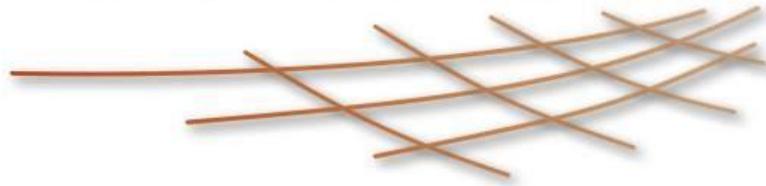


PV-INTEGRATED



PV-Integrated - Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung – Neue Verfahren für die Planung und den Betrieb von Verteilnetzen

Laufzeit: 01.10.2010 –31.12.2014

Öffentlicher Schlussbericht

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie unter dem Förderkennzeichen 0325224A-D gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt ausschließlich bei den Autoren.



Projektpartner



Fraunhofer IWES
Königstor 59, 34119 Kassel
Prof. Dr.-Ing. Martin Braun (Projektkoordination)
Tel. 0561-7294-118, E-Mail: martin.braun@iwes.fraunhofer.de
Dr.-Ing. J.-Christian Töbermann (Projektleiter)
Tel. 0561-7294-140, E-Mail: christian.toebermann@iwes.fraunhofer.de
FKZ: 0325224A



SMA Solar Technology AG
Sonnenallee 1, 34226 Niestetal
Dipl.-Ing. Daniel Premm (Projektleiter)
Tel. 0561-9522-3239, E-mail: daniel.premm@sma.de
FKZ: 0325224B



Bosch Power Tec GmbH (vormals voltwerk electronics GmbH)
Sachsenkamp 5, 20097 Hamburg
Dr. Armin Schmiegel (Projektleiter)
Tel. 040-6450-2210, E-mail: armin.schmiegel@de.bosch.com
FKZ: 0325224C



juwi Operations & Maintenance GmbH (vormals juwi Solar GmbH)
Energie-Allee 1, 55286 Wörrstadt
Dipl.-Ing. Achim Jung (Projektleiter)
Tel. 06732-9657-3501, E-Mail: a.jung@juwi.de
FKZ: 0325224D

Assoziierter Partner



Bayernwerk AG (vormals E.ON Bayern AG)
Lilienthalstr. 7, 93049 Regensburg
Dipl.-Ing. Johannes Brantl (Projektleiter)
Tel. 0941-201-7114, E-Mail: johannes.brantl@bayernwerk.de

PV-Integrated – Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung	
Öffentlicher Schlussbericht 01.10.2010 - 30.12.2014	

Autoren

Die an der Erstellung dieses Berichtes beteiligten Personen sind anbei aufgeführt:

- Fraunhofer IWES:
 - Dr. J.-Christian Töbermann
 - Jan von Appen
 - Prof. Dr. Martin Braun
 - Rafael Fritz
 - Erika Kämpf
 - Markus Kraiczy
 - Dr. Thomas Stetz
 - Haonan Wang
- SMA Solar Technology AG:
 - Daniel Premm
- Bosch Power Tec GmbH:
 - Dr. Armin Schmiegel
- juwi Operations & Maintenance GmbH:
 - Sven Bröscher
 - Achim Jung
 - Christian Witte
- Bayernwerk AG:
 - Johannes Brantl
 - Sebastian Schmidt

Inhaltsverzeichnis

1	Kurzzusammenfassung.....	10
2	Einleitung	11
2.1	Motivation	11
2.2	Neue Lösungsansätze und Fragestellungen für das Vorhaben	11
2.3	Stand der Technik zum Zeitpunkt der Antragstellung	12
2.4	Konsortialpartner und deren vorangegangene Arbeiten zum Zeitpunkt der Antragstellung	13
2.5	Verlauf des Vorhabens / Vernetzung und Zusammenarbeit mit Dritten	14
3	Projektkoordination und Ergebnisverbreitung.....	17
3.1	Ergebnisverbreitung und Standardisierungsarbeit.....	17
3.1.1	Ergebnisverbreitung.....	17
3.1.2	Standardisierungsarbeit.....	17
3.2	Mitarbeit im IEA PVPS Task 14	18
4	Entwicklung von Netzbetriebsverfahren	19
4.1	Bestandsaufnahme	19
4.2	Implementierung der Bestandsdaten in Netzsimulationsumgebung	19
4.3	Weiterentwicklung der Netzbetriebsverfahren	19
4.4	Kosten-Nutzen Analysen.....	28
5	Anpassung der Regelmöglichkeiten von Photovoltaiksystemen unter Berücksichtigung weiterer regelbarer Komponenten.....	32
5.1	Bestandsaufnahme der Regelmöglichkeiten von Photovoltaikanlagen und Kommunikationssystemen	32
5.2	Anpassung der Regelung und der Schnittstellen entsprechend den Forderungen der Netzbetriebsführungsverfahren.....	32
5.3	Lokales Energiemanagement mit regelbaren Erzeugern, Speichern und Verbrauchern	42
6	Entwicklung von Netzplanungsverfahren	46
6.1	Bestandsaufnahme der derzeitigen Verfahren zur Netzplanung und Kosten des Netzausbaus	46
6.2	Weiterentwicklung der Netzplanungsverfahren	46
7	Laboruntersuchungen.....	50
7.1	Implementierung der weiterentwickelten Komponenten und der Netzbetriebsverfahren in der Laborumgebung des Fraunhofer IWES	50
7.2	Durchführung und Analyse der Laboruntersuchungen	52
7.2.1	Einzel- und Paralleltest der PV-Wechselrichter mit QP(U)-Regelung	52
7.2.2	Paralleltest der PV-Wechselrichter mit Q(U)-Regelung.....	58
8	Feldtests.....	70
8.1	Feldtestanlage Stockertstraße (Standort: Langenisarhofen)	70
8.2	Feldtestanlage Denk (Standort: Niederalteich).....	71
8.3	Feldtestanlage Antdorf	76
9	Zusammenfassung.....	78
9.1	Wesentliche Erkenntnisse aus dem Projekt.....	78
9.2	Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse.....	79
9.2.1	Fraunhofer IWES.....	79
9.2.2	SMA Solar Technology AG.....	79
9.2.3	Bosch Power Tec GmbH	80
9.2.4	juwi Maintenance & Operations GmbH.....	81
9.3	Bezug zu veröffentlichtem Fortschritt auf dem Gebiet in anderen Vorhaben.....	81

PV-Integrated – Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung	
Öffentlicher Schlussbericht 01.10.2010 - 30.12.2014	

9.4	Ausblick.....	82
10	Literaturverzeichnis.....	83
11	Anhang: Abschlussarbeiten, Veröffentlichungen und Vorträge aus dem Vorhaben.....	84

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Beispiel für zeitliche Entwicklung des Lastflusses bzw. Rückspeisung an einem Hoch-/Mittelspannungs-Transformator	15
Abbildung 2:	Vorgeschlagene Q(U)-P(U)-Kennlinien.....	23
Abbildung 3:	Prinzipielle Darstellung des Q-Steuerbereichs mit übergeordneter Q(U)-Funktionalität	24
Abbildung 4:	Spannungsbereiche für Q-Vorgabe und Q(U)-Funktionalität.....	24
Abbildung 5:	Verfügbare Blindleistungsstellbereich.....	24
Abbildung 6:	Zur Optimierung der Bewegungs-Erkennung ein Vergleich des RMSE verschiedener Methoden, geplottet über dem Zeitraum vom 1.-21.4.2012. Optical Flow "HSa5" erzeugt hier die besten Vektoren, um den folgenden Zustand (t+1) zu beschreiben.	27
Abbildung 7:	Vergleich der Fehler unterschiedlicher Prognose-Verfahren (geplottet für Horizonte zwischen 15 Minuten und 3 Stunden) in der Einstrahlung auf die geneigte Modulebene.	28
Abbildung 8:	Beispiel eines Tagesverlaufs einer gemessenen PV-Anlagenleistung mit Kurzfristprognosen (fcst1, -2 und -3 stehen für Horizonte von 15Min., 1h und 2h.).....	28
Abbildung 9:	Netzausbau in Abhängigkeit von PV-Blindleistungsbereitstellung.....	30
Abbildung 10:	Validierungsergebnisse der QP(U)-Regelung bei 70% Wirkleistungseinspeisung.....	33
Abbildung 11:	Validierungsergebnisse der QP(U)-Regelung bei 100% Wirkleistungseinspeisung.....	34
Abbildung 12:	PQ-Arbeitsbereich des SunnyTripower 17000 TL-10	34
Abbildung 13:	Kennlinien der $P_{Bat}(U)$ - $Q_{PV}(U)$ - $P_{PV}(U)$ -Regelung (kurz PQP-Regelung).	35
Abbildung 14:	Messergebnisse eines Tests der implementierten PQP-Kennlinie.....	35
Abbildung 15:	Darstellung der PQP-Kennlinie für die in Abbildung 14 durchgeführte Messung.	36
Abbildung 16:	Systemschaubild Netzspannungssymmetrierung.....	36
Abbildung 17:	Systemschaubild phasenechtes Energiemanagement.....	37
Abbildung 18:	Schematischer Aufbau der Laboruntersuchungen.....	37
Abbildung 19:	Messergebnisse der Laboruntersuchungen. Links: Symmetrische Einspeisung. Mitte: Unsymmetrie durch 1-phasige Last. Rechts: Symmetrierte Ströme.....	38
Abbildung 20:	IEC61850 basierter herstellerübergreifender Informationsaustausch.....	38
Abbildung 21:	Visualisierung der Parameter des Wechselrichters in der Wago-SPS (links) und Empfangsprotokoll der Wago-SPS (rechts)	40
Abbildung 22:	Blockbild zur Darstellung der Funktionalität des juwi EMS	40
Abbildung 23:	Hardware-Aufbau des juwi EMS	41
Abbildung 24:	Ablaufdiagramm des juwi EMS	42
Abbildung 25:	Ablaufdiagramm des Datenmanagement-Bausteins.....	42
Abbildung 26:	Vergleich der $Q_{PV}(U)$ - $P_{PV}(U)$ -Regelung für PV-Systeme mit der $P_{Bat}(U)$ - $Q_{PV}(U)$ - $P_{PV}(U)$ -Regelung für PV-Speichersysteme.	43
Abbildung 27:	Beispielhafter Verlauf einer kapazitätsgeführten Betriebsart	45
Abbildung 28:	Einfluss der Entfernung auf den Gleichzeitigkeitsfaktor der Einspeisung, hier normiert auf die Nennleistung.....	47
Abbildung 29:	Vorgegebene Q(U)/P(U)-Kennlinie	50
Abbildung 30:	Labortestaufbau.....	51
Abbildung 31:	Zeitverlauf AC-Anschluss 3 und 4	53

Abbildung 32:	Einhaltung der vorgegebenen Kennlinie am Anschluss 3.....	53
Abbildung 33:	Output der DC-Quellen, oben: I-U-Kennlinie, unten: Leistungsverlauf.....	54
Abbildung 34:	Ergebnis1 Zeitverlauf AC-Anschluss.....	55
Abbildung 35:	Output der DC-Quellen I-U-Kennlinie.....	55
Abbildung 36:	Spannungsverlauf der Referenzspannung an den 4 Netzanschlusspunkten (oben) und Wirk- und Blindleistungseinspeisung der 4 Wechselrichter (unten).....	56
Abbildung 37:	Einhaltung der vorgegebenen QP(U)-Kennlinie (links: Bosch Sol- Ion, rechts: SMA 17000TL).....	57
Abbildung 38:	Spannungsverlauf der Referenzspannung an den 4 Anschlusspunkten (oben) und Wirk- und Blindleistungseinspeisung der 4 Wechselrichter (unten).....	58
Abbildung 39:	Zeitverlauf Sprungtest (Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunkte = 10 s) und Leitungsimpedanz normal.....	60
Abbildung 40:	Zeitverlauf Sprungtest (Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunkte = 0 s) und Leitungsimpedanz normal.....	60
Abbildung 41:	Zeitverlauf Sprungtest (Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunkte = 10 s) und Leitungsimpedanz extrem.....	61
Abbildung 42:	Zeitverlauf Sprungtest (Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunkte = 0 s) und Leitungsimpedanz extrem.....	61
Abbildung 43:	Vergleich Sprungantwort im Parallelbetrieb im Detail; Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunktes 0 s (links) und Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunktes 10 s (rechts) bei Leitungsimpedanz extrem.....	62
Abbildung 44:	Zeitverlauf Sprungtest (Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunkte 0 s) und Leitungsimpedanz kurz, Netzsimulator Trafo.....	63
Abbildung 45:	Zeitverlauf Sprungtest (Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunkte 10 s) und Leitungsimpedanz kurz, Netzsimulator Trafo.....	64
Abbildung 46:	Zeitverlauf Sprungtest (Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunkte 0 s) und Leitungsimpedanz kurz, Netzsimulator Trafo + 1/3-Leitung.....	64
Abbildung 47:	Zeitverlauf Sprungtest (Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunkte 10 s) und Leitungsimpedanz kurz, Netzsimulator Trafo + 1/3-Leitung.....	65
Abbildung 48:	Zeitverlauf Sprungtest (Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunkte 0 s) und Leitungsimpedanz kurz, Netzsimulator Trafo + 2/3-Leitung.....	65
Abbildung 49:	Zeitverlauf Sprungtest (Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunkte 10 s) und Leitungsimpedanz kurz, Netzsimulator Trafo + 2/3-Leitung.....	66
Abbildung 50:	Zeitverlauf Sprungtest (Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunkte 0 s) und Leitungsimpedanz kurz, Netzsimulator Trafo + 3/3-Leitung.....	66
Abbildung 51:	Zeitverlauf Sprungtest (Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunkte 10 s) und Leitungsimpedanz kurz, Netzsimulator Trafo + 3/3-Leitung.....	67
Abbildung 52:	Detailansicht der Sprungantwort bei verschiedenen Impedanzen am Netzanschlusspunkt bei deaktivierter Dämpfung der SMA Tripower (T=0 s).....	68
Abbildung 53:	Kommunikationsstruktur der PV Anlage Stockertstraße.....	70
Abbildung 54:	Validierungsergebnisse des Einspeisemanagements an der Feldtestanlagen "Stockertstraße".....	71
Abbildung 55:	Struktur des Referenzsystems mit Anlagenregler und Fernwirktechnik.....	72
Abbildung 56:	Exemplarische Tagesverläufe von gemessener Last, SLP und gemessener Erzeugung.....	72
Abbildung 57:	Eigenverbrauchs- und Autarkiequote für das SLP G1 und das Referenzsystems.....	73

Abbildung 58: Break-Even für die Blindleistungsbereitstellung durch PV-Wechselrichter.....	74
Abbildung 59: Mögliche PQ-Arbeitsbereiche von PV-Wechselrichtern [9]	74
Abbildung 60: Mittlere Blindleistungen über den Verlauf verschiedener Zeitabschnitte.....	75
Abbildung 61: Relative Häufigkeit der Messwerte für die Kompensation durch die Wechselrichter (WR) und die Kompensationsanlage (Komp)	75
Abbildung 62: Luftbild Feldtestanlage Antdorf.....	76
Abbildung 63: Übersicht Datenerfassung Feldtestanlage Antdorf.....	77
Abbildung 64: Regelungsaufbau während der Installationsphase.....	77

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Netzausbau in Abhängigkeit von PV-Blindleistungsbereitstellung.....	30
Tabelle 2:	Einstellung der Leitungsimpedanzen für die verschiedenen Testkonfigurationen	52

1 Kurzzusammenfassung

Der aus Klimaschutzgründen politisch gewollte Zubau an PV-Anlagen kann zu erheblichen Herausforderungen bei deren Netzintegration führen, da die bestehenden Verteilnetze historisch ausschließlich zur Versorgung angeschlossener Kunden konzipiert wurden. Je nach Zuwachs an installierter dezentraler Einspeisekapazität und deren örtlichen Verteilung im Netz können daher teilweise erhebliche und kostenintensive Anpassungen und Netzausbaumaßnahmen notwendig werden. Die dezentrale Einspeisung in der Niederspannungsebene resultiert dabei überwiegend und in der Mittelspannungsebene zu großen Teilen aus PV-Anlagen. Photovoltaikanlagen (PV) und PV-Speichersysteme besitzen aber auch das Potenzial aktiv Systemdienstleistungen für das Verteilnetz bereitzustellen, wodurch Netzausbau- und Netzbetriebskosten reduziert und eine größere Kapazität von Erzeugungsanlagen an die vorhandenen Netze angeschlossen werden können.

Die Zielstellung von PV-Integrated war daher die Entwicklung von Betriebsführungsverfahren und Planungskonzepten zur besseren Integration großer Anteile von Photovoltaikleistung in Verteilnetze und deren Erprobung in einem Labor- und Feldtest. Durch diese innovativen Betriebsführungsverfahren und Planungskonzepte sollte unter der Berücksichtigung einer hohen PV-Durchdringung auch für die Zukunft ein wirtschaftlich günstiger und technisch sicherer Verteilnetzbetrieb ermöglicht werden. Dabei wurde ein besonderer Wert auf eine genaue Berücksichtigung der spezifischen Eigenschaften der Nieder- und Mittelspannungsnetze (wie Netztopologie, Netzbetriebsstrategie, Netzverluste, Übertragungskapazität, Spannungshaltung etc.) gelegt.

Das Forschungsprojekt „PV-Integrated“ war dabei über die gesamte Laufzeit durch eine sehr kooperative Zusammenarbeit der verschiedenen „Stakeholder“ - Wechselrichterhersteller, Anlagenbetreiber, Netzbetreiber und Forschung - gekennzeichnet. Aufgrund der unterschiedlichen Interessen und damit einhergehenden Sichtweisen wurden die Themen durchaus kontrovers diskutiert, aber vor allem wurden in enger Zusammenarbeit gemeinsame Lösungskonzepte und Maßnahmen entwickelt.

Das Vorhaben war weiterhin durch viele verschiedene Teiluntersuchungen geprägt. Dies ergab sich aus der Breite des Forschungsgegenstandes des Vorhabens, der teilweise sehr dynamischen Entwicklungen sowohl beim Stand der Wissenschaft und Technik als auch insbesondere dem zunehmenden Grad der PV-Durchdringung in der Praxis, der eine laufende Anpassung bzw. Weiterführung bzgl. relevanter Fragestellungen und Untersuchungsgegenstände erforderte. Bereits während der Laufzeit des Vorhabens wurden viele Ergebnisse veröffentlicht - in diesem Abschlussbericht erfolgt dazu dann lediglich noch eine kurze Zusammenfassung und Verweis auf die weiterführenden Veröffentlichung(en).

Zusammenfassend sind die durchgeführten Arbeiten erfolgreich entsprechend der Vorhabenzielstellung durchgeführt worden. Die Ergebnisse sind vielseitig einsetzbar, beachtlich und aus Sicht der Praxis sehr relevant und umsetzbar.

PV-Integrated – Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung	
Öffentlicher Schlussbericht 01.10.2010 - 30.12.2014	

2 Einleitung

2.1 Motivation

Verteilnetze wurden historisch ausschließlich zur Versorgung angeschlossener Kunden konzipiert. Für eine dezentrale Einspeisung sind bzw. waren diese Netze nicht vorgesehen. Je nach Zuwachs an installierter Einspeisekapazität und deren örtlichen Verteilung im Netz können daher teilweise erhebliche und kostenintensive Anpassungen und Netzausbaumaßnahmen notwendig werden um das zulässige Spannungsband einhalten zu können und Betriebsmittelüberlastungen zu vermeiden. Die dezentrale Einspeisung in der Niederspannungsebene resultiert dabei überwiegend und in der Mittelspannungsebene zu großen Teilen aus PV-Anlagen. Der aus Klimaschutzgründen politisch gewollte Zubau an PV-Anlagen kann daher zu erheblichen Herausforderungen bei der Netzintegration führen.

Photovoltaikanlagen (PV) und PV-Speichersysteme besitzen aber auch das Potenzial aktiv Systemdienstleistungen für das Verteilnetz bereitzustellen, wodurch Netzausbau- und Netzbetriebskosten reduziert und eine größere Kapazität von Erzeugungsanlagen an die vorhandenen Netze angeschlossen werden können.

Zum Startzeitpunkt von PV-Integrated waren auch verschiedene Ansätze, bspw. Vorgabe einer $\cos\phi_i(P)$ oder $\cos\phi_{\text{fix}}$ Regelung für PV-Anlagen in den Netzanschlussbedingungen, in der Diskussion bzw. Umsetzung, um Systemdienstleistungsbeiträge von solchen Anlagen im Verteilnetz zu nutzen. Diese Ansätze waren aber noch nicht ausgereift oder beinhalteten systemimmanente Schwächen (bspw. Blindleistungsbereitstellung unabhängig vom tatsächlichen Blindleistungsbedarf im Verteilnetz) und somit war unter dem Szenario eines schnell voranschreitenden Ausbaus von Photovoltaik in der elektrischen Stromversorgung deutlich, dass diese Ansätze so nicht ausreichend sein würden. Zur besseren Ausgestaltung und wirtschaftlichen Optimierung des lokalen Zusammenspiels von Netzbetriebsmitteln, Erzeugern, Lasten und Speichern innerhalb der gegebenen technischen Grenzen waren weitere zusätzliche innovative Entwicklungen und Implementierungen erforderlich.

Die generelle Motivation für das Vorhaben PV-Integrated folgte entsprechend aus der Anforderung eine verbesserte Netzintegration von PV-Anlagen zu erreichen, um zum einem den starken Zuwachs an Einspeisung aus PV-Anlagen bei einem weiterhin stabilen und sicheren Netzbetrieb technisch zu ermöglichen und zum anderen dies auch wirtschaftlich vertretbar gestalten zu können.

2.2 Neue Lösungsansätze und Fragestellungen für das Vorhaben

Die Zielstellung von PV-Integrated zum Zeitpunkt der Antragstellung war es Betriebsführungsverfahren und Planungskonzepte zur besseren Integration großer Anteile von Photovoltaikleistung in Verteilnetze zu entwickeln und in einem Labor- und Feldtest zu erproben. Durch diese innovativen Betriebsführungsverfahren und Planungskonzepte sollte unter der Berücksichtigung einer hohen PV-Durchdringung auch für die Zukunft ein wirtschaftlich günstiger und technisch sicherer Verteilnetzbetrieb ermöglicht werden. Dabei wurde ein besonderer Wert auf eine genaue Berücksichtigung der spezifischen Eigenschaften der Nieder- und Mittelspannungsnetze (wie Netztopologie, Netzbetriebsstrategie, Netzverluste, Übertragungskapazität, Spannungshaltung etc.) gelegt.

Das im Vorhaben verfolgte Gesamtziel, die optimale Nutzung bestehender Netzstrukturen und kostengünstigstes Vorgehen zur Integration höherer Erzeugungsleistung durch neue Methoden in Netzplanung und Netzbetriebsführung, gliederte sich dabei in folgende Teilziele:

- Entwicklung und Erprobung von Verfahren für einen sicheren und wirtschaftlich günstigeren Netzbetrieb
- Entwicklung und Erprobung von Verfahren der Netzplanung für einen wirtschaftlich günstigeren Netzausbau

PV-Integrated – Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung	
Öffentlicher Schlussbericht 01.10.2010 - 30.12.2014	

- Weiterentwicklung und Erprobung von regelbaren Photovoltaiksystemen und lokal orientierten Energiemanagementkonzepten zur bedarfsorientierten Einspeisung und Bereitstellung erweiterter Energie- und Netzdienstleistungen
- Untersuchung und Bewertung der Gestaltungsmöglichkeiten der Anreizsysteme und der Netzanschlussbedingungen für das Nieder- und Mittelspannungsnetz

Die wissenschaftlichen und technischen Arbeitsziele des Vorhabens waren dabei im Einzelnen:

- Entwicklung und Validierung innovativer Verfahren für die Betriebsführung und die Planung von Verteilnetzen zur Kostenreduktion, sowie Gewährleistung der Versorgungssicherheit und eines sicheren Netzbetriebs bei einem starken Ausbau der Photovoltaikleistung
- Untersuchung und Bewertung unterschiedlicher Konzepte für die Netzintegration von Photovoltaikanlagen und der Erhöhung der Aufnahmefähigkeit der Nieder- und Mittelspannungsnetze
- Verbesserung der Integrationsfähigkeit von Photovoltaikanlagen und Solarparks in Verteilnetze
- Gestaltung zweckmäßiger, verbesserter, erfüllbarer, systemkostenoptimierter Rahmenbedingungen für die Netzintegration von Photovoltaikwechselrichtern (Netzanschlussbedingungen, Kommunikationsschnittstellen und -protokolle, Systemdienstleistungen usw.)
- Anpassung von Photovoltaikwechselrichtern mit und ohne Speicher an die neuen Rahmenbedingungen zur Netzintegration und Erbringung der angestrebten Systemdienstleistungen
- Anpassung der Betriebsführung von Photovoltaikanlagen und Solarparks zur Kostenreduktion und netzstützendem Betrieb
- Erprobung von Verfahren für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch dezentrale Erzeuger, Speicher und Lasten mit Energiemanagement auf Seiten der Anschlussnutzer
- Untersuchung und Bewertung der Gestaltungsmöglichkeiten von Anreizsystemen und Netzanschlussbedingungen

2.3 Stand der Technik zum Zeitpunkt der Antragstellung

Verteilnetze (zu mindestens in der Mittel- und Niederspannungsebene) wurden in der Vergangenheit ausschließlich zur Versorgung der angeschlossenen Verbraucher konzipiert. Die angeschlossenen Lasten weisen dabei einen verhältnismäßig geringen Gleichzeitigkeitsfaktor auf. Die Auslegung des Verteilnetzes erfolgt im Hinblick auf die in der Norm EN 50160 vorgegebenen Grenzen der Versorgungsspannung. Dabei werden in allen möglichen Betriebszuständen sowohl die normgerechte Versorgung im Lastfall sichergestellt als auch die Aufnahme von Leistung aus dezentralen Einspeiseanlagen in dem Umfang ermöglicht, wie sie über die einschlägigen Berechnungsvorgaben (BDEW, VDE-FNN) vorgegeben sind.

Die Hochspannung/Mittelspannung-Transformatoren in den Umspannwerken des Verteilnetzes waren und sind oftmals mit automatischen Stufenstellern (On-Load Tap-Changer) ausgestattet, die unter Last geschaltet werden können und die Sammelschienenspannung in einem definierten Band halten. Die Mittelspannung/Niederspannung-Transformatoren in den Ortsnetzstationen des Verteilnetzes waren hingegen lediglich mit manuellen Umstellern ausgestattet, die eine statische Anpassung an die jeweilige Netzkonstellation ermöglichen. Regelbare Ortsnetztransformatoren waren noch keine eingeführten Betriebsmittel.

Typischerweise befanden sich also die im Rahmen der Netzbetriebsführung regelbaren Netzkomponenten auf der Hoch- und Mittelspannungsebene, so dass die Einhaltung der zulässigen Grenzwerte an den Anschlusspunkten im Niederspannungsnetz nur indirekt gewährleistet werden konnte. Diese „herkömmlichen“ Regelmöglichkeiten waren (und sind) zwar für die Betriebsführung in Netzen mit unidirektionalen und einfach vorhersehbaren Lastflüssen ausreichend, waren (und sind) für die Gewährleistung eines zuverlässigen und wirtschaftlichen Netzbetriebs

PV-Integrated – Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung	
Öffentlicher Schlussbericht 01.10.2010 - 30.12.2014	

bei einer hohen Anzahl installierter Photovoltaikanlagen auf Verteilnetzebene (insbesondere im Bereich der Niederspannung) nicht mehr ausreichend.

Entsprechend entstand ein hoher Bedarf an Netzausbau (Ortsnetztransformatoren, Kabeln und Freileitungen), um die Spannungshaltung beim Anschluss von vielen Photovoltaikanlagen zu beherrschen, mit entsprechend hohen Investitionskosten für den zuständigen Verteilnetzbetreiber.

Zudem wurde deutlich, dass zur Befriedigung dieses Bedarfes auch Maßnahmen im Bereich der Netzplanung, insbesondere der Grundsatz- und Ausbauplanung erforderlich wurden, da diese i.d.R. hohe Investitionssummen mit langer Kapitalbindungsdauer bedingen und die Grundlage für einen auf lange Sicht zuverlässigen Netzbetrieb legen. Dies bedeutet konkret, dass wirtschaftlich sinnvolle Um- und Ausbaumaßnahmen in Verteilnetzen auch strukturelle Entwicklungen, insbesondere den starken Ausbau dezentraler Erzeugungseinheiten in den entsprechenden Verteilnetzabschnitten mit berücksichtigen müssen. Um diese hohen Ausbaubedarfe mit hoher Qualität planen zu können, war zudem ein Bedarf an allgemein verbesserten Netzplanungsverfahren deutlich geworden, vom Evaluierungsbedarf des planerischen Ansatzes für den Gleichzeitigkeitsfaktors der Einspeisung von PV-Anlagen bis hin zur Teilautomatisierung der Netzausbauplanung.

2.4 Konsortialpartner und deren vorangegangene Arbeiten zum Zeitpunkt der Antragstellung

Im Folgenden werden kurz die Konsortialpartner und im Anschluss die jeweiligen vorangegangenen Arbeiten dargestellt.

Das **Fraunhofer IWES** (Langform: Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, im Folgenden kurz **IWES** genannt) beschäftigte am Standort Kassel ca. 180 Personen (Stand 2010) und befasst sich mit anwendungsorientierter Forschung und Entwicklung auf dem Gebiet der Elektro- und Systemtechnik für die Nutzung erneuerbarer Energiequellen und der dezentralen Energieversorgungstechnik. Das Leistungsspektrum erstreckt sich von theoretischen Arbeiten über experimentelle Untersuchungen und Feldtests bis hin zu gerätetechnischen Entwicklungen.

Die **E.ON Bayern AG** (inzwischen umfirmiert zu **Bayernwerk AG**, im Folgenden kurz **Bayernwerk** genannt) zählt mit ca. 3.000 Mitarbeitern und einem Umsatz von rund 2,3 Milliarden Euro (Stand 2010) zu den größten regionalen Energiedienstleistern in Deutschland. Das Netzgebiet umfasst mit den bayerischen Regionen Oberfranken, Unterfranken, Oberpfalz, Niederbayern und Oberbayern rund 42.000 Quadratkilometer. E.ON Bayern (jetzt Bayernwerk) ist dabei zuständig für den Betrieb von 175.000 Kilometern Mittel- und Niederspannungsstromnetz.

Die **SMA Solar Technology AG** (im Folgenden kurz **SMA** genannt) ist Weltmarktführer bei Photovoltaik-Wechselrichtern, einer zentralen Komponente jeder Solarstromanlage. Sie hat ihren Hauptsitz in Niestetal bei Kassel und war in 2008 in zwölf Ländern auf vier Kontinenten mit ausländischen Tochtergesellschaften vertreten. Die Unternehmensgruppe beschäftigte mehr als 4.000 Mitarbeiter und machte einen Umsatz von über 680 Mio. Euro in (Stand 2008). SMA produziert ein breites Spektrum von Wechselrichtertypen, das geeignete Wechselrichter für jeden eingesetzten Photovoltaik-Modultyp und alle Leistungsgrößen von Photovoltaik-Anlagen bietet. Das Produktspektrum beinhaltet sowohl Wechselrichter für netzgekoppelte Photovoltaik-Anlagen als auch für Inselssysteme.

Die **Voltwerk Electronics GmbH** (inzwischen umfirmiert zu **Bosch Power Tec GmbH**, im Folgenden kurz **Bosch** genannt) gehört zu den weltweit führenden Herstellern von elektronischen Komponenten und Softwarelösungen für den Betrieb von Photovoltaikanlagen. Die Entwicklungsarbeit ist darauf ausgerichtet, Kunden ein System hochwertiger Komponenten anzubieten,

PV-Integrated – Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung	
Öffentlicher Schlussbericht 01.10.2010 - 30.12.2014	

das in punkto Effizienz und Bedienkomfort neue Maßstäbe setzt. Das Produktportfolio umfasst innovative Lösungen für jede Anlagengröße: Neben Strang- und Zentralwechselrichtern und komplett vorinstallierten Zentralwechselrichterstationen werden auch intelligente Anlagenmanagementsysteme angeboten, damit zu jeder Zeit Ertrag und Leistung einer Anlage erfasst werden können.

Die 1996 in Rheinland-Pfalz gegründete juwi-Gruppe zählt mit einem Jahresumsatz von rund 600 Millionen Euro (Stand 2010) zu den führenden Unternehmen im Bereich erneuerbarer Energien. Mit über 700 Mitarbeitern (Stand 2010) deckt juwi die gesamte Wertschöpfungskette von der Planung über die Errichtung bis zur Finanzierung und Betriebsführung regenerativer Erzeugungsanlagen ab. Die **juwi Solar GmbH** (inzwischen umfirmiert zu **juwi Operations & Maintenance GmbH**, im Folgenden kurz **juwi** genannt) ist einer der führenden Anbieter von Photovoltaikanlagen und plant, baut, betreibt und überwacht weltweit Solarstrom-Anlagen auf kleinen und großen Dachflächen sowie Freiflächen.

Vorangegangene Arbeiten

- „DINAR“ (2003-2007) – IWES:
In diesem Projekt wurde die Wirtschaftlichkeit bezüglich des Einsatzes von dezentralen Erzeugungsanlagen untersucht und ein bidirektionales Energiemanagement-Interface (BEMI) für die Niederspannungsebene entwickelt.
- „Multifunktionale Photovoltaik-Stromrichter (Multi-PV)“ (2005 –2009) – IWES:
In diesem Projekt entwickelt das IWES zusammen mit SMA einen photovoltaischen Stromrichter mit Batteriekopplung, der neben der Solarstromeinspeisung für zusätzliche Energie- und Netzdienstleistungen eingesetzt werden kann. Die Möglichkeiten wurden in technischer und wirtschaftlicher Hinsicht untersucht und im Labor und Feldbetrieb getestet.
- „Sol-Ion“ (2008-2011) –IWES, Bosch, Bayernwerk
In dem Projekt wurde mit weiteren Partnern ein PV-Batterie-System zur Maximierung des Eigenverbrauchs von Photovoltaik-Strom entwickelt. Die Möglichkeiten wurden in technischer und wirtschaftlicher Hinsicht untersucht und im Labor und Feldbetrieb getestet.
- „Photovoltaische Energiemanagementstation (PV-EMS)“ (01/2008 –03/2012) – IWES, SMA
Ziel dieses Gemeinschaftsprojekts war die Entwicklung einer neuen modularen Systemtechnik für mittlere und große Photovoltaiksysteme (Leistung > 10 kWp), um die Anlagenkosten für Photovoltaiksysteme in Zukunft weiter zu senken. Zudem wurden Ansätze zur verbesserten Netzintegration von Photovoltaiksystemen untersucht, wobei die Systemgrenze der Netzverknüpfungspunkt ist.
- Europäisches Verbundvorhaben „MetaPV – Metamorphosis of Power Distribution: System Services from Photovoltaics“ (10/2009 – 03/2015) – SMA
Mit vielen weiteren Partnern wurden erstmalig netzstützende PV-Wechselrichter in großem Maßstab im realen Netzbetrieb in Teilnetzen mit sehr großem PV-Anteil in der Region Limburg/Belgien erprobt. Im Vordergrund des Vorhabens standen hierbei die Demonstration und die Möglichkeiten der PV-Wechselrichter, der Kommunikationstechnik und des Speichereinsatzes. Neue Netzbetriebsmittel wurden nicht entwickelt.

2.5 Verlauf des Vorhabens / Vernetzung und Zusammenarbeit mit Dritten

Verlauf des Vorhabens

Das Forschungsprojekt „PV-Integrated“ war über die gesamte Laufzeit durch eine sehr kooperative Zusammenarbeit der verschiedenen „Stakeholder“ - Wechselrichterhersteller (Bosch und SMA), Anlagenbetreiber (juwi), Netzbetreiber (Bayernwerk) und Forschung (IWES) - gekennzeichnet. Aufgrund der unterschiedlichen Interessen und damit einhergehenden Sichtweisen wurden die Themen durchaus kontrovers diskutiert, aber vor allem wurden in enger Zusammenarbeit gemeinsame Lösungskonzepte und Maßnahmen entwickelt.



Das Vorhaben war durch viele verschiedene Teiluntersuchungen geprägt. Dies ergab sich aus der Breite des Forschungsgegenstandes des Vorhabens, der teilweise sehr dynamischen Entwicklungen sowohl beim Stand der Wissenschaft und Technik als auch insbesondere dem zunehmenden Grad der PV-Durchdringung in der Praxis, der eine laufende Anpassung bzw. Weiterführung bzgl. relevanter Fragestellungen und Untersuchungsgegenstände erforderte. Abbildung 1 zeigt exemplarisch die durchaus dramatische Entwicklung des Lastflusses bzw. der Rückspeisung über den Hoch-/Mittelspannungs-Transformator im Hauptuntersuchungsgebiet dieses Vorhabens über einige Jahre der Vorhabenlaufzeit.

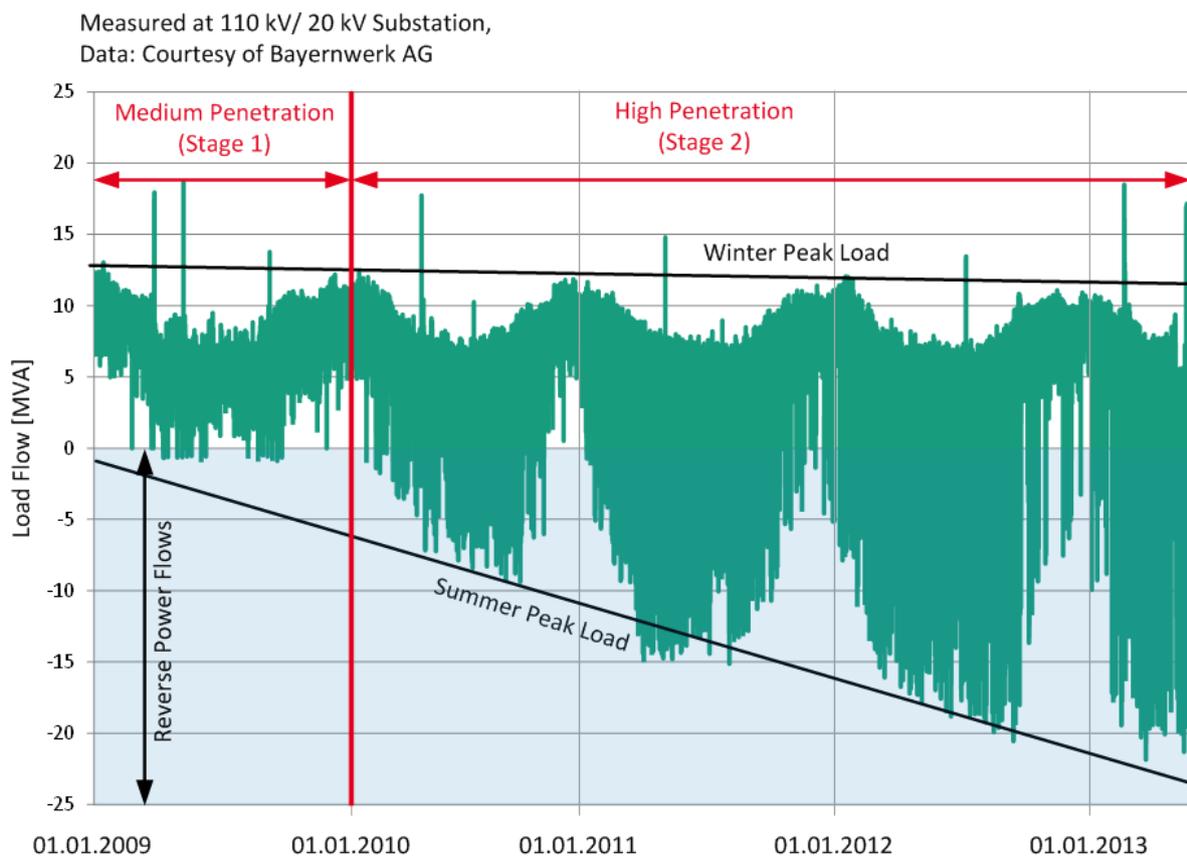


Abbildung 1: Beispiel für zeitliche Entwicklung des Lastflusses bzw. Rückspeisung an einem Hoch-/Mittelspannungs-Transformator

Die ursprüngliche Planung des Vorhabens sah eine „klassische“ Vorgehensweise aus Konzeption und Entwicklung neuer Verfahren in den Bereich Netzbetriebsverfahren, Regelmöglichkeiten von Photovoltaiksystemen und Netzplanungsverfahren mit anschließenden Laboruntersuchungen und Feldtests vor. Aufgrund der Dynamik und Breite des Forschungs- und Entwicklungsfeldes und der Vielzahl an Teiluntersuchungen erfolgte im Vorhaben dann zwar weiterhin eine Orientierung an den Vorhabenphasen, aber gegenüber der ursprünglichen Zeitplanung wurden teilweise Laboruntersuchungen auch vorgezogen oder bei sich neu ergebenden Bedarfen auch zu späten Vorhabenzeitpunkten noch weitere Teiluntersuchungen gestartet.

Entsprechend haben sich die Schwerpunktsetzungen im Vorhaben gegenüber der ursprünglichen Planung zwar etwas verschoben, aber insgesamt sind die durchgeführten Arbeiten entsprechend der Vorhabenzielstellung erfolgt und die Ergebnisse sind vielseitig einsetzbar, beachtlich und aus Sicht der Praxis sehr relevant und umsetzbar.

PV-Integrated – Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung	
Öffentlicher Schlussbericht 01.10.2010 - 30.12.2014	

Vernetzung und Zusammenarbeit des Vorhabens

Seitens IWES und SMA wurde das Projekt in enger Vernetzung zu den parallel laufenden Vorhaben „Photovoltaische Energiemanagement-Station (PV-EMS)“ und „Aktives, intelligentes Niederspannungsnetz (AINS)“ durchgeführt. Wie bereits oben genannt stand bei dem etwa 2 Jahre vor Beginn dieses Projektes gestarteten „PV-EMS“ die Entwicklung neuartiger PV-Anlagen und PV-Wechselrichter mit Blind- und Wirkleistungsregelfunktionen auf Anlagenebene sowie kostengünstigen Anlagenkonzepten im Vordergrund. Im Parallelvorhaben „AINS“ stand die konkrete Realisierung von Systemkomponenten und die Umsetzung von Konzepten in einem Feldtestgebiet im Vordergrund während in diesem Vorhaben übergeordnete netzplanerische Themen zur Integration von Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung und allgemeingültige Szenarien und Regelverfahren behandelt wurden.

Seitens IWES wurden im Rahmen des Projekts „PV-Symphonie“ Weiterentwicklungen der sogenannten automatischen Spannungsbegrenzung für PV-Wechselrichter durchgeführt. Die grundlegenden Untersuchungen zum technischen und wirtschaftlichen Nutzen dieser Erweiterung stammen aus PV-Integrated.

Seitens Bosch und IWES wurde das Projekt in enger Abstimmung zu dem parallel laufenden Vorhaben „Sol-Ion“ durchgeführt. Im Parallelvorhaben „Sol-Ion“ stand die konkrete Entwurf und Erprobung von PV-Speichersystemen im Vordergrund während in diesem Vorhaben übergeordnete netzplanerische Themen zur Integration von PV-Speichersystemen in die elektrische Energieversorgung und netzdienliche Regelverfahren behandelt wurden.

Seitens IWES wurde das Projekt in enger Abstimmung zu dem parallel laufenden Vorhaben „High Performance Computing Technologies for Distribution Network Operation (HiPerDNO)“ durchgeführt. Im Parallelvorhaben „HiPerDNO“ stand die Entwicklung einer experimentelle High Performance Computing Lösung für eine zentrale Betriebsführung zur Spannungshaltung im Mittelspannungsnetz auf Basis dezentraler Erzeuger sowie die Durchführung einer zugehörigen Kosten/Nutzen Analyse in europäischen Verteilungsnetzen im Vordergrund während in diesem Vorhaben vorwiegend dezentrale Verfahren mit im Vergleich „einfachen“ aber auch kostengünstigeren Implementierungsmöglichkeiten betrachtet wurden.

Das gesamte Konsortium hat bei der Datenerfassung, -aufbereitung und -analyse in dem Untersuchungsgebiet (Netzgebiet von Bayernwerk auf Nieder- und Mittelspannungsebene) eng mit dem parallelen Forschungsprojekt „Netz der Zukunft“ kooperiert, das von Bayernwerk zusammen mit der TU München und der Hochschule München durchgeführt wurde.

Die Projektteams waren über entsprechende Teilnahmen an Projekttreffen miteinander vernetzt und standen im engen Austausch zueinander.

Ergebnisse, Erkenntnisse und offene Diskussionspunkte aus PV-Integrated wurden im Rahmen des Projekts „High Penetration PV in Electricity Grids (HiPe-PV)“ in den Task 14 des PVPS Programms der Internationalen Energie Agentur eingebracht. Die Gremienarbeit und der deutsche Beitrag profitierten dabei wesentlich durch die Arbeiten des parallel laufenden Projekts PV-Integrated. So hat beispielsweise Bayernwerk zugestimmt, die im Rahmen von PV-Integrated entstandenen Ergebnisse zur Smart Grid Region „Seebach“ als „German Use-Case“ dem IEA Task 14 zur Verfügung zu stellen (vgl. auch Abschnitt 3.2).

Weiterhin ergab sich zu einzelnen Themenfeldern ein temporärer Austausch mit weiteren Projekten, u.a.:

- REServices (IWES)
- Q(U)-Studie TUM (SMA)
- Q(U)-Feldstudie Vorarlberger Energienetze (SMA)

PV-Integrated – Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung	
Öffentlicher Schlussbericht 01.10.2010 - 30.12.2014	

3 Projektkoordination und Ergebnisverbreitung

3.1 Ergebnisverbreitung und Standardisierungsarbeit

3.1.1 Ergebnisverbreitung

Abschlussarbeiten, Veröffentlichungen und Vorträge

Aus dem Vorhaben heraus erfolgten eine Dissertation, dreizehn Diplom-, Master- und Bachelorarbeiten, sowie eine Vielzahl von Veröffentlichungen und Vorträge (insgesamt 48). Eine vollständige Auflistung befindet sich im Anhang.

Workshops:

Am 12.06.2014 fand am IWES ein Workshop zur Stabilität der Q(U) bzw. QP(U)-Regelung zusammen mit Teilnehmern der FGH aus Aachen und der Avacon AG aus Salzgitter statt. Nach intensiver Diskussion wurde ein Konsens erzielt, dass bei sinnvoller Parametrierung der Regler von PV-Wechselrichtern keine nennenswerten Wechselwirkungen auftreten und somit auch der Netzbetrieb insgesamt stabil sein wird. Allerdings wurde auch deutlich, dass der Bereich einer sinnvollen Parametrierung weiter untersucht, detaillierter beschrieben und festgelegt und nach Möglichkeit dann auch in den relevanten Regelwerken aufgenommen werden sollte.

Sonstiges

- In Zusammenhang mit dem 28. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2013 wurde von den Partnern am 04.03.2013 eine gemeinsame Pressemitteilung mit mehreren hundert Adressaten zu den diversen Symposiumbeiträgen aus dem Projekt PV-Integrated und deren Einordnung im Gesamtprojekt PV-Integrated herausgegeben. Hierdurch konnte ein breites Spektrum an Interessierten erreicht werden.
- Ein Kurzbericht über das Projekt PV-Integrated wurde am 06.10.2014 im BINE-Newsletter (mit ~16.000 Abonnenten) veröffentlicht. Hierdurch konnte ebenfalls ein breites Spektrum an Interessierten erreicht werden. Aufgrund dieses Berichtes erfolgte zudem die Kontaktaufnahme zum Projekt durch einen Verteilnetzbetreiber aus Österreich aus dem ein weiterer Erfahrungsaustausch zu Q(U) und QP(U)-Regelungen resultierte.
- Es wurde eine Animation zu einer koordinierten Blindleistungsbereitstellung aus PV-Anlagen und deren Wirkung auf die Spannungshaltung im Netz erstellt. Diese wurde auch auf der Webseite des Vorhabens „Kombikraftwerk 2“ eingebunden und ist dort allgemein zugänglich.
(<http://www.kombikraftwerk.de/systemdienstleistungen/spannungshaltung.html>, zuletzt abgerufen 18.06.2015)

3.1.2 Standardisierungsarbeit

Allgemein

Im Rahmen diverser Gremienmitgliedschaften wurden relevante Aspekte aus dem PV-Integrated Projekt in die dortigen Diskussionen eingebracht bzw. konnten Erkenntnisse frühzeitig in die Projektarbeit berücksichtigt werden.

Eine Mitwirkung erfolgte u.a. in folgenden Gremien:

- DKE
- VDE FNN
- FGW TR4 im AK Modellierung und Validierung
- WECC REMTF
- BSW-AK Netzfragen

PV-Integrated – Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung	
Öffentlicher Schlussbericht 01.10.2010 - 30.12.2014	

VDE-AR-N 4105

Mitwirkung im Komitee 261, welches die Prüfgrundsätze für VDE-AR-N 4105 entwickelt und in Form der VDE 0124-100 veröffentlicht hat.

IEC-Normen

Begleitend zum Projekt und auch aufbauend auf Teilergebnissen des Projektes wurde an der Erstellung verschiedener internationaler Normen mitgearbeitet und Vorschläge zu deren Ausgestaltung eingebracht. Dies betrifft Normen zu einzuhaltenden Konvention in der Kommunikation (IEC 61850) und zur Netzeinspeisung von PV Strom:

- IEC-Norm „IEC 61850-7-4 Communication networks and systems for power utility automation - Basic communication structure compatible logical node classes and data object classes“.
- ENSTO-E Network Code for all Generators (NC RfG). Dazu hat ENSTO-E eine User Group einberufen, die sich in unregelmäßigen Abständen trifft
- EN 50438 und EN 50549. Diese europäische Normen werden im European Committee for Electrotechnical Standardization (CENELEC) entwickeln
- IEC PT 62786-2. Diese internationale Norm wird in der International Electrotechnical Commission (IEC) auf Basis von bestehenden nationalen Normen entwickelt

FNN Projektgruppe „Blindleistungsmanagement in Verteilungsnetzen“

Im Rahmen der FNN Projektgruppe "Blindleistungsmanagement in Verteilungsnetzen" konnten relevante Aspekte aus dem PV-Integrated-Projekt in die dortigen Diskussionen einbracht werden. Insbesondere ein kommunikationsbasiertes, optimiertes Blindleistungsmanagement im Zusammenhang mit „zentralen Netzbetriebsverfahren“, für das ein Prototyp im Projekt PV-Integrated entwickelt und erprobt wurde, konnte eingebracht werden. Weiterhin wurde der im Rahmen von PV-Integrated verwendete Ansatz von Jahres-Zeitreihensimulationen zur Ermittlung des Blindleistungsaustausches als empfohlene Vorgehensweise in das Dokument mit aufgenommen. Wesentliche Ergebnisse aus dem Projekt konnten damit erfolgreich auf den Weg der Standardisierung gebracht werden. Der von der FNN Projektgruppe erarbeitete technische Hinweis ist als „FNN Hinweis Blindleistungsmanagement in Verteilungsnetzen“ vom Juli 2014 veröffentlicht worden [1].

3.2 Mitarbeit im IEA PVPS Task 14

Im Jahr 2010 nahm erstmals der neu gegründete Task 14 des Photovoltaic Power Systems Program der Internationale Energie Agentur seine Arbeit auf. Der Arbeitsschwerpunkt des Task 14 lautet „High Penetration PV in Electricity Grids“. In diesem IEA PVPS Task 14 wurde intensiv mitgearbeitet, an den Treffen regelmäßig teilgenommen, sowie ein Treffen bei SMA im Oktober 2012 organisiert und durchgeführt. Dabei wurden in Abstimmung mit den Vorhabenpartnern wesentliche Erkenntnisse aus dem Projekt PV-Integrated eingebracht und konnten andere Erkenntnisse frühzeitig in der Vorhabearbeit von PV-Integrated mitberücksichtigt werden. Dies gilt insbesondere für den Subtask 2 „High Penetration PV in local Distribution Grids“ und den Subtask 4.2 „Technical Capabilities and Inverter Topologies“, die vom IWES geleitet wurden und wesentlich vom Vorhaben PV-Integrated profitierten. Die Forschungsarbeiten im Rahmen von PV-Integrated wurden bspw. als „German Case Study“ in den Subtask 2 aufgenommen. Somit konnte aus Sicht von PV-Integrated sichergestellt werden, dass die erzielten Ergebnisse auch der internationalen Community zugänglich gemacht wurden und im internationalen Rahmen diskutiert werden konnten.

4 Entwicklung von Netzbetriebsverfahren

4.1 Bestandsaufnahme

Ein Netzgebiet (Mittel- und Niederspannungsebene) von Bayernwerk, das für die bevorstehenden Forschungsaktivitäten aufgrund technischer sowie praktischer Kriterien besonders geeignet war, wurde ausgewählt. Die technischen Daten der dort installierten Erzeugungsanlagen wurden detailliert erfasst und eine umfangreiche Instrumentierung zur Erfassung und Aufbereitung detaillierter Messwerte vorgenommen. Diese Arbeiten wurden vorwiegend im parallelen Forschungsprojekt „Netz der Zukunft“ der Bayernwerk AG in Zusammenarbeit mit der TU München und der Hochschule München durchgeführt [2]. Basierend auf diesem umfangreichen Datenpool konnten in diesem Vorhaben viele unterschiedliche Untersuchungen und Simulationen realitätsnah aufgesetzt und durchgeführt werden.

4.2 Implementierung der Bestandsdaten in Netzsimulationsumgebung

Für die weitergehenden Untersuchungen wurden die verschiedenen Daten in einer Simulationsumgebung zusammengeführt und validiert.

Die bereitgestellten Netzmodelle wurden importiert und aufbereitet. Das Gesamtnetz besteht aus einem Erdschlussgebiet / Mittelspannungsnetz mit insgesamt 187 unterlagerten Niederspannungsnetzen. Davon wurden sechs Niederspannungsnetze im Detail modelliert während die anderen Niederspannungsnetze als Ersatzlast / Ersatzspeisung an der Ortsnetzstation modelliert worden.

Messwerte aus Smart-Metern über ein Jahr in hoher zeitlicher Auflösung wurden sowohl für die Modellierung der Ersatzlast / Ersatzspeisung von Ortsnetzstationen als auch für die Einspeisung von 30 PV-Anlagen (Anschluss an das Mittel- bzw. Niederspannungsnetz) genutzt.

Weiterhin wurden Messwerte aus Smart-Metern über ein Jahr in hoher zeitlicher Auflösung für landwirtschaftliche Lastkunden (L0-Profil) und für Haushalts-Lastkunden (H0-Profil) erfasst. Diese Daten wurden zur Modellierung der Lasten genutzt. Zudem wurde im Projekt ein Verfahren weiterentwickelt, dass es erlaubt für verschiedene Haushalte synthetische, zeitlich hochaufgelöste Lastprofile zu erstellen. Dies Verfahren wurde in [Appen, Haack, Braun; 2014] (siehe Anhang) veröffentlicht.

4.3 Weiterentwicklung der Netzbetriebsverfahren

Anforderungen

Zusätzliche Anforderungen an die Regelmöglichkeiten der zum Einsatz kommenden Netzbetriebsmittel und Photovoltaikanlagen wurden identifiziert und analysiert.

Dezentrale und zentrale Regelungsverfahren:

- **Dezentrale Verfahren**
Bei dezentralen Regelungsverfahren beruht die Regelung alleine auf lokalen Informationen. Es besteht also kein Kommunikationsbedarf zwischen einer „Zentralen“ (bspw. Netzleitwarte) und einer Anlage bzw. zwischen bspw. benachbarten Anlagen. Der Verzicht auf Kommunikationsinfrastruktur verspricht insbesondere im untersuchten ländlichen Niederspannungsbereich einen erheblichen Kostenvorteil.

- **Zentrale Verfahren**
Bei der zentralen Regelung werden alle Betriebsmittel entweder direkt von einer Netzleitstelle gesteuert oder zu mindestens werden sie durch zentrale Vorgaben von Führungsgrößen beeinflusst. Es besteht also ein Kommunikationsbedarf zwischen einer „Zentrale“ und den Anlagen.

Aufgrund diverser Voruntersuchungen und Diskussionen zu Kommunikationsmöglichkeiten und -sicherheit [Kämpf, Ringelstein, Braun; 2012], [Kämpf, Bauer et.al.; 2012] (siehe Anhang) und erwarteten Aufwand wurde das Untersuchungsfeld wie folgt eingegrenzt:

- In der Niederspannung werden lokale Regelungsverfahren präferiert
- In der Mittelspannung sind zentrale Regelungsverfahren möglich, da hier zumeist ohnehin bereits eine kommunikationstechnische Anbindung an die Netzleitstelle über das Einspeisemanagement besteht.

Weiterhin sollte die Blindleistungsbereitstellung zur Spannungsstützung im Netz der PV-Wechselrichter und PV-Speichersysteme nach Möglichkeit so erfolgen, dass nur in kritischen Netzbereichen und nur bei Bedarf Blindenergie bereitgestellt wird, um eine starke Erhöhung des Blindleistungsflusses im gesamten Netz unabhängig von den lokalen Notwendigkeiten zu vermeiden.

Als weiterer Punkt wurde festgestellt, dass die Ansteuerung über Funkrundsteuerempfänger als Schnittstelle zwischen PV-Anlage und Netzbetreiber unsicher erscheint und daher eine Methodik wünschenswert ist, um die Kette des Empfangs der Abregelbefehle, der Weitergabe in Form von digitalen Signalen an den Wechselrichter und der Umsetzung dieser Signale durch den Wechselrichter in eine Abregelung zu testen. Für die Durchführung solcher Tests wurde seitens Bayernwerk und dem größten Hersteller von Funkrundsteuergeräten ein Lösungskonzept erarbeitet um definierte Testsignale an eine PV-Anlage zu senden. Zur Auswertung der Testsignale wurde seitens Bosch und SMA ein Lösungskonzept erstellt, um die Testsignale zu erkennen und falls die Realisierung des Einspeisemanagements korrekt ist das Signal in elektronischer Form zu quittieren, in dem z. B. eine E-Mail in definierter Form an eine definierte Adresse gesendet wird.

Zudem wurden die Ergebnisse einer Untersuchung im Rahmen des „Netz der Zukunft“ (siehe oben, Abschnitt 4.1) Projektes von Bayernwerk zu zunehmender Spannungsunsymmetrie im Netz aufgrund von, insbesondere einphasig einspeisenden, PV-Systemen aufgegriffen und ein Bedarf an Lösungsmöglichkeiten, bspw. durch symmetrierendes Verhalten von Wechselrichtern diskutiert (siehe Abschnitt 5.2 und 5.3).

Untersuchung und Vergleich verschiedener lokaler Regelungsverfahren in Referenznetzen

Es wurde ein Verfahren zur Analyse der Aufnahmekapazität von Niederspannungsnetzen für dezentrale Erzeugungsanlagen für typische Referenznetze auf Basis von Studien an der TU München, die einen Großteil real existierender Netze repräsentieren, entwickelt. Mit Hilfe von Szenario-Analysen, basierend auf einem Monte-Carlo-Ansatz, wird ein realitätsnaher Zubau von Photovoltaikanlagen nachgebildet und analysiert, sowie darauf aufbauend das Potential verschiedener Maßnahmen zur Erhöhung der Aufnahmekapazität gezeigt.

Angegeben wird die Aufnahmekapazität als maximale Durchdringung eines Netzes bei der die gegebenen Qualitäts- oder Sicherheitsmerkmale nicht mehr eingehalten werden. Im Hinblick auf Niederspannungsnetze sind hier die Spannungsqualitätsmerkmale sowie die maximal zulässigen Betriebsmittelbelastungen der Kabel und Transformatoren die begrenzenden Größen.

Basierend auf dieser Vorgehensweise wurden verschiedene Verfahren zur Bereitstellung von Blindleistung hinsichtlich der Kriterien Aufnahmekapazität, Blindleistungsbelastung des Netzes

und Verfahrensgüte bewertet. Hierbei zeigt sich, dass unter Berücksichtigung typischer Einstrahlungshäufigkeiten für ein Jahr die Verfahren fester Leistungsfaktor ($\cos\phi_{\text{fix}}$) und wirkleistungsabhängiger Leistungsfaktor ($\cos\phi(P)$) größere Faktoren hinsichtlich der Erhöhung der Aufnahmekapazität als bspw. mit einer spannungsabhängige Blindleistungsbereitstellung $Q(U)$ erreichen. Hinsichtlich der für diese Erhöhung notwendigen Blindarbeit schneiden die Verfahren $\cos\phi(P)$ und $Q(U)$ vergleichbar ab, wohingegen ein fester Leistungsfaktor hier deutlich schlechter abschneidet. Welches Verfahren letztendlich Anwendung findet hängt von den jeweils verfolgten Zielen ab, wobei die dargestellten Kriterien hier Hilfestellung bei der Auswahl des jeweils passenden Verfahrens geben.

Beim Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators (rONT), der theoretisch die volle Nutzung des zulässigen Spannungsbandes von $\pm 10\% U_n$ ermöglicht, kann mit Hilfe des Analyseverfahren gezeigt werden, dass durch den Einsatz eines rONTs die Aufnahmekapazität um ein vielfaches erhöht wird und damit die verbauten Leitungen/Kabel zur begrenzenden Größe werden. Aufbauend auf diesen Ergebnissen wurde der Einfluss der im Rahmen von PV-Integrated betrachteten dezentralen Betriebsmodi auf die Aufnahmekapazität eines Beispiel-Referenznetzes untersucht. Die Aufnahmekapazität konnte durch den Einsatz der $QP(U)$ -Regelung im Vergleich zur reinen Einspeisung (P) für das analysierte Referenznetz im Mittel mehr als verdoppelt werden. Zudem wird deutlich, dass die positiven Effekte der Wirk- und Blindleistungsregelung einzeln betrachtet zu ähnlichen Erhöhungen der Netzaufnahmekapazität führen und bei der Kombination der Verfahren diese sich sogar gegenseitig verstärken. Somit ist die mögliche Erhöhung der Netzaufnahmekapazität durch die $QP(U)$ -Regelung höher als die Summe der Erhöhungen durch die Einzelmaßnahmen $Q(U)$ - und $P(U)$ -Regelung.

Die resultierenden energetischen Abregelverluste (aufgrund der Wirkleistungsreduzierung) liegen für den betrachteten Fall im gesamten Netz bei ca. 2%, sind jedoch nicht gleich verteilt. So belaufen sich die Abregelverluste bei der ungünstigsten Anlage im Falle der $P(U)$ -Regelung auf ca. 16%. Hierzu wurden das typische Auslegungsverhältnis des Wechselrichters von 90% und die in Deutschland auftretenden Einstrahlungsverhältnisse gewählt.

Das Verfahren und die Ergebnisse sind in Veröffentlichungen detailliert dargestellt worden [Mende, Fawzy et al.; 2012], [Premm, Mende; 2013] (siehe Anhang).

Untersuchung und Vergleich verschiedener lokaler Regelungsverfahren in vielen verschiedenen realen Netzen

Das technische Potenzial verschiedener lokaler Regelungsstrategien (z.B. Blindleistungsbereitstellung durch PV-Wechselrichter, kurzfristige Wirkleistungsabregelung von PV-Wechselrichtern, regelbare Ortsnetzstation (rONT) etc.) zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit der Netze für zusätzliche PV-Leistung wurde auf Basis von 40 realen Niederspannungsnetzen intensiv untersucht. Die Ergebnisse zeigen ein deutliches technisches Potenzial zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit, sofern die Netze ursprünglich durch zu hohe Spannungen begrenzt wurden. Im Rahmen der Kosten-Nutzen Analysen (siehe Abschnitt 4.4 „Kosten-Nutzen Analysen“) wurde zusätzlich die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Regelungsstrategien untersucht. Die höchsten Potenziale konnten mit rONT-basierten Regelungsstrategien und der $QP(U)$ Regelung von PV-Wechselrichtern erzielt werden.

Die Ergebnisse sind in Veröffentlichungen detailliert dargestellt worden, siehe u.a. [Stetz, Töbermann et al.; 2014], [Stetz; Dissertation; 2013] (siehe Anhang).

Untersuchung der Anwendbarkeit von lokalen Regelungsverfahren von PV-Anlagen bei Biogasanlagen

Im Projektgebiet speisen neben PV-Anlagen auch Biogasanlagen Strom in das Verteilnetz ein. In einer zusätzlichen Untersuchung wurde daher die Anwendbarkeit der lokalen Regelungsverfahren von PV-Anlagen zur Spannungshaltung bei Biogasanlagen untersucht.

In einer Marktanalyse wurden zunächst die häufigsten Netzanschlusskonzepte von Biogasanlagen in der Größenordnung von einigen hundert kW elektrischer Leistung bestimmt. Anschließend wurde für das am häufigsten verwendete Netzanschlusskonzept (Gas-Otto-Motor, Synchrongenerator mit direkter Netzkopplung) das Regelungspotenzial der Blind- und Wirkleistungsabgabe durch Modellierung und Simulation untersucht. Durch die „schnelle“ Regelbarkeit der Blindleistungsabgabe können die auf der Bereitstellung von Blindleistung basierenden Spannungshaltungsstrategien ohne zusätzliche Modifikationen angewendet werden. Bei der Regelung der Wirkleistungsabgabe sind allerdings im Vergleich zu PV-Anlagen anlagenspezifische Einschränkungen zu beachten. Diese ergeben sich in erster Linie aus der thermischen Belastungsfähigkeit des Gas-Otto-Motors, welcher konstruktiv auf einen Dauerbetrieb bei Nennleistung ausgelegt ist. Eine spannungsabhängige Zu- und Abregelung der Wirkleistung (also das Verlassen des Nennbetriebs) führt zu erhöhter Materialbelastung und verschlechterten Abgaswerten. Zur Reduzierung der Materialbelastung wurden daher zusätzliche Zeitverzögerungen in die Regelungsstruktur des Gas-Otto-Motors implementiert, welche die Dynamik der Biogasanlage im Vergleich zur PV-Anlage deutlich verlangsamen.

Die Ergebnisse wurden detailliert auf der PowerTech 2013 vorgestellt und veröffentlicht [Löther, Stetz, Braun; 2013] (siehe Anhang).

Kennliniengestaltung QP(U)

Die vorgeschlagene Kennlinie (siehe Abbildung 2) sowie die zugrundeliegenden Auslegungskriterien wurden ausführlich auf dem Symposium Photovoltaische Solarenergie 2014 vorgestellt und veröffentlicht [Stetz, Töbermann et al.; 2014] (siehe Anhang). Die Kennlinie erstreckt sich durch ihre Parametrierung über die Betriebsbereiche regulärer und gestörter Netzbetrieb. Hierdurch wirkt die temporäre, spannungsabhängige Wirkleistungsreduktion der PV-Anlage sowohl aufnahmefähigkeitserhöhend als auch im Sinne eines Vorschutzkriteriums zur Vermeidung von Überspannungsschutzauslösungen. Der Vorteil des Vorschutzkriteriums durch eine zusätzliche P(U)-Regelung im Rahmen des gestörten Netzbetriebs liegt dabei in der „sanften“ Reduktion der Einspeiseleistung bei Überspannung. Durch die temporäre Leistungsreduktion der PV-Anlage und den damit verbunden lokalen Spannungsrückgang wird einem Erreichen des Spannungsgrenzwertes entgegengewirkt und eine Auslösung des Überspannungsschutz kann ggf. verhindert werden, wodurch die PV-Anlagen auch im gestörten Netzbetrieb mit dem Netz synchronisiert bleiben und mit verringerter Leistung einspeisen können.

Die genaue Form der dargestellten Kennlinien, d.h. insbesondere die Lage der Knickstellen, stellt einen auf Basis der diversen durchgeführten Untersuchungen nach heutigem Stand ausgewogenen Kompromiss aus den technischen Anforderungen (maximale Steilheit der Kennlinien für Stabilität, einem Totband zur Entkoppelung Q(U) und P(U), sowie verbleibende Sprunghöhe beim Ansprechen des Überspannungsschutzes) und den wirtschaftlichen Aspekten (möglichst hohe Steigerung der PV-Aufnahmefähigkeit und möglichst geringe Abregelverluste) dar.

Der P(U)-Kennlinie ist im Spannungsbereich 1,05 p.u. bis 1,08 p.u. zunächst eine Q(U)-Kennlinie vorgeschaltet. Diese sorgt dafür, dass die PV-Wechselrichter im Normalbetrieb zunächst abhängig von ihrer lokalen Netzspannung induktive Blindleistung bereitstellen und somit zur Spannungshaltung beitragen. Der Vorteil einer spannungsabhängigen Blindleistungsbereitstellung gegenüber festen Verschiebungsfaktoren oder eines wirkleistungsabhängigen Verschiebungsfaktors ergibt sich aus den deutlich reduzierten Blindleistungsflüssen im Netzgebiet. Durch eine spannungsabhängige Blindleistungsbereitstellung werden sowohl die durch die zusätzlichen Blindleistungsflüsse verursachten Netzverluste als auch das Risiko ungewollter Rückwirkungen auf Transformatorstufensteller reduziert.

Hat der PV-Wechselrichter bei einer lokalen Netzspannung von 1,08 p.u. seine maximale Blindleistungsbereitstellung erreicht – die Vorgaben hierfür sind der VDE AR 4105 zu entnehmen – hält der Wechselrichter seine Blindleistungsabgabe konstant. Nach einem Spannungstotband von 0,005 p.u. beginnt ab einer lokalen Netzspannung von 1,085 p.u. der PV-Wechselrichter mit der Reduktion seiner Wirkleistungsabgabe. Die komplette Einstellung der Wirkleistungseinspei-



sung würde theoretisch bei einem lokal gemessenen Spannungswert von 1,105 p.u. erfolgen. Allerdings würde vorher der Überspannungsschutz bei einem Spannungswert von 1,10 p.u. ansprechen. Aufgrund der bei diesem Spannungsgrenzwert schon erheblichen Leistungsreduktion der PV-Anlage und den damit verbunden lokalen Spannungsrückgang, wird aber einem Erreichen dieser Spannungshöhe schon vorher entgegengewirkt und eine Auslösung des Überspannungsschutzes kann ggf. verhindert werden. Der in Abbildung 2 dargestellte Übergang zwischen regulärem und gestörtem Netzbetrieb bei 1,09 p.u. ergibt sich aus den zugestandenen Messtoleranzen in Höhe von 0,01 p.u., die im Rahmen der Netzplanung Anwendung finden.

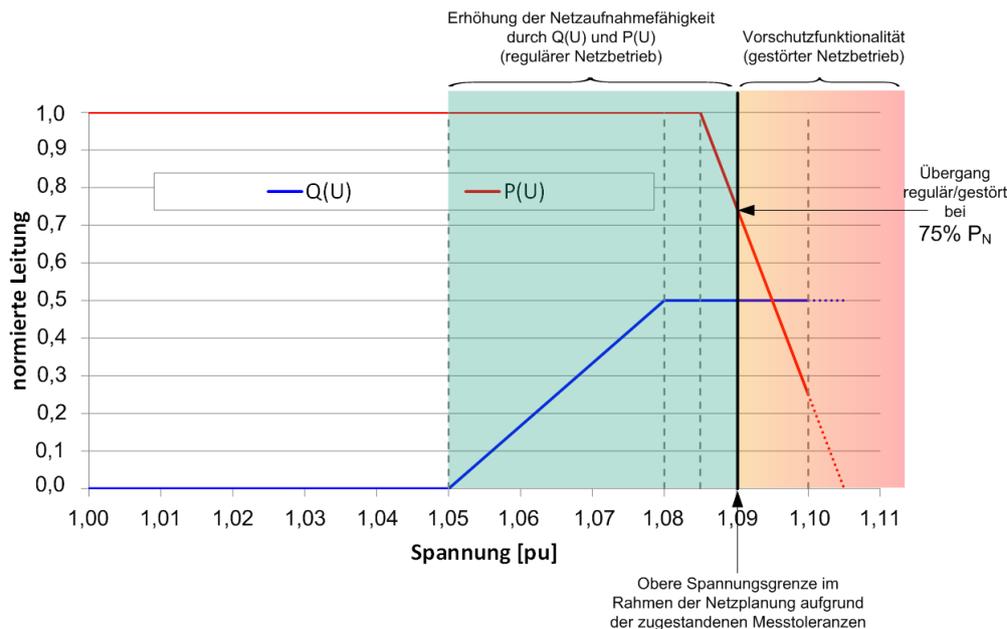


Abbildung 2: Vorgeschlagene Q(U)-P(U)-Kennlinien.

Kombination lokale Q(U)-Regelung mit zentraler Q-Vorgabe

Für Einspeiseanlagen im Mittelspannungsnetz wurde zusätzlich eine Kombination aus lokalem spannungsabhängigem Blindleistungsverhalten mittels lokaler Kennlinie zur Gewährleistung der Spannungsbandgrenzen und einer zentralen Vorgabe einer Blindleistungsbereitstellung per Fernwirktechnik zur Steuerung des Blindleistungshaushaltes im Mittelspannungsnetz entwickelt. Die Q(U) Kennlinie wird gemäß der Darstellung in Abbildung 3 erweitert. Der sich ergebende Blindleistungssteuerbereich gewährleistet unter Berücksichtigung der lokalen Gegebenheiten die Einhaltung des Spannungsbandes. Der vom Netzbetreiber ansteuerbare Blindleistungsbereich ergibt sich, wie in Abbildung 4 dargestellt, durch die Verlängerung der ansteigenden Q(U)-Kennlinienbereiche. Die Beibehaltung der Steigung der Q(U)-Kennlinie gewährleistet weiterhin ein stabiles Regelverhalten. Ein angeforderter Blindleistungswert ist somit innerhalb eines definierten Spannungsbereiches umsetzbar, an den Grenzen dieses Spannungsbereiches besitzt die lokale Blindleistungsregelung Vorrang. Abhängig vom aktuellen Spannungswert und der verfügbaren Einspeiseleistung kann, wie in Abbildung 5 dargestellt, von der Anlage ein Blindleistungsstellbereich ermittelt werden. Diese netzanschlussbezogene Information kann dem übergeordneten Blindleistungsmanagement des Netzbetreibers mitgeteilt und dort entsprechend berücksichtigt werden. Eine Meldung „Q(U)>“ bzw. „Q(U)<“ in den Anstiegsbereichen der ursprünglichen Q(U)-Kennlinie zeigt deren Eingreifen aufgrund lokaler Spannungsverhältnisse an. Das Verfahren wurde ausführlich auf der VDE Konferenz 2014 dargestellt und veröffentlicht [Premm, Schmidt et al.; 2014] (siehe Anhang).

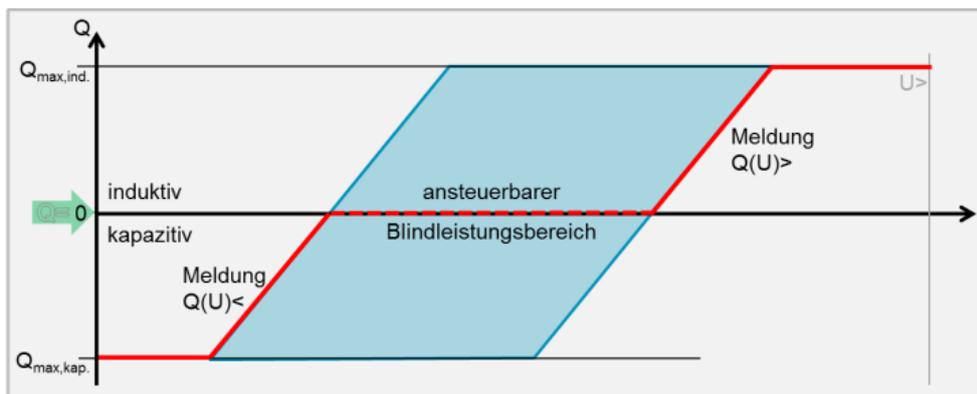


Abbildung 3: Prinzipielle Darstellung des Q-Steuerbereichs mit übergeordneter Q(U)-Funktionalität

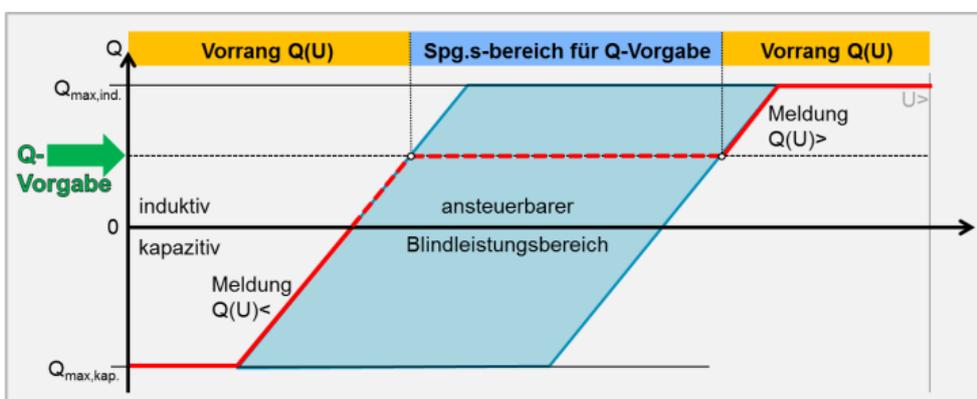


Abbildung 4: Spannungsbereiche für Q-Vorgabe und Q(U)-Funktionalität

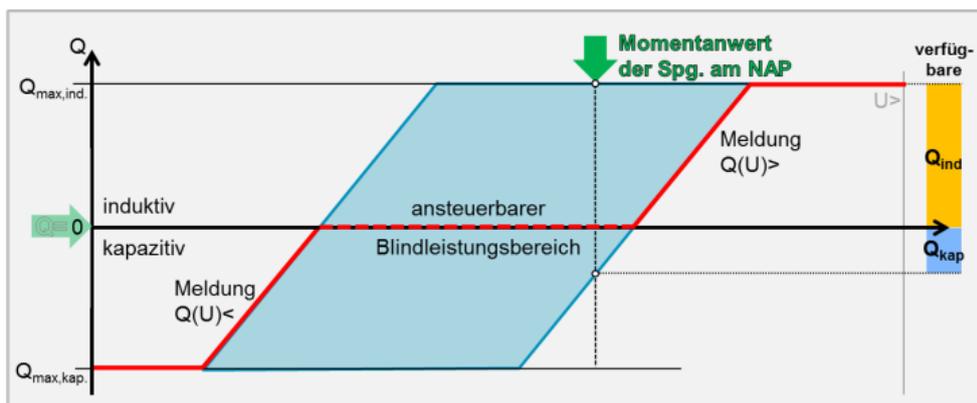


Abbildung 5: Verfügbarer Blindleistungstellbereich

Wechselwirkung zwischen lokaler Stufentransformator- und lokaler PV-Regelung

Zwischen der lokalen Spannungsregelung des Stufentransformators im Umspannwerk und der lokalen Blindleistungsregelung der Photovoltaikanlagen im Mittel- und Niederspannungsnetz – beide jeweils mit dem Ziel durch Beeinflussung der Spannung die Einhaltung der Spannungsgrenzen im Netz zu garantieren – sind Wechselwirkungen möglich, da die Blindleistungsregelung der fluktuierenden erzeugenden PV-Anlagen zu einer Zunahme der Blindleistungsfluktuationen führt.

PV-Integrated – Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung	
Öffentlicher Schlussbericht 01.10.2010 - 30.12.2014	

on am Umspannwerks-Transformator und in Folge zu einer Zunahme der Spannungsschwankungen an der Mittelspannungssammelschiene führen kann.

Um abschätzen zu können, inwieweit diese Wechselwirkungen tatsächlich auftreten und daraus ggf. sogar ungewollte oder unbeherrschbare Zustände resultieren, wurden intensive Simulationsuntersuchungen sowohl für vereinfachte Netze mit Eigenschaften realer Netzen als auch für das reale Untersuchungsgebiet durchgeführt.

Es konnte gezeigt werden, dass die Blindleistungsregelung der Photovoltaikanlagen tatsächlich zu ungewollten Wechselwirkungen mit der Transformatorregelung führen kann. Diese Wechselwirkungen können zum einen temporär die Spannungsproblematik im Netzbetrieb verschärfen und zum anderen zu einer Erhöhung der Anzahl der Stufenschaltungen des HS/MS-Umspannwerkstransformator führen. Wechselwirkungen die die Stabilität des Netzbetriebes gefährden, konnten aber nicht festgestellt werden.

In einem weiteren Schritt wurde das Mittelspannungsnetz aus dem Projektgebiet verwendet und zusätzlich sowohl Teile des überlagerten Hochspannungsnetz in die Untersuchungen einbezogen als auch räumlich verteilte Einstrahlungsmessungen aus dem Projektgebiet verwendet. Damit konnten die im Netzgebiet auftretenden Leistungsfluktuationen und Leistungsgradienten aufgrund der PV-Einspeisung realistisch nachgebildet werden.

In einer systematischen Untersuchung der Wechselwirkungen bei möglichen Kombinationen aus nach der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie vorgesehenen lokalen Regelungsstrategien der PV-Anlagen (cosphi-fix, cosphi(P)-Kennlinie, Q(U)-Kennlinie) und von zwei praxisrelevanten lokalen Regelungsstrategien des HS/MS-Transformators (fester Spannungswert, leistungsflussabhängige Regelung) wurden sehr unterschiedliche Wechselwirkungseigenschaften festgestellt.

Darauf aufbauend wurde daher untersucht, wie die lokalen Regelungsverfahren von PV-Anlagen und UW-Transformator für einen optimierten Netzbetrieb aufeinander abgestimmt werden können. Dabei wurden die Kombinationen anhand der Kriterien Anzahl der Stufenschaltung und Wirksamkeit bei der Spannungshaltung bewertet. Weiterführend wurden Verbesserungspotenziale der Transformatorregelung im Parallelbetrieb mit der PV-Anlagenregelung aufgezeigt und diskutiert.

Die Ergebnisse wurden detailliert auf der PVSEC 2013 [Kraiczy, Braun, Wirth et al.; 2013], dem Symposium Photovoltaische Solarenergie 2013 [Kraiczy, Braun, Stetz et al.; 2013], und dem Symposium Photovoltaische Solarenergie 2014 [Kraiczy, Stetz et al.; 2014] (siehe Anhang) vorgestellt.

Distanzschutz und Blindstrombereitstellung durch dezentrale Erzeuger

In einer Untersuchung wurde geprüft, ob durch die dezentrale Blindleistungsbereitstellung Lastfälle entstehen, die die Selektivität der Distanzschutzrelais beeinträchtigen. Die Untersuchung wurde auf Basis der Netzdaten und Schutzeinstellungen für die Projektregion durchgeführt. Hierzu wurden 28 verschiedene Last-/Einspeiseszenarien gebildet, die alle Extremsituationen im Netz abdecken (Variation von cosphi der PV-Anlagen im MS-Netz, Stark-/Schwachlast, Stark-/Nulleinspeisung, mit/ohne Nachtbetrieb, ...). Für diese Szenarien wurden Lastflussanalysen durchgeführt. Hiermit wurden die Leitungsimpedanzen gesehen vom Einbauort der Schutzrelais ermittelt. Die Ergebnisse zeigten, dass eine Anpassung der Schutzkriterien aufgrund der dezentralen Blindleistungsbereitstellung aktuell nicht notwendig ist, da die Leitungsimpedanzen in allen betrachteten Szenarien außerhalb der Schutzbereiche lagen. Allerdings zeigte sich auch, dass je nach örtlicher Positionierung des Schutzrelais und der PV-Anlagenverteilung die Abstände zum Schutzbereich unterschiedlich hoch sind und infolge der dezentralen Einspeisung die Energieflussrichtung und damit die gerichteten Zonen der Distanzschutzrelais teilweise nicht mehr zusammenpassen.

Bereitstellung von Blindleistungsflexibilität an überlagerte Netze

Es wurde untersucht, inwieweit eine aktive Beeinflussung der Blindleistungsbereitstellung in Mittelspannungsnetzen nicht nur zur Spannungshaltung genutzt werden kann, sondern auch zur Bereitstellung von Blindleistung an die überlagerte Hochspannungsebene genutzt werden kann. Hierzu wurden zunächst Typnetze für die Mittelspannung entwickelt, die die real vorkommende Variationsbreite von für den Blindleistungsaustausch relevanten Netzdaten abbilden. Für diese Netze wurde für einen Typtag der unbeeinflusste Blindleistungsaustausch einem zentral optimierten Blindleistungsaustausch gegenübergestellt. Hierbei wurde der Einfluss unterschiedlicher Zielfunktionen und unterschiedlicher Regelfähigkeiten der PV-Anlagen dargestellt. Weiterhin wurde untersucht, welche Auswirkungen eine aktive Blindleistungsbereitstellung aus den Mittelspannungsnetzen für den Hochspannungsbetrieb haben kann. Dabei konnte gezeigt werden, dass eine einheitliche feste Vorgabe von Blindleistungsgrenzwerten für die einzelnen Mittelspannungsnetze zu einer gegenläufigen Ansteuerung von PV-Parks in benachbarten Netzen führen kann, und damit zu einem gesamtwirtschaftlich nicht effizienten Einsatz der Blindleistung. Durch eine gemeinsame Optimierung der Blindleistungsbilanzen mehrerer benachbarter Mittelspannungsnetze und gezielte Vorgabe spezifischer Blindleistungsgrenzwerte können hingegen erhebliche Synergie-Effekte erzielt werden. Eine Möglichkeit zur praktischen Nutzung solcher Synergien könnte beispielsweise die Einrichtung von „Blindleistungs-Bilanzgebieten“ auf Hochspannungsebene sein, denen einzelne Mittelspannungsnetze zugeordnet werden. Die Ergebnisse wurden veröffentlicht [Kämpf, Schmidt et al.; 2013] (siehe Anhang).

Entwicklung von Algorithmen zur Prognose von Photovoltaikleistung

Eine Prognose von Photovoltaikleistung basiert einerseits auf optimierten Parametern für die relevanten Einzelanlagen bzw. den Anlagenpool und andererseits auf zuverlässigen Einstrahlungsprognosen an den entsprechenden Koordinaten. Beides kann mit Hilfe von Satellitendaten erreicht werden.

Zur Entwicklung und Validierung von Prognosealgorithmen wurden zunächst Messdaten der Anlagen im Projektgebiet importiert, vereinheitlicht und validiert. Damit stand ein Datenpool für weitere Untersuchungen zur Verfügung. Weiterhin wurden für die gemessenen Anlagen Simulationsparameter bestimmt, so dass eine Ertragssimulationen auf Basis von Satellitendaten möglichst geringe Abweichung zu den Messdaten aufwies. Die optimierten Parameter enthalten sogar detaillierte Informationen über tageszeitliche und jahreszeitliche Abschattungseffekte einzelner Anlagen, die bei der Aggregation oder bei der Verwendung als Referenzanlage berücksichtigt werden können. Die anhand der gemessenen Leistungsdaten validierten Verfahren erlauben somit aus Satellitendaten Einstrahlungsmessungen und daraus PV-Zeitreihen zu erstellen.

Für eine genaue Kurzfristprognose müssen aus den Satellitendaten zusätzlich die Bewegung von Wolkenfeldern abgeleitet werden. Eine Extrapolation dieser Bewegung erlaubt dann eine Kurzfrist-Prognose der lokalen Einstrahlung und könnte dann für die Netz-Betriebsführung genutzt werden. Zur Erkennung einer Wolkenbewegung können zwei oder mehr aufeinanderfolgende Bilder verglichen und Änderungen in der Bildfolge bestimmt werden. Dazu können verschiedene grundlegende Ansätze der Bildverarbeitung gewählt werden, angefangen von blockweisem Vergleich innerhalb einer definierten Bildpunkt-Umgebung bis hin zur Bestimmung von Bewegungsinformationen aus dem optischen Fluss zwischen ganzen Bildern. Es wurden verschiedene solcher „*block matching algorithms*“ implementiert und optimiert, siehe Ergebnisse unten.

Ist eine Bewegung erkannt - d.h es kann ein Set Vektoren bestimmt werden, der die Bewegung zuverlässig beschreibt - kann dieser Vektor-Satz zur zeitlichen Extrapolation der Wolkenbewegung und damit zur Vorhersage der Einstrahlung genutzt werden. Auch hier kann eine von mehreren Methoden verwendet werden, wie zum Beispiel Arten von Persistenz sowie dynamischere Ansätze. So kann zur Extrapolation über den Zeitpunkt (t+1) hinaus auch mehrfach der Vektorsatz aus dem Zeitschritt von (t) nach (t+1) angewendet werden. Dabei kann eine Bewegung



am Ort (i,j) ausgehend ihre Richtung über mehrere Zeitschritte (und Orte) beibehalten oder die letzte am jeweiligen neuen Ort beobachtete Bewegung fortführen. Beide Ansätze sind als eine Art der Persistenz zu verstehen, da angenommen wird, dass sich die einmal bestimmten Vektoren über den Zeitraum von wenigen Stunden nicht verändern.

Mit klassischen Verfahren und aktuellen Methoden der Bildverarbeitung gelang eine zuverlässige Bewegungserkennung aus Wolkenbildern. Zur Bewegungserkennung wurden zunächst die für jeden Algorithmus individuellen Parameter optimiert, wie z.B. Blockgröße, maximale Entfernung und Schrittweite. Im nächsten Schritt wurde die Methode bestimmt, welche den Bewegungszustand zwischen zwei aufeinanderfolgenden Bildern zu den Zeiten (t) und (t+1) am besten beschreibt. Dazu diente als exemplarische Datenbasis ein Zeitraum von drei Wochen im April 2012. Als Bewertungskriterium dient der über den Tag gemittelte RMSE¹ zwischen dem extrapolierten Bewölkungszustand zum Zeitpunkt (t+1) und dem tatsächlich eingetretenen Zustand.

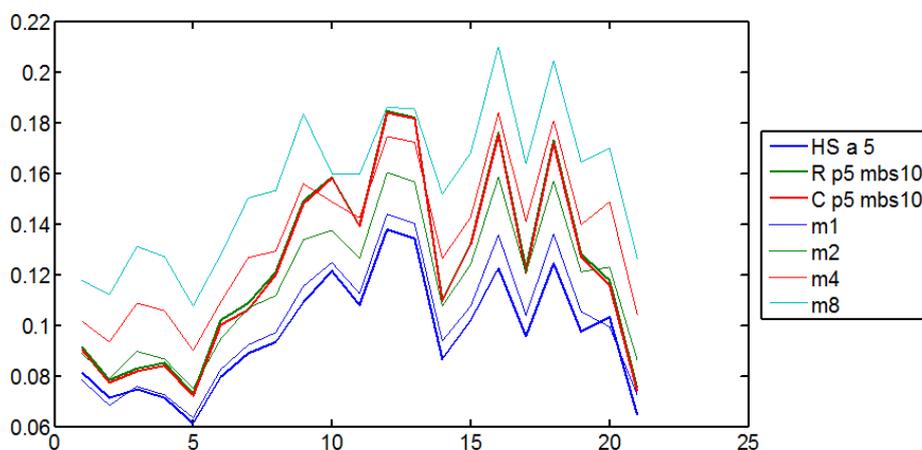


Abbildung 6: Zur Optimierung der Bewegungs-Erkennung ein Vergleich des RMSE verschiedener Methoden, geplottet über dem Zeitraum vom 1.-21.4.2012. Optical Flow "Hsa5" erzeugt hier die besten Vektoren, um den folgenden Zustand (t+1) zu beschreiben.

Im Vergleich zu persistenten Zuständen über 1 bis 8 Viertelstunden (m1 bis m8 in Abbildung 6) erweist sich „Hsa5“, die Methode *Optical Flow* nach Horn & Schunck [3], als genaueste Bewegungserkennung. Für die Methoden R (Minimierung des RMSE) und C (Maximierung der Kreuzkorrelation) wäre hier noch eine zusätzliche Glättung des extrapolierten Bewölkungszustands notwendig, um der Entstehung und Auflösung von Wolkenformationen Rechnung zu tragen, die nicht durch bloße Advektion repräsentiert werden können. Statt diese Glättung zu implementieren und zu optimieren, wurde im weiteren Projektverlauf mit den vielversprechenden Ergebnissen des *Optical Flow* gearbeitet.

Der Fehler (die Abweichung zur Messung) einer simulierten Anlagenleistung lässt sich mit Strahlungsmessungen und der oben erwähnten Parameter-Optimierung auf bis zu 1-2% RMSE reduzieren. Die prognostizierte Anlagenleistung hat einen größeren Fehler, weil die Strahlungsvorhersage von der Strahlungsmessung abweicht. Am relevantesten ist hier die Abweichung in der geneigten Modulebene, gezeigt für verschiedene Verfahren und unterschiedliche Horizonte in Abbildung 7. Natürlicherweise nehmen die Fehler für alle Methoden mit wachsendem Vorhersagehorizont zu. Die oben als zuverlässigste Methode zur Bewegungserkennung identifizierte Methode des *Optical Flow* zeigt sich hier auch über alle Vorhersagehorizonte bis zu 3 Stunden als diejenige mit der geringsten Abweichung zum tatsächlichen Istwert.

¹ RMSE: Root Mean Square Error

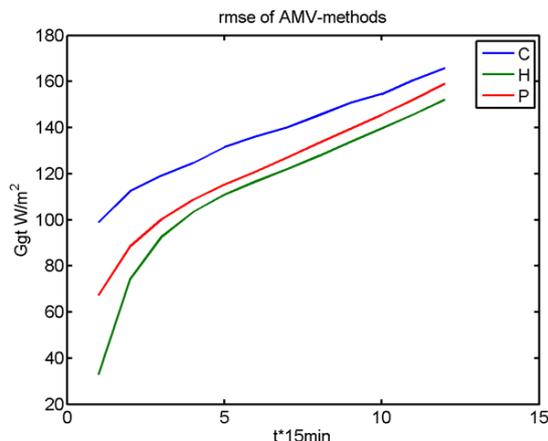


Abbildung 7: Vergleich der Fehler unterschiedlicher Prognose-Verfahren (geplottet für Horizonte zwischen 15 Minuten und 3 Stunden) in der Einstrahlung auf die geneigte Modulebene.

In Abbildung 8 ist ein beispielhafter Tagesverlauf einer gemessenen Anlagenleistung („meas“, blau geplottet) gezeigt. Charakteristisch an diesem Tag sind die beiden großen Leistungseinbrüche am Vor- und Nachmittag, wodurch zur Mittagszeit ein markanter Peak erscheint. Die Prognosen („fcst“) mit Horizonten von 15Min., 1h und 2h wirken ähnlich versetzt wie Persistenz-Vorhersagen (persistent im Clearsky-Index). Eine weitere Verbesserung des Algorithmus ist wünschenswert, damit auch der exakte Zeitpunkt solcher Leistungsrampen besser prognostiziert wird.

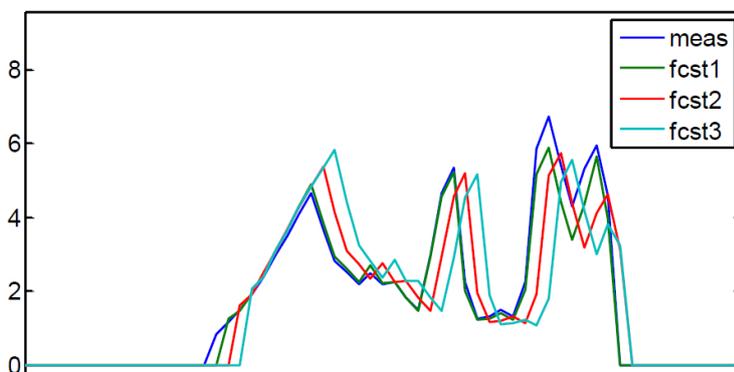


Abbildung 8: Beispiel eines Tagesverlaufs einer gemessenen PV-Anlagenleistung mit Kurzfristprognosen (fcst1, -2 und -3 stehen für Horizonte von 15Min., 1h und 2h.).

4.4 Kosten-Nutzen Analysen

Bewertung der Einspeiseverluste bei fester Begrenzung der Wechselrichterleistung

Die Einspeiseverluste, die bei Begrenzung der Wechselrichterleistung auf 70 % der installierten PV-Nennleistung entstehen, wurden mit Hilfe höher aufgelöster Messwerte verschiedener Standorte in Deutschland genauer quantifiziert. Eine derartige Analyse war bis dato nicht verfügbar. Die Auflösung der DC-seitigen Messwerte variierte zwischen 1 Sekunde und 1 Minute. Die Einspeiseverluste der vermessenen Beispielanlagen variieren in Abhängigkeit von Standort, Anlage und Wechselrichter zwischen 1 und 7 % des Jahresenergieertrages. Die Ergebnisse wurden im Rahmen des Symposiums Photovoltaische Solarenergie 2012 detailliert vorgestellt [Appen, Braun, Zinßer et al.; 2012] (siehe Anhang).

Technische und wirtschaftliche Bewertung und Vergleich lokaler Netzbetriebsführungsverfahren

Es wurde eine intensive technische und wirtschaftliche Bewertung und ein entsprechender Vergleich von lokalen Netzbetriebsführungsverfahren, insbesondere lokaler Strategien zur Spannungshaltung durch PV-Anlagen auf der Mittelspannungsebene vorgenommen.

Hierbei zeigen insbesondere solche Strategien ein positives Kosten-Nutzen-Verhältnis, welche auf der Bereitstellung von Blindleistung beruhen. Auch eine kurzfristige Wirkleistungsabregelung einzelner PV-Anlagen kann zur wirtschaftlichen Vermeidung von Netzausbaumaßnahmen beitragen. Aufgrund der damit verbundenen Möglichkeit von Ertragsausfällen auf der Anlagenbetreiberseite und die damit verbundene Unsicherheit bei Investitionsentscheidungen sollte die wirtschaftliche Wirkung von Kompensationszahlungen aber noch weiter überprüft werden.

Die Kosten-Nutzen Analysen wurden zusätzlich um eine zeitliche Dimension erweitert, um den zusätzlichen Nutzen von lokalen Regelungsstrategien (z.B. Blindleistungsbereitstellung durch PV-Wechselrichter, kurzfristige Wirkleistungsabregelung von PV-Wechselrichtern, regelbare Ortsnetzstation (rONT) etc.) bezüglich einer netzausbauverzögernden Wirkung zu analysieren. Als Vergleichsmaßstab der untersuchten Regelungsstrategien diente der jeweilige Barwert. Hierzu wurden zwei ausgesuchte, reale Niederspannungsnetze aus dem Projektgebiet mit fiktiven Zubauszenarien über 10 Jahre berechnet. Neben den Einsparungen in Form von vermiedenen Netzausbaumaßnahmen (CAPEX) wurden auch Netzverluste und entgangene Einspeisevergütungen (OPEX) betrachtet. In der Untersuchung wurden auch nicht-regelbare Bestandsanlagen berücksichtigt.

Die Vorgehensweise ist im Beispiel der folgenden Abbildung 9 und Tabelle 1 skizziert. Der eigentlich notwendige Netzausbau aufgrund neuer zusätzlicher PV-Anlagen (Basis-Szenario) kann durch entsprechende Regelungen der PV-Wechselrichter (Szenario 2 bzw. 3) deutlich reduziert werden. Nicht dargestellt sind in dem Beispiel die Auswirkungen durch zusätzliche Verluste für den Anlagenbetreiber aufgrund der Blindleistungsbereitstellung bzw. durch die Reduzierung der Wirkleistungsenergieeinspeisung. Diese führen in der Gesamtkostenbetrachtung dennoch zu einem insgesamt reduzierten Kostenaufwand bei sehr geringen Opportunitätskosten für die PV Anlagenbetreiber aufgrund der Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung.

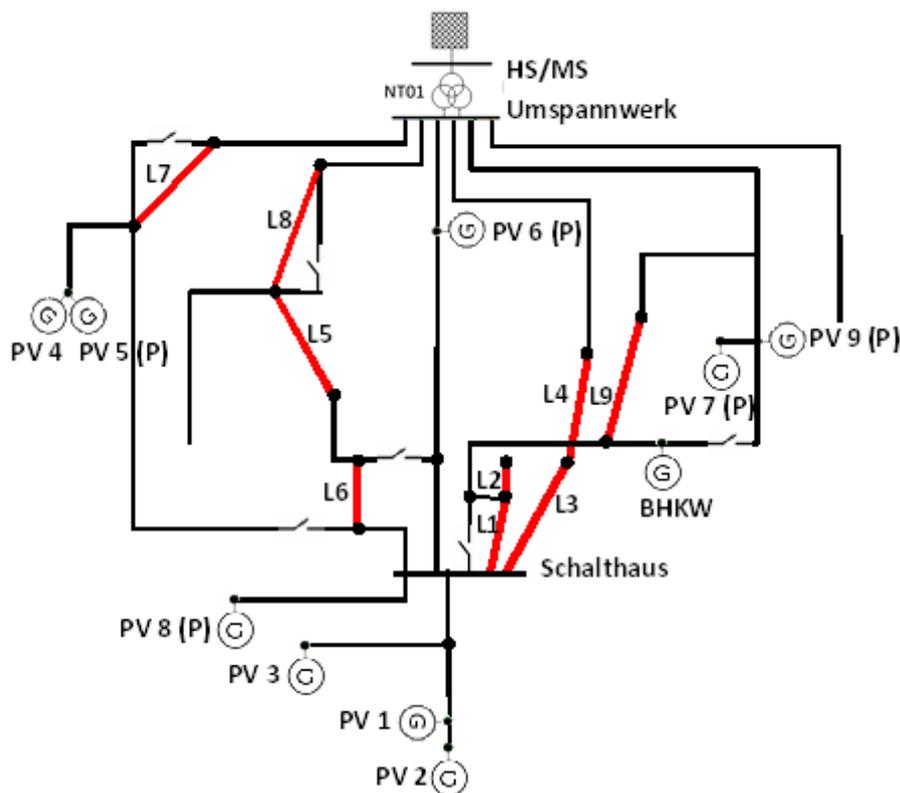


Abbildung 9: Netzausbau in Abhängigkeit von PV-Blindleistungsbereitstellung

Tabelle 1: Netzausbau in Abhängigkeit von PV-Blindleistungsbereitstellung

Szenario PV-Regelung	Ausbau der Leitung									Ausbaubedarf bzgl. Leitungslänge relativ zum Ausbaubedarf im Basiszenario 1
	L 1	L 2	L 3	L 4	L 5	L 6	L 7	L 8	L 9	
Basis-Szenario 1: reine Wirkleistungseinspeisung	x	x	x	x	x	x	X	x	x	100%
Szenario 2: mit Q(U) Regelung	x	x	x	x			X		x	71,6%
Szenario 3: mit Q(U) Regelung und zusätzlicher Wirkleistungsreduzierung							X			6,3%

Für die beiden untersuchten Netze zeigt sich durch den Vergleich der Barwerte ein deutliches Einsparpotenzial durch die Anwendung lokaler Regelungsstrategien (bis zu 50% im Vergleich zum konventionellen Netzausbau). Die höchsten wirtschaftlichen Potenziale konnten mit den rONT-basierten Regelungsstrategien und der QP(U) Regelung der PV-Wechselrichter erzielt werden.

Weiterhin konnten durch eine spannungsabhängige Wirkleistungsregelung der PV-Anlagen (P(U)-Regelungsanteil der QP(U)) die Verluste aus entgangenen Einspeisevergütungen deutlich gesenkt werden. Die QP(U)-Regelung konnte im Rahmen dieser Untersuchungen als wirtschaftlich sinnvolle Alternative zur bisherigen 70%-Begrenzung gemäß § 6 EEG identifiziert werden. Die Ergebnisse sind in mehreren Veröffentlichungen [Stetz, Kraiczy et al.; 2012], [Stetz, Töbermann et al.; 2014], [Stetz; Dissertation; 2013] (siehe Anhang) detailliert dargestellt worden.

Bewertung der Vorteile lokaler Wirkleistungsabregelung im n-1 Fall

In der Regel steht bei Simulationen von Mittel- und Niederspannungsnetzen der Normalschaltzustand im Vordergrund. Sowohl geplante als auch ungeplante Ereignisse können jedoch zu Abweichungen vom Normalschaltzustand führen: Fällt eine Abweichung vom Normalschaltzustand mit dem Einspeisefall zusammen, kann es dazu kommen, dass Anlagen entweder geplant vom Netz genommen werden müssen, oder aber aufgrund der Auslösung von Überspannungsschutz vom Netz getrennt werden. Der Vorteil einer lokalen P(U) Regelung besteht für den Anlagenbetreiber in diesem Zusammenhang darin, dass statt der gesamten nur ein Teil der Einspeiseleistung abgeregelt werden muss. Die entgangenen Einnahmen im Nicht-Normalschaltzustand werden also dadurch reduziert, dass die Anlage am Netz verbleibt. Im Rahmen einer Masterarbeit wurde dieses Szenario im Rahmen einer Jahressimulation untersucht. Hierbei wurden die Werte der FNN Störungs- und Schadenstatistik zu Hilfe genommen und per Zufallsgenerator Netzausfälle erzeugt. Es hat sich gezeigt, dass die entgangenen Einnahmen im Vergleich zum Fall ohne P(U) Regelung um bis zu 34 % reduziert werden konnten. Allerdings waren für diese Arbeit eine Vielzahl von Annahmen erforderlich, deren detailliertere Plausibilitäts- und Sensitivitätsanalyse Gegenstand zukünftiger Arbeiten sein könnten. Zudem wäre zur weiteren Festigung der Ergebnisse die Durchführung einer größeren Anzahl von Jahressimulationen erforderlich. Die Untersuchung wurde im Rahmen einer Masterarbeit durchgeführt und veröffentlicht [Chamma; Masterarbeit; 2013] (siehe Anhang).

Kosten für die Blindleistungskompensation von PV-Parks im Nicht-Einspeisefall

In dieser Untersuchung wurden die Kosten der Blindleistungskompensation mittels verschiedener „herkömmlicher“ Maßnahmen ermittelt. Diese Daten sind dann auch eine Vergleichsgrundlage für die Bewertung einer Blindleistungskompensation durch PV-Wechselrichter.

Die untersuchten Maßnahmen umfassten den Einsatz von Drosselpulen, das Abschalten des Zentralwechselrichters und veränderte Kabeldimensionierung. Hierbei zeigte sich, dass der Einsatz von Drosselpulen im Vergleich wirtschaftlich vorteilhafter ist. Zudem wurden die Kosten und Einsparungen am Beispiel einer realen Anlage mit zwei Netzverknüpfungspunkten (NVP) und einem Blindleistungsbezug von jährlich 4.500 Mvarh und einer Wirkleistungseinspeisung von jährlich ca. 17.500 MWh quantitativ bewertet. Die Wirtschaftlichkeit hing dabei stark von den Annahmen der Strompreiserhöhungen ab. Bei einer Annahme einer jährlichen Erhöhung der Wirkleistungskosten von 2,5% und eine Erhöhung der Blindleistungskosten um 2% im Zeitraum bis 2030 ergaben sich durch den Einbau von Drosselpulen am ersten NVP Einsparungen von etwa 5.254 € und am zweiten NVP von 37.050 €.

Dies führte zur Empfehlung einer Nachrüstung, da die dort installierten Wechselrichter in absehbarer Zeit nicht mit einer technischen Möglichkeit nachgerüstet werden können, um die Blindleistung zu reduzieren.

PV-Integrated – Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung	
Öffentlicher Schlussbericht 01.10.2010 - 30.12.2014	

5 Anpassung der Regelmöglichkeiten von Photovoltaiksystemen unter Berücksichtigung weiterer regelbarer Komponenten

5.1 Bestandsaufnahme der Regelmöglichkeiten von Photovoltaikanlagen und Kommunikationssystemen

Als Grundlage für die Planung der Forschungsaktivitäten wurde zunächst eine Bestandsaufnahme von großen und mittelgroßen PV-Anlagen innerhalb des Untersuchungsgebietes (Nieder- und Mittelspannungsebene) von Bayernwerk durchgeführt. Die Anlagen wurden hinsichtlich Anlagenleistung, Wechselrichtertyp und Anlagenstandort erfasst und die Kommunikationsanbindung und Regelmöglichkeit erfasst und verifiziert.

Zudem erfolgte eine Analyse großer und mittelgroßer PV-Parks hinsichtlich der Netzanschlussanforderungen der aktuellen Mittelspannungsrichtlinie und der jeweiligen Umsetzung in den technischen Anschlussbedingungen einzelner Netzbetreiber auf Basis von Datenbeständen von juwi, SMA und Bosch.

Zudem wurde der zum Zeitpunkt des Starts des Vorhabens aktuelle Stand der Technik bezüglich Regelmöglichkeiten und Kommunikationssystemen der Produktportfolios von SMA und Bosch aufbereitet und analysiert.

Auf Basis dieser Daten wurden folgende Bedarfe an F&E-Arbeiten formuliert und im Vorhaben gemäß den Erkenntnissen laufend nachjustiert:

- Optimierte Regelung von PV-Systemen und PV-Speichersystemen
 - mit bedarfsgesteuerter Blindleistungsbereitstellung: $Q(U)$
 - mit der ergänzenden Möglichkeit einer Wirkleistungsreduktion, sobald die $Q(U)$ -Regelung an ihre Grenzen stößt: $QP(U)$
 - mit der ergänzenden Möglichkeit den Speicher netzdienlich einzusetzen: $PQP(U)$
- Anlagenkommunikation
 - im MS-Netz soll eine zentrale Ansteuerung der Anlagen erfolgen können
 - im NS-Netz soll aufgrund der Vielzahl an Anlagen keine zentrale Ansteuerung der Wechselrichter erfolgen, stattdessen sind lokale Regelungen präferiert
- Untersuchung und Lösungsansätze für Unsymmetrie-Probleme im NS-Netz

5.2 Anpassung der Regelung und der Schnittstellen entsprechend den Forderungen der Netzbetriebsführungsverfahren

In diesem Abschnitt sind die im Vorhaben erfolgten Erweiterungen der Regelungen von PV-Systemen und PV-Speichersysteme und deren Schnittstellen, sowie die Entwicklung generischer Modelle für PV-System bspw. für Tests des Netzanschlussverhaltens zusammengefasst. Die Grundlagen der erweiterten Regelungen sind in Abschnitt 4.3 „Weiterentwicklung der Netzbetriebsverfahren“ bzw. 5.3 „Lokales Energiemanagement mit regelbaren Erzeugern, Speichern und Verbrauchern“ beschrieben.

Generische Modelle für PV-Erzeugungseinheiten

Für PV-Erzeugungseinheiten (PV-Wechselrichter) wurden generische Modelle entwickelt. Diese Arbeiten standen in engem Zusammenhang mit den Aktivitäten des IWES in der IEA PVPS Task 14 Subtask 4.2 (siehe Abschnitt 3.2 „Mitarbeit im IEA PVPS Task 14“).

Die Entwicklung der generischen Modelle für PV-Wechselrichter basierte vornehmlich auf einer Literaturrecherche und berücksichtigte insbesondere die deutsche Richtlinie FGW TR 4 und den Entwurf der IEC 61400-27-1, welche wesentliche Anforderungen, Vorgaben und Beispiele für generische Modelle von Windenergieanlagen beinhalten. Im Rahmen der Arbeiten wurden die

benötigten Bestandteile eines generischen Modells für PV-Wechselrichter identifiziert und zu einem Strukturbild zusammengesetzt. Anhand dieses Strukturbilds konnten anschließend die bereits entwickelten Bausteine in der Netzberechnungssoftware PowerFactory zusammengefügt und aneinander angepasst werden. Fehlende Komponenten für ein allgemeines generisches Modell wurden soweit möglich ergänzt. Im Anschluss an die Funktionsprüfung des neuentwickelten Gesamtmodells wurde damit begonnen, das generische Modell anhand eines Herstellermodells zu validieren. Um das Verhalten des Herstellermodells möglichst exakt nachzubilden und die Validierung des generischen Modells an unterschiedlichen Herstellermodellen möglichst einfach zu gestalten, war es dabei unter anderem nötig, Parameter des Modells anzupassen und das generische Modell zu erweitern. Die Ergebnisse der generischen Modellierung wurden veröffentlicht [Premm, Glitza et al.; 2011], [Arnold, Reimann; 2014] (siehe Anhang).

Umsetzung QP(U)-Regelung

Im Rahmen der Arbeiten zu netzstützenden PV-Systemregelung (siehe oben Abschnitt 4.3) wurden unterschiedliche netzstützende Betriebsführungen untersucht und ein Konzept für ein spannungsabhängiges dezentrales Regelungsverfahren zur Beeinflussung der Wirk- und Blindleistungseinspeisung von PV-Wechselrichtern erarbeitet: eine Q(U)-P(U)-Regelung bzw. kurz QP(U)-Regelung. Dieses Konzept wurde realisiert und auf PV-Systemen zur Erprobung und Demonstration installiert.

Hierzu wurden Anpassungen an dem Serienwechselrichter SMA Sunny Tripower TL-10 vorgenommen, die den parallelen Betrieb einer spannungsabhängigen Wirkleistungsregelung (P(U)-Regelung) und einer spannungsabhängigen Blindleistungsregelung (Q(U)-Regelung) erlauben. Zudem wurde die Parametrierung der Regelungen in die Kommunikationsinfrastruktur des Wechselrichters integriert, um eine einfache Nutzung sicherzustellen.

Die folgenden Abbildungen zeigen die Validierungsergebnisse des Verhaltens der Regelung. Ein wichtiges Merkmal der Blindleistungsbereitstellung und damit der Wirkweise der QP(U)-Regelung ist die Kopplung zwischen Wirk- und Blindleistung des Wechselrichters über die maximale Wechselrichterscheinleistung. Wie in Abbildung 10 dargestellt steigt bei Anstieg der Netzspannung die Blindleistung des Wechselrichters und damit auch die Scheinleistung des Wechselrichters an. Da die maximale Blindleistung nicht erreicht wird, besteht keine Kopplung zwischen den beiden Verfahren. Speist die PV-Anlage bzw. der Wechselrichter jedoch bereits seine volle Nennleistung in Form von Wirkleistung ein (siehe Abbildung 11), muss zu Gunsten der höher priorisierten Blindleistungsbereitstellung die Wirkleistung reduziert werden.

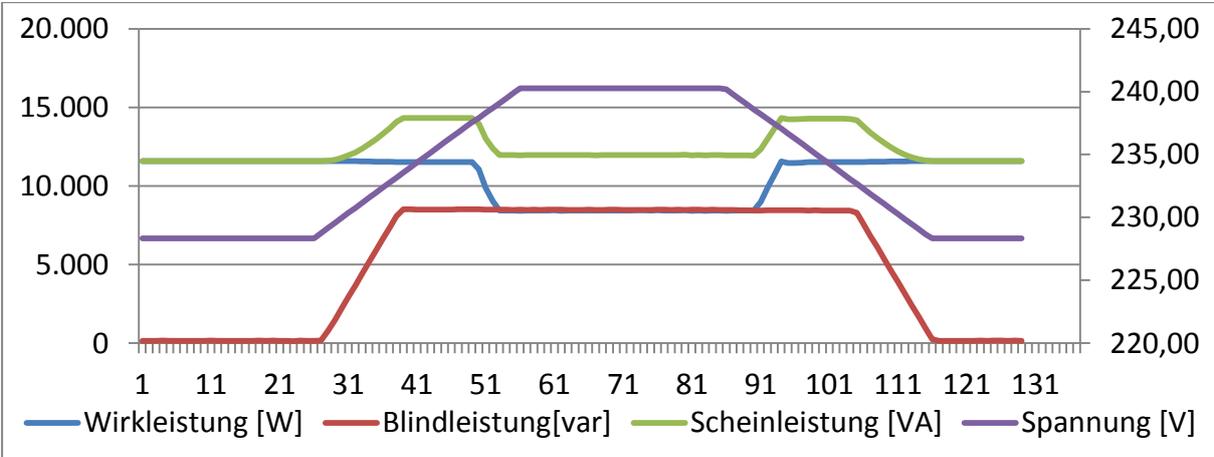


Abbildung 10: Validierungsergebnisse der QP(U)-Regelung bei 70% Wirkleistungseinspeisung

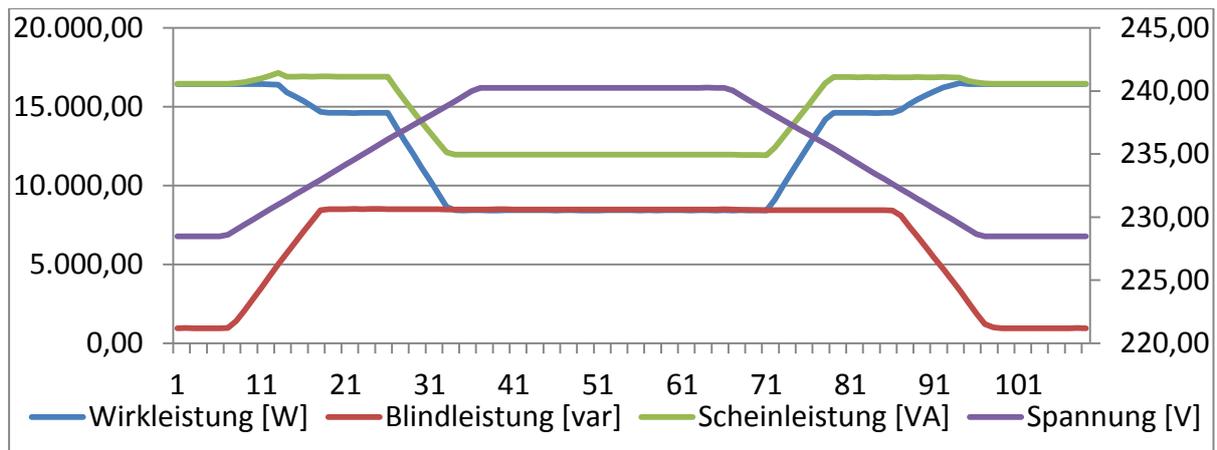


Abbildung 11: Validierungsergebnisse der QP(U)-Reglung bei 100% Wirkleistungseinspeisung

Zur Erläuterung der Kopplung der Wirk- und Blindleistungseinspeisung ist in Abbildung 12 das PQ-Diagramm des verwendeten Wechselrichters dargestellt. Auf Basis des PQ-Diagramms ist unmittelbar ersichtlich, dass bei voller Wirkleistungseinspeisung keine Kapazitäten für die zusätzliche Einspeisung von Blindleistung vorhanden sind und die Blindleistung erst nach Reduktion der Wirkleistung erhöht werden kann.

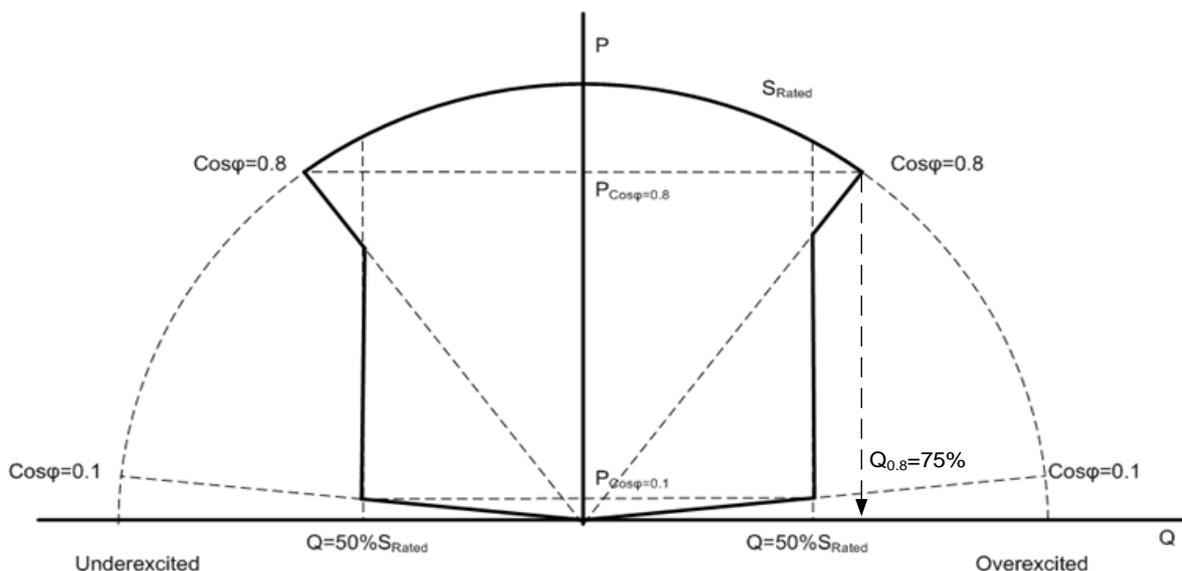


Abbildung 12: PQ-Arbeitsbereich des SunnyTripower 17000 TL-10

Umsetzung PQP(U)-Regelung

Im Rahmen der Arbeiten zu netzstützenden PV-Speichersystemregelung (siehe unten Abschnitt 5.3) wurden unterschiedliche netzstützende Betriebsführungen untersucht und ein Konzept für ein spannungsabhängiges dezentrales Regelungsverfahren zur Beeinflussung der Wirk- und Blindleistungseinspeisung von PV-Speichersystemen erarbeitet: eine $P_{\text{Bat}}(U)$ - $Q_{\text{PV}}(U)$ - $P_{\text{PV}}(U)$ -Regelung bzw. PQP(U)-Regelung. Dieses Konzept wurde realisiert und auf einem PV-Speichersystem zur Erprobung und Demonstration installiert.

Die verwendeten Kennlinien sind in Abbildung 13 dargestellt. Anders als in den publizierten Studien wurde hier nicht mit einer kompletten Abregelung des PV-Speichersystems gearbeitet, stattdessen wird eine spannungsabhängige Abregelung der Einspeiseleistung verwendet. Diese



Kennlinie wirkt, solange die Spannung nicht soweit steigt, dass auch die Blindleistung eingeregelt wird.

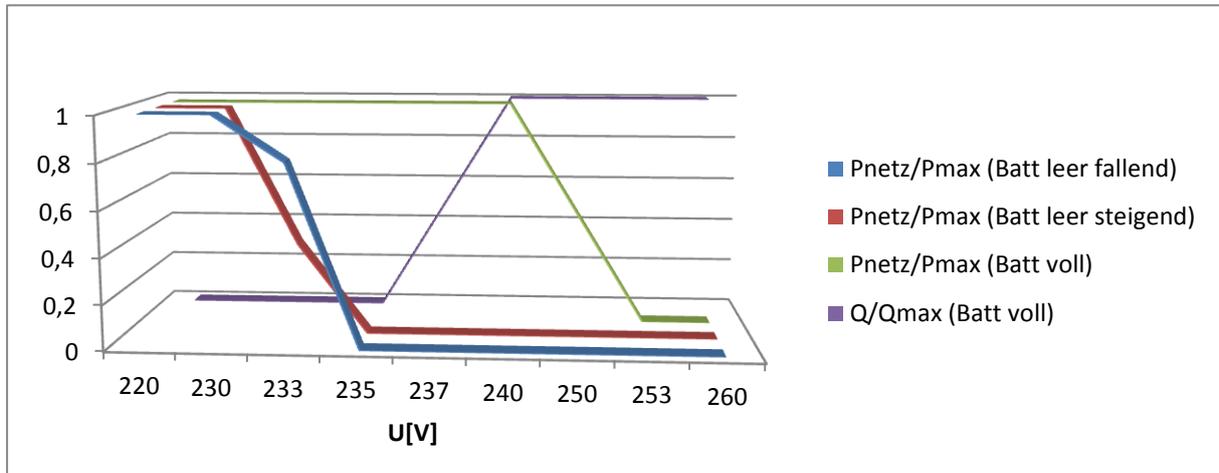


Abbildung 13: Kennlinien der $P_{\text{Bat}}(U)$ - $Q_{\text{PV}}(U)$ - $P_{\text{PV}}(U)$ -Regelung (kurz PQP-Regelung).

In der folgenden Abbildung 14 sind erste Testergebnisse der Umsetzung dargestellt für ein systematisches Abfahren der in Abbildung 15 dargestellten Kennlinien.

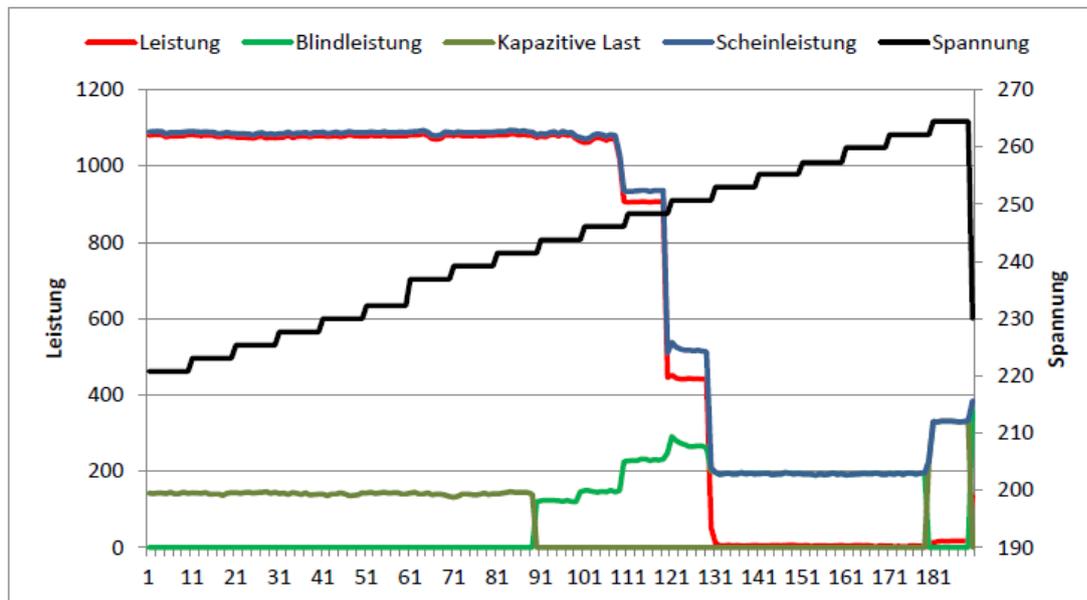


Abbildung 14: Messergebnisse eines Tests der implementierten PQP-Kennlinie.

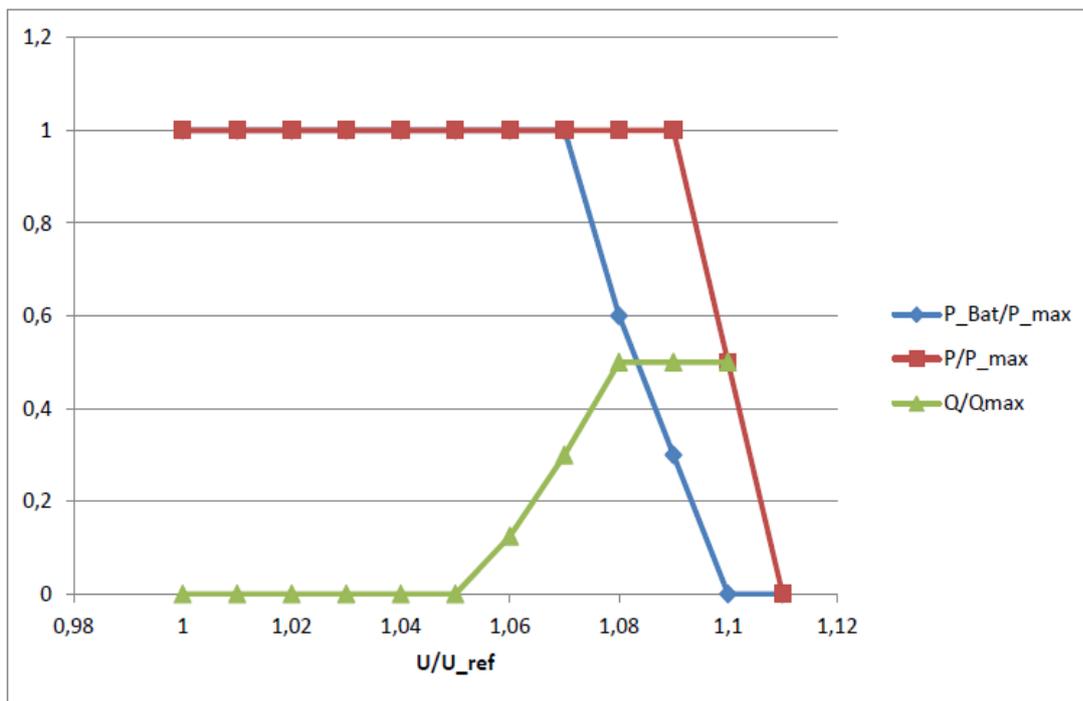


Abbildung 15: Darstellung der PQP-Kennlinie für die in Abbildung 14 durchgeführte Messung.

Netzsymmetrierender Betrieb von PV-Systemen

Die Eignung von PV-Systemen zur symmetrierenden Einspeisung wurde untersucht. Perspektivische Anwendungen solcher symmetrierender PV-Systeme sind die direkte Regelung der Netzspannung, z. B. über Kennlinienverfahren oder die lokale Kompensation unsymmetrischer Lasten oder Erzeuger, z. B. zur Realisierung eines „phasenechten“ Energiemanagements bzw. Eigenverbrauchs.

Im Folgenden werden die beiden Anwendungsszenarien skizziert:

- Netzspannungssymmetrierung: Ziel einer Netzspannungssymmetrierung kann die Eliminierung der Gegen- und Nullsystemspannung des Netzes sein. Hierzu wird die Netzspannung gemessen, analysiert und entsprechende Ströme eingespeist, die die Netzspannung symmetrieren. Empfohlen wird die Realisierung der Regelung über Kennlinien, um den Parallelbetrieb mehrerer Systeme zu ermöglichen. Im Gegensatz zur QP(U)-Regelung, die von einem symmetrischen Netz ausgeht, ist aber für den symmetrierenden Betrieb die Netzspannung bzgl. des Unsymmetriegrades zu analysieren. Hierzu kann z. B. eine Zerlegung der Netzspannung in symmetrische Komponenten erfolgen.

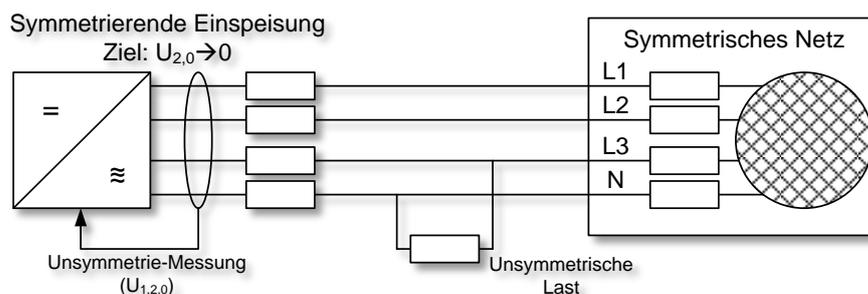


Abbildung 16: Systemschaubild Netzspannungssymmetrierung



- Phasenechtes Energiemanagement bzw. Eigenverbrauch: Ziel des phasenechten Energiemanagement ist die Kompensation unsymmetrischer Ströme durch z. B. einphasige Lasten oder Erzeuger. Hierdurch kann indirekt eine Erhöhung der Netzsymmetrie erreicht werden. Die Umsetzungsebene kann z. B. ein Hausanschluss sein, in diesem Fall liegt ein phasenechter Eigenverbrauch vor. In der Umsetzung wird der Leistungsfluss am Hausanschluss erfasst und auftretende Unsymmetrien durch den Wechselrichter kompensiert.

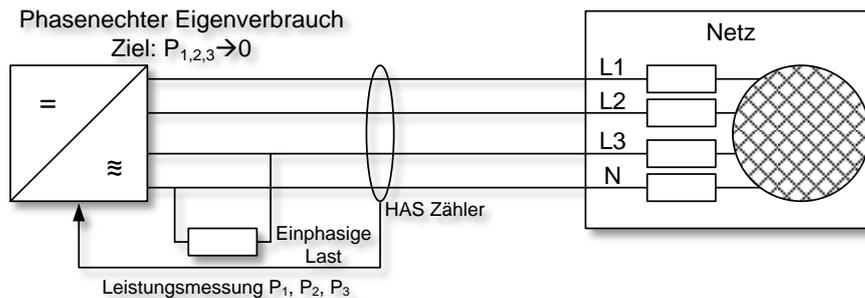


Abbildung 17: Systemschaubild phasenechtes Energiemanagement

Im Rahmen von Labortests wurden die oben skizzierten Anwendungen prototypisch umgesetzt und vermessen. Hierzu wurde ein serienmäßiger 3-phasiger Wechselrichter durch Hard- und Softwaremodifikationen in die Lage versetzt, beliebige Ströme in jeder Phase bzgl. Wirk- und Blindleistung zu generieren. Der modifizierte Wechselrichter wurde dann über Leitungsnachbildungen an einen Netzsimulator angeschlossen und zusätzlich eine unsymmetrische Last ins System eingebracht. Abbildung 18 zeigt schematisch den Laboraufbau.

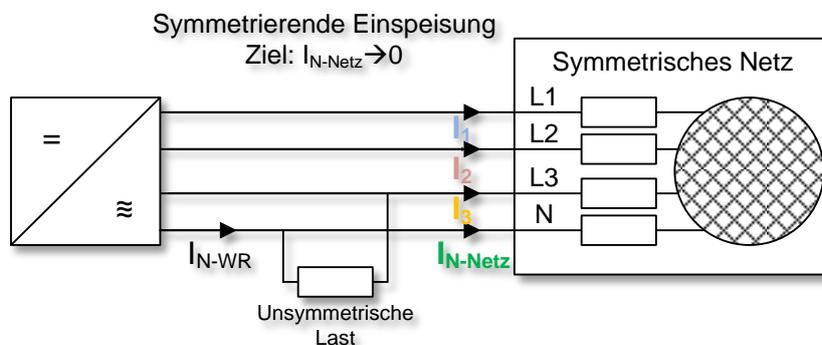


Abbildung 18: Schematischer Aufbau der Laboruntersuchungen

Im der folgenden Abbildung 19 sind die Ergebnisse dargestellt: die Ströme I_1 bis I_3 sowie der Neutralleiterstrom I_N für die verschiedenen Testschritte. Der Neutralleiterstrom, der durch die 1-phasige Last entsteht, wird durch den PV-Wechselrichter nahezu vollständig kompensiert.

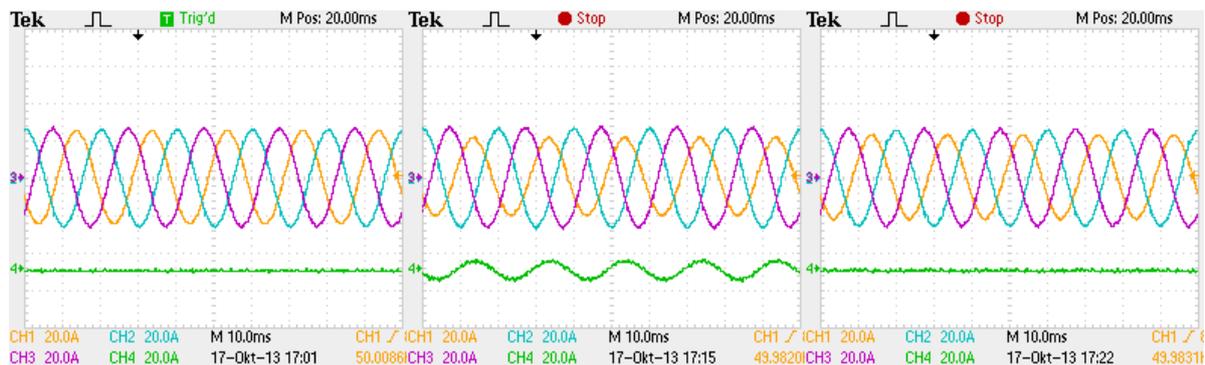


Abbildung 19: Messergebnisse der Laboruntersuchungen. Links: Symmetrische Einspeisung. Mitte: Unsymmetrie durch 1-phasige Last. Rechts: Symmetrierte Ströme

IEC61850

Im Vorhaben sollte der herstellerübergreifende Informationsaustausch zwischen verschiedenen PV-Systemen bzw. PV-Speichersystemen und verschiedenen Leitstellen auf Basis des IEC61850-Standards beispielhaft demonstriert werden. Der erwartete Vorteil einer solchen Informationsaustauschmöglichkeit über eine allgemein verfügbare Standardschnittstelle wäre:

- eine deutliche Kosteneinsparung bei der Anbindung von Systemen in Leitstellen (des Netzbetreibers, Anlagenbetreibers, Aggregators oder Herstellers) zur Steuerung und/oder Überwachung von Systemen, sowie Abruf von Ist- und/oder Prognosewerten
- ein vereinfachter Informationsaustausch zwischen Leitstellensystemen

Die Planung des beispielhaften Informationsaustauschs ist in Abbildung 20 dargestellt. Systeme von SMA, Bosch und juwi sollten jeweils mit den „Leitstellen“ von SMA, Bosch und juwi kombinierbar sein und Lesezugriffe ermöglicht werden.

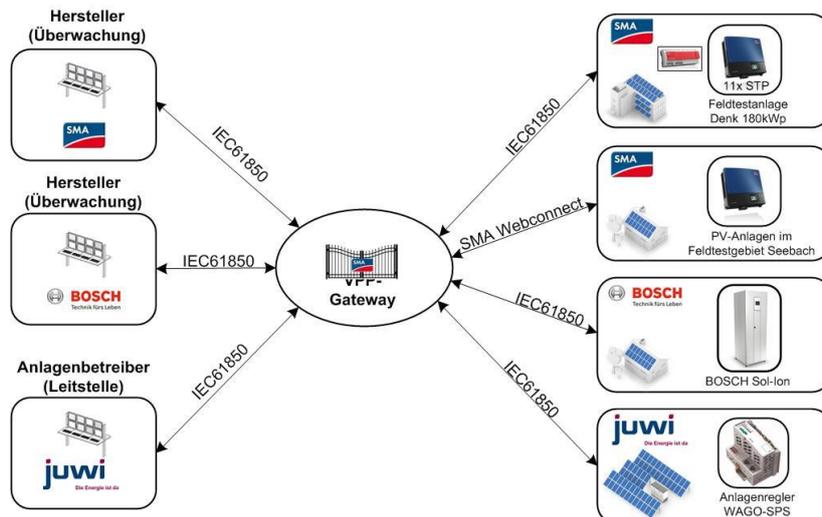


Abbildung 20: IEC61850 basierter herstellerübergreifender Informationsaustausch

Zur Realisierung dieses Vorgehens wurden Anforderungsworkshops durchgeführt und das Datenmodell entwickelt und abgestimmt. Weiterhin wurden notwendige Erweiterungen und Anpassungen an den Systemen und Leitstellen vorgenommen:

- SMA
 - Prüfung und Ergänzung der IEC61850 Anbindung einer realen Anlage mit PV-Systemen.

- Weiterentwicklung des bei SMA bereits vorhandenen VPP-Gateway entsprechend den zusätzlichen Anforderungen:
 - Entwicklung eines Protokoll-AddIn in Form eines IEC61850 Clients auf Basis der IEC61850-Stack-Implementierung der Firma SystemCORP Embedded Technology Pty. Ltd. (Australien). Das Protokoll-AddIn integriert sich dabei als eigenständiges AddIn in die Architektur und Infrastruktur des SMA VPP Gateways.
 - Erweiterung und Anpassung des IEC61850-Server-AddIn zur Unterstützung der Client-Funktionalität.
 - In ersten Testläufen wurde der Client mit der Kommunikation zu einem IEC61850-Server einer separaten VPP Gateway-Instanz getestet und in Betrieb genommen.
 - Weiterhin wurden auf der Basis eines speziell für diesen Einsatz abgestimmten Datenmodells die entsprechende Mappingkonfiguration im VPP Gateway zur Werteumwandlung und die sogenannten ICD-Dateien erstellt, welche den Datenaustausch über das IEC61850-Protokoll steuern. Zusätzlich wurde das IEC61850-AddIn zur Unterstützung von Array-Datentypen erweitert, um das vorgegebene Datenmodell abbilden zu können.
- Bosch
 - Weiterentwicklung des IEC61850 Datenmodells für PV-Systeme an die Anforderungen und erweiterten Möglichkeiten eines PV-Speichersystems. Informationen die über das Datenmodell für PV-Systeme hinausgehen sind bspw. die Bereitstellung von Ladezustandsinformationen und einer 1/4h Prognose der bereitstehenden Wirk- und Blindleistung, sowie der Anpassung der spannungsabhängigen Blind- und Wirkleistungsdrose-lung.
 - Entwicklung und Implementierung einer ersten Umsetzung eines IEC61850-Server in der Bosch-„Leitstelle“ (als Anlagenüberwachungs-PC im Bosch eigenen Labor) und IEC61850-Clients für ein PV-Speichersystem. Server und Client wurden gegenseitig ausgiebig getestet.
- juwi
 - Entwicklung und Implementierung einer ersten Umsetzung eines IEC61850-Server in der juwi-Leitstelle und eines IEC61850-Clients in einer realen PV-Großanlage auf Basis von WAGO-SPS-Komponenten und dessen Anschluss an den zentralen Wechselrichter. Auch hier wurden Server und Client ausgiebig gegenseitig getestet.

Abschließend wurden der Verbindungsaufbau zwischen verschiedenen Server und Clients getestet und Lesezugriffe auf die Anlagendaten durchgeführt. Der Test verlief erfolgreich und eine herstellerübergreifende Vernetzung von Systemen über das Standardprotokoll konnte somit demonstriert werden. In Abbildung 21 ist der direkte Kommunikationstests zwischen dem Bosch-Wechselrichter und der Wago-SPS bei juwi dargestellt. Die Parameter des Wechselrichters konnten über eine VPN-Verbindung ausgelesen werden und standen anschließend zur weiteren Verarbeitung in der Wago SPS zur Verfügung.

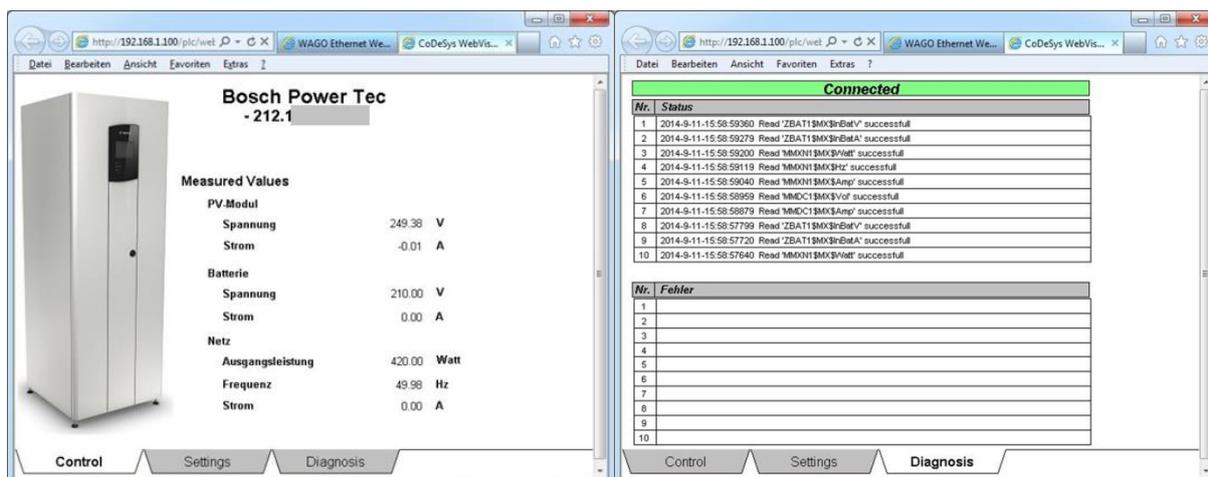


Abbildung 21: Visualisierung der Parameter des Wechselrichters in der Wago-SPS (links) und Empfangsprotokoll der Wago-SPS (rechts)

Anpassung der notwendigen Schnittstellen und Regelungen von PV-Energiemanagementsystemen für einen Anlagenbetrieb

Es wurden die Grundlagen für ein Energiemanagementsystem (EMS) entwickelt, mit dem der gesamte Bereich der Datenverarbeitung einer Erneuerbare-Energie-Anlage abdeckbar ist. Auf Basis einer leistungsfähigen SPS-Hardware lassen sich mehrere Funktionen auf einer CPU abwickeln, angefangen vom EZA-Regler für die Wirk- und Blindleistungsregelung über die Forecast-Funktionalität einer PV-Anlage bis hin zur klassischen Datenloggerfunktion. Damit verbunden ist auch die Möglichkeit, diese Daten per OPC-Server oder OSI/PI-Wrapper direkt an eine nachgelagerte Datenbank zur Datenspeicherung und –aufbereitung zu übergeben. Des Weiteren lässt sich die Steuerung für PV-Tracker oder Off-Grid-Systeme bzw. PV-Kombi-Kraftwerke auf dieser Plattform realisieren (siehe Abbildung 22). Durch die Nutzung der SPS-Technik ist dabei fast jedes gängige Feldbusprotokoll durch Anbau der entsprechenden Schnittstellenkarte an die CPU möglich. Sämtliche Hardwarekomponenten sind industrieprobirt und halten somit den Anforderungen im Umfeld einer PV-Anlage stand. Außerdem ist dadurch gewährleistet, dass zukünftige technische Entwicklungen im Bereich der Feldbus-Protokolle oder aber auch im Bereich der Hardware vom Hersteller der SPS genutzt und in das SPS-Baukastensystem integriert werden können.

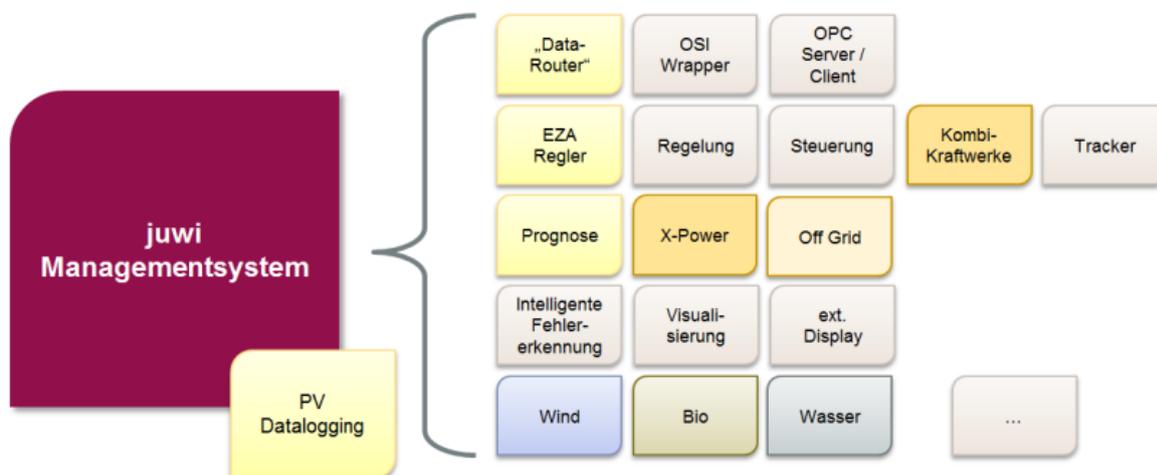


Abbildung 22: Blockbild zur Darstellung der Funktionalität des juwi EMS

Der Aufbau der Hardware gliedert sich im Wesentlichen in zwei Teile, vgl. Abbildung 23. Von links nach rechts sind folgende Komponenten auf einer gemeinsamen Bus-/Trägerplatine aufgebaut:

- die CPU, die sich in einem Gehäuse mit Lüftungsöffnungen befindet. Im rechten Bereich dieses Gehäuses ist die CF-Karte zu erkennen, auf der sich das Programm befindet, auf der aber auch die Daten des Datenloggers zwischengespeichert werden können, bevor sie dann per OPC oder OSI/PI-Wrapper in eine Datenbank geschickt werden.
- Rechts davon sind die einzelnen Schnittstellenscheiben, z.B. zur RS485-Kommunikation, Temperaturerfassung oder für analoge und digitale Ein- und Ausgänge anreihbar.



Abbildung 23: Hardware-Aufbau des juwi EMS

Als Hardware-Lieferanten wurde die Firma B&R ausgewählt, die dazu gehörige Programmierumgebung „Automation Studio“ nutzt Programmiersprachen gemäß IEC 61131. In Automation Studio ist die Debugging-Funktion mit Hilfe einer SoftSPS bereits integriert und auch automatisierte Tests sind umsetzbar. Der Programmstand ist an die Firmware der Hardware und den Stand der Runtime und der Bibliotheken gebunden. Daher gibt es keine Probleme, wenn die Bibliotheken der Programmierumgebung durch ein Softwareupdate einen neuen Stand erhalten, da die ältere Fassung der jeweiligen Bibliothek im Programm gespeichert bleibt.

Für das juwi EMS wurde die Programmiersprache auf Structured Text (ST) festgelegt. Die Gruppierung der einzelnen Programmelemente erfolgte nach den jeweiligen Funktionalitäten; so gibt es z.B. eine fertige Methode zum Abrufen der Messwerte des Janitza-Netzanalysators. Für verschiedene Wechselrichterprotokolle gibt es ebenfalls entsprechende Methoden.

Die Programmstruktur des juwi Energy Managementsystem sieht so aus, dass alle Anlagendetails – Anzahl der Wechselrichter, Typ der Wechselrichter, IP-Adressen, usw. – in einer XML-Datei angelegt werden und diese in das User-Verzeichnis der CPU abgespeichert wird. Beim Hochfahren der CPU wird diese XML-Datei ausgelesen und das eigentliche Programm wird auf diese Art mit den spezifischen Anlagendetails versorgt. Ist dieses Hochfahren beendet, so werden die Programmteile Datenloggen und EZA-Regelung zyklisch durchlaufen. Die Struktur des Programms ist dabei so erweiterbar gestaltet worden, dass neue Anforderungen bzw. neue Funktionalitäten jederzeit implementiert und eingebunden werden können, vgl. Abbildung 24 und Abbildung 25.

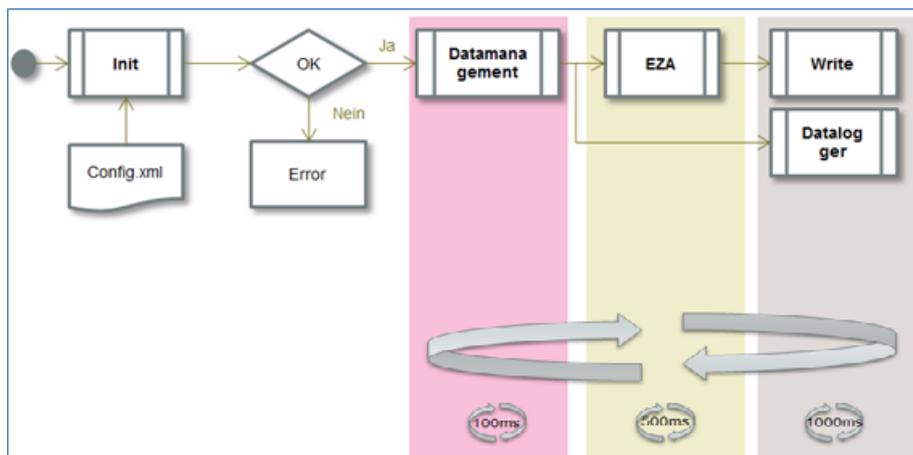


Abbildung 24: Ablaufdiagramm des juwi EMS

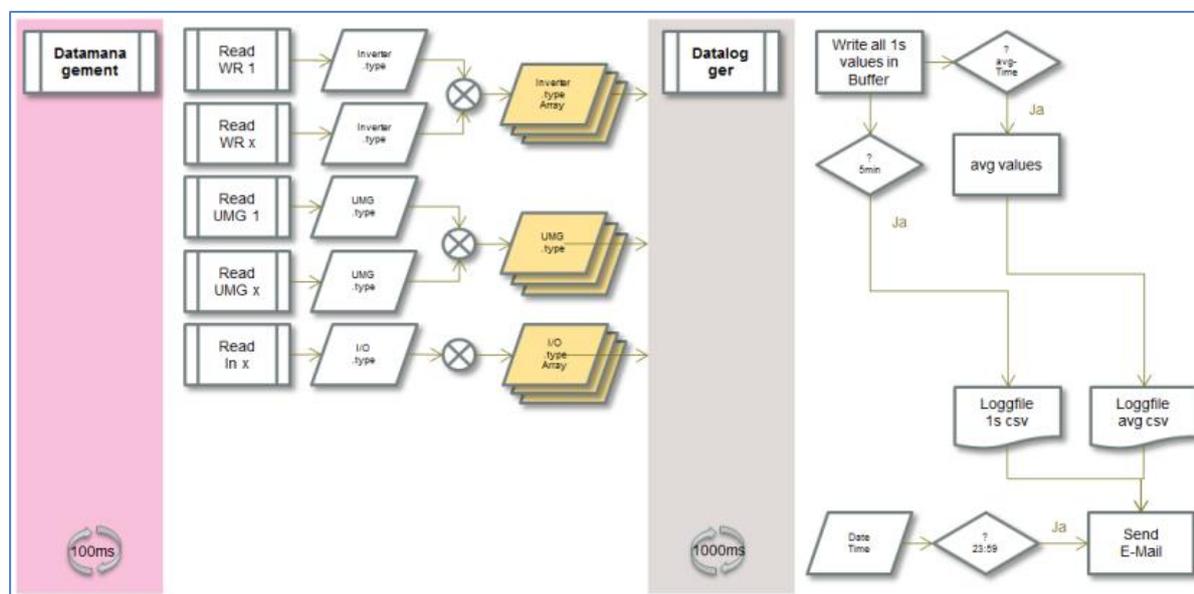


Abbildung 25: Ablaufdiagramm des Datenmanagement-Bausteins

5.3 Lokales Energiemanagement mit regelbaren Erzeugern, Speichern und Verbrauchern

Fallende PV-Anlagenpreise, sinkende Einspeisevergütungen sowie steigende Strompreise erhöhen die Attraktivität des Selbstverbrauchs der lokal erzeugten PV-Energie. Zur Erhöhung des Eigenverbrauchs eignen sich insbesondere PV-Speichersysteme. Entsprechende Speicherlösungen für Haushalte wurden in der Vorhabenlaufzeit auch entsprechend von vielen Unternehmen an den Markt gebracht. Damit rücken dann zwangsläufig auch Netzintegrationsfragen von PV-Speichersystemen in den Fokus.

Ein Vorteil von PV-Speichersystemen ist, dass sie gezielt netzstützend die Einspeiseleistung reduzieren können, ohne dass es zu Ertragsverlusten kommt. Es besteht daher die Möglichkeit, bereits im Vorfeld proaktiv die Einspeiseleistung zu reduzieren, um so vorzeitig eine Erhöhung der Spannung im Verteilnetz zu reduzieren. Die Grundidee eines solchen Verfahrens ist in Abbil-



Abbildung 26 dargestellt. Sobald die Spannung über einen kritischen Wert ansteigt, wird zunächst die Einspeiseleistung komplett gedrosselt und die Batterie geladen. Ist diese voll, wird wieder eingespeist, sollte dann allerdings die Spannung weiter steigen, wird eine Q(U)-P(U)-Regelung durchgeführt.

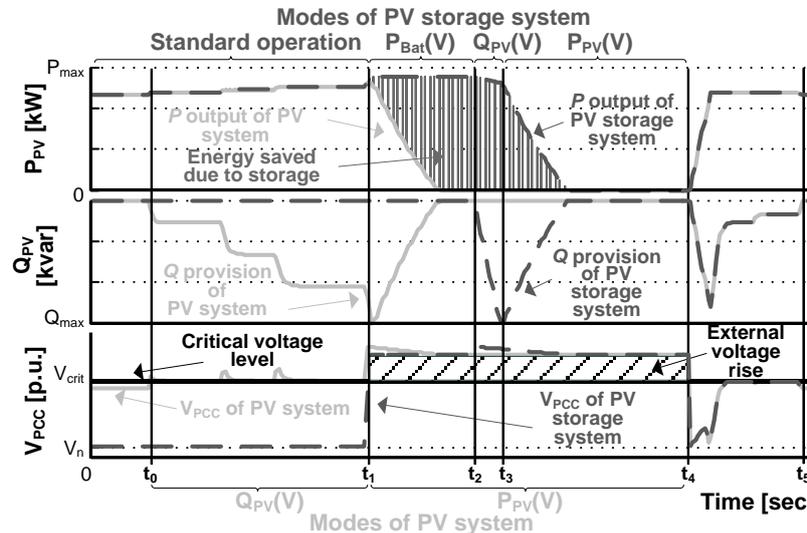


Abbildung 26: Vergleich der $Q_{PV}(U)$ - $P_{PV}(U)$ -Regelung für PV-Systeme mit der $P_{Bat}(U)$ - $Q_{PV}(U)$ - $P_{PV}(U)$ -Regelung für PV-Speichersysteme.

Im Vorhaben wurden entsprechende Aspekte der Netzintegration von PV-Speichersystemen im Niederspannungsnetz intensiver untersucht: neue Betriebsführungsstrategien für PV-Speichersysteme für netzdienliches Verhalten bzgl. der Spannungshaltung und der Einfluss von PV-Speichersystemen auf die Spannungsunsymmetrie. Weiterhin wurde die Erweiterung der Betriebsführung um eine Prognosekomponente zur weiter optimierten Steuerung der Be- und Entladung der Batterie untersucht

Neue Betriebsführungsstrategien für PV-Speichersysteme

PV-Speichersysteme haben das Potenzial Spannungsprobleme im Niederspannungsnetz zu mildern. Entscheidend ist allerdings die Betriebsführung der PV-Speichersysteme. Bisherige Betriebsführungen für PV-Speichersysteme zielen vor allem auf eine reine Maximierung des möglichen Eigenverbrauchs ab. Damit wird dann aber das Potenzial zur besseren Netzintegration nicht ausgeschöpft, da die Kappung von Einspeisespitzen nicht gewährleistet wird.

Im Rahmen der Forschungsarbeiten wurden deshalb neue Betriebsführungen für PV-Speichersysteme entwickelt und analysiert. Das aktuelle Geschäftsmodell für PV-Speichersysteme, die Erhöhung des lokalen Eigenverbrauchs, wurde dabei beibehalten und um eine gleichzeitige netzstützende Komponente in Form einer Spannungsregelung bei zu hoher PV-Einspeisung ergänzt. Hierdurch konnten die Vorteile einer automatischen Spannungsbegrenzung mit den Vorteilen, die ein PV-Speichersystem bietet, verknüpft werden.

Zur Erprobung und Auslegung wurden zwei Netze ausgewählt, ein generisches Niederspannungsnetz und ein reales Niederspannungsnetz, und unterschiedliche Grade der PV-Durchdringung dieser Netze simuliert. Anschließend wurde analysiert, wie sich die verschiedenen Betriebsführungsstrategien auf die Netzspannung und die abgeregelte PV-Energie auswirken. Zudem wurde evaluiert, inwieweit sich spannungsgeregelte Betriebsführungen von PV-Anlagen sinnvoll mit einer Maximierung des Eigenverbrauchs unter Nutzung von Speichersystemen kombinieren lassen.

Es zeigte sich, dass diese neuen Betriebsführungsstrategien das Potenzial haben die Netzintegration von PV-Speichersystemen zu verbessern. Im Vergleich zu spannungsgeregelten PV-Systemen ohne Speicher lässt sich die spannungsbedingte PV-Abregelung minimieren, während sich die Netzspannungsüberschreitungen reduzieren lassen.

Anschließend wurden verschiedene Kennlinien für PV-Speichersysteme implementiert und analysiert, um zu untersuchen wie diese die spannungsbedingten PV-Abregelungsverluste beeinflussen. Hierbei lassen sich sinkende PV-Abregelungsverluste bei richtiger Speicherdimensionierung feststellen. Des Weiteren können Speichersysteme, die die maximal eingespeiste PV-Leistung am Netzanschlusspunkt fixieren oder senken auch zu sinkenden Kosten für Netzverstärkungsmaßnahmen führen.

Entsprechende Ergebnisse wurden veröffentlicht [Appen, Braun, Kneiske, Schmiegel; 2013], [Appen, Braun, Kneiske; 2013], [Appen, Stetz, Braun et al.; 2014] (siehe Anhang). Des Weiteren wurde der Nutzen von regel- und optimierungsbasierten Betriebsführungen für PV-Batteriesysteme für den Systembesitzer und Verteilnetzbetreiber verglichen [Appen, Stetz, Braun et al.; 2014], [Appen, Stetz, Idlbi et al.; 2014] (siehe Anhang). Dabei konnte gezeigt werden, dass die Netzintegration von PV-Anlagen durch Speicher verbessert werden kann. Allerdings gehen damit entweder höhere Abregelungsgrenzen einher oder die Implementierung von zusätzlichen, spannungsunterstützenden Betriebsführungsaspekten, wie bspw. spannungsorientiertes Speicherladen. Ein Netzintegrationsnutzen von reinen Eigenverbrauchsbetriebsführungen konnte nicht quantifiziert werden.

Spannungsunsymmetrie

Als Unsymmetrie wird ein Netzzustand bezeichnet, bei dem die Phasenspannungen auf den einzelnen Netzleitern ungleich sind. Dieser Zustand kann durch ungleichmäßigen Lastbezug auf den Phasen und durch unsymmetrische Einspeisung hervorgerufen werden. PV-Anlagen bis 4,6 kVA dürfen laut Netzanschlussbedingungen einphasig einspeisen. PV-Speichersysteme, vor allem PV-Batteriesysteme, sind für Haushalte oft entsprechend dimensioniert.

Die Analysen zeigten, dass PV-Speichersysteme wie auch PV-Systeme im Worst-case-Szenarien entsprechende Netzbetriebsrichtlinien (DIN EN 50160) verletzen. Dies würde allerdings voraussetzen, dass in einem Niederspannungsnetz jeder Haushalt mit einer PV-Anlage ausgestattet ist und diese Systeme alle auf derselben Phase angeschlossen sind. Dieser Fall ist allerdings höchstunwahrscheinlich. Im Normalfall, bei dem die Anlagen annähernd gleichmäßig über die Phasen verteilt sind, kommt es zu keinen Verletzungen der Richtlinien. PV-Speichersysteme konnten weiterhin dafür sorgen, dass die Symmetrie generell mehr ausbalanciert wurde als bei reiner PV-Einspeisung. Unsymmetriespitzen konnten allerdings nicht vermieden werden, wenn der Speicher bereits vollständig geladen war.

Die Ergebnisse wurden veröffentlicht [Appen, Schmiegel, Braun; 2012] (siehe Anhang) und in Workshops zur Erstellung der aktuellen Netzanschlussempfehlung für entsprechende Systeme eingespeist.

Integration von Prognose in die Betriebsführung von PV-Speichersystemen

Des Weiteren wurde der Einfluss von prognosebasierten Betriebsführungsstrategien für PV-Speichersysteme untersucht. Dazu wurde zunächst eine Prognosekomponente entwickelt, welche auf Basis eines adaptiven Ansatzes die Energiemenge, die für die Speicherung des Peaks, sowie dessen erwarteten Zeitpunkts den Speicherbedarfs schätzt und so verhindert, dass es zu einer Abregelung kommt. Diese kapazitätsgesteuerte Betriebsführung war in der Lage, die Abregelungsverluste weiter zu minimieren. In Abbildung 27 ist der zeitliche Verlauf für zwei Tage dargestellt. Deutlich ist zu erkennen, wie im Laufe des Vormittags die Beladung der Batterie gestoppt wird, um genügend Kapazität für das Peak-Shaving bereitzustellen.

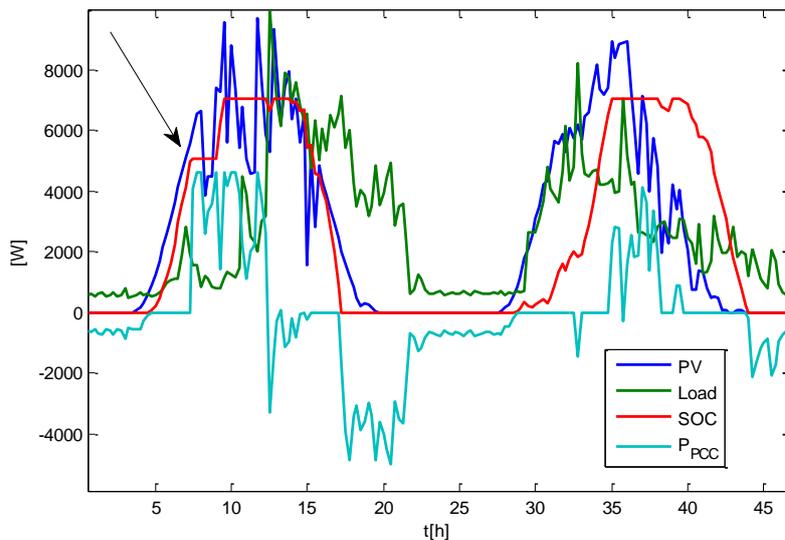


Abbildung 27: Beispielhafter Verlauf einer kapazitätsgeführten Betriebsart.

Zur wirtschaftlichen Einschätzung wurden die erreichbaren Erträge zweier verschiedener PV-Speichersysteme für Haushalte – zum einem mit vergleichsweise kleinen und kurzlebigen Speicher und zum anderen mit vergleichsweise großen und langlebigen Speicher - mit prognosebasierte Betriebsführung und Anwendung der 60%-Abregelung analysiert und verglichen. Die Ergebnisse sind in hohem Maße von der Prognosegüte abhängig. Eine höhere Lebensdauer und ein größerer Speicher führten in diesem Beispiel aber generell zu einer Steigerung der Erträge. Weiterhin zeigten die Ergebnisse, dass bei kleinen PV-Anlagen ein wirtschaftlicher Betrieb nicht immer möglich ist. Die Ergebnisse wurden veröffentlicht [Schmiegel, Kleine; 2013], [Kleine, Schmiegel; 2013] (siehe Anhang).

PV-Integrated – Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung	
Öffentlicher Schlussbericht 01.10.2010 - 30.12.2014	

6 Entwicklung von Netzplanungsverfahren

6.1 Bestandsaufnahme der derzeitigen Verfahren zur Netzplanung und Kosten des Netzausbaus

Es wurde eine umfangreiche Bestandsaufnahme und Katalogisierung von Netzplanungsgrundsätzen und Netzausbaukosten in Zusammenhang mit PV-Anlagen bzw. PV-Anlagenbedingten Netzausbau vorgenommen. Diese Daten wurden als Basis zur Ableitung der weiteren Untersuchungsbedarfe, siehe Arbeitspaket 3.2 „Weiterentwicklung der Netzplanungsverfahren“ genutzt und weiterverwendet. Die erfassten Daten unterliegen aber in vielen Fällen der Vertraulichkeit und können daher hier nicht detailliert dargestellt werden.

Im Rahmen dieses Arbeitspaketes wurden weiterhin eine umfangreiche Instrumentierung des Untersuchungsgebietes und anschließend Messkampagnen durchgeführt. Eine Übersicht hierzu wird bspw. in der Projektveröffentlichung „Netz der Zukunft“ von Bayernwerk [2] gegeben. Auf diese Smart-Meter-Messdaten wurde in mehreren Aktivitäten im folgenden Arbeitspaket aufgebaut.

6.2 Weiterentwicklung der Netzplanungsverfahren

In diesem Arbeitspaket wurden mehrere verschiedene Weiterentwicklungen verfolgt, von der Bestimmung von Gleichzeitigkeitsfaktoren und Profilen für PV bei prinzipiell unverändertem Vorgehen in der Netzplanung bis hin zur ersten Implementierung und Erprobung von automatisierten Netzplanungsverfahren. Ein weiterer Schwerpunkt war die Untersuchung des Blindleistungshaushaltes im Verteilnetz mit Berücksichtigung bzw. Nutzung der Blindleistungsbereitstellung aus PV-Wechselrichtern und PV-Speichersystemen, bspw. gemäß den innovativen Verfahren aus Arbeitspaket 1, auch in der Netzplanung

Auswertung von Smart Meter Daten von PV-Einspeisern im Hinblick auf das Verhältnis von Entfernung der Anlage zu Gleichzeitigkeit

Die Smart Meter Daten von PV-Einspeisern wurden hinsichtlich des Verhältnis von Entfernung der Anlagen und Gleichzeitigkeit der Einspeisung untersucht. Die größte Entfernung einzelner betrachteter Anlagen im Untersuchungsgebiet voneinander betrug 12 km. In diesem Radius war nur eine sehr geringfügige Abhängigkeit des Gleichzeitigkeitsfaktors der Einspeisung (GFE) von der Entfernung festzustellen, siehe folgende Abbildung 28. Der Einfluss von Neigung und Ausrichtung der Module dagegen ist merklich. Die Ergebnisse waren auch eine unabhängige Bestätigung für den GFE, die bei Bayernwerk im Rahmen einer anderen Studie (außerhalb dieses Vorhabens) bereits erarbeitet wurde. Aufgrund dieser Bestätigung wurde der neue Wert der GFE dann auch in der Netzplanung bei Bayernwerk etabliert.

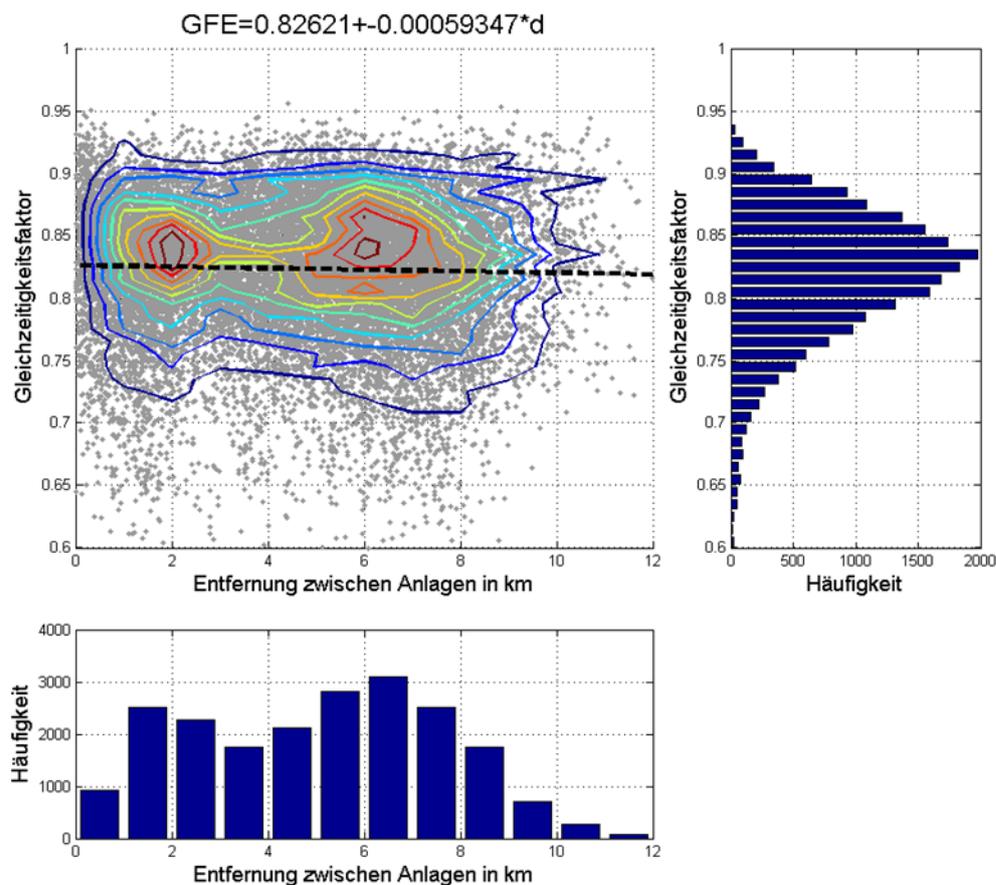


Abbildung 28: Einfluss der Entfernung auf den Gleichzeitigkeitsfaktor der Einspeisung, hier normiert auf die Nennleistung

Überprüfung von Netzplanungsgrundsätzen aufgrund von Smart-Meter-Messdaten

Für Netze mit zeitweiser sehr hoher Rückspeisung sollte die Gültigkeit bisheriger Netzplanungsgrundsätze überprüft und etwaiger Anpassungsbedarf ermittelt werden.

Die im Untersuchungsgebiet mittels Smart-Meter aufgezeichneten Messdaten im Projektgebiet wurden dafür analysiert. Hierzu gehörten die Ableitung von Standardlastprofilen, sowie die Berechnung der zu erwartenden Spitzen- und Schwachlast. In einer weiterführenden Analyse wurde dann der Einfluss der PV auf die zu erwartenden Spitzen- und Schwachlasten bestimmt und analytische Konzepte zur Anpassung der Netzplanungsgrundsätze abgeleitet

Die Ergebnisse wurden veröffentlicht [Stetz, Wolf, Probst et al.; 2012], [Stetz; Dissertation; 2013] (siehe Anhang).

Berücksichtigung von Spannungsunsymmetrie durch einphasig angeschlossene PV-Anlagen:

Es wurden Grafiken als Hilfsmittel für Netzplaner abgeleitet, die den zusätzlichen Spannungsanstieg aufgrund des Anschlusses von zwei bzw. drei Unsymmetrie-Quellen am Leitungsende als Funktion der Leitungslänge für den anzunehmenden Worst-Case darstellen. Bei 300 m Leitungslänge liegt der Wert bspw. zwischen 1,3 und 2 % für zwei Unsymmetrie-Quellen, je nach Kabelquerschnitt. Diese Grafiken können bspw. herangezogen werden, um bei Kundenbeschwerden über zu hohe Spannungen zunächst die Möglichkeit von Unsymmetrie-bedingter Spannungsüberhöhungen aufgrund unvorteilhaft angeschlossener einphasiger PV-Anlagen am Leitungsende zu bewerten. Im Einzelfall können dann nennenswerte Netzausbaukosten (Kabel, RONT) ein-

PV-Integrated – Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung	
Öffentlicher Schlussbericht 01.10.2010 - 30.12.2014	

gespart werden, indem eine bestehende Kumulation von Unsymmetrie auf einer Phase durch einen Elektriker einmalig korrigiert wird, anstatt Netzausbaumaßnahmen anzustoßen. Aufgrund der hohen Anzahl an Anlagen im Netz, die vor 2012 gebaut wurden, kommen dabei auch Anlagen größer 13,8 kVA für eine Unsymmetrie-Verursachung in Frage.

Aus den Untersuchungen lässt sich weiterhin eine grundsätzliche Empfehlung ableiten: im Rahmen der Netzplanung sollten bei Kabelquerschnitten von 150 mm² Leitungslängen unter 300 – 400 m angestrebt werden, da dann das Auftreten von Unsymmetrie-bedingten Einschränkungen der PV-Aufnahmekapazität unwahrscheinlich ist [Korai; Masterarbeit; 2013] (siehe Anhang).

Berücksichtigung der Blindleistung im Rahmen der Netzplanung

Für Zeiten, in denen sich Einspeisung und Verbrauch in bestimmten Netzbereichen in etwa entsprechen, wurde die Gefahr nachgewiesen, dass die kapazitive Ladeleistung der Mittelspannungskabel die zulässige kapazitive Schaltfähigkeit bestimmter Lasttrennschalter und der Leistungsschalter überschreiten kann. Dies ist besonders kritisch in 30 kV Netzen mit langen Ringleitungen.

Abgeleitet aus den Szenarienrechnungen für die FNN Projektgruppe Blindleistungsmanagement (siehe oben, Abschnitt 3.1.2) konnten folgende Empfehlungen im Hinblick auf die Berücksichtigung des Blindleistungsmanagements im Rahmen der Netzplanung gegeben werden:

- Im Gegensatz zur Frequenz ist bei der Blindleistung kein europa- oder deutschlandweiter Ausgleich möglich. Damit eine Blindleistung auch im überlagerten Netz als Blindleistungsquelle berücksichtigt werden kann, muss diese zuverlässig zu allen denkbaren Bedarfszeiten abrufbar sein. Ein solches Verhalten ist problemlos nur mit den Anlagen möglich, die auch bei P=0 blindleistungsfähig sind. Dadurch würde dann die Netzbelastung mit rein induktiven bzw. rein kapazitiven Strömen entsprechend zunehmen. Aufgrund der Spannungshaltungsproblematik sind hierfür besonders Umspannwerknahe dezentrale Erzeugeranlagen (DEA) geeignet.
- Der Fall der Einspeisung induktiver Blindleistung in das Netz (kapazitives Verhalten) seitens der DEA im Mittelspannungsnetz sollte als Planungsfall mit geprüft werden. Hierbei stehen DEA im Vordergrund, die sich elektrisch nah am Umspannwerk befinden.
- Perspektivisch könnte im Rahmen steigender Variabilität des Blindleistungsbedarfs auch auf das Potenzial der Industrie-Kompensationsanlagen zurückgegriffen werden. Aufgrund des Trends zu leistungselektronisch geregelten Antrieben nimmt der Blindleistungsbedarf tendenziell ab, damit sind bestehende Kompensationsanlagen häufig überdimensioniert.

Die Ergebnisse sind in den „FNN Hinweis Blindleistungsmanagement im Verteilungsnetz“ [1] aufgenommen und dargestellt worden (siehe Abschnitt 3.1.2).

Bereitstellung von Blindleistungsflexibilität an überlagerte Netze

Im Rahmen der Untersuchungen zur Bereitstellung von Blindleistungsflexibilität für die Netzbetriebsführung, siehe unter AP 1.3, wurden auch Folgerungen für Netzplanungsverfahren betrachtet. In Mittelspannungsnetzen mit hohem Verkabelungsgrad wurde ein signifikantes Potenzial zur Beeinflussung des nächtlichen Blindleistungsaustausches über den gezielten Einsatz der Umspannungswerk-Stufensteller festgestellt. Dabei können z.B. Biogasanlagen oder PV-Anlagen mit Phasenschieberfähigkeit auch dann einen Beitrag zur Beeinflussung der Blindleistungsbilanz leisten, wenn sie sich in größerer Entfernung vom Umspannwerk befinden. Dies ist im Vergleich zu derzeit gängigen Schlussfolgerungen – vgl. beispielsweise auch den aktuellen Entwurf zum technischen Hinweis der FNN Projektgruppe "Blindleistungsmanagement in Verteilungsnetzen", siehe AP 0.2, Unterpunkt Standardisierungsarbeit - ein Erkenntnisfortschritt, da bisher in den Entwürfen der Netzbetreiber lediglich umspannwerknahe Anlagen für die Verbesserung der Blindleistungsbilanz herangezogen werden sollen. Die Kombination der Regelung von Umspannwerks-Stufensteller und umspannwerksfernen Blindleistungsbereitstellung in einer zentralen Optimierung kann daher zu deutlichen Vorteilen führen. Diese Möglichkeit soll noch weiter untersucht werden.

PV-Integrated – Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung	
Öffentlicher Schlussbericht 01.10.2010 - 30.12.2014	

Die Ergebnisse wurden veröffentlicht [Kämpf, Braun et al., 2014] (siehe Anhang) und sind auch in den „FNN Hinweis Blindleistungsmanagement im Verteilungsnetz“ [1] aufgenommen und dargestellt worden (siehe Abschnitt 3.1.2).

Automatisierte Netzplanung zur Szenarienbewertung

Aufgrund des weiteren PV-Zubaus trotz bereits bestehender Netzengpässe kann es zukünftig in vielen Regionen zu einem „flächendeckenden“ Netzausbaubedarf kommen. Der dafür erforderliche manuelle Planungsaufwand muss deutlich reduziert werden, um diesen überhaupt bewältigen zu können. Entsprechend sollten erste Schritte für eine Automatisierung der Netzplanung implementiert und evaluiert werden.

Hierzu wurde zunächst ein Netzgebiet (Mittelspannungsnetz mit zwei detaillierten Niederspannungsnetzen) in einer Netzsimulation abgebildet. Weiterhin wurden ein erstes Regelwerk zum Netzausbau wie Leitungsverstärkung oder Leitungszubau implementiert. Für verschiedene Szenarien kann damit der zu erwartenden PV-Zubau schrittweise in der Netzsimulation abgebildet. Führen dabei Zubauschritte zu Grenzverletzungen wie bspw. die Überschreitung der Spannungsgrenze, wird ein regelbasierter Netzausbau automatisiert im Simulationsmodell so lange vorgenommen, bis keine Grenzverletzungen mehr vorliegen. Das Regelwerk umfasst einer Liste von klassischen Netzausbaumaßnahmen und eine automatisierte Ermittlung der vorteilhaftesten Kombination. Die vorteilhafteste Kombination ist dabei diejenige, die zu den geringsten Kosten die Einhaltung der Nebenbedingungen, wie Strom- und Spannungsgrenzwerte, gewährleistet.

Neben „klassischen“ Netzausbaumaßnahmen wie Bau neuer Leitungen und Trennstellenverlegung wird über ein Expertensystem auch ein automatisierter Zubau von Trafostationen in der Niederspannung, inklusive der automatisierten Neuauftellung der Anschlussnehmer auf die Trafostationen unter Berücksichtigung existierender Kabelverteilerschränke, betrachtet. Insofern hat das entwickelte Verfahren nicht nur Potenzial zur Anwendung im Rahmen üblicher Netzplanung, sondern auch im Bereich des Vergleiches mit Netzausbau-Alternativen.

Eine erste prototypische Implementierung ist im Rahmen einer Masterarbeit erfolgt und validiert worden [Lopez; Masterarbeit; 2013] (siehe Anhang). Die Validierung hat erhebliche Potenziale für eine zukünftige Netzplanung aufgezeigt. Die Vorgehensweise soll daher in weiteren Vorhaben noch weiter ausgebaut und das Regelwerk erweitert und verfeinert werden.

Alternative Verteilnetzstrukturen zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit dezentraler Erzeugungsanlagen

Im Rahmen einer Masterarbeit [Schmidt; Masterarbeit; 2014] (siehe Anhang) wurde untersucht, welchen Einfluss die Netztopologie (Strang-, Ring-, Maschennetz) auf die Spannungshaltung und Betriebsmittelauslastung in Niederspannungsnetzen mit hoher PV-Durchdringung aufweist. Zusätzlich wurde eine erste Methode entwickelt, die automatisiert Netzstrukturveränderungen zur Erhöhung der Netzaufnahmekapazität vorschlägt. Daraus ergab sich, dass sich durch eine Veränderung der Netztopologie, von einem Strahlennetz hin zu einem Ring- oder Maschennetz, Spannungsprobleme lösen lassen. Insbesondere ein hoher Spannungshub an einem Einspeisepunkt auf Strahlen mit hoher PV-Dichte kann durch eine Topologieveränderung reduziert werden. Beobachtet wurde dabei aber auch, dass Spannungsprobleme auf Strahlen entstehen können, welche in der ursprünglichen Betriebsweise unkritisch sind. Es ist daher netzspezifisch zu entscheiden, ob eine Topologieveränderung eine wirksame Maßnahme zur Lösung von Spannungsproblemen ist. Als ein geeigneter Indikator für die Identifikation wirksamer Verbindungen zur Veränderung der Netztopologie hat sich der Spannungsunterschied zwischen Kabelverteiler-Kästen unterschiedlicher Strahlen ergeben. Die Auswirkung der Topologieveränderung auf den Netzschutz konnte im Rahmen der Masterarbeit nicht untersucht werden. Diese Untersuchungen sollen in weiterführenden Projekten erfolgen.



7 Laboruntersuchungen

7.1 Implementierung der weiterentwickelten Komponenten und der Netzbetriebsverfahren in der Laborumgebung des Fraunhofer IWES

Im Labortest in der Demotec des IWES sollte das Verhalten von Wechselrichtern mit QP(U)-Regelung und insbesondere Wechselwirkungen zwischen mehreren Wechselrichtern mit QP(U)-Regelung untersucht werden und dabei ein besonderes Augenmerk auf die Stabilität, d.h. eines nach Änderung der Sollgröße oder einer Störgröße abklingenden Einschwingvorgang, der Regelung gelegt werden.

Abbildung 29 zeigt die untersuchte Q(U)/P(U)-Regelkennlinie der Wechselrichter.

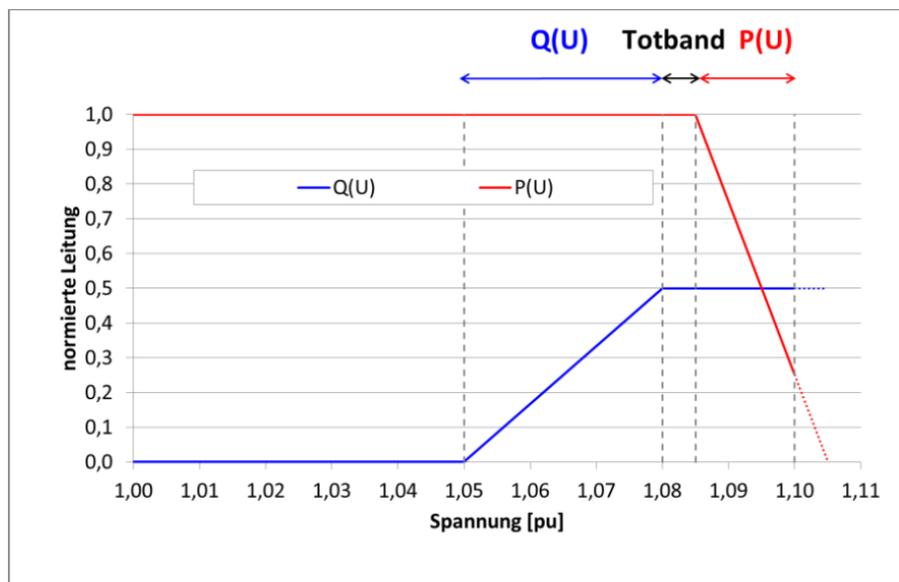


Abbildung 29: Vorgegebene Q(U)/P(U)-Kennlinie

Abbildung 30 zeigt den Versuchsaufbau. Im Versuchsaufbau werden zwei Netzanschlusspunkte (NAP) im Niederspannungsnetz realisiert und untersucht. Der erste NAP ist an einem Netzsimulator mit parametrierbarer Netzimpedanz angeschlossen. Zwischen dem erstem und dem zweiten NAP befindet sich eine weitere parametrierbare Netzimpedanz. An beiden NAP sind jeweils zwei Wechselrichter angeschlossen, zum einen ein SMA Tripower 17000TL mit dreiphasiger Einspeisung und ein Bosch Sol-Ion-System mit einphasiger Einspeisung und zum anderen zwei weitere SMA Tripower 17000TL.

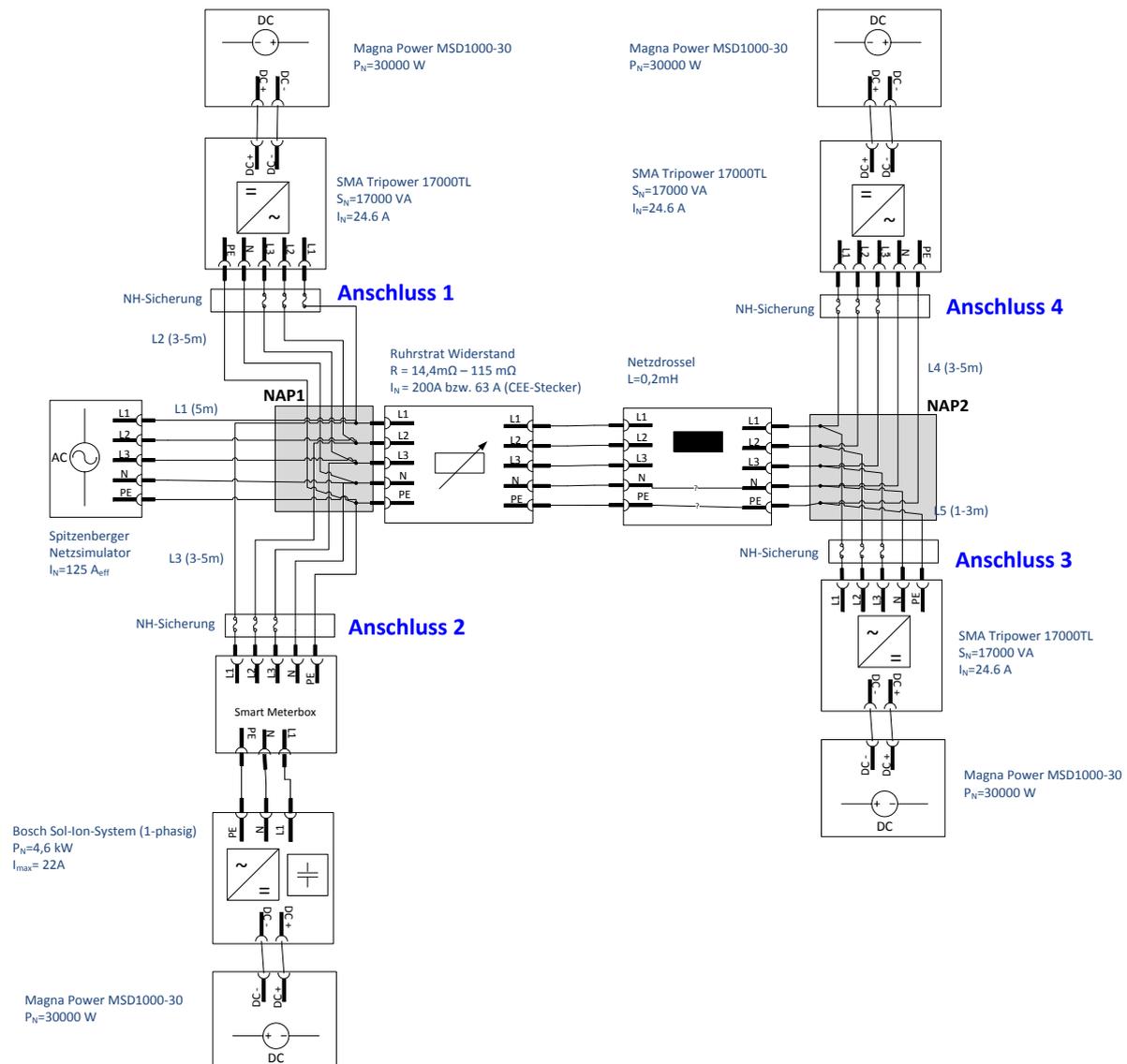


Abbildung 30: Labortestaufbau

Bei dem Labortest werden verschiedene Impedanzen an NAP1 und NAP2 berücksichtigt. Die Kennwerte der Netzimpedanzen sind dabei wie folgt:

- **Trafo (Nachbildung):** $S=100$ kVA, $u_k=4\%$, $R/X=0,3$ gemäß Q(U)-Studie [4] mit $L=0,25$ mH, $X=0,078$ Ω , $R=0,023$ Ω
- **Leitung (Nachbildung):**
 - **Normal:** Kabeltyp NAYY-J 4x120, $R=0,253$ Ω/km , $L=0,256$ mH/km - bei Einstellung von max. $X=0,063$ Ω und $R=0,20$ Ω entspricht das einer Leitungslänge von $L=780$ m
 - **Extrem:** Kabeltyp NAYY-J 4x70, $R=0,443$ Ω/km , $L=0,262$ mH/km - bei Einstellung von max. $X=0,063$ Ω und $R=0,34$ Ω entspricht das einer Leitungslänge von $L=780$ m bei dünnem Leitungsquerschnitt
 - **Kurz:** Kabeltyp NAYY-J 4x70, $R=0,443$ Ω/km , $L=0,262$ mH/km - bei Einstellung von $R=0,0224$ Ω und Vernachlässigung von X entspricht das einer Leitungslänge von $L=50$ m

Die Werte sind in der folgenden Tabelle nochmals zusammengefasst

Tabelle 2: Einstellung der Leitungsimpedanzen für die verschiedenen Testkonfigurationen

Testkonfiguration	Gerät	R	X
Normal	Netzsimulator (Trafo)	0,02253	0,078
	Ruhrstrat (normal)	0,2	-
	Drossel	-	0,063
Extrem	Netzsimulator (Trafo)	0,02253	0,078
	Ruhrstrat (extrem)	0,34	-
	Drossel	-	0,063
Kurz (NAP1 & NAP 2 besitzen nur eine sehr geringe elektrische Distanz zueinander (~50m NAYY-J4x70), die Anschlüsse NAP1 und NAP2 werden entlang einer Leitung verschoben)	Netzsimulator (Trafo)	0,02253	0,078
	Netzsimulator (Trafo + 1/3 Leitung)	0,089	0,1
	Netzsimulator (Trafo + 2/3 Leitung)	0,156	0,12
	Netzsimulator (Trafo + 3/3 Leitung)	0,223	0,141
	Ruhrstrat (kurz)	0,022	-
	Drossel	nicht verwendet	

7.2 Durchführung und Analyse der Laboruntersuchungen

Im Abschnitt 7.2.1 werden zunächst die Einzel- und Paralleltests der QP(U)-Regelung und im Abschnitt 7.2.2 dann Paralleltests der Q(U)-Regelung beschrieben.

7.2.1 Einzel- und Paralleltest der PV-Wechselrichter mit QP(U)-Regelung

Test 1 – Rampentest SMA-Wechselrichter

In diesem Test wurden zwei SMA-Wechselrichter parallel an NAP2 (Anschluss3 und Anschluss4) angeschlossen. Aufgrund der Begrenzung der zulässigen Anschlussleistung von (~22 kVA) an NAP2 wurden beide Wechselrichter als 12 kVA Wechselrichter ausgelegt.

Einstellungen Test 1

- Wechselrichter:
 - Anschluss 1: nicht aktiviert
 - Anschluss 2: nicht aktiviert
 - Anschluss 3:
 - Typ SMA 17000TL, $S_N=12$ kVA, $\cos\phi_{\min}=0,95$, $Q_{\max}= 3,94$ kVar (3-phasig)
 - PV-Profil: $P_{MPP} \sim 10$ kW
 - Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunktes: 10 s
 - Anschluss 4:
 - Typ SMA 17000TL, $S_N=12$ kVA, $\cos\phi_{\min}=0,95$, $Q_{\max}= 3,94$ kVar (3-phasig)
 - PV-Profil: $P_{MPP} \sim 10$ kW
 - Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunktes: 10 s
- Leitungsimpedanz: normal (~780m NAYY-J 4x120 Leitung)
- Impedanz Netzsimulator: Trafo ($S=100$ kVA, $u_k=4\%$, $R/X=0,3$)

Die wesentlichen Ergebnisse des Versuchs sind in den Abbildung 31 bis Abbildung 33 dargestellt. Bei der P-Abregelung der Wechselrichter tritt teilweise eine oszillierende Leistungseinspeisung der Wechselrichter auf. Die Ursache hierfür ist, dass die DC-Quellen der vorgegebenen PV-IU-Kennlinie bei einer schnellen P-Abregelung nicht folgen können. Nach Rücksprache mit dem Hersteller der DC-Quellen ist der Grund hierfür, dass die Wechselrichter die DC-Spannung



kurzzeitig stark erhöhen und dadurch die DC-Quellen kurzzeitig vom „current control mode“ in den „voltage control mode“ umschalten, um die DC-Spannung zu begrenzen. Zu diesem Zeitpunkt versuchen daher sowohl die DC-Quelle und der Wechselrichter die DC-Spannung zu regeln und es findet sich kein stabiler Arbeitspunkt. Bei identischen Versuchen mit dem PV-Simulator von Spitzenberger Spiess als DC-Quelle konnte dieses Verhalten nicht festgestellt werden, so dass diese Oszillation ein Problem des Zusammenspiels zwischen Wechselrichter und der DC-Quelle von Magna Power darstellt.

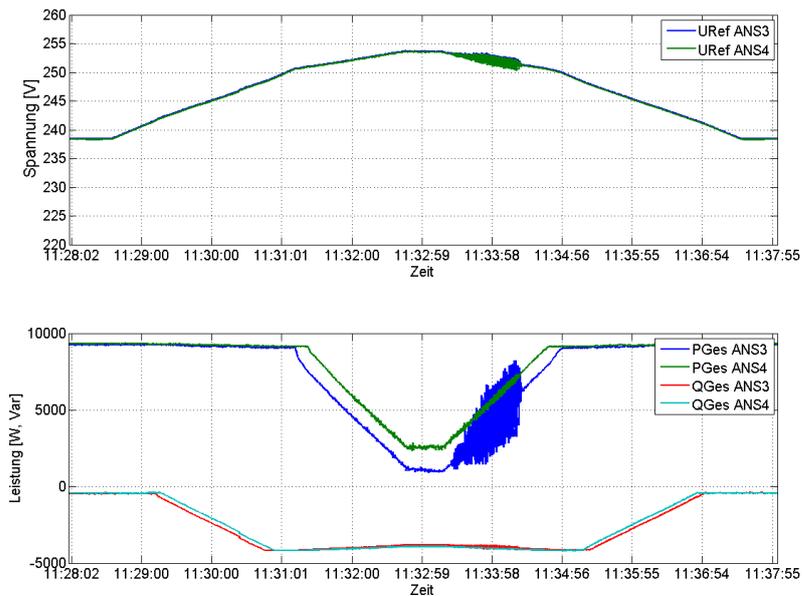


Abbildung 31: Zeitverlauf AC-Anschluss 3 und 4

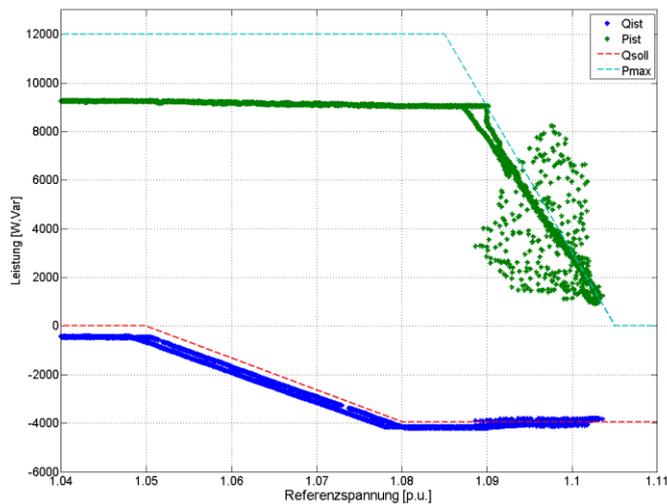


Abbildung 32: Einhaltung der vorgegebenen Kennlinie am Anschluss 3

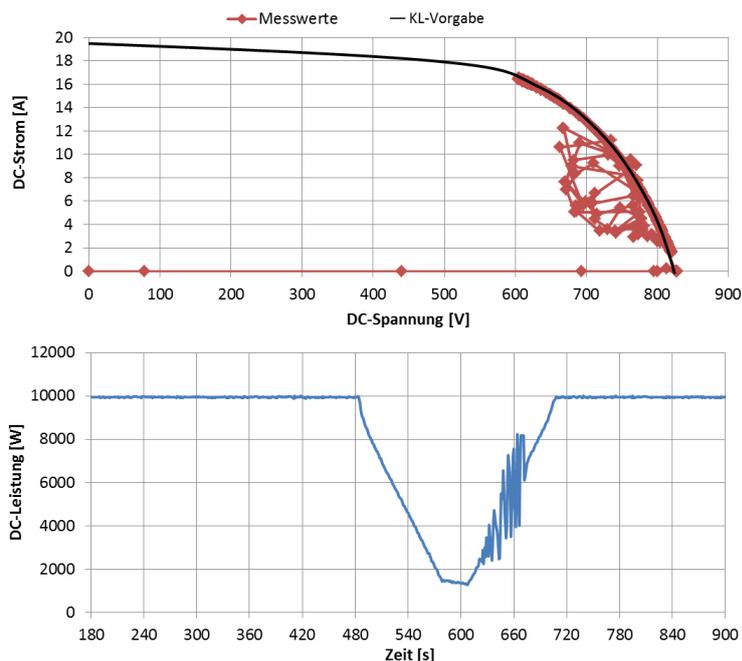


Abbildung 33: Output der DC-Quellen, oben: I-U-Kennlinie, unten: Leistungsverlauf

Test 2 – Rampentest SMA-Wechselrichter mit abgeflachter PV-IU-Kennlinie

Nach Absprache mit dem Hersteller der DC-Quellen wurden verschiedene PV-Kennlinieneinstellungen als Abhilfe erprobt, um die gegenseitige Beeinflussung der Regelungen der DC-Quellen und der PV-Wechselrichter im Test 1 zu verhindern bzw. zu minimieren. Eine wesentliche Maßnahme war dabei das „Abflachen“ der PV-IU-Kennlinie (U_{sc} erhöhen, U_{mpp} absenken), so dass das Verhältnis dI/dU bei der PV-Abregelung abgesenkt wird. Entsprechend wurde der Test 2 mit Einstellungen wie beim vorherigen Test 1 mit Ausnahme einer stärkeren Abflachung der PV-Kennlinie der Wechselrichter wiederholt.

Abweichende Einstellungen zu Test 1 im Test 2

- Wechselrichter:
 - Anschluss 3:
 - PV-Profil: SMA17kVA_4.pppe
 - Anschluss 4:
 - PV-Profil: SMA17kVA_4.pppe

Die in Abbildung 34 und Abbildung 35 dargestellten Ergebnisse zeigen, dass das Gegeneinander Regeln der DC-Quellen und des Wechselrichter durch das Abflachen der PV-Kennlinie für den Rampentest behoben wurde.

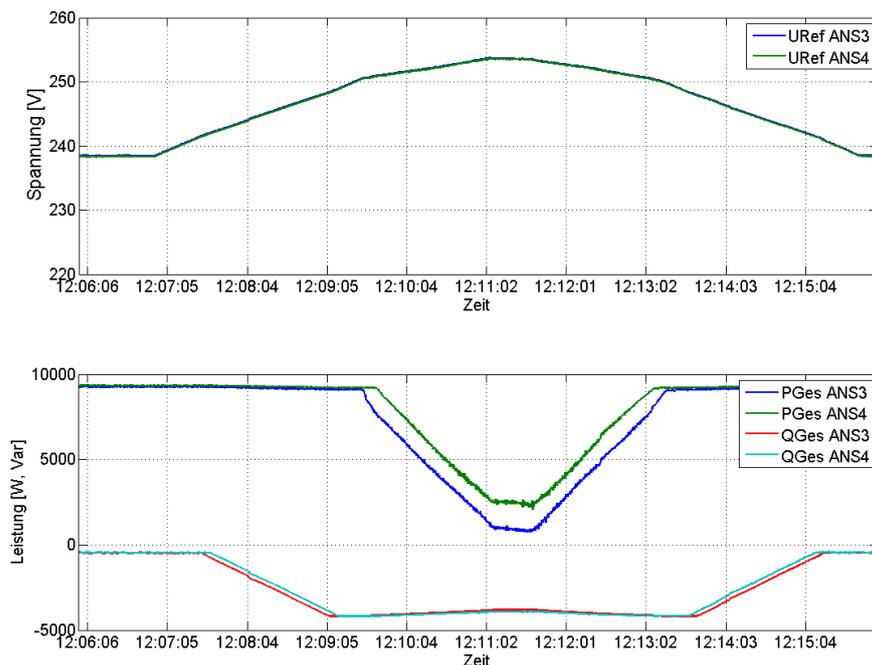


Abbildung 34: Ergebnis1 Zeitverlauf AC-Anschluss

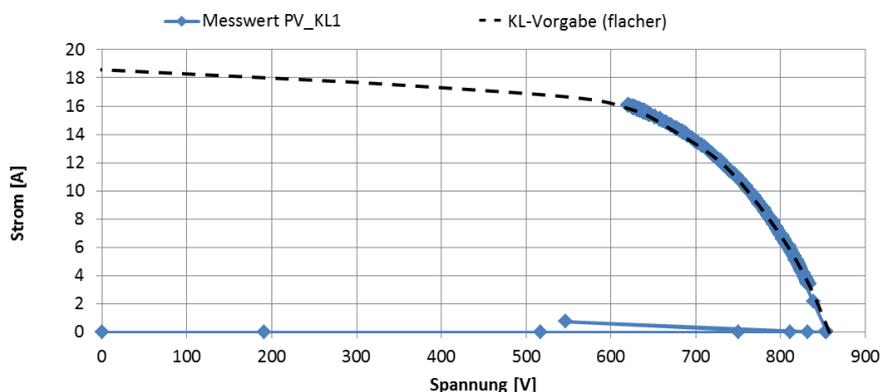


Abbildung 35: Output der DC-Quellen I-U-Kennlinie

Test 3: Rampentest $QP(U)$ -Regelung im Parallelbetrieb

In diesem Test wurden die Rampentests auf den Betrieb von Wechselrichtern an allen Anschlusspunkten erweitert.

Einstellung Test 3

- Wechselrichter:
 - Anschluss 1:
 - Typ SMA 17000TL, $S_N=17$ kVA, $\cos\phi_{\min}=0,90$, $Q_{\max}= 8,23$ kVar (3-phasig)
 - PV-Profil: $P_{MPP} \sim 12$ kW
 - Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunktes: 10 s
 - Anschluss 2:
 - Typ Bosch Sol-Ion, $S_N=4,6$ kVA, $\cos\phi_{\min}=0,95$, $Q_{\max}= 1,52$ kVar (1-phasig)
 - PV-Profil: $P_{MPP} \sim 4,5$ kW



- Anschluss 3:
 - Typ SMA 17000TL, $S_N=12$ kVA, $\cos\phi_{\min}=0,95$, $Q_{\max}= 4,94$ kVar (3-phasig)
 - PV-Profil: $P_{MPP} \sim 10$ kW
 - Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunktes: 10 s
- Anschluss 4:
 - Typ SMA 17000 TL, $S_N=12$ kVA, $\cos\phi_{\min}=0,95$, $Q_{\max}= 4,94$ kVar (3-phasig)
 - PV-Profil: $P_{MPP} \sim 10$ kW
 - Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunktes: 10 s
- Einstellung Leitungsimpedanz: normal (~ 780 m NAYY-J 4x120 Leitung)
- Einstellung Impedanz Netzsimulator: Trafo ($S=100$ kVA, $u_k=4\%$, $R/X=0,3$)

Die wesentlichen Ergebnisse sind in den Abbildung 36 und Abbildung 37 dargestellt. Die Einhaltung der vorgegebenen QP(U)- Kennlinie erfolgt bei den vier Wechselrichtern mit hinreichender Genauigkeit. Insbesondere die Spannung an NAP2 (Anschluss 3 und 4) kann durch den Einsatz der QP(U)-Regelung sehr wirkungsvoll begrenzt werden und die Wechselrichter können trotz einer Spannung am Ortsnetztransformator (NAP1) von 110% der Nennspannung (253V) am Netz gehalten werden. Die Wechselrichter können dabei trotz einer teilweise sehr hohen Wirkleistungsabregelung die Q(U)-Vorgaben gewährleisten und somit deutlich geringere Leistungsfaktoren einstellen, als es in der VDE-AR-N 4105 gefordert wird (0,9 bei $S_N>13$ kVA bzw. 0.95 bei $S_N<13$ kVA).

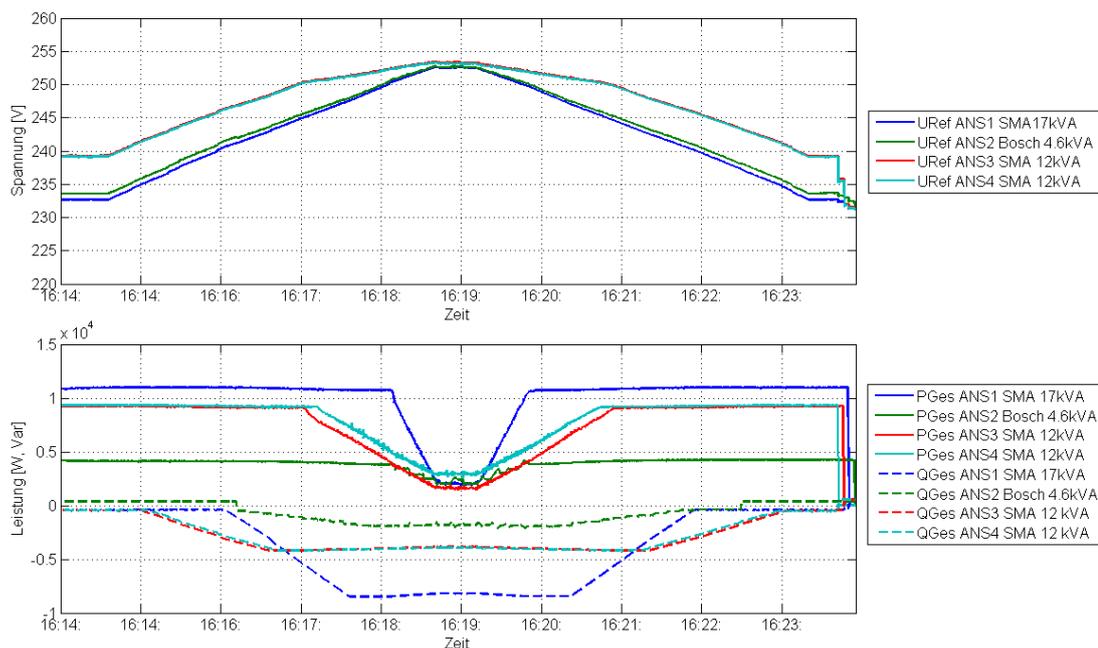


Abbildung 36: Spannungsverlauf der Referenzspannung an den 4 Netzanschlusspunkten (oben) und Wirk- und Blindleistungseinspeisung der 4 Wechselrichter (unten)

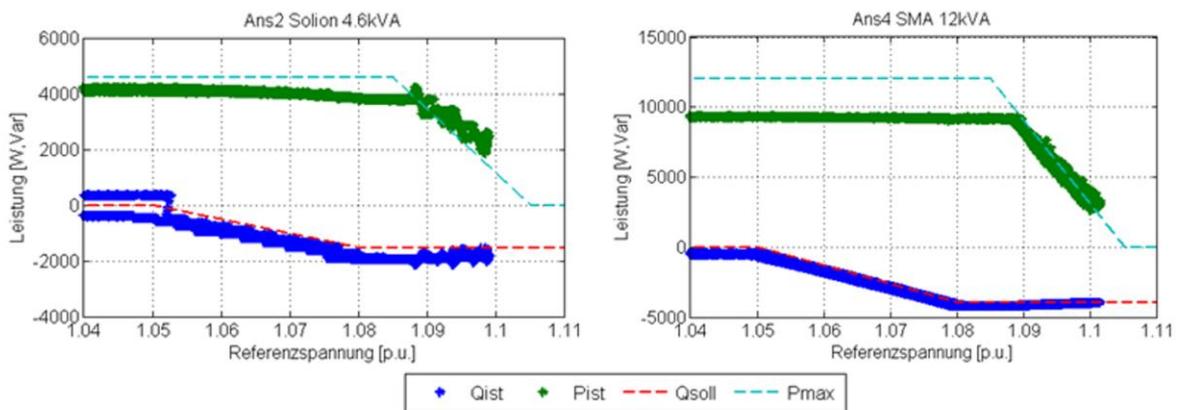


Abbildung 37: Einhaltung der vorgegebenen QP(U)-Kennlinie (links: Bosch Sol-Ion, rechts: SMA 17000TL)

Test 4: Sprungtest QP(U)-Regelung im Parallelbetrieb

Der Sprungtest stellt für die Stabilitätsuntersuchung eine kritische Netzsituation dar. Es müssen alle Wechselrichter auf einen plötzlichen Spannungssprung reagieren, der im Netzbetrieb bspw. durch Transformatorstufungen oder Netzumschaltungen entstehen kann. Der Sprung erfolgt in verschiedene Spannungshöhen um die Wechselrichter an NAP1 und NAP2 in verschiedene Regelbereiche der Q(U)- und P(U)-Regelung zu treiben.

Einstellungen Test 4

- Wechselrichter:
 - Anschluss 1:
 - Typ SMA 17000 TL, $S_N=17$ kVA, $\cos\phi_{\min}=0,90$, $Q_{\max}= 8,23$ kVar (3-phasig)
 - PV-Profil: $P_{MPP} \sim 12$ kW
 - Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunktes: 10 s
 - Anschluss 2:
 - Typ Bosch Sol-Ion, $S_N=4,6$ kVA, $\cos\phi_{\min}=0,95$, $Q_{\max}= 1,52$ kVar (1-phasig)
 - PV-Profil: $P_{MPP} \sim 4.5$ kW
 - Anschluss 3:
 - Typ SMA 17000 TL, $S_N=12$ kVA, $\cos\phi_{\min}=0,95$, $Q_{\max}= 4,94$ kVar (3-phasig)
 - PV-Profil: $P_{MPP} \sim 10$ kW
 - Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunktes: 10 s
 - Anschluss 4:
 - Typ SMA 17000 TL, $S_N=12$ kVA, $\cos\phi_{\min}=0,95$, $Q_{\max}= 4,94$ kVar (3-phasig)
 - PV-Profil: $P_{MPP} \sim 10$ kW
 - Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunktes: 10 s
- Einstellung Leitungsimpedanz: normal (~ 780 m NAYY-J 4x120 Leitung)
- Einstellung Impedanz Netzsimulator: Trafo ($S=100$ kVA, $u_k=4\%$, $R/X=0,3$)

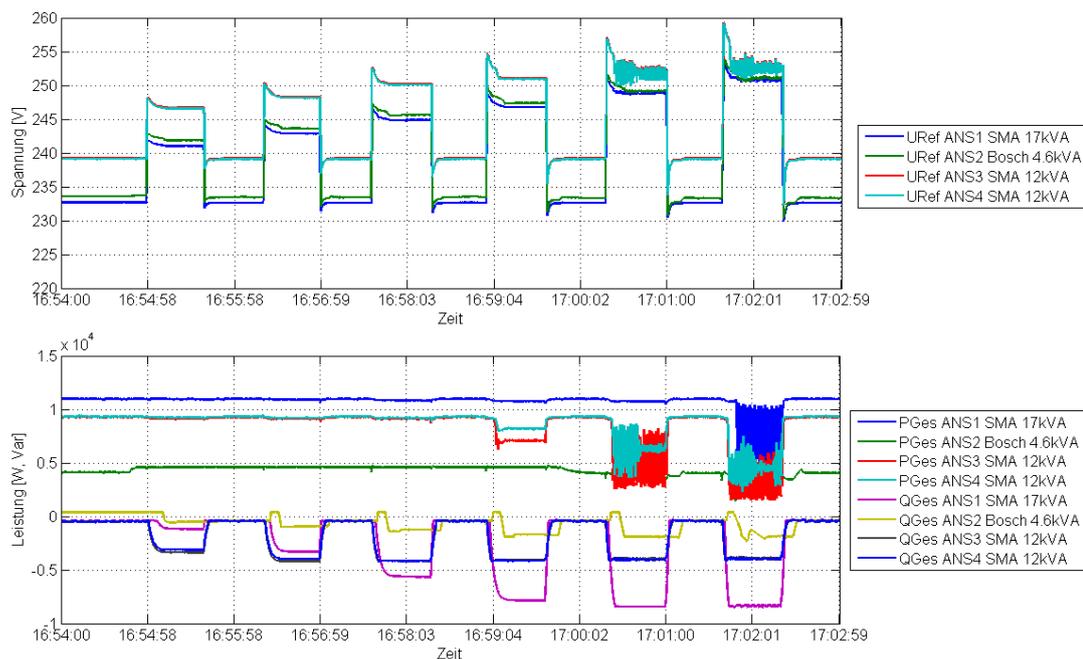


Abbildung 38: Spannungverlauf der Referenzspannung an den 4 Anschlusspunkten (oben) und Wirk- und Blindleistungseinspeisung der 4 Wechselrichter (unten)

Die wesentlichen Ergebnisse sind in der Abbildung 38 dargestellt. Insbesondere bei dem SMA Wechselrichter wird das PT1-Regelverhalten (Einstellzeit = 10 s) deutlich. Das Bosch-System reagiert etwas verzögert auf den Spannungssprung. Bei P-Abregelung der Wechselrichter tritt wiederum eine sehr deutliche Oszillation der Wirkleistungseinspeisung auf, der Grund hierfür ist wieder das gegeneinander Regeln der Wechselrichter mit den DC-Quellen. Bei dem Sprungtest erfolgt die P-Abregelung der Wechselrichter deutlich schneller im Vergleich zum Rampentest. Auch hier wurden in Abstimmung mit dem Hersteller der DC-Quellen verschiedene weitere Konfigurationen der PV-IU-Kennlinie getestet, jedoch ohne Erfolg.

Zusammenfassung des Zwischenstandes Test 1 bis Test 4 und weiteres Vorgehen

Eine Aussage zur Stabilität der QP(U)-Regelung der Wechselrichter im Parallelbetrieb konnte im Rahmen der durchgeführten Tests nicht getroffen werden, da die eingesetzten DC-Quellen bei einer schnellen P-Abregelung der Wechselrichter die eingestellte PV-IU-Kennlinie nicht einhalten können und sich daher für den Testablauf als nicht geeignet herausstellten. Andere geeignete DC-Quellen für den QP(U)-Test waren am IWES nicht in ausreichendem Umfang verfügbar. Beim Spitzenberger Spiess PV-Simulator kommt es zwar nicht zu dem gegeneinander Regeln von Wechselrichter und DC-Quelle und somit ist er prinzipiell geeignet, aber er erlaubt nur den Einzeltest mit nur einem Wechselrichter.

Da die vorgesehenen PQ(U)-Tests daher nicht wie geplant durchgeführt werden konnten, wurde entschieden die Wechselrichter Paralleltest ausschließlich mit der Q(U)-Regelung weiterzuführen.

7.2.2 Paralleltest der PV-Wechselrichter mit Q(U)-Regelung

In der Q(U)-Studie der TU München [4], die den Paralleltest von Wechselrichter mit Q(U)-Regelung im Labor getestet hatte, wurden hauptsächlich Netzanschlusspunkte am Ende von langen Netzausläufern betrachtet. Eigene Untersuchungen, Untersuchungen der FGH [5] und des AIT [6] haben hingegen gezeigt, dass Anschlusspunkte am Ende von langen Netzausläufern nicht

zwingend den kritischsten Netzanschlusspunkt für die Q(U)-Regelung darstellen. In Ergänzung zu den Untersuchungen der Q-Studie sollten im Labor weitere Netzkonfigurationen bei Parallelbetrieb der Wechselrichter mit Q(U)-Regelung getestet werden. Des Weiteren wurde in der Untersuchung von Andren et al. [6] ein analytischer Ansatz entwickelt, um die Stabilität der Q(U)-Regelung festzustellen. Ein entscheidendes Kriterium für die Stabilität der Q(U)-Regelung ist das Verhältnis der Totzeit der Regelung zur eingestellten Dämpfung der Regelung der Wechselrichter. Diese Regelparameter wurden ebenfalls anhand der eingesetzten Wechselrichter analysiert.

In diesen Tests stand der Wechselrichter am Anschluss 4 nicht mehr zur Verfügung. Daher wurde der Wechselrichter am Anschluss 3 wieder als 17kVA Wechselrichter parametrisiert. Die Einhaltung einer maximalen Anschlussleistung an NAP2 von ~22kVA bleibt somit gewährleistet.

Test 5: Parallelbetrieb Q(U)-Regelung bei zwei Netzanschlusspunkten mit elektrisch großer Distanz

In diesem Test sind die Wechselrichter an Anschluss 1 und Anschluss 2 (NAP1) unmittelbar am Ortsnetztransformator angeschlossen (kleines R/X-Verhältnis). Der Wechselrichter an Anschluss 3 (NAP2) befindet sich am Ende eines langen Netzausläufers (großes R/X-Verhältnis). Es werden zwei Impedanzen für den Wechselrichter an Anschluss 3 getestet, mit der Einstellung der „normalen“ und der „extremen“ Leitungsimpedanz. Des Weiteren wird bei dem SMA Wechselrichtern die Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunktes auf 10 s (entspricht einer Zeitkonstante τ der PT1-Regelung von ~ 3 s) bzw. auf 0 s (entspricht Deaktivierung des PT1-Glieds) gesetzt. Auch in aktuellen Untersuchungen ([4, 5, 6]) wird die Einstellung einer ausreichenden Zeitkonstante zur Gewährleistung der Reglerstabilität für die Q(U)-Regelung empfohlen. Die Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunktes von 0 s stellt somit eine extreme Konfiguration für die Untersuchung der Stabilität der Q(U)-Regelung dar.

Einstellungen Test 5

- Wechselrichter:
 - Anschluss 1:
 - Typ SMA 17000 TL, $S_N=17$ kVA, $\cos\phi_{\min}=0,90$, $Q_{\max}=8,23$ kVar (3-phasig)
 - PV-Profil: $P_{MPP} \sim 14,3$ kW
 - Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunktes: variiert 0 s und 10 s
 - Anschluss 2:
 - Typ Bosch Sol-Ion, $S_N=4,6$ kVA, $\cos\phi_{\min}=0,95$, $Q_{\max}=1.52$ kVar (1-phasig)
 - PV-Profil: $P_{MPP} \sim 4.5$ kW
 - Anschluss 3:
 - Typ SMA 17000 TL, $S_N=17$ kVA, $\cos\phi_{\min}=0,90$, $Q_{\max}=8,23$ kVar (3-phasig)
 - PV-Profil: $P_{MPP} \sim 14.3$ kW
 - Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunktes: variiert 0 s und 10 s
- Einstellung Leitungsimpedanz: normal (~780m NAYY-J 4x120 Leitung) bzw. extrem (~780m NAYY-J 4x70 Leitung)
- Einstellung Impedanz Netzsimulator: Trafo ($S=100$ kVA, $u_k=4\%$, $R/X=0,3$)

Die Ergebnisse des Tests sind in den Abbildung 39 bis Abbildung 43 dargestellt. In der Abbildung 39 ist der Sprungtest (Leitungsimpedanz: normal) mit einer Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunktes der SMA-Wechselrichter von 10 s dargestellt. In der Sprungantwort wird das PT1-Verhalten der WR deutlich. In Abbildung 40 ist der Sprungtest mit einer Einstellzeit der SMA Wechselrichter von 0 s dargestellt. Die Wechselrichter reagieren unmittelbar und mit einem hohen Blindleistungsgradienten auf den Spannungssprung. Es kann jedoch auch bei dieser extremen Einstellung kein relevantes Überschwingungen oder Schwingungsverhalten der Q(U)-Regelung festgestellt werden. In den Abbildung 39 (oben) und Abbildung 40 (oben) wird der spannungssenkende Effekt der Q(U)-Regelung deutlich. Bei den Sprungtest (Leitungsimpedanz:



extrem) in Abbildung 41 und Abbildung 42 wird ebenso kein relevantes Überschwingen oder Schwingungsverhalten der Q(U)-Regelung festgestellt. In der Abbildung 43 sind einzelne Sprungantworten der Q(U)-Regelung bei der Leitungsimpedanz (extrem) im Detail dargestellt. Es ist wiederum ersichtlich, dass bei den gewählten Einstellung kein relevantes Überschwingen oder Schwingungsverhalten der Q(U)-Regelung festgestellt werden kann.

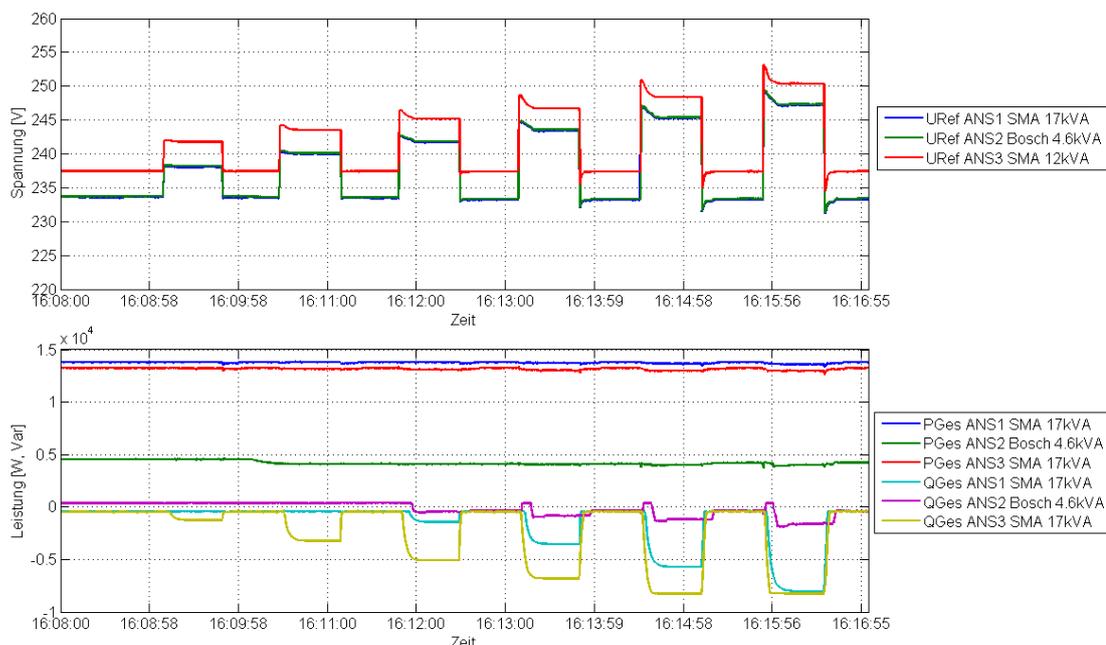


Abbildung 39: Zeitverlauf Sprungtest (Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunkte = 10 s) und Leitungsimpedanz normal

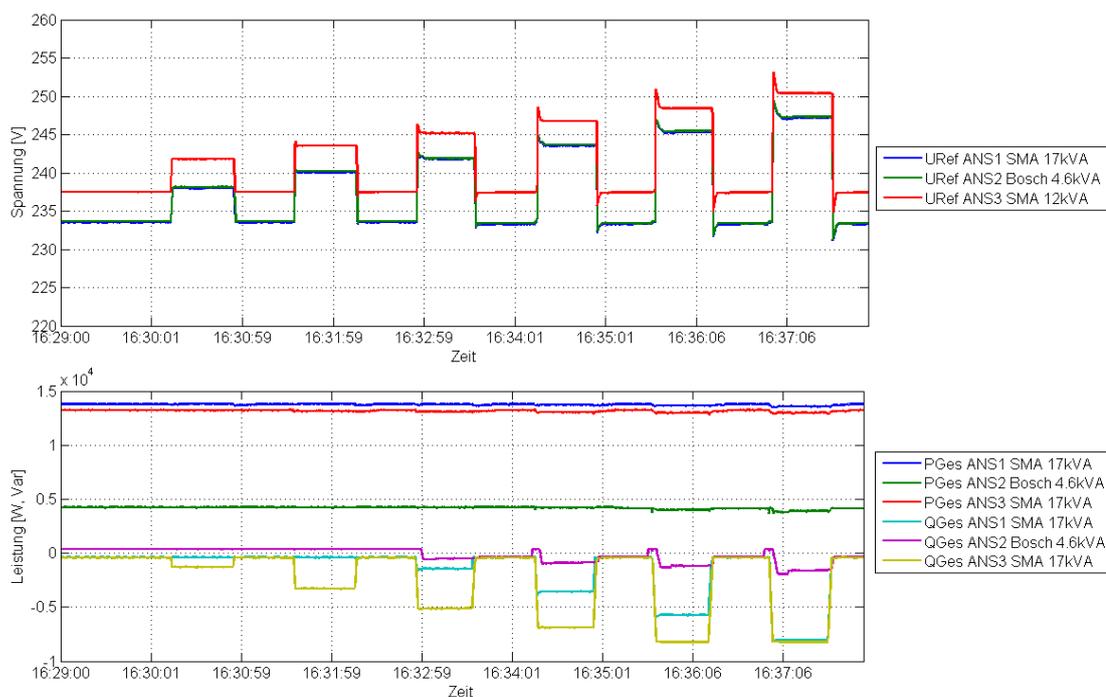


Abbildung 40: Zeitverlauf Sprungtest (Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunkte = 0 s) und Leitungsimpedanz normal

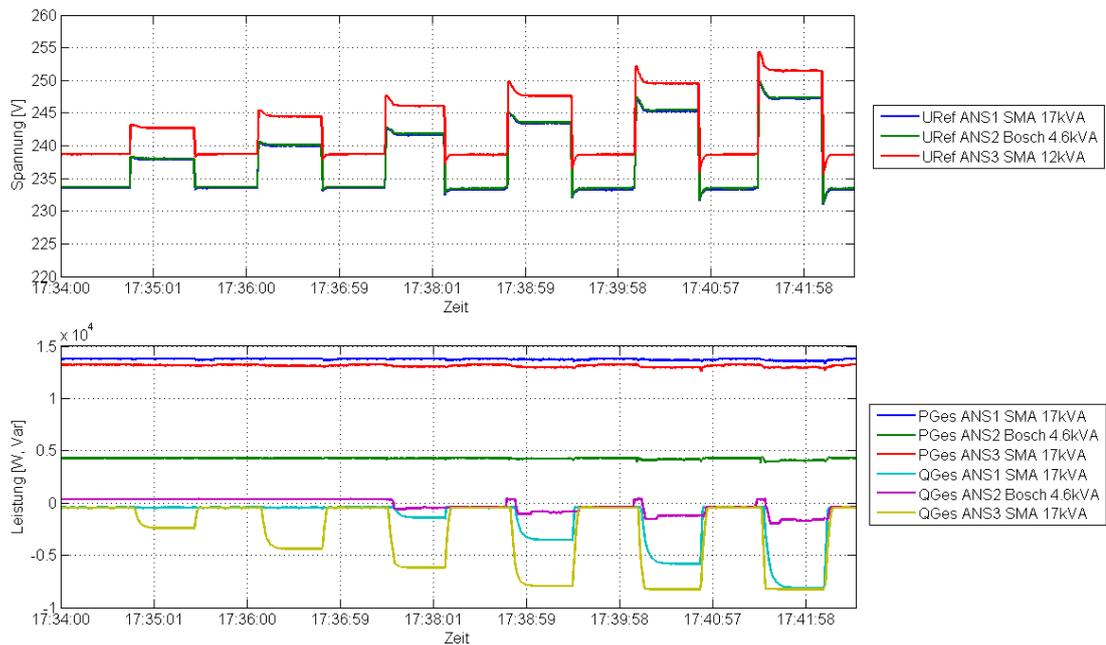


Abbildung 41: Zeitverlauf Sprungtest (Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunkte = 10 s) und Leitungsimpedanz extrem

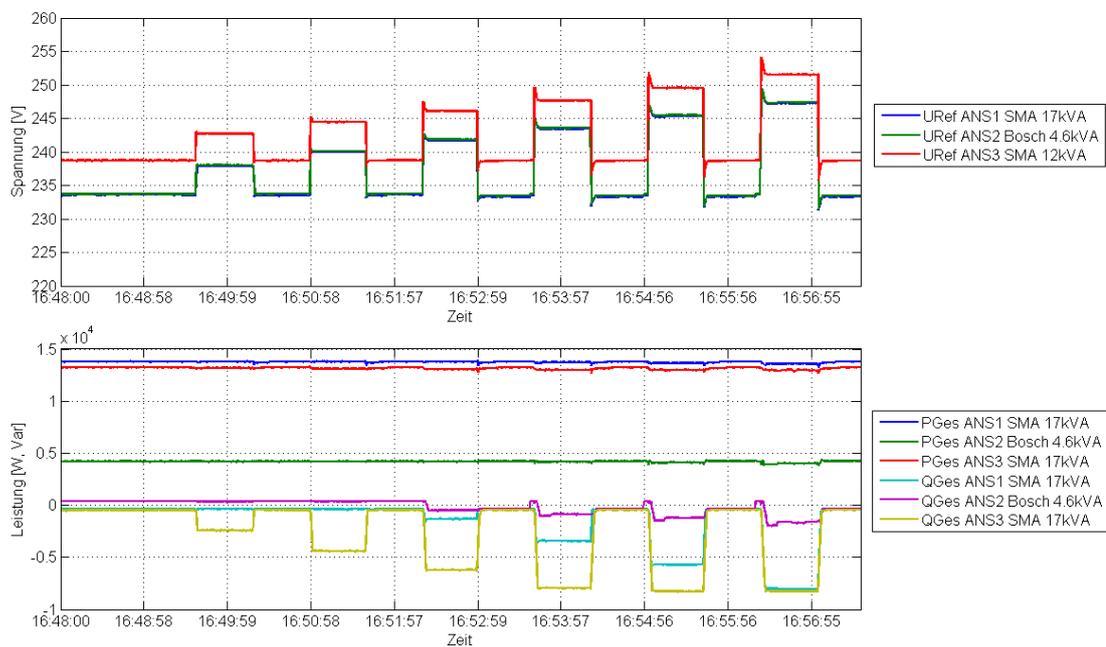


Abbildung 42: Zeitverlauf Sprungtest (Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunkte = 0 s) und Leitungsimpedanz extrem

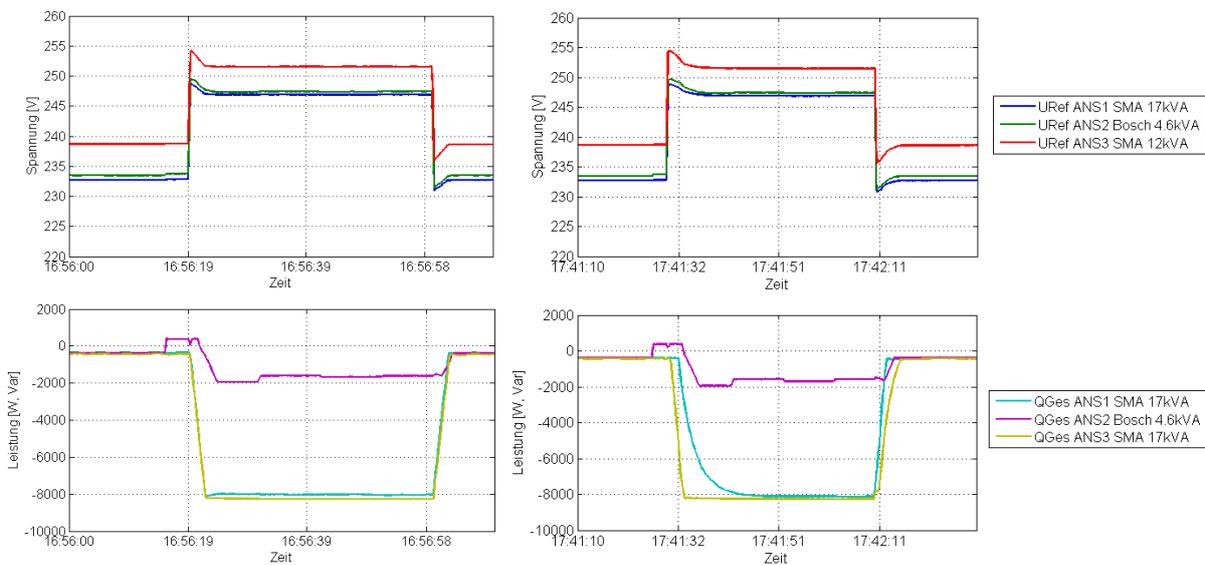


Abbildung 43: Vergleich Sprungantwort im Parallelbetrieb im Detail; Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunktes 0 s (links) und Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunktes 10 s (rechts) bei Leitungsimpedanz extrem

Test 6: Parallelbetrieb $Q(U)$ -Regelung bei zwei Netzanschlusspunkten mit elektrisch geringer Distanz

In diesem Test befinden sich die Netzanschlusspunkte 1 und 2 in elektrisch naher Distanz zueinander. Die beiden Netzanschlusspunkte werden mit Hilfe der einstellbaren Impedanz des Netzsimulators entlang eines 780 m langen Netzausläufers verschoben. Bei diesem Test wird somit der Parallelbetrieb der $Q(U)$ -Regelung für Netzanschlusspunkte untersucht, die sich unmittelbar an der Ortsnetzstation befinden, am Ende eines langen Netzausläufers befinden oder auch dazwischen.

Einstellungen Test 6

- Wechselrichter:
 - Anschluss 1:
 - Typ SMA 17000 TL, $S_N=17$ kVA, $\cos\phi_{\min}=0,90$, $Q_{\max}=8,23$ kVar (3-phasig)
 - PV-Profil: $P_{MPP} \sim 14,3$ kW
 - Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunktes: variiert 0 s und 10 s
 - Anschluss 2:
 - Typ Bosch Sol-Ion, $S_N=4,6$ kVA, $\cos\phi_{\min}=0,95$, $Q_{\max}= 1,52$ kVar (1-phasig)
 - PV-Profil: $P_{MPP} \sim 4,5$ kW
 - Anschluss 3:
 - Typ SMA 17000 TL, $S_N=17$ kVA, $\cos\phi_{\min}=0,90$, $Q_{\max}= 8,23$ kVar (3-phasig)
 - PV-Profil: $P_{MPP} \sim 14,3$ kW
 - Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunktes: variiert 0 s und 10 s
- Einstellung Leitungsimpedanz: kurz $R<70$ m Ω , $X=0$ Ω , stellt kurzen Leitungsabschnitt zwischen NAP1 und NAP2 dar
- Einstellungen Impedanz Netzsimulator:
 - Trafo ($S_n=100$ kVA)
 - Trafo ($S_n=100$ kVA) + 1/3 Leitung (260 m NAYY4x120)



- Trafo (Sn=100 kVA) + 2/3 Leitung (520 m NAYY4x120)
- Trafo (Sn=100 kVA) + 3/3 Leitung (780 m NAYY4x120)

Die Ergebnisse für die verschiedenen Netzanschlusspunkte sind in Abbildung 44 bis Abbildung 51 dargestellt (Anschlusspunkt direkt am Transformator: Abbildung 44 und Abbildung 45, Anschlusspunkt Trafo + 1/3 Leitung: Abbildung 46 und Abbildung 47, Anschlusspunkt Trafo + 2/3 Leitung: Abbildung 48 und Abbildung 49, Anschlusspunkt Trafo + 3/3 Leitung: Abbildung 50 und Abbildung 51). Bei den Tests mit einer Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunktes von 0 s der SMA Wechselrichter (Deaktivierung des PT1-Verhaltens) wird ein leicht unruhiger Verlauf der Blindleistungseinspeisung der Wechselrichter festgestellt. In Abbildung 52 sind hierzu einzelne Sprünge im Detail dargestellt. Der „unruhige“ Verlauf tritt sowohl bei Netzanschlusspunkten am Ortsnetztransformator als auch an Ortsnetztransformator fernen Netzanschlusspunkten auf. Die auftretende Blindleistungsamplitude schwankt zum Beispiel bei dem Test Trafo + 3/3-Leitungslänge (siehe Abbildung 52, unten rechts) beim SMA Wechselrichter am Anschlusspunkt 3 im Bereich 4,74 kvar +/- 70 var und beim SMA Wechselrichter am Anschlusspunkt 1 im Bereich 4,42 kvar +/- 60 var. Die auftretenden Blindleistungsschwankungen stellen in dieser Größenordnung jedoch keine kritische Situation für den Netzbetrieb dar. Bei einer Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunktes von 10s der SMA Wechselrichter wird wiederum kein relevantes Überschwingen bzw. keine Schwingungsneigung der Q(U)-Regelung festgestellt. Die eingesetzte Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunkte von 10s (Zeitkonstante PT1 tau ~3s) ist bei den durchgeführten Tests ausreichend um einen stabilen und robusten Betrieb der Q(U)-Regelung zu gewährleisten. Bei dem Bosch Sol-Ion System am Anschlusspunkt 2 wird der Kennlinienarbeitspunkt in einem Regelungsintervall von etwa 5s aktualisiert, dies führt zu einer teilweise verzögerten und "gestuften" Blindleistungsbereitstellung (z.B. Abbildung 52, unten rechts).

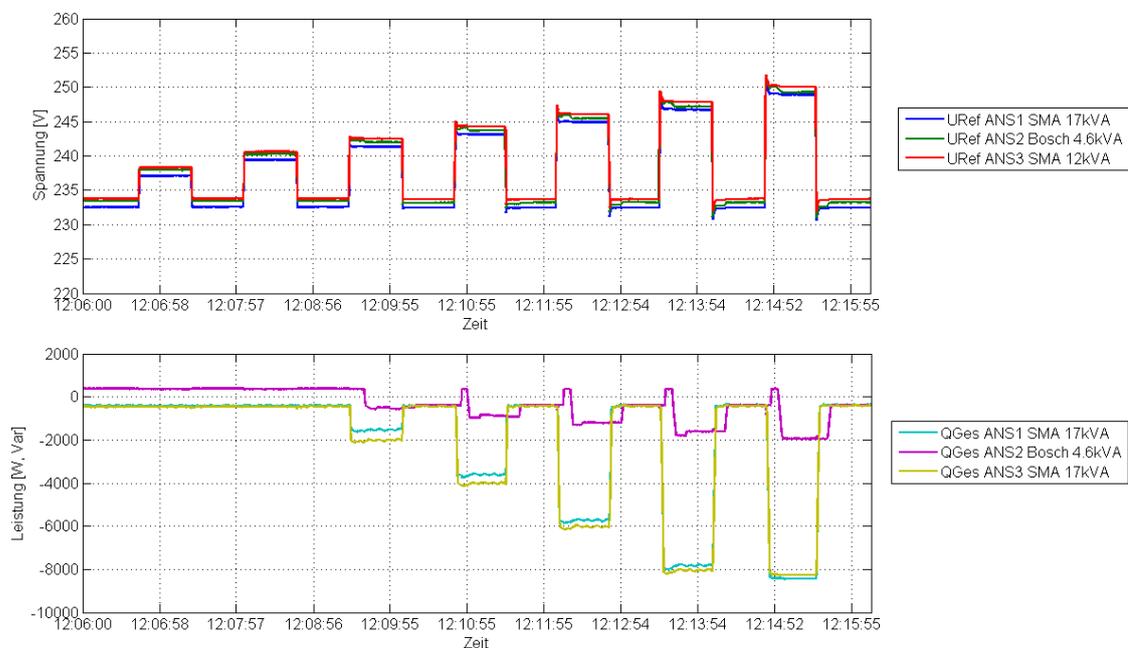


Abbildung 44: Zeitverlauf Sprungtest (Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunkte 0 s) und Leistungsimpedanz kurz, Netzsimulator Trafo

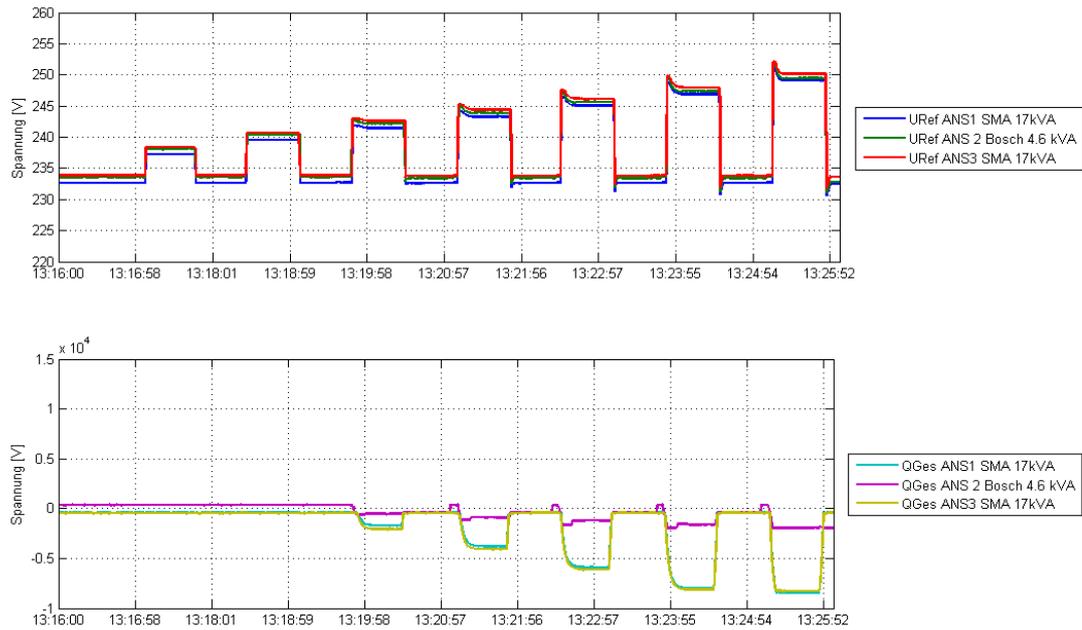


Abbildung 45: Zeitverlauf Sprungtest (Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunkte 10 s) und Leitungsimpedanz kurz, Netzsimulator Trafo

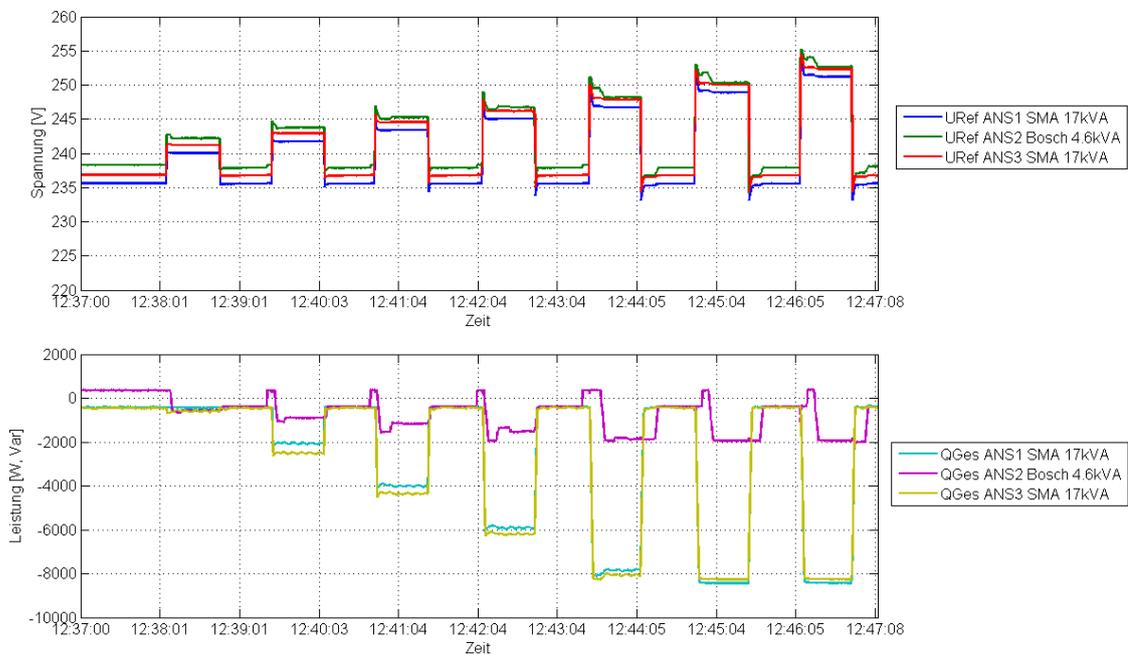


Abbildung 46: Zeitverlauf Sprungtest (Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunkte 0 s) und Leitungsimpedanz kurz, Netzsimulator Trafo + 1/3-Leitung

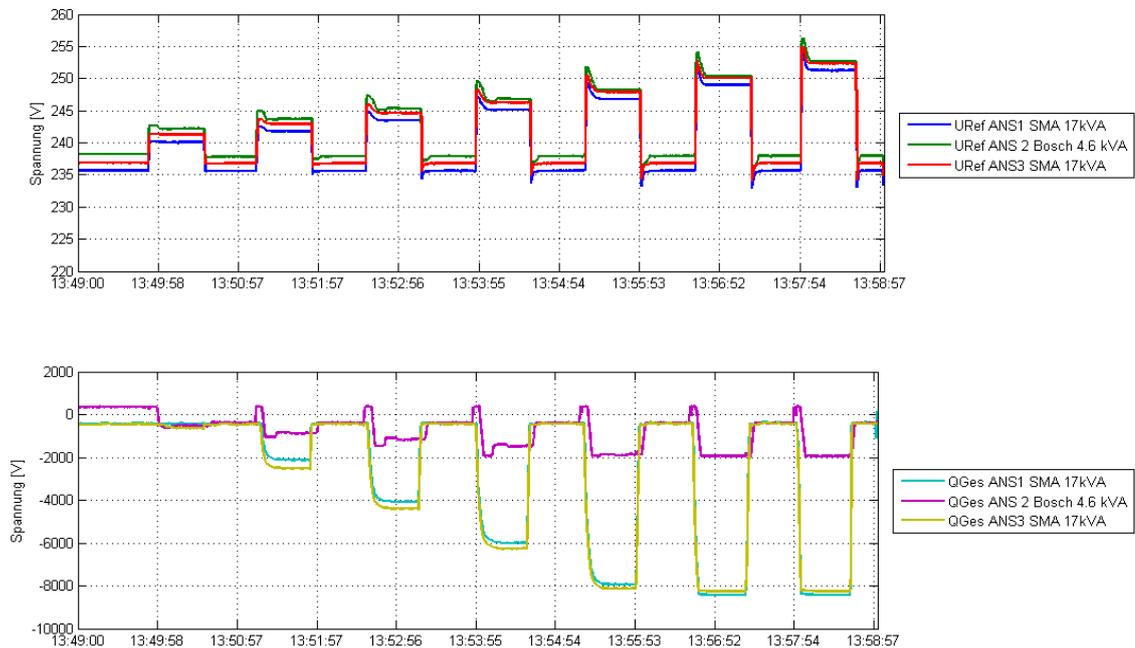


Abbildung 47: Zeitverlauf Sprungtest (Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunkte 10 s) und Leistungsimpedanz kurz, Netzsimulator Trafo + 1/3-Leitung

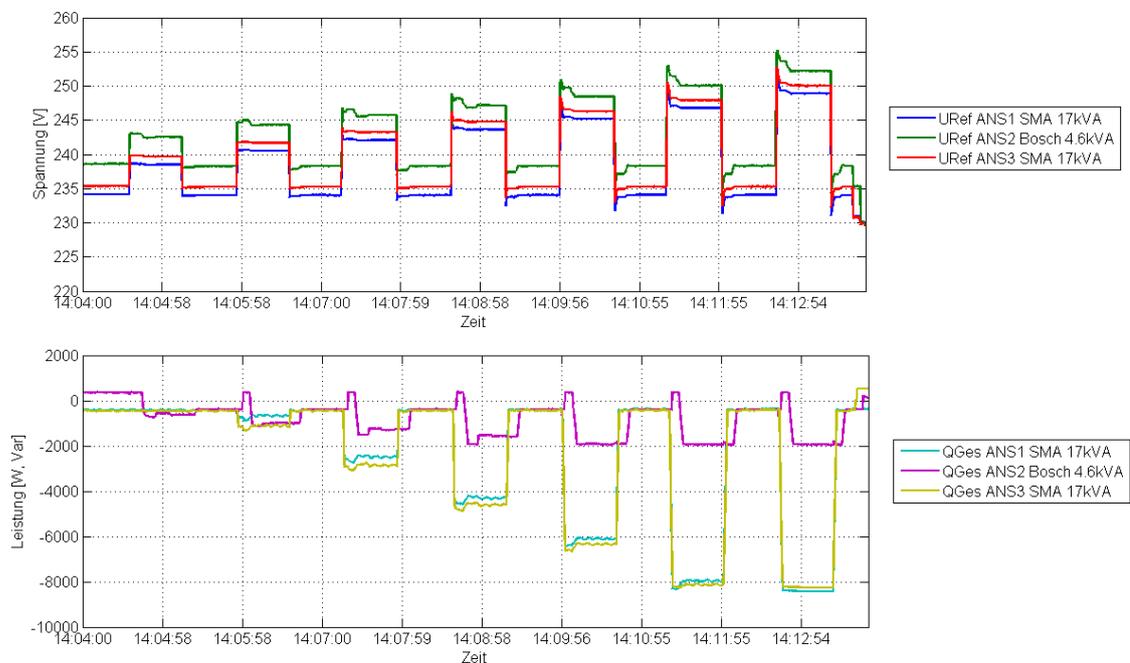


Abbildung 48: Zeitverlauf Sprungtest (Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunkte 0 s) und Leistungsimpedanz kurz, Netzsimulator Trafo + 2/3-Leitung

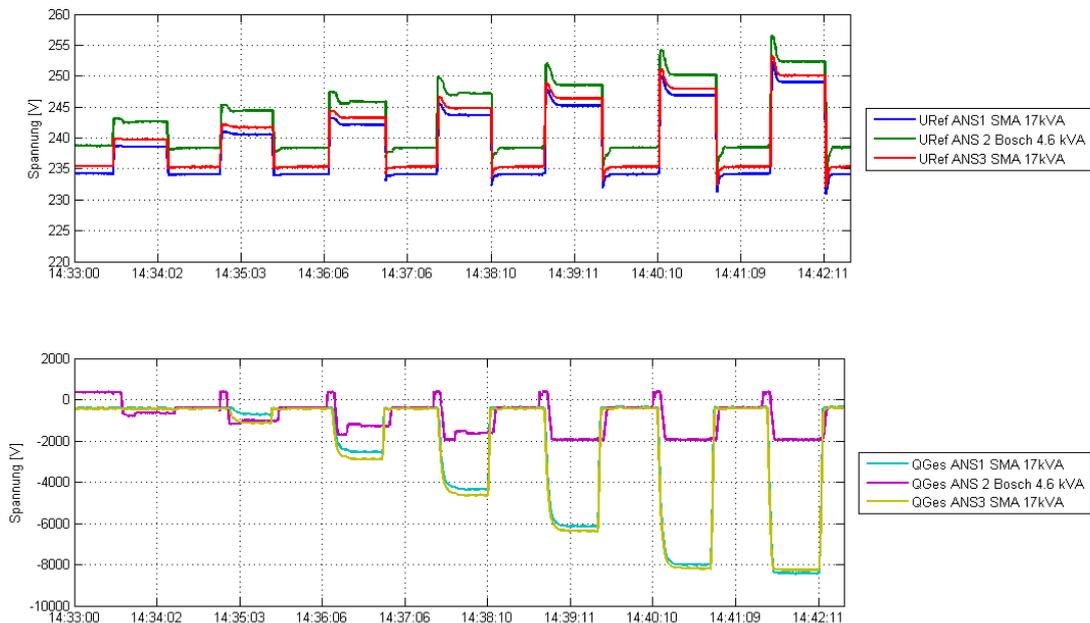


Abbildung 49: Zeitverlauf Sprungtest (Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunkte 10 s) und Leitungsimpedanz kurz, Netzsimulator Trafo + 2/3-Leitung

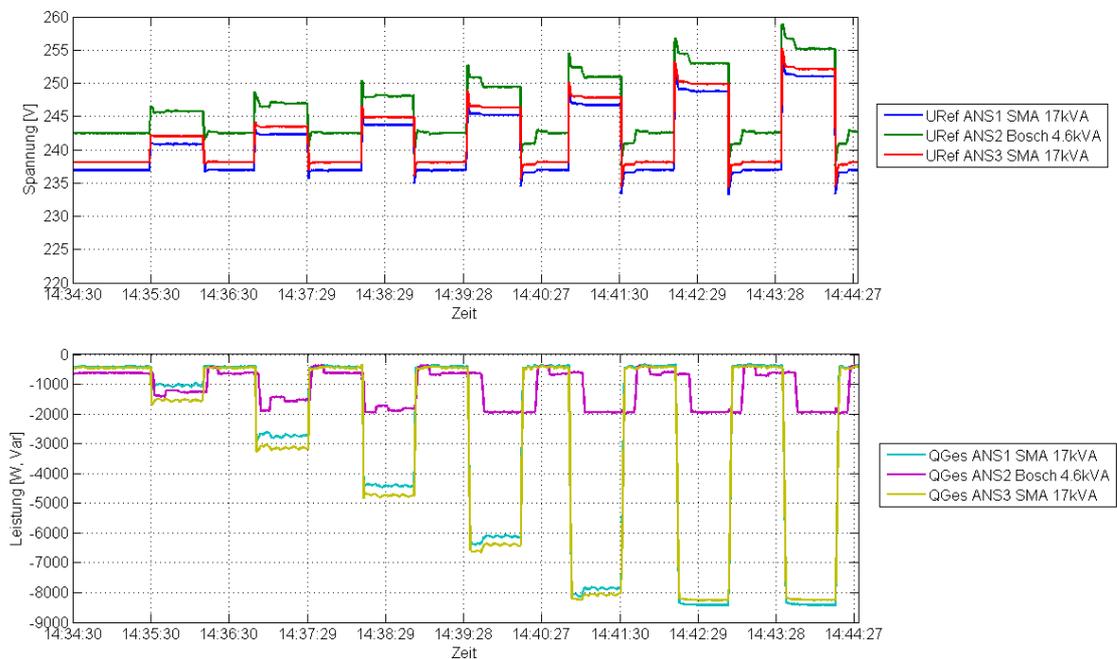


Abbildung 50: Zeitverlauf Sprungtest (Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunkte 0 s) und Leitungsimpedanz kurz, Netzsimulator Trafo + 3/3-Leitung

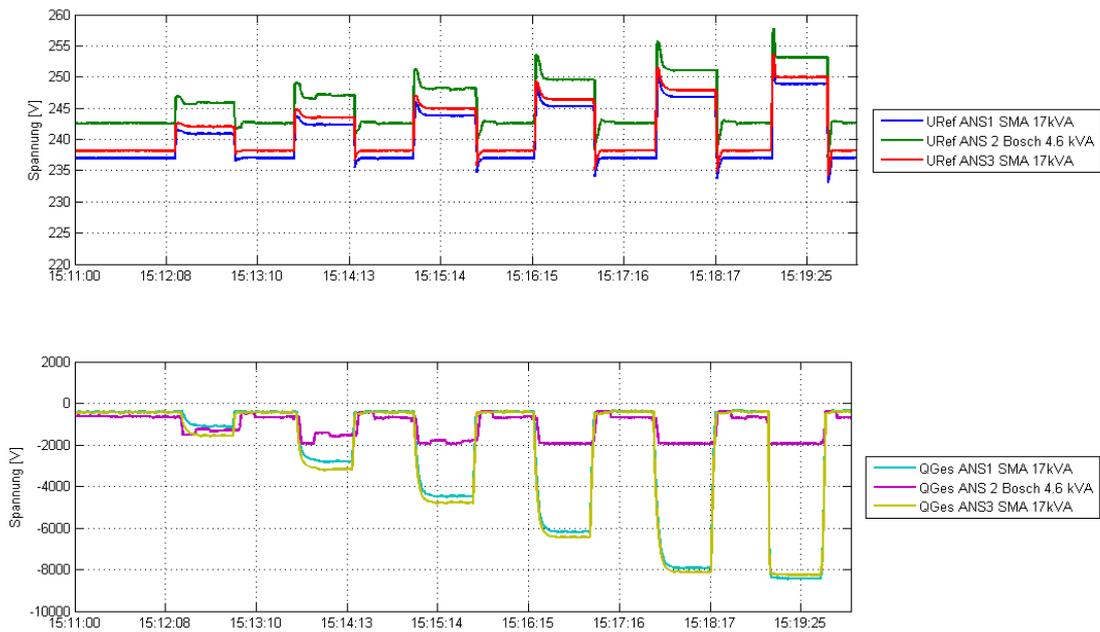


Abbildung 51: Zeitverlauf Sprungtest (Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunkte 10 s) und Leitungsimpedanz kurz, Netzsimulator Trafo + 3/3-Leitung



Abbildung 52: Detailansicht der Sprungantwort bei verschiedenen Impedanzen am Netzanschlusspunkt bei deaktivierter Dämpfung der SMA Tripower ($T=0$ s)

Zusammenfassung der Tests und Fazit

In Ergänzungen zur Q(U)-Studie [4] wurden im Labortest weitere Netzimpedanzen getestet, welche auch Netzanschlusspunkte nahe dem Ortsnetztransformator berücksichtigen. Bei den Untersuchungen konnte kein instabiler Betrieb der Q(U)-Regelung festgestellt werden. Wird bei den Wechselrichtern das PT1-Verhalten der Q(U)-Regelung deaktiviert (SMA-Wechselrichter: Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunktes = 0 s), wurde jedoch bei den Wechselrichtern ein zum Teil unruhige Blindleistungseinspeisung festgestellt. Die Blindleistungsbereitstellung schwankt dabei geringfügig um den Sollwert. Die auftretenden Blindleistungsschwankungen stellen in

PV-Integrated – Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung	
Öffentlicher Schlussbericht 01.10.2010 - 30.12.2014	

dieser Größenordnung keine kritische Situation für den Netzbetrieb dar, sollten jedoch zur Gewährleistung einer hohen Spannungsqualität vermieden werden.

Bei Aktivierung des PT1-Verhaltens der SMA-Wechselrichter (Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunktes = 10 s entspricht einer Zeitkonstanten von ~ 3 s) wurden bei den Tests kein relevantes Überschwingen und keine Schwingungsneigung der Q(U)-Regelung festgestellt. Es wird daher - auch entsprechend zu [4, 5, 6] - die Umsetzung eines PT1-Verhaltens der Q(U)-Regelung mit einer ausreichenden Zeitkonstante bei den Erzeugungsanlagen empfohlen. Bei den durchgeführten Tests erwies sich eine Zeitkonstante von etwa 3 s (Einstellzeit des Kennlinienarbeitspunktes = 10 s) als ausreichend, um eine stabile und robuste Q(U)-Regelung zu gewährleisten.

8 Feldtests

8.1 Feldtestanlage Stockertstraße (Standort: Langenisarhofen)

Im Rahmen der Tests wurde eine von vier nahe beieinander befindlichen und vergleichbaren PV-Anlagen für einen Test der Q(U) Regelung auf Niederspannungsebene und die Fernsteuerbarkeit mittels Funkrundsteuertechnik ausgewählt. Zur Umsetzung wurden Modifikationen an der PV-Anlage durchgeführt. Neben dem Tauschen des eingesetzten Wechselrichters waren hauptsächlich Änderungen bzgl. der Kommunikationstechnik nötig. Eingesetzt wurde ein blindleistungsfähiger SMA SunnyTripower 12000TL-10. Dieser unterstützt den geforderten Q(U) Kennlinienbetrieb. Für die Fernsteuerbarkeit durch den Netzbetreiber wurde als Schnittstelle zum Funkrundsteuerempfänger eine SMA Power Reducer Box sowie eine Sunny Webbox installiert. Für einen Fernzugriff zur Parametrierung der Kommunikationstechnik wurde von Seiten des Netzbetreibers ein GSM/GPRS-Router eingesetzt, siehe Abbildung 53. Zusätzlich kam netzseitig für die Datenerfassung und Referenzmessung noch ein PQ-Messgerät des Netzbetreibers zum Einsatz.

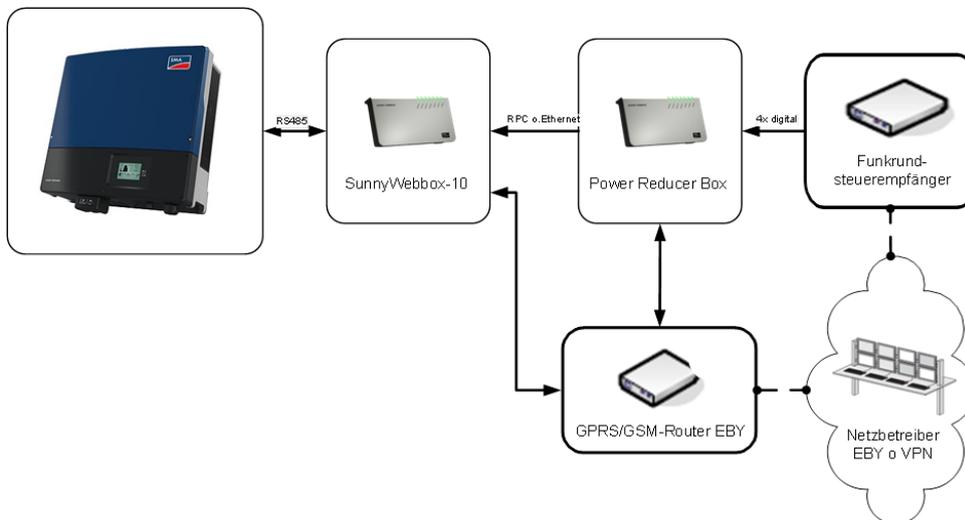


Abbildung 53: Kommunikationsstruktur der PV Anlage Stockertstraße

Bei dem Ausgangssignal des Rundsteuerempfängers handelte es sich um 4 bzw. 6 digitale Kontakte wodurch 16 bzw. 64 logische Zustände möglich waren. Eine in der Power Reducer Box hinterlegte Zustandsmatrix ermöglichte eine gleichzeitige Anforderung von Wirkleistungsreduktion (60%/30%/0%) und Blindleistungsvorgabe ($\cos\Phi$ 0,95/0,9).

Zur Validierung der Anlagenfunktion und der Funktionsweise des Einspeisemanagements wurde eine Messkampagne durchgeführt. Hierbei wurden Messdaten der Feldtestanlage und einer weiteren Referenzanlage in unmittelbarer Nähe mit vergleichbarer Ausrichtung für sechs Tage im April 2012 erfasst, siehe Abbildung 54. Grün dargestellt ist die Regelanforderung des Netzbetreibers. Im Falle einer Reduzierung der maximal zulässigen Einspeisung ist der unzulässige Bereich rot markiert. Die fluktuierenden Einspeiseleistungen der Test- und der Referenzanlage sind in Blau bzw. Magenta dargestellt. Im Falle einer Abregelung ist deutlich zu erkennen, dass die abgeregelte Feldtestanlage den grünen Bereich nicht verlässt, die Referenzanlage jedoch Leistungen oberhalb des Grenzwertes einspeist, woraus geschlossen werden kann, dass bei der Feldtestanlage eine höhere Leistung zur Verfügung stand und die Umsetzung der Regelung funktionierte.

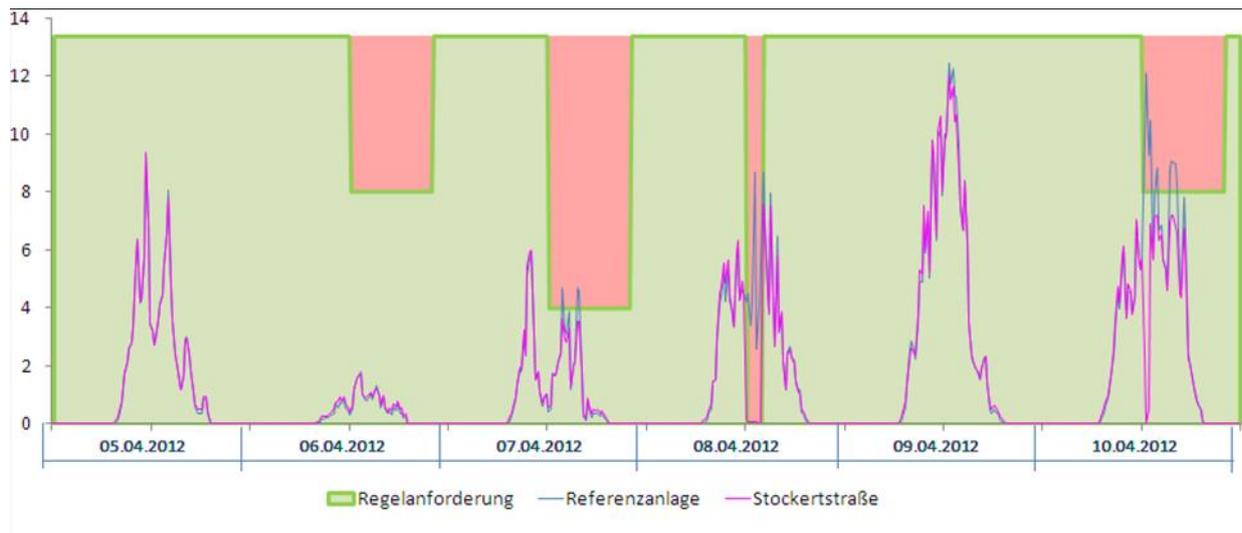


Abbildung 54: Validierungsergebnisse des Einspeisemanagements an der Feldtestanlagen “Stockertstraße”

8.2 Feldtestanlage Denk (Standort: Niederalteich)

Im Rahmen des Feldtestbetriebs wurde der Einsatz von PV-Systemen auf Gewerbebetrieben über den reinen Einspeisebetrieb hinaus durch Langzeitmessungen untersucht. Dies umfasst den Eigenverbrauch von Solarstrom und dessen Beeinflussung durch die jeweilige Anlagenauslegung.

Darüber hinaus wurde der Einsatz der PV-Wechselrichter zur Blindleistungskompensation analysiert und gezeigt unter welchen Rahmenbedingungen PV-Systeme ökonomisch vorteilhaft gegenüber konventionellen Kompensationseinrichtungen sind. Zusätzlich zur lokalen Blindleistungskompensation wurde der Netzbetreiber durch eine zusätzliche Leitstellenanbindung in die Lage versetzt, aktuelle Messdaten der Anlage abzurufen und die Anlage bedarfsorientiert zur variablen Blindleistungsbereitstellung zu nutzen.

Die Vorgehensweisen und Tests wurde ausführlich auf der VDE Konferenz 2014 dargestellt und veröffentlicht [Premm, Schmidt et al.; 2014] (siehe Anhang).

Abbildung 55 zeigt den schematischen Aufbau des Referenzsystems. Sämtliche Regelungsaufgaben übernimmt ein prototypischer Anlagenregler, der über eine Messwerterfassung der Istwerte am Netzanschlusspunkt (NAP) verfügt. Die hierzu eingesetzten Blockkombisensoren dienen zusätzlich der geeichten abrechnungsrelevanten Zählermessung. Die Umsetzung der Messwerte für eine Nutzung im Anlagenregler nehmen Messumformer vor, bei denen Ethernet-basiert die aufbereiteten Messkanäle übergeben werden.

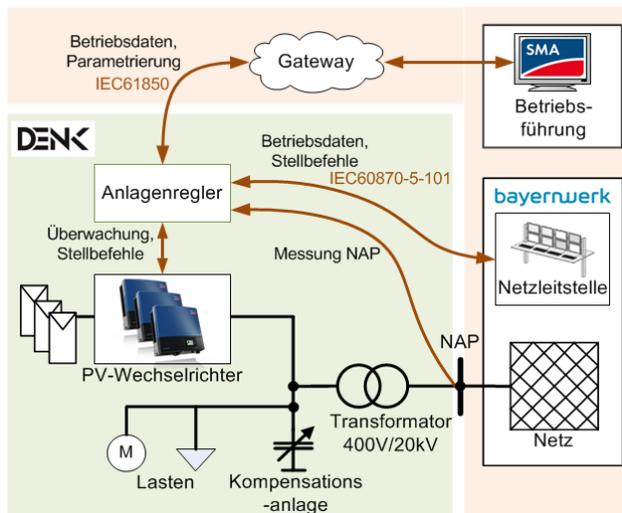


Abbildung 55: Struktur des Referenzsystems mit Anlagenregler und Fernwirktechnik

In Abbildung 56 sind exemplarisch drei verschiedene Tagesverläufe dargestellt, anhand derer der Einfluss auf die Eigenverbrauchsquote (EVQ)- und Autarkiequote (AQ) gezeigt wird.

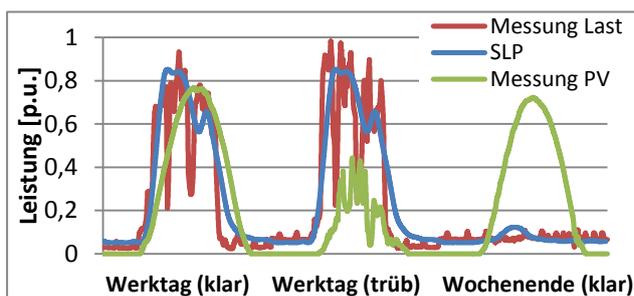


Abbildung 56: Exemplarische Tagesverläufe von gemessener Last, SLP und gemessener Erzeugung

In blau ist der Verlauf des SLP G1 dargestellt, welches ein Gewerbe mit Betriebszeiten von 8-18 Uhr werktags beschreibt und dem Jahresverbrauch des Referenzbetriebs angepasst wurde. Rot stellt ein sich aus den Messdaten ergebendes Lastprofil und grün ein Erzeugungsprofil der zugehörigen PV-Anlage dar. Die drei Verläufe wurden auf die maximale Leistung der Verbraucher normiert. Zunächst kann festgehalten werden, dass sich die Messdaten des Lastgangs gut mit dem Verlauf des SLP decken, diese jedoch höheren Schwankungen unterliegen. Dies ist u.a. auf die hohe Auflösung (<10 s) der Messdaten zurückzuführen. Anhand der Verläufe des Werktags (klar) ist die hohe natürliche Korrelation zwischen Last- und Erzeugungsprofil zu erkennen. Lediglich in den Morgenstunden wird ein größerer Teil der Last aus dem Netz gedeckt und in den Abendstunden ein größerer Teil der PV-Leistung ins Netz eingespeist. An Werktagen mit geringer PV-Leistung wird diese nahezu vollständig selbst verbraucht. Demgegenüber stehen Wochenendtage mit guten Einstrahlungsbedingungen, an denen ein hoher Teil der PV-Leistung ins Netz gespeist wird.

In Abbildung 57 sind die auf Basis der Langzeitmessung (>1 a) ermittelten Verläufe der EVQ und der AQ in Abhängigkeit des Jahresenergieverhältnisses von Erzeugung (PV-Anlage) und Verbrauch für das SLP G1 dargestellt. Die Ergebnisse für das analysierte Referenzsystem decken sich sehr gut mit den Ergebnissen auf Basis des SLP.

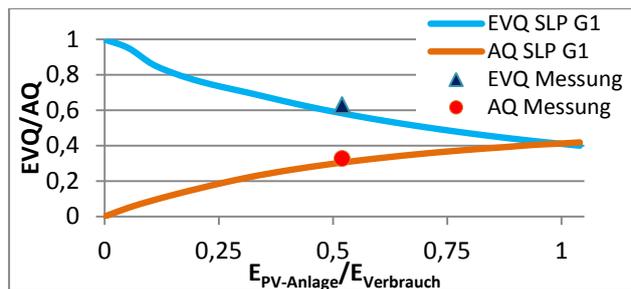


Abbildung 57: Eigenverbrauchs- und Autarkiequote für das SLP G1 und das Referenzsystems

Beim Anschluss von Gewerbebetrieben bzw. größeren Verbrauchern kann seitens des Netzbetreibers eine Blindleistungskompensation gefordert werden. Typischerweise handelt es sich um induktive Verbraucher (Maschinen), deren Blindleistungsbezug lokal kompensiert werden soll. Demnach werden zur Kompensation i.d.R. schaltbare Kondensatorbänke (kapazitiv) eingesetzt. Prinzipiell kann diese Funktion ebenfalls durch eine PV-Anlage übernommen werden. Um eine wirtschaftliche Gegenüberstellung von Kompensationsanlagen und dem Zusatzaufwand zur Blindleistungskompensation durch PV-Systeme durchzuführen, sind neben den jeweiligen spezifischen Kosten der Systeme weitere Rahmenbedingungen zu beachten.

Wie oben beschrieben muss eine Kompensationseinrichtung stets in der Lage sein den lokalen Blindleistungsbedarf der Lasten zu bedienen. Liegt dieser typischerweise bei einem $\cos\varphi$ von 0,9, so entspricht dies, normiert auf die maximale Leistung, einer benötigten Kompensationsleistung gemäß

$$S_{Komp} = Q_{Pmax@Cos\varphi=0,9} = 0,43 \text{ p. u.}$$

Eine Kompensationsanlage ist demnach auf die oben ermittelte Blindleistung auszulegen. Ist ein PV-System vorhanden oder die Installation einer Anlage geplant, können die eingesetzten PV-Wechselrichter zusätzlich die Aufgabe der Blindleistungskompensation übernehmen. Auf Basis aktueller Studien ergibt sich, je nach Kompensationsaufgabe, bereits heute ein Kostenvorteil von PV-Wechselrichtern gegenüber reinen Kompensationseinrichtungen [7]. Die spezifischen Kosten in €/kVA(r) der am meisten verbreiteten Anwendung, der Blindleistungskompensation durch schaltbare Kondensatorbänke, sind derzeit ca. 6-mal geringer als die spezifischen Kosten für PV-Wechselrichter [7, 8]. Betriebs- und Installationskosten sind vergleichbar [8] und werden daher an dieser Stelle zur Vereinfachung vernachlässigt.

Werden die PV-Wechselrichter für die zusätzliche Blindleistungsbereitstellung genutzt, sind diese entsprechend größer zu bemessen. Das Maß der Überdimensionierung hängt vom Verhältnis der bereits für die Wirkleistungseispeisung genutzten Leistung und der zusätzlich benötigten Blindleistungsbereitstellung ab. Wie in der folgenden Formel zu erkennen ist, sind hierbei die trigonometrischen Zusammenhänge zu beachten.

$$\Delta S_{WR} = \sqrt{P_{PV}^2 + Q_{Pmax@Cos\varphi=0,9}^2} - P_{PV}$$

Anhand der in Abbildung 58 gezeigten Darstellung kann sehr einfach abgelesen werden unter welchen Rahmenbedingungen die Blindleistungskompensation durch eine PV-Anlage Kostenvorteile gegenüber einer kapazitiven Blindleistungskompensationsanlage aufweist, obwohl diese geringere spezifische Kosten aufweist.

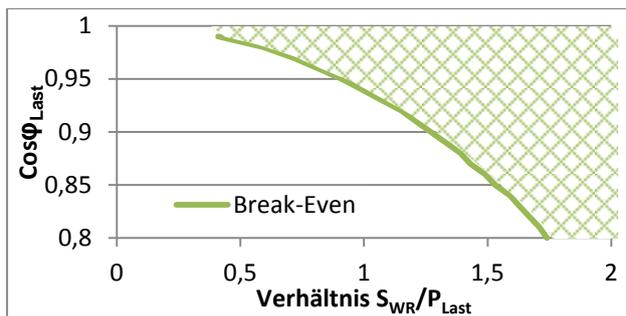


Abbildung 58: Break-Even für die Blindleistungsbereitstellung durch PV-Wechselrichter

Ist beispielsweise eine Blindleistung gemäß des oben aufgeführten Rechenbeispiels von 0,43 p.u. (entspricht einem minimalen $\cos\varphi$ von 0,9) zu kompensieren, ist die Umsetzung durch ein PV-System mit einer Nennleistung größer 1,2 p.u. die kostengünstigere Alternative.

Da die maximale Blindleistung nicht ständig zu kompensieren ist, wirkt sich die Überdimensionierung zusätzlich positiv auf den Gesamtertrag der PV-Anlage aus.

Im Rahmen der Messkampagne wurde überprüft, inwieweit sich die Wechselrichter der PV-Anlage an Stelle der Kondensatorbank zur Blindleistungskompensation eignen und die beiden Systeme miteinander verglichen.

Zur sicheren Kompensation der Blindleistung darf die Blindleistungsbereitstellung durch die PV-Wechselrichter nicht von der aktuellen Wetterlage oder der Tages- bzw. Nachtzeit abhängen. Gemäß den bekannten Netzanschlussbedingungen ist ein Arbeitsbereich vergleichbar mit Bereich (I) in Abbildung 59 als Standard anzusehen. Dieser Bereich ist jedoch für die zuverlässige Blindleistungskompensation nur bedingt geeignet, da eine direkte Abhängigkeit der Blindleistung von der aktuellen Wirkleistung gegeben ist. Wird diese Abhängigkeit eliminiert (Bereich(II)), so kann der volle Blindleistungsstellbereich genutzt werden. Da die Eigenversorgung vieler PV-Wechselrichter jedoch durch den PV-Generator erfolgt, ist dafür zu sorgen, dass Blindleistung auch bei nicht vorhandener DC-Leistung zur Verfügung gestellt werden kann (Bereich (III)). Diese auch als Q@Night bezeichnete Funktion wird durch aktuelle Wechselrichtermodelle unterstützt. Die eingesetzten Wechselrichter verfügen über den vollen PQ-Arbeitsbereich gemäß der Bereiche II und III in Abbildung 59. Die Entwicklungsarbeiten für diese Erweiterung der Blindleistungsbereitstellungsbereiche erfolgten im Projekt „Aktives intelligentes Niederspannungsnetz (AINS) [9] mit dem eng kooperiert wurde (siehe auch Abschnitt 2.5 unter „Vernetzung und Zusammenarbeit des Vorhabens“).

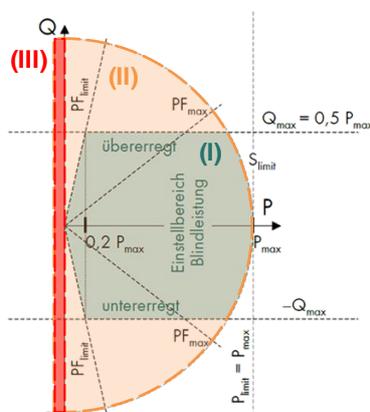


Abbildung 59: Mögliche PQ-Arbeitsbereiche von PV-Wechselrichtern [9]



Bei der Auswertung der gemessenen Blindleistungswerte am NAP wurden die statischen und dynamischen Eigenschaften über den Zeitraum einer Woche betrachtet. In Abbildung 60 ist für den jeweiligen Betrachtungszeitraum die mittlere Blindleistung am NAP ohne Kompensationsmaßnahme (Bedarf), mit Kompensationsanlage (Komp) und bei Blindleistungskompensation durch die PV-Wechselrichter (WR) dargestellt.

Der Blindleistungsbedarf über eine Woche liegt demnach im Mittel fast bei null, setzt sich jedoch aus einem hohen induktiven Bedarf an Werktagen (7-17Uhr) und einem erhöhten kapazitiven Bedarf an Wochenenden zusammen. Ist die Kompensationsanlage (schaltbare Kondensatorbank) aktiv, wird die induktive Blindleistung im Mittel sehr gut kompensiert, der kapazitive Bedarf an Wochenendtagen kann jedoch naturgemäß nicht verringert werden. Beim Einsatz der PV-Wechselrichter wird der Blindleistungsbedarf stets sehr genau kompensiert.

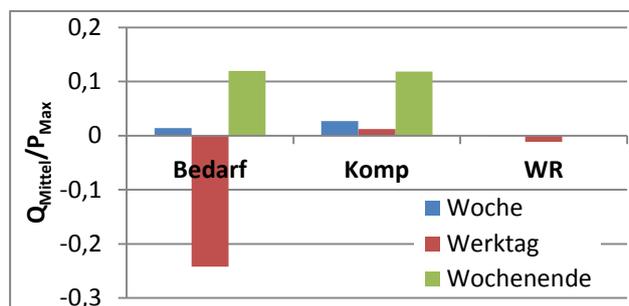


Abbildung 60: Mittlere Blindleistungen über den Verlauf verschiedener Zeitabschnitte

Zur Analyse der dynamischen Eigenschaften sind in Abbildung 61 für den Zeitraum eines Werktages und einer Woche die Häufigkeitsverteilungen der 3-Sekunden-Blindleistungswerte dargestellt. Der Mittelwert für die Kompensation mit den PV-Wechselrichtern liegt um den Nullpunkt. Die leicht erhöhte Streuung der Messwerte für den Werktag ist auf die Vielzahl dynamischer Vorgänge (Ein- und Ausschaltung von Maschinen) zurückzuführen.

Bei der Kompensationsanlage ist deutlich die bereits in Abbildung 60 gezeigte kapazitive Blindleistung zu sehen. Diese ist vermutlich auf eine feste Kompensationskapazität am Mittelspannungstransformator zurückzuführen, die bei geringer Auslastung des Trafos zu kapazitiven Blindleistungsflüssen führt. Zudem weisen die Messwerte eine sehr hohe Streuung auf, was einerseits auf die dynamischen Eigenschaften der Regelung und die Stufung der Kondensatorbank zurückgeführt werden kann.

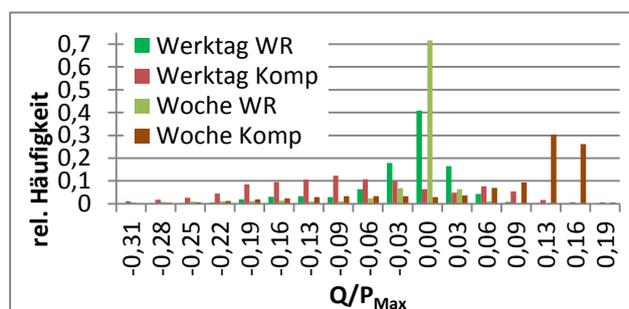


Abbildung 61: Relative Häufigkeit der Messwerte für die Kompensation durch die Wechselrichter (WR) und die Kompensationsanlage (Komp)

Wie gezeigt stellt aus technischer Sicht das Blindleistungsmanagement durch PV-Wechselrichter eine sehr gute Lösung dar. Zudem kann durch die flexible Ansteuerung je nach netztechnischer Gegebenheit auch eine alternative Blindleistungsfahrweise realisiert werden.

PV-Integrated – Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung	
Öffentlicher Schlussbericht 01.10.2010 - 30.12.2014	

8.3 Feldtestanlage Antdorf

Die Feldtestanlage Antdorf verfügt über eine Leistung von 3,5MWp und speist über vier Zentralwechselrichter vom Typ SC630HE-11 der Firma SMA in das Verteilnetz von Bayernwerk ein. Die Anlage ist an die Leitwarte von juwi angebunden. Ein Luftbild der Gesamtanlage ist in der Abbildung 62 dargestellt.



Abbildung 62: Luftbild Feldtestanlage Antdorf

Die Kabel- und Freileitungsstrecke zwischen Anlage und Umspannwerk beträgt ca. 10km, davon etwa 6,5km als Freileitung. An diesem Netz sind weitere Verbraucher angeschlossen. In der Vergangenheit kam es öfters aufgrund von Spannungsproblemen zu kurzzeitigen Anlagenausfällen. Analysen zeigten, dass mittels einer Blindleistungsregelung eine erhebliche Verbesserung der Netzqualität zu erwarten ist.

In einem ersten Schritt wurde die Messung und Datenanbindung der Anlage erheblich erweitert. Seitdem werden kontinuierlich im Sekundentakt Spannung, Strom, Wirkleistung, Blindleistung, Scheinleistung, und $\cos(\phi)$ jeder Phase, sowie die Spannung zwischen den Phasen, die Frequenz und die Einstrahlungsmessung erfasst und an dem juwi-Leitsystem zur Verfügung gestellt (siehe Abbildung 63). Die Daten können auch von der Netzleitwarte abgefragt werden. Zudem wurden seitens Bayernwerk ebenfalls Messungen – auch im Netz in der Anbindung zum Umspannwerk - installiert und in der Netzleitwarte aufgeschaltet.

In einem weiteren Schritt wurde eine Q(U)-Regelung kombiniert mit der Möglichkeit für eine Q-Vorgabe durch den Netzbetrieb implementiert (vgl. Abschnitt 4.3).

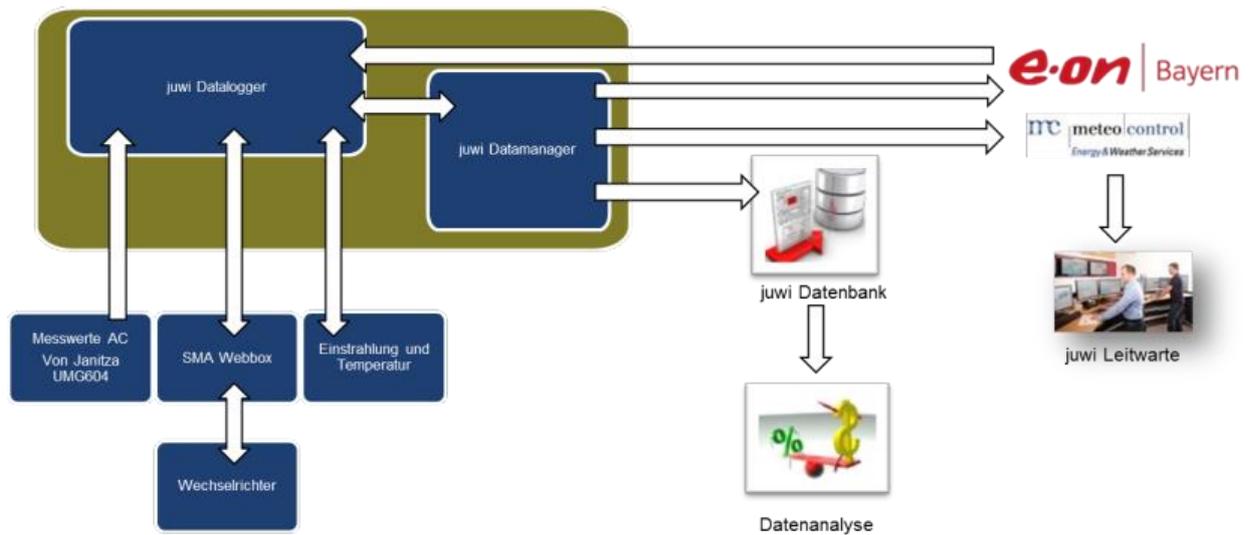


Abbildung 63: Übersicht Datenerfassung Feldtestanlage Antdorf

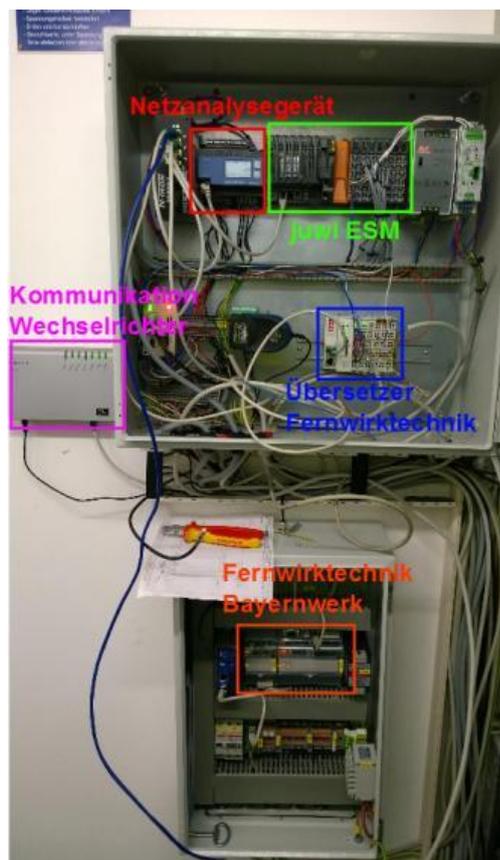


Abbildung 64: Regelungsaufbau während der Installationsphase

Aufgrund verschiedener Verzögerungen bei den Installationen und allgemein im Vorhabenablauf (vgl. Abschnitt 2.5 – *Verlauf des Vorhabens*) konnte die Erprobung der neuen Regelung und Auswertung der erzielten Verbesserung – insbesondere über einen langen Zeitraum – leider nicht mehr im Vorhaben durchgeführt werden. Die Ergebnisse sollen aber unabhängig vom Vorhaben noch zusammengestellt und aufbereitet werden.

9 Zusammenfassung

9.1 Wesentliche Erkenntnisse aus dem Projekt

Im Rahmen des Projektes PV-Integrated wurden neue und innovative Verfahren für einen sicheren und wirtschaftlich günstigeren Netzbetrieb und neue und innovative Verfahren der Netzplanung für einen wirtschaftlich günstigeren Netzausbau untersucht, entwickelt und erprobt. Wesentliche Ergebnisse wie Methoden, Technologien und bis zur Funktionsmusterreife entwickelte Komponenten sind u.a.:

- Ein umfangreicher Datenbestand aus der Instrumentierung und Datenerfassung des Untersuchungsgebiets wurde aufgenommen und für die weiteren Analysen und Auswertungen genutzt. Auf diesen Datenbestand kann natürlich auch bei zukünftigen Analysen und Auswertungen zugegriffen werden.
- Es wurden Methoden und Verfahren zur Bestimmung der Netzaufnahmefähigkeit der Einspeisung von PV-Systemen und PV-Speichersystemen erarbeitet, die auch einen Vergleich zwischen unterschiedlichen Regelungskonzepten und dem Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren erlauben.
- Q(U), QP(U) und PQP(U)-Regelungen für PV-Wechselrichter und PV-Speichersysteme:
 - Die Umsetzung der Q(U) und QP(U) Regelungen für PV-Wechselrichter und der PQP(U)-Regelung für PV-Speichersysteme ist erfolgt
 - Die technischen und wirtschaftlichen Vorteile der Regelungen gegenüber alternativen Regelungsvarianten wurden nachgewiesen
 - Ein Vorschlag für die Auslegung der Kennlinien wurde unter Beachtung verschiedener Kriterien erarbeitet
 - In einem realitätsnahen und umfangreichen Laborversuch konnte nachgewiesen werden, dass die Wechselwirkungen zwischen mehreren Systemen bei adäquater Auslegung der Regelung nicht zu Stabilitätsproblemen im Netz führt. Entsprechend einzuhaltende Regelparameter wurden ermittelt.
 - Die Wechselwirkungen mit der Regelung der Stufensteller des Umspannwerktransformators wurden untersucht und Empfehlungen für geeignete Kombinationen der Regelungen erarbeitet
- Eine IEC61850-Kommunikation zwischen verschiedenen Systemen und Leitstellen wurde erstellt und erfolgreich erprobt
- Verschiedene weitere Varianten zur kommunikationstechnischen Anbindung von PV-Anlagen für ein zentral gesteuertes Einspeise- und Blindleistungsmanagement und für Monitoring-Aufgaben wurden im realen Netz erfolgreich evaluiert (z. B. experimenteller Nachweis der Eignung von Funkrundsteuerungs-Lösungen, Anbindung einer Mittelspannungs-PV-Anlage über IEC 60870)
- Netzplanungsgrundsätze wurden überprüft und ggf. überarbeitet und angepasst
- Es wurden teilautomatisierte Verfahren zur Netzplanung entwickelt und erfolgreich erprobt.
- Die technische Eignung von PV-Wechselrichtern (Labormuster entwickelt) zum phasensymmetrierenden Betrieb wurde demonstriert
- Der multifunktionale Betrieb von PV-Systemen auf Gewerbebetrieben wurde im Feld demonstriert (Eigenverbrauch, lokales und netzdienliches Q-Management)
- Verfahren zur Kurzfrist-Prognose für PV-Einzelanlagen auf Basis von Satellitendaten wurden entwickelt
- Generische Modelle für PV-Erzeugungseinheiten wurden entwickelt

Die Ergebnisse sind in einer Vielzahl von Veröffentlichungen eingegangen und wesentliche Ergebnisse sind in den aktuellen technischen Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz von Bayernwerk [13] umgesetzt worden. Zudem wurden wesentliche Ergebnisse in dem „FNN Hinweis Blindleistungsmanagement in Verteilungsnetzen“ [1] aufgenommen.

PV-Integrated – Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung	
Öffentlicher Schlussbericht 01.10.2010 - 30.12.2014	

Aufgrund der Erkenntnisse aus diesem Vorhaben zu den diversen technischen und wirtschaftlichen Vorteilen von Q(U) bzw. QP(U)-Regelungen von PV-Wechselrichtern sowohl für den Netzbetreiber als auch den Anlagenbetreiber und dem auch durch andere Untersuchungen gestützten Erkenntnissen (vgl. 9.3) bzgl. einem insgesamt stabilen und unproblematischen Verhalten der Q(U)-Regelung im Netz – sofern einige Grenzen für zentrale Regelparameter beachtet werden – wird eine zukünftige Anwendung dieser Regelungen, zu mindestens der Q(U) Regelung, aus diesem Vorhaben heraus empfohlen.

9.2 Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse

9.2.1 Fraunhofer IWES

Im Vorhaben lagen die Schwerpunkte des Fraunhofer IWES auf der simulativen Untersuchung von verschiedenen Betriebsverfahren auf Basis realer Netze mit zusätzlicher Betrachtung und Bewertung von wirtschaftlichen Aspekten, sowie auf innovativen Verfahren und Tools zur verbesserten Netzplanung. In beiden Schwerpunkten konnten wesentliche Fortschritte erzielt werden und ist eine weitere Entwicklung und Ausbau der Methodik und Tools geplant, um eine breite Nutzbarkeit und Verwertbarkeit zu erreichen. Dies betrifft u.a. die KnowHow-Nutzung in weiteren Untersuchungen zur Bereitstellung von Systemdienstleistung, speziell Blindleistung, aus dem Verteilnetz, bei der Generalisierung der Toollandschaft für die kombinierte Simulation von Netzen, Anlagen und Betriebsführungen und bei der Konzeption von teilautomatisierten Netzplanungsverfahren. Weiterhin konnten durch die Arbeiten an einer Kurzfrist-Prognose für PV-Einzelanlagen mit Satellitendaten umfangreiche Erfahrungen auf diesem Gebiet gesammelt werden. Durch die Arbeiten an einer Kurzfrist-Prognose für PV-Einzelanlagen mit Satellitendaten konnten umfangreiche Erfahrungen auf diesem Gebiet gesammelt werden. Aktuell werden solche Daten für eine regionale Kurzfristprognose im Projekt EWeLiNE implementiert und sind darüber hinaus für Hochrechnung und Prognose bei verschiedenen Netzbetreibern angedacht.

9.2.2 SMA Solar Technology AG

Bezogen auf die von SMA in diesem Vorhaben erarbeiteten allgemeinen Erkenntnisse zur Integration großer Anteile PV-Strom ins Verteilnetz werden sich diese neuen Erkenntnisse für die PV-Branche vor allem indirekt auswirken, indem sie den Photovoltaik-Markt gegen etwaige Beeinträchtigungen durch eine Beschränkung der PV-Aufnahmekapazität der Stromnetze absichern. SMA wird die in diesem Projekt gewonnenen allgemeinen Erkenntnisse insbesondere auch auf internationaler Ebene als Basis für Diskussionen in Normungsgremien und mit Netzbetreibern nutzen. Darüber hinaus bilden diese Erkenntnisse aber auch die Basis für weiterführende vertiefende Forschungsarbeiten. Zu nennen sind hier beispielsweise die neuen Verbundforschungsvorhaben zur Verteilnetzautomatisierung (wie z.B. Green Access FKZ 03ET7534J) und zur Regelleistungserbringung (PV-Regel FKZ 0325694A) (beides bezogen auf die Netzintegration großer Anteile erneuerbarer Energien).

Neben den allgemeinen Erkenntnissen zum Verteilnetzmanagement wurden im Teilvorhaben SMA aber auch für die PV-Wechselrichtertechnik sowie ihre kommunikationstechnische Anbindung verschiedene neue technische Lösungsansätze bis zur Technologie-Demonstrator- bzw. Funktionsmuster-Reife erarbeitet. Im Einzelnen sollen die hierbei im Vorhaben gewonnenen Erkenntnisse, Ergebnisse und Erfahrungen wie folgt verwertet werden.

So wurde die im Projekt erarbeitete Funktionsmusterlösung einer speziellen QP(U)-Kennlinien-Regelung für PV-Wechselrichter für die verbesserte Spannungshaltung im Niederspannungsnetz

PV-Integrated – Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung	
Öffentlicher Schlussbericht 01.10.2010 - 30.12.2014	

inzwischen in eine erfolgreiche Serienproduktentwicklung überführt und als zusätzliche Funktionalität in den „Sunny Tripower“ implementiert, so dass dieses Gerät nun bereits für entsprechende zukünftige Anforderungen vorbereitet ist. Weitere Geräte sollen in Zukunft folgen. Eine praktische Bedeutung bekommt diese Funktionalität jedoch erst, wenn dieser neue Ansatz Eingang in die entsprechenden Netzanschlussbestimmungen und Anforderungen der Netzbetreiber findet.

Bezüglich der Funktionsmusterlösung des neuen Regelungsverfahrens zur phasensymmetrierenden Einspeisung sowie des Technologie-Demonstrators für die Blindleistungskompensation mit großen PV-Anlagen muss nun zunächst noch geprüft werden, wie und wo dies bei entsprechenden zukünftigen neuen Serienprodukten als zusätzliche Funktionalität mit aufgenommen werden kann. Überall dort, wo diese neuen innovativen Ansätze relevante Vorteile für den Anlagenbetreiber bieten und der entsprechende Aufwand (wie z.B. der Wechselrichter-Dauerbetrieb bei Q@Night) wirtschaftlich vertretbar ist, kann dies mittelfristig dann bei der Entwicklung neuer Serienprodukte (Wechselrichter, PV-Park-Anlagenregler usw.) mit berücksichtigt werden.

Das im Rahmen dieses Vorhabens um weitere Schnittstellen und Funktionalitäten erweiterte Experimentiersystem für eine internetgestützte Online-Portallösung zur Fernsteuerung von PV-Anlagen soll zunächst für weitere Forschungsvorhaben genutzt werden. In entsprechenden weiterführenden Projekten (wie z.B. Green Access FKZ 03ET7534J, PV-Regel FKZ 0325694A usw.) müssen nun zunächst noch die unterschiedlichen Use-Cases für die netz- und energiewirtschaftliche Integration der Photovoltaik vertieft und in enger Zusammenarbeit mit der Netz- und Energiewirtschaft untersucht werden. Dabei gilt es insbesondere auch zu klären, wie groß die Erfolgsaussichten dieses Technologieansatzes im Vergleich zu konkurrierenden Lösungen sind. Thematische Schwerpunkte sind hierbei unter anderem das automatisierte Verteilnetzmanagement sowie vertiefte und erweiterte Untersuchungen zur Regelleistungserbringung.

Die im Projekt erarbeiteten, allgemeinen Erkenntnisse zum Verteilnetzmanagement bei hohem PV-Anlagenanteil und den entsprechenden neuen technischen Lösungsansätzen und Möglichkeiten wird SMA, neben der Nutzung in den bereits erwähnten Nachfolge-Forschungsprojekten, auch zukünftig im Rahmen entsprechender Konferenzbeiträge, Workshops und Fachgremien weiter verbreiten. Darüber hinaus fließen sie in gemeinsame Veröffentlichungen mit den Projektpartnern ein. Auf diese Weise sollen die Erkenntnisse einen Beitrag zu den Fachdiskussionen für die zukünftige Gestaltung der Stromnetze leisten und zu einer sinnvollen Nutzung und Ausschöpfung des Potentials der Photovoltaik beitragen.

9.2.3 Bosch Power Tec GmbH

Als Hersteller von PV-Wechselrichtern und PV-Speichersystemen werden sich die in diesem Vorhaben erarbeiteten allgemeinen Erkenntnisse zur verbesserten Netzintegration großer Anteile von PV-Strom vor allem indirekt auswirken, da sie die Weiterentwicklung des Photovoltaik-Marktes gegen Beeinträchtigungen aufgrund von Beschränkungen der PV-Aufnahmekapazität der Stromnetze absichern. Die in diesem Projekt gewonnenen allgemeinen Erkenntnisse werden dabei als Diskussionsbasis aufgegriffen werden.

Darüber hinaus wurden innovative technische Lösungsansätze für spezifische Themen erarbeitet und im Rahmen von Demonstratoren erfolgreich getestet. Dies betrifft insbesondere die kommunikationstechnische Anbindung von PV-Speichersystemen als auch den Betrieb und erweiterte Funktionalitäten von PV-Speichersystemen. Hier muss noch geprüft werden, ab wann bzw. ob die Aufnahme dieser Funktionalitäten in Serienprodukte erfolgt. Dies hängt u.a. stark von der weiteren Entwicklung des PV- bzw. PV-Speichersystem-Marktes generell, aber auch von der weiteren Entwicklung der wirtschaftlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen ab, die

PV-Integrated – Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung	
Öffentlicher Schlussbericht 01.10.2010 - 30.12.2014	

die Erzielung eines wirtschaftlichen Vorteils im Betrieb des PV-Speichersystems aus der innovativen Funktionalität beeinflussen.

Sowohl die allgemeinen Erkenntnisse als auch die für PV-Speichersysteme spezifischen Erkenntnisse werden im Rahmen von Workshops und Veröffentlichungen weiter verbreitet, um somit die Einsatzpotenziale von Photovoltaik durch entsprechende Gestaltung der Netzintegration zu fördern.

Alle Erkenntnisse dienen als Grundlage für die weitere Entwicklung von PV-Speichersystemen und sollen in Serienprodukte einfließen.

9.2.4 juwi Maintenance & Operations GmbH

Als Betriebsführer gibt es zwei wesentliche Punkte für die zukünftige Verwertbarkeit. Insbesondere die Erkenntnisse aus den unterschiedlichen Netzregelungsverfahren bringen an Anlagenstandorten mit kritischen Netzanschlüssen neue Lösungsansätze die gemeinsam mit den jeweiligen Netzbetreibern besprochen und genutzt werden können. Hieraus resultierend ist grundsätzlich zu erwarten, dass sich dadurch die Netzausbaukosten an den jeweiligen Standorten reduzieren und Einspeiserträge erhöhen. Somit eine Win-Win-Situation für Anlagenbetreiber und Netzbetreiber möglich.

Des Weiteren ergeben sich aus den während der Projektphase vorgenommenen Überlegungen und teilweise auch ersten Umsetzungen verschiedener Steuerungs- und Regulationsmaßnahmen weitere Ansätze für die Optimierung der Systeme und der Anlagenüberwachungen, auch im Hinblick auf eine einheitliche Datenschnittstelle. Diese Denkansätze werden weiter verfolgt, so dass hieraus weitergehende Lösungen für die optimierte Implementierung von Erzeugungsanlagen in die vorhandenen Netzinfrastrukturen entwickelt werden können.

9.3 Bezug zu veröffentlichtem Fortschritt auf dem Gebiet in anderen Vorhaben

Das Themenfeld dieses Vorhabens – Netzintegration von Einspeisung aus PV-Anlagen zur Erhöhung der Anteile von PV-Erzeugung – war während der Vorhabenlaufzeit von regen nationalen, europäischen und internationalen F&E-Interesse geprägt.

Insbesondere in Bezug auf die spezifischen F&E-Arbeiten in diesem Vorhaben sind dabei folgende andere F&E-Arbeiten und deren Ergebnisse von Bedeutung, in denen die Stabilität bzw. mögliche ungewollte Wechselwirkungen zwischen mehreren PV-Wechselrichtern mit Q(U) bzw. QP(U) Regelungen untersucht wurden:

- Eine Studie der FGH in Aachen [5], die im Auftrag von Bayernwerk erstellt worden ist. In dieser Studie wurde bewusst ein „extrem schlechter“/instabiler Regler für eine PV-Anlage angenommen und dann die Kennlinienparameter so optimiert, dass trotzdem eine Gesamtstabilität erreicht wird bzw. dieser nahegekommen wird. Die Kombination der optimierten Kennlinienparameter mit einem „realen“ Regler stützt dann die Aussage der Stabilität einer QP(U)-Regelung unter normalen/typischen Bedingungen.
- Untersuchungen der TU München zur Stabilität der Q(U)-Regelung, sowohl im Labor- als auch im Feldtest [4, 10, 11]
- Untersuchungen des AIT und weiterer Partner zur Stabilität der Q(U)-Regelung, sowohl im Labor- als auch im Feldtest [6, 12]

Auch diese Untersuchungen kommen – ebenso wie die Untersuchungen in diesem Vorhaben – zu dem Ergebnis, dass eine lokale Q(U) bzw. QP(U)-Regelung von PV-Wechselrichtern bei Beach-

PV-Integrated – Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung	
Öffentlicher Schlussbericht 01.10.2010 - 30.12.2014	

tung einiger Grenzen für zentrale Regelparameter zu einem insgesamt stabilen und unproblematischen Verhalten im Netz führt.

9.4 Ausblick

Über die reine Einhaltung der Betriebsgrenzen im Verteilnetz hinaus ergeben sich zukünftig im Netzbetrieb und in der Netzplanung umfangreiche neue Herausforderungen und Möglichkeiten. Dies betrifft u.a. das Zusammenwirken der Regelungen von Neu- und Alt-PV-Anlagen, die aktive Einbindung von Speichersystemen und das koordinierte Zusammenwirken der verschiedenen Betriebsmittel auf den verschiedenen Spannungsebenen. Ein aktuell wichtiges Thema ist bspw. das aktive Blindleistungsmanagement im Verteilungsnetz. Hierzu sind in diesem Vorhaben bereits wichtige Vorarbeiten erfolgt. Eine tatsächliche Umsetzung wird aber erst über weitere zukünftige Schritte erfolgen können. Es besteht ein erhebliches Interesse der Konsortialpartner hier weiterzuarbeiten.

10 Literaturverzeichnis

- [1] VDE-FNN: „FNN Hinweis Blindleistungsmanagement in Verteilungsnetzen“, 2014 (<https://www.vde.com/DE/FNN/ARBEITSGEBIETE/Seiten/blindleistungsmanagement.aspx>, zuletzt abgerufen 18.06.2015)
- [2] Bayernwerk AG: „Forschungsprojekt „Netz der Zukunft“ - Projektgebiet“ (<https://www.bayernwerk.de/cps/rde/xchg/bayernwerk/hs.xsl/280.htm>, zuletzt abgerufen 18.06.2015)
- [3] B. Horn, B. Schunck: „Determining optical flow“ Artificial Intelligence, 17 (1981) 185–203, DOI 10.1016/0004-3702(81)90024-2
- [4] P. Esslinger, R. Witzmann: „Studie Q(U): „Experimentelle Untersuchung der Spannungsabhängigen Blindleistungsregelung Q(U) durch PV-Wechselrichter in Niederspannungsnetzen“, 28. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2013
- [5] D. Schacht, S. Patzack, H. Vennegeerts, C. Bock, S. Schmidt: „Auslegung einer Q(U)-Regelung an Erzeugungsanlagen unter Berücksichtigung von Stabilitätsaspekten“, Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien, Berlin, 2015
- [6] F. Andr n, B. Bletterie, S. Kadam, P. Kotsampopoulos, C. Bucher: „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
- [7] O. Br ckl et al.: „Beitrag industrieller Blindleistungs-Kompensationsanlagen und – Verbraucher für ein innovatives Blindleistungsmanagement in der Stromversorgung Deutschlands“, ZVEI e.V., 2013
- [8] T. Kelm et al.: „Vorhaben IIc - Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie - Zwischenbericht“, ZSW, 2014
- [9] T. B lo et al.: „Aktives, intelligentes Niederspannungsnetz - öffentlicher Schlussbericht“, Technische Informationsbibliothek und Universitätsbibliothek Hannover, 2014
- [10] P. Esslinger: „Studie Q(U)“, 2012 (<http://mediatum.ub.tum.de/doc/1114994/1114994.pdf>, zuletzt abgerufen 18.06.2015)
- [11] R. Witzmann, R. Pardatscher: „Wissenschaftliche Begleitung Q(U)-Regelung bei Vorarlberg Netz“, 2014 ([http://www.vorarlbergnetz.at/downloads/at/TU_Muenchen_wissenschaftliche_Begleitung_Q\(U\).pdf](http://www.vorarlbergnetz.at/downloads/at/TU_Muenchen_wissenschaftliche_Begleitung_Q(U).pdf), zuletzt abgerufen 18.06.2015)
- [12] B. Bletterie, A. Stojanovic, S. Kadam, G. Lauss, M. Heidl, C. Winter, D. Hanek, A. Pamer, A. Abart: „Local Voltage Control by PV Inverters: First Operating Experience from Simulation, Laboratory Tests and Field Tests“, 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Frankfurt, Germany, 2012
- [13] Bayernwerk AG: „Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Mittelspannungsnetz der Bayernwerk AG“ (https://www.bayernwerk.de/cps/rde/xbcr/bayernwerk/20100312_Ergnzungen_EBY_TAB_MS_201045576.pdf, zuletzt abgerufen 18.06.2015)

PV-Integrated – Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung	
Öffentlicher Schlussbericht 01.10.2010 - 30.12.2014	

11 Anhang: Abschlussarbeiten, Veröffentlichungen und Vorträge aus dem Vorhaben

Abschlussarbeiten

A) Dissertationen:

- T. Stetz: „Autonomous Voltage Control Strategies in Distribution Grids with Photovoltaic Systems - Technical and Economic Assessment“, 2013

B) Diplom-, Master- und Bachelorarbeiten:

- A. Chamma: „Technische-Wirtschaftliche Bewertung einer spannungsgesteuerten Wirkleistungsabregelung von PV-Anlagen“, Masterarbeit, Hagen, Oktober 2013
- D. Coronado: „Analysis of Grid-Tied PV-Battery Systems and their Effect on the Low Voltage Grid“, Masterarbeit, Kassel, Dezember 2012
- J. Haack: „Auswirkungen verschiedener Haushaltslastprofile auf PV-Batterie-Systeme“, Bachelorarbeit, Flensburg, Dezember 2012
- A. Hashemi: „Optimizing Location of Battery System in a Grid with High PV Injections Using Particle Swarm Optimization Algorithm“, Masterarbeit, Cottbus, Mai 2013
- C. D. Lopez: „Automatic Insertion of Transformers in Low Voltage Networks with high PV penetration“, Masterarbeit, Oldenburg, März 2013
- A.W. Korai: „Erhöhung der PV-Aufnahmekapazität in Niederspannungsnetzen durch Einführung dreiphasig symmetrierender PV-Wechselrichter“, Masterarbeit, Aachen, Januar 2013
- M. Kraicy: „Technische Bewertung von Netzbetriebsführungsverfahren anhand eines realen Mittelspannungsnetzes mit hoher dezentraler Erzeugungsdichte“, Masterarbeit, Kassel, 2012
- M. Labeled: „Vergleichende Bewertung von Szenarien für die Integration von Photovoltaik mit Hilfe automatisierter Netzplanungsverfahren: Fallstudie mit integrierter Simulation von Mittel- und Niederspannung bis 2030“, Masterarbeit, Kassel, Dezember 2012
- S. Löther: „Netzparallelbetrieb von Biogasanlagen in Verteilnetzen“, Diplomarbeit, Hochschule für angewandte Wissenschaften Fachhochschule Würzburg-Schweinfurt, 2012
- D. Schmidt: „Alternative Verteilnetztopologien zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsnetzen für dezentrale Erzeugungsanlagen“, Masterarbeit, Kassel, Februar 2014
- A. Talaat: „Forecast-based operation strategies for distributed storage in distribution systems“, Masterarbeit, Kassel, Dezember 2012
- M. Valov: „Technische und wirtschaftliche Bewertung verschiedener Betriebsführungsstrategien für PV-Batteriesysteme in Niederspannungsnetzen“, Diplomarbeit, Kassel, Dezember 2013
- H. Wolf: „Stochastische Analyse von Smart-Meter Messdaten“, Diplomarbeit, Kassel, 2013

Veröffentlichungen und Vorträge

A) Auflistung sortiert nach Jahren:

- 2011
 - M. Braun, C. Ma: "Improving Capacity Utilization - Low Voltage Grids with high Photovoltaic penetration", CIGRE International Symposium on Electric Power System of the Future - Integrating supergrids and microgrids. Bologna, Italy. September 2011
 - T. Stetz, M. Braun: "Dezentrale Verfahren zur Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen – Eine Fallstudie", Elektrotechnik und Informationstechnik e&i. Ausgabe 04/2011. Graz, 2011

- D. Premm, O. Glitza, T. Fawzy, B. Engel, G. Bettenwort: "Grid integration of photovoltaic plants – a generic description of PV-plants for grid studies", Cired 21st International Conference on Electricity Distribution, Frankfurt, Germany, June 2011
- M. Braun, T. Stetz, R. Bründlinger, C. Mayr, K. Ogimoto, H. Hatta, H. Kobayashi, B. Kroposki, B. Mather, M. Coddington, K. Lynn, G. Graditi, A. Woyte, I. MacGill: "Is the Distribution Grid Ready to Accept Large Scale Photovoltaic Deployment? - State of the Art, Progress and Future Prospects", Progress in Photovoltaics: Research and Applications, John Wiley & Sons, Ltd. (online 10.11.2011).
- K. Büdenbender, M. Braun, T. Stetz, P. Strauß: "Multifunctional PV Systems Offering Additional Functionalities and Improving Grid Integration", International Journal of Distributed Energy Resources, vol. 7, no. 2, 2011
- W. Yan, M. Braun, J. von Appen, E. Kämpf, M. Kraiczy, C. Ma, T. Stetz, S. Schmidt: "Operation Strategies in Distribution Systems with High Level PV Penetration", ISES Solar World Congress, Kassel, 28. August - 2. September 2011.
- M. Braun: "Is the Distribution Grid Ready to Accept Large Scale Photovoltaic Deployment?", Keynote plenary presentation, 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC), Hamburg, 8. September 2011
- M. Braun: "The Development of Smart Grids - High Penetration of PV into the Grid", 6th General Assembly of the European Photovoltaic Technology Platform, Brüssel, 30. Juni 2011
- T. Stetz, J. von Appen, M. Braun, G. Wirth: "Cost-Optimal Inverter Sizing for Ancillary Services", 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference (EU PVSEC), Hamburg, 2011
- M. Braun: "Photovoltaik und Netzintegration, 30% Photovoltaik im Strom-Mix", EW Tagung „Herausforderungen für das Netz“, Regensburg 2011
- M. Braun: "Mythos oder Realität – Schaltung von Niederspannungsnetzen durch die Netzleitstelle", Die intelligente Netzleitstelle im smart grid, Düsseldorf, 2011
- M. Braun, J. von Appen, W. Yan, E. Kämpf, T. Stetz, C. Ma: „Maßnahmen für eine verbesserte PV-Netzintegration / Measures for improved PV grid integration“, VDE ETG Kongress, Würzburg, 2011

- 2012
 - E. Kämpf, J. Ringelstein, M. Braun: "Design of Appropriate ICT Infrastructures for Smart Grids", IEEE 2012 Power and Energy Society General Meeting
 - E. Kämpf, M. Bauer, R. Schwinn, M. Braun: "ICT Infrastructure Design Considering ICT Contingencies and Reserve Requirements on Transmission Level", IEEE ISGT Konferenz, Berlin, Okt 2012.
 - J. von Appen, M. Braun, B. Zinßer, D. Stellbogen: "Leistungsbegrenzung bei PV-Anlagen - Anpassung der Modellierungsmethoden und Vergleich verschiedener Standorte", 27. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2012 (Appen et al., 2012a)
 - J. von Appen, M. Braun, R. Estrella: "A framework for storage use cases in distribution systems", CIREN Workshop 2012, Lissabon, Portugal, 2012
 - J. von Appen, A. Schmiegel, M. Braun: "Impact of PV storage systems on low voltage grids - A study on the influence of PV storage systems on the voltage symmetry of the grid", 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference (EU PVSEC), Frankfurt, 2012
 - A. Schmiegel, Y. Bennaisa, J. von Appen, M. Braun: "Influence of PV Storage system installation on the low voltage grid", International Renewable Energy Storage Conference 2012, Berlin
 - T. Stetz, M. Kraiczy, M. Braun, S. Schmidt: "Technical and Economical Assessment of Voltage Control Strategies in Distribution Grids", Progress in Photovoltaics, Special Issue 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference (EU PVSEC), Frankfurt, 2012

- T. Stetz, H. Wolf, A. Probst, S. Eilenberger, Y.-M. Saint-Drenan, E. Kämpf, M. Braun, D. Schöllhorn, S. Schmidt: "Stochastische Analyse von Smart-Meter Messdaten", VDE Konferenz, Stuttgart, 2012
- D. Mende, T. Fawzy, D. Premm, S. Stevens: "Increasing the Hosting Capacity of Distribution Net-works for Distributed Generation Using Reactive Power Control – Potentials and Limits", 2nd International Workshop on Integration of Solar Power into Power Systems, 12.-13. November 2012, Lissabon
- A. Schmiegel, D. Premm, S. Bröscher: "Konzepte zur Netzanbindung von PV-Anlagen", ep Photovoltaik, Ausgabe 09/10 2012, S. 20-26
- A. Jung, S. Bröscher: "50,2Hz-Nachrüstungen – ein notwendiges Übel", ep Photovoltaik, Ausgabe 11/12 2012, S. 30-34
- M. Braun, J. von Appen, H. Barth, T. Degner, K. Diwold, D. Geibel, E. Kämpf, F. Marten, F. Niedermeyer, T. Stetz: „Neue Auslegung und Betriebsführung von Verteilnetzen in dezentralen Versorgungsstrukturen,“ 17. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, 2012.
- 2013
 - J. von Appen, M. Braun, T. Kneiske, A. Schmiegel: "Einfluss von PV-Speichersystemen auf das Niederspannungsnetz", Proc. 28. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2013
 - J. von Appen, M. Braun, T. Kneiske: "Voltage Control using PV Storage Systems in Dist. Systems", Proc. CIRED, Stockholm, 2013
 - J. von Appen, M. Braun, T. Stetz, K. Diwold, D. Geibel: "Time in the Sun", IEEE Power & Energy Mag., vol.11, pp.55-64, March 2013.
 - J. von Appen, M. Braun, „Assessment of Grid Supporting PV Storage systems,“ Proceeding of the 8th international conference on renewables energy storage (IRES), 2013.
 - M. Kraiczy, M. Braun, T. Stetz, J. Brantl, S. Schmidt: "Untersuchung der Wechselwirkungen zwischen der lokalen Spannungsregelung des UmspannwerksTransformators und der lokalen Blindleistungsregelung dezentraler Erzeugungsanlagen im Verteilungsnetz", Proc. 28. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2013
 - S. Löther, T. Stetz, M. Braun: "Voltage Control Capabilities of Biogas Plants in Parallel Operation – Technical and Economical Assessment", Proc. IEEE PowerTech Conference, Grenoble, 2013
 - F. Marten: "German perspectives on future energy system challenges by photovoltaic", Vortrag auf dem „Power Hub VPP demonstrations day“ des EU-Projektes TWENTIES
 - J.-C. Töbermann, M. Braun, E. Kämpf, J. von Appen, M. Kraiczy, T. Stetz, J. Brantl, S. Schmidt, S. Bröscher, D. Premm, A. Schmiegel: "Forschungsprojekt „PV-Integrated“ – technisch und wirtschaftlich verbesserte Netzintegration von PV-Anlagen in Verteilnetze", Proc. 28. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2013
 - D. Premm, M. Pfalzgraf, J. Brantl, S. Schmidt: "Forschungsprojekt „Felderfahrten zur Anlagenregelung und IEC-basierten Kommunikationsanbindung von PV-Anlagen an die Netzleittechnik", Proc. 28. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2013
 - D. Premm, D. Mende: "Erhöhung der Aufnahmekapazität von Niederspannungsnetzen – Grenzen und Potential", Proc. 28. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2013
 - E. Kämpf, S. Schmidt, B. Walther, S. Wildenhues, R. Eggemeyer, J. Brantl, M. Braun: "Einhaltung definierter Blindleistungsbänder an HS/MS Übergabestellen durch Einsatz der Blindleistungsfähigkeit dezentraler Einspeiser", VDE ETG Kongress, Berlin, 2013
 - M. Kraiczy, M. Braun, G. Wirth, T. Stetz, J. Brantl, S. Schmidt: "Unintended Interferences of Local Voltage Control Strategies of HV/MV Transformer and Distributed Generators", 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference (EU PVSEC), Paris, 2013

PV-Integrated – Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung	
Öffentlicher Schlussbericht 01.10.2010 - 30.12.2014	

- A. Schmiegel, J. von Appen, M. Braun: "Untersuchungen zum Einfluss von eigenverbrauchsoptimierenden Betriebsführungen für PV-Speichersysteme auf ein Verteilnetz", Proc. 2013 Konferenz für Nachhaltige Energieversorgung und Integration von Speichern (NEIS), Sept. 2013, Hamburg
 - A. Schmiegel, A. Kleine: "Upper economical performance limits for pv storage systems", 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference (EU PVSEC), Paris, 2013, pp. 1–20
 - A. Kleine, A. Schmiegel: "Optimized Operation strategies for PV Storages systems - Yield limitations, optimized battery configuration and the benefit of a perfect forecast", Proceeding of the 8th international conference on renewables energy storage (IRES), 2013
- 2014
 - J. von Appen, T. Stetz, M. Braun, A. Schmiegel: "Local Voltage Control Strategies for PV Storage Systems in Distribution Grids", IEEE Transactions on Smart Grids, DOI: 10.1109/TSG.2013.2291116, 2014
 - J. von Appen, T. Stetz, B. Idlbi, M. Braun, „Enabling High Amounts of PV Systems in Low Voltage Grids Using Storage Systems“, 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference (EU PVSEC), Amsterdam 2014
 - J. von Appen, J. Haack, M. Braun. "Erzeugung zeitlich hochaufgelöster Stromlastprofile für verschiedene Haushaltstypen," IEEE Power and Energy Student Summit, Stuttgart, 2014 (Appen et al. 2014c)
 - M. Kraiczy, T. Stetz, S. Schmidt, M. Braun, G. Wirth, J. Brantl: "Rückwirkung lokaler Spannungsregelungen von Photovoltaikanlagen auf die Regelung von Verteilnetztransformatoren", Proc. 29. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2014
 - T. Stetz, J.-C. Töbermann, M. Kraiczy, J. von Appen, M. Braun, J. Brantl, S. Schmidt, A. Schmiegel, D. Premm, S. Bröscher, A. Jung: "Zusatznutzen von Photovoltaik-Wechselrichtern mit kombinierter Q(U)-P(U)-Regelung in der Niederspannung", Proc. 29. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2014
 - G. Arnold, T. Reimann: "Entwicklung und Validierung von generischen Simulationsmodellen zur Analyse der Netzeigenschaften von PV-Erzeugungseinheiten", Proc. 29. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2014
 - T. Stetz, K. Diwold, M. Kraiczy, D. Geibel, S. Schmidt, M. Braun: "Techno-Economic Assessment of Voltage Control Strategies in Low Voltage Grids", IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 5, 2014
 - D. Premm, S. Schmidt, F. Denk, M. Pfalzgraf, D. Mende, S. Tschendel, S. Aust: "PV-Systeme auf Gewerbebetrieben - Eigenverbrauch, Blindleistungsmanagement und Einbindung in den Netzbetrieb", VDE Konferenz Smart Cities, Frankfurt, 2014
 - E. Kämpf, M. Braun, A. Schweer, W. Becker, R. Halbauer, F. Berger: "Reactive Power Provision by Distribution System Operators", Cigré Session, Paris, 2014
- B) Auflistung sortiert nach Nachnamen des Erstautors
- J. von Appen, M. Braun, „Assessment of Grid Supporting PV Storage systems,“ Proceeding of the 8th international conference on renewables energy storage (IRES), 2013.
 - J. von Appen, M. Braun, R. Estrella: "A framework for storage use cases in distribution systems", CIRED Workshop 2012, Lissabon, Portugal, 2012
 - J. von Appen, M. Braun, T. Kneiske: "Voltage Control using PV Storage Systems in Dist. Systems", Proc. CIRED, Stockholm, 2013
 - J. von Appen, M. Braun, T. Kneiske, A. Schmiegel: "Einfluss von PV-Speichersystemen auf das Niederspannungsnetz", Proc. 28. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2013
 - J. von Appen, M. Braun, T. Stetz, K. Diwold, D. Geibel: "Time in the Sun", IEEE Power & Energy Mag., vol.11, pp.55-64, March 2013

PV-Integrated – Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung	
Öffentlicher Schlussbericht 01.10.2010 - 30.12.2014	

- J. von Appen, M. Braun, B. Zinßer, D. Stellbogen: "Leistungsbegrenzung bei PV-Anlagen - Anpassung der Modellierungsmethoden und Vergleich verschiedener Standorte", 27. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2012
- J. von Appen, J. Haack, M. Braun. "Erzeugung zeitlich hochaufgelöster Stromlastprofile für verschiedene Haushaltstypen," IEEE Power and Energy Student Summit, Stuttgart, 2014
- J. von Appen, A. Schmiegel, M. Braun: "Impact of PV storage systems on low voltage grids - A study on the influence of PV storage systems on the voltage symmetry of the grid", 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference (EU PVSEC), Frankfurt, 2012
- J. von Appen, T. Stetz, B. Idlbi, M. Braun, „Enabling High Amounts of PV Systems in Low Voltage Grids Using Storage Systems”, 29th European Photovoltaic Solar Energy Conference (EU PVSEC), Amsterdam 2014
- J. von Appen, T. Stetz, M. Braun, A. Schmiegel: "Local Voltage Control Strategies for PV Storage Systems in Distribution Grids", IEEE Transactions on Smart Grids, DOI: 10.1109/TSG.2013.2291116, 2014
- G. Arnold, T. Reimann: "Entwicklung und Validierung von generischen Simulationsmodellen zur Analyse der Netzeigenschaften von PV-Erzeugungseinheiten", Proc. 29. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2014
- M. Braun: "Is the Distribution Grid Ready to Accept Large Scale Photovoltaic Deployment?", Keynote plenary presentation, 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC), Hamburg, 8. September 2011
- M. Braun: "Mythos oder Realität – Schaltung von Niederspannungsnetzen durch die Netzleitstelle", Die intelligente Netzleitstelle im smart grid, Düsseldorf, 2011
- M. Braun: "Photovoltaik und Netzintegration, 30% Photovoltaik im Strom-Mix", EW Tagung „Herausforderungen für das Netz“, Regensburg 2011
- M. Braun: "The Development of Smart Grids - High Penetration of PV into the Grid", 6th General Assembly of the European Photovoltaic Technology Platform, Brüssel, 30. Juni 2011
- M. Braun, J. von Appen, H. Barth, T. Degner, K. Diwold, D. Geibel, E. Kämpf, F. Marten, F. Niedermeyer, T. Stetz: „Neue Auslegung und Betriebsführung von Verteilnetzen in dezentralen Versorgungsstrukturen,“ 17. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, 2012.
- M. Braun, J. von Appen, W. Yan, E. Kämpf, T. Stetz, C. Ma: „Maßnahmen für eine verbesserte PV-Netzintegration / Measures for improved PV grid integration“, VDE ETG Kongress, Würzburg, 2011
- M. Braun, C. Ma: "Improving Capacity Utilization - Low Voltage Grids with high Photovoltaic penetration", CIGRE International Symposium on Electric Power System of the Future - Integrating supergrids and microgrids. Bologna, Italy. September 2011
- M. Braun, T. Stetz, R. Bründlinger, C. Mayr, K. Ogimoto, H. Hatta, H. Kobayashi, B. Kroposki, B. Mather, M. Coddington, K. Lynn, G. Graditi, A. Woyte, I. MacGill: "Is the Distribution Grid Ready to Accept Large Scale Photovoltaic Deployment? - State of the Art, Progress and Future Prospects", Progress in Photovoltaics: Research and Applications, John Wiley & Sons, Ltd. (online 10.11.2011).
- K. Büdenbender, M. Braun, T. Stetz, P. Strauß: "Multifunctional PV Systems Offering Additional Functionalities and Improving Grid Integration", International Journal of Distributed Energy Resources, vol. 7, no. 2, 2011
- A. Jung, S. Bröscher: "50,2Hz-Nachrüstungen – ein notwendiges Übel", ep Photovoltaik, Ausgabe 11/12 2012, S. 30-34
- E. Kämpf, J. Ringelstein, M. Braun: "Design of Appropriate ICT Infrastructures for Smart Grids", IEEE 2012 Power and Energy Society General Meeting
- E. Kämpf, M. Bauer, R. Schwinn, M. Braun: "ICT Infrastructure Design Considering ICT Contingencies and Reserve Requirements on Transmission Level", IEEE ISGT Konferenz, Berlin, Okt 2012.

- E. Kämpf, M. Braun, A. Schweer, W. Becker, R. Halbauer, F. Berger: "Reactive Power Provision by Distribution System Operators", Cigré Session, Paris, 2014
- E. Kämpf, S. Schmidt, B. Walther, S. Wildenhues, R. Eggemeyer, J. Brantl, M. Braun: "Einhaltung definierter Blindleistungsbänder an HS/MS Übergabestellen durch Einsatz der Blindleistungsfähigkeit dezentraler Einspeiser", VDE ETG Kongress, Berlin, 2013
- A. Kleine, A. Schmiegel: "Optimized Operation strategies for PV Storages systems - Yield limitations, optimized battery configuration and the benefit of a perfect forecast", Proceeding of the 8th international conference on renewables energy storage (IRES), 2013
- M. Kraiczy, M. Braun, G. Wirth, T. Stetz, J. Brantl, S. Schmidt: "Unintended Interferences of Local Voltage Control Strategies of HV/MV Transformer and Distributed Generators", 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference (EU PVSEC), Paris, 2013
- M. Kraiczy, M. Braun, T. Stetz, J. Brantl, S. Schmidt: "Untersuchung der Wechselwirkungen zwischen der lokalen Spannungsregelung des UmspannwerksTransformators und der lokalen Blindleistungsregelung dezentraler Erzeugungsanlagen im Verteilungsnetz", Proc. 28. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2013
- M. Kraiczy, T. Stetz, S. Schmidt, M. Braun, G. Wirth, J. Brantl: "Rückwirkung lokaler Spannungsregelungen von Photovoltaikanlagen auf die Regelung von Verteilnetztransformatoren", Proc. 29. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2014
- S. Löther, T. Stetz, M. Braun: "Voltage Control Capabilities of Biogas Plants in Parallel Operation – Technical and Economical Assessment", Proc. IEEE PowerTech Conference, Grenoble, 2013
- F. Marten: "German perspectives on future energy system challenges by photovoltaic", Vortrag auf dem „Power Hub VPP demonstrations day“ des EU-Projektes TWENTIES
- D. Mende, T. Fawzy, D. Premm, S. Stevens: "Increasing the Hosting Capacity of Distribution Net-works for Distributed Generation Using Reactive Power Control – Potentials and Limits", 2nd International Workshop on Integration of Solar Power into Power Systems, 12.-13. November 2012, Lissabon
- D. Premm, O. Glitza, T. Fawzy, B. Engel, G. Bettenwort: "Grid integration of photovoltaic plants – a generic description of PV-plants for grid studies", Cired 21st International Conference on Electricity Distribution, Frankfurt, Germany, June 2011
- D. Premm, D. Mende: "Erhöhung der Aufnahmekapazität von Niederspannungsnetzen – Grenzen und Potential", Proc. 28. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2013
- D. Premm, M. Pfalzgraf, J. Brantl, S. Schmidt: "Forschungsprojekt „Felderfahrten zur Anlagenregelung und IEC-basierten Kommunikationsanbindung von PV-Anlagen an die Netzleittechnik", Proc. 28. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2013
- D. Premm, S. Schmidt, F. Denk, M. Pfalzgraf, D. Mende, S. Tschendel, S. Aust: "PV-Systeme auf Gewerbebetrieben - Eigenverbrauch, Blindleistungsmanagement und Einbindung in den Netzbetrieb", VDE Konferenz Smart Cities, Frankfurt, 2014
- A. Schmiegel, J. von Appen, M. Braun: "Untersuchungen zum Einfluss von eigenverbrauchsoptimierenden Betriebsführungen für PV-Speichersysteme auf ein Verteilnetz", Proc. 2013 Konferenz für Nachhaltige Energieversorgung und Integration von Speichern (NEIS), Sept. 2013, Hamburg
- A. Schmiegel, Y. Bennaisa, J. von Appen, M. Braun: "Influence of PV Storage system installation on the low voltage grid", International Renewable Energy Storage Conference 2012, Berlin
- A. Schmiegel, A. Kleine: "Upper economical performance limits for pv storage systems", 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference (EU PVSEC), Paris, 2013, pp. 1–20
- A. Schmiegel, D. Premm, S. Bröscher: "Konzepte zur Netzanbindung von PV-Anlagen", ep Photovoltaik, Ausgabe 09/10 2012, S. 20-26

- T. Stetz, J. von Appen, M. Braun, G. Wirth: "Cost-Optimal Inverter Sizing for Ancillary Services", 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference (EU PVSEC), Hamburg, 2011
- T. Stetz, M. Braun: "Dezentrale Verfahren zur Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen – Eine Fallstudie", Elektrotechnik und Informationstechnik e&i. Ausgabe 04/2011. Graz, 2011
- T. Stetz, K. Diwold, M. Kraiczy, D. Geibel, S. Schmidt, M. Braun: "Techno-Economic Assessment of Voltage Control Strategies in Low Voltage Grids", IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 5, 2014
- T. Stetz, M. Kraiczy, M. Braun, S. Schmidt: "Technical and Economical Assessment of Voltage Control Strategies in Distribution Grids", Progress in Photovoltaics, Special Issue 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference (EU PVSEC), Frankfurt, 2012
- T. Stetz, J.-C. Töbermann, M. Kraiczy, J. von Appen, M. Braun, J. Brantl, S. Schmidt, A. Schmiegel, D. Premm, S. Bröscher, A. Jung: "Zusatznutzen von Photovoltaik-Wechselrichtern mit kombinierter Q(U)-P(U)-Regelung in der Niederspannung", Proc. 29. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2014
- T. Stetz, H. Wolf, A. Probst, S. Eilenberger, Y.-M. Saint-Drenan, E. Kämpf, M. Braun, D. Schöllhorn, S. Schmidt: "Stochastische Analyse von Smart-Meter Messdaten", VDE Konferenz, Stuttgart, 2012
- J.-C. Töbermann, M. Braun, E. Kämpf, J. von Appen, M. Kraiczy, T. Stetz, J. Brantl, S. Schmidt, S. Bröscher, D. Premm, A. Schmiegel: "Forschungsprojekt „PV-Integrated“ – technisch und wirtschaftlich verbesserte Netzintegration von PV-Anlagen in Verteilnetze", Proc. 28. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2013
- W. Yan, M. Braun, J. von Appen, E. Kämpf, M. Kraiczy, C. Ma, T. Stetz, S. Schmidt: "Operation Strategies in Distribution Systems with High Level PV Penetration", ISES Solar World Congress, Kassel, 28. August - 2. September 2011