

Möglichkeiten zur Netzintegration einer hohen Anzahl an Photovoltaikanlagen im niedrigen Leistungsbereich

GEORG WIRTH⁽¹⁾ • ANDREAS SPRING⁽¹⁾ • GERD BECKER⁽¹⁾ • ROBERT PARDATSCHER⁽²⁾ • ROLF WITZMANN⁽²⁾ • JOHANNES BRANTL⁽³⁾ • MICHAEL GARHAMER⁽³⁾

(1) Hochschule München · Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik
Arbeitsgruppe Solar Labor · 80323 München · Tel: 089/1265-3483 · Fax: 089/1265-3403
<http://www.lse.ee.hm.edu> · georg.wirth@hm.edu

(2) Technische Universität München · Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik
Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze · 80290 München

(3) E.ON Bayern AG · Assetmanagement · 93049 Regensburg

1 Motivation und Problemstellung

Die Zahl der installierten Photovoltaik (PV) Anlagen in den deutschen Niederspannungsnetzen steigt weiter an. In einigen Gebieten wird eine installierte Leistung von 3,5 kW pro Hausanschluss (HA) überschritten. Dies führt dazu, dass die dezentralen Erzeugungsanlagen detailliert berücksichtigt werden müssen. In immer mehr Gebieten werden PV Anlagen zur maßgebenden Größe bei der Netzplanung, da die dezentral erzeugte PV Leistung den dezentralen Verbrauch überschreitet und eine Rückspeisung in übergelagerte Netzebenen erfolgt. In diesem Beitrag soll zunächst auf die Auswirkung der PV Einspeisung auf die Verteilnetze und im zweiten Teil auf derzeit diskutierte Lösungsansätze eingegangen werden. Die Ergebnisse stammen aus dem Projekt „Netz der Zukunft“ das von E.ON Bayern in Zusammenarbeit mit der Technischen Universität München und der Hochschule München bearbeitet wird. Die Verteilnetze müssen die höchste auftretende Leistung übertragen können. Bei der Netzplanung kann je nach Netzelement (Verbraucher / Einspeiser) und Anzahl der verknüpften Elemente aufgrund Gleichzeitigkeit mit einer Reduktion gerechnet werden. Gerade Haushalte verhalten sich im Lastbezug stark asynchron, daher kann ab etwa 150 betrachteten HA eine Leistung von 1kW pro Haushalt angesetzt werden [EBY_09]. Durch die dezentralen PV Einspeiser ergeben sich neue Gegebenheiten. Es zeigt sich, dass in erster Linie Spannungsprobleme durch die Lastumkehr entstehen. Gerade für Planung ist die Gleichzeitigkeit der PV Einspeisung und der zu erwartende Zubau eine wichtige Größe.

2 Charakteristik der PV Einspeisung

Die maximale Anlagenleistung hängt nicht nur von der installierten Modulleistung, sondern von verschiedenen systemtechnischen und meteorologischen Parametern ab. Die höchste Leistung ergibt sich bei hoher Einstrahlung und zugleich niedrigen Temperaturen. Die angegebene Nennleistung der Module (STC Leistung) wird bei einer Globalstrahlung von 1000 W/m² und einer Zelltemperatur von 25 °C ermittelt. Mit steigender Temperatur sinkt die Leistung bei kristallinen Modulen um etwa 0,4 %/°K. Betrachtet man die vorherrschenden Wetterbedingungen vor diesem Hintergrund, ergeben sich für die maximale PV Leistung die zwei konkurrierende Szenarien, „Sommertag“ und „wechselhafter Tag“ in der Übergangszeit.

Maximale Leistung an klaren Hochsommertagen

Bei klarem Himmel werden im Sommer in unseren Breiten Einstrahlungsleistungen um 950 W/m^2 erreicht. Die erzeugte Leistung der verteilten PV-Systeme zeigt aufgrund der homogenen Wettersituation eine hohe Gleichzeitigkeit, dies bedeutet, dass alle Anlagen in einer Region mit hoher Leistung einspeisen. Aufgrund der langsam anwachsenden Strahlung und der hohen Umgebungstemperatur treffen diese Einstrahlungswerte auf hohe Modultemperaturen und die Anlagenleistung bleibt somit deutlich unter der STC Leistung.

Um möglichst allgemeingültige Aussagen zu dieser Leistung zu gewinnen, wurde ein Simulationsmodell einer typischen südorientierten PV Anlage erstellt [Wir-11]. Die Simulation folgt einem wirkungsgradbasierten Modell für das gesamte PV System [Bey-04, Sch-96]. Die errechnete Leistung repräsentiert die Maximaleistung eines typischen Systems mit guten Jahreserträgen, modelliert durch eine Südausrichtung mit 28° Modulneigung. Das Systemverhalten, die Hinterlüftung und die Systemverluste werden mit typischen Parametern spezifiziert [Lor-10, Sol-11]. Die durchschnittliche Temperaturabhängigkeit des Modulwirkungsgrades folgt dem Mittel einer großen Moduldatenbank. Die maximale Globalstrahlung wird unter Zuhilfenahme der Strahlungstransferbibliothek „libRadtran“ [May-05] zum 25. des Monats, bei Sonnenhöchststand berechnet. Die Umgebungstemperatur stammt aus Langzeitdatensätzen (2000 – 2011) des Deutschen Wetterdienstes [DWD].

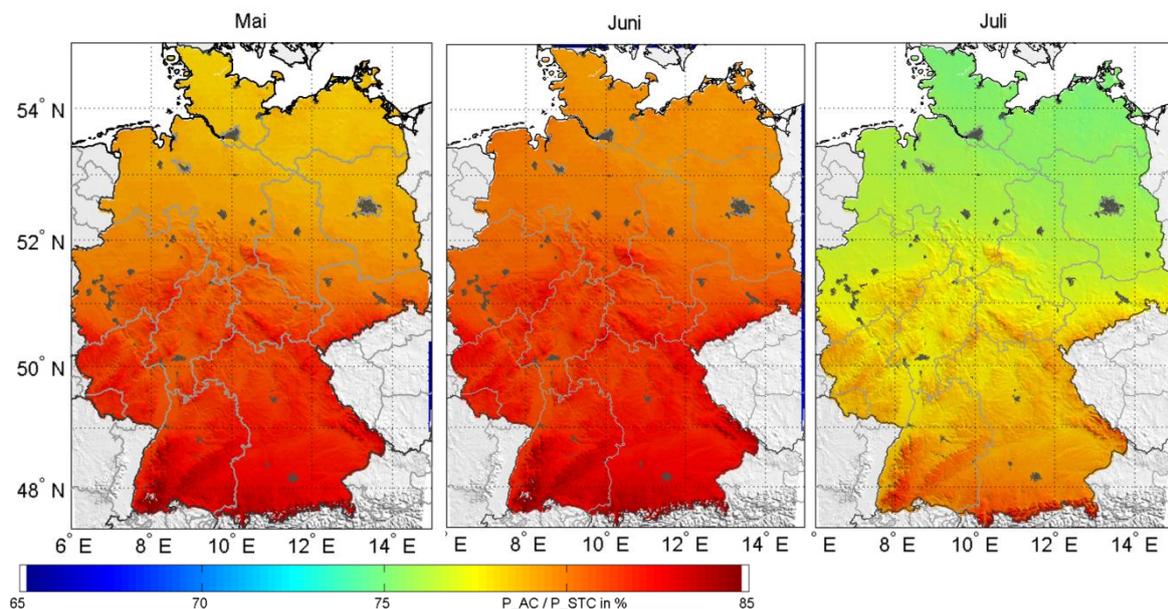


Abbildung 1: Maximale Einspeiseleistung einer typischen PV Anlage an einem klaren Tag in Prozent der STC Leistung

Abbildung 1 zeigt, dass die maximale Einspeiseleistung einer südausgerichteten PV Anlage an klaren Tagen unter 85 % der installierten STC Modulleistung bleibt. Dieses Maximum tritt in Deutschland im Juni zum Sonnenhöchststand auf. Auch im Mai ist aufgrund der niedrigeren Umgebungstemperaturen mit hohen Werten zu rechnen.

Maximalleistung an wechselhaften Tagen

An Tagen mit hohem Sonnenstand und wechselnder Bewölkung ergibt sich ein fluktuierender Verlauf der eingespeisten Leistung. Durch Reflexionen an tiefen Wolken entstehen Überhöhungen der Globalstrahlung. Zusätzlich treffen diese Einstrahlungsüberhöhungen aufgrund der thermischen Zeitkonstante der Module auf niedrige Zelltemperaturen. Die hieraus resultierenden Leistungsspitzen werden jedoch durch die maximale Wechselrichterleistung begrenzt. Die Gleichzeitigkeit aller PV Anlagen ist bei diesem Phänomen bedingt durch den Wolkenzug geringer als die klarer Tage und wird im Projektgebiet näher untersucht. In Abbildung 2 wird der Tagesgang der relativen Spannung an einem extremen Knoten im Netz an verschiedenen Tagen wiedergegeben. An diesem Ausläufer liegen auf engem Raum sehr viele PV Anlagen mit einer mittleren Leistung von 7,5 kW pro HA. Zusätzlich werden zwei statische Grenzen für eine Lastflussberechnung mit 100 % STC Leistung (dunkelgrün) und 85 % STC Leistung (hellgrün) angegeben. Die Grafik zeigt zwei annähernd klare Tage und zwei Tage mit wechselnder Bewölkung an denen jeweils die höchsten Einspeiseleistungen erreicht wurden. Die Tage sind dabei repräsentativ für Frühjahr und Hochsommer ausgewählt. Es ist zu erkennen, dass die maximale Spannungsanhebung an klaren Tagen etwas geringer ist, als Tagen mit fluktuierender Bewölkung. Sogar an dem gezeigten Ausläufer mit sehr hoher PV Durchdringung auf kleinem Raum und geringer räumlicher Glättung wird die 85 % Grenze nicht wesentlich überschritten. An den anderen untersuchten Netzknoten bleiben auch die bewölkten Tage deutlich unter der Grenze.

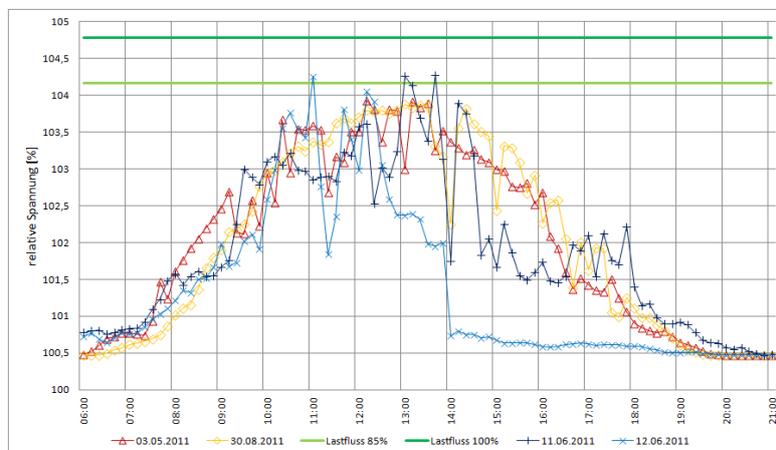


Abbildung 2: Tagesgang der relativen Spannung an einem sehr stark belasteten Knoten im Untersuchungsgebiet im Vergleich mit dem statischen Lastfluss 100% und 85%

Anrechenbare Last bei voller PV Einspeisung

Die Netzbelastung durch die Rückspeisung wird durch gesichert auftretende Verbraucherlasten reduziert [Par-11]. In ländlich geprägten Netzen werden oftmals weniger als 150 HA je Transformator betrachtet. Für eine Anzahl von weniger als 150 versorgten HA je Transformator gibt [KER-11] eine lineare Abhängigkeit der anzusetzenden Last und der Anzahl der HA an. Für weniger als 10 versorgte HA wird der Standby-Verbrauch von 57 W angesetzt. Für 10 bis 150 HA wird zwischen 160 W (zusätzlich anteilige Anrechnung getakteter Geräte) und 377 W (Minimallast aus VDEW-Lastprofilen) linear interpoliert.

Leistungsreduktion durch die Wechselrichtergröße

Ein limitierender Faktor für die maximale Leistung einer PV Anlage ist die Dimensionierung des Wechselrichters. Zu dieser Thematik gibt es in verschiedenen Büchern und Fachzeitschriften eine Vielzahl an Veröffentlichungen. Die meisten Autoren empfehlen jedoch eine Wechselrichterleistung unter der STC Leistung der Module. Eine Studie im Rahmen des Projektes zeigt die Verteilung verschiedener Auslegeverhältnisse über verschiedene Anlageklassen [Wir-11]. Für die Studie wurden 934 PV Anlagen in Niederbayern ausgewertet. Das Auslegeverhältnis wird dabei als Verhältnis der installierten Modulleistung bei STC Bedingungen zur Wechselrichter-Nominalleistung angesehen. Die maximale Ausgangsleistung einer typischen PV Anlage in Deutschland wird durch den Wechselrichter mit einem Faktor von 0,89 bezogen auf Ihre installierte STC Modulleistung begrenzt. Kleine PV Systeme liegen etwas unter diesem Faktor, große etwas darüber.

3 Möglichkeiten zur Integration

Zur Integration einer hohen Anzahl an Photovoltaikanlagen im niedrigen Leistungsbereich können verschiedene Wege gegangen werden. Zur Begrenzung des Spannungshubes stehen neben der klassischen Netzverstärkung auch moderne Konzepte wie die Blindleistungsregelung und regelbare Ortsnetztransformatoren zur Verfügung. Auch die Förderung des Eigenverbrauches, beziehungsweise die damit verbundene Spitzenkappung ist ein möglicher Ansatz. Im Folgenden sollen die Methoden kurz vorgestellt werden.

Klassische Netzausbaumaßnahmen

Der klassische Netzausbau wird gerade in den bisher schwach ausgebauten ländlichen Regionen vorangetrieben. Bei der Netzverstärkung ist im Speziellen darauf zu achten nicht nur momentane Engstellen zu beseitigen, sondern vielmehr das Netz einem Zielnetz mit vollem PV Ausbau anzunähern. Dabei ist es wichtig, sich auf belastbare Zahlen zu stützen. So wurde beispielsweise durch [KER-11] ein Dachflächenpotential ermittelt. Es unterscheidet zwischen Vorstadt, Dorf und Land. Dabei wurde für die Kategorie Vorstadt eine Anlagenleistung von 8,6 kW pro HA, für Dorf 21 kW und für Land 39,1 kW ermittelt. Im Rahmen des Projektes wurde der bisherige Zubau mit den Wachstumsraten nach [EEG_Z] und einer logistischen Wachstumsfunktion kombiniert. Im Ergebnis tragen in Niederbayern 50 % der Haushalte in Neubaugebieten eine Anlagenleistung von 10 kW und 70 % der Gewerbe- und Landwirtschaftsbetriebe bekommen eine Leistung von 27 kW zugewiesen.

Spannungshaltung durch Blindleistungsbezug

Durch einen Bezug von induktiver Blindleistung kann, gerade an Netzausläufern die Spannung gesenkt werden. Im Rahmen des Projektes werden zunächst allgemeine Untersuchungen zur Wirkung des Blindleistungseinsatzes angestoßen. Dabei geht es mehr um das Potential der Technologie und die Auswirkungen auf die Netze und weniger um die Optimierung der Regelkennlinien.

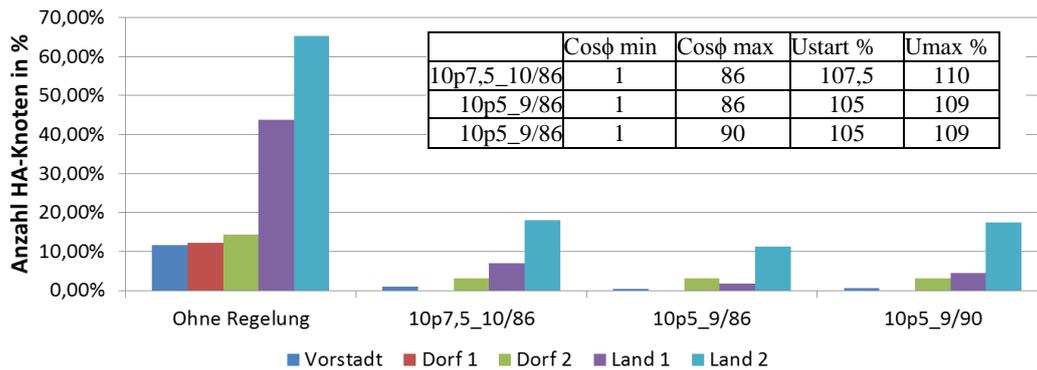


Abbildung 3: Verletzungen der 110% U_n Grenze in verschiedenen Niederspannungsnetzen bei verschiedenen Regelkennlinien.

Abbildung 3 gibt die Anzahl der Knoten an denen eine Verletzung des 10 % Spannungsbandes, bei verschiedenen Regelstrategien, auftritt an. Als Szenario für den Ausbau wird hierbei das Dachflächenpotential gewählt. Es ist ein hohes Potential der Blindleistungsregelung zur Bekämpfung der Spannungsproblematik zu erkennen. Die größten Spannungsprobleme sind in weniger dicht besiedelten Strukturen mit großen Dachflächen am stärksten ausgeprägt. Aufgrund der längeren Leitungen greift hier der Blindleistungseinsatz am stärksten. Der additive Blindleistungsfluss führt dabei nicht zu zusätzlichen Netzverstärkungen. Es ist auch sichtbar, dass selbst bei einem $\cos\varphi_{ind}$ von 0,86 der Netzausbau verzögert und verringert aber nicht vermieden wird.

Spannungshaltung mit dem regelbaren Ortsnetztransformator

Eine Lösung, die direkt an dem Problem der Spannungsänderung ansetzt, ist der regelbare Ortsnetztransformator. Er bietet grundsätzlich die Möglichkeit die Spannung über das Übersetzungsverhältnis zu schalten. Hierzu wurden derzeit verschiedene Prototypen mit Industrierelais, Halbleitern oder Stufenschaltern entwickelt. Im Testgebiet werden in einem Ortsnetz vier Trafostationen gegen regelbare Ortsnetzstationen ausgetauscht und die verschiedenen Betriebsmodi und deren Stabilität getestet. Eine wesentliche Herausforderung stellt dabei die Messung und Erfassung der Regelgrößen dar. Die am leichtesten zu realisierende Regelung, auf die Spannung der Niederspannungssammelschiene des Transformators, gleicht im Wesentlichen nur Mittelspannungsschwankungen aus. Die weiteren Regelkonzepte benötigen zur ordnungsgemäßen Funktion zusätzlichen Informationen über den Netzzustand. Wird eine verteilte Messung an einem oder mehreren aussagekräftigen Punkten im Niederspannungsnetz realisiert, müssen die repräsentativen Knoten ausgewählt und bei Zubau von Erzeugerkapazitäten oder Netzverstärkungen gegebenenfalls angepasst werden. Die Schaltstufen können auch anhand der Lastflüsse angesteuert werden. Dieses stellt relativ geringe Anforderungen an die messtechnische Erfassung. Allerdings müssen auch hier für jedes Netz individuelle Reglerkennlinien erstellt und bei Netzänderungen oder Anlagenzubau überprüft werden. Bei beiden Möglichkeiten muss zusätzlich die gegenseitige Beeinflussung bei einer Vermaschung der Niederspannung, oder bei Schalthandlungen betrachtet werden. Auch die Stabilität bei einer eventuellen Blindleistungsregelung der Wechselrichter gilt es zu untersuchen. Eine weitere Herausforderung stellen Niederspannungssammel-

schiene mit unterschiedlich ausgelasteten Ausläufern, im schlimmsten Fall Rückspeisung und Bezug, dar.

Reduktion der Netzbelastung durch Eigenverbrauch

Der Eigenverbrauch ist eine Möglichkeit nicht nur die gegenwärtigen Probleme der Spannungshaltung zu korrigieren, sondern bereits ein Schritt in Richtung Smartgrid und Lastausgleich. Hierbei ist es allerdings sehr wichtig die einzelnen Systeme nicht nur in Hinblick auf Eigenverbrauch wirtschaftlich zu optimieren, sondern auch die Netzbelastung zu berücksichtigen. Die Speicher müssen also hohe Leistungsspitzen aufnehmen und bei Starklast vorrangig entleert werden. Ein Ladevorgang im Teillastbereich der PV Anlage schafft keine Netzentlastung. Ein Ansatz die Netzbelastung zu begrenzen stellt die 70 % Kappung dar. Speist eine PV Anlage mit hoher Leistung ein wird der Anteil der 70 % der Nennleistung überschreitet nicht ins Netz eingespeist sondern im Haushalt gespeichert, verbraucht oder im ungünstigsten Fall vom Wechselrichter abgeriegelt. Hierbei fällt, in Abhängigkeit von Anlage und Standort, im Mittel 3 % bis 5 % der Jahresenergie an.

4 Zusammenfassung und Ausblick

Gerade in ländlichen Gebieten mit hoher PV Durchdringung werden die dezentralen Erzeuger zur maßgebenden Größe der Netzplanung. Die erzeugte PV Leistung überschreitet den dezentralen Verbrauch und es erfolgt eine Rückspeisung in übergelagerte Netzebenen. Bei der Netzplanung sind PV Anlagen im Allgemeinen mit 85 % der installierten STC Leistung der Module anzusetzen. Hierbei ist die maximale Spannungsanhebung an Netzausläufern mit einer hohen PV-Dichte an klaren Tagen etwas geringer als an Tagen mit fluktuierender Bewölkung. Im Rahmen des Forschungsprojektes „Netz der Zukunft“ werden mehrere Möglichkeiten zur besseren Netzintegration der PV Systeme untersucht. Hierbei ist gerade beim klassischen Netzausbau auf ein Zielnetz mit einer hohen PV Durchdringung hinzuwirken. Durch die Blindleistungsregelung kann der Netzausbau verzögert und verringert, aber nicht vermieden werden. Auch regelbare Ortsnetztransformatoren helfen die Spannungsproblematik zu reduzieren, bergen aber in der Praxis noch einige Realisierungsprobleme. Die derzeitigen Lösungen zum Eigenverbrauch müssen die Netzbelastung mit einschließen.

5 Referenzen

[Bey-04] Beyer HG, Betcke J, Drews A, Heinemann D, Lorenz E, Heilscher G, Bofinger S. Identification of a General Model for the MPP Performance of PV Modules for the Application in a Procedure for the Performance Check of Grid Connected Systems. 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2004; Paris, France.

[EBY-09] EON Bayern, Baurichtlinie Niederspannung, Stand 2009

[DWD] Climate data 1-km-grid, monthly mean of the daily maximum temperature, from 2000 to 2010, DWD Hamburg.

[EEG_Z] Pressemitteilung des BMU v. 3. März 2010, Kabinett stimmt neuer Vergütung für Solarstrom zu, Berlin, 2010

[KER-11] Kerber, G.: Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilstellen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen, Dissertation Technische Universität München, Juli 2011

[Lor-10] Lorenz E., Scheidsteiger T., Hurka J., Heinemann D., Kurz C., Regional PV power prediction for improved grid integration, Progress in

[May-05] Mayer B., Kylling A., Technical note: The libRadtran software package for radiative transfer calculations - description and examples of use, Atmos. Chem. Phys., 5, 1855-1877, 2005. Photovoltaics, 2010, DOI 10.1002/pip. 1033

[Par-11] Pardatscher R., Witzmann, Wirth G., Becker G., R., Brantl J., Garhmer M.: Untersuchungen zu den Auswirkungen von Photovoltaikeinspeisung auf das Nieder und Mittelspannungsnetz, Internationaler ETG-Kongress 2011, Würzburg, November 2011

[Sch-96] Schmidt H, Sauer DU. Wechselrichter-Wirkungsgrade. Sonnenenergie 1996; 4: 43–47 (in German).

[Sol-11] Solarschmiede GmbH, M. Wolf, personal communication, July 2011.

[Wir-11] Wirth G., Spring A., Becker G., Pardatscher R., Witzmann R., Brantl J., Garhmer M.: Field Study on Changing Grid Requirements due to High PV Penetration. 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition Hamburg, September 2011