

Integration von Photovoltaik-Anlagen in die Netzregelung

Integration of PV Systems Voltage into grid control mechanisms

Dipl.-Ing. V. Wachenfeld/ Dr.-Ing. Bernd Engel
SMA Solar Technology AG
Sonnenallee 1, 34266 Niestetal
Tel.: (0561) 9522-3327, Fax: (0561) 9522-4896
E-Mail: Volker.Wachenfeld@SMA.de

Abstract

Das EEG und ähnlich erfolgreiche Regelungen in anderen Staaten wie beispielsweise Spanien, Italien oder derzeit auch Frankreich haben in den vergangenen Jahren einen massiven Anstieg des Anteils der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern, insbesondere auch aus Photovoltaik, vorangetrieben. Der weitestgehend unbegrenzte Zugang zum jeweiligen Verbundnetz war und ist zwingende Voraussetzung für das Ziel einer Stromversorgung mit einem möglichst hohen regenerativen Anteil. Damit die Netzstabilität unter diesen Umständen gewährleistet bleibt, müssen auch die in Deutschland als „EEG-Einspeiser“ bezeichneten Anlagen Aufgaben zur Sicherstellung der Netzstabilität übernehmen.

Die Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“ des Bundesverbandes Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) kann sich in diesem Zusammenhang zu einem wichtigen Instrument entwickeln. Im Zusammenspiel mit der im Angesicht der inzwischen verabschiedeten EEG-Novelle zwingend erforderlichen Kostenreduktion stellt sie für das laufende Jahr die Herausforderung an die Hersteller von PV-Systemtechnik dar. Auch wenn SMA dabei auf eine über 25-jährige Erfahrung in der Entwicklung von Systemtechnik sowohl für den Netzparallel- als auch für den Inselnetzbetrieb zurückgreifen kann, stellt insbesondere der enge Zeitrahmen bei der Umsetzung der Richtlinie für die Hersteller von PV-Wechselrichtern eine der derzeit großen Herausforderungen dar.

Abstract

The German Renewable Energy Sources Act (EEG) and similar successful regulations in other countries, such as Spain, Italy or France have spurred a massive increase in the share of electricity produced from renewable energy sources, in particular from photovoltaics. An almost unlimited access to the main power grid was and will be essential for achieving the goal of creating a power supply with the highest possible share of renewable energy sources. To ensure grid stability under these circumstances, the systems in Germany designated as “EEG feeding systems” must also assume the tasks of maintaining grid stability.

The new directive governing “Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz” drawn up by the German Association of Energy and Water Industries (BDEW) can develop into a key instrument within this context. This directive, in conjunction with the mandatory cost reduction associated with the EEG amendment that has now been adopted, is the challenge that manufacturers of PV system technology are facing this year. Even though SMA can utilize over 25 years of experience in developing system technology for both grid parallel as well as stand-alone grid operation, implementing the functionalities of the directive in a very tight timeframe will be one of the major challenges for PV inverter manufacturers.

1 Einleitung: Entwicklungstrends auf dem globalen PV-Markt

Strom aus Solarenergie wird langfristig einen wesentlichen Beitrag zur weltweiten Energieversorgung liefern. Gemäß einer Studie des Wissenschaftlichen Beirates Globale Umweltveränderungen (WBGU) der Bundesregierung könnte der Solarstrom bereits 2050 mit ca. 24 % zur weltweiten Energieversorgung beitragen. [2], [5]

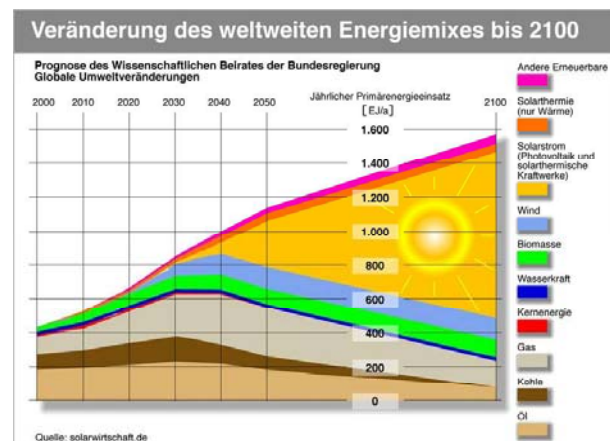


Abbildung 1: Veränderung des weltweiten Energiemixes bis 2100 [2]

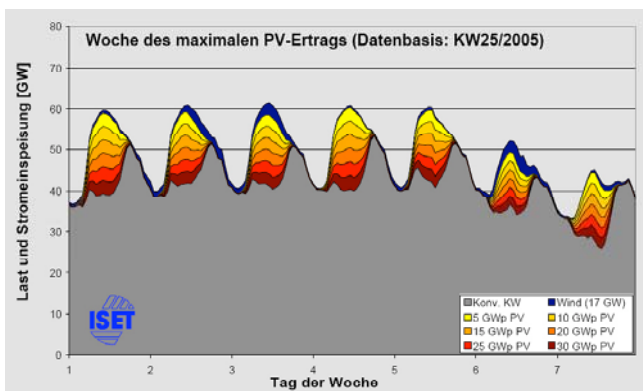
Zum Erreichen dieser Ziele muss das Preisniveau für Solarstrom in den kommenden Jahren kontinuierlich sinken: kontinuierliche Verbesserungen von Produkten ebenso wie von Herstellungsprozessen sind genauso erforderlich wie eine deutliche Optimierung der Systemtechnik. Denn die einfache Nutzung von Skalierungseffekten durch immer größere Anlagenleistungen erzielen bei PV-Anlagen nicht annähernd den gleichen Effekt wie in der Windbranche, wo beispielsweise größere Turmhöhen auch andere Anströmverhältnisse und damit bessere Erträge gewährleisten.

2 Netzintegration von großen PV-Anlagen

Das deutsche Verbundnetz stellt seinen angeschlossenen Verbrauchern je nach Auslastung zwischen ca. 45 und 85 GW zur Verfügung. Die installierte Erzeugerleistung aus erneuerbaren Energieträgern - derzeit noch durch die Windenergie dominiert - erreicht heute schon über 30 GW und soll den Prognosen zufolge bis 2015 auf ca. 47 GW ansteigen. Der Zeitpunkt, zu dem erstmalig die gesamte benötigte Leistung aus regenerativen Einspeisern den Momentanverbrauch abdecken kann, liegt also in nicht allzu ferner Zukunft [6]. Aufgrund der hohen Zubauraten in den vergangenen 2 Jahren hat die Photovoltaik aber längst einen spürbaren Anteil an der installierten Erzeugerleistung erreicht.

Verglichen mit anderen regenerativen Energieträgern kommt der Photovoltaik jedoch eine besondere Rolle zu. Der größte Teil der aus Photovoltaik bereit gestellten Energie wird dezentral, das heißt verbrauchsnahe in das Niederspannungsnetz eingespeist. Eine Belastung der Übertragungsnetze findet praktisch nicht statt. Darüber hinaus kann der überwiegende Teil des PV-Stromes aufgrund der nahezu perfekten Korrelation zwischen Erzeugung und Verbrauch als dringend benötigter Spitzenstrom unmittelbar abgenommen werden. Abbildung 2 zeigt eine im Rahmen einer Studie der EPIA erarbeitete Simulation des Einflusses von bis zu 30 GW PV-Leistung in einer durchschnittlichen Woche im Sommer.

Abbildung 2: Einfluss von PV-Stromeinspeisung bis



zu 30 GWp [8]

Die vorstehende Abbildung zeigt, dass selbst bei einem Anstieg der installierten PV-Leistung auf 30 GWp der ideale Zusammenhang zwischen Erzeugung und Verbrauch gewahrt bleibt. Der PV-Strom dringt zu keinem Zeitpunkt relevant in den Grundlastbereich ein, sondern deckt stets wertvollen Spitzen- und Mittellastbedarf ab.

Mit zunehmender Anlagengröße, meist schon ab einer Anschlussleistung in der Größenordnung von einigen 100 kW, ist die Einspeisung in das Niederspannungsnetz allerdings nicht mehr möglich und die Anlagen werden typischerweise an das Mittel- oder sogar an das Hochspannungsverteilsnetz angebunden.

Die Anlagen am Nieder- und Mittelspannungsnetz tragen jedoch derzeit noch nicht zur Netzstabilisierung bei. Sie stellen weder notwendige Blindleistung für die Spannungsregelung zur Verfügung, noch leisten sie einen Beitrag zur Netzstabilität im Störfall – gültige Normen und Richtlinien haben das bisher noch nicht zugelassen. Mit der Einführung der neuen Mittelspannungsrichtlinie des BDEW [1] ist ein wesentlicher Schritt getan, um einer von Experten bereits vorhergesehenen Gefährdung der Netzstabilität bei einem weiteren Ausbau regenerativer Energien in Deutschland entgegen zu wirken [7].

Die Hersteller von Wechselrichtern werden ihren Beitrag zur Umsetzung der Richtlinie leisten. Dazu müssen nun sowohl funktionale wie auch wirtschaftliche Konzepte umgesetzt werden, die die Bereitstellung der geforderten Systemdienstleistungen zur Stützung des Netzes erlauben, ohne die Systemkosten in die Höhe zu treiben. Hierunter fallen in erster Linie:

- Statische Netzstützung zur Spannungshaltung bei langsamen Vorgängen (Stichwort: Blindleistungsregelung)
- Dynamische Netzstützung bei Spannungseinbrüchen auf der Hoch- und Höchstspannungsebene. Das beinhaltet vorrangig das Verbleiben der Anlage am Netz bei Fehlern im Netz (Stichwort: Fault Ride Through)
- Reduzierung der Momentanleistung als Engpassmanagement zur Vermeidung von Überlastungen im Übertragungsnetz (Stichwort: Wirkleistungsregelung)
- Dynamische Begrenzung der Wirkleistungsabgabe bei Leistungsüberangebot

Abbildung 3 zeigt schematisch die Systemdienstleistungen als Funktionsblöcke der Leistungsregelung durch PV-Anlagen.

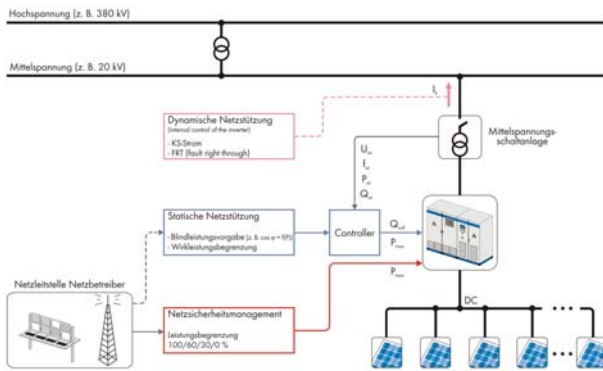


Abbildung 3: Vereinfachte Darstellung der Netzregelung durch PV-Anlagen am Mittelspannungsnetz [11]

Die inzwischen ebenfalls in Entwurfsform vorliegende neue Richtlinie für das Niederspannungsnetz setzt diesen Weg zwar grundsätzlich bezüglich der statischen Eigenschaften konsequent fort [9]. Allerdings verzichtet dieser erste Entwurf noch weitestgehend darauf, den Besonderheiten im Niederspannungsnetz beispielsweise durch eine differenzierte Betrachtung verschiedener Anlagengrößen Rechnung zu tragen und schießt damit deutlich über das angestrebte Ziel hinaus.

3 Netzstützung durch aktive Wirk- und Blindleistungsregelung

Die Bereitstellung der im vorhergehenden Abschnitt aufgeführten Systemdienstleistungen durch Photovoltaik-Anlagen ist vorrangig die Aufgabe des Wechselrichters. Dabei haben einige der Anforderungen (Wirkleistungsbegrenzung, Verhalten im Fehlerfall) in erster Linie Auswirkungen auf die Regelung und Betriebsführung des Wechselrichters, sind also primär bezüglich des Entwicklungsaufwandes zu berücksichtigen. Die Richtlinie tritt - abgesehen von den dynamischen Anforderungen - gemeinsam mit dem novellierten EEG bereits am 1. Januar 2009 in Kraft. Das ist ein ausgesprochen ambitioniertes Ziel. Da auch das vom BDEW erwartete umfangreiche Zertifizierungsverfahren derzeit noch nicht umfassend beschrieben ist, ist davon auszugehen, dass erst einige wenige Typen von Wechselrichtern zum Stichtag für die neuen Anforderungen qualifiziert sein werden.

Über den hohen Entwicklungs- und Testbedarf hinaus haben die Vorgaben zur Blindleistungsregelung allerdings durchaus Auswirkungen auf die Auslegung der Stromrichter. Die Lieferung von Blindleistung zusätzlich zur eingespeisten Wirkleistung verlangt eine großzügigere Dimensionierung aller stromführenden Komponenten und führt damit unweigerlich zu höheren Systemkosten.

Die Ausführungen in diesem Abschnitt konzentrieren sich auf die bereits zu Beginn des kommenden Jahres gültigen Anforderungen der Mittelspannungsrichtlinie bezüglich

der Wirk- und Blindleistungsregelung. Das Verhalten des Systems im Falle eines Einbruchs der Netzspannung (FRT) wird erst für Anlagen gefordert, deren Antragstellung nach dem 1. Januar 2010 erfolgen wird.

3.1 Begrenzung der Wirkleistungsabgabe

Eine Einbeziehung der Photovoltaik in die Wirkleistungsfrequenzregelung des Netzes ist aus verschiedenen Gründen problematisch. Eine Teilnahme an der Primärregelung wäre zwar durch einen gedrosselten Betrieb der Anlagen grundsätzlich möglich. Jedoch kann aufgrund des Vergütungsmodells aus dem EEG und der reduzierten Einspeisevergütung bei Drosselung der Anlagen eine solche Anforderung für den Betreiber wirtschaftlich nicht sinnvoll sein. Das gleiche Argument gilt grundsätzlich auch für die Teilnahme an der positiven Sekundärregelung. Auch für die Bereitstellung von positiver Minutenreserve wäre eine Drosselung notwendig. Die Bereitstellung negativer Minutenreserve oder Sekundärregelleistung, also die gezielte, kurzfristige Reduktion der Einspeiseleistung, ist allerdings ohne nennenswerte Ertragseinbußen möglich, da keine dauerhafte Drosselung der Anlagen notwendig ist [8].

In diesem Sinne verlangt die Mittelspannungsrichtlinie auch nur eine vorübergehende Begrenzung der Einspeisung, um etwa Engpässe bzw. die Gefahr von Überlastungen im Netz des Netzbetreibers zu vermeiden, aber auch um eine Gefährdung der dynamischen Netzstabilität auszuschließen. Die Netzbetreiber sprechen in diesem Zusammenhang von einer „potenziellen Gefahr für den sicheren Systembetrieb“ [1].

Diese statische Begrenzung der Wirkleistungsabgabe soll in Reaktion auf eine Sollwertvorgabe des Netzbetreibers erfolgen. Der Sollwert wird in Stufen vorgegeben. Bezugsgröße ist immer die Anschlussleistung der Anlage und nicht die momentan verfügbare Leistung. Wird die Wirkleistungsabgabe beispielsweise auf 60 % der Anlagenleistung begrenzt, die aktuelle Einstrahlungssituation erlaubt aber ohnehin nur die Einspeisung von ca. 50 % der Nennleistung, bleibt die Begrenzung ohne echte Auswirkung auf den Betrieb.

Dieses Verfahren ist in der bereits gültigen Richtlinie für die Hoch- und Höchstspannungsnetze bereits enthalten und wird dort auch typischerweise eingefordert. So muss auch die derzeit größte Solaranlage der Welt, der Solarpark im sächsischen Waldpolenz bei Leipzig, die Leistung auf Anforderung des Versorgungsnetzbetreibers reduzieren können.



Abbildung 4: Solarpark Waldpolenz [2]

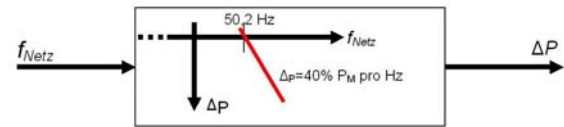
Der Solarpark wird im Endausbau mit 35 Stationen vom Typ Sunny Central 1000 MV von SMA ausgerüstet. Jede Station besteht aus zwei 500 kW Wechselrichtern mit einem gemeinsamen Mittelspannungstransformator und ist für ein Solarfeld von mehr als 1 MWp ausgelegt.

In dieser Anlage ist eine statische Begrenzung der Wirkleistungsabgabe bereits umgesetzt. Das Leistungsangebot kann in Stufen auf 100 %, 60 %, 30 % bis auf 0 % begrenzt werden. Die Funktionalität wird über Rundsteuer-signale realisiert, die der Netzbetreiber der Leitstelle des Solarparks zur Verfügung stellt. Grundsätzlich könnte die Anforderung auch durch Abschaltung einzelner Wechselrichtergruppen erfüllt werden. Bei Begrenzung auf 60 % dürften dann nur 21 der insgesamt 35 Wechselrichter am Netz bleiben.

Die bessere Lösung hinsichtlich des Teillastverhaltens besteht jedoch in der Begrenzung der Einspeiseleistung aller Wechselrichter. Die Anforderungen an die Reaktionszeit liegen im Minutenbereich, so dass die Solarpark-Leitstelle den Sollwert über eine Kommunikationsverbindung an jeden einzelnen Wechselrichter überträgt. Ein solches Verfahren kann bereits heute – unter Einbeziehung einer zugeschnittenen Datentechnik-Schnittstelle – mit den meisten Wechselrichtern von SMA realisiert werden.

Über diese statische Begrenzung hinaus fordert die neue Mittelspannungsrichtlinie auch eine dynamische Reduzierung der Wirkleistungsabgabe, beispielsweise bei einem Leistungsüberangebot in einem Netzbereich, um Instabilitäten zu vermeiden.

Eine dynamische Begrenzung der Wirkleistungsabgabe, die sowohl in der gültigen Richtlinie für Hoch- und Höchstspannungsnetze als auch in der neuen Mittelspannungsrichtlinie gefordert wird, sorgt nun dafür, dass im Störfall bei einem Überangebot an Leistung die Erzeuger ihre Einspeisung in Abhängigkeit von der Frequenz reduzieren. Abbildung 5 zeigt die Vorgabe der Mittelspannungsrichtlinie.



$$\Delta P = 20 P_M \frac{50,2 \text{ Hz} - f_{\text{Netz}}}{50 \text{ Hz}} \quad \text{bei } 50,2 \text{ Hz} \leq f_{\text{Netz}} \leq 51,5 \text{ Hz}$$

P_M Momentane verfügbare Leistung

ΔP Leistungsreduktion

f_{Netz} Netzfrequenz

Im Bereich $47,5 \text{ Hz} \leq f_{\text{Netz}} \leq 50,2 \text{ Hz}$ keine Einschränkungen

Bei $f_{\text{Netz}} \leq 47,5 \text{ Hz}$ und $f_{\text{Netz}} \geq 51,2 \text{ Hz}$ Trennung vom Netz

Abbildung 5: Wirkleistungsbegrenzung als Funktion der Frequenz [1]

Eine solche Funktionalität kann – auch bei größeren, verteilten Anlagen – nur in den Wechselrichtern selbst realisiert werden. Die Verzögerungszeiten einer vorstehend beschriebenen kommunikationsbasierten Lösung über einen Leitstand lassen eine rechtzeitige Reaktion auf Störungen im Netz voraussichtlich nicht zu.

3.2 Blindleistungsregelung

Die Blindleistung ist im Netz die relevante Größe für die Spannungshaltung. Die von den Verbrauchern aufgenommene Blindleistung wird durch regelbare Kraftwerke zur Verfügung gestellt. PV-Anlagen liefern bis heute typischerweise ausschließlich Wirkleistung. Blindleistung wird im Hinblick auf unnötige Verluste in Stromrichtern, Leitungen und Transformatoren bewusst vermieden – wo das nicht möglich ist, muss sie sogar teuer bezahlt werden.

Die neue Mittelspannungsrichtlinie folgt auch hier der gültigen Richtlinie für Hoch- und Höchstspannungsnetze und fordert bei Bedarf die Lieferung von Blindleistung in einem durch den Netzbetreiber vorgegebenden Rahmen. Analog zur vorstehend beschriebenen Wirkleistungsbegrenzung werden die Anforderungen im statischen Betrieb und für dynamische Vorgänge getrennt behandelt.

Im statischen Betrieb muss die Erzeugungsanlage über eine Einstellmöglichkeit für die Blindleistung verfügen. Die Vorgabe kann in Form einer in der Anlagensteuerung hinterlegten Kennlinie $Q(U)$ oder $\cos\phi(P)$ sowie als vorgegebener Sollwert (fest eingestellt oder als vereinbarter „Fahrplan“) erfolgen. Abbildung 6 zeigt als Beispiel für eine Kennlinienvorgabe den Verschiebungsfaktor als Funktion der eingespeisten Wirkleistung.

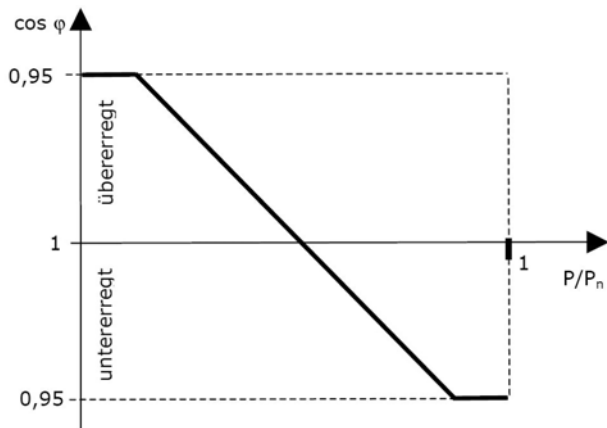


Abbildung 6: $\cos\phi(P)$ -Kennlinie
[1, jedoch Entwurf April 2008]

Am Netzanschlusspunkt wird ein Verschiebungsfaktor im Bereich

$\cos \phi = 0,95_{\text{untererregt}} \text{ bis } 0,95_{\text{übererregt}}$ gefordert. Diese Grenzen muss die Anlage in jedem Betriebspunkt, also auch bei Nennleistung, erreichen können. Im Gegensatz zu den Anforderungen an die Wirkleistungsbegrenzung hat dieser Bereich spürbare Auswirkungen auf die Anlagenauslegung. Ein Leistungsfaktor von 0,95 verlangt zusätzlich zum Nennwirkstrom einen Blindanteil von 32 % des Nennstromes. Der für die Auslegung von Stromrichter, Leitungsnetz und Transformatoren relevante Scheinstrom liegt also um ca. 5 % höher als der Wert bei reiner Wirkleistungslieferung. Das klingt nicht dramatisch, bedeutet aber, dass beispielsweise ein 500 kVA-Stromrichter nur noch für eine Nennwirkleistungsabgabe von 475 kW ausgelegt werden darf. Dadurch, dass alle stromführenden Komponenten im System, also auch die Transformatoren, für die zusätzliche Blindleistung ausgelegt werden müssen, ist zunächst mit einem Anstieg der Systemkosten zu rechnen.

Diese Forderung wird explizit nur bei Wirkleistungsabgabe erhoben. Eine Lieferung von Blindleistung während der Nachtstunden, in denen die PV-Anlagen nicht in Betrieb sind, wird durch den BDEW nicht gefordert!

Eine Umsetzung von Teilen dieser Anforderungen – allerdings in unterschiedlichsten Ausprägungen – wird inzwischen bereits vereinzelt durch den Versorgungsnetzbetreiber gefordert. Die Vorgabe eines konstanten Leistungsfaktor lässt sich konzeptionell auch mit den meisten auf dem Markt verfügbaren Wechselrichtern bereits realisieren. So ist beispielsweise im Solarpark Waldpolenz derzeit ein fester Leistungsfaktor durch den Netzbetreiber vorgegeben. Da sich dieser Wert aber auf den Netzanschlusspunkt bezieht, werden dort Wirk- und Blindleistung gemessen und an die Leitstelle des Solarparks übertragen. Diese ermittelt daraus einen Sollwert für die Wechselrichter und überträgt ihn analog zur Wirkleistungsbegrenzung über Kommuni-

kation an die einzelnen Wechselrichter. Eine vollständige Umsetzung der Anforderungen der Mittelspannungsrichtlinie wird jedoch noch einige Zeit in Anspruch nehmen.



Abbildung 7: Wechselrichterstation SC 1000 MV mit DC-Hauptverteilern [2]

Zusätzlich zu den statischen Anforderungen können alle Anlagen am Mittelspannungsnetz in die dynamische Netzstützung mit einbezogen werden. Hierunter ist die Spannungshaltung bei Spannungseinbrüchen im Hoch- und Höchstspannungsnetz, aber auch im benachbarten Mittelspannungsnetzbereich, zu verstehen. Damit soll die gleichzeitige Abschaltung großer regenerativer Einspeiseleistungen und damit gegebenenfalls sogar ein Netzzusammenbruch verhindert werden. Die Erzeugungsanlagen müssen technisch dazu in der Lage sein, sich bei Fehlern prinzipiell nicht unmittelbar vom Netz zu trennen.

Diese Forderungen beinhalten neben dem bereits erwähnten Fault Ride Through (FRT) auch einen Beitrag zur Fehlerklärung sowie zur dynamischen Spannungsstützung durch die Lieferung von Blindstrom. Diese Anforderung unterscheidet sich maßgeblich von den aktuell gültigen Vorgaben an EEG-Einspeiser, die eine unmittelbare Trennung vom Netz bei Verletzung der zulässigen Netzparameter fordern.

Abbildung 8 zeigt das Prinzip der Spannungsstützung durch Blindstromeinspeisung, wie im Transmission Code 2007, dem wichtigsten Regelwerk für den Betrieb von Übertragungsnetzen, gefordert wird [10]. Für die Umsetzung solcher Funktionalitäten, die gemäß Mittelspannungsrichtlinie ab Januar 2010 darzustellen sind, existieren derzeit erste Konzepte. Die Implementierung dieser Anforderungen in Seriengeräten wird jedoch noch einige Zeit in Anspruch nehmen.

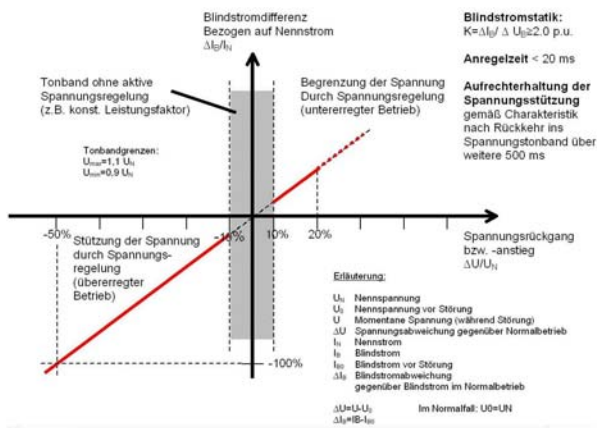


Abbildung 8: Prinzip der Spannungsstützung [10]

4 Ausblick: Übertragung der Anforderungen auf die Niederspannung

Die neue Mittelspannungsrichtlinie des BDEW ist nicht das erste Regelwerk in Europa, das Vorgaben für die Beteiligung von Erzeugungsanlagen an der Netzregelung macht. Die EDF hat ebenfalls Richtlinien für Frankreich sowie die französischen Überseegebiete erlassen, die ganz ähnliche Forderungen enthalten und auch in Spanien und Griechenland, wo PV-Großanlagen den Markt dominieren, ist mit vergleichbaren Richtlinien zu rechnen.

Die Photovoltaik in Deutschland ist derzeit immer noch zum größten Teil geprägt durch Dachanlagen, die ins Niederspannungsnetz einspeisen. Dementsprechend war abzusehen, dass ein großer Teil der Forderungen aus dem Hoch- und Mittelspannungsbereich in die durch den FNN inzwischen als Entwurf herausgegebene, ebenfalls grundlegend überarbeitete Richtlinie für das Niederspannungsnetz aufgenommen wurden. Auch dieser Anteil hat angesichts der aktuellen Zubauraten in der Größenordnung von 1 GW am Niederspannungsnetz spürbaren Einfluss auf den Betrieb der Netze. Eine statische Wirkleistungsbegrenzung zur Vermeidung von Engpässen im Übertragungsnetz ist ab einer gewissen Anlagengröße, beispielsweise analog zur Nachrüstungsvorgabe im novellierten EEG etwa ab 100 kW, durchaus sinnvoll. Eine Kosten-Nutzen-Analyse führt allerdings die Ausweitung auf kleine und kleinste Anlagen im Einfamilienhausbereich schnell ad absurdum. Und insbesondere im Niederspannungsnetz muss einfach nochmals auf die im allgemeinen ausgesprochen verbrauchsnahe Erzeugung von PV-Strom hingewiesen werden.

Noch kritischer ist die Forderung nach Blindleistungslieferung zu sehen. Auch hier wird die sicher in einigen Fällen nachweisbare Notwendigkeit für größere Anlagen auf Kleinanlagen übertragen - bezüglich der Konsequenzen sicher unzureichend reflektiert. Die Auswirkungen auf die Systemkosten und damit die Wirtschaftlichkeit der Anlagen bei stark zurückgehender Einspeisevergütung sollten

sorgfältig abgewogen werden. Hierbei ist zu beachten, dass verteilte Niederspannungsnetze heute überwiegend ohmschen Charakter aufweisen. Ein relevanter Einfluss auf die Spannungshaltung kann in diesen Netzen nur mit deutlich höheren Blindanteilen (in Größenordnungen oberhalb des Nennstroms) erreicht werden. Für den Anlagenbetreiber kommt erschwerend hinzu, dass ein größerer Nennstrom bei gleicher Peakleistung der PV-Anlage sogar den Wirkungsgrad des Wechselrichters etwas verschlechtert [11], also den Anlagenenertrag weiter schmälert.

Die dynamischen Anforderungen wie Wirkleistungsbegrenzung in Abhängigkeit von der Frequenz sowie Spannungsstützung im Fehlerfall hingegen sind aus Gesichtspunkten der Netzstabilität im Niederspannungsnetz grundsätzlich ebenfalls wünschenswert – wenn auch in vereinfachter Form (beispielsweise als kurzzeitige Trennung ohne Einspeisung von Blindstrom). Dabei gilt es dann allerdings, den Widerspruch zwischen der Forderung eines vereinfachten Fault Ride Through zu den Netzüberwachungsanforderungen der DIN VDE 0126-1-1 aufzulösen.

5 Fazit

Strom aus Photovoltaik wird heute immer noch überwiegend dezentral in Niederspannungsnetze, in einigen Fällen auch in Mittelspannungsnetze eingespeist. Durch die große Nähe zu den Verbrauchern im Niederspannungsnetz sowie die mit der Lastspitze nahezu zeitgleich laufenden Erzeugungsspitzen ist der PV-Strom grundsätzlich besonders wertvoller Spitzenstrom. Damit bedroht photovoltaisch erzeugter Strom weder die Kapazitäten der Übertragungsnetze, noch müssen für den Tagesgang der PV-Erzeugung umfangreiche Speichersysteme installiert werden.

Um den Ausbau der PV jedoch möglichst ohne Einschränkungen vorantreiben zu können, ist die Einbeziehung der Anlagen in die Netzregelung zwingende Voraussetzung. Dies kann jedoch nur Schritt für Schritt und mit angemessenen Übergangsfristen erfolgen. Die Anforderungen sollten jedoch auf wirtschaftlich und technisch sinnvolle Einheitengrößen, also beispielsweise Anlagen mit einer Spitzenleistung von deutlich über 30 kW_p, beschränkt werden.

6 Literatur

- [1] Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. BDEW, Ausgabe Juni 2008
- [2] Reekers, Jürgen; Schappert, Bernd: Netzintegration von Photovoltaik Anlagen im 40 Megawatt-Bereich – Der Energiepark Waldpolenz bei Leipzig, das größte PV-Kraftwerk der Welt. Tagungsband zum zwölften Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik 2007
- [3] www.unendlich-viel-energie.de

- [4] Photon 10/2007
- [5] www.solarwirtschaft.de
- [6] Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Endbericht zur Studie im Auftrag der Deutschen Netz-Agentur. Köln 2005
- [7] Schmiege, Martin: Intelligente Lösungen für die Netzintegration von Erneuerbaren Energien. Tagungsband Symposium „Stromversorgung im Wandel“. Berlin 2007
- [8] Braun, Martin: Wirtschaftliche Potenziale der Bereitstellung von Netzdienstleistungen. Vortrag zur VWEW-Fachkonferenz Erneuerbare Energien und Netzintegration. Erfurt 2008
- [9] Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz. FNN, Entwurf 30.06.2008
- [10] TransmissionCode 2007. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Version 1.1, August 2007
- [11] Cramer, Günther: Netzintegration – Herausforderungen und Lösungen. Vortrag zu Europäischen PV-Konferenz. Valencia 2008