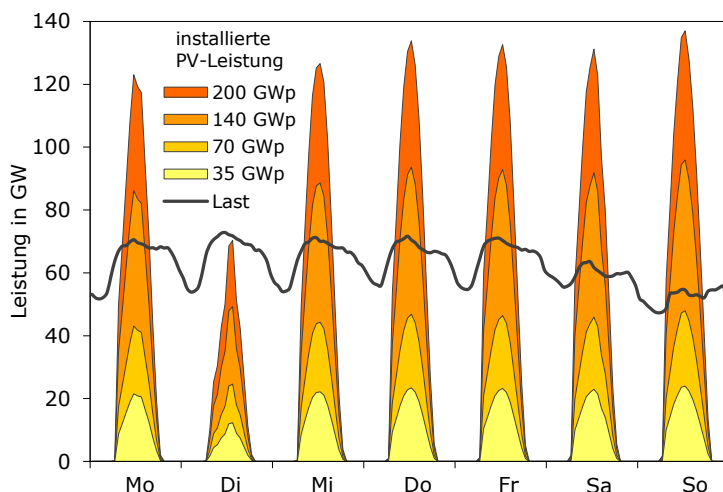


## Begrenzung der Einspeiseleistung von netzgekoppelten Photovoltaiksystemen mit Batteriespeichern

Johannes Weniger · Volker Quaschnig  
Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin  
Wilhelminenhofstraße 75A · 12459 Berlin  
Email: johannes.weniger@htw-berlin.de  
Internet: regenerative-energien.htw-berlin.de

### 1 Einleitung

In einigen Gebieten Deutschlands stellt bereits heute der weitere Ausbau der Photovoltaik (PV) eine Herausforderung für den Betrieb der Stromnetze dar. An Tagen mit hohem Solarstrahlungsangebot wird in absehbarer Zeit die PV-Erzeugung den gesamten Strombedarf in Deutschland überschreiten (Bild 1). Spätestens dann ist eine uneingeschränkte Einspeisung von Solarstrom in das Stromnetz nicht mehr möglich. Um das deutschlandweite PV-Potenzial von etwa 200 GWp [1] zu erschließen und den PV-Ausbau nicht aus Gründen der Netzstabilität zu verzögern, kann sich die Reduzierung von PV-Einspeisespitzen mit dezentralen Batteriespeichern als sinnvoll erweisen.



**Bild 1** Deutschlands Strombedarf und mögliche PV-Erzeugung bei unterschiedlichen Ausbauszenarien in einer Aprilwoche

Besonders für Haushalte stellen sinkende Kosten für Solarstrom und steigende Strombezugspreise einen Anreiz dar, mit Batteriespeichern den Eigenverbrauch des erzeugten Solarstroms zu erhöhen und dadurch den Strombezug aus dem Netz zu verringern. Es existieren daher verschiedene Zielsetzungen für den Betrieb von PV-Batteriesystemen, die in diesem Beitrag untersucht werden. Anhand von Simulationsrechnungen wird der Einfluss der Betriebsstrategie auf die Leistungsflüsse in das Stromnetz aufgezeigt. Des Weiteren wird der Frage nachgegangen, welche Speichergrößen in privaten Haushalten zur Erhöhung des Eigenverbrauchs und zur Begrenzung der Einspeiseleistung energetisch als sinnvoll zu bewerten sind. Im Anschluss wird eine prognosebasierte Betriebsstrategie für PV-Batteriesysteme vorgestellt, die sowohl den Eigenverbrauch steigert als auch die Netzeinspeisespitzen reduziert. Zunächst soll auf die verwendeten Eingangsdaten der Simulationsrechnungen sowie auf die Modellierung von PV-Batteriesystemen eingegangen werden.

## 2 Meteorologische Eingangsdaten und Lastprofile

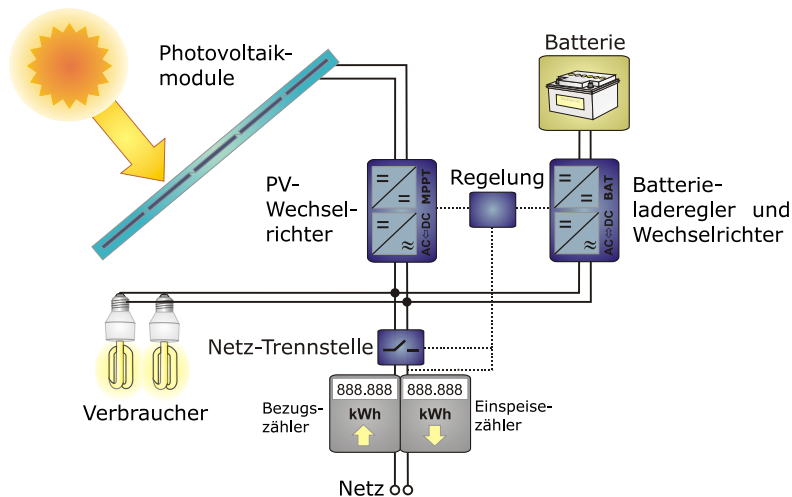
Die Simulation des Betriebsverhaltens von PV-Systemen erfordert Zeitreihen energiemeteorologischer Daten. Wichtige Größen sind dabei die Global- und Diffusbestrahlungsstärke sowie die Lufttemperatur. Für die Untersuchung wurden Messdaten dieser Größen vom meteorologischen Observatorium Lindenberg (Brandenburg) des Deutschen Wetterdienstes (DWD) herangezogen. Die Daten wurden im Rahmen des Baseline Surface Radiation Network (BSRN) erfasst und stehen für den Zeitraum von 2002 bis 2006 als Minutenmittelwerte zur Verfügung. In dem betrachteten Zeitraum lag die Jahressumme der Globalbestrahlung am Standort zwischen 1025 und 1191 kWh/m<sup>2</sup>. Als Referenzjahr für die Simulationsrechnungen dienen die Messdaten des Kalenderjahres 2004 mit einer Globalbestrahlungssumme von 1073 kWh/m<sup>2</sup>. Im Vergleich dazu betrug der Mittelwert der jährlichen Globalbestrahlung zwischen 2001 und 2010 in Deutschland 1086 kWh/m<sup>2</sup> [2].

Zur Untersuchung der Gleichzeitigkeit der PV-Erzeugung und Last sind Lastprofile in hoher zeitlicher Auflösung erforderlich, um kurzzeitige Schwankungen und Spitzen der Last abzubilden [3]. Als Datengrundlage für die Lastprofile dient die Richtlinie VDI 4655 Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen [4]. Für Einfamilienhäuser sind in der Richtlinie zehn exemplarische Tagesprofile des Strombedarfs in minütlicher Auflösung hinterlegt, die aus gemessenen Lastgängen von fünf Haushalten ermittelt wurden [5]. Die hinterlegten Tageslastprofile werden nach der Jahreszeit, dem Wochentag und der Bewölkung unterschieden. Gemäß der VDI 4655 ist ein Testreferenzjahr des DWD zur Bestimmung der vorherrschenden Bewölkung und Jahreszeit erforderlich. Hierfür wurde auf das Testreferenzjahr der Klimaregion 4 (Nordostdeutsches Tiefland) zurückgegriffen. Unter Berücksichtigung der Tagesmittelwerte der Bewölkung und Lufttemperatur des Testreferenzjahres sowie der Wochen- und Feiertage im Jahr 2010 wurde ein Lastprofil für einen Einfamilienhaushalt über ein gesamtes Jahr erstellt [6]. Der Jahresstrombedarf des Haushalts wurde mit 4 MWh angesetzt.

## 3 Modellierung und Simulation von PV-Batteriesystemen

Je nach Einbindung des Batteriespeichers unterscheidet man zwischen AC- und DC-gekoppelten PV-Batteriesystemen [7]. Im Rahmen dieser Untersuchung soll ein AC-gekoppeltes System betrachtet werden, bei dem der Batteriespeicher über das Hausnetz mit der Wechselstromseite des PV-Systems verbunden ist. Bild 2 stellt die wesentlichen Komponenten eines AC-gekoppelten PV-Batteriesystems schematisch dar. Die Modellierung der einzelnen Systemkomponenten soll im Folgenden erläutert werden.

Zunächst gilt es, die vorliegende horizontal gemessene Globalbestrahlungsstärke auf die geneigte Ebene des PV-Generators umzurechnen. Hierzu wurde angenommen, dass der PV-Generator südlich ausgerichtet und gegenüber der Horizontalen um 35° geneigt ist. Die Umrechnung auf die geneigte Ebene kann für die Direktbestrahlungsstärke über geometrische Zusammenhänge und für die Diffusbestrahlungsstärke mit dem Modell von Klucher umgesetzt werden [8]. Zusätzlich trägt die Bodenreflexion zur Bestrahlungsstärke auf der geneigten Ebene bei. Die Reflektivität der Umgebung wurde hierbei mit einem Albedo-Wert von 0,2 berücksichtigt. Für das Jahr 2004 ergibt sich eine Jahressumme der Bestrahlung auf der geneigten PV-Generatorebene von 1233 kWh/m<sup>2</sup>. Dies entspricht einem Neigungsgewinn gegenüber der horizontalen Globalbestrahlung von 14,9 %.



**Bild 2** Photovoltaiksystem mit AC-gekoppeltem Batteriespeicher

Die Abhängigkeit des PV-Modulwirkungsgrades von der Bestrahlungsstärke wurde mit einer Wirkungsgradkennlinie von einem multikristallinen PV-Modul abgebildet. Neben der Bestrahlungsstärke hat auch die Temperatur Einfluss auf das elektrische Verhalten der PV-Module. Die Erhöhung der PV-Modultemperatur gegenüber der Umgebungstemperatur wurde mit  $29\text{ °C}$  bei einer Bestrahlungsstärke von  $1000\text{ W/m}^2$  berücksichtigt. Dieser Wert kann für eine Schrägdachmontage mit guter Hinterlüftung angenommen werden [9]. Die thermische Trägheit des PV-Moduls lässt sich mit einem PT1-Glied und einer thermischen Zeitkonstante von 10 Minuten beschreiben [10]. Die Abnahme der PV-Leistung bei zunehmender Modultemperatur beträgt für multikristalline PV-Module typischerweise  $-0,4\text{ %/°C}$  [11]. Weitere PV-Generatorverluste in Höhe von  $8\text{ %}$  können empirisch berücksichtigt werden [12]. Zusätzlich wurden durch Leistungsdegradation verursachte Alterungsverluste von  $2,5\text{ %}$  angenommen. Verluste durch Verschattung des PV-Generators wurden nicht betrachtet. Die resultierende PV-Generatorleistung kann mit der PV-Nennleistung auf die PV-Systemgröße skaliert werden.

Die Abhängigkeit des Wechselrichterwirkungsgrades von der Eingangsleistung kann mit einem Kennlinienmodell beschrieben werden [13]. Die hierzu erforderlichen Modellparameter wurden aus Datenblattangaben eines transformatorlosen Wechselrichters bestimmt, dessen maximaler Wirkungsgrad  $97\text{ %}$  beträgt. Die AC-Nennleistung des PV-Wechselrichters wurde mit  $1\text{ kW}$  pro  $\text{kWp}$  PV-Leistung angesetzt. In der Praxis wird die Wechselrichterleistung gegenüber der PV-Nennleistung meist unterdimensioniert. Daher ist bei PV-Systemen kleiner  $10\text{ kWp}$  im Mittel eine Wechselrichterleistung von  $0,88\text{ kW/kWp}$  typisch [14]. Unter Berücksichtigung der beschriebenen Modelle ergibt sich für das Referenzjahr 2004 ein PV-Ertrag von  $1024\text{ kWh/kWp}$  bei einer Performance Ratio von  $83\text{ %}$ .

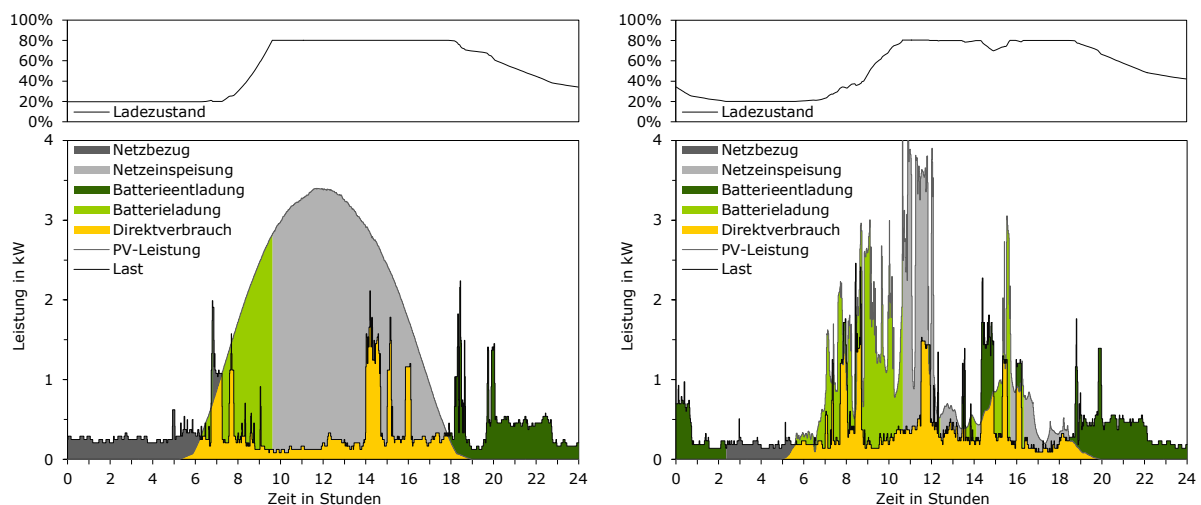
Der Batteriespeicher soll in diesem Beitrag mit einem bilanziellen Modell abgebildet werden. Unberücksichtigt bleibt dadurch die Abhängigkeit der entnehmbaren Kapazität von dem Entladestrom, der Temperatur und dem Batteriealter [15]. Als Batterietechnologie wurden Lithium-Ionen-Speicher mit einem Energiewirkungsgrad von  $95\text{ %}$  gewählt. Der Ladezustandsbereich des Batteriespeichers wurde auf minimal  $20\text{ %}$  und maximal  $80\text{ %}$  der installierten Nennkapazität beschränkt. Somit entspricht die nutzbare Speicherkapazität  $60\text{ %}$  der Nennkapazität. Alle Angaben zur SpeichergroÙe beziehen sich nachfolgend auf die nutzbare Speicherkapazität.

Aufgrund der zyklischen und kalendarischen Alterung des Batteriespeichers nimmt die Kapazität während der Nutzung ab. Die Angaben zur Batterielebensdauer sind in Regel auf den Zeitraum

bezogen, nachdem sich der Innenwiderstand der Batterie verdoppelt hat und die Speicherkapazität auf 80 % der Anfangskapazität gesunken ist [16]. Daher wurde für die Simulationsrechnungen angenommen, dass im Mittel während der Lebensdauer 90 % der nutzbaren Speicherkapazität tatsächlich entnehmbar sind.

Dem Batteriewechselrichter des AC-gekoppelten Systems wurde ein Wirkungsgrad von 94 % unterstellt. Das Teillastverhalten des Wechselrichters wird dadurch nicht abgebildet. Die maximale Lade- und Entladeleistung des Batteriewechselrichters wurde mit 1 kW pro kWh nutzbarer Speicherkapazität angenommen. Es wird davon ausgegangen, dass die Be- und Entladung des Batteriespeichers über dem nutzbaren Ladezustandsbereich mit der maximalen Leistung erfolgen kann. Eine phasenabhängige Bilanzierung der Leistungsflüsse soll in diesem Beitrag nicht berücksichtigt werden.

Das Systemverhalten eines AC-gekoppelten PV-Batteriesystems zur Speicherung von überschüssiger PV-Energie kann anhand der simulierten Leistungsflüsse in Bild 3 erläutert werden. Die Abbildung zeigt den zeitlichen Verlauf der PV-Erzeugung und Last an zwei Tagen in minütlicher Auflösung. Aus den Leistungsverläufen können zu jedem Zeitpunkt die Nutzung der PV-Leistung und die Versorgung der Last bestimmt werden. Zu Beginn des klaren Tages (Bild 3 links) ist der Batteriespeicher leer, weshalb der Verbrauch durch Strombezug aus dem Netz gedeckt wird. Erst nachdem die PV-Erzeugung die Last überschreitet, wird der Batteriespeicher geladen. Im Laufe des Vormittages steigt der Batterieladezustand an und erreicht gegen 09:30 Uhr seinen Maximalwert. Die überschüssige PV-Leistung wird anschließend in das öffentliche Stromnetz eingespeist. Der Strombedarf am Mittag und Nachmittag kann vollständig durch die PV-Erzeugung versorgt werden. Nachdem die PV-Leistung am Abend die Last unterschreitet, wird der Batteriespeicher entladen.



**Bild 3** Verlauf der Leistungsflüsse eines PV-Batteriesystems zur Eigenverbrauchserhöhung an einem unbewölkten Tag (links) und wechselnd bewölkten Tag (rechts) (PV-Leistung 4 kWp, nutzbare Speicherkapazität 4 kWh)

An dem wechselnd bewölkten Tag (Bild 3 rechts) verhält sich die PV-Erzeugung mit hohen Leistungsgradienten und kurzzeitigen Leistungsspitzen sehr dynamisch. Dadurch übersteigt die Last tagsüber zeitweise die PV-Leistung, sodass der Batteriespeicher bereits am Tage entladen wird. Im Anschluss darauf wird der Speicher durch überschüssige PV-Energie wieder vollgeladen. Die Nutzung der PV-Energie und die Versorgung des Bedarfs hängen daher entscheidend von dem Last- und PV-Erzeugungsprofil ab. Das Lastprofil wird von der Geräteausstattung des Haushalts und von dem Nutzerverhalten beeinflusst.

## 4 Energetische Bewertungsgrößen

Eine wichtige Größe zur Bewertung von PV-Batteriesystemen ist der erzielte Eigenverbrauchsanteil. Der Eigenverbrauchsanteil gibt den Anteil der erzeugten PV-Energie an, der zeitgleich genutzt werden kann. Aus der Gleichzeitigkeit der momentanen PV-Erzeugungsleistung  $P_{PV}$  und Last (Verbrauchsleistung)  $P_{VB}$  ergibt sich die direkt verbrauchte PV-Leistung  $P_{DV}$ :

$$P_{DV} = \min(P_{PV}, P_{VB}). \quad (1)$$

Die Leistungsangaben beziehen sich hierbei auf die mittleren Leistungswerte in einem Zeitschritt  $\Delta t$ . Wird ein Batteriespeicher installiert, kann die PV-Leistung auch zur Ladung der Batterie  $P_{BL}$  genutzt werden. Der Eigenverbrauchsanteil  $e$  berechnet sich dann aus der direktverbrauchten PV-Energie  $E_{DV}$ , der Energie zur Batterieladung  $E_{BL}$  sowie der erzeugten PV-Energie  $E_{PV}$ . Werden die Energien über ein Jahr aufsummiert, lässt sich der jahresmittlere Eigenverbrauchsanteil  $e$  bestimmen:

$$e = \frac{E_{DV} + E_{BL}}{E_{PV}} = \frac{\sum P_{DV} \cdot \Delta t + \sum P_{BL} \cdot \Delta t}{\sum P_{PV} \cdot \Delta t}. \quad (2)$$

Eine weitere Bewertungsgröße ist der sogenannte Autarkiegrad (Deckungsgrad). Er beschreibt den Anteil des Strombedarfs, der durch das PV-Batteriesystem zeitgleich versorgt wird. Der Autarkiegrad  $a$  berechnet sich aus der direkt verbrauchten PV-Energie  $E_{DV}$ , der aus der Batterie entladenen Energie  $E_{BE}$  und dem Stromverbrauch  $E_{VB}$ :

$$a = \frac{E_{DV} + E_{BE}}{E_{VB}} = \frac{\sum P_{DV} \cdot \Delta t + \sum P_{BE} \cdot \Delta t}{\sum P_{VB} \cdot \Delta t}. \quad (3)$$

Kann die aktuelle PV-Leistung nicht vollständig verbraucht oder zur Batterieladung genutzt werden, wird überschüssige Leistung in das öffentliche Netz eingespeist:

$$P_{NE} = P_{PV} - P_{DV} - P_{BL}. \quad (4)$$

Bei Begrenzung der Netzeinspeiseleistung  $P_{NE}$  auf einen Maximalwert  $P_{NE,MAX}$  kann es zur Abregelung der PV-Leistung kommen. Die daraus resultierenden Abregelungsverluste  $v$  lassen sich über folgenden Zusammenhang berechnen:

$$v = \frac{E_{PV} - E_{DV} - E_{BL} - E_{NE}}{E_{PV}}. \quad (5)$$

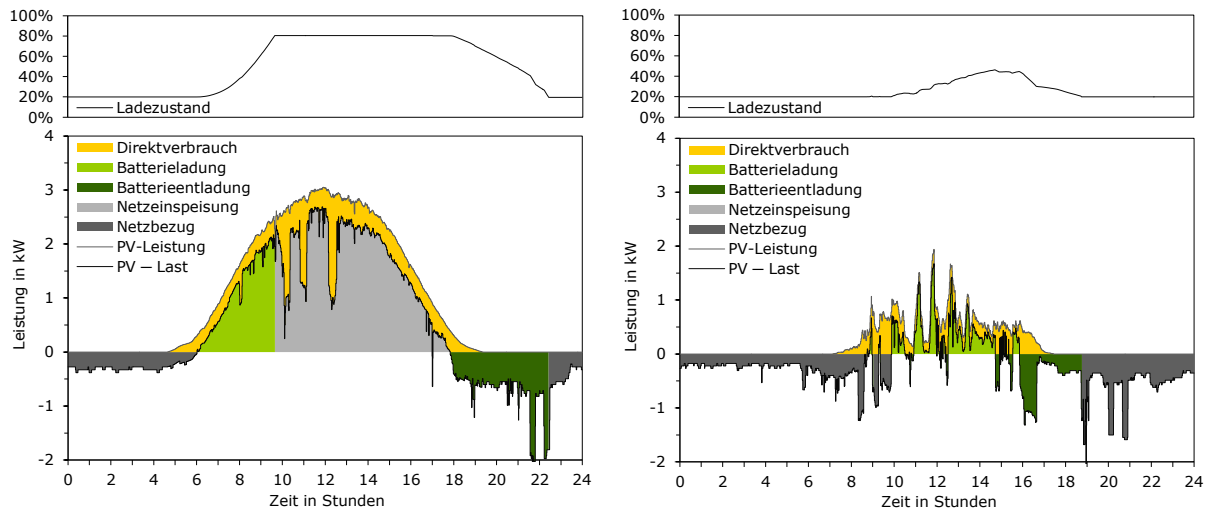
## 5 Betriebsstrategien für PV-Batteriesysteme

PV-Batteriesysteme lassen sich mit unterschiedlichen Zielsetzungen betreiben. So kann die Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils oder die Begrenzung der maximalen Einspeiseleistung im Vordergrund stehen. Im Folgenden sollen die verschiedenen Betriebsstrategien untersucht und deren Einfluss auf die Netzeinspeisung dargestellt werden.

### 5.1 Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils

Die klassische Betriebsstrategie von PV-Batteriesystemen in Privathaushalten hat zum Ziel, PV-Überschüsse zu speichern, um dadurch den Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad zu steigern. Hierzu wird der Batteriespeicher geladen, wenn Überschüsse vorhanden sind und der maximale Ladezustand nicht erreicht ist (vgl. Bild 3). Meist wird erst überschüssige PV-Leistung in das Netz

eingespeist, nachdem der Batteriespeicher vollgeladen ist. Entscheidend für die Höhe der Netzeinspeisung ist dann die Differenz zwischen der momentanen PV-Erzeugungsleistung und Last. Im Folgenden sind daher die Leistungsflüsse auf diese resultierende Leistung (PV-Leistung abzüglich Last) bezogen. In Bild 4 ist der zeitliche Verlauf der Leistungsflüsse dieser Betriebsstrategie an zwei Tagen zu sehen. An dem klaren Tag (Bild 4 links) ist der Batteriespeicher bereits vor Erreichen der PV-Leistungsspitze vollgeladen. Dadurch werden Überschüsse bei hoher PV-Leistung in das Netz eingespeist. Der Übergang zwischen der Batterieladung und Netzeinspeisung kann je nach Batterietechnologie und Ladeverfahren auch kontinuierlich erfolgen. An dem bewölkten Tag (Bild 4 rechts) wird die gesamte PV-Energie zeitgleich verbraucht oder zwischengespeichert.

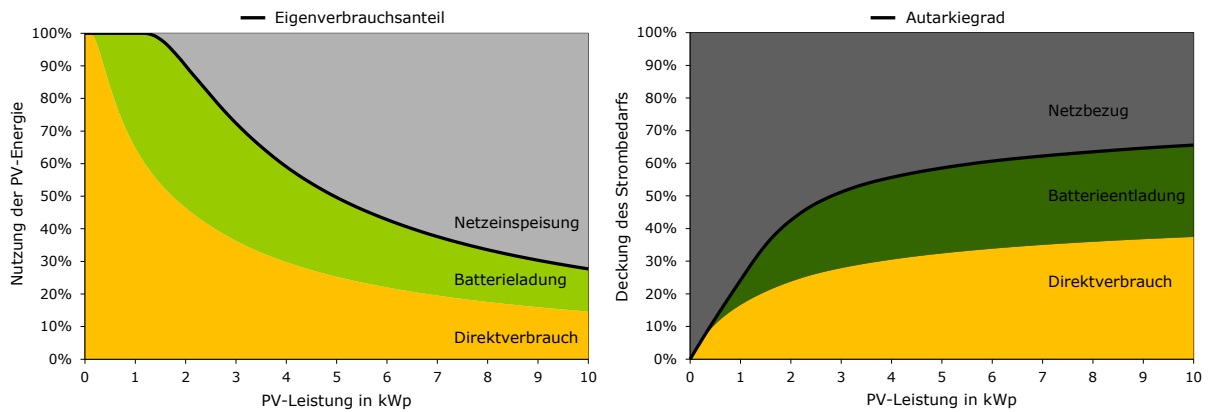


**Bild 4** Verlauf der Leistungsflüsse eines PV-Batteriesystems zur Eigenverbrauchserhöhung an einem klaren Tag (links) und bewölkten Tag (rechts) (PV-Leistung 4 kWp, nutzbare Speicherkapazität 4 kWh)

Neben dem zeitlichen Verlauf der PV-Erzeugung und Last hat auch die Größe des PV-Batteriesystems Einfluss auf die Netzeinspeisung. Durch Simulationsrechnungen wurde für verschiedene PV-Systemgrößen der Energieaustausch mit dem Netz über ein gesamtes Jahr untersucht. Die Ergebnisse der Berechnungen sind in Bild 5 dargestellt. Die Abhängigkeit der anteiligen Nutzung der PV-Energie von der PV-Systemgröße geht aus Bild 5 (links) hervor. Bis zu einer Leistung von 0,1 kWp kann die gesamte PV-Energie bei dem betrachteten Lastprofil zeitgleich verbraucht werden. Durch die Vergrößerung des PV-Systems nehmen die Überschüsse zu, sodass der Anteil der direkt verbrauchten PV-Energie sinkt. In einem zusätzlichen Batteriespeicher können die PV-Überschüsse zwischengespeichert werden. Auch der Anteil der zwischengespeicherten PV-Energie an der gesamten PV-Nutzung ist von der PV-Nennleistung abhängig und sinkt mit zunehmender PV-Systemgröße. Dies führt dazu, dass ein hoher Anteil der PV-Energie bei größeren PV-Systemen in das Netz eingespeist wird. Der Anteil des Direktverbrauchs und der Anteil der Batterieladung an der PV-Nutzung ergeben zusammen den Eigenverbrauchsanteil. Bei dem untersuchten Haushalt mit einem Jahresstrombedarf von 4 MWh lässt sich durch ein PV-Batteriesystem mit 4 kWp PV-Leistung und 4 kWh nutzbarer Speicherkapazität ein Eigenverbrauchsanteil von knapp 60 % erzielen. Ohne Batteriespeicher ergeben sich bei der gleichen PV-Leistung in dem Zeitraum von 2002 bis 2006 jahresmittlere Eigenverbrauchsanteile zwischen 27 und 30 %.

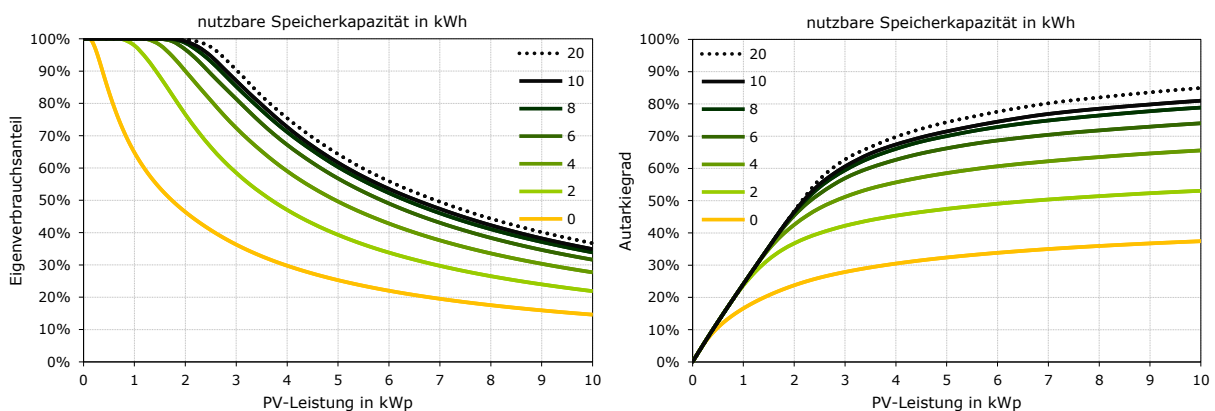
Bild 5 (rechts) zeigt den Einfluss der PV-Systemgröße auf die prozentuale Deckung des Strombedarfs. Zunächst nimmt der Anteil des Direktverbrauchs an der Lastdeckung mit steigender PV-

Nennleistung zu. Mit einem 4-kWp-System lassen sich hier 30 % der Last zeitgleich versorgen. Durch eine zusätzliche Speicherkapazität von 4 kWh können etwa 55 % des Strombedarfs mit dem PV-Batteriesystem gedeckt werden. Bei Vergrößerung der PV-Leistung auf 10 kWp kann der Autarkiegrad nur noch um 10 Prozentpunkte gesteigert werden. Der Autarkiegrad entspricht der Summe aus dem Anteil des Direktverbrauchs und dem Anteil der Batterieentladung an der Deckung des Strombedarfs.



**Bild 5** Nutzung der PV-Energie (links) und Deckung des Strombedarfs (rechts) in einem Einfamilienhaus im Jahresmittel in Abhängigkeit der PV-Leistung (Jahresstrombedarf 4 MWh, nutzbare Speicherkapazität 4 kWh, PV-Jahresertrag 1024 kWh/kWp)

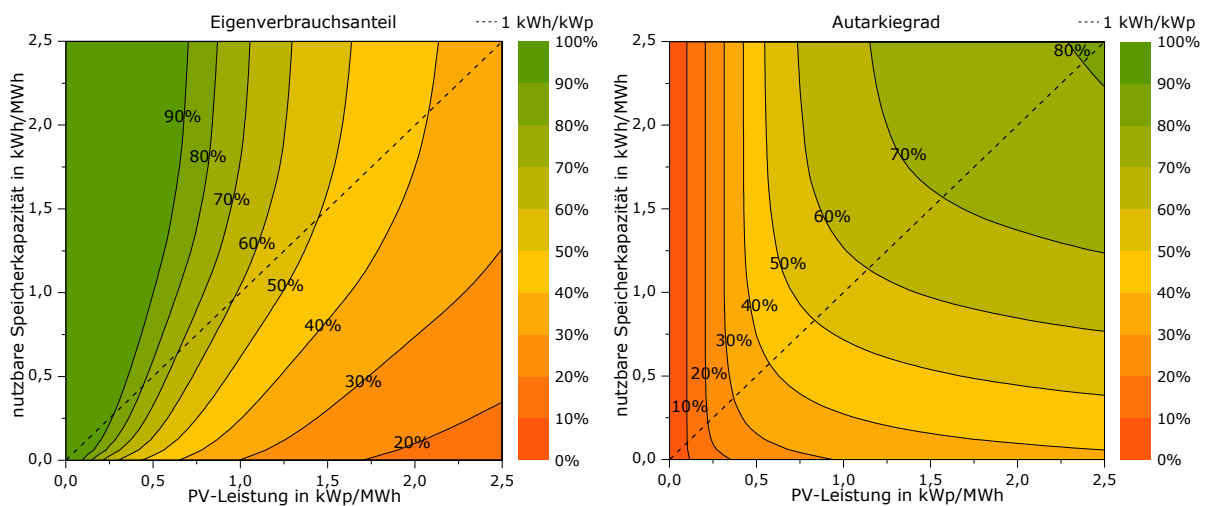
Neben der PV-Leistung beeinflusst auch die Speicherkapazität den Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad. Durch Variation der Speichergöße wurde dies untersucht. Die Simulationsergebnisse in Bild 6 zeigen, dass bereits kleine Batteriespeicher den Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad deutlich steigern. Mit zunehmender Speicherkapazität lassen sich beide Größen erhöhen, jedoch mit abnehmender Steigerung. Bei dem betrachteten Einfamilienhaushalt lässt sich der Eigenverbrauchsanteil oberhalb von 6 bis 10 kWh nutzbarer Speicherkapazität nur noch geringfügig erhöhen. Selbst eine Verdopplung der Kapazität von 10 auf 20 kWh steigert den Eigenverbrauchsanteil nur um wenige Prozentpunkte. Begründet werden kann dies damit, dass große Batteriespeicher nachts nicht vollständig entladen werden. Dadurch ist am Folgetag nur ein Teil der Speicherkapazität für die Zwischenspeicherung verfügbar. Bei der Dimensionierung von Lithium-Ionen-Speichern zur Eigenverbrauchserhöhung in Privathaushalten sollte daher beachtet werden, dass die nutzbare Speicherkapazität die Größenordnung des nächtlichen Strombedarfs nicht überschreitet.



**Bild 6** Einfluss der PV-Leistung und Speicherkapazität auf den Eigenverbrauchsanteil (links) und Autarkiegrad (rechts) im Jahresmittel für einen Einfamilienhaushalt (Jahresstrombedarf 4 MWh, mittlerer Strombedarf pro Tag 10,9 kWh, mittlerer Strombedarf in der Nacht 5,8 kWh, PV-Jahresertrag 1024 kWh/kWp)

Bild 6 (rechts) verdeutlicht, dass insbesondere bei kleinen PV-Systemen die Speichergöße auch auf die PV-Nennleistung abgestimmt werden muss. Um diesen Zusammenhang aufzuzeigen, stellt Bild 7 den Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad in Abhängigkeit der PV-Leistung und Speicherkapazität dar. Zusätzlich wurde die Batterie- und PV-Systemgröße auf den Jahresstrombedarf normiert. Wird eine PV-Leistung von etwa 1 kWp pro MWh Jahresstromverbrauch installiert, lassen sich Eigenverbrauchsanteile und Autarkiegrade von rund 30 % erzielen. Durch einen zusätzlichen Batteriespeicher mit einer nutzbaren Speicherkapazität von 1 kWh pro MWh Stromverbrauch kann der Eigenverbrauchsanteil auf knapp 60 % verdoppelt werden. Der Autarkiegrad liegt dann bei etwa 55 %. Mit Bild 7 lässt sich der Nutzen eines PV-Batteriesystems für Einfamilienhäuser in Abhängigkeit vom Jahresstrombedarf abschätzen. Die Abbildung wurde mit Lastprofilen von anderen Haushalten validiert. Für Haushalte, bei denen der Stromverbrauch zur Hälfte in der Nacht erfolgt, stimmen die Simulationsergebnisse gut mit Bild 7 überein.

Darüber hinaus lassen sich Hinweise zur Speicherdimensionierung je nach der PV-Systemgröße aus Bild 7 ableiten. Folgt man den Linien gleichen Eigenverbrauchsanteils, zeigt sich ein steilerer Verlauf der Isolinien oberhalb der Diagonalen von 1 kWh/kWp (Bild 7 links). Dies deutet darauf hin, dass eine weitere Vergrößerung des Batteriespeichers nur einen geringen Nutzen hat. Noch deutlicher wird dieser Zusammenhang bei der Betrachtung der Isolinien des Autarkiegrades (Bild 7 rechts). Grundsätzlich steigt der Autarkiegrad bei Erhöhung der Speicherkapazität oberhalb der Diagonalen von 1 kWh/kWp nur wenig an. Um einen hohen Autarkiegrad zu erreichen, muss daher sowohl die Speicherkapazität als auch die PV-Leistung vergrößert werden. Werden pro MWh Jahresstrombedarf 1,5 kWp PV-Leistung und 1,5 kWh nutzbare Speicherkapazität installiert, lässt sich ein Autarkiegrad von knapp 70 % bei einem Eigenverbrauchsanteil von etwa 50 % erreichen.



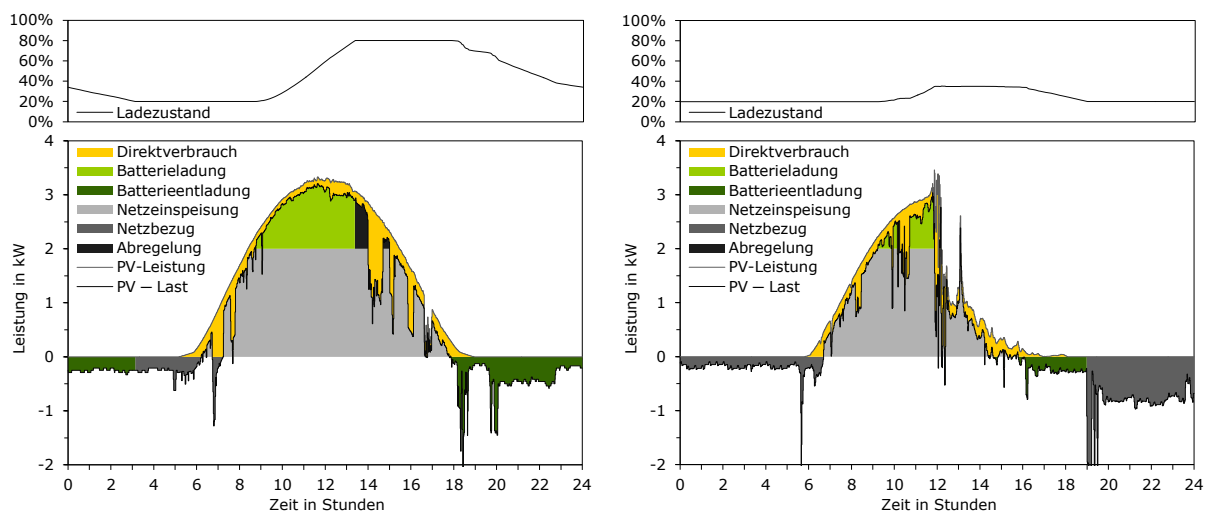
**Bild 7** Eigenverbrauchsanteil (links) und Autarkiegrad (rechts) in Abhängigkeit der Speicherkapazität und PV-Leistung normiert auf den Jahresstrombedarf in MWh (Jahresstrombedarf 4 MWh, PV-Ertrag 1024 kWh/kWp)

In erster Näherung kann daher in privaten Haushalten zur Eigenverbrauchserhöhung die Dimensionierung von Lithium-Ionen-Speichern auf 1 kWh nutzbarer Kapazität pro kWp PV-Leistung energetisch als sinnvoll erachtet werden. Jedoch sollte die nutzbare Speicherkapazität nicht deutlich größer als der nächtliche Strombedarf sein. Bei typischer Speicherdimensionierung ist daher mit dieser Betriebsweise zur vorrangigen Steigerung des Eigenverbrauchs eine Reduzierung der PV-Einspeisepitzen nicht möglich (vgl. Bild 4 links).



## 5.2 Feste Begrenzung der Einspeiseleistung

Eine weitere Betriebsstrategie von PV-Batteriesystemen besteht darin, die Einspeiseleistung (Wirkleistung) in das Netz auf einen festgelegten Wert zu begrenzen. Hierzu wird die PV-Leistung oberhalb einer definierten Leistungsgrenze zur Batterieladung genutzt, wodurch die Netzbelastung durch PV-Einspeisespitzen verringert werden kann. Bild 8 zeigt an zwei Tagen den Verlauf der Leistungsflüsse bei Begrenzung der Einspeisung auf 50 % der installierten PV-Nennleistung. Der Batteriespeicher wird geladen, sobald die Differenz zwischen der PV-Erzeugung und Last die maximale Einspeiseleistung übersteigt. Ist der Batteriespeicher voll, bevor die Überschussleistung den zulässigen Maximalwert der Einspeiseleistung unterschreitet, muss zur Einhaltung der maximalen Einspeiseleistung überschüssige PV-Leistung abgeregelt werden (Bild 8 links). An bewölkten Tagen hat die feste Einspeisebegrenzung zur Folge, dass der Batteriespeicher nicht vollgeladen wird (Bild 8 rechts).

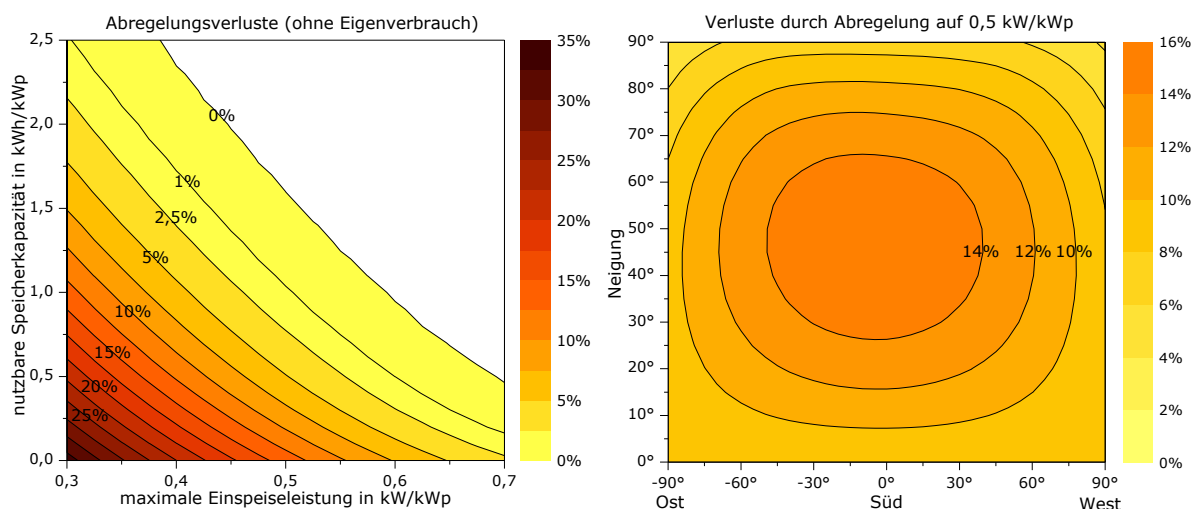


**Bild 8** Verlauf der Leistungsflüsse eines PV-Batteriesystems bei fester Begrenzung der Einspeiseleistung auf 0,5 kW/kWp (2 kW) an einem unbewölkten Tag (links) und teilweise bewölkten Tag (rechts) (PV-Leistung 4 kWp, nutzbare Speicherkapazität 4 kWh)

Des Weiteren kann Bild 8 (links) entnommen werden, dass die aus der Abregelung resultierenden Verluste entscheidend von der Last am Tag beeinflusst werden. Daher sollen zunächst Aussagen zur Abhängigkeit der Abregelungsverluste von der Einspeisegrenze unter der Annahme getroffen werden, dass die PV-Energie nicht zeitgleich verbraucht werden kann. Bild 9 (links) zeigt den Einfluss der Speicherkapazität und maximalen Einspeiseleistung auf die entstehenden Abregelungsverluste. Ist kein Batteriespeicher installiert, nehmen die Verluste durch Abregelung bei Reduzierung der maximalen Einspeiseleistung zu. Wird die Einspeiseleistung auf die Hälfte der installierten PV-Nennleistung begrenzt, entstehen Verluste in Höhe von 13,9 % des PV-Ertrages für das Referenzjahr 2004. In dem Zeitraum von 2002 bis 2006 variiert dieser Wert zwischen 13,6 und 15,2 %. Darüber hinaus beeinflussen Standort, Systemtechnik und Wechselrichterdimensionierung die abregelungsbedingten Verluste [17]. Auch die Orientierung des PV-Generators hat Einfluss auf die Höhe der Verluste, wie aus Bild 9 (rechts) hervorgeht. Die höchsten Abregelungsverluste entstehen bei einer Neigung der PV-Generatorebene um 45° und südlicher Ausrichtung. Es fällt auf, dass bei gleicher Abweichung von der Südausrichtung die Verluste bei westlich ausgerichteten PV-Generatoren etwas geringer als bei östlicher Ausrichtung sind. Ursache hierfür sind höhere Lufttemperaturen am Nachmittag, die zur Minderung der PV-Leistung und somit zu niedrigeren Abregelungsverlusten führen. Für das Jahr 2005 stellen die

ermittelten Verluste in Höhe von 15,7 % bei südlicher Ausrichtung und 45° Neigung des PV-Generators daher die Obergrenze dar.

Bei Begrenzung der Einspeisung auf 0,5 kW/kWp lassen sich die Verluste durch 1 kWh nutzbare Speicherkapazität pro kWp PV-Leistung von 13,9 auf 1,1 % reduzieren (Bild 9 links). Sollen die Verluste vollständig vermieden werden, ist eine Erhöhung der Kapazität auf über 1,5 kWh/kWp notwendig. Eine weitere Reduzierung der maximalen Einspeiseleistung auf unter 0,5 kW/kWp würde bei gleicher Batteriegöße zu höheren Verlusten führen. Es ist zu beachten, dass auch der Wirkungsgrad des Batteriesystems die Höhe der Abregelungsverluste beeinflusst. Für Batteriespeicher mit niedrigeren Energiewirkungsgraden ergeben sich bei gleicher Kapazität geringere Abregelungsverluste. Dem liegt zu Grunde, dass durch die höheren Energieverluste mehr PV-Energie zur Batterieladung benötigt und somit nicht abgeregelt wird.

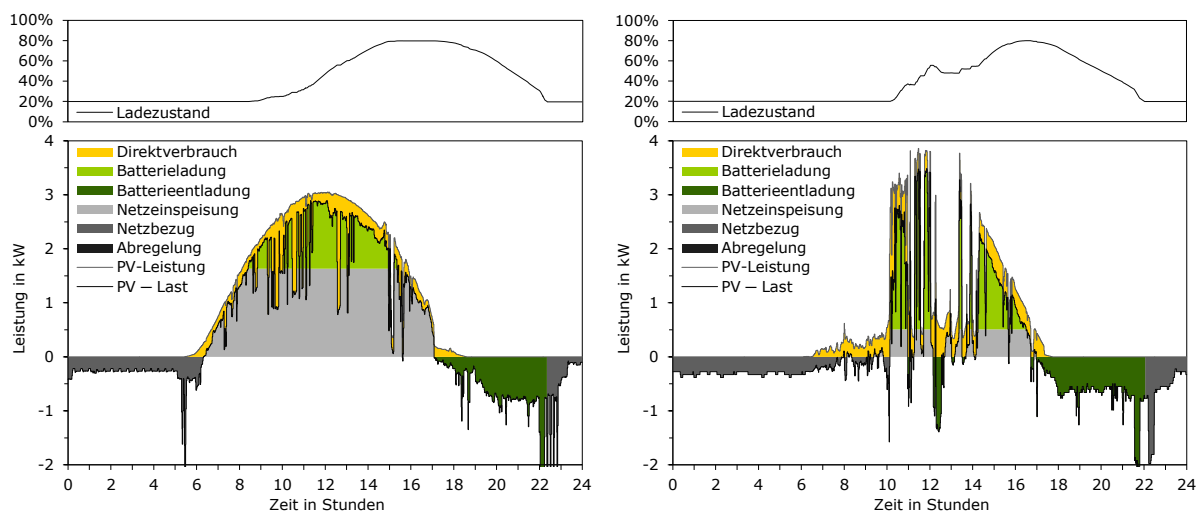


**Bild 9** Links: Einfluss der Speichergöße auf die jährlichen Abregelungsverluste in Abhängigkeit der festgelegten Einspeisegrenze (Ausrichtung Süd, Neigung 35°, ohne Direktverbrauch, vollständige Entladung der Batterie in der Nacht, Meteorologische Daten 2004). Rechts: Einfluss der Neigung und Ausrichtung des PV-Generators auf die jährlichen Abregelungsverluste bei Begrenzung der Einspeiseleistung auf 0,5 kW/kWp (ohne Direktverbrauch, Meteorologische Daten 2005)

Die in Bild 9 dargestellten Verluste wurden unter der Annahme ermittelt, dass die PV-Leistung tagsüber nicht zeitgleich verbraucht werden kann. Die Abregelungsverluste lassen sich daher noch durch den Direktverbrauch der PV-Leistung reduzieren. Für das gegebene Lastprofil und dem System mit 4 kWp PV-Leistung und 4 kWh Speicherkapazität können bei einer Einspeisegrenze von 0,5 kW/kWp die Abregelungsverluste von 1,1 % (ohne Direktverbrauch) auf unter 0,1 % (mit Direktverbrauch) verringert werden. Werden höhere Verluste akzeptiert, lässt sich die maximale Einspeiseleistung noch weiter herabsetzen. Durch die Begrenzung der Einspeiseleistung auf 0,4 kW/kWp entstehen für das Referenzsystem bei gleichzeitiger PV-Nutzung Abregelungsverluste in Höhe von 1,5 % des PV-Ertrages. Somit kann mit dieser Betriebsweise die maximale Netzeinspeiseleistung deutlich reduziert werden. Allerdings wird der Batteriespeicher an bewölkten Tagen bei der festen Begrenzung der Einspeiseleistung oft nicht vollgeladen (vgl. Bild 8 rechts). Daher lässt sich mit dieser Betriebsstrategie gegenüber der Betriebsstrategie zur Eigenverbrauchserhöhung nur ein geringerer Eigenverbrauchsanteil erzielen. Bei dem PV-Batteriesystem mit 4 kWp PV-Leistung und 4 kWh Speicherkapazität sinkt durch die feste Begrenzung der Einspeiseleistung auf 0,5 kW/kWp der Eigenverbrauchsanteil von knapp 60 % auf 40 %.

### 5.3 Variable Begrenzung der Einspeiseleistung

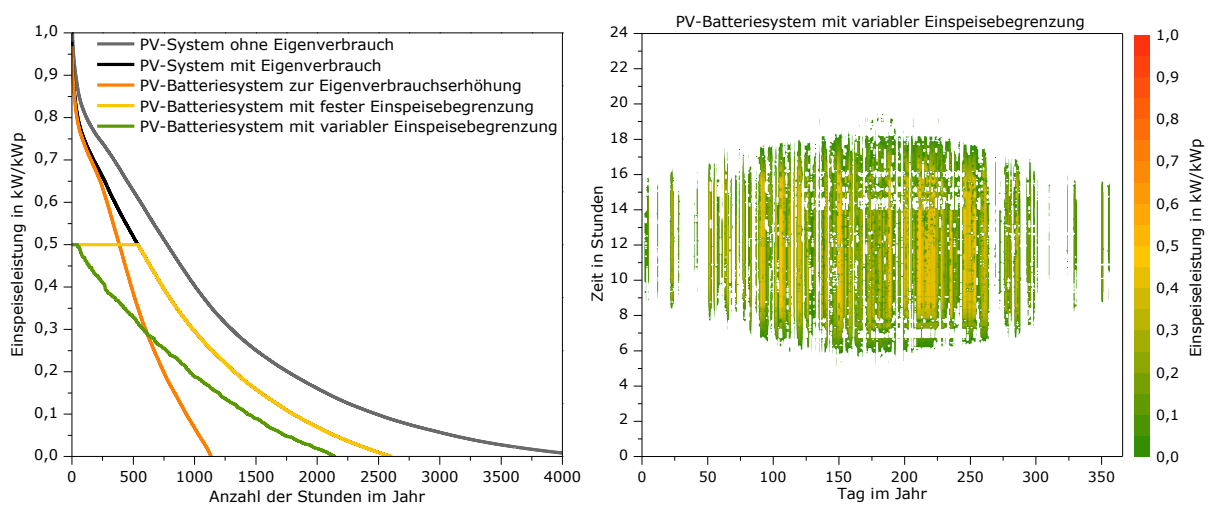
Um sowohl den Eigenverbrauchsanteil zu erhöhen als auch die Netzeinspeiseleistung zu reduzieren, ist es erforderlich, die Einspeisegrenze an jedem Tag anzupassen. Die tägliche Festlegung der maximalen Einspeiseleistung hat zum Ziel, die Abregelung der PV-Leistung zu vermeiden und den Batteriespeicher tagsüber vollständig zu laden. Zur Umsetzung dieser Regelstrategie sind Prognosen der PV-Erzeugung und Last für den folgenden Tag notwendig. Auf Grundlage der Vorhersagen kann die maximale Einspeiseleistung für den Folgetag iterativ ermittelt werden. Bild 10 stellt die Simulationsergebnisse für zwei Tage unter Berücksichtigung von idealen PV- und Lastprognosen dar. An dem weitgehend unbewölkten Tag (Bild 10 links) liegt die ermittelte Einspeisegrenze höher als an dem wechselnd bewölkten Tag (Bild 10 rechts). An beiden Tagen kann der Batteriespeicher vollgeladen und eine Leistungsabregelung vermieden werden.



**Bild 10** Verlauf der Leistungsflüsse eines PV-Batteriesystems bei variabler Begrenzung der Einspeiseleistung auf 0,41 kW/kWp (1,64 kW) an einem unbewölkten Tag (links) und auf 0,13 kW/kWp (0,52 kW) an einem wechselnd bewölkten Tag (rechts) (PV-Leistung 4 kWp, nutzbare Speicherkapazität 4 kWh)

Somit lässt sich mit dieser prognosebasierten Betriebsstrategie sowohl der Eigenverbrauchsanteil erhöhen als auch die Netzeinspeisespitze zur Mittagszeit reduzieren. Welchen Einfluss dies auf die Netzeinspeisung über das gesamte Jahr hat, geht aus Bild 11 hervor. Bild 11 (links) zeigt für die verschiedenen Betriebsstrategien die auftretenden Einspeiseleistungen, sortiert nach deren Höhe. Ein netzgekoppeltes PV-System ohne Eigenverbrauch speist etwa die Hälfte des Jahres Leistung in das Netz ein. Die maximale Einspeiseleistung wird durch die PV-Wechselrichterleistung bestimmt. Bei zeitgleicher Nutzung der PV-Energie kann im Mittel die eingespeiste Leistung reduziert werden. Die maximale Einspeiseleistung wird bei zeitgleichem Verbrauch der PV-Erzeugung nur geringfügig gesenkt. Durch die Kombination des PV-Systems mit einem Batteriespeicher zur Erhöhung des Eigenverbrauchs wird die Dauer der Einspeisung bei geringen Leistungen reduziert. Jedoch bleiben mit dieser Betriebsstrategie die hohen Einspeiseleistungen weitgehend unbeeinflusst. Eine Verringerung der Leistungsspitzen ist durch die feste Begrenzung der Einspeiseleistung auf 0,5 kW/kWp möglich. Da der Batteriespeicher nur oberhalb der Einspeisegrenze geladen wird, entspricht der Verlauf der Jahresdauerlinie dieser Regelstrategie bei Einspeiseleistungen unter 0,5 kW/kWp der Jahresdauerlinie für ein PV-System mit Eigenverbrauch. Der Nachteil des geringeren Eigenverbrauchsanteils bei fester Einspeisebegrenzung lässt sich durch eine variable Begrenzung der

Einspeiseleistung verhindern. Bei gleicher Speicherkapazität wird durch die tägliche Anpassung der Einspeisegrenze eine deutliche Reduzierung der Einspeisespitzen gegenüber der Betriebsstrategie zur vorrangigen Eigenverbrauchserhöhung erzielt. Werden Abregelungsverluste von über 0,1 % akzeptiert, ist eine weitere Verringerung der Einspeisegrenze denkbar. Bei Begrenzung der maximal eingespeisten Leistung auf 0,3 kW/kWp entstehen für das Referenzsystem mit variabler Einspeisebegrenzung Verluste in Höhe von 5,6 % des PV-Ertrages. Im Vergleich zur Eigenverbrauchserhöhung werden durch diese prognosebasierte Betriebsstrategie häufiger geringere Leistungen eingespeist. Bild 11 (rechts) veranschaulicht über ein gesamtes Jahr den Verlauf der PV-Einspeisung für ein PV-Batteriesystem mit variabler Einspeisebegrenzung. Der Tagesgang der Einspeiseleistung wird im Wesentlichen von dem Last- und PV-Erzeugungsprofil beeinflusst. Im Winter wird nur an wenigen Tagen PV-Energie in das Netz eingespeist. Auch im Sommerhalbjahr kann die Netzeinspeisung an jedem Tag auf 0,5 kW/kWp begrenzt werden.



**Bild 11** Links: Jahresdauerlinien der PV-Einspeisung normiert auf die installierte PV-Leistung für verschiedene Betriebsstrategien. Rechts: Tagesgang der Einspeiseleistung im Jahresverlauf bei variabler Einspeisebegrenzung (PV-Leistung 4 kWp, Wechselrichterleistung 4 kW, nutzbare Speicherkapazität 4 kWh, Jahresstrombedarf 4 MWh, Zeitschrittweite 1 Minute)

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass durch die variable Begrenzung der Einspeiseleistung Batteriespeicher einen Beitrag zur Verringerung von PV-Einspeisespitzen leisten können. Voraussetzung für die Umsetzung dieser Regelstrategie ist die Kenntnis über den zukünftigen Verlauf der PV-Erzeugung und Last. Die PV-Leistung lässt sich für den folgenden Tag und für die folgenden Stunden mit guter Genauigkeit vorhersagen. Prognosen der Last können durch selbstlernende Algorithmen erstellt werden. Hierzu wird auf Grundlage von Messdaten der Vergangenheit der zukünftige Verlauf der Last prognostiziert. Um Prognosefehler auszugleichen, kann eine dynamische Anpassung der Einspeisegrenze im Tagesverlauf vorteilhaft sein. Dadurch wird gewährleistet, dass auch bei Abweichung zwischen den realen Leistungsverläufen und den Prognosen der Batteriespeicher vollgeladen wird und keine Abregelungsverluste entstehen.

Zur Anwendung dieser Betriebsstrategie könnte die Einführung einer leistungsabhängigen Einspeisevergütung beitragen, bei der die Vergütungshöhe durch die maximale Einspeiseleistung am Tag bestimmt wird [18]. Nach Auslaufen der EEG-Vergütung stellt auch der Verkauf der eingespeisten PV-Energie zu Marktpreisen mit geringen Erlösen zu Zeiten hoher PV-Erzeugung einen Anreiz zum Betrieb von PV-Batteriesystemen mit dieser prognosebasierten Betriebsstrategie dar.

## 6 Zusammenfassung

PV-Batteriesysteme lassen sich mit unterschiedlichen Zielsetzungen betreiben. Die Betriebsstrategie hat entscheidenden Einfluss auf die Höhe und auf den zeitlichen Verlauf der Netzeinspeisung. Steht die Steigerung des Eigenverbrauchsanteils im Vordergrund, kann der Strombezug aus dem Netz verringert werden. Dieser Beitrag zeigt, dass zur Eigenverbrauchserhöhung die Größe des Batteriespeichers auf die PV-Leistung und auf den Strombedarf abgestimmt werden muss. Die Simulationsergebnisse verdeutlichen, dass durch die frühzeitige Batterieladung die Einspeisung von PV-Leistungsspitzen in das Stromnetz nicht vermieden wird. Um die Einspeisespitzen zu reduzieren, kann die Batterieladung oberhalb einer festgelegten Leistungsgrenze erfolgen. Die Begrenzung der Einspeiseleistung auf 50 % der PV-Nennleistung ist mit einer nutzbaren Speichergröße von 1 kWh pro kWp PV-Leistung bei vertretbaren Abregelungsverlusten erreichbar. Jedoch wird bei der festen Begrenzung der Einspeiseleistung der Batteriespeicher an wechselnd bewölkten Tagen oft nicht vollgeladen. Dadurch sinkt der Eigenverbrauch der erzeugten PV-Energie. Um dies zu verhindern, wurde mit diesem Beitrag die Betriebsstrategie der variablen Begrenzung der Einspeiseleistung vorgestellt. Mit dieser prognosebasierten Regelstrategie für PV-Batteriesysteme ist es möglich, sowohl die Einspeisespitzen zu verringern als auch den Eigenverbrauchsanteil zu steigern. Erst dadurch können Batteriespeicher nicht nur die verbleibende Last am Abend, sondern auch die PV-Einspeisespitzen zur Mittagszeit reduzieren. Somit leisten Batteriespeicher einen Beitrag zur Integration von PV-Systemen in das Energiesystem. Die Kombination von netzgekoppelten PV-Systemen mit dezentralen Batteriespeichern ist daher für den weiteren PV-Zubau und für die Erschließung des gesamten PV-Potenzials in Deutschland von entscheidender Bedeutung.

## 7 Literatur

- [1] Quaschnig, V.: Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert. VDI Verlag, Düsseldorf, 2000
- [2] Riecke, W.: Bereitstellung von historischen Globalstrahlungsdaten für die Photovoltaik. 2. Fachtagung Energiemeteorologie, Bremerhaven, 2011
- [3] Weniger, J.; Tjaden, T.; Quaschnig, V.: Solare Unabhängigkeitserklärung. In: Photovoltaik 10/2012, S. 50-54
- [4] Verein Deutscher Ingenieure VDI (Hrsg.): VDI 4655 Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen. Beuth Verlag, Berlin, 2008
- [5] Dubielzig, G.; Frey, H.; Heikrodt, K.; Ksinsik, K.; Nunn, A.; Scholz, W.-H.; Winkelmann, T.: Referenzlastprofile von Ein- und Mehrfamilienhäusern für den Einsatz von KWK-Anlagen. VDI Fortschritt-Bericht Nr. 560, VDI Verlag, Düsseldorf, 2007
- [6] Tjaden, T.: Simulation und techno-ökonomischer Vergleich von solarthermischen Heizungskonzepten und Photovoltaik-Wärmepumpen-Kombinationen im Wohnungssektor. 23. Symposium Thermische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2013
- [7] Appen, J.; Schmiegel, A.; Braun, M.: Impact of PV Storage Systems on Low Voltage Grids – A Study on the Influence of PV Storage Systems on the Voltage Symmetry of the Grid. 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Frankfurt, 2012
- [8] Klucher, T.: Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces. In: Solar Energy, Vol. 23 (1979), S. 111-114
- [9] Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (Hrsg.): Leitfaden Photovoltaische Anlagen. Berlin, 2010
- [10] Burger, B.: Auslegung und Dimensionierung von Wechselrichtern für netzgekoppelte PV-Anlagen. 20. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2005
- [11] Quaschnig, V.: Regenerative Energiesysteme. Hanser Verlag, München, 2013

- [12] Lorenz, E.; Scheidsteiger, T.; Hurka, J.: Regional PV power prediction for improved grid integration. 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Valencia, 2010
- [13] Schmidt, H.; Sauer, D. U.: Wechselrichter-Wirkungsgrade Praxisgerechte Modellierung und Abschätzung. In: Sonnenenergie 04/1996, S. 43-47
- [14] 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, Hamburg, 2011
- [15] Jossen, A.; Weydanz, W.: Moderne Akkumulatoren richtig einsetzen. Inge Reichardt Verlag, Untermeitingen, 2006
- [16] Braun, M.; Büdenbender, K.; Magnor, D.; Jossen, A.: Photovoltaic Self-Consumption in Germany - Using Lithium-Ion Storage to Increase Self-Consumed Photovoltaic Energy. 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Hamburg, 2009
- [17] Appen, J.; Braun, M.; Zinßer, B.; Stellenbogen, D.: Leistungsbegrenzung bei PV-Anlagen – Anpassung der Modellierungsmethoden und Vergleich verschiedener Standorte. 27. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2012
- [18] Büdenbender, K.; Barth, H.; Braun, M.; Strauß, P.: Eigenverbrauch: Wirtschaftlichkeit und Technik, neue Einspeiseregeln. 26. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2011