5 berechneten von den gemessenen Leiter-Erd-Spannungen durch Netzunsymmetrien verursacht werden.

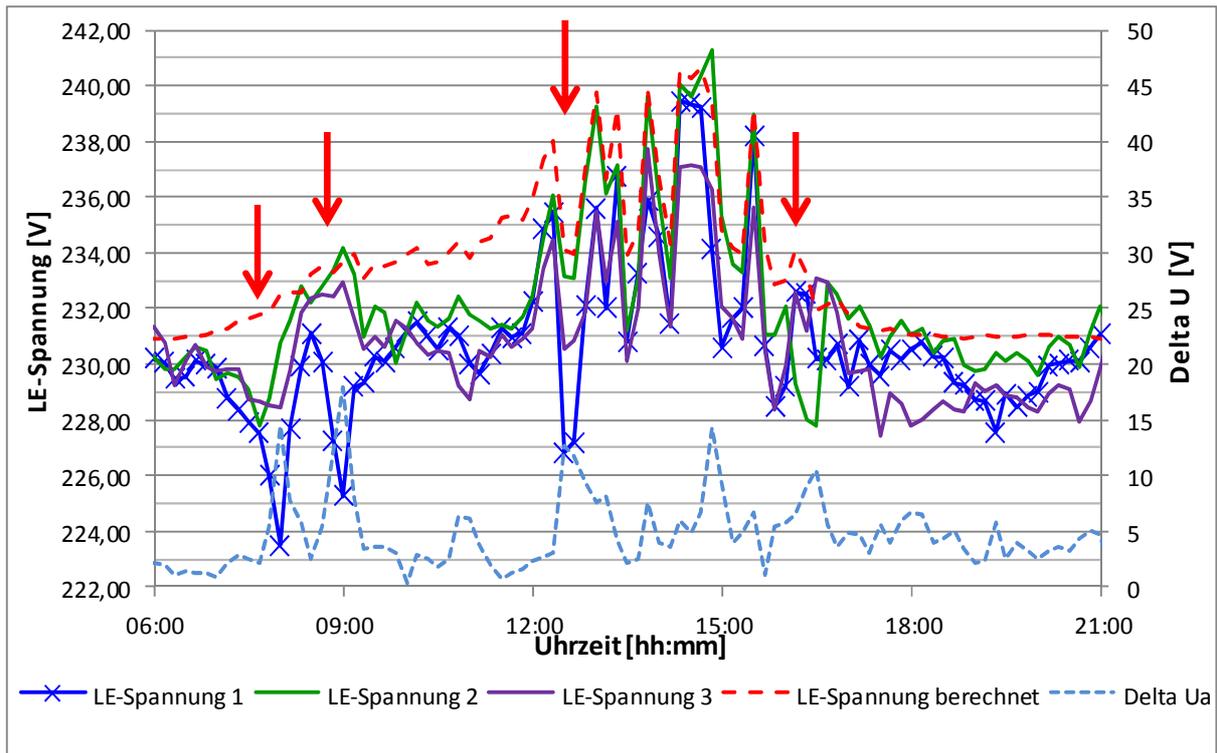


Abbildung 53: Netzunsymmetrie - Analyse der Leiter-Erd-Spannungen

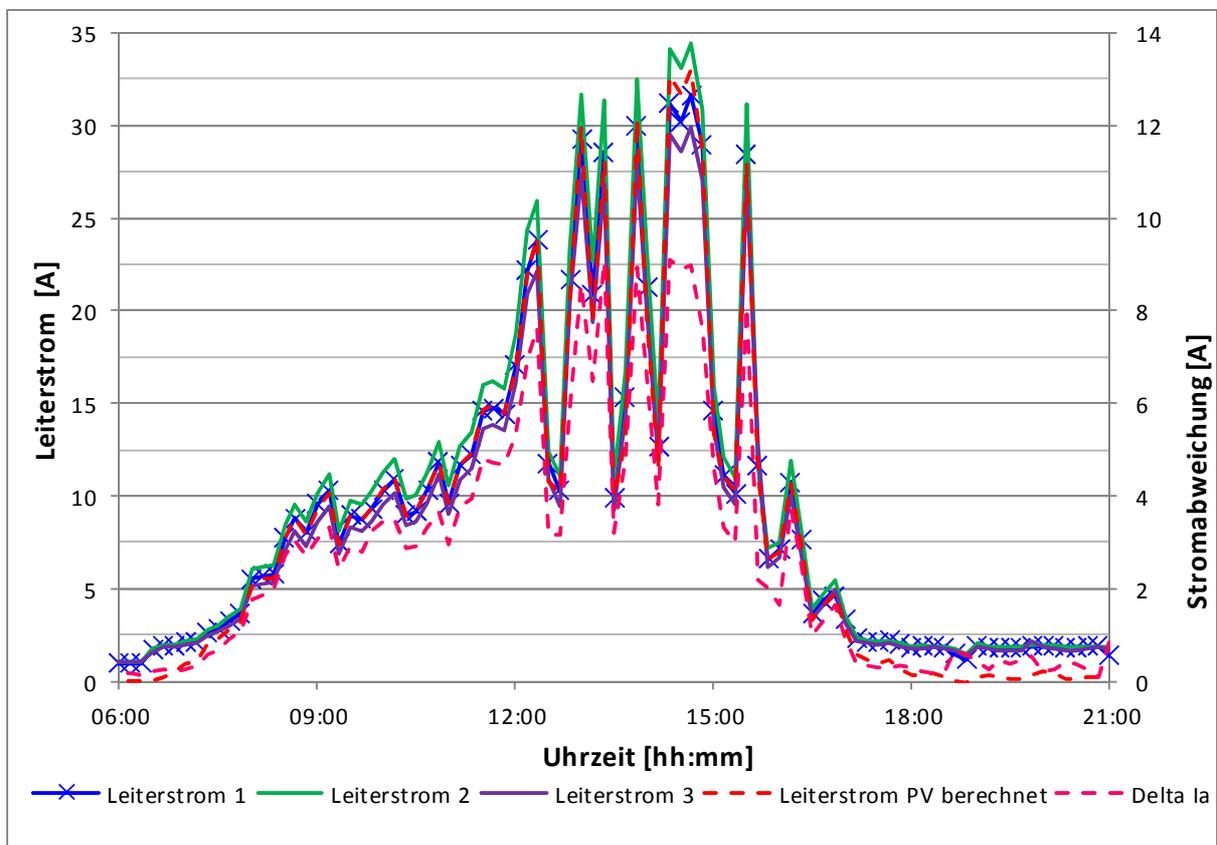


Abbildung 54: Netzunsymmetrie - Analyse der Leiterströme

5.4 Einfluss der fluktuierenden Netzspannung des vorgelagerten Netzes

Im Rahmen des Feldversuches konnten Spannungen, Ströme und Leistungen am Ortsnetztransformator zeitgleich zu den Messungen an der PV-Anlage durchgeführt werden. Es muss davon ausgegangen werden, dass eine fluktuierende Netzspannung im vorgelagerten Mittelspannungsnetz direkte Auswirkung auf die Leiter-Erd-Spannungen am Netzanschlusspunkt der PV-Anlage hat. Die Berechnung der Leiter-Erd-Spannungen auf Basis des Stromquellenmodells nach Kapitel 3.5 setzt aber eine konstante Netzspannung im vorgelagerten Mittelspannungsnetz voraus. Im Folgenden werden die am Netzanschlusspunkt der PV-Anlage gemessenen Leiter-Erd-Spannungen mit den am Ortsnetztransformator gemessenen Leiter-Erd-Spannungen korrigiert, so dass die Bedingung einer konstanten Netzspannung im vorgelagerten Mittelspannungsnetz erfüllt wird.

Aus den am Ortsnetztransformator gemessenen Beträgen der Leiter-Erd-Spannungen \underline{U}_{LxOT} werden die Spannungsabweichungen ΔU_{Lx} bezogen auf die Nennspannung U_n berechnet.

$$\Delta U_{Lx} = U_{LxOT} - \frac{U_n}{\sqrt{3}} \quad \text{mit } x = 1, 2, 3 \quad (5.3)$$

Die berechnete Spannungsabweichung ΔU_{Lx} wird von den Beträgen der gemessenen Leiter-Erd-Spannung \underline{U}_{LxPV} am Netzanschlusspunkt der PV-Anlage subtrahiert.

$$U_{LxPV.korr.} = U_{LxPV} - \Delta U_{Lx} \quad \text{mit } x = 1, 2, 3 \quad (5.4)$$

Alternativ ist es auch möglich, die mit dem Stromquellenmodell nach Kapitel 3.5 berechneten Leiter-Erd-Spannungen zu korrigieren. Dazu wird der Mittelwert der drei Spannungsabweichungen nach Gleichung (5.3) verwendet, da das Stromquellenmodell nach Kapitel 3.5 nur eine Betrachtung im Mitsystem der symmetrischen Komponenten darstellt, d.h. einen symmetrischen Netzzustand voraussetzt.

$$\overline{\Delta U}_{L123OT} = \frac{\Delta U_{L1} + \Delta U_{L2} + \Delta U_{L3}}{3} \quad (5.5)$$

$$U_{Lx.ber.korr.} = U_{Lx.ber.} + \overline{\Delta U}_{L123OT} \quad \text{mit } x = 1, 2, 3 \quad (5.6)$$

Die Leiter-Erd-Spannung $U_{Lx.ber.korr.}$ ist für einen symmetrischen Netzzustand gleich den Leiter-Erd-Spannungen am Netzanschlusspunkt der PV-Anlage.

In den Diagrammen der Abbildung 55, Abbildung 56 und Abbildung 57 werden beide Varianten dargestellt.

- **LE-Spannung gemessen:** Betrag der am Netzanschlusspunkt gemessenen Leiter-Erd-Spannung
- **LE-Spannung gemessen korr.:** Betrag der am Netzanschlusspunkt gemessenen Leiter-Erd-Spannung mit der Korrektur nach Gleichung (5.4)
- **LE-Spannung berechnet:** Mit dem Stromquellenmodell nach Kapitel 3.4 berechneter Betrag der Leiter-Erd-Spannung. Da das Stromquellenmodell einen symmetrischen Netzzustand voraussetzt, sind die drei Leiter-Erd-Spannungen dem Betrage nach gleich.
- **LE-Spannung korr.:** Mit dem Stromquellenmodell nach Kapitel 3.4 berechneter Betrag der Leiter-Erd-Spannung, die mit der Spannung nach Gleichung (5.6) korrigiert wurde.
- **Leistung gemessen:** Am Netzanschlusspunkt gemessene, in den angegebenen Leitern 1 (=L1=R), 2 (=L2=S) und 3 (=L3=T) 1-phasig eingespeiste Wirkleistung der PV-Anlage.

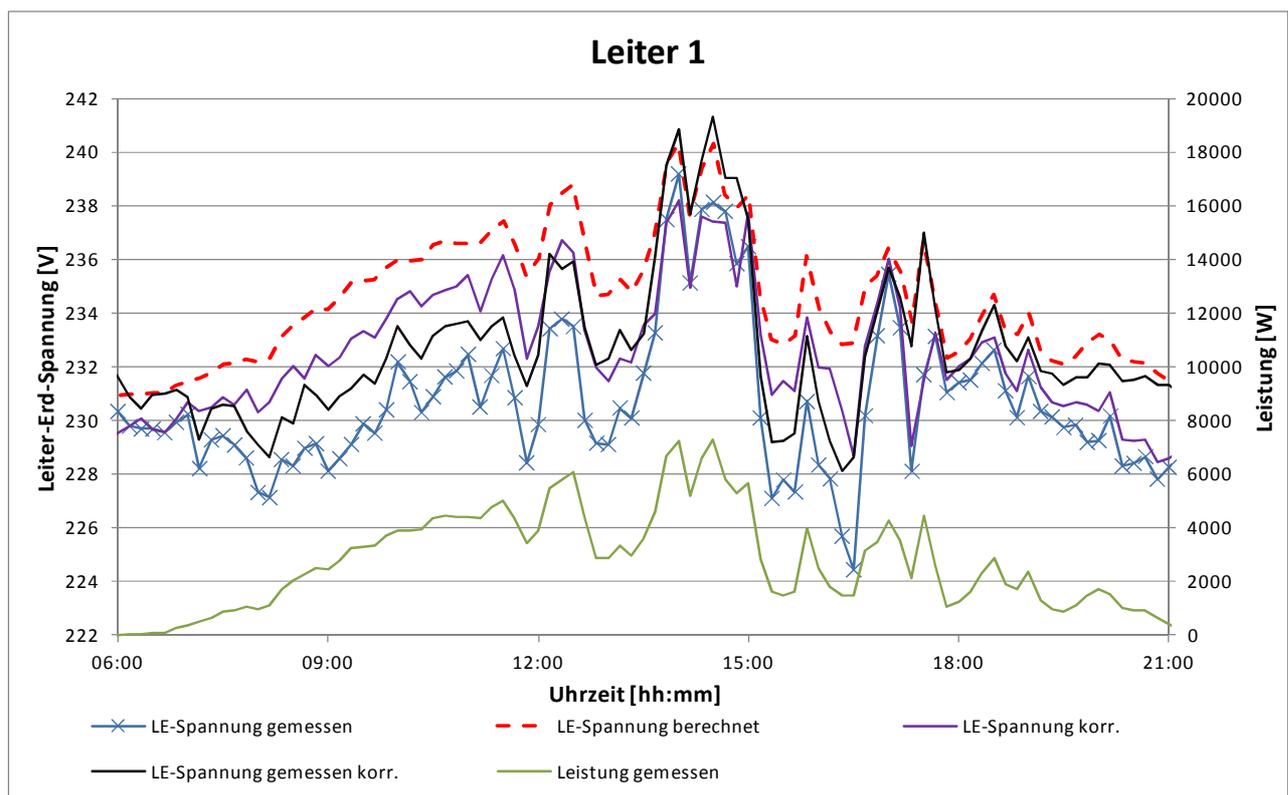


Abbildung 55: Korrektur der berechneten Leiter-Erd-Spannung Leiter L1

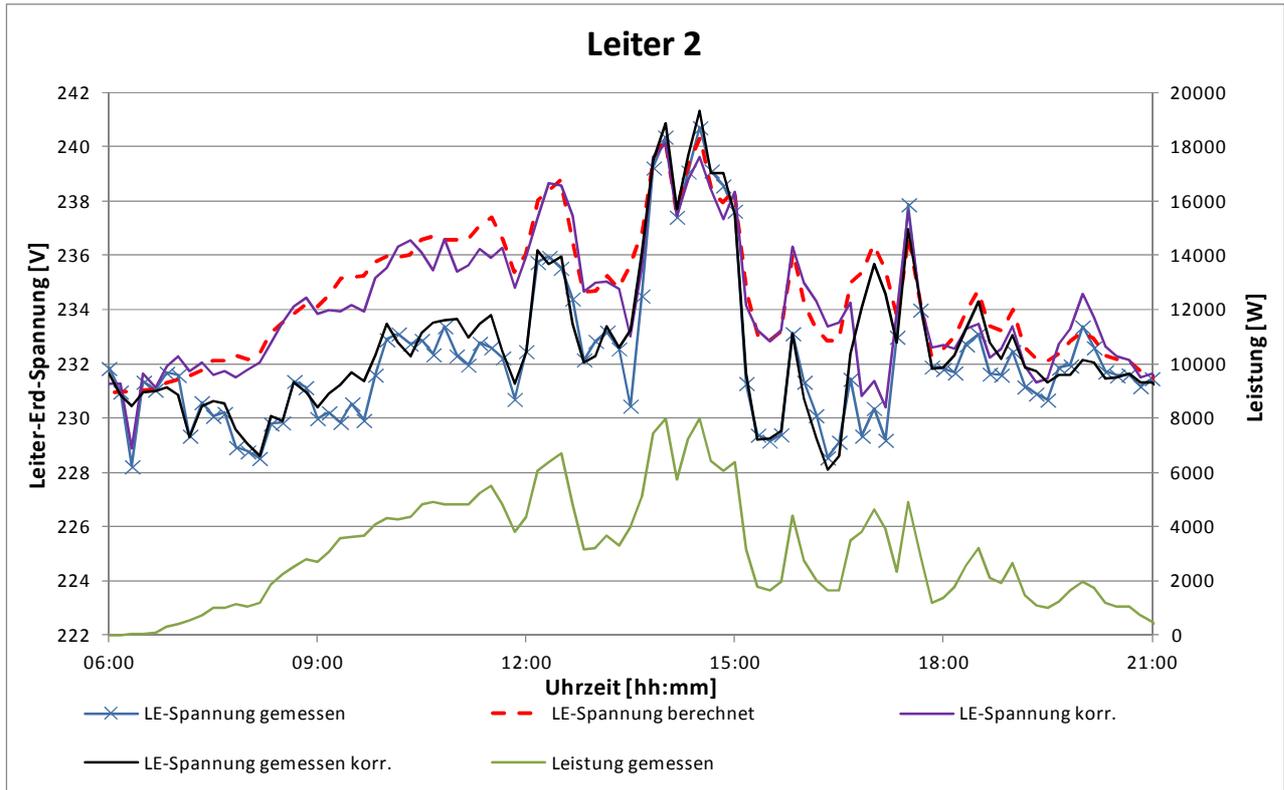


Abbildung 56: Korrektur der berechneten Leiter-Erd-Spannung Leiter L2

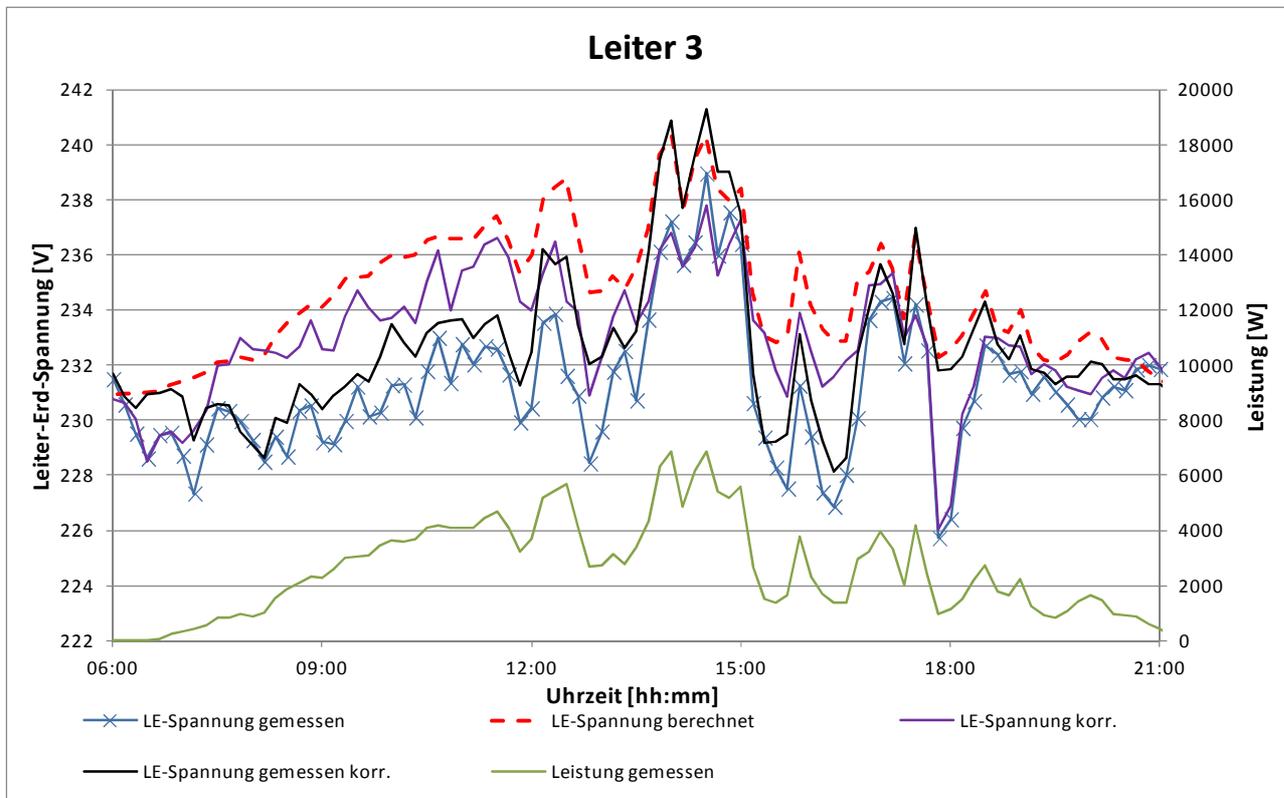


Abbildung 57: Korrektur der berechneten Leiter-Erd-Spannung Leiter L3

In den Diagrammen nach Abbildung 55, Abbildung 56 und Abbildung 57 ist zu erkennen, dass die nach Gleichung (5.4) korrigierten Leiter-Erd-Spannungen am Netzanschlusspunkt teilweise erheblich von den gemessenen Leiter-Erd-Spannungen abweichen. Ursache ist hier eine stark schwankende Netzspannung im vorgelagerten Mittelspannungsnetz.

Die Analyse der mit dem Stromquellenmodell berechneten Leiter-Erd-Spannungen mit und ohne Korrektur nach Gleichung (5.6) zeigt, dass der berechnete Betrag der Leiter-Erd-Spannungen mit Korrektur teilweise erheblich verbessert wird. Die Verbesserung des Spannungsbetrages durch Berücksichtigung der Netzspannung des vorgelagerten Mittelspannungsnetzes zeigt auch, dass mit dem Stromquellenmodell nach Kapitel 3.5 der Tendenz nach zu große Leiter-Erd-Spannungen berechnet werden.

6 Einsatz von Energiespeichern

Durch den Einsatz von Energiespeichern in Niederspannungsnetzen soll einerseits die Netzspannung in den zulässigen Grenzen gehalten, andererseits die von PV-Anlagen eingespeiste Elektroenergie maximiert werden. Abschaltungen von PV-Anlagen wegen unzulässig hoher Netzspannungen an den Netzanschlusspunkten der PV-Anlagen können durch den Einsatz von Energiespeichern vermieden werden.

6.1 Dimensionierung der maximalen Leistung der Zusatzeinrichtung

Abbildung 58 zeigt einen Haushalt mit einer PV-Anlage am öffentlichen Netz. Dieses System ermöglicht eine deutliche Erhöhung des Selbstverbrauchs der mit der PV-Anlage erzeugten elektrischen Energie. Das System besteht aus einer PV-Anlage mit symmetrischem, 3-phasigem Wechselrichter und zwei Zählern. Zähler 1 ist ein Vorwärts-Rückwärts-Zähler, der als Verbrauchs- und Einspeisezähler dient. Die Erzeugung von Solarstrom wird mittels Zähler 2 (PV-Zähler) ermittelt, der den Energiefluss nur in eine Richtung erfasst. Der Selbstverbrauch entspricht der Energiedifferenz aus der von PV- und Einspeisezähler gemessenen elektrischen Energie.

Das Problem besteht darin, dass die in der PV-Anlage erzeugte Elektroenergie im Wesentlichen nur in den Tagesstunden („PV-Anlage produziert“) selbst verbraucht werden kann. Nicht selbst verbrauchte Energie wird an das öffentliche Netz abgegeben. Möglich ist ein Selbstverbrauch von 20 bis 40 Prozent der mit der PV-Anlage erzeugten Elektroenergie.

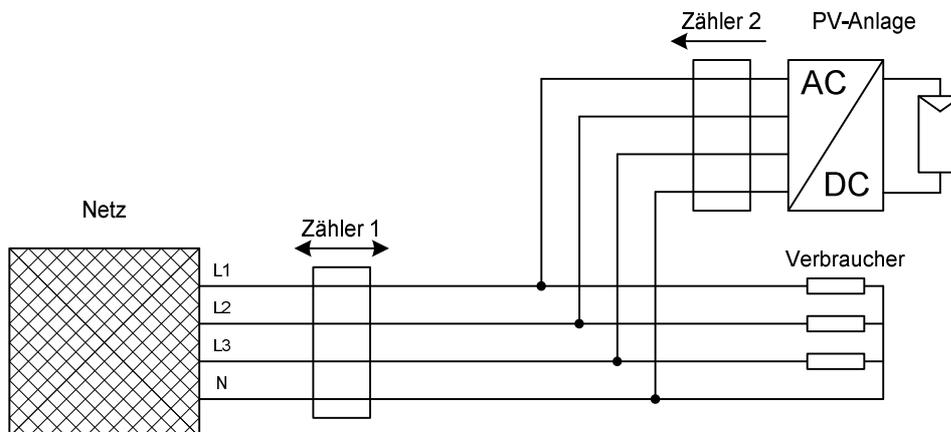


Abbildung 58: Selbstverbrauch mit einer Photovoltaik-Anlage

Abbildung 59 beschreibt einen Haushalt mit einer Photovoltaik-Anlage an dem öffentlichen Netz mit einer lokalen Zwischenspeicherung in einem Energiespeicher. Durch diese lokale Zwischenspeicherung soll der Selbstverbrauch erhöht werden. Um dieses System zu realisieren sind eine PV-Anlage mit unidirektionalem Wechselrichter und ein Akkumulator (Energiespeicher) mit bidirektionalem Wechselrichter erforderlich. Die Zähler bleiben wie in Abbildung 58 gleich.

Die in der PV-Anlage erzeugte Elektroenergie kann teilweise oder vollständig verbraucht werden, die überschüssige Energie speichert der Akkumulator. Mit einem bzgl. der Kapazität optimierten Akkumulator ist es möglich die Versorgung des Haushalts zu gewährleisten. Ist der Akkumulator entladen und die erzeugte PV-Energie nicht mehr ausreichend, wird

die benötigte Energie aus dem öffentlichen Netz bezogen. Bei vollständig geladenem Akkumulator wird die in der PV-Anlage erzeugte überschüssige Elektroenergie in das öffentliche Netz eingespeist.

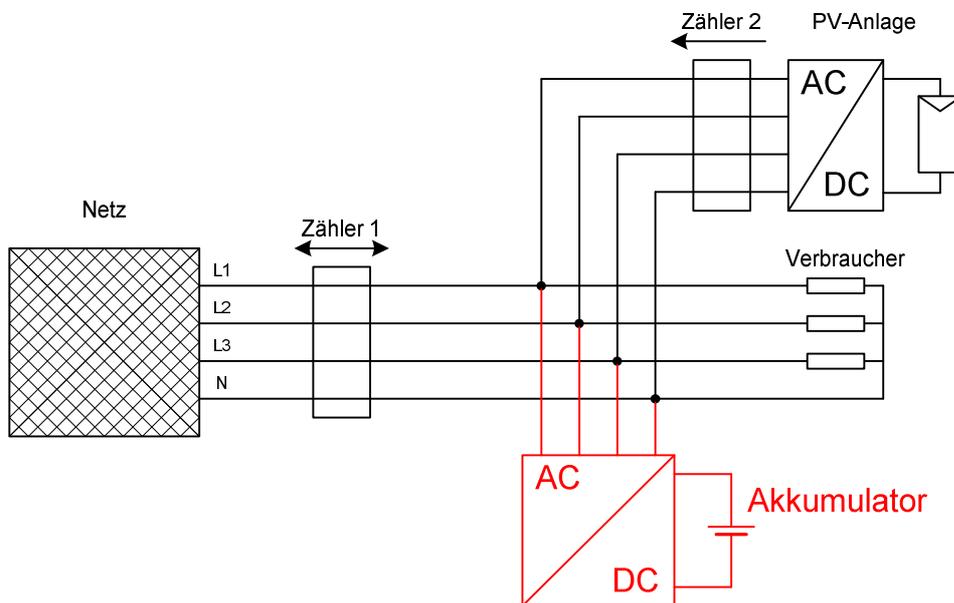


Abbildung 59: Photovoltaik-Anlage mit Zwischenspeicherung

Die Zusatzeinrichtung bestehend aus Akkumulator und Wechselrichter muss insbesondere bzgl. zweier Aspekte betrachtet werden:

1. Der Wechselrichter des Akkumulators muss für die maximal auftretende Leistung dimensioniert werden.
2. Der Akkumulator selbst muss für einen maximalen Energieinhalt ausgelegt werden.

Zur Leistungsdimensionierung der Zusatzeinrichtung wird die in der PV-Anlage erzeugte maximale elektrische Leistung herangezogen, so dass möglichst viel der nicht selbst verbrauchten Energie, die in der PV-Anlage erzeugt wurde, in den Akkumulator eingespeichert wird. Die Zusatzeinrichtung muss andererseits in der Lage sein, den maximalen Energiebedarf des Verbrauchers bereitzustellen, auch dann, wenn keine Elektroenergie durch die PV-Anlage erzeugt wird. Bei PV-Anlagen findet die Stromerzeugung hauptsächlich über den Tag in den sonnenreichen Stunden statt. Im Winter hat man eine geringere Leistung als im Sommer. Gründe dafür sind die höhere und längere Sonneneinstrahlung in den Sommer- und Übergangsmonaten.

Um den Verbrauch eines Haushalts zu ermitteln, wird das H0-Lastprofil (Standard-Lastprofil) verwendet. Es ist ein standardisiertes Profil zur Ermittlung des Energiebedarfs von Haushalten. Der Verbrauch im Haushalt ist im Winter am Höchsten. Häufigeres Einschalten der Heizung und früheres Einschalten des Lichts sind unter anderem die Gründe. Dagegen sinkt der Verbrauch im Sommer.

Zur Dimensionierung gemäß der maximalen Leistung der PV-Anlage wird das nachfolgende Beispiel verwendet. In Abbildung 60 sind die täglichen Spitzenleistungen in Bezug auf die maximale Leistung der PV-Anlage im Zeitraum von 01.03.2009 bis zum 01.11.2009

dargestellt. Auf die Betrachtung der Monate November bis Februar kann verzichtet werden, da die Spitzenleistung dort deutlich unter der Spitzenleistung des dargestellten Zeitraums liegt.

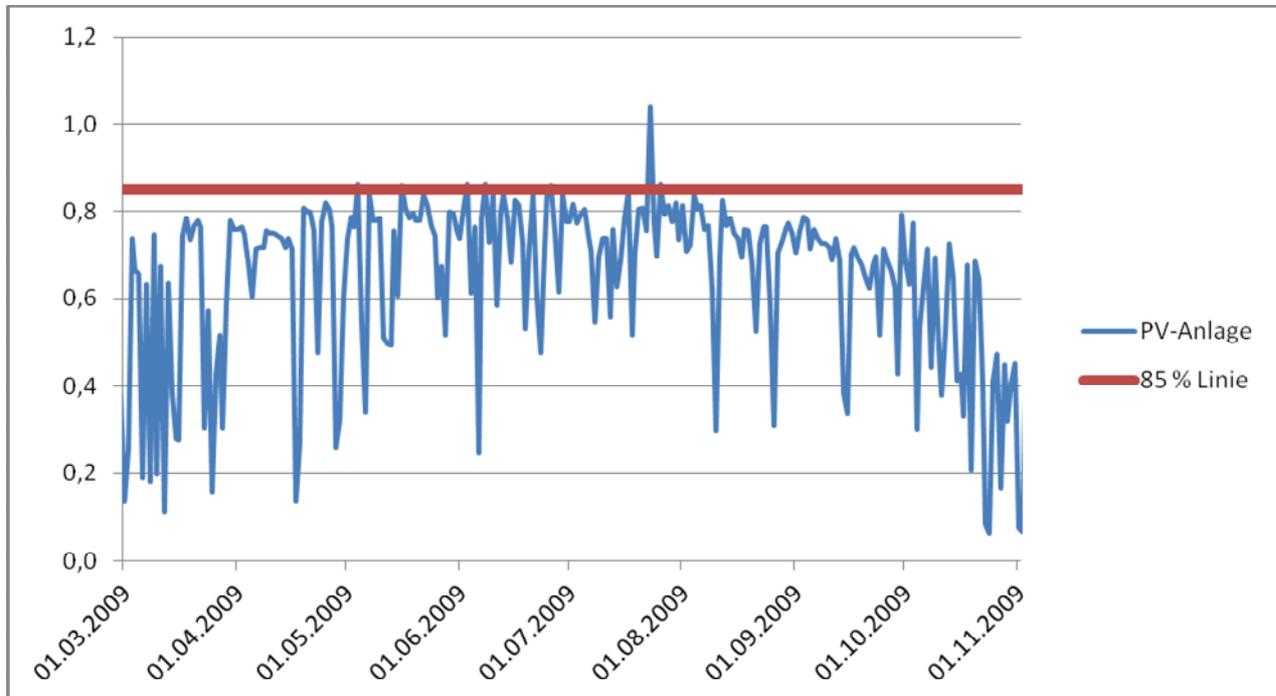


Abbildung 60: Tagesspitzenwerte der erzeugten elektrischen Leistung der PV-Anlage in Prozent

In Abbildung 60 erkennt man, dass die maximale Leistung der PV-Anlage (horizontale Linie für den Wert 1.0) fast nie erreicht wird. Nur am 23. Juli betrug die Spitzenleistung ca. 104%. Es muss hier beachtet werden, dass der Wechselrichter einer PV-Anlage in aller Regel für ca. 110% der angegebenen maximalen (Dauer-)Leistung der PV-Anlage ausgelegt ist. Die höchsten Spitzenwerte liegen im Zeitraum vom 01.05.2009 bis 01.10.2009. Mit Ausnahme des 23. Juli liegen die Spitzenwerte immer unter 85% der maximalen Leistung der PV-Anlage. Berücksichtigt man noch den Selbstverbrauch, ist es ausreichend, die Anlage auf 80% der maximalen Leistung der PV-Anlage zu dimensionieren.

Wie schon erwähnt wird zur Dimensionierung der Zusatzeinrichtung das H0-Profil verwendet. Der Spitzenwert des Energieverbrauchs in einem Haushalt mit einem Jahresverbrauch von 4.000kWh nach diesem Profil beträgt 1kW. Allerdings wird beim H0-Profil nur der Viertelstunden-Mittelwert angegeben, so dass die eigentliche Spitzenleistung im Sinne eines Augenblickswertes in aller Regel höhere Werte erreicht. Deshalb wird ein weiteres Lastprofil betrachtet, das in einer Veröffentlichung der Firma SMA dargestellt wurde [9].

Abbildung 2.2 zeigt das Verbrauchsprofil (rot) eines Vier-Personen-Haushalts zusammen mit dem Erzeugungsprofil einer PV-Anlage mit einer maximalen Leistung von 5kW. Das Erzeugungsprofil bestätigt die in Kapitel vorher abgeleitete Dimensionierung auf 80% der maximalen Leistung der PV-Anlage.

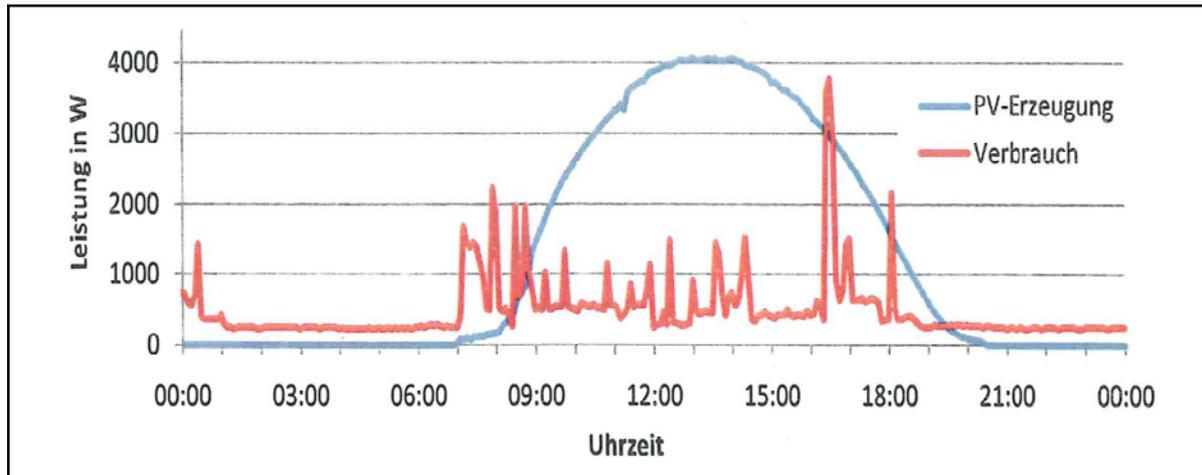


Abbildung 61: Lastprofil nach SMA [9] mit einer 5kWp - PV-Anlage

Das Verbrauchsprofil zeigt eine Leistungsspitze von ca. 3,8kW gegen 16:00 Uhr. Dieser Leistungsbedarf kann durch eine Anlage mit einer Nennleistung von $P_n = 4\text{kW}$ gedeckt werden. Bezieht man sich auf die durchschnittliche maximale Leistung von PV-Anlagen von 5kW in Privathaushalten, ist eine Dimensionierung auf 80 % der maximalen Leistung d.h. $P_n = 4\text{kW}$ eine ausreichende Dimensionierung der Zusatzeinrichtung.

6.2 Dimensionierung des maximalen Energieinhaltes der Zusatzeinrichtung

Für die Dimensionierung des maximalen Energieinhaltes der Zusatzeinrichtung benötigt man die Energiebilanz der PV-Erzeugung und des Verbrauchs. Hierzu werden die Werte der Referenzanlage und des H0-Lastprofils verwendet. Alle Werte stammen aus dem Jahr 2009 und wurden auf eine PV-Anlage mit einer maximalen Leistung von 5kW bezogen. Zur Energiedimensionierung können die Tagesverläufe der Leistung oder die Monatswerte der erzeugten Energie verwendet werden. Die Energiewerte je Monat liefern einen Überblick über einen längeren Zeitraum und werden deshalb im Folgenden zuerst betrachtet.

In Abbildung 62 sind die Energiewerte je Monat dargestellt. Hierbei wird die an einem Tag erzeugte (**Erzeugung**) und verbrauchte (**Verbrauch**) Energie verglichen. Weiterhin ist die Differenz zwischen erzeugter und verbrauchter Energie pro Tag dargestellt (**Speicher**).

$$E_{\text{Speicher}} = E_{\text{Verbraucher}} - E_{\text{Erzeugung}} \quad (6.1)$$

Die Energiedifferenz E_{Speicher} kann in einem Akkumulator gespeichert oder aus diesem entnommen werden. Sie wird positiv bei Energieentnahme aus dem Akkumulator und negativ bei Speicherung in den Akkumulator gezählt (Erzeugerzählpeilsystem EZS). Abbildung 62 zeigt die Energiebilanz im Monat Januar, einem typischen Wintermonat.

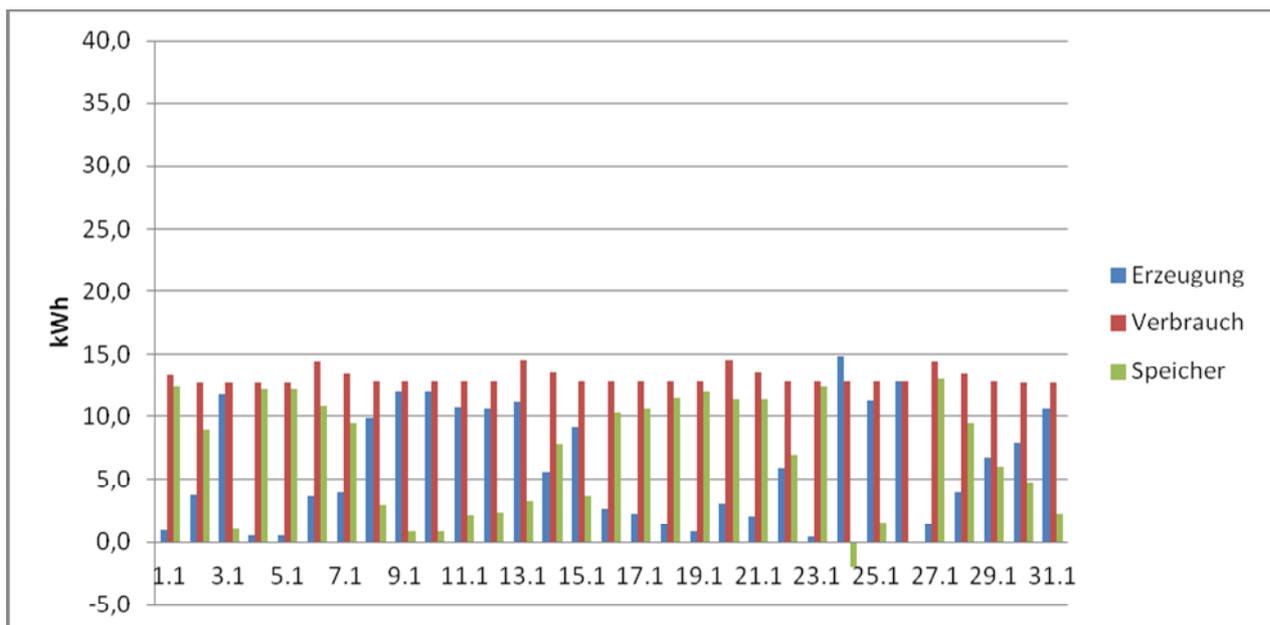


Abbildung 62: Energiewerte im Monat Januar

Im Winter ist die Energieerzeugung der PV-Anlage gering. Ursache hierfür ist die niedrigere Sonneneinstrahlung und die geringere Anzahl Sonnenstunden gegenüber dem Sommer. Da die Anzahl Sonnenstunden geringer ist, ist der Verbrauch durch das frühere Einschalten des Lichts und der längeren Laufzeit der Heizung am Höchsten. Man erkennt, dass die PV-Erzeugung (**Erzeugung**) praktisch nie den Tagesbedarf (**Verbrauch**) deckt. Nur in wenigen Fällen wie z.B. am 24. Januar ist die PV-Erzeugung höher als der vorhandene Verbrauch, der Überschuss kann in den Akkumulator eingespeichert werden. Der in Abbildung 62 dargestellte Verlauf ist typisch für die Monate November bis Februar.

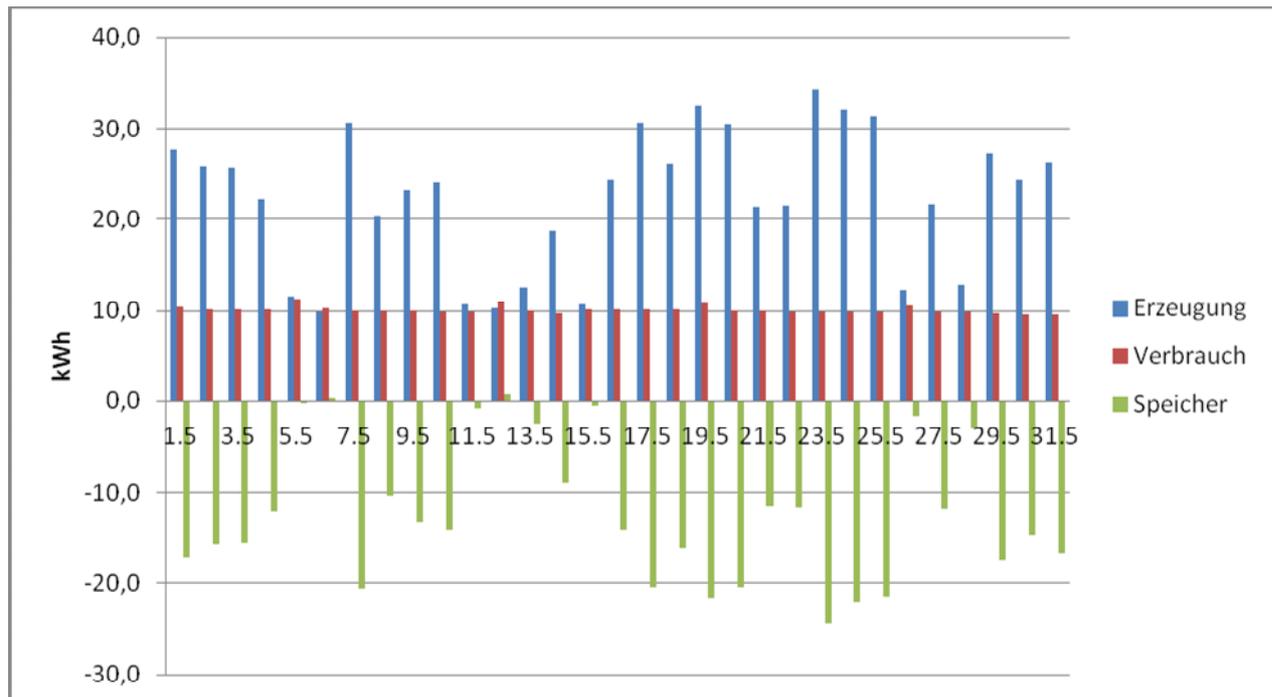


Abbildung 63: Energiebilanz im Monat Mai

Abbildung 63 zeigt die Energiebilanz des Monats Mai. Seine Energiebilanz ist typisch für die Monate Mai bis August. In den Sommermonaten ist die PV-Erzeugung hoch, der Verbrauch gering. Man kann davon ausgehen, dass immer mehr Elektroenergie durch die PV-Anlage erzeugt als selbst verbraucht wird. Die Energiedifferenz kann im Akkumulator eingespeichert werden. Unterdeckung d.h. PV-Erzeugung < Verbrauch kommt nur an wenigen Tagen vor wie z.B. am 12. Mai 2009. Im Juni 2009 und Juli 2009 sind Überschüsse von bis zu 30kWh vorhanden. Generell können die Monatsverläufe in vier Kategorien unterteilt werden:

- **Wintermonate November bis Februar**

Der Verbrauch von Elektroenergie ist deutlich höher als die in der PV-Anlage erzeugte Elektroenergie, der Tagesbedarf an Elektroenergie ist nur selten gedeckt.

- **Übergangsmonate 1 (März und Oktober)**

Die PV-Anlage kann durchaus nennenswert Elektroenergie erzeugen, der Monatsbedarf eines Haushaltes kann dadurch aber nicht gedeckt werden.

- **Übergangsmonate 2 (April und September)**

Der Monatsbedarf ist vollständig gedeckt, nur an wenigen Tagen gibt es Unterdeckung. An einigen Tagen wird Überschuss von bis zu 20kWh erzeugt.

- **Sommermonate von Mai bis August**

Es wird deutlich mehr Energie durch die PV-Anlage erzeugt als im Haushalt verbraucht, der Tagesbedarf des Haushaltes ist praktisch immer gedeckt. An Tagen mit sehr hoher PV-Erzeugung kann ein Überschuss bis über 30kWh erzeugt werden.

Die Erzeugung von Elektroenergie durch die PV-Anlage und der Verbrauch liegen über das Jahr betrachtet nahezu im Gleichgewicht, allerdings sind PV-Erzeugung aber auch der Verbrauch ungleichmäßig über das Jahr verteilt. Die zeitliche Korrelation (auch Gleichzeitigkeit genannt) von PV-Erzeugung und Verbrauch ist eher gering. Im Jahr 2009 wurde bei einer 5kW-Anlage im Sommer ein kumulierter Überschuss von

$$20 \frac{kWh}{d} \cdot 4 \text{ Monate} \cdot 30 d = 2400 \text{ kWh} \quad (6.2)$$

erzeugt. Ein Energiespeicher auf elektro-chemischer Basis (d.h. eine Batterie) dieser Größenordnung ist aber derzeit aus wirtschaftlichen Gründen nicht realisierbar, technisch aber grundsätzlich möglich.

Tagesüberschüsse im Sommer mit bis zu 30kWh können mit den heute verfügbaren technischen Systemen problemlos gespeichert werden. Der Preis einer Lithium-Ionen-Batterie mit dieser Kapazität liegt aber bei mindestens 30.000€. Die Wirtschaftlichkeit ist derzeit eher nicht gegeben.

Eine Langzeitspeicherung mit einer derartigen Zusatzeinrichtung über mehrere Wochen oder gar Monate erscheint nicht sinnvoll, da selbst ein Akkumulator mit einer Kapazität von ca. 30kWh in den Sommermonaten praktisch immer vollgeladen und im Winter immer leer wäre. Entsprechend sollte ein Speicher so dimensioniert werden, dass der Tagesbedarf an Tagen mit ausgeglichener Energiebilanz gedeckt werden kann. Dazu werden im Folgenden die Tagesverläufe analysiert.

Zur Analyse der Tagesverläufe werden Tage mit ausgeglichener Bilanz aus den Monatsverläufen ermittelt und die in der PV-Anlage erzeugte und im Haushalt verbrauchte elektrische Leistung über den Tagesablauf als Stundenmittelwerte dargestellt. Diese Mittelwertbildung kann verwendet werden, da die Spitzenleistung schon bei der Leistungsdimensionierung berücksichtigt wurde. Abbildung 64 zeigt den Tagesverlauf der Leistung am 03. Februar, einem Wintertag mit ausgeglichener Energiebilanz.

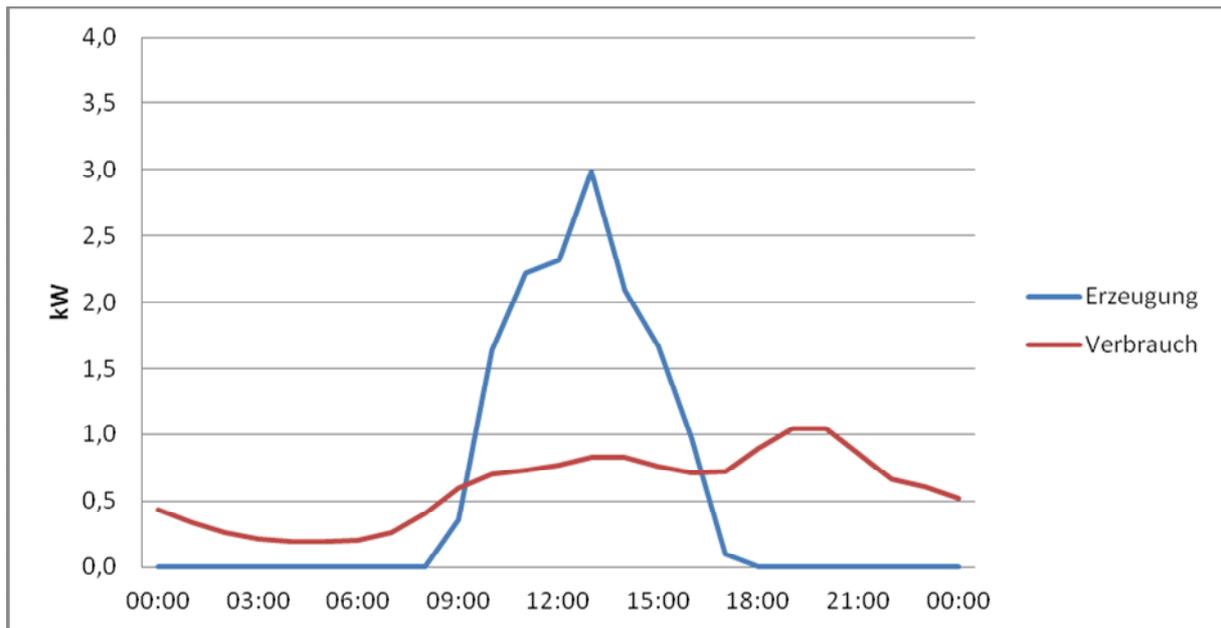


Abbildung 64: Tagesverlauf der Leistung am 03. Februar 2009

Die Spitzenleistung der PV-Anlage am 03. Februar 2009 liegt nach Abbildung 65 bei etwa 3kW, der Spitzenwert des Verbrauchs bei etwa 1,1kW. Im Zeitraum zwischen ca. 9 Uhr und 17 Uhr erzeugt die PV-Anlage so viel Energie, dass der Verbrauch komplett gedeckt und sogar noch überschüssige Energie ins Netz eingespeist wird. Bei einem Leistungsmittelwert vom ca. 0,75kW beträgt die selbstverbrauchte Energie in diesem achtstündigen Zeitraum ca. 6kWh.

Die überschüssige Energie (Überschussenergie) kann in einer Zusatzeinrichtung (**Speicher**) gespeichert und im Zeitraum ohne PV-Erzeugung verbraucht werden. Der Leistungsverlauf eines solchen Speichers ist in Abbildung 65 zusätzlich zu den Verläufen der PV-Erzeugung (**Erzeugung**) und des Verbrauchs (**Verbrauch**) dargestellt. Man kann erkennen, dass nur zwischen 9Uhr und 17Uhr Energie gespeichert wird (negative Werte im Erzeugerzählpeilsystem EZS), während die Leistung in der restlichen Tageszeit komplett aus dem Akkumulator gedeckt werden muss (positive Werte im Erzeugerzählpeilsystem EZS).

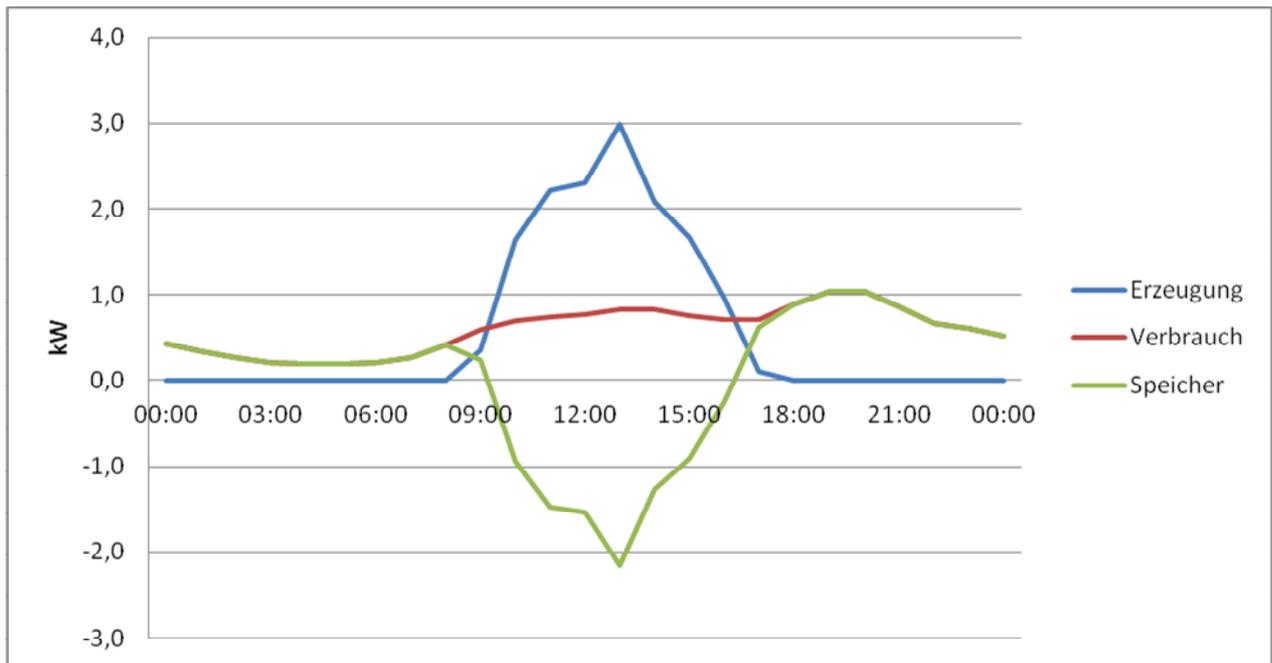


Abbildung 65: Tagesverlauf der Leistung am 03. Februar mit Speicher

Bildet man das Integral über die dargestellte Leistung, erhält man den in Abbildung 66 dargestellten Energieverlauf über einen Tag.

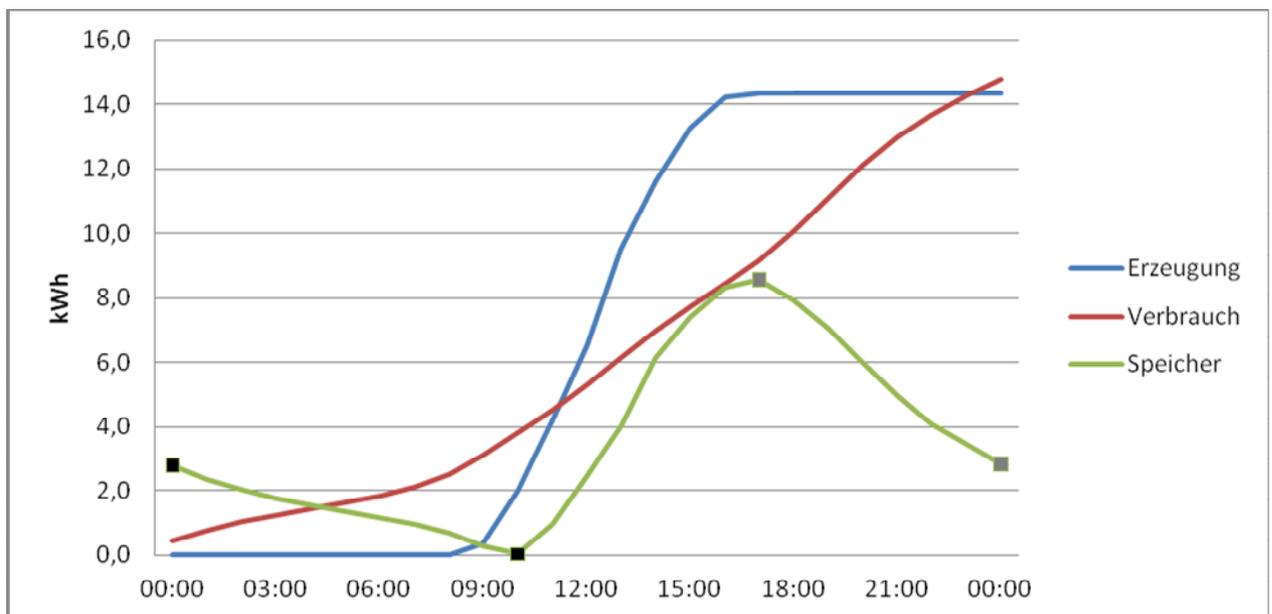


Abbildung 66: Energieverlauf am 03. Februar

Der blau dargestellte Verlauf zeigt die erzeugte PV-Energie (**Erzeugung**), der rote den Verbrauch (**Verbrauch**) und der grüne die gespeicherte Energie (**Speicher**). Die PV-Anlage erzeugt an diesem Tag 14,3kWh, der Haushalt verbraucht 14,8kWh, man hat also eine leichte Unterdeckung des Gesamtverbrauchs.

Da in den Anfangsstunden des Tages (positive Leistung in Abbildung 65) Energie aus dem Speicher entnommen wird, fällt dessen Energieinhalt, bis gegen 10 Uhr die PV-Leistung

den Verbrauch übersteigt. Ab dann wird der Speicher geladen, bis gegen 17 Uhr die PV-Leistung zu gering ist, um den Selbstverbrauch zu decken. In den Abendstunden wird dann der Speicher entsprechend dem Verbrauch entladen. Um den Gesamtverbrauch vollständig aus der selbsterzeugten PV-Energie zu decken, muss die Energie zwischen den beiden schwarzen (0:00 und 10:00 Uhr) und den beiden grauen Punkten (17:00 und 24:00) aus dem Akku bezogen werden. Diese Energie beträgt am dargestellten Tag etwa 8,5kWh:

$$E_{\text{Akku}} = E_{(00:00)} - E_{(10:00)} + E_{(17:00)} - E_{(24:00)} \quad (6.3)$$

$$E_{\text{Akku}} = 2,77 \text{ kWh} - 0,032 \text{ kWh} + 8,56 \text{ kWh} - 2,82 \text{ kWh} = 8,48 \text{ kWh} \quad (6.4)$$

Diese Bilanz lässt sich für alle Tage im Jahr berechnen und in Monatsdurchschnitten zusammenfassen. Abbildung 67 zeigt die nötige Speichergröße, die zur Deckung des Tagesbedarfs in den jeweiligen Monaten eines Jahres benötigt wird.

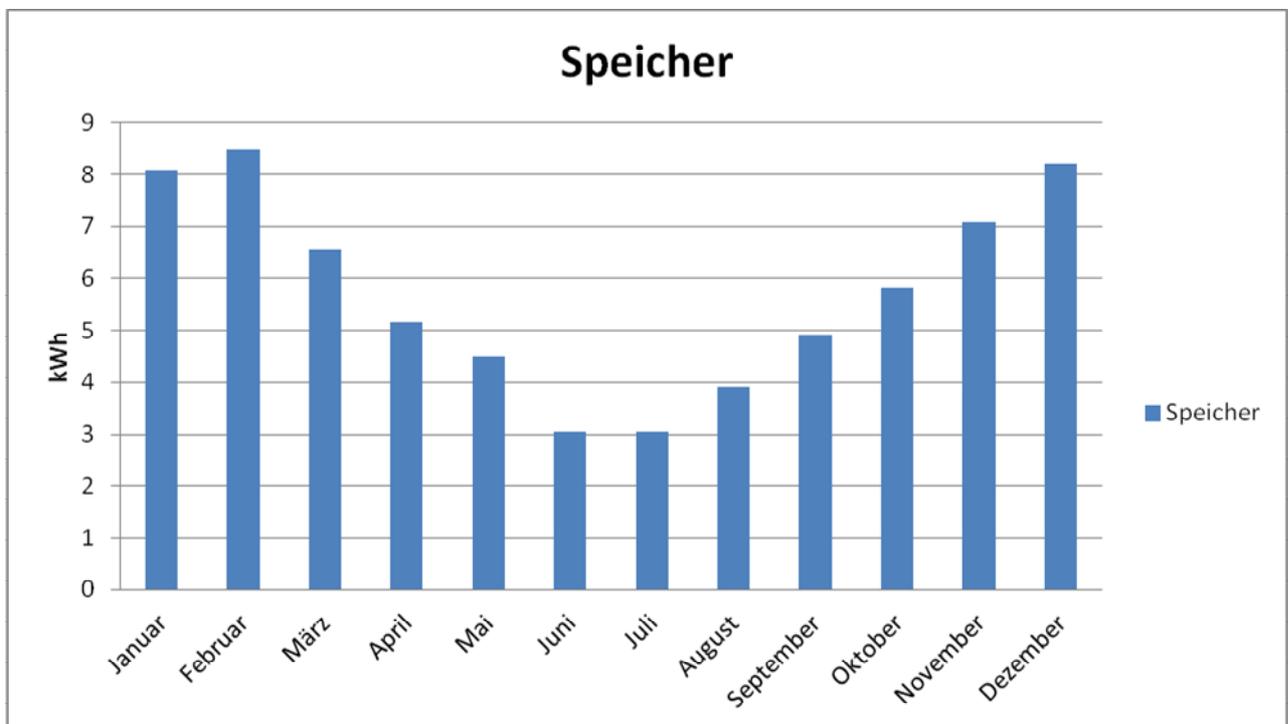


Abbildung 67: Speicher zur Deckung des Tagesbedarfs

Aus der Darstellung in Abbildung 67 ist zu erkennen, dass ein Speicher mindestens eine Energie von 3kWh entnehmen und abgeben können sollte. Um den Bedarf im Sommer zu decken, ist ein Speicher mit mindestens 4kWh nötig. Soll der Bedarf auch in den Übergangsmonaten 2 (April, September) gedeckt werden, braucht man schon ca. 5kWh. Zur Deckung des Bedarfs im Winter wären schon ungefähr 8kWh notwendig. Allerdings ist die Erzeugung im Winter so gering, dass eine Dimensionierung für diese Zeit nicht sinnvoll ist.

In Abbildung 68 sind die Verläufe der selbstgenutzten PV-Energie (**Nutzenergie**) und der aus einem Speicher bezogenen Energie (**Speicher**) in Abhängigkeit von der energetischen Batteriekapazität dargestellt. Die beiden Verläufe liegen „parallel“ zueinander und unterscheiden sich durch den Selbstverbrauch. Das ist die selbst erzeugte PV-Energie, die auch ohne Einsatz eines Speichers selbst verbraucht wird.

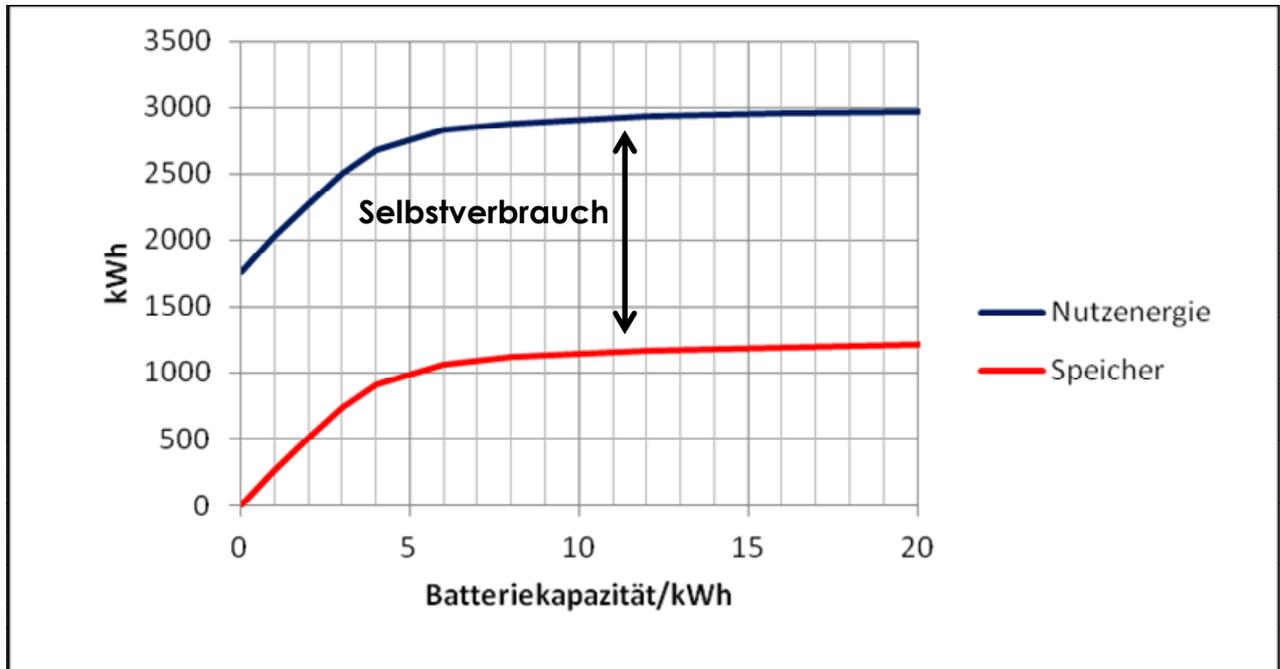


Abbildung 68: Verhalten der Nutzenergie in Abhängigkeit der Batteriekapazität

Bis zu einer Batteriekapazität von ca. 4kWh steigt die Nutzenergie linear mit der Kapazität an. Ab einer Kapazität von ca. 5kWh flacht der Verlauf immer weiter ab, die Nutzenergie und damit der Selbstverbrauch kann durch Vergrößerung der Batteriekapazität nicht weiter gesteigert werden. Zur Steigerung des Selbstverbrauchs ist es deshalb unter den betrachteten Voraussetzungen sinnvoll, einen Speicher mit einer Kapazität zwischen 4kWh und 5kWh zu installieren.

6.3 Messungen an einem Privathaushalt mit PV-Anlage

Zur Bestätigung der Voruntersuchungen wurden Messungen am Versorgungsanschluss eines Privathaushalts durchgeführt. Die PV-Anlage wurde im November 2010 mit einer maximalen Einspeiseleistung von 2,52kW installiert und am 24. Januar 2011 auf Abrechnung mit Selbstverbrauch eingestellt. Am 2. Juni 2011 wurde die Anlage auf 3,88kW erweitert.

Der betrachtete Haushalt verbrauchte im Jahr 2011 insgesamt eine elektrische Energie von 3.900kWh, entspricht also näherungsweise dem in Kapitel 6.1 angenommenen „Normalhaushalt“ mit einem Jahresverbrauch von 4.000kWh. Die Messwerte wurden jeweils am 24. eines Monats erfasst. Dazu wurden die Zählerstände des Bezugszählers, des Einspeisezählers und des Erzeugungszählers protokolliert. Das Ergebnis in Form der monatlichen Verbräuche bzw. Erträge im Jahr 2011 ist in Abbildung 69 dargestellt. Der Bezug ist in den Monaten April und Dezember besonders hoch, da in dieser Zeit eine elektrische Zusatzheizung in Betrieb war.

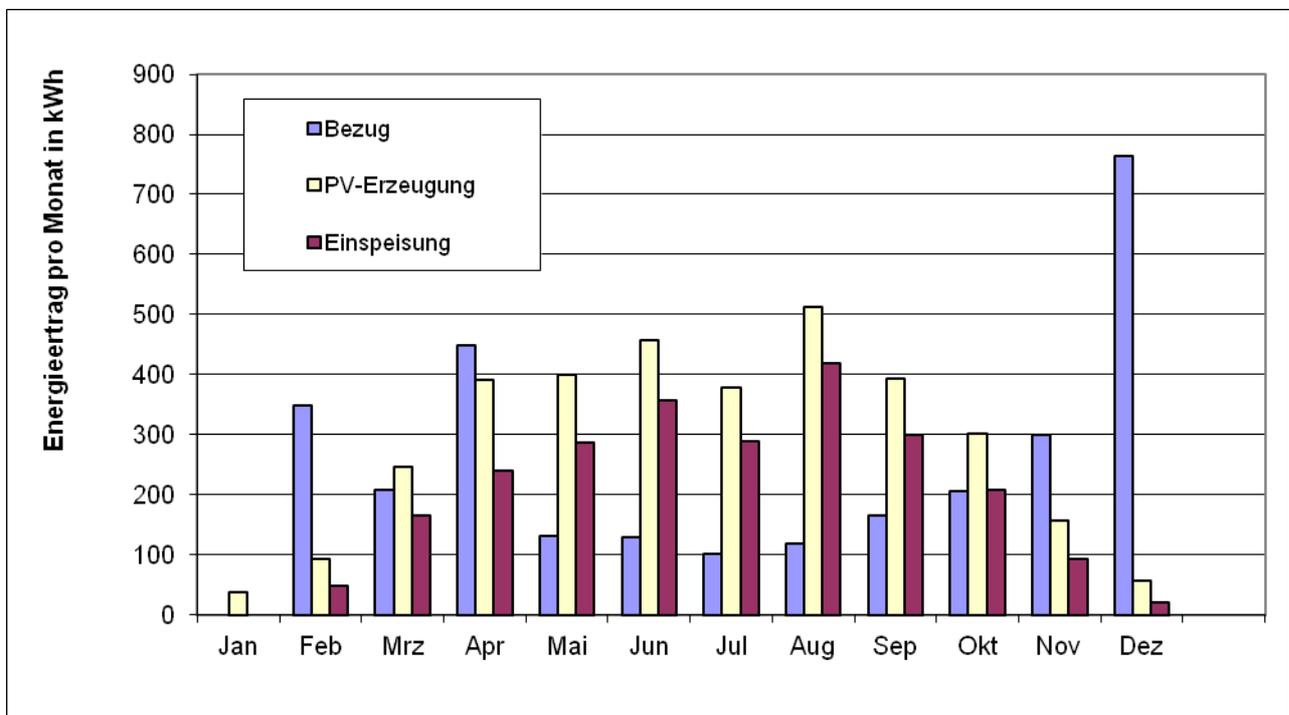


Abbildung 69: Bezug, Einspeisung und Erzeugung eines Haushalts pro Monat des Jahres 2011

Es ist zu erkennen, dass in den Sommermonaten (Mai bis August) trotz ausreichender PV-Erzeugung elektrische Energie aus dem Netz bezogen wird (**Bezug**). Dies entspricht der Erwartung aus [8], da nachts keine PV-Energie erzeugt wird. In den Wintermonaten (November bis Februar) wird PV-Energie ins Netz eingespeist (**Einspeisung**), obwohl deutlich mehr Energie verbraucht als über die PV-Anlage erzeugt wird.

Zur Auslegung eines Speichers, der vor allem zum Ausgleich über einen Tag dienen soll, sind in Abbildung 70 die mittleren Tageswerte von Bezug, Einspeisung und Erzeugung eines Monats im Zeitraum von Februar 2011 bis Januar 2012 dargestellt. Im Januar 2012 war ebenfalls die Zusatzheizung eingeschaltet.

Der Bezug elektrischer Energie in den Sommermonaten stimmt mit den Erwartungswerten aus [8] überein und stellt praktisch den Eigenverbrauch des Haushalts in der Dunkelperiode des Tages dar. Zur Deckung des täglichen Bedarfs in diesem Zeitraum müsste ein Energiespeicher mit einer Kapazität von ca. 4kWh nutzbarer Energie im Haushalt installiert sein. Dieser könnte dann über Tag geladen und nachts entladen werden.

Der mittlere Tageswert der Einspeisung liegt in den Wintermonaten zwischen 1kWh und 3kWh. Besonders im Monat November hätte der Selbstverbrauch mit Hilfe eines Energiespeichers deutlich gesteigert werden können. Allerdings sind die mittleren Tageswerte der PV-Erzeugung wenig aussagekräftig, da die tägliche PV-Erzeugung in einem Monat stark unterschiedlich ist. Deshalb wurden im November 2011 tägliche Messungen durchgeführt, deren Ergebnis in Abbildung 71 dargestellt sind.

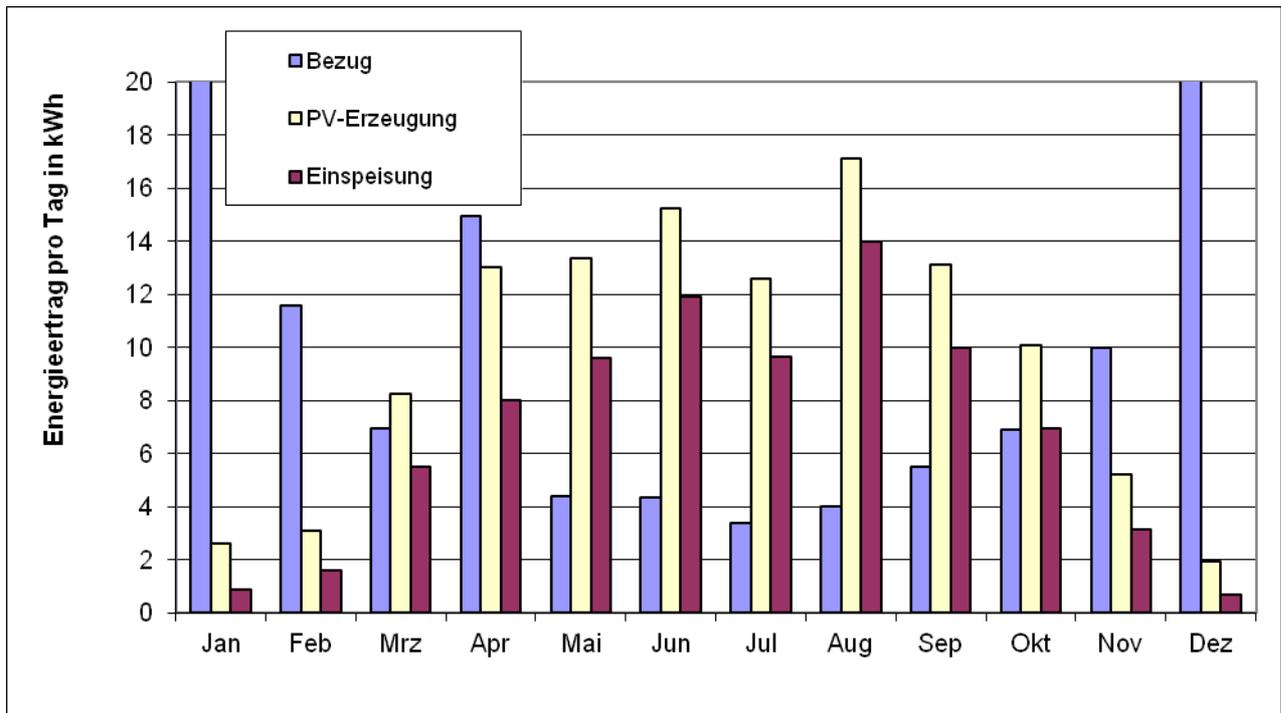


Abbildung 70: Mittlere Tageswerte von Bezug, Einspeisung und Erzeugung eines Haushalts des Jahres 2011, Januar-Werte aus 2012

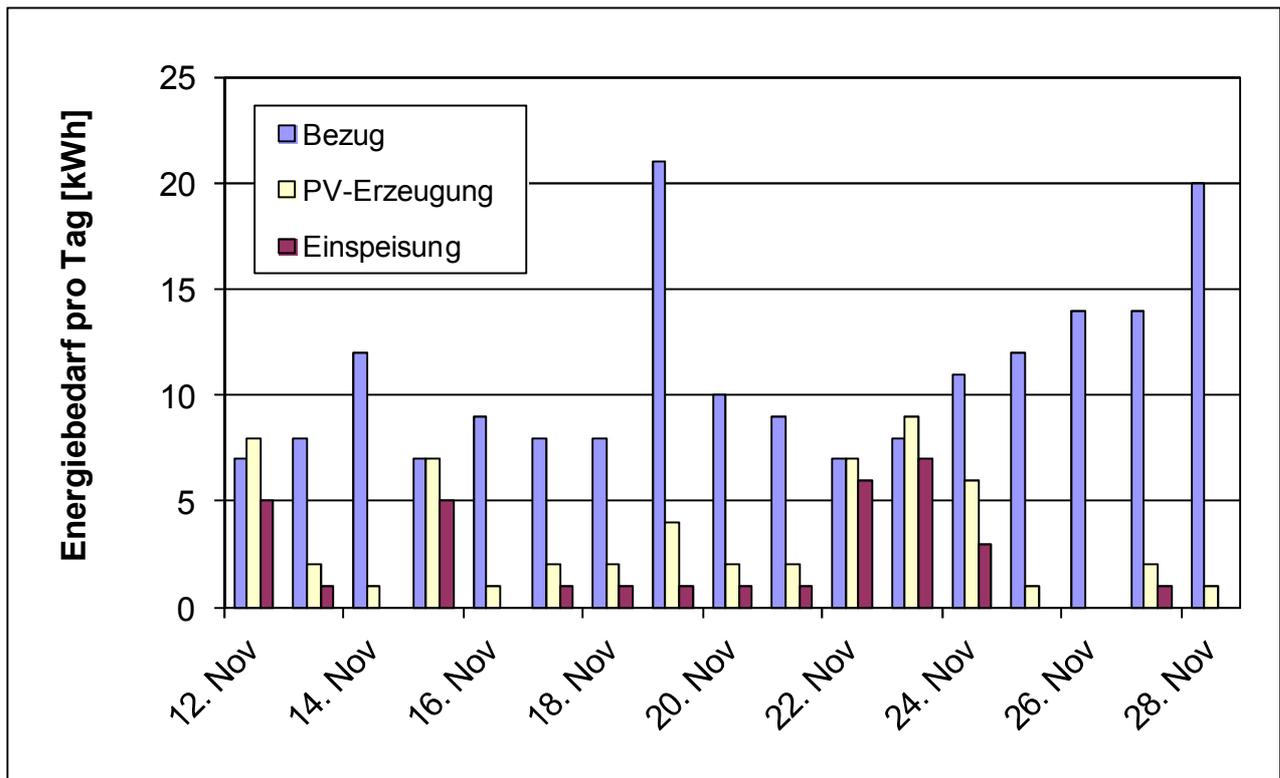


Abbildung 71: Mittlere Tageswerte von Bezug, Einspeisung und Erzeugung eines Haushalts im November 2011

Bis auf einige Ausreißer ist der tägliche Bezug elektrischer Energie pro Tag relativ konstant und steigt gegen Ende des Monats wegen der längeren „Dunkelzeit“. Die PV-Erzeugung schwankt dagegen stark und liegt zwischen 0kWh am 26.11. und ca. 9kWh am 23.11.2011. Selbst bei geringer PV-Erzeugung und hohem Bezug (z.B. 19.11.2011) wird ungefähr die Hälfte der erzeugten Energie ins Netz eingespeist. An Tagen mit guter PV-Erzeugung liegt die Selbstverbrauchsrate bei unter 20% (z.B. 22.11.2011).

Zur Unterscheidung zwischen Tag und Nacht, wurden die Zählerstände täglich zweimal abgelesen: zum Zeitpunkt des Sonnenaufgangs und des Sonnenuntergangs. Dadurch lässt sich der Bezug elektrischer Energie in Bezug tagsüber und Verbrauch über Nacht unterteilen. Besonders interessant ist dabei der Bezug tagsüber, der in Abbildung 72 zusammen mit der PV-Erzeugung und der Einspeisung dargestellt ist.

Das Diagramm in Abbildung 72 zeigt, dass selbst an Tagen mit hoher PV-Erzeugung die Energie nicht ausreicht, um den Energiebedarf des Haushalts vollständig zu decken. Deshalb muss z.B. am 23.11.2011 die Energiemenge von 1kWh tagsüber aus dem Netz bezogen werden. Im betrachteten Haushalt tritt diese Situation im Wesentlichen zur Mittagszeit auf, wenn auf mehreren Kochplatten elektrisch Wärme erzeugt wird. Die dazu benötigte Energie könnte aus einem Energiespeicher bezogen werden, der anschließend aus der PV-Erzeugung wieder aufgeladen wird. Bildet man die Differenz aus Einspeisung und Bezug tagsüber würde im betrachteten Zeitraum ein Energiespeicher mit 4kWh ausreichen, um die Einspeisung zu Null zu reduzieren. Nur am 23.11.2011 wären dann ca. 2kWh ins Netz eingespeist worden.

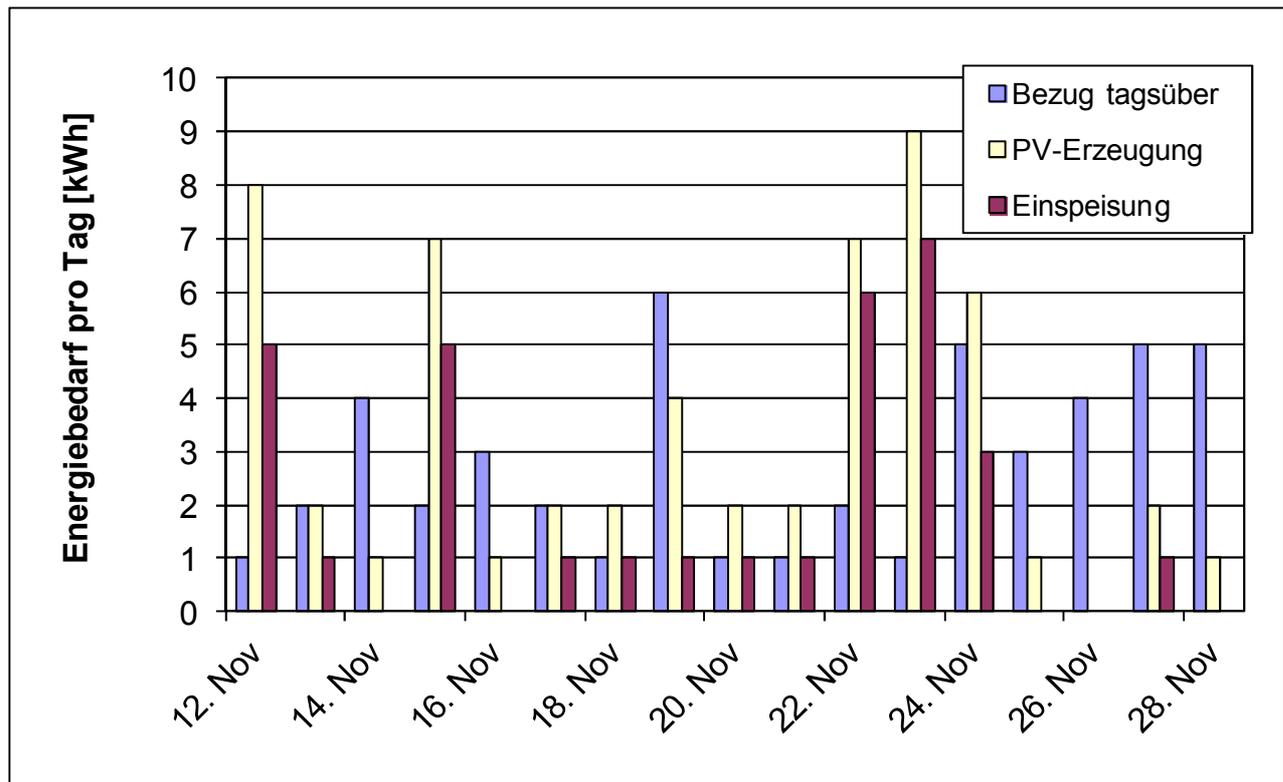


Abbildung 72: Mittlere Tageswerte von Bezug tagsüber, Einspeisung und Erzeugung eines Haushalts im November 2011

Die bisher im Rahmen des Projektes durchgeführten Messungen weisen darauf hin, dass für einen Haushalt mit einem Jahresverbrauch elektrischer Energie von ca. 4.000kWh und einer PV-Anlage mit einer maximalen Einspeiseleistung von ca. 4kW ein Energiespeicher mit einem Energieinhalt von ca. 4kWh ausreichend wäre, um den Selbstverbrauch des Haushalts deutlich zu erhöhen. Ein Energiespeicher mit höherem Energieinhalt könnte im Sommer praktisch nie vollständig entladen und im Winter nie vollständig aufgeladen werden.

7 Zusammenfassung

Im Rahmen des Forschungsvorhabens "Netzregelung durch Energiespeicher im Niederspannungsnetz" wurden die netzphysikalischen Auswirkungen dezentraler Energieerzeuger in Niederspannungsnetzen mit wissenschaftlichen Methoden analysiert. Die erarbeiteten Berechnungsverfahren erlauben es, sowohl "von Hand" als auch mit einer Netzberechnungssoftware die Netzspannungen mit guter Genauigkeit zu berechnen. Abhängigkeiten der Netzspannungen von den technischen Eigenschaften der Netzbetriebsmittel wurden untersucht und Maßnahmen zur Verbesserung des Netzbetriebs unter Berücksichtigung dezentraler Energieerzeuger erarbeitet. Diese neuen Erkenntnisse erlauben es Netzbetreibern, Planungen neuer und Überplanungen bereits bestehender Elektroenergieversorgungsnetze unter Berücksichtigung dezentraler Energieerzeuger optimal durchzuführen.

Die mit wissenschaftlichen Methoden erarbeiteten Erkenntnisse wurden sowohl durch numerische d.h. Software-basierte Netzrechnungsprogramme aber auch durch Messungen in einem Niederspannungsnetz validiert und bestätigt. Die Erkenntnisse lassen sich grundsätzlich auch für die Elektroenergieversorgungsnetze der Mittel- und Hochspannungsebene anwenden.

Das Forschungsvorhaben zeigt auch auf, dass der Einsatz von Energiespeichern in Niederspannungsnetzen zu einer Verbesserung des physikalischen Netzzustandes führt, insbesondere zu einer deutlichen Verbesserung der Spannungsverhältnisse. Allerdings erscheinen aus heutiger Sicht weitere Forschungsaktivitäten auf dem Gebiet der Energiespeicher insbesondere der Lithium-Ionen-Batteriespeicher erforderlich, um Batteriesysteme im Sinne eines aus netzphysikalischer Sicht optimalen technischen Systems einsetzen zu können.

Abschließend kann festgehalten werden, dass die Ergebnisse des Forschungsvorhabens "Netzregelung durch Energiespeicher im Niederspannungsnetz" einen wissenschaftlich fundierten Beitrag zur Gestaltung der Elektroenergieversorgung der Zukunft bereitstellen.