Einfluss von PV-Speichersystemen auf das Niederspannungsnetz

Jan von Appen^{a,*}, Martin Braun^{a,b}, Tanja Kneiske^a, Armin Schmiegel^c a) Fraunhofer IWES, Kassel b) Universität Kassel, Kassel c) Bosch Power Tec GmbH, Hamburg

> * Königstor 59, 34119 Kassel, Deutschland Tel./ Fax: +49-561-7294-276 / -200
> E-Mail: jan.vonappen@iwes.fraunhofer.de Internet: www.iwes.fraunhofer.de

Einleitung

Über 32 GWp PV-Leistung waren Ende 2012 in Deutschland installiert [1]. Davon entfallen rund 70% auf das Niederspannungsnetz [2], das in seiner ursprünglichen Planung nicht auf hohe Erzeugungsleistungen ausgelegt wurde. Die Folge sind Spannungserhöhungen und Lastflussumkehrungen, die zu überhöhten Transformator- und Leistungsbelastungen führen können. Lösungsansätze wie beispielsweise Blindleistungsbereitstellung sind bereits in die entsprechenden Netzanschlussbedingungen eingeflossen und wurden in der Literatur diskutiert [3, 4, 5]. Fallende PV-Anlagenpreise, sinkende Einspeisevergütungen sowie steigende Strompreise verändern die Dynamik des PV-Marktes und erhöhen die Attraktivität des Selbstverbrauchs der erzeugten PV-Energie. Da der zeitlichen Übereinstimmung von Stromerzeugung und Stromnachfrage natürliche Grenzen durch das Verbrauchsverhalten der Konsumenten gesetzt sind, werden Speichersysteme zunehmend interessanter, um den Eigenverbrauch zu erhöhen. Mittlerweile bieten über 30 Unternehmen Speicherlösungen zur Erhöhung des PV-Eigenverbrauchs für Haushalte an. Damit rücken zunehmend auch Netzintegrationsfragen solcher Systeme in den Fokus, wie zum Beispiel der Einfluss von PV-Speichersystemen auf die Netzspannung im Niederspannungsnetz.

In diesem Beitrag werden deshalb verschiedene Betriebsführungen von PV-Systemen und PV-Speichersystemen zur Spannungshaltung und ihre Rückwirkungen auf das Niederspannungsnetz vorgestellt und evaluiert. Dabei liegt der Fokus auf der technischen Analyse. Wirtschaftliche Betrachtungen werden ausgeklammert.

Netzintegration von PV-Speichersystemen

Bisherige Untersuchungen haben gezeigt, dass PV-Speichersysteme die Netzintegration von PV-Systemen fördern können, wenn sie entsprechend betrieben werden [6, 7, 8]. Aus Netzsicht ist es dabei besonders wichtig, dass die in den entsprechenden Richtlinien festgeschriebenen Grenzen eingehalten werden.

Die VDE-AR-N 4105 besagt, dass der durch PV-Anlagen verursachte Spannungsanstieg unterhalb von 3% bleiben muss [9]. Die DIN EN 50160 schreibt vor, dass der 10-Minuten-Mittelwert des Effektivwertes der Netzspannung niemals höher als zehn Prozent des Nominalspannungswertes werden darf [10].

Um die Regelmöglichkeiten von PV-Speichersystemen und entsprechende Anforderungen an ihre Betriebsführung für einen eigenverbrauchsoptimierten und netzstützenden Betrieb abzuleiten, sollen zunächst die Zusammenhänge zwischen der Netzspannung und PV-Anlagen kurz erläutert werden.

Die durch die PV-Anlage verursachte Spannungsänderung $d\underline{U}$ in Bezug auf Netzspannung U_N wird in Gleichung 1 beschrieben. Die Spannungsänderung ist das Produkt der Netzimpedanz \underline{Z} und des eingespeisten PV-Stroms \underline{I} [4]:

$$\frac{d\underline{U}}{|U_N|} = \frac{\underline{Z} \cdot \underline{I}}{|U_N|} \tag{1}$$

Der Strom setzt sich aus einer Wirk- P und Blindstromkomponente Q zusammen:

$$\underline{I} = \left(\frac{P}{|U_N|} - j\frac{Q}{|U_N|}\right) \tag{2}$$

Die Netzimpedanz lässt sich ebenfalls als komplexe Größe in Abhängigkeit ihres Widerstands *R* und ihrer Reaktanz *X* darstellen:

$$\underline{Z} = R + jX \tag{3}$$

Nach Einsetzen der Gleichungen in Gleichung 1 ergibt sich unter der Annahme, dass der Spannungswinkel klein und somit nur der Realteil relevant für den Spannungsanstieg ist, folgende Gleichung [4, 11, 12]:

$$\frac{d\underline{U}}{|U_N|} = Re\left\{\frac{d\underline{U}}{|U_N|}\right\} \approx \frac{(P \cdot R) + (\pm Q \cdot X)}{|U_N|^2}$$
(4)

Es wird deutlich, dass der Spannungsanstieg durch Wirk- und durch Blindleistung beeinflussbar ist. Die Reduktion der Wirkleistung kann gleichermaßen zu einer Spannungssenkung führen wie induktiver Blindleistungsbezug. Entsprechend können beide Möglichkeiten genutzt werden, um die Spannung innerhalb der gewünschten Grenzen zu halten. Die daraus abgeleiteten Betriebsführungen werden im nächsten Abschnitt vorgestellt.

Betriebsführungen für PV-Systeme und PV-Speichersysteme

Um den Einfluss von PV-Speichersystemen auf das Netz im Vergleich zu PV-Systemen bewerten zu können, werden in diesem Abschnitt zunächst Betriebsführungen für PV-Anlagen erörtert. Es wird eine neue Betriebsführung für PV-Speichersysteme vorgestellt, die den Eigenverbrauch fördernden Effekt der Speicher ausnutzt und mit den Regelmöglichkeiten der PV-Anlage zur Spannungshaltung kombiniert. Wie oben bereits erläutert, können einfache PV-Anlagen sowohl durch Blindleistungsbereitstellung als auch durch aktives Wirkleistungsmanagement zur Netzintegration beitragen. Tabelle 1 fasst deshalb die Logik dieser Ansätze kurz zusammen.

Betriebsführung	Erläuterung			
70%-P + cosφ (P)	 Fixe Reduktion der Wirkleistung auf 70% der installierten PV-Nennleistung am Netzanschlusspunkt (NAP) Blindleistungsbereitstellung entsprechend der vorgeschla- genen Kennlinie der VDE AR-N 4105 in Abhängigkeit der Wirkleistungsbereitstellung 			
Q _{PV} (U)-P _{PV} (U)	 Spannungsabhängige Blindleistungsbereitstellung Q_{PV}(U): Oberhalb einer bestimmten Spannungsgrenze wird Blind- leistung bereitgestellt, um die Netzspannung zu reduzieren. Spannungsabhängiges Wirkleistungsmanagement P_{PV}(U): Falls die Netzspannung trotz Blindleistungsbereitstellung weiterhin im kritischen Bereich bleibt, wird zusätzlich noch die eingespeiste Wirkleistung der PV-Anlage reduziert. 			

Tabelle 1: Überblick über die analysierten PV-Betriebsführungen

Für PV-Speichersysteme werden die in Tabelle 2 dargestellten Betriebsführungen analysiert.

Betriebsführung	Erläuterung				
Normalbetrieb	 Speicherladung: Wenn die PV-Erzeugung größer als die nachgefragte Haushaltslast ist und der Ladezustand des Speichers kleiner als 100% ist, wird der Speicher geladen. Speicherentladung: Wenn die Last größer als die PV- Erzeugung ist und der Speicherladezustand größer als 0% ist, wird der Speicher entladen. 				
P _{Bat} (U)-Q _{PV} (U)- P _{PV} (U)	 Normalbetrieb: Solange die Netzspannung unterhalb der kritischen Grenze befindet, bleibt das System im Normalbe- trieb. Spannungsabhängige Speicherladung P_{Bat}(U): Wenn die Spannungsgrenze überschritten wird und der Ladezustand kleiner als 100% ist, wird die gesamte PV-Erzeugung in die Batterie geladen. Die Anlage reduziert somit die einge- speiste Leistung am Netzanschlusspunkt auf null. Falls die Spannung weiterhin oberhalb der Schwelle liegt nachdem die Batterie vollständig geladen ist, wird der oben beschriebenen Q_{PV}(U)-P_{PV}(U)-Logik gefolgt. 				

T - I I I -	• • • • • • • • • • • • •				
	''' I INAFNIICK II	nor dio ana	ιινειδήτοη ι	UV_Shaichar_	Katrianetiinriindan
Iavene	Z. UDEIDIICK U		IIV 3I GI LGI I I		Delliebsluiiluiidell
			-	-	-

Die Vorteile der neu vorgestellten $P_{Bat}(U)-Q_{PV}(U)-P_{PV}(U)$ -Regelung für PV-Speichersysteme gegenüber der $Q_{PV}(U)-P_{PV}(U)$ -Regelung für PV-Systeme sollen anhand von Abbildung 1 beispielhaft verdeutlicht werden.



Abbildung 1: 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

In diesem Beispiel wurden die PV-Anlage und das PV-Speichersystem separat voneinander mit denselben generischen Eingangsdaten simuliert, um beispielhaft die Funktionalität der $P_{Bat}(U)-Q_{PV}(U)-P_{PV}(U)$ -Regelung zu zeigen.

Zum Zeitpunkt t₀ sorgt die steigende eingespeiste Wirkleistung des PV-Systems dafür, dass das kritische Spannungslevel überschritten wird. Folglich fängt das PV-System an, Blindleistung bereitzustellen. Da das Speichersystem zu diesem Zeitpunkt noch nicht vollständig geladen ist, wird der überschüssige PV-Strom in den Speicher geladen. Dies führt dazu, dass es zu keinem Lastfluss über den NAP kommt und dementsprechend die Spannung auf einem niedrigeren Level verbleibt.

Ein extern verursachter Anstieg der Netzanspannung führt bei der PV-Anlage dazu (Zeitpunkt t₁), dass die bereitgestellte Blindleistung nicht mehr ausreicht, um die Spannung zu halten. Die Wirkleistung muss reduziert werden. Das PV-Speichersystem reagiert auf diesen Spannungsanstieg, indem es vorerst die komplette PV-

Leistung in den Speicher speist, bis dieser vollständig geladen ist. Dadurch entgeht die Energie innerhalb der grau schraffierten Fläche der Abregelung und kann später verbraucht oder eingespeist werden. Nachdem ein Ladezustand von 100% erreicht wird (Zeitpunkt t₂), fängt auch das PV-Speichersystem an Blindleistung bereitzustellen und anschließend (Zeitpunkt t₃) die eingespeiste Wirkleistung zu reduzieren.

In diesem konstruierten Beispiel kann die Spannung trotz der vollständigen Wirkleistungreduktion nicht gehalten werden, da der extern verursachte Spannungsanstieg zu hoch ist. Sobald dieser wieder nachlässt (Zeitpunkt t₄), fangen sowohl PV- als auch PV-Speichersystem an die Wirkleistungseinspeisung hochzufahren. Dabei wird die Blindleistungsbereitstellung auf null zurückgefahren (Zeitpunkt t₅) und anschließend wieder die volle Wirkleistung eingespeist.

Zum Vergleich der vorgestellten Betriebsführungen wird im nächsten Abschnitt analysiert, welche Betriebsführung die Spannung positiv beeinflusst und dabei entsprechend eine möglichst hohe Wirkleistungseinspeisung vorweisen kann.

Simulationsannahmen zur Analyse der Betriebsführungen

Zur Bewertung der Betriebsführungen werden Netzsimulationen durchgeführt, dabei werden folgende Annahmen, Modelle und Eingangsdaten verwendet:

- PV-Daten und Wechselrichter-Modell:

Als Basis für die benutzten PV-Profile werden 1-sekündige DC-Messdaten einer Testanlage aus Stuttgart verwendet [13]. Diese werden über ein Wechselrichter-Modell in AC-Daten umgewandelt. Die Wechselrichter sind auf 90% der installierten PV-Nennleistung ausgelegt und entsprechend ihrer Wirkungsgradkurve modelliert [14]. Um den Extremfall zu simulieren, wird eine Gleichzeitigkeit von eins für alle simulierten Anlagen angenommen. Das heißt, dass alle Anlagen das gleiche PV-DC-Profil zur selben Zeit bekommen.

- Speichermodell:

Das Speichermodell basiert auf einem vereinfachten Impedanzmodell einer Lithium-Ionen-Batterie, indem die Batterie durch Spannungsquellen und Widerstände nachgebildet wurde [15, 16]. Das Modell ist anhand von Batterie-Datenblättern parametriert worden [17] und berechnet den Ladezustand der Batterie in Abhängigkeit des zugeführten Stroms auf Basis hinterlegter Spannungs- und Widerstands-Effizienzkurven.

- Lastmodell:

Um möglichst hochaufgelöste Lastdaten zu verwenden, werden 1-sekündige Lastprofile mit einem am Fraunhofer IWES entwickelten Lastreihengenerator erzeugt. Dieses Modell erlaubt die Generierung von Lastprofilen für zwölf verschiedene Haushaltstypen. Diese Haushaltstypen unterscheiden sich je nach Personentyp (z.B. Rentner, Vollzeitbeschäftigter oder Kind) und der Anzahl der Personen (z.B. Single-Haushalte oder Familien mit zwei Kindern). Entsprechend des Haushaltstyps werden eine bestimmte Art und Anzahl von Strom verbrauchenden Geräten ausgewählt. Deren Einschaltzeitpunkte werden entsprechend der Anwesenheitsgewohnheiten der Personentypen bestimmt und über den Simulationszeitraum unter Berücksichtigung saisonaler und tagestypischer Effekte verteilt. So wird die Unterscheidung zwischen Werktagen, Samstagen, Sonntagen und Ferientagen sowie die Tageszeitlänge berücksichtigt. Anschließend werden gemessene und geschätzte Gerätelastprofile für die ausgewählten Geräte und deren Einschaltzeiträume aktiviert und zu einem dem Simulationszeitraum entsprechenden Lastprofil individuell für jeden Haushalt zusammengefügt.

- Netzmodell:

Als Simulationsnetz dient ein generisches, ländlich geprägtes Niederspannungsnetz, das aus zwei Strängen besteht, an die jeweils sieben Haushalte ausgeschlossen sind. Tabelle 3 fasst dessen wesentlichen Eigenschaften zusammen.

Parameter	Netz
Netztyp	Ländliches NS-Netz
Transformator	160 kVA
Anzahl der Stränge	2
Länge der Stränge	je 340 m
Anzahl der Netzanschlusspunkte	14 (7 per Strang)
Kabeltyp	150 mm² Al
Kurzschlussleistung auf der MS-Seite des Transformators	50 MVA
R/X-Verhältnis auf der MS-Seite des Transformators	0,7

Tabelle 3: Überblick über die technischen Daten des analysierten Netzes

- Simulationen:

Die Netzsimulationen werden als Effektivwert-Simulationen für den Zeitraum von einem Monat durchgeführt. Dafür wird ein sonnenreicher Zeitraum des Jahres 2010 von Mitte Juni bis Mitte Juli aus den PV-Messdaten ausgewählt und die entsprechenden Lastdaten werden generiert.

Um den Einfluss der Betriebsführungen zu quantifizieren, ist das Netz so ausgelegt, dass sich die Spannung innerhalb der vorgeschriebenen Grenzen befindet. Anschließend wird eine weitere regelbare PV-Anlage am Strangende installiert. Hieran wird analysiert, wie sich die Spannung und die Einspeisung der Anlage in Abhängigkeit der verschiedenen Betriebsführungen ändert. Dabei werden sowohl die Batteriegrößen (4,4 kWh, 8,8 kWh und 13,2 kWh) als auch der mögliche Leistungsfaktor der Blindleistungsbereitstellung ($\cos\varphi = 0.8$, $\cos\varphi = 0.9$ und $\cos\varphi = 0.95$) variiert.

Analyse der Betriebsführungen

Im Folgenden wird erläutert, wie sich die Spannung und die eingespeiste Wirkleistung in Abhängigkeit der jeweiligen Betriebsführungen für den gesamten Simulationsmonat verhalten. Anschließend wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, die die Vor- und Nachteile von variierenden Leistungsfaktoren und Batteriegrößen beschreibt.

- Energieanalyse

Abbildung 2 zeigt entweder durch Blindleistungsbereitstellung oder durch Wirkleistungsreduktion nicht eingespeiste PV-Energie der jeweiligen Betriebsführung im Vergleich zu einer volleinspeisten PV-Anlage. Dabei wird nur die Änderung der bereitgestellten PV-Energie analysiert, eventuelle Verluste durch die Batterie werden nicht berücksichtigt. Für die Blindleistungsbereitstellung werden verschiedene Leistungsfaktoren (cosφ von 0,80, 0,90 und 0,95) zugelassen. Weitere Analysen für andere Batteriegrößen folgen anschließend.

PV-Anlage (ohne Batterieverluste) [%]

Abbildung 2: Änderung der PV-Wirkenergiebereitstellung der jeweiligen Betriebsführung im Vergleich zu einer volleinspeisenden PV-Anlage

Für diesen sonnenreichen Beispielmonat zeigt sich deutlich, dass die fixe Abregelung auf 70% der installierten Nennleistung plus die Bereitstellung von Blindleistung in Abhängigkeit der Wirkleistung zu höheren PV-Energieverlusten führt als die anderen Betriebsführungen. Im Vergleich der spannungsorientierten Betriebsführungen schneidet das PV-Batteriesystem besser als das PV-System ab. Dieses führt nur zu ca. 0,4% - 1,5% Verlusten der maximal möglichen PV-Energie je nach Wahl des Leistungsfaktors.

Die PV-Energieverluste verringern sich mit sinkendem Leistungsfaktor. Ein niedrigerer Leistungsfaktor erlaubt, Spannungsüberschreitungen länger durch Blindleistungsbereitstellung auszuregeln und verhindert so die Wirkleistungsreduktion.

Der Eigenverbrauch einer volleinspeisenden PV-Anlage liegt bei 14,9% während des Beispielmonats. Durch den Einsatz der 8,8 kWh Batterie kann er auf 42,6% gesteigert werden.

Es kann festgehalten werden, dass für diesen Beispielmonat die spannungsgeregelten Betriebsführungen nur zu minimalen PV-Energieverlusten führen. Die neu vorgestellte Betriebsführung für PV-Speichersysteme zeichnet sich dabei durch sehr geringe PV-Energieverluste und einen deutlich höheren Eigenverbrauch aus. Die Analyse, wie sich die Abregelungsverluste einer PV-Anlage zu den Gesamtenergieverlusten eines PV-Batteriesystems (inkl. Batterieverluste und Verluste der Leistungselektronik der Batterie) verhalten und wie sich diese auf die Wirtschaftlichkeit des Systems auswirken, wird in diesem Beitrag ausgeklammert; hier liegt der Fokus auf dem potenziellen Beitrag solcher Systeme zur Einhaltung der kritischen Spannungsgrenzen im Netzbetrieb.

- Spannungsanalyse

Auf die Energieverlustanalyse folgt in diesem Abschnitt die Evaluierung der Betriebsführungen in Bezug auf ihre Performanz bzgl. der Reduktion der zulässigen Netzspannungsüberschreitungen.

Abbildung 3 zeigt, wie die verschiedenen Betriebsführungen die Anzahl der Spannungsüberschreitungen oberhalb der kritischen Spannungsgrenze gegenüber einer volleinspeisenden PV-Anlage beeinflussen.

Abbildung 3: Änderung der Spannungsüberschreitungen der jeweiligen Betriebsführung im Vergleich zu einer volleinspeisenden PV-Anlage

Hier wird der eigentliche Vorteil der $P_{Bat}(U)-Q_{PV}(U)-P_{PV}(U)$ -Regelung für PV-Speichersysteme gegenüber PV-Systemen deutlich. Während die $Q_{PV}(U)-P_{PV}(U)$ -Regelung für PV-Systeme die Anzahl der Spannungserhöhungen gegenüber einer volleinspeisenden PV-Anlage fast um 60% reduziert, schafft die neue Speicherregelung eine Reduktion von fast 80% am NAP der Anlage. Daran wird der spannungsreduzierende Effekt des Ladevorgangs des Speichers sichtbar. Der Ladevorgang reduziert die Leistungsbilanz am Netzanschlusspunkt auf null, so dass keine Spannungsspitzen verursacht werden. Blindleistung bzw. Wirkleistung müssen erst bereitgestellt bzw. abgeregelt werden, wenn der Speicher vollständig geladen ist.

Von besonderem Interesse in Bezug auf die Netzspannung ist auch die Dauer der Spannungsüberschreitungen, da die DIN EN 50160 auf die zehnminütigen Mittelwerte abstellt. Abbildung 4 zeigt daher, wie sich die Spannungsüberschreitungen einer Betriebsführung auf verschiedene Zeitintervalle innerhalb des Simulationsmonats aufteilen. So umfasst bspw. das Zeitintervall größer einer Minute bis zehn Minuten alle Spannungsüberschreitungen, die mindestens eine Minute und maximal zehn Minuten lang sind. Des Weiteren wird hier nicht nur der NAP des PV-Systems bzw. PV-Speichersystems verglichen, sondern auch jener der Netzkonten, der sich neben dem NAP des geregelten Systems befindet (Nachbar-NAP). Für den NAP, an den das System angeschlossen ist, zeigt sich, dass die nicht geregelten PV-Systeme und PV-Speichersysteme besonders lang andauernde Spannungsüberschreitungen zulassen. Die fixe Abregelung mit leistungsabhängiger Blindleistungsbereitstellung verbessert zwar die Gesamtdauer der Spannungsüberschreitungen, stößt aber an Tagen mit kontinuierlich hoher Sonneneinstrahlung an ihre Grenzen und kann nicht die nötige Verringerung der hohen Zeitintervalle liefern.

Die spannungsgeregelten Betriebsführungen führen dazu, dass sich die durchschnittliche Länge und Häufigkeit der Spannungsüberschreitungen deutlich hin zu kürzeren Zeitintervallen bewegt. Die kritischen längeren Zeitintervalle werden komplett reduziert. Kurze Spannungsüberschreitungen bleiben jedoch bestehen. Die Regelung reagiert erst auf die Spannungsüberschreitung, so dass der Einschwingvorgang des Reglers dafür sorgt, dass die Spannung nicht während des Zeitschritts der Spannungsüberschreitung wieder unterhalb die Schwelle bzw. auf die Schwelle gesenkt wird, sondern erst nachdem der Einschwingvorgang abgeklungen ist. Die hohe Anzahl der kurzen Zeitintervalle deutet zudem auf eine gewisse Grundmenge an schwankender PV-Einstrahlung hin, die von kurzen Einspeisespitzen geprägt ist, die dann kurzfristig ausgeregelt werden. Dies deckt sich mit den Beobachtungen der benutzten PV-Messwerte. Die längeren Spannungsüberschreitungen können ausgeregelt werden.

Das PV-Speichersystem sorgt des Weiteren dafür, dass sich die Verteilung der Überschreitungen weiter zugunsten der kurzen Zeiträume im Vergleich zur spannungsgeregelten PV-Anlage verschiebt. Allerdings gibt es auch hier noch Spannungsüberschreitungen im Minutenbereich. Diese sind darauf zurückzuführen, dass in diesen Fällen die allgemeine Netzspannung durch die Einspeisung der nicht geregelten PV-Systeme am Netz dafür sorgt, dass auch eine vollständige Reduzierung der Einspeisung der PV-Anlage des beobachteten Systems den Spannungsanstieg nicht mehr verhindern kann. Allerdings wird er durch das geregelte System nicht verursacht bzw. verstärkt. Zusätzlich führt ein sinkender Leistungsfaktor zu weniger Spannungsüberschreitungen an dem NAP des PV-Systems bzw. Speichersystems.

Kritisch anzumerken ist, dass die lokal ausgelegten spannungsorientierten Regelungen die Anzahl der Spannungsüberschreitungen am Nachbar-NAP nicht so deutlich reduzieren wie am NAP des Systems. Dies ist unter anderem auf unterschiedliche Lastprofile zurückzuführen. Des Weiteren umschließt die Analyse ein spannungsgeregeltes PV-System oder PV-Speichersystem.

Die fixe Abregelung verringert hier besser die Gesamtanzahl der Spannungsüberschreitungen, da insgesamt weniger Wirkleistungsspitzen eingespeist werden. Allerdings sorgen auch hier wieder die spannungsgeregelten Betriebsführungen für eine bessere Reduktion der kritischen längeren Intervalle.

Abschließend bleibt darauf hinzuweisen, dass es in allen Fällen Verstöße gegen die DIN EN 50160 gab, da nicht alle 10-minütigen Mittelwerte der Spannung des simulierten Zeitraums innerhalb der +10%-Grenze lagen. Die spannungsgeregelten Betriebsführungen konnten die Anzahl der kritischen Intervalle zwar deutlich senken, aber vor allem am Nachbar-NAP nicht komplett verhindern.

- Einfluss der Batteriegröße

Die PV-Energieverluste verringern sich mit sinkendem Leistungsfaktor und größerer Batterie minimal gegenüber den oben dargestellten Werten. Blindleistungsbereitstellung führt zu prozentual höheren Verlust-Reduktionen mit sinkendem Leistungsfaktor als eine Steigerung der Batteriekapazität.

Änderung der Spannungs- überschreitungen [%]		PV-Batterie-PQP			
		2 Module	4 Module	6 Module	
	1	-6,9%	-19,2%	-23,5%	
Leistungsfaktor:	0,95	-58,9%	-65,4%	-68,1%	
cos φ	0,90	-63,0%	-69,2%	-71,0%	
	0,80	-74,4%	-78,2%	-79,5%	

Tabelle 4: Entwicklung der Spannungsüberschreitungen in Abhängigkeit der Batteriegröße und des Leistungsfaktors
 Bei der Änderung der Spannungsüberschreitungen am NAP des Systems wird noch einmal der zusätzliche Nutzen des Speichers deutlich sichtbar. Ein Großteil der kurzen Spannungsüberschreitung kann im Vergleich zu einer $Q_{PV}(U)$ - $P_{PV}(U)$ geregelten PV-Anlage durch den Ladevorgang kompensiert werden. Erst nach vollständiger Ladung wird Blindleistung bereitgestellt. Allerdings sinkt der zusätzliche Nutzen ab einer gewissen Speichergröße, wie Tabelle 4 zeigt.

Fazit

Ziel dieses Beitrages ist es, die mit der Netzintegration von auf den Markt drängenden PV-Speichersystemen aufkommenden Fragen bzgl. der Netzspannung zu beantworten. Die vorgestellten Betriebsführungen für PV-Systeme und für PV-Speichersysteme wurden anhand von Netzsimulationen bewertet. Besonders hervorzuheben ist die hier vorgestellte P_{Bat}(U)-Q_{PV}(U)-P_{PV}(U)-Regelung für PV-Speichersysteme. Diese verbindet die Vorteile herkömmlicher Speicherbetriebsführungen, namentlich die Erhöhung des Eigenverbrauchs, mit den Vorteilen spannungsgeregelter PV-Anlagen. So können Spannungsspitzen reduziert und gleichzeitig ein möglichst hoher Anteil der PV-Energie zum späteren Eigenverbrauch zwischengespeichert werden.

Die Analysen zeigen, dass die Beurteilung der Potenziale in hohem Maße mit den getroffenen Annahmen zusammenhängt und dementsprechend variiert. Dennoch haben spannungsgeregelte PV-Speichersysteme einen positiven Effekt auf die PV-Netzintegration, da sie mögliche Spannungsspitzen herkömmlicher PV-Systeme und PV-Speichersysteme auszuregeln helfen. Zukünftige Analysen werden den Simulationszeitraum verlängern, auf andere Netze ausgedehnt und mit anderen PV- und Lastdaten durchgeführt werden.

Der Nutzen dezentraler Speicher basiert natürlich nicht nur auf den untersuchten netztechnischen Aspekten, sondern aktuell aus Sicht der Systembesitzer auf einer Steigerung des Eigenverbrauchs. Die ökonomische Bewertung der netzunterstützenden und lokalen Regelung von PV-Speichersystemen aus Sicht des Anlagenbetreibers wird in zukünftigen Analysen durchgeführt.

Danksagung

Das Forschungsprojekt PV-Integrated wird durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages gefördert. Die Autoren danken dem Bundesministerium und dem Projektträger Jülich für diese Unterstützung (FKZ: 0325224A-D). Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Literatur

[1] Bundesnetzagentur (2012): EEG-Vergütungssätze für Photovoltaikanlagen - Datenmeldung, Stand Ende November 2012.

[2] Deutsche Gesellschaft für Solarenergie (2012) Daten veröffentlich auf: http://www.energymap.-info/energieregionen/DE/105.html.

[3] Appen, J., Braun, M., Stetz, T., Diwold, K., Geibel, D. (2013): Time in the Sun. *IEEE Power and Energy Magazine*, Issue March/ April 2013, akzeptiert – im Veröffentlichungsprozess.

[4] Stetz, T., Braun, M., Yan, W. (2010): Voltage Control in Distribution Systems with High Level PV-Penetration. In Proc. 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Valencia, Spanien.

[5] Stetz, T., Marten, F, Braun, M. (2012): Improved Low Voltage Grid-Integration of Photovoltaic Systems in Germany. *IEEE Trans. Sustainable Energy* Special Issue, akzeptiert – im Veröffentlichungsprozess.

[6] Appen, J., Braun, M., Estrella, R. (2012): A Framework for Different Storage Use Cases in Distribution Systems. In Proc. CIRED Workshop 2012, Paper 318.

[7] Büdenbender, K., Braun, M., Stetz, T, Strauß P. (2011): Multifunctional PV Systems Offering Additional Functionalities and Improving Grid Integration. *Int. Journal of Distributed Energy Resources*, vol. 7, 109-128.

[8] Appen, J., Schmiegel, A., Braun, M. (2012): 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. In Proc. 27th European PV Solar Energy, Frankfurt.

[9] VDE FNN, 2011. Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, VDE-AR-N 4105. Berlin, August 2011.

[10] DIN (2011): Voltage characteristics of electricity supplied by public electricity networks. EN 50160:2011, Februar 2011.

[11] De Brabandere, K. (2006): Voltage and Frequency Droop Control in Low Voltage Grids by Distributed Generators With Inverter Front-End. Dissertation an der Katholieke Universiteit, Leuven.

[12] Valov, B. (2009): Auslegungskonzept des Netzanschlusses von PV-Kraftwerken zwecks Spannungsstabilisierung und voller Nutzung der Netzkapazität. In Proc. 24th Symp., Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein.

[13] Appen, J., Braun, M., Zinßer, B., Stellbogen, D. (2012): Leistungsbegrenzung bei PV-Anlagen - Anpassung der Modellierungsmethoden und Vergleich verschiedener Standorte. In: Proc. 27. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein.

[14] Stetz, T., Appen, J., Braun, M., Wirth, G. (2011): Cost-optimal Inverter Sizing for Ancillary Services. In: Proc. 26th European PV Solar Energy Conference, Hamburg.

[15] Büdenbender, K., Braun, M., Schmiegel, A., Magnor, D., Marcel, J.-C. (2010): Improving PV-Integration into the Distribution Grid Contribution of Multifunctional PV-Battery Systems to stabilised System Operation. In Proc. 25th European PV Solar Energy Conference, Valencia, Spanien.

[16] Buller, S. (2002): Impedance-Based Simulation Models for Energy Storage Devices in Advanced Automotive Applications. Dissertation and er RWTH Aachen.

[17] Saft Industrial Battery Group (2008): Datenblatt – Intensium Flex. Bagnolet, Frankreich.