

Untersuchung zu den Auswirkungen von Photovoltaikeinspeisung auf das Nieder- und Mittelspannungsnetz

Research on the impact of photovoltaic power generation in low and medium voltage grids

Robert Pardatscher, Prof. Dr.-Ing. Rolf Witzmann, Technische Universität München,
Fachgebiet Elektrische Energieversorgungsnetze, Deutschland, robert.pardatscher@tum.de
Georg Wirth, Prof. Dr.-Ing. Gerd Becker, Hochschule München,
Labor Solartechnik und Energietechnische Anlagen, Deutschland
Michael Garhamer, Johannes Brantl, E.ON Bayern AG, Assetmanagement, Deutschland

Kurzfassung

Das Forschungsprojekt „Netz der Zukunft“ wurde von der E.ON Bayern AG in Zusammenarbeit mit der Technischen Universität München und der Hochschule München initiiert. Es untersucht an einem realen Mittelspannungsnetz mit bereits hoher Photovoltaik (PV)-Durchdringung Maßnahmen zur optimierten Netzauslastung. Ziel ist durch Einsatz von blindleistungsfähigen Wechselrichtern, einem Einspeisemanagement und/oder durch Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren eine möglichst hohe PV-Integration bei gleichzeitig optimiertem Netzausbau zu erreichen. Für die Untersuchungen wurde das ausgewählte Netzgebiet mit einer großen Anzahl an Powerquality-Messgeräten (PQ) ausgerüstet, die im Umspannwerk, im Schalthaus und in ca. 130 Ortsnetzstationen in der Niederspannung installiert sind. Bei PV-Anlagenbetreibern wurden spezielle Lastgangzähler mit integriertem PQ-Messwerk eingebaut. Für die Netzberechnungen und die zukünftige Netzplanung müssen möglichst realitätsnahe Rahmenbedingungen angesetzt werden, um den neuen Herausforderungen dezentraler Einspeisung gerecht werden zu können. Hierbei zeigen die vorgestellten Untersuchungen zur maximalen Globalstrahlung, zur Wechselrichterdimensionierung und eine Messdatenauswertung, dass für die maximale PV-Einspeisung in der Niederspannung 85 % der installierten Modulleistung angesetzt werden kann.

Abstract

The research project “Netz der Zukunft” (Grid of the future) was initiated by E.ON Bayern, the Technische Universität München and the University of Applied Sciences München. It analyses a real medium voltage grid with high penetration of photovoltaic (pv) feed in to evaluate methods to reach the best possible capacity utilisation. Therefore about three hundred pv-plants and about 130 transformer stations were equipped with measurement devices. To receive suitable simulation results for the worst case, values for the maximum feed in power of pv-plants and the low-load characteristics [1] for the local consumption are necessary. The maximum global irradiation in Germany, the typical inverter dimensioning and the measured power of 150 pv-plants were analysed. The results show, that in case of regarding a grid area, supplied by a single transformer, pv-plants feed in with at most 85 % of the installed module-power.

1 Einleitung

Erneuerbare Energien erlangen seit Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Jahre 2000 immer mehr an Bedeutung und leisten mit bereits 16,8 % (Stand 2010 [2]) einen wesentlichen Beitrag zum jährlichen Bruttostromverbrauch Deutschlands. Im Süden Deutschlands erfährt vor allem die Photovoltaik aufgrund der günstigen Solarstrahlungsverhältnisse einen rasanten Zubau. Die nach Leistungsklassen und baulicher Ausführung der Anlage gestaffelte Einspeisevergütung hat die Installation einer sehr großen Anzahl von vorwiegend Kleinanlagen mit sich gebracht, die größtenteils über den Hausanschluss in die Niederspannungsnetze einspeisen. Diese Netze, die ursprünglich als reine Verteilnetze ausgelegt wurden, gelangen bei hoher Anlagendichte und der damit hohen gleichzeitigen Einspeisung von Solarstrom an ihre Belastungsgrenzen. Neben Leitungs- und Transformatorauslastung stellt dabei in den meisten Fällen die Spannungshaltung das Hauptproblem dar. Für die ursprüngli-

che Netzauslegung im Leistungsbezug ist der Starklastfall (Winterlast) anzusetzen. Bei Betrachtung eines ganzen Netzbereichs führt eine statistische Verteilung der Lasten zu einer geringeren Gleichzeitigkeit und damit zu kleineren maximalen Leistungswerten je Verbraucher. In Netzen mit hoher PV-Durchdringung kann im Rückspeisefall eine höhere Netzbelastung als bei Starklast vorherrschen, sodass für die Netzplanung dieser Fall mehr und mehr relevant wird. Bei PV-Einspeisung kann die Vergleichmäßigung der einzelnen Einspeiseleistungen nicht in gleichem Maße wie im Starklastfall angewandt werden, da aufgrund der geringen räumlichen Ausdehnung von Niederspannungsnetzen von einer überall nahezu gleichen Solarstrahlung in einem Netzgebiet ausgegangen werden muss. Das Auftreten von hohen Einspeiseleistungen erfolgt zudem oft zu Zeiten, die durch geringen Verbrauch der Haushaltskunden gekennzeichnet sind. Dadurch wird nur wenig PV-Leistung direkt vor Ort genutzt und der Großteil der Energie wird über das Nieder- bzw. Mit-

telspannungsnetz bis ins Hochspannungsnetz rückgespeist.

Problematisch hinsichtlich der PV-Integration sind v.a. Netze im ländlichen und dörflichen Bereich. Hier stehen große Dachflächen mit entsprechend großem PV-Potential einer relativ geringen Verbraucherdichte gegenüber. Die im Vergleich zu dichter besiedelten Gebieten räumlich ausgedehnten Netze mit langen Leitungssträngen verschärfen die Situation zusätzlich. Die Auswirkungen beschränken sich aber nicht nur auf die Niederspannungsebene. Aufgrund der hohen Anlagendichte summieren sich die über die einzelnen, von der Mittelspannung versorgten Ortsnetze rückgespeisten Leistungen an den Umspannwerken zu einem beträchtlichen Leistungsfluss. Hierbei erfahren die einzelnen Ortsnetzstationen eine bereits zu berücksichtigende Spannungsanhebung.

2 Forschungsprojekt „Netz der Zukunft“

Das Forschungsprojekt „Netz der Zukunft“ wurde von der E.ON Bayern AG in Zusammenarbeit mit der Technischen Universität München und der Hochschule München ins Leben gerufen. Im Projekt sollen die neuen Herausforderungen an die Verteilnetze der Mittel- und Niederspannung durch dezentrale Einspeisung erforscht werden. Hierbei liegt der Fokus auf der gegenseitigen Beeinflussung von Mittel- und Niederspannungsebene. Aus den Untersuchungen sollen allgemeine Planungsgrundlagen für Netze mit hoher PV-Durchdringung hervorgehen. Um die Netzberechnungen in den Analysen möglichst realitätsnah zu gestalten, wurde ein komplettes Mittelspannungsnetz mit den unterlagerten Ortsnetzen mit Messtechnik ausgestattet. Aus den Messdaten, die an Ortsnetzstationen, bei PV-Anlagenbetreibern in der Niederspannung und Messpunkten in der Mittelspannung aufgezeichnet werden, sollen möglichst aussagekräftige Erkenntnisse zum Verbrauch und zur PV-Einspeisung erlangt werden. Hierbei werden bspw. die Last- und Einspeiseprofile untersucht, die auftretenden Spannungen an den Messpunkten sowie die Auswirkung von unsymmetrischer Einspeisung. Als Ziel wird eine optimierte Netzauslastung angesehen, die eine möglichst hohe PV-Summenleistung im Netz mit sich zieht. Als mögliche Maßnahmen zum Erreichen dieses Ziels sind der Einsatz von blindleistungsfähigen Wechselrichtern, von regelbaren Ortsnetztransformatoren, von einem Einspeisemanagement bzw. deren Kombination vorgesehen, die anhand von Netzberechnungen evaluiert werden. Im Folgenden wird auf das Untersuchungsgebiet sowie auf die darin verbaute Messtechnik eingegangen. Des Weiteren werden erste Untersuchungen zur maximalen PV-Einspeisung vorgestellt, die als Grundlage für Netzberechnungen dienen kann.

2.1 Untersuchungsgebiet

Als Untersuchungsgebiet wurde ein Netz mit hoher PV-Durchdringung ausgewählt, um die Auswirkungen von massiver PV-Einspeisung direkt messen zu können.

Beim untersuchten Gebiet handelt es sich um das Mittelspannungsnetz Seebach in der Nähe der bayerischen Stadt Deggendorf, das sich über eine Fläche von rund $12 \text{ km} \times 12 \text{ km}$ erstreckt. Das 20 kV-Verteilnetz versorgt über rund 150 Ortsnetzstationen ein ländliches Gebiet mit mehreren Dörfern und der Kleinstadt Osterhofen. Wird die Summe der installierten Modulleistungen auf die Anzahl der Hausanschlüsse (HA) bezogen, ergibt sich für das Untersuchungsgebiet ein Vorlauf von rund drei Jahren verglichen mit dem Mittel des gesamten, von der E.ON Bayern AG versorgten Gebiets. Im untersuchten Netz ist eine Summenleistung von $22,6 \text{ MW}_p$ an Photovoltaik installiert (Stand Juli 2011). Dabei leisten rund 910 Anlagen mit Anschlusspunkt in der Niederspannung einen Beitrag von $15,8 \text{ MW}_p$. Den Rest liefern größere Solarparks, die direkt in die Mittelspannungsebene einspeisen. Die geographische Lage des Mittelspannungsnetzes in Deutschland und die Netztopologie sind in Bild 2.1 ersichtlich.

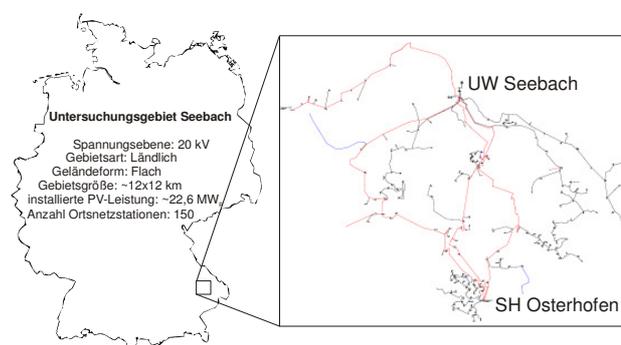


Bild 2.1 Untersuchungsgebiet Seebach: Lage und Netztopologie

2.2 Messtechnische Erfassung des Untersuchungsgebiets

Um im untersuchten Gebiet Aufschluss über den Netzzustand zu erlangen, wurde eine große Anzahl an Messinstrumenten im Netz installiert. Neben den Messgeräten im Umspannwerk Seebach, im Schalthaus Osterhofen und an den davon abgehenden Maschenleitungen wurden die Ortsnetzstationen und mehrere hundert Kunden mit Messequipment ausgestattet.

2.2.1 Messung in Ortsnetzstationen

In ca. 130 20/0,4 kV-Ortsnetzstationen des Untersuchungsgebiets wurden Power-Quality-Messgeräte installiert. Diese zeichnen eine Vielzahl an Messgrößen in unterschiedlichen zeitlichen Auflösungen auf. So können Spannung, Strom und Leistung im 3-Sekunden-Raster gemessen werden. Eine 10-Minuten-Mittelung steht zusätzlich für Strom- und Spannungsharmonische (THD als auch ordnungsspezifisch), für den Leistungsfaktor, die Netzfrequenz, die Spannungsunsymmetrie und die Verzerrungsblindleistung zur Verfügung. Eine Kurzzeitmessung mit hochaufgelösten Abtastraten im ms-Bereich kann bei Verletzung von verschiedenen, parametrierbaren Schwellwerten wie z.B. bei Unterspannung, bei -frequenz oder bei einem Phasensprung ausgelöst werden. Zudem werden Grenzwertunter- und -überschreitungen in einer Tagesstatistik erfasst.

2.2.2 Messung bei PV-Anlagenbetreibern

Um auch in den Abgängen von Niederspannungsnetzen aussagekräftige Messdaten zu erhalten, wurden direkt an den Verknüpfungspunkten von PV-Anlagen (Hausanschluss) spezielle Lastgangzähler eingebaut. Hierzu wurde mit mehreren hundert PV-Anlagenbetreibern Kontakt aufgenommen. Bei über dreihundert Kunden konnten mit deren Einverständnis Einspeise- und Lastgangzähler installiert werden. Neben Abrechnungsdaten, die im Viertelstundentakt aufgezeichnet werden, liefert das Messwerk 10-Minuten-Mittelwerte der drei Phasenströme und -spannungen sowie die jeweils minimal und maximal auftretenden Werte während der Mittelwertperioden. Aufgezeichnet werden auch die Leistung (Blind- & Wirkanteil), die Oberschwingungsbelastung für Strom und Spannung der drei Phasen (THD), die Netzfrequenz und Werte zu Kurzzeitflicker.

3 Rahmenbedingungen für Netzrechnungen

Neben der messtechnischen Erfassung des Netzzustandes werden Berechnungen zu den untersuchenden Maßnahmen mit Hilfe eines kommerziellen Netzsimulationsprogramms durchgeführt. Die Netzpläne des Untersuchungsgebiets sind dabei aufgeteilt in einen Mittel- und mehrere Niederspannungsdatensätze, die auch spannungsebenenübergreifend simuliert werden können. Im Mittelspannungsdatensatz sind die Verbraucher einzelner Ortsnetze als Summenlast zusammengefasst, die unterspannungsseitig am Ortsnetztransformator angeschlossen sind. Für die PV-Anlagen wird eine Einspeisung mit der installierten Modulsummenleistung eingetragen. In den Netzplänen der Niederspannung sind je Hausanschluss ein Last- und je gemeldeter PV-Anlage ein Einspeiseelement modelliert.

Um für die Netzplanung die im Netz maximal auftretenden Spannungsanhebungen zu ermitteln, muss für die Verbraucher und PV-Anlagen der ungünstigste Fall ermittelt werden, der zur maximalen Netzauslastung führt. Dieser ergibt sich bei hoher Sonneneinstrahlung und gleichzeitig schwachem Leistungsbezug von Verbrauchern. Die folgenden Untersuchungen und die daraus resultierenden Planungsgrundlagen beziehen sich auf jeweils einen Netzbereich, versorgt von einem einzelnen Ortsnetztransformator. Bei Betrachtung des ungünstigsten Falles einzelner PV-Anlagen oder kleinerer Netzteile müssen restriktivere Verbrauchs- und Leistungsannahmen getroffen werden.

3.1 Verbrauch

Für die Simulationen der Verbraucherlasten muss für den ungünstigsten Fall der minimal anzurechnende Leistungsbezug angesetzt werden. Der Ansatz, den Lasten keinen Verbrauch zu unterstellen, ist zwar naheliegend, vernachlässigt allerdings den geringen, aber dennoch vorhandenen Verbrauch. Aufgrund der geringen Versorgungsdichte in ländlich und dörflich geprägten Netzen von teils weniger als 150 Hausanschlüssen (HA) je speisendem Transformator, kann nicht der Minimallastwert aus den

VDEW-Lastprofilen angewandt werden [3]. Für eine Anzahl von weniger als 150 versorgten HA je Transformator gibt [1] 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 (bei Jahresverbrauch von 4500 kWh) angesetzt. Für 10 bis 150 HA wird zwischen 160 W (zusätzlich anteilige Anrechnung getakteter Geräte) und 377 W (Minimallast aus VDEW-Lastprofilen) linear interpoliert [1].

Auf Basis dieser Abhängigkeit wird für jeden Netzbereich der von einem Transformator versorgt wird, ein Leistungswert für die Verbraucher berechnet und in den Lastelementen der Simulation eingetragen.

3.2 PV-Einspeisung

Für den Fall maximaler Netzbelastung muss für die PV-Anlagen die maximal auftretende Einspeiseleistung bekannt sein. Folgende Punkte sprechen dagegen, die in den Datenblättern der Hersteller angegebene Modulleistung für die Simulation zu verwenden.

3.2.1 Auftretende Globalstrahlung

Neben den meist für Aufdachanlagen vorgegebenen Systemparametern wie Ausrichtung und Neigung sind die maximal auftretende Solarstrahlung und die zugehörige Zelltemperatur die Haupteinflussgrößen auf die maximale Einspeiseleistung von PV-Anlagen. Daraus ergeben sich zur worst-case-Betrachtung der Einspeisung zwei mögliche Szenarien (siehe Bild 3.1): Wolkenloser und wechselhafter Tag mit Wolkenzug.

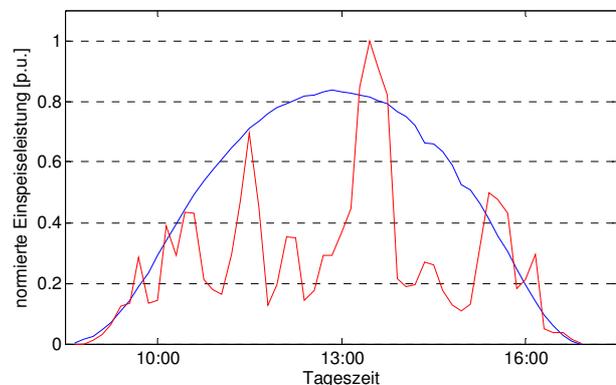


Bild 3.1 PV-Profile der worst-case-Szenarien: Tage mit schönem und mit wechselhaftem Wetter

3.2.1.1 Wolkenloser Sommertag

Bei diesem Szenario trifft eine sehr hohe Globalstrahlung, bedingt durch den hohen Sonnenstand, auf eine hohe Zelltemperatur. Trotz der hohen Einstrahlungsleistung im Bereich nahe den Standard-Test-Conditions (STC) mindert die hohe Temperatur der Zellen aufgrund des negativen Wirkungsgrad-Temperaturkoeffizienten die Ausgangsleistung stark. In diesem Zusammenhang wurden Untersuchungen durchgeführt, welche maximale Leistung für eine PV-Anlage auftreten kann.

Das für die Untersuchung verwendete Modell ist als Blockschaltbild in Bild 3.2 abgebildet.

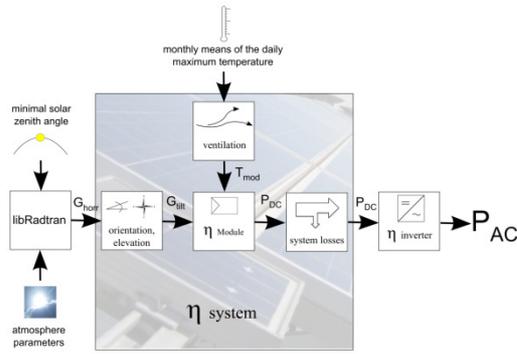


Bild 3.2 Blockschaltbild des Simulationsmodells

Aus der geographischen Lage und mit typischen Atmosphärenparametern liefert das Atmosphärenmodell „libRadtran“ [4, 5] maximale Solarstrahlungswerte. Diese werden einem wirkungsgradbasierten Solarzellenmodell übergeben, das mit den Ergebnissen ein Wechselrichtermodell speist [6, 7]. Um mit dem Gesamtmodell die maximal mögliche elektrische Wechselrichterausgangsleistung zu ermitteln, wird für die simulierten PV-Module eine exakte Südausrichtung und eine optimale Neigung von 28° angenommen. Für die Eingangsgröße Umgebungstemperatur werden Daten von maximalen Tagestemperaturen des Deutschen Wetterdienstes [8] verwendet. Für das System wird eine typische Belüftung angenommen. Aus knapp 8000 am Markt verfügbaren Modulen wird für die Solarzellen ein mittlerer Wirkungsgrad von 12,7 % und ein Wirkungsgrad-Temperaturkoeffizient von -0,43 %/K angenommen.

Die Ergebnisse für den Raum Deutschland liefern eine maximale Wechselrichterausgangsleistung von 850 W je installiertem kW_p.

3.2.1.2 Wechselhafter Tag in der Übergangszeit

Im zweiten Szenario herrscht jahreszeitlich bedingt eine geringere Zelltemperatur vor. Bei Verschattung der Solarmodule durch Wolken verringert sich diese noch weiter. Zieht die verschattende Wolke weiter, trifft eine hohe Strahlungsleistung auf kühle Solarzellen, die entsprechend hohe Leistungen liefern. Die Strahlungsleistung wird in diesem Fall durch Reflexionen an den Wolkenkanten noch verstärkt und kann durchaus Werte größer jenen in den STC annehmen. Die hohen Einspeiseleistungen treten allerdings nur für kurze Zeit auf und sind lokal auf einige wenige Anlagen begrenzt.

Diese Aussage wird anhand von Messdaten eines Solarparks untersucht. Als Grundlage dienen die Einspeiseprofile von mehreren, über die Ausdehnung eines Niederspannungsnetzes verteilten Wechselrichtern (WR). Die Profile werden PV-Anlagen eines zu untersuchenden Niederspannungsnetzes vorgegeben. In Bild 3.3 sind die Spannungen der 10-Minuten-Mittelwerte des simulierten Tagesverlaufs am Ortsnetztransformator abgebildet. Hier tritt die stärkste Vergleichmäßigung der Einspeiseprofile auf. Wie bereits erwähnt, muss bei Betrachtung einzelner Hausanschlussknoten mit höheren Werten gerechnet werden. Der gestrichelte Verlauf zeigt die Spannung bei konstanter Bewölkung (alle WR speisen dasselbe Profil ein). Bei der grünen Kurve wird die Bewölkung mit einem

Westwind von 2 m/s über das Netz geschoben. Zum Vergleich sind noch die Kurven eines schönen Tages (rot) und zwei Lastflüsse mit konstanter Einspeisung der WR von 85 % (violett) und 100 % (hellblau) der Modulleistung aufgetragen.

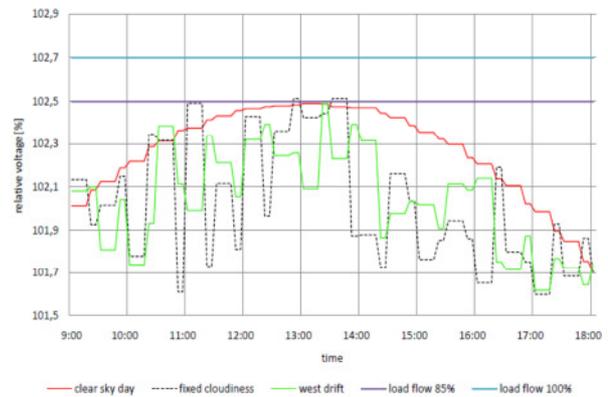


Bild 3.3 Normierte Spannungsverläufe am Transformator für konstante Bewölkung (gestrichelt), Bewölkung mit Westwind (grün), Schönwetter (rot), konstant 85 % (violett) und konstant 100 % der Modulleistung (hellblau)

Die Ergebnisse zeigen, dass auch bei einem wechselhaften Tag bei Betrachtung mehrerer PV-Anlagen (die teils Leistungen größer der STC-Leistung einspeisen) in Summe die Spannung nicht höher angehoben wird als bei einer mittleren Einspeisung der Anlagen von 85 % der Modulleistung.

3.2.2 Wechselrichterauslegung

Die Dimensionierung des Wechselrichters wirkt begrenzend auf die maximal auftretende Einspeiseleistung. Dabei spielen bei der Wahl der Wechselrichterleistung technische und finanzielle Aspekte sowie eine nach Leistungsklassen gestufte Produktpalette der Hersteller eine Rolle. Für 934 PV-Anlagen im Untersuchungsgebiet wurden die Inbetriebsetzungsprotokolle ausgewertet und die Wechselrichterbemessungsleistung auf die Modulleistung des PV-Generators bezogen. Dieses Verhältnis zeigt mit einem mittleren Wert von 0,89, dass die Wechselrichter im Normalfall unterhalb der STC-Leistung dimensioniert werden. Tabelle 3.1 gibt die Auswertung für unterschiedliche Anlagengrößen wieder. Für kleinere Anlagen ergeben sich geringere Auslegungsverhältnisse, die mit der schlechteren Ausbeute der Anlagen zusammenhängen könnten. Größere Anlagen sind tendenziell mit einer höheren spezifischen Wechselrichterleistung ausgestattet.

PV-Anlagengröße	Auslegungsverhältnis
bis 10 kW	0,88
10 kW bis 100 kW	0,90
100 kW bis 400 kW	0,93
Mittelwert	0,89

Tabelle 3.1 Auslegungsverhältnis verschiedener Anlagengrößen

Die Dimensionierung des Wechselrichters unterhalb der STC-Leistung begrenzt somit die maximale Einspeiseleistung.

tung und unterstützt den Ansatz, PV-Anlagen in Netzbe-rechnungen nicht mit ihrer Modulleistung anzusetzen. Die mögliche Überlastfähigkeit der Wechselrichter kann auf-grund der stationären Betrachtungsweise vernachlässigt werden.

3.2.3 Auswertung von PV-Einspeiseprofilen

Um die genannten Begrenzungen auch messtechnisch zu untermauern, wurden Jahres-Einspeiseprofile von 150 PV-Anlagen untersucht. Die betrachteten Anlagen sind im gesamten Versorgungsgebiet der E.ON Bayern AG ver-teilt. Bei den Messwerten handelt es sich um Viertelstun-denmittelwerte, welche die Jahre 2009 und 2010 abde-cken. Die Anlagengröße liegt zwischen 42,7 kW_p und 133,7 kW_p, die Verteilung nach Leistungsklassen ist in Bild 3.4 ersichtlich.

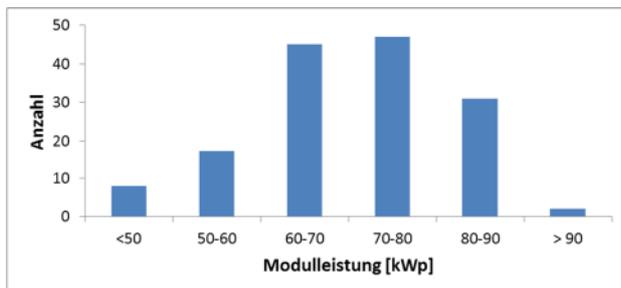


Bild 3.4 Leistungsverteilung der untersuchten Einspeise-profile von 150 PV-Anlagen

Um aus den Daten eine Maximalwertabschätzung zu er-halten, wurde für jede PV-Anlage ein synthetisches Ma-ximal-Einspeiseprofil erzeugt. Dabei wurde für jeden Ta-geszeitpunkt der maximale Leistungswert für jede Anlage ermittelt. Wird von den 150 derart generierten Profilen ein Mittelwert gebildet, ergeben sich die Verläufe in Bild 3.5.

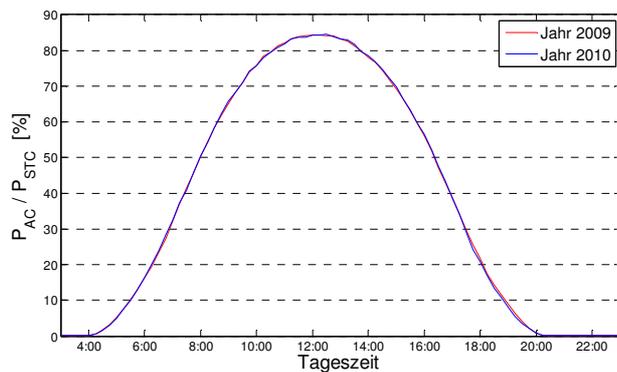


Bild 3.5 Mittelwert der synthetischen Maximal-Profile aller Anlagen

Die Verläufe für beide Jahre weisen nahezu dieselben Werte auf und erreichen ein Maximum bei knapp 85 % der installierten Modulleistung. Allerdings handelt es sich bei dieser Betrachtung um einen nicht realen Fall, da nicht jede Anlage zum gleichen Datum die höchste Einspeise-leistung erzeugt.

Eine höhere Aussagekraft liefert die Betrachtung der Ein-speiseprofile von geringer ausgedehnten Gebieten, wie

beispielsweise einem Postleitzahlengebiet. Hierbei wird für jeden Tageszeitpunkt die maximal eingespeiste Sum-menleistung der betrachteten Anlagen auf die installierte Modulleistung im betrachteten PLZ-Gebiet bezogen. Für zwei PLZ-Gebiete wurden hierbei jeweils rund 30 Anla-gen analysiert, die Auswertung ergibt die Verläufe für die Jahre 2009 und 2010 in Bild 3.6. Es zeigt sich hier ein stärkerer Unterschied zwischen den beiden Jahren und auch die beiden Gebiete unterscheiden sich um ein paar Prozentpunkte in der Zeit um den Sonnenhöchststand. Al-lerdings kann auch hier festgestellt werden, dass das Ma-ximum noch unter 85 % bleibt.

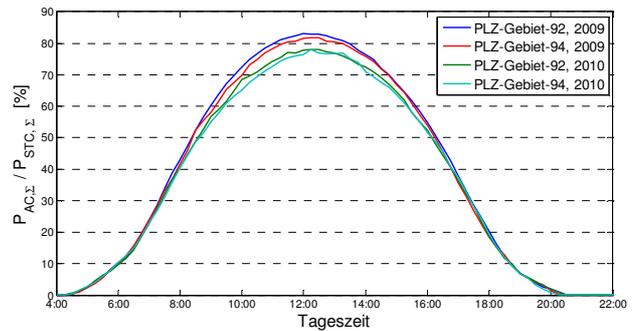


Bild 3.6 Normierte Anlagen-Summenleistung in den un-tersuchten PLZ-Gebieten

Die beiden Untersuchungen zeigen, dass einerseits für den unrealistischen Fall der reinen Maximalwertbetrachtung und andererseits für kleinere Gebiete jeweils 85 % der in-stallierten Modulleistung nicht überschritten wird.

3.2.4 Fazit – PV-Einspeisung

Die drei vorgestellten Untersuchungen zur maximalen Globalstrahlung, zur Wechselrichterdimensionierung und zur Messdatenauswertung unterstützen alle den Ansatz, PV-Anlagen nicht mit ihrer Modulleistung zu bewerten. Bei Betrachtung eines Netzbereiches, versorgt von einem Ortsnetztransformator, kann dabei von maximal 85 % der Modulleistung ausgegangen werden. In Einzelfällen oder bei Betrachtung einzelner PV-Anlagen müssen restriktive Annahmen angesetzt werden.

4 Zusammenfassung und Ausblick

Das Forschungsprojekt „Netz der Zukunft“ wurde von der E.ON Bayern AG in Zusammenarbeit mit der Techni-schen Universität München und der Hochschule München ins Leben gerufen. Es untersucht an einem exemplari-schen Mittelspannungsnetz mit hoher PV-Durchdringung Maßnahmen zur optimierten Netzauslastung. Neben der Auswertung einer Vielzahl von Messungen sollen anhand von Netzberechnungen der Einsatz blindleistungsfähiger Wechselrichter, der Einsatz von regelbaren Ortsnetztrans-formatoren und ein Einspeisemanagement simuliert wer-den. Aus den Untersuchungen können somit Planungs-grundlagen für die zukünftige Netzplanung von Netzen mit hoher PV-Durchdringung hervorgehen.

In den vorliegenden Ausführungen wird das Projekt, das Untersuchungsgebiet und die darin verbaute Messtechnik vorgestellt. Für die maximale Netzauslastung wird ein

Ansatz zur maximalen PV-Einspeisung von 85 % der Modulleistung präsentiert. Dieser basiert auf Untersuchungen zur maximalen Globalstrahlung, zur Auslegung von Wechselrichtern und zur Auswertung von Messdaten von 150 PV-Anlagen. Die Ergebnisse werden nach ausreichender Messdatenverfügbarkeit aus dem Untersuchungsgebiet weiter verfeinert.

5 Literatur

- [1] Kerber, G.: *Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilsnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen*, Dissertation Technische Universität München, Juli 2011
- [2] *Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland 2010*, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, März 2011
- [3] Engels, K.: *Probabilistische Bewertung der Spannungsqualität in Verteilungsnetzen*, Dissertation RWTH Aachen, 2000
- [4] Kato S., Ackerman T., Mather J., Clothiaux E.: *The k-distribution method and correlated-k approximation for a shortwave radiative transfer model*, Journal of Quantitative Spectroscopy & Radiative Transfer 62, 1999
- [5] Mayer B., Kylling A.: *Technical note: The libRadtran software package for radiative transfer calculation – description and examples of use*, Atmos. Chem. Phys., 2005
- [6] Beyer H.G., 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*, Proceedings of 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Paris, France 2004
- [7] Schmidt H., Sauer D.U., *Wechselrichter-Wirkungsgrade*, Sonnenenergie 4, 1996
- [8] *Klimadaten im 1 km-Raster, Monatliche Mittelwerte der täglichen Maximaltemperaturen zwischen 2000 und 2010*, Deutscher Wetterdienst Hamburg, klima.hamburg@dwd.de