

Dominik Geibel

Bereitstellung von Zusatzfunktionalitäten
durch multifunktionale
PV-Batterie-Stromrichtersysteme
in Verteilungs- und Industrienetzen

kassel
university



press

Dominik Geibel

**Bereitstellung von Zusatzfunktionalitäten
durch multifunktionale PV-Batterie-Stromrichtersysteme
in Verteilungs- und Industrienetzen**

Die vorliegende Arbeit wurde vom Fachbereich Elektrotechnik / Informatik der Universität Kassel als Dissertation zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktors der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.) angenommen.

Erster Gutachter: Prof. Dr.-Ing. habil. Peter Zacharias

Zweiter Gutachter: Prof. Dr.-Ing. Bernd Engel

Tag der mündlichen Prüfung: 6. September 2016

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.dnb.de> abrufbar.

Zugl.: Kassel, Univ., Diss. 2016

ISBN 978-3-7376-0324-9 (print)

ISBN 978-3-7376-0325-6 (e-book)

DOI: <http://dx.medra.org/10.19211/KUP9783737603256>

URN: <http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:0002-403252>

© 2017, kassel university press GmbH, Kassel

www.upress.uni-kassel.de

Printed in Germany

Vorwort

Diese Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES, das am 17. August 2009 aus dem Institut für Solare Energieversorgungstechnik ISET e. V. in Kassel hervorging.

Die Arbeit wurde durch folgende Forschungs- und Entwicklungsprojekte gefördert:

- „Multifunktionale Photovoltaik-Stromrichter – Optimierung von Industrienetzen und öffentlichen Netzen“ (FKZ 0329943),
- „PV-EMS – Photovoltaische Energiemanagement-Station, Netzingegration und Kostensenkung von PV-Anlagen im Leistungsbereich von 10 kW bis in den Megawattbereich“ (FKZ 0325028),
- „Erprobung Neuer Netze – Aufbau eines Referenzlabors für neue Netzkomponenten und Netzbetriebsmittel“ (FKZ 03KP203),
- „Aktives, intelligentes Niederspannungsnetz – Entwicklung einer aktiven intelligenten Netzstation“ (FKZ 0325202),
- „FENIX – Flexible Electricity Network to integrate the eXpected energy evolution“ (contract number SES6 - 518272).

Herrn Prof. Dr.-Ing. P. Zacharias danke ich für die Übernahme des Vorsitzes der Prüfungskommission und der Betreuung dieser Arbeit. Herrn Prof. Dr.-Ing. B. Engel danke ich für die Übernahme der Zweitbegutachtung und die interessante Zusammenarbeit in zahlreichen Projekten mit der SMA Solar Technology AG. Ebenso danke ich Herrn Prof. Dr. C. Hoffmann, Herrn Prof. Dr. M. Braun und Herrn Dr. T. Degner für die Mitarbeit in der Prüfungskommission.

Einen großen Dank will ich auch allen Kollegen aussprechen, mit denen ich in den letzten Jahren gemeinsam an zahlreichen, interessanten Projekten zusammenarbeiten durfte. Hier will ich stellvertretend besonders Tom Degner, Markus Landau, Randolf Geipel und Christian Hardt (SMA Solar Technology AG) persönlich erwähnen. Dr. J. Jahn möchte ich dafür danken, dass er nicht nur meine „ersten Tage“ am Institut begleitet hat,

sondern dass er auch während der letzten Jahre und insbesondere bei der finalen Durchsicht dieser Arbeit wertvolle Anregungen gegeben hat.

Meiner Familie und Daniela möchte ich für die Geduld und Unterstützung danken.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Überblick	1
1.2	Motivation der Arbeit	4
1.3	Aufbau der Arbeit	6
2	Energieversorgungsstrukturen mit hohem Anteil dezentraler Erzeugung	9
2.1	Aufbau elektrischer Versorgungsnetze	10
2.1.1	Übertragungsnetz	10
2.1.2	Verteilungsnetz	11
2.2	Energieübertragungsmechanismen	12
2.3	Versorgungsqualität	15
2.3.1	Definition der Versorgungsqualität	15
2.3.2	Versorgungssicherheit	16
2.3.3	Systemsicherheit	16
2.3.4	Servicequalität	16
2.3.5	Versorgungszuverlässigkeit	17
2.3.6	Spannungsqualität	18
2.4	Herausforderungen durch dezentrale Erzeugung	27
2.4.1	Kraftwerkspark	27
2.4.2	Spannungshaltung im Verteilungsnetz	30
2.4.3	Netzstabilität	31
2.5	Lösungsansätze im Verteilungsnetz	32
2.5.1	Kraftwerkeigenschaften für dezentrale Erzeuger	33
2.5.2	Spannungshaltung im Verteilungsnetz	33
2.6	Beiträge dieser Arbeit	35
3	Kraftwerkeigenschaften dezentraler Erzeuger im Verteilungsnetz	37
3.1	Netzanschlussrichtlinien und Zertifizierungsprozess	37
3.2	Laborinfrastruktur für Messungen nach FGW TR3	39
3.2.1	Anforderungen an die PV-Nachbildung	41
3.2.2	Anforderungen an den AC-Anschluss	42

3.2.3	Prüfung leistungstarker Einheiten in einer Laborumgebung	43
3.3	Entwicklung von PV-spezifischen Prüfverfahren	47
3.3.1	Prüfverfahren zur Bestimmung des Kurzzeitflickers	48
3.3.2	Prüfverfahren zur Bestimmung des Verhaltens bei Netzfehlern unter Nutzung eines AC-Netzsimulators	51
3.4	Elektrische Eigenschaften dezentraler Erzeuger nach BDEW-MSR	62
3.4.1	Stationäre Anforderungen	63
3.4.2	Dynamische Anforderungen	75
3.5	Weiterentwicklung von Netzanschlussrichtlinien	79
3.5.1	Europäische Harmonisierung	79
3.5.2	Zukünftige Schwerpunkte	80
4	Multifunktionale PV-Batterie-Stromrichter	81
4.1	Identifikation von Zusatzfunktionalitäten	82
4.2	Realisierungskonzepte	84
4.3	Das Multi-PV-System	87
4.3.1	Einsatzgebiete	87
4.3.2	Elektrotechnischer Aufbau	88
4.3.3	Betriebsarten	89
4.3.4	Lokale Verbesserung der Spannungsqualität . . .	90
4.3.5	Dimensionierung der Hauptkomponenten	95
4.4	Netzintegration	102
5	Gerätetechnische Realisierung des Multi-PV	105
5.1	Modellbasierte Regelungsentwicklung	105
5.1.1	Leistungsfluss-Modell	108
5.1.2	Modellierung mit idealen Spannungsquellen . . .	109
5.1.3	Modellierung auf Leistungshalbleiterebene	110
5.2	Multi-PV-Labormuster	110
5.2.1	Testumgebung <i>DeMoTec</i>	112
5.2.2	Regelung mit einem RCP-System	112
5.3	Multi-PV-Prototyp im Industrienetz	114
6	Regelungs- und Betriebsführungsverfahren des Multi-PV in Industrienetzen	119
6.1	Gesamtkonzept der Regelung und Betriebsführung . . .	119
6.1.1	Leistungs- und Energieflüsse im Industrienetz . .	121

6.2	Einspeisung von PV-Energie	123
6.2.1	Stromgeregelter Betrieb ohne Entkopplungsinduktivität	124
6.2.2	Spannungsgeregelter Betrieb mit Entkopplungsinduktivität	125
6.3	Lokale Verbesserung der Spannungsqualität	127
6.3.1	Quasistationäre Netzspannungsänderungen	128
6.3.2	Dynamische Netzspannungsänderungen	131
6.3.3	Reduktion von Oberschwingungen	134
6.3.4	Verhalten bei unsymmetrischen Spannungssystemen	135
6.4	Verhalten bei Netzfehlern	137
6.5	Wirkleistungsregelung in einem Netzabschnitt	139
6.5.1	Spitzenlastmanagement	139
6.5.2	Wirkleistungsregelung am NAP	146
6.6	Blindleistungsregelung in einem Netzabschnitt	148
6.6.1	Blindleistungsbereitstellung am NAP	149
6.6.2	Blindleistungskompensation des Industrienetzes	150
7	Erprobung des Multi-PV-Systems im Labor und Industrienetz	155
7.1	Verbesserung der lokalen Spannungsqualität	156
7.1.1	Quasistationäre Netzspannungsänderungen	156
7.1.2	Dynamische Spannungsänderungen	161
7.1.3	Reduktion von Spannungsüberschwingungen	164
7.1.4	Diskussion der Messergebnisse zur lokalen Spannungsqualitätsverbesserung	166
7.2	Verhalten bei Netzfehlern	168
7.2.1	Prinzipielles Verhalten	169
7.2.2	Stromgeregelter Betrieb ohne Entkopplungsinduktivität	170
7.2.3	Spannungsgeregelter Betrieb mit Entkopplungsinduktivität	172
7.3	Wirk- und Blindleistungsregelung	173
7.3.1	Regelung der Wirk- und Blindleistung des Multi-PV-Stromrichters per Sollwertvorgabe	173
7.3.2	Wirkleistungsregelung	174
7.3.3	Blindleistungsbereitstellung	179
8	Zusammenfassung und Ausblick	185
8.1	Zusammenfassung	185
8.2	Ausblick	188

A	Anhang	I
A.1	Abkürzungen	I
A.2	Formelzeichen	IV
A.3	Spannungsverhältnisse bei unsymmetrischen Netzfehlern	VIII
A.4	Anhänge zur gerätetechnischen Realisierung	XI
A.4.1	Modellierung mit idealen Spannungsquellen . . .	XI
A.4.2	Modellierung auf Leistungshalbleiterebene . . .	XI
A.4.3	Steuerung des Labormusters über <i>ControlDesk</i> .	XII
B	Abbildungsverzeichnis	XIII
C	Tabellenverzeichnis	XXI
D	Literaturverzeichnis	XXIII

1 Einleitung

1.1 Überblick

Deutschland beansprucht weltweit eine Vorreiterrolle in klimapolitischen Fragestellungen und setzt sich ehrgeizige Klimaschutzziele. Die erfolgreiche Umsetzung erfordert einen weitreichenden Umbau der existierenden Energieversorgung in den Bereichen Strom, Wärme und Verkehr. Mit dem Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung [1] ist erstmals eine langfristige, bis 2050 reichende Gesamtstrategie durch die Bundesregierung entwickelt worden. Abbildung 1.1 stellt die wesentlichen Ziele aus [1] hinsichtlich des Klimaschutzes dar.

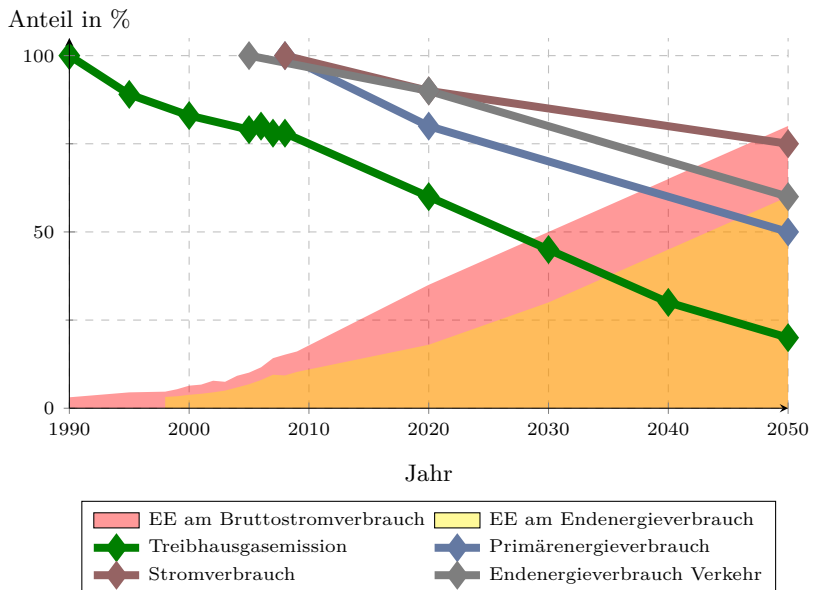


Abbildung 1.1: Klimaschutzziele der deutschen Bundesregierung nach [1]. Eigene Darstellung, Daten entnommen aus [1], [2] und [3].

Die Reduzierung der Treibhausgasemissionen auf 20 % bis 2050 gegenüber 1990 ist nur durch den weitreichenden und kosteneffizienten Einsatz erneuerbarer Energiequellen, sowie durch eine Energieeffizienzsteigerung zu erreichen. Insbesondere der konsequente Ausbau des Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung auf 80 % im Jahr 2050 stellt aktuell existierenden Energieversorgungsstrukturen vor große Herausforderungen. Gründe sind die volatile Einspeisung von erneuerbaren Energien, sowie die geringe örtliche Korrelation von Erzeugung und Verbrauch. In [1, Teil D] werden Maßnahmen zur Schaffung einer leistungsfähigen Netzinfrastruktur für Strom sowie zur Integration erneuerbarer Energien aufgezeigt. Die Umsetzung soll durch den Ausbau der Netzinfrastruktur, die schrittweise Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien und den Ausbau von Speicherkapazitäten erfolgen.

Einen Schwerpunkt werden intelligente Stromnetze bilden. Stromerzeuger, Speicher, Verbraucher und das Stromnetz sollen in einem „*Smart Grid*“ durch geeignete Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) koordiniert zusammenarbeiten können. Neben dem Bereich der Übertragungsnetze wird dies im Besonderen den Bereich der Verteilungsnetze betreffen. Verteilungsnetze können gedanklich aufgrund ihres Vermaschungsgrads in die 110 kV-Ebene und die Netzebenen der Mittelspannung (MS) und Niederspannung (NS) aufgeteilt werden. Der höhere Vermaschungsgrad der 110 kV-Netze hat zur Folge, dass sie aus technischer Sichtweise vergleichbar zu Übertragungsnetzen betrieben werden. Die bisher passiven Netze der MS- und NS-Ebene des Verteilungsnetzes müssen zu aktiven Netzen transformiert werden.

Die Notwendigkeit dieser Anstrengungen ist aufgrund der schon heute bestehenden Herausforderungen der Netzintegration von erneuerbaren Energien nicht zu bestreiten. Dies verdeutlicht Abbildung 1.2¹, die die Entwicklung der installierten Leistung erneuerbarer Energieträger in Deutschland seit 1990 zeigt. Die Spitzenlast in Deutschland liegt aktuell bei etwa 80 GW, die Mindestlast bei etwa 40 GW.

Neben dem großen Zuwachs der Windenergie seit dem Jahr 2000 steigt die installierte Leistung aus Photovoltaik (PV) seit 2006 ebenfalls stark an. Aufgrund der Anlagenleistung werden Windenergieanlagen (WEA) meist im MS-Netz oder in höheren Netzebenen angeschlossen. Der Anschluss von PV-Anlagen erfolgt meist im NS- und MS-Netz. Bei leistungsstärkeren PV-Parks wird der Anschluss jedoch auch in höheren Netzebenen notwendig.

¹ Anteil der Geothermie ist aufgrund der vernachlässigbaren Größe nicht angegeben

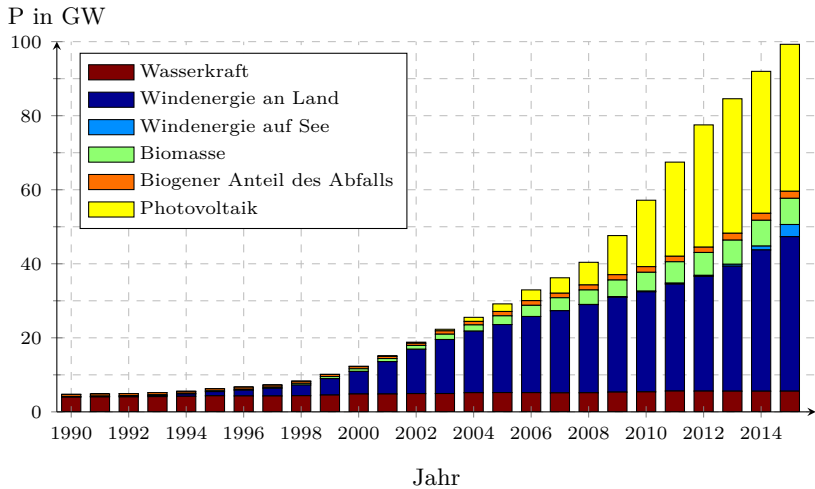


Abbildung 1.2: Historische Entwicklung der installierten Leistung von erneuerbaren Energien in Deutschland zwischen 1990 und 2015. Eigene Darstellung, Daten entnommen aus [4].

Folglich ergeben sich hinsichtlich der Netzintegration erneuerbarer Energien unterschiedliche Handlungsschwerpunkte. In dieser Arbeit wird nur auf ausgesuchte Punkte, die vornehmlich das MS- und NS-Netz betreffen, detaillierter eingegangen.

Kraftwerkseigenschaften dezentraler Erzeuger

Bei konventionellen Kraftwerken erfolgt die Netzkopplung durch rotierende Generatoren. Diese stellen statische und dynamische Kraftwerkseigenschaften teilweise inhärent bereit. Die Netzstabilität wird durch Kraftwerkseigenschaften wie z. B. Spannungshaltung durch Blindleistung, Bereitstellung von Momentanreserve oder dem Durchfahren von Netzfehlern gesichert. Dezentrale Erzeuger wurden ursprünglich nicht für diese Aufgaben konzipiert. Jedoch führt die hohe Durchdringung zu einem Paradigmenwechsel. Überarbeitete Netzanschlussrichtlinien für die Hochspannung (HS) und Höchstspannung (HöS) ([5], [6] und [7]) sowie für das MS-Netz [8] als auch das NS-Netz [9] fordern nun auch von dezentralen Erzeugern Kraftwerkseigenschaften.

Fluktuierende, bidirektionale Leistungsflüsse

Die ursprünglich als reine Versorgungsnetze ausgelegten Verteilungsnetze der MS- und NS-Ebene werden nun zeitweise auch als Einspeisernetze betrieben. Je nach Last- und Einspeisesituation können sich unterschiedliche Situationen ergeben. Bei optimalem Verhältnis zwischen Last und Einspeisung wird das Verteilungsnetz entlastet, da lokal erzeugte Energie auch lokal verbraucht wird. Treten jedoch in Schwachlastzeiten hohe Einspeiseleistungen auf, ist eine Rückspeisung in die vorgelagerte Netzebene die Folge.

Spannungshaltung und Netzaufnahmekapazität

Insbesondere im MS- und NS-Netz wird die Integration von erneuerbaren Energien, vor allem Wind und PV, durch die Spannungshaltung beschränkt. Die Einspeisung von Wirkleistung geht mit einer Erhöhung der Spannung am Anschlusspunkt (AP) einher. Laut geltenden Richtlinien darf diese Spannungsanhebung einen Betrag von 2 % im MS-Netz und 3 % im NS-Netz nicht überschreiten. Obwohl Netzbetriebsmittel wie Leitungen und Kabel bezüglich ihrer Stromtragfähigkeit nicht ausgelastet sind, wird ein weiterer Zubau durch das Erreichen des zulässigen Spannungsbands für dezentrale Erzeugung begrenzt.

Leistungselektronische Stellglieder

WEA und PV-Anlagen werden meist über leistungselektronische Stellglieder, Stromrichter, an das elektrische Netz angeschlossen. Das Verhalten dieser Einheiten ist gegenüber der konventionellen Energieerzeugung mit rotierenden Generatoren in wichtigen Punkten verschieden. Der Stromrichter besitzt kein inhärentes Verhalten, welches netzstützend ist. Jedoch kann durch eine gezielte Regelung des Stromrichters ein Verhalten erreicht werden, dass flexibler und teilweise schneller als das eines rotierenden Generators ist.

1.2 Motivation der Arbeit

Die Transformation der Energieversorgungsstrukturen befindet sich in vollem Gange. Der Anteil dezentraler Erzeuger an der Stromerzeugung steigt stetig an. Dadurch wird das ursprünglich durch rotierende Generatoren dominierte Systemverhalten immer mehr durch leistungselektronische Stellglieder bestimmt, die überwiegend im Verteilungsnetz

angeschlossen sind. Für einen sicheren Netzbetrieb ist entscheidend, dass zum einen verbindliche Vorgaben zum Verhalten an der AC-Schnittstelle von stromrichtergekoppelten dezentralen Erzeugern existieren und dass zum anderen diese Vorgaben rechtzeitig in Netzanschlussrichtlinien eingearbeitet werden.

Die Großstörung am 04. November 2006 zeigte Auswirkungen nicht angepasster Netzanschlussrichtlinien auf. Durch eine Netztrennung von dezentralen Erzeugern bei geringen Frequenzabweichungen aufgrund der Vorgaben in den Netzanschlussrichtlinien wurde das Gesamtsystem zusätzlich geschwächt [10]. In der Folge wurden Netzanschlussrichtlinien überarbeitet. Für das MS-Netz [8] sind seit dem Jahre 2008 und für das NS-Netz [9] seit dem Jahre 2012 überarbeitete Versionen vorhanden.

Trotz dieser Verbesserungen traten auch in jüngere Vergangenheit Ereignisse auf, die Rückwirkungen auf das Verbundnetz hatten. Stellvertretend soll hier die Netzstörung am 03. Januar 2012 genannt werden. Nach einem zweipoligen Fehler im Übertragungsnetz schaltete sich etwa 1,8 GW an Windleistung ab. Dies führte zu einem Frequenzeinbruch auf 49,9 Hz und einem erheblichen Spannungsanstieg im Übertragungsnetz. Der Effekt wurde dadurch verstärkt, dass nur ein geringer Anteil der WEA in den betroffenen MS-Netzen über entsprechende Funktionalitäten zur Netzstützung verfügt hat [11], [12].

In der Konsequenz bedeutet dies, dass einerseits eine richtige Parametrierung der Anlagen durchgeführt werden muss. Andererseits muss gewährleistet sein, dass die von dezentralen Erzeugern geforderten Funktionalitäten im Vorhinein mit belastbaren Prüfverfahren verifiziert werden. Dies ist für Anlagen im HöS- und HS-Netz aber auch im MS-Netz aktueller Stand der Technik. Jedoch wurde dieser Zertifizierungsprozess für PV-Anlagen mit Anschluss an das MS-Netz erst ab dem Jahre 2008 mit der Revision der Netzanschlussrichtlinien eingeführt. Daher lag eine Motivation dieser Arbeit in der Entwicklung von Prüfverfahren insbesondere für PV-Stromrichter im kleineren Leistungsbereich, um diese zuverlässig in einer Laborumgebung prüfen zu können. Die Neuentwicklung von Prüfverfahren war notwendig, weil die Prüfrichtlinie FGW TR3 [13] vor 2008 nur für die Prüfung von WEA angewendet wurde und die vorhandenen Prüfverfahren nicht direkt auf PV-Stromrichter übertragbar waren. Dadurch konnte durch diese Arbeit der Zertifizierungsprozess für PV-Stromrichter im kleineren Leistungsbereich unterstützt werden.

Die flexible Regelung von Stromrichtern ermöglicht, dass neben den zuvor angesprochenen Kraftwerkseigenschaften, weitere Zusatzfunktio-

nalitäten bereitgestellt werden. Unter dem Gesichtspunkt der geringen Volllaststundenzahl von PV-Stromrichtern und eines zukünftig möglicherweise häufiger auftretenden abgeregelten Betriebs erscheint es sinnvoll, die Scheinleistungsreserve des Stromrichters auch für andere Aufgaben verwenden zu können. Dieser so erzielbare Zusatznutzen kann entweder dem Netzbetreiber oder dem Anlagenbetreiber zu Gute kommen. Zusätzlich kann die Variabilität des Systems durch die Integration eines Speichers wesentlich erhöht werden. Somit entsteht ein multifunktionales PV-Batterie-Stromrichtersystem.

Eine weitere Motivation dieser Arbeit bestand deshalb darin, ein Konzept für die Regelung und Betriebsführung von solchen multifunktionalen PV-Batterie-Stromrichtersystemen für die Bereitstellung von Zusatzfunktionalitäten zu entwickeln. Insbesondere sollte die praktische Anwendbarkeit innovativer Regelungsverfahren, die mit diesen Systemen umgesetzt werden können, aufgezeigt werden. Als Anwendungsfall wurde der Einsatz in einem Arealnetz (Industrienetz) ausgewählt.

1.3 Aufbau der Arbeit

Kapitel 2 beschreibt einleitend wichtige Aspekte von Energieversorgungsstrukturen mit hohem Anteil dezentraler Erzeugung. Es wird auf den Aufbau von elektrischen Versorgungsnetzen, den Mechanismus der Energieübertragung und dessen Abhängigkeit von der Netzcharakteristik grundlegend eingegangen. Zur Einführung der Thematik der Spannungsqualitätsverbesserung wird in Kapitel 2 eine Übersicht gültiger Normen zur Bewertung der Spannungsqualität gegeben. Die Ausführungen fokussieren sich auf MS- und NS-Netze sowie auf den Sonderfall der Industrienetze.

Kapitel 3 beschreibt den aktuellen Stand der Technik, den dezentrale Erzeuger mit Anschluss an das MS-Netz hinsichtlich der elektrischen Eigenschaften an der AC-Netzschnittstelle erfüllen müssen. Der Fokus liegt auf der Erläuterung dieser Kraftwerkseigenschaften sowie deren messtechnischer Nachweis. Geeignete Prüfeinrichtungen werden dem Leser vorgestellt. Durch den Autor mitentwickelten Prüfverfahren für PV-Stromrichter im kleinen Leistungsbereich werden beschrieben und in einem Zertifizierungsprozess erstmalig angewendet. Die Messergebnisse werden dargestellt und diskutiert.

In Kapitel 4 wird das Konzept eines multifunktionalen PV-Batterie-Stromrichters eingeführt. Dieser ist in der Lage, neben den in Kapitel 3 beschriebenen Kraftwerkseigenschaften, weitere Zusatzfunktionalitäten, auch bedingt durch den zusätzlichen Energiespeicher, bereitzustellen. Die erarbeitete Auflistung dieser Zusatzfunktionalitäten ermöglicht einen ganzheitlichen Überblick.

Für die weiteren Betrachtungen wird der Anwendungsfall eines Industrienetzes mit PV-Leistungen größer gleich 100 kW_p angenommen. Der weitere Verlauf der Arbeit beschreibt die Entwicklung und Erprobung eines multifunktionalen PV-Batterie-Stromrichtersystems mit dem Namen *Multi-PV* für den zuvor genannten Anwendungsfall.

Dieses Multi-PV-System wird hinsichtlich elektrotechnischem Konzept und Betriebsarten basierend auf den vorausgegangenen theoretischen Überlegungen entworfen. Weitergehend stellt die Arbeit eine entwickelte Vorgehensweise zur Dimensionierung der Hauptkomponenten (Nennscheinleistung des Stromrichters und Größe der Entkopplungsinduktivität) für eine Spannungsqualitätsverbesserung von geschützten Lasten im Teilnetz des Multi-PV vor. Abschließend werden Varianten zur Einbindung des entwickelten Systems in den Netzbetrieb angegeben.

Kapitel 5 beschreibt die gerätetechnische Realisierung. Die Umsetzung des Multi-PV-Systems erfolgt in Zusammenarbeit mit Projektpartnern in zwei Versuchsplattformen (Labormuster und Prototypensystem). Den Beitrag dieser Arbeit bildet hierbei die Implementierung der entwickelten Regelungsverfahren unter Anwendung modellbasierter Methoden. Ein Schwerpunkt liegt in der Konzeption und Umsetzung der übergeordneten Regelungs- und Betriebsführungseinheit für das Prototypensystem sowie der Implementierung der entwickelten Verfahren auf Stromrichterregelungsebene in das Labormuster.

Kapitel 6 beschreibt die Entwicklung des Gesamtkonzepts der Regelung und Betriebsführung des Multi-PV. Regelungsverfahren, sowohl auf Stromrichterregelungsebene als auch auf übergeordneter Ebene, werden hierfür entworfen und durch Simulationen überprüft. Das Verfahren der induktiven Entkopplung, das Spitzenlastmanagement, die Blindleistungskompensation und die momentane Wirk- und Blindleistungsregelung an einem Netzanschlusspunkt stehen dabei im Mittelpunkt.

Für den Nachweis der praktischen Anwendbarkeit der entwickelten Verfahren findet ein Testbetrieb mit den Versuchsplattformen im Labor

sowie Industrienetz statt. Kapitel 7 stellt die Ergebnisse dieses Testbetriebs dar. Des Weiteren werden diese bewertet und diskutiert.

Kapitel 8 fasst die Ergebnisse zusammen und gibt einen Ausblick.

2 Energieversorgungsstrukturen mit hohem Anteil dezentraler Erzeugung

Die heutigen Energieversorgungsstrukturen befinden sich inmitten einer Transformation aufgrund der Dezentralisierung der Energieversorgung. Die ursprüngliche Energieverteilung aus dem Übertragungsnetz mit großen zentralen Kraftwerken wandelt sich in eine Struktur von verteilter Erzeugung, nun auch mit kleineren dezentralen Kraftwerken im Verteilungsnetz. Abbildung 2.1 stellt dies bildlich dar. Auf der linken Seite ist die herkömmliche Energieversorgungsstruktur skizziert, während auf der rechten Seite die neue Struktur angedeutet ist.

Diese Umverteilung der Energieerzeugung führt aktuell dazu, dass das Verteilungsnetz, ursprünglich als Versorgungsnetz ausgelegt, zeitweilig in

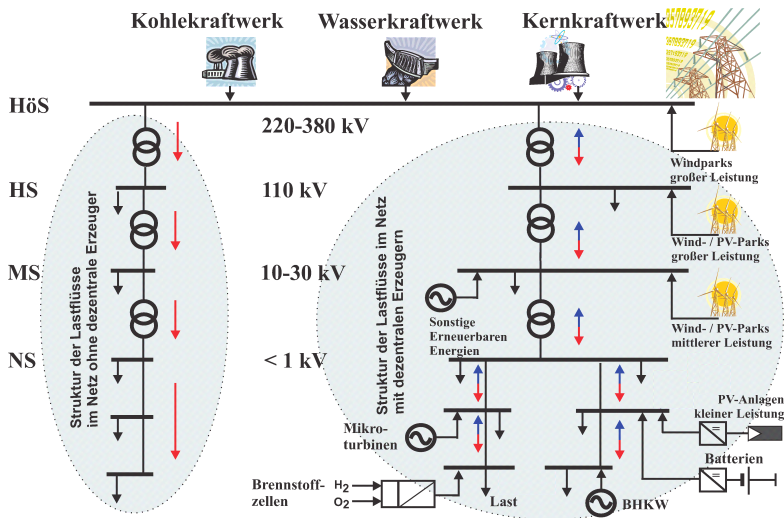


Abbildung 2.1: Veränderung der Energieversorgungsstruktur und der Leistungsflüsse durch Dezentralisierung der Energieerzeugung. Originale Bildquelle: Dr. Boris Valov | *Fraunhofer IWES*.

das Übertragungsnetz zurückspeist. Dies trifft vor allem auf Gebiete mit geringer Bevölkerungsdichte und großen Flächen für dezentrale Erzeuger zu. Dadurch können die Annahmen zur Planung und Betrieb der heute vorhandenen Netzinfrasturktur nicht länger unverändert angewendet werden und müssen an die neuen Herausforderungen angepasst werden. Dies ist eine wesentliche Herausforderung der Energiewende. In diesem Kapitel wird der aktuelle Stand der Technik dargelegt, zukünftige Anforderungen an das Verteilungsnetz aufgezeigt und Lösungsansätze skizziert.

2.1 Aufbau elektrischer Versorgungsnetze

Das Übertragungsnetz ermöglicht den Transport von großen Energiemengen über weite Entfernungen bei hohen Spannungen. Typischerweise wird dies auf der 380 kV- und der 220 kV-Spannungsebene realisiert. Auf diesen Spannungsebenen wird auch die Kopplung mit den Nachbarländern von Deutschland erreicht. Dadurch ist das deutsche elektrische Netz in das europäische Verbundnetz integriert. Die deutschen und europäischen Netzentwicklungspläne sehen vor, dass zukünftig zudem verstärkt HGÜ-Verbindungen eingesetzt werden sollen, um große Energiemengen über weite Strecken gezielt übertragen zu können.

Die Versorgung lokaler Verbraucher, sowohl von Industriebetrieben als auch von privaten Haushalten, erfolgt über das Verteilungsnetz, hierbei sind Spannungsebenen von 110 kV, 20 kV und 0,4 kV üblich.

2.1.1 Übertragungsnetz

Die Netzstruktur des Übertragungsnetzes zeigt einen hohen Verma- schungsgrad. Diese Netzform ist komplex, bietet aber hinsichtlich Red- undanz große Vorteile. So können Betriebsmittelausfälle ((n-1) oder (n-k)-Prinzip) ohne Unterbrechung der Versorgung aufgefangen werden [14]. Die Übertragungsnetzbetreiber sind für die Netzstabilität verant- wortlich und müssen durch Frequenz- und Spannungshaltung einen sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes sicherstellen. Dafür müssen Generatoren mit Anschluss an das Übertragungsnetz umfangreiche Kraft- werkseigenschaften, die zur Netzstabilität beitragen, bereitstellen. Diese Anforderungen sind im Transmission Code [6] beschrieben.

Der heutige Verlauf der Höchstspannungsleitungen zeigt deutlich, dass Deutschlands Lastzentren im Süden und Westen liegen. Dort gibt es ein eng verzweigtes Leitungsnetz. Dahingegen ist der Ausbaugrad im Norden und Osten Deutschlands geringer. Durch den starken Zubau von Windenergie in diesen Bereichen ist ein umfangreicher Netzausbau notwendig. In diesem Zuge werden auch Betriebsmittel die auf Leistungselektronik basieren, wie z. B. HGÜ-Verbindungen, zum Einsatz kommen. Das ursprünglich durch rotierende Generatoren bestimmte Verhalten des Übertragungsnetzes kann dadurch beeinflusst werden.

2.1.2 Verteilungsnetz

Das Verteilungsnetz hatte ursprünglich die Aufgabe Energie an lokale Verbraucher weiterzuleiten. Die 110 kV-Ebene dient dabei als regionaler Verteiler. Die tieferen Spannungsebenen werden für die lokale Verteilung, je nach Kundenanforderung, verwendet. Es kommen verschiedene Netzformen zum Einsatz, die nachfolgend kurz erläutert werden. Die Topologie hat einen wesentlichen Einfluss für die Netzregelung und den Netzbetrieb, insbesondere, wenn sich reine Verbrauchernetze zu Netzen mit hohem Anteil dezentraler Erzeuger wandeln.

Strahlennetze werden typischerweise einseitig gespeist und werden im MS- und NS-Netz genutzt. Üblicherweise werden Bereiche mit geringer Lastdichte versorgt. Insbesondere in ländlichen Gebieten können die einzelnen Stränge eine große Länge besitzen, was zu Spannungshaltungsproblemen führen kann. Bei Einsatz im MS-Netz werden Strahlennetze bei schwachen Lastbedingungen mit Überlandleitungen genutzt, allerdings bei hohen Lastbedingungen nur für kurze Distanzen. Der Nachteil von Strahlennetzen ist einerseits die relativ hohe Spannungsänderung beim Schalten von Lasten sowie andererseits der relativ hohe Spannungsanstieg durch dezentrale Erzeuger [15].

Ringnetze sind im Grunde ein Spezialfall von doppelt gespeisten Strahlennetzen, da sie von einem gemeinsamen Punkt versorgt werden. Durch eine beidseitige Speisung kann die Versorgungssicherheit erhöht werden. MS-Netze werden oftmals als offene Ringnetze betrieben. Somit ist dies im Prinzip ein Strahlennetz. Jedoch kann bei einem Netzfehler durch Öffnen der beiden nächstgelegenen Trennstellen der Netzabschnitt weiter versorgt werden [15].

Maschennetze in der Niederspannung stellen eine Besonderheit dar. Die Versorgungszuverlässigkeit ist sehr hoch, die Belastung der einzelnen Leitungen stellt sich entsprechend den Impedanzen und der Netzlasten ein. Es können hohe Lastdichten mit bis zu 5 MVA/km² erreicht werden. Es wird zwischen stationsweise gespeisten, einsträngig gespeisten und mehrsträngig gespeisten Netzen unterschieden [14].

Im Gegensatz zum Übertragungsnetz werden im Verteilungsnetz, insbesondere auf niederen Spannungsebenen, nur Stickleitungen eingesetzt. Dadurch ist hinsichtlich der Versorgungssicherheit die (n-1)-Sicherheit nicht mehr gegeben.

2.2 Energieübertragungsmechanismen

Der Energieübertragungsmechanismus zwischen zwei Spannungsquellen ist abhängig von der Impedanz zwischen diesen. Aufgrund von Phasenwinkel und Amplitudenunterschied zwischen beiden Quellen ergibt sich ein entsprechender Wirk- und Blindleistungsfluss. Zur Regelung des Wirk- und Blindleistungsflusses müssen deshalb je nach Verhältnis zwischen ohmschen und induktiven Belag auf unterschiedliche Parameter Einfluss genommen werden. HS- und HÖS-Netzen werden ebenso wie MS-Netzen ein überwiegend induktiver Charakter zugeschrieben. NS-Netze weisen hingegen einen höheren Widerstandsbelag auf. Dies hängt jedoch stark von der gegebenen Netzkonfiguration ab. Der Netzimpedanzwinkel Ψ_k kann anhand Gleichung 2.1 unter Nutzung des Verhältnisses zwischen dem Induktivitätsbelag X und dem Widerstandsbelag R berechnet werden. Tabelle 2.1 gibt Eckwerte für die Netzkurzschlusscheinleistung S_k und den Netzimpedanzwinkel Ψ_k bei verschiedenen Nennspannungen an.

$$\Psi_k = \arctan \frac{X}{R} \quad (2.1)$$

Abbildung 2.2 zeigt ein allgemeingültiges Ersatzschaltbild der Kopplung zweier Spannungsquellen \underline{u}_{DEA} und \underline{u}_{Netz} durch eine Impedanz. Es können je nach Anteil des Widerstands und der Induktivität nach [17] drei Fälle identifiziert werden; erstens die Kopplung durch eine reine Induktivität, zweitens die Kopplung durch einen reinen Widerstand. Bei gemischten Netzen (ohmsch-induktiv), dem dritten Fall, verkomplizieren sich die Berechnungen entsprechend.

Tabelle 2.1: Eckwerte für S_k und Ψ_k in Abhängigkeit der Nennspannung nach [16]

U_n in kV	S_k in MVA		Ψ_k in °	
	von	bis	von	bis
110 - 115	500	6000	79	86
66 - 69	300	3000	62	86
33 - 35	200	1000	82	86
20 - 22	30	500	50	85
10 - 15	10	200	39	85
0,4	2	10	27	75

Die Gleichungen 2.2 und 2.3 beschreiben den Austausch der Wirk- und Blindleistung für eine reine induktive Kopplung [17].

$$P_{\text{Austausch}} = \frac{u_{\text{DEA,eff}} \cdot u_{\text{Netz,eff}}}{\omega_N \cdot L_{\text{Netz}}} \sin \delta \quad (2.2)$$

$$Q_{\text{Austausch}} = \frac{u_{\text{DEA,eff}}^2}{\omega_N \cdot L_{\text{Netz}}} - \frac{u_{\text{DEA,eff}} \cdot u_{\text{Netz,eff}}}{\omega_N \cdot L_{\text{Netz}}} \cos \delta \quad (2.3)$$

Die Gleichungen 2.4 und 2.5 beschreiben den Austausch der Wirk- und Blindleistung für eine reine ohmsche Kopplung [17].

$$P_{\text{Austausch}} = \frac{u_{\text{DEA,eff}}^2}{R_{\text{Netz}}} - \frac{u_{\text{DEA,eff}} \cdot u_{\text{Netz,eff}}}{R_{\text{Netz}}} \cos \delta \quad (2.4)$$

$$Q_{\text{Austausch}} = - \frac{u_{\text{DEA,eff}} \cdot u_{\text{Netz,eff}}}{R_{\text{Netz}}} \sin \delta \quad (2.5)$$

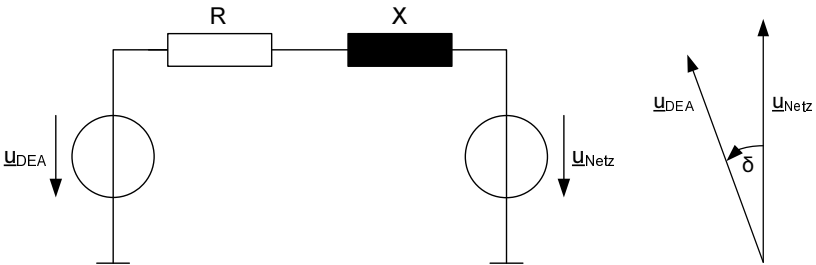


Abbildung 2.2: Gemischt (ohmsch-induktiv) gekoppelte Spannungsquellen mit Zeigerdiagramm. Darstellung basiert auf [18].

Während Übertragungsnetze vorwiegend ein induktives Verhalten haben, nimmt der ohmsche Anteil im MS- und NS-Netz zu. Dies hat insbesondere für die Übertragung von Wirkleistung Folgen. Im Übertragungsnetz ist die Wirkleistungsübertragung und die Spannungsregelung entkoppelt, im Verteilungsnetz hängen diese stark voneinander ab. Weiter muss in diesem Kontext zwischen Freileitungen und Kabeln unterschieden werden. Kabel verhalten sich auch bei großer Übertragungsleistung meist kapazitiv. Im Gegensatz dazu erreichen Freileitungen bei relativ geringen Übertragungsleistungen ihre natürliche Leistung. Bei steigender Belastung benötigen sie induktive Blindleistung. Dies verstärkt die Problematik der Spannungshaltung im Verteilungsnetz bei hoher Durchdringung von dezentraler Erzeugung (siehe Kapitel 2.4.2).

Eine Möglichkeit der Spannungserhöhung durch Wirkleistungseinspeisung entgegenzuwirken ist eine gleichzeitige Blindleistungseinspeisung. Die Effektivität dieser Methode ist abhängig vom Netzanschlusspunkt (NAP) der Anlage, wie in Abbildung 2.3 dargestellt ist [16].

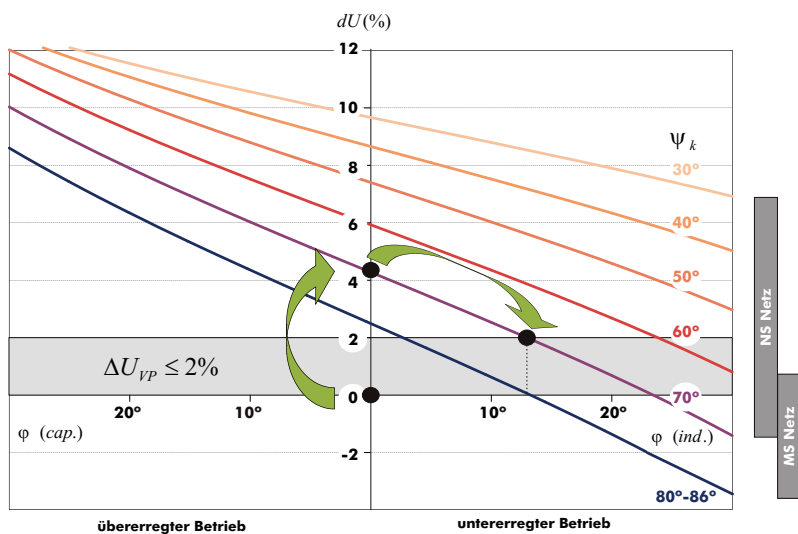


Abbildung 2.3: Beeinflussung der Spannungserhöhung durch Einstellung des Winkels φ des dezentralen Erzeugers in Abhängigkeit vom Netzimpedanzwinkel Ψ_k . Erklärung der Symbole: Spannungserhöhung dU , Spannungserhöhung am Verknüpfungspunkt ΔU_{VP} , Winkel zwischen Spannung und Strom des dezentralen Erzeugers φ . Bildquelle: Dr. B. Valov | Fraunhofer IWES.

Je geringer der Netzimpedanzwinkel, desto ohmscher der NAP und umso höher ist die Spannungsanhebung bei gleichem Betrag an Wirkleistungseinspeisung. Gleichzeitig ist die Reduktion der Spannung durch den gleichen Betrag an Blindleistung bei einem niedrigeren Netzimpedanzwinkel geringer.

2.3 Versorgungsqualität

Voraussetzung für einen erfolgreichen Wandel der Energieversorgungsstrukturen ist das Aufrechterhalten der Versorgungsqualität in elektrischen Netzen, insbesondere vor dem Hintergrund der deutlichen Zunahme von leistungselektronischen Verbrauchern und Erzeugern. Nachfolgend werden die Grundlagen der elektrischen Versorgungsqualität beschrieben, im Speziellen wird auf die Versorgungszuverlässigkeit und die Spannungsqualität eingegangen.

2.3.1 Definition der Versorgungsqualität

Der vermehrte Einsatz elektronischer Betriebsmittel stellt neue Herausforderungen an die Qualität der elektrischen Energie, die in ihrer Gesamtheit durch die elektrische Versorgungsqualität beschrieben werden kann. Ein fehlerfreier Betrieb von elektrischen Betriebsmitteln hängt von deren Sensitivität gegenüber der Versorgungsqualität ab. Aufgrund der Diversität elektrischer Betriebsmittel ergeben sich daraus unterschiedliche Anforderungen an die Versorgungsqualität.

Das *Forum Netztechnik/Netzbetrieb* (FNN) im *Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik* (VDE) unterteilt die Versorgungsqualität in die Teilbereiche der Servicequalität, der Versorgungszuverlässigkeit und der Spannungsqualität. Weitergehend wird in [19] beschrieben, dass die Versorgungs- und Systemsicherheit als Basis für die zuvor genannten Teilbereiche der Versorgungsqualität gelten. Aus technischer Sichtweise sind für die Beurteilung der Versorgungsqualität primär die Versorgungszuverlässigkeit und die Spannungsqualität ausschlaggebend. Unter dem Gesichtspunkt der Kundenakzeptanz darf die Servicequalität nicht vernachlässigt werden. Auf diese wird nicht im Detail eingegangen. Die beschriebenen Zusammenhänge sind in Abbildung 2.4 dargestellt.

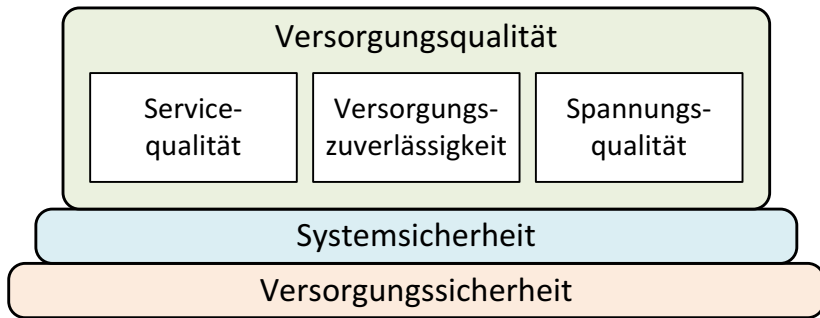


Abbildung 2.4: Definition der Versorgungsqualität und Zusammenspiel mit der System- und Versorgungssicherheit. Eigene Darstellung basierend auf [19].

2.3.2 Versorgungssicherheit

Die Versorgungssicherheit beschreibt die langfristige Sicherung ausreichender Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten. Der zukünftige Bedarf an elektrischer Energie muss gedeckt werden können. Das erfordert zum einen eine ausreichende gesicherte Kraftwerksleistung, zum anderen die langfristige Sicherung von Rohstoffen.

2.3.3 Systemsicherheit

Ziel der Systemsicherheit ist die Bewahrung eines stabilen und zulässigen Systemzustandes. Im Wesentlichen beinhaltet dies drei Punkte. Netzbetreiber müssen einen stabilen Zustand des Netzes durch eine sichere Beherrschung von Störeinflüssen gewährleisten. Ein sicheres Zusammenspiel der Bereiche Erzeugung, Handel und Netzbetrieb wird gefordert. Großstörungen sollen vermieden werden [19].

2.3.4 Servicequalität

Durch die Servicequalität soll das Verhältnis zwischen dem Kunden und dem Versorgungsunternehmen beschrieben werden. Der *Council of European Energy Regulator* (CEER) gibt im *4th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply 2008* [20] zwei grundsätzliche Möglichkeiten zur Beschreibung von Qualitätsstandards an. Guaranteed

Standards (GSs) beschreiben kundenbezogene Mindestanforderungen. Bei einer Nichteinhaltung kommt es zu einer Bußgeldzahlung. Overall Standards (OvSts) sind systembezogene Richtlinien, die eine definierte Mindestqualität unternehmensweit sicherstellen [21].

2.3.5 Versorgungszuverlässigkeit

Die Versorgungszuverlässigkeit beschreibt die Fähigkeit des elektrischen Netzes den Kunden möglichst ohne Unterbrechung mit ausreichend elektrischer Energie zu versorgen. Dabei sind alle Kundengruppen, vom Industrieunternehmen bis zum einfachen Haushalt, betroffen. Auftretende Versorgungsunterbrechungen haben unterschiedliche Folgen. Bei Industrieunternehmen können erhebliche finanzielle Schäden, z. B. durch Produktionsausfälle, entstehen, während bei gewöhnlichen Haushalten im schlimmsten Falle die Beleuchtungs- oder Heizungsanlage ausfällt.

Die Quantifizierung entstehender Kosten im industriellen Bereich durch Versorgungsunterbrechungen ist schwierig, da diese von der Industriesparte abhängig sind. Dies verdeutlicht auch Abbildung 2.5, die die in [22] ermittelten Kosten für verschiedene Industriebereiche darstellt.

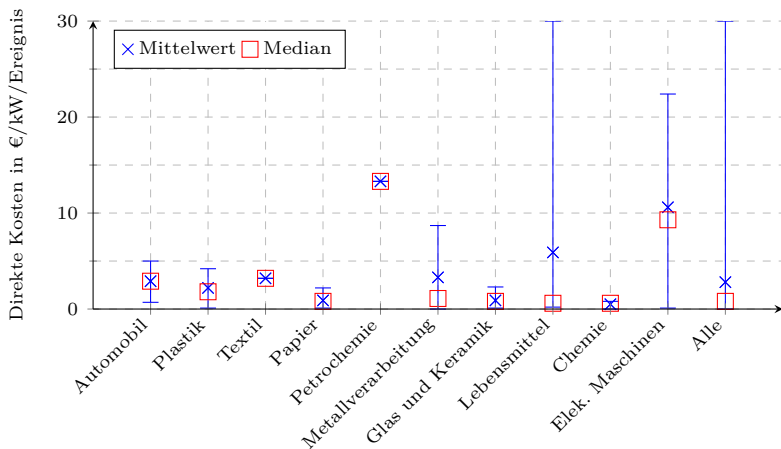


Abbildung 2.5: Direkte Kosten bei Versorgungsausfällen pro kW und Ereignis. Eigene Darstellung mit Daten aus [22].

Nach [23] ist eine Versorgungsunterbrechung durch das Absinken der Spannung auf unter 1 % der vereinbarten Spannung U_c am Verknüpfungspunkt (*Point of Common Coupling* (PCC)) zwischen Netzbetreiber und Kunden definiert. Versorgungsunterbrechungen können in geplante und ungeplante Unterbrechungen unterteilt werden. Bei geplanten Versorgungsunterbrechungen werden laut DIN EN 50160 [23] die Kunden im Voraus benachrichtigt. Dagegen werden ungeplante Versorgungsunterbrechungen durch andauernde oder vorübergehende Störungen verursacht, die mit äußeren Einflüssen, Anlagenausfällen oder anderen Störungen einhergehen. Ungeplante Unterbrechungen können weitergehend in Kurz- und Langzeitunterbrechungen aufgeteilt werden. Bis zu einer Zeitdauer von drei Minuten wird von einer Kurzzeitunterbrechung gesprochen, danach von einer Langzeitunterbrechung.

In Deutschland fällt die Nichtverfügbarkeit im europäischen Vergleich gering aus. Dies deutet im ersten Blick auf gute Netzbedingungen hin. Jedoch werden in Verfügbarkeitsstatistiken nur ungeplante Unterbrechungen ab drei Minuten registriert. Schon wesentlich kürzere Versorgungsunterbrechungen verursachen jedoch einen kostenintensiven Ausfall von elektrischen Verbrauchern im industriellen Umfeld. In [24] werden 60 % aller Versorgungsunterbrechungen auf unter drei Minuten beziffert. Bei Betrachtung ungeplanter Versorgungsunterbrechungen liegt der Anteil sogar bei 90 %.

Im Gegensatz zu Deutschland findet in anderen europäischen Ländern (z. B. Norwegen, Frankreich, Ungarn, Italien, Niederlanden und Portugal) ein Monitoring kurzzeitiger Versorgungsunterbrechungen statt. Ergebnisse können beispielsweise in [20] gefunden werden. Generell zeigt sich eine Häufung sehr kurzer Spannungseinbrüche im Bereich kleiner einer Sekunde, jedoch sind diese oftmals durch Umwelteinflüsse, wie z. B. Blitz einschläge, verursacht und dadurch nur schwer beeinflussbar.

2.3.6 Spannungsqualität

Die Beschreibung der Qualität der elektrischen Energieversorgung wird neben der Versorgungszuverlässigkeit im Besonderen durch die Spannungsqualität erreicht. Neben Spannungseinbrüchen und -unterbrechungen (< 1 s) werden weitere physikalische Vorgänge mit Einfluss auf die Spannungsqualität betrachtet. Diese sind in der Norm DIN EN 50160 [23], die die *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen* beschreibt, definiert. Außerdem werden Grenzwerte für

die Spannungsqualität auch in der Norm DIN EN 61000-2-2 [25] zur *elektromagnetischen Verträglichkeit (EMV) für niederfrequente leitungsgeführte Störgrößen in öffentlichen Niederspannungsnetzen* und für Industrieanlagen in der Norm DIN EN 61000-2-4 [26] beschrieben. Aufgrund der unterschiedlichen Anforderungen an die Spannungsqualität im industriellen Umfeld, bedingt durch verschiedene Produktionsprozesse, findet in der DIN EN 61000-2-4 eine Einteilung in drei Umgebungsklassen statt. Diese sind entsprechend den Anforderungen der eingesetzten Betriebsmittel ausgewählt und werden in [26] beschrieben.

Die Norm DIN EN 50160 ist in Europa weit verbreitet, um die Netzqualität am Übergabepunkt vom Netz zum Kunden zu beschreiben. Es muss dabei beachtet werden, dass die vorgegebenen Grenzwerte nur während eines bestimmten Zeitraums, z. B. 95 % innerhalb einer Woche, zu erfüllen sind. Die wichtigsten Grenzwerte sind in Tabelle 2.2 angegeben. Nachfolgend wird nur auf die für diese Arbeit wichtigsten Punkte aus Tabelle 2.2 eingegangen.

Tabelle 2.2: Ausgewählte Merkmale der Netzqualität und deren Grenzwerte nach DIN EN 50160 [23] für NS-Netze

Merkmale der Netzqualität	DIN EN 50160
Frequenz	50 Hz \pm 1 % (99,5% des Jahres) 50 Hz + 4 % / - 6 % (100 % des Jahres)
Langsame Spannungsänderungen	230 V \pm 10 % (95 % der Woche) 230 V + 10 % / - 15 % (100 % der Woche)
Schnelle Spannungsänderungen	5 %, max. 10 %
Flicker	$P_{lt} = 1$ (95 % der Woche)
Spannungsunsymmetrie	2 % (95 % der Woche)
Oberschwingungsspannungen	THD = 8 % (95 % der Woche)

2.3.6.1 Spannungseinbrüche und -unterbrechungen

Ein Spannungseinbruch ist nach [23] als ein Absinken der Spannung auf zwischen 90 % und 1 % der vereinbarten Versorgungsspannung U_C in einem Zeitraum zwischen 10 ms und 1 s definiert. Zur Bestimmung der Einbruchtiefe wird der minimale Effektivwert der Spannung herangezogen. Spannungseinbrüche können verschiedene Ursachen haben. Netzfehler

führen je nach Entfernung zum Fehlerort zu unterschiedlich tiefen Spannungseinbrüchen. Ebenso kann die Zuschaltung von leistungsstarken Verbrauchern mit hohen Anlaufströmen, wie z. B. Motoren, Spannungseinbrüche in unmittelbarer Nähe nach sich ziehen. Als Folge können sensitive Verbraucher aufgrund eines Spannungseinbruchs ausfallen [23].

In den hier betrachteten Normen sind keine Grenzwerte angegeben, die das Verhalten der Spannung nach einem Einbruch oder einer Unterbrechung beschreiben. In der Norm DIN EN 50160 wird davon ausgegangen, dass einige zehn bis mehrere hundert Kurzzeitunterbrechungen während eines Jahres am PCC auftreten. Weiter ist davon auszugehen, dass etwa 70 % der Versorgungsunterbrechungen unter einer Sekunde liegen.

In der DIN EN 61000-2-4 sind ebenfalls keine Grenzwerte angegeben. Vielmehr müssen Verbraucher störfest gegenüber Spannungseinbrüchen gemacht werden. Allerdings kann dies kein Konzept für schwerwiegende Spannungseinbrüche oder Kurzzeitunterbrechungen sein. Deshalb muss die Störfestigkeit nach [26, Anhang B.3.2] entweder durch die *„Speisung aus einer alternativen Quelle oder einer solchen Anordnung der Einrichtung (des Betriebsmittels, Geräts) und des mit ihr (ihm) verknüpften Prozesses, der es (sie) in die Lage versetzt, auf eine kurze Unterbrechung oder Abnahme der Spannung in einer vorhergesehenen Weise zu reagieren“* erfolgen. Die alternative Quelle kann eine Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV) sein.

In der Norm DIN EN 62040-3 werden entsprechend der Klassifikation der USV-Anlage Toleranzbänder des Ausgangsspannungsbereichs angegeben, die nach einem Spannungseinbruch oder -unterbrechung dem geschützten Verbraucher bereitgestellt werden müssen. Es gibt drei verschiedene Klassifikationen der USV-Ausgangsspannung. Klassifikation 1 stellt die höchste Anforderung, da schon nach 0,1 ms nur eine maximale Spannungsabweichung von $\pm 30\%$ der Nennspannung vorhanden sein darf, die in eine maximale Spannungsabweichung von $\pm 10\%$ nach 100 ms übergeht. Klassifikation 2 erlaubt eine Spannungsunterbrechung von 1 ms, nach 100 ms darf ebenfalls wie in Klassifikation 1 eine maximale Spannungsabweichung von $\pm 10\%$ nicht überschritten werden. Nach Klassifikation 3 ist eine maximale Spannungsunterbrechung von 10 ms, nach 100 ms eine maximale Erhöhung um 20 % bzw. eine maximale Reduktion um 10 % erlaubt.

2.3.6.2 Langsame Spannungsänderungen

Langsame Spannungsänderungen werden als Abweichungen des Spannungseffektivwerts von der vereinbarten Spannung U_c aufgrund einer Änderung des Last- oder Erzeugerverhaltens innerhalb des Verteilungsnetzes beschrieben. Durch die verstärkte Integration dezentraler Erzeuger in Verteilungsnetzen treten vermehrt Spannungserhöhungen auf, insbesondere in Netzen mit langen Ausläufern. Folgen können die Überlastung einzelner, sensibler Verbraucher sein. Jedoch kann auch eine zu niedrige Spannung die Abschaltung von Verbrauchern nach sich ziehen.

Grenzwerte für langsame Spannungsänderungen sind in den Normen DIN EN 50160 und DIN EN 61000-2-4 (siehe Tabelle 2.3) angegeben. In DIN EN 50160 werden verschiedene Grenzwerte verwendet. Zum einen ein Grenzwert, der für 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte innerhalb einer Woche gelten muss und zum anderen ein Grenzwert, der für 100 % der 10-Minuten-Mittelwerte einer Woche erfüllt sein muss. Jedoch darf dieser in entlegenen Gebieten größer sein. Im Gegensatz dazu sind die in der Norm DIN EN 61000-2-4 angegebenen Grenzwerte immer zu erfüllen. Ausnahme stellt die Umgebungsklasse 3 dar, in der für weniger als 60 s eine größere Spannungsabweichung möglich ist.

Tabelle 2.3: Grenzwerte für langsame Spannungsänderungen nach [23], [25], [26] und [27] für NS-Netze

DIN EN 61000-2-2	nicht definiert
DIN EN 61000-2-4	
Umgebungsklasse 1	$U_n \pm 8 \%$
Umgebungsklasse 2	$U_n \pm 10 \%$
Umgebungsklasse 3	$U_n \pm 10 \%$ $U_n + 10 \%$ / $- 15 \%$ für weniger als 60 s
DIN EN 50160	$U_n \pm 10 \%$ [95 %; 10 min; 1 Woche] $U_n \pm 10 \%$ / $- 15 \%$ [100 %; 10 min; 1 Woche]

2.3.6.3 Schnelle Spannungsänderung und Flicker

Flicker werden durch einzelne oder wiederkehrende schnelle Spannungsänderungen oder einer periodischen Änderung der Einhüllenden der

Spannungskurve hervorgerufen. Es entsteht nach [23] ein „*Eindruck der Unstetigkeit visueller Empfindungen, hervorgerufen durch Lichtreize mit zeitlicher Schwankung der Leuchtdichte oder der spektralen Verteilung*“, z. B. Helligkeitsschwankungen in der Beleuchtung oder das Flackern von Bildschirmen. Mit dem UIE-IEC-Flickermessverfahren kann die Flickerstärke festgestellt werden. Der Kurzzeitflicker P_{st} wird über das Zeitintervall von zehn Minuten ermittelt. Der Langzeitflicker P_{lt} wird aus zwölf aufeinanderfolgenden P_{st} -Werten durch Gleichung 2.6 berechnet.

$$P_{lt} = \sqrt[3]{\frac{1}{12} \cdot \sum_{i=1}^{12} (P_{st_i})^3} \quad (2.6)$$

Als Ursachen für die Entstehung von Flickern können das Einschalten größerer Lasten und Motoren, gepulste Leistungen, Lichtbogenöfen, Schweißanlagen und Walzantriebe genannt werden. Jedoch können auch dezentrale Erzeuger Flicker erzeugen. Dies ist durch die Schwankungen im Primärenergieangebot bedingt. Hierbei sind insbesondere WEA aufgrund der starken Abhängigkeit der eingespeisten Leistung von der Windgeschwindigkeit betroffen. Bei nicht vollumrichtergekoppelten Anlagen trägt auch der Turmstau stark zum Auftreten von Flickern bei.

Für die erlaubte Anzahl von schnellen, rechteckförmigen Spannungsänderungen ist die Grenzwertkurve mit $P_{st}=1$ entscheidend. Die Grenzwertkurve kann der DIN EN 61000-2-2 entnommen werden. Zulässige Flicker für 230 V-Normallampen werden durch die Grenzwertkurve beschrieben. Die nach den Normen erlaubten Kurzzeitflicker sind in Tabelle 2.4 aufgelistet. Nach DIN EN 61000-2-2 sind schnelle Spannungsänderungen normalerweise auf 3 % der Nennversorgungsspannung zu begrenzen. Allerdings können Situationen auftreten, bei denen auch größere schnelle Spannungsänderungen vorkommen.

2.3.6.4 Oberschwingungsspannungen

Eine Oberschwingungsspannung ist nach [23] eine „*sinusförmige Spannung mit einer Frequenz, die ein ganzzahliges Vielfaches (Ordnungszahl) der Grundschwingungsfrequenz der Versorgungsspannung ist*“. Ursachen für Oberschwingungsspannungen sind nichtlineare Verbraucher wie z. B. Schaltnetzteile, elektronische Vorschaltgeräte für Leuchtstofflampen,

Tabelle 2.4: Grenzwerte für Kurz- und Langzeitflicker nach [23], [25], [26] und [27] für NS-Netze

DIN EN 61000-2-2	$P_{st} = 1; P_{lt} = 0.8$
DIN EN 61000-2-4	
Umgebungs-kategorie 1	nicht definiert
Umgebungs-kategorie 2	$P_{st} = 1; P_{lt} = 0.8$ (hauptsächlich relevant für Beleuchtungen, deren Anschluss nur in Umgebungs-kategorie 2 empfohlen ist)
Umgebungs-kategorie 3	Nicht definiert
DIN EN 50160	$P_{st} = 1$ [95 %, 1 Woche]

USV-Anlagen oder drehzahlvariable Antriebe. Die erzeugten Oberschwingungsströme führen an den Netzimpedanzen zu den entsprechenden Oberschwingungsspannungen. Auftretende Probleme können die Überlastung von Neutralleitern, Überhitzung von Transformatoren, Fehlauslösung von Leitungsschutzschaltern und Leistungsschaltern, Überbeanspruchung von Kompensationskondensatoren, Skineffekte, Spannungsverzerrungen, Überhitzungen und Anlaufschwierigkeiten von Drehfeldmotoren sowie Nulldurchgangsstörungen sein.

Oberschwingungsspannungen können nach [23] wie folgt bewertet werden:

- Einzeln durch die Amplituden (U_ν) bezogen auf die Grundschwingungsamplitude (U_1), wobei ν die Ordnungszahl der Oberschwingung ist.
- Gemeinsam, beispielsweise durch den Gesamtoberschwingungsanteil THD (Total Harmonic Distortion), der mit Hilfe von Gleichung 2.7 zu berechnen ist. Übliche Werte für ν_{\max} sind 40 oder 50.

$$\text{THD} = \sqrt{\sum_{\nu=2}^{\nu_{\max}} (U_\nu)^2} \quad (2.7)$$

In Abbildung 2.6 sind die erlaubten Oberschwingungsspannungsgrenzwerte dargestellt.

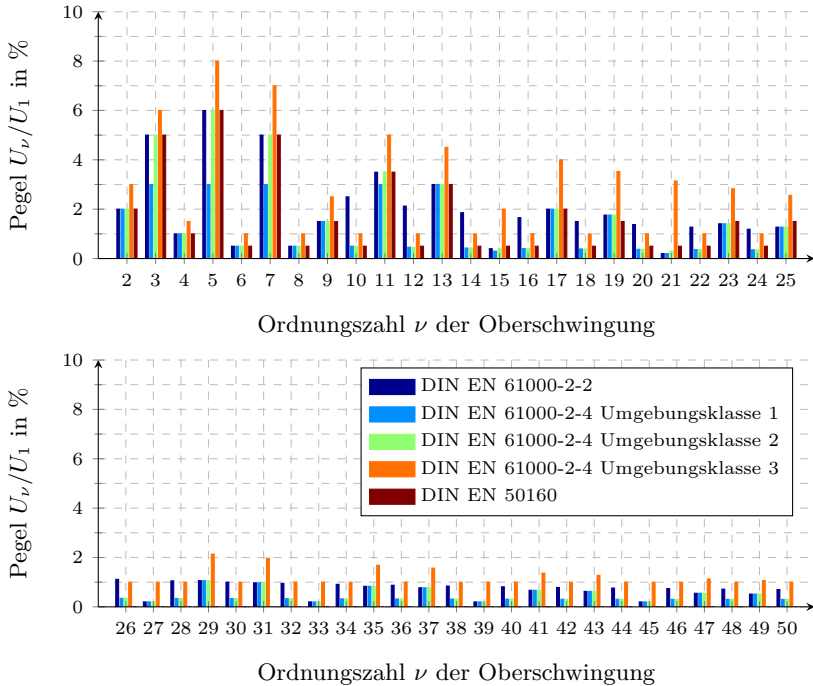


Abbildung 2.6: Erlaubte Oberschwingungsspannungspegel der 2. bis 50. Ordnung entsprechend [23], [25], [26] und [27].

Die Beschreibung der Oberschwingungsspannungen ist in den Normen DIN EN 50160, DIN EN 61000-2-2 und DIN EN 61000-2-4 verschiedenartig aufgebaut. Während die Grenzwerte der Oberschwingungsspannungen in der DIN EN 50160 nur bis zur 25. Oberschwingungsordnung festgelegt sind, werden die Oberschwingungsspannungen bis zu einer Ordnungszahl von 50 in den Normen DIN EN 61000-2-2 und DIN EN 61000-2-4 vorgegeben.

Der zweite Unterschied ist die zeitliche Bewertung der Oberschwingungsspannungen. In der Norm DIN EN 50160 müssen nur 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte einer Woche kleiner gleich den angegebenen Grenzwerten sein. Die Normen DIN EN 61000-2-2 und DIN EN 61000-2-4 erlauben kurzzeitige Erhöhungen der Oberschwingungsspannungen um einen gewissen Faktor k_ν , aber ansonsten müssen die vorgegebenen Grenzwerte eingehalten werden. In Tabelle 2.5 sind die erlaubten

kurzzeitigen Überhöhungen der Grenzwerte angegeben. Man erhält den erlaubten überhöhten Grenzwert, indem der Faktor k_ν mit dem in Abbildung 2.6 aufgeführten Grenzwert multipliziert wird.

Tabelle 2.5: Kurzzeitig erlaubte Erhöhungen der Oberschwingungsspannungen um den Faktor k_ν nach [23], [25], [26] und [27] für NS-Netze

DIN EN 61000-2-2	$k_\nu = 1,3 + \frac{0,7}{45} \cdot (\nu - 5)$
DIN EN 61000-2-4	
Umgebungs-kategorie 1	$k_\nu = 1,5$ für < 3 s
Umgebungs-kategorie 2	$k_\nu = 1,3 + \frac{0,7}{45} \cdot (\nu - 5)$
Umgebungs-kategorie 3	$k_\nu = 1,5$ für < 3 s, dauernd bis zu Faktor $k_\nu = 1,2$
DIN EN 50160	95 % der 10-Minuten-Mittelwerte einer Woche kleiner gleich den Grenzwerten

Des Weiteren wird der THD-Wert betrachtet, in den alle Oberschwingungsspannungen miteingehen. Dieser darf auch kurzzeitig überschritten werden. In Tabelle 2.6 sind die Grenzwerte der jeweiligen Normen aufgeführt, ebenfalls sind die kurzzeitig erlaubten Überhöhungen angegeben.

Tabelle 2.6: Grenzwerte für den Gesamtverzerrungsfaktor THD nach [23], [25], [26] und [27] für NS-Netze

DIN EN 61000-2-2	THD = 8 %; kurzzeitig (< 3 s) THD = 11 %
DIN EN 61000-2-4	
Umgebungs-kategorie 1	THD = 5 %; kurzzeitig (< 3 s) THD = 7,5 %
Umgebungs-kategorie 2	THD = 8 %; kurzzeitig (< 3 s) THD = 8 %
Umgebungs-kategorie 3	THD = 10 %; kurzzeitig (< 3 s) THD = 15 %
DIN EN 50160	THD = 8 % bei 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte einer Woche

2.3.6.5 Spannungsunsymmetrie

Spannungsunsymmetrien sind nach [23] als „Zustand in einem Drehstromnetz bei dem die Effektivwerte der Außenleiter-Neutralleiterspannungen oder die Winkel aufeinander folgender Phasen nicht gleich sind“

definiert. Jedoch ist auch der Fall vorstellbar, dass sowohl die Effektivwerte der Außenleiter-Neutralleiterspannungen als auch die Winkel aufeinander folgender Phasen nicht gleich sind.

Verursacht werden Spannungsunsymmetrien durch kleine Erzeuger an NAPs mit geringer Kurzschlussleistung, unsymmetrische Belastungen des Dreiphasensystems durch einphasige Verbraucher im NS-Bereich (z. B. durch PCs oder Beleuchtungen) oder durch Netzfehler. Auftretende Probleme sind bei Drehfeldmaschinen das nicht mehr kreisförmige induzierte Drehfeld. Dadurch entstehen Einbußen im Drehmoment, mechanische Schäden an Lagern und eine schnellere thermische Alterung aufgrund von Überhitzung. Bei Synchronmaschinen ist besonders die thermische Überhitzung zu beachten, wobei besonders die Dämpferwicklungen betroffen sind. Bei Transformatoren mit Dreieckwicklung treten zusätzliche Kreisströme auf, die zu einer höheren Erwärmung führen [28].

Zur Bewertung der Unsymmetrie kann laut [23] das Verhältnis der Mitkomponente u_{Mit} des Drehsystems zur Gegenkomponente u_{Gegen} genommen werden. Die Nullkomponente u_{Null} wird hierbei vernachlässigt. Die Näherung erfolgt laut [23] mit Hilfe der Außenleiterspannungen U_{12} , U_{23} und U_{31} entsprechend Gleichung 2.8. Tabelle 2.7 zeigt die Grenzwerte der relevanten Normen.

$$u_{\text{unsym}} = \sqrt{\frac{6 \cdot (U_{12}^2 + U_{23}^2 + U_{31}^2)}{(U_{12} + U_{23} + U_{31})}} - 2 \quad (2.8)$$

Für 4-Leiter-Netze ist insbesondere die Nullkomponente kritisch, sodass diese auch in die Bewertung einfließen sollte. Dies ist in [23] jedoch nicht vorgesehen.

Zur Bildung der Spannungsunsymmetrie werden die 10-Minuten-Mittelwerte verwendet. Dadurch können nur längerfristige Auswirkungen betrachtet werden. In [29] wird deshalb zur Bildung der Spannungsunsymmetrie ein 1-Minuten-Mittelwert vorgeschlagen. Es wird in [29, S. 33] davon ausgegangen, dass unter normalen Betriebsbedingungen ein „im werkinternen Elektroenergieversorgungsnetz eingesetzter Verbraucher, z. B. vom Typ B (Elektroenergieverbraucher der Umgebungsklasse 2 nach DIN EN 61000-2-4), einen Unsymmetriegrad im 1-Minuten-Mittelwert des Effektivwerts der Gegensystemkomponente zur entsprechenden Mitkomponente von 2 % ohne Funktionsbeeinträchtigung zum Prozess und/oder zum Produkt verkraften“ muss.

Tabelle 2.7: Grenzwerte Spannungsunsymmetrie nach [23], [25], [26] und [27] für NS-Netze

DIN EN 61000-2-2	2 % (3 % bei großen einphasigen Verbrauchern)
DIN EN 61000-2-4	
Umgebungsklasse 1	2 %
Umgebungsklasse 2	2 %
Umgebungsklasse 3	3 %
DIN EN 50160	2 % (95 % der 10-Minuten-Mittelwerte einer Woche)

2.4 Herausforderungen durch dezentrale Erzeugung

Heutige Energieversorgungsstrukturen sehen sich mit vielen neuen Herausforderungen konfrontiert. Diese betreffen sowohl das Übertragungs- als auch das Verteilungsnetz. Für eine erfolgreiche Transformation des Energieversorgungssystems müssen diese gelöst werden. Da diese Herausforderungen sehr vielfältig sind, können sie hier nicht vollständig behandelt werden. Nachfolgend werden die aus Sicht des Autors für diese Arbeit wichtigsten Themen eingehender beschrieben.

2.4.1 Kraftwerkspark

In Abbildung 1.2 auf Seite 3 ist die bis Ende 2015 installierte Leistung von dezentralen Erzeugern angegeben. In Abbildung 2.7 ist weiterführend dargestellt, wie sich diese Erzeugungsleistung auf die verschiedenen Netzebenen, von der NS-Ebene bis hin zur HöS-Ebene, verteilt (Stand Ende 2014).

Nimmt man die Daten aus Abbildung 2.7 als Grundlage, so sind mindestens 55 GW dezentrale Erzeugung im MS- und NS-Netz angeschlossen. Insbesondere der starke Ausbau von PV bedeutet eine hohe Zunahme der Erzeugungsleistung, die im Verteilungsnetz angeschlossen ist.

Zur Verdeutlichung des Einflusses auf die Stromproduktion durch die bereits heute vorhandene dezentrale Erzeugung zeigt Abbildung 2.8 beispielhaft den tatsächlichen Verlauf der Stromerzeugung an einem sehr sonnigen, aber auch windigen Tag in Deutschland. Hierfür wurde der

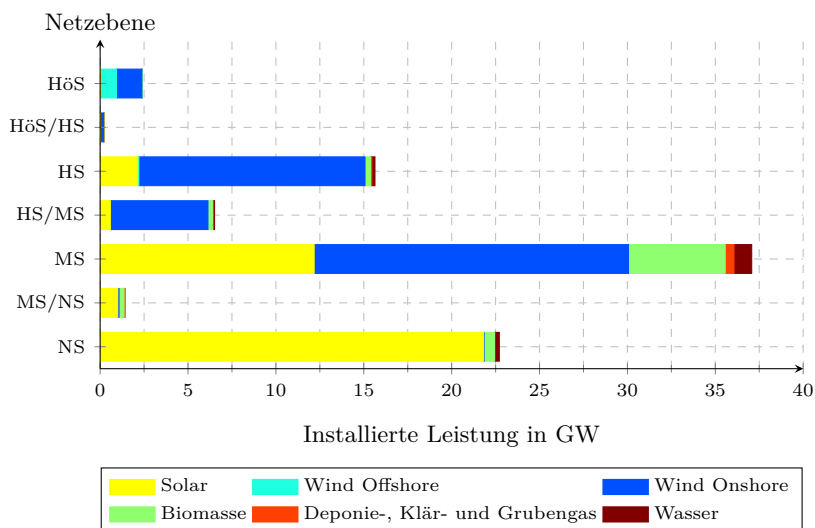


Abbildung 2.7: Auswertung der EEG-Stammdaten nach Spannungsebenen. Eigene Auswertung und Darstellung, Datenbasis entnommen aus [30] mit dem Stand vom 31.12.2014. Die Netzebenen HöS/HS, HS/MS und MS/NS bedeuten, dass die EEG-Anlage direkt an die Umspannung zwischen den beiden Netzebenen angeschlossen ist.

08. Mai 2016 ausgewählt. Es werden konventionelle Erzeugung größer gleich 100 MW, Wind und PV berücksichtigt. An diesem Tag wird teilweise über die Hälfte der Stromerzeugung aus Wind und PV gedeckt. Die PV leistet an dem ausgesuchten sonnigen Tag einen maximalen Beitrag von etwa 26 GW, also deutlich weniger als die installierte Nennleistung. Trotz dieser hohen Einspeiseleistung ist in Abbildung 2.8 zu erkennen, dass der PV-Beitrag in diesem Falle nur die Spitzenlast substituiert.

Abbildung 2.9 zeigt die sich ergebende Zusammensetzung des Kraftwerksparks bis 2020, bzw. entsprechend der Leitstudie 2010 [32] bis zum Jahr 2050. Erst bei einer weiteren Zunahme der installierten Leistung wird somit erwartet, dass die PV auch in den Bereich der Mittel- und Grundlast vordringt. Jedoch muss im Zusammenspiel mit anderen dezentralen Erzeugern beachtet werden, dass in Summe schon jetzt ein wesentlicher dezentraler Erzeugungsanteil erreicht wird. Daher ist es wichtig die Fragestellungen hinsichtlich der Netzstabilität zu berücksichtigen und in die aktuellen Diskussionen einzubeziehen.

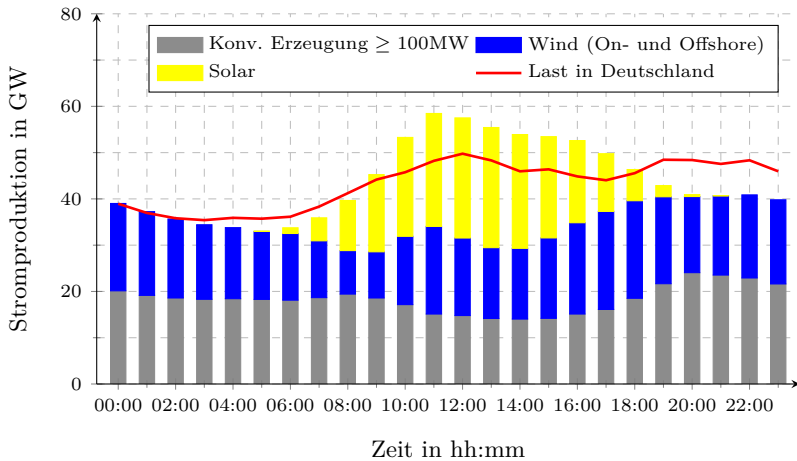


Abbildung 2.8: Tatsächliche Stromproduktion in Deutschland am 08. Mai 2016. Eigene Darstellung mit Datenbasis von [31].

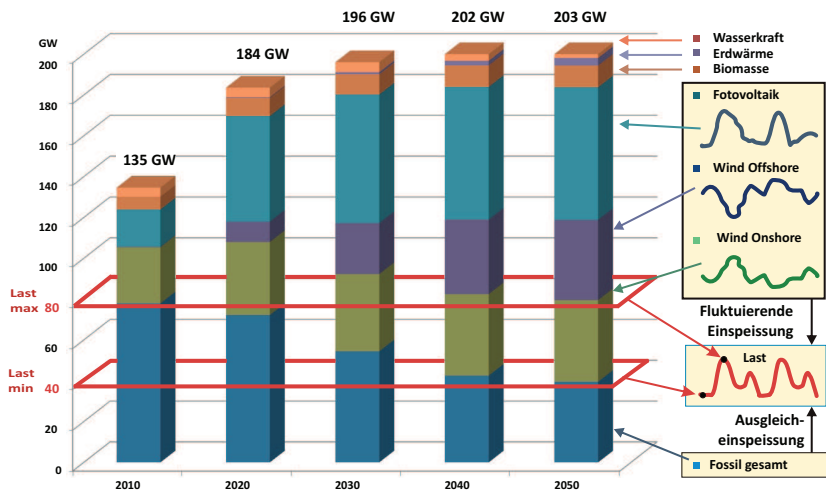


Abbildung 2.9: Eckwerte der Einspeisung und des Verbrauchs laut Nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energie der Bundesrepublik Deutschland. Bildquelle: Dr. B. Valov | *Fraunhofer IWES*.

2.4.2 Spannungshaltung im Verteilungsnetz

Die zunehmende Erzeugung im Verteilungsnetz führt dazu, dass der ursprüngliche Leistungsfluss vom Übertragungsnetz in das Verteilungsnetz sich regional abhängig zumindest zeitweise umkehrt. Diese Tendenz ist in Abbildung 2.10 anhand einer Auswertung des Leistungsflusses an einem Umspannwerk (UW) von 110 kV auf 20 kV der *Bayernwerk AG* über die Jahre 2009 bis 2011 gezeigt [33].

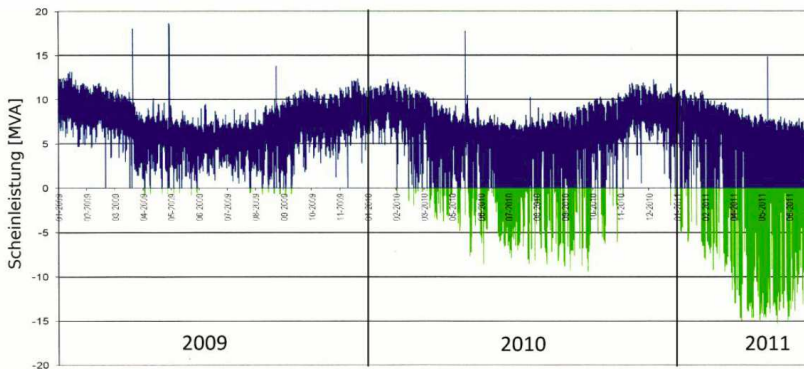


Abbildung 2.10: Lastfluss an einem Umspannwerk der *Bayernwerk AG*. Grafik entnommen aus [33].

Ab dem Jahre 2010 ist erkennbar, dass zu immer häufigeren Zeiten eine Rückspeisung in die übergeordnete Netzebene stattfindet. Im weiteren Zeitverlauf zeigt sich eine Erhöhung der Rückspeisung, sowohl im Betrag als auch in der Zeitdauer. Dies kann durch den starken Zubau von vor allem PV-Anlagen in dem betrachteten Netzgebiet erklärt werden.

Diese bidirektionalen Leistungsflüsse haben im Besonderen Einfluss auf die Spannungshaltung im Verteilungsnetz. In der Vergangenheit wurden Verteilungsnetze nur für den Lastfall ausgelegt. Daraus resultiert, dass aus dem erlaubten Spannungsband von $\pm 10\%$ nur insgesamt 5% in der MS- und NS-Ebene für die dezentrale Erzeugung zur Verfügung steht. Dabei werden diese 5% auf 2% im MS-Netz und 3% im NS-Netz aufgeteilt. Diese Spannungsbänder sind relativ schnell ausgereizt, vor allem bei Anschlusspunkten, die elektrisch gesehen, weit entfernt liegen. Jedoch werden bei Erreichen der Spannungsbandgrenzen die Belastungsgrenzen der Betriebsmittel wie Kabel oder Transformatoren

bei weitem nicht erreicht und somit die vorhandene Infrastruktur nicht optimal ausgenutzt.

Abbildung 2.11 zeigt typische Spannungsverläufe für den Lastfall (blau) und den Einspeisefall (grün). Dabei berücksichtigt der Verlauf den kompletten Pfad ausgehend vom Umspannwerk zur Hochspannung bis zum letzten Kunden im NS-Netz.

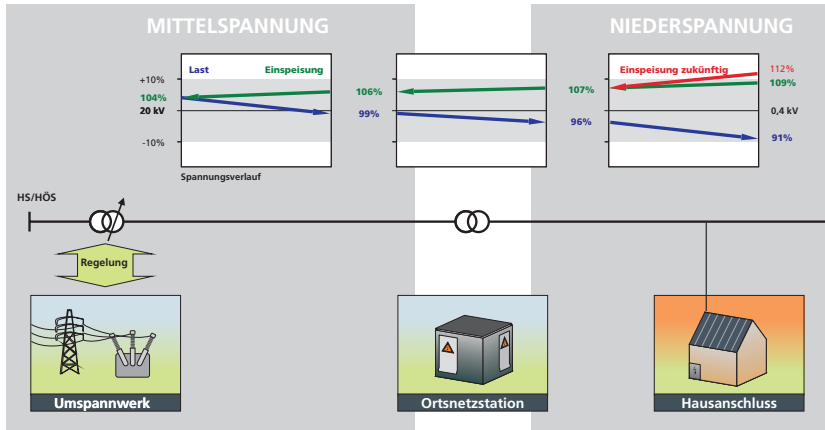


Abbildung 2.11: Prinzipieller Spannungsverlauf im Verteilungsnetz für den Einspeise- und Lastfall. Bildquelle: Projekt „Aktives, intelligentes Niederspannungsnetz“ | *Fraunhofer IWES*.

Um einen weiteren Zuwachs dezentraler Erzeugung erlauben zu können, muss der Spannungsanstieg durch die dezentrale Erzeugung abgesenkt werden. Die übliche und konventionelle Herangehensweise zur Lösung dieser Thematik ist eine Netzverstärkung. Diese ist jedoch sehr kostenintensiv, insbesondere wenn es sich um ländliche NS-Netze mit langen Ausläufern handelt.

2.4.3 Netzstabilität

Die Transformation des Energiesystems erfordert neben den Energie- und Leistungsbilanzen insbesondere auch die vorausschauende Planung der Netzregelung, da sich der Kraftwerkspark langfristig ändern wird.

Wie in Abbildung 2.9 gezeigt, wird ein sehr starker Anstieg stromrichtergekoppelter dezentraler Erzeuger, vor allem von PV und Wind, erwartet.

Durch diesen Zubau wird sich auch tageszeitlich die Zusammensetzung der netzstützenden Einheiten verändern.

Damit die Netzstabilität auch weiterhin Bestand hat, müssen die Systemstabilität und die Versorgungssicherheit sichergestellt werden. Dies muss auch insbesondere vor dem Hintergrund der sinkenden Erzeugung aus konventionellen Kraftwerken mit rotierenden Generatoren gelten. Bisherige Betrachtungen der Netzstabilität basieren auf der Annahme, dass rotierende Synchrongeneratoren das Netzverhalten dominieren.

Netzstabilität im klassischen Sinne beschreibt das Verbleiben oder den Ausfall von einzelnen rotierenden Generatoren bei Netzfehlern (Polradwinkelstabilität bzw. statische und transiente Stabilität), lokalen Spannungssenkungen bis zur kritischen Grenze durch Betriebsstörungen (Spannungsstabilität) und Frequenzänderungen im ganzen Verbundsystem bei Ungleichgewichten zwischen Einspeisung und Entnahme der Wirkleistung (Frequenzstabilität).

Für den Übergang von einem Systemverhalten, das durch rotierende Generatoren dominiert wird, hin zu einem stromrichterdominierten System, ist die Thematik der konventionellen Mindesterzeugung sehr wichtig. Dies beinhaltet, wie viele konventionelle Kraftwerke notwendig sind, um das System stabil zu halten. Abschätzungen werden in [34] angegeben, es wird je nach Last- und Erzeugungssituation mit einer konventionellen Mindesterzeugung von 8 GW bis 25 GW gerechnet.

Durch entsprechende Anpassung der Funktionalitäten von dezentralen stromrichtergekoppelten Erzeugern kann die Anzahl der notwendigen konventionellen Kraftwerke sicherlich reduziert werden. In welchem Maße und wie dies konkret technisch umgesetzt werden kann, ist Gegenstand der aktuellen Forschung.

2.5 Lösungsansätze im Verteilungsnetz

Nachfolgend werden Lösungsansätze für die zuvor identifizierten Herausforderungen durch dezentrale Erzeugung im Verteilungsnetz skizziert. Im weiteren Verlauf dieser Ausarbeitung werden auch konkrete Lösungen, die im Rahmen dieser Arbeit entwickelt wurden, für ausgewählte Themen aufgezeigt.

2.5.1 Kraftwerkseigenschaften für dezentrale Erzeuger

Große konventionelle Kraftwerke stellen neben der reinen Leistungseinspeisung noch weitere Eigenschaften, die zu einem sicheren Netzbetrieb entscheidend beitragen, zur Verfügung. Diese Kraftwerkseigenschaften wie z. B. Blindleistungsbereitstellung, Durchfahren von Fehlern, Bereitstellung von Momentanreserve und Regelreserve oder Leistungsreduzierung bei Überfrequenz müssen langfristig auch durch dezentrale Erzeuger im Verteilungsnetz zur Verfügung gestellt werden.

Ein erster Schritt wurde durch die Anpassung der Netzanschlussrichtlinien für Einheiten im NS- und MS-Netz schon getätigt. Die darin neu geforderten Kraftwerkseigenschaften dienen zur Unterstützung der Netzstabilität hinsichtlich Frequenzstabilität (erweiterter Frequenzbetriebsbereich, Leistungsabregelung bei Überfrequenz), statischer (Blindleistungsbereitstellung zur Spannungshaltung) und transientser Stabilität (Fault-Ride-Through (FRT) Funktionalität). Die FRT-Funktionalität wird allerdings bislang nur im MS-Netz gefordert. In Kapitel 3 wird ausführlich beschrieben, welche Funktionen heute schon verfügbar sind.

Auf europäischer Ebene ist eine Netzanschlussrichtlinie (*Requirements for Generators*), die alle Arten von Erzeugern ab einer Leistung von 800 W abdeckt, durch die Europäische Union als Verordnung (2016/631 vom 14. April 2016) verabschiedet worden. Der Umfang der geforderten Kraftwerkseigenschaften an die Erzeuger hängt von deren leistungsmäßiger Einteilung in eine der vier vorgesehenen Klassen ab. Da die Übertragungsnetzbetreiber die Systemverantwortung für einen sicheren Netzbetrieb haben, fordern sie neben den bekannten Funktionalitäten (z. B. Blindleistungsbereitstellung) weitere zusätzliche Funktionalitäten von diesen Erzeugern ein. Diese beschränken sich weitestgehend auf die Frequenzstabilität (zusätzlicher Leistungseinspeisung bei Unterfrequenz, Primärregelung und künstliche Trägheit), sind jedoch nur für sehr große, leistungsstarke Anlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz vorgesehen.

2.5.2 Spannungshaltung im Verteilungsnetz¹

Die Spannungshaltung ist aktuell eine der größten Herausforderungen, die durch die Verteilungsnetzbetreiber überwunden werden muss. Tra-

¹basiert auf [46]

ditionell wurde dies durch eine Netzverstärkung gelöst, jedoch sind die Kosten und der Aufwand aufgrund des starken Wachstums, vor allem durch die PV, nicht länger vertretbar. Es gibt verschiedene Alternativen eine Spannungshaltung im Verteilungsnetz durchzuführen.

Heutzutage ist die Spannungshaltung im Verteilungsnetz hauptsächlich auf den Stufensteller im Umspannwerk von der HS-Ebene auf die MS-Ebene begrenzt. Durch diesen wird die Spannung auf der Unterspannungsseite des UW-Transformators den vorhandenen Bedingungen angepasst, um die erlaubten Grenzen einzuhalten. Jedoch kann die Effektivität dieses bisher ausreichenden Regelungsverfahrens durch mehrere Gründe negativ beeinflusst werden:

- Spannungsniveau des vorgelagerten Netzes ist durch den MS-/NS-Netzbetreiber meist nicht beeinflussbar
- Volatile Wind- und PV-Erzeugung
- Spreizung des Spannungsbands im Verteilungsnetz aufgrund reiner Last oder Einspeisung dominierter Netzabschnitte

Dies verdeutlicht, dass neue Methoden zur Spannungshaltung, die über die bisherigen hinausgehen, entwickelt werden müssen. Aufgrund der hohen Anzahl von NS-Netzen sind Netzbetreiber an kostengünstigen Lösungen mit langen Lebensdauern und geringem Wartungsaufwand interessiert.

Es ergeben sich verschiedene Ansätze, wie eine Spannungsregelung im Verteilungsnetz durchgeführt werden kann. Diese Ansätze werden in [47] wie folgt definiert:

Zentrale Spannungshaltung ist eine kommunikationsbasierte Regelung von der Netzleitstelle aus. Beispielsweise ist eine zentrale Regelung notwendig, um auf die DEA in unteren Netzebenen einzuwirken (Einspeisemanagement), wenn im Übertragungsnetz eine Situation auftritt, welche die Systemstabilität bzw. -sicherheit gefährdet.

Dezentrale Spannungshaltung ist eine kommunikationsbasierte Regelung, die mit einer Zwischeninstanz im Netz kommuniziert. Hierbei können z. B. Niederspannungsnetze, als Netzzellen mit einer intelligenten und möglicherweise auch regelbaren Ortsnetzstation ausgestattet, einen sicheren und wirtschaftlichen Betrieb des Niederspannungsnetzes autonom sicherstellen. Auch Vorgaben oder Informationen aus übergeordneten oder nebeneinanderliegenden Netzgebieten können hier berücksichtigt werden.

Lokale Spannungshaltung kommt ohne Kommunikation aus. Die Erzeugungseinheit reagiert auf die jeweilige Netzsituation entsprechend den in der lokalen Regelung hinterlegten Parametern sowie den am Netzanschlusspunkt gemessenen Größen wie beispielsweise Netzspannung, Netzfrequenz oder auch Netzimpedanz.

2.6 Beiträge dieser Arbeit

Aus den in diesem Kapitel allgemein betrachteten aktuellen Fragestellungen in Energieversorgungsstrukturen werden in der vorliegenden Arbeit gezielte Themen ausgesucht, für die im Folgenden technische Lösungen entwickelt werden.

Dazu zählt die Verbesserung der Spannungsqualität für lokale, sensitive Lasten durch stromrichtergekoppelte dezentrale Erzeuger. Das entwickelte Verfahren wird in einen PV-Batterie-Stromrichter implementiert. Hierfür werden neben Simulationen auch Labormessungen durchgeführt und diskutiert.

Eine weitere Thematik sind Kraftwerkseigenschaften von dezentralen stromrichtergekoppelten Erzeugern. Dies wird in Kapitel 3 beleuchtet. Hierfür werden die aktuell gültigen Richtlinien der MS- und NS-Ebene detailliert durch Messergebnisse erläutert und neue Prüfverfahren zum Test dieser Kraftwerkseigenschaften für PV-Anlagen entwickelt.

Das PV-Batterie-Stromrichtersystem wird so erweitert, dass zusätzliche Funktionalitäten durch dieses System zur Verfügung gestellt werden können. Hierbei kommen Zusatzfunktionalitäten zum Einsatz, die für einen Betrieb im Industrienetz dem Anlagenbetreiber einen Mehrwert bieten, oder auch für eine statische Netzstützung des Verteilungsnetzes eingesetzt werden können. Diese Zusatzfunktionalitäten werden entwickelt, implementiert und im realen Industrienetzbetrieb erprobt.

3 Kraftwerkseigenschaften dezentraler Erzeuger im Verteilungsnetz

Der starke Zubau dezentraler Erzeuger und die damit einhergehende Substitution konventioneller Kraftwerke macht eine Unterstützung des Netzbetriebs durch dezentrale Erzeuger zur langfristigen Aufrechterhaltung der Netzsicherheit und -stabilität unabdingbar. Dies impliziert, dass Erzeugungseinheiten (EZE) und -anlagen (EZA)¹, die nun vermehrt am MS- und NS-Netz angeschlossen sind, sowohl statische als auch dynamische Kraftwerkseigenschaften aufweisen müssen.

Diese und weitere neue Anforderungen wurden in den überarbeiteten Netzanschlussrichtlinien für dezentrale Erzeuger auf MS- und NS-Ebene definiert und werden nachfolgend beschrieben. Gleichzeitig wurde ein umfangreicher Zertifizierungsprozess eingeführt. Erfahrungen des Autors im Rahmen erster Zertifizierungen von Einheiten (PV-Stromrichter) hinsichtlich des messtechnischen Nachweises der Anforderungen, insbesondere Prüfeinrichtungen und spezifische Prüfverfahren für PV-Stromrichter betreffend, werden nachfolgend dargestellt.

3.1 Netzanschlussrichtlinien und Zertifizierungsprozess

Dezentrale Erzeuger am HS-Netz mussten frühzeitig erweiterte Kraftwerkseigenschaften ([5], [6]) bereitstellen. WEA sind davon vornehmlich betroffen, da diese zum damaligen Zeitpunkt vermehrt an das HS-Netz angeschlossen wurden.

Dahingegen nimmt die Durchdringung von dezentralen Erzeugern im Verteilungsnetz erst in den letzten Jahren, insbesondere aufgrund der PV, stark zu. Dementsprechend ist in Deutschland am 01. Januar 2009 die technische Richtlinie „*Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*“ (BDEW-MSR) [8] des *Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft* (BDEW) in Kraft getreten. Seit dem 01. Juli 2011 regelt die VDE-

¹Definition entsprechend [8]

Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz“ [9], veröffentlicht durch das FNN im VDE, die technischen Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am NS-Netz.

Zusätzlich zu den neuen Richtlinien wurde ein Zertifizierungsprozess für alle Arten von dezentralen Erzeugern eingeführt. Dieser ist zunächst nur auf das MS- und HS-Netz beschränkt, im NS-Netz ist ein Konformitätsnachweis durch den Hersteller ausreichend. Die Vorgehensweise ist nur für WEA, die an höhere Spannungsebenen angeschlossen werden, bekannt gewesen und musste nun für alle anderen Erzeugungstechnologien mit allen zu erwartenden Implikationen erweitert werden. Insbesondere durch die engen zeitlichen Anforderungen ergaben sich diverse Übergangsregelungen, damit einerseits die neuen technischen Anforderungen an die Geräte durch die Hersteller mit enormen Aufwand implementiert werden konnten und andererseits die existierenden Prüfverfahren für WEA der *Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien* (FGW) an Erzeugungseinheiten mit anderen Primärenergiequellen angepasst werden konnten. Im diesem Zusammenhang entstand auch die Zertifizierungsrichtlinie FGW TR8.

Für den Nachweis der Konformität mit der BDEW-MSR ist es verpflichtend, Einheiten- und/oder Anlagenzertifikate zu erlangen. Bei Anlagen mit einer Anschlussleistung unter 1 MVA, sowie einer Anschlussleitung zum öffentlichen NAP unter 2 km, ersetzt das Einheitenzertifikat das Anlagenzertifikat. Bei allen anderen Konfigurationen wird das Anlagenzertifikat auf Grundlage der Einheitenzertifikate erstellt.

Die Zertifizierung erfolgt entsprechend der FGW-Richtlinie FGW TR8 [35]. Zur Erlangung des Einheitenzertifikats müssen Messungen nach FGW TR3 [13] durch ein akkreditiertes Messinstitut und eine Validierung des Simulationsmodells nach FGW TR4 durchgeführt werden. Mit den Ergebnissen kann die Zertifizierungsstelle ein Einheitenzertifikat nach FGW TR8 ausstellen. Die Vorgehensweise für die Einheitenzertifizierung nach FGW TR8 ist grundsätzlich in Abbildung 3.1 gezeigt. Der Auftraggeber des Einheitenzertifikats, in der Regel der Hersteller, besitzt naturgemäß eine zentrale Rolle bei allen Aktivitäten zur Einheitenzertifizierung [48]. Dabei haben die Aktivitäten des Herstellers, der Zertifizierungsstelle und des Messinstituts während des Zertifizierungsprozesses vielfältige Schnittstellen.

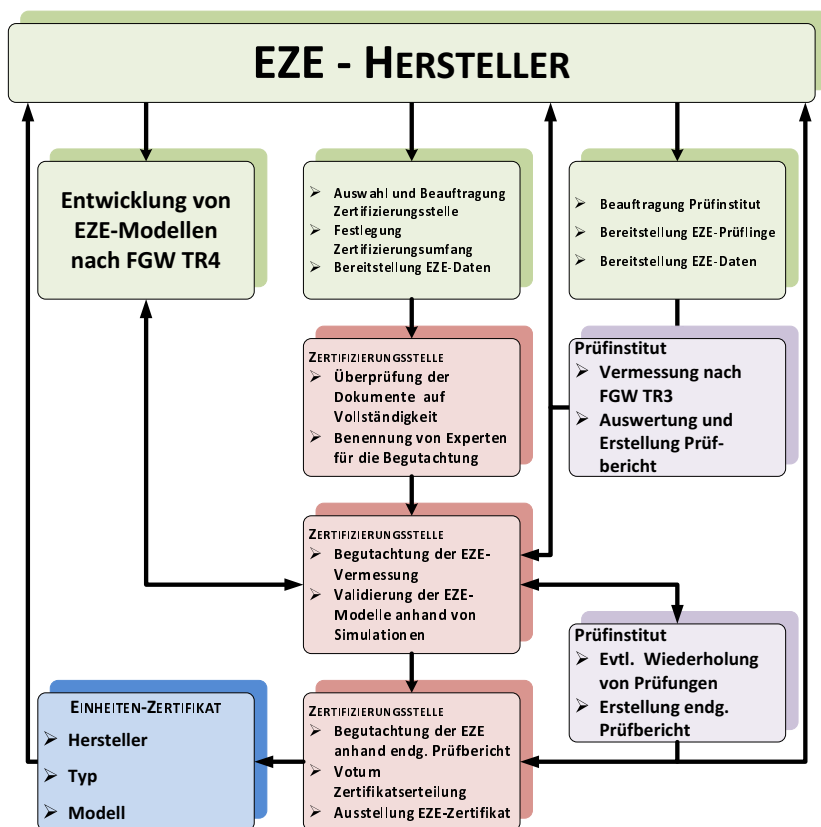


Abbildung 3.1: Ablauf und Akteure bei der Einheitenzertifizierung. Darstellung basierend auf [48].

3.2 Laborinfrastruktur für Messungen nach FGW TR3

Im Windbereich wird die Einheitenmessung nach FGW TR3 an Erzeugungseinheiten im Feld unter realen Bedingungen, aufgrund der Komplexität bzw. aufgrund nicht vorhandener geeigneter Prüfumgebungen für das Gesamtsystem von WEA, durchgeführt. Dies kann durch die starke Wetterabhängigkeit zu verlängerten Messdauern führen. Für PV-Stromrichter können neben Freifeldmessungen auch Messungen in einer geeigneten Laborumgebung stattfinden. Die Primärenergiequelle darf durch DC-Quellen (Kapitel 3.2.1) nachgebildet werden, während auf der

AC-Seite neben der Nutzung des öffentlichen Netzes auch Netzsimulatoren (Kapitel 3.2.2) zum Einsatz kommen können. Bei leistungsstarken Stromrichtern erfolgt die Prüfung der FRT-Funktionalität auf der AC-Seite nicht mehr auf der NS-Ebene, sondern es werden speziell für das MS-Netz angepasste Prüfeinrichtungen verwendet (Kapitel 3.2.3.2).

Im Folgenden wird aufgezeigt, wie Labormessungen für PV-Einheiten mit kleiner Leistung durchgeführt werden können. Abbildung 3.2 zeigt einen generalisierten Laboraufbau (beispielhafte Umsetzung in Abbildung 3.13 auf Seite 54), der bei Messungen nach FGW TR3 für Einheiten mit NS-Anschluss erforderlich ist, um alle Anforderungen an den messtechnischen Nachweis abdecken zu können.

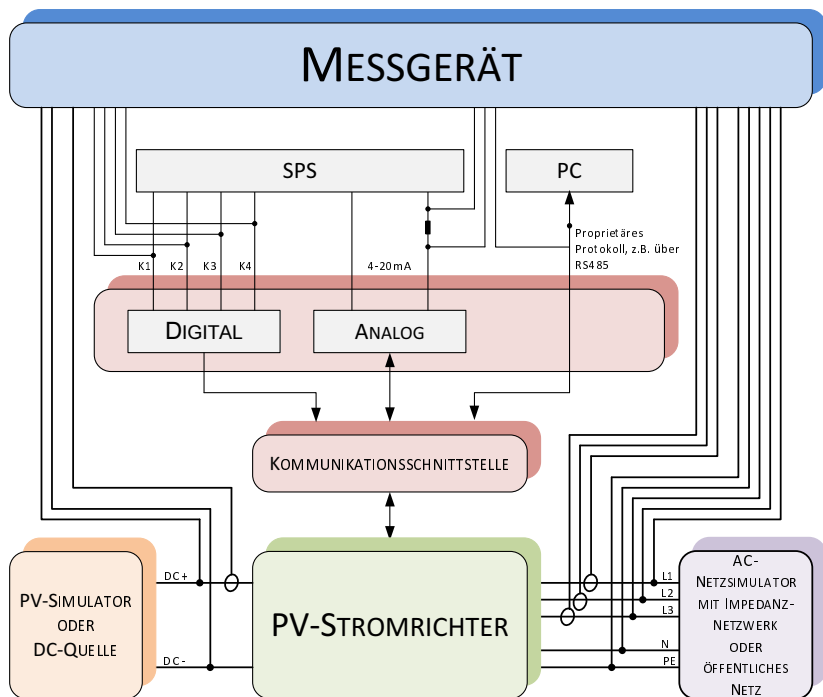


Abbildung 3.2: Entwickelter genereller Laboraufbau für einen PV-Stromrichter zum Nachweis der elektrischen Eigenschaften nach FGW TR3. Eigene Darstellung.

Spannungen und Ströme des PV-Stromrichters werden sowohl auf der DC- als auch auf der AC-Seite des Stromrichters gemessen. Daraus kön-

nen alle benötigten Leistungsgrößen (Wirk-, Blind- und Scheinleistung) berechnet werden. Weiter werden die Sollwerte, z. B. für die externe Wirk- und Blindleistungsvorgabe, zeitsynchron zur Leistungsmessung erfasst. Dadurch können Verzögerungszeiten zwischen Sollwertvorgabe und Einregelung durch die Einheit genau bestimmt werden. Die Sollwertvorgaben werden durch geeignetes Hilfsequipment, z. B. speicherprogrammierte Steuerungen (SPS) mit entsprechenden I/O-Schnittstellen, generiert. Da üblicherweise verschiedene Arten von Sollwertsignalen durch die Einheit verarbeitet werden können, z. B. RS 485 für eine interne Park-Kommunikation, digitale Signale von einem Rundsteuerempfänger oder analoge Signale über eine 4 bis 20 mA-Schnittstelle, ist darauf zu achten, dass das eingesetzte Messgerät über flexible Eingangsmodule verfügt. Normalerweise beruhen die RS485-Signale auf einem proprietären Protokoll des Herstellers und werden über eine Software am PC generiert und von dort an den PV-Stromrichter gesendet. Bei der Verwendung von digitalen oder analogen Schnittstellen können die Signale selbst durch eine SPS generiert werden.

3.2.1 Anforderungen an die PV-Nachbildung

Die Nutzung eines PV-Simulators als PV-Nachbildung für die Versorgung des PV-Stromrichters am DC-Eingang ist nach FGW TR3 nicht notwendigerweise erforderlich. Grund dafür ist, dass modulunabhängige Tests erlaubt sind, da unterschiedliche Modultypen mit dem jeweiligen Stromrichter genutzt werden können. Anstelle eines PV-Simulators kann auch eine regelbare DC-Quelle eingesetzt werden, die den Anforderungen nach [13, Anhang E] hinsichtlich Leistungs- und Spannungsbereich, Regelungsmöglichkeiten und Leistungsgradient entspricht. Diese Vereinfachung ist im Besonderen für leistungsstarke Einheiten wie Zentralwechselrichter wichtig, da PV-Simulatoren im Bereich mehrerer hundert Kilowatt sehr kostenintensiv sind.

Für den Test von String-Wechselrichtern kleinerer Leistung ist die Nutzung von PV-Simulatoren jedoch weit verbreitet. Dadurch wird sichergestellt, dass der Stromrichter am DC-Eingang ein vergleichbares Verhalten, innerhalb der technischen Möglichkeiten des PV-Simulators, zu einem realen PV-Feld vorfindet. Dies kann vor allem bei transienten Vorgängen wie Einstrahlungsänderungen oder Netzfehlern einen Aufschluss über das Regelverhalten des Stromrichters auf der DC-Seite geben.

Abbildung 3.3 zeigt beispielhaft das Verhalten eines PV-Simulators mit sehr guten dynamischen Eigenschaften während eines Netzfehlers auf der AC-Seite des PV-Stromrichters. Sehr schnelle Änderungen der PV-Spannung, verursacht durch die interne Regelung des PV-Stromrichters, führen nicht zu einem Verlassen der vorgegebenen PV-Kennlinie.

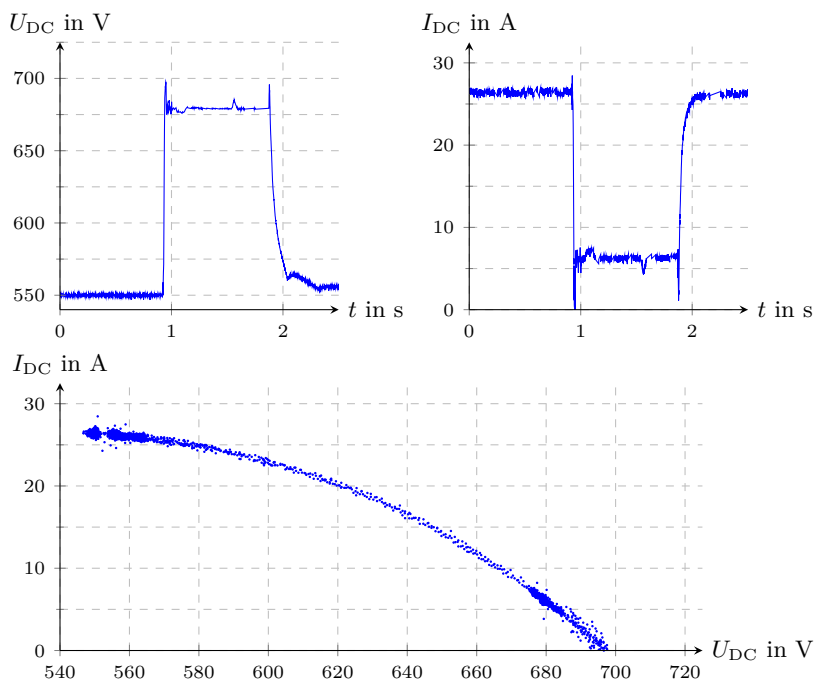


Abbildung 3.3: Gemessenes dynamisches Verhalten eines PV-Simulators bei einem Netzfehler auf der AC-Seite des PV-Stromrichters. Eigene Messung, Auswertung und Darstellung. Testequipment: Spitzenberger & Spies PV-Simulator und *STP 15000TL-10* als PV-Stromrichter.

3.2.2 Anforderungen an den AC-Anschluss

Aufgrund der hohen Nennscheinleistung von WEAs wurden bisher Prüfungen nach FGW TR3 auf der MS-Ebene ausschließlich mit Anschluss an das öffentliche Netz durchgeführt. Liegt die Leistung des Prüflings

jedoch nur im Bereich weniger Kilowatt, bietet die Nutzung von AC-Netzsimulatoren für ausgewählte Prüfungen eindeutige Vorteile.

Durch die Möglichkeit Prüfabläufe reproduzierbar zu wiederholen, kann das Regelverhalten des Prüflings gezielt optimiert werden. Dieser Vorteil kann insbesondere bei von Nennwerten abweichenden Netzbedingungen der Spannung und Frequenz, z. B. Leistungsreduzierung bei Überfrequenz oder Test der Netzschutzeinrichtungen, genutzt werden. Die Tests können dadurch bei voller Leistungseinspeisung und ohne Einsatz von Signalgeneratoren durchgeführt werden. Dieser Aspekt ist auch für die Prüfung des Verhaltens bei Netzfehlern, dem sogenannten FRT, unabdingbar. Die dafür entwickelten Prüfverfahren werden in Kapitel 3.3.2 näher beschrieben.

Ein weiterer Vorteil eines AC-Netzsimulators liegt bei der Bestimmung der Netzzrückwirkungen des Prüflings. Im Gegensatz zu einer Messung am öffentlichen Netz mit externen Einflüssen, werden bei dieser Messung nur die Beiträge des Prüflings erfasst. Hierbei muss jedoch sichergestellt werden, dass sich der Prüfling und der AC-Netzsimulator, insbesondere bei getakteten Simulatoren, nicht gegenseitig beeinflussen und dadurch in Realität nicht vorkommende Netzzrückwirkungen fälschlicherweise entstehen. Weiter ist die Nutzung eines physikalischen Impedanznetzwerks zur Nachbildung eines definierten NAPs erforderlich. Jedoch muss bei diesem Prüfverfahren berücksichtigt werden, dass eventuelle externe Anregungen, die einen Oberschwingungsstrom durch den Stromrichter entstehen lassen, nicht vorhanden sind. Allerdings ist dies auch bei einer Messung direkt am öffentlichen Netz nicht unbedingt der Fall.

3.2.3 Prüfung leistungsstarker Einheiten in einer Laborumgebung

Aus wirtschaftlichen und mitunter technischen Gründen ist es nahezu ausgeschlossen, Testeinrichtungen für Prüflinge mit wesentlich höherer Leistung, mit gleichen technischen Eigenschaften wie für Prüflinge mit geringer Leistung, bereitzustellen. Die Prüfeinrichtungen und Prüfverfahren müssen dementsprechend angepasst werden. Offensichtlich kann hierauf keine allgemeingültige Lösung gegeben werden. Jedoch hat das *Fraunhofer IWES* unter Mitarbeit des Autors ein Konzept für ein Referenzlabor, das Forschungs- und Prüflabor Netzintegration (PNI), für den Test von dezentralen Erzeugern im Leistungsbereich größer 100 kW entwickelt und umgesetzt. Abbildung 3.4 zeigt den elektrischen Aufbau. Die Umsetzung erfolgte innerhalb des Testzentrum IWES-SysTec und

ist ausschnittsweise in Abbildung 3.5 zu sehen. Das PNI bietet die Möglichkeit, dezentrale Erzeuger mit einer Leistung bis zu 1,25 MVA auf der NS-Seite und bis zu 6 MVA auf der MS-Seite zu testen. Die zur Verfügung stehenden Entwicklungs- und Testplätze sind sowohl für stationäre als auch für dynamische Anforderungen ausgelegt. Die Testeinrichtungen sind nicht nur auf dezentrale Erzeuger limitiert, darüber hinaus können auch neue Netzelemente wie z. B. Längsregler oder regelbare Transformatoren getestet werden.

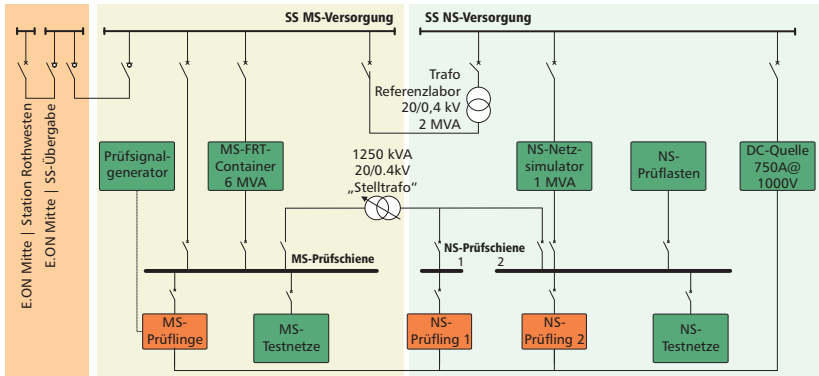


Abbildung 3.4: Elektrisches Konzept des PNI.



Abbildung 3.5: Innenansicht des PNI. Quelle: *Fraunhofer IWES* | Volker Beushausen.

3.2.3.1 Entwicklungs- und Testplätze für stationäre Eigenschaften

Für Prüflinge mit NS-Anschluss können die stationären Eigenschaften durch einen AC-Netzsimulator mit einer Nennscheinleistung von 1 MVA abgedeckt werden. Aufgrund der hohen Leistung werden nur grundlegende Regelungsfunktionen durch den Simulator bereitgestellt, die sich auf eine dreiphasige Regelung des Spannungseffektivwerts und der Frequenz beschränken. Die Einschwingzeit des Sollwerts ist einstellbar, jedoch nicht schneller als 50 ms. Die Anlage besitzt einen großen Spannungsbereich von 100 V bis 900 V, sowie einen Frequenzbereich von 45 Hz bis 65 Hz. Sie besteht aus zwei identischen Modulen, die entweder parallel oder seriell betrieben werden können. Dadurch ergibt sich die in Abbildung 3.6 dargestellte Auslegung. Die meisten zurzeit verfügbaren Zentralwechselrichter können mit der Anlage getestet werden.

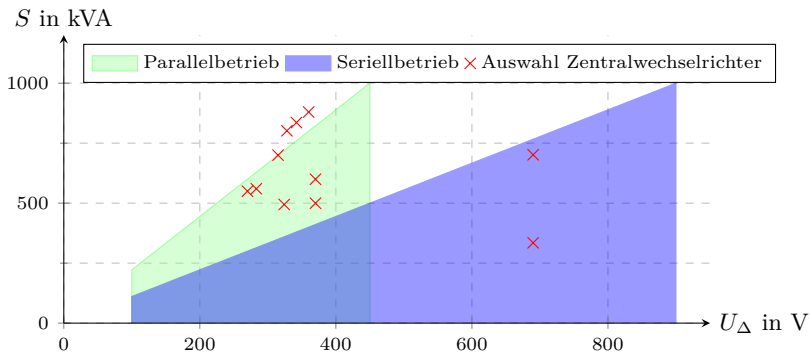


Abbildung 3.6: Ergebnisse der Auslegung der verschiedenen Betriebsvarianten des AC-Netzsimulators und Vergleich mit typischen Leistungsdaten von Zentralwechselrichtern (5 Hersteller). Eigene Auswertung und Darstellung.

Für die Nachbildung des NAPs am Ausgang des AC-Netzsimulators wird eine virtuelle Impedanz verwendet. Aufgrund der hohen Leistung wäre die Verwendung von diskreten physikalischen Elementen zu aufwendig. Anhand des Stromflusses am Ausgang der Anlage wird mit Gleichung 3.1 die Spannungsänderung gegenüber dem vorgegebenen Sollwert berechnet und die Ausgangsspannung durch die Anlage angepasst.

$$U_{\text{Ausgang,soll}} = U_{\text{Sollwert}} - R_{\text{Netz,virtuell}} \cdot I_{\text{Wirk}} - X_{\text{Netz,virtuell}} \cdot I_{\text{Blind}} \quad (3.1)$$

Auf der MS-Seite wird für die Prüfung der stationären Eigenschaften ein Signalgenerator eingesetzt, der die entsprechenden Änderungen der Spannung und der Frequenz vorgibt. Das Verhalten des Prüflings wird z. B. durch Überwachung von generierten Signalen der Regelungseinheit des Prüflings erfasst.

3.2.3.2 Entwicklungs- und Testplätze für dynamische Eigenschaften

Dynamische Eigenschaften betreffen hauptsächlich das Verhalten des Prüflings bei Spannungseinbrüchen. Für die Durchführung dieser Tests wird eine Mittelspannungsentkopplungseinheit (MSEE) verwendet, die Spannungseinbrüche ohne Beeinträchtigung des öffentlichen Netzes außerhalb der erlaubten Grenzen an einem geeigneten NAP bereitstellen kann. Details über den Aufbau sind in Kapitel 3.3.2 zu finden. Abbildung 3.7 zeigt eine vom *Fraunhofer IWES* entwickelte MSEE für den Test von dynamischen Eigenschaften. Tabelle 3.1 gibt die zugehörigen technischen Daten an.



(a) Außenansicht des MSEE



(b) Drosseln im Innern des MSEE

Abbildung 3.7: Mobile MSEE des *Fraunhofer IWES* zum Test von Prüflingen mit einer Nennscheinleistung bis 6 MVA.

Tabelle 3.1: Technische Daten der MSEE des *Fraunhofer IWES*

Nennspannung	10 / 20 kV
Nennscheinleistung des Prüflings	0,25 bis 6 MVA
Kurzschlusscheinleistung am NAP	80 bis 350 MVA
Umgebungstemperatur	-25 bis 60 °C
Betriebstemperatur	0 bis 50 °C
Luftfeuchtigkeit	≤ 70 % Tagesdurchschnitt
Gehäuse	40ft Seecontainer

Für Prüflinge mit NS-Anschluss und unterschiedlichen Nennspannungen wird ein spezieller Stufentransformator genutzt, um die Verbindung mit der MSEE herzustellen. Abbildung 3.8 zeigt den Stufentransformator sowie die verfügbaren Spannungen auf der NS-Seite bei einer Nennspannung von 20 kV auf der MS-Seite. Der Transformator besitzt einen weiten Nennspannungsbereich von 254 V bis 690 V. Auf der NS-Seite stehen sieben Anzapfungen für die grobe Auswahl des Spannungsbereichs zur Verfügung. Die Feinauswahl des Übersetzungsverhältnisses wird durch die Einstellbarkeit der Oberspannungswicklung mit insgesamt 11 Anzapfungen ($20 \text{ kV} \pm 5 \cdot 1\%$) durchgeführt. Eine Umstellung der Anzapfung muss im spannungslosen Zustand erfolgen, was jedoch keine Einschränkungen für die Tests nach sich zieht.

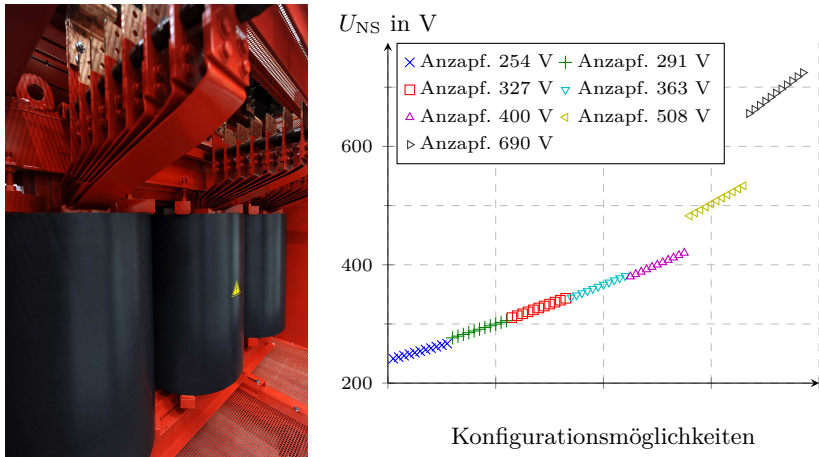


Abbildung 3.8: Spulenkörper und niederspannungsseitige Anzapfung links sowie Konfigurationsmöglichkeiten des Stufentransformators rechts (eigene Darstellung).

3.3 Entwicklung von PV-spezifischen Prüfverfahren

Ursprünglich wurde die Prüfrichtlinie FGW TR3 nur für WEA entwickelt, heutzutage müssen jedoch alle Arten von dezentralen Erzeugern (PV, Brennstoffzellen, Biomasse etc.) danach getestet werden. Deshalb war eine Anpassung der Prüfverfahren für jede Art von dezentralem

Erzeuger, vor allem unter Berücksichtigung der Eigenschaften der Primärenergiequelle, notwendig. Weiter weisen die Prüflinge einen sehr weiten Leistungsbereich auf, der von wenigen Kilowatt (z.B. String-Wechselrichter für PV) bis hin zu mehreren Megawatt (z.B. WEA oder Zentralwechselrichter für PV) reichen kann.

Mehrere Gremien in der FGW sind für die Anpassung der Richtlinien und die Entwicklung von PV-spezifischen Prüfverfahren verantwortlich. Durch die enge Zusammenarbeit zwischen Zertifizierungsstellen, Messinstituten und Herstellern konnte ein zielgerichteter Ansatz für die Modifikation der Prüfrichtlinie sichergestellt werden.

Insbesondere während der ersten Zertifizierungen von PV-Stromrichtern, die durch den Autor für die Messinstitutsseite mitverantwortlich durchgeführt wurden, existierten viele Unklarheiten in den damalig gültigen Prüfrichtlinien. Entsprechende Lösungsvorschläge wurden unter der Mitarbeit des Autors erarbeitet und werden nachfolgend vorgestellt.

3.3.1 Prüfverfahren zur Bestimmung des Kurzzeitflickers²

Das ursprünglich in der FGW TR3 enthaltene Prüfverfahren für die Bestimmung des Kurzzeitflickerwerts ist anhand der Charakteristik von WEA konzipiert worden. Eine direkte Anwendung für PV-Stromrichter erscheint deshalb nicht sinnvoll. Innerhalb des *Arbeitskreises PV* (AK PV) der FGW ist deshalb ein Prüfverfahren für PV-Stromrichter entwickelt worden. Dortige Diskussionen ergaben, dass durch den näherungsweise linearen Zusammenhang zwischen Solareinstrahlung und Leistungsabgabe der PV-Module die Betrachtung der Einstrahlungsänderung ausreichend sei und deshalb nicht der absolute Wert der Einstrahlung betrachtet werden müsse. Weiter ergaben Auswertungen, dass 99 % der Einstrahlungsänderungen pro Sekunde bei Werten unter 100 W/m^2 ($< 0,1 \cdot G_{\text{STC}}$) liegen. Grundlage für diese Aussage sind Strahlungsdaten des *Fraunhofer IWES* aus 1994.

Die Betrachtung von Einstrahlungsänderungen aufgrund von Umgebungseinflüssen, wie z.B. Teilabschattungen und Sonnenstandänderungen, sind sehr stark von den lokalen Gegebenheiten abhängig und gehen in der Regel sehr langsam vonstatten. Deshalb sollen diese Phänomene bei der Einheitenvermessung nicht berücksichtigt werden. Jedoch muss

²basiert auf [49]

beachtet werden, dass flickerrelevante Ströme durch Schwebungen zwischen benachbarten Oberschwingungen entstehen können, z. B. zwischen 250 Hz und 260 Hz.

Zur Abklärung des Einflusses von schnellen Einstrahlungsänderungen auf den Kurzzeitflickerwert P_{st} werden Messungen mit einem PV-Stromrichter durchgeführt. Verschiedene Netzimpedanzwinkel Ψ_k (50° , 70°) werden am AC-Netzsimulator mit Impedanznetzwerk eingestellt. Der Verlauf der Einstrahlung (siehe Abbildung 3.9) wird variiert.

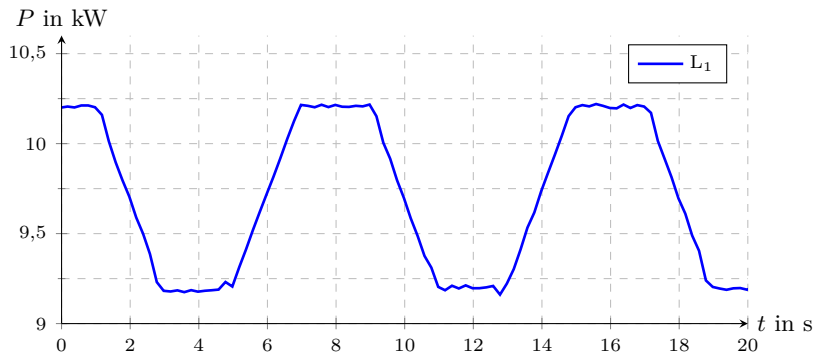


Abbildung 3.9: Gemessener Wirkleistungsverlauf eines PV-Stromrichters auf der AC-Seite bei nachgebildeter fluktuierender Einstrahlung auf der DC-Seite. Eigene Messung, Auswertung und Darstellung.

Es wird eine lineare Änderung der Einstrahlung von 900 W/m^2 innerhalb von 2 s auf 1000 W/m^2 durchgeführt, danach die Einstrahlung konstant auf 1000 W/m^2 für 2 s gehalten und anschließend wieder auf 900 W/m^2 innerhalb von 2 s erniedrigt. Nach weiteren 2 s bei 900 W/m^2 beginnt der Zyklus von neuem. Diese Einstrahlungsänderung wird kontinuierlich während eines kompletten Flickermesszeitraums von 10 min wiederholt.

Abbildung 3.10 vergleicht die gemessenen Kurzzeitflickerwerte bei verschiedenen Netzimpedanzwinkeln mit Flickermessungen bei konstanter Einstrahlung und gibt ebenfalls die verwendete Kurzschlussnennscheinleistung am NAP des Prüflings an. Es ist zu erkennen, dass sich die Kurzzeitflickerwerte zwischen fluktuierendem und konstantem Einstrahlungsverlauf und gleichem Netzimpedanzwinkel nicht nennenswert voneinander unterscheiden. Dies legt nahe den Flickerwert von PV-Stromrichtern auch bei konstanter Einstrahlung messen zu können.

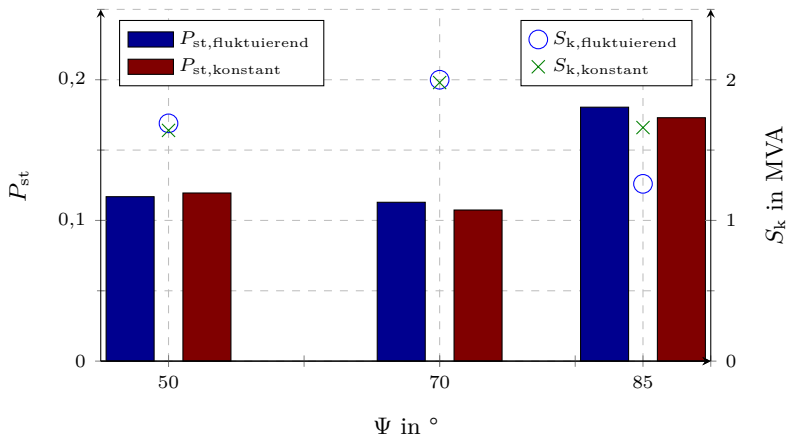


Abbildung 3.10: Vergleich gemessener Kurzzeitflicker für unterschiedliche Netzimpedanzwinkel bei konstanter und fluktuierender Einstrahlung. Eigene Messungen, Auswertung und Darstellung.

Zusammenfassend ergeben sich für PV-Stromrichter nach [13] folgende Anpassungen des Prüfverfahrens für Kurzzeitflicker:

- Die Windgeschwindigkeit wird durch die jeweilige Primärleistung des dezentralen Erzeugers ersetzt.
- Nur bei WEA wird eine Gewichtung der Anlagenflickerbeiwerte entsprechend der Windverteilung und eine Zuordnung auf die vier Jahreswindgeschwindigkeitsklassen durchgeführt.
- Eine Zuordnung der Anlagenflickerbeiwerte auf die mittlere Jahreswindgeschwindigkeit wird nur bei WEA vorgenommen. Bei PV-Stromrichtern entfällt diese Gewichtung, es wird jeweils nur das 99 %-Perzentil angegeben.
- Flickerbestimmung erfolgt im Freifeld oder an einem Prüfstand.
- Sofern der Prüfstand einen AC-Netzsimulator beinhaltet, der eine Einstellung des Netzimpedanzwinkels auf die Werte 30°, 50°, 70° und 85° mit einer Toleranz von 2° ermöglicht, können die Flickerwerte für die zuvor genannten Winkel auch direkt durch jeweils einen Prüfablauf gemäß [13, Abschnitt E3.3] mit Hilfe eines Spannungs-Flickermeters nach IEC 61000-4-15 vermessen werden. Ansonsten muss das Stromflickerverfahren eingesetzt werden.

3.3.2 Prüfverfahren zur Bestimmung des Verhaltens bei Netzfehlern unter Nutzung eines AC-Netzsimulators

Netzfehler verursachen Spannungseinbrüche, deren Tiefe und Dauer von der Fehlerentfernung, der Netztopologie bzw. den Netzparametern und den Schutzparametern abhängen. Vor der Einführung der FRT-Funktionalität für dezentrale Anlagen im MS-Netz mussten sich diese aufgrund der Einstellungen des Entkopplungsschutzes sehr schnell im Falle einer Unterspannung vom Netz trennen oder haben sich aufgrund von Eigenschutzmaßnahmen abgeschaltet. Durch deren große Anzahl wird befürchtet, dass im Fehlerfall ein plötzlicher Verlust großer Erzeugungskapazitäten auftreten könnte. Deshalb wird von den dezentralen Einheiten nun auch die technische Fähigkeit erwartet, Fehler zu durchfahren, direkt nach Fehlerklärung mit der Wirkleistungsabgabe fortzufahren und Blindstrom zur Spannungsstützung während des Fehlers einzuspeisen. Das genaue Verhalten der Einheit während des Fehlers wird in Kapitel 3.4.2.1 beschrieben.

3.3.2.1 Anforderungen der Prüfrichtlinie

Abbildung 3.11 zeigt die gültige FRT-Kurve nach der BDEW-MSR für Anlagen des Typs II, dem auch PV-Stromrichter zugeordnet sind. Außerdem sind die Bereiche für die Prüfung an Einheiten nach FGW TR3 eingezeichnet. Für die Prüfung werden für die vier angegebenen Prüfbereiche aus Tabelle 3.2 mehrere Versuche mit veränderlichen Parametern durchgeführt:

- Symmetrische (dreiphasige) und unsymmetrische (zweiphasige) Fehler
- Wirkleistung der EZE vor dem Fehler zwischen 10 % und 30 % der Nennwirkleistung sowie > 90 % der Nennwirkleistung
- Verschiedene Einstellwerte der Blindstromstatik zur Spannungsstützung während des Fehlers

Die erfolgreiche Durchführung der FRT-Tests für das Einheitenzertifikat von PV-Stromrichtern ist nach ersten Erfahrungen für alle Beteiligten innerhalb des Zertifizierungsprozesses die größte Herausforderung. Dies ist auch für WEA der Fall. Neben den zahlreichen Versuchen und den

Auswertungen verschiedenster Parameter ist nicht zuletzt die richtlinienkonforme Generierung von Spannungseinbrüchen nach FGW TR3 für die Prüfung aufwendig.

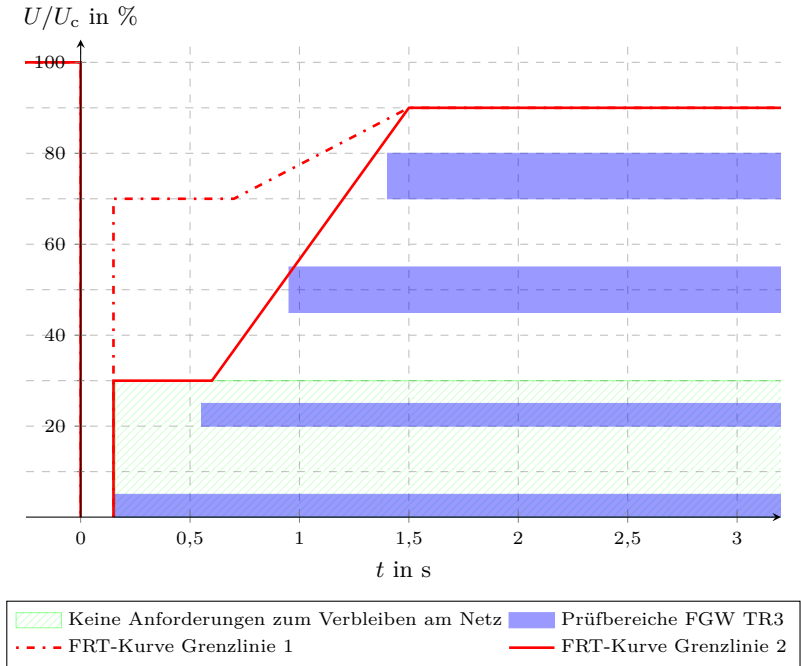


Abbildung 3.11: FRT-Kurve für Generatoren des Typs II nach BDEW-MSR sowie Prüfbereiche nach FGW TR3. U bezeichnet den kleinsten Wert der drei verketteten Spannungen, U_c ist die vereinbarte Versorgungsspannung. Eigene Darstellung basierend auf [8].

Tabelle 3.2: Übersicht der Spannungseinbruchstests für dezentrale Erzeuger nach [13, Tabelle 1 und 2]

Testnummer	Einbruchtiefe verkettete Spannung U/U_0	Fehlerdauer in ms für Typ 1	Fehlerdauer in ms für Typ 2
1	$\leq 0,05$	≥ 150	≥ 150
2	0,20 - 0,25	≥ 150	≥ 550
3	0,45 - 0,55	≥ 150	≥ 950
4	0,70 - 0,80	≥ 700	≥ 1400

3.3.2.2 Prüfeinrichtungen für die Nachbildung von Netzfehlern

Für die Nachbildung von Netzfehlern werden Prüfeinrichtungen eingesetzt, die Spannungseinbrüche erzeugen können, ohne die Umgebung negativ außerhalb von zulässigen Grenzen zu beeinflussen. Insbesondere wenn die Prüfeinrichtung einen direkten Anschluss an das öffentliche Netz hat, ergeben sich erhöhte Anforderungen. In Abhängigkeit der Nennleistung der zu prüfenden Erzeugungseinheit oder -anlage und der Spannungsebene an die die Prüfeinrichtung angeschlossen wird, ergeben sich unterschiedliche Ansätze für den Aufbau der Prüfeinrichtung. In [36] werden vier grundsätzliche Möglichkeiten für die Erzeugung von Spannungseinbrüchen beschrieben. Diese können in maschinen-, impedanz-, transformator- und vollumrichterbasierende Ansätze unterteilt werden.

Entsprechend der Norm IEC 61400-21 [37] muss bei FRT-Prüfungen die Nachbildung von Netzfehlern auf der MS-Ebene erfolgen. Dafür wird üblicherweise der in Abbildung 3.12 gezeigte impedanzbasierte Aufbau, bestehend aus einer Entkopplungs- (Z_1) und einer Kurzschlussimpedanz (Z_2), verwendet.

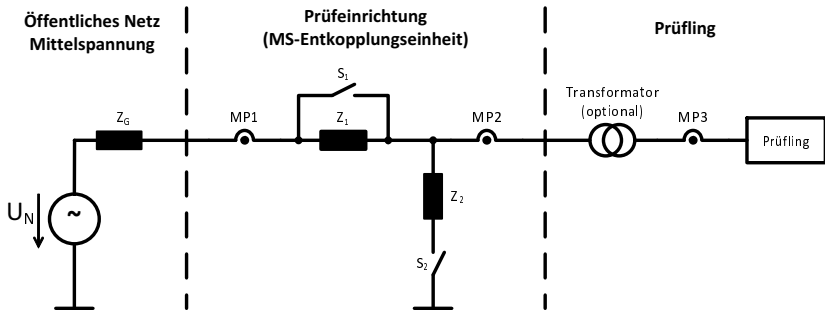


Abbildung 3.12: Einphasiges Ersatzschaltbild nach [13] einer impedanzbasierten Prüfeinrichtung zur Erzeugung von Spannungseinbrüchen auf MS-Ebene.

Durch Schließen des Schalters S_2 im Kurzschlusszweig der Prüfeinrichtung liegt am Prüfling eine geminderte Spannung entsprechend dem induktiven Spannungsteiler zwischen Z_1 und Z_2 an. Gleichzeitig dient die Impedanz Z_1 dazu, die Rückwirkungen auf das öffentliche Netz innerhalb der erlaubten Grenzen zu halten. Durch die einstellbare Induktivität der Impedanz Z_2 kann die Spannungstiefe variiert werden; durch zwei- oder

dreiphasiges Zuschalten von Z_2 können entsprechend zwei- oder dreiphasige Spannungseinbrüche erzeugt werden. Eine beispielhafte Umsetzung solch einer impedanzbasierten Prüfeinrichtung durch das *Fraunhofer IWES* ist in Abbildung 3.7 auf Seite 46 gezeigt.

In dieser Arbeit wird ein weiteres Prüfverfahren mitentwickelt, das speziell für kleinere dezentrale Erzeuger, die aus wirtschaftlichen und technischen Gründen nicht mit einer MSEE geprüft werden können, einsetzbar ist. Es handelt sich um eine Prüfeinrichtung mit einem auf Linearverstärkern basierenden AC-Netzsimulator, der die Spannungseinbrüche im Gegensatz zu der zuvor beschriebenen Variante nicht auf der MS-Ebene, sondern direkt auf der NS-Ebene erzeugt. Abbildung 3.13 zeigt die Prüfeinrichtung und den angeschlossenen PV-Stromrichter als Prüfling.

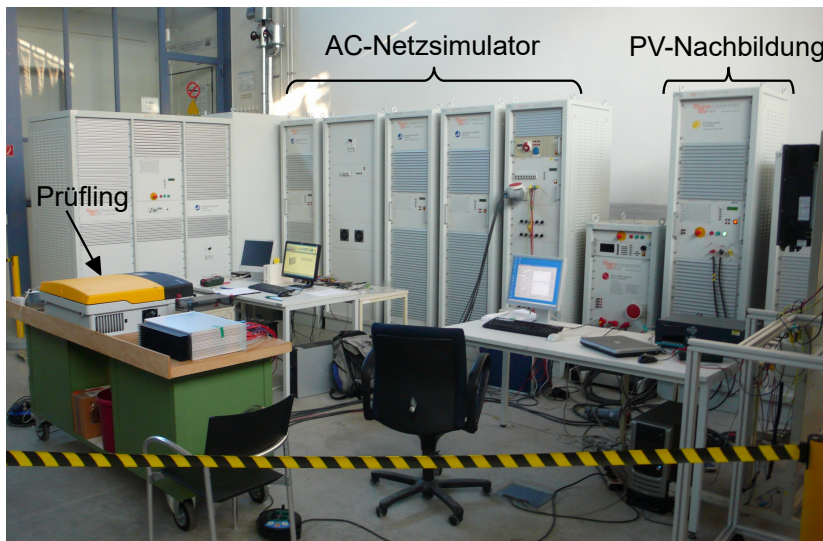


Abbildung 3.13: Prüfeinrichtung des *Fraunhofer IWES* zur Nachbildung von Netzfehlern auf der NS-Seite und zur Vermessung von PV-Stromrichtern nach der BDEW-MSR. Der *STP15000TL-10* der *SMA Solar Technology AG* wurde als Prüfling verwendet.

Die Art der Spannungseinbruchsnachbildung entspricht, nach den in [36] vorgestellten Kategorien, am ehesten dem vollumrichterbasierten Ansatz. Jedoch bieten linearverstärkerbasierte AC-Netzsimulatoren hinsichtlich den dynamischen Regelungseigenschaften erhebliche Vorteile gegenüber

getakteten Lösungen. Aufgrund des großen technischen Aufwands scheinen solche Prüfeinrichtungen nur für Prüflinge mit kleinerer Leistung bis etwa 200 kVA geeignet zu sein. Im *Design-Zentrum Modulare Versorgungstechnik* (DeMoTec) des *Fraunhofer IWES* können dezentrale Erzeuger bis 90 kVA mit dieser Art Prüfeinrichtung geprüft werden.

Abbildung 3.14 zeigt den elektrischen Aufbau dieser Prüfeinrichtung. Der AC-Netzsimulator besteht pro Leiter aus einer Spannungsquelle mit niederohmigem Ausgang. Zur Nachbildung der Netzimpedanz kann ein konfigurierbares physikalisches Impedanznetzwerk nachgeschaltet werden.

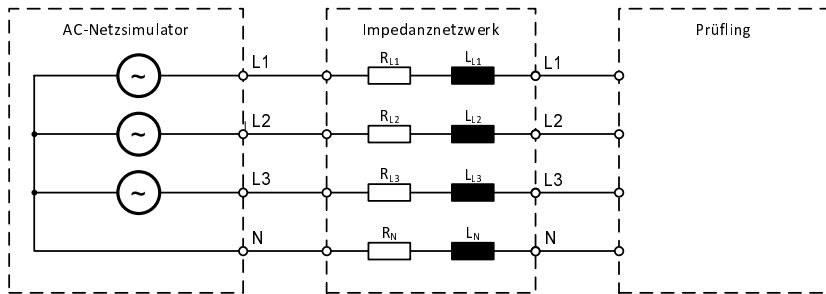


Abbildung 3.14: Elektrisches Ersatzschaltbild der Prüfeinrichtung zur Erzeugung von Spannungseinbrüchen auf der NS-Seite (AC-Netzsimulator mit Impedanznetzwerk). Eigene Darstellung.

Das Verhältnis des induktiven zum ohmschen Anteils der eingestellten Netzimpedanz bestimmt den Netzimpedanzwinkel, der Betrag der Netzimpedanz die Netzkurzschlussleistung. Die Impedanzen der jeweiligen Leiter können unabhängig voneinander eingestellt werden. Die Auswahl erfolgt in diskreten Schritten von 7,5 mΩ für den ohmschen und von 4,69 mΩ für den induktiven Anteil. Die maximale Impedanz Z_{\max} addiert sich nach Gleichung 3.4 aus den Impedanzen der Leiter und des Neutralleiters.

$$Z_{L_{\max}} = 0,25 \, \Omega + j0,16 \, \Omega \quad (3.2)$$

$$Z_{N_{\max}} = 0,15 \, \Omega + j0,09 \, \Omega \quad (3.3)$$

$$Z_{\max} = Z_{L_{\max}} + Z_{N_{\max}} = 0,40 \, \Omega + j0,25 \, \Omega \quad (3.4)$$

Die Prüfeinrichtung zeigt insbesondere im transienten Bereich ein sehr gutes Überlastverhalten, was für die Ein- und Austrittsvorgänge des

Spannungseinbruchs hilfreich ist. Bei einer Nennscheinleistung von 3×30 kVA der verwendeten Anlage kann eine kurzzeitige Scheinleistung im Minutenbereich von 3×60 kVA geliefert werden. Im transienten Bereich von einigen Millisekunden steht sogar eine Spitzennennscheinleistung von 3×220 kVA zur Verfügung.

3.3.2.3 Transformation der Spannungseinbrüche auf die NS-Ebene³

Bei Verwendung der zuvor beschriebenen Prüfeinrichtung können die Spannungseinbrüche nicht auf der MS-Ebene generiert werden, wie es eigentlich von den Prüfnormen gefordert wird. Deshalb wurde in [13, Annex F. 2] erlaubt, FRT-Prüfungen auch auf der NS-Ebene durchzuführen. Es muss sichergestellt werden, dass die Spannungsverläufe identisch zu Spannungseinbrüchen sind, die im MS-Netz generiert und über einen MS/NS-Transformator transformiert werden würden. Insbesondere muss bei unsymmetrischen Spannungseinbrüchen die Schaltgruppe des Transformators (Dd oder Dy) beachtet werden.

Für die Transformation der Netzfehler von der MS- auf die NS-Seite ist es im ersten Schritt notwendig, die Fehlertypen, die durch eine MS-Prüfeinrichtung generiert werden können, eindeutig zu beschreiben. Entsprechend der Kategorisierung in [38] können die Fehlertypen auf Typ A für symmetrische und Typ C für unsymmetrische Fehler eingegrenzt werden. Abbildung 3.15 zeigt die Veränderung der Spannungszeiger bei diesen Fehlertypen.

Gleichung 3.5 beschreibt das Verhältnis h der Spannungsamplituden zwischen der fehlerbehafteten Außenleiterspannung und der Außenleiterspannung im Nennbetrieb bei symmetrischen Fehlern.

$$h_{\text{symm}} = \frac{\hat{U}_{12,\text{F}}}{\hat{U}_{12}} = \frac{\hat{U}_{23,\text{F}}}{\hat{U}_{23}} = \frac{\hat{U}_{31,\text{F}}}{\hat{U}_{31}} \quad (3.5)$$

Bei unsymmetrischen Fehlern hingegen wird dieses Verhältnis nur auf die fehlerhafte Außenleiterspannung bezogen. Für den angenommenen Fehler in Abbildung 3.15 zwischen L2 und L3 gilt dann Gleichung 3.6.

³basiert auf [50]

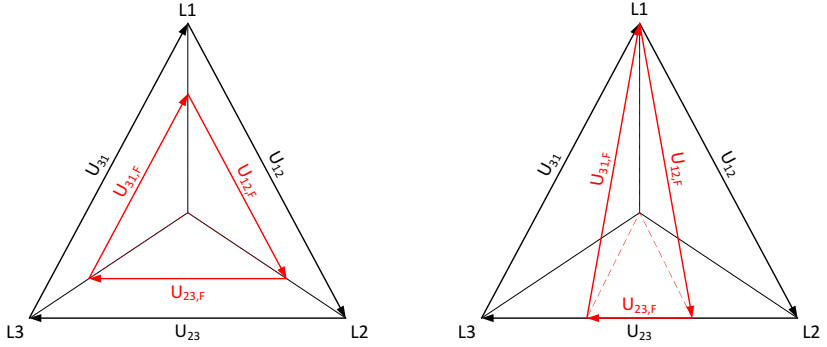


Abbildung 3.15: Erzeugbare Fehlertypen für symmetrische (links) und unsymmetrische (rechts) Fehler ohne Erdschluss durch MS-Prüfeinrichtungen. Eigene Darstellung.

$$h_{\text{unsymm}} = \frac{\hat{U}_{23,F}}{\hat{U}_{23}} \quad (3.6)$$

Die veränderte Amplitude der nicht vom Fehler betroffenen Außenleiter-spannungen $\hat{U}_{12,F}$ und $\hat{U}_{31,F}$ im unsymmetrischen Fehlerfall können mit Gleichung 3.7, die Winkeländerung mit Gleichung 3.8 berechnet werden. Eine ausführliche Herleitung ist in Anhang A.3 zu finden.

$$\hat{U}_{12,F} = \hat{U}_{31,F} = \hat{U}_{LL} \cdot \sqrt{\frac{h_{\text{unsymm}}^2 + 3}{4}} \quad (3.7)$$

$$\Delta\varphi = \frac{\pi}{6} - \varphi_F = \frac{\pi}{6} - \arctan\left(\frac{h_{\text{unsymm}}}{\sqrt{3}}\right) \quad (3.8)$$

Die Außenleiterspannungen im Nennbetrieb können mit Gleichung 3.9 berechnet werden.

$$\begin{pmatrix} U_{12}(t) \\ U_{23}(t) \\ U_{31}(t) \end{pmatrix} = \hat{U}_{LL} \cdot \begin{pmatrix} \cos\left(\omega t - \frac{\pi}{3}\right) \\ \cos(\omega t - \pi) \\ \cos\left(\omega t + \frac{\pi}{3}\right) \end{pmatrix} \quad (3.9)$$

Bei unsymmetrischen Fehlern ergibt sich Gleichung 3.10 für die Berechnung der Außenleiterspannungen.

$$\begin{pmatrix} U_{12,F}(t) \\ U_{23,F}(t) \\ U_{31,F}(t) \end{pmatrix} = \hat{U}_{LL} \cdot \begin{pmatrix} \sqrt{\frac{h^2+3}{4}} \\ h \\ \sqrt{\frac{h^2+3}{4}} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \cos(\omega t - \frac{\pi}{3} + \varphi_F) \\ \cos(\omega t - \pi) \\ \cos(\omega t + \frac{\pi}{3} - \varphi_F) \end{pmatrix} \quad (3.10)$$

Da MS/NS-Transformatoren in der Praxis sowohl als Dy- als auch als Dd-Transformatoren ausgeführt sein können, ergeben sich auf der NS-Ebene unterschiedliche Werte für die Amplitude und Phasenlage der Spannungen bei gleichem Netzfehler auf der MS-Ebene. Deshalb sollten bei FRT-Prüfungen beide Schaltgruppen geprüft werden.

Zur Berechnung der Sekundärspannungen wird Gleichung 3.11 verwendet, wobei die Transformationsmatrix \mathbf{T} von der eingesetzten Schaltgruppe abhängt.

$$\begin{pmatrix} \underline{U}_{12s}(t) \\ \underline{U}_{23s}(t) \\ \underline{U}_{31s}(t) \end{pmatrix} = \frac{1}{\ddot{u}} \cdot \mathbf{T} \cdot \begin{pmatrix} \underline{U}_{12p}(t) \\ \underline{U}_{23p}(t) \\ \underline{U}_{31p}(t) \end{pmatrix} \quad (3.11)$$

Für eine Nennspannung von 20 kV (MS-Ebene) und 400 V (NS-Ebene) sind in Abbildung 3.16 die Zeigerdiagramme für den Ausgangszustand ohne Fehler und für einen unsymmetrischen Fehler für einen Dy5-Transformator sowie in Abbildung 3.17 für einen Dd0-Transformator gezeigt. Die Berechnung erfolgte per selbsterstelltem MATLAB®-Skript und mit folgenden Transformationsmatrizen nach [39].

$$\ddot{u} = \frac{U_p}{U_s} = \frac{20000 \text{ V}}{400 \text{ V}} = 50 \quad (3.12)$$

$$\mathbf{T}_{Dy5} = -\frac{1}{\sqrt{3}} \cdot \begin{pmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & 1 & -1 \\ -1 & 0 & 1 \end{pmatrix} \quad (3.13)$$

$$\mathbf{T}_{Dd0} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} \quad (3.14)$$

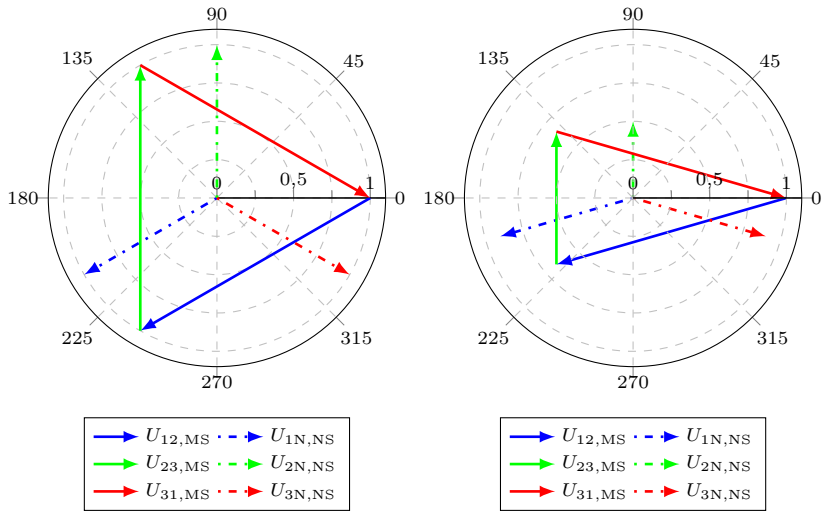


Abbildung 3.16: Spannungszeiger auf MS- und NS-Ebene für Dy5-Transformator (links ohne Fehler, rechts mit Fehler und $h_{\text{unsymm}} = 0,5$). Eigene Berechnung und Darstellung.

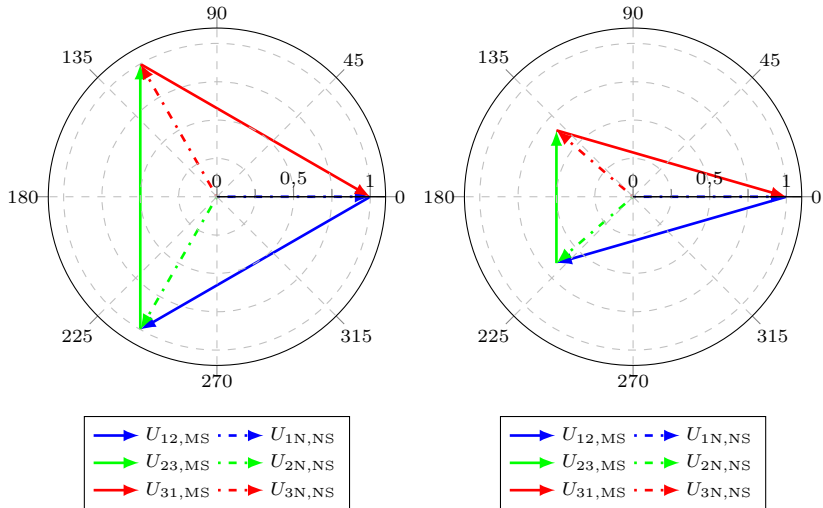


Abbildung 3.17: Spannungszeiger auf MS- und NS-Ebene für Dd0-Transformator (links ohne Fehler, rechts mit Fehler und $h_{\text{unsymm}} = 0,5$). Eigene Berechnung und Darstellung.

Die Änderung der Amplituden und Phasenwinkel bei unsymmetrischen Fehlern hängt von der Einbruchtiefe h_{unsymm} ab. In Abbildung 3.18 ist dies für einen Dy5- und einen Dd0-Transformator berechnet. Die unterschiedlichen Auswirkungen der verschiedenen Schaltgruppen der Transformatoren sind deutlich zu erkennen. Aufgrund der Vorgabe der Spannungen mit dem AC-Netzsimulator werden auch für den Dd0-Transformator die Leiter-Neutral-Spannungen betrachtet. Auf Grundlage dieser Berechnungsergebnisse können die Spannungsverläufe am AC-Netzsimulator programmiert werden. Es muss sowohl Amplitude als auch Phasenlage jedes Leiters des AC-Netzsimulators individuell und unabhängig voneinander geregelt werden können.

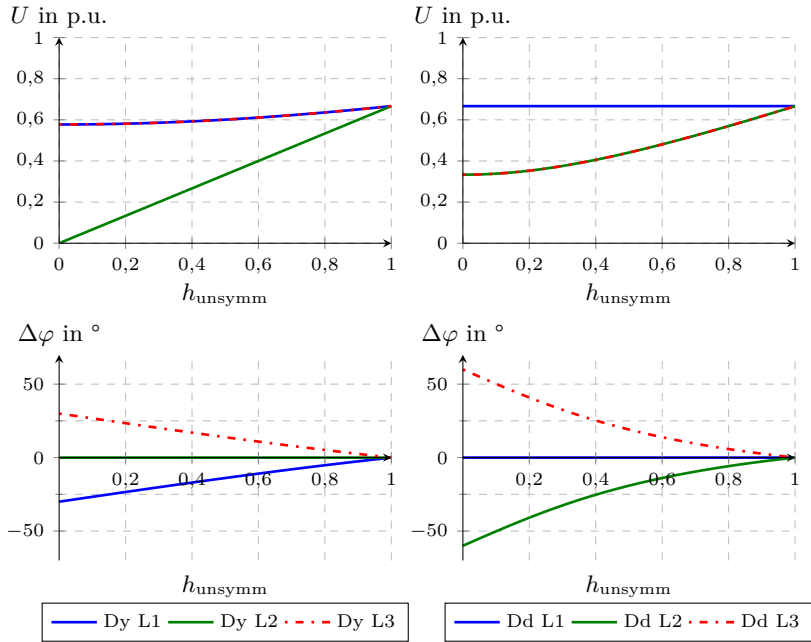


Abbildung 3.18: Verlauf der Spannungsamplitude und Winkeländerung auf NS-Seite bei unsymmetrischen Netzfehlern auf MS-Seite. Eigene Berechnung und Darstellung.

Die Spannungsverläufe eines beispielhaften Spannungseinbruchs sind in Abbildung 3.19 gezeigt. Die Messung erfolgte im Leerlauf. Der Spannungseinbruch beginnt bei einer Phasenlage von 90° der Phase L1. Die Phasenlage und Länge des Einbruchs können frei eingestellt werden. Um

den gewünschten Verlauf der Spannungen am Netzsimulator zu erhalten, müssen die Verstärker über Algorithmen mit entsprechenden Befehlen angesteuert werden, die im Rahmen dieser Arbeit implementiert wurden. Weiter zeigen die Messungen, dass Spannungsamplitude und Phasenwinkel jeder einzelnen Phase mit sehr hoher Änderungsgeschwindigkeit ($\geq 30 \text{ V}/\mu\text{s}$) geregelt werden.

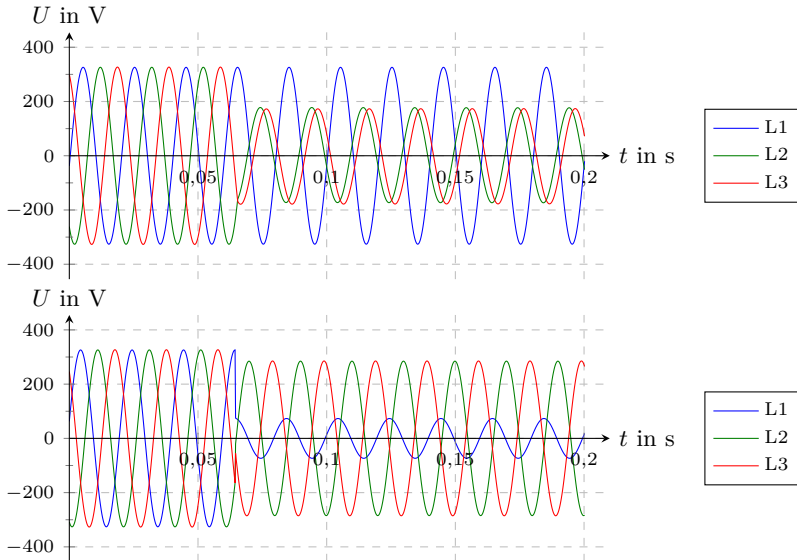


Abbildung 3.19: Leerlaufmessungen am AC-Netzsimulator zur Prüfung von unsymmetrischen Netzfehlern der Testnummer 2 nach Tabelle 3.2. Oberer Verlauf bei angenommenem Dd-Transformator, unterer Verlauf bei angenommenen Dy-Transformator. Eigene Messung, Auswertung und Darstellung.

Bei einer Messung mit Prüfling muss für die Nachbildung des NAPs der Einheit ein Impedanzwert an dem Impedanznetzwerk des AC-Netzsimulators eingestellt werden. Es werden hierfür die Netzelemente ab der Fehlerstelle bis hin zur Einheit miteinbezogen:

- MS/NS-Transformator des PV-Parks: Impedanz bestimmt durch u_k und u_r
- Leitung zwischen Anlagen-Transformator und Einheit auf der NS-Seite bestimmt durch Leitungslänge und Kabelparameter

3.4 Elektrische Eigenschaften dezentraler Erzeuger nach BDEW-MSR

In der BDEW-MSR werden statische und dynamische Anforderungen an dezentrale Erzeuger beschrieben. Diese können wie nachfolgend eingeordnet werden:

- Vorgabe der Wirk- und Blindleistung
 - Wirkleistungsabgabe
 - * Reduzierung entsprechend Sollwert vom Netzbetreiber
 - * Reduzierung bei Überfrequenz
 - Blindleistungsbereitstellung
 - * Q- oder $\cos \varphi$ -Sollwert vom Netzbetreiber
 - * Kennlinie (Q(U) oder $\cos \varphi$ (P))
- Netzurückwirkungen
 - Schalthandlungen
 - Flicker
 - Oberschwingungen, Zwischenharmonische und höherfrequente Anteile
- Netzschutz / Entkopplungsschutz
- Zuschaltbedingungen
- Verhalten bei Netzfehlern (FRT)

Im Weiteren sollen die wichtigsten Funktionalitäten für einen Beitrag dezentraler Erzeuger zur Netzintegration beschrieben werden. Insbesondere wird hierbei auf die Wirkleistungsabgabe, das Verhalten bei abweichenden Netzfrequenzen, die Blindleistungsbereitstellung sowie das Verhalten bei Netzfehlern eingegangen. Für eine Darstellung des Verhaltens von dezentralen Erzeugern werden Messergebnisse des PV-Stromrichters *Sunny Tripower 15000TL (STP15000TL-10)* der *SMA Solar Technology AG (SMA)* genutzt. Die Ergebnisse wurden durch den Autor am *Fraunhofer IWES* bei akkreditierten Messungen nach der Richtlinie FGW TR3 im Rahmen des Zertifizierungsprozesses erzielt. Dieser PV-Stromrichter für dezentrale Anlagenkonzepte erhielt als einer der ersten Stromrichter aus dem PV-Bereich ein EZE-Zertifikat.

3.4.1 Stationäre Anforderungen

Stationäre Anforderungen betreffen die Vorgabe der Wirk- und Blindleistung zur Unterstützung des Netzbetriebs. Dabei wird nur eine Reduzierung der abgegebenen Wirkleistung gefordert. Durch die Blindleistungsbereitstellung wird zur Spannungshaltung im Netz beigetragen.

3.4.1.1 Wirkleistungsabgabe

Bei bestimmten Situationen im Netz ist es unerlässlich, dass Anlagen mit einer reduzierten Leistung betrieben werden können. Gründe hierfür können laut [8, Kap. 2.5.3] *„potentielle Gefahren für den sicheren Systembetrieb, Engpässe bzw. Gefahren von Überlastungen im Netz des Netzbetreibers, Gefahr einer Inselnetzbildung, Gefährdungen der statischen oder der dynamischen Netzstabilität und systemgefährdende Frequenzanstiege“* sein. Weiter kann nach [8, Kap. 2.5.3] die Leistungsabregelung bei *„Instandsetzungen bzw. Durchführung von Baumaßnahmen und im Rahmen des Erzeugungs-, Einspeise- oder Netzsicherheitsmanagements“* erfolgen.

Die Umsetzung erfolgt in der BDEW-MSR durch drei wesentliche Anforderungen hinsichtlich der Wirkleistungsabregelung. Entweder hat die Reduzierung der Wirkleistung auf Anforderung des Netzbetreibers zu erfolgen (Kapitel 3.4.1.1.1) oder automatisch aufgrund einer zu hohen Netzfrequenz (Kapitel 3.4.1.1.2). Die dritte Anforderung kommt nach einer Spannungslosigkeit zum Tragen, indem ein verzögerter rampenförmiger Anstieg der Wirkleistung (Kapitel 3.4.1.1.3) gefordert wird.

Da bei WEAs und PV-Anlagen die Wirkleistung vom Primärenergieangebot abhängig ist, wird durch intelligente Maximum-Power-Point (MPP) Tracking-Verfahren versucht, die maximal verfügbare Leistung ins Netz einzuspeisen. Im Falle einer Wirkleistungsreduzierung muss die Einheit diesen MPP verlassen und kann nicht die vollständig verfügbare Leistung einspeisen. Technisch gesehen stellt dies im Falle von PV-Stromrichtern keine große Anforderung dar, jedoch ergeben sich finanzielle Verluste bei der Einspeisevergütung. Im Falle einer gezielten Reduzierung durch den Netzbetreiber werden diese ausgeglichen, bei Reduzierung aufgrund der Frequenz und nach einem Netzausfall gibt es keine Kompensationsmaßnahmen. Jedoch sind die zu erwartenden Einspeisevergütungsverluste nach momentanen Erfahrungen bei den beiden letztgenannten Ursachen eher gering.

3.4.1.1.1 Reduzierung der Einspeiseleistung durch den Netzbetreiber

Die Reduktion der Wirkleistung durch den Netzbetreiber stellt eine selektive und per Fernsteuerung ausgelöste Funktionalität dar. Dadurch sollen unter anderem Netzengpässe, die gegebenenfalls zu einer Überlastung von Netzbetriebsmitteln führen, vermieden werden.

Gemäß [8, Kap. 2.5.3] muss die Reduzierung in Stufen von höchstens 10 % der vereinbarten Anschlusswirkleistung P_{AV} möglich sein. Die Umsetzung eines Sollwerts hat unverzüglich, jedoch innerhalb einer Minute zu erfolgen. Die Einheit muss fähig sein, ihre Leistung bis zu 10 % ihrer vereinbarten Anschlusswirkleistung ohne Netztrennung reduzieren zu können. Die Vorgabe des Sollwertsignals durch den Netzbetreiber kann über verschiedene Kommunikationstechnologien erfolgen, z. B. potentialfreie Wechslerkontakte oder analoge Stromschnittstellen. Vorgegeben werden diese durch den Netzbetreiber, aktuell sind keine einheitlichen Standards umgesetzt. Aufgrund der hohen Anzahl von Verteilungsnetzbetreibern und den daraus resultierenden vielfältigen Kommunikationsanforderungen ist es für Hersteller von dezentralen Erzeugungsanlagen notwendig, diese unterschiedlichen Kommunikationstechnologien in ihr Anlagenmanagement einzubeziehen.

Gebräuchliche Werte für die Vorgabe sind 100 %, 60 %, 30 % und 0 %. Größere PV- oder Windparks bestehen aus zahlreichen einzelnen Einheiten. Diese Einheiten werden durch einen sogenannten Park-Regler gesteuert. In diesem Fall würde der Park-Regler die Signale vom Netzbetreiber zur Leistungsreduzierung erhalten und entsprechende Sollwerte an die einzelnen Einheiten innerhalb des Parks weiterreichen. Bei der Bestimmung der Einstellzeit muss natürlich die gesamte Kommunikationskette vom Empfang des Sollwertsignals durch den Park-Regler bis hin zum Einregeln der Ausgangsleistung ins Toleranzband (± 5 % der Nennwirkleistung um den Sollwert) durch die Einheit berücksichtigt werden.

In der aktuellen Anwendungsregel [9] für Anlagen mit Anschluss an das NS-Netz wird eine Wirkleistungsvorgabe durch den Netzbetreiber nur für Anlagen ab 100 kVA gefordert. Jedoch wird im EEG 2012 für alle PV-Anlagen eine Funktionalität der Wirkleistungsreduktion gefordert. Bei Anlagen bis 30 kW_p kann dies wahlweise durch eine generelle Begrenzung der Wirkleistung des Stromrichters auf 70 % der PV-Generatorleistung oder einer kommunikationstechnischen Anbindung an den Netzbetreiber geschehen. Bei Anlagen größer 30 kW_p ist nur die Vorgabe durch den

Netzbetreiber zugelassen. Aufgrund der großen Anzahl kleinerer Anlagen ist eine sinnvolle Einbindung und Nutzung dieser Funktionalität durch den Netzbetreiber noch nicht abschließend geklärt und ist Bestandteil aktueller Diskussionen. Jedoch ist die Forderung nach Steuerungsmöglichkeiten zum jetzigen Zeitpunkt vertretbar, um eine kostenintensive spätere Nachrüstung zu vermeiden.

3.4.1.1.2 Reduzierung der Einspeiseleistung bei Überfrequenz

Im Gegensatz zur zuvor beschriebenen selektiven Wirkleistungsreduktion durch den Netzbetreiber stellt die Wirkleistungsreduktion bei Überfrequenz eine autonome, systemübergreifende Funktionalität zur Unterstützung der Netzstabilität dar. Bei einem zu starken Anstieg der Netzfrequenz, die durch die vorhandene, konventionelle Netzregelung des Verbundnetzes nicht ausgeglichen werden kann, müssen dezentrale Erzeuger beginnend bei einer Frequenz von 50,20 Hz die momentane Wirkleistung um 40 % pro Hz reduzieren. Erst nach Absinken der Netzfrequenz unter 50,05 Hz darf die verfügbare Primärenergieleistung wieder vollständig eingespeist werden.

Die zu reduzierende Leistung Δp kann entsprechend Gleichung 3.15 berechnet werden. Dabei entspricht P_M der aktuell eingespeisten Wirkleistung sobald erstmals die Frequenz von 50,20 Hz erreicht wird. Dieser Wert bleibt Grundlage für die Berechnung der Leistungsreduktion, auch wenn sich Änderungen des Primärenergieangebots ergeben.

$$\Delta p = 20 \cdot P_M \cdot \frac{50,20 \text{ Hz} - f_{\text{Netz}}}{50,00 \text{ Hz}} \quad (3.15)$$

Zur Überprüfung der vorgegebenen Kennlinie müssen laut [13] verschiedene Frequenzbereiche, wie in Abbildung 3.20 gezeigt, angefahren werden. Die geforderte Hysterese bei sinkender Netzfrequenz ist sehr gut erkennbar. Die Leistungseinspeisung darf nicht erhöht werden, solange sich die Frequenz über 50,05 Hz befindet. Jedoch kann die Wirkleistung bei einem Unterschreiten dieser Frequenzgrenze ohne Verzögerung an das vorhandene Primärenergieangebot angepasst werden. Da PV-Stromrichter, aber auch WEAs, üblicherweise über sehr schnelle MPP-Tracker verfügen, ist ein sehr schnelles Ansteigen der Wirkleistung innerhalb weniger Sekunden zu erwarten.

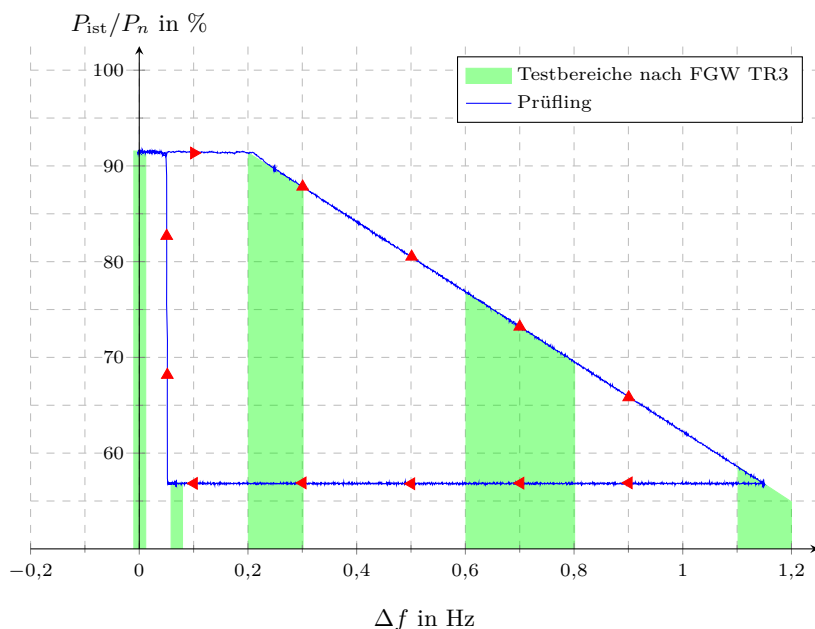


Abbildung 3.20: Gemessener Verlauf der Wirkleistung in Abhängigkeit der Frequenzdifferenz $\Delta f = f_{\text{ist}} - f_n$ an einem AC-Netzsimulator mit dem PV-Stromrichter *STP 15000TL-10*. Eigene Messung, Auswertung und Darstellung.

Abbildung 3.21 zeigt das angewendete Prüfverfahren. Die Frequenz wird mit einer Steigung von 0,225 Hz/min verändert und innerhalb der Prüfbereiche für 30 s auf dem Mittenwert des Bereichs konstant gehalten. Zur Bestimmung des Gradienten der Leistungsreduzierung werden die in Abbildung 3.21 eingezeichneten Punkte verwendet.

Bei Stromrichtern, die direkt am öffentlichen Netz gemessen werden, wird für die Überprüfung der Frequenzbereiche die Nennfrequenz über die Software der Geräte derart angepasst, dass sich die Frequenzabweichung entsprechend ergibt. Für Prüflinge, die an einem AC-Netzsimulator geprüft werden, kann die Netzfrequenz im Betrieb des Prüflings kontinuierlich verändert werden.

Für Einheiten und Anlagen am NS-Netz wird ebenfalls eine Abregelung der Leistung bei Überfrequenz gefordert. Die Abregelung hat auch

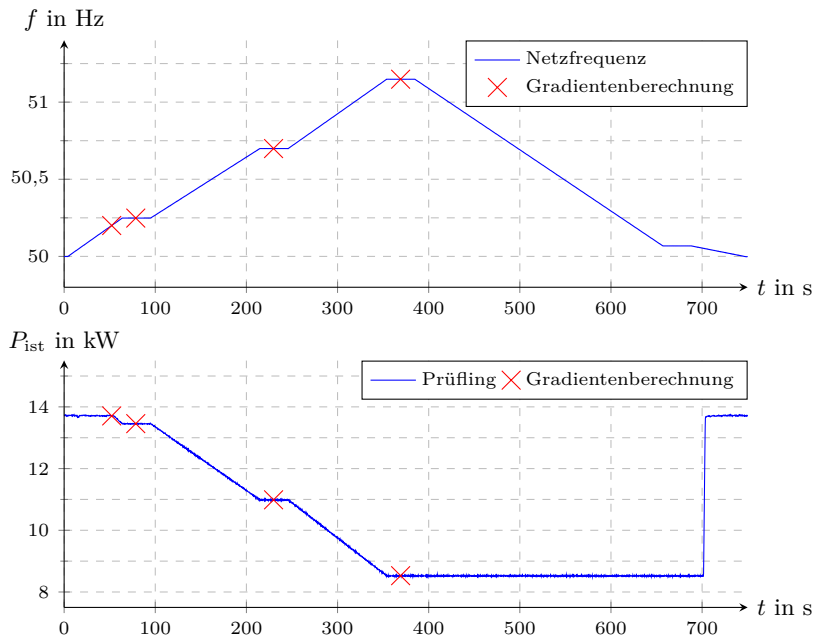


Abbildung 3.21: Zeitlicher Verlauf der Netzfrequenz und der eingespeisten Wirkleistung des *STP 15000TL-10*. Prüfablauf entsprechend FGW TR3. Eigene Messung, Auswertung und Darstellung.

mit 40 % pro Hz zu erfolgen. Jedoch entfällt die aus der BDEW-MSR bekannte Hysterese, die Anlagen müssen sich nun permanent auf der Frequenzkennlinie bewegen [9, Kap. 5.7.3.3]. Nach einem Unterschreiten des Frequenzwerts von 50,20 Hz darf die Wirkleistung nur mit 10 % der maximalen Wirkleistung der Anlage pro Minute gesteigert werden. Dieses Verhalten scheint systemtechnisch verträglicher zu sein, da sehr schnelle Leistungsgradienten vermieden werden. Dies sollte bei einer Überarbeitung der BDEW-MSR berücksichtigt werden.

3.4.1.1.3 Wirkleistungsgradient beim Wiederaufahren

Nach Großstörungen aber auch lokalen Ereignissen, die zu einer Spannungslosigkeit der Einheit oder Anlage geführt haben, ist es hilfreich, wenn dezentrale Erzeuger mit großer Leistung nicht sofort mit dem vollen zur Verfügung stehenden Primärenergiepotential einspeisen. Vielmehr

wird die Einspeiseleistung über einen längeren Zeitraum kontinuierlich gesteigert. Dadurch soll sich das im Wiederaufbau befindende oder geschwächte Netz nicht durch einen zu schnellen Leistungsanstieg der zahlreichen und weitgehend gleichzeitig zuschaltenden Anlagen negativ beeinflusst werden. Aktuell wird nach der BDEW-MSR ein Gradient von $\leq 10\%$ der Nennwirkleistung pro Minute gefordert. Abbildung 3.22 zeigt den messtechnischen Nachweis dieser Funktionalität mit dem PV-Stromrichter *STP 15000TL-10*.

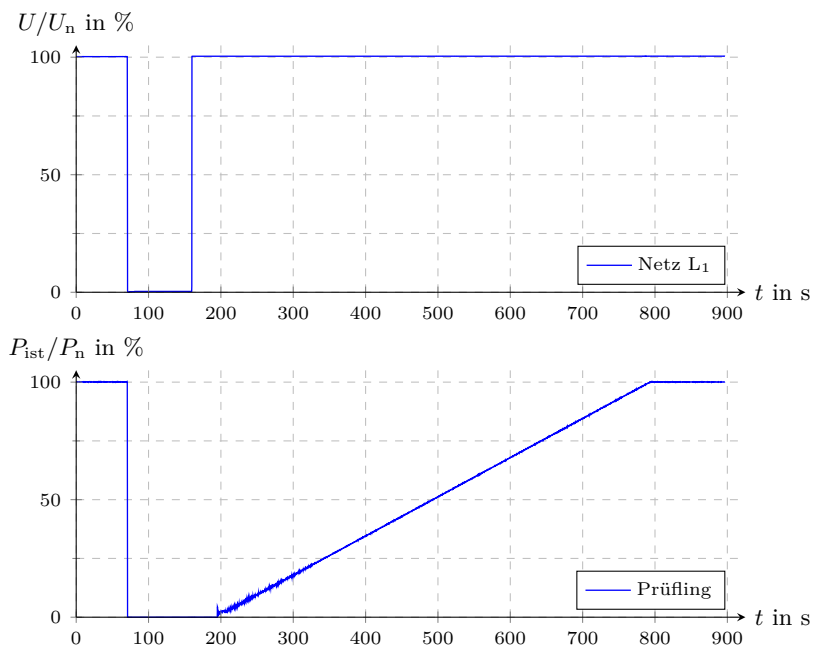


Abbildung 3.22: Gemessener Verlauf der Wirkleistung in % (bezogen auf die Nennwirkleistung bei $\cos \varphi = 1$) beim Wiederaufstart nach Spannungslosigkeit an einem AC-Netzsimulator mit dem *STP 15000TL-10* als Prüfling. Die Wiederschaltzeit wurde manuell für die Messung verkürzt. Eigene Messung, Auswertung und Darstellung.

Eine Spannungsunterbrechung wird während des Einspeisebetriebs vollzogen. Der PV-Stromrichter trennt sich richtlinienkonform vom Netz. Nach Spannungswiederkehr und Überprüfung der Zuschaltbedingungen durch den Stromrichter ($U_{\text{Netz}} \geq 0,95 \cdot U_n$ und $47,5 \text{ Hz} \leq f_{\text{Netz}} < 50,05 \text{ Hz}$ nach [8]) erfolgt ein rampenförmiger Anstieg der Einspeisung.

Eine Schwarzstartfähigkeit der Einheiten selbst wird aktuell nicht gefordert. Dies hat zur Folge, dass diese Aufgabe weiterhin durch schwarzstartfähige konventionelle Kraftwerke übernommen werden muss. Dadurch müssen die dezentralen Erzeuger nicht für eine Inselnetzbildung ausgelegt sein. Sobald sich die Spannung und Frequenz in einem zulässigen Bereich befinden, kann die Anlage als Stromquelle den Einspeisebetrieb wiederaufnehmen. Für die langfristige Umsetzung eines dezentralen Energiekonzepts muss jedoch auch die Schwarzstartfähigkeit dezentraler Erzeuger mitberücksichtigt werden. Wie genau eine Umsetzung aussehen könnte, wird aktuell im Bereich der Forschung und Entwicklung diskutiert und wird in dieser Arbeit nicht weiter beleuchtet.

3.4.1.2 Blindleistungsbereitstellung

Die stark wachsende Integration von dezentralen Erzeugern in Verteilungsnetze zieht die zunehmende Herausforderung der Spannungshaltung nach sich. Dies liegt im Aufgabenbereich des Verteilungsnetzbetreibers. Dieser muss die Spannung in vertraglichen Grenzen nach DIN EN 50160 halten. Für die Spannungshaltung stehen dem Verteilungsnetzbetreiber im MS-Netz unterschiedliche Möglichkeiten zur Verfügung. Neben der Möglichkeit der Spannungsregelung am Stufenschalter des Transformators zwischen HS- und MS-Netz kann die Spannungshaltung durch gezielte Blindleistungsbereitstellung von dezentralen Erzeugern unterstützt werden (siehe Kapitel 2.5.2).

3.4.1.2.1 Blindleistungsbereich

Von PV-Anlagen wurde bis zum Jahr 2008 in der MS und bis zum Jahr 2012 in der NS keine Blindleistungsbereitstellung gefordert. Die BDEW-MSR fordert einen minimalen Verschiebungsfaktor von 0,95 über- und unterregt am NAP. Für Erzeuger mit Anschluss an das NS-Netz ist der geforderte Blindleistungsbereich von der Nennscheinleistung des Erzeugers abhängig und muss maximal den Bereich von $0,90_{\text{ind}}$ bis $0,90_{\text{kap}}$ abdecken. Bei Anschluss an die MS wird die Blindleistungsbereitstellung am NAP bewertet. Insbesondere in größeren PV-Parks muss bei der Auslegung berücksichtigt werden, dass der Blindleistungsbedarf von Kabeln und Transformatoren ausgeglichen werden muss. Dadurch muss der verfügbare Blindleistungsbereich der PV-Stromrichter größer sein als die Forderung am NAP. Natürlich können hierfür auch zusätzliche Geräte, wie z. B. STATCOMs, eingesetzt werden.

Tabelle 3.3 fasst die Anforderungen hinsichtlich Blindleistungsbereich und Einstellart zusammen. Bei Einheiten mit einer Nennscheinleistung kleiner gleich 3,68 kVA ist zu beachten, dass diese nach DIN EN 50438 keine Vorgabe der Blindleistung durch den Netzbetreiber erhalten.

Tabelle 3.3: Bereich der Blindleistungsbereitstellung durch dezentrale Erzeuger im MS- und NS-Netz nach [8] und [9].

	Niederspannung ¹			Mittelspannung
		3,68 kVA		
Nennscheinleistung	$S_n \leq 3,68 \text{ kVA}$	$\leq S_n \leq 13,8 \text{ kVA}$	$S_n \geq 13,8 \text{ kVA}$	alle Einheiten
Einstellbereich	nach DIN EN 50438 ²	0,95 _{ind} bis 0,95 _{kap}	0,90 _{ind} bis 0,90 _{kap}	0,95 _{ind} bis 0,95 _{kap}
Einstellart	fixer $\cos \varphi$	$\cos \varphi (P)$ - Kennlinie	$\cos \varphi (P)$ - Kennlinie	alle Verfahren

¹ Blindleistungsbereitstellung bei einer Wirkleistungseinspeisung $\geq 20\%$ der Bemessungswirkleistung

² Verschiebungsfaktor des Erzeugers muss bei Wirkleistungen $\geq 20\%$ der Bemessungswirkleistung zwischen 0,95_{ind} und 0,95_{kap} liegen, jedoch keine Vorgabe durch den Netzbetreiber

Begrenzendes Element bei der Blindleistungsbereitstellung stellt die Stromtragfähigkeit eingesetzter Bauelemente wie Leistungshalbleiter, Freilaufdioden und Induktivitäten des Stromrichters dar. Insbesondere Planer von PV-Anlagen müssen bei einer Auslegung in Betracht ziehen, dass eine Anpassung der Scheinleistung der Stromrichter vorzunehmen ist, da die Blindleistungsbereitstellung den Vorrang vor der Wirkleistungseinspeisung hat. Weiter können auch Topologien, die speziell für einen besonders hohen Wirkungsgrad entwickelt worden sind, nicht grundsätzlich einen Blindstrom bereitstellen. Eine Anpassung dieser wird deshalb notwendig, jedoch sollte dies vornehmlich Geräte im kleinen Leistungsbereich betreffen.

Zur Bestimmung des Blindleistungsbereichs eines dezentralen Erzeugers nach FGW TR3 ist gefordert, die maximale induktive und kapazitive Blindleistung über den gesamten Bereich der Wirkleistungseinspeisung messtechnisch zu ermitteln. Dazu sollen pro 10 % Wirkleistungsbereich mindestens drei 1-Minuten-Mittelwerte basierend auf 200-Millisekunden-

Mittelwerten bestimmt werden. Abbildung 3.23 zeigt das gemessene P(Q)-Diagramm für den PV-Stromrichter *STP 15000TL-10*.

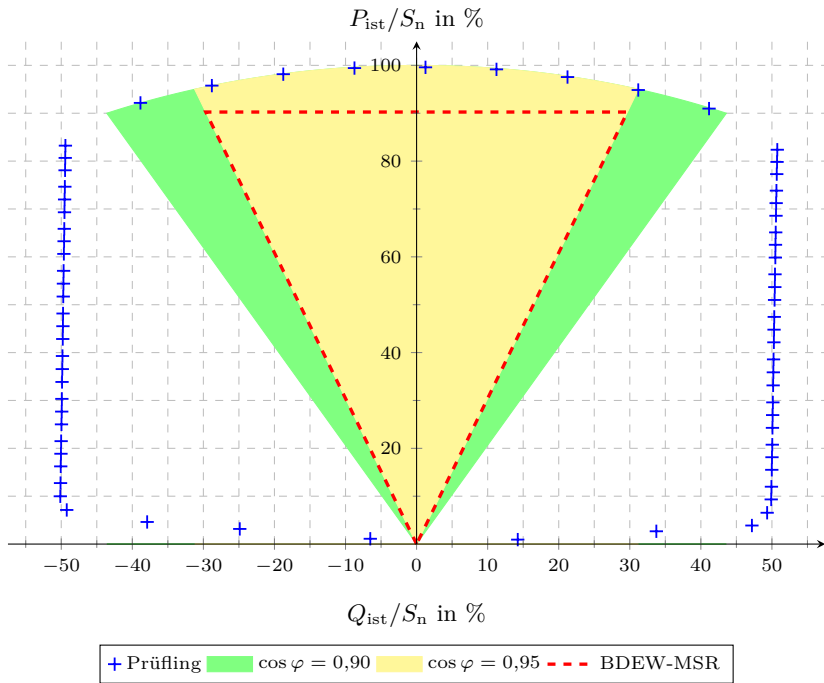


Abbildung 3.23: Gemessene maximale induktive und kapazitive Blindleistung des PV-Stromrichters *STP 15000TL-10* als 1-Minuten-Mittelwerte im Vergleich zu der geforderten Blindleistungsbereitstellung nach [8] und [9]. Messungen im Erzeugerzählpfeilsystem (EZS), untererregter Betrieb für $Q < 0$. Eigene Messung, Auswertung und Darstellung.

Es wird deutlich, dass der Stromrichter durch den weiten Blindleistungsbereich die Anforderungen sowohl auf NS- als auch auf MS-Ebene erfüllen kann. Bei der Auslegung der Anlage für einen Anschluss an die MS muss jedoch beachtet werden, dass der Stromrichter im Falle einer Anforderung von Blindleistung die Wirkleistung nicht reduzieren darf (im Bereich von $0,95 \cdot U_c$ bis $1,05 \cdot U_c$). Daher ist für die BDEW-MSR nur der eingeschränkte Wirkleistungsbereich bis maximal $0,9025 \cdot S_n$ für die Auslegung bei Nennspannung nutzbar.

3.4.1.2.2 Vorgabe der Blindleistung

Neben der grundsätzlichen Fähigkeit Blindleistung bereitzustellen, ist das Verfahren zur Vorgabe entscheidend, um eine effektive Stützung der Spannung im Verteilungsnetz zu erreichen. Nach der BDEW-MSR besteht grundsätzlich die Möglichkeit die Einstellung der Blindleistung lokal oder per Fernwirkvorgabe vorzunehmen. Es sind folgende Verfahren vorgesehen:

- Fester Verschiebungsfaktor $\cos \varphi$, lokal oder per Fernwirkvorgabe
- Feste Blindleistung Q , lokal oder per Fernwirkvorgabe
- Einstellbarer Verschiebungsfaktor als Kennlinie, z. B. $\cos \varphi(P)$
- Einstellbare Blindleistung als Kennlinie, z. B. $Q(U)$

Eine Fernsteuerung aller dezentralen Erzeuger ist nach heutigem Stand vor allem aufgrund der notwendigen Kommunikationstechnik, insbesondere für die NS, nicht zu bewerkstelligen. Deshalb wird hierfür die Vorgabe der Blindleistung durch eine Kennlinie als besser geeignete Möglichkeit angesehen. Bei der Verwendung von Kennlinien wird die Kurvenform durch die Angabe bestimmter Stützstellen durch den Netzbetreiber festgelegt.

Die Auswahl der Art der Kennlinie erfolgt meist in Abhängigkeit der Netzebene. In der NS kommt eine $\cos \varphi(P)$ -Kennlinie zum Einsatz. Vorteile dieser Kennlinie sind die einfache Parametrierung, keine Neigung zu schwingendem Verhalten und eine gleichberechtigte Verteilung der Blindleistungsbereitstellung auf alle Anlagen im betroffenen Netzgebiet. Dahingegen sind in der MS mehrere Möglichkeiten vorstellbar. Meistens kommt eine $Q(U)$ -Kennlinie zum Einsatz, auch eine $\cos \varphi(P)$ -Kennlinie ist vorstellbar. Jedoch muss bei einem reinen Kennlinienbetrieb beachtet werden, dass eine Bilanzierung des Blindleistungsflusses zur übergeordneten Netzebene durch den Verteilungsnetzbetreiber mit Unterstützung dezentraler Erzeuger nicht möglich ist. Daher ist die Möglichkeit der Sollwertvorgabe der Blindleistungsbereitstellung per Fernwirkvorgabe eine wichtige Option für den zukünftigen Netzbetrieb.

Nach [35] wird bei einer Sollwertvorgabe des Verschiebungsfaktors eine Toleranz von $\pm 0,005$ und bei einer Sollwertvorgabe der Blindleistung eine Toleranz von $\pm 0,05 \cdot P_n$ gefordert. Die Toleranz bei der Sollwertvorgabe des Verschiebungsfaktors unterscheidet sich damit deutlich von der erlaubten Toleranz bei direkter Blindleistungsvorgabe.

Neben der Anforderung der Genauigkeit ist auch die Einstellzeit auf einen neuen Sollwert im Rahmen des Zertifizierungsprozesses zu überprüfen. Dies wird durch sprunghafte Änderungen der Vorgabe des Blindleistungssollwerts realisiert. Abbildung 3.24 zeigt beispielhaft das gemessene Verhalten des PV-Stromrichters bei einem Sollwertsprung von maximaler induktiver zu maximaler kapazitiver Blindleistung. Die Anforderungen für Einstelldauer und Genauigkeit werden eindeutig eingehalten.

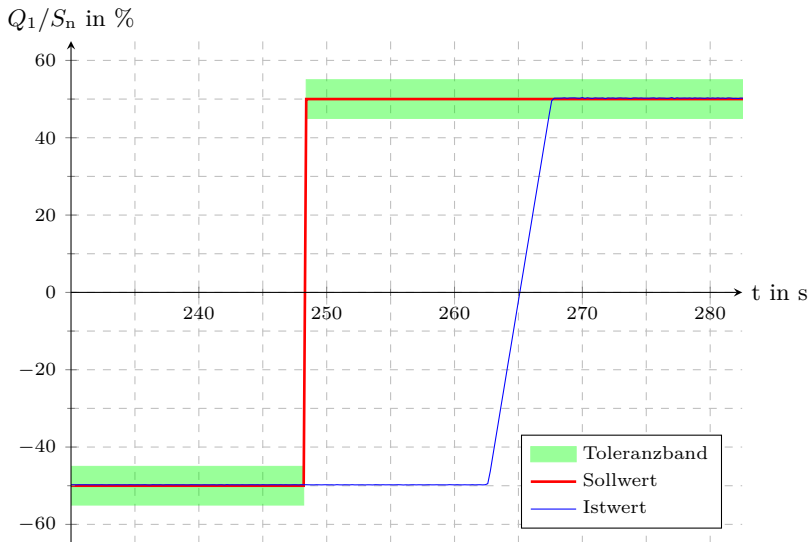


Abbildung 3.24: Sollwertsprung der Blindleistungsvorgabe vom maximalen induktiven auf maximalen kapazitiven Sollwert. Die Messung erfolgte am AC-Netzsimulator mit dem PV-Stromrichter *STP 15000TL-10*. Messungen im EZS, untererregter Betrieb für $Q < 0$. Eigene Messung, Auswertung und Darstellung.

Für den kompletten Nachweis nach FGWTR3 wird ausgehend von einer Wirkleistungseinspeisung ohne Blindleistungsbereitstellung auf einen Arbeitspunkt mit maximaler induktiver Blindleistung, danach auf einen Arbeitspunkt mit maximaler kapazitiver Blindleistung und abschließend wieder auf einen Arbeitspunkt ohne Blindleistungsbereitstellung gewechselt. Die Übergangszeiten ab der Sollwertänderung bis zum letztmaligen Eintritt des Messwerts in den Toleranzbereich von $\pm 5\% \cdot P_n$ um den Sollwert müssen laut [8] unterhalb einer Minute liegen.

Abbildung 3.25 zeigt die Wirkungsweise einer Q(U)-Kennlinie, die bereits in den PV-Stromrichter implementiert ist, bei einem Spannungssprung. Nach dem Sprung ändert sich die Blindleistungsbereitstellung des PV-Stromrichters. Die Spannung wird dadurch abgesenkt.

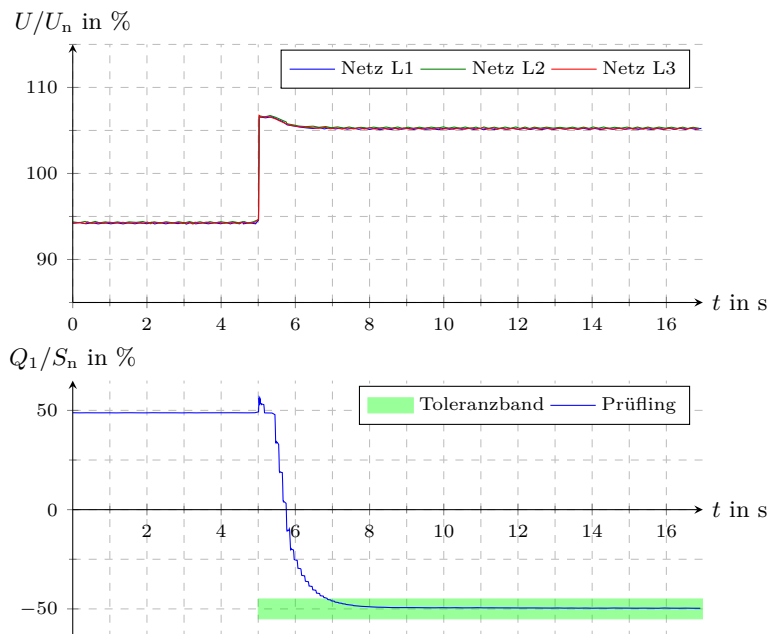


Abbildung 3.25: Gemessener Verlauf der Blindleistung entsprechend einer eingestellten Q(U)-Kennlinie. Messung am AC-Netzsimulator mit $R_L = 0,015 \Omega$ und $X_L = 0,150 \Omega$ als Netzimpedanz. Parameter der Q(U)-Kennlinie definiert nach [40]: Hysterese, Einstellzeit 2 s, Q-VArGraNom = 5 %, Q-VArMaxNom = 50 %, Q-VolWidNom = 2 %. Messungen im EZS, untererregter Betrieb für $Q < 0$. Eigene Messung, Auswertung und Darstellung.

Der Betrag der Spannungsänderung wird durch die eingestellte Netzimpedanz am AC-Netzsimulator (vgl. Versuchsaufbau aus Abbildung 3.14) beeinflusst. Generell ist der Einfluss auf die Spannung aber abhängig von den Parametern der Kennlinie. Diese werden durch den Verteilungsnetzbetreiber durch Angabe von Stützstellen und Beschreibung des Regelverhaltens vorgegeben.

Üblicherweise wird die $Q(U)$ -Kennlinie durch einen Park-Regler umgesetzt, der per Kommunikation den Einheiten Blindleistungssollwerte vorgibt. Deshalb ist diese Messung für Einheiten nach FGW TR3 optional. Hintergrund ist, dass der Park-Regler im Gegensatz zu den einzelnen Einheiten eine Spannungsmessung am NAP zur Verfügung hat.

Wie die Messungen zeigen, wird die Blindleistungsbereitstellung gemäß der Kennlinie dem entsprechend aktuellen Spannungswert angepasst. Die Anwendung einer $Q(U)$ -Kennlinie bedeutet jedoch nicht, dass eine direkte Spannungsregelung auf einen vorgegebenen Sollwert erfolgt.

3.4.2 Dynamische Anforderungen

Mit Hilfe der dynamischen Netzstützung (FRT-Funktionalität) sollen dezentrale Erzeuger auch bei Netzfehlern zur Netzstützung beitragen. Vor 2008 mussten sich dezentrale EZE und EZA aufgrund der vorgeschriebenen Einstellungen der Netzschutzeinrichtungen innerhalb von 200 ms vom Netz trennen oder durften sich aufgrund von Eigenschutzmaßnahmen abschalten. Aktuell wird diese Funktionalität nur von Anlagen mit Anschluss an das MS-Netz gefordert, für Anlagen am NS-Netz ist dies in Deutschland nicht vorgeschrieben. Insbesondere im Verteilungsnetz ist zudem darauf zu achten, dass eine Koordinierung der FRT-Funktionalität mit Inselnetzerkennungsverfahren erfolgt.

3.4.2.1 Verhalten bei Netzfehlern

Abbildung 3.11 auf Seite 52 beschreibt die für PV-Stromrichter nach BDEW-MSR gültige FRT-Grenzkurve, die mindestens erfüllt werden muss. Anlagen mit Anschluss an das MS-Netz müssen nach [8, Kap. 2.5.1.2] „*technisch in der Lage sein*

- *sich bei Fehlern im Netz nicht vom Netz zu trennen,*
- *während eines Netzfehlers die Netzspannung durch Einspeisung eines Blindstroms in das Netz zu stützen,*
- *nach Fehlerklärung dem MS-Netz nicht mehr induktive Blindleistung zu entnehmen als vor dem Fehler.“*

Bei der Technologie der dezentralen Erzeuger wird zwischen Typ 1 – Synchrongeneratoren die direkt, nur über den Maschinentransformator, an das Netz gekoppelt sind – und Typ 2 – alle anderen Arten – unterschieden. Dementsprechend dürfen sich Erzeuger des Typs 1 oberhalb von Grenzlinie 1 nicht vom Netz trennen, während Erzeuger des Typs 2 oberhalb der Grenzlinie 2 am Netz bleiben müssen. Alle Arten von Kurzschlüssen müssen beherrscht werden, die Spannungszeitkurve der Grenzlinie gilt immer für den kleinsten Wert der drei verketteten Spannungen. Für Einheiten nach Typ 2 bestehen weitere Anforderungen, jedoch wird in dieser Arbeit nur auf die Blindstromeinspeisung während des Fehlers eingegangen.

3.4.2.1.1 Blindstromeinspeisung während des Netzfehlers

Im Fehlerfall soll der dezentrale Erzeuger auch die Funktionalität einer „aktiven“ Spannungsstützung durch eine Blindstromeinspeisung entsprechend Transmission Code 2007 [6] aufweisen. Dabei müssen die Einheiten mindestens ihren Nennstrom als Blindstrom einspeisen können. Der Sollwert des Blindstroms wird durch eine Statik vorgegeben, die verschiedene Parameter berücksichtigt. Neben der Steigung, dem sogenannten k-Faktor, wird der Blindstromsollwert durch die Netzspannungsänderung und die Blindstrombereitstellung vor Fehlereintritt bestimmt. Gleichung 3.16 beschreibt den Zusammenhang dieser Größen. Abbildung 3.26 zeigt die Wirkungsweise der Blindstromstatik für verschiedene k-Faktoren.

$$k = \frac{\frac{\Delta I_B}{I_n}}{\frac{\Delta U}{U_n}} = \frac{\frac{I_B - I_{B0}}{I_n}}{\frac{U - U_0}{U_n}} \quad (3.16)$$

U_n ist die Nennspannung und U_0 die Spannung vor der Störung. Diese muss über einen gewissen Zeitbereich gemittelt werden. Üblicherweise liegt dieser zwischen 10 s und 1 min. Dies dient dazu, die langsamen Netzereignisse von den schnellen zu unterscheiden. Die gleiche Vorgehensweise wird für den Blindstrom vor der Störung I_{B0} angewendet. Daher muss für eine konforme Implementierung der Blindstromstatik immer die relative Spannungsabweichung und der aktuell eingespeiste Blindstrom vor der Störung für die Berechnung des einzuspeisenden Blindstroms I_B zu Grunde gelegt werden.

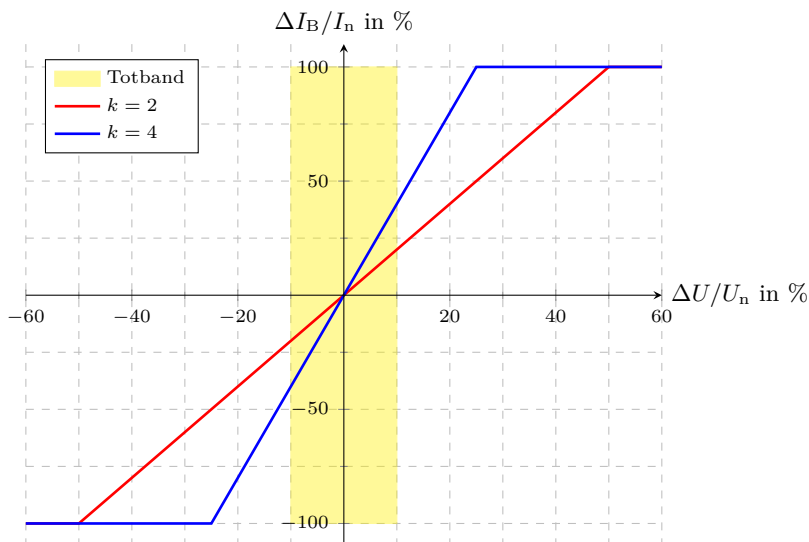


Abbildung 3.26: Spannungsstützung bei Netzfehlern nach Transmission Code 2007. Eigene Darstellung basierend auf [6].

Der k-Faktor muss ≥ 2 und einstellbar sein. Ein Blindstrombeitrag größer Nennstrom ist nicht gefordert, da insbesondere stromrichter-gekoppelte Einheiten auslegungsbedingt diesbezüglich begrenzt sind. Die Blindstromeinspeisung muss erst bei Spannungsabweichungen größer 10% gestartet werden. Nach Rückkehr der Spannung in den Bereich des Totbandes muss die Spannungsregelung gemäß der Statik mindestens über weitere 500 ms aufrechterhalten werden [6, Kapitel 3.3.13.5 Abschnitt 17-18].

Das richtlinienkonforme Einspeisen des Blindstroms wird bei den FRT-Versuchen mit den Testnummern 3 und 4 entsprechend Tabelle 3.2 überprüft. Für die Auswertung wird das aus den transienten Messdaten berechnete Mitsystem verwendet. Dies erfolgt anhand den Berechnungsregeln aus [37, Anhang C]. Die in der Abbildung 3.27 gezeigten Messkurven des PV-Stromrichters *STP 15000TL-10* wurden durch ein MATLAB®-Skript aus den transienten Daten durch den Autor berechnet. Bei Start des Spannungseinbruchs ist zu erkennen, dass die Spannung im Mitsystem absinkt und sich gleichzeitig der eingespeiste Blindstrom erhöht. Dieser Blindstrom muss innerhalb eines Toleranzbereichs sein, der um

einen anhand Gleichung 3.16 errechneten Sollwert bis zu 10 % des Nennstroms nach unten und bis zu 20 % des Nennstroms nach oben abweichen kann. Für die Bestimmung der Zeitdauer, bis dieser Toleranzbereich erreicht ist, wird zwischen der Anregel- und Einschwingzeit unterschieden. Während die Anregelzeit das erstmalige Erreichen des Toleranzbands beschreibt, gibt die Einschwingzeit die Zeit an, nach der das Toleranzband nicht mehr verlassen wird. Natürlich können diese beiden Zeitpunkte auch gleichzeitig auftreten, wenn der Blindstrom nach erstmaligem Eintreten in das Toleranzband dieses nicht mehr verlässt. Für eine vollständige Netzstützung müssen nach FGW TR8 Anregelzeiten kleiner 30 ms und Einschwingzeiten kleiner 60 ms erreicht werden.

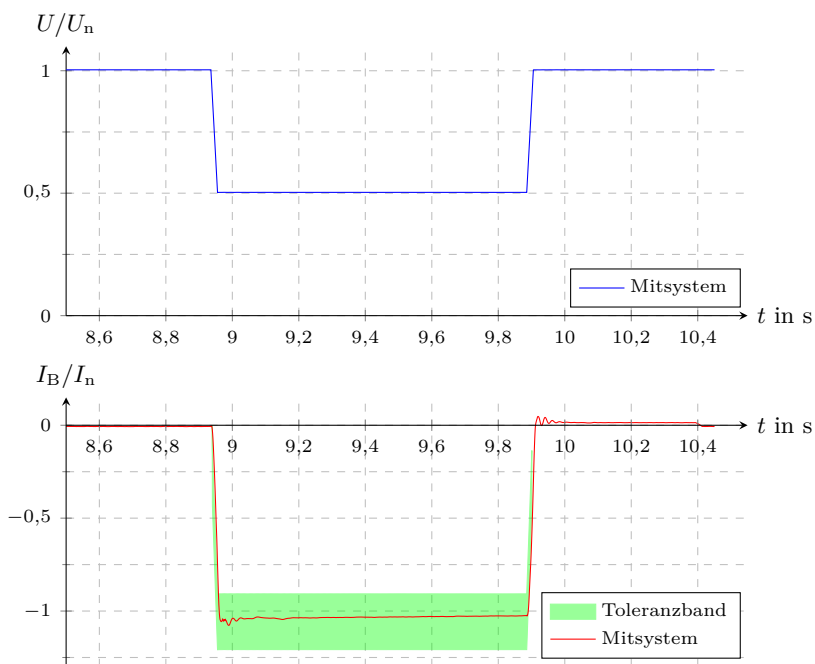


Abbildung 3.27: Messergebnisse für einen symmetrischen Fehler der Testnummer 3 nach Tabelle 3.2 bei einer Wirkleistung größer 90 % der Nennwirkleistung und eines k-Faktors von 2. Mitsystemdaten aus transienten Messdaten nach [37, Annex C] berechnet. Messung erfolgte am AC-Netzsimulator mit $R_L = 0,0075 \Omega$ und $X_L = 0,0375 \Omega$ als Netzimpedanz und dem Prüfling *STP 15000TL-10*. Eigene Messung, Auswertung und Darstellung.

Es ist zu beachten, dass die Berechnung der Mitsystemwerte aus den transienten Daten eine Verzögerungszeit von 20 ms enthält, die für die zuvor genannten Grenzwerte der Anregel- und Einschwingzeit bereits abgezogen wurde. Die Messergebnisse zeigen eindeutig, dass die Anregel- und Einschwingzeit in diesem Fall wesentlich geringer als die maximal erlaubten Werte sind. Dies bestätigt, dass auch PV-Stromrichter sehr gute dynamische Eigenschaften aufweisen können. Jedoch ist zu beachten, dass die Geräte sowohl hardware- als auch softwaretechnisch für die Bereitstellung dieser Funktionalität angepasst werden mussten.

3.5 Weiterentwicklung von Netzanschlussrichtlinien

3.5.1 Europäische Harmonisierung

Die in Kapitel 3.4 beschriebenen Anforderungen für den Anschluss von dezentralen Erzeugern an das MS- und NS-Netz in Deutschland bilden eine gute Grundlage für die Harmonisierung europäischer Netzanschlussrichtlinien. Aktuell unterscheiden sich diese stark voneinander, was auch der unterschiedlichen Netzcharakteristik im Verteilungsnetz geschuldet ist. Durch die gemeinsame Verbindung über das europäische Übertragungsnetz, sollten Anforderungen, die systemweite Parameter wie z. B. die Netzfrequenz betreffen, den gleichen Regeln unterliegen, um die Netzstabilität sicherstellen zu können.

Beispielhaft für die unterschiedliche Auslegung gleicher Funktionalitäten ist in Abbildung 3.28 das geforderte FRT-Verhalten von dezentralen Erzeugern in verschiedenen europäischen Ländern gezeigt. Neben den verschiedenen Kurvenformen müssen auch verschiedenen Blindstromstatiken und zeitlichen Anforderungen erfüllt werden. Insbesondere aus der Herstellerperspektive würde eine europäische Harmonisierung die Produktentwicklung deutlich vereinfachen und Kosten reduzieren.

Aktuell gibt es verschiedene europäische Aktivitäten, die versuchen, einheitliche Anforderungen zu entwickeln. Zum einen werden auf CE-NELEC Ebene in der TC8X WG 03 technische Spezifikationen für das MS- und NS-Netz entwickelt (DIN EN 50438, TS 50549-1 und TS 50549-2). Zum anderen werden durch die Übertragungsnetzbetreiber Netzanschlussrichtlinien entwickelt und umgesetzt. Ein weiterer wichtiger Punkt ist die Entwicklung gemeinsamer europäischer Prüfverfahren. Die

Hersteller würden entlastet werden, da nicht für jedes Land separate Zertifikate erworben werden müssten.

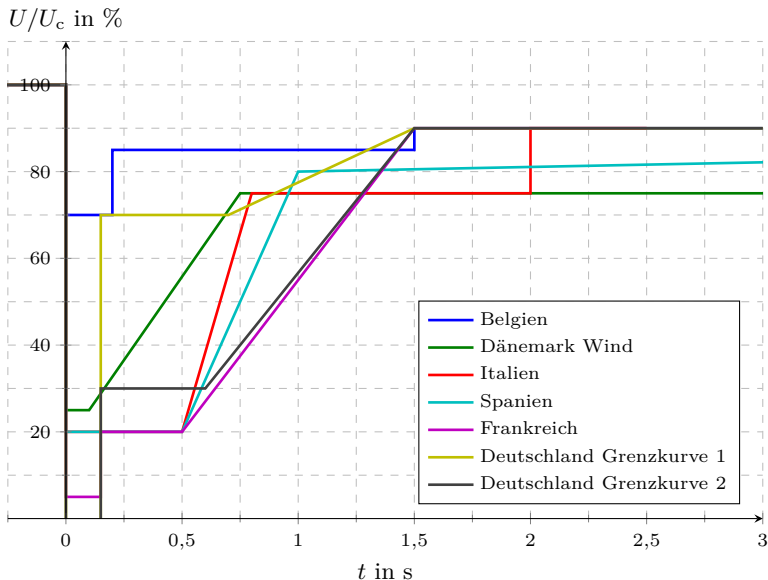


Abbildung 3.28: Vergleich europäischer Mindestanforderungen hinsichtlich des Verhaltens bei Spannungseinbrüchen [51]. Eigene Auswertung und Darstellung.

3.5.2 Zukünftige Schwerpunkte

Zukünftig müssen auch neue Arten von dezentralen Erzeugern in den Netzanschlussrichtlinien berücksichtigt werden. Darunter fallen dezentrale Speicher und Elektrofahrzeuge. Neue Funktionalitäten, die durch diese Erzeuger bereitgestellt werden könnten, wie z. B. Netzstützung bei Unterfrequenz, d. h. zusätzliche Wirkleistungseinspeisung bei Unterschreitung einer festgelegten Frequenz, sollten frühzeitig definiert werden.

Die Erweiterung aktueller Richtlinien mit weiteren Funktionalitäten zur Netzstützung muss zukünftig fortgeführt werden. Hierbei sind z. B. die Immunität dezentraler Erzeuger im NS-Netz gegenüber Spannungseinbrüchen, die Bereitstellung von Regelreserve, Unsymmetrieregulierung im NS-Netz oder Bereitstellung von künstlicher Trägheit zu nennen.

4 Multifunktionale PV-Batterie-Stromrichter

In diesem Kapitel wird die Entwicklung des *Multi-PV*, eines multifunktionalen PV-Batterie-Stromrichtersystems, beschrieben. Hierbei werden Schwerpunkte auf die Identifikation von Zusatzfunktionalitäten, Realisierungs- und Regelungskonzepte sowie auf die Netzintegration dieses Systems gelegt. Als Erweiterung zu den in Kapitel 3 beschriebenen Kraftwerkseigenschaften, die eine Dienstleistung für den Netzbetreiber darstellen, werden in diesem Kapitel auch Zusatzfunktionalitäten betrachtet, die anderen Teilnehmern zugutekommen können. Der Fokus liegt auf der Anwendung in einem Industriebetrieb und dessen Industrienetz. Jedoch kann das Multi-PV-System auch für andere Anwendungsgebiete, aufgrund des modularen Ansatzes des hier entwickelten Regelungs- und Betriebsführungskonzepts, eingesetzt werden.

Es wird im Folgenden von Zusatzfunktionalitäten gesprochen, sobald ein Betrieb über die herkömmliche Einspeisung von PV-Wirkleistung hinaus stattfindet. Bei der Identifikation von Zusatzfunktionalitäten wird unterschieden wem – Übertragungsnetzbetreiber, Verteilungsnetzbetreiber oder Arealnetzbetreiber – die jeweilige Funktionalität zur Verfügung gestellt werden kann. Weiter wird eine Kategorisierung der Zusatzfunktionalitäten in verschiedene thematische Bereiche des Netzbetriebs erarbeitet. Die Ausführungen konzentrieren sich auf technische Fragestellungen.

Für das Multi-PV-System wird aus Konzepten mit verschiedenen hardwaretechnischen Realisierungsmöglichkeiten eine Variante mit einer hohen Flexibilität hinsichtlich des Regelungskonzepts ausgewählt. Bereits existierende Ansätze auf der Ebene der Stromrichterregelung, die in [18] entwickelt wurden, werden weitergeführt. So findet eine gezielte Weiterentwicklung hinsichtlich Regelungsverfahren zur Spannungsqualitätsverbesserung, insbesondere durch die induktive (Ent-)Kopplung von Teilnetzen, statt. Hierfür wird das Verfahren von einphasigen Systemen auf dreiphasige Systeme übertragen. Durch die Verfügbarkeit eines Energiespeichers (Batterie) und einer Energiequelle (PV-Generator) wird das Verfahren mit der Funktionalität einer gezielten Wirkleistungsregelung am Anschlusspunkt des Systems zudem erweitert.

4.1 Identifikation von Zusatzfunktionalitäten

Die Einteilung der Zusatzfunktionalitäten wird hier in verschiedene thematische Bereiche vorgenommen, die auf verschiedene Teilgebiete des Netzverhaltens einen Einfluss haben. Diese sind im Einzelnen:

1. Netzbildung
2. Netzstabilität
 - Frequenzstabilität
 - Spannungsstabilität
3. Netzregelung und -betrieb
 - Spannungsqualität
 - Spannungshaltung im Verteilungsnetz
4. Energiemanagement

Die Bereitstellung der verschiedenen Zusatzfunktionalitäten durch dezentrale Erzeuger hängt entscheidend von deren technologischem Konzept der Netzanbindung ab. Hierbei sind vor allem nachfolgende Unterscheidungskategorien zu nennen:

- Volatile oder steuerbare Primärenergiequelle
- Kopplung mit dem Netz mit einem statischen oder rotierenden Generator
- Verfügbarkeit eines Energiespeichers

Tabelle 4.1 gibt eine detaillierte Übersicht möglicher Zusatzfunktionalitäten, unterteilt in die zuvor beschriebenen Kategorien. Da in diesem Kapitel der Fokus auf PV-Batterie-Stromrichtersysteme liegt, wird angenommen, dass eine volatile Primärenergiequelle (PV) vorliegt und eine Kopplung durch einen statischen Generator (Stromrichter) stattfindet. Daher wird in der Auflistung nur unterschieden, ob die Zusatzfunktionalität mit oder ohne Energiespeicher bereitgestellt werden kann. Weitergehend wird angegeben, welche regelungstechnischen Größen dafür beeinflusst werden müssen. Weiter ist zu beachten, dass hier nur technische Zusammenhänge und deren Machbarkeit betrachtet werden. Zusätzliche Punkte, wie beispielsweise die Präqualifikation von Regelleistung oder ähnliche Fragestellungen, werden nicht behandelt.

Tabelle 4.1: Erweiterte Auflistung und Kategorisierung realisierbarer Zusatzfunktionalitäten von multifunktionalen PV-Batterie-Stromrichtersystemen auf Grundlage von [41] und [42].

Zusatzfunktionalität	Energie-speicher	Regelung	Netzbe-treiber ¹
Schwarzstart	✓	U,f/Droop	ÜN, VN, AN
Inselnetzbetrieb	✓	U,f/Droop	ÜN, VN, AN
USV	✓	U,f/Droop	AN
Netzersatzbetrieb	✓	U,f/Droop	ÜN, VN, AN
Momentanreserve	\checkmark^2/\times^3	P	ÜN
Primärregelleistung	\checkmark^2/\times^3	P	ÜN
Positive P-Gradientenbegrenzung	\times	P	ÜN, VN
Negative P-Gradientenbegrenzung	✓	P	ÜN, VN
Sekundärregelleistung	\checkmark^2/\times^3	P	ÜN
P-Steigerung bei Unterfrequenz	\checkmark^2/\times^3	P	ÜN
P-Reduktion bei Überfrequenz	\times	P	ÜN
Durchfahren von Netzfehlern mit/ohne Blindstromeinspeisung	\times	i_w, i_b	ÜN
Quasistationäre Spannungshaltung ⁴	\times	U, φ	AN
Dynamische Spannungshaltung ⁴	\times	U, φ	AN
Reduktion von OS-Spannungen ⁴	\times	U, φ	AN
Kompensation von OS-Strömen ⁵	\times	i_v	VN, AN
Unsymmetrieregulation im NS-Netz	\times	$P_{\text{Mit}}, P_{\text{Gegen}}$	VN
Blindleistungskompensation	\times	Q	VN, AN
Stationäre Spannungshaltung im Verteilungsnetz	\times	Q	AN
Q-Bereitstellung für übergeordnete Netzebenen	\times	Q	VN
Engpassmanagement	\times	P	ÜN, VN
Wirkleistungsflussregelung	✓	P	VN, AN
Spitzenlastmanagement	✓	P	VN, AN
Minutenreserve	\checkmark^2/\times^3	P	ÜN
Teilnahme am Energiemarkt	\checkmark^2/\times^3	P	AN

¹ Einteilung in: Übertragungsnetz (ÜN), Verteilungsnetz (VN) und Arealnetz (AN)

² P-Reserve des Stromrichters muss für zusätzliche Leistungsabgabe vorhanden sein

³ Nur bei dauerhaft abgeregeltem Betrieb außerhalb des MPP

⁴ Verwendung des Verfahrens der induktiven Entkopplung (siehe Kapitel 4.3.4)

⁵ Kompensation selektiv ausgesuchter OS-Ströme mit geeigneten Verfahren

Die Zusatzfunktionalitäten können im Allgemeinen von dezentralen Erzeugern, die an Verteilungsnetze angeschlossen sind, erbracht werden. Jedoch unterstützen die einzelnen Zusatzfunktionalitäten nicht alle direkt das Verteilungsnetz, sondern verfolgen verschiedene Ziele. Ausgesuchte Zusatzfunktionalitäten können auch für mehrere Anwender bereitgestellt werden, wofür dann die Sollwertvorgaben entsprechend angepasst werden müssen. Eine Einteilung kann entsprechend folgender Auflistung erfolgen:

1. Übertragungsnetz
2. Verteilungsnetz
3. Arealnetz (z. B. Industrienetz)

Verschiedene Zusatzfunktionalitäten können entweder mit oder ohne Energiespeicher ausgeführt werden. Falls diese Zusatzfunktionalitäten ohne Energiespeicher bereitgestellt werden, ist zu beachten, dass dann ein dauerhafter Betrieb der PV außerhalb des MPP erfolgen müsste, um gegebenenfalls die Wirkleistungsabgabe erhöhen zu können. Weiter ist die Bereitstellung dieser Zusatzfunktionalitäten auf Zeiten begrenzt, in denen der dezentrale Erzeuger aufgrund der Primärenergiequelle ins Netz einspeist. Die Auswirkungen eines dauerhaften Betriebs außerhalb des MPPs werden in dieser Arbeit jedoch nicht weiter untersucht.

4.2 Realisierungskonzepte für multifunktionale PV-Batterie-Stromrichtersysteme

Im Folgenden werden verschiedene Konzepte für ein multifunktionales PV-Batterie-Stromrichtersystem beschrieben und deren Vor- und Nachteile gegenübergestellt. Insbesondere wird hierfür auf den hardwaretechnischen Aufbau, aber auch auf die Dimensionierung der verschiedenen Komponenten des Systems eingegangen. Für die letztendliche Auswahl des Konzepts sollen vor allem nachfolgende Faktoren berücksichtigt werden:

- Einsatz von Standard-Komponenten aus dem Produktbereich der PV-Stromrichter
- Möglichst hohe Ausnutzung der PV-Einspeisung
- Möglichst geringe Kosten für zusätzlich benötigte Hardwarekomponenten zur Anbindung der Batterie

- Bereitstellung möglichst vieler Zusatzfunktionalitäten unter Nutzung derselben Hardwarekonfiguration mit ggf. angepasster Software

Es werden im Weiteren vier verschiedene Möglichkeiten für die Umsetzung diskutiert, die in Zusammenarbeit mit dem Projektpartner *SMA* erarbeitet wurden. Diese Varianten eignen sich am besten, den PV- und Batteriezweig zu kombinieren. In Tabelle 4.2 sind diese Konzepte schematisch dargestellt, nachfolgend werden diese kurz erläutert.

Konzept 1: AC/DC-Stromrichter ohne Entkopplung der DC-Ebene.

Ausgehend von der kommerziell verfügbaren Hardware für PV-Stromrichter wird die Batterie über einen zusätzlichen Schalter auf den DC-Zwischenkreis geschaltet.

Konzept 2: AC/DC-Stromrichter mit Entkopplung der DC-Ebene.

Entkopplung der Energiequellen (bzw. -speicher) entweder im Batterie- oder im PV-Zweig über einen DC/DC-Steller.

Konzept 3: Zwei AC/DC-Stromrichter mit AC-Kopplung vor dem Netztransformator. Entkopplung der Energiequellen (bzw. -speicher) durch die separaten Stromrichter für PV und Batterie.

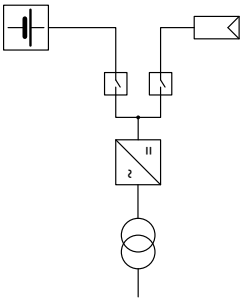
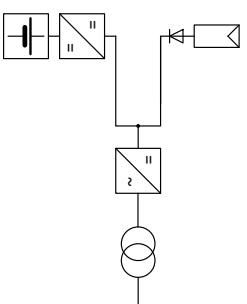
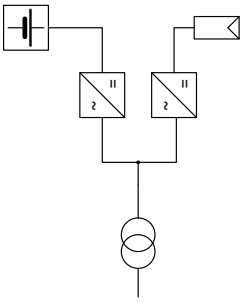
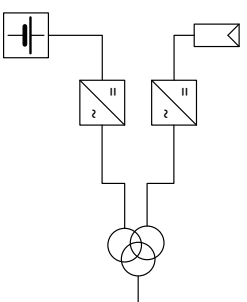
Konzept 4: Zwei AC/DC-Stromrichter mit AC-Kopplung über einen Dreiwicklungstransformator. Vermeidung möglicher EMV-Probleme von Konzept 3 aufgrund des Dreiwicklungstransformators mit 2 Wicklungen auf der Primärseite.

Insbesondere Konzept 3 und Konzept 4 haben durch die zwei AC/DC-Stromrichter einen deutlich erhöhten Aufwand zur Folge. Es muss nicht nur die Leistungselektronik, sondern auch die zugehörige Ansteuerung doppelt ausgeführt werden. Obwohl diese Konzepte aufgrund der unabhängigen Regelung des PV- und Batteriezweigs große Vorteile bieten, sind die hohen Zusatzkosten ein entscheidendes Ausschlusskriterium.

Bei Konzept 2 wird zusätzlich zwar noch ein DC/DC-Steller benötigt, der jedoch durch einen weiteren einzelnen Powerstack¹ realisiert werden kann. Weiter kann die Ansteuerung durch bereits standardmäßig vorhandene Technik von PV-Stromrichtern durchgeführt werden. Der DC/DC-Steller kann über die Hoch-/Tiefsetzfunktion die DC-Energieströme entkoppelt regeln und somit stets einen Betrieb des PV-Feldes im MPP ermöglichen. Gegenüber Konzept 1 sind die Zusatzkosten bei Konzept 2

¹Vorgefertigte Einheit aus leistungselektronischen Schaltern für High- und Low-Side, Messwerterfassung, Treibern, Zwischenkreiskondensatoren und Sicherheitstechnik

Tabelle 4.2: Vor- und Nachteile der Konzepte für multifunktionale PV-Batterie-Stromrichtersysteme [52]

Konzept 1	Konzept 2	Konzept 3	Konzept 4
 <ul style="list-style-type: none"> ⊕ Geringe Zusatzkosten ⊖ Kein MPP-Tracking für PV, wenn Batterie zugeschaltet ⊖ Batterie nicht schnell verfügbar, da Anpassung der DC-Spannungen von Zwischenkreis und Batterie notwendig ⊖ Ausgleichvorgänge beim Aufschalten der Batterie, Induktivität zur Begrenzung des maximalen Stromanstiegs eventuell notwendig 	 <ul style="list-style-type: none"> ⊕ MPP-Tracking für PV immer möglich ⊕ Batterie sehr schnell verfügbar ⊖ Zusätzlicher Hard- und Softwareaufwand im Vergleich zu Konzept 1 ⊖ Wahl der Batteriespannung eingeschränkt, da Batteriespannung und minimale PV-Spannung abgestimmt werden müssen 	 <ul style="list-style-type: none"> ⊕ MPP-Tracking für PV immer möglich ⊕ Batterie sehr schnell verfügbar ⊕ Batterie- und PV-Spannung sind frei wählbar ⊖ Hoher Kostenaufwand (zwei Einheiten der Leistungselektronik) ⊖ Hoher Aufwand für Sinus- und EMV-Filter (Potentialisprünge bei umkehrung der Stromrichter) 	 <ul style="list-style-type: none"> ⊕ MPP-Tracking für PV immer möglich ⊕ Batterie sehr schnell verfügbar ⊕ Batterie- und PV-Spannung sind frei wählbar ⊖ Hoher Kostenaufwand (zwei Einheiten der Leistungselektronik)

größer, jedoch wird mit diesem Konzept neben dem MPP-Tracking zudem eine sehr schnelle Verfügbarkeit der Batterie erreicht. Dies ist besonders für Zusatzfunktionalitäten wie z. B. USV, Netzersatzbetrieb oder Bereitstellung von Regelleistung wichtig. Für diese Zusatzfunktionalitäten ist die schnelle Verfügbarkeit ein Ausschlusskriterium. Daher scheidet Konzept 1 aufgrund der langsamen „Schaltzeit“ aus.

4.3 Das Multi-PV-System

Im Weiteren wird das aussichtsreichste Konzept (Konzept 2) hinsichtlich Einsatzgebieten, elektrischem Aufbau, Dimensionierung der Hauptkomponenten und Betriebsarten detailliert beschrieben. Das daraus entwickelte System wird fortan als Multi-PV-System bezeichnet.

4.3.1 Einsatzgebiete

Die stetige Degression der Einspeisevergütung als Bestandteil des EEG hat dazu geführt, dass zur Beibehaltung der Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen, die Kosten sinken müssen. Dieser Prozess konnte die letzten Jahre erfolgreich gestaltet werden, sodass die installierte Leistung von PV-Anlagen trotzdem stetig gewachsen ist. Vor allem wird die Kostenreduktion aktuell durch sinkende Preise für die PV-Module erreicht. Neben der Senkung der Investitionskosten existiert ein weiterer Ansatzpunkt zur Kostenreduktion, indem durch die gleichzeitige Bereitstellung von Zusatzfunktionalitäten ein Mehrwert für den Anlagenbetreiber geschaffen wird. Dies kann insbesondere für Länder ohne Einspeisevergütung interessant sein, in denen bisher die Stromgestehungskosten der PV zu hoch waren. Durch diese indirekte Kostensenkung kann das System in einen wirtschaftlichen Bereich kommen. Detaillierte wirtschaftliche Betrachtungen werden an dieser Stelle allerdings nicht durchgeführt.

Anlagenbetreiber in Ländern mit weichen Netzen oder Inselnetzen können durch die Kombination von regenerativer Energiequelle und Batterie ebenfalls durch dieses Konzept profitieren. Neben der Reduktion von fossilen Kraftwerken, üblicherweise Diesel-Aggregaten, kann beispielsweise durch eine erhöhte Versorgungssicherheit des eigenen Netzes ein kostentechnisch nicht zu unterschätzender Vorteil erreicht werden. Dies trifft vor allem für industrielle Anwendungen zu, da dort folgende Faktoren, teilweise auch für starke Netze gültig, besonders wichtig erscheinen:

- Elektrische Netze sind durch industrielle Verbraucher häufig stark belastet
- Erhöhte Anforderungen der Lasten an die Versorgungssicherheit
- Netzstützung des Arealnetzes bei Anschluss an weiche Netze
- Leistungspreis wichtiger Kostenfaktor
- Große Dachflächen für den PV-Generator verfügbar

Aus diesen Gründen wird in dieser Arbeit der Fokus auf Systeme mit höheren Leistungen im Bereich ab 100 kW_p gelegt, die vornehmlich in Arealnetzen von Industriebetrieben eingesetzt werden. Weiterhin wird deshalb auch im Folgenden anstelle des Begriffs der Arealnetze der Begriff des Industrienetzes genutzt.

4.3.2 Elektrotechnischer Aufbau

Abbildung 4.1 zeigt den elektrotechnischen Aufbau des Multi-PV-Systems. Es besteht aus einem weitestgehend hinsichtlich des Hardwareaufbaus herkömmlichen PV-Stromrichter, der die Leistung des PV-Generators einspeist. Ungeschützte Lasten können im Industrienetz zwischen Multi-PV-System und öffentlichen Netz angeschlossen werden.

Zur Verbesserung der lokalen Spannungsqualität wird das System um eine Entkopplungsinduktivität erweitert. Sensitive Lasten können nun in dem sogenannten lokalen Teilnetz angeschlossen werden. Durch den Einsatz von speziellen Regelungsverfahren (siehe Kapitel 4.3.4) kann den sensitiven Lasten im entkoppelten Teilnetz eine Spannungsqualität bereitgestellt werden, die gegenüber einem vorbelasteten Netz am Anschlusspunkt des Multi-PV-Systems im öffentlichen Netz oder im Industrienetz deutlich verbessert ist. Wird die Entkopplungsinduktivität nicht benötigt, kann diese über einen Bypass überbrückt werden.

Ein Stromrichter-Koppelschütz trennt den Stromrichter von der Netzversorgung, ohne die Versorgung der sensitiven Lasten aus dem öffentlichen Netz unterbrechen zu müssen. So können einerseits die Verluste in Zeiten, in denen der Multi-PV nicht betrieben werden muss, z. B. nachts, verringert werden. Andererseits können Wartungsarbeiten am Stromrichter ohne Versorgungsunterbrechung der sensitiven Lasten vorgenommen werden.

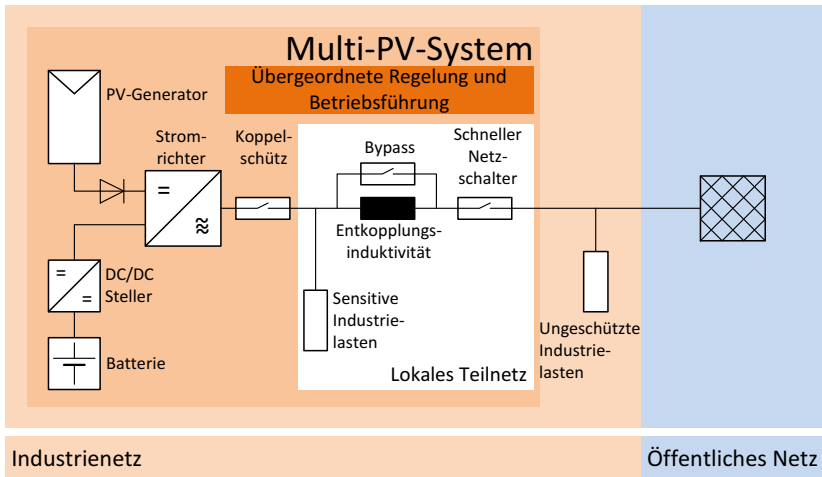


Abbildung 4.1: Elektrischer Aufbau des Multi-PV-Systems zur Bereitstellung von Zusatzfunktionalitäten.

Um den Betrieb des Systems unabhängig von der PV-Einstrahlung zu machen, wird ein Batteriespeicher über einen DC/DC-Steller an den DC-Zwischenkreis des Stromrichters angeschlossen. Der DC/DC-Steller ist bidirektional. Dadurch kann der Leistungsfluss zwischen Batterie und DC-Zwischenkreis gezielt geregelt werden. Alternativ wäre auch ein unidirektionaler Tiefsetzsteller im PV-Zweig denkbar. Der Nachteil hierbei ist, dass der PV-Ertrag durch den begrenzten Wirkungsgrad des Wandlers permanent gemindert werden würde. Die Blockdiode verhindert eine Stromeinspeisung in das PV-Feld.

Durch den schnell verfügbaren Energiespeicher ist es möglich, einen Inselnetzbetrieb für Lasten im lokalen Teilnetz anzubieten. Wird zusätzlich ein schneller Schalter zur Trennung bei Spannungseinbrüchen im öffentlichen Netz eingesetzt, kann diese Anordnung eine USV-Funktionalität bzw. die Funktionalität einer Netzersatzanlage (NEA) bereitstellen.

4.3.3 Betriebsarten

Nicht alle Zusatzfunktionalitäten können aufgrund regelungs- und hardwaretechnischer Randbedingungen uneingeschränkt miteinander kombiniert werden. In Abhängigkeit der Nutzung oder Überbrückung der

Entkopplungsinduktivität stellt Tabelle 4.3 die möglichen Kombinationen von Betriebsarten dar. Die nachfolgende Auswahl stellt eine Teilmenge der Tabelle 4.1 für Anwendungen, die in einem Industrienetz genutzt werden können, dar. Bei gleichzeitigem Betrieb mehrerer Zusatzfunktionalitäten ist außerdem die Nennscheinleistung des Stromrichters als weitere limitierende Größe zu beachten.

Tabelle 4.3: Übersicht möglicher Betriebsarten und Zusatzfunktionalitäten bei einer Anwendung in einem Industrienetz in Abhängigkeit der Systemkonfiguration des Multi-PV-Systems

Betriebsart / Zusatzfunktionalität	Mit Entkopplungsinduktivität	Ohne Entkopplungsinduktivität
Einspeisung PV-Energie	✓	✓
Lokale Verbesserung der Spannungsqualität	✓	✓
USV-/NEA-Funktionalität	✓	✓/× ¹
Wirkleistungsregelung oder Spitzenlastmanagement	✓	✓
Blindleistungsbereitstellung oder Blindleistungskompensation	×	✓

¹ Abhängig von Dauer und Tiefe des Spannungseinbruchs während des Übergangs in den Inselnetzbetrieb. Bewertung entsprechend DIN EN 62040-3.

4.3.4 Lokale Verbesserung der Spannungsqualität

Für sensitive Lasten, die im lokalen Teilnetz angeschlossen werden, soll eine Verbesserung der Spannungsqualität erreicht werden. Dazu wird das Verfahren der induktiven Entkopplung eingesetzt. Dies wird durch den Einsatz einer Entkopplungsinduktivität und angepasster Regelungsverfahren erreicht. Elektrotechnische Grundlage für dieses Verfahren ist der in Kapitel 2.2 vorgestellte Mechanismus der Energieübertragung in Abhängigkeit der Art der Netzkopplung von Spannungsquellen (ohmsch, induktiv oder ohmsch-induktiv).

Die regelungstechnische Umsetzung ist in Kapitel 6.3 beschrieben. In [18] sind grundlegende Arbeiten auf diesem Gebiet für einphasige Systeme durchgeführt worden. In dieser Arbeit wird dieses Prinzip auf dreiphasige Systeme erweitert und die Einbindung von PV-Batterie-Anwendungen

berücksichtigt. Zunächst erfolgt eine theoretische Herleitung für die Strom- und Spannungsverhältnisse bei Einsatz der Entkopplungsinduktivität.

4.3.4.1 Theoretische Herleitung der induktiven Entkopplung

Als Grundlage für die nachfolgende Herleitung der Strom- und Spannungsbeziehungen für das Multi-PV-System dient das elektrische Ersatzschaltbild aus Abbildung 4.2 und das Zeigerdiagramm aus Abbildung 4.3 als Referenz.

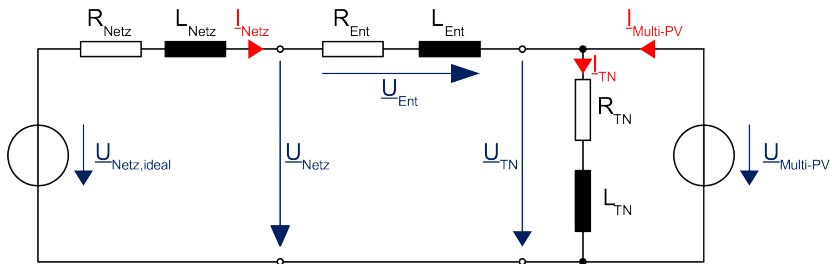


Abbildung 4.2: Elektrisches Ersatzschaltbild des Multi-PV mit induktiver Entkopplung und Nachbildung des NAPs.

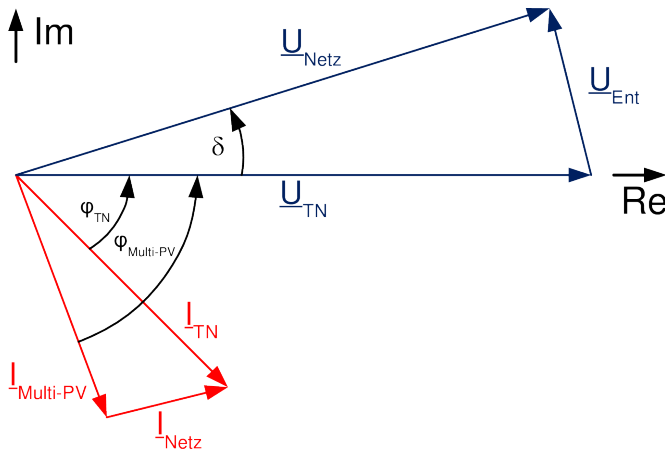


Abbildung 4.3: Zeigerdiagramm der Ströme und Spannungen entsprechend Abbildung 4.2.

Der NAP wird durch die ideale Spannungsquelle $\underline{U}_{\text{Netz,ideal}}$ und der Netzimpedanz $\underline{Z}_{\text{Netz}}$ nachgebildet. Der ohmsche und induktive Anteil der Netzimpedanz (Gleichung 4.1) sind durch die Parameter Netzkurzschlussleistung S_k und Netzimpedanzwinkel Ψ_k des NAPs bestimmt und können mit den Gleichungen 4.2, 4.3 und 4.4 daraus berechnet werden.

$$\underline{Z}_{\text{Netz}} = R_{\text{Netz}} + j\omega L_{\text{Netz}} = R_{\text{Netz}} + jX_{\text{Netz}} \quad (4.1)$$

$$|\underline{Z}_{\text{Netz}}| = \frac{\sqrt{3} \cdot U_n}{S_k} \quad (4.2)$$

$$R_{\text{Netz}} = \frac{|\underline{Z}_{\text{Netz}}|}{\sqrt{1 + \tan^2(\Psi_k)}} \quad (4.3)$$

$$X_{\text{Netz}} = \frac{|\underline{Z}_{\text{Netz}}|}{\sqrt{1 + \tan^2(\Psi_k)}} \cdot \tan(\Psi_k) \quad (4.4)$$

Die Entkopplungsinduktivität wird durch die Elemente R_{Ent} und L_{Ent} berücksichtigt. Der Spannungsfall an der Entkopplungsinduktivität wird mit $\underline{U}_{\text{Ent}}$ bezeichnet. Die Teilnetzspannung $\underline{U}_{\text{TN}}$ ist identisch mit der Spannung $\underline{U}_{\text{Multi-PV}}$ des Stromrichters. Diese Spannungsquelle wird entsprechend dem vorgesehenen Regelverhalten als eine Quelle betrachtet, deren Amplitude und Phasenlage δ zur Netzspannung vorgegeben werden kann. Durch die gezielte Regelung dieser Phasendifferenz ist die Wirkstromeinspeisung einstellbar.

Für die weiteren Berechnungen wird festgelegt, dass die Teilnetzspannung auf der reellen Achse (vgl. Abbildung 4.3) liegt.

$$\underline{U}_{\text{TN}} = |\underline{U}_{\text{TN}}| \cdot e^{j\omega t} \quad (4.5)$$

Die Anwendung der Knotenregel am Lastknoten führt zu Gleichung 4.6, die Maschenregel zu Gleichung 4.7. Die Gleichungen müssen sowohl für den Real- als auch Imaginärteil erfüllt sein.

$$\underline{I}_{\text{Netz}} + \underline{I}_{\text{Multi-PV}} - \underline{I}_{\text{TN}} = 0 \quad (4.6)$$

$$-\underline{U}_{\text{Netz}} + \underline{U}_{\text{Ent}} + \underline{U}_{\text{TN}} = 0 \quad (4.7)$$

Der Winkel δ wird in Gleichung 4.8 definiert. Die Netzspannung $\underline{U}_{\text{Netz}}$ (siehe Gleichung 4.9) hat aufgrund der ohmsch-induktiven Kopplung der Spannungsquellen die Winkeldifferenz δ zur Teilnetzspannung.

$$\delta = \angle \underline{U}_{\text{TN}} \underline{U}_{\text{Netz}} \quad (4.8)$$

$$\underline{U}_{\text{Netz}} = |\underline{U}_{\text{Netz}}| \cdot e^{j(\omega t + \delta)} \quad (4.9)$$

Die Gleichungen 4.5, 4.7 und 4.9 können zusammengefasst und nach $\underline{I}_{\text{Netz}}$ aufgelöst werden. Daraus ergibt sich Gleichung 4.10.

$$\underline{I}_{\text{Netz}} = \frac{\underline{U}_{\text{Ent}}}{\underline{Z}_{\text{Ent}}} = \frac{|\underline{U}_{\text{Netz}}| \cdot e^{j(\omega t + \delta)} - |\underline{U}_{\text{TN}}| \cdot e^{j\omega t}}{\underline{Z}_{\text{Ent}}} \quad (4.10)$$

Gleichung 4.10 kann in Real- und Imaginärteil aufgespalten werden. Zunächst wird nur der Realteil weiterverfolgt und ist in Gleichung 4.11 dargestellt.

$$\begin{aligned} \Re \{ \underline{I}_{\text{Netz}} \} = |\underline{U}_{\text{Netz}}| \cdot \frac{R_{\text{Ent}} \cdot \cos(\omega t + \delta) + X_{\text{Ent}} \cdot \sin(\omega t + \delta)}{R_{\text{Ent}}^2 - X_{\text{Ent}}^2} + \\ |\underline{U}_{\text{TN}}| \cdot \frac{R_{\text{Ent}} \cdot \cos(\omega t) + X_{\text{Ent}} \cdot \sin(\omega t)}{R_{\text{Ent}}^2 - X_{\text{Ent}}^2} \end{aligned} \quad (4.11)$$

Für die weiteren Berechnungen wird der Zeitpunkt $t=0$ angenommen. Dadurch kann Gleichung 4.11 vereinfacht und in Gleichung 4.12 überführt werden.

$$\begin{aligned} \Re \{ \underline{I}_{\text{Netz}} \} = |\underline{U}_{\text{Netz}}| \cdot \frac{R_{\text{Ent}} \cdot \cos(\delta) + X_{\text{Ent}} \cdot \sin(\delta)}{R_{\text{Ent}}^2 - X_{\text{Ent}}^2} + \\ |\underline{U}_{\text{TN}}| \cdot \frac{R_{\text{Ent}}}{R_{\text{Ent}}^2 - X_{\text{Ent}}^2} \end{aligned} \quad (4.12)$$

Um Gleichung 4.12 nach δ aufzulösen, wird diese zuerst in einem Zwischenschritt entsprechend Gleichung 4.13 umgestellt.

$$\begin{aligned} R_{\text{Ent}} \cdot \cos(\delta) + X_{\text{Ent}} \cdot \sin(\delta) = \frac{R_{\text{Ent}}^2 - X_{\text{Ent}}^2}{|\underline{U}_{\text{Netz}}|} \cdot \Re \{ \underline{I}_{\text{Netz}} \} - \\ \frac{R_{\text{Ent}}^2 - X_{\text{Ent}}^2}{|\underline{U}_{\text{Netz}}|} \cdot R_{\text{Ent}} \cdot |\underline{U}_{\text{TN}}| \end{aligned} \quad (4.13)$$

Der gleichzeitig auftretende Sinus- und Cosinusterm aus Gleichung 4.13 wird mit dem Lösungsansatz aus Gleichung 4.14 vereinfacht.

$$A \cdot \sin(\delta) + B \cdot \cos(\delta) = C \cdot \sin(\delta + x) \quad (4.14)$$

$$\text{mit} \quad C = \sqrt{A^2 + B^2} \quad \sin(x) = \frac{B}{C} \quad \cos(x) = \frac{A}{C}$$

Damit kann Gleichung 4.13 folgendermaßen dargestellt werden.

$$\begin{aligned} \sqrt{R_{\text{Ent}}^2 + X_{\text{Ent}}^2} \cdot \sin\left(\delta + \arcsin\left(\frac{R_{\text{Ent}}}{\sqrt{R_{\text{Ent}}^2 + X_{\text{Ent}}^2}}\right)\right) = \\ \frac{R_{\text{Ent}}^2 - X_{\text{Ent}}^2}{|\underline{U}_{\text{Netz}}|} \cdot (\Re\{\underline{I}_{\text{Netz}}\} - R_{\text{Ent}} \cdot |\underline{U}_{\text{TN}}|) \end{aligned} \quad (4.15)$$

Gleichung 4.16 ergibt sich durch das Auflösen von Gleichung 4.15 nach dem Winkel δ . $\Re\{\underline{I}_{\text{Netz}}\}$ ist damit bekannt, da sowohl der Wirkstrom des Multi-PV als auch der Wirkstrom der Teilnetzlast als bekannt angenommen werden können.

$$\begin{aligned} \delta = \arcsin\left(\frac{R_{\text{Ent}}^2 - X_{\text{Ent}}^2}{(R_{\text{Ent}}^2 + X_{\text{Ent}}^2)^{\frac{1}{2}}} \cdot \frac{\Re\{\underline{I}_{\text{Netz}}\} + |\underline{U}_{\text{TN}}| \cdot R_{\text{Ent}}}{|\underline{U}_{\text{Netz}}|}\right) - \\ \arcsin\left(\frac{X_{\text{Ent}}}{(R_{\text{Ent}}^2 + X_{\text{Ent}}^2)^{\frac{1}{2}}}\right) \end{aligned} \quad (4.16)$$

Mit bekanntem Winkel δ kann $\underline{I}_{\text{Netz}}$ berechnet werden. Da nun in Gleichung 4.6 nur $\underline{I}_{\text{Multi-PV}}$ unbekannt ist, kann dieser ebenfalls berechnet werden. Damit sind alle Ströme und Spannungen bekannt und die Wirk- und Blindleistungsflüsse können daraus abgeleitet werden.

Die Gleichungen wurden in ein MATLAB®-Skript umgesetzt und sind Grundlage für die Berechnungen zur Dimensionierung der Hauptkomponenten im nachfolgenden Kapitel.

4.3.5 Dimensionierung der Hauptkomponenten

Durch die multifunktionale Nutzung des Stromrichters muss bei der Auslegung dieses Systems neben der PV-Einspeisung eine gleichzeitige Bereitstellung der Zusatzfunktionalitäten berücksichtigt werden. Insbesondere wenn gleichzeitig mehrere Zusatzfunktionalitäten bereitgestellt werden sollen, können Limitierungen in der benötigten Wirk- oder Blindleistung aufgrund des Nennstroms des Stromrichters auftreten.

Nachfolgend werden Möglichkeiten für eine Auslegung des Multi-PV-Systems aufgezeigt, falls das zuvor beschriebene Verfahren der induktiven Entkopplung für eine lokale Spannungsqualitätsverbesserung genutzt werden soll. Dabei wird insbesondere auf eine Anpassung der Nennscheinleistung $S_{n, \text{Multi-PV}}$ des Stromrichters und auf die Auswahl der Entkopplungsinduktivität eingegangen. Die Berechnungen beruhen auf den Ausführungen in Kapitel 4.3.4.1.

4.3.5.1 Entwicklung einer prinzipiellen Vorgehensweise

Für die Dimensionierung ist entscheidend, wie hoch die zusätzlich benötigte Blindleistung $Q_{\text{Multi-PV}}$, die durch den Stromrichter für das Verfahren der induktiven Entkopplung bereitgestellt werden muss, ist. Dieser Blindleistungsfluss hängt von den aktuellen Betriebsbedingungen ab. Die Abhängigkeiten sind in Gleichung 4.17 zusammengefasst.

$$Q_{\text{Multi-PV}} = f(P_{\text{Multi-PV}}, S_{\text{TN}}, \cos(\varphi_{\text{TN}}), L_{\text{Ent}}, U_{\text{Netz}}, S_k, \Psi_k) \quad (4.17)$$

Es können grundsätzlich zwei Varianten für eine Auslegung der Nennscheinleistung des Stromrichters angewendet werden. Nachfolgend werden diese beschrieben und deren Unterschiede erläutert.

Variante 1: Die Nennscheinleistung $S_{n, \text{Multi-PV}}$ des Stromrichters wird so angepasst, dass im vorgegebenen Wirkleistungsbereich ein festgelegter Spannungsbereich des öffentlichen Netzes (beispielsweise das Toleranzband der EN 50160 von $U_n \pm 10\%$) im lokalen Teilnetz ausgeglichen werden kann. Dies hat zur Folge, dass die Nennscheinleistung sich entsprechend Gleichung 4.18 berechnet, wobei die Blindleistung des Multi-PV von verschiedenen Parametern abhängig ist und deshalb der Maximalwert $Q_{\text{Multi-PV}, \text{max}}$ verwendet werden muss.

$$S_{n,\text{Multi-PV}} = \sqrt{(P_{\text{Multi-PV}}|_{S_{\text{max}}})^2 + (Q_{\text{Multi-PV,max}}|_{S_{\text{max}}})^2} \quad (4.18)$$

Variante 2: Die Nennscheinleistung $S_{n,\text{Multi-PV}}$ des Stromrichters wird nicht angepasst und ist einzig abhängig von der Auslegung der Wirkleistung (Gleichung 4.19).

$$S_{n,\text{Multi-PV}} = P_{n,\text{Multi-PV}} \quad (4.19)$$

Bei Erreichen der Nennscheinleistung muss eine Reduzierung der Wirkleistung erfolgen, damit die Spannung im lokalen Teilnetz auf dem vorgegebenen Sollwert gehalten werden kann. Dadurch können Spannungsänderungen (beispielsweise das Toleranzband der EN 50160 von $U_n \pm 10\%$) im lokalen Teilnetz ausgeglichen werden, falls die notwendige Blindleistung $Q_{\text{Multi-PV}}$ nicht die Nennscheinleistung $S_{n,\text{Multi-PV}}$ überschreitet. Die Reduktion der Wirkleistung kann zur Folge haben, dass die PV-Einspeisung abgeregelt werden muss. Bei Verfügbarkeit einer Batterie könnte dort eine Zwischenspeicherung erfolgen.

Aufgrund der vielen Einflussparameter auf $Q_{\text{Multi-PV}}$ wird in Abbildung 4.4 die entworfene Vorgehensweise für die Dimensionierung der Hauptkomponenten dargestellt.

Für eine Realisierung dieser Vorgehensweise sind von dem potenziellen Anlagenbetreiber Angaben über den Anschlusspunkt des Multi-PV-Systems, die zu erwartenden Lasten im lokalen Teilnetz und die maximal auszugleichenden Spannungsabweichungen erforderlich. Mit diesen Angaben können je nach Auslegungsvariante die Scheinleistung des Stromrichters und die Entkopplungsinduktivität bestimmt werden.

Durch eine Optimierung, je nach Kundenwunsch mit unterschiedlichen Zielfunktionen, kann diese Auswahl verfeinert werden. Diese Optimierungen werden im Rahmen dieser Arbeit nicht durchgeführt. Ansätze für Optimierungen könnten beispielsweise sein:

- Minimierung der Verluste der Entkopplungsinduktivität
- Minimierung der Abregelung der Wirkleistung unter Einbezug von PV-Einspeise- und Lastprofilen
- Minimierung des Blindleistungsaustausches mit dem Netz

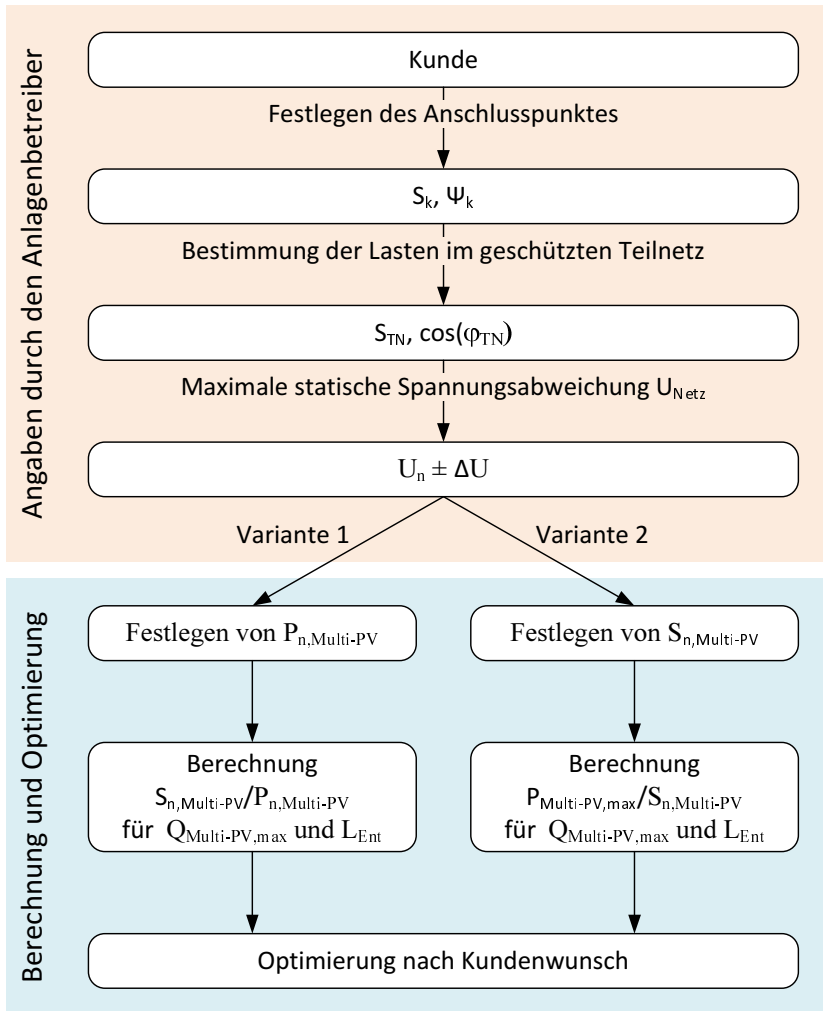


Abbildung 4.4: Entwickelte Vorgehensweise zur Dimensionierung der Hauptkomponenten. Eigene Darstellung.

4.3.5.2 Exemplarische Auslegung

Nachfolgend wird die zuvor beschriebene Vorgehensweise exemplarisch angewendet. Hierfür werden die Werte aus Tabelle 4.4 angenommen.

Tabelle 4.4: Angenommener Wertebereich der Parameter für eine exemplarische Auslegung der Hauptkomponenten

Parameter	Wertebereich
Netzspannung U_{Netz}	$U_n \pm 10\%$
Teilnetzspannung U_{TN}	U_n
Scheinleistung Teilnetz S_{TN}	0 kVA ... 100 kVA
Lastwinkel Teilnetz φ_{TN}	$-\pi/4 \dots \pi/4$
Wirkleistung Stromrichter $P_{\text{Multi-PV}}$	-40 kW ... 100 kW
Kurzschlussleistung S_k am AP des Multi-PV	3 MVA
Netzimpedanzwinkel Ψ_k am AP des Multi-PV	50°

Abbildung 4.5 zeigt die Berechnungsergebnisse für die Anpassung des Auslegungsverhältnisses nach Variante 1 für ausgewählte Größen der Entkopplungsinduktivität. Hierfür wird in Abhängigkeit der variierenden Netzspannung der Arbeitspunkt mit der maximalen Scheinleistung ermittelt. Für die Berechnung erfolgt die Variation der Scheinleistung im Teilnetz mit einer Schrittweite von 10 kVA, die des Lastwinkels mit $\pi/20$ und die der Wirkleistung des Multi-PV mit 10 kW.

Abbildung 4.6 verdeutlicht den Einfluss der Entkopplungsinduktivität auf die notwendige Anpassung der Nennscheinleistung des Multi-PV-Stromrichters. Hierfür wird der maximale Faktor zur Anpassung der Nennscheinleistung über den Netzspannungsbereich aus Abbildung 4.5 ermittelt und dargestellt. Dieser Faktor verkleinert sich für Entkopplungsinduktivitäten größer $L_{\text{Ent}} = 1,2 \text{ mH}$ nur unwesentlich.

Im Gegensatz dazu zeigt Abbildung 4.7, bei einer Auslegung nach Variante 2, den garantiert verfügbaren Wirkleistungsbereich, den der Multi-PV-Stromrichter bei verschiedenen Entkopplungsinduktivitäten in Abhängigkeit einer variierenden Netzspannung und den Annahmen aus Tabelle 4.4 zur Verfügung stellen kann. Es ist zu erkennen, dass das Verhältnis von $P_{\text{Multi-PV,garantiert}}/S_{\text{n,Multi-PV}}$ bei keiner Kombination der verschiedenen Parameter gleich eins ist. Dies ist insbesondere durch die variierende Teilnetzlast bedingt, die eine zusätzliche Blindleistungsbereitstellung durch den Multi-PV-Stromrichter erfordert. Durch die begrenzte Scheinleistung des Stromrichters kann vor allem bei kleinen Entkopplungsinduktivitäten nicht der gesamte Spannungsbereich aus Tabelle 4.4 abgedeckt werden. Weiter unterscheidet sich bei gleicher Netzspannung der verfügbare Wirkleistungsbereich in Abhängigkeit der Richtung.

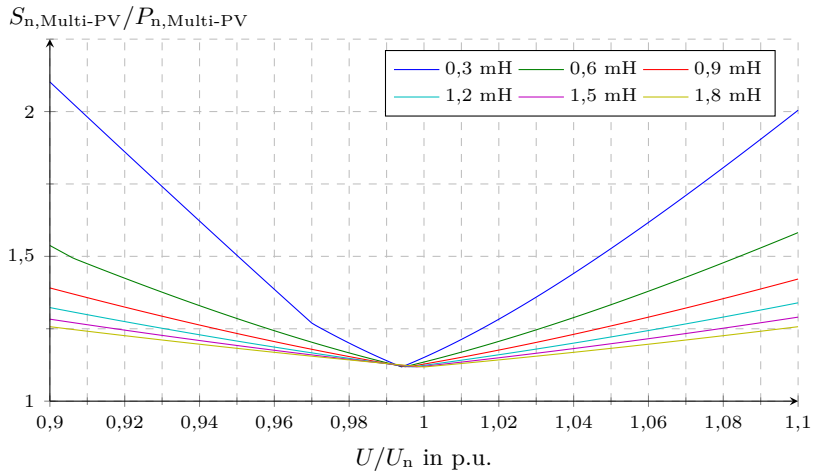


Abbildung 4.5: Anpassung der Nennscheinleistung des Multi-PV-Stromrichters in Abhängigkeit der Netzspannung für einen Betrieb mit den Annahmen aus Tabelle 4.4. Eigene Berechnung, Auswertung und Darstellung.

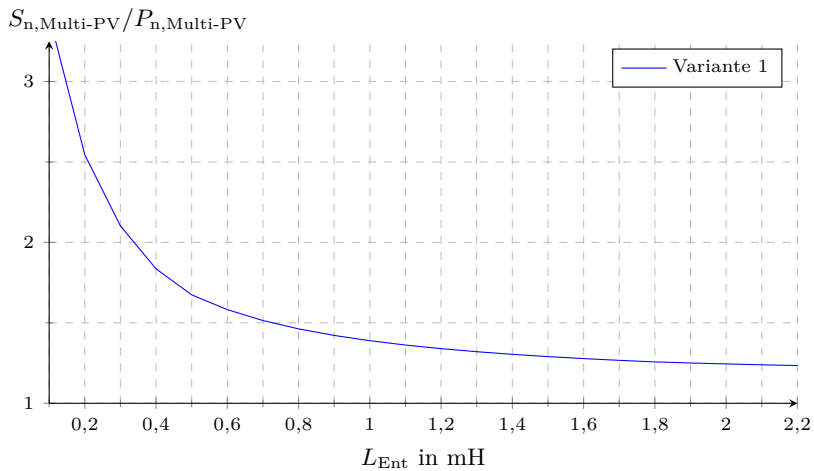


Abbildung 4.6: Maximaler Faktor zur Anpassung der Nennscheinleistung des Multi-PV-Stromrichters (ermittelt aus Abbildung 4.5) in Abhängigkeit der Entkopplungsinduktivität. Eigene Berechnung, Auswertung und Darstellung.

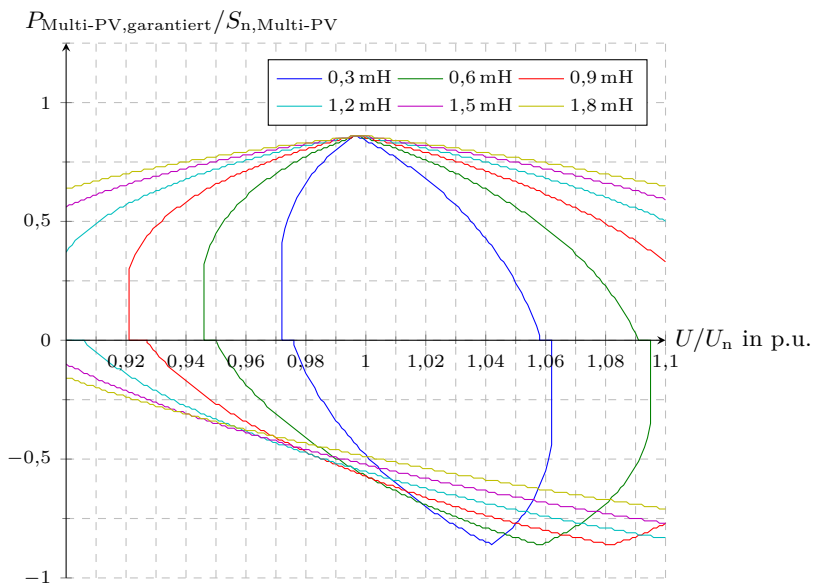


Abbildung 4.7: Garantiert verfügbarer Wirkleistungsbereich des Multi-PV-Stromrichters bei einer Auslegung nach Variante 2 und Annahmen aus Tabelle 4.4. Eigene Berechnung, Auswertung und Darstellung.

Nachfolgend wird für eine festgelegte Entkopplungsinduktivität und für eine konstante Netzspannung der Verlauf der Blindleistung bei variierenden Parametern des Teilnetzes (Scheinleistung und Lastwinkel) in Abbildung 4.8 und bei variierenden Parametern des APs (Netzkurzschlussleistung und Netzimpedanzwinkel) in Abbildung 4.9 dargestellt.

In Abbildung 4.8 wird im Gegensatz zu den vorigen Berechnungen nicht die maximale Blindleistung in dem definierten Betriebsbereich angegeben, sondern für einen Wirkleistungsarbeitspunkt des Multi-PV nur die Teilnetzparameter verändert. Hierzu wird die Teilnetzscheinleistung bis zu 100 kVA mit einer Schrittweite von 10 kVA variiert. Der Anteil der Wirkleistung im Teilnetz wird über den Lastwinkel berechnet. Für die Wirkleistung des Multi-PV-Stromrichters wird 100 kW als konstant angenommen.

Die betragsmäßig höchste Blindleistung wird bei einer Scheinleistung von 100 kVA im Teilnetz mit einem Lastwinkel von $\varphi_{TN} = -\pi/2$ erreicht.

Dieser Arbeitspunkt entspricht einer Teilnetzlast mit reinem Blindleistungsbedarf. Dies verdeutlicht die Wichtigkeit einer realistischen Einschätzung des Betriebsbereichs.

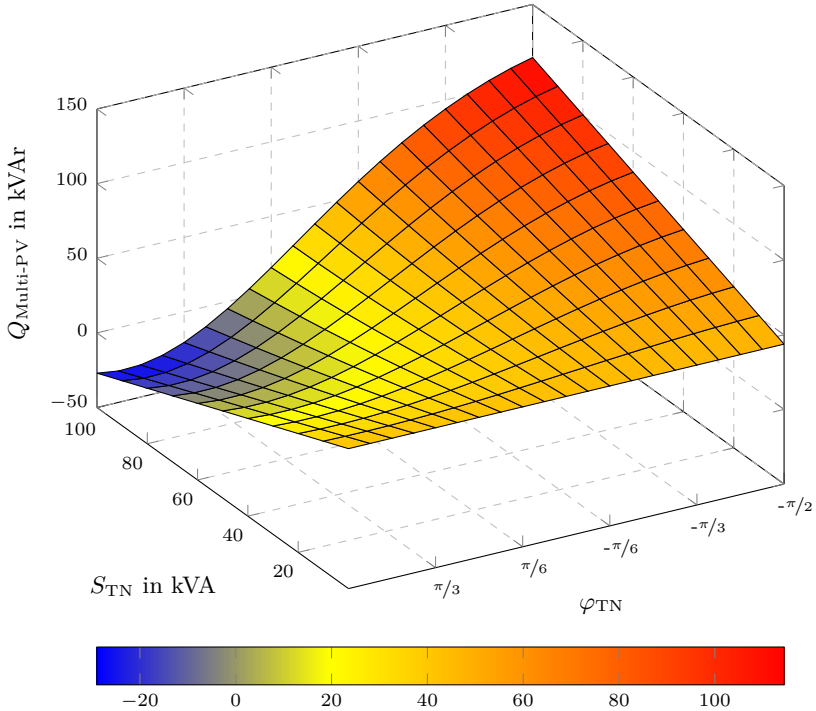


Abbildung 4.8: Blindleistungsverlauf bei variierenden Betriebsparametern S_{TN} und φ_{TN} für das Teilnetz und sonst festen Betriebsparametern ($U_{\text{Netz},\Delta} = 360 \text{ V}$, $P_{\text{Multi-PV}} = 100 \text{ kW}$ und $L_{\text{Ent}} = 1,2 \text{ mH}$). Eigene Berechnung, Auswertung und Darstellung.

Der Einfluss des APs auf die maximal benötigte Blindleistung wird in Abbildung 4.9 gezeigt. Hierfür wird der maximale Blindleistungswert für die Parameter aus Tabelle 4.4 und einer Entkopplungsinduktivität von $L_{\text{Ent}} = 1,2 \text{ mH}$ ermittelt und dargestellt. Für kleinere Netzimpedanzwinkel steigt die benötigte Blindleistung an. Dieser Effekt wird verstärkt, wenn die Netzkurzschlussleistung abnimmt.

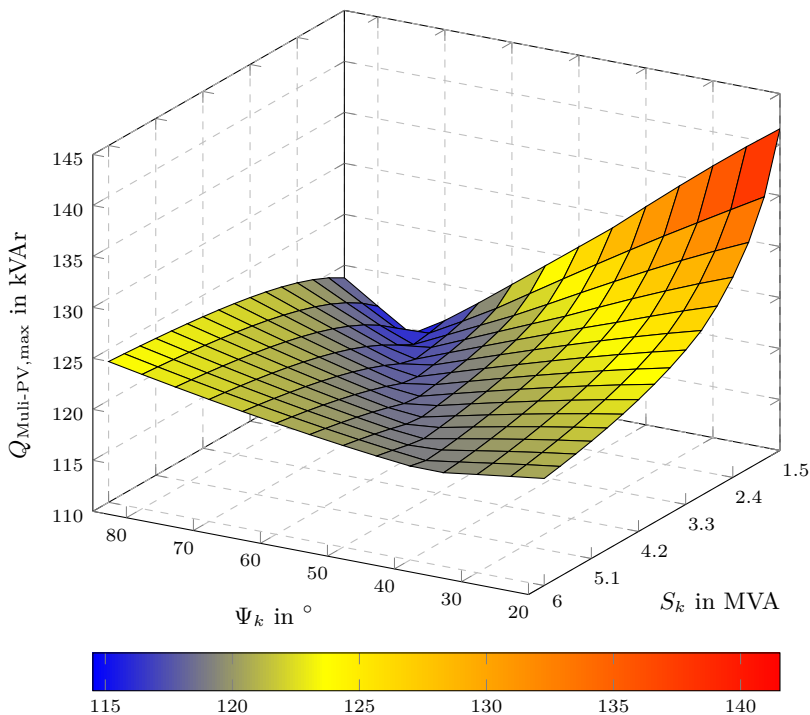


Abbildung 4.9: Maximale Blindleistung bei variierenden Betriebsparametern für verschiedene APs ($U_{\text{Netz},\Delta} = 360$ V, $P_{\text{Multi-PV}}$ in 10 kW Schritten, S_{TN} in 10 kVA Schritten und φ_{TN} in $\pi/20$ Schritten in den Grenzen von Tabelle 4.4 und L_{Ent} mit 1,2 mH). Eigene Berechnung, Auswertung und Darstellung.

4.4 Netzintegration

Das multifunktionale PV-Batterie-Stromrichtersystem kann dank seiner großen Vielfalt an Zusatzfunktionalitäten an verschiedensten Punkten im Verteilungsnetz integriert werden. Neben dem AP ist aber vor allem wichtig, wer das System betreibt, woraus sich auch die gewünschten Zusatzfunktionalitäten sowie notwendigen externen Messstellen, zeitlichen Anforderungen und Sollwertvorgaben ergeben. Abbildung 4.10 zeigt hierfür vier grundsätzliche Möglichkeiten auf, wie das Multi-PV-System in das Netz integriert werden kann.

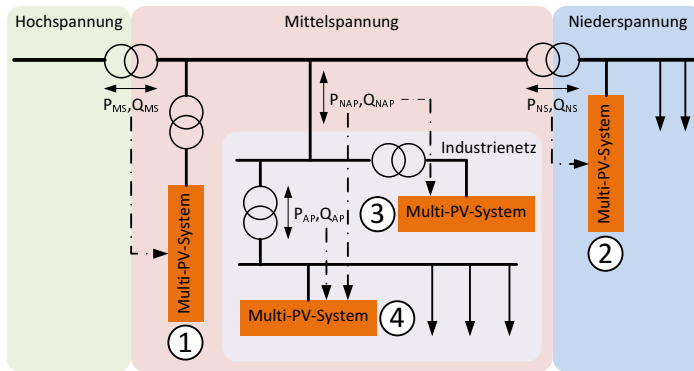


Abbildung 4.10: Möglichkeiten zur Netzintegration des Multi-PV-Systems in MS- und NS-Netzen.

① Anschluss des Multi-PV-Systems im Verteilungsnetz an einen NAP im MS-Netz. Folgende grundsätzlichen Optionen für den Einsatz von Zusatzfunktionalitäten können unterschieden werden:

- Unterstützung des Netzbetriebs im MS-Netz durch Regelung von Leistungsflüssen (P_{MS}, Q_{MS}). Die Auswahl des NAPs und der Messstellen für die Regelung erfolgt in Abhängigkeit des Netzaufbaus und den Netzführungsstrategien durch den Verteilungsnetzbetreiber. Die Vorgabe von Sollwerten und die Bereitstellung von externen Messwerten liegen ebenso im Aufgabenbereich des Verteilungsnetzbetreibers.
- Unterstützung des Netzbetriebs durch Bereitstellung von Regelleistung. Sollwertvorgabe durch den Netzbetreiber oder durch eine Pool-Leitwarte. Frequenzmessung kann direkt vor Ort vorgenommen werden. Hier ist die Auswahl des NAPs nicht eingeschränkt und kann frei gewählt werden.
- Unterstützung beim Netzwiederaufbau

② Anschluss des Multi-PV-Systems im Verteilungsnetz an einen NAP im NS-Netz. Folgende grundsätzlichen Optionen für den Einsatz von Zusatzfunktionalitäten können unterschieden werden:

- Unterstützung des Netzbetriebs im NS-Netz, vor allem hinsichtlich Spannungshaltung im NS-Netz. Die Auswahl des

NAPs und der Messstellen für die Regelung erfolgt in Abhängigkeit des Netzaufbaus und den Netzführungsstrategien durch den Verteilungsnetzbetreiber. Die Vorgabe von Sollwerten und die Bereitstellung von externen Messwerten liegen ebenso im Aufgabenbereich des Verteilungsnetzbetreibers.

- Unterstützung des Netzbetriebs im MS-Netz durch Regelung des Leistungsaustauschs ($P_{\text{NS}}, Q_{\text{NS}}$) zwischen NS-Netz und dem übergeordneten MS-Netz. Aufgrund der Leistungsstärke des Multi-PV-Systems scheint ein Anschluss in der direkten Umgebung des MS/NS-Ortsnetztransformators sinnvoll.
 - Unterstützung des Netzbetriebs durch Bereitstellung von Regelleistung. Sollwertvorgabe durch den Netzbetreiber oder durch eine Pool-Leitwarte. Frequenzmessung kann direkt vor Ort vorgenommen werden. Hier ist die Auswahl des NAPs nicht eingeschränkt und kann frei gewählt werden.
- ③ Multi-PV-System direkt am NAP des Industrienetzes. Zusatzfunktionalitäten wie in ① vorstellbar. Weitere Zusatzfunktionalitäten sind zum Nutzen des Industrienetzbetreibers:
- Regelung des Wirkleistungsflusses P_{NAP} zum Spitzenlastmanagement
 - Blindleistungskompensation
 - Lokale Verbesserung der Spannungsqualität
 - Inselnetzbetrieb für das Industrienetz bei Netzausfall
- ④ Anschlusspunkt innerhalb eines Industrienetzes. Prinzipiell die gleichen Zusatzfunktionalitäten wie in ③. Die Messwerte müssen durch den Industrienetzbetreiber bereitgestellt werden. Bei Zusatzfunktionalitäten die sich am NAP auswirken, müssen Leistungsflüsse innerhalb des Industrienetzes mitberücksichtigt werden.

Das Multi-PV-System soll in einem Industrienetz betrieben werden. Für die Versuchsplattformen ist eine Leistung des Multi-PV-Stromrichters im Bereich von 100 kVA vorgesehen. Daher wird für diese Arbeit Variante ④ ausgewählt, um das entwickelte Multi-PV-System in das Netz zu integrieren. Dementsprechend werden für die Regelungs- und Betriebsführungsverfahren (siehe Kapitel 6) ausgewählte Zusatzfunktionalitäten (Tabelle 4.3) entsprechend den vorangegangenen Ausführungen in den Versuchsplattformen (siehe Kapitel 5) umgesetzt.

5 Gerätetechnische Realisierung des Multi-PV

Im Projekt „Multifunktionale PV-Stromrichter“ wurden zwei Versuchsplattformen entwickelt, aufgebaut und betrieben. Erste Untersuchungen wurden mit einem Labormuster im *DeMoTec* Labor des *Fraunhofer IWES* durchgeführt. Hiermit konnte die Umsetzbarkeit und Machbarkeit gezeigt werden. Erfahrungen aus den Labortests flossen in den Prototypen ein. Da dieser in einem Langzeitversuch bei dem Industrieunternehmen *Hübner GmbH (Hübner)* im Industrienetz des *Werk 3* getestet wurde, lag der Fokus auf der Produktentwicklung. Dadurch ergaben sich für diese Arbeit bei den Versuchsplattformen unterschiedliche Schwerpunkte hinsichtlich Regelungsentwicklung.

Das Labormuster kann durch die Verwendung eines Rapid-Control-Prototyping (RCP) Systems bis auf die Ebene der PWM-Erzeugung beeinflusst werden. Für den Entwicklungsprozess der Regelung wird ein modellbasierter Ansatz gewählt, der nachfolgend genauer beschrieben wird. Dieser wird auch für die Implementierung der Stromrichterregelung des Labormusters angewendet.

Der Prototyp bietet dagegen nur die Möglichkeit, auf ausgewählte Größen mit einer übergeordneten Regelung und Betriebsführung einzuwirken. Die Stromrichterregelung wird bei dieser Versuchsplattform durch den Projektpartner *SMA* auf Grundlage existierender Regelungen für Zentralwechselrichter implementiert. Diese Vorgehensweise zeigt, dass Stromrichter verschiedener Hersteller mit definierten Schnittstellen für die Bereitstellung von Zusatzfunktionalitäten durch eine Ansteuerung mit einer geräteunabhängigen Regelungs- und Betriebsführungseinheit verwendet werden könnten.

5.1 Modellbasierte Regelungsentwicklung¹

Für die Entwicklung der Stromrichterregelung wird der Ansatz einer modellbasierten Regelungsentwicklung verfolgt. Dabei dienen die Ausführ-

¹basiert auf [53]

rungen in [18] als Grundlage und werden durch ein Controller-Hardware-in-the-Loop (CHIL) Verfahren erweitert. Abbildung 5.1 gibt eine Übersicht.

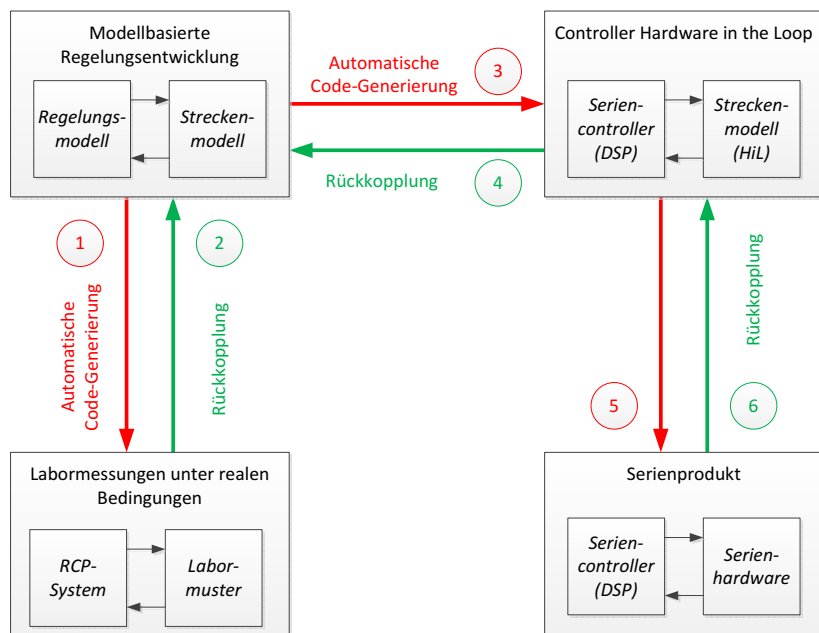


Abbildung 5.1: Grundsätzlicher Ablauf der Regelungsentwicklung mit einem modellbasierten Ansatz.

Die vorgeschlagene Vorgehensweise zur Regelungsentwicklung beinhaltet vier Entwicklungsstufen. Grundlage bildet das Regelungsmodell, welches in einer geeigneten Simulationsumgebung zusammen mit dem Streckenmodell entwickelt wird. Dabei kann das Streckenmodell durch Nachbildung der Stromrichterhardware aufgebaut werden, sodass die Verwendung von Übertragungsfunktionen in diesem Fall nicht notwendig wäre.

Durch Anwendung einer automatischen Code-Generierung und Verwendung eines RCP-Systems kann zeitnah ein Labormuster mit der entwickelten Regelung getestet werden. Dieser Schritt kann bei schon existierender Erfahrung mit der späteren Serienhardware auch übersprungen werden.

Nach Verbesserung des Regelungs- und Streckenmodells, aufgrund von Ergebnissen aus Tests mit dem Labormuster, kann das Regelungsmodell auf einen Seriencontroller aufgespielt werden. Da hier meist noch spezifische Anpassungen aufgrund des verwendeten Digitalen Signalprozessors (DSP) gemacht werden müssen, empfiehlt es sich, diesen in Kombination mit einem Hardware-in-the-Loop (HIL) System zu testen. Das CHIL dient zur Überprüfung, ob die I/O-Schnittstellen des Controllers in Verbindung mit dem Streckenmodell funktionieren. Das Streckenmodell der Stromrichterhardware muss dafür aber in Echtzeit auf dem HIL-System ausgeführt werden können. Nach erfolgreichen Tests kann nun der Seriencontroller mit der Serienhardware getestet werden.

Entscheidender Vorteil dieses Ansatzes ist, dass die komplette Regelung und Betriebsführung in der Simulationsumgebung entworfen werden kann, in der auch gleichzeitig das Streckenmodell vorhanden ist. Dadurch können durch Einsatz verschiedener Modelltypen sehr viele Anwendungsfälle simuliert, sowie der Einfluss verschiedener Regelungsparameter auf das Systemverhalten untersucht werden. Ein weiterer Vorteil stellt die automatische Code-Generierung dadurch dar, dass das funktionsfähige Regelungsmodell in der Simulationsumgebung nicht händisch in ausführbaren Code übersetzt werden muss. Dies bringt vor allem eine Zeitersparnis, senkt aber auch die Fehleranfälligkeit des Entwicklungsprozesses.

In dieser Arbeit wird sich im Besonderen auf den linken Teil von Abbildung 5.1 konzentriert, da die Entwicklung eines Serienprodukts hier nicht im Fokus steht. Als Simulationsumgebung wird MATLAB® eingesetzt. Die Regelung und Betriebsführung wird mit den Toolboxes Simulink® und Stateflow® entworfen, das Streckenmodell wird mit der Toolbox SimPowerSystems™ realisiert. Im Labormuster wird ein System von *dSPACE* als RCP-System eingesetzt. Der Code wird direkt aus der Simulationsumgebung automatisch generiert, die Einbindung der I/O-Schnittstellen findet im Modell durch spezielle Blöcke, bereitgestellt vom Hersteller des RCP-Systems, statt.

Für die Regelungs- und Betriebsführungsentwicklung des Multi-PV-Stromrichters werden verschiedene Modelltypen eingesetzt. In Tabelle 5.1 ist eine Bewertung entsprechend den Kriterien Detaillierungsgrad, Rechenzeit und simulierte Zeitdauer angegeben. Während Modelle auf IGBT-Ebene zur Verifikation des Streckenmodells und zur Simulation von Transienten, speziell beim Übergang zwischen verschiedenen Betriebsmodi, eingesetzt werden, kommt das Stromrichter-Modell mit

idealen Spannungsquellen für die Entwicklung von Regelungsalgorithmen und zur Bestimmung von Regelungsparametern zum Einsatz. Für die Entwicklung der übergeordneten Regelung und Betriebsführung wird das Leistungsfluss-Modell eingesetzt. Diese verschiedenen Modelltypen werden nachfolgend näher beschrieben.

Tabelle 5.1: Bewertung der eingesetzten Modelle für die Regelungs- und Betriebsführungsentwicklung des Multi-PV-Stromrichters

Modelltyp	Detaillierungs- grad	Rechen- zeit	Simulierte Zeitdauer
Leistungsfluss	gering	gering	min bis h
Spannungsquellen (ideal)	mittel	mittel	s bis min
IGBT-Ebene	hoch	hoch	ms bis s

5.1.1 Leistungsfluss-Modell

Das Leistungsfluss-Modell wird verwendet, um einen Überblick bei komplexen Regelungsaufgaben zu erhalten. Insbesondere für den Entwurf von Betriebsführungen kann diese Methode sehr hilfreich sein, da das Leistungsfluss-Modell einen sehr hohen Abstraktionsgrad aufweist. Anstatt Momentanwerte der Spannung und des Stroms zu verwenden, bilden Wirk- und Blindleistungsflüsse die Grundlage der Simulation. Diese Vereinfachung ermöglicht hohe Simulationsgeschwindigkeiten deren Schrittweite im Bereich von Sekunden liegt. Somit können auch längere Zeitabschnitte, wie z. B. ein kompletter Tagesverlauf, in kurzer Zeit simuliert werden.

Abbildung 5.2 zeigt beispielhaft ausschnittsweise das entworfene MATLAB® / Simulink® Leistungsfluss-Modell für die Entwicklung der Zusatzfunktionalitäten, die durch die übergeordnete Regelung und Betriebsführung ausgeführt werden. Die Nachbildung des Stromrichterhaltens (in Abbildung 5.2 Blindleistungsbereitstellung) wird anhand einer Übertragungsfunktion realisiert. Dadurch wird bei Vorgabe eines Sollwerts der Wirk- oder Blindleistung durch die übergeordnete Regelung und Betriebsführung an das Stromrichtersystem das zeitliche Verhalten nachempfunden. Mit dieser Vorgehensweise können auch weitere Betriebsarten, wie z. B. das Spitzenlastmanagement, mit diesem Modelltyp entwickelt werden.

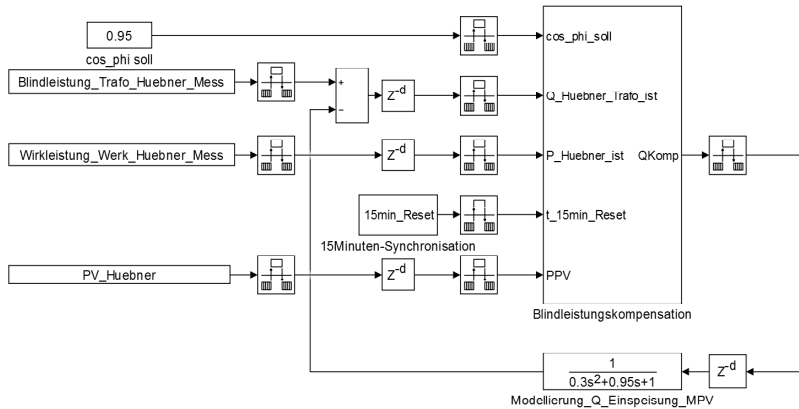


Abbildung 5.2: Leistungsfluss-Modell zur Entwicklung der übergeordneten Betriebsart der Blindleistungskompensation.

Aufgrund der verwendeten Plattform für die übergeordnete Regelung und Betriebsführung ist eine automatische Code-Generierung nicht anwendbar. Jedoch wird das Modell zuerst in Simulink® entwickelt und getestet. Daraufhin erfolgt eine Umsetzung in ausführbaren Code (MATLAB® m-file) von Hand, dessen Code-Aufbau dem der Zielplattform stark ähnelt. Dadurch kann sichergestellt werden, dass der so entwickelte Code für den realen Test im Zielsystem einen hohen Grad an Zuverlässigkeit bietet.

5.1.2 Modellierung mit idealen Spannungsquellen

Bei dieser Modellierungsart werden anstatt Wirk- und Blindleistungsflüssen nun Spannungs- und Stromquellen eingesetzt. Hauptziel dieser Modellierung ist die Entwicklung der Regelungsalgorithmen (z. B. Regelung des Wirk- und Blindstroms), die für die Stromrichterregelung notwendig sind. Dafür muss die Simulation mit einer Schrittweite ablaufen, die mindestens der Taktfrequenz des Stromrichters (z. B. 3 kHz für den Multi-PV-Stromrichter) entspricht. Um trotzdem eine schnelle Simulation gewährleisten zu können, werden keine leistungselektronischen Bauelemente in der Simulation verwendet, sondern durch ideale Spannungsquellen ersetzt. Beim Multi-PV-Stromrichter sind davon die B6-Brücke zur AC-Ankopplung an das Netz und der DC/DC-Steller zwischen Batterie und DC-Zwischenkreis betroffen.

Das zugehörige Modell für den AC-Teil des Stromrichters ist in Abbildung A.2 im Anhang gezeigt. Dabei wird der durch die Regelung berechnete Sollwert für die durch den Stromrichter zu stellende Spannung $u_{B6_{stell}}$ als Einstellwert für die Spannungsquellen im Modell verwendet. Dadurch können die PWM-Generierung und das Takten der IGBT-Leistungshalbleiter vernachlässigt werden. Üblicherweise wird die Umgebung des Stromrichters mit einer höheren Auflösung (etwa 3- bis 5-mal so schnell) simuliert, um auch Vorgänge innerhalb eines Taktzyklus, die durch die neuen Sollwerte der Regelung hervorgerufen werden, erfassen zu können.

5.1.3 Modellierung auf Leistungshalbleiterebene

Eine detailliertere Modellierung im Vergleich zur Nutzung von Spannungsquellen wird durch die Modellierung auf Leistungshalbleiterebene erreicht. Dieser Modellierungstyp wird eingesetzt, wenn eine sehr niedrige Abstraktionsebene benötigt wird. Da das Ein- und Ausschalten der Leistungshalbleiter berücksichtigt wird, werden sehr kleine Simulationsschritte benötigt. Diese betragen etwa $1/100$ der Taktfrequenz des Stromrichters, um die PWM-Signale, unter der Annahme einer 6 bis 7 Bit Auflösung, mit der entsprechend benötigten Genauigkeit umsetzen zu können. Daher ist diese Simulationsart sehr zeitaufwendig. Nur die Simulation von einigen Sekunden Echtzeit erscheint sinnvoll.

Die Anwendung dieses Modells erfolgt insbesondere für den Test der Umschaltung zwischen Betriebsarten oder zum prinzipiellen Test der Funktionalität des Stromrichters (Generierung Spannung durch Sinusfilter, PWM-Generierung etc.). Dies ist wichtig, da auf Grundlage dieses Modells die zuvor beschriebenen zeitlich geringer aufgelösten Modelle entwickelt werden. Abbildung A.3 im Anhang zeigt das entwickelte Modell zur Nachbildung des Multi-PV-Stromrichters auf Leistungshalbleiterebene. Der B6-Brücke werden die berechneten PWM-Signale vorgegeben. Die Schnittstellenblöcke zeigen die modelltechnische Verbindung zwischen Stromrichterhardware und -software.

5.2 Multi-PV-Labormuster

Das Labormuster des Multi-PV-Systems wird durch *SMA* und *Fraunhofer IWES* im Test- und Experimentierzentrum *DeMoTec* aufgebaut

und betrieben. Dabei wird der hardwaretechnische Aufbau durch *SMA* übernommen, die softwaretechnische Regelung wird im Rahmen dieser Arbeit mit einem RCP-System von *dSPACE* entwickelt.

Das Labormuster hat eine Nennscheinleistung von 100 kVA, die Innenansicht ist in Abbildung 5.3 dargestellt. Bei der Planung wurde insbesondere auf eine variable Einstellmöglichkeit der Entkopplungsinduktivität L_{Ent} geachtet, um deren Einfluss auf die Spannungsqualitätsverbesserung untersuchen zu können. Das Labormuster verfügt daher über eine minimale Entkopplungsinduktivität von 0,3 mH und über eine maximale Entkopplungsinduktivität von 1,8 mH. Dazwischen sind diskrete Werte mit einer Schrittweite von 0,3 mH einstellbar.

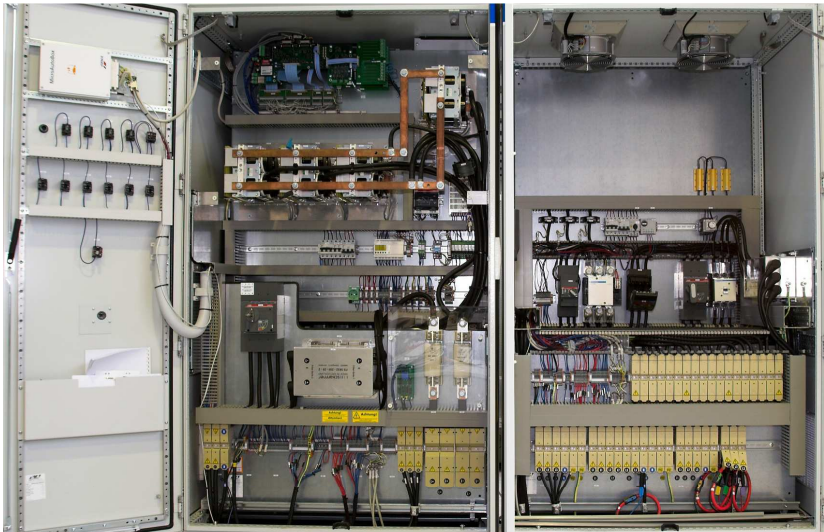


Abbildung 5.3: Labormuster (Innenansicht) des Multi-PV-Stromrichters

Als Speichereinheit wird eine Bleibatterie verwendet. Es kommen kostengünstige ortsfeste Panzerplattenbatterien (OPzS) zum Einsatz, die über einen flüssigen Elektrolyten verfügen. Insgesamt werden 192 Zellen in Serie geschaltet und damit eine Batteriespannung von 384 V erreicht. Die Kapazität der Batterie beträgt 800 Ah (C_{10}). Um die bei der Ladung entstehenden Wasserverluste zu verringern, verfügen die Batteriezellen jeweils über einen Rekombinator (siehe Abbildung 5.4) [52].



Abbildung 5.4: Batterieeinheit des Multi-PV-Systems (384 V, 800 Ah (C_{10}), 192 Zellen) vor der *DeMoTec*.

5.2.1 Testumgebung *DeMoTec*

In der *DeMoTec* besteht die Möglichkeit, Einheiten bis zu 200 kVA zu testen. Verschiedene Prüfeinrichtungen für den Nachweis der elektrischen Eigenschaften stehen zur Verfügung. Hinsichtlich der Entwicklung des Multi-PV-Systems werden sowohl auf der Gleichspannungs- als auch auf der Wechselspannungsseite Quellen und Senken für die Nachbildung realer Systeme eingesetzt.

Für die Nachbildung der AC-Seite wird der in Abbildung 3.13 auf Seite 54 gezeigte AC-Netzsimulator verwendet. Für die Nachbildung eines PV-Feldes wird ein PV-Simulator eingesetzt. Dieser ist aus einer regelbaren DC-Quelle mit einstellbarer Leerlaufspannung und anpassbarem Innenwiderstand aufgebaut. Mit dieser Anordnung ist es möglich, größere PV-Leistungen im Labor nachzubilden.

5.2.2 Regelung mit einem RCP-System

Für die Regelung des Labormusters wird das kommerziell verfügbare RCP-System *dSpace DS1401/1501 MicroAutoBox (MAB)* eingesetzt. Das Labormuster basiert hardwaretechnisch auf einem Zentralwechselrichterkonzept. Die Schnittstellen zur Regelung und Steuerung des Stromrichters werden an das RCP-System angebunden. Tabelle 5.2 und Tabelle 5.3 geben eine Übersicht der Messgrößen und der I/O-Signale des Labormusters. Mit diesen Eingriffsmöglichkeiten können die in Tabelle 7.1 auf Seite 155 aufgelisteten Zusatzfunktionalitäten für die Erpro-

bung des Multi-PV-Systems grundsätzlich realisiert werden. Da jedoch die Einbindung externer Messstellen in einem Netzabschnitt außerhalb des Stromrichters für Zusatzfunktionalitäten wie z. B. Spitzenlastmanagement oder Blindleistungskompensation notwendig ist, wird eine übergeordnete Regelungs- und Betriebsführungseinheit benötigt. Eine entsprechende Umsetzungsmöglichkeit wird in Kapitel 5.3 aufgezeigt.

Tabelle 5.2: Messstellen des Multi-PV-Labormusters

Messgröße	Beschreibung
$3 \times U_{\text{Netz}}$	Netzspannung, gemessen im vorgelagerten Netz
$3 \times I_{\text{Netz}}$	Netzstrom, gemessen im vorgelagerten Netz
$3 \times U_{\text{WR}}$	Stromrichterausgangsspannung, Lastspannung
$3 \times I_{\text{WR}}$	Stromrichterausgangsstrom
$1 \times U_{\text{PV}}$	Spannung des PV-Feldes
$1 \times I_{\text{PV}}$	Ausgangsstrom des PV-Feldes
$1 \times U_{\text{Batt}}$	Batteriespannung
$1 \times I_{\text{Batt}}$	Batteriestrom

Tabelle 5.3: I/O-Schnittstellen des Multi-PV-Labormusters

Signal	Beschreibung
$6 \times \text{PWM}$	Ansteuerung Leistungshalbleiter B6-Brücke
$2 \times \text{PWM}$	Ansteuerung Leistungshalbleiter für Hoch-/Tiefsetzsteller
$1 \times \text{digitaler Ausgang}$	Schaltbefehl Stromrichter koppelschütz
$1 \times \text{digitaler Ausgang}$	Schaltbefehl zum Überbrücken der Entkopplungsinduktivität
$1 \times \text{digitaler Ausgang}$	Schaltbefehl zum magnetischen Schalten des Netzkoppelschützes
$1 \times \text{digitaler Ausgang}$	Schaltbefehl für Arbeitsstromauslöser zur schnellen Netztrennung im Fehlerfall

Ausführbarer Code wird automatisch per Knopfdruck aus der Regelung, erstellt in MATLAB®/Simulink®, erzeugt und auf das RCP-System geladen. Solche Systeme verfügen über eine hohe Rechenleistung im Gegensatz zu den für die Regelung und Betriebsführung in Serienprodukten eingesetzten DSPs und Mikroprozessoren. Der Nutzer kann mit dem zugehörigen Programm *ControlDesk* auf Variablen der Regelung während des Betriebs des Labormusters online über konfigurierbare Oberflächen

(siehe Abbildung A.4 im Anhang) zugreifen. Dadurch können Parameter, wie z. B. Einstellungen für Regler, angepasst und optimiert werden.

5.3 Multi-PV-Prototyp im Industrienetz

Der Prototyp des Multi-PV-Systems wird in einem Industrienetz getestet. Dafür wird das System in das *Werk 3* der *Hübner GmbH* integriert. Abbildung 5.5 zeigt das *Werk 3* mit der auf dem Hallendach aufgebauten 100 kW_p PV-Anlage.

Abbildung 5.6 zeigt schematisch den Gesamtaufbau des Industrienetzes, in welches das Multi-PV-Prototypensystem integriert wird. Für das Monitoring des kompletten Aufbaus werden eine Vielzahl von Messstellen (z. B. Einstrahlung, Temperatur) und Überwachungen (z. B. Zellenspannung Batterie) innerhalb des Projekts aufgebaut. Die auflaufenden Daten werden in Datenbanken gespeichert. Auf das System kann per Fernwartung zugegriffen werden. Für die Umsetzung der Zusatzfunktionalitäten werden notwendige zusätzliche Messstellen installiert, die an der NS-Seite der Transformatoren T₁ und T₂ am NAP liegen.

Abbildung 5.7 zeigt den Aufbau des entwickelten Multi-PV-Prototypenstromrichters. Der Stromrichter besitzt eine Anbindung an eine *Sunny WebBox*. Dadurch können Parameter des Systems gesetzt werden. Ein Monitoring ist über das *Sunny Portal* möglich [43].



Abbildung 5.5: *Werk 3* der *Hübner GmbH* mit der PV-Anlage von etwa 100 kW_p für das Multi-PV-Prototypensystem.

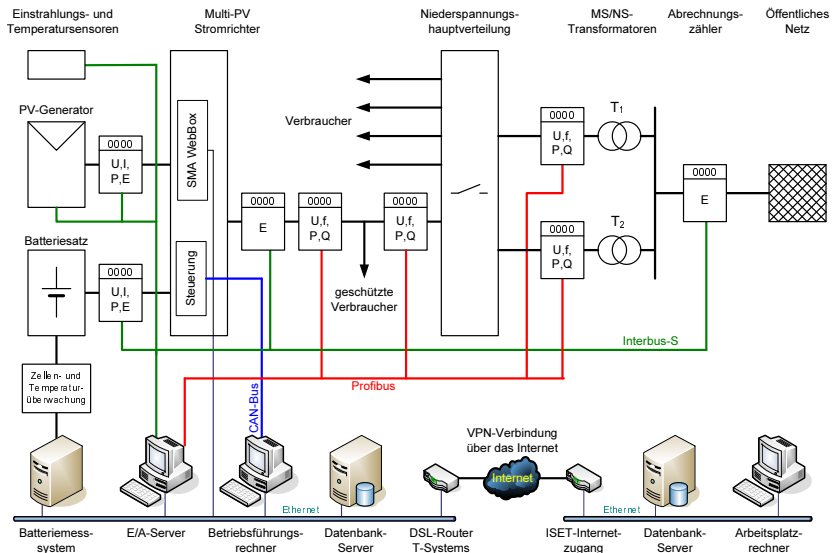


Abbildung 5.6: Übersicht des gesamten Prototypenaufbaus im Industrienetz inklusive kommunikationstechnischer Anbindung. Basierend auf einer Zusammenstellung von Randolph Geipel (*Fraunhofer IWES*).



Abbildung 5.7: Prototyp des Multi-PV-Stromrichters

Abbildung 5.8 beschreibt die Steuerung des gesamten Multi-PV-Prototypensystems. Neben dem zuvor beschriebenen Multi-PV-Prototypenstromrichter werden noch zwei weitere Komponenten hinzugefügt, eine übergeordnete Regelung und Betriebsführung und ein Messwerverfassungssystem. Diese drei Komponenten sind miteinander verbunden und tauschen, um die gewünschten Zusatzfunktionalitäten bereitstellen zu können, die notwendigen Informationen untereinander aus.

Des Weiteren ist ein externer Online-Zugriff auf jede der Komponenten möglich. In dieser Arbeit wird für den Prototypenbetrieb insbesondere die übergeordnete Regelung und Betriebsführung entwickelt, welche die zentrale Komponente dieses Systems bildet. Die Verbindung mit dem Multi-PV-Prototypenstromrichter ist per CAN-Bus realisiert, die *Sunny WebBox* bietet einen RPC-Server. Die Messwerte des Industrienetzes werden durch den E/A-Server (vgl. Abbildung 5.6) bereitgestellt.

Neben der herkömmlichen Einspeisung von PV-Energie durch den Multi-PV werden das Batterielademanagement, die Blindleistungsbereitstellung am NAP (Sollwertregelung und Kompensation), das Spitzenlastmanagement, die Wirkleistungsregelung am NAP sowie der Netzersatzbetrieb umgesetzt. Zur Realisierung dieser Zusatzfunktionalitäten wird eine Aufteilung der Regelungsaufgaben zwischen dem Stromrichter und der übergeordneten Regelung und Betriebsführung vorgenommen.

Die übergeordnete Regelung und Betriebsführung berechnet auf Grundlage der Messwerte des Data Acquisition (DAQ) Systems entsprechende Sollwertvorgaben und gibt diese an den Stromrichter weiter. Die übergeordnete Regelung und Betriebsführung ist mit dem Programm *InTouch*[®] umgesetzt. Mit Hilfe der übergeordneten Regelung und Betriebsführung wird die gewünschte Zusatzfunktionalität durch den Nutzer ausgewählt und konfiguriert. Weiter ist eine Visualisierung des aktuellen Systemzustands möglich (siehe Abbildung 5.9).

Der Multi-PV-Prototypenstromrichter hingegen besitzt grundlegende Regelungsmöglichkeiten, die gegenüber einem herkömmlichen PV-Stromrichter jedoch wesentlich erweitert sind. Eine Überwachung des externen Netzes entscheidet, ob der Stromrichter im Netzparallel- oder Inselnetzbetrieb arbeitet. Diese Überwachung garantiert eine schnelle Umschaltung bei Netzfehlern in den Inselnetzbetrieb. Im Inselnetzbetrieb wird die Spannung im Teilnetz geregelt und die Lasten werden aus der PV und falls notwendig aus der Batterie versorgt.

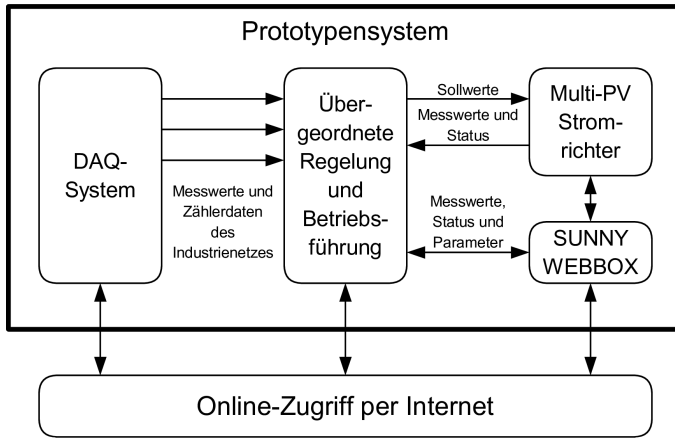


Abbildung 5.8: Komponenten des Multi-PV-Prototypensystems und interner Datenaustausch mit der übergeordneten Regelung und Betriebsführung.

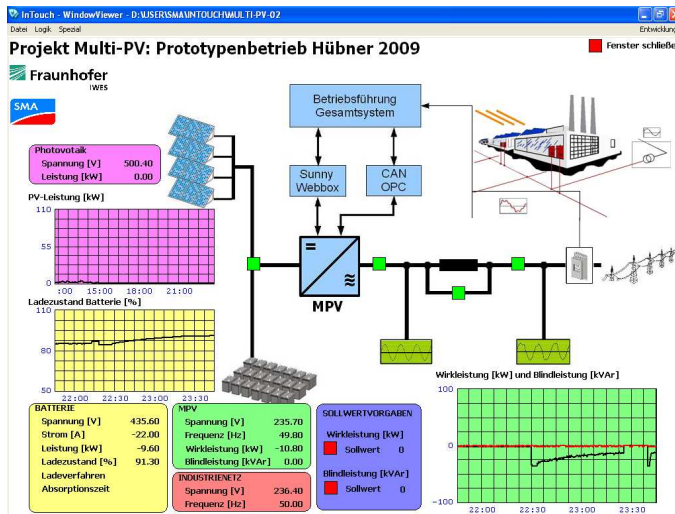


Abbildung 5.9: Oberfläche der entwickelten Regelung und Betriebsführung zur Konfiguration und Visualisierung des Multi-PV-Prototypensystems.

Im Netzparallelbetrieb gibt es neben dem Einspeisen von PV-Leistung mit MPP-Tracking weitere Betriebsarten. Es ist möglich, eine konstante Wirkleistung einzuspeisen oder eine Batterieladung durchzuführen. Ebenfalls ist eine Blindleistungsbereitstellung möglich. Diese ist mit allen Funktionen im Netzparallelbetrieb gleichzeitig kombinierbar. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit den Leistungsfluss auf der DC-Seite zu regeln, indem die Einspeisung des PV-Zweigs begrenzt wird. Tabelle 5.4 und Tabelle 5.5 fassen diese Eingriffsmöglichkeiten zusammen.

Tabelle 5.4: Grundlegende Betriebsarten des Multi-PV-Prototypenstromrichters. Entwickelt und implementiert durch SMA.

Nr.	Betriebsart	Beschreibung
1	Aus	Der Stromrichter ist ausgeschaltet, sensitive Lasten im Teilnetz werden über das öffentliche Netz versorgt
2	MPP	Einspeisebetrieb mit MPP-Tracking. Bei einem Netzfehler wird der Schalter zum Netz geöffnet und die sensitiven Lasten im Teilnetz werden durch den Stromrichter versorgt. Kann der Leistungsbedarf der Lasten nicht durch die PV-Leistung gedeckt werden, wird der fehlende Betrag aus der Batterie entnommen. Bei Leistungsüberschuss aus der PV wird zusätzlich die Batterie geladen.
3	Konstante AC-Wirkleistung	Am AC-Ausgang des Stromrichters wird eine konstante Wirkleistung abgegeben. Bei zu geringer PV-Leistung wird der fehlende Betrag durch die Batterie gedeckt, bei überschüssiger PV-Leistung wird die Batterie geladen.
4	Batterieladung	Die Batterie wird mit einem IU-Verfahren geladen.

Tabelle 5.5: Verfügbare Sollwertvorgaben für den Multi-PV-Prototypenstromrichter

Sollwert	Beschreibung
P_{PV}	Maximale PV-Leistung auf der DC-Seite
P_{AC}	Wirkleistung am AC-Anschluss des Stromrichters, nur für Werte > 0
Q_{AC}	Blindleistung am AC-Anschluss des Stromrichters

6 Regelungs- und Betriebsführungsverfahren des Multi-PV in Industrienetzen

Dieses Kapitel beschreibt Regelungs- und Betriebsführungsverfahren, die für das Multi-PV-System entwickelt wurden. Im Vordergrund steht die Verwendung des Systems in einem Industrienetz. Durch den modularen Aufbau der übergeordneten Regelung und Betriebsführung können jedoch auch andere Anwendungsfälle abgedeckt werden, indem zusätzlich benötigte Betriebsweisen implementiert oder Sollwerte angepasst werden.

Ausgehend von der Konzeptbeschreibung des Multi-PV in Kapitel 4 und den in Tabelle 4.3 vorgestellten Betriebsweisen und Zusatzfunktionalitäten wird nachfolgend das Gesamtkonzept der entworfenen Regelung und Betriebsführung erläutert. Die jeweils entwickelten und erprobten (siehe Kapitel 7) Regelungs- und Betriebsführungsverfahren werden detailliert vorgestellt. Ausgehend von Regelungsverfahren zur Verbesserung der lokalen Spannungsqualität und zum Verhalten bei Netzfehlern, die beide auf der untersten und schnellsten Ebene der Stromrichterregelung stattfinden, wird anschließend der Schwerpunkt auf die Wirk- und Blindleistungsregelung innerhalb eines Netzabschnittes durch das Multi-PV-System gelegt. Diese Verfahren spielen sich zeitlich im übergeordneten, langsamen Bereich ab. Die Entwicklung wird auf die vorgegebenen Schnittstellen des Prototypengeräts (siehe Abbildung 5.8) des Multi-PV-Stromrichters, dessen hard- und softwaretechnische Umsetzung durch *SMA* erfolgte, abgestimmt.

6.1 Gesamtkonzept der Regelung und Betriebsführung

Abbildung 6.1 zeigt das in dieser Arbeit entworfene Konzept der Regelung und Betriebsführung des Multi-PV-Systems, das auch in Kapitel 7 für die Erprobung im Netzbetrieb verwendet wird. In den folgenden Betrachtungen wird die Variante einer Regelung am NAP zwischen Kundennetz und öffentlichem Netz weiterverfolgt. Hierfür werden die Messpunkte am NAP als Istwerte für die übergeordnete Regelung zurückgeführt.

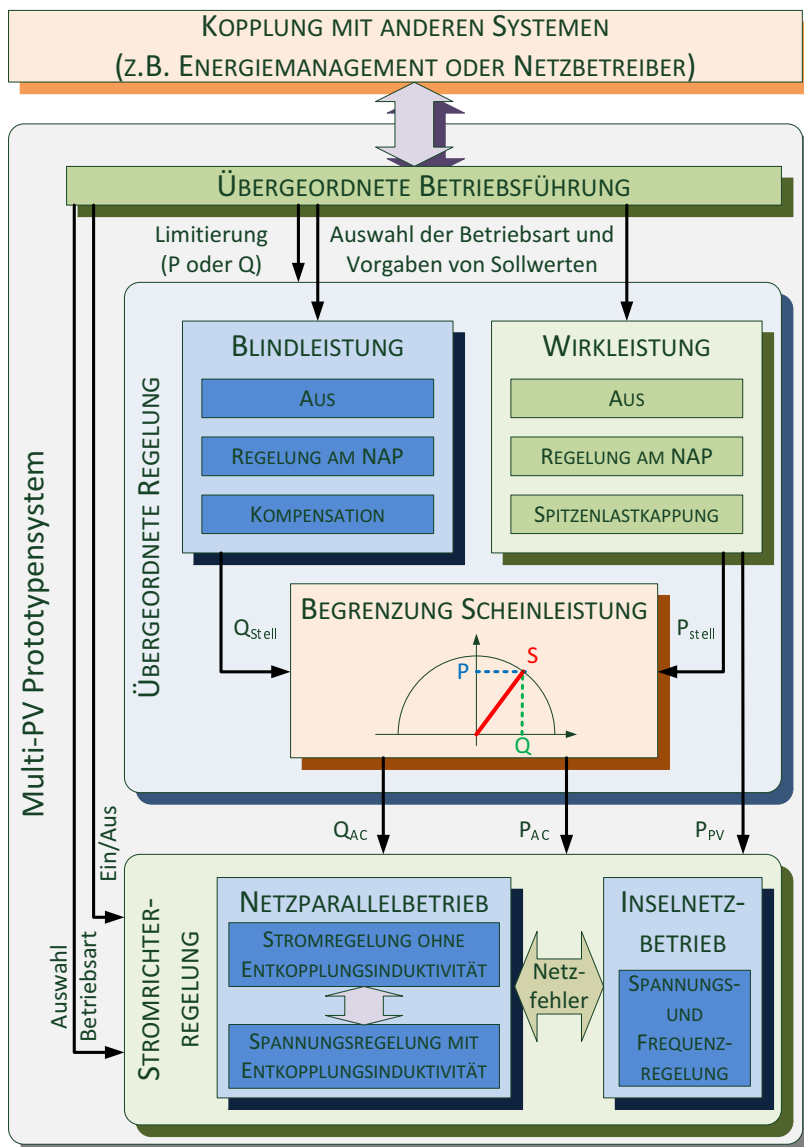


Abbildung 6.1: Gesamtkonzept zur Regelung und Betriebsführung des Multi-PV-Systems.

Zur Konfiguration der Betriebsweisen und zur Vorgabe von Sollwerten besteht eine Schnittstelle für einen externen Zugriff. Diese ist so ausgeführt, dass ein Nutzer die notwendigen Einstellungen manuell vornehmen kann. Für eine Weiterentwicklung dieses Systems wäre eine Schnittstelle zur automatisierten Vorgabe durch andere Systeme sinnvoll. Dadurch könnte das Multi-PV-System als Komponente, z. B. in Energiemanagement- oder Netzführungssystemen, eingesetzt werden.

Die übergeordnete Regelung beinhaltet Verfahren zur Regelung der Wirk- und Blindleistung an einem ausgesuchten Netzpunkt. Es kann gleichzeitig jeweils nur eine Betriebsweise für die Wirkleistung und eine für die Blindleistung aktiv sein. Die Verfahren berechnen Stellgrößen für den Wirk- und Blindleistungswert (P_{AC} und Q_{AC}) sowie den Wert für die maximale PV-Leistung auf der DC-Seite P_{PV} . Diese werden dem Multi-PV-Stromrichter als Sollwerte vorgegeben und sollen von diesem eingeregelt werden. Bei einer etwaigen Überschreitung der Nennscheinleistung wird durch den Nutzer im Vorhinein bestimmt, welcher Anteil (Wirk- oder Blindleistung) Vorrang besitzen soll. Der andere wird dementsprechend abgeregelt, sodass die Nennscheinleistung des Stromrichters nicht überschritten wird.

Die Regelung des Multi-PV-Stromrichters entscheidet eigenständig, aufgrund der Auswertung der aktuellen Netzspannung, ob das Netz in den vorgegebenen Grenzen liegt, oder ob ein Netzfehler vorliegt. Dementsprechend wechselt die Regelung selbstständig zwischen Netzparallel- und Inselnetzbetrieb, sodass die im geschützten Teilnetz angeschlossenen sensiblen Lasten immer versorgt werden. Im Netzparallelbetrieb kann der Nutzer auswählen, ob eine Regelung mit oder ohne Einsatz der Entkopplungsinduktivität stattfindet. Es bleibt jedoch zu beachten, dass sich dadurch manche Zusatzfunktionalitäten gegenseitig ausschließen (vgl. Tabelle 4.3 auf Seite 90).

6.1.1 Leistungs- und Energieflüsse im Industrienetz

Für die Konzeption der Regelungs- und Betriebsführungsverfahren müssen die Leistungs- und Energieflüsse innerhalb des Multi-PV-Systems und des Industrienetzes berücksichtigt werden. Diese sind für die AC- und DC-Seite in Abbildung 6.2 dargestellt. Die nachfolgenden Betrachtungen sind auf das vorgefundene Industrienetz des Prototypenbetriebs abgestimmt. Grundsätzlich sollte das Prinzip auch auf andere Industrienetze übertragbar sein.

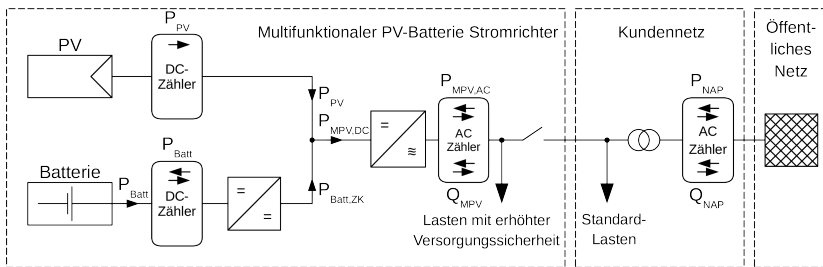


Abbildung 6.2: Typische Leistungsflüsse und Energieabrechnung in einem Industrienetz mit integriertem Multi-PV-System.

Die Gleichungen 6.1, 6.2 und 6.3 beschreiben den Zusammenhang des Leistungsflusses auf der DC-Seite. In die Berechnungen geht der Wirkungsgrad des DC/DC-Stellers mit $\eta_{DC/DC}$ ein. Wird dieser als Hochsetzsteller (HSS) betrieben, wird der Wirkungsgrad mit $\eta_{DC/DC_{HSS}}$ bezeichnet, bei Betrieb als Tiefsetzsteller (TSS) mit $\eta_{DC/DC_{TSS}}$. Gleichung 6.4 stellt mit Hilfe des Stromrichterwirkungsgrads für den Einspeisebetrieb $\eta_{DC/AC}$ die Verbindung zwischen der AC- und DC-Seite her.

$$P_{Batt,ZK} = \eta_{DC/DC_{HSS}} \cdot P_{Batt} \quad (6.1)$$

$$P_{Batt} = \eta_{DC/DC_{TSS}} \cdot P_{Batt,ZK} \quad (6.2)$$

$$P_{MPV,DC} = P_{PV} + P_{Batt,ZK} \quad (6.3)$$

$$P_{MPV,AC} = \eta_{DC/AC} \cdot P_{MPV,DC} \quad (6.4)$$

Die Gleichungen zeigen, dass die Kenntnis der AC-Wirkleistung nur ausreicht, um die Wirkleistung auf der DC-Seite $P_{MPV,DC}$ bestimmen zu können. Allerdings kann daraus nicht der anteilmäßige Beitrag aus dem Zweig der PV und der Batterie abgeleitet werden.

Eine Energieabrechnung auf der AC-Seite ist, aufgrund der Einspeisevergütung für die PV, bei gleichzeitiger Nutzung von PV und Batterie nicht möglich. Der Grund dafür liegt darin, dass die Batterie mit Systemstrom geladen sein kann, allerdings bei der Entladung dieser als höher vergüteter EEG-Strom abgerechnet werden würde. Für die Betrachtungen muss auch beachtet werden, dass Stromtarife von Industrieunternehmen meist deutlich unter denen von herkömmlichen Haushaltskunden liegen. Eine gegenseitige Aufhebung bei Ein- und Ausspeisung ist nicht möglich, da für diese Anwendungen die üblicherweise eingesetzten Zähler für beide Richtungen eine separate Zählung, sowohl für die Wirkleistung als

auch für die Blindleistung, durchführen. Einzige Möglichkeit einer AC-Wirkleistungsabrechnung wäre der Verzicht auf die Einspeisevergütung, was jedoch aus wirtschaftlicher Sicht bisher keine umsetzbare Alternative darstellte. Durch die aktuell stark sinkende Einspeisevergütung kann diese Variante zukünftig jedoch interessant werden.

Zum Zeitpunkt der Erarbeitung dieser Regelungsverfahren sind keine geeigneten DC-Messeinrichtungen bekannt und verfügbar, jedoch bestehen Bestrebungen durch die Physikalisch-Technische Bundesanstalt (PTB) und Gerätehersteller, *„eine Lösung zu erarbeiten, die den eichrechtlichen Anforderungen an Zähler, die zu Abrechnungszwecken eingesetzt werden sollen, genügt“* [52, S. 108]. Durch die Aktivitäten in diesem Feld werden hier die Regelungsverfahren zur Wirkleistungsregelung unter Annahme der Verfügbarkeit geeigneter DC-Messeinrichtungen entworfen.

6.2 Einspeisung von PV-Energie

Abhängig vom Einsatz oder Überbrückung der Entkopplungsinduktivität müssen verschiedene Verfahren zur Regelung des Wirkleistungsflusses zwischen DC-Zwischenkreis und AC-Netz angewendet werden. Neben der Einspeisung von PV-Energie werden diese Regelungsverfahren auch angewendet, um die Einspeisung von Energie aus der Batterie in das AC-Netz bzw. die Ladung der Batterie vorzunehmen. Zur Koordination des Leistungsflusses zwischen PV und Batterie auf der DC-Seite wird zum einen der DC/DC-Steller verwendet, zum anderen wird der Sollwert für die DC-Zwischenkreisspannung entsprechend angepasst. Auf die genaue Ausführung der Regelungsstruktur der DC-Seite wird nachfolgend nicht näher eingegangen und vereinfachend nur die Einspeisung von PV-Energie beschrieben. Dafür wird, durch die Regelung der DC-Zwischenkreisspannung, der PV-Generator möglichst im MPP betrieben. Der Sollwert der DC-Zwischenkreisspannung wird durch einen MPP-Tracker vorgegeben.

Generell kann festgestellt werden, dass bei Einsatz der Entkopplungsinduktivität spannungsregelnde Verfahren eingesetzt werden, wohingegen bei einer Überbrückung der Entkopplungsinduktivität herkömmliche stromregelnde Verfahren verwendet werden sollten. Nachfolgend diskutierte Regelungsverfahren basieren auf einer Raumzeigerregelung in dq-Koordinaten für eine stationär genaue Regelung unter der Annahme dreiphasiger symmetrischer Systeme. Die Berechnungsvorschriften

für die Umwandlung von dreiphasigen Systemen in dq-Koordinaten und umgekehrt anhand der Park- und Clarke Transformationen sind in entsprechender Literatur [18, Kapitel 4] zu finden.

6.2.1 Stromgeregelter Betrieb ohne Entkopplungsinduktivität

Bei überbrückter Entkopplungsinduktivität können allgemein bekannte stromregelnde Verfahren herkömmlicher PV-Stromrichter eingesetzt werden. Abbildung 6.3 zeigt die grundsätzliche Struktur dieses Regelungsprinzips.

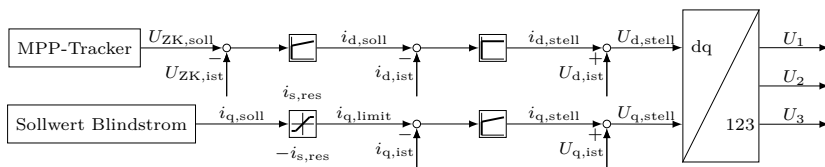


Abbildung 6.3: Regelungsalgorithmus für den Wirk- und Blindstrom in dq-Koordinaten bei stromgeregeltem Betrieb ohne Entkopplungsinduktivität.

Durch die Verwendung von dq-Koordinaten ist eine entkoppelte Regelung des Wirk- und Blindstroms möglich. Dabei wird für den Wirkstrom die d-Komponente und für den Blindstrom die q-Komponente verwendet. Ursprünglich wurde die q-Komponente bei PV-Stromrichtern so geregelt, dass der Stromrichter nur einen minimalen Blindleistungsaustausch – in Abhängigkeit des Strommessorts entweder durch den Sollwert 0 oder durch einen festen Sollwert zur Kompensation des Netzfilters – mit dem Netz hatte. Durch die heute geforderte Blindleistungsbereitstellung muss jetzt auch der Sollwert der q-Komponente einstellbar sein.

Anpassungen der Leistungselektronik oder der PWM-Ansteuerungsverfahren der Leistungshalbleiter, um den erweiterten Blindleistungsbereich bereitstellen zu können, werden als Stand der Technik vorausgesetzt und nicht näher beschrieben. Durch die gleichzeitige Einspeisung von Wirk- und Blindstrom muss aber zusätzlich eine Strombegrenzung in der Regelung vorgesehen werden, um den Nennstrom des Stromrichters nicht zu überschreiten. Ob die Begrenzung für den Wirk- oder Blindstromanteil erfolgt, hängt von den Anforderungen am NAP ab. In

Abbildung 6.3 wird der Blindstrom in Abhängigkeit des Wirkstroms auf $\pm i_{s,res}$ begrenzt, der entsprechend Gleichung 6.5 berechnet werden kann. Dagegen findet üblicherweise die Begrenzung des Wirkstroms bei PV-Stromrichtern am MS- und NS-Netz statt, falls keine Anpassung des Auslegungsverhältnisses vorgenommen wurde.

$$i_{s,res} = \sqrt{i_{s,n}^2 - i_{d,ist}^2} \quad (6.5)$$

Der eingespeiste Wirkstrom wird dadurch geregelt, dass ein Sollwert $U_{ZK,soll}$ für die DC-Zwischenkreisspannung vorgegeben wird. Ein PI-Regler berechnet aus der Sollwertabweichung den Stellwert, der als Stromsollwert $i_{d,soll}$ für die Stromregelung genutzt wird.

Der Sollwert des Blindstroms $i_{q,soll}$ kann anhand der gemessenen Spannung an den Stromrichterklammern aus der Blindleistungsvorgabe berechnet werden. Dieser Sollwert wird gegebenenfalls durch die Begrenzung auf $\pm i_{s,res}$ limitiert und anschließend als Sollwert für die Stromregelung verwendet.

Die Stellwerte $i_{d,stell}$ und $i_{q,stell}$ der Stromregelung werden zu der Vorsteuerung $U_{d,ist}$ bzw. $U_{q,ist}$ (in dq-Koordinaten transformierte Spannung an den Stromrichterklammern) addiert und anschließend in ein dreiphasiges System zurücktransformiert. Die berechneten Spannungswerte U_1 , U_2 und U_3 werden für die Generierung der PWM-Ansteuerungssignale des Leistungsteils weiterverarbeitet.

6.2.2 Spannungsgeregelter Betrieb mit Entkopplungsinduktivität

Durch den Einsatz der Entkopplungsinduktivität wird die Netzcharakteristik am Anschlusspunkt des Stromrichters künstlich verändert. Die Erhöhung des induktiven Anteils der Netzimpedanz ermöglicht entsprechend Kapitel 4.3.4 durch die Entkopplung von Netz und Stromrichter aus regelungstechnischer Sicht die Verwendung von spannungsregelnden Verfahren. Der Freiheitsgrad, die Spannung am Stromrichterausgang in den spezifizierten Grenzen unabhängig von der Netzspannung frei regeln zu können, führt gleichzeitig zu einer Verbesserung der lokalen Spannungsqualität im Teilnetz. Dieses Regelungsverfahren – die induktive Entkopplung von Teilnetzen – ist für einphasige Systeme ohne dauerhafte Wirkleistungseinspeisung aus PV oder Batterie von [18] bekannt und wurde dort detailliert untersucht.

In dieser Arbeit wird dieses Prinzip auf dreiphasige Systeme erweitert und mit einer gezielten Regelung der Wirkleistung, wahlweise durch den PV- und/oder Batteriezweig, erweitert. Dadurch ergeben sich die Regelgrößen der Teilnetzspannung und des Wirkleistungsflusses. Abbildung 6.4 zeigt die sich daraus ergebende Regelungsstruktur.

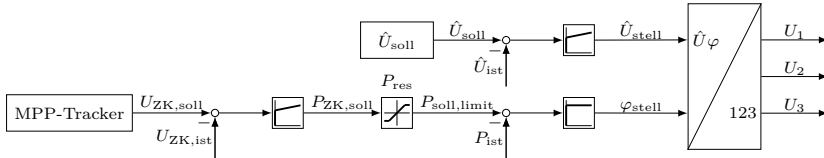


Abbildung 6.4: Regelung der Teilnetzspannung und der Wirkleistung für induktiv entkoppelte Teilnetze bei PV-Einspeisung.

Grundprinzip des Regelungsverfahrens ist, dass die Amplitude sowie die Phasenlage der Teilnetzspannungen im Vergleich zu den Netzspannungen geregelt werden. Entsprechend den Betrachtungen in Kapitel 2.2 kann bei induktiven Netzen – was aufgrund der Entkopplungsinduktivität nun gegeben ist – durch die Amplitude die Spannung im Teilnetz und durch die Phasendifferenz zwischen Teilnetz und Netz der Wirkleistungsfluss geregelt werden.

Die Spannungsmesswerte des Teilnetzes werden zuerst in dq-Koordinaten transformiert, daraus wird die Amplitude der Teilnetzspannung nach Gleichung 6.6 berechnet.

$$\hat{U}_{\text{ist}} = \sqrt{U_{\text{d,ist}}^2 + U_{\text{q,ist}}^2} \quad (6.6)$$

\hat{U}_{ist} wird mit dem vorgegebenen Sollwert \hat{U}_{soll} verglichen, die Abweichung einem PI-Regler zugeführt, der den Stellwert \hat{U}_{stell} berechnet. Eine Spannungsdifferenz zwischen Teilnetz und Netz äußert sich in einem Blindleistungsaustausch. Dadurch ist die Blindleistung im Gegensatz zum Regelungsverfahren aus Abbildung 6.3 nicht explizit regelbar.

Die Einspeisung von Wirkleistung erfolgt durch die Regelung der Phasendifferenz φ zwischen Teilnetzspannungen und Netzspannungen. Auch hier wird ein Sollwert für die DC-Zwischenkreisspannung durch den MPP-Tracker vorgegeben; ein Vergleich des Soll- und Istwerts der DC-Zwischenkreisspannung findet durch den PI-Regler statt. Dieser berechnet einen Stellwert, der als Sollwert $P_{\text{ZK,soll}}$ für den Wirkleistungsregler

verwendet wird. In Abhängigkeit des Blindleistungsaustauschs zwischen Teilnetz und Netz, aufgrund der Regelung der Amplitude im Teilnetz, besteht die Möglichkeit, dass der Wirkleistungssollwert begrenzt werden muss, um die Nennscheinleistung des Stromrichters nicht zu überschreiten. Im Gegensatz zu stromgeregelten Verfahren besteht hier nicht die Auswahlmöglichkeit, ob die Wirk- oder Blindleistungskomponente begrenzt werden soll. Die verfügbare Wirkleistungsreserve P_{res} kann mit Gleichung 6.7 und der aktuellen Blindleistungsbereitstellung Q_{ist} des Stromrichters berechnet werden.

$$P_{\text{res}} = \sqrt{S_{\text{n,Multi-PV}}^2 - Q_{\text{ist}}^2} \quad (6.7)$$

Der Stellwert für den Phasenwinkel φ_{stell} wird mit einem P-Regler durch den Vergleich zwischen Wirkleistungssollwert und -istwert berechnet. Die Rücktransformation von $\hat{U}\varphi$ -Koordinaten in dq-Koordinaten ist in den Gleichungen 6.8 und 6.9 angegeben. Aus diesen werden U_1 , U_2 und U_3 für die Generierung der PWM-Ansteuerungssignale des Leistungsteils berechnet.

$$U_{\text{d}} = \hat{U}_{\text{stell}} \cdot \cos(\varphi_{\text{stell}}) \quad (6.8)$$

$$U_{\text{q}} = \hat{U}_{\text{stell}} \cdot \sin(\varphi_{\text{stell}}) \quad (6.9)$$

6.3 Lokale Verbesserung der Spannungsqualität

Die lokale Verbesserung der Spannungsqualität im Teilnetz wird durch Verwendung des Regelverfahrens aus Kapitel 6.2.2 ermöglicht. Dabei werden sowohl quasistationäre als auch dynamische Netzspannungsänderungen ausgeglichen bzw. gemindert. Weiter wird für Lasten im Teilnetz eine Reduzierung der Oberschwingungsbelastung im Falle eines vorbelasteten Netzes erreicht. Ein weiterer Vorteil dieses Regelungsverfahrens ist, dass Unsymmetrien in dem Drehspannungssystem des Netzes implizit ausgeglichen werden. Durch eine symmetrische Spannungsvorgabe des Stromrichters fließen automatisch unsymmetrische Ströme zum Ausgleich der Unsymmetrie. Der Grad der Spannungsqualitätsverbesserung hängt entscheidend von den nachfolgend aufgelisteten Faktoren ab:

- Größe der Entkopplungsinduktivität
- Regelungsparameter hinsichtlich der dynamischen Anforderungen
- Qualität der erzeugten Spannung des Stromrichters hinsichtlich der Oberschwingungsbelastung

Diese Faktoren legen auch dar, dass der Nutzen dieses Regelungsverfahrens stark durch die Auslegung des Stromrichters beeinflusst wird. Diese verschiedenen Aspekte werden im Folgenden systematisch durch Simulationen betrachtet. Dabei wird die identische Regelung, die für die Messungen in Kapitel 7 verwendet wird, eingesetzt. Die Simulationen werden unter Nutzung von MATLAB® / Simulink® / SimPowerSystems™ mit den in Kapitel 5.1 beschriebenen Verfahren durchgeführt.

6.3.1 Quasistationäre Netzspannungsänderungen

Das Regelungsziel, eine Spannung mit dem vorgegebenen Sollwert im Teilnetz unabhängig von der Netzspannung bereitzustellen, wird durch einen Blindleistungsaustausch zwischen Stromrichter und Netz erreicht. Im Folgenden wird insbesondere der Einfluss verschiedener interner und externer Parameter auf das Verhalten der Regelung untersucht.

Dafür werden die Parameter des NAPs (S_k, Ψ_k) und der Entkopplungsinduktivität (L_{Ent}) bei vorgegebener Teilnetzlast ($S_{\text{TN}}, \cos(\varphi_{\text{TN}})$) variiert. Während aller Simulationen speist der Multi-PV-Stromrichter eine konstante Wirkleistung ($P_{\text{Multi-PV,AC}}$) von etwa 75 kW ein. Die Netzspannungen werden ab dem Zeitpunkt $t_1 = 10$ s innerhalb von 5 s linear um 10 % der Nennspannung U_n in allen Außenleitern symmetrisch erhöht. Hinsichtlich der NAPs wurde bewusst ein sehr starker und ein sehr schwacher Wert ausgewählt.

In Tabelle 6.1 sind die verwendeten Parameter der Simulationen angegeben. Abbildung 6.5 (Variante 1 und 2) und Abbildung 6.6 (Variante 3 und 4) stellen die zugehörigen zeitlichen Verläufe bei Einsatz der Regelung aus Abbildung 6.4 dar. Aufgrund der symmetrischen Netzspannungen werden nur die Verläufe des Leiters L1 betrachtet.

Tabelle 6.1: Parameter der Simulationen in Abbildung 6.5 und Abbildung 6.6 für die verschiedenen Varianten

Nr.	S_k in MVA	Ψ_k in °	L_{Ent} in mH	S_{TN} in kVA	$\cos(\varphi_{\text{TN}})$	$P_{\text{Multi-PV,AC}}$ in kW
1	1,5	30	0,6	25	0,95	75
2	1,5	30	1,8	25	0,95	75
3	15,0	80	0,6	25	0,95	75
4	15,0	80	1,8	25	0,95	75

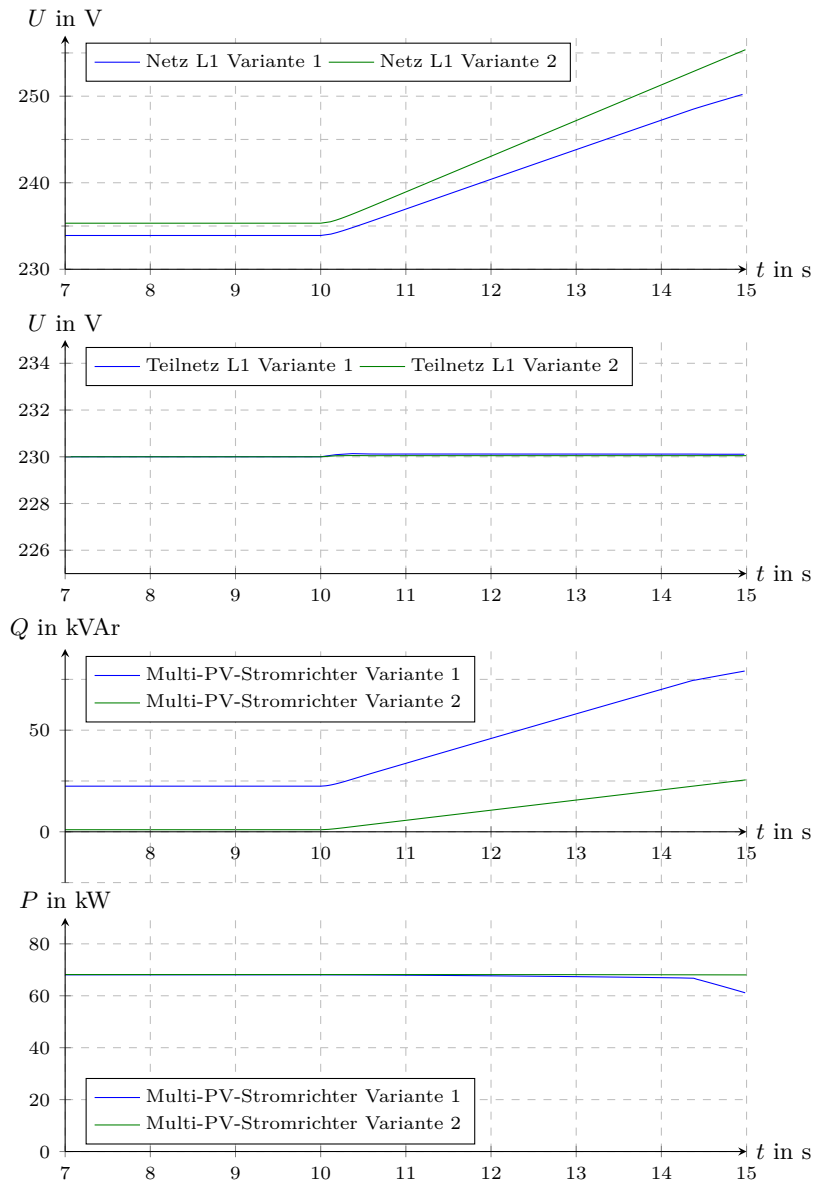


Abbildung 6.5: Simulationsergebnisse mit dem Regelungsverfahren aus Abbildung 6.4 für die Varianten 1 und 2 nach Tabelle 6.1. Betrachtung der Spannungen nur für L1.

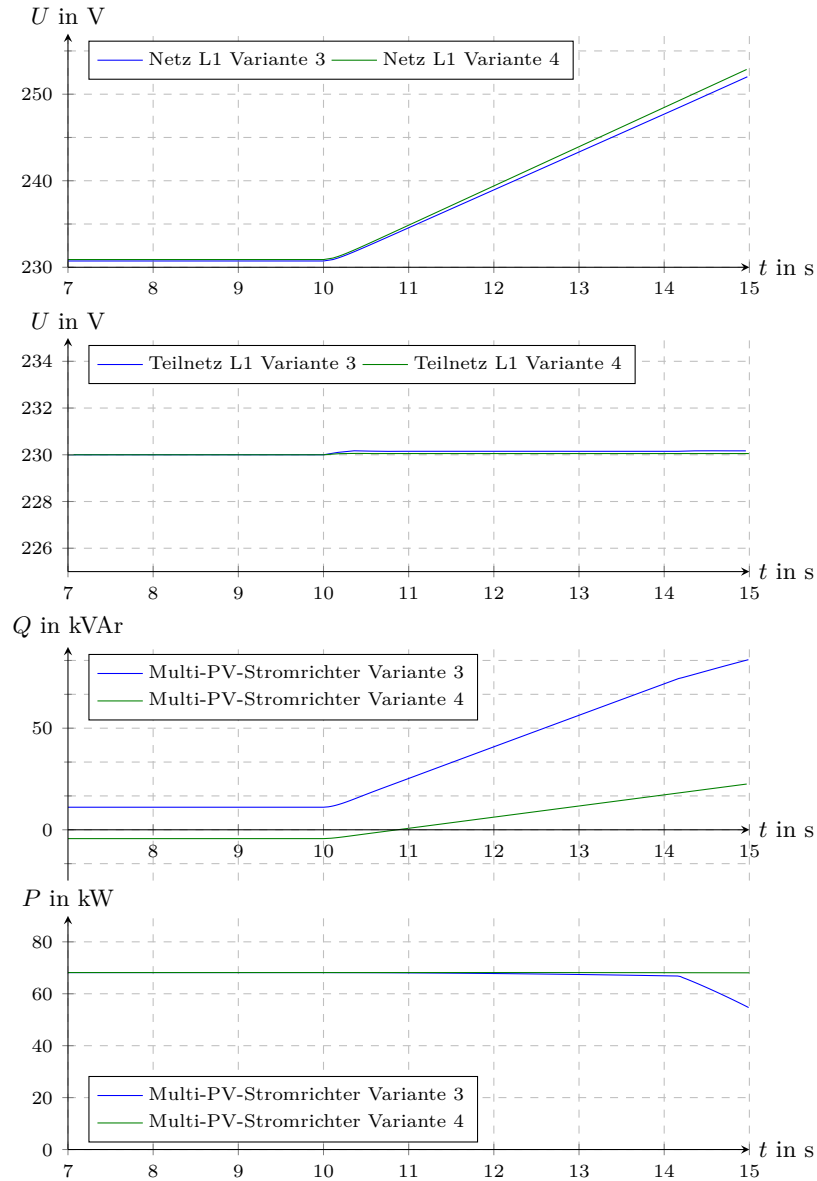


Abbildung 6.6: Simulationsergebnisse mit dem Regelungsverfahren aus Abbildung 6.4 für die Varianten 3 und 4 nach Tabelle 6.1. Betrachtung der Spannungen nur für L1.

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass, trotz der Variation der Parameter der Entkopplungsinduktivität und des NAPs sowie der Verwendung gleicher Regelungsparameter, der Sollwert von 230 V im Teilnetz eingehalten wird. Im Wesentlichen wirkt sich die Größe der Entkopplungsinduktivität auf den Blindleistungsaustausch zwischen Teilnetz und Netz aus. Der unterschiedlich starke NAP hat hingegen einen Einfluss auf die überlagerte, zusätzliche Erhöhung der Netzspannung aufgrund der Wirkleistungseinspeisung durch den Multi-PV-Stromrichter.

Je kleiner die Entkopplungsinduktivität gewählt wird, desto größer ist der Blindleistungsaustausch bei gleicher Spannungsdifferenz. Nachteilig wirkt sich dies bei kleineren Entkopplungsinduktivitäten aus, da die Scheinleistungsreserve des Multi-PV-Stromrichters schon bei geringeren Spannungsdifferenzen zwischen Netz und Teilnetz erreicht wird. Eine Reduktion der Wirkleistungseinspeisung ist notwendig, um die Nennscheinleistung nicht zu überschreiten. Vorteil des erhöhten Blindleistungsaustauschs ist eine stärkere Begrenzung des Netzspannungsanstiegs. Jedoch muss in Betracht gezogen werden, dass dadurch auch die Netzverluste erhöht werden. Weiter besteht gegenüber der nächsthöheren Netzebene ein erhöhter Blindleistungsbedarf, falls dieser nicht lokal kompensiert werden kann.

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass bei quasistationären Spannungsänderungen vor allem die Auslegung des Multi-PV-Stromrichters und weniger die Wahl der Regelungsparameter entscheidend ist. Hierbei sollten neben den internen Parametern des Multi-PV-Stromrichters auch der NAP und damit die Auswirkungen auf das externe Netz in die Überlegungen einbezogen werden.

6.3.2 Dynamische Netzspannungsänderungen

Unter dynamischen Netzspannungsänderungen werden Spannungseinbrüche, aber auch Spannungsüberhöhungen verstanden, die ein vorgegebenes Toleranzband um die Nennspannung U_n mit einer hohen Änderungsgeschwindigkeit verlassen. Das Verfahren der induktiven Entkopplung versucht diese Spannungsänderungen für das Teilnetz auszugleichen. Eine Abweichung der Spannung vom Sollwert während einer dynamischen Netzspannungsänderung kann jedoch nicht vollständig verhindert werden. Der Betrag und die Dauer der Abweichung vom Sollwert werden im Wesentlichen durch die Größe der Entkopplungsinduktivität und durch die Wahl der Regelungsparameter des Spannungsreglers bestimmt.

Die Auswirkung dieser Parameter wird durch Simulationen näher untersucht. Basierend auf den Simulationsannahmen in Kapitel 6.3.1 (siehe Tabelle 6.1) wird ein Spannungseinbruch mit einer Restspannung von etwa 85 % der Nennspannung und einer Länge von 100 ms am NAP eingeprägt.

Spannungseinbrüche mit einer Restspannung kleiner 80 % der Nennspannung werden nicht hier betrachtet, da in diesem Fall in den USV/NEA-Betrieb übergegangen wird. Entsprechende Untersuchungen werden in Kapitel 6.4 durchgeführt.

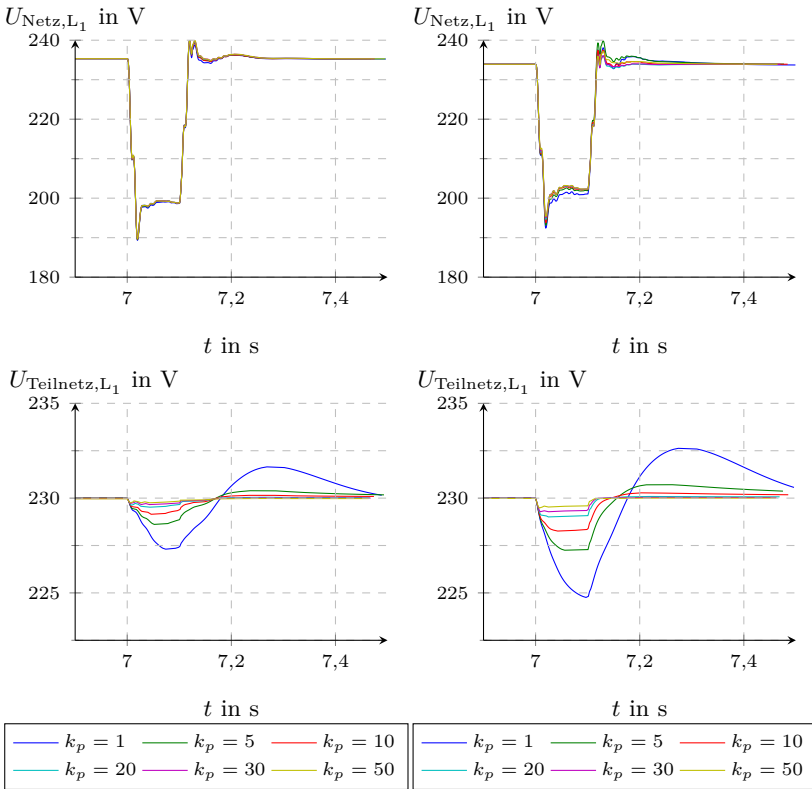


Abbildung 6.7: Simulierter Verlauf der Netzspannungen und Teilnetzspannungen (Istwert Spannungsregler) bei verschiedenen k_p des PI-Spannungsreglers. Links mit Entkopplungsinduktivität von 1,8 mH, rechts mit 0,6 mH. NAP von $S_k = 1,5 \text{ MVA}$ und $\Psi_k = 30^\circ$.

6.3.3 Reduktion von Oberschwingungen

Durch den Einsatz der Entkopplungsinduktivität und des Multi-PV-Stromrichters als regelbare Spannungsquelle können Oberschwingungen reduziert werden. Es muss zwischen zwei Szenarien unterschieden werden, wobei nur das erste näher untersucht wird:

1. Der NAP des Multi-PV weist eine signifikante Oberschwingungsbelastung auf, die für sensitive Lasten im Teilnetz reduziert wird.
2. Die angeschlossenen nichtlinearen Lasten im Teilnetz verursachen Oberschwingungen, die für das Netz lokal reduziert werden sollen.

Abbildung 6.9 zeigt Simulationsergebnisse, die eine Reduktion der Oberschwingungsbelastungen im Teilnetz durch den Einsatz der Entkopplungsinduktivität bestätigen. Es wird das Verhalten bei unterschiedlichen NAPs untersucht, wobei die Generierung der Oberschwingungsbelastungen durch eine Netzspannungsquelle mit nachgeschalteter Netzimpedanz erfolgt.

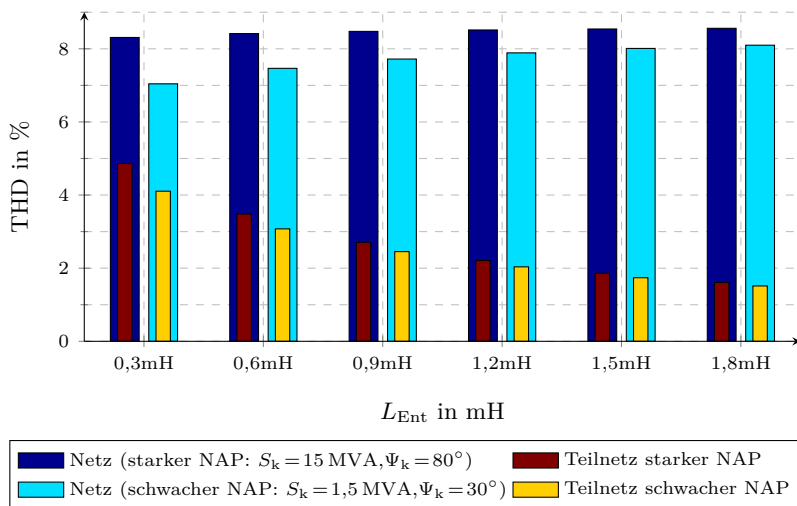


Abbildung 6.9: THD-Werte des Teilnetzes im Vergleich zum vorbelasteten Netz bei verschiedenen Entkopplungsinduktivitäten ($R_{\text{Ent}} = 50 \text{ m}\Omega$ für alle Simulationen). Netzvorbelastung bezogen auf die Amplitude der Grundschwingung: 5.OS 5 %, 7.OS 4,5 %, 11.OS 3,5 %, 13.OS 3 % und 17.OS 3 %.

Obwohl für beide NAPs die gleiche Oberschwingungsbelastung durch die Netzspannungsquelle vorgegeben wurde, wirkt sich dies durch die unterschiedliche Netzimpedanz im Zusammenspiel mit der Entkopplungsinduktivität verschieden am NAP des Multi-PV-Stromrichters aus. Weiter muss beachtet werden, dass die Spannungserzeugung des Multi-PV-Stromrichters im Simulationsmodell als ideal angenommen ist, in Realität jedoch Oberschwingungen entstehen würden. Daher kann die hier simulierte Reduktion nicht vollständig erreicht werden. Die Nachbildung, der durch den Multi-PV-Stromrichter erzeugten Oberschwingungen, ist für diese Untersuchungen zu aufwendig, da ein sehr detailliertes Modell benötigt werden würde. Deshalb stellen diese Ergebnisse nur eine bestmögliche Abschätzung dar.

Eine zusätzliche Verbesserung der Spannungsqualität kann durch eine aktive Kompensation der Oberschwingungen der Spannungskurvenform im Teilnetz erreicht werden. Dafür muss der Beitrag von ausgesuchten Harmonischen identifiziert und gezielt durch den Multi-PV-Stromrichter kompensiert werden. Entsprechende Regelungsverfahren für den stromgeregelten Betrieb sind in [18, Kapitel 5.4] zu finden. Diese Vorgehensweise könnte auf den spannungsgeregelten Betrieb übertragen werden.

6.3.4 Verhalten bei unsymmetrischen Spannungssystemen

In NS-Netzen werden überwiegend einphasige Verbraucher angeschlossen, die das dreiphasige symmetrische Spannungssystem unsymmetrisch belasten. Diese unsymmetrische Strombelastung führt durch den Spannungsfall an den Netzimpedanzen zu einem letztendlich unsymmetrischen Drehspannungssystem. Die Kompensation dieser Unsymmetrie kann durch eine gezielte Einspeisung von unsymmetrischen Strömen, die der vorhandenen Spannungsunsymmetrie entgegenwirken, durchgeführt werden. Im Falle der induktiven Entkopplung wird die Symmetrierung des Spannungssystems im Teilnetz explizit durch die symmetrische Spannungsvorgabe realisiert. Durch die Tatsache, dass der Stromrichter spannungsgeregelt betrieben wird, haben Netzunsymmetrien zur Folge, dass der Stromrichter unsymmetrische Ströme einspeist.

Abbildung 6.10 zeigt Simulationsergebnisse bei einer einphasigen Unsymmetrie im Netz. Trotz der großen Unsymmetrie in der Netzspannung, die in herkömmlichen realen Netzen in dieser Form nicht auftreten sollte, kann die Teilnetzspannung in allen Leitern auf dem Sollwert nahezu

konstant gehalten werden. Es entstehen geringe Abweichungen, die jedoch vernachlässigbar erscheinen. Durch die Netzunsymmetrie ergibt sich automatisch eine unsymmetrische Stromeinspeisung des Multi-PV-Stromrichters.

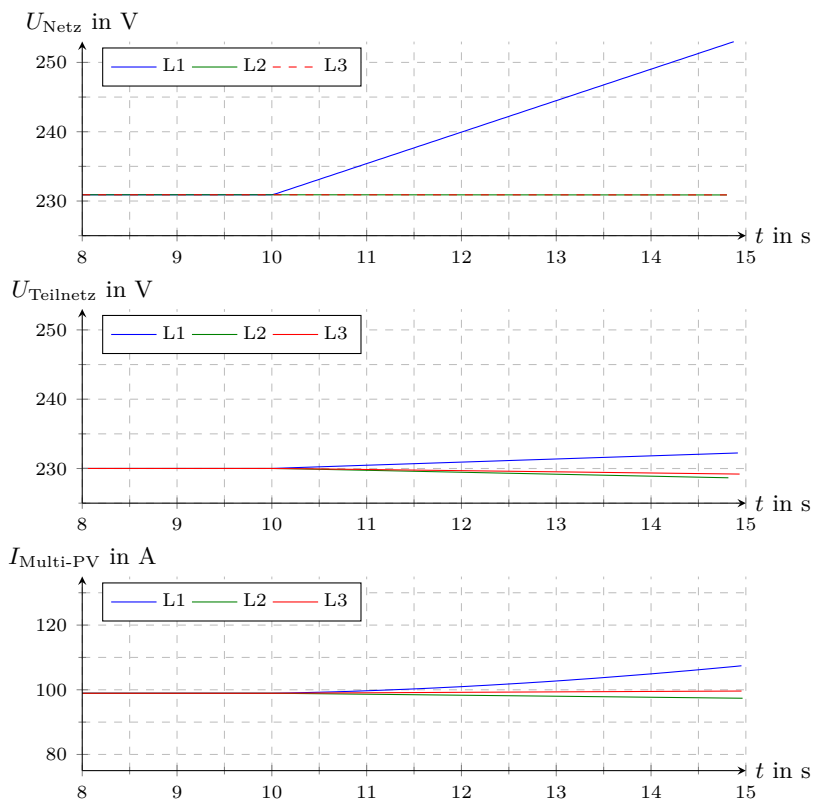


Abbildung 6.10: Simulationsergebnisse bei einphasiger Netzunsymmetrie in L1 und einer Entkopplungsinduktivität von 1,8 mH an einem NAP von $S_k = 15$ MVA und $\Psi_k = 80^\circ$.

Zusammenfassend zeigen die durchgeführten Simulationen, dass mit dem Regelungsverfahren zur Verbesserung der lokalen Spannungsqualität unsymmetrische Netzspannungsverhältnisse im Teilnetz ausgeregelt werden. Dahingegen würde zur Erzielung vergleichbarer Ergebnisse bei einem stromgeregelten Verfahren eine erweiterte Regelung des Mit- und Gegensystems notwendig werden.

6.4 Verhalten bei Netzfehlern

Treten Spannungseinbrüche in der Netzspannung kleiner 80 % der Nennspannung auf, trennt sich der Multi-PV-Stromrichter vom Netz und versorgt die Lasten im Teilnetz im Inselnetzbetrieb weiter. Abbildung 6.11 zeigt das dynamische Verhalten in solch einem Fall.

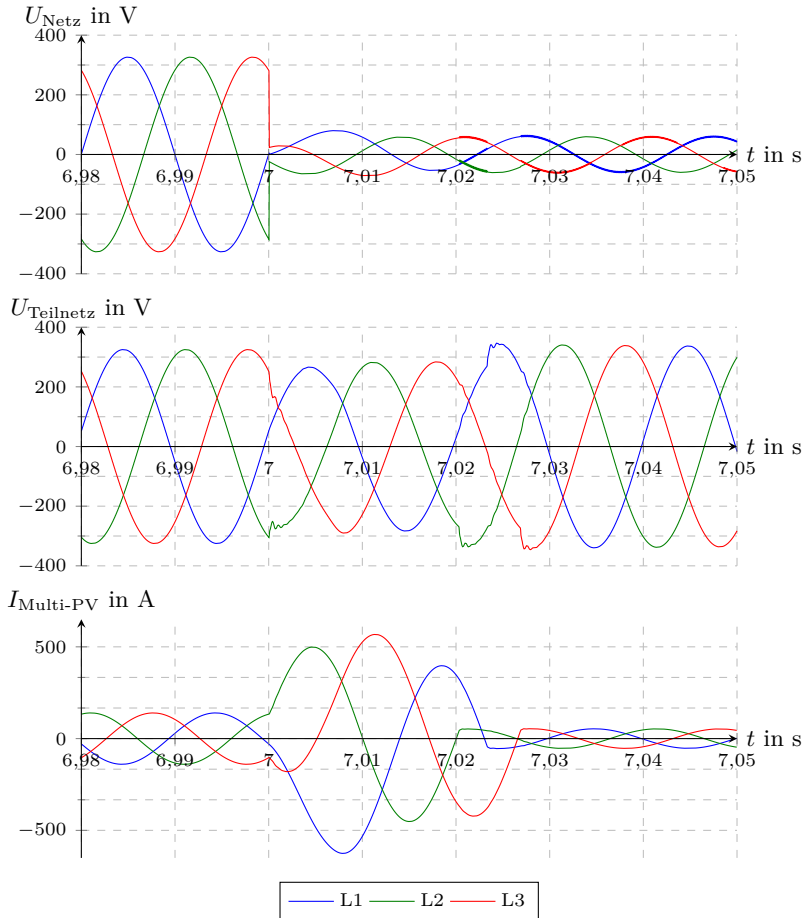


Abbildung 6.11: Simulationsergebnis bei einem niederohmigen Netzfehler. Parameter: $L_{\text{Ent}} = 1,8 \text{ mH}$ sowie NAP mit $S_k = 15 \text{ MVA}$ und $\Psi_k = 80^\circ$.

In der Simulation wird ein niederohmiger Netzfehler mit einer Restspannung von etwa 40 V eingeprägt. Der Multi-PV-Stromrichter erkennt aufgrund einer Netzfehlererkennung den Fehler und öffnet den Netzschalter. Nach etwa einer Netzperiode ist der Schalter geöffnet und die Lasten im Teilnetz werden weiterversorgt. Im Inselnetzbetrieb arbeitet der Multi-PV-Stromrichter nun in einer U/f-Regelung. Während des Übergangs wird durch das Prinzip der induktiven Entkopplung die Spannung im Teilnetz gestützt.

Weiter muss beachtet werden, dass in diesem Falle hinsichtlich der Netzstützung keine FRT-Funktionalität (siehe Kapitel 3.4.2) bereitgestellt werden kann, da der Multi-PV-Stromrichter bei einem Netzfehler nicht am Netz bleibt. Vielmehr trennt er sich bewusst, um die Lasten im Teilnetz zu schützen. Jedoch muss der Multi-PV-Stromrichter auch für diesen Fall sicherstellen, dass Überströme während des Netzfehlers bis zum Öffnen des Netzschalters nicht zu einem ungewollten Abschalten führen. Die Strombegrenzung kann durch verschiedene Methoden erreicht werden. Bei stromgeregelten Verfahren reicht üblicherweise die Stromregelung mit den diskreten Regelungseingriffen im Takt des Schaltzyklus der Leistungshalbleiter nicht aus, um den Strom sicher zu begrenzen. Deshalb werden beispielsweise analoge Strombegrenzungsverfahren eingesetzt, die zeitlich schneller eingreifen und die Leistungshalbleiter vor Überströmen schützen können. Bei dem spannungsgeregelten Verfahren der induktiven Entkopplung wird der Überstrom durch die Entkopplungsinduktivität begrenzt. Ein weiterer Vorteil von spannungsregelnden Verfahren besteht darin, dass der Spannungseinbruch im Teilnetz während der Übergangszeit in den Inselnetzbetrieb geringer ist. Während bei stromregelnden Verfahren erst eine Umschaltung in den Spannungsregelungsmodus erfolgen muss, arbeiten spannungsregelnde Verfahren ohne diese Umschaltung weiter.

Generell müssen bei einer Substitution herkömmlicher USV-Anlagen durch den Multi-PV die Anforderungen der geschützten Lasten genau beachtet werden. Ebenso ist der interne Aufbau bezüglich Redundanz und Ausfallwahrscheinlichkeiten nicht mit einer USV-Anlage vergleichbar. Dies ist darin begründet, dass der Multi-PV-Stromrichter hinsichtlich eines hohen Wirkungsgrades optimiert ist, während USV-Anlagen die strikten Anforderungen der DIN EN 62040-3 erfüllen müssen [44]. Daher scheint der Multi-PV eher für Versorgungsgebiete mit hohen Ausfallzeiten des öffentlichen Netzes und geringeren Anforderungen der geschützten Lasten hinsichtlich Spannungsunterbrechungen zur Bereitstellung des NEA-Betriebs geeignet.

6.5 Wirkleistungsregelung in einem Netzabschnitt

Durch die Fähigkeit des Multi-PV die Wirkleistung gezielt regeln zu können, kann an einem Netzpunkt, der nicht unmittelbar den Anschlussklemmen des Multi-PV-Stromrichters entspricht, unter Annahme einer geeigneten Messwerterfassung, der Wirkleistungsfluss an diesem Netzpunkt geregelt werden. Dadurch besteht die Möglichkeit, verschiedene Zusatzfunktionalitäten bereitstellen zu können. Diese lassen sich wie folgt gliedern:

- Spitzenlastmanagement
- Engpassmanagement mit der Sonderform des Virtuellen Inselnetzes
- Eigenverbrauch

Nachfolgend wird auf die beiden ersten Punkte eingegangen und entsprechende Regelungsverfahren werden entwickelt. Der Eigenverbrauch kann mit den vorhandenen Eingriffsmöglichkeiten auf den Multi-PV auch umgesetzt werden. Für das Spitzenlastmanagement ist eine Regelung des Wirkleistungsflusses in Abhängigkeit der bezogenen Leistung vom Netzbetreiber im 15-Minuten-Abrechnungsintervall notwendig. Im Gegensatz dazu kann aber auch im Rahmen des Engpassmanagements eine kontinuierliche Regelung am NAP stattfinden, um z. B. Überlastungen von Netzen mit geringer Kurzschlussleistung bzw. limitierter Übertragungskapazität zu verhindern.

6.5.1 Spitzenlastmanagement

Die Kosten für elektrische Energie setzen sich generell aus den beiden Bestandteilen Leistungspreis und Arbeitspreis zusammen. Der Leistungspreis wird anhand des höchsten mittleren Verbrauchs innerhalb eines 15-Minuten-Abrechnungsintervalls bestimmt (€/kW/Jahr). Dieser Leistungspreis wird von den Netzbetreibern nur von größeren leistungsstarken Kunden, wie z. B. Industriekunden, eingefordert. Durch ein gezieltes Spitzenlastmanagement in diesen Industriebetrieben können Leistungsspitzen vermieden und damit der Leistungspreis gesenkt werden. Die Spitzenlast kann sowohl durch ein Lastmanagement als auch durch ein Erzeugungsmanagement begrenzt werden [54].

In dieser Arbeit wird das Spitzenlastmanagement durch Erzeugungsmanagement umgesetzt, indem gespeicherter Systemstrom aus der Batterie

bei Bedarf eingespeist wird, um den Leistungsbezug aus dem öffentlichen Netz zu senken. Dabei berechnet sich die aktuelle Last P_{Last} in der verwendeten Systemkonfiguration aus Abbildung 6.2 entsprechend Gleichung 6.10 unter der Annahme, dass nur PV-Leistung aber keine Batterieleistung eingespeist wird. Andernfalls, und das ist für die hier verwendete Systemkonfiguration der Fall, muss Gleichung 6.11 benutzt werden. Durch die DC-Größen und einen zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber zu vereinbarenden Wert für den Wirkungsgrad $\eta_{\text{DC/AC}}$ kann somit auf die AC-Größen geschlossen werden.

$$P_{\text{Last}} = P_{\text{NAP}} + P_{\text{MPV,AC}} \quad (6.10)$$

$$P_{\text{Last}} = P_{\text{NAP}} + \eta_{\text{DC/AC}} \cdot P_{\text{PV}} \quad (6.11)$$

6.5.1.1 Schwellwert für das Spitzenlastmanagement

Das Regelungsverfahren benötigt einen Schwellwert, der den maximal zulässigen Leistungsbezug im 15-Minuten-Abrechnungsintervall angibt. Von der Auswahl dieses Schwellwerts hängt ab, wie oft und wie lange der Energiespeicher des Multi-PV eingesetzt werden muss. Um das charakteristische Lastverhalten des Industrienetzes berücksichtigen zu können, wird dieses zunächst analysiert. Abbildung 6.12 zeigt den Lastverlauf von *Werk 3* bei *Hübner* während eines 4-monatigen Zeitraums.

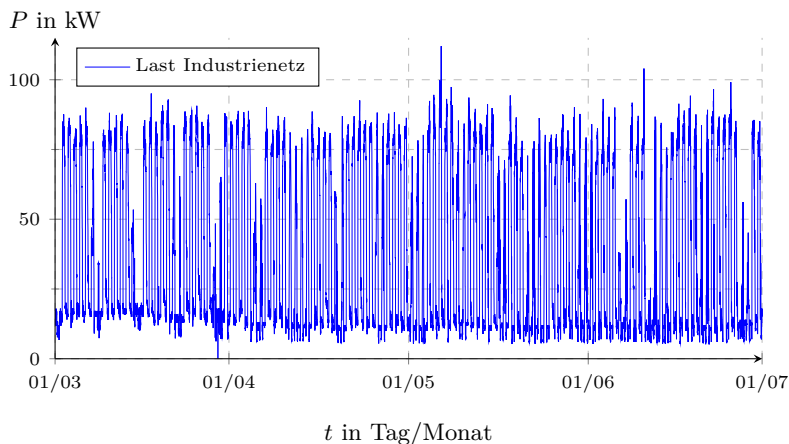


Abbildung 6.12: Lastverlauf des Industrienetzes von *Werk 3* bei *Hübner* in einer Zeitspanne von vier Monaten.

Die nachfolgenden Auswertungen dieses Lastverlaufs dienen als Grundlage für den eingestellten Schwellwert während der Erprobung im Industrienetz in Kapitel 7.3.2.1. Der Speicher hat eine begrenzte Kapazität, die im ersten Ansatz bei einem Zweischichtbetrieb des Industrieunternehmens für einen kompletten Tag ausreichen soll. Nachts, bei ruhender Produktion und somit geringer Leistungsaufnahme des Industrienetzes, kann die Batterie wieder aufgeladen werden.

Abbildung 6.13 zeigt die Auswertung des in Abbildung 6.12 gezeigten Lastverlaufs anhand von 15-Minuten-Mittelwerten durch Einteilung in Leistungsklassen von 5 kW, beginnend ab 75 kW und aufsteigend bis 115 kW. Es wird für jede Leistungsklasse die Anzahl der Tage innerhalb des betrachteten Zeitraums ermittelt, an denen eine Spitzenlastkappung notwendig gewesen wäre. Desto niedriger der Schwellwert gewählt wird, desto öfter muss die Spitzenlastkappung eingesetzt und die Batterie genutzt werden. Ebenfalls steigt mit kleinerem Schwellwert die notwendige Energie zur Spitzenlastkappung an. Durch die steigende Belastung der Batterie hinsichtlich Zyklenzahl und Entladetiefe verkürzt sich die Lebensdauer.

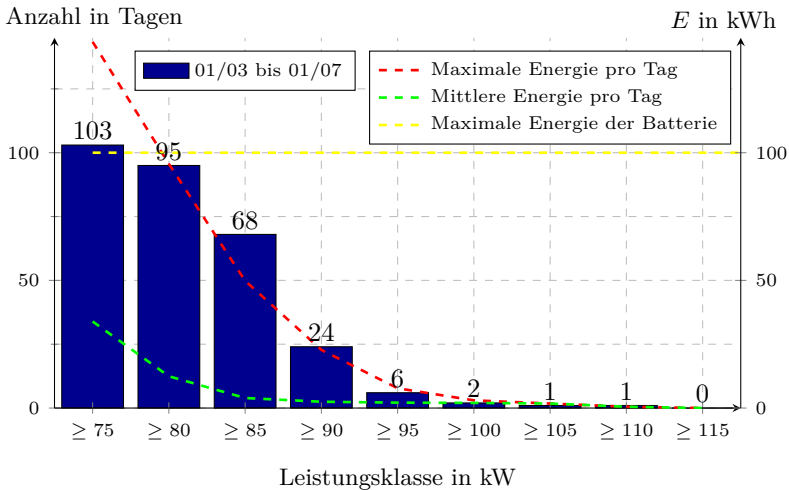


Abbildung 6.13: Auswertung des Lastverlaufs aus Abbildung 6.12 durch Einteilung in Leistungsklassen zur Ermittlung des Schwellwerts für das Spitzenlastmanagement.

Für die Berechnungen in Abbildung 6.13 wird für die Batterie eine Kapazität von 800 Ah zugrunde gelegt. Dies entspricht einem Energieinhalt von 138,24 kWh bei einer Entladung mit C_1 . Unter der Annahme, dass gleichzeitig noch eine NEA-Funktionalität durch den Multi-PV bereitgestellt werden soll, wird hier nur 75 % der theoretisch nutzbaren Kapazität für das Spitzenlastmanagement reserviert. Durch diese Begrenzung kann aus Abbildung 6.13 abgelesen werden, dass ein minimaler Schwellwert von 80 kW möglich wäre. Jedoch würde die Lebensdauer der Batterie, mit angenommenen 1000 Zyklen, sehr schnell erreicht werden. Nach etwa 3,5 Jahren bei linearer Extrapolation der Daten aus dem Messzeitraum würde die maximale Zyklenzahl überschritten werden. Deshalb wird der Schwellwert für dieses Industrienetz, bei einer beabsichtigten Lebensdauer der Batterie von 10 Jahren, auf 90 kW festgelegt.

Eine Anpassung des Schwellwerts muss insbesondere bei Veränderungen in der Leistungsaufnahme des Industrienetzes, z. B. aufgrund einer Vergrößerung der Produktion, durchgeführt werden.

6.5.1.2 Struktur des Regelungsverfahrens

Das Regelungsverfahren, welches hier entwickelt wird, soll zwei Forderungen erfüllen. Das primäre Ziel ist die sichere Begrenzung des vorgegebenen maximal erlaubten mittleren Leistungsbezugs in einem Abrechnungsintervall. Dies soll, und das ist die zweite Forderung, mit einer möglichst geringen Energiemenge aus der Batterie bewerkstelligt werden. Daraus ergibt sich für das Regelungsverfahren die Maxime mit der Einspeisung von Wirkleistung aus der Batterie entsprechend rechtzeitig zu beginnen, jedoch eine unnötige Einspeisung zu vermeiden. Dies wäre womöglich der Fall, falls gegen Ende des Abrechnungsintervalls der Lastbedarf zurückgeht und die Spitzenlast auch ohne Batterieeinspeisung nicht überschritten worden wäre.

Das aus diesen Annahmen entwickelte Regelungsverfahren ist in Abbildung 6.14 gezeigt. Auf Grundlage verschiedener Faktoren wird entschieden, zu welchem Zeitpunkt der PI-Regler zur Begrenzung des durchschnittlichen Leistungsbezugs $P_{\text{Last,avg,max}}$ im 15-Minuten-Abrechnungsintervall aktiviert wird. Durch Vergleich mit dem aktuellen durchschnittlichen Leistungsbezugs im bisherigen Abrechnungsintervall $P_{\text{Last,avg,ist}}$ berechnet der Regler einen Stellwert für die Batterieleistung. Aufgrund der Tatsache, dass der Multi-PV-Stromrichter einen Sollwert für die

AC-Wirkleistung benötigt, wird die aktuelle PV-Leistung zum Stellwert addiert. Die Summe wird mit dem Kehrwert des Stromrichterwirkungsgrades multipliziert und als Sollwert $P_{AC,soll}$ an den Multi-PV-Stromrichter weitergegeben. Falls aufgrund der aktuellen PV-Einspeisung die verbleibende Wirkleistungsreserve zu gering wäre, um den Leistungsbezug des Industrienetzes begrenzen zu können, würde die PV-Leistung abgeregelt und stattdessen Batteriestrom eingespeist werden. Der angepasste Sollwert P_{PV} gibt dem Multi-PV-Stromrichter vor, welche maximale PV-Leistung verwendet werden darf.

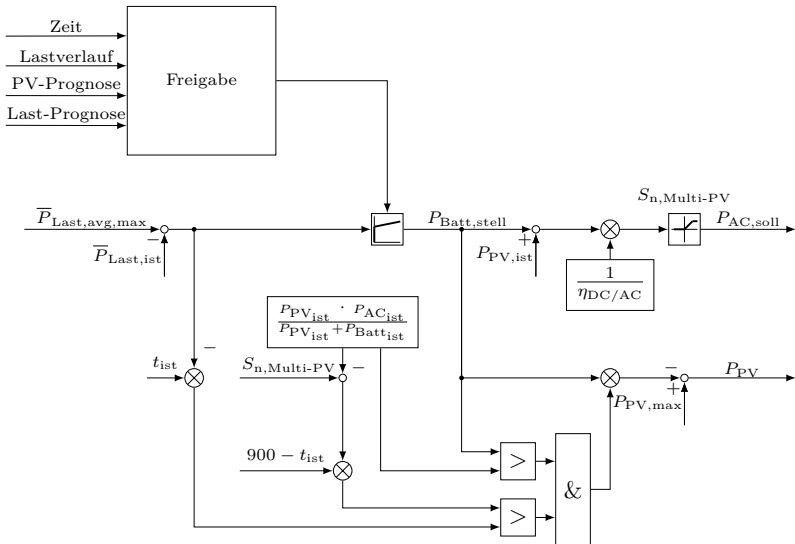


Abbildung 6.14: Blockschaltbild des entwickelten Regelungsverfahrens für das Spitzenlastmanagement.

Ein Hauptbestandteil des Regelungsverfahrens ist die Bestimmung der Freigabe zur Batterieeinspeisung. Die zugrundeliegenden Überlegungen sind in Abbildung 6.15 skizziert und werden nachfolgend eingehender erläutert. Der Beginn der Einspeisung aus der Batterie wird möglichst gegen Ende des Abrechnungsintervalls gelegt. Zur Ermittlung des Beginns der Batterieeinspeisung gehen verschiedene Faktoren in die Berechnungen mit ein:

- Verbleibende Zeit im 15-Minuten-Abrechnungsintervall
- Mittlerer Lastverlauf des Industrienetzes

- PV-Prognose für das 15-Minuten-Abrechnungsintervall
- Lastprognose des Industrienetzes

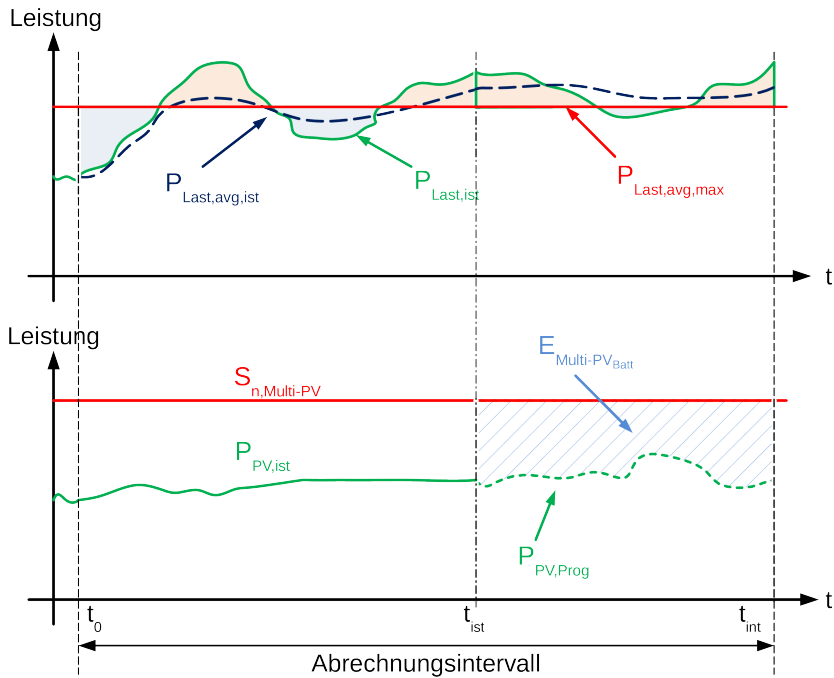


Abbildung 6.15: Grundsätzliche Vorgehensweise zur Bestimmung der Freigabe für die Aktivierung der Einspeisung aus der Batterie innerhalb des 15-Minuten-Abrechnungsintervalls.

Die Gleichungen 6.12, 6.13 und 6.14 beschreiben die unterschiedlichen Energiemengen innerhalb des 15-Minuten-Abrechnungsintervalls, die zur Bestimmung der Freigabe des PI-Reglers für die Batterie benötigt werden.

$$E_{K_{ist}} = \int_{t_0}^{t_{ist}} (P_{Last,ist} - P_{Last,avg,max}) dt \quad (6.12)$$

$$E_{K_{zuk}} = \int_{t_{ist}}^{t_{int}} (P_{Last,Prog} - P_{Last,avg,max}) dt \quad (6.13)$$

$$E_{Multi-PV_{Batt}} = \int_{t_{ist}}^{t_{int}} (S_{n,Multi-PV} - P_{PV,Prog}) dt \quad (6.14)$$

$E_{K_{ist}}$ ist die Differenzenergie, die im bisherigen Abrechnungsintervall im Vergleich zum Schwellwert anfällt. Bei Werten größer null ist der Leistungsbezug höher als erlaubt. Die Energie $E_{K_{zuk}}$ gibt an, welche zusätzliche Energie im Rest des Abrechnungsintervalls im Vergleich zum Schwellwert anfallen wird. Die Berechnung beruht auf der Lastprognose $P_{Last,Prog}$. Mit der Energie $E_{Multi-PV_{Batt}}$ wird auf Grundlage der PV-Prognose $P_{PV,Prog}$ bestimmt, welche Energie durch die Batterie des Multi-PV-Stromrichters ohne Abregelung der PV-Einspeisung bereitgestellt werden könnte. Für eine Anwendung dieser Gleichungen im Algorithmus müssen die Integrale der Gleichungen 6.12 bis 6.14 aufgelöst werden, sodass vorhandene Messgrößen und Prognosewerte direkt genutzt werden können. Dies wird in den Gleichungen 6.15, 6.16 und 6.17 durchgeführt.

$$E_{K_{ist}} = (P_{Last,avg,ist} - P_{Last,avg,max}) \cdot t_{ist} \quad (6.15)$$

$$E_{K_{zuk}} = (P_{Last,avg,Prog} - P_{Last,avg,max}) \cdot (t_{int} - t_{ist}) \quad (6.16)$$

$$E_{Multi-PV_{Batt}} = (S_{n,Multi-PV} - P_{PV,Prog,avg}) \cdot (t_{int} - t_{ist}) \quad (6.17)$$

Solange Gleichung 6.18 erfüllt wird, wird die Batterieeinspeisung nicht freigegeben. Nach einer einmaligen Freigabe bleibt der Batterieleistungsregler für den Rest des 15-Minuten-Abrechnungsintervalls aktiv.

$$E_{Multi-PV_{Batt}} \geq E_{K_{ist}} + E_{K_{zuk}} \quad (6.18)$$

Durch die verwendeten Berechnungsmethoden ist ersichtlich, dass die Prognosen der Last des Industrienetzes und der PV-Einspeisung einen hohen Einfluss auf die Effektivität des Regelungsverfahrens haben. Aufgrund der Komplexität von Prognosen wird an dieser Stelle nicht detaillierter auf diesen Punkt eingegangen. Für die PV-Prognose wird auf einen vorhandenen Algorithmus zurückgegriffen, der aufgrund von zurückliegenden Einstrahlungsdaten des aktuellen Tages, der aktuellen Tageszeit sowie des Datums einen Kurzzeit-Prognosewert liefert. Die Lastprognose basiert auf einer linearen Extrapolation von Lastdaten des bisherigen Tages. Trotz dieser sehr einfachen Annahmen können in der Praxis gute Ergebnisse erzielt werden (siehe Kapitel 7.3.2.1). Ein erster Ansatzpunkt für die Optimierung des Regelungsverfahrens würde in der Verbesserung der Prognosen liegen. Eine weitere Optimierungsmöglichkeit besteht in der Zwischenladung der Batterie während Zeiten mit geringerem Leistungsbezug. Dadurch würde die verfügbare Energiemenge über den Tag hinweg erhöht werden können.

6.5.2 Wirkleistungsregelung am NAP

Im Gegensatz zum Spitzenlastmanagement, bei dem der 15-Minuten-Mittelwert des Abrechnungsintervalls als Führungsgröße verwendet wird, erfolgt bei der Wirkleistungsregelung am NAP eine kontinuierliche Regelung des momentanen Wirkleistungsflusses. Dieses Regelungsverfahren kann für verschiedene Anwendungsfälle eingesetzt werden.

6.5.2.1 Anwendungsfälle

Eine Wirkleistungsregelung unter Nutzung eines Speichers ist für Anwendungen im Verteilungsnetz im Moment noch nicht weit verbreitet. Dies liegt im Wesentlichen an den hohen Kosten für den Speicher. Was jedoch genutzt wird, ist wie schon in Kapitel 3.4.1.1 für dezentrale Erzeuger ausgeführt, die Reduzierung der Einspeiseleistung. Beim Multi-PV hingegen kann bei Bedarf die Einspeiseleistung auch erhöht werden. Nachfolgend sind einige Anwendungsfälle aufgezählt, bei denen das hier entwickelte Regelungsverfahren eingesetzt werden könnte:

1. Engpassmanagement bei weichen Netzen – Begrenzung der Leistungsaufnahme
2. Virtuelles Inselnetz mit oder ohne gleichzeitiger Blindleistungsregelung ($Q = 0$ oder anderer vorgegebener Sollwert durch den Netzbetreiber)
3. Eigenverbrauch
4. Frequenzregelung für das Übertragungsnetz
5. Spannungsregelung im NS-Netz durch Wirkleistungsregelung

Je nach Anforderung der Anwendung würde ein Sollwert der Wirkleistung an einem Netzpunkt bestimmt werden, der dann durch das Multi-PV-System eingeregelt wird. Wie dieser Sollwert ermittelt wird, ist insbesondere für die Verfahren mit den Nummern 3, 4 und 5 nicht Bestandteil dieser Arbeit und wird deshalb nicht näher ausgeführt.

Das hier sogenannte Engpassmanagement ist eigentlich aus dem HS-Netz bzw. dem Übertragungsnetz bekannt. Dort kann bei drohenden Überlastungen von Leitungen als eine Maßnahme, unter Beachtung der Priorisierung zu anderen Maßnahmen, die Einspeisung von dezentralen Erzeugern per Fernzugriff manuell reduziert werden. Im Gegensatz dazu

wird in dieser Arbeit davon ausgegangen, dass das Industrienetz an einem weichen Netz, d. h. einem Netz mit geringer Kurzschlussleistung angeschlossen ist und dieser Anschluss den Engpass darstellt. Kurzzeitige Schwankungen in der Leistungsaufnahme und langfristige Steigerungen der Bezugsleistung können negative Folgen auf die Parameter der Netzqualität haben, sowie letztendlich zu einer Überlastung der Zuleitung führen. Durch die Zusatzfunktionalität der Wirkleistungsregelung können solche Auswirkungen vermieden werden.

Ein Sonderfall der zuvor beschriebenen Zusatzfunktionalität stellt das „Virtuelle Inselnetz“ dar, bei dem am NAP kein Leistungsaustausch mit dem öffentlichen Netz erfolgt (Sollwert $P_{NAP} = 0$), allerdings immer noch eine elektrische Verbindung mit dem öffentlichen Netz besteht.

6.5.2.2 Regelungsverfahren

Abbildung 6.16 zeigt das entwickelte Regelungsverfahren. Ein vorgegebener Sollwert $P_{NAP,soll}$ wird mit dem aktuellen Wirkleistungsfluss $P_{NAP,ist}$ verglichen. Aus der Abweichung wird durch den PI-Regler der Stellwert $P_{NAP,stell}$ berechnet. Eine Begrenzung sorgt dafür, dass der Sollwert $P_{AC,soll}$, der dem Multi-PV-Stromrichter vorgegeben wird, nicht negativ oder größer als die Nennscheinleistung wird.

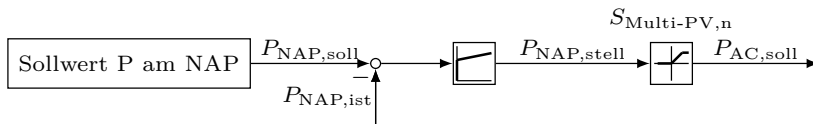


Abbildung 6.16: Blockschaltbild des Regelungsverfahrens für die Wirkleistungsregelung am NAP.

Da der Multi-PV-Stromrichter die Wirkleistung nur im Bereich von $0 \leq P \leq P_{n,Multi-PV}$ regeln kann, ist der Bereich für die Sollwertvorgabe $P_{NAP,soll}$ eingeschränkt. Abbildung 6.17 stellt auf Grundlage der aktuellen Wirkleistung am NAP, bezogen auf die Nennwirkleistung des Multi-PV, die umsetzbaren Sollwerte für den Wirkleistungsfluss am NAP dar. Diese Einschränkung müssen Anwendungen, die dieses Regelungsverfahren verwenden, berücksichtigen. Eine Erweiterung des Sollwertbereichs könnte erzielt werden, wenn der Multi-PV auch gezielt Wirkleistung

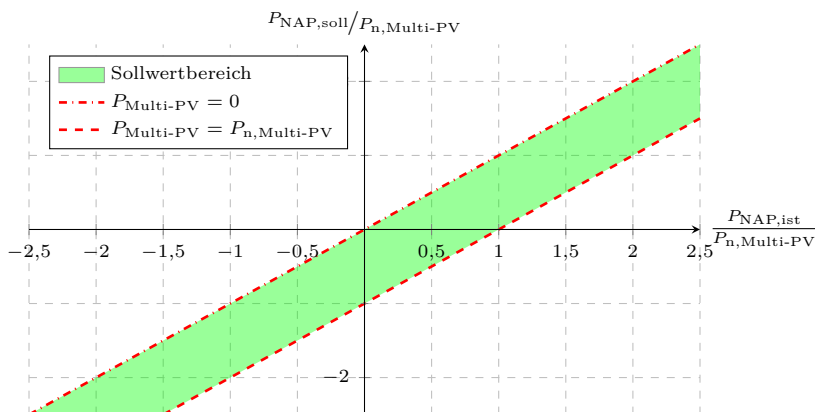


Abbildung 6.17: Einstellbarer Sollwertebereich in Abhängigkeit des aktuellen Wirkleistungsflusses am NAP und der Einspeisung des Multi-PV für das Regelungsverfahren aus Abbildung 6.16.

aufnehmen könnte. Generell existieren die notwendigen Regelungsalgorithmen, da bei herkömmlichen Batterieladeverfahren eine Kombination aus Strom- und Spannungsregelung des Tiefsetzstellers genutzt wird. Das größere Problem wird hierbei sein, ein geeignetes Batteriemanagement zu entwickeln. Die Batterie muss bei Bedarf ausreichend Energie aufnehmen, jedoch auch genug Energie bereitstellen können. Weitergehend müssten eventuelle Auswirkungen dieses bidirektionalen Batteriebetriebs auf die Lebensdauer berücksichtigt werden.

6.6 Blindleistungsregelung in einem Netzabschnitt

Nachfolgend werden verschiedene Regelungsverfahren zur Bereitstellung von Blindleistung in einem Netzabschnitt vorgestellt. Dabei wird erläutert, wie, ausgehend von der Regelung im Multi-PV-Stromrichter, eine Blindleistungsbereitstellung in einem Industrienetz zur Blindleistungskompensation oder auf Anforderung des Netzbetreibers am NAP des Industrienetzes realisiert werden kann.

Grundbedingung für die Regelungsverfahren ist, dass der Multi-PV-Stromrichter die Möglichkeit hat, die Blindleistung explizit regeln zu können. Das Regelungsverfahren hierfür ist in Kapitel 6.2.1 dargestellt.

Aktuell verfügbare PV-Stromrichter haben die Möglichkeit die Blindleistung zu regeln. Jedoch bieten diese nur einen eingeschränkten Bereich im $P(Q)$ -Diagramm an (siehe z. B. Abbildung 3.23). Insbesondere für kleinere Wirkleistungen ($\leq 10\%$ der Nennwirkleistung) ist die verfügbare Blindleistung reduziert. Für die nachfolgenden Anwendungen wird angenommen, dass die gesamte Scheinleistungsreserve als Blindleistung unabhängig vom aktuellen Arbeitspunkt der Wirkleistung verfügbar ist. Dies ist für den Multi-PV-Stromrichter der Fall.

6.6.1 Blindleistungsbereitstellung am NAP

Basierend auf der Möglichkeit mit einem Stromrichter dem Netz eine induktive oder kapazitive Blindleistung bereitzustellen, kann auch gezielt auf den Blindleistungsfluss an einem Netzpunkt Einfluss genommen werden. Da dieser Netzpunkt normalerweise nicht direkt an den Anschlussklemmen des Stromrichters liegt, ist es notwendig, die Vorgabe des Blindleistungsbedarfs, in Abbildung 6.3 als *Sollwert Blindstrom* gekennzeichnet, zu bestimmen. Dies wird durch das Regelungsverfahren in Abbildung 6.18 bewerkstelligt.

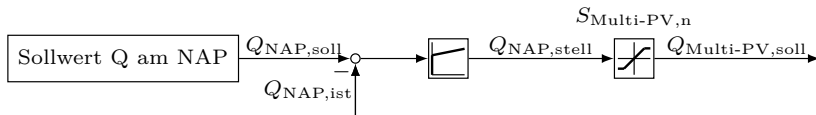


Abbildung 6.18: Blockschaltbild des Regelungsverfahrens zur Bereitstellung von Blindleistung am NAP.

Vergleichbar zu dem Regelungsverfahren für den Wirkleistungsfluss am NAP wird durch eine übergeordnete Anwendung der Sollwert der Blindleistung am NAP $Q_{\text{NAP,soll}}$ vorgegeben. Dieser wird mit dem aktuellen Blindleistungsfluss $Q_{\text{NAP,ist}}$ verglichen und die Abweichung einem PI-Regler zugeführt. Daraus wird der Stellwert $Q_{\text{NAP,stell}}$ berechnet, der nach Begrenzung auf die Nennscheinleistung des Multi-PV-Stromrichters als Sollwert an diesen weitergegeben wird.

Die Sollwertvorgabe für $Q_{\text{NAP,soll}}$ kann über verschiedene Arten erfolgen. Eine vorstellbare Möglichkeit ist, dass in einem Industrienetz das Industrieunternehmen selbst diesen Sollwert vorgibt. Eine weitere Möglichkeit ist, dass sich das Industrienetz gegenüber dem Netz als aktiv

steuerbare Blindleistungsquelle verhält. In diesem Fall würden die Vorgaben des Blindleistungssollwerts durch den Netzbetreiber gemacht werden. Neben der dezidierten Vorgabe des Blindleistungssollwerts sind auch folgende Vorgabearten nach [8] vorstellbar:

- Vorgabe eines festen Verschiebungsfaktors $\cos \varphi$
- Vorgabe eines Verschiebungsfaktors in Abhängigkeit der Wirkleistung $\cos \varphi(P)$
- Vorgabe per Blindleistungs-/Spannungskennlinie $Q(U)$

Jedoch muss auch für dieses Regelungsverfahren beachtet werden, dass der Blindleistungssollwert $Q_{\text{NAP,soll}}$ nicht beliebig frei auswählbar ist. Er hängt vom aktuellen Blindleistungsfluss am NAP und der Auslastung des Multi-PV-Stromrichters ab. Falls die Wirkleistungseinspeisung Vorrang hat, vermindert sich die Blindleistungsreserve entsprechend weiter. Hat dagegen die Blindleistung Vorrang, dann steht maximal die Nennscheinleistung als Blindleistung zur Verfügung.

6.6.2 Blindleistungskompensation des Industrienetzes

Mit Hilfe dieses Regelungsverfahrens kann die Funktion einer herkömmlichen Blindleistungskompensationsanlage ersetzt werden. Die eingesetzte Regelung ermöglicht die Kompensation auf einen vorgegebenen $\cos \varphi$ -Sollwert am NAP. Die Kompensation erfolgt zeitnah innerhalb des 15-Minuten-Abrechnungsintervalls. Tritt eine Abregelung der erforderlichen Blindleistungsbereitstellung durch Erreichen der Nennscheinleistung des Multi-PV-Stromrichters wegen zu hoher Einspeisung von Wirkleistung auf, wird die Kompensation auf einen späteren Zeitpunkt verschoben, um den, üblicherweise monatlich abgerechneten Verschiebungsfaktor, einzuhalten. Bei diesem Regelungsverfahren muss insbesondere beachtet werden, dass induktive und kapazitive Blindleistung separat gezählt und abgerechnet wird. Dies bedeutet, dass bei einer Verschiebung der Kompensation später maximal der induktive oder kapazitive Anteil, aber nicht darüber hinaus, kompensiert werden kann.

6.6.2.1 Regelungsverfahren

Das entwickelte Regelungsverfahren ist in Abbildung 6.19 dargestellt. Es versucht, den vorgegebenen Verschiebungsfaktor innerhalb des 15-

Minuten-Abrechnungsintervalls einzuhalten. Aus Netzsicht ist eine zeitnahe Kompensation hilfreich, damit Netzverluste durch Blindleistung vermieden werden. Eingangsgrößen für das Regelungsverfahren sind der momentane Wirkleistungsbezug des Industrienetzes $P_{\text{Last,ist}}$, der momentane Blindleistungsfluss am NAP $Q_{\text{NAP,ist}}$ und der gemittelte Verschiebungsfaktor $\cos(\varphi)_{\text{AVG,ist}}$. Der Sollwert des Verschiebungsfaktors $\cos(\varphi)_{\text{AVG,soll}}$ wird durch den Nutzer vorgegeben.

Aus dem aktuellen Leistungsbezug wird berechnet, wie groß der Blindleistungsfluss am NAP $Q_{\text{NAP,soll}}$ sein darf, um den vorgegebenen Verschiebungsfaktor einhalten zu können. Aus dem Vergleich zwischen dem aktuell gemittelten Verschiebungsfaktor und dem Sollwert wird durch den PI-Regler ein Faktor berechnet, der mit $Q_{\text{NAP,soll}}$ multipliziert wird. Dieser Wert wird mit $Q_{\text{NAP,ist}}$ verglichen und einem P-Regler zugeführt, der den Sollwert $Q_{\text{AC,soll}}$ unter Berücksichtigung der Nennscheinleistung für den Multi-PV-Stromrichter berechnet.

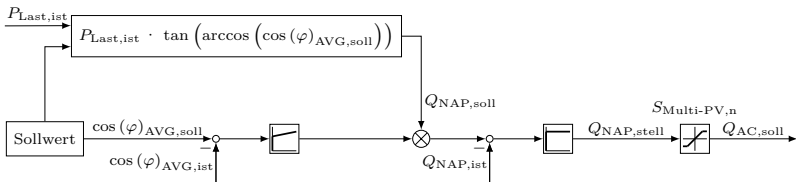


Abbildung 6.19: Blockschaltbild des Regelverfahrens der Blindleistungskompensation.

6.6.2.2 Simulationsergebnisse

Abbildung 6.20 und Abbildung 6.21 zeigen Simulationsergebnisse unter Verwendung des Regelverfahrens aus Abbildung 6.19. Zum einen ist der Verlauf des 15-Minuten-Mittelwerts des Verschiebungsfaktors über einen kompletten Tag, zum anderen ist eine detailliertere Auflistung verschiedener elektrischer Größen in einem 15-Minuten-Intervall dargestellt.

Sollwert für den Verschiebungsfaktor ist 0,95. Grundlage für die Simulation sind Messdaten aus *Werk 3* bei *Hübner* vom 06. August 2009. Ohne Blindleistungskompensation liegt eine signifikante Anzahl von 15-Minuten-Mittelwerten unter dem angenommenen Sollwert.

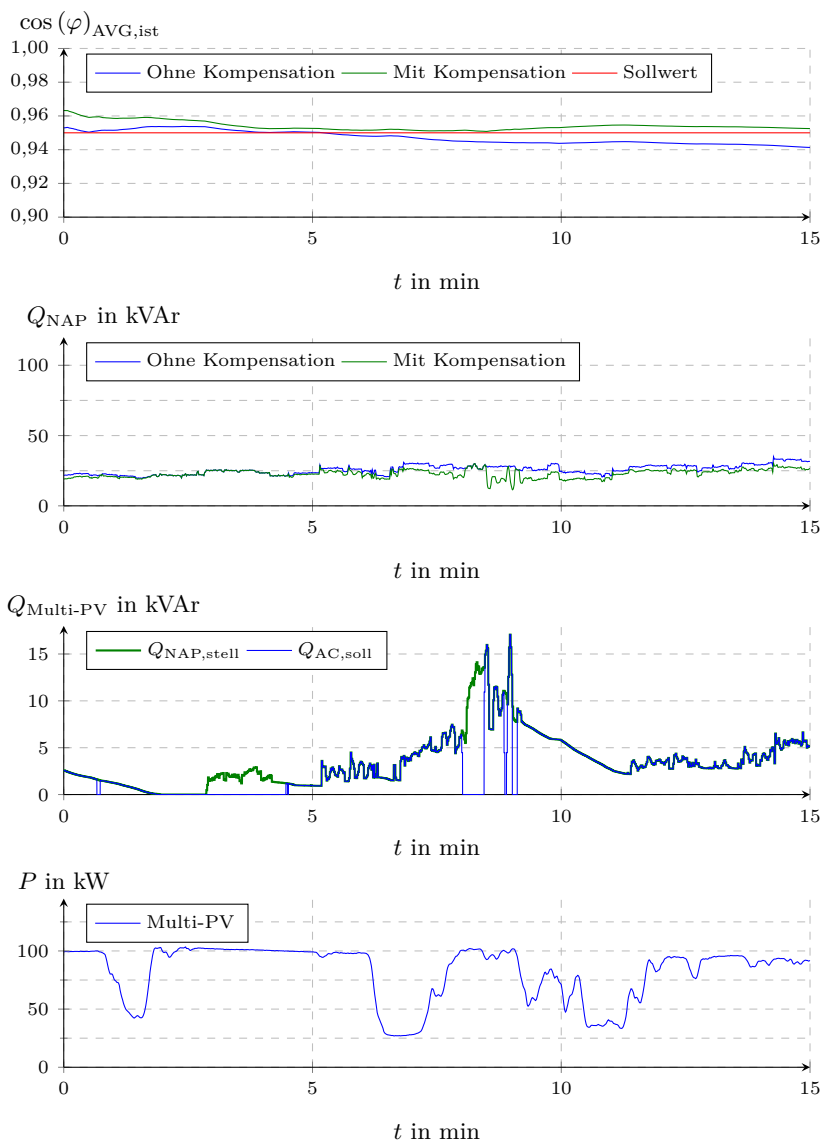


Abbildung 6.20: Simulierter Verlauf eines 15-Minuten-Intervalls mit und ohne Blindleistungskompensation basierend auf Messdaten vom 06. August 2009.

In Abbildung 6.20 sind neben dem Verlauf des gemittelten Verschiebungsfaktors auch der aktuelle Blindleistungsfluss am NAP sowie der berechnete Sollwert für den Multi-PV-Stromrichter zu sehen. Ebenso ist die aktuelle Wirkleistungseinspeisung des Multi-PV-Stromrichters dargestellt. Es ist zu erkennen, dass es Zeitabschnitte gibt, in denen die Nennscheinleistung vollständig durch die Wirkleistungseinspeisung genutzt wird. Zu diesen Zeitpunkten ist auch die Blindleistungsbereitstellung durch den Multi-PV-Stromrichter zu null gesetzt. Trotz dieser Einschränkungen kann das Regelungsverfahren durch spätere Anpassung des $Q_{\text{NAP,soll}}$ den Verschiebungsfaktor einhalten.

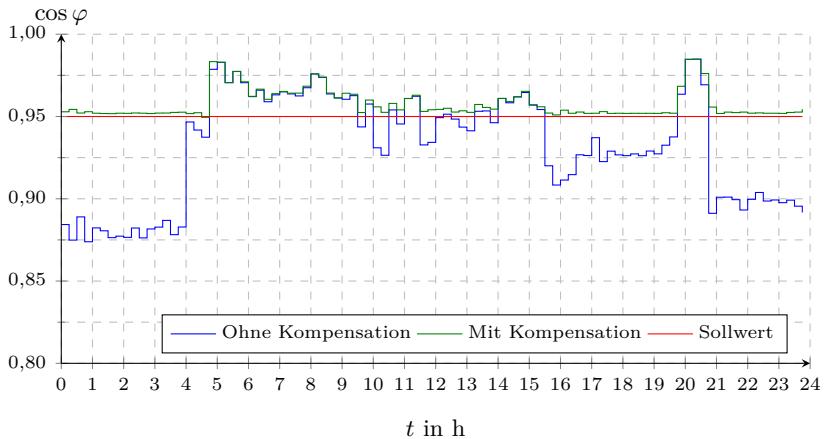


Abbildung 6.21: Simulierter Tagesverlauf mit und ohne Blindleistungskompensation basierend auf Messdaten vom 06. August 2009.

7 Erprobung des Multi-PV-Systems im Labor und Industrienetz

Die in Kapitel 6 entworfenen Regelungs- und Betriebsführungsverfahren für das Multi-PV-System zur Bereitstellung von Zusatzfunktionalitäten wurden in die in Kapitel 5 beschriebenen Versuchsplattformen implementiert und getestet. Dieses Kapitel beschreibt und diskutiert die erzielten Messergebnisse.

Die Erprobung fand sowohl in der Laborumgebung *DeMoTec*, als auch im Industrienetz des *Werk 3* der Firma *Hübner* mit Anschluss an das öffentliche Netz statt (siehe Kapitel 5.2 und Kapitel 5.3). Insbesondere bei der Erprobung der Regelungs- und Betriebsführungsverfahren im realen Netzbetrieb muss darauf geachtet werden, dass das existierende Netz nicht negativ beeinflusst wird. Dies wurde durch die Anwendung der in Kapitel 5.1 beschriebenen Entwicklungsverfahren gewährleistet.

Tabelle 7.1 gibt einen Überblick der jeweilig mit den Versuchsplattformen getesteten Zusatzfunktionalitäten. Die Messergebnisse für die Verbesserung der lokalen Spannungsqualität (Kapitel 7.1 und Kapitel 7.2) sind zum größten Teil durch Labormessungen erzielt worden, während die Messergebnisse zur Wirk- und Blindleistungsregelung (Kapitel 7.3) vornehmlich aus dem Prototypenbetrieb stammen.

Tabelle 7.1: Überblick der getesteten Zusatzfunktionalitäten mit Zuordnung zu den Versuchsplattformen

Betriebsarten	Labormuster	Prototyp
Quasistationäre Spannungsänderungen	✓	
Dynamische Spannungsänderungen	✓	
Spannungsüberschwingungen	✓	
USV/NEA-Funktionalität	✓	✓
Wirkleistungsregelung	✓	✓
Blindleistungsbereitstellung	✓	✓
Blindleistungskompensation		✓
Spitzenlastmanagement		✓

7.1 Verbesserung der lokalen Spannungsqualität

Eine Verbesserung der lokalen Spannungsqualität kann für Verbraucher, die an das lokale Teilnetz des Multi-PV-Stromrichters angeschlossen sind, erzielt werden. Im Folgenden wird das Verhalten bei quasistationären und dynamischen Spannungsänderungen sowie bei einer Netzvorbelastung durch Oberschwingungen untersucht.

Die Messungen werden mit dem in Kapitel 5.2 beschriebenen Labor-muster durchgeführt. Dort besteht die Möglichkeit die Größe der Entkopplungsinduktivität zu variieren. Durch die Labormessungen in der *DeMoTec* soll der Einfluss der Größe der Entkopplungsinduktivität auf das Verhalten des Multi-PV-Systems experimentell untersucht werden, um die theoretischen Überlegungen aus Kapitel 4.3.4 verifizieren zu können. Bei den durchgeführten Untersuchungen der dynamischen Spannungsänderungen werden nur Spannungseinbrüche untersucht, bei denen keine Auslösung der USV/NEA-Funktion stattfindet. Die Ergebnisse für die USV/NEA-Funktionalität werden in Kapitel 7.2 vorgestellt.

In [18, S. 123 ff] wurden ebenfalls Messungen zur Verbesserung der lokalen Spannungsqualität durchgeführt. In dieser Arbeit werden nachfolgend vergleichbare Untersuchungsschwerpunkte gesetzt. Jedoch ist das verwendete Systemkonzept der Prüflinge verschieden. Während in [18] ein einphasiger Prüfling ohne dauerhafter Wirkleistungseinspeisung verwendet wurde, kommt hier ein dreiphasiger Stromrichter zum Einsatz, der neben der Funktionalität der Spannungsqualitätsverbesserung gleichzeitig über eine dauerhafte Wirkleistungseinspeisung verfügt. Dadurch ergeben sich im Vergleich zu [18] abweichende Arbeitspunkte, die eine detailliertere Untersuchung erfordern.

7.1.1 Quasistationäre Netzspannungsänderungen

Quasistationäre Netzspannungsänderungen entsprechen langsamen Spannungsänderungen, bei denen eine Abweichung von der Nennspannung U_n vorliegt. Die zeitlichen Änderungen der Spannungen erfolgen in einer Art und Weise, dass sich ein stationärer Zustand einstellen kann. Für die durchgeführten Versuche wird eine Rampensteilheit von etwa 0,3 V/s verwendet. Durch das schnelle Regelungsverhalten des Multi-PV-Stromrichters (vgl. Kapitel 7.1.2) kann angenommen werden, dass bei dieser Änderungsgeschwindigkeit ein quasistationäres Verhalten vorliegt.

Ziel der implementierten Regelung ist, trotz externer Netzspannungsänderungen, den Effektivwert der Spannungen im Teilnetz für die sensitiven Lasten auf einem vorgegebenen Sollwert zu halten. Während der Messungen speist der Multi-PV-Stromrichter eine konstante Wirkleistung ein. Ob diese Wirkleistung durch die Batterie bereitgestellt wird oder aus der PV stammt, spielt hinsichtlich der Spannungsqualitätsverbesserung eine untergeordnete Rolle und wird deshalb nicht näher betrachtet. Kann der Lastbedarf im Teilnetz nicht alleine durch den Multi-PV-Stromrichter gedeckt werden, wird der fehlende Betrag dem Netz entnommen. Bei einem Leistungsüberschuss wird dieser in das Netz zurückgespeist.

7.1.1.1 Spannungshaltung im Teilnetz

Die Effektivwerte der Netzspannungen der Leiter L1, L2 und L3 werden innerhalb der Grenzen der DIN EN 50160 ($230 \text{ V} \pm 10\%$) [23] verändert. Der Sollwert für die Teilnetzspannungen wird mit 230 V vorgegeben. Abbildung 7.2 stellt die Messergebnisse für die einzelnen Leiter detailliert dar. Die Messung der Teilnetzspannungen der Leiter L1, L2 und L3, d. h. der Spannungen an den geschützten Lasten, zeigt, dass für die genutzte Systemkonfiguration der vorgegebene Sollwert konstant gehalten werden kann. Abbildung 7.1 fasst die maximalen Spannungsabweichungen vom vorgegebenen Sollwert für verschiedene Entkopplungsinduktivitäten und verschiedene Wirkleistungseinspeisungen des Multi-PV-Stromrichters zusammen.

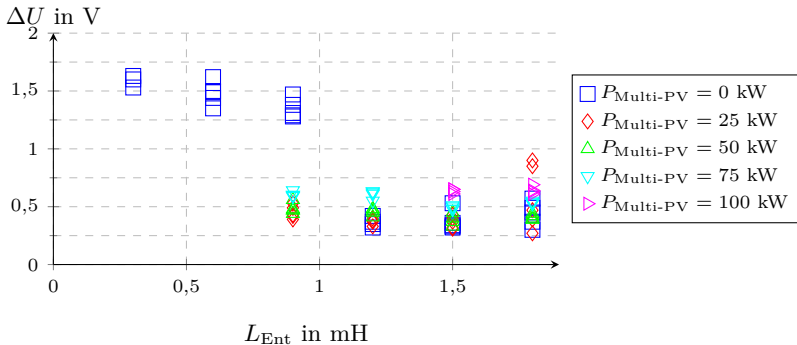


Abbildung 7.1: Maximale Spannungsabweichung vom vorgegebenen Sollwert für verschiedene Entkopplungsinduktivitäten und Wirkleistungseinspeisungen des Multi-PV-Stromrichters.

Selbst bei kleinen Entkopplungsinduktivitäten kann die Spannungsabweichung im geschützten Teilnetz innerhalb eines Toleranzbands von $\pm 0,75\%$ um den Sollwert gehalten werden. Geringere Spannungsabweichungen könnten unter anderem durch eine Optimierung der Regelungsparameter erreicht werden.

Bei einer angepassten Auslegung der Regelung entsprechend der Größe der Entkopplungsinduktivität können Spannungsabweichungen kleiner 1 V erreicht werden. Dadurch kann für Lasten im Teilnetz nach DIN EN 61000-2-4 hinsichtlich langsamen Spannungsänderungen die Umgebungs-kategorie 1 (vgl. Tabelle 2.3) bereitgestellt werden.

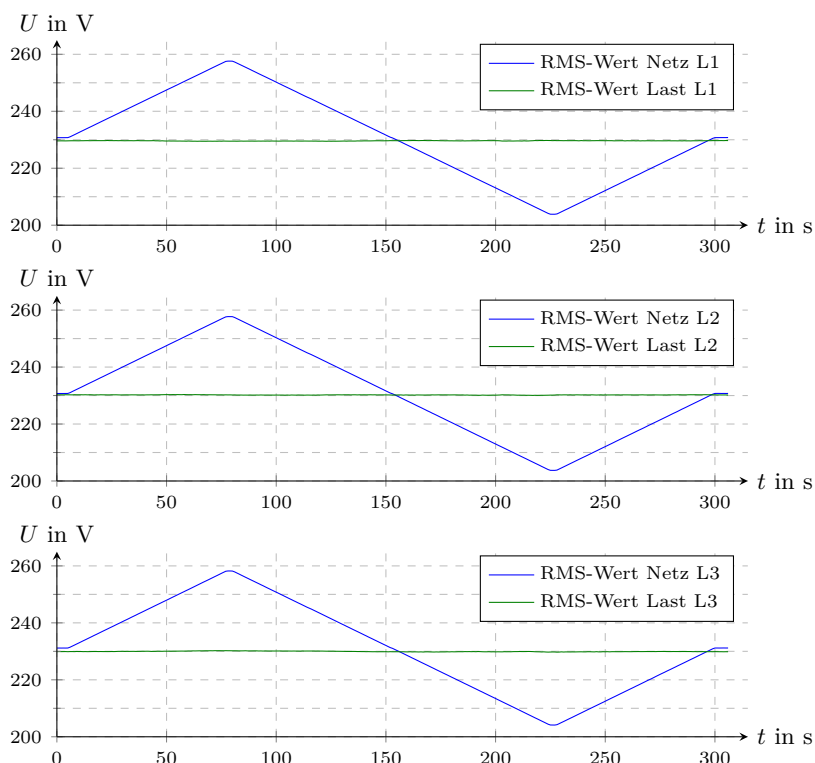


Abbildung 7.2: Gemessener Verlauf der Netz- und Lastspannungen der Leiter L1, L2 und L3 bei einer Entkopplungsinduktivität von 1,8 mH, einer Teilnetzlast von 50 kW und einer Wirkleistungseinspeisung des Multi-PV-Stromrichters von 25 kW.

7.1.1.2 Blindleistungsaustausch

Zur Regelung des Spannungswerts im Teilnetz auf den vorgegebenen Sollwert findet entsprechend dem Prinzip der induktiven Entkopplung (vgl. Kapitel 4.3.4.1) ein Blindleistungsaustausch zwischen Netz und Teilnetz statt. Der Blindleistungsfluss hängt primär von der Größe der Entkopplungsinduktivität und der Spannungsdifferenz zwischen Netz und Teilnetz ab.

Abbildung 7.3 zeigt die gemessene dreiphasige Blindleistung, zum einen am Ausgang des Multi-PV-Stromrichters und zum anderen auf der Netzseite, bei verschiedenen Größen der Entkopplungsinduktivität, gestaffelt von 0,3 mH bis 1,8 mH mit einer Schrittweite von 0,3 mH.

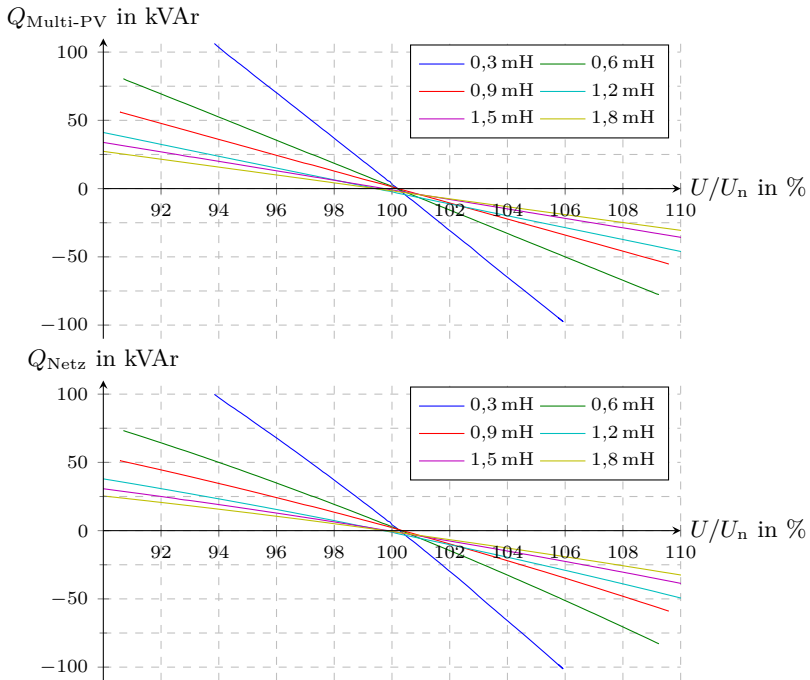


Abbildung 7.3: Messergebnisse der dreiphasigen Blindleistung des Multi-PV-Stromrichters und des Netzes bei Netzspannungsabweichungen ($90\% \leq U/U_n \leq 110\%$) und verschiedenen Entkopplungsinduktivitäten ($0,3\text{ mH} \leq L_{Ent} \leq 1,8\text{ mH}$); Messung im EZS, übererregter Betriebszustand für $Q > 0$.

Die Messergebnisse bestätigen, dass kleinere Entkopplungsinduktivitäten bei gleichen Netzspannungen eine größere Blindleistung erfordern, um die Teilnetzspannungen auf dem vorgegebenen Sollwert zu halten. Weiter ist zu erkennen, dass insbesondere für Werte der Entkopplungsinduktivität kleiner 1,2 mH eine deutliche Zunahme der erforderlichen Blindleistung auftritt.

Neben der Entkopplungsinduktivität gibt es nach Gleichung 4.17 weitere Parameter, wie beispielsweise die Wirkleistungseinspeisung des Multi-PV-Stromrichters oder die Scheinleistung der Lasten im geschützten Teilnetz, die einen Einfluss auf die erforderliche Blindleistung zum Einregeln der Teilnetzspannungen auf den vorgegebenen Sollwert haben.

In Abbildung 7.4 ist deshalb für eine konstante Wirkleistungseinspeisung des Multi-PV-Stromrichters, in diesem speziellen Fall keine Wirkleistungseinspeisung, und für verschiedene Lastbedingungen im geschützten Teilnetz, sowie für eine Entkopplungsinduktivität von 1,8 mH, der gemessene dreiphasige Blindleistungsbedarf dargestellt.

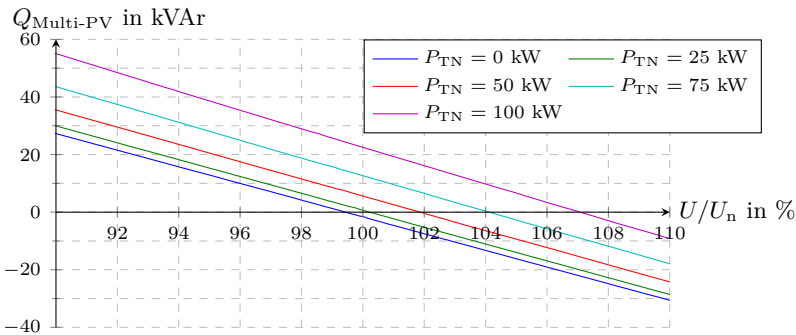


Abbildung 7.4: Messergebnisse der dreiphasigen Blindleistung in Abhängigkeit der Netzspannung und der Teilnetzlast. Parameter: $P_{\text{Multi-PV}} = 0$ kW, $L_{\text{Ent}} = 1,8$ mH. Messung im EZS, übererregter Betriebszustand für $Q > 0$.

Die Messergebnisse zeigen, dass durch den Austausch von Wirkleistung zwischen Netz und Teilnetz eine Parallelverschiebung der Blindleistungskennlinie erfolgt. Dieser Blindleistungsoffset ist im Vergleich zum Leerlauf ($P_{\text{Multi-PV}} = 0$ kW, $P_{\text{TN}} = 0$ kW, $\cos \varphi_{\text{TN}} = 1$) abhängig von der Größe der Teilnetzlast und steigt mit größer werdendem Wirkleistungsaustausch zwischen öffentlichem Netz und geschütztem Teilnetz an. Die

Messergebnisse aus Abbildung 7.4 ergeben, dass der Blindleistungsoffset bei verschiedenen Teilnetzlasten unabhängig von der Spannungsdifferenz zwischen Netz- und Teilnetzspannungen ist. Deshalb erscheint es ausreichend, die Bestimmung des Blindleistungsoffsets bei einem konstanten Netzspannungswert durchzuführen.

7.1.2 Dynamische Spannungsänderungen

Die Auswirkung kurzzeitiger Spannungseinbrüche auf die geschützten Lasten im Teilnetz kann durch die Entkopplungsinduktivität gemindert werden. Bei Spannungseinbrüchen mit geringen Einbruchtiefen (Restspannung über 80 % der Nennspannung) kann die Regelung durch Einspeisung von zusätzlicher Blindleistung den Einbruch der Spannung im Teilnetz reduzieren. Liegt die Restspannung des Einbruchs unter 80 % der Nennspannung erfolgt die Umschaltung in den Inselnetzbetrieb.

Für die Betrachtung von Spannungseinbrüchen größer 80 % der Nennspannung als Restspannung werden beispielhaft Netzspannungseinbrüche mit einer Restspannung von 85 % der Nennspannung und mit einer Dauer von 70 ms bzw. 100 ms untersucht. Der Start des Spannungseinbruchs wird bei einer Phasenlage von 0° und 90° der Spannung des Leiters L1 der Netzspannung durchgeführt. Es werden ein-, zwei- und dreiphasige Spannungseinbrüche getestet.

In Abbildung 7.5 ist der transiente Verlauf der Netzspannung und der Spannung an der geschützten Teilnetzlast des Leiters L1 bei einem dreiphasigen Spannungseinbruch auf 85 % der Nennspannung mit einer Dauer von 100 ms dargestellt. Der Spannungseinbruch erfolgt bei einer Phasenlage von 90° des Leiters L1 der Netzspannung. Die geschützte Teilnetzlast nimmt 100 kW Wirkleistung auf, der Multi-PV-Stromrichter speist 50 kW ein.

Die Spannung an der geschützten Teilnetzlast kann nicht auf Nennspannung gehalten werden, allerdings wird der Spannungseinbruch im Vergleich zur Einbruchtiefe der Netzspannung stark gemindert. Der Spannungseffektivwert unterschreitet während dieses Netzspannungseinbruchs auf 195,5 V nicht den Wert von 220 V. Die Regelung versucht die Teilnetzspannung der geschützten Lasten auf den vorgegebenen Sollwert durch eine erhöhte Blindleistungseinspeisung zurückzuführen. Jedoch wird dieser innerhalb der Zeitdauer des Spannungseinbruchs von 100 ms nicht erreicht. Die Einspeisung des zusätzlichen Blindstroms durch den

Multi-PV-Stromrichter zum bereits vorhandenen Wirkstrom kann deutlich an der Phasenverschiebung im Vergleich zum Laststrom während des Spannungseinbruchs erkannt werden.

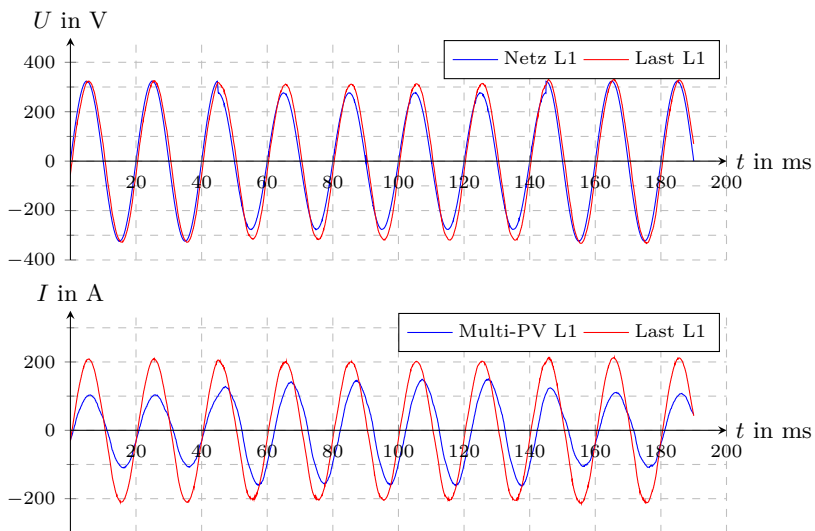


Abbildung 7.5: Transienter Verlauf der Spannungen und Ströme während eines Netzspannungseinbruchs. Parameter: Restspannung von 85 % der Nennspannung, Dauer des Einbruchs von 100 ms, Entkopplungsinduktivität von 1,8 mH, Wirkleistungseinspeisung des Multi-PV-Stromrichters von 50 kW und geschützte Teilnetzlast von 100 kW.

Zur genaueren Untersuchung der Auswirkungen von Spannungseinbrüchen bei unterschiedlichen Entkopplungsinduktivitäten aber gleichen Einstellungen für die Regelungsparameter wird der minimale Halbschwingungseffektivwert während verschiedener Arten von Spannungseinbrüchen bestimmt (Abbildung 7.6 für einphasige, Abbildung 7.7 für zweiphasige und Abbildung 7.8 auf Seite 164 für dreiphasige Einbrüche^{1,2}). Dabei werden außerdem verschiedene Wirkleistungseinspeisungen des Multi-PV-Stromrichters (25 kW, 50 kW und 75 kW) und verschiedene Lastverhältnisse (50 kW und 100 kW) der geschützten Last einbezogen. Diese sind in den Abbildungen jedoch nicht unterschiedlich gekennzeichnet.

¹Erklärung der Legende für Abbildungen 7.6 bis 7.8: „15% 70 ms 0°“ entspricht einem Einbruch der Netzspannung um 15 % der Nennspannung für 70 ms bei 0° Phasenlage des Leiters L1.

²Abszissen der Abbildungen 7.6 bis 7.8 sind invers angeordnet.

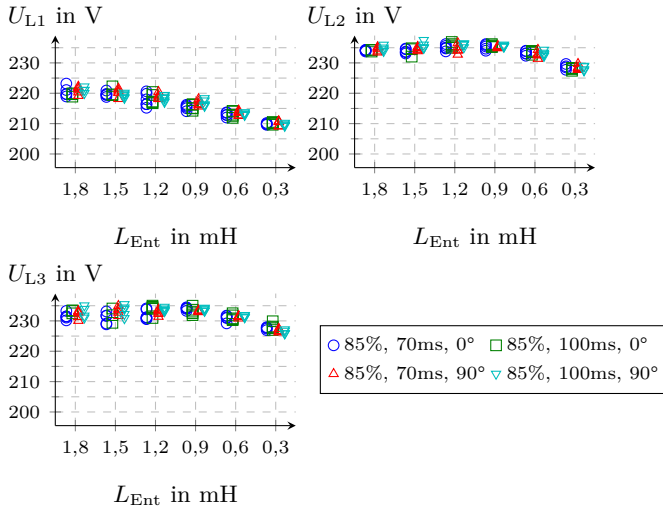


Abbildung 7.6: Minimal gemessene Halbschwingungseffektivwerte der geschützten Teilnetzlast bei einem einphasigen Spannungseinbruch (L1) des Netzes auf 85 % der Nennspannung als Restspannung.

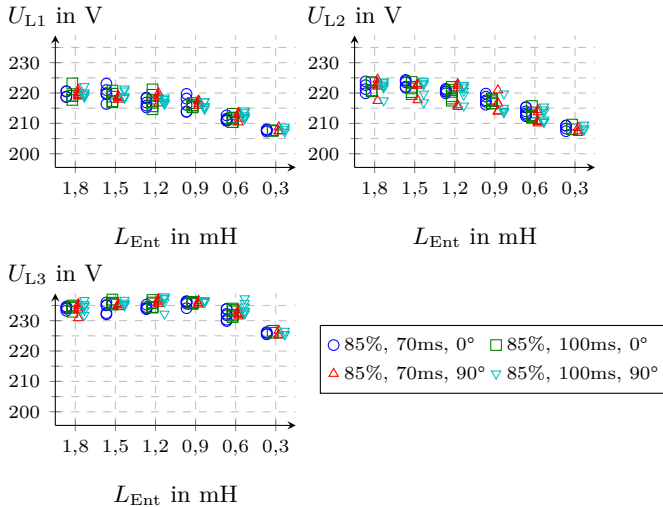


Abbildung 7.7: Minimal gemessene Halbschwingungseffektivwerte der geschützten Teilnetzlast bei zweiphasigen Spannungseinbrüchen (L1, L2) des Netzes auf 85 % der Nennspannung als Restspannung.

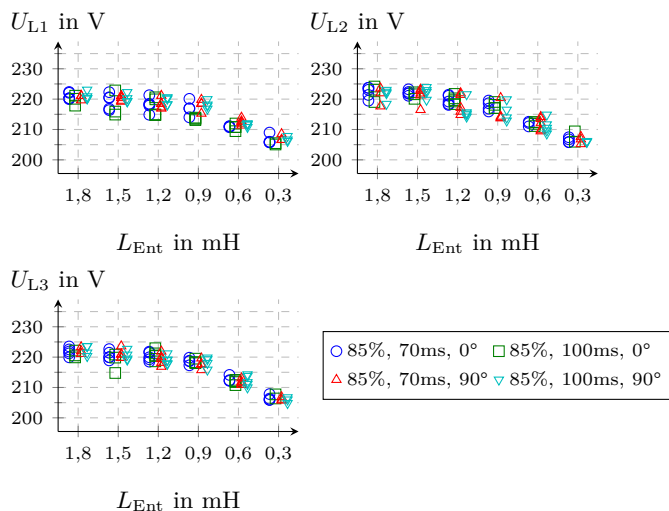


Abbildung 7.8: Minimal gemessene Halbschwingungseffektivwerte der geschützten Teilnetzlast bei dreiphasigen Spannungseinbrüchen (L1, L2, L3) des Netzes auf 85 % der Nennspannung als Restspannung.

Die Messergebnisse legen dar, dass bei kleineren Entkopplungsinduktivitäten unabhängig von der Art des Spannungseinbruchs die Restspannung an der geschützten Last sinkt. Es wird ein minimaler Einbruch auf 205 V bei einer Entkopplungsinduktivität von 0,3 mH gemessen. Die Unterschiede der minimalen Halbschwingungseffektivwerte zwischen den Entkopplungsinduktivitäten mit 1,8 mH, 1,5 mH und 1,2 mH sind gering, d. h. es können mit diesen Größen unabhängig von der Art des Spannungseinbruchs mindestens 215 V Restspannung im geschützten Teilnetz erreicht werden. Soll für die geschützten Teilnetzlasten höchstens eine Spannungsabweichung von $\pm 10\%$ der Nennspannung zugelassen werden, so kann dies mit einer Entkopplungsinduktivität von 0,6 mH für die untersuchten Arten von Spannungseinbrüchen erreicht werden.

7.1.3 Reduktion von Spannungsüberschwingungen

Eine Vorbelastung des öffentlichen Netzes, aber auch Netzzrückwirkungen durch Produktionsanlagen innerhalb eines Industrienetzes können Auswirkungen auf elektrische Anlagen mit niedrigen Verträglichkeitspegeln

haben. Vor allem Oberschwingungen ungerader Ordnung, die durch eine symmetrische Verzerrung der positiven und negativen Halbwelle der Sinusspannung entstehen, tragen zu der Verschlechterung der Spannungsqualität bei. Dieser Typ von Oberschwingung ist in Industriebetrieben vorherrschend. Zum Nachweis der Reduktion von Spannungsüberschwingungen im geschützten Teilnetz wird der Multi-PV-Stromrichter im Labor an ein, entsprechend Tabelle 7.2 durch einen AC-Netzsimulator nachgebildetes, vorbelastetes Netz angeschlossen. Abbildung 7.9 zeigt die Messergebnisse.

Tabelle 7.2: Vorgabe der Oberschwingungsspannungen des nachgebildeten vorbelasteten Netzes

OS-Ordnung	3	5	7	11	13	17	THD
Pegel in %	3,5	5,0	4,5	3,5	3,0	3,0	9,3675

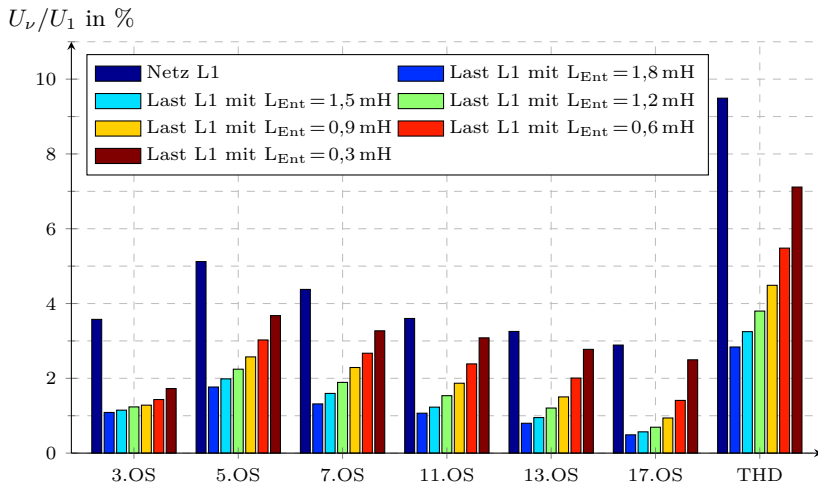


Abbildung 7.9: Messergebnisse für Leiter L1 bei 50 kW Einspeisung des Multi-PV-Stromrichters und 100 kW Last im geschützten Teilnetz.

Der Multi-PV-Stromrichter ist in der Lage eine Spannung mit geringer Oberschwingungsbelastung innerhalb des Teilnetzes bereitzustellen. Die geschützten Lasten sind durch die Induktivität von den mit starken Oberschwingungen belasteten Netzspannungen entkoppelt. Dadurch wird der

Oberschwingungsspannungspegel an den geschützten Lasten reduziert. In Abbildung 7.9 werden ausgesuchte Oberschwingungsspannungspegel, bezogen auf die Grundschwingung, bei einer ohmschen Last von 100 kW im geschützten Teilnetz, einer Wirkleistungseinspeisung von 50 kW des Multi-PV-Stromrichters und bei Verwendung verschiedener Entkopplungsinduktivitäten gezeigt. Diese Oberschwingungsspannungspegel werden mit dem jeweiligen bezogenen Oberschwingungsspannungspegel des vorbelasteten Netzes verglichen. Außerdem ist der aus den aufgelisteten Oberschwingungen berechnete THD-Wert als Vergleichsmöglichkeit angegeben. Auch in den anderen Leitern L2 und L3 wird ein gleiches Verhalten bezüglich der Reduktion von Oberschwingungen festgestellt.

Eine größere Entkopplungsinduktivität vermindert den Oberschwingungsspannungspegel an der geschützten Teilnetzlast wirksamer. Die maximale Reduktion wird bei einer Entkopplungsinduktivität von 1,8 mH und den Bedingungen aus Abbildung 7.9 erreicht. Dabei hat die Spannung an der geschützten Last nur noch 30 % des Oberschwingungsspannungspegels des Netzes. Mit 0,6 mH kann die Belastung immerhin noch auf 57 % reduziert werden, bei 0,3 mH enthält die Lastspannung noch 75 % der Oberschwingungsanteile des vorbelasteten Netzes. Entsprechend der Norm DIN EN 61000-2-4 (vgl. Tabelle 2.6 auf Seite 25) ist eine Verbesserung von Klasse 3 (maximaler THD-Wert 10 %) auf Klasse 2 (maximaler THD-Wert von 8 %) für Entkopplungsinduktivitäten größer gleich 0,6 mH hinsichtlich des THD-Werts möglich. Für Entkopplungsinduktivitäten größer gleich 0,9 mH wird Umgebungsklasse 1 (maximaler THD-Wert von 5 %) erreicht.

7.1.4 Diskussion der Messergebnisse zur lokalen Spannungsqualitätsverbesserung

Die Messergebnisse zeigen, dass, durch die Anwendung des Regelungsverfahrens aus Kapitel 6.3, bei quasistationären Änderungen der Netzspannungen in den Grenzen der EN 50160 die Spannungen im Teilnetz an den geschützten Lasten innerhalb eines Toleranzbands von $\pm 0,75\%$ um den vorgegebenen Sollwert gehalten werden können. Die Variation verschiedener Parameter wie der geschützten Teilnetzlast, der Wirkleistungseinspeisung durch den Multi-PV-Stromrichter und der Größe der Entkopplungsinduktivität bestätigt messtechnisch die theoretischen Überlegungen hinsichtlich des Einflusses dieser Größen auf das Blindleistungsverhalten. Die Schlussfolgerung ist, dass bei vergleichbaren Span-

nungsverhältnissen des Netzes der erforderliche Blindleistungsbedarf zur Spannungshaltung wesentlich durch die Größe der Entkopplungsinduktivität bestimmt wird. Dadurch wird bei einem Betrieb mit Priorisierung der lokalen Spannungsqualitätsverbesserung im geschützten Teilnetz die Einspeisung von Wirkleistung des Multi-PV-Stromrichters bei Erreichen der Nennscheinleistung abgeregelt, falls keine Anpassung des Auslegungsverhältnisses (siehe Kapitel 4.3.5) stattgefunden hat. Bei den Messungen führten Entkopplungsinduktivitäten kleiner gleich 0,9 mH zu einem überproportional steigenden Blindleistungsbedarf. Für die untersuchte Konfiguration des Multi-PV-Systems erscheint eine Entkopplungsinduktivität von 1,2 mH am geeignetsten.

Die limitierenden Faktoren bei dynamischen Änderungen der Netzspannung (Spannungseinbrüche mit einer Restspannung größer 80% der Nennspannung), um die Spannung im Teilnetz möglichst auf dem Sollwert zu halten, sind die Schnelligkeit der Regelung und der maximale Blindstrom, der durch den Multi-PV-Stromrichter bereitgestellt werden kann. Die Ergebnisse zeigen, dass eine Entkopplungsinduktivität von 1,2 mH ausreicht, um die minimale Spannung im Teilnetz nicht unter 215 V einbrechen zu lassen. Ist hingegen auch eine Spannungsabweichung von $\pm 10\%$ von der Nennspannung zulässig, kann eine Entkopplungsinduktivität von 0,6 mH eingesetzt werden.

Die Messergebnisse hinsichtlich der Reduktion von Spannungsüberschwingungen für geschützte Lasten im Teilnetz bestätigen, dass der Multi-PV-Stromrichter diese reduzieren kann. Es kann ein Netz der Umgebungs-kategorie 1 nach DIN EN 61000-2-4 für Entkopplungsinduktivitäten größer gleich 0,9 mH bereitgestellt werden.

Insgesamt lässt sich durch die Messungen und deren Ergebnisse festhalten, dass eine Entkopplungsinduktivität von 1,2 mH eine gute Abwägung zwischen einer lokalen Spannungsqualitätsverbesserung und einer zusätzlichen Belastung des Multi-PV-Stromrichters und des Netzes mit Blindleistung darstellt.

Tabelle 7.3 fasst den Einfluss der verschiedenen Randbedingungen auf die Auslegung der Entkopplungsinduktivität zusammen. Je größer diese gewählt wird, desto effektiver wird die lokale Spannungsqualität verbessert und desto weniger Blindleistung wird durch den Multi-PV-Stromrichter benötigt. Für die Betriebsart der PV-Einspeisung ist eine möglichst kleine bzw. keine Entkopplungsinduktivität gewünscht, um die ohmschen Verluste und die damit verbundenen Einbußen in der Einspeisevergütung zu vermeiden. Soll eine aktive Blindleistungsregelung durch das Multi-

PV-System möglich sein, kann das zuvor vorgestellte Regelungsverfahren nicht eingesetzt werden.

Tabelle 7.3: Einflussfaktoren für die Auslegung der Entkopplungsinduktivität bei Nutzung des Regelungsverfahrens der induktiven Entkopplung

Zusatzfunktionalität	Größe der Entkopplungsinduktivität
Verbesserung der lokalen Spannungsqualität	größer
Verbesserung der Spannungshaltung	größer
Reduktion Blindleistungsbedarf	größer
Reduktion der ohmschen Verluste	kleiner
Blindleistungsbereitstellung am NAP	nicht möglich

7.2 Verhalten bei Netzfehlern

In diesem Kapitel werden Messergebnisse für das Verhalten des Multi-PV-Stromrichters bei Netzfehlern vorgestellt. Es wird im Speziellen der Unterschied aufgezeigt, wie die Spannungsverläufe mit und ohne Nutzung der Entkopplungsinduktivität bzw. bei Nutzung eines spannungs- oder stromgeregelten Verfahrens aussehen. Die Messergebnisse aus Kapitel 7.2.1 wurden im Industrienetz während des Testbetriebs aufgenommen, indem ein hochohmiger Netzfehler durch das manuelle Öffnen des NS-Abgangs, an den das Multi-PV-System angeschlossen war, durchgeführt wurde. Im Industrienetz konnte jedoch kein niederohmiger Netzfehler erzeugt werden.

In den Kapiteln 7.2.2 und 7.2.3 sind deshalb der Prototyp und das Labormuster des Multi-PV-Stromrichters mit niederohmigen Netzfehlern, erzeugt mit einem AC-Netzsimulator, getestet worden. Die Regelung für das Verhalten des Prototyps bei Netzfehlern wurde durch *SMA* entwickelt. Das Labormuster ist in dieser Arbeit beispielhaft mit einer Netzfehlererkennung und einer Inselnetzfähigkeit ausgerüstet worden, um das Verhalten von Stromrichtern, die im Netzparallelbetrieb spannungsgeregt und mit einer Entkopplungsinduktivität arbeiten, auch bei Netzfehlern untersuchen zu können. Alle nachfolgenden Messungen sind selbst durchgeführt und ausgewertet worden.

7.2.1 Prinzipielles Verhalten

Bei Fehlern im Versorgungsnetz bietet das Multi-PV-System die Zusatzfunktionalität einer USV/NEA für geschützte Lasten im Teilnetz an. Die Überbrückungszeit im Inselnetzbetrieb, normalerweise begrenzt durch den Batteriespeicher und durch die zu versorgende Inselnetzlast, kann bei dem Multi-PV-System durch die Nutzung vorhandener PV-Energie gegenüber herkömmlichen Systemen verlängert werden. Abbildung 7.10 stellt das prinzipielle Verhalten des Multi-PV-Systems bei einem Netzfehler dar.

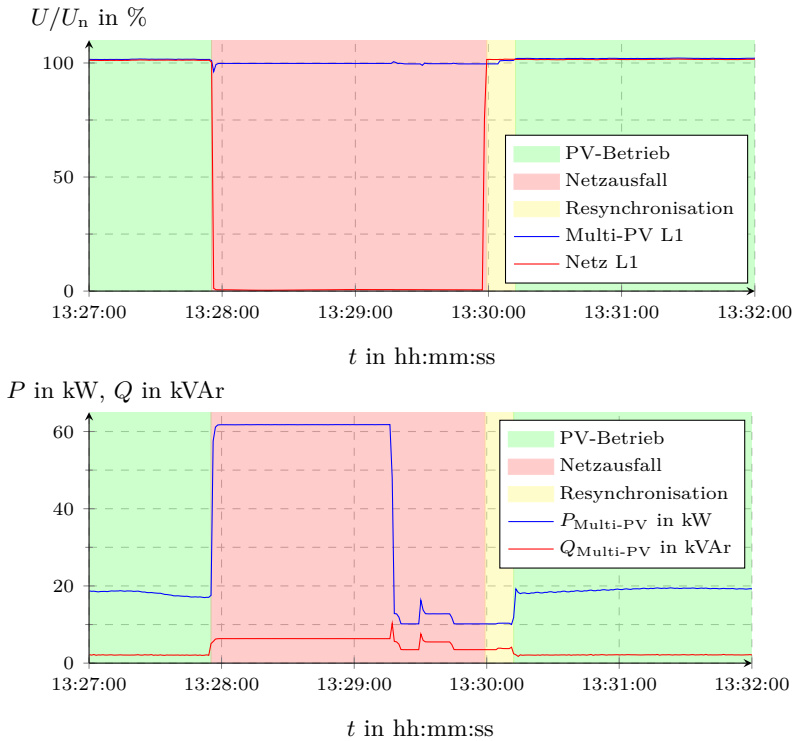


Abbildung 7.10: Prinzipielles Verhalten des Multi-PV bei einem Netzfehler.

Im Normalbetrieb speist der Multi-PV-Stromrichter PV-Leistung ein und stellt andere Zusatzfunktionalitäten bereit. Tritt ein Netzfehler außerhalb des geschützten Teilnetzes auf, trennt sich das Multi-PV-System

durch Öffnen des schnellen Netzschalters. Von nun an werden die Lasten im geschützten Teilnetz alleine durch den Multi-PV-Stromrichter versorgt. Die Wirkleistungsdifferenz zwischen der zuvor eingespeisten PV-Leistung und der benötigten Wirkleistung im geschützten Teilnetz wird durch die Batterie gedeckt. Bei größerer PV-Einspeisung als Lastbedarf wird der PV-Wirkleistungsüberschuss in der Batterie zwischengespeichert. Ebenfalls wird der notwendige Blindleistungsbedarf des Teilnetzes gedeckt. Regelungstechnisch wird dies durch einen Betrieb des Multi-PV-Stromrichters als Netzbildner mit Sollwerten von 230 V für die Spannung und 50 Hz für die Frequenz erreicht. Aufgrund der Belastungen im Teilnetz stellen sich die Wirk- und Blindleistungsflüsse automatisch ein. Lastsprünge können ohne wesentliche Änderungen in der Spannung und Frequenz ausgeglichen werden. Kehrt das Netz außerhalb des geschützten Teilnetzes wieder in die vorgegebenen Toleranzbandgrenzen zurück, synchronisiert der Multi-PV-Stromrichter sein Inselnetz mit diesem Netz und schließt den Netzschalter wieder. Ab diesem Zeitpunkt arbeitet der Multi-PV-Stromrichter im Netzparallelbetrieb mit der gleichen Betriebsart wie vor dem Netzfehler.

7.2.2 Stromgeregelter Betrieb ohne Entkopplungsinduktivität

Wird die Entkopplungsinduktivität aufgrund der Minimierung der Verluste bei der PV-Einspeisung nicht eingesetzt, werden bei der Hardware des Stromrichters spezielle Schaltungen für die Limitierung des Stroms im Fehlerfall benötigt. Sie greifen ein, falls die Taktfrequenz der Regelung nicht ausreichend schnell ist und verhindern dadurch eine Abschaltung aufgrund eines Überstroms. Weitergehend kann das Signal dieser Vorrichtung zur Erkennung und Begrenzung von Überströmen dazu verwendet werden, den Netzschalter auszulösen und in den Inselnetzbetrieb überzugehen. Dieser Lösungsansatz wurde durch *SMA* entwickelt und für den Prototyp des Multi-PV-Stromrichters umgesetzt. Messergebnisse hierzu sind in Abbildung 7.11 gezeigt.

Für Netzfehler, insbesondere bei niederohmigen Fehlern, tritt eine Spannungsunterbrechung von etwa 20 ms beim Übergang ins Inselnetz auf. Um die Lasten im Inselnetz ohne Unterbrechung weiter versorgen zu können, müssten die Lasten diese Übergangszeit intern überbrücken können. *„Trotz der geringen Schaltfrequenz von 3 kHz, die einen sehr guten Wirkungsgrad des Gesamtsystems ermöglicht, begrenzt die Schaltung den Strom zuverlässig auf etwa 420 A. Die Auslösezeit von ca. 17 ms ist*

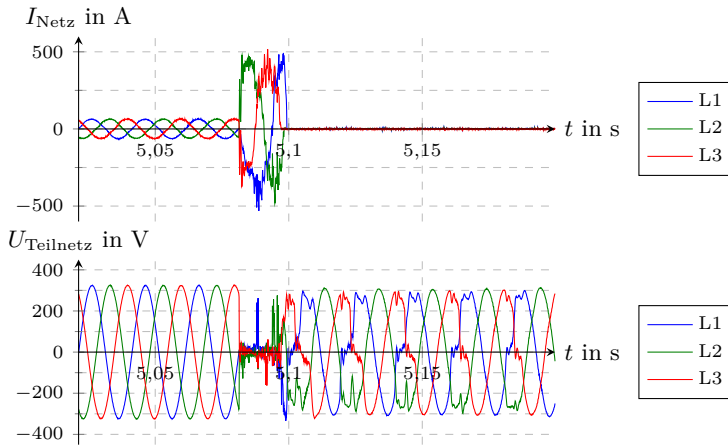


Abbildung 7.11: Messung der Reaktion des Multi-PV-Stromrichters auf einen dreiphasigen Netzfehler ohne Einsatz der Entkopplungsinduktivität und Verwendung eines stromgeregelten Verfahrens im Netzparallelbetrieb.

auf die Öffnungszeit des vorgespannten, mechanischen Leistungsschalters zurückzuführen [54].“ Durch den Einsatz schnellerer Schalter, z. B. leistungselektronische Schalter, könnte der Spannungseinbruch an der zu schützenden Last weiter reduziert werden. Jedoch würde dies mit Einbußen beim Wirkungsgrad einhergehen. „Die zunächst nicht sinusförmige Spannungsform nach der Netztrennung wird“ laut Aussage von SMA „durch die Sättigung des Multi-PV-Transformators verursacht.“ Dieser ist baugleich zu dem im Produkt *Sunny Central 100* eingesetzten und „hat für einen Inselnetzbetrieb in extremen Situationen wie einem Netzkurzschluss keine ausreichende Sättigungsreserve. Eine Anpassung des Transformators an die speziellen Anforderungen für Inselnetze sollte zu einem verbesserten Sättigungsverhalten führen [54].“

Die Versuche im Industrienetz zeigten, dass viele Maschinen, z. B. CNC-Maschinen, eine interne Spannungsüberwachung mit sehr engen Toleranzbändern besitzen. Dadurch trennen sich diese Maschinen selbst bei hochohmigen Netzfehlern und einer minimalen Restspannung von etwa 80 % der Nennspannung. Dies zeigt, dass der stromgeregelte Betrieb ohne Entkopplungsinduktivität für geschützte Lasten mit hoher Spannungssensitivität nicht geeignet scheint.

7.2.3 Spannungsgeregelter Betrieb mit Entkopplungsinduktivität

Bei Nutzung der Entkopplungsinduktivität kann ein spannungsgeregeltes Einspeiseverfahren eingesetzt werden. Der Multi-PV-Stromrichter wird sich vom öffentlichen Netz trennen, sobald die Netzspannung unter 80 % der Nennspannung fällt (vgl. Kapitel 7.1.2). Das Verhalten des Multi-PV-Labormusters wurde bei Nutzung einer Entkopplungsinduktivität von 0,6 mH getestet. Um die Spannungseinbruchstiefe im geschützten Teilnetz bestimmen zu können, wurde ein Netzfehler mit 0 % Restspannung eingestellt. Abbildung 7.12 zeigt transiente Messergebnisse für diesen Netzfehler, erzeugt mit einem AC-Netzsimulator.

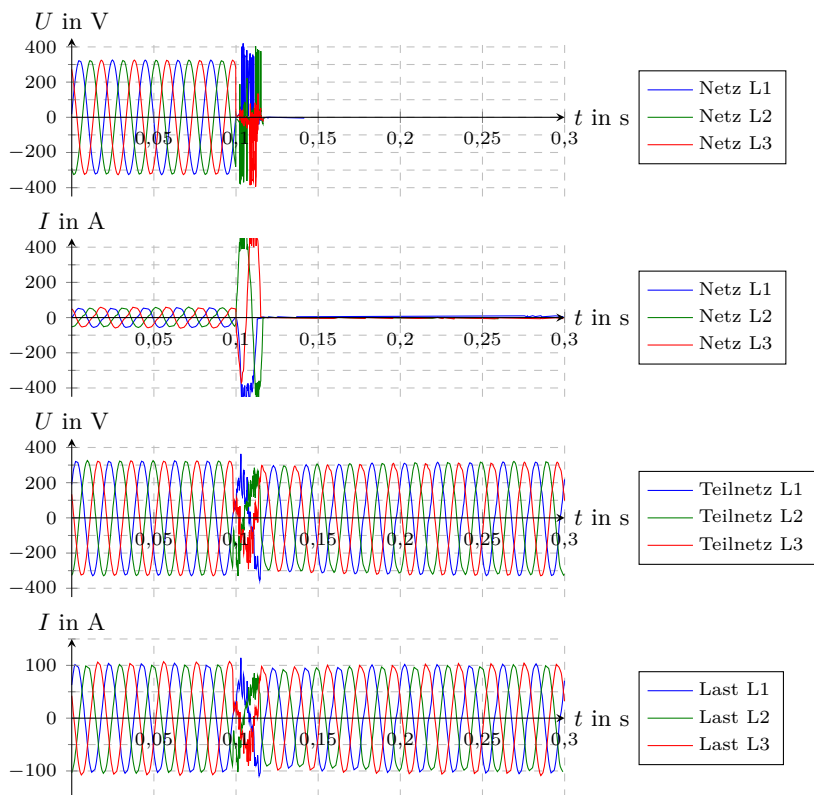


Abbildung 7.12: Gemessene Reaktion des Multi-PV-Stromrichters bei einem dreiphasigen Netzfehler bei Einsatz einer Entkopplungsinduktivität von 0,6 mH.

Die minimal gemessenen Halbschwingungseffektivwerte des geschützten Teilnetzes während des Fehlers betragen 60 % der Nennspannung. Im geschützten Teilnetz wird ein Spannungseffektivwert von $230 \text{ V} \pm 10 \%$ spätestens nach 50 ms erreicht. Eine Optimierung der Regelung bzw. eine größere Entkopplungsinduktivität könnte eine schnellere Rückkehr in das Spannungstoleranzband erlauben.

7.3 Wirk- und Blindleistungsregelung

In diesem Kapitel werden Messergebnisse für die entwickelten Zusatzfunktionalitäten bei einer Regelung der Wirk- und Blindleistung an einem Netzknoten durch den Multi-PV-Stromrichter vorgestellt. Dabei werden vor allem Ergebnisse für die übergeordnete Regelung und Betriebsführung, aber auch für die Regelung auf Stromrichterebene, präsentiert.

Zunächst wird dargestellt, wie das Labormuster mit einer externen Vorgabe von Sollwerten für die Wirk- und Blindleistung gesteuert werden kann. Dafür wird die benötigte Stromrichterregelung und Kommunikationsschnittstelle umgesetzt. Im Gegensatz dazu wird der Multi-PV-Prototyp sowohl hard- als auch softwaretechnisch durch *SMA* für den Testbetrieb entwickelt. Hier werden die verfügbaren Steuerungsmöglichkeiten (siehe Kapitel 5.3) genutzt, um mit der entwickelten übergeordneten Regelung und Betriebsführung weitere Zusatzfunktionalitäten des Multi-PV-Systems bereitzustellen.

7.3.1 Regelung der Wirk- und Blindleistung des Multi-PV-Stromrichters per Sollwertvorgabe

Abbildung 7.13 zeigt die gleichzeitige Regelung der Wirk- und Blindleistung des Multi-PV-Stromrichters. Die Sollwerte werden per serieller Kommunikation über ein proprietäres Protokoll extern vorgegeben. Die Verzögerungszeiten bei der Einstellung der Sollwerte sind durch eine verzögerte interne Weiterverarbeitung zu erklären, die bei Bedarf jedoch auch verkürzt werden könnte. Es ist möglich sowohl induktive als auch kapazitive Blindleistung bereitzustellen. Bei der Wirkleistung ist in der gezeigten Messung nur der Einspeisebetrieb umgesetzt worden. Für die Umsetzung einer Wirkleistungsaufnahme müsste das Batterieladeverfahren angepasst werden. Das Labormuster verfügt nur über ein Standardverfahren, das für variable Ladeleistungen nicht geeignet ist.

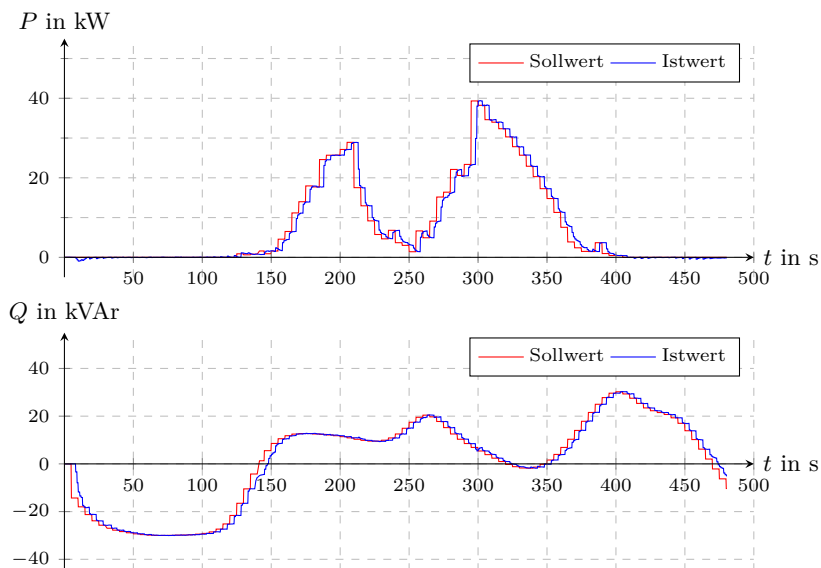


Abbildung 7.13: Wirk- und Blindleistungsregelung des Multi-PV-Stromrichters per externer Sollwertvorgabe. Messungen im Rahmen des Projekt FENIX.

7.3.2 Wirkleistungsregelung

Es werden Ergebnisse für die Nutzung der Wirkleistungsregelung des Multi-PV-Stromrichters durch die übergeordnete Regelung und Betriebsführung vorgestellt. Dies beinhaltet die Zusatzfunktionalität des Spitzenlastmanagements und eines konstanten Wirkleistungsflusses am NAP.

7.3.2.1 Spitzenlastmanagement

Das Spitzenlastmanagement kann aufgrund der in Kapitel 6.5.1 angeführten Gründe nur eingeschränkt getestet werden. Wegen der nicht vorhandenen Abrechnung auf der DC-Seite im realen Industrienetz kann nicht zwischen PV- und Batteriestrom auf der AC-Seite unterschieden werden. Abhilfe kann nur dadurch geschaffen werden, indem die Batterie zuvor mit PV-Strom geladen wird. Deshalb wird das hier entwickelte

Regelungsverfahren nur für einen Tag beispielhaft getestet. Zur Demonstration wird an diesem Tag die Wirkleistungsspitze künstlich durch manuelle Zuschaltung von ohmschen Lasten innerhalb des Industrienetzes erzeugt. Die manuelle Zuschaltung von Lasten ist nötig, da der Lastverlauf in dem Industrienetz für einen Nachweis der Funktionsfähigkeit des Regelungsverfahrens zu gleichmäßig gewesen wäre.

Im Folgenden werden zunächst die 15-Minuten-Mittelwerte des Lastverlaufs im Messzeitraum von 08:00 Uhr bis 16:00 Uhr graphisch dargestellt. Danach wird detailliert auf die Verläufe innerhalb eines 15-Minuten-Abrechnungsintervalls eingegangen, in dem eine Spitzenlastkappung notwendig wird.

Abbildung 7.14 zeigt den gemessenen Lastverlauf (grün) am NAP des Industrienetzes und den aus den vorhandenen Messdaten errechneten Lastverlauf ohne ein Spitzenlastmanagement (rot). Als maximal zulässige Spitzenlast wurden 90 kW vorgegeben.

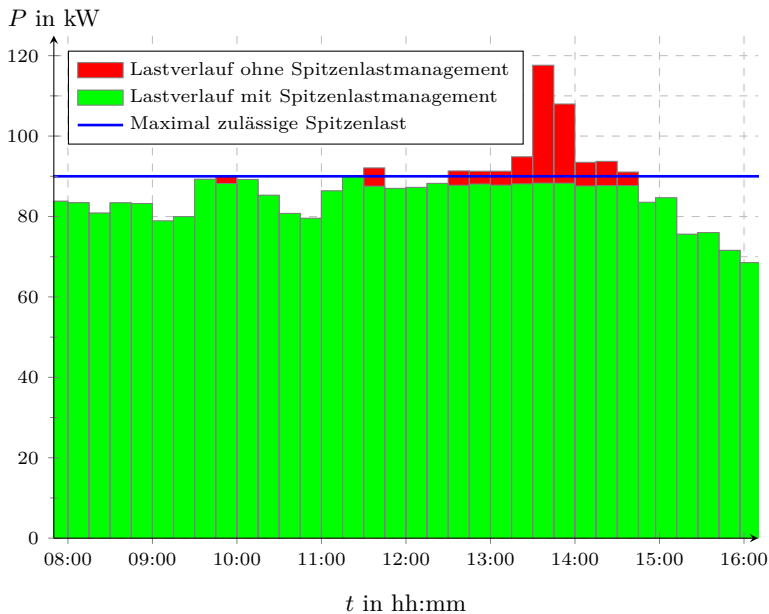


Abbildung 7.14: Vergleich des Lastverlaufs (15-Minuten-Mittelwerte) am NAP mit und ohne Spitzenlastmanagement (Lastverlauf ohne Spitzenlastmanagement ist aus den Messwerten berechnet).

Die ohne Spitzenlastmanagement auftretende Lastspitze kann durch das Einspeisemanagement mit Energie aus der Batterie des Multi-PV-Systems erfolgreich gekappt werden. Dies bestätigt, dass das Regelverfahren zuverlässig arbeitet und die Spitzenlast sicher begrenzt wird. Weiter kann den Ergebnissen entnommen werden, dass eine Einspeisung aus der Batterie nur stattfindet, wenn dies notwendig ist. Diese Optimierung ist besonders hinsichtlich der begrenzten Kapazität und Zyklenzahl von Batterien und deren hohen Investitionskosten wichtig.

Abbildung 7.15 zeigt den detaillierten Verlauf des Spitzenlastmanagements im 15-Minuten-Abrechnungsintervall zwischen 13:30 Uhr und 13:45 Uhr. Es werden die Leistungs- und Energieverläufe am NAP und innerhalb des Multi-PV-Stromrichters auf der DC-Seite gezeigt.

Der oberste Graph in Abbildung 7.15 zeigt den aktuellen Leistungsfluss am NAP des Industrienetzes. Dabei wird der Verlauf ohne Spitzenlastmanagement aus den Messdaten berechnet. Es ist zu erkennen, dass am Anfang des Intervalls der Algorithmus nicht sofort mit der Einspeisung aus der Batterie beginnt, obwohl der vorgegebene maximale Spitzenlastwert von 90 kW überschritten wird. Der Algorithmus wartet ab, wie sich der Energiebezug im fortschreitenden Abrechnungsintervall entwickelt. Dies kann dem mittleren Graphen entnommen werden. Durch den Einsatz einer PV-Prognose, der verbleibenden Zeit im Abrechnungsintervall und des bereits erfolgten Energiebezugs wird bei Überschreiten eines im Algorithmus festgelegten Schwellwerts mit der Einspeisung aus der Batterie zur Senkung des Leistungsbezugs aus dem öffentlichen Netz begonnen. Dies geschieht in der gezeigten Messung um etwa 13:41 Uhr. Ab dem Beginn der Batterieeinspeisung ist im mittleren Graph zu erkennen, dass der gemessene Energiebezug aus dem öffentlichen Netz deutlich langsamer ansteigt als der berechnete Energiebezug ohne Spitzenlastmanagement. Am Ende des Abrechnungsintervalls wird die vorgegebene maximal zulässige Spitzenlast zuverlässig eingehalten.

Der untere Graph in Abbildung 7.15 zeigt die PV- und Batterieleistungsflüsse auf der DC-Seite des Multi-PV-Stromrichters. An diesem Tag ist die PV-Einspeisung insgesamt sehr gering. Der Algorithmus ist so entworfen, dass bei Beginn der Einspeisung aus der Batterie immer die Nennscheinleistung des Multi-PV-Stromrichters ausgenutzt wird. Die durch die PV nicht ausgenutzte Wirkleistungsreserve wird für die Leistungseinspeisung aus der Batterie genutzt. Messwerte größer als 100 kW sind auf eine Messung auf der DC-Seite und der Messungenauigkeit der Stromrichtermesswerte zurückzuführen.

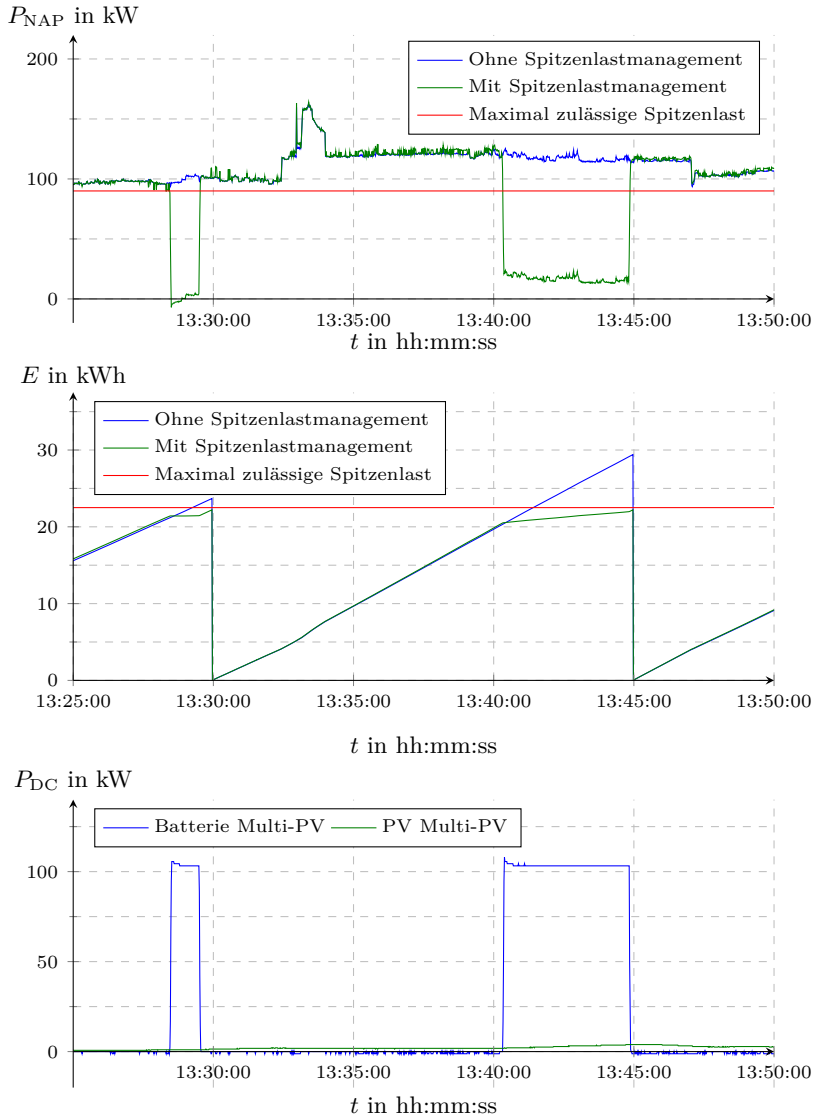


Abbildung 7.15: Ablauf des Spitzenlastmanagements innerhalb eines 15-Minuten-Abrechnungsintervalls. Die Verläufe ohne Spitzenlastmanagement sind aus Messwerten berechnet.

7.3.2.2 Wirkleistungsregelung am NAP

Im Gegensatz zum Spitzenlastmanagement wird hier eine Regelung der Wirkleistung auf den momentanen Leistungsfluss und nicht auf das 15-Minuten-Abrechnungsintervall durchgeführt. Abbildung 7.16 zeigt den Verlauf der Wirkleistung am NAP bei Vorgabe von verschiedenen Sollwerten (0 kW, 20 kW, 40 kW und 60 kW).

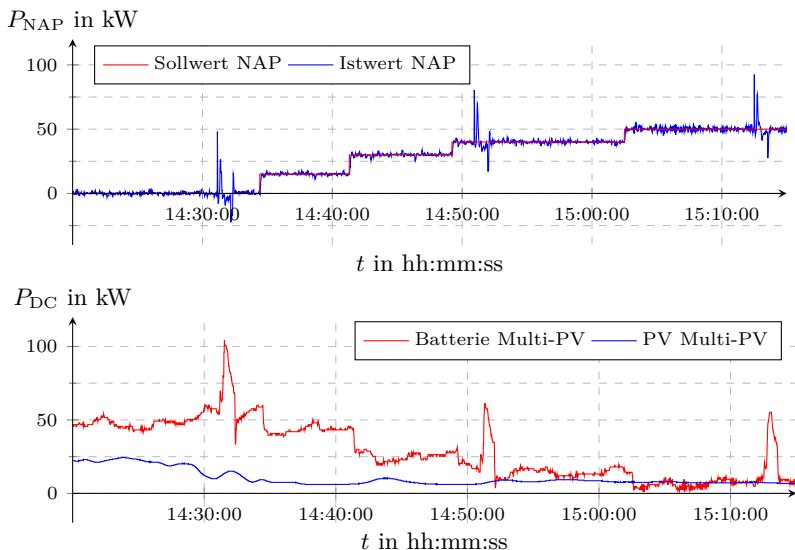


Abbildung 7.16: Regelung des Wirkleistungsflusses am NAP durch eine angepasste Leistungseinspeisung aus der Batterie des Multi-PV-Stromrichters.

Bei dem Sollwert von 0 kW wird das Industrienetz als „virtuelles Inselnetz“ betrieben, d. h. es ist zwar eine Verbindung mit dem öffentlichen Netz vorhanden, aber der Wirkleistungsaustausch ist minimal.

Die Sollwerte können durch den Anlagenbetreiber frei in den Grenzen von Abbildung 6.17 eingestellt werden. Für die Messungen werden diese manuell im Zeitraum zwischen 14:20 Uhr und 15:15 Uhr vorgegeben. Da Leistung aus der Batterie für die Regelung eingesetzt wird, muss die Batteriekapazität ausreichend dimensioniert sein. Diese Abschätzung ist nicht Bestandteil des Algorithmus.

Durch die Einspeisung von PV-Leistung in das Industrienetz wird die aufgenommene Wirkleistung aus dem öffentlichen Netz auch ohne Einsatz einer Regelung reduziert. Durch die Volatilität der PV und des Lastbedarfs stellt sich am NAP jedoch kein konstanter Leistungsfluss ein. Die Messergebnisse zeigen, dass die entworfene Regelung durch den Einsatz des Batteriespeichers den vorgegebenen Sollwert des Wirkleistungsflusses am NAP einregeln kann. Auftretende dynamische Wirkleistungsspitzen durch Zuschaltung von Maschinen im Industrienetz können aufgrund der Verzögerungszeit durch Messwerterfassung, -verarbeitung und Einstellung des Stellwerts durch den Multi-PV-Stromrichter nur ansatzweise ausgeglichen werden. Dies könnte durch geringere Verzögerungszeiten verbessert werden, indem die Messwerte und der Algorithmus direkt durch die Stromrichterregelung ausgeführt werden würde.

7.3.3 Blindleistungsbereitstellung

Die Fähigkeit der Bereitstellung von Blindleistung durch den Multi-PV-Stromrichter per Vorgabe eines externen Sollwerts entsprechend Kapitel 7.3.1 wird nun für übergeordnete Regelungs- und Betriebsführungsaufgaben genutzt. Nachfolgend werden zwei verschiedene Zusatzfunktionalitäten, die Blindleistungskompensation am NAP sowie die Blindleistungsbereitstellung am NAP gegenüber dem Netzbetreiber, im Detail vorgestellt.

Bei gleichzeitiger Einspeisung von Wirk- und Blindleistung darf die Scheinleistung des Multi-PV-Stromrichters nicht überschritten werden. Gegebenenfalls muss die Einspeisung des Wirk- oder Blindanteils begrenzt werden. Aufgrund der Einspeisevergütung von Solarstrom wird bei den nachfolgenden Regelungen der Anteil der Blindleistung bei Erreichen der Scheinleistungsreserve begrenzt.

7.3.3.1 Blindleistungskompensation

Während des Testbetriebs wird diese Zusatzfunktionalität für einen Monat ausgeführt. Die Ergebnisse sind nachfolgend dargestellt. Dafür wird die Blindleistungsbilanz des Monats, ein Tagesverlauf und ein charakteristischer 15-Minuten-Verlauf gezeigt, um die Wirkungsweise des Algorithmus genauer zu beschreiben. Abbildung 7.17 stellt den Verschiebungsfaktor am NAP des Industrienetzes tagesweise mit und ohne

Blindleistungskompensation dar. Dabei sind die Werte ohne Blindleistungskompensation aus den Messwerten berechnet.

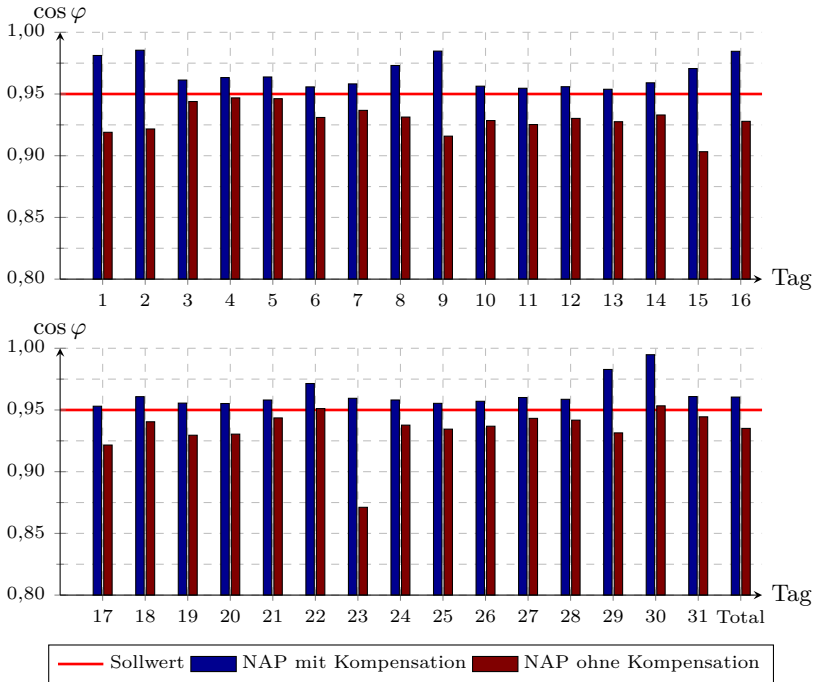


Abbildung 7.17: Monatsauswertung der Blindleistungskompensation am NAP durch den Multi-PV-Stromrichter im August 2009.

Die Ergebnisse zeigen, dass in der Monatsbilanz der vorgegebene Verschiebungsfaktor eingehalten werden kann. Ohne Kompensation würde er jedoch unter dem vorgegebenen Wert von 0,95 liegen. Im Messzeitraum wird der Verschiebungsfaktor auch tagesweise eingehalten. Es muss jedoch erwähnt werden, dass der Blindleistungsbedarf dieses Industrienetzes nicht hoch ist. Bei Netzen mit höherem Bedarf könnte es zu tagesweisen Verletzungen kommen, falls ein sonniger Tag und ein gleichzeitig hoher Blindleistungsbedarf des Industrienetzes zusammenfallen.

Abbildung 7.18 zeigt die Verläufe der Blindleistung am NAP mit und ohne Blindleistungskompensation sowie die bereitgestellte Blindleistung des Multi-PV-Stromrichters während eines Tages als 15-Minuten-Mit-

telwerte. Ergänzend wird die Wirkleistungseinspeisung des Multi-PV-Stromrichters angegeben.

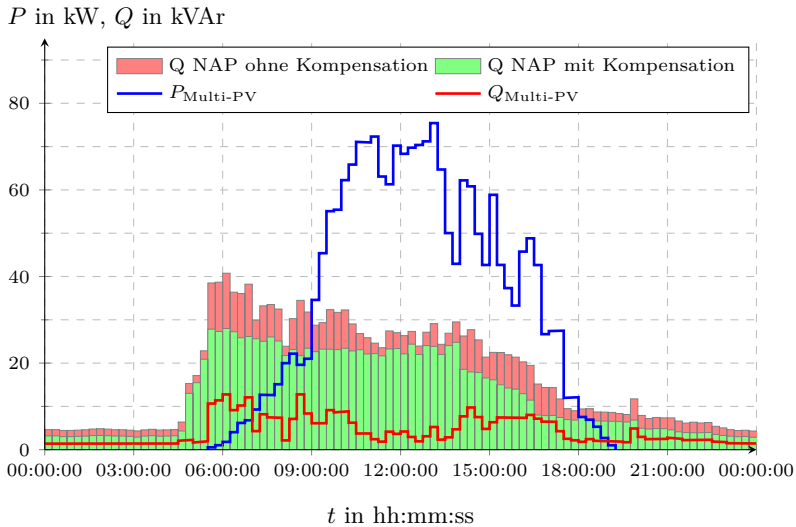


Abbildung 7.18: Verlauf der 15-Minuten-Mittelwerte der Blindleistung am NAP mit und ohne Kompensation durch den Multi-PV-Stromrichter am 17. August 2009 (Kurvenverlauf ohne Kompensation aus Messwerten errechnet).

Die Ergebnisse zeigen deutlich, dass eine dauerhafte gleichzeitige Einspeisung von Wirk- und Blindleistung durch den Multi-PV-Stromrichter möglich ist. Auch ist zu erkennen, dass die notwendige Blindleistung im Bereich von etwa 10 kVar gering ist. Eine weitere Besonderheit gegenüber normalen PV-Systemen ist, dass der Multi-PV-Stromrichter auch nachts die Kompensation durchführt. Dadurch fallen zusätzliche Verluste an. Diese könnten optimiert werden, indem der Multi-PV-Stromrichter bei nicht benötigter Kompensation automatisch abgeschaltet und bei Bedarf wieder automatisch gestartet wird.

In Abbildung 7.19 ist der detaillierte Verlauf innerhalb eines 15-Minuten-Intervalls am 14. August 2009 zwischen 12:45 Uhr und 13:00 dargestellt. Die zusätzliche Blindleistungseinspeisung des Multi-PV-Stromrichters erhöht die Scheinleistung des Stromrichters kaum. Die Kompensation erfolgt im Gegensatz zu herkömmlichen Systemen (schaltbare Kapazitäten oder Induktivitäten) kontinuierlich während des 15-Minuten-Intervalls.

Durch diesen Vorteil kann gezielter auf Blindleistungsänderungen im Industrienetz reagiert werden. Jedoch findet keine Regelung auf den aktuellen Verschiebungsfaktor statt, sondern auf den 15-Minuten-Mittelwert, damit dieser über dem vorgegebenen Sollwert von 0,95 liegt.

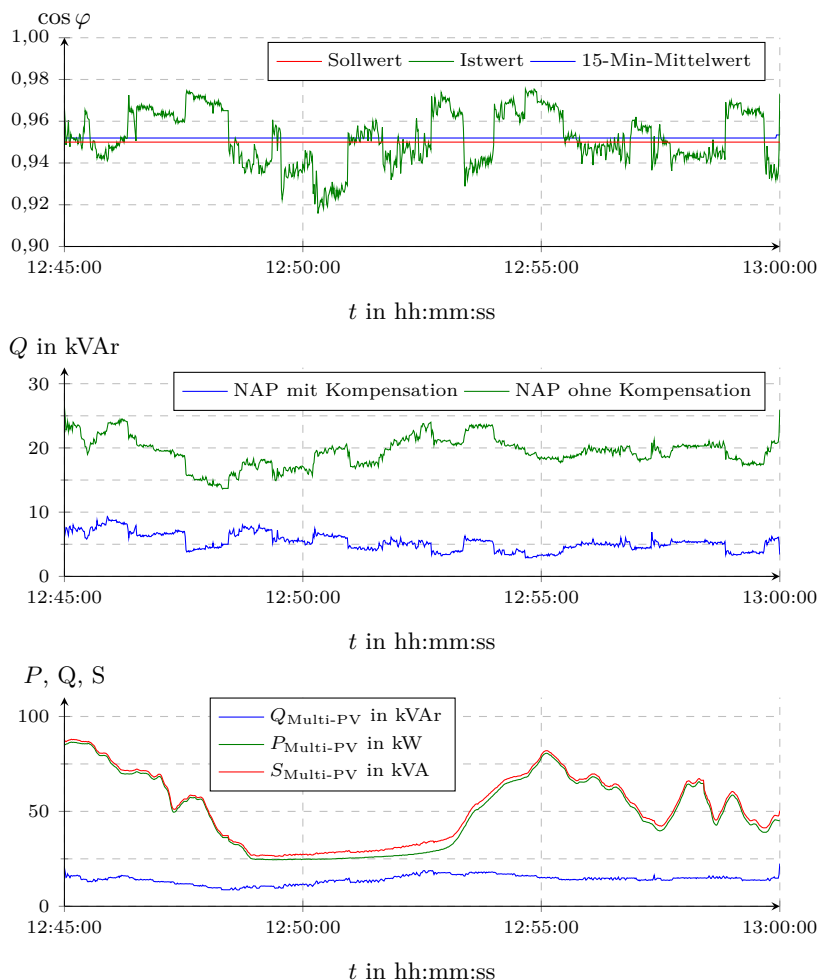


Abbildung 7.19: Blindleistungskompensation am 14. August 2009 während eines 15-Minuten-Intervalls, Kurvenverläufe ohne Kompensation sind aus Messdaten nachträglich berechnet. Einspeisung induktiver Blindleistung für $Q > 0$, EZS.

7.3.3.2 Blindleistungsbereitstellung am NAP

Zur Spannungshaltung des öffentlichen Netzes kann das Multi-PV-System aktiv Blindleistung bereitstellen. Durch eine Messung am NAP des Industrienetzes wird der aktuelle Blindleistungsaustausch mit dem öffentlichen Netz bestimmt und auf den vorgegebenen Sollwert geregelt. Der Betrag der Blindleistung, den der Multi-PV-Stromrichter hierfür bereitstellen muss, hängt dabei nicht nur vom Sollwert des Netzbetreibers, sondern auch von dem aktuellen Blindleistungsbedarf des Industrienetzes ab. Abbildung 7.20 zeigt Messergebnisse für diese Zusatzfunktionalität.

Für den Testbetrieb werden durch den Nutzer verschiedene Blindleistungssollwerte beispielhaft vorgegeben. Diese liegen in einem Bereich von 50 kVAr kapazitiv bis 50 kVAr induktiv. Neben dem Sollwert ist im

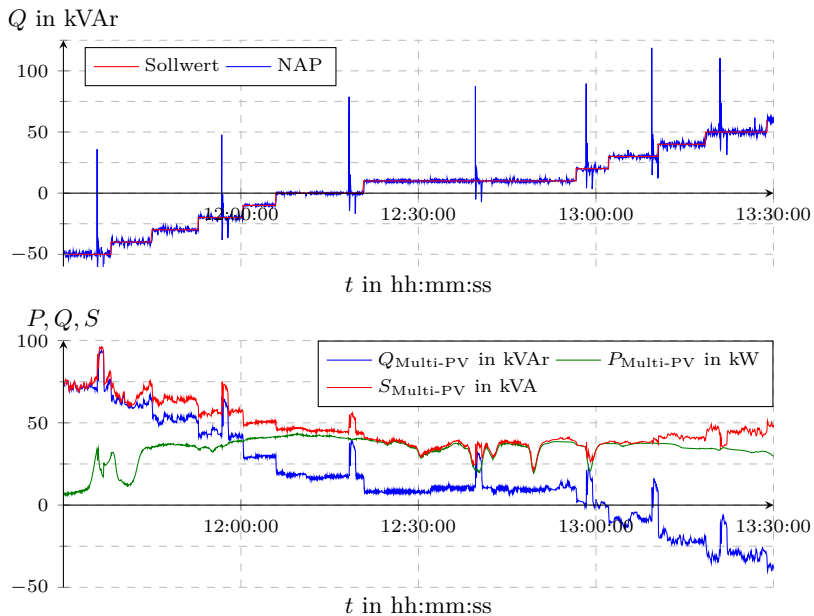


Abbildung 7.20: Bereitstellung eines Blindleistungssollwerts am NAP ($Q > 0$ entspricht Bezug induktiver Blindleistung aus dem öffentlichen Netz, Verbraucherzählpfeilsystem (VZS)) durch Blindleistungsbereitstellung durch den Multi-PV ($Q > 0$ entspricht Einspeisung induktiver Blindleistung, EZS).

oberen Graph auch der gemessene Verlauf der Blindleistung am NAP angegeben. Der untere Graph gibt den gemessenen Verlauf der Wirk-, Blind- und Scheinleistung des Multi-PV-Stromrichters an.

Der Bereich der Sollwertvorgabe ist zum einen durch die verfügbare Scheinleistungsreserve des Multi-PV-Stromrichters begrenzt und zum anderen von dem aktuellen Blindleistungsbedarf des Industrienetzes abhängig. Wie aus Abbildung 7.20 hervorgeht wird während des Testbetriebs die Nennscheinleistung des Systems von 100 kVA nicht erreicht. Durch die auftretenden Verzögerungszeiten von Messwerterfassung, Stellwertberechnung und Einstellung des Blindleistungssollwerts können schnell auftretende Blindleistungsspitzen, wie schon bei der Wirkleistungsregelung am NAP in Kapitel 7.3.2.2 gesehen, nicht ausgeregelt werden. Durch Verkleinerung dieser Verzögerungszeiten besteht die Möglichkeit auch dynamischere Schwankungen, falls erforderlich und gewünscht, auszugleichen.

Oftmals liegen die verwendeten Messpunkte für die Bestimmung des Blindleistungsflusses auf der MS-Seite. Bei Verfügbarkeit einer solchen Messstelle kann der hier entwickelte Algorithmus ohne Änderung angewendet werden. Durch die hier genutzte Messstelle auf der NS-Ebene wird einzig der Blindleistungsbedarf der Transformatoren von 20 kV auf 400 V nicht erfasst. Dieser könnte jedoch, durch Berechnungen unter Verwendung des aktuellen Stromflusses, näherungsweise als Offset mit in den Algorithmus integriert werden.

8 Zusammenfassung und Ausblick

8.1 Zusammenfassung

Stromrichtergekoppelte dezentrale Erzeuger können vielfältige Zusatzfunktionalitäten bereitstellen. Herkömmliche PV-Stromrichter mit Anschluss an das MS- oder NS-Netz müssen Kraftwerkseigenschaften entsprechend den Anforderungen in den Netzanschlussrichtlinien beherrschen. Multifunktionale PV-Batterie-Stromrichtersysteme können durch flexible Regelungs- und Betriebsführungsverfahren weitergehende Zusatzfunktionalitäten anbieten.

Nachweis von Kraftwerkseigenschaften dezentraler Erzeuger

Für den Nachweis der Kraftwerkseigenschaften dezentraler Erzeuger am MS-Netz wurde ein Zertifizierungsprozess eingeführt. Diese Arbeit unterstützte diese Aktivitäten im Bereich des messtechnischen Nachweises der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten in einer Laborumgebung, insbesondere von PV-Stromrichtern mit Leistungen ≤ 100 kVA. Dabei bildete die Mitentwicklung neuer Prüfverfahren, die die ursprünglich nur für WEA erstellte Prüfrichtlinie FGW TR3 erweitern, ein Schwerpunkt. Die praktische Anwendbarkeit der entwickelten Prüfverfahren konnte anhand des Zertifizierungsprozesses des PV-Stromrichters *Sunny Tripower STP15000TL-10* von *SMA*, der als einer der ersten PV-Stromrichter ein Einheitenzertifikat erhielt, belegt werden.

In diesem Kontext ist im Besonderen ein neuartiges Verfahren für den Nachweis der dynamischen Netzstützung (FRT-Funktionalität) unter Nutzung eines AC-Netzsimulators mit physikalischem Impedanznetzwerk hervorzuheben. Dieses Verfahren wurde im Rahmen dieser Arbeit in Zusammenarbeit mit *SMA* entwickelt, umgesetzt, mit der Zertifizierungsstelle abgestimmt und erstmalig für den Zertifizierungsprozess eingesetzt. Heute gilt dieses Verfahren als allgemein anerkannt und ist in weiteren Zertifizierungsprozessen erfolgreich angewendet worden.

Multifunktionale PV-Batterie-Stromrichtersysteme

Eine detaillierte Übersicht möglicher Zusatzfunktionalitäten und die hierfür zu beeinflussenden regelungstechnischen Größen multifunktionaler PV-Batterie-Stromrichtersysteme wurden identifiziert. Darauf aufbauend wurde das Regelungs- und Betriebsführungskonzept für den Multi-PV, ein multifunktionales PV-Batterie-Stromrichtersystem mit ausgewählten Zusatzfunktionalitäten, entwickelt und erprobt. Hierbei wurden nicht nur netzstützende Funktionalitäten für das Verteilungsnetz, sondern auch Zusatzfunktionalitäten, mit denen ein Anlagenbetreiber in einem Areal- bzw. Industrienetz einen Mehrwert erzielen kann, umgesetzt.

Für die Entwicklung der Regelungs- und Betriebsführungsverfahren wurde der Ansatz einer modellbasierten Softwareentwicklung umgesetzt. Dieser ganzheitliche Ansatz stellte eine Weiterentwicklung gegenüber der damalig üblichen Vorgehensweise bei der Regelungsentwicklung dar. Benötigte Modelle wurden in der Entwicklungsumgebung MATLAB® unter Nutzung der Toolboxes Simulink® und SimPowerSystems™ entworfen. Für die Stromrichterregelung wurde ein Rapid-Control-Prototyping-System eingesetzt.

Regelungsverfahren des Multi-PV auf Stromrichterebene

Das in [18] entwickelte Verfahren der induktiven Entkopplung für einphasige Systeme, eingesetzt zur Spannungsqualitätsverbesserung für sensitive Lasten in einem lokalen geschützten Teilnetz, wurde in dieser Arbeit auf dreiphasige Systeme erweitert und mit der Möglichkeit einer Regelung des Wirkleistungsflusses zwischen Stromrichter und Netz versehen.

Messergebnisse mit dem Labormuster des Multi-PV bestätigten, dass mit diesem Verfahren statische und dynamische Spannungsänderungen sowie Oberschwingungsbelastungen ausgeglichen, gemindert und deutlich reduziert werden können. Bei niederohmigen Netzfehlern zeigen Messungen, dass mit dem Verfahren der induktiven Entkopplung ein minimaler Spannungseinbruch auf 60 % beim Übergang in den Inselnetzbetrieb erreicht werden kann, währenddessen bei stromregelnden Verfahren mit einer Spannungsunterbrechung von ≤ 20 ms gerechnet werden muss.

Eine Größe der Entkopplungsinduktivität, die für alle Zusatzfunktionalitäten ein optimales Ergebnis erzielt, kann nicht explizit angegeben werden. Jedoch wurde ein Bereich zwischen 0,6 mH und 1,2 mH für das

Multi-PV-Labormuster identifiziert, in dessen Rahmen sich die Auslegung bewegen sollte. Letztendlich muss die Auswahl der Größe der Entkopplungsinduktivität individuell, auf Grundlage der Anforderungen des Einsatzgebietes und der Ziele des Anlagenbetreibers, erfolgen.

Übergeordnete Regelungs- und Betriebsführungsverfahren des Multi-PV

In einer einjährigen Testphase in einem Industrienetz wurde die praktische Einsetzbarkeit der entwickelten Verfahren der übergeordneten Regelung und Betriebsführung im realen Netzbetrieb nachgewiesen.

Über den Zeitraum eines Kalendermonats erbrachte das Multi-PV-System neben der Einspeisung von PV-Leistung auch die Zusatzfunktionalität einer klassischen Blindleistungskompensationsanlage. Der Blindleistungsaustausch des Industrienetzes mit dem öffentlichen Netz wurde am NAP zuverlässig auf den vorgegebenen Sollwert begrenzt.

Als weitere Zusatzfunktionalität für die Blindleistungsbereitstellung wurde die Regelung des momentanen Blindleistungsflusses auf einen vorgegebenen Sollwert am NAP des Industrienetzes mit dem öffentlichen Netz erfolgreich erprobt. Dadurch wird das, aus der Sicht des Netzbetreibers, bisher passive Industrienetz in einen aktiven Knotenpunkt transformiert. Dieser aktive Knotenpunkt ist nun technisch in der Lage zur Spannungshaltung des Verteilungsnetzes beizutragen.

Das entwickelte Regelungsverfahren des Spitzenlastmanagements begrenzte den Leistungsbezug aus dem öffentlichen Netz im 15-Minuten-Intervall zuverlässig auf einen vorgegebenen Sollwert. Dies wurde durch die Einspeisung von gespeichertem Systemstrom aus der Batterie, unter Verwendung einer PV-Prognose und den Randbedingungen einer möglichst geringen Abregelung der PV sowie einer möglichst minimalen Nutzung des Batteriespeichers, erreicht. Das Verfahren wurde exemplarisch für einen Tag im Industrienetz erfolgreich erprobt.

Das entwickelte Verfahren zur kontinuierlichen Regelung des momentanen Wirkleistungsflusses am NAP ist besonders für Arealnetze mit Anschluss an spannungsweiche Netze, z. B. in Insel- oder Hybridnetzen mit begrenzter Anschlussleistung, vorteilhaft. Das Verfahren wurde exemplarisch für verschiedene Sollwertvorgaben erfolgreich im Industrienetz erprobt.

8.2 Ausblick

Die standardisierte Einbindung sowie die effektive Nutzung verfügbarer Kraftwerkeigenschaften und Zusatzfunktionalitäten dezentraler Erzeuger wird für MS- und NS-Netzbetreiber zukünftig immer wichtiger. Hierfür müssen Strategien weiterentwickelt und umgesetzt werden. Dabei sind unter anderem der Einfluss unterschiedlicher Netzstrukturen, die große Anzahl an dezentralen Erzeugern sowie Rückwirkungen auf übergeordnete Netzebenen zu berücksichtigen.

Die Aufgabe der Sicherung der Systemstabilität wird für Übertragungsnetzbetreiber zunehmend komplexer. Verstärkt wird dies durch die Verschiebung der Erzeugungskapazität auf die unteren Netzebenen. Diese liegen nicht mehr in deren direkten Einflussbereich, sowohl im Netzbetrieb als auch bei der Richtliniengestaltung. Dies wird bei der aktuellen Netzanschlussrichtlinie für die NS deutlich, bei der keine FRT-Funktionalität für dezentrale Erzeuger, die aus Sichtweise der Systemstabilität nützlich sein kann, vorgesehen ist. Daher ist, neben der bereits existierenden Zusammenarbeit auf horizontaler Netzebene zwischen den Übertragungsnetzbetreibern eine zielführende Verknüpfung auf vertikaler Netzebene ratsam.

Die Harmonisierung europäischer Netzanschlussrichtlinien stellt einen wichtigen Punkt für einen weiteren Ausbau dezentraler Erzeugung dar. Hierbei sollte im Vordergrund stehen, dass dezentrale Erzeuger über vergleichbare Funktionalitäten verfügen. Zur Vermeidung destabilisierender Effekte aufgrund verschiedener Parametrierung dieser Funktionalitäten ist eine intensive Abstimmung zwischen Übertragungsnetzbetreibern der einzelnen Regelzonen notwendig. Hierbei sind im Besonderen die Funktionalitäten zu berücksichtigen, die Auswirkungen auf die Systemgröße der Frequenz haben.

Ebenso sollte eine europäische Harmonisierung von Prüfvorschriften stattfinden. Prüfergebnisse könnten europaweit Gültigkeit erhalten. Dies trägt zu einer Entlastung der Hersteller von dezentralen Erzeugern bei. Hinsichtlich der Prüfverfahren sollte die Verwendung von Power-Hardware-in-the-Loop Methoden stärker berücksichtigt werden, da dadurch die Interaktionen und die Rückwirkungen zwischen Testobjekt und Netzverhalten berücksichtigt werden würden. Dies ist mit aktuellen Prüfverfahren nicht realisierbar, da Verläufe der charakteristischen Größen Spannung und Frequenz fest vorgegeben sind.

Die Erweiterung von Netzanschlussrichtlinien mit neuen Funktionalitäten muss frühzeitig erfolgen, technisch begründet sein und durch die Komponentenhersteller im vorgegebenen Zeitrahmen mit vertretbaren Entwicklungskapazitäten umsetzbar sein. Eine frühzeitige Berücksichtigung erforderlicher Funktionalitäten vermeidet vor dem Hintergrund des rasanten Zubaus dezentraler Erzeuger eine kostenintensive Nachrüstung. Aus heutiger Sicht können als weitergehende Netzstützungsfunktionalitäten beispielsweise die künstliche Trägheit oder Spannungseinbruchsimunität im NS-Netz genannt werden.

Für die Bewertung der Erforderlichkeit von neuen Funktionalitäten ist es dringend notwendig, geeignete simulationstechnische Methoden und Werkzeuge zu entwickeln. Im Speziellen gilt dies für die Thematik der Netzstabilität. Diese wird deutlich an Gewicht gewinnen, da eine steigende Durchdringungsrate mit einer Reduzierung von konventioneller Erzeugungskapazität einhergeht. Hierfür muss zukünftig im Rahmen der Stabilitätsbetrachtungen auch das Verhalten der Verteilungsnetze berücksichtigt werden, da dort ein nicht mehr vernachlässigbarer Teil der Erzeugungskapazität vorhanden ist. Es muss frühzeitig identifiziert werden, welche Bedürfnisse des Netzes ab welchem Durchdringungsgrad mit dezentralen Erzeugern im Verteilungsnetz abgedeckt werden müssen.

Speichereinheiten werden in der zukünftigen Netzregelung eine zentrale Rolle spielen. Auf der NS-Ebene gibt es erste Ansätze in [45] wie diese berücksichtigt werden können. Die Aufgabe wird sein, Speichereinheiten, in Kombination mit einer regenerativen Energiequelle oder als Einzelkomponente, mit ihren umfangreichen Funktionalitäten in die vorhandenen Netzanschlussrichtlinien aller Spannungsebenen zu integrieren.

Für das hier entwickelte Multi-PV-System kann aus technischer Sichtweise für zukünftige Entwicklungen der übergeordneten Regelung und Betriebsführung über eine höhere Regelungsgeschwindigkeit nachgedacht werden. Aufgrund der Zeitverzögerung von Messwerterfassung, Berechnung des neuen Stellwerts und Einstellung des Stellwerts durch den Multi-PV-Stromrichter von insgesamt etwa 3s kann auf dynamische Vorgänge nur langsam reagiert werden. Durch eine Weiterentwicklung würde insbesondere die Zusatzfunktionalität der Regelung des momentanen Wirk- oder Blindleistungsflusses an einem Netzknoten profitieren. Dadurch könnte eine verbesserte Netzstützung in weichen Netzen erreicht werden.

Die breite Vielfalt an Zusatzfunktionalitäten, die der Multi-PV bereitstellen kann, legt nahe, dass bei einer Weiterentwicklung hin zu einem kom-

merziell verfügbaren Produkt diese Vielfalt auf gezielte Anwendungsfälle fokussiert wird. Interessante Anwendungsfelder könnten weiche Netze, Netze mit einer geringen Versorgungssicherheit oder Inselnetze sein.

A Anhang

A.1 Abkürzungen

Kürzel	Erläuterung
AC	Wechselspannung
AK PV	Arbeitskreis PV
AP	Anschlusspunkt
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BDEW-MSR	BDEW-Mittelspannungsrichtlinie
CEER	Council of European Energy Regulators
CHIL	Controller-Hardware-in-the-Loop
DAQ	Data Acquisition
DC	Gleichspannung
DEA	Dezentrale Erzeugungsanlage
DeMoTec	Design-Zentrum Modulare Versorgungstechnik
DSP	Digitaler Signalprozessor
EMV	Elektromagnetische Verträglichkeit
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EZA	Erzeugungsanlage
EZE	Erzeugungseinheit
EZS	Erzeugerzählpeilsystem
FGW	Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb
FRT	Fault-Ride-Through

Kürzel	Erläuterung
GS	Guaranteed Standard
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HIL	Hardware-in-the-Loop
HS	Hochspannung
HSS	Hochsetzsteller
HöS	Höchstspannung
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologien
MAB	MicroAutoBox
MPP	Maximum-Power-Point
MS	Mittelspannung
MSEE	Mittelspannungsentkopplungseinheit
NAP	Netzanschlusspunkt
NEA	Netzersatzanlage
NS	Niederspannung
OPzS	Ortsfeste Panzerplattenbatterie
OvSt	Overall Standard
PCC	Point of Common Coupling (öffentlicher Verknüpfungspunkt)
PHIL	Power-Hardware-in-the-Loop
PNI	Forschungs- und Prüflabor Netzintegration
PTB	Physikalisch-Technische Bundesanstalt
PV	Photovoltaik
RCP-System	Rapid-Control-Prototyping-System
RONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
SMA	SMA Solar Technology AG
SPS	Speicherprogrammierte Steuerung
SysTec	Testzentrum für intelligente Netze und Elektromobilität
THD	Total Harmonic Distortion
TSS	Tiefsetzsteller

Kürzel	Erläuterung
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung
UW	Umspannwerk
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informa- tionstechnik e.V.
VZS	Verbraucherzählpfeilsystem
WEA	Windenergieanlage
WR	Wechselrichter

A.2 Formelzeichen

Symbol	Beschreibung	Einheit
$E_{K_{ist}}$	Differenzenergiemenge	J
$E_{K_{zuk}}$	zusätzliche Energiemenge	J
$E_{Multi-PV_{Batt}}$	Energiemenge Batterie Multi-PV	J
f_{ist}	aktuelle Frequenz	Hz
f_n	Nennfrequenz	Hz
f_{Netz}	Netzfrequenz	Hz
G_{STC}	Globale Solarkonstante	W/m ²
h_{symm}	Verhältnis Spannungsamplituden mit und ohne Fehler bei symmetrischem Fehler	-
H_U	Unterbrechungshäufigkeit	-
h_{unsymm}	Verhältnis Spannungsamplituden mit und ohne Fehler bei unsymmetrischem Fehler	-
I_B	Blindstrom während eines Netzfehlers	A
I_{B0}	Blindstrom vor Netzfehler	A
I_{Blind}	Blindstrom	A
$i_{d,ist}$	Istwert Strom d-Komponente	A
$i_{d,soll}$	Sollwert Strom d-Komponente	A
$i_{d,stell}$	Stellwert Strom d-Komponente	A
I_{MPP}	Strom im Punkt der höchsten Leistung einer PV-Kennlinie	A
$\underline{I}_{Multi-PV}$	Strom Multi-PV (komplex)	A
\underline{I}_{Netz}	Strom Netz (komplex)	A
$i_{q,ist}$	Istwert Strom q-Komponente	A
$i_{q,limit}$	Limitierter Sollwert Strom q-Komponente	A
$i_{q,soll}$	Sollwert Strom q-Komponente	A
$i_{q,stell}$	Stellwert Strom q-Komponente	A
$i_{s,n}$	Nennstrom Scheinleistung	A
$i_{s,res}$	Verfügbare Blindstromreserve des Stromrichternennstroms	A
I_{SC}	Kurzschlussstrom einer PV-Kennlinie	A
\underline{I}_{TN}	Strom Teilnetz (komplex)	A
I_{Wirk}	Wirkstrom	A
k	Faktor für die Blindstromeinspeisung während eines Netzfehlers	-
k_ν	Faktor für kurzzeitige Erhöhung des Oberschwingungsbeitrags	-

Symbol	Beschreibung	Einheit
L_{Ent}	Entkopplungsinduktivität	mH
L_{Netz}	Induktivität Netzimpedanz	mH
L_{Netz}	Induktivität Teilnetz	mH
P	Wirkleistung	W
$P_{\text{Austausch}}$	Wirkleistungsaustausch zwischen zwei Spannungsquellen	W
P_{AV}	vereinbarte Anschlusswirkleistung	W
P_{Batt}	Wirkleistungsfluss der Batterie des Multi-PV	W
$P_{\text{Batt,ZK}}$	Eingespeiste Wirkleistung Batterie in Zwischenkreis des Multi-PV	W
P_{DEA}	Nennwirkleistung der dezentralen Erzeugungsanlage	W
P_{ist}	Istwert Wirkleistung	W
P_{Last}	Lastbezug Industrienetz	W
$P_{\text{Last,Prog}}$	Last Prognose	W
P_{lt}	Langzeitflicker	-
P_{M}	Momentane verfügbare Leistung	W
$P_{\text{Multi-PV}}$	Wirkleistung Multi-PV	W
$P_{\text{Multi-PV,AC}}$	Wirkleistungsfluss auf der AC-Seite des Multi-PV	W
$P_{\text{Multi-PV,DC}}$	Wirkleistungsfluss im Zwischenkreis des Multi-PV	W
$P_{\text{n,Multi-PV}}$	Nennwirkleistung Multi-PV	W
P_{NAP}	Lastbezug Netzanschlusspunkt	W
$P_{\text{PV,DC}}$	Wirkleistung des PV-Zweig des Multi-PV	W
$P_{\text{PV,Prog}}$	PV-Leistung Prognose	W
P_{res}	Verfügbare Wirkleistungsreserve der Stromrichternennscheinleistung	W
$P_{\text{soll,limit}}$	Limitierter Sollwert Wirkleistung	W
P_{st}	Kurzzeitflicker	-
P_{TN}	Wirkleistung Teilnetz	W
$P_{\text{ZK,soll}}$	Sollwert Wirkleistung DC-Zwischenkreis	W
Q	Blindleistung	VA _r
$Q_{\text{Austausch}}$	Blindleistungsaustausch zwischen zwei Spannungsquellen	VA _r
$Q_{\text{Multi-PV}}$	Blindleistung Multi-PV	VA _r
Q_{TN}	Blindleistung Teilnetz	VA _r
Q_{U}	Nichtverfügbarkeit	min/a

Symbol	Beschreibung	Einheit
R	Widerstandsbelag	Ω
R_{Ent}	Ohmscher Widerstand der Entkopplungsinduktivität	Ω
R_{Netz}	Ohmscher Widerstand der Netzimpedanz	Ω
$R_{\text{Netz,virtuell}}$	virtueller Widerstand	Ω
R_{Netz}	Ohmscher Widerstand Teilnetz	Ω
S	Scheinleistung	VA
S_{DEA}	Nennscheinleistung der dezentralen Erzeugungsanlage	VA
S_k	Netzkurzschlussleistung	VA
$S_{\text{Multi-PV}}$	Scheinleistung Multi-PV	VA
$S_{\text{n,Multi-PV}}$	Nennscheinleistung Multi-PV	VA
S_{TN}	Scheinleistung Teilnetz	VA
T_U	Unterbrechungsdauer	min
U_0	Spannung vor Netzfehler	V
U_1	Spannung L1	V
U_{12}	Leiter-Leiter-Spannung zwischen L1 und L2	V
U_2	Spannung L2	V
U_{23}	Leiter-Leiter-Spannung zwischen L2 und L3	V
U_3	Spannung L3	V
U_{31}	Leiter-Leiter-Spannung zwischen L3 und L1	V
U_d	Spannung d-Komponente	V
$U_{d,\text{ist}}$	Istwert Spannung d-Komponente	V
$U_{d,\text{stell}}$	Stellwert Spannung d-Komponente	V
$\underline{U}_{\text{Ent}}$	Spannung Entkopplungsinduktivität (komplex)	V
\hat{U}_{ist}	Istwert Spannungsamplitude	V
\hat{U}_{LL}	Amplitude Leiter-Leiter Spannung	V
U_{MPP}	Spannung im Punkt der höchsten Leistung einer PV-Kennlinie	V
$\underline{U}_{\text{Multi-PV}}$	Spannung Multi-PV (komplex)	V
U_n	Nennspannung	V
U_{Netz}	Netzspannung	V
$\underline{U}_{\text{Netz,ideal}}$	Spannung Netz ideal (komplex)	V
$\underline{U}_{\text{Netz}}$	Spannung Netz (komplex)	V
U_{OV}	Leerlaufspannung einer PV-Kennlinie	V
U_d	Spannung q-Komponente	V
$U_{q,\text{ist}}$	Istwert Spannung q-Komponente	V
$U_{q,\text{stell}}$	Stellwert Spannung q-Komponente	V

Symbol	Beschreibung	Einheit
\hat{U}_{soll}	Sollwert Spannungsamplitude	V
\hat{U}_{stell}	Stellwert Spannungsamplitude	V
$\underline{U}_{\text{TN}}$	Spannung Teilnetz (komplex)	V
$U_{\text{ZK,ist}}$	Istwert Spannung DC-Zwischenkreis	V
$U_{\text{ZK,soll}}$	Sollwert Spannung DC-Zwischenkreis	V
U_{ν}	Oberschwingungsspannung der Ordnungszahl ν	V
X	Induktivitätsbelag	Ω
$X_{\text{Netz,virtuell}}$	virtuelle Reaktanz	Ω
Z_1	Entkopplungsimpedanz	Ω
Z_2	Kurzschlussimpedanz	Ω
$Z_{\text{L,max}}$	maximale Netzimpedanz der Leiter des AC-Netzsimulators	Ω
Z_{max}	maximale Netzimpedanz des AC-Netzsimulators	Ω
$Z_{\text{N,max}}$	maximale Netzimpedanz des Neutralleiters des AC-Netzsimulators	Ω
\ddot{u}	Übersetzungsverhältnis Transformator	-
Δp	Leistungsreduktion	%
Ψ_{k}	Netzimpedanzwinkel	°
$\cos \varphi$	Verschiebungsfaktor	-
δ	Winkel zwischen zwei Spannungszeigern	°
$\eta_{\text{DC/AC}}$	Wirkungsgrad AC/DC-Stromrichter	-
$\eta_{\text{DC/DC}_{\text{HSS}}}$	Wirkungsgrad DC/DC-Steller HSS-Betrieb	-
$\eta_{\text{DC/DC}_{\text{TSS}}}$	Wirkungsgrad DC/DC-Steller TSS-Betrieb	-
$\eta_{\text{DC/DC}}$	Wirkungsgrad DC/DC-Steller	-
ν	Ordnungszahl der Oberschwingung	-
ω	Kreisfrequenz	1/s
φ	Winkel	°
φ_{TN}	Lastwinkel Teilnetz	°
φ_{stell}	Stellwert Phasenwinkel	rad

A.3 Spannungsverhältnisse bei unsymmetrischen Netzfehlern

Gleichung A.1 gibt die Strangspannungen und Gleichung A.2 die Leiter-
spannungen für ein symmetrisches Drehstromsystem an.

$$\begin{pmatrix} U_1(t) \\ U_2(t) \\ U_3(t) \end{pmatrix} = \hat{U}_{LL} \cdot \begin{pmatrix} \cos(\omega t) \\ \cos(\omega t - \frac{2\pi}{3}) \\ \cos(\omega t + \frac{2\pi}{3}) \end{pmatrix} \quad (\text{A.1})$$

$$\begin{pmatrix} U_{12}(t) \\ U_{23}(t) \\ U_{31}(t) \end{pmatrix} = \hat{U}_{LL} \cdot \begin{pmatrix} \cos(\omega t + \frac{\pi}{3}) \\ \cos(\omega t - \pi) \\ \cos(\omega t - \frac{\pi}{3}) \end{pmatrix} \quad (\text{A.2})$$

Abbildung A.1 zeigt den grundsätzlichen Zusammenhang zwischen den Spannungsbeziehungen und die für die Herleitung verwendeten Bezeichnungen. Gesucht werden die Größen c_2 und $\Delta\varphi$.

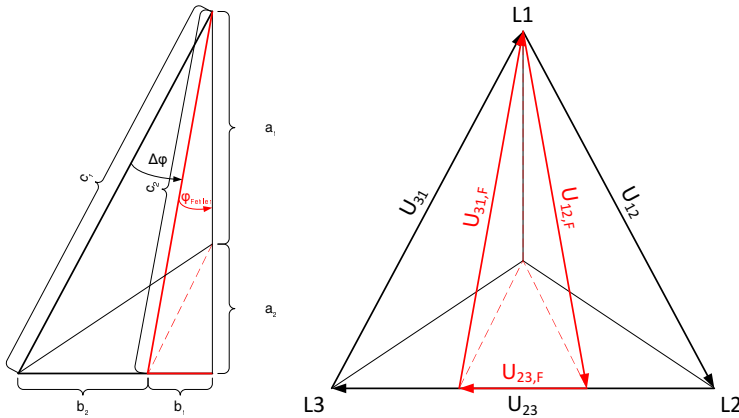


Abbildung A.1: Geometrische Verhältnisse für die Herleitung der Spannungen bei unsymmetrischen Netzfehlern

c_2 kann nach Gleichung A.3 berechnet werden.

$$c_2 = \sqrt{(a_1 + a_2)^2 + b_1^2} \quad (\text{A.3})$$

Weiter ist c_1 für die weiteren Berechnungen als bekannt vorauszusetzen. Damit ergeben sich nachfolgende Beziehungen. Die Größe h_{unsymm} ist in Gleichung 3.6 definiert.

$$a_1 = \frac{c_1}{\sqrt{3}} \quad (\text{A.4})$$

$$b_1 = \frac{h_{\text{unsymm}} \cdot c_1}{2} \quad (\text{A.5})$$

$$b_1 + b_2 = \frac{c_1}{2} \quad (\text{A.6})$$

Mit Gleichung A.7 wird a_2 bestimmt und in Abhängigkeit von c_1 angegeben.

$$a_2 = \sqrt{a_1^2 - (b_1 + b_2)^2} = \sqrt{\left(\frac{c_1}{\sqrt{3}}\right)^2 - \left(\frac{c_1}{2}\right)^2} = \frac{c_1}{2 \cdot \sqrt{3}} \quad (\text{A.7})$$

Durch Einsetzen von Gleichung A.4, A.5 und A.7 in Gleichung A.3 ergibt sich Gleichung A.8.

$$c_2 = \sqrt{\left(\frac{c_1}{\sqrt{3}} + \frac{c_1}{2 \cdot \sqrt{3}}\right)^2 + \left(\frac{h_{\text{unsymm}} \cdot c_1}{2}\right)^2}$$

$$c_2 = c_1 \cdot \sqrt{\frac{h_{\text{unsymm}}^2 + 3}{4}} \quad (\text{A.8})$$

Der Winkel $\Delta\varphi$ wird mit Hilfe von Gleichung A.9 in Gleichung A.10 bestimmt.

$$\tan \varphi_F = \frac{\frac{h_{\text{unsymm}} \cdot c_1}{2}}{\frac{\sqrt{3} \cdot c_1}{2}} = \frac{h_{\text{unsymm}}}{\sqrt{3}} \quad (\text{A.9})$$

$$\Delta\varphi = \frac{\pi}{6} - \varphi_F = \frac{\pi}{6} - \arctan\left(\frac{h_{\text{unsymm}}}{\sqrt{3}}\right) \quad (\text{A.10})$$

Für $c_1 = \hat{U}_{LL}$ und mit Gleichung A.10 kann Gleichung A.2 für den Fehlerfall angepasst werden (siehe Gleichung A.13).

$$\vec{h}_{\text{Amplitude,F}} = \begin{pmatrix} \sqrt{\frac{h_{\text{unsymm}}^2 + 3}{4}} \\ h_{\text{unsymm}} \\ \sqrt{\frac{h_{\text{unsymm}}^2 + 3}{4}} \end{pmatrix} \quad (\text{A.11})$$

$$\vec{t}_{\text{Amplitude,F}} = \begin{pmatrix} \cos\left(\omega t + \frac{\pi}{3} + \Delta\varphi\right) \\ \cos\left(\omega t - \pi\right) \\ \cos\left(\omega t - \frac{\pi}{3} - \Delta\varphi\right) \end{pmatrix} \quad (\text{A.12})$$

$$\begin{pmatrix} U_{12,F}(t) \\ U_{23,F}(t) \\ U_{31,F}(t) \end{pmatrix} = \hat{U}_{\text{LL}} \cdot \vec{h}_{\text{Amplitude,F}} \cdot \vec{t}_{\text{Amplitude,F}} \quad (\text{A.13})$$

A.4 Anhänge zur gerätetechnischen Realisierung

A.4.1 Modellierung mit idealen Spannungsquellen

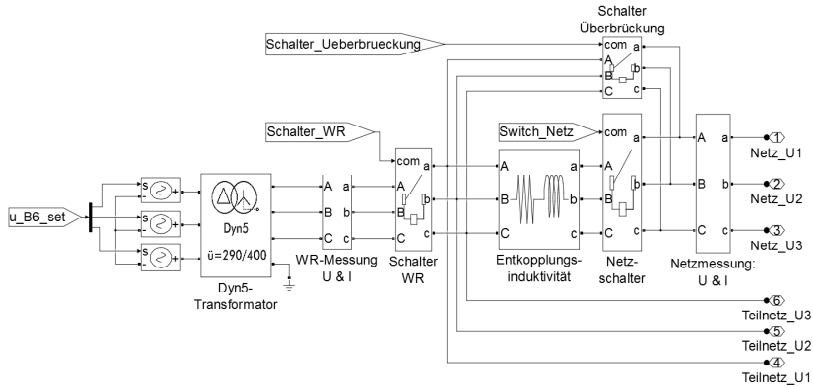


Abbildung A.2: Modell des AC-Teils des Multi-PV-Stromrichters mit idealen Spannungsquellen.

A.4.2 Modellierung auf Leistungshalbleiterebene

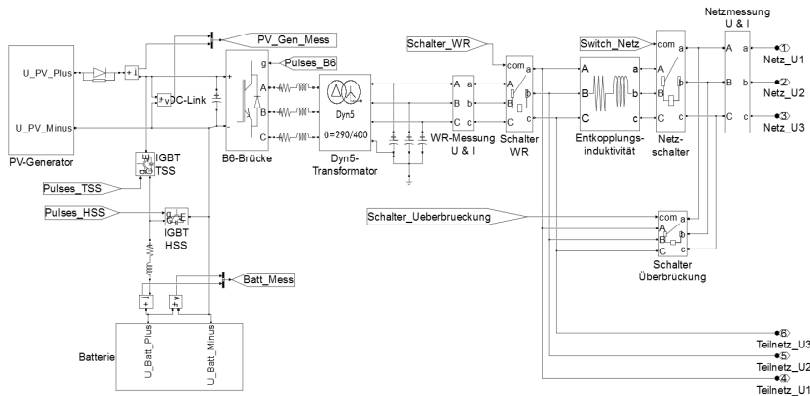


Abbildung A.3: Modell des Multi-PV-Stromrichters zur Simulation auf Leistungshalbleiterebene.

A.4.3 Steuerung des Labormusters über *ControlDesk*

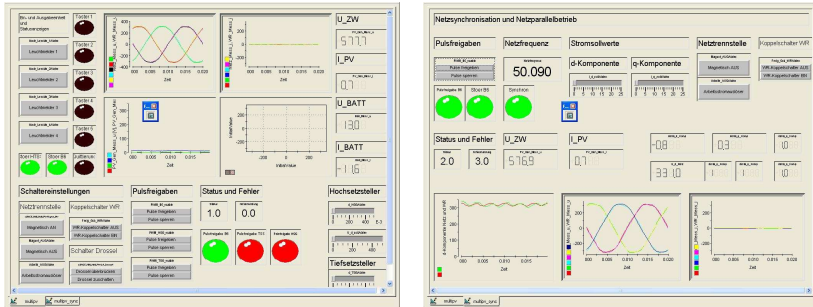


Abbildung A.4: Erstellte Oberflächen in *ControlDesk* für die Steuerung und Eingriffsmöglichkeiten auf das Labormuster während der Labortests.

B Abbildungsverzeichnis

1.1	Klimaschutzziele der deutschen Bundesregierung nach [1]. .	1
1.2	Historische Entwicklung der installierten Leistung von erneuerbaren Energien in Deutschland zwischen 1990 und 2015.	3
2.1	Veränderung der Energieversorgungsstruktur und der Leistungsflüsse durch Dezentralisierung der Energieerzeugung. .	9
2.2	Gemischt (ohmsch-induktiv) gekoppelte Spannungsquellen mit Zeigerdiagramm.	13
2.3	Beeinflussung der Spannungserhöhung durch Einstellung des Winkels φ des dezentralen Erzeugers in Abhängigkeit vom Netzimpedanzwinkel Ψ_k	14
2.4	Definition der Versorgungsqualität und Zusammenspiel mit der System- und Versorgungssicherheit.	16
2.5	Direkte Kosten bei Versorgungsausfällen pro kW und Ereignis.	17
2.6	Erlaubte Oberschwingungsspannungspegel der 2. bis 50. Ordnung entsprechend [23], [25], [26] und [27].	24
2.7	Auswertung der EEG-Stammdaten nach Spannungsebenen.	28
2.8	Tatsächliche Stromproduktion in Deutschland am 08. Mai 2016.	29
2.9	Eckwerte der Einspeisung und des Verbrauchs laut Nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energie der Bundesrepublik Deutschland.	29
2.10	Lastfluss an einem Umspannwerk der <i>Bayernwerk AG</i>	30
2.11	Prinzipieller Spannungsverlauf im Verteilungsnetz für den Einspeise- und Lastfall.	31
3.1	Ablauf und Akteure bei der Einheitenzertifizierung.	39
3.2	Entwickelter genereller Laboraufbau für einen PV-Stromrichter zum Nachweis der elektrischen Eigenschaften nach FGW TR3.	40
3.3	Gemessenes dynamisches Verhalten eines PV-Simulators bei einem Netzfehler auf der AC-Seite des PV-Stromrichters. .	42
3.4	Elektrisches Konzept des PNI.	44

3.5	Innenansicht des PNI. Quelle: <i>Fraunhofer IWES</i> Volker Beushausen.	44
3.6	Ergebnisse der Auslegung der verschiedenen Betriebsvarianten des AC-Netzsimulators und Vergleich mit typischen Leistungsdaten von Zentralwechselrichtern (5 Hersteller).	45
3.7	Mobile MSEE des <i>Fraunhofer IWES</i> zum Test von Prüflingen mit einer Nennscheinleistung bis 6 MVA.	46
3.8	Spulenkörper und niederspannungsseitige Anzapfung links sowie Konfigurationsmöglichkeiten des Stufentransformators rechts (eigene Darstellung).	47
3.9	Gemessener Wirkleistungsverlauf eines PV-Stromrichters auf der AC-Seite bei nachgebildeter fluktuierender Einstrahlung auf der DC-Seite.	49
3.10	Vergleich gemessener Kurzzeitflicker für unterschiedliche Netzimpedanzwinkel bei konstanter und fluktuierender Einstrahlung.	50
3.11	FRT-Kurve für Generatoren des Typs II nach BDEW-MSR sowie Prüfbereiche nach FGW TR3. U bezeichnet den kleinsten Wert der drei verketteten Spannungen, U_c ist die vereinbarte Versorgungsspannung.	52
3.12	Einphasiges Ersatzschaltbild nach [13] einer impedanzbasierten Prüfeinrichtung zur Erzeugung von Spannungseinbrüchen auf MS-Ebene.	53
3.13	Prüfeinrichtung des <i>Fraunhofer IWES</i> zur Nachbildung von Netzfehlern auf der NS-Seite und zur Vermessung von PV-Stromrichtern nach der BDEW-MSR. Prüfling: <i>STP15000TL-10</i> der <i>SMA Solar Technology AG</i>	54
3.14	Elektrisches Ersatzschaltbild der Prüfeinrichtung zur Erzeugung von Spannungseinbrüchen auf der NS-Seite (AC-Netzsimulator mit Impedanznetzwerk).	55
3.15	Erzeugbare Fehlertypen für symmetrische (links) und unsymmetrische (rechts) Fehler ohne Erdschluss durch MS-Prüfeinrichtungen.	57
3.16	Spannungszeiger auf MS- und NS-Ebene für Dy5-Transformator (links ohne Fehler, rechts mit Fehler und $h_{\text{unsymm}}=0,5$).	59
3.17	Spannungszeiger auf MS- und NS-Ebene für Dd0-Transformator (links ohne Fehler, rechts mit Fehler und $h_{\text{unsymm}}=0,5$).	59
3.18	Verlauf der Spannungsamplitude und Winkeländerung auf NS-Seite bei unsymmetrischen Netzfehlern auf MS-Seite.	60

3.19	Leerlaufmessungen am AC-Netzsimulator zur Prüfung von unsymmetrischen Netzfehlern der Testnummer 2 nach Tabelle 3.2. Oberer Verlauf bei angenommenem Dd-Transformator, unterer Verlauf bei angenommenen Dy-Transformator.	61
3.20	Gemessener Verlauf der Wirkleistung in Abhängigkeit der Frequenzdifferenz $\Delta f = f_{\text{ist}} - f_n$ an einem AC-Netzsimulator mit dem PV-Stromrichter <i>STP 15000TL-10</i> .	66
3.21	Zeitlicher Verlauf der Netzfrequenz und der eingespeisten Wirkleistung des <i>STP 15000TL-10</i> .	67
3.22	Gemessener Verlauf der Wirkleistung in % (bezogen auf die Nennwirkleistung bei $\cos \varphi = 1$) beim Wiederaufahren nach Spannungslosigkeit an einem AC-Netzsimulator mit dem <i>STP 15000TL-10</i> als Prüfling.	68
3.23	Gemessene maximale induktive und kapazitive Blindleistung des PV-Stromrichters <i>STP 15000TL-10</i> als 1-Minuten-Mittelwerte im Vergleich zu der geforderten Blindleistungsbereitstellung nach [8] und [9].	71
3.24	Sollwertsprung der Blindleistungsvorgabe vom maximalen induktiven auf maximalen kapazitiven Sollwert.	73
3.25	Gemessener Verlauf der Blindleistung entsprechend einer eingestellten Q(U)-Kennlinie.	74
3.26	Spannungsstützung bei Netzfehlern nach Transmission Code 2007.	77
3.27	Messergebnisse für einen symmetrischen Fehler der Testnummer 3 nach Tabelle 3.2 bei einer Wirkleistung größer 90 % der Nennwirkleistung und eines k-Faktors von 2.	78
3.28	Vergleich europäischer Mindestanforderungen hinsichtlich des Verhaltens bei Spannungseinbrüchen [51].	80
4.1	Elektrischer Aufbau des Multi-PV-Systems zur Bereitstellung von Zusatzfunktionalitäten.	89
4.2	Elektrisches Ersatzschaltbild des Multi-PV mit induktiver Entkopplung und Nachbildung des NAPs.	91
4.3	Zeigerdiagramm der Ströme und Spannungen entsprechend Abbildung 4.2.	91
4.4	Entwickelte Vorgehensweise zur Dimensionierung der Hauptkomponenten.	97
4.5	Anpassung der Nennscheinleistung des Multi-PV-Stromrichters in Abhängigkeit der Netzspannung für einen Betrieb mit den Annahmen aus Tabelle 4.4.	99

4.6	Maximaler Faktor zur Anpassung der Nennscheinleistung des Multi-PV-Stromrichters (ermittelt aus Abbildung 4.5) in Abhängigkeit der Entkopplungsinduktivität.	99
4.7	Garantiert verfügbarer Wirkleistungsbereich des Multi-PV-Stromrichters bei einer Auslegung nach Variante 2 und Annahmen aus Tabelle 4.4.	100
4.8	Blindleistungsverlauf bei variierenden Betriebsparametern S_{TN} und φ_{TN} für das Teilnetz und sonst festen Betriebsparametern ($U_{Netz,\Delta} = 360\text{ V}$, $P_{Multi-PV} = 100\text{ kW}$ und $L_{Ent} = 1,2\text{ mH}$). Eigene Berechnung, Auswertung und Darstellung.	101
4.9	Maximale Blindleistung bei variierenden Betriebsparametern für verschiedene Arbeitspunkte.	102
4.10	Möglichkeiten zur Netzintegration des Multi-PV-Systems in MS- und NS-Netzen.	103
5.1	Grundsätzlicher Ablauf der Regelungsentwicklung mit einem modellbasierten Ansatz.	106
5.2	Leistungsfluss-Modell zur Entwicklung der übergeordneten Betriebsart der Blindleistungskompensation.	109
5.3	Labormuster (Innenansicht) des Multi-PV-Stromrichters . .	111
5.4	Batterieeinheit des Multi-PV-Systems (384 V, 800 Ah (C_{10}), 192 Zellen) vor der <i>DeMoTec</i>	112
5.5	<i>Werk 3</i> der <i>Hübner GmbH</i> mit der PV-Anlage von etwa 100 kW _p für das Multi-PV-Prototypensystem.	114
5.6	Übersicht des gesamten Prototypenaufbaus im Industrienetz inklusive kommunikationstechnischer Anbindung.	115
5.7	Prototyp des Multi-PV-Stromrichters	115
5.8	Komponenten des Multi-PV-Prototypensystems und interner Datenaustausch mit der übergeordneten Regelung und Betriebsführung.	117
5.9	Oberfläche der entwickelten Regelung und Betriebsführung zur Konfiguration und Visualisierung des Multi-PV-Prototypensystems.	117
6.1	Gesamtkonzept zur Regelung und Betriebsführung des Multi-PV-Systems.	120
6.2	Typische Leistungsflüsse und Energieabrechnung in einem Industrienetz mit integriertem Multi-PV-System.	122

6.3	Regelungsalgorithmus für den Wirk- und Blindstrom in dq-Koordinaten bei stromgeregeltem Betrieb ohne Entkopplungsinduktivität.	124
6.4	Regelung der Teilnetzspannung und der Wirkleistung für induktiv entkoppelte Teilnetze bei PV-Einspeisung.	126
6.5	Simulationsergebnisse mit dem Regelungsverfahren aus Abbildung 6.4 für die Varianten 1 und 2 nach Tabelle 6.1. Betrachtung der Spannungen nur für L1.	129
6.6	Simulationsergebnisse mit dem Regelungsverfahren aus Abbildung 6.4 für die Varianten 3 und 4 nach Tabelle 6.1. Betrachtung der Spannungen nur für L1.	130
6.7	Simulierter Verlauf der Netzspannungen und Teilnetzspannungen (Istwert Spannungsregler) bei verschiedenen k_p des PI-Spannungsreglers. Links mit Entkopplungsinduktivität von 1,8 mH, rechts mit 0,6 mH. NAP von $S_k = 1,5$ MVA und $\Psi_k = 30^\circ$	132
6.8	Simulierter Verlauf der Netzspannungen und Teilnetzspannungen (Istwert Spannungsregler) bei verschiedenen k_p des PI-Spannungsreglers. Links mit Entkopplungsinduktivität von 1,8 mH und rechts mit 0,6 mH. NAP von $S_k = 15$ MVA und $\Psi_k = 80^\circ$	133
6.9	THD-Werte des Teilnetzes im Vergleich zum vorbelasteten Netz bei verschiedenen Entkopplungsinduktivitäten ($R_{Ent} = 50\text{ m}\Omega$ für alle Simulationen). Netzvorbelastung bezogen auf die Amplitude der Grundschiwingung: 5.OS 5 %, 7.OS 4,5 %, 11.OS 3,5 %, 13.OS 3 % und 17.OS 3 %.	134
6.10	Simulationsergebnisse bei einphasiger Netzunsymmetrie in L1 und einer Entkopplungsinduktivität von 1,8 mH an einem NAP von $S_k = 15$ MVA und $\Psi_k = 80^\circ$	136
6.11	Simulationsergebnis bei einem niederohmigen Netzfehler. Parameter: $L_{Ent} = 1,8\text{ mH}$ sowie NAP mit $S_k = 15$ MVA und $\Psi_k = 80^\circ$	137
6.12	Lastverlauf des Industrienetzes von <i>Werk 3</i> bei <i>Hübner</i> in einer Zeitspanne von vier Monaten.	140
6.13	Auswertung des Lastverlaufs aus Abbildung 6.12 durch Einteilung in Leistungsklassen zur Ermittlung des Schwellwerts für das Spitzenlastmanagement.	141
6.14	Blockschaltbild des entwickelten Regelungsverfahrens für das Spitzenlastmanagement.	143

6.15	Grundsätzliche Vorgehensweise zur Bestimmung der Freigabe für die Aktivierung der Einspeisung aus der Batterie innerhalb des 15-Minuten-Abrechnungsintervalls.	144
6.16	Blockschaltbild des Regelungsverfahrens für die Wirkleistungsregelung am NAP.	147
6.17	Einstellbarer Sollwertebereich in Abhängigkeit des aktuellen Wirkleistungsflusses am NAP und der Einspeisung des Multi-PV für das Regelungsverfahren aus Abbildung 6.16. .	148
6.18	Blockschaltbild des Regelungsverfahrens zur Bereitstellung von Blindleistung am NAP.	149
6.19	Blockschaltbild des Regelungsverfahrens der Blindleistungskompensation.	151
6.20	Simulierter Verlauf eines 15-Minuten-Intervalls mit und ohne Blindleistungskompensation basierend auf Messdaten vom 06. August 2009.	152
6.21	Simulierter Tagesverlauf mit und ohne Blindleistungskompensation basierend auf Messdaten vom 06. August 2009. .	153
7.1	Maximale Spannungsabweichung vom vorgegebenen Sollwert für verschiedene Entkopplungsinduktivitäten und Wirkleistungseinspeisungen des Multi-PV-Stromrichters.	157
7.2	Gemessener Verlauf der Netz- und Lastspannungen der Leiter L1, L2 und L3 bei einer Entkopplungsinduktivität von 1,8 mH, einer Teilnetzlast von 50 kW und einer Wirkleistungseinspeisung des Multi-PV-Stromrichters von 25 kW. .	158
7.3	Messergebnisse der dreiphasigen Blindleistung des Multi-PV-Stromrichters und des Netzes bei Netzspannungsabweichungen ($90\% \leq U/U_n \leq 110\%$) und verschiedenen Entkopplungsinduktivitäten ($0,3\text{ mH} \leq L_{\text{Ent}} \leq 1,8\text{ mH}$); Messung im EZS, übererregter Betriebszustand für $Q > 0$. .	159
7.4	Messergebnisse der dreiphasigen Blindleistung in Abhängigkeit der Netzspannung und der Teilnetzlast. Parameter: $P_{\text{Multi-PV}} = 0\text{ kW}$, $L_{\text{Ent}} = 1,8\text{ mH}$. Messung im EZS, übererregter Betriebszustand für $Q > 0$	160
7.5	Transienter Verlauf der Spannungen und Ströme während eines Netzspannungseinbruchs. Parameter: Restspannung von 85 % der Nennspannung, Dauer des Einbruchs von 100 ms, Entkopplungsinduktivität von 1,8 mH, Wirkleistungseinspeisung des Multi-PV-Stromrichters von 50 kW und geschützte Teilnetzlast von 100 kW.	162

7.6	Minimal gemessene Halbschwingungseffektivwerte der geschützten Teilnetzlast bei einem einphasigen Spannungseinbruch (L1) des Netzes auf 85 % der Nennspannung als Restspannung.	163
7.7	Minimal gemessene Halbschwingungseffektivwerte der geschützten Teilnetzlast bei zweiphasigen Spannungseinbrüchen (L1, L2) des Netzes auf 85 % der Nennspannung als Restspannung.	163
7.8	Minimal gemessene Halbschwingungseffektivwerte der geschützten Teilnetzlast bei dreiphasigen Spannungseinbrüchen (L1, L2, L3) des Netzes auf 85 % der Nennspannung als Restspannung.	164
7.9	Messergebnisse für Leiter L1 bei 50 kW Einspeisung des Multi-PV-Stromrichters und 100 kW Last im geschützten Teilnetz.	165
7.10	Prinzipielles Verhalten des Multi-PV bei einem Netzfehler. .	169
7.11	Messung der Reaktion des Multi-PV-Stromrichters auf einen dreiphasigen Netzfehler ohne Einsatz der Entkopplungsinduktivität und Verwendung eines stromgeregelten Verfahrens im Netzparallelbetrieb.	171
7.12	Gemessene Reaktion des Multi-PV-Stromrichters bei einem dreiphasigen Netzfehler bei Einsatz einer Entkopplungsinduktivität von 0,6 mH.	172
7.13	Wirk- und Blindleistungsregelung des Multi-PV-Stromrichters per externer Sollwertvorgabe. Messungen im Rahmen des Projekt FENIX.	174
7.14	Vergleich des Lastverlaufs (15-Minuten-Mittelwerte) am NAP mit und ohne Spitzenlastmanagement (Lastverlauf ohne Spitzenlastmanagement ist aus den Messwerten berechnet).	175
7.15	Ablauf des Spitzenlastmanagements innerhalb eines 15-Minuten-Abrechnungsintervalls. Die Verläufe ohne Spitzenlastmanagement sind aus Messwerten berechnet.	177
7.16	Regelung des Wirkleistungsflusses am NAP durch eine angepasste Leistungseinspeisung aus der Batterie des Multi-PV-Stromrichters.	178
7.17	Monatsauswertung der Blindleistungskompensation am NAP durch den Multi-PV-Stromrichter im August 2009.	180

7.18	Verlauf der 15-Minuten-Mittelwerte der Blindleistung am NAP mit und ohne Kompensation durch den Multi-PV-Stromrichter am 17. August 2009 (Kurvenverlauf ohne Kompensation aus Messwerten errechnet).	181
7.19	Blindleistungskompensation am 14. August 2009 während eines 15-Minuten-Intervalls, Kurvenverläufe ohne Kompensation sind aus Messdaten nachträglich berechnet. Einspeisung induktiver Blindleistung für $Q > 0$, EZS.	182
7.20	Bereitstellung eines Blindleistungssollwerts am NAP ($Q > 0$ entspricht Bezug induktiver Blindleistung aus dem öffentlichen Netz, Verbraucherzählpeilsystem (VZS)) durch Blindleistungsbereitstellung durch den Multi-PV ($Q > 0$ entspricht Einspeisung induktiver Blindleistung, EZS). . . .	183
A.1	Geometrische Verhältnisse für die Herleitung der Spannungen bei unsymmetrischen Netzfehlern	VIII
A.2	Modell des AC-Teils des Multi-PV-Stromrichters mit idealen Spannungsquellen.	XI
A.3	Modell des Multi-PV-Stromrichters zur Simulation auf Leistungshalbleiterebene.	XI
A.4	Erstellte Oberflächen in <i>ControlDesk</i> für die Steuerung und Eingriffsmöglichkeiten auf das Labormuster während der Labortests.	XII

C Tabellenverzeichnis

2.1	Eckwerte für S_k und Ψ_k in Abhängigkeit der Nennspannung nach [16]	13
2.2	Ausgewählte Merkmale der Netzqualität und deren Grenzwerte nach DIN EN 50160 [23] für NS-Netze	19
2.3	Grenzwerte für langsame Spannungsänderungen nach [23], [25], [26] und [27] für NS-Netze	21
2.4	Grenzwerte für Kurz- und Langzeitflicker nach [23], [25], [26] und [27] für NS-Netze	23
2.5	Kurzzeitig erlaubte Erhöhungen der Oberschwingungsspannungen um den Faktor k_ν nach [23], [25], [26] und [27] für NS-Netze	25
2.6	Grenzwerte für den Gesamtverzerrungsfaktor THD nach [23], [25], [26] und [27] für NS-Netze	25
2.7	Grenzwerte Spannungsunsymmetrie nach [23], [25], [26] und [27] für NS-Netze	27
3.1	Technische Daten der MSEE des <i>Fraunhofer IWES</i>	46
3.2	Übersicht der Spannungseinbruchstests für dezentrale Erzeuger nach [13, Tabelle 1 und 2]	52
3.3	Bereich der Blindleistungsbereitstellung durch dezentrale Erzeuger im MS- und NS-Netz nach [8] und [9].	70
4.1	Erweiterte Auflistung und Kategorisierung realisierbarer Zusatzfunktionalitäten von multifunktionalen PV-Batterie-Stromrichtersystemen auf Grundlage von [41] und [42].	83
4.2	Vor- und Nachteile der Konzepte für multifunktionale PV-Batterie-Stromrichtersysteme [52]	86
4.3	Übersicht möglicher Betriebsarten und Zusatzfunktionalitäten bei einer Anwendung in einem Industrienetz in Abhängigkeit der Systemkonfiguration des Multi-PV-Systems	90
4.4	Angenommener Wertebereich der Parameter für eine exemplarische Auslegung der Hauptkomponenten	98

5.1	Bewertung der eingesetzten Modelle für die Regelungs- und Betriebsführungsentwicklung des Multi-PV-Stromrichters . .	108
5.2	Messstellen des Multi-PV-Labormusters	113
5.3	I/O-Schnittstellen des Multi-PV-Labormusters	113
5.4	Grundlegende Betriebsarten des Multi-PV-Prototypenstromrichters. Entwickelt und implementiert durch <i>SMA</i>	118
5.5	Verfügbare Sollwertvorgaben für den Multi-PV-Prototypenstromrichter	118
6.1	Parameter der Simulationen in Abbildung 6.5 und Abbildung 6.6 für die verschiedenen Varianten	128
7.1	Überblick der getesteten Zusatzfunktionalitäten mit Zuordnung zu den Versuchsplattformen	155
7.2	Vorgabe der Oberschwingungsspannungen des nachgebildeten vorbelasteten Netzes	165
7.3	Einflussfaktoren für die Auslegung der Entkopplungsinduktivität bei Nutzung des Regelungsverfahrens der induktiven Entkopplung	168

D Literaturverzeichnis

- [1] *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), September 2010.
- [2] *Erneuerbare Energien in Zahlen - Nationale und internationale Entwicklung*. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Juni 2009.
- [3] *Nationaler Inventarbericht*. Umweltbundesamt, Januar 2010.
- [4] *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland*. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Februar 2016.
- [5] *EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz: Leitfaden für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien an das Hoch- und Höchstspannungsnetz in Ergänzung zu den NetzCodes*. VDN Leitfaden, Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW, August 2004.
- [6] *Transmission Code 2007: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. Verband der Netzbetreiber e.V. beim VDEW, August 2007.
- [7] *VDE-AR-N 4120 Anwendungsregel: Technische Bedingungen für den Anschluss und Betrieb von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz (TAB Hochspannung)*. Anwendungsregel, Forum Netztechnik und Netzbetrieb im VDE e.V., Januar 2015.
- [8] *Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz: Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz*. Technische Richtlinie, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., Juni 2008.
- [9] *VDE-AR-N 4105 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz: Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb*

- von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. Anwendungsregel, Forum Netztechnik und Netzbetrieb im VDE e.V., August 2011.
- [10] STRAUSS, P.: *Einfluss des Frequenzverhaltens kleiner Generatoren und Lasten auf Stromnetze unter besonderer Berücksichtigung großer Netzstörungen*. Dissertation, Universität Kassel, 2009.
- [11] HAASE, T., T. PREVOST und H. URDAL: *Justification of the FRT-Requirement for Type B Units in the RfG Network Code*. Präsentation bereitgestellt durch Hr. Schulz, 50Hertz Transmission GmbH, 2012.
- [12] SCHULZ, S.: *SDL-Bonus in der Regelzone 50Hertz*. 2012.
- [13] *Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten und -anlagen Teil 3: Bestimmung der Elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen am Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz*. Revision 22. Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien FGW e. V. , Juli 2011.
- [14] SCHLABBACH, J. und D. METZ: *Netzsystemtechnik*. VDE Verlag GmbH, 2005.
- [15] HANDSCHIN, E.: *Elektrische Energietechnik, Kapitel III, Elektrische Betriebsmittel*. Vorlesungsskript, 2005.
- [16] VALOV, B.: *Auslegungskonzept des Netzanschlusses von PV-Kraftwerken zwecks Spannungsstabilisierung und voller Nutzung der Netzkapazität*. 24. Symposium Photovoltaische Solarenergie. OTTI e.V., Bad Staffelstein, März 2009.
- [17] ENGLER, A.: *Regelung von Batteriestromrichtern in modularen und erweiterbaren Inselnetzen*. Dissertation, Universität Kassel, 2001.
- [18] JAHN, J.: *Energiekonditionierung in Niederspannungsnetzen unter besonderer Berücksichtigung der Integration verteilter Energieerzeuger in schwachen Netzausläufern*. Dissertation, Universität Kassel, 2008.
- [19] SCHWAN, M.: *Versorgungsqualität im liberalisierten Markt*. Präsentation 9. Fachkongress Zukunftsenergien, März 2005.
- [20] *4th Benchmarking Report on Quality of Electricity Supply 2008*. Council of European Energy Regulators, Dezember 2008.

-
- [21] MEYER, J.: *Internationaler Rahmen zur Servicequalität*. Präsentation, ETG-Fachtagung Versorgungsqualität im deutschen Stromversorgungssystem, Dezember 2005.
- [22] FUMAGALLI, E., P. GARRONE, L. GRILLI und R. REDONI: *Service Quality in Electricity Supply: The Customer's Costs*. Januar 2008.
- [23] *DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*. Beuth Verlag GmbH, 2011. Deutsche Fassung der EN 50160:2011-02.
- [24] BIER, C.: *Regulierung der Stromversorgungsqualität im Hinblick auf kurze Versorgungsunterbrechungen und Spannungseinbrüche*. VIK-Positionspapier, Juni 2010.
- [25] *DIN EN 61000-2-2: Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) Teil 2-2: Umgebungsbedingungen – Verträglichkeitspegel für niederfrequente leitungsgeführte Störgrößen in öffentlichen Niederspannungsnetzen*. VDE-Verlag GmbH. Deutsche Fassung der EN 61000-2-2: 2002.
- [26] *DIN EN 61000-2-4: Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) Teil 2-4: Umgebungsbedingungen – Verträglichkeitspegel für niederfrequente leitungsgeführte Störgrößen in Industrieanlagen*. VDE-Verlag GmbH. Deutsche Fassung der EN 61000-2-4: 2002.
- [27] MEYER, J.: *Power Quality in der Praxis*. Präsentation, März 2005.
- [28] *Spannungsstörungen: Einführung in die Unsymmetrie*. Leitfaden Netzqualität, Deutsches Kupferinstitut, August 2004.
- [29] HECK, T.: *Beschreibung von Elektroenergiequalität an der Schnittstelle zwischen Elektroenergieversorgungsnetz und Elektroenergieabnehmer*. Dissertation, TU Ilmenau, 2004.
- [30] <http://www.netztransparenz.de>.
- [31] <http://www.transparency.eex.com>.
- [32] NITSCH, J., T. PREGGER, T. NAEGLER, Y. SCHOLZ, M. STERNER, N. GERHARDT, A. VON OEHSSEN, C. PAPE, Y.-M. SAINT-DRENAN und B. WENZEL: *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Dezember 2010.

- [33] KRAICZY, M.: *Technische Bewertung von Netzbetriebsführungsverfahren anhand eines realen Mittelspannungsnetzes mit hoher dezentraler Erzeugungsdichte*. Diplomarbeit, Universität Kassel, Fraunhofer IWES, März 2012.
- [34] *Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien*. Technischer Bericht, FGH e.V., CONSENTEC, IAEW, 2012.
- [35] *Technische Richtlinien für Erzeugungseinheiten und -anlagen Teil 8: Zertifizierung der Elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen am Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetz*. Revision 5. Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien FGW e. V. , Juli 2011.
- [36] 14TH INTERNATIONAL POWER ELECTRONICS AND MOTION CONTROL CONFERENCE, EPE-PEMC: *Transformer Based Voltage Sag Generator to perform LVRT and HVRT Tests in the Laboratory*, 2010.
- [37] *Wind turbines - Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines*. IEC, 2008. Edition 2.
- [38] BOLLEN, M. H.: *Understanding Power Quality Problems: Voltage Sags and Interruptions*. ISBN: 9780470546840. Wiley-IEEE Press, 1 Auflage, 2000.
- [39] HABER, A.: *Analyse von Spannungseinbrüchen und mögliche Abhilfen in einem Industriebetrieb*. Diplomarbeit, TU Graz, 2001.
- [40] *Messwerte und Parameter*. Technische Beschreibung, SMA Solar Technology AG.
- [41] BRAUN, M., T. STETZ und K. BÜDENBENDER: *Integration of Photovoltaic in Distribution Systems*. In: *Electric Cars and Integration of Renewable Energy at the 2020 Horizon*, Lungby, März 2010.
- [42] VDE: *Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger - Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf*. VDE-Studie, 2009.

- [43] <http://www.sunnyportal.com/Templates/PublicPageOverview.aspx?plant=87030710-ec65-496d-916d-2ba6f0df2380&splang=de-DE>.
- [44] BLACHA, N.: *Funktionale Sicherheit von Stromrichtern in Netzen*. Kasseler Symposium Energie Systemtechnik, September 2008.
- [45] *Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz*. Technischer Hinweis, Forum Netztechnik und Netzbetrieb im VDE e.V., Juni 2013.

Veröffentlichungen mit eigenem Beitrag

- [46] GEIBEL, D., T. DEGNER, T. REIMANN, B. ENGEL, T. BÜLO, J. P. DA COSTA, W. KRUSCHEL, B. SAHAN und P. ZACHARIAS: *Active intelligent distribution networks - Coordinated voltage regulation methods for networks with high share of decentralised generation*. Lissabon, Mai 2012. CIRED Workshop.
- [47] BRAUN, M., J. VON APPEN, H. BARTH, T. DEGNER, K. DIWOLD, D. GEIBEL, E. KÄMPF, F. MARTEN, F. NIEDERMEYER und T. STETZ: *Neue Auslegung und Betriebsführung von Verteilnetzen in dezentralen Versorgungsstrukturen*. 17. Kasseler Symposium Energie Systemtechnik, Oktober 2012.
- [48] ARNOLD, G., T. DEGNER, D. GEIBEL, B. ENGEL, J. JAHN und H. KNOPF: *Erfahrungen mit der Prüfung und Zertifizierung von PV-Erzeugungseinheiten /-anlagen gemäß BDEW-Mittelspannungsrichtlinie*. 26. Symposium Photovoltaische Solarenergie. OTTI e.V., Bad Staffelstein, März 2011.
- [49] *Photovoltaische Energiemanagement Station*. Zwischenbericht Projektphase 2, 2.Halbjahr, 1.Juli bis 31. Dezember, 2009.
- [50] GEIBEL, D., G. ARNOLD, F. GAFARO, K. D. BRABANDERE, J. JAHN, H. KNOPF, V. SAKSCHEWSKI und D. STRÜCKER: *Verhalten bei Störungen im Netz – Beschreibung des Prüfablaufes am Fraunhofer IWES für die Zertifizierung des Sunny Tripower STP15000TL-10*. Bericht, Fraunhofer IWES in Zusammenarbeit mit der SMA Solar Technology AG, 2010.
- [51] GEIBEL, D.: *European DERlab Workshop on Interconnection Requirements for Distributed Generation - Fault Ride Through (FRT)*. Technischer Bericht, Fraunhofer IWES, 2009.

- [52] STRAUSS, P., M. LANDAU, M. BRAUN, T. DEGNER, D. GEIBEL, R. GEIPEL, J. JAHN, J. PRIOR, V. SCHLEBUSCH, A. SHUSTOV, T. STETZ und M. VANDENBERGH: *Multifunktionale Photovoltaik-Stromrichter: Optimierung von Industrienetzen und öffentlichen Netzen*. Abschlussbericht, November 2010.
- [53] GEIBEL, D., J. JAHN und R. JUCHEM: *Simulation model based control development of a multifunctional PV-inverter*. 12th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE), Aalborg, September 2007.
- [54] GEIBEL, D., M. BRAUN, M. LANDAU, P. STRAUSS, C. HARDT, J. REEKERS und M. VOGEL: *Multifunktionale PV-Stromrichter in Industrienetzen*. Kasseler Symposium Energie Systemtechnik, September 2008.

In dieser Arbeit wird dargestellt, wie PV-Einheiten mit Kraftwerkseigenschaften, erweitert mit einer Batterie, multifunktional eingesetzt werden können, um für den Netz- oder Anlagenbetreiber im Verteilungs- oder Industrienetz einen Mehrwert zu erbringen. Es wird der Anwendungsfall eines Industrienetzes mit PV-Leistungen größer gleich 100 kW_p angenommen. Hierfür wird ein multifunktionales PV-Batterie-Stromrichtersystem mit dem Namen *Multi-PV* entworfen.

Kern der Arbeit ist die Entwicklung eines Gesamtkonzepts zur Regelung und Betriebsführung des *Multi-PV-Systems*. Hierfür werden Regelungsverfahren, sowohl auf Stromrichterregelungsebene als auch auf übergeordneter Ebene, entworfen, durch Simulationen überprüft und miteinander verknüpft. Das Verfahren der induktiven Entkopplung, das Spitzenlastmanagement, die Blindleistungskompensation und die momentane Wirk- und Blindleistungsregelung an einem Netzanschlusspunkt stehen dabei im Mittelpunkt.

Die praktische Umsetzung des *Multi-PV-Systems* erfolgt in Zusammenarbeit mit Projektpartnern in zwei Versuchsplattformen (Labormuster und Prototypensystem). Für den Nachweis der Anwendbarkeit der entwickelten Verfahren und des Gesamtkonzepts findet ein Testbetrieb mit den Versuchsplattformen im Labor- sowie Industrienetz statt. Die Ergebnisse dieses Testbetriebs werden ausführlich bewertet und diskutiert.

ISBN 978-3-7376-0324-9

