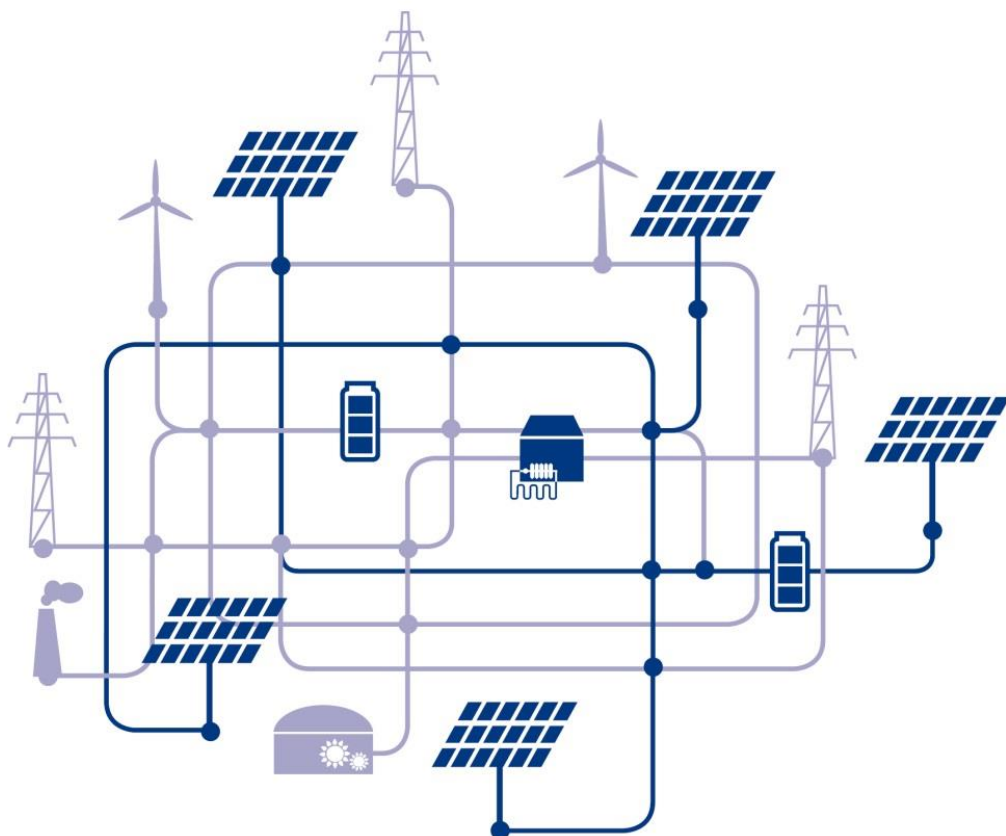


PV-NETZINTEGRATION

Energiesystemtechnische Aspekte und Umsetzungswege



PV-NETZINTEGRATION

Energiesystemtechnische Aspekte und Umsetzungswege

Auswertung im Projekt »Netzintegration von Photovoltaikanlagen«
im Unterauftrag von Ecofys im Rahmen des Gesamtvorhabens vom
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMUB)
Ausschreibungsnummer: 2011/S 220-358129

Stand: Mitte 2015

Dr.-Ing. Philipp Strauß

Prof. Dr.-Ing. Martin Braun

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, IWES
Bereich Anlagentechnik und Verteilungsnetze
Königstor 59
34119 Kassel

Kontakt:
Johannes Dasenbrock
Telefon: 0561 7294-209
E-Mail: johannes.dasenbrock@iwes.fraunhofer.de

Bearbeiter des Fraunhofer IWES:

Dr.-Ing. Gunter Arnold
Heike Barth
Dr.-Ing. Stefan Bofinger
Prof. Dr.-Ing. Martin Braun
Johannes Dasenbrock
Dominik Geibel
Norman Gerhardt
Wolfram Heckmann
Erika Kämpf
Markus Kraiczky
Dr.-Ing. Kurt Rohrig
Axel Seibel
Markus Speckmann
Raphael Spiekermann
Dr. Thomas Stetz
Dr.-Ing. Philipp Strauß

Inhalt

1		
Einleitung		7
2		
Methodik		8
2.1		
Bewertungsmatrix		9
2.2		
Zeitrahen		10
2.3		
Zusammenfassung der Einzelthemen		10
3		
Zusammenfassung		12
3.1		
Zielsetzung, Dringlichkeit und Zielerreichungsgrad in der Forschung, Entwicklung und Umsetzung		12
3.2		
Handlungsempfehlungen		15
4		
Frequenzhaltung (Frequenzstabilität und Regelreservepool)		19
4.1		
Momentanreserve		20
4.2		
Primär-, Sekundärregelung und Minutenreserve		23
4.3		
Verhalten außerhalb des Normalbetriebs		28
5		
Spannungshaltung (Spannungsstabilität und Reduktion Netzausbau)		31
5.1		
Fault-Ride-Through-Verhalten		32
5.2		
Spannungsqualität/ Netzurückwirkungen (Oberschwingungen, Symmetrierung)		36
5.3		
Blindleistungsregelung durch PV-Wechselrichter zur Spannungshaltung (lokal und zentral)		41
5.4		
Wirkleistungsregelung durch PV-Wechselrichter zur Spannungshaltung (lokal und zentral)		47
5.5		
Spannungsregelung durch weitere Netzbetriebsmittel (z. B. RONTS)		52
6		
Systemarchitektur		56
6.1		
Schwarzstart und Netzwiederaufbau		57
6.2		
Netzschutz		61
6.3		
IKT-Infrastruktur		66
6.4		
(Permanentes) Einspeisemanagement		72

6.5	
(Räumliche) Steuerung des PV-Zubaus	77
6.6	
Eigenverbrauch.....	82
7	
Abbildungsverzeichnis.....	88
8	
Tabellenverzeichnis	89
9	
Berücksichtigte Projekte und Studien.....	91
10	
Literaturverzeichnis.....	93

Abkürzungsverzeichnis

BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BSW	Bundesverband Solarwirtschaft
DEA	Dezentrale Erzeugungsanlage(n)
DERlab	European Distributed Energy Resources Laboratories e.V.
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EinsMan	Einspeisemanagement
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EZA	Erzeugungsanlage
EZE	Erzeugungseinheiten
FRT	Fault-Ride-Through
HVRT	High-Voltage-Ride-Through
MS	Mittelspannung
NAP	Netzanschlusspunkt
NS	Niederspannung
OS	Oberschwingung
PV	Photovoltaik
RONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VDN	Verband der Netzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber
WR	Wechselrichter

1 Einleitung

Der elektrische Strombedarf in Deutschland soll entsprechend dem energiepolitischen Ziel der Bundesregierung bis 2050 zu mindestens 80 Prozent aus erneuerbarer Energie gedeckt werden (vgl. Abbildung 1). Der Anteil soll von heute ca. 27,8 Prozent auf mindestens 35 Prozent im Jahr 2020, 50 Prozent 2030 und 65 Prozent in 2040 steigen.

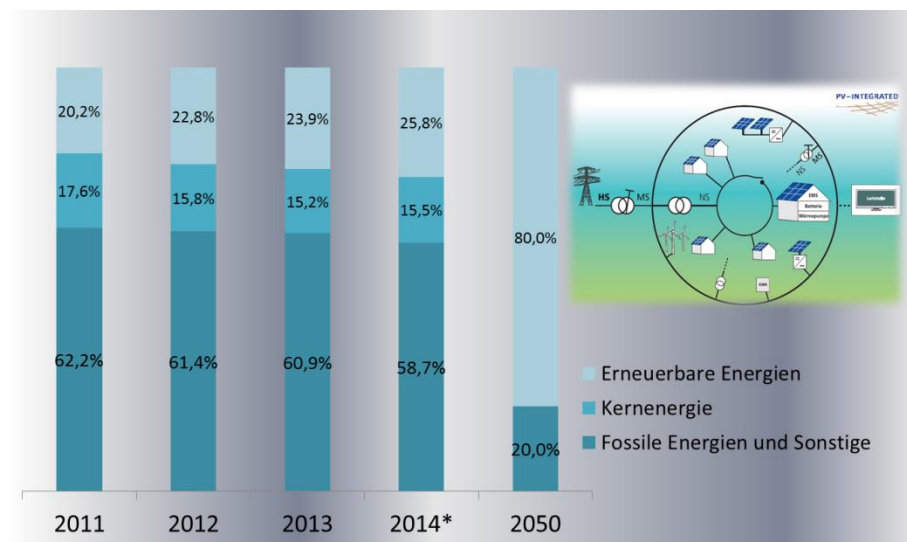


Abbildung 1: Anteile erneuerbarer und konventioneller Energieträger an der Bruttostromerzeugung 2011 bis 2050, *Vorläufige Angaben (Stand: 3. August 2015), Datenquelle: [AGEB2015], [Bund2010]

Die installierte Nennleistung aller geförderten Photovoltaik-Anlagen betrug zum Stichtag 31.08.2015 ca. 39,3 GWp [BNetzA 2015]. Diese wird im Wesentlichen im Verteilungsnetz auf den Niederspannungs- und Mittelspannungsebenen eingespeist, wodurch sich die Struktur der Energieversorgung erheblich verändert und sich neue technologische Herausforderungen ergeben. Aufgrund der politischen Ziele ist weiterhin mit deutlichem PV-Zubau zu rechnen.

Mit diesem Hintergrund wird im Rahmen des vom BMUB beauftragten Projektes »Netzintegration von Photovoltaikanlagen« vom Fraunhofer IWES systematisch der momentane Stand der Wissenschaft und der Technik im Bereich der Netzintegration von Photovoltaikanlagen unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen mit weiteren dezentralen Stromerzeugern aufbereitet sowie technische Trends dargestellt und bewertet. Auf Basis dieser Untersuchungen werden Handlungsempfehlungen zur verbesserten Netzintegration der Photovoltaik abgeleitet.

Ziel dieses Berichts ist eine möglichst umfassende Übersicht der wesentlichen Aspekte der Photovoltaik-Netzintegration hinsichtlich ihres Einflusses und möglicher Unterstützung des Netzbetriebs und der Netzsicherheit, ohne hierbei in den einzelnen Themenschwerpunkten zu tief ins Detail einzusteigen. Die Ergebnisse stellen den aktuellen Weiterentwicklungsbedarf dar und sollen so die notwendigen technologischen wie auch regulatorischen Entwicklungsprozesse zielführend anstoßen und unterstützen.

2 Methodik

Die Photovoltaik-Netzintegration wird in diesem Bericht hinsichtlich ihres Einflusses und möglicher Unterstützung des Netzbetriebs und der Netzsicherheit untersucht. Da die Netzintegration der Photovoltaik nicht losgelöst von anderen Erzeugungsanlagen betrachtet werden kann, wird die Analyse auch unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen mit anderen dezentralen Einheiten durchgeführt.

Die Betrachtung umfasst zunächst die folgenden drei Hauptthemenfelder und ihre Unterthemen:

- **Frequenzhaltung**

- Momentanreserve
- Primär-, Sekundärregelung und Minutenreserve
- Verhalten außerhalb des Normalbetriebes

- **Spannungshaltung**

- Fault-Ride-Through-Verhalten
- Spannungsqualität / Netzzrückwirkungen
- Blindleistungsregelung durch PV-Wechselrichter zur Spannungshaltung
- Wirkleistungsregelung durch PV-Wechselrichter zur Spannungshaltung
- Spannungsregelung durch weitere Netzbetriebsmittel

- **Systemarchitektur**

- Schwarzstart und Netzwiederaufbau
- Netzschutz
- IKT-Infrastruktur
- Einspeisemanagement
- (Räumliche) Steuerung des PV-Zubaus
- Eigenverbrauch

Für die einzelnen Themen wird zunächst eine Übersicht zum Stand der Technik dargestellt. Es folgt eine Übersicht des aktuellen Forschungsstands anhand relevanter Projekte. Um anschließend notwendige Weiterentwicklungen und Empfehlungen ableiten zu können, wird ein Zielzustand definiert. Der tatsächliche zukünftige Zustand liegt innerhalb einer Bandbreite von Möglichkeiten. Aus Komplexitätsgründen wurde hier jedoch die Untersuchung auf einen Zustand beschränkt und darauf verzichtet, die vollständige Bandbreite an Möglichkeiten zu analysieren. Mögliche Methoden, Technologien und Maßnahmen, welche zur Erreichung des definierten Zielzustands eingesetzt werden können oder ggf. noch analysiert und weiterentwickelt werden müssen, werden anhand einer Bewertungsmatrix beurteilt. Abschließend werden Empfehlungen und ein möglicher Lösungsweg mit zeitlichem Rahmen zur Umsetzung und Erreichung des Zielzustands aufgezeigt. Die vollständige Herleitungskette ist in Abbildung 2 dargestellt.

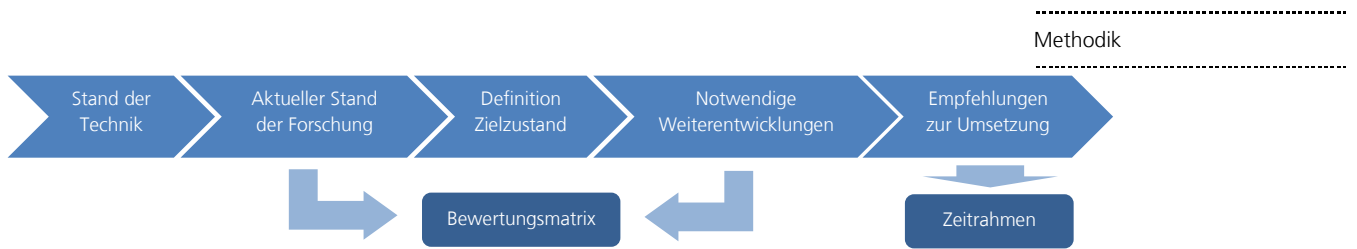


Abbildung 2: Vorgehensweise zur Ermittlung des Entwicklungsbedarfs und der Empfehlungen zur Umsetzung

2.1 Bewertungsmatrix

Die möglichen Methoden, Technologien und Maßnahmen zur Erreichung des definierten Zielzustands werden in jedem Themenkapitel in Form von Bewertungsmatrizen beurteilt. Die Bewertung erfolgt anhand der Kriterien technischer Reifegrad, Einsatzfähigkeit, Wirtschaftlichkeit und Anpassungsbedarf für Gesetze, Richtlinien und Standardisierung. Zusätzlich werden wesentliche Chancen und Risiken in Kurzform dargestellt. Das Bewertungsschema ist in Abbildung 3 dargestellt.

Es ist zu beachten, dass die Bewertungen in der Regel auf Basis erster Untersuchungsergebnisse oder auf Basis von groben Erfahrungswerten durchgeführt werden. Es konnte nicht in jedem Fall auf fundierte Untersuchungen zurückgegriffen werden, da sich der Großteil der Themen noch in der Forschungs- und Entwicklungsphase befindet. Insbesondere die Bewertung der notwendigen Weiterentwicklungen basiert daher auf groben Abschätzungen und kann deshalb lediglich Tendenzen aufzeigen. Die Wirtschaftlichkeit stellt eine erste Abschätzung gegenüber heutigen bzw. konventionellen Lösungen dar.

Bewertung der aufgeführten Methoden, Technologien und Maßnahmen nach den Kriterien...			
Technischer Reifegrad	Anpassungsbedarf Gesetze, Richtlinien, Standardisierung	Einsatzfähigkeit	Wirtschaftlichkeit
Methode, Technologie, Maßnahme vorhanden	Nein , keine Anpassungen notwendig	Kurzfristig (Einsatz in weniger als 2 Jahren möglich)	Wirtschaftlicher als konventionelle Methode, Technologie, Maßnahme
In Entwicklung	Zu prüfen , ggf. Anpas- sung notwendig	Mittelfristig (Einsatz in 2-5 Jahren möglich)	Gleich wirtschaftlich oder zu prüfen
Noch nicht in Entwick- lung	Ja , Änderungen oder neue Regularien notwen- dig	Langfristig (Einsatz nicht vor 5 Jahren absehbar)	Unwirtschaftlicher als konventionelle Methode, Technologie, Maßnahme
Chancen und Risiken	Zusätzliche Erläuterungen und Angaben von Vor- und Nachteilen		

Abbildung 3: Bewertungsschema der Methoden, Technologien und Maßnahmen

2.2 Zeitrahmen

Die aus dem aktuellen Stand der Technik und dem definierten Zielzustand abgeleiteten Empfehlungen und mögliche Lösungswege zur Umsetzung werden in Form eines Zeitrahmens dargestellt. Hierbei wird unterschieden zwischen »Technische sowie wirtschaftliche Untersuchungen und Umsetzung« und »Regulatorische Umsetzung, Standardisierung, Netzanschlussregeln«. Der Lösungsweg ist dabei in einzelne Umsetzungsschritte aufgliedert, denen ein Zeitumfang in Jahreszahlen zugeordnet ist.

Bei der Bestimmung des Zeitrahmens wurden zwei wesentliche Punkte berücksichtigt. Zum einen bis wann das Ziel erreicht werden sollte, um auch bei hoher PV-Erzeugung weiterhin einen sicheren und wirtschaftlichen Netzbetrieb gewährleisten zu können. Hierbei wurde vom zeitlichen Ablauf nach dem Leitszenario der Bundesregierung ausgegangen. Zum anderen wurden auch mögliche Verzögerungen aufgrund umfassender Untersuchungen und infolge weiterer Technologieentwicklung berücksichtigt.

2.3 Zusammenfassung der Einzelthemen

Die wichtigsten Erkenntnisse aus den detaillierten Themenkapiteln werden, wie in Abbildung 4 angedeutet, zusammenfassend dargestellt.

Hauptthema		
Forschung	Entwicklung	Umsetzung
Unterthema		
Zielsetzung der Forschungstätigkeiten	Zielsetzung der Entwicklungstätigkeiten	Zielsetzung der Umsetzung
Zeitraumen zur Erreichung der Zielsetzung		
Fortschrittsbalken		

Abbildung 4: Darstellungsweise des Fortschrittstands der einzelnen Themen

Für jedes Unterthema wird jeweils eine Zielsetzung für die notwendigen Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten sowie für die Umsetzung in der Praxis definiert.

Bei der Darstellung wurde zwischen kurz-, mittel- und langfristigen Zielen unterschieden. Diese sind aus den Lösungswegen, welche in den Zeitrahmen-Tabellen der Einzelthemen dargestellt sind, abgeleitet. Abbildung 5 zeigt die Farbgebung, die verwendet wurde, um den zeitlichen Rahmen darzustellen.

Darstellung des zeitlichen Rahmens zur Erreichung der angegebenen Zielsetzungen		
Kurzfristiges Ziel Zielsetzung in weniger als 2 Jahren zu erreichen	Mittelfristiges Ziel Zielsetzung in 2 bis 5 Jahren zu erreichen	Langfristiges Ziel Zielsetzung in mehr als 5 Jahren zu erreichen

Abbildung 5: Schema des zeitlichen Rahmens für die Zielerreichung

Zusätzlich wird anhand des aktuellen Stands und des Zielzustands der Fortschritt in vier Stufen abgeleitet. Diese Stufen sind mit Fortschrittsbalken dargestellt. Die Bedeutung des jeweiligen Fortschrittsbalkens ist in Abbildung 6 erläutert.

 Methodik

Fortschritt	Forschung	Entwicklung	Umsetzung
	z.B. theoretische Analysen, Simulationen	z.B. Prototypen, Demo, Feldtest...	z.B. marktreifes Produkt, Regularien...
	Nicht vorhanden/ nicht bekannt	Nicht vorhanden/ nicht bekannt	Nicht vorhanden/ nicht bekannt
	Teilergebnisse vorhanden	Labormuster entwickelt	Regularien teilweise erstellt
	Verfeinerung/ Verbesserung der Ergebnisse noch erforderlich	Prototyp entwickelt, Einzeldemo durchgeführt	Marktreifes Produkt besteht
	Kein Forschungsbedarf	Pilot-/ Feldtest durchgeführt	Regularien vollständig erstellt, Wettbewerbsfähiges Produkt besteht

Abbildung 6: Bewertungsschema für den Fortschrittsstand der Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten sowie der Umsetzung

3 Zusammenfassung

3.1 Zielsetzung, Dringlichkeit und Zielerreichungsgrad in der Forschung, Entwicklung und Umsetzung

Im Folgenden werden die Zielsetzung, die Dringlichkeit und der Zielerreichungsgrad in Bezug auf die Forschungs-, Entwicklungs- und Umsetzungsfortschritte der einzelnen Themenfelder im Überblick dargestellt. Die Ergebnisse basieren entsprechend der Bewertungsmethodik nach Kapitel 2 auf den wichtigsten Erkenntnissen der detaillierten Themenbeschreibungen der Kapitel 4 bis 6. In Bezug auf die angegebenen Zielsetzungen ist dargestellt, wie weit die Entwicklung in den jeweiligen Themen bereits fortgeschritten ist und in welchem Zeitrahmen (kurz-, mittel- und langfristig) die Ziele angestrebt werden sollte.

Interpretationshilfe am Beispiel »Momentanreserve«:

Als **Forschungsziel** ist definiert, dass zunächst die Notwendigkeit untersucht werden muss, ob Photovoltaikanlagen zukünftig zur Momentanreserve beitragen müssen oder ob hierfür andere Maßnahmen ausreichend und kostengünstiger sind. Auch eine Beschreibung der technischen Anforderungen an Stromrichter zur Bereitstellung von Momentanreserve ist erforderlich. Dieses Ziel sollte »mittelfristig«, also innerhalb von 2 bis 5 Jahren erreicht werden, wobei der aktuelle **Fortschrittsstand** noch gering ist. Es sind hier lediglich erste Teilergebnisse vorhanden. Falls sich die Notwendigkeit abzeichnet, Momentanreserve mit PV-Wechselrichtern bereitzustellen, ist das **Entwicklungsziel** die technische Realisierung. Für die **Umsetzung** sind entsprechende Regularien festzulegen und Systemkonzepte anzupassen, damit PV-Wechselrichter Momentanreserve bereitstellen. Für die Entwicklung und Umsetzung sind noch keine relevanten Ergebnisse bekannt.

4. Frequenzhaltung		
Forschung	Entwicklung	Umsetzung
4.1 Momentanreserve		
Notwendigkeit der Momentanreserve durch PV untersuchen und technische Beschreibung der Anforderungen an Stromrichter	PV-Wechselrichter können technisch Momentanreserve bereitstellen	Regularien entwickelt und Systemkonzepte sind angepasst, um Momentanreserve durch PV-Wechselrichter bereitzustellen
Mittelfristig	Mittelfristig	Langfristig
Teilergebnisse vorhanden	keine Entwicklungsergebnisse vorhanden	bisher keine Umsetzung
4.2 Primär-, Sekundärregelung und Minutenreserve		
Festlegung eines Nachweisverfahrens und eines Angebotsverfahrens	Ausreichend genaue Bestimmung der möglichen IST-Einspeisung und Prognosen für die Angebotserstellung	PV-Anlagen nehmen am Regelleistungsmarkt teil
Kurzfristig	Mittelfristig	Mittelfristig
Teilergebnisse vorhanden	Einzeldemo durchgeführt	bisher keine Umsetzung
4.3 Verhalten außerhalb des Normalbereichs		
Analyse von sicheren Inselnetzerkennungsverfahren und Netzersatzanlagenbetriebsweisen sowie Netzstützung bei Unterfrequenz durch PV bzw. PV-Batteriesysteme	Entwicklung von sicheren Inselnetzerkennungsverfahren und Netzersatzanlagenbetriebsweisen sowie Netzstützung bei Unterfrequenz durch PV bzw. PV-Batteriesysteme	Sichere Inselnetzerkennungsverfahren und Netzersatzanlagenbetriebsweisen werden eingesetzt und PV bzw. PV-Batteriesysteme werden zur Netzstützung bei Unterfrequenz genutzt
Mittelfristig	Mittelfristig	Mittelfristig
Teilergebnisse vorhanden	Einzeldemo durchgeführt	Regularien teilweise erstellt

5. Spannungshaltung		
Forschung	Entwicklung	Umsetzung
5.1 Fault-Ride-Through-Verhalten		
Analyse der Ausgestaltung von Fault-Ride-Through auf Niederspannungsebene	Entwicklung von PV-Wechselrichtern mit Fault-Ride-Through-Eigenschaften im Niederspannungsnetz	Fault-Ride-Through Anforderungen in Netzanschlussrichtlinien für Niederspannung angegeben und in PV-Wechselrichtern standardmäßig implementiert
Mittelfristig	Mittelfristig	Langfristig
Teilergebnisse vorhanden	Einzeldemo durchgeführt	Einzeldemo durchgeführt
5.2 Spannungsqualität/ Netzurückwirkungen		
Verfahren zu Reduktion der Netzurückwirkungen (z.B aktive Filterung von Oberschwingungsströme) von PV-Wechselrichtern und geeignete Nachweisverfahren entwickelt, Analyse der Notwendigkeit zur Erbringung dieser Funktion	PV-Wechselrichter mit reduzierten Netzurückwirkungen entwickelt und mit Hilfe geeigneter Nachweisverfahren im Feld getestet	Grenzwerte für Netzurückwirkungen und geeignete Nachweisverfahren festgelegt, PV-Wechselrichter mit aktiver Filterung der Oberschwingungsströme eingesetzt
Mittelfristig	Mittelfristig	Langfristig
Teilergebnisse vorhanden	Prototyp entwickelt	Regularien teilweise erstellt
5.3 Blindleistungsregelung durch PV-Wechselrichter		
Kenntnis über die spannungssenkende Wirkung von dezentraler Blindleistungsbereitstellung aufbauen und deren Kosten und technischen Wechselwirkungen einschätzen, Analyse von Vergütungsoptionen der Systemdienstleistung	Umsetzung der Spannungssenkung durch Blindleistungsbereitstellung, Test technischer Wechselwirkungen abgeschlossen	Aktive Nutzung der Möglichkeiten blindleistungsgeregelter Wechselrichter im Netzbetrieb, Überprüfung der weiteren regulatorischen Ausgestaltung notwendig
Kurzfristig	Kurzfristig	Kurzfristig
Ergebnisse noch zu verfeinern	Pilot-/ Feldtest durchgeführt	Regularien vollständig erstellt,
5.4 Wirkleistungsregelung durch PV-Wechselrichter		
Kenntnis über die spannungssenkende Wirkung von dezentraler Wirkleistungsregelung aufbauen und deren Kosten und technische Wechselwirkungen einschätzen, Analyse von Entschädigungsoptionen	Umsetzung der Spannungssenkung durch Wirkleistungsabregelung und Test technischer Wechselwirkungen abgeschlossen	Verfügbarkeit der spannungsabhängigen Wirkleistungsregelung und aktive Nutzung der Zusatzfunktionalität im Netzbetrieb zur Vermeidung von Netzausbau
Kurzfristig	Kurzfristig	Mittelfristig
Ergebnisse noch zu verfeinern	Einzel demos durchgeführt	Bisher keine Umsetzung
5.5 Spannungsregelung durch weitere Betriebsmittel		
Kenntnis über die spannungsregelnde Wirkung von Netzbetriebsmitteln (wie intelligente, regelbare Ortsnetztransformatoren oder Längsregler) aufgebaut sowie Funktionen und Einsatzbereiche definiert	Betriebsmittel: Lokale, intelligente Ortsnetzregler entwickelt und im Feld getestet System: Weiterentwicklung der dezentralen Lösungen	Betriebsmittel: Lokale, intelligente Ortsnetzregler Serienreife System: Eigenständige dezentrale Optimierung von Ortsnetzen durch Netzbetriebsmittel
Mittelfristig	Mittelfristig	Mittelfristig
Ergebnisse noch zu verfeinern	Einzel demo durchgeführt	Lokal Serienreife

6. Systemarchitektur		
Forschung	Entwicklung	Umsetzung
6.1 Schwarzstart und Netzwiederaufbau		
Simulation des Netzwiederaufbaus in dezentralen Versorgungsstrukturen mit viel PV	Durchführung von Feldtests zum Netzwiederaufbau in dezentralen Versorgungsstrukturen mit viel PV	Implementierung in die Regelwerke und Teilsystemtests
Mittelfristig	Mittelfristig	Mittelfristig
Keine Forschungsergebnisse vorhanden	keine Entwicklungsergebnisse vorhanden	Bisher keine Umsetzung
6.2 Netzschutz		
Schutzkonzepte für Netze mit überwiegend dezentraler Erzeugung und intelligenten Geräten definiert	Feldtest von Smart-Grid-fähigen Schutzkonzepten	Aktive, adaptive Schutzkonzepte als Teil der Netzbetriebsführung umgesetzt
Mittelfristig	Langfristig	Langfristig
Bisher keine Umsetzung	Laboruntersuchungen	Bisher keine Umsetzung
6.3 IKT-Infrastruktur		
Identifikation von Rollen, Spezifikation von Anwendungsfällen, Entwicklung der Systemarchitektur und Identifikation der Systemanforderungen	Analyse und Neuentwicklung von Technologien, Test, Integration und Verifikation	Nationale und internationale Standardisierung
Kurzfristig	Mittelfristig	Langfristig
Teilergebnisse vorhanden	Labormuster entwickelt	Regularien teilweise erstellt
6.4 (Permanentes) Einspeisemanagement		
Bewertung Systemantwort auf Wirk- und Blindleistungsmanagement, Formulierung der technischen Anforderungen	Bestehende Produkte hinsichtlich neuer Anforderungen weiterentwickelt	Regularien für ein permanentes Einspeisemanagement müssen angepasst und in Netzbetrieb umgesetzt werden
Kurzfristig	Mittelfristig	Mittelfristig
Teilergebnisse vorhanden	Einzeldemo durchgeführt	Regularien teilweise erstellt
6.5 (Räumliche) Steuerung des PV-Zubaus		
Ermittlung der Optimierungspotenziale des PV-Zubaus bezüglich unterschiedlicher Systemparameter	Entwicklung eines optimierten Zubaupfades für PV	Regularien festgelegt, die den PV-Zubau entlang eines optimierten Zubaupfades steuern
Mittelfristig	Mittelfristig	Mittelfristig
Teilergebnisse vorhanden	keine Entwicklungsergebnisse vorhanden	Bisher keine Umsetzung
6.6 Eigenverbrauch		
Untersuchung des Einflusses von hohem Eigenverbrauch auf das Gesamtenergiesystem	Konzepte zum netzdienlichen Eigenverbrauch entwickelt und im Feld getestet	Umsetzung der Konzepte durch geeignete Technologien und Anreize oder Regularien
Kurzfristig	Mittelfristig	Mittelfristig
Ergebnisse noch zu verfeinern	Laboruntersuchungen	Regularien teilweise erstellt

Zusammenfassung

3.2 Handlungsempfehlungen

Im Folgenden werden die wichtigsten Handlungsempfehlungen der einzelnen Kapitel als Übersicht dargestellt. Es wird angezeigt, ob die Empfehlungen gesetzliche oder technische Regelwerke betreffen:

- **Gesetzliche Regelwerke**
Diese umfassen den regulatorischen Rahmen und Gesetze wie z. B. das EnWG, EEG und KWK-G. In diesem Fall müssen sowohl die Bundesnetzagentur wie auch die Landesregulierungsbehörden und die entsprechenden Ministerien von Bund und Ländern als Akteure eingebunden werden.
- **Technische Regelwerke**
Hierzu zählen z. B. VDE Vorschriften, Grid Codes (national und europäisch) und internationale Normen (IEEE, IEC...). Die technischen Regelwerke werden im Wesentlichen durch Verbände, Netzbetreiber, Gerätehersteller teilweise mit Unterstützung von Forschungsinstituten gestaltet.

Aufgrund der übergreifenden Relevanz und Wechselwirkungen der verschiedenen dezentralen Erzeugungsanlagen untereinander, sowie im Hinblick auf neue intelligente Betriebsmittel, kann die Rolle der Photovoltaik nicht völlig eigenständig betrachtet werden. Daher sind für die Ausgestaltung des Gesamtsystems alle Betriebsmittel und der gesamte Energiemix zu berücksichtigen. Für eine optimale technische und wirtschaftliche Umsetzung sind Synergien bezüglich FuE- und Umsetzungsaufwand zu erkennen und zu nutzen. Diese Optimierung ist als übergeordnete Handlungsempfehlung zu sehen.

Eine zweite übergeordnete Handlungsempfehlung an die Politik betrifft die Förderung von FuE-Projekte zu den dargestellten Themenfeldern. Die Notwendigkeit wird aus den in Kapitel 3.1 dargestellten Fortschrittsbalken deutlich. Eine weitere generelle Handlungsempfehlung geht an die Verbände, diese Anpassungen und Entwicklungen zu begleiten.

Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass stets eine Prüfung bzw. Zertifizierung von neuen Komponenten und Regelungsverfahren notwendig ist, um ein vergleichbares Verhalten bei Produkten unterschiedlicher Hersteller garantieren zu können.

Tabelle 1: Übersicht der übergeordneten Handlungsempfehlungen

Übergeordnete Handlungsempfehlungen		
Handlungsempfehlungen	Politik	Verbände
Für die Ausgestaltung des Gesamtsystems sind alle Betriebsmittel, sowie der gesamte Energiemix (inkl. PV) und die hiermit verbundenen Synergien zu berücksichtigen.	X	X
Förderung von FuE-Projekte innerhalb der beschriebenen Themenfelder unter Berücksichtigung der in Kapitel 3.1 dargestellten Fortschrittsbalken.	X	
Die entsprechenden Verbände sollten die Anpassungen und Entwicklungen innerhalb der FuE-Projekte begleiten.		X
Zur Sicherstellung eines vergleichbaren Verhaltens von Produkten unterschiedlicher Hersteller ist stets eine Prüfung bzw. Zertifizierung von neuen Komponenten und Regelungsverfahren zu gewährleisten.	X	X

Tabelle 2: Übersicht der Handlungsempfehlungen zur Frequenzhaltung

Zusammenfassung

4. Frequenzhaltung			
	Handlungsempfehlungen	Gesetzliche Regelwerke	Technische Regelwerke
4.1	Momentanreserve: Entwicklung von Systemlösungen zur Bereitstellung von Momentanreserve durch PV-Anlagen, falls die Notwendigkeit gegeben ist.		X
4.2	Primär-, Sekundärregelung und Minutenreserve: Festlegung eines Nachweis- und Angebotsverfahrens für die Regelleistungsbereitstellung durch PV-Anlagen		X
4.3	Verhalten außerhalb des Normalbetriebs: Erweiterte Netzstützung durch PV-Batterie Systeme bei Unterfrequenz und Berücksichtigung des Einflusses der erweiterten netzstützenden Funktionalitäten durch PV-Systeme auf die Inselnetzerkennung und den Netzersatzbetrieb		X

Tabelle 3: Übersicht der Handlungsempfehlungen zur Spannungshaltung

Zusammenfassung

5. Spannungshaltung			
	Handlungsempfehlungen	Gesetzliche Regelwerke	Technische Regelwerke
5.1	Fault-Ride-Through-Verhalten: Untersuchung der Stützung von Spannungseinbrüchen durch Anlagen im Niederspannungs-Netz als Beitrag zur Netzstabilität und Ausgestaltung der Anforderungen hinsichtlich des Fault-Ride-Through-Verhalten		X
5.2	Spannungsqualität/ Netzurückwirkungen: Sicherung der Spannungsqualität durch Erarbeitung und Festlegung von angemessenen Grenzwerten für Netzurückwirkungen (insb. Oberschwingungsspannungen und -ströme) von PV-Erzeugungsanlagen in Verbindung mit der Entwicklung geeigneter Nachweisverfahren (rechnerisch und messtechnisch)		X
5.3	Blindleistungsregelung durch PV-Wechselrichter: Gestaltung des regulatorischen Rahmens für einen kosteneffizienten Einsatz von Blindleistung im Rahmen von Netzauslegung und -betrieb		X
5.4	Wirkleistungsregelung durch PV-Wechselrichter: Regelung zur Ermöglichung von Wirkleistungsabregelung zur Einhaltung der Netzbetriebsgrenzen, sofern dies kostengünstiger ist als Netzausbau		X
5.5	Spannungsregelung durch weitere Netzbetriebsmittel: Integration spannungsregelnder Netzelemente in Konzepten zur automatisierten Regelung und Betriebsführung von Netzabschnitten		X

Tabelle 4: Übersicht der Handlungsempfehlungen zur Systemarchitektur

Zusammenfassung

6. Systemarchitektur			
	Handlungsempfehlungen	Gesetzliche Regelwerke	Technische Regelwerke
6.1	Schwarzstart und Netzwiederaufbau: Durch den Zubau sowohl von Photovoltaikanlagen wie auch von anderen dezentralen Erzeugungsanlagen und den Wegfall von zentralen Großkraftwerken sind die Handlungsempfehlungen für einen Netzwiederaufbau neu zu überdenken und zu definieren.	X	X
6.2	Netzschutz: Neue Netzschutzkonzepte für dezentrale Stromversorgungssysteme sollten analysiert und bei positiver Bewertung in technischen Regelwerken berücksichtigt werden		X
6.3	IKT-Infrastruktur: Für alle Systeme und Funktionen, die für die PV-Netzintegration benötigt werden, sind IKT-Infrastruktur und Systemarchitektur auf Grundlage der DKE Normungsroadmap 2.0 schnellstmöglich zu entwickeln		X
6.4	(Permanentes) Einspeisemanagement: Weiterentwicklung des Einspeisemanagements zur dauerhaften (nicht nur übergangsweisen) Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch Wirkleistungs- und Blindleistungsregelung	X	X
6.5	(Räumliche) Steuerung des PV-Zubaus: Die Steuerung des PV-Ausbaus sollte sich an einem Optimum aus Sicht des gesamten Energieversorgungssystems orientieren.	X	X
6.6	Eigenverbrauch: Zur besseren Netzentlastung sollten Anreize zum Eigenverbrauch bei hoher Einspeiseleistung geschaffen werden (Reduzierung der Einspeisespitzen)	X	

4 Frequenzhaltung (Frequenzstabilität und Regelreservepool)

.....
Frequenzhaltung
(Frequenzstabilität und
Regelreservepool)
.....

In diesem Kapitel wird beschrieben, welche Auswirkungen die steigende PV-Durchdringung auf die Frequenzhaltung hat und welche Maßnahmen und Entwicklungsschritte notwendig sind, um trotz oder mit Hilfe von PV-Anlagen weiterhin einen sicheren Netzbetrieb hinsichtlich der Frequenzstabilität zu gewährleisten.

Eine konstante Netzfrequenz innerhalb eines Toleranzbereichs von $50 \pm 0,2$ Hz ist Grundlage für eine gesicherte Energieversorgung. Abweichungen von der Nennfrequenz treten aufgrund eines Ungleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch, beispielsweise durch Lastschwankungen, Kraftwerksausfall oder Prognoseabweichungen auf und bedürfen abgestimmter Regelungsmechanismen zur Frequenzhaltung (vgl. Abbildung 7). Schnelle Frequenzänderungen werden zunächst durch die Momentanreserve kompensiert. Aus stromrichtergekoppelten Generatoren kann über die Statim-Regelung Momentanreserve zur Verfügung gestellt werden (Kapitel 4.1) Anschließend greifen nacheinander die Primärregelung, Sekundärregelung und die Minutenreserve (Kapitel 4.2). Außerhalb des Normalbereichs der Frequenz von $50 \pm 0,2$ Hz ist die oben genannte Regelleistung vollständig ausgeschöpft und es müssen zusätzliche Maßnahmen eingesetzt werden (Kapitel 4.3).

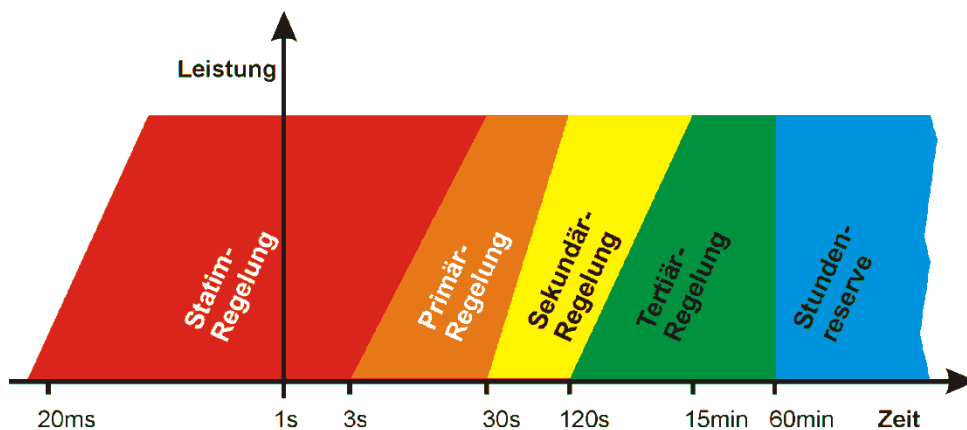


Abbildung 7: Regelungsphasen im stromrichterdominierten Netz – Ergänzung der konventionellen Netzregelung durch die Statim-Regelung, welche Momentanreserve aus stromrichtergekoppelten Generatoren verfügbar macht, Quelle: [Strauß 2009]

4.1 Momentanreserve

.....
 Frequenzhaltung
 (Frequenzstabilität und
 Regelreservepool)

	Forschung	Entwicklung	Umsetzung
Ziel	Notwendigkeit der Momentanreserve durch PV untersuchen und technische Beschreibung der Anforderungen an Stromrichter	PV-Wechselrichter können technisch Momentanreserve bereitstellen	Regularien entwickelt und Systemkonzepte sind angepasst, um Momentanreserve durch PV-Wechselrichter bereitzustellen
Zeit	mittelfristig (2-5 Jahre)	mittelfristig (2-5 Jahre)	langfristig (> 5 Jahre)
Stand	Teilergebnisse vorhanden	keine Entwicklungsergebnisse vorhanden	bisher keine Umsetzung

4.1.1 Stand der Technik und aktuelle Entwicklungen

Schlagartige Änderungen der Erzeugungsleistung oder des Lastbedarfs resultieren in einer Frequenzänderung. Die Bereitstellung von Momentanreserveleistung wirkt in den ersten Sekunden frequenzstützend und wird bisher nicht vergütet.

Für die Momentanreserve tragen Generatoren und Lasten mit direkt gekoppelten elektrischen Maschinen und hiermit verbundenen Massen durch ihre Trägheit bei. Die Systemantwort der direkt gekoppelten trägen Massen ist proportional zur Frequenzänderung. Darüber hinaus trägt auch der Selbstregelungseffekt zur Momentanreserve bei. Der Selbstregelungseffekt entsteht durch frequenzabhängige Lasten, insbesondere unregelmotoren, die ihre Leistungsaufnahme in erster Näherung proportional zur Frequenzabweichung ändern.

Stromrichtergekoppelte Erzeuger verfügen nicht standardmäßig über diese Eigenschaft. Für stromrichtergekoppelte Windkraftanlagen gibt es bereits Lösungsansätze (z. B. von Enercon, GE, Repower). Die notwendige Kurzzeit-Energie für die zusätzliche Leistungseinspeisung wird aus den Drehmassen gewonnen. Für PV-Stromrichter ist noch keine technisch im Feld einsetzbare Lösung bekannt. Da Photovoltaiksysteme im Gegensatz zu Windanlagen vollständig unbewegte Systeme sind, müssten zur Erbringung dieser Systemdienstleistung Anlagen angedrosselt gefahren werden oder Speicher hinzugefügt werden bzw. bei PV-Speichersystemen durch regelungstechnischen Eingriff nutzbar gemacht werden.

Im letzten Entwurf von 2013 des europäischen ENTSO-E Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators wird für PowerPark Modules C und D (Anlagen mit einer Gesamtleistung ≥ 50 MW in Kontinentaleuropa) die Möglichkeit einer zusätzlichen Leistungsabgabe (Momentanreserveleistung) gefordert. Die technische Umsetzung scheint bisher nicht geklärt zu sein. Es ist jedoch denkbar, diese neue Netzdienstleistung ähnlich der Primärregelreserve zu vermarkten und auf die obligatorische Bereitstellung durch z. B. modifizierte PV-Systeme zu verzichten, um eine wirtschaftliche Optimierung über das Marktgeschehen zuzulassen.

4.1.2

Analyse des aktuellen Forschungsstands anhand relevanter Projekte und deren Ergebnisse

Frequenzhaltung
(Frequenzstabilität und
Regelreservepool)

In einem internen Projekt des Fraunhofer IWES sind erste Voruntersuchungen zur Regelung und Bereitstellung von Momentanreserve bzw. Statim-Regelung (Funktionalität der Momentanreserve für stromrichtergekoppelte Systeme) durchgeführt worden. Weitere Untersuchungen werden in zwei öffentlich geförderten Projekten (DEA-Stabil und Transstabil.EE) in diesem Themenfeld vom Fraunhofer IWES und den Partnern durchgeführt. Es ist durchaus denkbar, solche Systemdienstleistungen zukünftig, ähnlich der konventionellen Systemdienstleistungen Primär- und Sekundärregelreserve, zu handeln, d. h. nicht von jedem einzelnen Generator zu fordern, sondern sie über die kostengünstigsten Lösungen bereitzustellen. Beispielsweise ist eine Bereitstellung auch durch entsprechend geregelte Lasten denkbar.

4.1.3

Zielzustand

Aus Sichtweise der Netzregelung sollte bei steigender Durchdringung mit stromrichtergekoppelten Erzeugungsanlagen klar definiert sein, in welcher Art und Menge eine Momentanreserve von PV-Anlagen und anderen stromrichtergekoppelten Anlagen für die Sicherung der Netzstabilität benötigt wird. Es sollte geklärt sein, ob diese neue Systemdienstleistung pro Einheit gefordert wird oder ähnlich wie die Primärregelreserve gehandelt wird.

PV-Anlagen sollten nach entsprechender Anpassung der Regelung und ggf. Hinzufügen von Kurzzeitspeichern prinzipiell die technische Fähigkeit besitzen, Momentanreserve bereitzustellen.

4.1.4

Ausblick notwendiger Weiterentwicklungen und Identifizierung neuer Trends

Für die Umsetzung des Zielzustands für PV-Systeme sind u. a. folgende Forschungsschwerpunkte zu setzen:

- Ermittlung des Bedarfs an Momentanreserve in Abhängigkeit sowohl von installierten stromrichtergekoppelten Generatoren, Speichern und Lasten als auch vom aktuellen Betrieb, insbesondere von Windkraftanlagen und Solaranlagen. Klärung wann und in welchem Umfang synthetische Trägheit vorgehalten werden, sollte. Mit der Bearbeitung dieser Fragen wurde bereits in einigen Projekten, z. B. FNN Studie „Ablösung des klassischen Schwungmassensystems traditioneller Kraftwerke durch Wechselrichtersysteme dezentraler Erzeuger“ begonnen.
- Technische Beschreibung der Systemdienstleistung Momentanreserve bzw. Statim-Regelung unter Berücksichtigung der Entwicklung des Kraftwerkparks und der Eigenschaften von PV-Systemen
- Entwicklung von Systemkonzepten für PV-Stromrichter zur Bereitstellung von Momentanreserve bzw. Statim-Regelung
- Entwicklung von Regelungsverfahren und deren Parametrierung für die Netzregelung
- Entwicklung von Testverfahren für den Nachweis der Systemdienstleistung

4.1.5 Empfehlungen und mögliche Lösungswege zur Umsetzung

.....
 Frequenzhaltung
 (Frequenzstabilität und
 Regelreservepool)

In Tabelle 5 werden mögliche Methoden, Technologien und Maßnahmen, welche zur Erreichung des oben definierten Zielzustands eingesetzt werden können, hinsichtlich ihres technischen Reifegrads, des regulatorischen Anpassungsbedarfs, der Einsatzfähigkeit sowie der Wirtschaftlichkeit bewertet.

Tabelle 5: Bewertungsmatrix für mögliche Methoden, Technologien und Maßnahmen zur Erreichung des Zielzustands der Momentanreserve durch PV

Methode/ Technologie/ Maßnahme	Technischer Reifegrad	Anpassungsbedarf Gesetze, Richtlinien, Standardisierung	Einsatzfähigkeit	Wirtschaftlichkeit	Chancen/ Risiken
Anpassung der Regelung	In Entwicklung	Zu prüfen	Mittelfristig	Zu prüfen	Chance zur kostengünstigen Erhöhung der Systemstabilität bei rechtzeitiger Umsetzung
Integration Kurzzeitspeicher	In Entwicklung	Zu prüfen	Mittelfristig	Zu prüfen	Effektive Maßnahme, wobei die Kosten-Nutzen-Relation zunächst noch sichergestellt sein muss
Handel von Momentanreserve, ähnlich Primär- und Sekundärregelleistung	Noch nicht in Entwicklung	Zu prüfen	Langfristig	Zu prüfen	Chance: Wirtschaftliches Optimum kann durch Vermarktung der Systemdienstleistung erreicht werden

Eine Empfehlung der weiteren Schritte, welche zur Erreichung des definierten Zielzustands noch notwendig sind, wird in Tabelle 6 gemacht. Es wird hier unterschieden zwischen den erforderlichen technischen und wirtschaftlichen Untersuchungen und Umsetzungen sowie der regulatorischen Umsetzung.

Tabelle 6: Zeitlicher Rahmen zur technischen und regulatorischen Umsetzung der Momentanreserve

Zeitraum	Technische sowie wirtschaftliche Untersuchungen (F&E) und Umsetzung (U)	Regulatorische Umsetzung, Standardisierung, Netzanschlussregeln
bis ca.2017	Notwendigkeit der Momentanreserve durch PV oder anderer Stromerzeuger untersuchen (F&E) Technische Beschreibung Momentanreserve für stromrichtergekoppelte Erzeuger (F&E)	
bis ca. 2018		Anpassung Richtlinien
2015-2020	Entwicklung von Systemlösungen (U)	

4.2 Primär-, Sekundärregelung und Minutenreserve

.....
 Frequenzhaltung
 (Frequenzstabilität und
 Regelreservepool)

	Forschung	Entwicklung	Umsetzung
Ziel	Analyse von Nachweisverfahren und Angebotsverfahren	Ausreichend genaue Bestimmung der möglichen IST-Einspeisung und Prognosen für die Angebotserstellung	Festlegung eines Angebots- und Nachweisverfahrens, PV-Anlagen nehmen am Regelleistungsmarkt teil
Zeit	kurzfristig (< 2 Jahre)	mittelfristig (2-5 Jahre)	mittelfristig (2-5 Jahre)
Stand	Teilergebnisse vorhanden	Einzeldemo durchgeführt	bisher keine Umsetzung

4.2.1 Stand der Technik und aktuelle Entwicklungen

PV-Anlagen stellen zurzeit keine der drei Regelleistungsarten (Primär- und Sekundärregelung und Minutenreserve) bereit, weder in Deutschland noch im Ausland.

Das Fraunhofer IWES beschäftigt sich in verschiedenen Forschungsprojekten mit dem Thema Regelleistung durch Photovoltaik. Dies ist zum einen das Projekt »Regenerativkraftwerk 2050« (u. a. Fraunhofer IWES, Cube Engineering, SMA, Siemens; gefördert durch das BMUB), indem die Primär- und Sekundärregelungsbereitstellung durch Photovoltaik demonstriert wird. Zum anderen besteht das Projekt »Regelenergie durch Windkraftanlagen« (Fraunhofer IWES, ENERCON, Energiequelle, TenneT, Amprion; gefördert durch das BMUB), indem ein Vorschlag für die Regelleistungsbereitstellung durch Windkraftanlagen erarbeitet wird. Dieser Vorschlag soll auf die Photovoltaik übertragen werden, da es sich hier ebenfalls um einen fluktuierenden Erzeuger handelt.

4.2.2 Analyse des aktuellen Forschungsstands anhand relevanter Projekte und deren Ergebnisse

Im Projekt »Regenerativkraftwerk 2050« wird die Bereitstellung von Regelleistung (Primär- und Sekundärregelung) durch PV-Anlagen demonstriert (Mitte 2013). Der Feldtest zur Sekundärregelung ist dabei auf die Minutenreserve übertragbar, daher wird kein zusätzlicher Feldtest für die Minutenreserve durchgeführt. Der Nachweis erfolgt dabei über den Vergleich der möglichen Ist-Einspeisung mit der realen Einspeisung (vgl. Abbildung 8). Dieses Nachweisverfahren entspricht nicht den aktuellen Regelungen und ist ein Verfahrensvorschlag, der aus dem Projekt heraus entwickelt wurde. Ob das im Projekt »Regenerativkraftwerk 2050« [AEE] entwickelte und zu demonstrierende Nachweisverfahren regulatorisch umgesetzt wird, ist noch offen. Zurzeit wird die gleiche Diskussion im BMUB-Projekt »Regelenergie durch Windkraftanlagen« [IWES 2012] geführt, an dem auch zwei Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) teilnehmen. Sollte sich für Windkraftanlagen der Nachweis über die mögliche Ist-Einspeisung durchsetzen, so wird dieser Ansatz auch für PV-Anlagen übernommen werden. Der große Vorteil dieses Verfahrens ist, dass keine Energie zur Einhaltung eines Fahrplans verloren geht. Dies erhöht auch die Wirtschaftlichkeit [Jansen et al. 2012]. Ungeklärt ist hierbei noch, ob die Bestimmung der möglichen Ist-Einspeisung so genau erfolgen kann, dass die Anforderungen der Regelleistungsbereitstellung erfüllt werden.

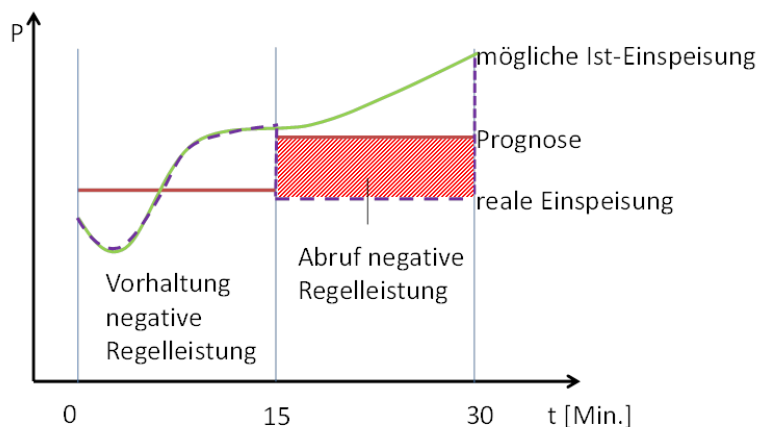


Abbildung 8: Darstellung der Bereitstellung von Regelleistung durch PV mit Hilfe des Nachweises über die mögliche Ist-Einspeisung (grün), die der Einspeisung der unregelten PV-Anlagen entspricht

Im Projekt »Regelenergie durch Windkraftanlagen« wird untersucht, wie die Angebotserstellung für Windkraftanlagen erfolgen kann. Da die Photovoltaik ebenfalls eine schwer zu prognostizierende Technologie ist, sind die Ergebnisse für Windkraftanlagen auf die Photovoltaik übertragbar. Die Angebotserstellung soll mit Hilfe von probabilistischen Prognosen erfolgen. Mit diesen kann bestimmt werden, wie wahrscheinlich das Überschreiten einer Leistung ist [Speckmann und Baier 2011]. Geklärt werden müssen hierbei vor allem noch die Fragen, wie zuverlässig das Angebot sein muss und wie eine Besicherung durch andere Technologien erfolgen kann. Die Schwierigkeit ist, eine Regelung zu treffen, die sowohl die Sicherheit des Gesamtsystems garantiert, als auch eine wirtschaftliche und nennenswerte Regelleistungsbereitstellung durch Windkraftanlagen bzw. Photovoltaikanlagen ermöglicht.

4.2.3 Zielzustand

Der Zielzustand bezieht sich vor allem auf die Angebotserstellung und den Nachweis. Der Nachweis sollte über die mögliche Ist-Einspeisung erfolgen, da dies wirtschaftlicher und ökologischer ist als das jetzige Verfahren, das einen Nachweis über einen vorab geschickten Fahrplan verlangt [Jansen et al. 2012]. Ist die Regelung zum Nachweis geklärt, sollte auch das Präqualifikationsverfahren entsprechend angepasst werden. Für die Angebotserstellung sollte eine Regelung festgelegt werden, die auf probabilistischen Prognosen basiert und eine Balance zwischen der Forderung nach Systemsicherheit und einer wirtschaftlichen und nennenswerten Bereitstellung von Regelleistung aus Photovoltaik schafft.

4.2.4

Ausblick notwendiger Weiterentwicklungen und Identifizierung neuer Trends

Frequenzhaltung
(Frequenzstabilität und
Regelreservepool)

Trends:

- Durch den steigenden Anteil der PV-Anlagen in der Direktvermarktung, interessieren sich immer mehr Direktvermarkter für die Bereitstellung von Regelleistung, da diese Anlagen in der Direktvermarktung erlaubt sind. Daher wird das Interesse an der Regelleistungsbereitstellung durch PV in Zukunft zunehmen.
- Die Bundesnetzagentur plant die Verkürzung der Vorlaufzeit am Sekundärregelleistungsmarkt auf einen Tag [BNetzA 2012 II]. Dies kommt der PV entgegen. Des Weiteren zeichnet sich auch eine Verkürzung der Vorlaufzeit auf einen Tag bei der Primärregelleistung ab.

Weiterentwicklungsbedarf:

- Verbesserung der Bestimmung der möglichen Ist-Einspeisung bei Photovoltaikanlagen. Die mögliche Ist-Einspeisung sollte genau bestimmt werden können, damit der Nachweis darüber erfolgen kann. Bei den zurzeit angewandten Verfahren zur Nutzung der möglichen Ist-Einspeisung wurden die Anforderungen der Regelleistung noch nicht berücksichtigt.
- Verbesserung der probabilistischen Prognose für Photovoltaik. Bei probabilistischen Prognosen für die Photovoltaik sind noch Verbesserungen zu erwarten. Dies gilt insbesondere für die Randbereiche der probabilistischen Prognose, also sehr hohe Zuverlässigkeiten, die für die Regelleistung interessant sind.
- Konzeptionierung eines Besicherungsmarktes. Mit Hilfe eines Besicherungsmarktes können kleine Anbieter, die nicht über einen großen Pool von Anlagen verfügen, sich mit anderen Anbietern zusammenschließen und so gegenseitig ihren Pool besichern. Dadurch muss insgesamt weniger Leistung zur Besicherung vorgehalten werden. Die Möglichkeit zur Besicherung gibt es bereits, jedoch erfolgt diese bilateral und nicht über einen Markt.

4.2.5

Empfehlungen und mögliche Lösungswege zur Umsetzung

Im Projekt »Regelenergie durch Windkraftanlagen« wird ein Verfahren vorgeschlagen, wie Windkraftanlagen Regelleistung bereitstellen können. Dies betrifft vor allem den Nachweis und die Angebotserstellung. Der Vorschlag kann auf die Photovoltaik übertragen werden, da diese ebenfalls ein fluktuierender Erzeuger ist. Mit der Empfehlung ist zeitnah zu rechnen. Aufbauend auf dem Verfahrensvorschlag ist zu erwarten, dass die ÜNB zusammen mit der Bundesnetzagentur Regularien (Nachweis, Angebot) erstellt. Wie diese Regularien ausgestaltet sind und ob diese eine Teilnahme von PV-Anlagen ermöglichen, sowohl aus technischen als auch aus wirtschaftlichen Gründen, ist nicht abzusehen. Aufbauend auf diesen Regularien könnten Photovoltaikanlagen am Regelleistungsmarkt teilnehmen.

Die Verbesserung der Bestimmung der möglichen Ist-Einspeisung und der probabilistischen Prognose ist wichtig für eine sichere und wirtschaftliche Bereitstellung von Regelleistung durch PV-Anlagen. Zu beiden Themen sollten die Forschungsaktivitäten verstärkt werden. Gleiches gilt für die Konzeptionierung eines Besicherungsmarktes.

In Tabelle 7 werden mögliche Methoden, Technologien und Maßnahmen, welche zur Erreichung des oben definierten Zielzustands eingesetzt werden können hinsichtlich

ihres technischen Reifegrads, des regulatorischen Anpassungsbedarfs, der Einsatzfähigkeit sowie der Wirtschaftlichkeit bewertet.

.....
 Frequenzhaltung
 (Frequenzstabilität und
 Regelreservepool)

Tabelle 7: Bewertungsmatrix für mögliche Methoden, Technologien und Maßnahmen zur Erreichung des Zielzustands der Primär-, Sekundärregelung und Minutenreserve durch PV

Methode/ Technologie/ Maßnahme	Technischer Reifegrad	Anpassungsbedarf Gesetze, Richtlinien, Standardisierung	Einsatzfähigkeit	Wirtschaftlichkeit	Chancen/ Risiken
Nachweis der Regelleistungsbereitstellung über die mögliche Ist-Einspeisung	In Entwicklung	Ja	Mittelfristig	Wirtschaftlicher	Ggf. kann die mögliche Ist-Einspeisung nicht ausreichend genau bestimmt werden
Angebotserstellung mit probabilistischen Prognosen	In Entwicklung	Ja	Mittelfristig	Wirtschaftlicher	Erkenntnisse über probabilistische Prognose bei hohen Zuverlässigkeiten auch für Dimensionierung des Bedarfs nutzbar
Verkürzung der Vorlaufzeit am Sekundärregelungsmarkt	Vorhanden	Nein	Kurzfristig	Wirtschaftlicher	Auch gut für andere dezentrale Einheiten (Wind, E-Kfz, BHKW,...)
Konzeptionierung eines Besicherungsmarktes	Noch nicht in Entwicklung	Ja	Langfristig	Wirtschaftlicher	Auch vorteilhaft für andere, vor allem kleine Anbieter

Eine Empfehlung der weiteren Schritte, welche zur Erreichung des definierten Zielzustands noch notwendig sind, wird in Tabelle 8 gemacht. Es wird hier unterschieden zwischen den erforderlichen technischen und wirtschaftlichen Untersuchungen und Umsetzungen sowie der regulatorischen Umsetzung.

Tabelle 8: Zeitlicher Rahmen zur technischen und regulatorischen Umsetzung der Primär-, Sekundärregelung und Minutenreserve durch PV

Zeitraumen	Technische sowie wirtschaftliche Untersuchungen (F&E) und Umsetzung (U)	Regulatorische Umsetzung, Standardisierung, Netzanschlussregeln
2015-2017	Verbesserung der probabilistischen Prognose (F&E) Verbesserung der Bestimmung der möglichen Ist-Einspeisung (F&E)	Festlegung eines Angebots- und Nachweisverfahrens für die Regelleistungsbereitstellung durch Photovoltaik. Anschließend erste Photovoltaikanlagen am Regelleistungsmarkt
2015-2018	Untersuchung der Notwendigkeit eines Besicherungsmarktes (F&E)	Konzeptionierung eines Besicherungsmarktes

4.3

Verhalten außerhalb des Normalbetriebs

.....
 Frequenzhaltung
 (Frequenzstabilität und
 Regelreservepool)

	Forschung	Entwicklung	Umsetzung
Ziel	Analyse von sicheren Inselnetzerkennungsverfahren und Netzersatzanlagenbetriebsweisen sowie Netzstützung bei Unterfrequenz durch PV bzw. PV-Batteriesysteme	Entwicklung von sicheren Inselnetzerkennungsverfahren und Netzersatzanlagenbetriebsweisen sowie Netzstützung bei Unterfrequenz durch PV bzw. PV-Batteriesysteme	Sichere Inselnetzerkennungsverfahren und Netzersatzanlagenbetriebsweisen werden eingesetzt und PV bzw. PV-Batteriesysteme werden zur Netzstützung bei Unterfrequenz genutzt
Zeit	mittelfristig (2-5 Jahre)	mittelfristig (2-5 Jahre)	mittelfristig (2-5 Jahre)
Stand	Teilergebnisse vorhanden	Einzeldemo durchgeführt	Regularien teilweise erstellt

4.3.1

Stand der Technik und aktuelle Entwicklungen

Es wird das Verhalten von PV-Anlagen bei einer Frequenz außerhalb von $50 \pm 0,2$ Hz betrachtet. Außerhalb dieses Bandes ist die Regelleistung bereits vollständig ausgeschöpft.

Überfrequenz

Neue PV-Anlagen mit Anschluss an das Niederspannungs- (NS) bzw. Mittelspannungsnetz (MS-Netz) müssen eine Reduzierung der Leistung ab einer Frequenz von 50,2 Hz mit 40 %/Hz der momentanen Leistung durchführen. Eine Nachrüstung von Bestandsanlagen im Niederspannungsnetz, die noch nicht über diese Funktionalität verfügen, wird aktuell durchgeführt. Das Ziel hierbei ist, dass sich die nachgerüsteten Anlagen in der Summe entsprechend der o. g. Bedingung verhalten. Die vollständige Umrüstung sollte Ende 2014 abgeschlossen sein. Dieses Ziel konnte nicht erreicht werden und die Umrüstung wird vermutlich noch bis Ende 2016 dauern (siehe ENTSO-E SPD Report ENSO-E2014).

In der konkreten technischen Ausgestaltung der P(f)-Statik gibt es Unterschiede zwischen der MS- und NS-Richtlinie. In der MS-Richtlinie wird bei Absinken der Frequenz die aktuelle Leistung beibehalten (mit Hysterese), in der NS-Richtlinie wird eine Erhöhung der Leistung entsprechend der Kennlinie erlaubt (ohne Hysterese). Ein weiterer Unterschied besteht bei der Rückkehr unter eine Frequenz von 50,05 Hz und damit der Erlaubnis wieder die volle verfügbare Leistung in das Netz einzuspeisen. Bei Anlagen am MS-Netz wird ein sofortiger Anstieg der Leistung auf die aktuell verfügbare Leistung erfolgen, was hohe Leistungsgradienten zur Folge haben kann. Bei Anlagen im NS-Netz ist bereits eine Begrenzung des Leistungsgradienten gefordert.

Unterfrequenz

PV-Anlagen müssen bei Unterfrequenz bis 47,5 Hz am Netz bleiben und die verfügbare Leistung ohne Reduktion einspeisen.

4.3.2

Analyse des aktuellen Forschungsstands anhand relevanter Projekte und deren Ergebnisse

Frequenzhaltung
(Frequenzstabilität und
Regelreservepool)

Aktuelle Studien (z. B. [Ecofys 2011]) haben das 50,2 Hz-Problem beschrieben und die Nachbesserung läuft aktuell. Die Implementierung solcher Kennlinien in Wechselrichter kann als Stand der Technik betrachtet werden. Jedoch sind aus Netzsicht folgende Fragestellungen zu beachten:

- Auswirkungen der verschiedenen Kennlinien (mit/ohne Hysterese) in Nieder- und Mittelspannung, insbesondere hinsichtlich des Netzverhaltens nach Leistungssteigerung bei Aufhebung der Wirkleistungsbegrenzung aufgrund des hohen Leistungsgradienten
- Anpassung der Betriebsweisen von Netzersatzanlagen im Niederspannungsnetz zusammen mit PV-Anlagen
- Frequenzstützung bei Unterfrequenz: Welcher zusätzliche Beitrag kann durch die PV-Anlage in diesem Fall neben dem alleinigen Verbleiben am Netz erbracht werden. Hierbei sind insbesondere PV-Batterie Systeme interessant.
- Inselnetzerkennungsverfahren, die einem erweiterten Frequenzbereich und dem Inselnetzbetrieb unterstützenden P(f)-Statiken gerecht werden
- Einfluss unterschiedlicher Parametrierung von P(f)-Statiken, z. B. je Regelzone, auf die Netzstabilität im europäischen Verbundnetz

4.3.3

Zielzustand

Kombinierte PV-Batterie Systeme sollten nicht nur zur Netzstützung bei Überfrequenz beitragen, sondern auch bei Unterfrequenz durch zusätzliche Leistungseinspeisung.

Es sollte eine internationale Harmonisierung der Einstellungen der Kennlinien auf Grundlage von Netzbedürfnissen über die verschiedenen Netzebenen hinweg bestehen.

4.3.4

Ausblick notwendiger Weiterentwicklungen und Identifizierung neuer Trends

Kombinierte PV-Batterie Systeme müssen technisch in der Lage sein, eine zusätzliche Leistungseinspeisung bei Unterfrequenz durchzuführen. Hierfür sind vor allem Netzanschlussrichtlinien anzupassen. Die Thematik der Inselnetzerkennung bzw. des Netzersatzbetriebs muss vor dem Hintergrund der erweiterten Netzstützungs-funktionalitäten von PV-Stromrichtern bzw. kombinierten PV-Batterie Systemen neu bewertet werden. Diesbezüglich ist eine harmonisierte europäische Strategie im Bereich des Verhaltens außerhalb des Normalbereichs erforderlich.

4.3.5

Empfehlungen und mögliche Lösungswege zur Umsetzung

In Tabelle 9 werden mögliche Methoden, Technologien und Maßnahmen, welche zur Erreichung des oben definierten Zielzustands eingesetzt werden können hinsichtlich ihres technischen Reifegrads, des regulatorischen Anpassungsbedarfs, der Einsatzfähigkeit sowie der Wirtschaftlichkeit bewertet.

Tabelle 9: Bewertungsmatrix für mögliche Methoden, Technologien und Maßnahmen zur Erreichung des Zielzustands des Verhaltens außerhalb des Normalbetriebs

Methode/ Technologie/ Maßnahme	Technischer Reifegrad	Anpassungsbedarf Gesetze, Richtlinien, Standardisierung	Einsatzfähigkeit	Wirtschaftlichkeit	Chancen/ Risiken
Harmonisierung Kennlinien für Mittel- und Niederspannung	In Entwicklung	Zu prüfen	Kurzfristig	Zu prüfen	Reduktion der Wechselrichterkosten bei international harmonisierten Anforderungen
Anpassung der Betriebsweisen von Netzersatzanlagen im Niederspannungsnetz	In Entwicklung	Zu prüfen	Kurzfristig	Zu prüfen	Nachrüstkosten
Anpassung Inselnetzerkennung	In Entwicklung	Zu prüfen	Mittelfristig	Zu prüfen	

Anhand des aktuellen Fortschritts und des Zielzustands werden in Tabelle 10 die notwendigen Entwicklungsschritte aufgezeigt und Empfehlungen zum zeitlichen Rahmen der technischen und wirtschaftlichen Untersuchungen sowie der technischen und regulatorischen Umsetzung gemacht.

Tabelle 10: Zeitlicher Rahmen zur technischen und regulatorischen Umsetzung des Verhaltens außerhalb des Normalbetriebs

Zeitraumen	Technische sowie wirtschaftliche Untersuchungen (F&E) und Umsetzung (U)	Regulatorische Umsetzung, Standardisierung, Netzanschlussregeln
2015-2017	Netzstützung bei Unterfrequenz durch PV-Batteriesysteme (U)	Anpassung entsprechender Richtlinien
2015-2016		Anpassung der NS- und MS-Richtlinie hinsichtlich Harmonisierung der Kennlinien
2015-2019	Anpassung Inselnetzerkennungsverfahren (F&E)	

5 Spannungshaltung (Spannungsstabilität und Reduktion Netzausbau)

Spannungshaltung
(Spannungsstabilität und Reduktion Netzausbau)

In diesem Kapitel wird erläutert, welche Auswirkungen die steigende PV-Durchdringung auf die Spannungshaltung und -qualität hat und welche Maßnahmen sowie Entwicklungsschritte notwendig sind, um auch mit Hilfe von PV-Anlagen eine sichere und kosteneffiziente Auslegung und Betriebsführung des Netzes zu gewährleisten.

Im Normalbetrieb sollte die Netzspannung im Nieder- und Mittelspannungsnetz innerhalb eines Bandes von $\pm 10\%$ um die Nennspannung gehalten werden [DIN EN 50160]. Durch die steigende Zahl an dezentralen und stromrichterbasierten Erzeugern wie Photovoltaik ergeben sich jedoch neue Herausforderungen für die Spannungshaltung, sowie neue Möglichkeiten der Wirk- und Blindleistungsregelung durch PV-Anlagen (Abbildung 9).

Es ist hierbei zwischen verschiedenen Arten der Spannungsänderungen zu unterscheiden. Das Verhalten bei kurzzeitigem Spannungseinbruch (Kapitel 5.1) ist bspw. anders sicherzustellen als bei langsamen Spannungsänderungen (Kapitel 5.3, 5.4 und 5.5). Zusätzlich wird die Spannungsqualität auch hinsichtlich Oberschwingungen und Unsymmetrien bewertet (Kapitel 5.2).

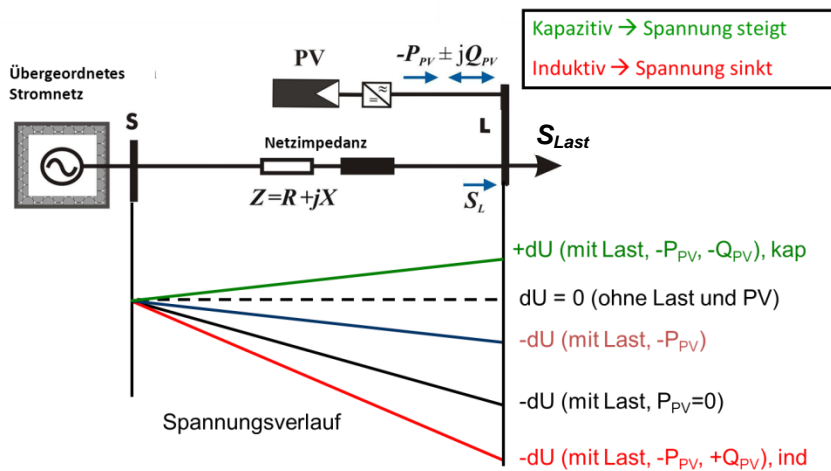


Abbildung 9: Auswirkung von PV-Einspeisung ($-P_{PV}$) auf die Spannung und Prinzip der Spannungshaltung durch Wirk- ($-P_{PV}$) und Blindleistungsregelung (Q_{PV})

5.1 Fault-Ride-Through-Verhalten

Spannungshaltung
(Spannungsstabilität und
Reduktion Netzausbau)

	Forschung	Entwicklung	Umsetzung
Ziel	Analyse der Ausgestaltung von Fault-Ride-Through auf Niederspannungsebene	Entwicklung von PV-Wechselrichtern mit Fault-Ride-Through-Eigenschaften im Niederspannungsnetz	Fault-Ride-Through Anforderungen in Netzanschlussrichtlinien für Niederspannung angegeben und in PV-Wechselrichtern standardmäßig implementiert
Zeit	mittelfristig (2-5 Jahre)	mittelfristig (2-5 Jahre)	langfristig (> 5 Jahre)
Stand	Teilergebnisse vorhanden	Einzeldemo durchgeführt	Regularien teilweise erstellt

5.1.1 Stand der Technik und aktuelle Entwicklungen

Erzeugungseinheiten und –anlagen mit Anschluss an das Mittelspannungsnetz müssen nach [BDEW 2008] technisch in der Lage sein:

- sich bei Fehlern im Netz (1-, 2- und 3-polige Kurzschlüsse) nicht vom Netz zu trennen,
- während eines Netzfehlers die Netzspannung durch Einspeisung eines Blindstroms in das Netz zu stützen
- nach Fehlerklärung dem Mittelspannungsnetz nicht mehr induktive Blindleistung zu entnehmen als vor dem Fehler

Nach der Fehlerklärung ist mit der Wirkleistungseinspeisung durch die Erzeugungseinheit oder -anlage schnellstmöglich fortzufahren (sofort nach Fehlerklärung mit einem Gradienten von mindestens 20 % der Nennleistung pro Sekunde auf den ursprünglichen Wert) [VDN 2007].

Die Höhe des Blindstroms hängt von der Spannungsdifferenz durch den Spannungseinbruch und dem eingestellten k-Faktor ab (detaillierte Beschreibung in [VDN 2007]). Es besteht aber auch die Möglichkeit, die Blindstromeinspeisung zu unterbinden, d. h. während des Netzfehlers bleibt die Anlage nur am Netz. Die Einstellung wird durch den Netzbetreiber vorgegeben und hängt im Wesentlichen vom Anschlussort der Anlage ab.

PV-Anlagen mit Anschluss an das Mittelspannungsnetz müssen die Anforderungen seit dem 01.04.2011 erfüllen. Im Zuge der Einheitszertifizierung wird die Funktionalität messtechnisch überprüft. Messtechnische Erfassung des Verhaltens von realen PV-Anlagen, insbesondere bei einem dezentralen Anlagenkonzept, ist nicht verlangt und deshalb sind Erfahrungen nur eingeschränkt verfügbar.

Auch zur Einspeisung ins Niederspannungsnetz bestehen bereits PV-Wechselrichterprodukte, welche eine FRT-Funktionalität entsprechend der Mittelspannungsrichtlinie aufweisen. In der aktuellen VDE-Anwendungsregel für das Niederspannungsnetz [VDE 2011] wird jedoch keine Fault-Ride-Through (FRT) Funktionalität von den Erzeugern erwartet. Die gültigen Richtlinien beschreiben nur das Verhalten bei einem Spannungseinbruch. Ein Verhalten bei einer Spannungsüberhöhung, dem sogenannten High-Voltage-Ride-Through (HVRT), wird nicht betrachtet.

5.1.2

Analyse des aktuellen Forschungsstands anhand relevanter Projekte und deren Ergebnisse

Spannungshaltung
(Spannungsstabilität und
Reduktion Netzausbau)

FRT im Niederspannungsnetz:

Der Großteil der Stromeinspeisung aus PV erfolgt im Niederspannungsnetz. Netzfehler im Übertragungsnetz haben einen Spannungseinbruch zur Folge, der auch zu einer Verminderung der Spannung im Niederspannungsnetz führt. Es besteht die Gefahr, dass sich dadurch eine hohe Anzahl von Stromrichtern vom Netz trennt (aufgrund der Netzschutzeinstellungen). Die Folge ist ein deutlicher Verlust an Erzeugungskapazität, der zwar lokal begrenzt wäre, aber bei Auftritt in einem Gebiet mit hoher PV-Durchdringung und gleichzeitig hoher Einspeisung durch die Anlagen, zu einem Netzstabilitätsproblem führen könnte.

Dringender Forschungsbedarf wird daher bei folgenden Punkten gesehen:

- Identifizierung der Systemrelevanz von FRT im Niederspannungsnetz
- Erarbeitung von Anforderungen (FRT-Kennlinie, Stromeinspeisung während des Fehlers, welche Einheiten müssen beitragen etc.)
- Europäische Harmonisierung (ENTSO-E Network Code, CENELEC TS 50549-1 etc.)

Diese Fragestellungen können durch detaillierte Netzsimulationen des Übertragungs- und Verteilungsnetzes unterstützt werden. Eine Studie oder ein Projekt (vgl. 50,2 Hz-Problematik), die sich gezielt mit dieser Fragestellung auseinandersetzt und kurzfristige Empfehlungen gibt, erscheint sinnvoll. Mittelfristig wird diese Thematik im Projekt »DEA-Stabil - Beitrag der Windenergie und Photovoltaik im Verteilungsnetz zur Stabilität des deutschen Verbundnetzes« (Fraunhofer IWES, DERlab; gefördert durch das BMUB) behandelt. Parallel ist dieses Thema auch beim VDE/FNN durch die FNN-Roadmap und im speziellen für die Überarbeitung der Anwendungsregel Niederspannung im Fokus. Die FNN Studie „Weiterentwicklung der Anforderungen an Erzeugungsanlagen: Verhalten im Fehlerfall“, Studie der TU Delft (August 2014) im Auftrag Forum Netztechnik/Netzbetrieb kommt zu dem Ergebnis, dass Anlagen in der Niederspannung einen Spannungseinbruch je nach Generatortyp, bis auf 30 - 60 % der Nennspannung durchfahren können sollten. Sofern es das Schutzkonzept zulässt, sollten dreiphasige EZA einen Kurzschlussstrom einspeisen, dabei erscheint eine reine Blindstromeinspeisung als ausreichend.

Anpassung des Schutzkonzepts

Die Schutzkonzepte der Verteilungsnetze sind üblicherweise nicht hinsichtlich der Unterstützung der Netzstabilität durch FRT für das Übertragungsnetz ausgelegt worden (vgl. Kapitel 6.2). Hierbei ergibt sich das Spannungsfeld zwischen einer Erkennung eines Inselnetzbetriebs und der Netzstützung durch dezentrale Erzeugungsanlagen (DEA) im Verteilungsnetz. Erste Arbeiten in diesem Bereich finden derzeit statt (z. B. [Laudahn et al. 2012]).

High-Voltage-Ride-Through

Zu diesem Themenkomplex sind weitere tiefergehende Untersuchungen erforderlich. Für das Hochspannungsnetz sind die Anforderungen in der VDE-AR-N 4120 formuliert. Interessant wäre hier eine Abschätzung, welche Relevanz eine solche Funktionalität für die Systemsicherheit hat.

Messtechnischer Nachweis / Zertifizierung:

Im Projekt »Photovoltaische Energiemanagement-Station – PV-EMS« (SMA, Fraunhofer IWES; gefördert durch das BMUB, FKZ 0325028) wurden Forschungsarbeiten zum Nachweis der Funktionalität für das Einheitenzertifikat durch die Erarbeitung von neuen Testprozeduren für Spannungseinbruchstest auf der Niederspannungsebene, vor allem für PV-Wechselrichter mit kleiner Leistung (<100 kW) durchgeführt. Die Testprozeduren sind allgemein anerkannt und bei verschiedenen Zertifizierungen eingesetzt worden. Erfahrungen bei der Vermessung und Bewertung von real existierenden PV-Anlagen stehen noch weitestgehend aus.

Spannungshaltung
(Spannungsstabilität und
Reduktion Netzausbau)

5.1.3

Zielzustand

PV-Anlagen in den jeweiligen Netzebenen sollten mit der FRT-Funktionalität ausgestattet werden, um die Netzstabilität zu sichern. Es sollte durch nachvollziehbare Netzsimulationen aufgezeigt sein, welche Netzebenen die FRT-Funktionalität bereitstellen müssen. Das Schutzkonzept des Netzes erlaubt die Bereitstellung dieser Funktionalität. Eine Abschätzung sollte vorliegen, ob High-Voltage-Ride-Through (Durchfahren von Überspannungen) für die Systemsicherheit relevant ist.

5.1.4

Ausblick notwendiger Weiterentwicklungen und Identifizierung neuer Trends

Fundierte Netzberechnungen müssen aufzeigen, welche Netzebenen wie an der Netzstützung während eines Netzfehlers teilnehmen müssen. Hierbei sind vor allem folgende Fragestellungen zu nennen:

- FRT auch für PV-Anlagen im Niederspannungsnetz?
 - Besteht Notwendigkeit aus Sicht der Netzstabilität?
 - Wie kann die Kennlinie aussehen?
 - Soll während des Fehlers ein zusätzlicher Strom eingespeist werden?
- Ist ein FRT auch für Überspannungen notwendig?

5.1.5

Empfehlungen und mögliche Lösungswege zur Umsetzung

In Tabelle 11 werden mögliche Methoden, Technologien und Maßnahmen, welche zur Erreichung des oben definierten Zielzustands eingesetzt werden können hinsichtlich ihres technischen Reifegrads, des regulatorischen Anpassungsbedarfs, der Einsatzfähigkeit sowie der Wirtschaftlichkeit bewertet.

Tabelle 11: Bewertungsmatrix für mögliche Methoden, Technologien und Maßnahmen zur Erreichung des Zielzustands des Fault-Ride-Through-Verhaltens von PV

Methode/ Technologie/ Maßnahme	Technischer Reifegrad	Anpassungsbedarf Gesetze, Richtlinien, Standardisierung	Einsatzfähigkeit	Wirtschaftlichkeit	Chancen/ Risiken
Fault-Ride-Through im NS-Netz	Vorhanden	Ja	kurzfristig	Zu prüfen	Bewertung für technischen Reifegrad und Einsatzfähigkeit gilt nur für WR, die auch für MS in Frage kommen
High-Voltage-Ride-Through	Noch nicht in Entwicklung	Ja	mittelfristig	Zu prüfen	Verbesserung der Netzstabilität durch Berücksichtigung aller Extrema

Eine Empfehlung der weiteren Schritte, welche zur Erreichung des definierten Zielzustands noch notwendig sind, wird in Tabelle 12 gemacht. Es wird hier unterschieden zwischen den erforderlichen technischen und wirtschaftlichen Untersuchungen und Umsetzungen sowie der regulatorischen Umsetzung.

Tabelle 12: Zeitlicher Rahmen zur technischen und regulatorischen Umsetzung des Fault-Ride-Through-Verhaltens von PV

Zeitraumen	Technische sowie wirtschaftliche Untersuchungen (F&E) und Umsetzung (U)	Regulatorische Umsetzung, Standardisierung, Netzanschlussregeln
2015-2017	Analyse der Systemrelevanz von FRT (auch HVRT) im NS-Netz und ggf. technische Weiterentwicklung und Umsetzung (F&E / U)	Anpassung der FNN Richtlinie »Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz« hinsichtlich FRT
2015-2020	Anpassung des Schutzkonzepts (F&E / U)	

5.2

Spannungsqualität/ Netzurückwirkungen (Oberschwingungen, Symmetrierung)

Spannungshaltung
(Spannungsstabilität und Reduktion Netzausbau)

	Forschung	Entwicklung	Umsetzung
Ziel	Verfahren zu Reduktion der Netzurückwirkungen (z.B aktive Filterung von Oberschwingungsströme) von PV-Wechselrichtern und geeignete Nachweisverfahren entwickelt, Analyse der Notwendigkeit zur Erbringung dieser Funktion	PV-Wechselrichter mit reduzierten Netzurückwirkungen entwickelt und mit Hilfe geeigneter Nachweisverfahren im Feld getestet	Grenzwerte für Netzurückwirkungen und geeignete Nachweisverfahren festgelegt, PV-Wechselrichter mit aktiver Filterung der Oberschwingungsströme eingesetzt
Zeit	mittelfristig (2-5 Jahre)	mittelfristig (2-5 Jahre)	langfristig (> 5 Jahre)
Stand	Teilergebnisse vorhanden	Prototyp entwickelt	Regulieren teilweise erstellt

5.2.1

Stand der Technik und aktuelle Entwicklungen

Durch den Betrieb von dezentralen Erzeugungseinheiten (EZE) und Erzeugungsanlagen (EZA) können Netzurückwirkungen (Spannungsänderungen, Flicker, Oberschwingungsströme und Unsymmetrien) verursacht werden. Um Rückwirkungen auf andere Netznutzer (Verbraucher- und Erzeugungsanlagen) zu vermeiden, müssen die Netzurückwirkungen am Netzanschlusspunkt (NAP) der DEA auf bestimmte, z. B. in Netzanschlussrichtlinien [BDEW 2008] oder verschiedenen nationalen und internationalen EMV-Normen (IEC 61000-3-x) festgelegte Werte begrenzt werden.

Schnelle Spannungsänderungen (aufgrund von Schalthandlungen) sind bei PV-EZA in der Regel von untergeordneter Bedeutung, da die Ein- und Ausschaltströme von PV-Wechselrichtern im Bereich ihres Nennstroms liegen und im Vergleich zu elektrischen Maschinen (Synchron- und Asynchrongeneratoren) erheblich kleiner sind. Flicker bei PV-Wechselrichtern aufgrund von periodischen Leistungs- und Spannungsänderungen können durch schlecht angepasste Wechselrichter-Regelungen bzw. MPP-Tracker hervorgerufen werden. Die Erhöhung der Flicker durch Einstrahlungsänderungen kann demgegenüber in der Regel vernachlässigt werden.

Die Emission von Oberschwingungs- (OS) und zwischenharmonischen Strömen durch PV-Wechselrichter oder PV-EZA ist von besonderer Bedeutung, da diese Größen maßgeblich die max. zulässige/anschließbare PV-Leistung an vielen Netzanschlusspunkten bestimmen. Weiterhin ist in diesem Zusammenhang von Bedeutung, dass am NAP evtl. vorhandene Netzvorbelastungen (OS-Spannungen) auch einen deutlichen Einfluss auf die OS-Stromemission von PV-Wechselrichtern haben können.

5.2.2

Analyse des aktuellen Forschungsstands anhand relevanter Projekte und deren Ergebnisse

Spannungshaltung
(Spannungsstabilität und
Reduktion Netzausbau)

DG FACTS, Improvement of the quality of supply in distributed generation networks through the integrated application of power electronics techniques

(u. a. Fundación LABEIN, SMA, ISET (jetzt Fraunhofer IWES), Österreichisches Forschungs- und Prüfzentrum Arsenal, gefördert durch die Europäische Kommission, ENK5-CT-2002-00658):

Im Rahmen des Vorhabens DGFACTS wurden Möglichkeiten untersucht, wie die Netzqualitätsverbesserung durch klassische FACTS-Geräte im Übertragungsnetzbereich auf die Niederspannungsebene übertragen werden kann. Hierfür wurden Regelungsverfahren speziell zur Energiekonditionierung im NS-Netz entwickelt, in Wechselrichter-Prototypen implementiert und im Labor sowie Feld getestet. Es konnte gezeigt werden, dass die bekannten Verfahren auch in NS-Netzen angewendet werden können und Wechselrichter so einen wichtigen Beitrag zur lokalen Spannungsqualität und OS-Kompensation leisten können.

Photovoltaische Energiemanagement-Station – PV-EMS (SMA, Fraunhofer IWES; gefördert durch das BMUB, FKZ 0325028):

Im Rahmen des FuE-Vorhabens PV-EMS wurden die aktuell gültigen Prüfrichtlinien für PV-Wechselrichter FGW TR3 (BDEW MS-Richtlinie 2008) und VDE 0124-100 (VDE AR-N 4105) mit erarbeitet und anschließend sowohl für die EZE- als auch EZA-Zertifizierung exemplarisch angewendet.

Die Vermessung der Netzzrückwirkungen (und insbesondere der OS-Ströme) von PV-Wechselrichtern im Labor im Rahmen der EZE-Zertifizierung sowie die Vermessung ganzer PV-Erzeugungsanlagen am NAP haben gezeigt, dass die zurzeit in Richtlinien beschriebenen und für die Zertifizierungsverfahren von PV-EZA verwendeten Berechnungsverfahren deutliche Defizite aufweisen, da sich die für den NAP berechneten OS-Ströme im Vergleich mit den gemessenen Werten erheblich unterscheiden. Für Zertifizierungsverfahren von PV-EZA müssen daher kurz- bis mittelfristig folgende Weiterentwicklungen vorgenommen werden:

1. Überprüfung / Weiterentwicklung der Summationsgesetze (Abschätzung / Berechnung der OS-Stromemission einer PV-EZA am NAP mit Hilfe der OS-Ströme der verwendeten PV-Wechselrichter)
2. Identifikation der Netzvorbelastung bei OS-Feldmessungen
3. Erarbeitung und Implementierung von OS-Modellen der EZE und EZA in Netzsimulationsprogramme
4. Erarbeitung von Grenzwerten und Prüfbedingungen für Netzzrückwirkungen von dezentralen NS-Erzeugungsanlagen:
Die in der VDE AR-N 4105 genannten Grenzwerte für Netzzrückwirkungen (OS-Ströme) wurden ursprünglich für verschiedene Verbrauchergruppen unter Berücksichtigung ihrer jeweiligen Betriebszustände festgelegt. Da sich PV-Wechselrichter nicht nur in Bezug auf die Hardwareausführung und ihre Steuerungsprinzipien erheblich von den in den relevanten Normen berücksichtigten Verbrauchergruppen unterscheiden, sondern auch völlig andere Betriebszustände und Betriebszyklen als z. B. Haushaltsgeräte oder Elektrowerkzeuge aufweisen, erscheint es dringend erforderlich, eigenständige Grenzwerte für die zulässige OS-Emission von PV-Wechselrichtern zu erarbeiten und festzulegen.

Die zuvor genannten Punkte 1 bis 3 werden im Rahmen des FuE-Vorhabens „Netzharmonie“ (FKZ: NET-538-118) adressiert. Das Vorhaben hat im Januar 2015 begonnen und eine Laufzeit bis Dezember 2017. Erste Ergebnisse aus einzelnen Arbeitspaketen sind im Jahr 2016 zu erwarten.

Spannungshaltung
(Spannungsstabilität und
Reduktion Netzausbau)

5.2.3

Zielzustand

Die weiter fortschreitende Verbreitung dezentraler Erzeugungsanlagen sollte auf keiner Netzebene zu einer Verschlechterung der Spannungsqualitätsmerkmale bzw. Netzurückwirkungen führen. Daher sollten die auf Basis langjähriger Erfahrungswerte in nationalen und internationalen Normen und Richtlinien (z. B. Einhaltung der notwendigen jedoch nicht hinreichenden DIN EN 50160) festgelegten Grenzwerte für Spannungsqualitätsmerkmale auch mittel- und langfristig eingehalten werden.

5.2.4

Ausblick notwendiger Weiterentwicklungen und Identifizierung neuer Trends

Eine stärkere Verbreitung sowie steigende Leistungsanteile dezentraler Erzeugungsanlagen bei gleichbleibenden Verträglichkeitspegeln der Spannungsqualitätsmerkmale, erfordern zukünftig eine dementsprechende Verringerung der zulässigen Emissionspegel einer einzelnen Erzeugungsanlage, d. h. eine einzelne Erzeugungsanlage muss sich zukünftig entsprechend »netzfreundlicher« verhalten. Zumindest sollten EZA größerer Leistung am NAP die Einhaltung der aktuell gültigen Grenzwerte kontinuierlich messtechnisch nachweisen. Ein derartiges Verhalten kann z. B. durch folgende Maßnahmen erreicht werden:

1. Implementierung von Verfahren für PV-Wechselrichter zur Reduktion der Netzurückwirkungen (z. B. aktive Filterung von OS-Strömen und aktive Symmetrierung)
2. Kontinuierliche Aufzeichnung der Spannungsqualitätskenngrößen am NAP von PV-EZA

5.2.5

Empfehlungen und mögliche Lösungswege zur Umsetzung

In Tabelle 13 werden mögliche Methoden, Technologien und Maßnahmen, welche zur Erreichung des oben definierten Zielzustands eingesetzt werden können hinsichtlich ihres technischen Reifegrads, des regulatorischen Anpassungsbedarfs, der Einsatzfähigkeit sowie der Wirtschaftlichkeit bewertet.

Tabelle 13: Bewertungsmatrix für mögliche Methoden, Technologien und Maßnahmen zur Erreichung des Zielzustands der Spannungsqualität und Netzzrückwirkungen

Methode/ Technologie/ Maßnahme	Technischer Reifegrad	Anpassungsbedarf Gesetze, Richtlinien, Standardisierung	Einsatzfähigkeit	Wirtschaftlichkeit	Chancen/ Risiken
Verbesserung der Summationsgesetze für Oberschwingungsströme am NAP	In Entwicklung	Nein	Kurzfristig	Wirtschaftlicher	Vereinfachung / Beschleunigung EZA-Zertifizierung; FGW AG OS (Oberschwingungen)
Berücksichtigung einer vorhandenen Netzvorbelastung für die Beurteilung der OS-Emission am NAP	In Entwicklung	Nein	Mittelfristig	Wirtschaftlicher	Vereinfachung / Beschleunigung EZA-Zertifizierung; FGW AG OS
OS-Modelle	In Entwicklung	Nein	Mittelfristig	Wirtschaftlicher	Vereinfachung / Beschleunigung EZA-Zertifizierung; FGW AG OS / DKE AK767.1.3
Festlegung von Grenzwerten für die OS-Emission von PV-Wechselrichtern	In Entwicklung	Ja	Mittelfristig	Wirtschaftlicher	Nicht absehbar; DKE AK767.1.3
Aktive Filterung von OS-Strömen und Symmetrierung	In Entwicklung	Ja	Mittelfristig	Zu prüfen	Vermeidung von zusätzlichen Filter-/Kompensationsanlagen
Aufzeichnung Spannungsqualität	Vorhanden	Ja	Mittelfristig	Zu prüfen	Nutzen: Messtechnischer Nachweis über die Einhaltung der relevanten Grenzwerte Risiken: Gewährleistung Datenschutz und Kosten der Datenhaltung

Eine Empfehlung der weiteren Schritte, welche zur Erreichung des definierten Zielzustands noch notwendig sind, wird in Tabelle 14 gemacht. Es wird hier unterschieden zwischen den erforderlichen technischen und wirtschaftlichen Untersuchungen und Umsetzungen sowie der regulatorischen Umsetzung.

Tabelle 14: Zeitlicher Rahmen zur technischen und regulatorischen Umsetzung der Maßnahmen bezüglich Spannungsqualität und Netzurückwirkungen

Zeitraumen	Technische sowie wirtschaftliche Untersuchungen (F&E) und Umsetzung (U)	Regulatorische Umsetzung, Standardisierung, Netzanschlussregeln
2015-2018	Verbesserung der Summationsgesetze für Oberschwingungsströme am NAP und	
2015-2018	Berücksichtigung einer vorhandenen Netzvorbelastung für die Beurteilung der OS-Emission am NAP	Vereinfachung / Beschleunigung der Zertifizierungsvorschriften; FGW AG OS (Oberschwingungen)
2015-2018	Analyse des Nutzens und der Kosten für eine kontinuierliche Aufzeichnung der Spannungsqualitätskenngrößen am NAP (F&E) Kontinuierliche Aufzeichnung der Spannungsqualitätskenngrößen am NAP der PV-EZA (F&E, U)	Anpassung der VDE-AR-N 4105 »Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz« sowie der TAB MS im Hinblick auf die Forderung eines PQ-Monitoring am NAP
2015-2019	Implementierung von Verfahren zur aktiven Filterung von OS-Strömen und Phasensymmetrierung sowie zugehöriger Analyse des Nutzens und der Kosten (F&E, U)	Anpassung der VDE-AR-N 4105 »Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz« sowie der TAB MS und HS bez. der OS-Bewertung Entwicklung von Nachweis-/Prüfverfahren für die Verbesserung der OS-Emission durch aktive Filter

5.3

Blindleistungsregelung durch PV-Wechselrichter zur Spannungshaltung (lokal und zentral)

Spannungshaltung
(Spannungsstabilität und
Reduktion Netzausbau)

	Forschung	Entwicklung	Umsetzung
Ziel	Kenntnis über die spannungsregelnde Wirkung von Netzbetriebsmitteln (wie intelligente, regelbare Ortsnetztransformatoren oder Längsregler) aufgebaut sowie Funktionen und	Betriebsmittel: Lokale, intelligente Ortsnetzregler entwickelt und im Feld getestet System: Weiterentwicklung der dezentralen Lösungen	Betriebsmittel: Lokale, intelligente Ortsnetzregler Serienreife System: Eigenständige dezentrale Optimierung von Ortsnetzen durch
Zeit	Mittelfristig	Mittelfristig	Mittelfristig
Stand	Ergebnisse noch zu verfeinern	Einzeldemo durchgeführt	Lokal Serienreife

5.3.1

Stand der Technik und aktuelle Entwicklungen

MS-Ebene: Seit 1.4.2011 müssen PV-Wechselrichter (WR) einen Leistungsfaktor von $\pm 0,95$ bereitstellen können [BDEW 2008], [BDEW 2011]. In [BDEW 2013] wurden die Anforderungen des bereitstellbaren Leistungsfaktors in Abhängigkeit der Spannung am NAP weiter spezifiziert. Über den tatsächlichen Einsatz und die Art der Blindleistungsbereitstellung entscheidet der Netzbetreiber. Die derzeit übliche Realisierung sieht eine der folgenden Möglichkeiten vor: Fixer Leistungsfaktor, wirkleistungsabhängiger Verschiebungsfaktor oder spannungsabhängige Blindleistungsbereitstellung (z. B. bei der Bayernwerk AG).

NS-Ebene: Seit 1.1.2012 müssen PV-WR Blindleistung zur Spannungshaltung entsprechend der folgenden Arbeitsbereiche [VDE 2011] bereitstellen können:

- kleiner 3,68 kVA installierter Leistung = Leistungsfaktor $\pm 0,95$ (keine Vorgabe durch Verteilnetzbetreiber)
- 3,68 kVA bis 13,8 kVA = Leistungsfaktor $\pm 0,95$ (Kennlinienvorgabe)
- Größer 13,8 kVA = Leistungsfaktor $\pm 0,9$ (Kennlinienvorgabe)

Über den tatsächlichen Einsatz entscheidet der Netzbetreiber. Die derzeit übliche Realisierung sieht eine der beiden folgenden Möglichkeiten vor: Fixer Leistungsfaktor oder wirkleistungsabhängiger Verschiebungsfaktor.

5.3.2

Analyse des aktuellen Forschungsstands anhand relevanter Projekte und deren Ergebnisse

PV-Integrated (Fraunhofer IWES, Bayernwerk AG, SMA, Voltwerk Electronics, juwi; gefördert durch das BMWi/BMUB, FKZ 0325224A):

Lokale Blindleistungsbereitstellung auf MS-Ebene kann Netzausbaukosten einsparen. Die spannungssenkende Wirkung von Blindleistung sollte von den Netzbetreibern genutzt werden, um Netzausbaumaßnahmen zeitlich zu verzögern. Die dadurch gewonnene Zeit erlaubt u. U. einen wirtschaftlich effizienteren Netzausbau, da die Planungen nun für höhere Anschlussleistungen vorgenommen werden können. Zur Blindleistungsbereitstellung sollte eine Q(U)-Statik verwendet werden, da diese die zusätzlichen Blindleistungsflüsse von der lokalen Spannung abhängig macht. Hierdurch werden

zusätzliche Blindleistungsflüsse auf Zeiten mit tatsächlicher Überspannung begrenzt. Die zusätzlichen Verluste auf PV-Seite sind sehr gering [Stetz et al. 2012 I].

Spannungshaltung
(Spannungsstabilität und
Reduktion Netzausbau)

PV-Symphonie (Fraunhofer IWES, gefördert durch das BMUB, FKZ 0325313):

Untersucht wird eine kombinierte Wirk-/Blindleistungsregelung zur Spannungshaltung, sowie Wechselwirkungen zwischen einzelnen PV-Anlagen und zwischen PV-Anlagen und regelbaren Ortsnetztransformatoren. Die durchgeführten Hardware-in-the-Loop Tests zum Parallelbetrieb der PV-Anlagen mit kombinierter Wirk-/ Blindleistungsregelung zeigen einen stabilen Betrieb bei geeigneter Parameterwahl der Regelung. Bei den simulativen Untersuchungen zum Parallelbetrieb der PV-Anlagen mit Blindleistungsregelung und Umspannwerks-Stufenstellern weist insbesondere die Q(U)-Regelung ein effizientes Verhalten auf.

DEA-Stabil (Fraunhofer IWES DERlab e.V. Tennet, Enercon, gefördert durch das BMWi, FKZ 0325585):

Untersucht wird der Einfluss dezentraler Erzeugung im Verteilungsnetz auf die Stabilität des Übertragungsnetzes.

HiPerDNO, High Performance Computing Technologies for Smart Distribution Network Operation (u. a. Fraunhofer IWES, Brunel University, University of Oxford, Electricite de France ; gefördert durch Europäische Kommission, Projekt-Nr: 248135):

Untersucht wird eine zentrale Optimierung der Blindleistungsbereitstellung durch dezentrale Erzeuger zur Spannungshaltung in MS-Netzen unter Berücksichtigung von State-Estimation. Da durch die Ungenauigkeiten der State-Estimation Spannungsbandverletzungen trotz Optimierung auftreten können, wurde ein zweites Sicherheitsspannungsband berücksichtigt. Durch dessen Einführung kann die Häufigkeit von Spannungsbandverletzungen reduziert werden. Allerdings wird die benötigte Blindenergie höher, da zunehmend auch in Zeiten unkritischer Netzzustände geregelt wird [Diwold et al. 2012]. Eine zentrale Optimierung der Blindleistungsflüsse ist technisch wesentlich aufwändiger zu realisieren als die Bereitstellung von Blindleistung durch kommunikationslose, lokale Verfahren (siehe PV-Integrated, BSW-Studie). Ein Kosten-Nutzen-Vergleich wird derzeit durchgeführt.

Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung (Fraunhofer IWES im Auftrag des BSW):

Auch die lokale Blindleistungsbereitstellung auf NS-Ebene kann Netzausbaukosten einsparen. Da auf der NS-Ebene eine Vielzahl »kleiner« PV-Anlagen installiert ist, sind hier zunächst lokale Verfahren vorzuziehen. Das Spannungsreduktionspotenzial ist bei fixem Verschiebungsfaktor und wirkleistungsabhängigen Verschiebungsfaktor am höchsten, dafür sind die kumulierten Blindleistungsflüsse dort ebenfalls am höchsten (Netzverluste). Effekte vorgelagerter Netzebenen wurden hier vernachlässigt. Eine automatische Spannungsbegrenzung scheint technisch und wirtschaftlich besonders gut geeignet für NS-Netze mit bereits hoher PV-Durchdringung (d. h. wenig zusätzlicher PV-Zubau zu erwarten) [Stetz et al. 2012 II], [Braun et al. 2012].

Q(U) (TUM, EnBW, E.ON Bayern, Siemens, KACO, SMA):

Die Stabilität der lokalen Q(U)-Regelung im Parallelbetrieb wurde im Labor untersucht. Mit den getesteten Wechselrichtern sind keine Schwingungen im Parallelbetrieb aufgetreten [Esslinger 2012]. Eine Schwingungsneigung im Netzparallelbetrieb ist wenig wahrscheinlich. Weitere Studien ([Andren et al. 2015] und [Schacht et al. 2015]), welche die Stabilität der Q(U)-Regelung analysieren, kommen zu vergleichbaren Ergebnissen. Die Q(U)-Regelung verhält sich bei einer geeigneten Parametrierung der Regelung stabil. Wichtig ist hierbei insbesondere die Berücksichtigung einer geeigneten Dämpfung (PT1-Verhalten) der Regelung.

Meta PV (3E, AIT, Infrac CVBA, LRM, SMA, Universität Ljubljana, gefördert von der Europäischen Kommission):

Feldtestprojekt mit blindleistungsfähigen Wechselrichtern von SMA in NS-Netzen in Belgien. Technische und wirtschaftliche Begleitstudien werden durchgeführt. Die Studie bewertet verschiedene Wirk-/ Blindleistungsregelungsverfahren von PV-Anlagen bezüglich ihrer Effektivität, Effizienz, Fairness und Handhabbarkeit. Es wurden Kosten-Nutzen-Analyse lokaler und zentraler Regelungsverfahren der PV-Anlagen durchgeführt. Die Ergebnisse zeigen, dass die aktive Regelung der PV-Anlagen häufig eine Kosteneinsparung gegenüber dem klassischen Netzausbau ermöglicht [Meta PV 2015].

Spannungshaltung
(Spannungsstabilität und
Reduktion Netzausbau)

Twenties (u. a. Fraunhofer IWES, DONG Energy, Energinet.dk, Red Eléctrica, gefördert von der Europäischen Kommission):

Im Projekt Twenties wurde die gezielte Bereitstellung von Blindleistung durch dezentrale Erzeuger an überlagerte Netzebenen untersucht. Für eine Szenariobetrachtung konnte ein signifikantes Potential für die Blindleistungsbereitstellung abhängig von der generellen Netzauslastung festgestellt werden. Die Verlustkosten werden hierbei von den WR-Verlusten und nicht den zusätzlichen Netzverlusten dominiert.

5.3.3

Zielzustand

Der Einsatz der Blindleistung zur Spannungshaltung sollte so effizient wie möglich gestaltet werden. D. h. Minimierung der zusätzlich eingesetzten Blindleistungsflüsse, Beschränkung der Blindleistungsbereitstellung auf Zeiten lokaler Überspannungen.

→ **Effizienter Einsatz**

Der Einsatz von Blindleistung zur Spannungshaltung sollte den Umfang von Netzausbaumaßnahmen zur Integration von Photovoltaikleistung reduzieren können. Zusätzliche Netzausbaumaßnahmen sollten erst zu einem späteren Zeitpunkt (bei einer weiter steigenden Durchdringung) notwendig werden. Diese Pufferzeit kann zur Entwicklung neuer Planungsgrundsätze genutzt werden. → **Kosteneinsparungen** und **Zeitgewinn**.

Negative Rückwirkungen der lokal geregelten Blindleistung mit anderen geregelten Netzbetriebsmitteln (z.B. RONT) sind zu vermeiden. → **Negative Rückwirkungen ausschließen**.

5.3.4

Ausblick notwendiger Weiterentwicklungen und Identifizierung neuer Trends

- Gezielte Kompensation/ Bereitstellung von Blindleistungsflüssen am Umspannwerk durch DEA (Twenties).
- Parallelbetrieb lokaler und zentraler Spannungsregelung untereinander/ zwischen unterschiedlichen Betriebsmitteln (z. B. DEA, Umspannwerks-Stufensteller und Kompensationsanlagen), Labor- und Feldtests
- Einfluss von großen Mengen von Blindleistung durch DEA (im Verteilnetz) auf Transportfähigkeit in HS/HÖS-Ebene.
- Vergütungsoptionen der Systemleistung Blindleistungsbereitstellung prüfen, z. B. lokale Märkte für Blindleistung, Anreize für DEA (z. B. Q at Night bei PV-Anlagen)

5.3.5 Empfehlungen und mögliche Lösungswege zur Umsetzung

Spannungshaltung
(Spannungsstabilität und
Reduktion Netzausbau)

In Tabelle 15 werden mögliche Methoden, Technologien und Maßnahmen, welche zur Erreichung des oben definierten Zielzustands eingesetzt werden können, hinsichtlich ihres technischen Reifegrads, des regulatorischen Anpassungsbedarfs, der Einsatzfähigkeit sowie der Wirtschaftlichkeit bewertet.

Tabelle 15: Bewertungsmatrix für mögliche Methoden, Technologien und Maßnahmen zur Erreichung des Zielzustands der Blindleistungsregelung durch PV-Wechselrichter zur Spannungshaltung (lokal und zentral)

Methode/ Technologie/ Maßnahme	Technischer Reifegrad	Anpassungsbedarf Gesetze, Richtlinien, Standardisierung	Einsatzfähigkeit	Wirtschaftlichkeit	Chancen/ Risiken
Fest eingestellter Verschiebungsfaktor	Vorhanden	Nein	Kurzfristig	Wirtschaftlicher	Chance: Hohes Spannungssenkungspotenzial zur Verzögerung von Netzausbaumaßnahmen Risiko: Hohe zusätzliche Blindleistungsflüsse in den Netzen. Gefahr der Wechselwirkung mit anderen regelbaren Anlagen/ Netzebenen.
Wirkleistungsabhängiger Verschiebungsfaktor	Vorhanden	Nein	Kurzfristig	Wirtschaftlicher	Chance: Hohes Spannungssenkungspotenzial zur Verzögerung von Netzausbaumaßnahmen Risiko: Hohe zusätzliche Blindleistungsflüsse in den Netzen. Gefahr der Wechselwirkung mit anderen regelbaren Anlagen/ Netzebenen.

Methode/ Technologie/ Maßnahme	Technischer Reifegrad	Anpassungsbedarf Gesetze, Richtlinien, Standardisierung	Einsatzfähigkeit	Wirtschaftlichkeit	Chancen/ Risiken
Spannungsabhängige Blindleistungsbereitstellung	Vorhanden	Zu prüfen	Kurzfristig	Wirtschaftlicher	<p>Chance: Effizienter Einsatz des Spannungssenkungspotenzials zur Verzögerung von Netzausbaumaßnahmen</p> <p>Risiko: Geringe Gefahr der Wechselwirkung mit anderen regelbaren Anlagen aufgrund geringerer Blindleistungsflüsse (z .B. über Transformatoren)..</p>
Automatische Spannungsbegrenzung (Wirk-/ Blindleistungsregelung)	In Entwicklung	Zu prüfen	Mittelfristig	Wirtschaftlicher	<p>Chance: Zusätzliches Spannungsreduktionspotenzial durch zusätzliche Wirkleistungs-Abregelung. Effiziente Spannungsbegrenzung</p> <p>Risiko: Wirtschaftliche Schlechterstellung bei PV-Anlagenbetreibern sofern keine vollständigen Entschädigungen gezahlt werden.</p>
Zentrale Blindleistungsregelung zur Spannungshaltung in Nieder- und Mittelspannungsnetzen	In Entwicklung	Zu prüfen	kurzfristig	Zu prüfen	<p>Chance: Erweitertes Optimierungspotenzial</p> <p>Risiko: Hoher Realisierungsaufwand mit IKT-Architektur bei derzeit noch zu klärendem Zusatznutzen</p>
Vergütungsoptionen der Systemdienstleistung Blindleistung (z. B. regionaler Blindleistungs-Markt)	Noch nicht in Entwicklung	Ja	Langfristig	Zu prüfen	<p>Chancen: Marktbasierter Anreiz zur Bereitstellung von Blindleistung</p>

Eine Empfehlung der weiteren Schritte, welche zur Erreichung des definierten Zielzustandes noch notwendig sind, wird in Tabelle 16 gemacht. Es wird hier unterschieden zwischen den erforderlichen technischen und wirtschaftlichen Untersuchungen und Umsetzungen sowie der regulatorischen Umsetzung.

 Spannungshaltung
 (Spannungsstabilität und
 Reduktion Netzausbau)

Tabelle 16: Zeitlicher Rahmen zur technischen und regulatorischen Umsetzung der Blindleistungsregelung durch PV-WR zur Spannungshaltung (lokal und zentral)

Zeitraumen	Technische sowie wirtschaftliche Untersuchungen (F&E) und Umsetzung (U)	Regulatorische Umsetzung, Standardisierung, Netzanschlussregeln
Bis Mitte 2016	Stabilität von spannungsabhängigen Regelungsverfahren: Wechselwirkung mit anderen geregelten Netzbetriebsmitteln untersuchen (WR/WR und WR/RONT) – Simulation und Labor (F&E)	Ggf. Anpassung notwendig
2015-2019	Analyse von Vergütungsoptionen der Systemdienstleistung Blindleistung (z. B. lokaler, zeitabhängiger Wert der Blindleistung, Anreize für kosteneffizienten Netzbetreiber), Einsatzmöglichkeit lokaler Blindleistungsmärkte prüfen (F&E)	Ggf. Anpassung notwendig

5.4

Wirkleistungsregelung durch PV-Wechselrichter zur Spannungshaltung (lokal und zentral)

Spannungshaltung
(Spannungsstabilität und
Reduktion Netzausbau)

	Forschung	Entwicklung	Umsetzung
Ziel	Kenntnis über die spannungs-senkende Wirkung von dezentraler Wirkleistungsregelung aufbauen und deren Kosten und technische Wechselwirkungen einschätzen, Analyse von Entschädigungsoptionen	Umsetzung der Spannungssenkung durch Wirkleistungsabregelung und Test technischer Wechselwirkungen abgeschlossen	Verfügbarkeit der spannungsabhängigen Wirkleistungsregelung und aktive Nutzung der Zusatzfunktionalität im Netzbetrieb zur Vermeidung von Netzausbau
Zeit	kurzfristig (< 2 Jahre)	kurzfristig (< 2 Jahre)	mittelfristig (2-5 Jahre)
Stand	Ergebnisse noch zu verfeinern	Einzeltests durchgeführt	Bisher keine Umsetzung

5.4.1

Stand der Technik und aktuelle Entwicklungen

Derzeit ist ein externer Eingriff in die Wirkleistungsbereitstellung von Photovoltaikanlagen durch den Netzbetreiber nur in Sonderfällen gestattet. Hierbei wird zwischen dem Einspeisemanagement nach EnWG (im gestörten Netzbetrieb) und dem Einspeisemanagement nach EEG (z. B. bei Verzögerungen im Netzausbau) unterschieden (vgl. Kapitel 6.4). Die derzeitigen technischen Anforderungen ergeben sich aus §9 EEG 2014:

- Anlagen ab 100 kW: Einspeisemanagement-Schnittstelle bis 30.06.2012 implementiert
- PV-Anlagen 30 kW bis 100 kW: Einspeisemanagement-Schnittstelle ab 1.1.2014 (bei Inbetriebnahme der Anlage zwischen 1.1.2009) bzw. ab 1.1.2013 (bei Inbetriebnahme ab 1.1.2012)
- PV-Anlagen unter 30 kW: 70 %-Regel oder Einspeisemanagement-Schnittstelle ab 1.1.2013 für Anlagen, welche ab dem 1.1. 2012 in Betrieb genommen wurden.

Wechselrichter-Hersteller setzen die 70 %-Regel durch voreingestellte Parametrisierung oder durch manuelle Parametrisierung des Wechselrichters in Abhängigkeit der installierten PV-Nennleistung um.

In Bezug auf die 70 %-Begrenzung ist nicht klar definiert, ob der Wert dauerhaft oder als z. B. 10 Minuten-Mittelwert eingehalten werden muss. Es ist jedoch wahrscheinlich, dass auf die 10 Minuten-Mittelwerte bezogen wird, da dies in VDE AR-N 4105 und DIN EN 50160 die übliche Mittelwertbildung für die Spannungshaltung darstellt. Andernfalls würde eine Überprüfung der Einhaltung der Grenzwerte einen deutlich erhöhten Messaufwand erfordern.

Spezielle Vorgaben zur Wirkleistungsregelung zwecks Spannungshaltung bestehen derzeit nicht. Allerdings wirkt die derzeit in §9 EEG 2014 festgelegte Wahlalternative zum Einspeisemanagement mit der 70 %-Regel spannungsmindernd.

5.4.2

Analyse des aktuellen Forschungsstands anhand relevanter Projekte und deren Ergebnisse

Spannungshaltung
(Spannungsstabilität und
Reduktion Netzausbau)

PV-Integrated (Fraunhofer IWES, Bayernwerk AG, SMA, Voltwerk Electronics, juwi; gefördert durch das BMUB, FKZ 0325224A):
Eine Spannungsreduktion durch lokale Wirkleistungsabregelung ist effektiv möglich. Wirtschaftliche Einbußen auf Seiten des Anlagenbetreibers und Nutzen auf Seiten des Verteilungsnetzbetreibers sind stark abhängig vom Anschlusspunkt und damit ggf. ungerecht (abhängig von evtl. Entschädigungszahlungen). In Fällen weniger Spannungsbandverletzungen pro Jahr ist eine lokale Wirkleistungsregelung effizient [Stetz et al. 2012 I].

Zusätzlich wurden im Rahmen des Projekts detaillierte Untersuchungen zu den mit der Wirkleistungsbegrenzung auf 70 % der PV-Nennleistung verbundenen Energieverlusten vollzogen. Für die Analyse wurden Gleichstrom-Leistungsmessdaten von fünf verschiedenen Standorten miteinander verglichen und mögliche Einflüsse auf die Höhe der Verluste analysiert, wie bspw. die Wechselrichterdimensionierung oder die Zeitauflösung der Messdaten. Für die untersuchten Messdatenreihen lagen die mit der 70 %-Regel verbundenen Energieverluste zwischen 0 –7 % [Appen et al. 2012: 12].

Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung

(Fraunhofer IWES im Auftrag des BSW):
Eine fixe 70 % Begrenzung mindert die Einnahmen der Anlagenbetreiber, falls eine Abregelung nicht durch Eigenverbrauch vermieden werden kann. Sie vereinfacht jedoch die Dimensionierung des Verteilungsnetzes und reduziert Netzausbaukosten auf Seiten des Verteilungsnetzbetreibers. Die automatische Spannungsbegrenzung ist gut geeignet für NS-Netze mit bereits hoher PV-Durchdringung (wenig bis kaum zusätzlicher PV-Zubau zu erwarten), da hier nur vergleichsweise wenige regelnde Eingriffe in die Wirkleistungseinspeisung der Photovoltaikanlagen vorgenommen werden müssen und somit die zusätzlichen Kosten auf Seiten der Anlagenbetreiber im Vergleich zu den sonst notwendigen Netzausbaukosten gering ausfallen.

PV-Symphonie (Fraunhofer IWES, gefördert durch das BMUB, FKZ 0325313): In einem Hardware-in-the-Loop Test wurde die Stabilität der Q(U)/P(U)-Regelung und der automatischen Spannungsbegrenzung analysiert. Bei den Verfahren zur spannungsabhängigen Wirkleistungsabregelung der PV-Anlagen konnte ein stabiler Betrieb der Regelung bei geeigneter Parametereinstellung nachgewiesen werden. Vergleichbar zu den Stabilitätsuntersuchungen der Q(U)-Regelung ist hierbei insbesondere auf eine ausreichende Dämpfung der Regelung (PT1-Verhalten) zu achten.

5.4.3

Zielzustand

Die Wirkleistungsregelung zur Spannungshaltung sollte effizient gestaltet werden, d. h. Beschränkung der Regelung auf Zeiten lokaler Überspannungen. Eine Wirkleistungsabregelung oder dauerhafte Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung sollte in dem Maße stattfinden, dass der Nutzen (bspw. durch Reduktion der Netzausbaukosten) die Kosten (verlorene Energie) übersteigt. → **Effizienter Einsatz**

Die Wirkleistungsabregelung zur Spannungshaltung sollte den Umfang von Netzausbaumaßnahmen zur Integration von Photovoltaikleistung reduzieren können. Zusätzliche Netzausbaumaßnahmen sollten so erst zu einem späteren Zeitpunkt (bei einer weiter steigenden Durchdringung) notwendig werden. Diese Pufferzeit kann zur Entwicklung neuer Planungsgrundsätze genutzt werden. → **Kosteneinsparungen** und **Zeitgewinn**

Rückwirkungen durch lokale Wirkleistungsregelungen mit anderen regelbaren Netzbetriebsmitteln (z. B. RONT) und über die Netzebenen sind zu vermeiden.

→ **Negative Rückwirkungen ausschließen**

Spannungshaltung
(Spannungsstabilität und
Reduktion Netzausbau)

5.4.4

Ausblick notwendiger Weiterentwicklungen und Identifizierung neuer Trends

- Stabilität lokaler Regelungen zwischen unterschiedlichen Betriebsmitteln durch Labor- und Feldtests sicherstellen.
- Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen zur begrenzten bzw. dauerhaften Abregelung von Photovoltaik-Anlagen und Berücksichtigung der Möglichkeiten des Eigenverbrauchs durch Verknüpfung mit Energiemanagement und Speicher (vgl. auch Kapitel 6.6).
- Anregung zur Einfügung einer zusätzlichen Spalte in EEG-Stammdaten zur Darstellung, welche Alternative gewählt wurde. Dies ermöglicht eine Analyse der Akzeptanz der Regel und damit auch eine realistische Bestimmung des Beitrags der 70 %-Regel zur Netzintegration von PV.
- Festlegung des Zeitintervalls für das die 70 %-Begrenzung eingehalten werden soll, sowie Erhebung zum Stand der Umsetzung der 70 %-Regel und Überprüfung der Einhaltung.
- Regulatorische Vorgaben zur möglichen Entschädigung von Anlagenbetreibern bei netzbedingter Wirkleistungsabregelung auch zur Spannungshaltung.

5.4.5 Empfehlungen und mögliche Lösungswege zur Umsetzung

Spannungshaltung
(Spannungsstabilität und
Reduktion Netzausbau)

In Tabelle 17 werden mögliche Methoden, Technologien und Maßnahmen, welche zur Erreichung des oben definierten Zielzustands eingesetzt werden können, hinsichtlich ihres technischen Reifegrads, des regulatorischen Anpassungsbedarfs, der Einsatzfähigkeit sowie der Wirtschaftlichkeit bewertet

Tabelle 17: Bewertungsmatrix für mögliche Methoden, Technologien und Maßnahmen zur Erreichung des Zielzustands der Wirkleistungsregelung durch PV-Wechselrichter zur Spannungshaltung (lokal und zentral)

Methode/ Technologie/ Maßnahme	Technischer Reifegrad	Anpassungsbedarf Gesetze, Richtlinien, Standardisierung	Einsatzfähigkeit	Wirtschaftlichkeit	Chancen/ Risiken
70 % Begrenzung	Vorhanden	Nein	Kurzfristig	Zu prüfen	Chancen: Gute Planbarkeit für Verteilnetzbetreiber, senkt Netzausbaukosten, Anreiz zur Erhöhung des Eigenverbrauchs Risiken: Höhe der prozentualen Begrenzung beeinflusst Wirtschaftlichkeit und sollte daher überprüft werden
Automatische Spannungsbegrenzung	In Entwicklung	Zu prüfen	Mittelfristig	Zu prüfen	Chance: Sehr hohes effizientes Spannungsreduktionspotenzial durch zusätzliche Wirkleistungsabregelung. Risiko: Reduzierte Renditesicherheit bei PV-Anlagenbetreibern sofern keine Entschädigungen gezahlt werden, Stabilität der Regelung befindet sich noch in der Überprüfung
Zentrale Wirkleistungsregelung zur Spannungshaltung in Nieder- und Mittelspannungsnetzen durch Nutzung des Einspeisemanagements	In Entwicklung	Zu prüfen	Mittelfristig	Zu prüfen	Chance: Erweitertes Optimierungspotenzial Risiko: Hoher Realisierungsaufwand mit IKT-Architektur bei derzeit noch zu klärendem Zusatznutzen

Eine Empfehlung der weiteren Schritte, welche zur Erreichung des definierten Zielzustandes noch notwendig sind, wird in Tabelle 18 gemacht. Es wird hier unterschieden zwischen den erforderlichen technischen und wirtschaftlichen Untersuchungen und Umsetzungen sowie der regulatorischen Umsetzung.

 Spannungshaltung
 (Spannungsstabilität und
 Reduktion Netzausbau)

Tabelle 18: Zeitlicher Rahmen zur technischen und regulatorischen Umsetzung der Wirkleistungsregelung durch PV-Wechselrichter (lokal und zentral) zur Spannungshaltung

Zeitraumen	Technische sowie wirtschaftliche Untersuchungen (F&E) und Umsetzung (U)	Regulatorische Umsetzung, Standardisierung, Netzanschlussregeln
bis Ende 2016	Untersuchung der Stabilität lokaler Regelungen untereinander/ zwischen unterschiedlichen Betriebsmitteln in Simulationen sowie Labor- und Feldtests (F&E / U) Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen der unterschiedlichen Regelungsmöglichkeiten (F&E)	Ggf. Anpassung der Richtlinien Ggf. Regulatorische Vorgaben zur möglichen Entschädigung von Anlagenbetreibern

5.5

Spannungsregelung durch weitere Netzbetriebsmittel (z. B. RONTs)

Spannungshaltung
(Spannungsstabilität und
Reduktion Netzausbau)

	Forschung	Entwicklung	Umsetzung
Ziel	Kenntnis über die spannungsregelnde Wirkung von Netzbetriebsmitteln (wie intelligente, regelbare Ortsnetztransformatoren oder Längsregler) aufgebaut sowie Funktionen und Einsatzbereiche definiert	Lokale, intelligente Ortsnetzregler entwickelt und im Feld getestet	Eigenständige dezentrale Optimierung von Ortsnetzen durch Netzbetriebsmittel
Zeit	mittelfristig (2-5 Jahre)	mittelfristig (2-5 Jahre)	mittelfristig (2-5 Jahre)
Stand	Ergebnisse noch zu verfeinern	Pilot-/ Feldtest durchgeführt	Regularien vollständig erstellt, Produkt besteht

5.5.1

Stand der Technik und aktuelle Entwicklungen

Die Einspeisung durch dezentrale Erzeuger führt zu einer Umkehrung des Lastflusses und einer Anhebung der Spannung im MS- und NS-Netz. Die vorgesehenen Spannungsbänder bei der Dimensionierung heutiger existierender Verteilungsnetze werden im Allgemeinen schon bei einem mittleren Durchdringungsgrad von dezentraler Erzeugung erreicht, der die Netzbetriebsmittel, wie Leitungen und Transformatoren, bei weitem nicht an deren Grenzen von thermischer Belastung und Stromtragfähigkeit bringt.

Um einen kostenintensiven Netzausbau zu vermeiden, sind neben der Spannungsregelung durch den dezentralen Erzeuger selbst (Wirk- und/oder Blindleistungsregelung), Netzbetriebsmittel mit einer Möglichkeit zur Spannungsregelung vor dem Hintergrund von ca. 550.000 Ortsnetzstationen in Deutschland von hohem Interesse für Verteilnetzbetreiber (VNB).

Diese zusätzliche Spannungsregelungsmöglichkeit (neben der bisherig einzigen Möglichkeit im Umspannwerk) ermöglicht eine Entkopplung zwischen Mittel- und Niederspannung bzw. eine Ausregelung einzelner langer Ausläufer im NS-Netz.

5.5.2

Analyse des aktuellen Forschungsstands anhand relevanter Projekte und deren Ergebnisse

Netzbetriebsmittel zur Spannungsregelung:

Netzbetriebsmittel, wie regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT) und Längsregler, befinden sich aktuell in der Feldtestphase vieler Projekte. Kommerzielle Produkte sind verfügbar (z. B. Maschinenfabrik Reinhausen, J. Schneider Elektrotechnik GmbH, Walcher etc.). Die Regelung der Netzbetriebsmittel wird durch Messungen vor Ort durchgeführt, abgesetzte Messpunkte im NS-Netz werden aufgrund der Komplexität vermieden. Jedoch gibt es hier auch erste Ansätze und Produktentwicklungen. Im Weiteren können auch durch eine direkte Kommunikation mit PV-Wechselrichtern aktuelle Informationen über den Spannungszustand im Ortsnetz erfasst werden. Aktuelle Beispiele für Umsetzungen sind in Tabelle 19 gegeben.

Tabelle 19: Auflistung von Systemkonzepten, Komponenten und Prototypen bzw. Feldtests

Systemkonzept	Komponente / Produkt (Auswahl)	Prototypen -/ Feldtests (Auswahl)
Lokale Spannungsregelung am Ortsnetztransformator	Regelbaren Ortsnetztransformator: - Maschinenfabrik Rheinhäusen GRIDCON® iTAP®, - Siemens, FITformer® REG	E.ON-Mitte AG: Projekt Aktive Netzstation (Felsberg-Niederverschütz) N-ERGIE Netz GmbH (Larrieden bei Feuchtwangen) E.ON-Mitte AG, Borgentrich, Nordrhein-Westfalen
Dezentrale Spannungsregelung im NS-Netz	Längsregler: - ABB, PCS100 AVR - Magtech Voltage Booste - Walcherr	RWE-Innovationsprojekt »Smart Country« E.ON Mitte AG, Borgentrich INES (SAG)

Spannungshaltung
(Spannungsstabilität und Reduktion Netzausbau)

In Abbildung 10 ist eine Übersicht über verschiedene Systemkonzepte mit Ortsnetzstationen im Niederspannungsnetz dargestellt.

Systemkonzept	Netzstation	Wechselrichter / Längsregler	Kommunikation
Stand heute		passiv	keine
Aktiver Wechselrichter		passiv	keine (lokaler Kennlinienbetrieb)
Intelligente Netzstation		passiv	bidirektional (Netzstation regelt WR)
Aktive Netzstation		aktiv	keine (Netzstation stellt Spannung gemäß lokaler Messung)
Aktiver WR + aktive NS		aktiv	bidirektional (Netzstation regelt Spannung am Trafo und WR)
Dezentraler Längsregler		passiv	keine (Längsregler regelt Spannung in Netzabschnitt)

Abbildung 10: Verschiedene Systemkonzepte im Niederspannungsnetz mit Orts-Netzstation (NS) unter Berücksichtigung verschiedener dezentraler (mit Kommunikation) und lokaler Regelungsansätze (ohne Kommunikation) [Bülo 2012]

Lokaler, intelligenter Ortsnetzregler:

Aktive, intelligente Ortsnetzstationen, die unter Einsatz von Netzbetriebsmitteln zur Spannungsregelung, Fernsteuerung von PV-Wechselrichtern und zusätzlichen Spannungsinformationen aus dem NS-Netz ein abgestimmtes Verhalten des NS-Netzes automatisieren ohne direkten Eingriff durch den Netzbetreiber erreichen sollen, wurden entwickelt (z. B. Projekt »Aktives, intelligentes Niederspannungsnetz«, Fraunhofer I-WES, E.ON Mitte, J. Schneider Elektrotechnik, KDEE, SMA; gefördert durch das BMUB, FKZ 032520 oder »DG DemoNet«, u. a. TU Wien, Siemens Österreich, Salzburg Netz; gefördert durch Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie Öster-

reich). Die aktuellen Entwicklungen zeigen, dass dieser Ansatz ein großes Potential bietet. Erste Produkte sind verfügbar, jedoch wird weiterhin ein Forschungs- und Entwicklungsaufwand als notwendig erachtet.

Spannungshaltung
(Spannungsstabilität und
Reduktion Netzausbau)

Im Projekt »iNES – Intelligente Ortsnetzstation« (Mainova, Universität Wuppertal, SAG, Helmut Mauell GmbH) wurden in zwei Netzgebieten Messeinheiten installiert, die den Lastfluss im Netz erfassen und regeln können. Die intelligente Ortsnetzstation verhindert mögliche Überlastzustände und ermöglicht so eine intelligente Integration weiterer dezentraler Energiequellen.

5.5.3

Zielzustand

Dezentrale Regelung von Niederspannungsnetzen durch intelligente Ortsnetzregler:

Ein dezentraler, intelligenter Ortsnetzregler sollte Regelungs-, Steuerungs-, Betriebsführungs- und Sicherheitsfunktionen entsprechend des Bedarfs im Verteilungsnetz übernehmen. Die Funktionen weisen unterschiedliche zeitliche Skalierungen auf und benötigen Messinformationen sowie Kommunikationsmöglichkeiten. Anforderungen, wie Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit, sind für den Verteilungsnetzbetreiber wichtig und sollten verstanden sein, damit ein breiter Einsatz möglich ist.

Prüfung / Zertifizierung neuer Komponenten und Regelungen:

Vergleichbar zur bereits existierenden Zertifizierung von PV-Anlagen ist eine Zertifizierung von Netzreglern/Netzbetriebsmitteln ratsam, da zu erwarten ist, dass diese in hoher Stückzahl eingesetzt werden. Ziel sollte sein, dass ein vergleichbares Verhalten dieser Komponenten und Regler von unterschiedlichen Herstellern bei gleichen Netzbedingungen bzw. gleicher Parametrierung erfolgt.

5.5.4

Ausblick notwendiger Weiterentwicklungen und Identifizierung neuer Trends

Neben der konsequenten Einführung der neuen Produkte zur Spannungsregelung in den Netzbetrieb wird vor allem die Rolle des dezentralen Reglers zwischen zentraler Betriebsführung im Mittelspannungsnetz und lokaler Regelung im Niederspannungsnetz zu klären sein. Hierbei werden Schwerpunkte auf die Funktionalität und Parametrisierung des dezentralen Reglers zu legen sein. Weiter werden eine standardisierte, kostengünstige kommunikationstechnische Anbindung von dezentralen Anlagen und externen Spannungsmesssignalen, sowie die Weiterentwicklung von Zustandsschätzungen als wichtig angesehen.

5.5.5

Empfehlungen und mögliche Lösungswege zur Umsetzung

In Tabelle 20 werden mögliche Methoden, Technologien und Maßnahmen, welche zur Erreichung des oben definierten Zielzustands eingesetzt werden können hinsichtlich ihres technischen Reifegrads, des regulatorischen Anpassungsbedarfs, der Einsatzfähigkeit sowie der Wirtschaftlichkeit bewertet.

Tabelle 20: Bewertungsmatrix für mögliche Methoden, Technologien und Maßnahmen zur Erreichung des Zielzustands der Spannungsregelung durch weitere Netzbetriebsmittel

Methode/ Technologie/ Maßnahme	Technischer Reifegrad	Anpassungsbedarf Gesetze, Richtlinien, Standardisierung	Einsatzfähigkeit	Wirtschaftlichkeit	Chancen/ Risiken
Netzbetriebsmittel zur lokalen Spannungsregelung	Vorhanden	nein	Kurzfristig	Wirtschaftlicher	Aufnahmefähigkeit von PV kann deutlich erhöht werden, Investitionskosten etwa Faktor 2 zur konventionellen Kompaktstation, in spannungsbegrenzten Netzen kann dies eine Alternative zu konventionellem Ausbau sein
Dezentrale Regelung von Niederspannungsnetzen durch intelligente Ortsnetzregler	Vorhanden	Zu prüfen	Kurzfristig	Zu prüfen	Nutzung von Messinformationen und kommunikationstechnische Einbindung regelbarer dezentraler Anlagen kann die Aufnahmefähigkeit der Netze für PV weiter steigen, führt aber auch zu weiteren Kosten
Prüfung / Zertifizierung	Vorhanden	Zu prüfen	Kurzfristig	Zu prüfen	Vermeidung von ungewolltem Regelverhalten

Eine Empfehlung der weiteren Schritte, welche zur Erreichung des definierten Zielzustands noch notwendig sind, wird in Tabelle 21 gemacht. Es wird hier unterschieden zwischen den erforderlichen technischen und wirtschaftlichen Untersuchungen und Umsetzungen sowie der regulatorischen Umsetzung.

Tabelle 21: Zeitlicher Rahmen zur technischen und regulatorischen Umsetzung Spannungsregelung durch weitere Netzbetriebsmittel

Zeitraumen	Technische sowie wirtschaftliche Untersuchungen (F&E) und Umsetzung (U)	Regulatorische Umsetzung, Standardisierung, Netzanschlussregeln
2015-2018	Entwicklung und Test lokaler Ortsnetzregler sowie dezentraler Regelung von Niederspannungsnetzen durch intelligente Ortsnetzregler (F&E, U)	ggf. Anpassungen
2015-2020	Aufbau und Weiterentwicklung Zertifizierungssystem für dezentrale Regler (F&E, U)	Zertifizierung sollte/müsste von Netzbetreibern als Voraussetzung in entsprechende Richtlinien eingebracht werden

6 Systemarchitektur

Ein funktionierendes Energieversorgungssystem muss auch im Störfalle sicher beherrschbar sein. Hierbei zeigt sich die Notwendigkeit nach sicheren und beherrschbaren Abläufen als eine unabdingbare Voraussetzung für die Beseitigung von Abweichungen zum Normalbetriebszustand. Zentrale Elemente sind hierbei zuverlässige Schutzeinrichtungen und eine ausfallsichere IKT. Im Worst-Case-Szenario des Netzausfalls ist ein koordinierter Schwarzstart und Netzwiederaufbau unverzichtbar.

In dem folgenden Kapitel werden die Anforderungen, Abhängigkeiten und Veränderungen mit dem weiteren Ausbau von fluktuierender Erzeugung einhergehend mit dem Rückgang der konventionellen Erzeugung in Bezug auf den Schwarzstart und Netzwiederaufbau (Kapitel 6.1), des Netzschutzes (Kapitel 6.2) und der IKT (Kapitel 6.3) dargestellt (Abbildung 11). Das Einspeisemanagement (Kapitel 6.4) sollte in Zusammenspiel mit der IKT zur Erbringung von Systemdienstleistungen eingesetzt werden. Die (räumliche) Steuerung des PV-Zubaus (Kapitel 6.5) nimmt eine besondere Stellung ein. Erst ein optimierter Zubaupfad von PV unter Berücksichtigung des Eigenverbrauchs (Kapitel 6.6) lässt eine Optimierung des Netzausbaus und der Netzbetriebsführung zu.

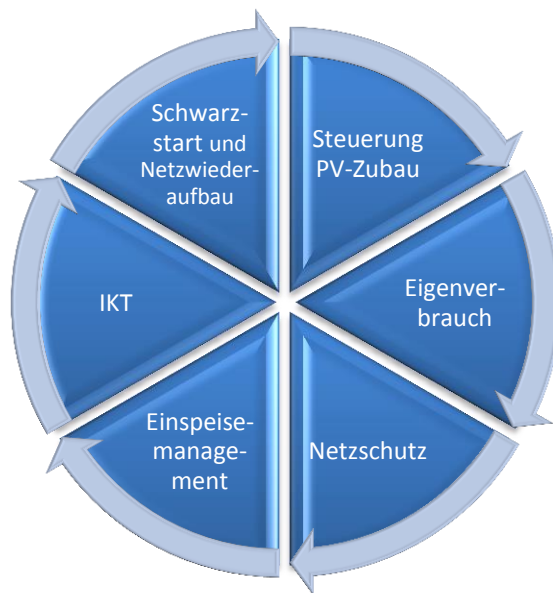


Abbildung 11: Einfluss und Abhängigkeiten von PV-Zubau und Eigenverbrauch auf Netzschutz, IKT, Schwarzstart und Netzwiederaufbau sowie Einspeisemanagement

6.1 Schwarzstart und Netzwiederaufbau

	Forschung	Entwicklung	Umsetzung
Ziel	Simulation des Netzwiederaufbaus in dezentralen Versorgungsstrukturen mit viel PV	Durchführung von Feldtests zum Netzwiederaufbau in dezentralen Versorgungsstrukturen mit viel PV	Implementierung in die Regelwerke und Teilsystemtests
Zeit	mittelfristig (2-5 Jahre)	mittelfristig (2-5 Jahre)	mittelfristig (2-5 Jahre)
Stand	Keine Forschungsergebnisse vorhanden	keine Entwicklungsergebnisse vorhanden	Bisher keine Umsetzung

6.1.1 Stand der Technik und aktuelle Entwicklungen

Die nachfolgende Darstellung bezieht sich nur auf das Netz und nicht auf die Schwarzstartfähigkeit von Kraftwerken.

Grundsätzlich können die Netzstörungen in fünf Kategorien unterteilt werden.

1. Lokale Netzstörungen
2. Regionale Netzstörungen
3. Größerer Lastabwurf verbunden mit größeren Netzausfällen in den unterlager-ten Netzebenen, jedoch stabiler Verbundbetrieb
4. Großflächiger Netzzusammenbruch im Verbundsystem
5. Netzzusammenbruch im gesamten Verbundsystem

Die Systemverantwortung für Betreiber von Übertragungsnetzen liegt beim jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB). Dies ist insbesondere im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) in § 13 geregelt. Hierauf aufbauend gelten der Transmission-Code 2007 und der Distributions-Code 2007.

Im Störfall der Kategorie 4 und 5 erfolgt der Netzwiederaufbau von der höchsten Spannungsebene kaskadiert in zeitlicher Abhängigkeit vom Netzverhalten und der Möglichkeit der Zuschaltung von Erzeugungseinheiten. Hierbei wird grundsätzlich in den Szenarien

- Netzwiederaufbau mit Spannungsvorgabe von benachbarten Übertragungsnetzen und spannungsführenden Kuppelknoten
- Netzwiederaufbau ohne Spannungsvorgabe von benachbarten Übertragungsnetzen

unterschieden.

Die Umspannwerke sind in der Regel mit einer gesicherten Stromversorgung ausgestattet. Hierbei finden vorzugsweise durch Batterien gespeiste Notstromversorgungen ihre Anwendung. Die Pufferung der Batterien ist für einen Zeitraum von 6 bis 8 Stunden Notversorgung ausgelegt. Die Leitwarten sind bei den Übertragungsnetzbetreibern und großen Verteilnetzbetreibern zusätzlich mit einem Notstromdiesel ausgestattet. Das EVU-eigene Nachrichtennetz ist bei den großen Netzbetreibern in der Regel in die Strategie des Schwarzstarts und Netzwiederaufbaues mit einbezogen. Bei Ausfallzeiten größer als 8 Stunden sind weitere personelle und organisatorische Maßnahmen bei den

Netzbetreibern notwendig. In diesen Situationen nimmt die Kommunikation einen besonderen Stellenwert ein, insbesondere dann, wenn ein privates Telekommunikationsnetz nicht mehr vorhanden ist oder bedingt durch die Dauer des Schwarzfalles nicht mehr funktionsfähig ist. Die öffentliche Telekommunikation wird in solchen Situationen in der Regel nicht mehr funktionsfähig sein, da die Stromversorgung hierzu fehlt.

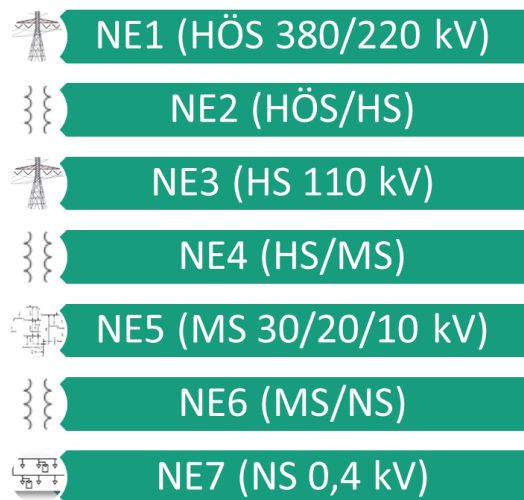


Abbildung 12: Netzebenenstruktur

6.1.2 Analyse des aktuellen Forschungsstands anhand relevanter Projekte und deren Ergebnisse

Die derzeitigen Strategien zum Netzwiederaufbau basieren im Wesentlichen auf Erkenntnissen aus den in der Vergangenheit aufgetretenen Großstörungen und Untersuchungen von Netzbetreibern in Zusammenarbeit mit Hochschulen. Prägend für die Analyse von Szenarien und Netzwiederaufbaustrategien waren u. a. die Großstörungen gemäß Tabelle 22.

Tabelle 22: Ausgewählte Großstörungen [Krüger et al. 2008]

Datum	Ort	betroffene Kunden
14.08.03	USA / Kanada	60 Mio.
28.08.03	London	0,4 Mio.
23.09.03	Dänemark / Südschweden	4 Mio.
28.09.03	Italien	50 Mio.
25.11.05	Münsterland	0,25 Mio.
04.11.06	UCTE-Netz	10 Mio.

Im Rahmen der Forschungsinitiative Stromnetze untersucht das Projekt NETZ:KRAFT (http://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/de/projekte/suche/laufende/Netz_kraft.html) direkt Fragestellungen im Zusammenhang mit dem Netzwiederaufbau (NWA) unter Einbeziehung erneuerbarer Energien. Hierzu sollen neue Konzepte für den NWA bei zukünftigen Kraftwerksstrukturen untersucht werden.

Das Vorhaben verfolgt zwei Hauptstränge: Einerseits die Weiterentwicklung der vorhandenen NWA-Konzepte der Übertragungsnetzbetreiber unter Berücksichtigung des

Verhaltens von Erneuerbare-Energie-Anlagen (EEA). Andererseits grundlegende Untersuchungen der Möglichkeiten, dezentrale Erzeugung in Versorgungsinseln der Verteilungsnetzbetreiber zur Verkürzung von Ausfallzeiten aktiv zu nutzen. Übergreifend wird die Koordination der beiden Stränge untersucht. Projektbeginn war im Januar 2015, Ergebnisse liegen noch nicht vor.

Der Betrieb von Versorgungsinseln als Unterstützung beim NWA wird auch in weiteren Projekten mitbetrachtet, z. B. im Projekt IREN2 (<http://www.iren2.de>). In dem Projekt werden zwei Konzepte vorgeschlagen, um die regenerativen Anlagen in den Verteilungsnetzen in die Energiewende integrieren zu können. Zum einen werden inselnetzfähige Microgrids zur Abkopplung bestimmter Netzregionen vorgeschlagen, die bei einem Fehlerfall in einer überlagerten Netzebene das Versorgungsgebiet weiterversorgen können. Zum anderen wird das Konzept der topologischen Kraftwerke empfohlen. Projektbeginn war im Juli 2014, Ergebnisse liegen noch nicht vor.

Die Spannungslosigkeit und somit die Versorgungsunterbrechung in den Netzen stellt immer eine erhebliche Beeinträchtigung für das öffentliche und wirtschaftliche Leben dar und ist daher auch ein nicht zu vernachlässigbarer wirtschaftlicher Schaden. Dieser wird insbesondere durch die Dauer der Versorgungsunterbrechung bestimmt. Der schwerste Fall (worst-case) einer elektrischen Versorgungsunterbrechung ist der großflächige Netzzusammenbruch (Kategorie 4 und 5) im Verbundsystem.

6.1.3 Zielzustand

Netzwiederaufbauszenarien mit großem Anteil dezentraler Erzeugung sollten realitätsnah simuliert und verstanden sein. Daraus sollten Maßnahmen abgeleitet werden, wie ein Netzwiederaufbau zuverlässig umgesetzt werden kann. Das Risiko eines nicht beherrschbaren Versorgungsausfalls sollte ausreichend minimiert sein.

6.1.4 Ausblick notwendiger Weiterentwicklungen und Identifizierung neuer Trends

Die Methoden sind in Abhängigkeit mit dem Umbau des Energieversorgungssystems stetig auf ihre Gültigkeit zu überprüfen und ggf. im Gesamtkontext auf alle Störungssituationen anzupassen. Die sich hieraus ergebenden Anpassungen sind kontinuierlich sowohl in die Szenarien der Netzbetreiber, wie auch in die Regelwerke und Gesetze mit zu implementieren. Mögliche Implikationen von nationalen Erkenntnissen auf die Netzkodizes der ENTSO-E sind daher frühzeitig zu adressieren.

6.1.5 Empfehlungen und mögliche Lösungswege zur Umsetzung

Der rasante Anstieg der fluktuierenden Erzeugungen und der dezentralen Einspeisungen bergen ein erhebliches Risiko, dass die vorhandenen Strategien im schlimmsten Falle nicht ausreichen. Hierbei ist es unerlässlich, dass gesamte europäische Verbundnetz zu betrachten.

In Tabelle 23 werden mögliche Methoden, Technologien und Maßnahmen, welche zur Erreichung des oben definierten Zielzustands eingesetzt werden können hinsichtlich ihres technischen Reifegrads, des regulatorischen Anpassungsbedarfs, der Einsatzfähigkeit sowie der Wirtschaftlichkeit bewertet.

Tabelle 23: Bewertungsmatrix für mögliche Methoden, Technologien und Maßnahmen zur Erreichung des Zielzustands des Schwarzstarts und Netzwiederaufbaus

Methode/ Technologie/ Maßnahme	Technischer Reifegrad	Anpassungsbedarf Ge- setze, Richtlinien, Stan- dardisierung	Einsatzfähigkeit	Wirtschaftlichkeit	Chancen/ Risiken
Simulation des Schwarzstarts und Netzwiederaufbaus mit dynamischen Modellen des Netzes und der Erzeugungs-, Speicher- und Lasteinheiten sowie der IKT-Infrastruktur unter Berücksichtigung von PV, Wind, BHKW etc.	In Entwicklung	Zu Prüfen	Mittelfristig	Wirtschaftlicher	Erkenntnisse über das Systemverhalten in verschiedenen Netzzuständen, Abweichungen der Modellabbilder von der Realität
Anpassung der Methoden des Netzwiederaufbaus an die aktuelle und die in Zukunft zu erwartende Netzsituation	Noch nicht in Entwicklung	Ja	Langfristig	Zu prüfen	Erkennen von Veränderungen beim Umbau des Energieversorgungsnetzes

Anhand des aktuellen Fortschritts und des Zielzustands werden in Tabelle 24 die notwendigen Entwicklungsschritte aufgezeigt und Empfehlungen zum zeitlichen Rahmen der technischen und wirtschaftlichen Untersuchungen sowie der technischen und regulatorischen Umsetzung gemacht.

Tabelle 24: Zeitlicher Rahmen zur technischen und regulatorischen Umsetzung des Schwarzstarts und Netzwiederaufbaus

Zeitraumen	Technische sowie wirtschaftliche Untersuchungen (F&E) und Umsetzung (U)	Regulatorische Umsetzung, Standardisierung, Netzanschlussregeln
2015-2018	Simulation des Schwarzstarts und Netzwiederaufbaus mit dynamischen Modellen des Netzes und der Erzeugungs-, Speicher- und Lasteinheiten sowie der IKT-Infrastruktur (F&E) Ableitung von Maßnahmen zur Anpassung des Netzwiederaufbau-Prozesses	
2015-2020	Anpassung der Methoden des Netzwiederaufbaus an die aktuelle und zukünftige Netzsituation (F&E) Kontinuierliche Überprüfung und Anpassung der Modelle an die aktuelle Netzsituation (F&E)	Anpassung der Regelwerke und ggf. des EnWG und weiterer Gesetzen

6.2 Netzschutz

	Forschung	Entwicklung	Umsetzung
Ziel	Schutzkonzepte für Netze mit überwiegend dezentraler Erzeugung und intelligenten Geräten definiert	Feldtest von Smart-Grid-fähigen Schutzkonzepten	Aktive, adaptive Schutzkonzepte als Teil der Netzbetriebsführung umgesetzt
Zeit	mittelfristig (2-5 Jahre)	langfristig (> 5 Jahre)	langfristig (> 5 Jahre)
Stand	Bisher keine Umsetzung	Laboruntersuchungen	Bisher keine Umsetzung

6.2.1 Stand der Technik und aktuelle Entwicklungen

Technische Richtlinien:

1. BDEW-Richtlinie »Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz«
2. VDE-AR-N 4105:2011-08 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz
3. FNN Leitfaden zum Einsatz von Schutzsystemen in elektrischen Netzen

Als Netzschutz werden im Mittelspannungsnetz überwiegend der Überstromzeitschutz und auch der Distanzschutz eingesetzt. Im öffentlichen Niederspannungsnetz nahezu ausschließlich Sicherungen.

Aus den neuen Anforderungen der Netzanschlussrichtlinien bezüglich der Blindstrombereitstellung (Q(U) und Q(P)) durch Erzeugungsanlagen (vgl. Kapitel 5.3) und der unterschiedlichen Ansätze zur Abstimmung von Erzeugung und Verbrauch (demand side management), ändern sich die Betriebsfälle im Netz mit möglichen Auswirkungen auf die Auftrittswahrscheinlichkeit und die Detektion von Fehlern.

Die Selektivität von Zeitstaffelungen und Distanzmessungen wird durch Zwischeneinspeisungen von Wirk- und Blindstrom beeinflusst. Die Bedingungen für das Auftreten von Inselnetzen können öfter entstehen als früher.

6.2.2 Analyse des aktuellen Forschungsstands anhand relevanter Projekte und deren Ergebnisse

Übersichten zum Forschungsstand und den zukünftigen Anforderungen an den Netzschutz wurden im Labornetzwerk DERlab (DERlab Report »DER Protection: Review and Testing Procedures« [DERlab 2011]) und im Projekt »Neue schutz- und leittechnische Konzepte für elektrische Energieversorgungsnetze mit dezentralen Stromerzeugungsanlagen« (Fraunhofer IWES, Uni Erlagen; gefördert durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft DFG) erarbeitet.

Die Folgen für den Verteilnetzbetrieb und den Netzschutz durch die Strukturveränderungen in aktiven Verteilungsnetzen (A: veränderte Netzstrukturen, z. B.: unterschiedliche Technologien) wurden in dem DFG-Projekt in der Übersicht in Abbildung 13 dargestellt.

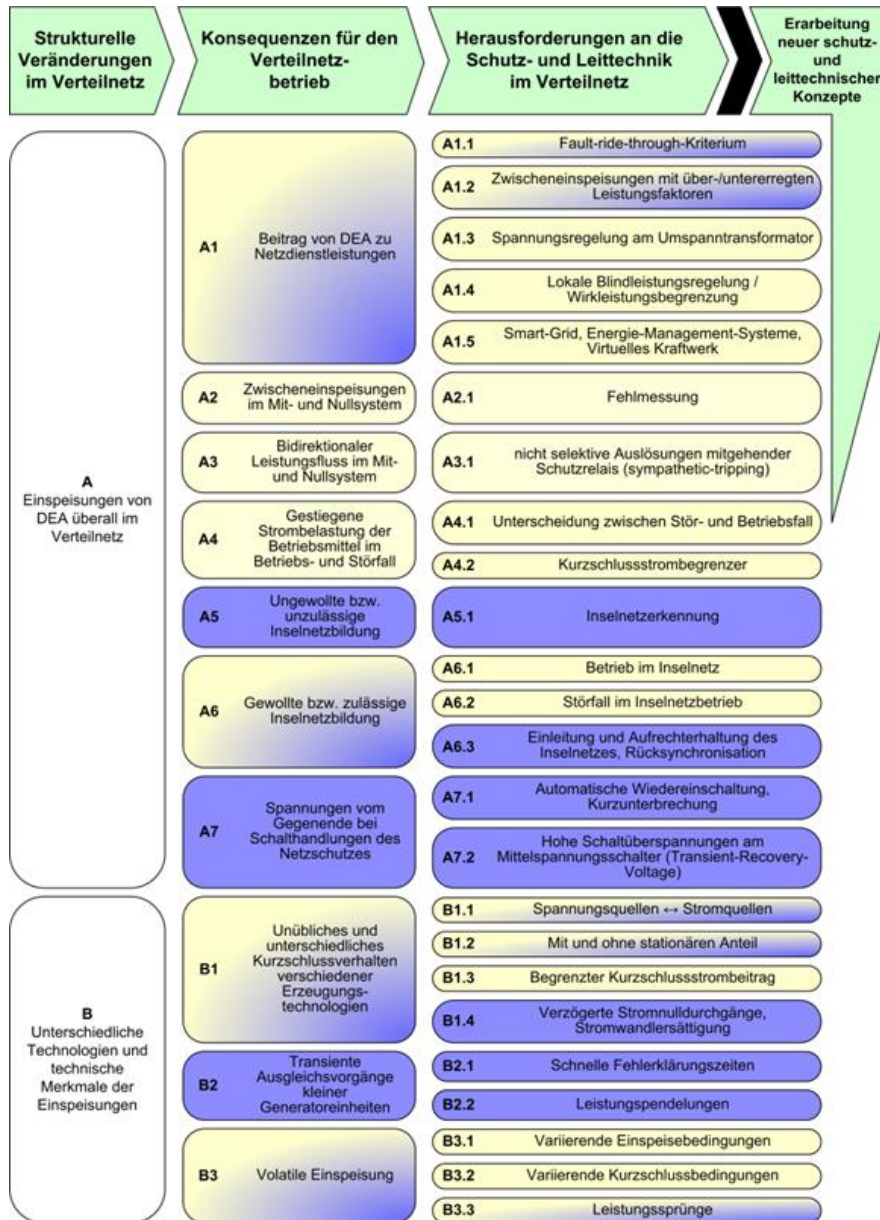


Abbildung 13: Übersicht zu den strukturellen Veränderungen im Verteilnetz und den Konsequenzen für die Schutz- und Leittechnik [Jäger et al. 2008]

Aktuell findet unter der Koordination von OFFIS das nationale Projekt »i-Protect - Intelligente Schutz- und Leittechnik für elektrische Energienetze basierend auf zukünftigen IKT- und Automatisierungsarchitekturen« (OFFIS, TU Dortmund, BTC, Beckhoff, Automation, H&S – Hard- und Software, KoCoS Messtechnik; gefördert durch das BMWi) statt. Laufzeit des Projekts ist September 2012 bis August 2015. Für Mittelspannungsnetze soll eine intelligente Gerätetechnik mit angepassten Schutz- und Leittechnik-Funktionen entwickelt werden. Ergebnisse sind nicht bekannt.

Im Rahmen der Forschungsinitiative Stromnetze untersucht das Projekt NEDO (<http://forschung-stromnetze.info/projekte/besserer-netzschutz-in-stromrichterdominierten-netzen/>) den Kurzschlussstrombeitrag von PV-Wechselrichtern. Der Projektbeginn war im August 2014, Ergebnisse liegen noch nicht vor.

Zum Thema Inselnetzerkennung im Niederspannungsnetz hat der FNN im Herbst 2014 eine Studie in Auftrag gegeben. Ergebnisse werden im Herbst 2015 erwartet.

6.2.3

Zielzustand

Der Zielzustand sollte die folgenden Punkte umfassen:

- 1) Die Veränderungen der Kurzschlussform und -leistung durch statische Generatoren ist bei der Schutzauslegung berücksichtigt.
- 2) Adaptive Schutzsysteme berücksichtigen intermittierende Einspeisung.
- 3) Verteilte Informationen über den Zustand des Netzes aus intelligenten Geräten werden im Schutzkonzept beachtet.
- 4) Inselnetze werden für den Netzbetrieb und die Versorgungssicherheit genutzt.

6.2.4

Ausblick notwendiger Weiterentwicklungen und Identifizierung neuer Trends

Kurzfristig

- Prüfung der Verträglichkeit von Blindleistungsmanagement (Q(U)-Regelung, zentral/dezentral) und Anforderungen im Netzschutz (z. B. Schutzbereich beim Distanzschutz)
- Bewertung der Veränderungen im Netzbetrieb in Hinblick auf die Wahrscheinlichkeit des Auftretens von Bedingungen für Inselnetzbildung

Mittelfristig

- Bewertung der Entwicklung des Kurzschlussstroms beim Übergang von Synchronmaschinen auf Wechselrichter dominierte Versorgungssysteme
- Low-Voltage-Fault-Ride-Through in der Niederspannung (vgl. Kapitel 5.1)
- Netzzustandsbestimmung durch Einbindung von Informationen aus intelligenten Geräten (z. B. Smart Meter oder Wechselrichter)

Längerfristig

- Netzschutzfunktionen durch Einbindung von Informationen aus intelligenten Geräten (z. B. Smart Meter oder Wechselrichter)
- Adaptiver Netzschutz im Verteilnetz
- Aktive Nutzung von Inselnetzen zur Verkürzung von Ausfallzeiten und zum Netzwiederaufbau

6.2.5

Empfehlungen und mögliche Lösungswege zur Umsetzung

In Tabelle 25 werden mögliche Methoden, Technologien und Maßnahmen, welche zur Erreichung des oben definierten Zielzustands eingesetzt werden können hinsichtlich ihres technischen Reifegrads, des regulatorischen Anpassungsbedarf, der Einsatzfähigkeit sowie der Wirtschaftlichkeit und Systemrelevanz bewertet.

Tabelle 25: Bewertungsmatrix für mögliche Methoden, Technologien und Maßnahmen zur Erreichung des Zielzustands hinsichtlich des Netzschutzes

Methode/ Technologie/ Maßnahme	Technischer Reifegrad	Anpassungsbedarf Gesetze, Richtlinien, Standardisierung	Einsatzfähigkeit	Wirtschaftlichkeit	Chancen/ Risiken
Angepasste Netzschutzkonzepte für DEA	Vorhanden	Zu prüfen	Langfristig	Zu prüfen	Vermeidung von Über- und Unterfunktion der Schutzeinrichtung
Untersuchung der Auftrittswahrscheinlichkeit von Inselnetzen	In Entwicklung	Zu prüfen	Kurzfristig	Zu prüfen	Bei steigendem Anteil von Speichern höhere Wahrscheinlichkeit
Analyse von Erkennungsalgorithmen von Inselnetzen	In Entwicklung	Zu prüfen	Mittelfristig	Zu prüfen	Erhöhung der Versorgungssicherheit durch Bildung von Inselnetzen
Analyse der Auswirkungen von Blindleistungsmanagement auf den Netzschutz	In Entwicklung	Zu prüfen	Kurzfristig	Zu prüfen	
Analyse der Entwicklung des Kurzschlussstroms beim Übergang von Synchronmaschine zu Wechselrichter	Vorhanden	Zu prüfen	Mittelfristig	Zu prüfen	Beibehaltung der selektiven Auslösung im Netz durch Beitrag von Wechselrichtern an der Kurzschlussleistung
Low-Voltage FRT Niederspannung	Vorhanden	Ja	Kurzfristig	Zu prüfen	Vgl. Kapitel 5.1
Netzzustandsbestimmung mit Informationen aus intelligenten Geräten	In Entwicklung	Zu prüfen	Mittelfristig	Zu prüfen	Schnellere Fehlerortung
Netzschutzfunktionen mit Informationen aus intelligenten Geräten	In Entwicklung	Zu prüfen	Langfristig	Zu prüfen	Bereitstellung von Zustandsinformationen für zentrale Auswertung und Regelung

Methode/ Technologie/ Maßnahme	Technischer Reifegrad	Anpassungsbedarf Gesetze, Richtlinien, Standardisierung	Einsatzfähigkeit	Wirtschaftlichkeit	Chancen/ Risiken
Adaptiver Netzschutz im Verteilnetz	In Entwicklung	Zu prüfen	Langfristig	Zu prüfen	Chance: Kostensenkungspotenzial Risiko: Schutzkonzeption komplexer
Aktive Nutzung von Inselnetzen	In Entwicklung	Ja	Langfristig	Zu prüfen	Erhöhte Versorgungszuverlässigkeit für die Anschlussnehmer des Inselnetzes Erhöhte Kosten für Infrastruktur

Anhand des aktuellen Fortschritts und des Zielzustands werden in Tabelle 26 die notwendigen Entwicklungsschritte aufgezeigt und Empfehlungen zum zeitlichen Rahmen der technischen und wirtschaftlichen Untersuchungen sowie der technischen und regulatorischen Umsetzung gemacht.

Tabelle 26: Zeitlicher Rahmen zur technischen und regulatorischen Umsetzung des Netzschutzes

Zeitraumen	Technische sowie wirtschaftliche Untersuchungen (F&E) und Umsetzung (U)	Regulatorische Umsetzung, Standardisierung, Netzanschlussregeln
2015-2016	Prüfung der Verträglichkeit von Blindleistungsmanagement und Netzschutz (F&E)	Ggf. Anpassungen notwendig
2015-2016	Auftrittswahrscheinlichkeit und Erkennung von Inselnetzen (F&E)	Berücksichtigung bei den Vorgaben für den Netzwiederaufbau (vgl. Kapitel 6.1)
2015-2017	Entwicklung Kurzschlussstrom bei Übergang Synchronmaschine zu Wechselrichter (F&E)	Anpassung der Netzanschlussrichtlinien
2015-2019	Low-Voltage FRT Niederspannung (F&E), vgl. Kap. 5.1	
2015-2017	Netzzustandsbestimmung mit Informationen aus intelligenten Geräten (F&E)	Definition der Kommunikationsschnittstellen
2017-2020	Netzschutzfunktionen mit Informationen aus intelligenten Geräten (F&E)	Definition der Kommunikationsschnittstellen
2017-2019	Adaptiver Netzschutz im Verteilnetz (F&E)	
2018-2020	Aktive Nutzung von Inselnetzen (F&E)	

6.3 IKT-Infrastruktur

	Forschung	Entwicklung	Umsetzung
Ziel	Identifikation von Rollen, Spezifikation von Anwendungsfällen, Entwicklung der Systemarchitektur und Identifikation der Systemanforderungen	Analyse und Neuentwicklung von Technologien, Test, Integration und Verifikation	Nationale und internationale Standardisierung
Zeit	kurzfristig (< 2 Jahre)	mittelfristig (2-5 Jahre)	langfristig (> 5 Jahre)
Stand	Teilergebnisse vorhanden	Labormuster entwickelt	Regularien teilweise erstellt

6.3.1 Stand der Technik und aktuelle Entwicklungen

Bedingt durch die Gesetzeslage werden aktuell betriebstechnisch sichere und ökonomisch sinnvolle Lösungen für die Implementierung des Einspeisemanagements dringend benötigt.

Weiterer Bedarf besteht perspektivisch beispielsweise im Hinblick auf Anwendungen wie

- der Regelung der Einspeiseleistung zur Gewährleistung der Frequenzstabilität und Abschätzung der erforderlichen Regelleistung (vgl. Kapitel 4)
- der zentralen Spannungsregelung oder dezentralen Spannungsregelung mittels regelbarer Ortsnetztransformatoren (Intelligente Ortsnetzstation) und verteilter Messsysteme (vgl. Kapitel 5)
- dem Netzwiederaufbau (vgl. Kapitel 6.1) und
- dem Netzschutz (vgl. Kapitel 6.2).

Planung und Umsetzung der IKT-Infrastruktur und der Systemarchitektur stehen mit (energietechnischer) Netztopologie und Netzplanung in wechselseitiger Abhängigkeit. Zusätzlich kann bei geeigneter Auslegung auch die Netzbetriebsführung durch IKT unterstützt werden.

Die Realisierung derartiger Anwendungen setzt voraus, dass eine Vielzahl weitläufig verteilter PV-Anlagen gesteuert und koordiniert werden können. Voraussetzungen für die Netzintegration von PV sind somit

- eine geeignete IKT-Infrastruktur,
- die damit gekoppelten Automatisierungstechnischen Systeme,
- sowie deren Strukturierung entsprechend einer geeigneten Systemarchitektur.

Gleichzeitig sind diese Themenfelder verallgemeinerbar und stellen eine wesentliche Voraussetzung für die Netzintegration jeglicher dezentraler Erzeugungsanlagen dar. Somit bilden sie eine wesentliche Stütze für die Transformation der Energieverteilnetze hin zu Smart Grids.

Aufgrund der übergreifenden Relevanz dieser Themenfelder sind durch die Einbeziehung weiterer Arten dezentraler Erzeugungsanlagen zusätzlich zu PV-Anlagen einerseits Synergien bezüglich F&E- und Implementierungsaufwand zu erwarten. Andererseits ermöglicht nur die Einbeziehung aller aktuell absehbarer Anforderungen auch die ausreichende Dimensionierung aller Systemkomponenten.

Bei Planung und Umsetzung der IKT-Infrastruktur sind Aspekte der Betriebssicherheit, der Zuverlässigkeit bzw. Verfügbarkeit und somit auch Aspekte der IT- und Systemsicherheit einzubeziehen.

Der zeitnahe Aufbau einer geeigneten IKT-Infrastruktur ist notwendig, obwohl aktuell noch Klärungsbedarf hinsichtlich der genauen Anforderungen besteht. Ein abgestimmtes Vorgehen zusammen mit der Netzausbauplanung und den marktgetriebenen Anforderungen ist anzustreben, um optimal die neu zu errichtende Infrastruktur zu nutzen. Ein besonderes Augenmerk ist hierbei auf eine offene Systemarchitektur zu richten, damit perspektivisch neue Anforderungen integrierbar sind. Gleiches trifft auch auf die verteilten automatisierungstechnischen Komponenten zu, die für die Umsetzung der erforderlichen Funktionen benötigt werden. Es wird geschätzt, dass allein der Zusatzaufwand der für Smart Grids benötigten IKT bis 2020 bei ca. 2 Mrd. Euro und bis 2030 bei ca. 7 Mrd. Euro liegt [VKU 2012].

6.3.2

Analyse des aktuellen Forschungsstands anhand relevanter Projekte und deren Ergebnisse

Aktive Netzstation - Aktives, intelligentes Niederspannungsnetz (Fraunhofer IWES, E.ON Mitte, J. Schneider Elektrotechnik, KDEE, SMA; gefördert durch das BMUB, FKZ 0325202A):

Thema: Entwicklung eines intelligenten, aktiven Niederspannungsnetzes zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit von Erneuerbaren Energien (vgl. Kapitel 5.5).

Zu erwartende Erkenntnisse bzgl. IKT: Prinzipielle Machbarkeit der Steuerung von PV-Wechselrichtern im Niederspannungsnetz durch die intelligente Ortsnetzstation unter Verwendung von IEC 61850 über das Mobilfunknetz (GSM/UMTS).

INES – Intelligente Netzstation (Mainova, Universität Wuppertal, SAG, Helmut Maull GmbH):

Thema: Entwicklung und Testbetrieb einer Systemlösung mit intelligenter Netzstation sowie Steuerungs-, Mess- und Regeltechnik zur autarken Überwachung und Regelung des Niederspannungsnetzes im Hinblick auf steigende volatile Erzeugung (insb. durch PV).

Erkenntnisse: Im Probetrieb konnte die Systemlösung erfolgreich eingesetzt werden und hat gezeigt, dass eine maximale Einbindung erneuerbare Energien bei minimalem Netzausbau durch intelligentes Netzmanagement möglich ist.

DERri - Distributed Energy Resources Research Infrastructure (16 Partner aus 12 Ländern der EU; gefördert von der Europäischen Kommission):

Thema: Entwicklung einer auf Software und dem Internet basierenden Kommunikationsinfrastruktur zur Vernetzung der Laboreinrichtungen europäischer Forschungslabore im Bereich Verteilte Energieerzeugung.

Zu erwartende Erkenntnisse bzgl. IKT: Prinzipielle Machbarkeit der Einrichtung eines europaweiten geschlossenen Netzwerks, Möglichkeiten zur Realisierung von SCADA-Anwendungen auf Grundlage dieses Netzwerks. Als anwendungsnahe Protokolle werden Web-Services bzw. OPC und IEC 61850 verwendet. Die Datenübertragung erfolgt über ein Virtuelles Privates Netzwerk unter Verwendung öffentlicher Internet-Infrastruktur.

eNterop (Continental, Fraunhofer IFF und IWES, TU Dortmund, BMW, VW, Daimler, RWE, Siemens; gefördert durch das BMWi):

Thema: Entwicklung einer Konformitätstestumgebung zur Prüfung von Elektrofahrzeugen und Ladesäulen auf Standardkonformität bezüglich des in der internationalen Standardisierung befindlichen Standards ISO/IEC 15118.

Zu erwartende Erkenntnisse bzgl. IKT: Konzepte und Verfahren zur Realisierung von Konformitätstests für eine Kommunikationsschnittstelle mit direktem Bezug zu einer energietechnischen Anwendung (Steuerung des Ladevorgangs bezüglich Elektrofahrzeug und Ladesäule) sowie deren technische Realisierung.

Smart Nord – Intelligente Netze Norddeutschland (Universität Oldenburg, OFFIS, TU Braunschweig, Universität Hannover, TU Clausthal, Next Energy, EFZN; gefördert vom Niedersächsischen Ministerium für Wissenschaft und Kultur):

Ziel ist die Erstellung von Beiträgen zur koordinierten dezentralen Bereitstellung von Wirkleistung, Regelleistung und Blindleistung in den Verteilnetzen unter Einbeziehung und Konzipierung einer neuen und sämtliche Komponenten einbeziehenden IKT-Infrastruktur.

Zu erwartende Erkenntnisse bzgl. IKT: Aussagen zur Systemarchitektur, die zur Sicherung der Interoperabilität von Komponenten auf etablierten Standardfamilien der IEC beruhen sowie Fragen der IKT-Sicherheit (Security).

Web2Energy – Smart-Grid-Applikationen im Verteilnetz (u. a. Südhessische Energie AG, Landis+Gyr GmbH, Universität Magdeburg, it4power, UTInnovation B.V.; gefördert durch die Europäische Kommission):

Ziel des Projekts ist die Verifizierung der Zuverlässigkeit von Smart-Grid-Applikationen und ihre Bedeutung für den Netzbetrieb. Hierbei wurden im Netzgebiet des VNB 9 Ortsnetzstationen, 21 in das Netz einspeisende Erzeugeranlagen verschiedener Kategorien und 11 verteilte Batterieanlagen mit Fernüberwachungs- und Steuerungstechnik ausgerüstet. Zusätzlich wurden 200 Haushaltskunden in Neubaugebieten über moderne Zähltechnik in den Versuch eingebunden, um mittels dynamischer Tarife den Verbrauch zu beeinflussen.

Erkenntnisse bzgl. IKT: In diesem Projekt wurden wesentliche Erkenntnisse mit der Implementierung des IEC 61850 Protokolls gewonnen. Weitere Ergebnisse werden noch aus dem laufenden Praxistest gewonnen.

E-Energy Projekte – IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft (Förderung durch das BMWi und BMUB):

Ziel dieses Förderprogramms ist die Entwicklung und Erprobung von Schlüsseltechnologien und Geschäftsmodellen für ein »Internet der Energie« in verschiedenen Modellregionen.

Erkenntnisse: Die intelligente Vernetzung einer unterschiedlichen Anzahl an Erzeugungsanlagen, Haushalten und anderen Lasten konnte in den verschiedenen Modellprojekten erreicht werden. Es wurde in Zusammenarbeit mit dem VDE/DKE eine Normungsroadmap für ein zukünftiges Smart Grid erarbeitet.

Studie »Future Energy Grid - Migrationspfade ins Internet der Energie« [Acatech 2012]

Die Studie behandelt im Wesentlichen folgende Fragestellungen:

- Wie kann die IKT zum Gelingen der Energiewende beitragen?
- Wie können technologische Migrationspfade in das zukünftige Energiesystem aussehen?
- Was kann und muss parallel zur Technologieentwicklung getan werden, damit die Energiewende im Hochindustrialand Deutschland erfolgreich und beispielhaft für andere Staaten umgesetzt werden kann?

Erkenntnisse bzgl. IKT: Der Migrationsprozess eines erfolgreichen IKT-basierten Energieversorgungssystems wurde zeitlich in die Phasen »Konzeption«, »Integration« und »Fusion« eingeordnet. Nach einem ersten Entwicklungsschwerpunkt innerhalb der geschlossenen Systemebene werden im weiteren Verlauf des Migrationspfades durch den Ausbau der IKT-Infrastruktur zunehmend Technologien der vernetzten Systemebene implementiert. Darüber hinaus wird die Verbindung zwischen geschlossener und vernetzter Systemebene langfristig gestärkt (vgl. Abbildung 14).

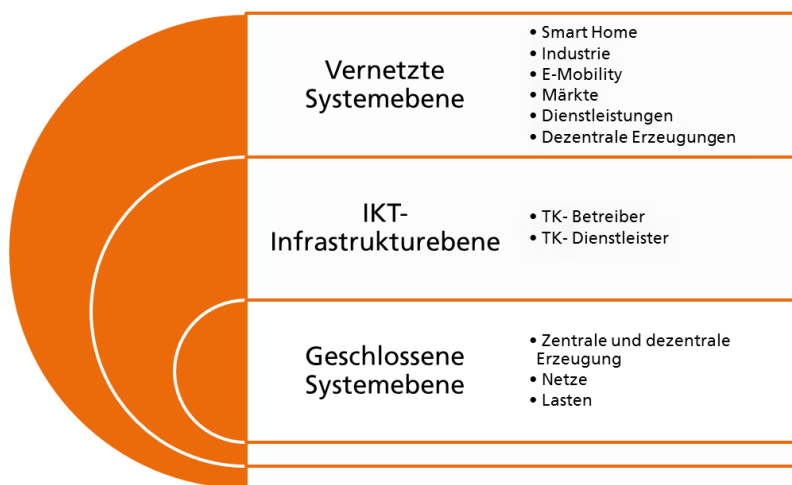


Abbildung 14: Aufbau und Bestandteile eines abstrakten und vereinfachten Systemmodells

Studie „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (BMW-Verteilernetzstudie) [BMW 2014]

Neben den notwendigen Netzausbaukosten wird auch die notwendige IKT für intelligente Massnahmen in dieser Studie behandelt. Eine differenzierte und gezielte Implementierung intelligenter Netzausbaumaßnahmen im Kontext einer optimierten IKT-Infrastruktur kann helfen, signifikante Netzausbaukosten einzusparen. In der Gesamtbeurteilung sind sowohl die Investitionskosten für die IKT-Infrastruktur wie auch die Softwareerweiterungen in den zentralen Systemen, wie z. B. den Netzleitsystem zu betrachten. Einen weiteren Kostenblock nehmen die Betriebskosten ein. Ein besonderes

Augenmerk muss auf die, für den jeweiligen Anwendungsfall notwendige Zuverlässigkeit und Sicherheit gelegt werden. Des Weiteren wird in dieser Studie adressiert, dass entsprechende Anreize geschaffen werden müssen, um die erhöhten Betriebskosten durch den Zuwachs der IKT-Infrastruktur auch in der Vergütungssystematik der Netzentgelte abzubilden.

Bewertung aktueller Ergebnisse abgeschlossener und laufender Projekte

Eine Bewertung im eigentlichen Sinne ist schwierig, da ein koordiniertes ganzheitliches Vorgehen zur gezielten Entwicklung einer IKT-Infrastruktur, von Automatisierungstechnischen Systemen und einer praktikablen Systemarchitektur insgesamt erforderlich ist.

6.3.3

Zielzustand

Der Zielzustand sollte in dem Vorhandensein der technischen Realisierung einer geeigneten Systemarchitektur bestehen, die sowohl IKT-Infrastruktur als auch relevante Automatisierungstechnische Systemkomponenten umfasst.

Diese Systemarchitektur sollte einerseits marktrelevante Anwendungen (»Smart Market«) und andererseits netzbetriebliche Anwendungen (»Smart Grid«) unterstützen (i. S. v. ermöglichen). Dabei sollen neue Dienste, wie sie beispielsweise künftig durch das Einspeisemanagement auf Kapazitätsbasis sowie die Elektromobilität entstehen, darstellbar sein.

Das Gesamtsystem sollte nachhaltig sowie technisch, ökonomisch und ökologisch sinnvoll gestaltet sein. Eine große Rolle spielt in diesem Zusammenhang die Verwendung möglichst international standardisierter Schnittstellen und Systemkomponenten. Des Weiteren ist ein umfassendes sicherheitskonformes Design unverzichtbar.

6.3.4

Empfehlungen und mögliche Lösungswege zur Umsetzung

Zur Entwicklung der IKT-Infrastruktur, geeigneter Automatisierungstechnischer Systemkomponenten sowie der übergeordneten Systemarchitektur wird ein Vorgehen mit bekannten Methoden, wie z. B. agile Softwareentwicklung, V-Modell etc. angestrebt.

Dabei sind die beiden im Kern unterschiedlichen Perspektiven der marktrelevanten Anwendungen (»Smart Market«) und der netzbetrieblichen Anwendungen (»Smart Grid«) zu berücksichtigen.

Eine besondere Bedeutung nimmt die Ausgestaltung des BDEW-Ampelmodells für viele Prozesse ein, da hierfür die IKT die Voraussetzung darstellt. Insbesondere hierbei die Phase gelb. In diesem Zusammenhang ist auch das Einspeisemanagement mit der geplanten 3 %-abregelung zu nennen.

Anhand des aktuellen Fortschritts und des Zielzustands werden in Tabelle 27 die notwendigen Entwicklungsschritte aufgezeigt und Empfehlungen zum zeitlichen Rahmen der technischen und wirtschaftlichen Untersuchungen, sowie der technischen und regulatorischen Umsetzung gemacht.

Tabelle 27: Zeitlicher Rahmen zur technischen und regulatorischen Umsetzung der IKT-Infrastruktur und Systemarchitektur

Systemarchitektur

Zeitraumen	Technische sowie wirtschaftliche Untersuchungen (F&E) und Umsetzung (U)	Regulatorische Umsetzung, Standardisierung, Netzanschlussregeln
Bis Ende 2018	<p>Identifikation der Rollen, Geräte- bzw. betriebstechnischer und marktrelevanter Instanzen</p> <p>Spezifikation von Anwendungsfällen und Systemkomponenten</p> <p>Entwicklung und Spezifikation einer übergeordneten Systemarchitektur</p>	
2015-2019	<p>Identifikation der Systemanforderungen an das Gesamtsystem und an alle Teilsysteme</p> <p>Identifikation, der für PV-Anlagen zu implementierenden Funktionen und Schnittstellen</p>	Erkenntnisse in die nationale und internationale Standardisierung einbringen
2016-2019	<p>Entwicklung eines Einspeisemanagement unter Berücksichtigung des NOVA-Prinzips mit der Prämisse der regulatorischen Vorgabe (z. B. maximal 3 % der eingespeisten Energie darf pro EE-Anlage abgeregelt werden)</p> <p>Entwicklung einer Betriebsführung zum optimalen Einsatz der erneuerbaren Energien</p> <p>Entwicklung der Planungsgrundsätze für die IKT-Infrastruktur.</p>	Die Anreizsysteme sollten neue innovative Technologien, wie auch die erhöhten Betriebskosten der IKT-Infrastruktur berücksichtigen
2015-2019	Entwicklung von IKT-Konzepten für den Netzwiederaufbau mit hoher Durchdringung von dezentralen Anlagen	Sowohl die Implikationen zum EnWG, wie auch zu den Grid-Codes wie auch den Netzkodizes sind entsprechend fortzuschreiben.
2016-2018	Analyse der Eignung vorhandener Technologie und ggf. Neuentwicklung	Standardisierung der Technologien
Ab 2018	Schrittweise Integration und Verifikation unter Verwendung weitestgehend automatisierter und standardisierter Tests	

Besondere Bedeutung kommt den ersten drei Punkten zu. Erst nach deren Ausführung sind Entwurf und Implementierung eines Systemkonzepts ökonomisch sinnvoll möglich.

Zusätzlich sollte das Thema PV-Netzintegration bezüglich des Aufbaus einer nachhaltigen sowie technisch, ökonomisch und ökologisch sinnvollen IKT-Infrastruktur nicht isoliert betrachtet werden. Vielmehr ist eine Betrachtung im Verbund mit anderen energiewirtschaftlichen Themen notwendig, wie beispielsweise der Netzintegration anderer regenerativer Erzeugungsanlagen, der Netzintegration von Energiemanagementsystemen und neuartiger Netzbetriebsmittel sowie der Netzintegration von Elektrofahrzeugen.

6.4 (Permanentes) Einspeisemanagement

	Forschung	Entwicklung	Umsetzung
Ziel	Bewertung Systemantwort auf Wirk- und Blindleistungsmanagement, Formulierung der technischen Anforderungen	Bestehende Produkte hinsichtlich neuer Anforderungen weiterentwickelt	Regularien für ein permanentes Einspeisemanagement müssen angepasst und in Netzbetrieb umgesetzt werden
Zeit	kurzfristig (< 2 Jahre)	mittelfristig (2-5 Jahre)	mittelfristig (2-5 Jahre)
Stand	Teilergebnisse vorhanden	Einzeldemo durchgeführt	Marktreifes Produkt besteht

6.4.1 Stand der Technik und aktuelle Entwicklungen

Gesetzliche Regelung

Als Einspeisemanagement (EinsMan) wird heute das auf Grundlage des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und Kraft-Wärme-Kopplung-Gesetzes (KWKG), bzw. des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) ferngesteuerte Absenken der eingespeisten Wirkleistung von EEG- und KWKG-Anlagen verstanden. Implizit erfolgt ein Einspeisemanagement auch durch Anwendung der Netzanschlussrichtlinien, insbesondere für die frequenzabhängige Wirkleistungsreduzierung.

EinsMan wird bei verzögertem Netzausbau eingesetzt und ist dann entschädigungspflichtig (EEG-Regelung) oder zur Wahrung der Systemsicherheit und ist dann entschädigungslos (EnWG-Regelung). Dazwischen kann es zu Mischformen kommen, die im EinsMan-Leitfaden [BNetzA 2014] der Bundesnetzagentur beschrieben sind. In diesem Leitfaden werden entsprechende Berechnungsvorschriften für entgangene EEG-Vergütung bei Abregelung beschrieben.

Grundsätzlich gilt, dass der Vorrang der Einspeisung aus EEG- und KWKG-Anlagen gewahrt werden soll. Die Abregelung dieser Anlagen darf erst erfolgen, wenn sonst das »netztechnisch erforderliche Minimum« bei den anderen Erzeugungsanlagen unterschritten wird. Die Ermittlung dieses Minimums ist nicht festgelegt.

Notwendige Kommunikationsinfrastruktur

Für Anlagen bis 100 kW wird eine unidirektionale Anbindung gefordert, die in der Regel als Tonfrequenz- oder Funk-Rundsteuerung ausgeführt wird. Die Wirksamkeit der Steuerung wird im Nachhinein durch Auswertung der Lastprofile aus der Messeinrichtung nachvollzogen. Dafür müssen ggf. entsprechende Zähler nachgerüstet werden.

Für Anlagen kleiner 30 kW besteht eine Wahlmöglichkeit zwischen der Teilnahme am EinsMan oder dauerhafter Leistungsbeschränkung auf 70 %.

Für Anlagen größer 100 kW wird eine bidirektionale Anbindung gefordert, über die der aktuelle Einspeisewert an die Netzleitstelle übermittelt werden kann. Die Anbindung wird in der Regel als Fernwirktechnik ausgeführt.

Aus einer stichpunktartigen Prüfung von Preisblättern von drei Netzbetreibern, die Fernwirk-Systeme für das Einspeisemanagement anbieten, ergeben sich Kosten von 2.145 bis 3.990 € für die Investition plus 180 bis 295 € jährliche Kosten.

Aus technischer Sicht werden die oben beschriebenen Fernwirk-Systeme jedoch nicht bei allen Anlagen über 100 kW gefordert werden müssen (Zitat FNN-Empfehlung: »Eine Ausstattung der Anlagen mit Fernwirktechnik ist in der Regel dann vertretbar, wenn aufgrund der Leistungsgröße der Anlagen und somit des Einflusses auf den Netzbetrieb, eine Fernwirkverbindung zum Netzbetreiber erforderlich oder von diesem vorgeesehen ist.«). Eventuell sollte hier noch eine weitere Differenzierung der Anlagengröße vorgenommen werden. Die Höhe einer weiteren Stufe muss unter technischen und wirtschaftlichen Gesichtspunkten festgelegt werden.

Betroffenen Anlagen

Die Nachrüstung bestehender Anlagen und Übergangsregeln sind per Verordnung (SysStabV) und für die frequenzabhängige Leistungsreduzierung durch einen FNN-Hinweis festgelegt. Die Nachrüstverpflichtung gilt für PV-Systeme mit einer installierten Leistung

- größer 100 kW bis 31.08.2013,
- größer 30 kW bis 31.05.2014 und
- größer 10 kW bis 31.12.2014.

Ältere Bestandsanlagen sind von der Regelung ausgenommen. Eine Übersicht über die installierten PV-Systeme gruppiert nach Leistungen geben die beiden nachfolgenden Tabellen.

Tabelle 28: Installierte PV-EEG-Anlagen-Leistung in Deutschland nach Anlagengröße, nach EEG-Stammdaten zum Stand 31.12.2013

Leistungsgruppe	0 bis 10 kW	> 10 bis 30 kW	> 30 bis 100 kW	> 100 bis 600 kW	> 600 kW	gesamt
Anzahl	806.156	480.927	123.378	25665	4.587	1.440.713
Summenleistung (kW)	4.800.346	8.785.913	6.261.701	5254843	11.821.832	36.924.635
Durchschnittliche Leistung (kW)	6	18	51	205	2577	26

Tabelle 29: PV-EEG-Anlagen ohne Nachrüstverpflichtung nach Anlagengröße, nach EEG-Stammdaten zum Stand 31.12.2013

Spannungsebene	Niederspannung			Mittelspannung	gesamt
	Inbetriebnahme vor 1.4.2011	vor 1.9. 2005	vor 1.5.2001	vor 1.5.2001	
Leistungsgruppe	0 bis 10 kW	> 10 bis 100 kW	> 100 kW	> 30 kW	gesamt
Anzahl	497.336	39.564	13	34	536.947
Summenleistung (kW)	2.785.341	844.550	2.785	5.889	3.638.566
Durchschnittliche Leistung (kW)	6	21	214	173	7

Projekte und Studien

Eine Darstellung des Einspeisemanagements und dessen Umsetzung für PV im Netzgebiet der Bayernwerk AG erfolgte im Projekt PV-Integrated [Köthe et al. 2012].

Eine Methode zur Ermittlung und eine Abschätzung der Höhe des derzeitigen »netztechnisch erforderlichen Minimums« unter den Aspekten (n-1)-Sicherheit, Redispatch, Kurzschlussleistung, Spannungshaltung und Regelung der Systembilanz, wurde in einer Studie im Auftrag der vier Übertragungsnetzbetreiber erarbeitet [FGH 2012].

6.4.2

Analyse des aktuellen Forschungsstands anhand relevanter Projekte und deren Ergebnisse

Anforderungen an das Einspeisemanagement wurden in einzelnen Projekten, z. B. PV-Integrated, untersucht in Hinblick auf Notwendigkeit und Wirksamkeit sowie der technischen Umsetzung. Endgültige Ergebnisse liegen noch nicht vor. Forschungsbedarf wird insbesondere bezüglich der Einbindung von kleineren Anlagen gesehen.

Im DERlab Report »Requirements to Testing of Power System Services Provided by DER Units« [DERlab 2011] wird eine statistische Methode vorgestellt, um die aggregierte Antwort vieler verteilter kleiner Einspeiseanlagen zu bewerten (Anwendung für unidirektional angebundene Anlagen).

6.4.3

Zielzustand

Der Vorrang der Einspeisung aus EEG- und KWKG-Anlagen sollte umgesetzt sein. Die Einbindung der Anlagen in ein permanentes EinsMan sollte realisiert sein, sofern es günstiger ist als Netzverstärkung.

Die Wirkung von Steuerbefehlen an viele verteilte kleine Anlagen sollte bewertbar und für den Netzbetrieb einsetzbar sein. Systemdienstleistungen sollen von aggregierten Anlagen erbracht und am Markt angeboten werden können.

Spannungshaltung sollte auch im Übertragungsnetz von dezentralen Einspeisern unterstützt sein. Blindleistungseinspeisung sollte in EinsMan einbezogen sein.

6.4.4

Ausblick notwendiger Weiterentwicklungen und Identifizierung neuer Trends

Rechtliche/ energiewirtschaftliche Aspekte

1. Definition des »netztechnisch erforderlichen Minimums« und durch welche Anlagen es abgedeckt werden kann, sowie der Nachvollziehbarkeit, welche Anlagen zur Bereitstellung vorgesehen werden.
2. Definition der »räumlichen Nähe« nach EEG §6 von Anlagen aus Netzsicht und daraus resultierende Zusammenfassung und Nachrüstverpflichtung.
3. Möglicher Widerspruch zwischen dem Vorrang der Einspeisung aus EEG- und KWKG-Anlagen und der Umsetzung der frequenzabhängigen Leistungsreduzierung.

Technische Aspekte

1. Überprüfung der Leistungsgrenzen für das vereinfachte Einspeisemanagement (derzeit 100 kW) auf Wirkung und Wirtschaftlichkeit.
2. Messung der Systemantwort: Entwicklung von Verfahren zur »Messung« und Bewertung der Wirkung des vereinfachten, unidirektionalen Einspeisemanagements.
3. Auswirkungen auf (n-1)-Sicherheit und Redispatch bei Leistungsreduzierungen in Niederspannungsnetz ohne Energieüberschuss sind möglicherweise nicht eindeutig.
4. Möglichkeiten und Anwendungen der Ausdehnung des Einspeisemanagements auf Blindleistungsbereitstellung.

6.4.5 Empfehlungen und mögliche Lösungswege zur Umsetzung

In Tabelle 30 werden mögliche Methoden, Technologien und Maßnahmen, welche zur Erreichung des oben definierten Zielzustands eingesetzt werden können hinsichtlich ihres technischen Reifegrads, des regulatorischen Anpassungsbedarfs, der Einsatzfähigkeit, sowie der Wirtschaftlichkeit bewertet.

Tabelle 30: Bewertungsmatrix für mögliche Methoden, Technologien und Maßnahmen zur Erreichung des Zielzustands des Einspeisemanagements

Methode/ Technologie/ Maßnahme	Technischer Reifegrad	Anpassungsbedarf Gesetze, Richtlinien, Standardisierung	Einsatzfähigkeit	Wirtschaftlichkeit	Chancen / Risiken
Definition »netztechnisch erforderliches Minimum«	In Entwicklung	Ja	Mittelfristig	Zu prüfen	
Aggregated Response / DEA Systemantwort	In Entwicklung	Ja	Mittelfristig	Wirtschaftlicher	
Anpassung der Leistungsgrenze vereinfachtes Einspeisemanagement	Vorhanden	Zu prüfen	Kurzfristig	Wirtschaftlicher	
Wirkleistungs-Einspeisemanagement	Vorhanden	Zu prüfen	Kurzfristig	Wirtschaftlicher	
Blindleistung-Einspeisemanagement	In Entwicklung	Ja	Mittelfristig	Zu prüfen	

Anhand des aktuellen Fortschritts und des Zielzustands werden in Tabelle 31 die notwendigen Entwicklungsschritte aufgezeigt und Empfehlungen zum zeitlichen Rahmen der technischen und wirtschaftlichen Untersuchungen, sowie der technischen und regulatorischen Umsetzung gemacht.

Tabelle 31: Zeitlicher Rahmen zur technischen und regulatorischen Umsetzung des Einspeisemanagements

Zeitraumen	Technische, sowie wirtschaftliche Untersuchungen (F&E) und Umsetzung (U)	Regulatorische Umsetzung, Standardisierung, Netzanschlussregeln
bis Ende 2016	Bewertung der Wirksamkeit und der technischen Umsetzung des EinsMan insbesondere bei kleineren Anlagen (U)	Ggf. Anpassung Richtlinien, Verordnungen
2016-2018	Entwicklung von Verfahren zur »Messung« der DEA Systemantwort (F&E)	
2015-2017	Definition des »netztechnisch erforderlichen Minimums«	
2015-2017	Bewertung der Ausweitung des EinsMan auf Blindleistung (F&E)	Ggf. Anpassung Richtlinien, Verordnungen

6.5 (Räumliche) Steuerung des PV-Zubaus

	Forschung	Entwicklung	Umsetzung
Ziel	Ermittlung der Optimierungspotenziale des PV-Zubaus bezüglich unterschiedlicher Systemparameter	Entwicklung eines optimierten Zubaupfades für PV	Regularien festgelegt, die den PV-Zubau entlang eines optimierten Zubaupfades steuern
Zeit	mittelfristig (2-5 Jahre)	mittelfristig (2-5 Jahre)	mittelfristig (2-5 Jahre)
Stand	Teilergebnisse vorhanden	keine Entwicklungsergebnisse vorhanden	Bisher keine Umsetzung

Die in diesem Kapitel beschriebenen Sachverhalte repräsentieren keine technischen Fragestellungen, sondern sind vor allem regulativ zu beeinflussen und stellen somit regulatorische Herausforderungen dar.

6.5.1 Stand der Technik und aktuelle Entwicklungen

Aktuell verläuft der PV-Zubau sowohl räumlich als auch bezüglich der Anlagenausrichtungen ungesteuert. Die Auswahl von Standort und Ausrichtung wird allein durch das betriebswirtschaftliche Optimum aus Sicht des Anlagenbetreibers beeinflusst. Da jede erzeugte kWh einer PV-Anlage über das EEG aktuell gleichwertig vergütet wird, entspricht das betriebswirtschaftliche Optimum dem maximalen Ertrag (kWh/kW_p). Eine Konzentration der installierten Anlagen auf Regionen mit hohen Solarstrahlungspotenzialen ist die logische und reale Folge, genauso wie eine Konzentration der Ausrichtung auf Azimutwinkel in südlicher Richtung und Neigungswinkel um 30° (der optimale Neigungswinkel ist vom Breitengrad des jeweiligen Standorts abhängig). Diese Tatsachen werden, die bei weiterhin starkem PV-Zubau, ohnehin wachsenden Anforderungen an die Energieversorgungsstruktur zusätzlich verschärfen, wenn eine möglichst vollständige Verwertung des PV-Stroms gewährleistet werden soll.

Problembeschreibung

1. Lokale Überschüsse

Werden innerhalb einzelner Netzstränge sehr hohe PV-Leistungen installiert, kann das Netz den erzeugten Strom zu Spitzenzeiten nicht mehr vollständig aufnehmen. Als Folge müssen Anlagen abgeregelt werden. Um den Abregelungsbedarf zu minimieren, können lokal Stromspeicher installiert und/oder die Netzinfrastruktur ausgebaut werden. Für beide Optionen sind erhebliche Investitionen notwendig und die Betriebskosten steigen.

2. Regionale Überschüsse

Wird innerhalb begrenzter Regionen so viel PV-Leistung installiert, dass die Erzeugung den Verbrauch zeitweise übersteigt, so sollten die Überschüsse in das Übertragungsnetz gespeist und in andere Regionen abtransportiert werden. Übersteigen die Überschüsse sogar die Kapazitäten der Übertragungsnetze, so müssen entweder regelmäßig Anlagen abgeregelt, Strom innerhalb der Region gespeichert oder aber die Übertragungskapazitäten ausgebaut werden. Auch hier sind erhebliche Investitionen in Speicher und/oder Übertragungsnetze notwendig, soll der Abregelungsbedarf minimiert werden.

3. Große Leistungsgradienten

Der Tagesverlauf der Einspeisung einer einzelnen PV-Anlage weist, abhängig vom Wetter, eine mehr oder weniger starke Volatilität auf. Wird jedoch die Leistung vieler, über ein großes Gebiet verteilter Anlagen summiert, so nähert sich der Tagesverlauf in der Regel einer Glockenkurve an. D. h. lokale Schwankungen der Einspeisung, z. B. als Folge eines Wolkendurchzugs, werden ausgeglichen, zunehmend mit der Größe des Betrachtungsgebiets und der Homogenität der Leistungsverteilung auf diesem Gebiet. Der glockenförmige Verlauf der Einspeisung ist durch den Tagesgang der Sonne bedingt. Die deutschlandweite Einspeisung aus PV weist demnach in der Regel vormittags große positive und nachmittags große negative Gradienten auf. So entsteht ein erheblicher Bedarf an flexibler Kraftwerksleistung zum Ausgleich dieser Gradienten.

Lösungsansätze

1. Steuerung der Anlagenausrichtung

Ein Ansatz, den beschriebenen Problemen entgegenzuwirken, könnte sein, den PV-Zubau so zu steuern, dass vermehrt Anlagen mit Ost- oder Westausrichtung gebaut werden. Die täglichen Leistungspeaks zur Zeit des Sonnenhöchststands werden bei konstanter Anlagengröße umso kleiner je weiter der Azimutwinkel der Anlage von Süden abweicht. Allerdings sinkt mit zunehmender Abweichung von Süden auch der jährliche Ertrag. Den Ertragsverlusten stehen jedoch je nach Situation ein reduzierter Abregelungsbedarf, reduzierte Netzkapazitätsanforderungen und/oder ein reduzierter Speicherbedarf infolge kleinerer Leistungspeaks gegenüber. Außerdem kann bei gebäudeintegrierten Anlagen gegebenenfalls der Eigenverbrauchsanteil erhöht werden, da die Einspeisung durch östliche Ausrichtung einer Anlage Richtung Vormittag und bei westlicher Ausrichtung in Richtung Nachmittag verlagert wird. Ein maximaler Eigenverbrauchsanteil ist in der Regel mit einer Kombination verschiedener Azimutwinkel zu erreichen, da sich die Einspeisung so gleichmäßiger über den Tag verteilt (Abbildung 15). Was für den Eigenverbrauch einzelner Gebäude gilt, lässt sich qualitativ auch auf andere Systemgrenzen, wie einzelne Netzstränge oder Netzgebiete, übertragen: Eine verstärkte Verteilung der Anlagenausrichtungen führt in der Regel zu einem erhöhten Eigenverbrauchsanteil innerhalb der Systemgrenzen. Des Weiteren werden die, vom Tagesgang der Sonne abhängigen Leistungsgradienten zunehmend flacher, je größer der Anteil der PV-Anlagen mit Ost- und Westausrichtung. Überschaubaren Ertragsverlusten könnte also ein erheblicher Mehrwert für das Gesamtsystem gegenüberstehen.

2. Positionierung im Netz

Ein ergänzender Ansatz zu 1. könnte eine Steuerung des Zubaus nach dem Kriterium »Positionierung im Netz« sein. Ziel wäre es einen möglichst homogenen PV-Zubau, mit Abhängigkeit von lokalen und regionalen Stromverbräuchen, über das gesamte Bundesgebiet zu erreichen. So könnten vorhandene Netzkapazitäten in Netzen mit geringer PV-Durchdringung genutzt werden, bevor anderenorts bereits ausgelastete Netze ausgebaut bzw. dort Speicher installiert oder Anlagen abgeregelt werden müssen. Möglichen Ertragsverlusten, die sich aus der Nutzung von Standorten mit weniger guten Solarstrahlungsbedingungen ergeben können, stünde auch hier ein erheblicher Mehrwert für das Gesamtsystem gegenüber.

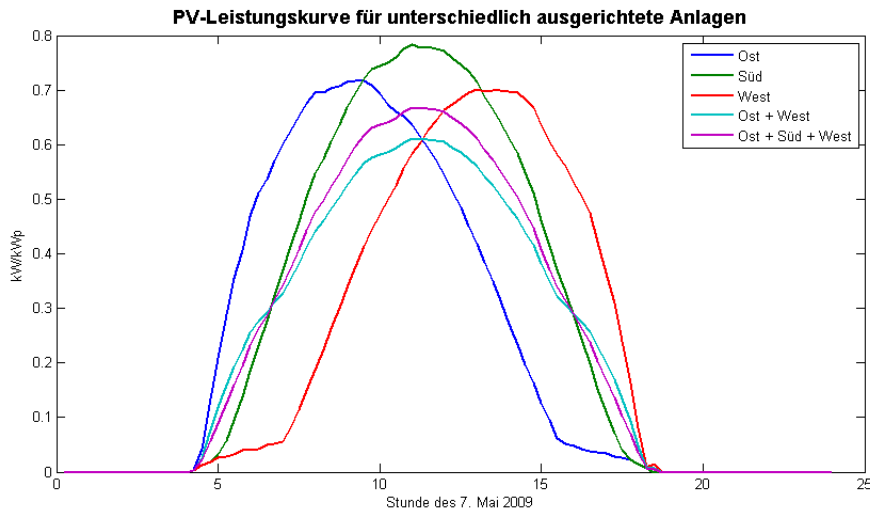


Abbildung 15: PV-Leistungskurven in 15-Minuten Werten über einen Tag für unterschiedlich ausgerichtete Anlagen

6.5.2

Analyse des aktuellen Forschungsstands anhand relevanter Projekte und deren Ergebnisse

Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung (Fraunhofer IWES im Auftrag des BSW)

In der BSW-Studie wurden Angaben zu Potenzialen und räumlicher Verteilung [Braun et al. 2012] dargestellt. Das PV-Potenzial in Deutschland wurde anhand »solartechnisch« nutzbarer Flächen auf 229 bis 569 GWp installierte Leistung eingeschätzt. Bei der aktuellen räumlichen Verteilung wurde eine überdurchschnittlich hohe Leistungsdichte vor allem in süddeutschen und in westlichen Teilen Nordrhein-Westfalens beobachtet. Daraus ergab sich, dass 80 % der installierten PV-Kapazität bei 10 % der Verteilnetzbetreiber installiert sind.

PV-Integrated (Fraunhofer IWES, Bayernwerk AG, SMA, Voltwerk Electronics, juwi; gefördert durch das BMUB, FKZ 0325224A)

In PV-Integrated wird die PV Aufnahmekapazität von NS-Netzen anhand von Typnetzen untersucht. Dünn besiedelte Netzstrukturen im ländlichen Raum sind in dieser Hinsicht besonders kritisch einzuschätzen.

Eine Typnetzanalyse kann die Überlegungen zur räumlichen Steuerung des PV-Zubaus unterstützen, indem spezielle Netztypen identifiziert werden, welche generell eine hohe Aufnahmekapazität von PV aufweisen und damit für den Zubau favorisiert werden sollten.

6.5.3

Zielzustand

Es sollte Kenntnis eines aus Sicht des Gesamtsystems optimierten Zubaupfades für PV bestehen und die regulatorischen Rahmenbedingungen sollten so ausgestaltet sein, dass sie den weiteren Zubau entlang dieses Pfades steuern können.

6.5.4

Ausblick notwendiger Weiterentwicklungen und Identifizierung neuer Trends

Erst wenn Ergebnisse zu einem optimierten PV-Zubaupfad vorliegen, kann geprüft werden, an welchen Stellen Anreize ein vernünftiges Kosten-Nutzen-Verhältnis erwarten lassen und wie solche Anreize gestaltet und regulatorisch umgesetzt werden können. Die Bewertungen in der Tabelle sind daher nur als erste Abschätzungen zu verstehen und beruhen keinesfalls auf belastbaren Ergebnissen.

6.5.5

Empfehlungen und mögliche Lösungswege zur Umsetzung

Möglicher Lösungsweg für die Entwicklung eines aus Sicht des Gesamtsystems optimalen Zubaupfades für PV:

Es ist zu untersuchen, in welchem Ausmaß verschiedene Kriterien durch Variation des Zubaupfades im Einzelnen, verglichen mit dem erwarteten Zubaupfad nach heutigen Bedingungen, optimiert werden könnten und welchen Wert die jeweiligen Optimierungspotenziale, abhängig von ihrer Eigenart und ihrem Ausmaß, für das Gesamtsystem haben. Die Bewertung dient als Grundlage für eine Gewichtung der einzelnen Optimierungskriterien, bei deren Kombination zur Identifizierung eines aus Sicht des Gesamtsystems optimalen Zubaupfades. Außerdem sollte untersucht werden, ob es zweckmäßig ist, Dachanlagen und Freilandanlagen getrennt zu betrachten. Idealerweise sollten die Untersuchungen im Kontext des gesamten Energieversorgungssystems und unter Berücksichtigung der erwarteten Entwicklungen desselben durchgeführt werden. Beispielsweise sollten der Zubau von WEA, der Einsatz konventioneller Kraftwerke sowie der erwartete Wandel der Wärmeversorgung Berücksichtigung finden. Um den Begriff der Optimierungskriterien zu veranschaulichen, sind in der folgenden Liste einige mögliche Kriterien aufgeführt.

1. Glättung der Residuallast von Deutschland, Regelzonen, Netzknoteneinzugsgebieten und Verteilnetzen.
2. Minimierung der Leistungsgradienten der Residuallast innerhalb von Übertragungsnetzgebieten.
3. Minimierung der Netzausbaukosten für Verteil- und Übertragungsnetze.
4. Minimierung der Kosten für Speicherzubau und -betrieb.
5. Minimierung der Verluste durch Abregelung von PV-Anlagen.
6. Maximierung der CO₂-Einsparung.
7. Maximierung des Kapazitätskredits.

In Tabelle 32 werden mögliche Methoden, Technologien und Maßnahmen, welche zur Erreichung des oben definierten Zielzustands eingesetzt werden können hinsichtlich ihres technischen Reifegrads, des regulatorischen Anpassungsbedarfs, der Einsatzfähigkeit sowie der Wirtschaftlichkeit bewertet.

Tabelle 32: Bewertungsmatrix für mögliche Methoden, Technologien und Maßnahmen zur Erreichung des Zielzustands hinsichtlich (räumlicher) Steuerung des PV-Zubaus

Methode/ Technologie/ Maßnahme	Technischer Reifegrad	Anpassungsbedarf Gesetze, Richtlinien, Standardisierung	Einsatzfähigkeit	Wirtschaftlichkeit	Chancen/ Risiken
Steuerung der Anlagenausrichtung beim PV-Zubau	Noch nicht in Entwicklung	Ja	Kurzfristig	Wirtschaftlicher	
Räumliche Steuerung des PV-Zubaus	Noch nicht in Entwicklung	Ja	Kurzfristig	Wirtschaftlicher	

Anhand des aktuellen Fortschritts und des Zielzustands werden in Tabelle 33 die notwendigen Entwicklungsschritte aufgezeigt und Empfehlungen zum zeitlichen Rahmen der technischen und wirtschaftlichen Untersuchungen sowie der technischen und regulatorischen Umsetzung gemacht.

Tabelle 33: Zeitlicher Rahmen zur technischen und regulatorischen Umsetzung von PV Zubau und räumlicher Steuerung

Zeitraumen	Technische sowie wirtschaftliche Untersuchungen (F&E) und Umsetzung (U)	Regulatorische Umsetzung, Standardisierung, Netzanschlussregeln
2015-2017	Entwicklung eines optimierten PV-Zubaupfades und darauf basierende Entwicklung von Anreizsystemen	
2015-2018		Anpassung von Regularien auf Grundlage der Untersuchungsergebnisse

6.6 Eigenverbrauch

	Forschung	Entwicklung	Umsetzung
Ziel	Untersuchung des Einflusses von hohem Eigenverbrauch auf das Gesamtenergiesystem	Konzepte zum netzdienlichen Eigenverbrauch entwickelt und im Feld getestet	Umsetzung der Konzepte durch geeignete Technologien und Anreize oder Regularien
Zeit	kurzfristig (< 2 Jahre)	mittelfristig (2-5 Jahre)	mittelfristig (2-5 Jahre)
Stand	Ergebnisse noch zu verfeinern	Laboruntersuchungen	Regularien teilweise erstellt

Die in diesem Kapitel beschriebenen Sachverhalte repräsentieren nur bedingt technische Fragestellungen, sondern sind vor allem regulativ zu beeinflussen und stellen somit regulatorische Herausforderungen dar.

6.6.1 Stand der Technik und aktuelle Entwicklungen

Zum 1.1.2009 wurde die Regelung zur Vergütung des Eigenverbrauchs von erzeugtem PV-Strom im EEG aufgenommen (§33 Abs. 2 EEG 2009), wodurch ein Anreiz geschaffen wurde, selbst erzeugten PV-Strom in räumlicher Nähe selbst zu verbrauchen.

Nach der Novellierung des EEG 2012 (in der ab April 2012 gültigen Fassung) besteht für Anlagen, welche nach dem 31. März 2012 installiert werden¹, keine Vergütung mehr für eigenverbrauchten PV-Strom. Da der aktuelle Strombezugspreis für Privatpersonen jedoch in der Regel für diese Anlagen oberhalb der Vergütung für direkt eingespeisten PV-Strom liegt, ist der (natürliche) Eigenverbrauch von PV-Strom ohne Einsatz technischer Komponenten wirtschaftlich in der Regel lohnenswert. Für bestehende Anlagen (Installation vor April 2012) ist dies abhängig vom Installationsjahr und Verhältnis von Energieerzeugung, -bedarf sowie Eigenverbrauchsquote zu prüfen. Aus der steigenden Differenz zwischen Strompreis und Einspeisevergütung ergibt sich nun zunehmend auch ein Anreiz Maßnahmen zu ergreifen, um den Eigenverbrauch zu erhöhen.

Die Einführung in 2013 der Wirkleistungsbegrenzung auf 70 % bei Anlagen bis 10 kWp (siehe Kapitel Wirkleistungsregelung) der Anlagenleistung hat den Eigenverbrauch für viele PV-Anlagenbesitzer noch attraktiver gemacht. Viele möchten ihren erzeugten Strom nicht einfach abregeln, sondern lieber selbst verbrauchen ungeachtet der Tatsache, dass effektiv bis zu ca. 7 % der Jahresenergiemenge je nach Anlagenkonstellation abgeregelt wird.

Die Erhöhung des Eigenverbrauchs ist durch verschiedene Maßnahmen möglich:

- Verändertes Nutzerverhalten
- Intelligentes Lastmanagement zur Verlagerung des Energiebedarfs in Zeiten eines Erzeugungsüberschusses

¹ Sofern für die Anlage nicht schon vor dem 24. Februar 2012 nachweislich ein schriftliches oder elektronisches Netzanschlussbegehren unter Angabe des genauen Standortes und der zu installierenden Leistung der Anlage gestellt worden ist.

- Strom-Wärme-Anwendungen (Wärmepumpe, Wärmespeicher)
- Elektrische Speicher zur Aufnahme des Erzeugungsüberschusses und Abgabe bei Energiebedarf

Produkte für die Erhöhung des Eigenverbrauchs sind bereits am Markt erhältlich (z. B. PV-Batterie-Systeme, Wärmepumpen, Wärmespeicher, die gezielt bei PV-Stromerzeugung arbeiten, Energiemanagementsysteme, welche Haushaltslasten abhängig von der PV-Erzeugung zu-/abschalten). Im industriellen Bereich und bei größeren PV-Anlagen stehen auch Hersteller mit Schulungen und Einzelprojektierung von individuellen Lösungen zur Erhöhung der Eigenverbrauchsrate im Dienstleistungsbereich zu Verfügung.

6.6.2

Analyse des aktuellen Forschungsstands anhand relevanter Projekte und deren Ergebnisse

Elektrische Speicher:

Eine große Anzahl (> 280) Produkte von PV-Batteriesystemen zur Erhöhung des Eigenverbrauchs sowie des Autarkiegrads sind bereits auf dem Markt erhältlich. Das größte Hindernis für eine großflächige Markteinführung liegt hierbei bislang in den noch hohen Kosten für Batterien. Mit Hilfe der KfW-Förderung, die einen zinsgünstigen Kredit und einen Tilgungszuschuss für PV-gekoppelte Batteriesysteme beinhaltet, wurden bereits ca. 15.000 PV-Batterie Systeme installiert. Der Einfluss auf das Netz wird somit immer größer. Die bisherigen Systeme beschränken sich zur Zeit noch auf die Optimierung des Eigenverbrauchs auf Haushalts- oder Gewerbeebene und lassen die Wechselwirkung mit dem Netz außer Acht. Die nächste Generation an PV-Batterieprodukten, versucht mit Last- und Erzeugungsprognosen und anderen intelligenten Regelungen eine netzverträglichere Betriebsführung zu realisieren.

Daneben gibt es verschiedene Forschungs- und Entwicklungsprojekte, die sich mit weiteren Nutzungsmöglichkeiten von PV-Batteriesystemen beschäftigen. Dazu wird der Vorteil von Mehrfachnutzung z. B. durch eine zusätzliche Teilnahme am Strommarkt (im Verbund mit anderen Batterien) („Ine-Ves“), oder auch die Idee einer Speichercloud, in der Speicherkapazität, die von verschiedenen Nutzern gebucht werden kann („green2store“), evaluiert, bishin zu weiteren netzentlastenden Betriebsfahrweisen und Untersuchungen („PV-Nutzen“).

Strom-Wärme-Anwendungen:

Wärmepumpen können als steuerbare Last, insbesondere durch Kombination mit thermischen Speichern zu einer Erhöhung des Eigenverbrauchs beitragen. Auch hier bestehen bereits marktfähige Lösungen, bei denen die Wärmepumpe abhängig von der aktuellen PV-Erzeugung und der elektrischen Last gesteuert wird. Einige sehr einfache und preiswerte Lösungen verbinden den Wärmespeicher über einen Heizstab mit der PV-Anlage und erhöhen so den Eigenverbrauch durch die Herstellung von Warmwasser direkt im Speicher.

Forschungsprojekte untersuchen zur Zeit den kombinierten Einsatz von PV-KWK-Anlagen in Verbindung mit Strom- und Wärmespeichern. Die Frage ist hier, lässt sich auch schon bei Haushalten eine wirtschaftliche Nutzung einer PV und KWK kombinierten Anlage zum Eigenverbrauch realisieren und wenn ja, welche Dimensionierung und Betriebsführung liegen eines solchen Eigenverbrauchssystems zu Grunde (z. B. Ine-Ves). Gerade bei dieser Kombination von Erzeugern liegt es nahe wie bei den Stromspeichern auch, die Doppelnutzung eines solchen Anlagensystems zu untersuchen, zur

Teilnahme am Strommarkt, oder auch zur Netzentlastung. Dies sollte die Wirtschaftlichkeit erhöhen und gleichzeitig die Einbindung von mehr erneuerbaren Energiequellen in die Netze erlauben.

Netzentlastung durch Eigenverbrauch:

Grundsätzlich ist eine gewisse netzentlastende Wirkung durch Eigenverbrauch gegeben (geringere mittlere Auslastung, geringere Netzverluste). Daher ist prinzipiell auch ein lokaler Verbrauch der dezentral erzeugten PV-Energie zu bevorzugen, um Verluste durch Energieverteilung und –übertragung zu reduzieren. Allerdings haben Untersuchungen gezeigt, dass eine Reduzierung der absoluten Einspeisespitzen an besonders strahlungsintensiven Tagen kaum gegeben ist [EEG EB 2011]. Daher kann nicht grundsätzlich davon ausgegangen werden, dass Eigenverbrauch einen positiven Einfluss auf die Netzauslegung und damit die Netzplanung hat. Eine Reduzierung des Netzausbaus ist allein dadurch nicht gesichert. Im Gegenteil, der nicht netzdienliche Einsatz von Eigenverbrauchslösungen, vor allem mit Hilfe von Speichern, kann die Kosten für einen zukünftigen Netzausbau noch erhöhen [Dena Verteilnetzstudie]. Um dies zu vermeiden, müssten entweder eingesetzte Speicher sehr groß dimensioniert werden, wodurch die Wirtschaftlichkeit weiter verringert wird oder geeignete Prognosen, Energiemanagementsysteme sowie Anreize müssten vorhanden sein, um Speicherkapazität gezielt für die Mittagsspitze vorzuhalten und/oder zu diesen Zeiten Lastmanagement zu betreiben. Die Grenzen beim Einsatz von Wärmepumpen liegen hier darin, dass gerade zu Zeiten hoher PV-Einspeisung im Allgemeinen wenig Wärmebedarf besteht. Viele der PV-Wärmepumpensysteme sind deshalb nur zur Deckung des Warmwasserbedarf ausgelegt, da dieser sich relativ konstant über das Jahr hinweg verteilt.

6.6.3

Zielzustand

Die Zielsetzung für die Erhöhung des Eigenverbrauchs sollte eine netzentlastende Wirkung sein, wodurch Netzausbaukosten (und Einspeisemanagement) reduziert werden können. Dazu kann es nötig sein, dass ein Eigenverbrauchssystem neben seinem Primärzweck auch anderen Anwendungen durch z. B. Anreizen, oder Fernsteuerung zur Verfügung stehen sollte. Am Ende werden eine hohe Anzahl von Eigenverbrauchssystemen den Markt und das Netz so beeinflussen, dass neue Konzepte wie z. B. leistungsbezogene Strompreise auch auf Haushaltsebene entwickelt und eingeführt werden müssen.

6.6.4

Ausblick notwendiger Weiterentwicklungen und Identifizierung neuer Trends

Bezüglich des oben genannten Zielzustands ist noch nicht vollkommen geklärt, welchen Einfluss ein hoher Eigenverbrauch und damit ein hoher Autarkiegrad vieler Haushalte auf das Gesamtenergiesystem aus netztechnischer sowie ökonomischer Sicht haben.

Durch die geringere Einspeisevergütung gegenüber dem aktuellen Strompreis, hat sich auch ohne Eigenverbrauchsvergütung bereits ein Geschäftsmodell für den Anlagenbetreiber zur Erhöhung des Eigenverbrauchs ergeben.

Jedoch liegt derzeit der Anreiz rein auf der Erhöhung des Eigenverbrauchs unabhängig vom Zustand des Netzes. Die Wirkleistungsbegrenzung hat hier schon ein wichtiges Zeichen gesetzt, den Eigenverbrauch netzfreundlicher zu gestalten. Diese Maßnahme hat die Entwicklung von prognosebasierten Eigenverbrauchssystemen beschleunigt, die gerade den Peak zur Mittagszeit durch optimierte Anlagenfahrpläne reduzieren, und

die sonst verlorene Leistung einspeichern. Weitere Anreize sollten zukünftig ebenfalls nicht primär einem hohen Eigenverbrauch gelten, sondern gezielt zu einem Eigenverbrauch zu Spitzeneinspeisezeiten führen, um den Eigenverbrauch in eine systemdienlichere Richtung zu lenken. Diesbezüglich könnte bspw. der Netzbetreiber durch variable Tarife Anreize schaffen. Zusätzlich hat ein hoher Eigenverbrauch bzw. Autarkiegrad Einfluss auf die vom Netzbetreiber eingenommenen Netzentgelte. Während weiterhin ein sicherer Netzbetrieb gewährleistet werden muss, sinken seine Einnahmen durch Netzentgelte, bzw. seine Kosten müssen auf weniger verbrauchte Energie umgelegt werden. Hier ist zu klären, ob die Umlegung der Netzentgelte zukünftig anders geregelt werden sollte (z. B. zeitvariable Netzentgelte).

PV-Batteriesysteme haben aufgrund der einfachen Idee der Stromspeicherung und der hohen Produktanzahl eine große Nutzerakzeptanz erfahren. Doch der Eigenverbrauch sollte in Zukunft aus Effizienzgründen auch die Wärmeenergie mit einbeziehen. PV-Wärme Eigenverbrauchssysteme, vor allem in Kombination mit Wärmepumpentechnologien, sollten demnach ebenso als Übergangstechnologie gefördert werden. Nur so kann das langfristige Ziel einer gesamtenergetischen Lösung, die alle Energieformen beinhaltet, erreicht werden.

Die zukünftigen Technologieentwicklungen müssen diese Zielsetzung berücksichtigen:

- Die Energiemanagementsysteme müssen ausreichende Prognosen für Erzeugung und Verbrauch beinhalten, um bspw. die Batterieladung oder das Einschalten von Lasten auf die Zeiten mit der höchsten PV-Einstrahlung zu verlagern, ohne Kapazitäten für den Eigenverbrauch zu vergeuden.
- Verknüpfung /Kombination verschiedener Technologien (Batterie, elektrisches und thermisches Lastmanagement etc.) und mehrerer Haushalte, um das maximale Potential auszuschöpfen (Eigenverbrauchsquote, Systemflexibilität).

6.6.5

Empfehlungen und mögliche Lösungswege zur Umsetzung

- Keine zusätzliche Förderung durch EEG für Eigenverbrauch, da bereits Anreiz durch höheren Strompreis gegenüber Einspeisevergütung vorliegt (→ Regelung aus EEG Novelle 2012 beibehalten).
- Anreize für gezielten Eigenverbrauch zur Netzentlastung bei hoher Einspeisung schaffen (→ z. B. durch variable Tarife, Einbindung auch von Haushalten ohne PV-Anlage). Der Eigenverbrauch hat eine hohe Akzeptanz bei den Nutzern und ist als nächster Schritt auf dem Weg zur Transformation des Energiesystems unverzichtbar.
- Technologieentwicklung von intelligenteren Energiemanagementsystemen mit geeigneten Last- und Einspeiseprognosen sowie komplexeren Gesamtsystemen auf Haushaltsebene. Diese dienen nicht nur zum Eigenverbrauch, sondern allgemein zum Last- und Einspeisemanagement zur Netzunterstützung. Zur Flexibilisierung ist der Zusammenschluss mehrerer Haushalte in einem Netzabschnitt erstrebenswert.
- Neuregelung zur Umlage der Netzentgelte sowie weiterer Umlagen (z. B. Konzessionsabgabe).

In Tabelle 34 werden mögliche Methoden, Technologien und Maßnahmen, welche zur Erreichung des oben definierten Zielzustands eingesetzt werden können hinsichtlich ihres technischen Reifegrads, des regulatorischen Anpassungsbedarfs, der Einsatzfähigkeit sowie der Wirtschaftlichkeit bewertet.

Tabelle 34: Bewertungsmatrix für mögliche Methoden, Technologien und Maßnahmen zur Erreichung des Zielzustands des Eigenverbrauchs

Methode/ Technologie/ Maßnahme	Technischer Reifegrad	Anpassungsbedarf Gesetze, Richtlinien, Standardisierung	Einsatzfähigkeit	Wirtschaftlichkeit	Chancen/ Risiken
Änderung Nutzerverhalten	Vorhanden	Nein	Kurzfristig	Wirtschaftlicher	Keine technische Maßnahme notwendig, aber nur geringe Wirkung
Intelligentes Lastmanagement	In Entwicklung	Zu prüfen	Kurzfristig	Zu prüfen	Kostengünstig, aber eingeschränktes Verschiebepotential
PV-Batteriespeicher-Systeme	Vorhanden	Zu prüfen	Kurzfristig	Zu prüfen	Sehr hohe Flexibilität, aber auch zusätzliche Energieverluste
PV-gesteuerte Wärmepumpe	Vorhanden	Zu prüfen	Kurzfristig	Wirtschaftlicher	Häufig geringer Wärmebedarf bei hoher PV-Erzeugung (Sommer)
Kombination verschiedener Technologien	In Entwicklung	Zu prüfen	Mittelfristig	Wirtschaftlicher	Vorteile der Einzeltechnologien werden ergänzt und Nachteile gegenseitig aufgehoben
Energiemanagement zum gezielten Eigenverbrauch zur Netzentlastung bei Einspeisespitzen (Anreize)	Vorhanden	Zu prüfen	Mittelfristig	Wirtschaftlicher	Sehr gute Prognosen für Einspeisung und Bedarf notwendig

Anhand des aktuellen Fortschritts und des Zielzustands werden in Tabelle 35 die notwendigen Entwicklungsschritte aufgezeigt und Empfehlungen zum zeitlichen Rahmen der technischen und wirtschaftlichen Untersuchungen sowie der technischen und regulatorischen Umsetzung gemacht.

Tabelle 35: Zeitlicher Rahmen zur technischen und regulatorischen Umsetzung des Eigenverbrauchs

Zeitraumen	Technische sowie wirtschaftliche Untersuchungen (F&E) und Umsetzung (U)	Regulatorische Umsetzung, Standardisierung, Netzanschlussregeln
2015-2016	Untersuchung des Einflusses von hohem Eigenverbrauch/Autarkiegrad auf das Gesamtsystem und Ableitung von Maßnahmen (F&E)	Anreize für gezielten Eigenverbrauch zur Netzentlastung
2015-2016	Kleinräumige Last- und Einspeiseprognosen (F&E)	Neuregelung der Umlage von Netzentgelten und anderen Umlagen
2015-2017	Kombination verschiedener Technologien (Batterie, elektrisches und thermisches Lastmanagement, etc.) zur Systemflexibilisierung (F&E)	Förderung von Strom-Wärme kombinierten Produkten zur effizienteren Deckung des Strom- und Wärmebedarfs.
2015-2016	Erweiterung des »Eigenverbrauchs« auf mehrere Haushalte innerhalb eines Netzabschnitts (Quartier) (U)	
2016-2018	Untersuchung der Mehrfachnutzung einer Eigenverbrauchsanlage z. B. Marktteilnahme, Schwarmsteuerung (F&E)	Anpassung der Anreizstrukturen und Stromentgeltsysteme
2016-2018	Untersuchung innovativer Speichertechnologien wie saisonale Wärmespeicher, zur Erhöhung der Flexibilität von Eigenverbrauchssystemen	

Abbildung 1: Anteile erneuerbarer und konventioneller Energieträger an der Bruttostromerzeugung 2011 bis 2050, *Vorläufige Angaben (Stand: 3. August 2015), Datenquelle: [AGEB2015], [Bund2010]	7
Abbildung 2: Vorgehensweise zur Ermittlung des Entwicklungsbedarfs und der Empfehlungen zur Umsetzung	9
Abbildung 3: Bewertungsschema der Methoden, Technologien und Maßnahmen	9
Abbildung 4: Darstellungsweise des Fortschrittstands der einzelnen Themen	10
Abbildung 5: Schema des zeitlichen Rahmens für die Zielerreichung	10
Abbildung 6: Bewertungsschema für den Fortschrittsstand der Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten sowie der Umsetzung	11
Abbildung 7: Regelungsphasen im stromrichterdominierten Netz – Ergänzung der konventionellen Netzregelung durch die Statim-Regelung, welche Momentanreserve aus stromrichtergekoppelten Generatoren verfügbar macht, Quelle: [Strauß 2009]	19
Abbildung 8: Darstellung der Bereitstellung von Regelleistung durch PV mit Hilfe des Nachweises über die mögliche Ist-Einspeisung (grün), die der Einspeisung der unregulierten PV-Anlagen entspricht	24
Abbildung 9: Auswirkung von PV-Einspeisung ($-P_{PV}$) auf die Spannung und Prinzip der Spannungshaltung durch Wirk- ($-P_{PV}$) und Blindleistungsregelung (Q_{PV})	31
Abbildung 10: Verschiedene Systemkonzepte im Niederspannungsnetz mit Orts-Netzstation (NS) unter Berücksichtigung verschiedener dezentraler (mit Kommunikation) und lokaler Regelungsansätze (ohne Kommunikation) [Bülo 2012]	53
Abbildung 11: Einfluss und Abhängigkeiten von PV-Zubau und Eigenverbrauch auf Netzschutz, IKT, Schwarzstart und Netzwiederaufbau sowie Einspeisemanagement	56
Abbildung 12: Netzebenenstruktur	58
Abbildung 13: Übersicht zu den strukturellen Veränderungen im Verteilnetz und den Konsequenzen für die Schutz- und Leittechnik [Jäger et al. 2008]	62
Abbildung 14: Aufbau und Bestandteile eines abstrakten und vereinfachten Systemmodells	69
Abbildung 15: PV-Leistungskurven in 15-Minuten Werten über einen Tag für unterschiedlich ausgerichtete Anlagen	79

Tabelle 1: Übersicht der übergeordneten Handlungsempfehlungen	15
Tabelle 2: Übersicht der Handlungsempfehlungen zur Frequenzhaltung	16
Tabelle 3: Übersicht der Handlungsempfehlungen zur Spannungshaltung	17
Tabelle 4: Übersicht der Handlungsempfehlungen zur Systemarchitektur	18
Tabelle 5: Bewertungsmatrix für mögliche Methoden, Technologien und Maßnahmen zur Erreichung des Zielzustands der Momentanreserve durch PV	22
Tabelle 6: Zeitlicher Rahmen zur technischen und regulatorischen Umsetzung der Momentanreserve	22
Tabelle 7: Bewertungsmatrix für mögliche Methoden, Technologien und Maßnahmen zur Erreichung des Zielzustands der Primär-, Sekundärregelung und Minutenreserve durch PV	26
Tabelle 8: Zeitlicher Rahmen zur technischen und regulatorischen Umsetzung der Primär-, Sekundärregelung und Minutenreserve durch PV	27
Tabelle 9: Bewertungsmatrix für mögliche Methoden, Technologien und Maßnahmen zur Erreichung des Zielzustands des Verhaltens außerhalb des Normalbetriebs	30
Tabelle 10: Zeitlicher Rahmen zur technischen und regulatorischen Umsetzung des Verhaltens außerhalb des Normalbetriebs	30
Tabelle 11: Bewertungsmatrix für mögliche Methoden, Technologien und Maßnahmen zur Erreichung des Zielzustands des Fault-Ride-Through-Verhaltens von PV	35
Tabelle 12: Zeitlicher Rahmen zur technischen und regulatorischen Umsetzung des Fault-Ride-Through-Verhaltens von PV	35
Tabelle 13: Bewertungsmatrix für mögliche Methoden, Technologien und Maßnahmen zur Erreichung des Zielzustands der Spannungsqualität und Netzurückwirkungen	39
Tabelle 14: Zeitlicher Rahmen zur technischen und regulatorischen Umsetzung der Maßnahmen bezüglich Spannungsqualität und Netzurückwirkungen	40
Tabelle 15: Bewertungsmatrix für mögliche Methoden, Technologien und Maßnahmen zur Erreichung des Zielzustands der Blindleistungsregelung durch PV- Wechselrichter zur Spannungshaltung (lokal und zentral)	44
Tabelle 16: Zeitlicher Rahmen zur technischen und regulatorischen Umsetzung der Blindleistungsregelung durch PV-WR zur Spannungshaltung (lokal und zentral)	46
Tabelle 17: Bewertungsmatrix für mögliche Methoden, Technologien und Maßnahmen zur Erreichung des Zielzustands der Wirkleistungsregelung durch PV- Wechselrichter zur Spannungshaltung (lokal und zentral)	50
Tabelle 18: Zeitlicher Rahmen zur technischen und regulatorischen Umsetzung der Wirkleistungsregelung durch PV-Wechselrichter (lokal und zentral) zur Spannungshaltung	51
Tabelle 19: Auflistung von Systemkonzepten, Komponenten und Prototypen bzw. Feldtests	53
Tabelle 20: Bewertungsmatrix für mögliche Methoden, Technologien und Maßnahmen zur Erreichung des Zielzustands der Spannungsregelung durch weitere Netzbetriebsmittel	55
Tabelle 21: Zeitlicher Rahmen zur technischen und regulatorischen Umsetzung Spannungsregelung durch weitere Netzbetriebsmittel	55
Tabelle 22: Ausgewählte Großstörungen [Krüger et al. 2008]	58
Tabelle 23: Bewertungsmatrix für mögliche Methoden, Technologien und Maßnahmen zur Erreichung des Zielzustands des Schwarzstarts und Netzwiederaufbaus	60

Tabelle 24: Zeitlicher Rahmen zur technischen und regulatorischen Umsetzung des Schwarzstarts und Netzwiederaufbaus.....	60
Tabelle 25: Bewertungsmatrix für mögliche Methoden, Technologien und Maßnahmen zur Erreichung des Zielzustands hinsichtlich des Netzschutzes	64
Tabelle 26: Zeitlicher Rahmen zur technischen und regulatorischen Umsetzung des Netzschutzes.....	65
Tabelle 27: Zeitlicher Rahmen zur technischen und regulatorischen Umsetzung der IKT-Infrastruktur und Systemarchitektur	71
Tabelle 28: Installierte PV-EEG-Anlagen-Leistung in Deutschland nach Anlagengröße, nach EEG-Stammdaten zum Stand 31.12.2012.....	73
Tabelle 29: PV-EEG-Anlagen ohne Nachrüstverpflichtung nach Anlagengröße, nach EEG-Stammdaten zum Stand 31.12.2011	73
Tabelle 30: Bewertungsmatrix für mögliche Methoden, Technologien und Maßnahmen zur Erreichung des Zielzustands des Einspeisemanagements	75
Tabelle 31: Zeitlicher Rahmen zur technischen und regulatorischen Umsetzung des Einspeisemanagements	76
Tabelle 32: Bewertungsmatrix für mögliche Methoden, Technologien und Maßnahmen zur Erreichung des Zielzustands hinsichtlich (räumlicher) Steuerung des PV-Zubaus.....	81
Tabelle 33: Zeitlicher Rahmen zur technischen und regulatorischen Umsetzung von PV Zubau und räumlicher Steuerung	81
Tabelle 34: Bewertungsmatrix für mögliche Methoden, Technologien und Maßnahmen zur Erreichung des Zielzustands des Eigenverbrauchs	86
Tabelle 35: Zeitlicher Rahmen zur technischen und regulatorischen Umsetzung des Eigenverbrauchs.....	87

9 Berücksichtigte Projekte und Studien

.....
 Berücksichtigte Projekte und
 Studien

Projekte	Nur Fraunhofer IWES	Mit Beteiligung Fraunhofer IWES	Ohne Beteiligung Fraunhofer IWES	National	International (EU)
Voruntersuchung Statim-Regelung	x			x	
Regenerativkraftwerk 2050		x		x	
Regelenergie durch Windkraftanlagen		x		x	
PV-EMS		x		x	
DEA-Stabil		x		x	
DG FACTS		x			x
PV-Integrated		x		x	
PV-Symphonie	x			x	
HiPerDNO		x			x
Q(U)			x	x	
Meta PV			x		x
Twenties		x			x
Aktives, intelligentes Niederspannungsnetz		x		x	
DG DemoNet			x		x
iNES			x	x	
Neue schutz- und leittechnische Konzepte für elektrische Energieversorgungsnetze mit dez. Stromerzeugungsanlagen		x		x	
i-Protect			x	x	
DERri		x			x
eNterop		x		x	
Smart Nord			x	x	
Web2Energy			x		x
E-Energy		x		x	
Sol-ion		x			x
LionGrid			x	x	
Studien					
50,2 Hz Studie Ecofys			x	x	
Acatech Studie »Future Energy Grid«			x	x	
BSW Studie	x			x	
Studie zur Mindesterzeugung zur Gewährleistung der Systemstabilität			x	x	

Projekte	Nur Fraunhofer IWES	Mit Beteiligung Fraunhofer IWES	Ohne Beteiligung Fraunhofer IWES	National	International (EU)
Weiterentwicklung der Anforderungen an Erzeugungsanlagen: Verhalten im Fehlerfall“, Studie der TU Delft (August 2014)			x		x
Summe	3	14	12	20	9

 Berücksichtigte Projekte und Studien

- [Acatech 2012] Appelrath, H.-J.; Kagermann, H.; Mayer, C.: Future Energy Grid – Migrationspfade ins Internet der Energie; acatech Studie, Februar 2012
- [AEE] Agentur für Erneuerbare Energien (AEE): Kombikraftwerk 2 - Das regenerative Kombikraftwerk. Projekthomepage. Online verfügbar unter: <http://www.kombikraftwerk.de>
- [AGEB2015] AG Energiebilanzen, Stromerzeugung nach Energieträgern 1990 - 2014 (Stand 03.08.2015) <http://www.ag-energiebilanzen.de/>, Zugriff zuletzt geprüft am 15.09.2015
- [Andren et al. 2015] Andrén F., Bletterie B., Kadam S., Kotsampopoulos, Bucher C.: On the Stability of Local Voltage Control in Distribution Networks with a High Penetration of Inverter-Based Generation, DOI 10.1109/TIE.2014.2345347, IEEE Transactions on Industrial Electronics
- [Appen et al. 2012] Appen, J.; Braun, M.; Zinßer, B.; Stellbogen, D.: Leistungsbegrenzung bei PV-Anlagen - Anpassung der Modellierungsmethoden und Vergleich verschiedener Standorte, 27. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2012
- [BDEW 2008] BDEW e. V.: Technische Richtlinie »Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz«, Juni 2008, BDEW, Berlin
- [BDEW 2011] BDEW e.V.: Regelung und Übergangsfristen für bestimmte Anforderungen in Ergänzung zur technischen Richtlinie: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Berlin, 2011
- [BDEW 2013] BDEW e.V.: Regelung und Übergangsfristen für bestimmte Anforderungen in Ergänzung zur technischen Richtlinie: Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz, Berlin, Januar 2013
- [BMUB 2013] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; »Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012«, Stand: Juli 2013
- [BNetzA 2011] Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement (Version 1.0), Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bonn, 29.03.2011
- [BNetzA 2012 II] Bundesnetzagentur - Beschlusskammer 6 (2012): Eckpunktepapier zur Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreissystems BK6-12-024
- [BNetzA 2013] Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement (Version 2.0), Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 12.07.2013

- [BNetzA 2015] Daten-meldungen und EEG-Vergütungssätze für Photovoltaik-anlagen,
http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/Elektrizitaet und-Gas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze_node.html, Aufruf: 05.10.2015
- [Bund2010] Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, 28. September 2010
- [Bülo 2012] Bülo, T.; Mende, D.; Geibel, D.; Degner, T.; da Costa, J.P.; Kru-schel, W.; Boldt, K.; Sutter, F.; Hug, T.; Engel, B.; Zacharias, P.: Spannungshaltung in aktiven, intelligenten Niederspannungs-netzen, VDE Kongress, November 2012
- [DIN EN 50160] DIN EN 50160:2011-02 Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen, 2011
- [Braun et al. 2012] Braun, M.; Saint-Drenan, Y.-M.; Stetz, T.; von Oehsen, A.: Vor-studie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektri-sche Energieversorgung, Studie im Auftrag des BSW – Bundes-verband Solarwirtschaft e.V, Kassel: Fraunhofer IWES, 2011 (er-gänzte Fassung vom 29. Mai 2012)
- [DERlab 2011 I] DERlab: International White Book on DER Protection: Review and Testing Procedures. DERlab Report No. R- 004.0, Kassel, Deutschland, Dezember 2011, Online verfügbar unter: http://der-lab.net/downloads/noe_004_protection.pdf, Zugriff zuletzt geprüft am 30.10.2012
- [Diwold et al. 2012] Diwold, K.; Yan, W.; Braun, M.: Koordinierte Spannungsrege-lung anhand einer Zustandsschätzung im Verteilnetz, VDE Kon-gress Smart Grid, Stuttgart, 2012
- [Ecofys 20011] Bömer, J.; Burges, K.; Zolotarev, P.; Lehner, J.: Auswirkungen eines hohen Anteils dezentraler Erzeugungsanlagen auf die Netzstabilität bei Überfrequenz & Entwicklung von Lösungsvor-schlägen zu deren Überwindung; Studie von Ecofys und Univer-sität Stuttgart IFK, September 2011
- [EEG EB 2011] IE Leipzig; ZSW; Fraunhofer IWES; Bosch & Partner GmbH, SO-KO-Institut: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Er-fahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG, Vorhaben Ilc Solare Strahlungsenergie, 1. Juni 2011
- [ENTSO-E2014] ENTSO-E SPD Report: Dispersed Generation Impcat on CE Regi-on, Dynamic Study, 2014 Report update, 11-12-2014
- [Esslinger 2012] Esslinger, P.: Studie Q(U) – Abschlussbericht«, Fachgebiet Elek-trische Energieversorgungsnetze der TU München, 2012
<http://www.hsa.ei.tum.de/Forschung/StudieQU-Schlussbericht.pdf>
- [FGH 2012] Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Strom-wirtschaft (FGH) e.V.; CONSENTEC Consulting für Energiewirt-

schaft und –technik GmbH; Institut für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen: Studie zur Ermittlung der technischen Mindestleistung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Aachen, Deutschland, Januar 2012, Online verfügbar unter: www.fgh.rwth-aachen.de/www/cms/front_content.php?idcat=175, Zugriff zuletzt geprüft am 13.05.2013.

- [IWES 2012] Fraunhofer IWES: Regelenergie durch Windenergieanlagen. Pressemitteilung. Online verfügbar unter: http://www.iwes.fraunhofer.de/de/Presse-Medien/Pressemitteilungen/pressemitteilungen/regelenergie_durchwindenergieanlagen.html
- [Jansen et al. 2012] Jansen, M.; Speckmann, M.; Baier, A.: Impact of frequency control supply by wind turbines on balancing costs, EWEA April 2012, Copenhagen
- [Jäger et al. 2008] Jäger, J.; Keil, T.; Degner, T.; Schäfer, N.: Schutztechnik in DER Netzen. 13. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik: Stromrichter in Netzen, Kassel, Deutschland, September 2008, Online verfügbar unter: http://www.iset.uni-kassel.de/abt/FB-A/publication/2008/2008_Schaefer_Kses.pdf, Zugriff zuletzt geprüft am 31.10.2012
- [Köthe et al. 2012] Köthe, S.; Garhamer, M.; Braun, M.: Beitrag der Photovoltaik zur Netzstabilisierung durch Einspeisemanagement. 27. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Posterbeitrag 014, Bad Staffelstein 2012, Deutschland.
- [Krüger et al. 2008] Krüger, M.; Weber, H.; Franke, W.; Kirsch, R.: Wiederaufbau von Übertragungsnetzen nach Großstörungen. ETG-Tagung 2008, München
- [Laudahn et al. 2012] Laudahn, S.; Engel, B.; Bettenwort, G.; Knopf, H.: Fault-Ride Through vs. Anti-Islanding, 5th International Conference on Integration of Renewable and Distributed Energy Resources, Dezember 2012
- [Meta PV 2015] Dierckxsens, C.; Woyte, A.; Bletterie, B.; Zegers, A.; Deprez, W.; Dexters, A. et al.: Cost-effective integration of photovoltaics in existing distribution grids: results and recommendations, 2015, Online verfügbar unter: http://www.metapv.eu/sites/default/files/MetaPV_Final_Report_Results_and_Recommendations_FP.pdf, , Zugriff zuletzt geprüft am 10.09.2015
- [Schacht et al. 2015] Schacht, D.; Patzack, S.; Vennegeerts, H.; Bock, C.; Schmidt, S.: Auslegung einer Q(U)-Regelung an Erzeugungsanlagen unter Berücksichtigung von Stabilitätsaspekten, OTTI-Konferenz, 2015

- [Speckmann und Baier 2011] Speckmann, M.; Baier, A.: Provision of Frequency Control by Wind Farms. 10th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Networks for Offshore Wind Power Plants; 25 - 26.10.2011
- [Stetz et al. 2012 I] Stetz T.; Kraiczy, M.; Braun, M.; Schmidt, S.: Voltage Control Strategies in Distribution Grids – Technical and Economical Assessment, Progress of Photovoltaics, Special Issue 27th EUPVSEC, 2012 (derzeit im Review)
- [Stetz et al. 2012 II] Stetz, T.; Marten, F.; Braun, M.: Improved LV Grid Integration of Photovoltaic Systems in Germany, IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2012
- [Strauß 2009] Strauß, P.: Einfluss des Frequenzverhaltens kleiner Generatoren und Lasten auf Stromnetze unter besonderer Berücksichtigung großer Netzstörungen, Dissertation, Universität Kassel, Technology and Science Publishers, Kassel, 2009
- [VDE 2011] VDE e.V.: VDE-AR-N 4105:2011-08 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, VDE Verlag GmbH, Berlin, 2011
- [VDN 2007] VDN e.V.(2007): TransmissionCode 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Version 1.1, August 2007, VDN e.V., Berlin
- [VKU 2012] VKU e. V. (2012): Kurzfassung des Endberichts zur Studie »Anpassungs- und Investitionserfordernisse der Informations- und Kommunikationstechnologie zur Entwicklung eines dezentralen Energiesystems (Smart Grid)«, durchgeführt von KEMA im Auftrag des VKU, Online verfügbar unter:
<http://www.vku.de/service-navigation/presse/pressemitteilungen/liste-pressemitteilung/pressemitteilung-6412.html>, Zugriff zuletzt geprüft am 13.05.2013