

Verbesserte Netzintegration von PV-Speichersystemen durch Einbindung lokal erstellter PV- und Lastprognosen

Joseph Bergner, Johannes Weniger, Tjarko Tjaden, Volker Quaschnig
Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin
Wilhelminenhofstraße 75A, 12459 Berlin
Email: joseph.bergner@htw-berlin.de
Internet: <http://pvspeicher.htw-berlin.de>

1 Einleitung

Die Abkehr von der fossilen Energieversorgung, hin zu einem dezentralen, angebotsabhängigen, erneuerbaren Energiesystem birgt zahlreiche Herausforderungen. Durch die Wetterabhängigkeit und den kontinuierlich wachsenden Anteil der regenerativen Energien an der Energiebereitstellung, werden vor allem Prognosen der Wind- und Solarleistung bei Fragen der Systemintegration an Bedeutung gewinnen. Insbesondere bei der Einsatzplanung von Erzeugungseinheiten und regelbaren Lasten sind möglichst präzise Prognosen über den zukünftigen Verlauf der Stromerzeugung und des Verbrauchs von entscheidender Bedeutung. Im Bereich der Photovoltaik (PV) konnten Prognosen besonders in den letzten Jahren durch die Kombination verschiedener Prognosetechniken deutliche Verbesserungen erfahren [1] und sind aus dem Handel mit Energiemengen nicht mehr wegzudenken. Für die Kombination von Prognosen zur Lastvorhersage und PV-Erzeugung ergeben sich neue Einsatzgebiete in dezentralen PV-Speichersystemen zur gezielten Speicherbeladung in Zeiten hoher PV-Leistung. Dabei besteht noch Unklarheit über die Anforderungen an die hierzu erforderlichen Prognosen, die sich von anderen Einsatzgebieten unterscheiden können.

Besonders der geringe Nutzen von langen Prognosehorizonten sowie geringe potenzielle Kosteneinsparungen stellen den Einsatz von kommerziellen Prognoseprodukten in typischen PV-Speichersystemen im Hausbereich in Frage [2], [3]. Da im Speichersystem alle Informationen über die Energieflüsse im Haushalt zusammenlaufen und Prognosen der individuellen Haushaltslast lokal erstellt werden müssen, erscheint es als zielführend, auch die PV-Prognosen auf Basis von historischen Messwerten lokal zu erstellen. Somit kann der Umfang der externen Kommunikation reduziert werden oder im Falle eines Kommunikationsausfalls der Speicherbetrieb autonom fortgesetzt werden. Vorangegangene Untersuchungen konnten anhand von Einzelsystemen aufzeigen, dass sich für dieses Einsatzgebiet sogar einfache Prognosen auf Basis der Persistenz eignen können [2]–[4].

In diesem Beitrag wird der Frage nachgegangen, ob sich lokal erstellte Prognosen für die prognosebasierten Betriebsstrategien in PV-Speichersystemen eignen. Hierzu wird durch Simulationsrechnungen der Einfluss von Prognosefehlern auf die Betriebsergebnisse der Systeme an unterschiedlichen Standorten und unter Berücksichtigung verschiedener Haushaltslastprofile aufgezeigt.

2 Datenbasis und Systembeschreibung

2.1 Eingangsdaten

Die Simulation des Systemverhaltens von PV-Speichersystemen an verschiedenen Standorten erfolgt auf Basis von gemessenen Wetterdaten von 23 Messstationen des Deutschen Wetterdienstes (DWD). Aus Bild 1 (links) geht die räumliche Verteilung der betrachteten Standorte hervor. Für die Untersuchung stehen 1-minütige Zeitreihen der Global- und Diffusbestrahlungsstärke sowie der Lufttemperatur für den Zeitraum von 2010 bis 2013 zur Verfügung.

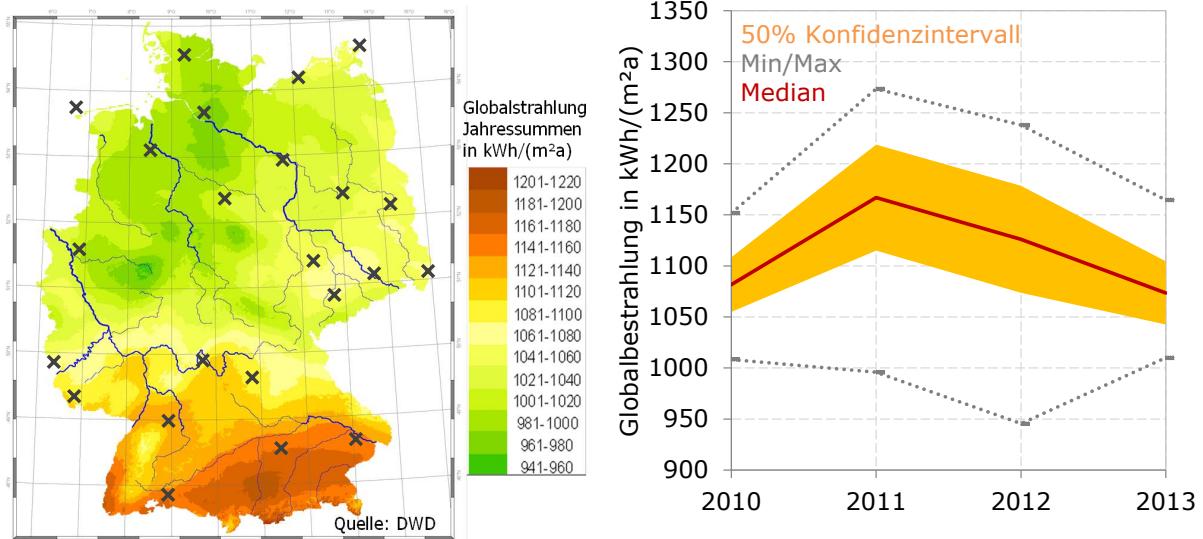


Bild 1 Räumliche Verteilung der Messstandorte (links) und Variation der jährlichen Globalbestrahlung von 2010 bis 2013 an den 23 Standorten (rechts). [Datengrundlage der Karte: Langjähriges Mittel 1981-2010]

Die Jahressumme der Globalbestrahlung schwankt in den vier Jahren an den 23 Standorten zwischen 945 und 1254 kWh/(m² a) und liegt im Mittel knapp über 1100 kWh/(m² a), vgl. Bild 1, rechts.

Der Einfluss verschiedener Haushalte wird anhand von 74 gemessenen Lastprofilen ermittelt (vgl. [5]). Die Messdaten wurden im Rahmen des Praxistests „Moderne Energiesparsysteme im Haushalt“ durch das Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES) durch Smart-Meter in 15-minütiger Auflösung erfasst [6]. Weitergehend wurden die Lastdaten über eine Lastprofil synthese zu 1-minütigen Daten aufgearbeitet, was detailliert in [7] beschrieben ist. Die Lastdaten bilden eine repräsentative Schnittmenge ab und liegen über ein Jahr vor, wobei der Jahresstromverbrauch der einzelnen Haushalte zwischen 1400 und 8600 kWh variiert [5]. Schwankungen im elektrischen Jahresenergiebedarf können aufgrund der Datenlage nicht abgebildet werden. Daher wird angenommen, dass der Verbrauch in jedem Jahr identisch ist.

Die PV-Leistungsprognosen und Lastprognosen werden in diesem Beitrag viertelstündlich aktualisiert und haben einen Prognosehorizont von 15 h. Vorhergesagt werden 15 minütige Leistungsmittelwerte. Auf die Ermittlung lokal erstellter Leistungsprognosen wird im weiteren Verlauf näher eingegangen.

Für die nachfolgenden Simulationen wurde ein AC-gekoppeltes PV-Speichersystem modelliert, dessen PV-Generator südlich ausgerichtet und um 35° geneigt ist. Die Leistungsabhängigkeit der DC- und AC-Leistung wurde nach den Modellen von Beyer et al. [8] sowie Schmidt und Sauer [9] umgesetzt, wobei auch der Einfluss der thermischen Trägheit des PV-Generators auf die Modultemperatur abgebildet wurde. Nach Berücksichtigung weiterer Systemverluste ergeben sich Jahreserträge zwischen 914 und 1220 kWh/kWp bei einer Performance Ratio von 82-83%. Die maximale PV-Leistungsabgabe wurde auf 1 kW/kWp begrenzt.

Das AC-gekoppelte Speichersystem beinhaltet eine Lithium-Ionen-Batterie, deren Effizienz mit einem mittleren Energiewirkungsgrad von 95% berücksichtigt wird. Der Batteriewechselrichter wird vereinfachend mit einem konstanten Wirkungsgrad von 94% und einer maximalen Leistung von 1 kW/kWh nutzbarer Speicherkapazität modelliert.

Zur besseren Vergleichbarkeit zwischen verschiedenen Systemen wird die Systemgröße ins Verhältnis zum Jahresstromverbrauch gesetzt. Die nachfolgenden Simulationsuntersuchungen werden daher für eine spezifische PV-Systemgröße von 1 kWp/MWh und eine nutzbare Batteriekapazität von

1 kWh/MWh durchgeführt. Je nach Jahressumme an elektrischer Energie der verschiedenen Haushalte kann dadurch die absolute Systemgröße variieren.

2.2 Regeleinheit

Zur Verbesserung der Netzintegration von PV-Systemen kann die eingespeiste Wirkleistung am Netzanschlusspunkt auf einen festgelegten Wert begrenzt werden. In Deutschland gilt für PV-Systeme die gesetzliche Vorgabe, die maximale Leistungsabgabe von PV-Systemen kleiner 30 kWp auf 70% der installierten PV-Leistung zu begrenzen, sofern keine Teilnahme am Einspeisemanagement erfolgt [10]. Darüber hinaus ist eine entscheidende Voraussetzung für die Inanspruchnahme des Förderprogramms für PV-Batteriespeicher der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) die Begrenzung der Einspeiseleistung auf 60%, also 0,6 kW/kWp, der installierten PV-Leistung [11].

Es existieren unterschiedliche Ansätze, um die Fördervoraussetzung der KfW in der Praxis umzusetzen. Eine Option besteht darin, dies durch Abregelung von PV-Leistung zu erzielen (Bild 2, Mitte). Hierzu kann durch Änderung der Wechselrichterspannung auf der DC-Seite die Leistungsabgabe des PV-Systems reduziert werden. Durch die Abregelung wird jedoch weniger PV-Energie genutzt, was unter heutigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen zu finanziellen Verlusten führt. Zur Reduzierung der Abregelungsverluste und der maximalen PV-Einspeiseleistung kann die Ladung des Batteriespeichers in Zeiten hoher PV-Leistungsabgabe verschoben werden (Bild 2, rechts). Bis zu welchem Zeitpunkt die Ladung verzögert wird und wie hoch die Netzeinspeiseleistung ausfällt, kann mit Kenntnis über den zukünftigen Verlauf der PV-Leistung und Last ermittelt werden. Auf Grundlage von PV-Leistungs- und Lastprognosen wird bestimmt, auf welchem Niveau die Einspeisegrenze liegen muss, damit sowohl der Batteriespeicher vollständig geladen, als auch die Netzeinspeiseleistung minimiert wird. Dadurch kann die gesamte verfügbare Speicherkapazität zur größtmöglichen Leistungsreduktion und somit zu einer besseren Netzintegration der PV-Anlage genutzt werden. Eine weitere Möglichkeit des prognosebasierten Betriebs besteht darin, die Energie oberhalb der festen Einspeisegrenze zu speichern anstatt sie abzuregeln und den Speicher am Morgen anteilig zu laden [12, S. 11]. Viele derzeit entwickelte prognosebasierte Betriebsstrategien, lassen sich auf diese beiden Varianten zurückführen.

Für die Untersuchung der PV-Speichersysteme werden zwei Regelkonzepte unterschieden. Zum einen eine eigenversorgungsoptimierte Steuerung, die den Speicher lädt, solange die erzeugte PV-Leistung die Last übersteigt und der Speicher noch nicht vollständig geladen ist. Zum anderen die dynamische Einspeisebegrenzung, die durch einen linearen Optimierungsalgorithmus umgesetzt wurde [12, S. 26 ff]. Die maximale Einspeiseleistung $P_{NE,max}$ ist auf 0,6 kW/kWp festgelegt.

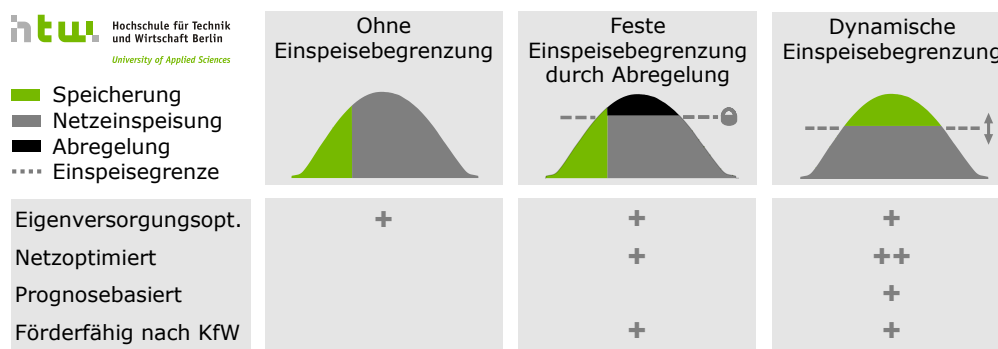


Bild 2 Schematische Darstellung und Charakteristik verschiedener Betriebsstrategien für PV-Speichersysteme.

2.3 Prognosemodelle

Der Verlauf der individuellen Haushaltslast ist eine stark stochastische Größe, die schwer zu prognostizieren ist. Lastverläufe sind meist den Bedürfnissen des Benutzers unterworfen und nur zum Teil auf lokal messbare Größen, wie Helligkeit, Temperatur oder die Tageszeit zurückzuführen.

Um die Anzahl der Eingangsparameter möglichst gering zu halten und die praktische Umsetzung der Algorithmen zu ermöglichen, wird die Lastprognose in diesem Beitrag auf Basis der Persistenz gebildet. Hierfür wird im ersten Schritt die Last des folgenden Tages mit dem gemessenen Lastgang des vergangenen Tages vorhergesagt (Tagespersistenz). Durch diesen statischen Ansatz lassen sich zwar tägliche Lastmuster durch die Prognose gut wiedergegeben, jedoch erfolgt im Tagesverlauf keine Anpassung an mögliche Prognoseabweichungen. So kann beispielsweise ein erhöhter Verbrauch bei Anwesenheit der Bewohner gemessen werden, bleibt jedoch in der Prognose unberücksichtigt. In der Konsequenz führt dies zu systematischen Prognosefehlern. Aus diesem Grund wird in einem zweiten Schritt die Tagespersistenz mit einer Persistenz des aktuellen 15-Minuten-Mittelwertes überlagert. Die Gewichtung der beiden Prognoseansätze über den Prognosehorizont von 15 h geht aus Bild 3 (links) hervor. Dabei wird der Anteil der Kurzzeit-Persistenz zuerst stark, jedoch im Verlauf der Prognose geringer gewichtet, da der aktuell gemessene 15-min-Mittelwert nur Einfluss auf einen sehr kurzen Zeithorizont hat. Daraus ergibt sich der Vorteil, dass Abweichungen bei kleinen Prognosehorizonten deutlich reduziert werden.

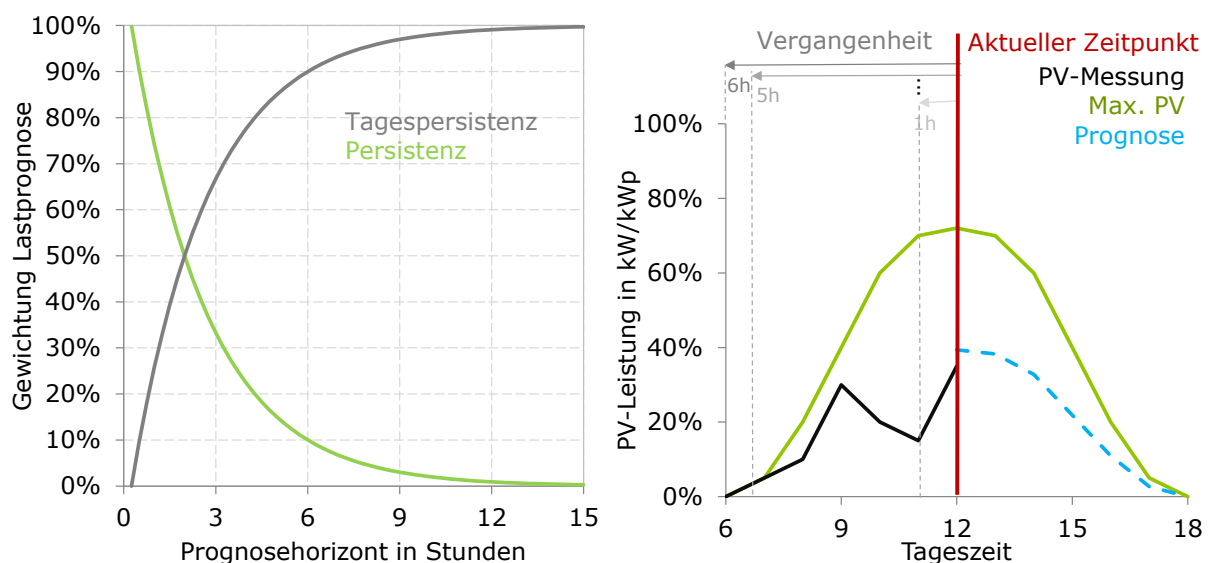


Bild 3 Gewichtung der Lastprognose über den Prognosehorizont (links). Ermittlung der PV-Prognose bei Berücksichtigung verschiedener Zeiträume aus vergangenen Messwerten der PV-Erzeugung (rechts).

Während bei haushaltsspezifischen Lastprognose kaum Erfahrungen vorhanden sind, kann bei PV-Prognosen auf Wissen der Metrologie zurückgegriffen werden. Moderne PV-Prognoseverfahren beruhen oft auf Satellitenbildern und numerischen Wettermodellen. Für eine Vielzahl von PV-Systemen in einem größeren Gebiet lässt sich eine gute Prognosequalität erreichen, an Einzelstandorten können jedoch höhere Prognosefehler auftreten [1]. Die PV-Leistungsabgabe eines Standortes ist zahlreichen Einflussfaktoren ausgesetzt, die sich in den Prognosemodellen nur schwer exakt abbilden lassen. Werden die Prognosen jedoch auf Basis von Leistungsmesswerten erstellt, sind Einflüsse aufgrund der Generatororientierung, Verschattung und verwendeten Systemtechnik bereits indirekt berücksichtigt [2]. Untersuchungen zur Prognosegüte an Einzelstandorten zeigen, dass die Persistenz Vorhersa-

ge für Prognosehorizonte von unter 1,5 h mit numerischen Wettermodellen jedoch nicht mit kombinierten Prognosemodellen vergleichbar ist [1].

In diesem Beitrag wird ein adaptiver Persistenz-Ansatz verfolgt, dabei erfolgt die Erstellung von lokalen PV-Prognosen nur anhand der historischen PV-Messdaten am Standort [2]. Die Herangehensweise der adaptiven Prognosen beruht auf der Annahme, dass sich die lokale Wetterlage nur binnen Stunden ändert. Die Wetterlage k_{PV} kann in Näherung über das Verhältnis von aktueller PV-Erzeugung $P_{PV}(t)$ zur maximalen Erzeugung $P_{PV,max}(t)$ gebildet werden. Bezieht man die Wetterlage nur auf einzelne Messwerte, würde sie im Falle eines Wolkendurchzugs stark oszillieren und an Aussagekraft verlieren [2]. Deshalb ist es sinnvoll einen vergangenen Messzeitraum z für die Feststellung der Wetterlage zu betrachten. Da aus den PV-Messwerten der Nacht keine Wetterinformationen gewonnen werden können, werden nur Messwerte größer null berücksichtigt.

$$k_{PV}(t, z) = \frac{\sum_{n=t-z}^{t-1} P_{PV}(n)}{\sum_{n=t-z}^{t-1} P_{PV,max}(n)} \quad P_{PV,max} > 0 \ \& \ P_{PV} > 0 \quad (1)$$

Dabei bildet eine Wetterlage nahe eins einen unbewölkten Himmel und nahe null eine komplette Bewölkung ab. Die maximale tageszeitabhängige Erzeugung $P_{PV,max}(t)$ wurde aus den Messwerten der vergangenen zehn Tage bestimmt, um deren Bestimmung durch ein Clear-Sky-Modell zu umgehen [2]. Die Wahl des Zeitraumes z muss dabei verschiedenen Anforderungen genügen. An konstant bewölkten oder sonnigen Tagen ist die Berücksichtigung eines größeren Zeitraums sinnvoll, um kurzfristige Schwankungen unberücksichtigt zu lassen. Bei einem deutlichen Wetterumschwung, sollte eine schnelle Anpassung der Prognose an die neue Wetterlage erfolgen und ein kürzerer Zeitraum einbezogen werden. Erfolgt diese Anpassung jedoch innerhalb kurzer Zeit, hat dies auch eine Änderung der berechneten Einspeiseleistung zur Folge, so dass sich auch die Netzeinspeisung des PV-Systems dynamischer gestaltet. Somit ist der Zeitraum z im Spannungsfeld zwischen genauer Abbildung des aktuellen Wetters und konsistenter Prognoseentwicklung zu wählen, um steile Gradienten in der Netzeinspeisung zu vermeiden. Zur Prognoseerstellung $P_{PV,p}(t)$ wird der zukünftige Verlauf der maximalen Erzeugung mit der Wetterlage skaliert (Bild 3, rechts).

$$P_{PV,p}(t) = k_{PV}(t, z) \cdot P_{PV,max}(t) \quad (2)$$

2.4 Bewertungsgrößen

Um die Energieflüsse aus der Simulation bewerten zu können, ist die Einführung von Vergleichsgrößen hilfreich. Die Errichtung von Batteriespeichern zielt in der Regel auf die Reduzierung des Netzbezugs ab. Wie hoch der Anteil der eigenen Stromversorgung ausfällt, lässt sich mit dem Autarkiegrad α angeben. Er gibt den Anteil des Stromverbrauchs E_L an, der entweder durch die direkt verbrauchte PV-Energie E_{DV} oder durch die Entladung des Batteriespeichers E_{BE} gedeckt wird:

$$\alpha = \frac{E_{DV} + E_{BE}}{E_L} = \frac{\sum P_{DV}\Delta t + \sum P_{BE}\Delta t}{\sum P_L\Delta t} \quad (3)$$

Abregelungsverluste ν können simulativ ermittelt werden, indem die abgeregelte PV-Energie $E_{PV,\nu}$ bei vorgeschriebener Einspeisegrenze $P_{NE,max}$ auf die PV-Erzeugung E_{PV} bezogen wird.

$$\nu = \frac{E_{PV,\nu}}{E_{PV}} = \frac{\sum (P_{NE} - P_{NE,max})\Delta t}{\sum P_{PV}\Delta t} \quad (4)$$

3 Validierung der Systemperformance von prognosebasierten Betriebsstrategien

Nachfolgend soll auf Grundlage der beschriebenen Daten zunächst der Einfluss der Prognosen für unterschiedliche Lastprofile und anschließend der Einfluss des Standorts auf die energetischen Bewertungsgrößen durch Simulationsrechnungen analysiert werden. Dabei wird anhand eines repräsentativen Standortes (Lindenberg in Brandenburg, 2012) der Einfluss verschiedener Haushalte und anhand eines repräsentativen Haushalts der Einfluss verschiedener Standorte untersucht.

3.1 Einfluss verschiedener Haushalte

Bereits in [5] wurden die Haushaltslastprofile dahingehend untersucht, wie sich die Systemgröße des PV-Speichersystems auf den Autarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil auswirkt. Um Ursachen für Unterschiede zwischen verschiedenen Haushalten aufzuzeigen, wurden die Charakterisierungsgrößen Sommeranteil und Nachtanteil am Jahresstromverbrauch eingeführt. Aus Bild 4 lassen sich deutliche Abhängigkeiten des Autarkiegrades vom Nacht- und Sommeranteil erkennen. Bei einer Systemdimensionierung von 1 kWp/MWh und einer nutzbaren Batteriekapazität von 1 kWh/MWh liegt der Autarkiegrad im Mittel bei knapp 55%. Allerdings können sich je nach Haushalt auch Autarkiegrade zwischen 43% und 63% ergeben. Hier zeigt sich, dass Haushalte mit Verbrauchsschwerpunkten am Tag und im Sommer einen besonders hohen Autarkiegrad erreichen.

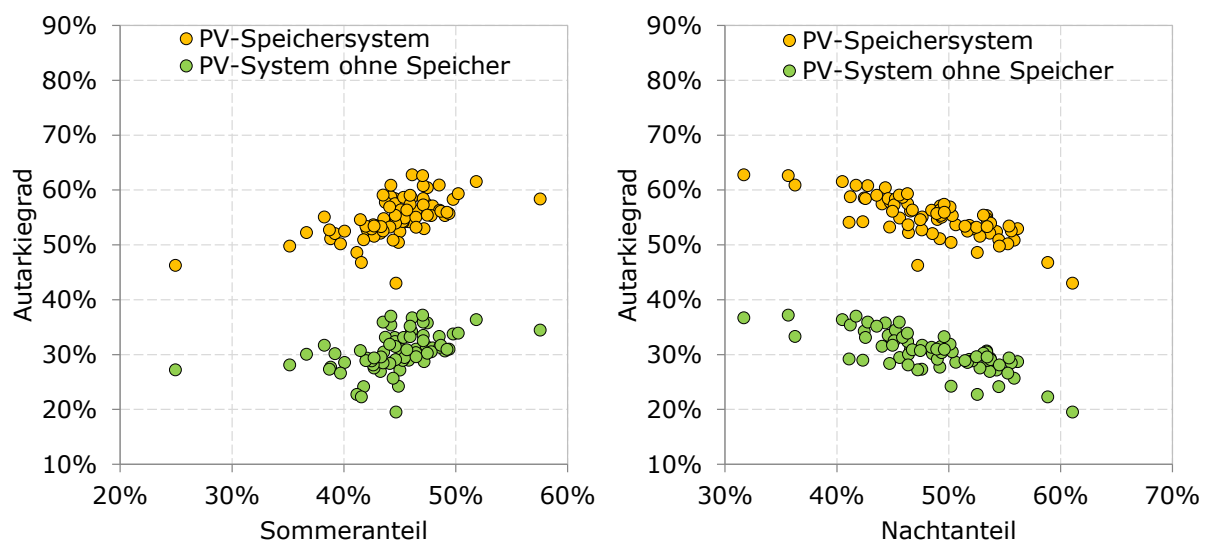


Bild 4 Autarkiegrad in Abhängigkeit des Nacht- und des Sommeranteils am Jahresstrombedarf für verschiedene Haushalte. [PV-Systemgröße von 1 kWp/MWh, nutzbaren Speicherkapazität von 1 kWh/MWh]

Werden für die gleichen Haushalte die auftretenden Abregelungsverluste ermittelt, können sie in Abhängigkeit des Autarkiegrades aufgetragen werden (Bild 5). In der linken Darstellung wurden PV-Systeme mit einer mit einer Einspeisebegrenzung von 60% und 70% untersucht. Trotz gleicher spezifischer Dimensionierung variieren die Abregelungsverluste in den verschiedenen Haushalten zwischen 1% und 2,5%, wenn maximal 70% der Nennleistung eingespeist werden. Eine Reduzierung der maximalen Einspeiseleistung auf 60% erhöht die Abregelungsverluste auf 3-6% und somit auch die Streubreite zwischen den Haushalten. Auffällig ist, dass die Abregelungsverluste mit dem Autarkiegrad korrelieren. Daher werden die resultierenden Abregelungsverluste auch entscheidend vom Verbrauchsverhalten des Haushalts beeinflusst. Aus der Korrelation könnte sich eine einfache Methode zur Ermittlung der Abregelungsverluste in der Praxis ergeben.

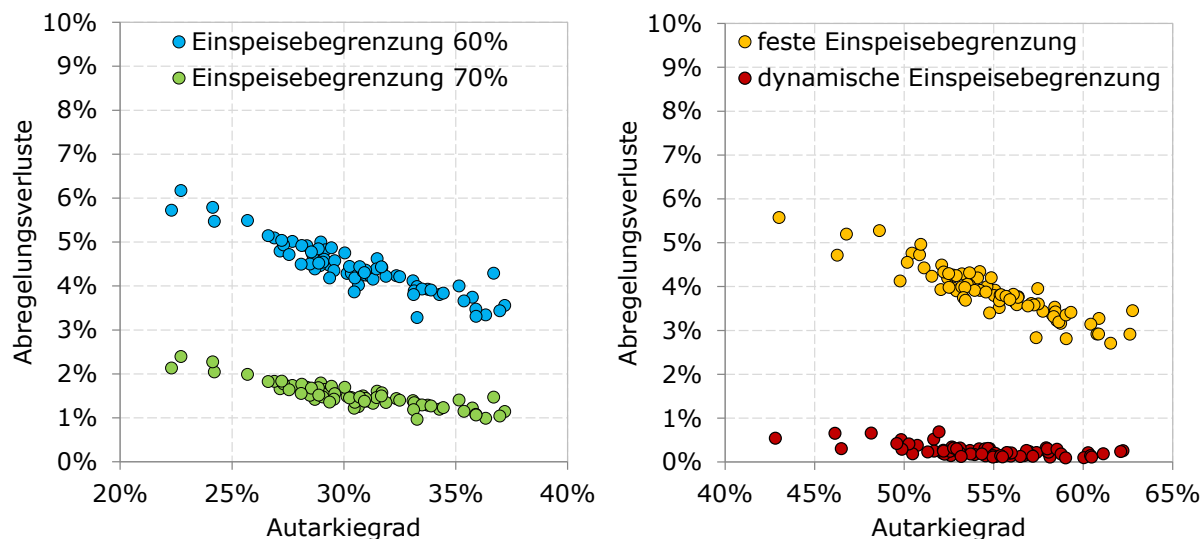


Bild 5 Links: Abregelungsverluste in Abhängigkeit des Autarkiegrades für PV-Systeme ohne Speicher bei unterschiedlicher Einspeisebegrenzung. Rechts: Abregelungsverluste in Abhängigkeit des Autarkiegrades für PV-Speichersysteme, Gegenüberstellung der Einspeisebegrenzung durch Abregelung und der dynamischen Einspeisebegrenzung bei fehlerfreien Prognosen bei einer maximalen Einspeiseleistung von 0,6 kW/kWp. [PV-Systemgröße von 1 kWp/MWh, nutzbaren Speicherkapazität von 1 kWh/MWh]

Durch einen Speicher, der die Einspeisebegrenzung durch Abregelung einhält, lassen sich diese Verluste nur geringfügig reduzieren (Bild 5, rechts), da dieser meist am Vormittag schon vollständig geladen ist und die hohen Erzeugungsleistungen zur Mittagszeit nicht mehr aufnehmen kann. Erst durch eine prognosebasierte Betriebsstrategie können die Abregelungsverluste deutlich reduziert werden. Das dennoch Verluste von bis zu 0,7% auftreten, deutet auf längere Urlaubszeiten oder bei gleicher spezifischer Dimensionierung auf höhere Stromverbräuche im Winter hin.

Da sowohl die Last- als auch die PV-Prognosen von den realen Werten abweichen können, lassen sich auch Abweichungen in der Systemperformance nicht vermeiden. Um den Einfluss der beiden fehlerbehafteten Prognosen zu quantifizieren, wurde sich in zwei Schritten der Simulation mit beiden Prognosen genähert. In einem ersten Schritt wurden die 74 Haushalte mit einer fehlerbehafteten Last- und einer fehlerfreien PV-Prognose simuliert. Im zweiten Schritt wurden fehlerbehaftete Last- und PV-Prognosen berücksichtigt. Um die Ergebnisse für den Autarkiegrad und die Abregelungsverluste vergleichbar zu machen, wird die Differenz zu den Simulationsergebnissen auf Basis der fehlerfreien Prognosen dargestellt. Wie bereits beschrieben, führen Prognosefehler zu einer Abnahme des Autarkiegrades und einer Zunahme der Abregelungsverluste [3], [12, S. 40], [13]. Die Performanceänderung für verschiedene Lastprofile lässt sich aus Bild 6 in Abhängigkeit der Prognosequalität entnehmen. Die Änderung des Autarkiegrades liegt am Referenzstandort im Mittel bei weniger als -1% und die Zunahme der Abregelungsverluste unter 0,5%. Berücksichtigt man nur die fehlerbehaftete Lastprognose, ist die Änderung des Autarkiegrades bei über 50% der Haushalte unterhalb von -0,2% und maximal bei -0,5%. Unter Hinzunahme der fehlerbehafteten PV-Prognosen ergibt sich im Mittel eine Änderung des Autarkiegrades von -0,8%. Die Streuung von $\pm 0,4\%$ zwischen den Haushalten weist darauf hin, dass die Variabilität des Verbrauchs einen entscheidenden Einfluss auf den Autarkiegrad hat.

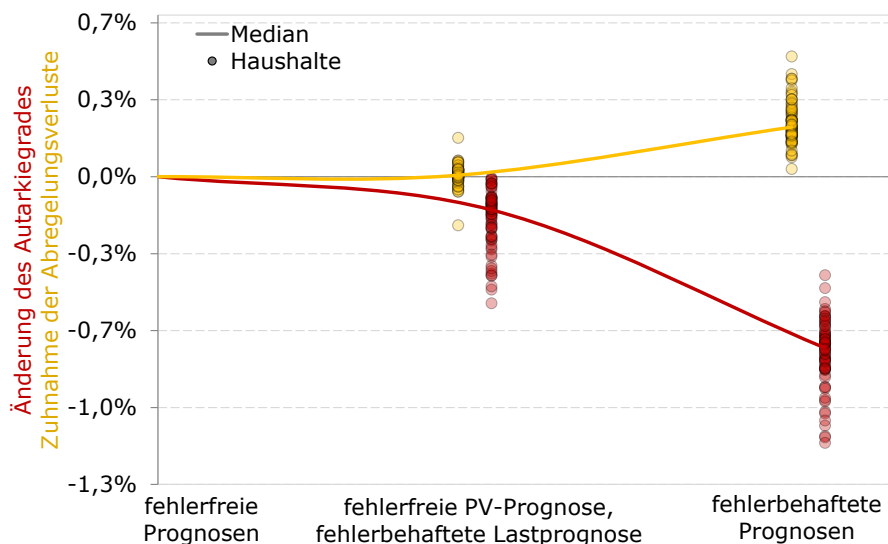


Bild 6 Änderung des Autarkiegrades und der Abregelungsverluste in Abhängigkeit der Prognosequalität bei verschiedenen Haushalten und unter Anwendung der dynamischen Einspeisebegrenzung.

Für die Abregelungsverluste ist die Änderung durch Prognosefehler absolut noch geringer ausgeprägt. Bei etwa der Hälfte der Haushalte kann mit der fehlerbehafteten Lastprognose mehr PV-Energie eingespeist werden, wobei die Abweichungen sehr gering sind. Dies lässt sich mit der Prognoseauflösung von 15 Minuten begründen, die auch bei den fehlerfreien Prognosen vom 1-minütigen Leistungsverlauf abweichen kann. Die Berücksichtigung fehlerbehafteter PV-Prognosen ändert wenig an der geringen Zunahme der Abregelungsverluste. Am Standort Lindenberg (2012) können PV-Anlagen somit trotz Prognosefehler 3 bis 6% mehr PV-Energie ins Netz einspeisen, (vgl. Bild 5 (links)).

Für unterschiedliche Haushalte an einem repräsentativen Standort liefern sowohl der Regelalgorithmus als auch die Prognosen robuste Ergebnisse. Die Abweichungen zur fehlerfreien Prognose weisen dabei eine breite Streuung auf, liegen aber bei der Mehrzahl der Haushalte deutlich unter 1% des maximal erreichbaren Autarkiegrad. Vergleicht man dieses Betriebsergebnis mit vorangegangenen Untersuchungen, fällt auf, dass mit lokal erstellten Prognosen meist ein besseres Betriebsergebnis als mit der kommerziellen PV-Prognose und Last-Persistenz aus [3] und [12, S. 48] erzielt werden kann. Dies spricht besonders für die Lastprognose und verdeutlicht, dass auch die PV-Prognose auf die Betriebsstrategie abgestimmt ist. Ferner hat sich gezeigt, dass die Variabilität der Lastprofile untereinander (vgl. Bild 4) einen größeren Einfluss auf die Betriebsergebnisse hat, als die haushaltsabhängigen Prognosefehler (vgl. Bild 6).

3.2 Einfluss der PV-Erzeugung an verschiedenen Standorten

Mit den Testreferenzjahren des DWD konnte bereits gezeigt werden, dass der Autarkiegrad bei einem Lastprofil und gleicher Systemauslegung (1 kWp/MWh und 1 kWh/MWh) innerhalb Deutschlands um 10% variieren kann, im Mittel jedoch bei 55% liegt [5]. Dabei wurden zwei Einflussfaktoren identifiziert. Zum einen der PV-Ertrag am Standort und zum anderen die jahreszeitliche Verteilung.

Aus der Simulation mit einem repräsentativen Lastprofil an 23 Standorte über einen Zeitraum von 4 Jahren ist zu erkennen, dass an Standorten mit hohem Ertrag auch ein höherer Autarkiegrad möglich ist (Bild 7, links). Im Mittel kann an den betrachteten Standorten zwischen 2010 und 2013 ein Autarkiegrad von knapp 54% bei einer minimalen und maximalen Abweichung von $\pm 2,5\%$ erreicht werden. Somit ist die Streubreite im Mittel der 4 Jahre geringer als bei der Simulation in [5].

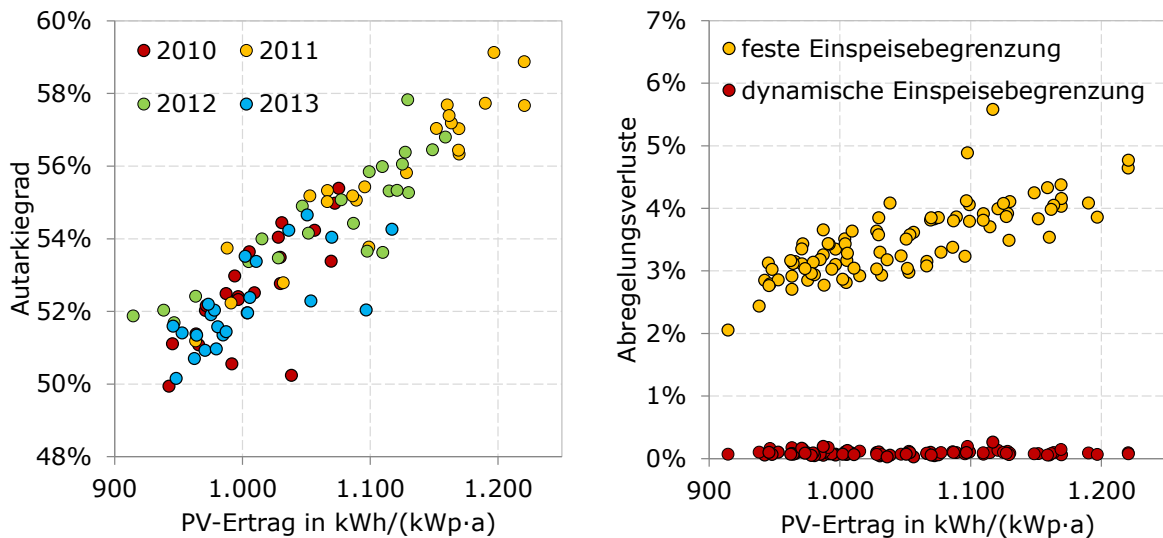


Bild 7 Autarkiegrad (links) und Abregelungsverluste bei fester Einspeisebegrenzung durch Abregelung für 23 Standorte und 4 Jahre und dynamischer Einspeisebegrenzung (rechts) in Abhängigkeit des PV-Ertrags. [PV-Systemgröße von 1 kWp/MWh, nutzbaren Speicherkapazität von 1 kWh/MWh]

An einzelnen Standorten kann die Jahr-zu-Jahr-Variabilität jedoch auch stärker ausgeprägt sein. Wird der Autarkiegrad am Standort Chemnitz im Jahr 2011 mit 2013 verglichen, ergeben sich Unterschiede von knapp 8%, während an anderen Standorten im gleichen Zeitraum keine Schwankungen im Autarkiegrad auftreten. Der Autarkiegrad korreliert mit dem PV-Ertrag. Zur Auslegung und Planung sollte sich daher auf ein mehrjähriges Mittel bezogen werden.

Auch bei den Abregelungsverlusten kann eine Korrelation zum PV-Ertrag festgestellt werden (Bild 7, rechts). Wird die Einspeisebegrenzung von 60% durch Abregelung realisiert, ergeben sich an den Standorten mit den höchsten Erträgen auch die höchsten mittleren Abregelungsverluste. Diese liegen im mehrjährigen Mittel bei 3,6% bei einer Standardabweichung von 0,3%. Innerhalb der Jahre 2010 bis 2013 streuen die Abregelungsverluste teilweise etwas stärker und der Median weicht maximal um $\pm 0,4\%$ vom mehrjährigen Mittel ab. Mit einer dynamischen Einspeisebegrenzung und fehlerfreien 15-minütigen Prognosen kann die Höhe des Autarkiegrades nahezu gehalten und die Abregelungsverluste beinahe vollständig vermieden werden.

Werden fehlerbehaftete Prognosen zur prognosebasierten Speicherladung eingesetzt, ergibt sich verglichen mit fehlerfreien Prognosen eine geringe Zunahme der Abregelungsverluste (Bild 8). Die Abregelungsverluste bei fehlerbehafteten Prognosen liegen um 0,2% höher als bei fehlerfreien Prognosen und in der gleichen Größenordnung wie bei den verschiedenen Haushalten. Der mittlere Autarkiegrad wird, bedingt durch die PV-Prognosefehler, um weniger als -1% reduziert. Durch die zusätzliche Einbeziehung der fehlerbehafteten Last-Prognosen ist im Mittel mit einer Änderung des Autarkiegrades von -1,1% zu rechnen. Im Vergleich zur Untersuchung der Haushalte ist die mittlere Änderung des Autarkiegrades etwas höher und die Streubreite der Abweichungen ist etwas geringer, was vor allem durch die mehrjährige Mittelung bedingt ist. Die Streubreite einzelner Jahre reicht von 0,9% bis 1,5% und liegt somit in der gleichen Größenordnung, wie die Streuung der Haushalte.

Die Häufung, dass fehlerbehaftete Prognosen an einigen Standorten zur Änderung des Autarkiegrades um etwa -1,2% führen lässt auf einen systematischen Fehler schließen. Die Ursache hierfür liegt an küstennahen Standorten bei der Land-Seewind-Zirkulation und der Methodik der PV-Prognose. Dennoch bleibt allgemein festzuhalten, dass der Einfluss der Prognosefehler auf den Autarkiegrad deutlich geringer ist als der Einfluss des Standorts sowie der Jahr-zu-Jahr-Variabilität.

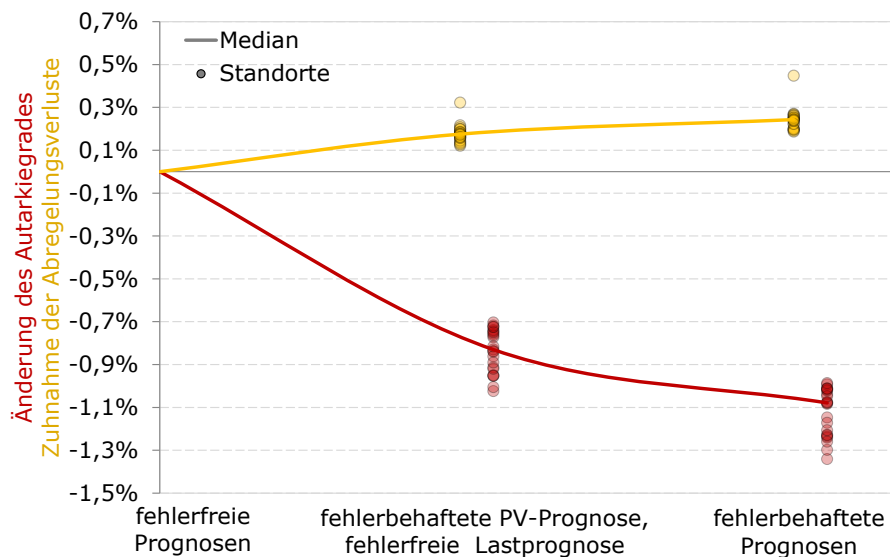


Bild 8 Änderung des mehrjährigen Autarkiegrades und der mehrjährigen Abregelungsverluste in Abhängigkeit der Prognosequalität an verschiedenen Standorten.

Anhand eines repräsentativen Lastprofils konnte gezeigt werden, dass der Autarkiegrad und die Abregelungsverluste entscheidend vom solaren Strahlungsangebot abhängen. Dabei sind regionale Unterschiede, gemittelt über mehrere Jahre, von etwa 5% beim Autarkiegrad und 0,5% bei den Abregelungsverlusten zu erwarten, wenn die Einspeisegrenze durch Abregelung realisiert wird. In einzelnen Jahren kann die Abweichung jedoch auch deutlich größer sein.

Es bleibt festzuhalten, dass der Einfluss fehlerbehafteter Last und PV-Prognosen auf den mittleren Autarkiegrad mit knapp -1% veranschlagt werden kann. Wird eine einfache PV-Prognose durch Tagespersistenz erstellt, muss mit einer zusätzlichen Abnahme des Autarkiegrades um -1% gerechnet werden. Dennoch bleibt festzuhalten, dass der Einfluss der fehlerbehafteten Prognosen kleiner als der des PV-Ertrages ist. Es zeigt sich, dass PV-Prognosen auf Basis von aktuellen Messwerten sehr gut geeignet sind, um die Abregelungsverluste gering zu halten.

Die Sensitivitätsuntersuchungen zeigen, dass sich lokal erstellte Prognosen für den Einsatz in der Regelung von PV-Speichersystemen eignen. Die entwickelten Prognosemodelle und Regelalgorithmen sind robust genug, um Abregelungsverluste gering zu halten und den Autarkiegrad deutlich zu erhöhen. Bei gegebener Systemkonfiguration kann aufgrund von Last- und PV-Prognosefehlern von einer Änderung des mittleren Autarkiegrades zwischen -0,5% und -1,8%, mit Bezug auf den Jahresstrombedarf ausgegangen werden. Dem gegenüber steht eine zusätzliche PV-Einspeisung von 4 bis 6%, welche in Abhängigkeit des PV-Ertrags interpretiert werden muss. Die Ergebnisse stützen die These, dass lokal erstellte Prognosen für den Anwendungsfall hinreichend genau sind. Hinzu kommt, dass bereits in vorangegangenen Untersuchungen gezeigt wurde, dass sich bei typischen PV-Speichersystemen durch Einbeziehung von fehlerfreien PV-Prognosen im Vergleich zu lokal erstellten PV-Prognosen nur finanzielle Vorteile von etwa 10 €/a ergeben [2], [3].

4 Lokale Netzeinspeisung und regionaler Ausgleich

Zuvor wurde ausschließlich der Einfluss verschiedener Betriebsstrategien auf die Betriebsergebnisse des Anlagenbetreibers untersucht. Darüber hinaus beeinflusst die Betriebsstrategie aber auch die resultierende Netzeinspeiseleistung. Hierbei haben zwei Fälle besondere Bedeutung; die Summeneinspeisung in einem räumlich begrenzten Gebiet und die Summeneinspeisung von über Deutschland verteilten Systemen, um das Gesamtverhalten zu abstrahieren. Im Folgenden sollen daher die Auswirkungen der Betriebsweise unter Berücksichtigung fehlerbehafteter Prognosen auf die Summeneinspeisung an einem Standort sowie auf die Summeneinspeisung der 23 Standorte in Deutschland untersucht werden. Dabei wird bei beiden Untersuchungen von einer einheitlichen Dimensionierung der PV-Speichersysteme ausgegangen. PV-Systeme ohne Speicher werden hierbei mit einer Einspeisebegrenzung von 70% und PV-Speichersysteme mit 60% berücksichtigt.

Die Untersuchungen an einem Standort wurden exemplarisch auf Grundlage der Wetterdaten des Standorts Lindenberg durchgeführt. Basierend darauf wurde das Einspeiseverhalten von 74 PV-Systemen gleicher Orientierung mit und ohne Speicher unter Berücksichtigung der zuvor betrachteten Lastprofile simuliert. Bei geringer räumlicher Ausdehnung und 1-minütiger Auflösung kann in Näherung angenommen werden, dass kaum Ausgleichseffekte in der Erzeugung auftreten [14, S. 66 ff]. Durch unterschiedliches Lastverhalten ergeben sich jedoch auch bei gleicher Systemauslegung unterschiedliche Einspeiseprofile.

Der Verlauf der kumulierten Einspeiseleistung normiert auf die installierte PV-Leistung ist in Bild 9 für zwei unterschiedliche Tage und für verschiedene Betriebsstrategien dargestellt. Wird die Einspeiseleistung jedes Haushaltes auf eine maximale spezifische Leistung begrenzt, ergeben sich bei dem jeweiligen Direktverbrauch der PV-Energie durch unterschiedliches Lastverhalten Ausgleichseffekte. Somit liegt die spezifische Summenleistung immer unterhalb der vorgeschriebenen maximalen Leistung. So auch bei der Begrenzung von PV-Systemen auf 70% der installierten PV-Leistung (grün), wobei der Verlauf nur unwesentlich vom Verlauf einer einzelnen Anlage abweicht. Wird ein Speicher mit fester Einspeisegrenze in den Haushalten betrieben, kann die Einspeiseleistung in den Morgenstunden deutlich und zur Mittagsspitze leicht reduziert werden (gelb). Anders als im einzelnen Haushalt ergibt sich durch die Aggregation kein Sprung in der Einspeiseleistung bei Erreichen der maximalen Ladezustände. Der Leistungsgradient kann bei unterschiedlicher Auslegung und Systemtechnik noch geringer ausfallen. Nachdem die Speicher vollständig geladen wurden, wird die PV-Leistung jedes Haushaltes durch Abregelung auf 60% reduziert. Werden die Speicher mit dynamischer Einspeisebegrenzung betrieben (grau), ist eine Reduktion der maximalen Einspeiseleistung sogar auf unter 0,5 kW/kWp möglich. Der geglättete Verlauf der Einspeiseleistung deutet darauf hin, dass die Prognosefehler der einzelnen Haushalte sich weitestgehend ausgleichen (Portfolio-Effekt).

Noch deutlicher wird dies an einem bedeckten Tag (rechts). Hier kann die maximale PV-Einspeisung durch die dynamische Einspeisebegrenzung zum einen verstetigt und zum anderen reduziert werden. Dies ermöglicht eine leichtere Planung der Einspeiseleistung für andere Applikationen. Bei einem Wetterwechsel wird kaum noch PV-Leistung eingespeist, da alle Anlagen der gleichen fehlerhaften Prognose ausgesetzt sind. Unterschiedliche Prognoseansätze können hier von Vorteil sein. Wird die Netzintegration der PV-Speichersysteme weitgehend durch Abregelung realisiert, ist bei Wolkenbruch mit etwas stärkeren Leistungsschwankungen zu rechnen, auch wenn die angesprochene Systemvielfalt für abgeschwächte Gradienten sorgen kann.

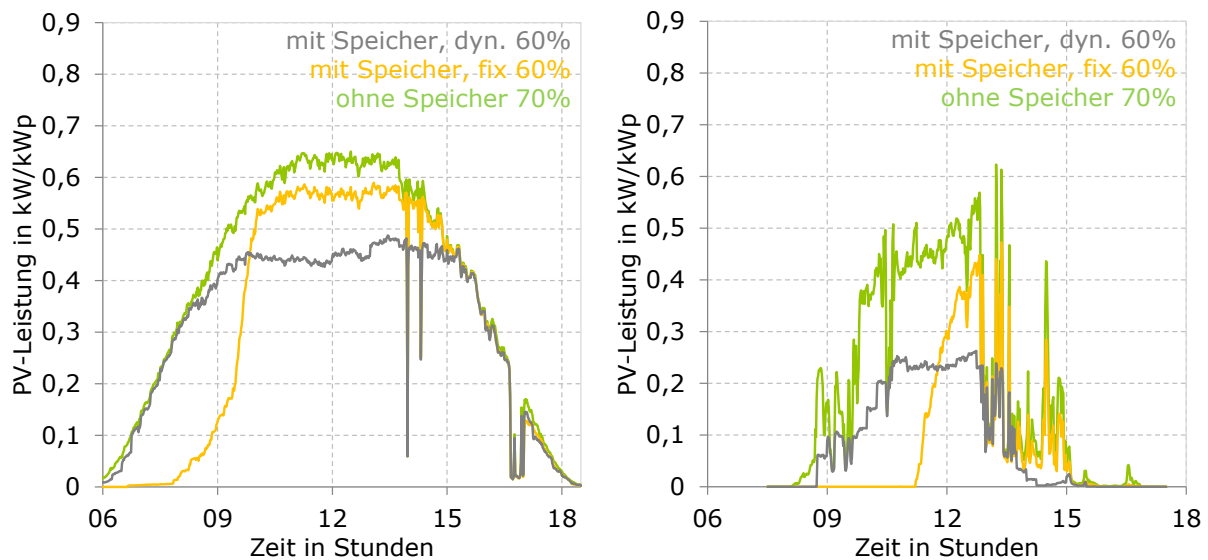


Bild 9 Kumulierte Einspeiseleistung verschiedener Haushalte an einem Standort für einen sonnigen (links) und einen bedeckten Tag (rechts). [Wetterdaten: Lindenberg]

Zur Veranschaulichung der räumlichen Ausgleichseffekte unter Berücksichtigung von verteilten PV-Speichersystemen an 23 Standorten in Deutschland wurden dieselben zuvor dargestellten Tage ausgewählt (Bild10). Um ausschließlich den Einfluss der räumlichen Verteilung aufzuzeigen, wurde an jedem Standort jeweils das gleiche repräsentative Haushaltslastprofil berücksichtigt. Werden die PV-Systeme vorzugsweise für den Eigenverbrauch verwendet (grün), ist bereits dadurch eine Reduktion der kumulierten Einspeiseleistung aller PV-Anlagen auf unter 70% erkennbar. Einzelne Leistungsschwankungen bedingt durch Wolkendurchzug werden bei der Vielzahl der Standorte ausgeglichen und reduzieren somit Leistungsspitzen einzelner Standorte. Wird im theoretischen Fall an allen 23 Standorten die gleiche Last bezogen, ist die Einspeiseleistung dennoch von einer hohen Gleichzeitigkeit geprägt. Dies ist auch der Fall, wenn alle eingesetzten Speicher eigenverbrauchsoptimiert betrieben werden (gelb). Regionale Ausgleichseffekte ergeben sich an sonnigen Tagen fast ausschließlich durch Unterschiede im Sonnenaufgang. Je wechselhafter das Wetter ist, desto häufiger gleichen sich regionale Leistungsmaxima und -minima aus. Wie auch an einem einzelnen Standort kann im Mittel eine gute Spitzenkappung durch die dynamische Einspeisebegrenzung realisiert werden. Die Reduzierung der kumulierten Einspeiseleistung ist etwas stärker ausgeprägt als in einem räumlich begrenzten Gebiet. Für die Integration großer PV-Kapazitäten ist dies vorteilhaft, da mehr PV-Energie genutzt werden kann und somit die Übertragungskapazitäten für PV-Energie deutlich reduziert werden könnten.

An bedeckten Tagen (rechts) ist in der überregionalen Betrachtung kein deutlicher Unterschied zwischen den Betriebsstrategien ersichtlich. Da durch die Art der Prognose der Ertrag am Nachmittag an allen Standorten überschätzt wurde führt dies zu vorwiegend gleichem Systemverhalten. Unterschiedliche Prognoseansätze können hier von Vorteil sein, damit sich Prognosefehler ausgleichen können. Allein durch räumliche Verteilung und regionale Ausgleichseffekte kann auch die Einspeisung von PV-Speichersystemen mit fester Einspeisebegrenzung zu einem geglätteten Einspeiseprofil mit reduzierter Spitzenleistung führen.

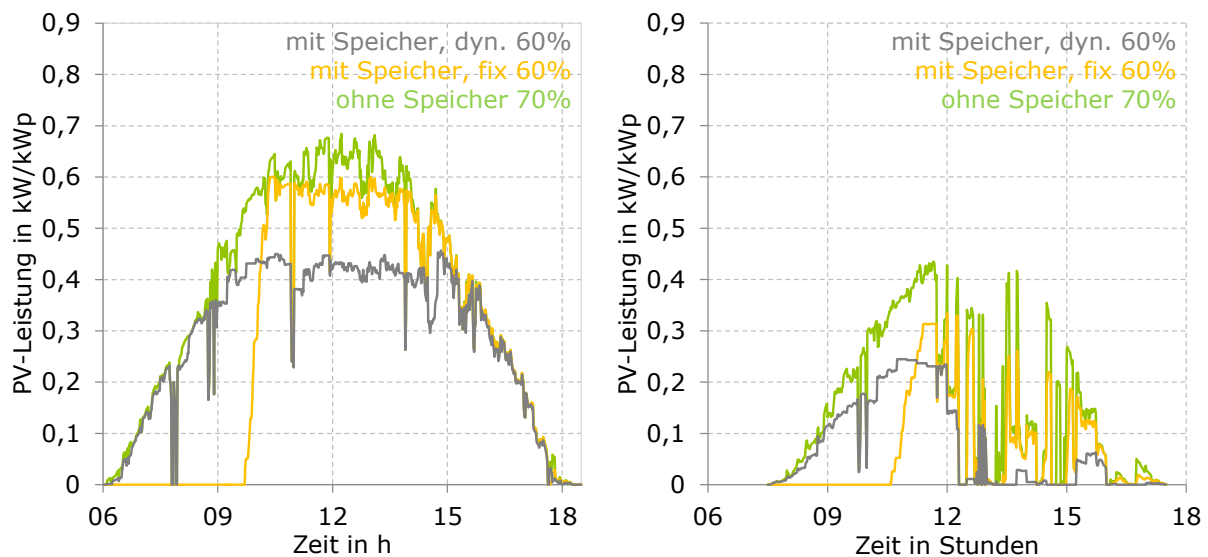


Bild 10 Kumulierte Einspeiseleistung an verschiedenen Standorten bei gleichem Verbrauch für einen sonnigen (links) und einen bewölkten Tag (rechts)

Nachfolgend wird das Verhältnis von Einspeisebegrenzung und Auslegung der Versorgungsstruktur an einem Standort betrachtet. Vor allem in ländlich geprägten Gebieten mit hoher PV-Durchdringung wird die installierte PV-Leistung zunehmend zur maßgebenden Größe bei der Netzplanung [15]. Die maximale Belastung durch den Netzbezug der angeschlossenen Haushalte rückt hier als Planungsgröße in den Hintergrund, beschränkt jedoch die maximale Aufnahmekapazität bestehender Infrastruktur. Wird der Netzbezug der 74 Haushalte summiert, tritt eine maximale gleichzeitige Last von knapp 2 kW pro Hausanschluss (HA) auf. Das Netzgebiet sollte mindestens darauf ausgelegt sein, diesen Leistungsfluss zu realisieren. Daraus ergibt sich PV-Grenzleistung ab der der Rückspeisefall den Fall der maximalen Belastung darstellt. In Bild 11 ist das Verhältnis der maximalen PV-Summeneinspeisung zur maximalen Last in Abhängigkeit der installierten PV-Leistung und Begrenzung der PV-Summeneinspeisung dargestellt.

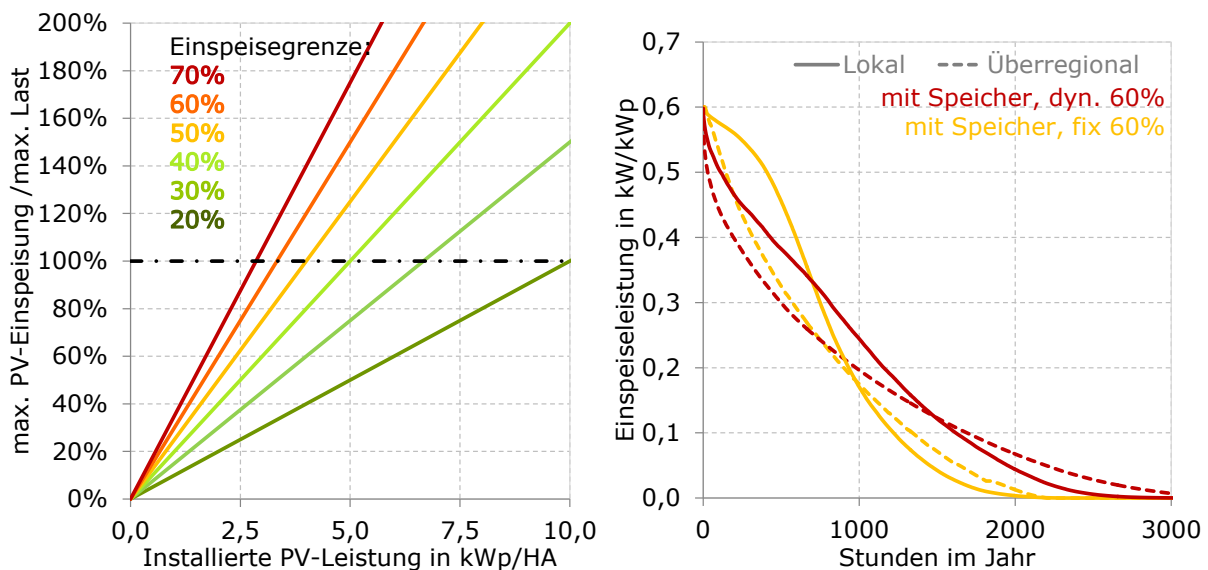


Bild 11 Links: Netzauslastung bei Auslegung auf die Jahreshöchstlast der 74 Haushalte in Abhängigkeit der installierten PV-Leistung und Einspeisegrenze. Rechts: Jahresdauerlinie der kumulierten Einspeisung für verschiedene Haushalte an einem Standort (durchgezogene Linie) und für verschiedene Standorte bei gleichem Verbrauch (gestrichelte Linie) unter Anwendung verschiedener Betriebsstrategien. [Wetterdaten: Lindenberg]

Dabei fällt auf, dass geringe installierte PV-Kapazitäten bis etwa 0,6 kWp/MWh oder im Mittel 3 kW/HA dieses Netz bilanziell nicht überlasten (Größenordnung vgl. [15]). Will man eine Überlastung bei größeren PV-Kapazitäten vermeiden, sollte die maximale PV-Einspeiseleistung reduziert oder die Auslegungsnetzlast angepasst werden. Zur Reduktion der Netzeinspeisung kann sowohl der Direktverbrauch als auch die Speicherung und Abregelung beitragen. Die Struktur des Netzes bleibt von der Betrachtung unberücksichtigt. Aus weitergehenden Netzanalysen geht hervor, dass bei vollem PV-Ausbau die maximale Einspeiseleistung nicht deutlich über der Auslegungslast der Haushalte liegen kann [14, S. 90 ff]. Die Grafik kann somit nur als Anhaltspunkt gelten, gibt jedoch einen Hinweis darauf, dass eine geringe maximale Einspeiseleistung vorteilhaft ist, um hohe PV-Kapazitäten ins Netz zu integrieren.

Um Aussagen zur Höhe der Netzeinspeisung für die verschiedenen Betriebsstrategien über das Jahr zu treffen, sind in Bild 11 die Jahresdauerlinien der normierten Summeneinspeisung dargestellt. Durch die Ausgleichseffekte im Summenprofil wird die maximale Einspeiseleistung von 0,6 kW/kWp nur an wenigen Stunden im Jahr erreicht. Die feste Einspeisebegrenzung ermöglicht im kumulierten Profil eine Reduktion leicht unterhalb von 0,6 kW/kWp. Mit dynamischer Einspeisebegrenzung überschreitet die kumulierte PV-Einspeiseleistung nur an wenigen Stunden im Jahr den Wert von 0,5 kW/kWp und fällt somit im oberen Leistungsbereich geringer aus als bei der festen Einspeisebegrenzung. Dies verdeutlicht, dass die dynamische Einspeisebegrenzung ein höheres Potenzial zur Reduktion von PV-Einspeisespitzen als die feste Einspeisebegrenzung aufweist. Soll daher eine möglichst große Kapazität von PV-Systemen in das Energiesystem integriert werden, erscheint die dynamische Einspeisebegrenzung zielführender. Anhand der lokalen und überregionalen Betrachtungen wird deutlich, dass sich die Betriebsstrategie der PV-Speichersysteme stärker auf lokaler als auf überregionaler Ebene auswirkt. Bereits die überregionalen Ausgleichseffekte in der PV-Erzeugung tragen hier zur Reduktion der kumulierten Einspeiseleistung bei.

5 Zusammenfassung

Im Rahmen dieses Beitrags konnte gezeigt werden, welchen Einfluss lokal erstellte Prognosen auf die Betriebsergebnisse von PV-Speichersystemen haben können. Dabei konnte mit einer umfassenden Lastprofil- und Wetterdatenbasis die Robustheit der entwickelten Algorithmen bestätigt und der Effekt von Prognosefehlern hinreichend eingegrenzt werden. Es wurde aufgezeigt, dass Unterschiede zwischen den Haushalten und Standorten den Nutzen von PV-Speichersystemen entscheidender beeinflussen als die Betriebsstrategien und Prognosefehler. Die geringen Einbußen im Autarkiegrad beim Einsatz von lokal erstellten PV-Prognosen stellen den Bezug von kommerziellen Prognoseprodukten, welche ebenfalls zu Einbußen im Autarkiegrad führen können, in Frage. Ferner können lokale Prognosen als Sicherheit dienen, um den prognosebasierten Speicherbetrieb auch dann fortsetzen zu können, wenn die Bereitstellung der externen PV-Prognosen temporär nicht erfolgen kann. Im Vergleich zur klassischen Tagespersistenz konnte durch adaptive Last- und PV-Prognosen eine deutliche Verbesserung der Betriebsergebnisse erzielt werden.

Im zweiten Teil der Untersuchung wurde die kumulierte Netzeinspeiseleistung verschiedener Betriebsweisen hinsichtlich des Einspeiseverhaltens analysiert. Es konnte gezeigt werden, dass durch den Einsatz der dynamischen Einspeisebegrenzung in PV-Speichersystemen Einspeisespitzen deutlich reduziert werden. Dabei vermindert der sogenannte Portfolio-Effekt den Einfluss von Prognosefehlern einzelner PV-Anlagen auf die kumulierte Netzeinspeisung. Die Analyse der kumulier-

ten Einspeiseleistung zeigte auch, dass zu erwartende steile Leistungsgradienten durch die Vielzahl der Einspeiseprofile reduziert werden. Daher kann auch die eigenversorgungsoptimierte Betriebsweise an bewölkten Tagen zur Reduktion von Leistungsgradienten und Spitzenleistung beitragen.

Lokal erstellte Prognosen liefern für die dynamische Einspeisebegrenzung sowohl aus Haushalts- als auch aus Netzperspektive hinreichend gute Ergebnisse. Mit Hilfe der Prognosen lassen sich dezentrale PV-Speichersysteme zu vorausschauenden Akteuren im Energiesystem machen. Somit können sie einen entscheidenden Beitrag zur dynamischen Integration großer PV-Kapazitäten leisten, welche für einen effektiven Klimaschutz dringend benötigt werden.

Danksagung

Das Forschungsprojekt PVprog (Entwicklung von prognosebasierten Betriebsstrategien für Photovoltaik-Speichersysteme) wird im Umweltentlastungsprogramm II aus Mitteln des Europäischen Fonds für Regionale Entwicklung und des Landes Berlin (Projektnummer: 11410 UEP II/2) gefördert. Die Autoren danken der Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umwelt des Landes Berlin sowie dem Projektträger B.&S.U. mbH. Für die Bereitstellung von Messdaten danken die Autoren dem Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES) sowie der TU Wien.

Literatur

- [1] J. Kühnert E. Lorenz J. Betcke A. Hammer und D. Heinemann: „Regionale PV-Leistungsvorhersagen für den Kurzzeit-Bereich auf Basis von Satellitendaten, numerischen Wetterprognosen und PV-Leistungsmessungen“, gehalten auf der 29. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2014.
- [2] J. Bergner J. Weniger T. Tjaden und V. Quaschnig: „Feed-in Power Limitation of Grid-Connected PV Battery Systems with Autonomous Forecast-Based Operation Strategies“, in *29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Amsterdam, 2014.
- [3] J. Weniger J. Bergner und V. Quaschnig: „Integration of PV power and load forecasts into the operation of residential PV battery systems“, gehalten auf der 4th Solar Integration Workshop, Berlin, 2014.
- [4] J. Moshövel K.-P. Kairies D. Magnor M. Leuthold M. Bost S. Gähns E. Szczechowicz M. Cramer und D. U. Sauer: „Analysis of the maximal possible grid relief from PV-peak-power impacts by using storage systems for increased self-consumption“, *Appl. Energy*, Aug. 2014.
- [5] T. Tjaden J. Weniger J. Bergner F. Schnorr und V. Quaschnig: „Einfluss des Standorts und des Nutzerverhaltens auf die energetische Bewertung von PV-Speichersystemen“, in *29. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2014.
- [6] P. Hoffman G. Frey M. Friedrich S. Kerber-Clasen J. Marschall und M. Geiger: „Praxistest „Moderne Energiesparsysteme im Haushalt“, IZES, Saarbrücken, März 2012.
- [7] J. Weniger J. Bergner T. Tjaden J. Kretzer F. Schnorr und V. Quaschnig: „Einfluss verschiedener Betriebsstrategien auf die Netzeinspeisung räumlich verteilter PV-Speichersysteme“, in *30. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2015.
- [8] H. G. Beyer G. Heilscher und S. Bofinger: „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“, in *19th European Photovoltaic Solar Energy Conference*, Paris, 2004, S. 3073–3076.
- [9] H. Schmidt und D.-U. Sauer: „Wechselrichter-Wirkungsgrade: Praxisgerechte Modellierung und Abschätzung“, *Sonnenenergie*, Bd. 4, S. 43–47, 1996.
- [10] *Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das durch Artikel 1 des Gesetzes vom 22. Dezember 2014 (BGBl. I S. 2406) geändert worden ist.*
- [11] KfW Bankengruppe: „KfW-Programm Erneuerbare Energien - Speicher“, Kreditanstalt für Wiederaufbau, Frankfurt, Merkblatt, Mai 2013.
- [12] J. Bergner: „Untersuchungen zu prognosebasierten Betriebsstrategien für PV-Speichersysteme“, Bachelorthesis, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Berlin, 2014.

- [13] J. Weniger J. Bergner T. Tjaden und V. Quaschnig: „Bedeutung von prognosebasierten Betriebsstrategien für die Netzintegration von PV-Speichersystemen“, in *29. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2014.
- [14] J. Scheffler: „Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten“, Dissertation, Technische Universität Chemnitz, Chemnitz, 2002.
- [15] A. Spring G. Wirth G. Becker R. Pardatscher R. Witzmann J. Brantl und S. Schmidt: „Untersuchung der Korrelationen aus Tageslastgängen und PV-Einspeisung zur Bestimmung der maximalen Netzbelastung“, gehalten auf der *28. Symposiums Photovoltaische Solarenergie*, 2012.