

Dezentrale PV-Batteriespeicher vorausschauend betreiben

JOHANNES WENIGER, TJARKO TJADEN, VOLKER QUASCHNING

Noch werden Batteriespeicher vereinzelt in Kombination mit PV-Systemen und meist nur zur Steigerung des Eigenverbrauchs eingesetzt. Erfolgt die Speicherung vorausschauend auf Basis von Prognosen, lassen sich zusätzlich die Netzeinspeisespitzen reduzieren. Dadurch kann eine deutlich höhere Anzahl von PV-Systemen in das Netz integriert werden, was für die Energiewende vorteilhaft ist. Hierzu erforderlich sind prognosebasierte Betriebsstrategien für PV-Speichersysteme, die an der Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin entwickelt werden.

Durch den Ausbau der Photovoltaik (PV) in Deutschland wurden bisher PV-Systeme mit einer Leistung von mehr als 36 GW_p errichtet. An sonnigen Wochenenden mit geringem Strombedarf und hoher Solarstromerzeugung lässt sich mittags bereits die Hälfte der elektrischen Last in Deutschland photovoltaisch versorgen. Für einen erfolgreichen Klimaschutz muss bis 2040 eine vollständig auf Erneuerbaren Energien basierende Energieversorgung mit einer erheblich höheren PV-Leistung aufgebaut werden. Um in absehbarer Zeit mehr als ein Viertel des jährlichen Strombedarfs in Deutschland durch Solarstrom zu decken, muss die installierte PV-Leistung mindestens versechsfacht werden. Dies würde jedoch zeitweise zu enormen Überschusssituationen führen, wenn die gesamte erzeugte PV-Leistung in das Netz eingespeist wird (Abbildung 1).

Neben der eigentlichen Mittagsspitze stellen auch die Gradienten eine Herausforderung dar, mit

denen sich die PV-Erzeugung im Tagesverlauf ändert. Damit rücken zunehmend Fragen zur Netzintegration der PV-Systeme in den Vordergrund. Die entscheidende Frage ist: Wie lässt sich eine installierte PV-Leistung von über 200 GW_p in Deutschland realisieren, ohne an die Grenzen der Netzaufnahmefähigkeit zu gelangen?

Dafür müssen die solaren Überschüsse möglichst vor Ort zeitgleich genutzt oder zwischengespeichert werden. Photovoltaische Eigenverbrauchs-systeme, insbesondere in Kombination mit Batteriespeichern, bieten ein hohes Potenzial zur Kap-pung der solaren Mittagsspitze. Hierzu ist es erforderlich, Batteriespeicher vorwiegend dann zu laden, wenn viel Solarstrom erzeugt wird.

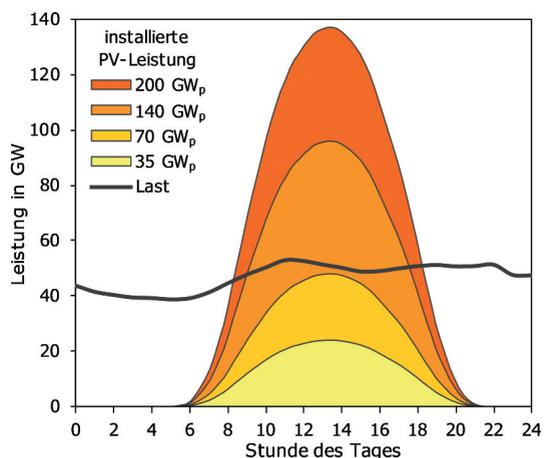


Abbildung 1: Elektrische Last und PV-Erzeugung bei unterschiedlichen Ausbauszenarien an einem Sonntag in Deutschland [Daten 21.07.2013: PV-Erzeugung bei 35 GW_p (EEX), Last (ENTSO-E)].

Auf die Betriebsstrategie kommt es an

Werden Batteriespeicher heute in Verbindung mit PV-Systemen in Haushalten errichtet, ist die Verringerung des Strombezugs aus dem Netz meist das vorrangige Ziel. Hierzu wird der Batteriespeicher tagsüber geladen, wenn mehr Solarstrom erzeugt als zeitgleich Strom vor Ort verbraucht wird. Die Batterieentladung erfolgt am Abend und in der Nacht, sobald die verfügbare PV-Leistung die Last unterschreitet. Zur Umsetzung dieser eigenverbrauchsoptimierten Betriebsweise wird der Batteriespeicher daher möglichst frühzeitig mit PV-Leistungsüberschüssen geladen (Abbildung 2, links).

Bei typischer Systemdimensionierung ist der Speicher dadurch allerdings an sonnigen Tagen bereits am Vormittag vollständig geladen. Anschließend werden die gesamten Überschüsse in das Netz eingespeist, wodurch mittags PV-Einspeisespitzen auftreten können. Durch diese ausschließlich eigenverbrauchsoptimierte Betriebsstrategie ohne Reduzierung der Einspeiseleistung lässt sich daher die Netzbelastung nicht verringern. Um PV-Speichersysteme nicht nur eigenverbrauchs- sondern auch netzoptimiert zu betreiben, ist die Begrenzung der Netzeinspeiseleistung auf einen festgelegten Wert sinnvoll.

Soll die Errichtung des Batteriespeichersystems durch das Förderprogramm der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) finanziert werden, erfordert

dies derzeit die Begrenzung der Einspeiseleistung des PV-Systems auf 60% der PV-Nennleistung (0,6 kW/kWp). Grundsätzlich lässt sich diese Fördervoraussetzung durch unterschiedliche Betriebsstrategien realisieren.

Der einfachste Ansatz besteht darin, die maximal zulässige Einspeiseleistung durch das Abregeln von überschüssiger PV-Leistung einzuhalten (Abbildung 2, 2. v. links). Wie bei der Betriebsstrategie ohne Einspeisebegrenzung wird der Batteriespeicher schnellstmöglich am Morgen geladen. Hat der Speicher seinen maximalen Ladezustand erreicht, muss zur Einhaltung der festgelegten Einspeisegrenze ein Teil der Erzeugungsspitze abgeregelt werden. Dadurch geht Energie verloren, die weder in das Netz eingespeist noch zur Versorgung der elektrischen Last vor Ort genutzt werden kann. Eine Möglichkeit die daraus resultierenden Energieverluste zu minimieren, ist die Ladung des Batteriespeichers in Zeiten hoher PV-Überschüsse zu verschieben. Damit der Anteil der Speicherkapazität zur Spitzenkappung am Mittag im Voraus bestimmt werden kann, muss der zukünftige Verlauf der PV-Leistung und Last bekannt sein.

Sind Prognosen der PV-Erzeugung und des Stromverbrauchs verfügbar, lässt sich vor Sonnenaufgang die zur Einspeisebegrenzung vorzuhaltende Speicherkapazität ermitteln. Der verbleibende Anteil der Speicherkapazität wird bereits am Vormittag geladen. Auch mit dieser prognosebasierten Betriebsstrategie kann durch die Verschiebung der Batteriebeladung in die Mittagszeit die



Abbildung 2: Schematische Darstellung und charakteristische Eigenschaften verschiedener Betriebsstrategien für PV-Speichersysteme [1].

Einspeiseleistung auf den festgelegten Wert begrenzt werden (Abbildung 2, 2. v. rechts).

Das größte Potenzial zur Reduzierung der Netzeinspeisespitzen ergibt sich jedoch erst durch die dynamische Begrenzung der in das Netz eingespeisten Leistung. Hierzu wird der Batteriespeicher ausschließlich mit Energie oberhalb der täglich angepassten Einspeisegrenze geladen (Abbildung 2, rechts). Dabei wird die Grenze der Einspeiseleistung unter Berücksichtigung der Prognosen zuvor festgelegt, sodass im Tagesverlauf sowohl der Batteriespeicher vollständig geladen als auch die Netzeinspeiseleistung minimiert wird. Daher kann durch die dynamische Anpassung der Einspeisegrenze die gesamte verfügbare Speicherkapazität zur Einspeisebegrenzung genutzt und eine höhere Reduktion der Einspeisespitze erzielt werden. Wird der Speicher somit gezielt zur Spitzenkappung eingesetzt, lassen sich die durch Abregelung verursachten Energieverluste minimieren.

Speichern oder Abregeln

Neben der Betriebsstrategie bestimmt auch das Verhältnis von der SpeichergroÙe zur GröÙe des PV-Systems die resultierenden Abregelungsverluste. Abbildung 3 zeigt den Zusammenhang zwischen der Höhe der jährlichen Abregelungsverluste und der zur Verfügung stehenden Speicherkapazität von optimierten Speichersystemen auf, die gezielt zur Spitzenkappung eingesetzt werden. Die Abregelungsverluste entsprechen dabei dem Anteil an der erzeugten PV-Energie, der zur Einhaltung der definierten maximalen Einspeiseleistung abgeregelt werden muss. In der Praxis lassen sich die angegebenen Abregelungsverluste durch den Direktverbrauch des Solarstroms, die zeitliche Verschiebung von steuerbaren Lasten oder die thermische Nutzung der Überschüsse reduzieren.

Die Abregelungsverluste steigen generell mit der Reduzierung der maximalen Einspeiseleistung an. Die Begrenzung der Netzeinspeisung eines PV-Systems ohne Speicher auf 0,6 kW/kWp (60 % der

installierten PV-Nennleistung) hätte die Abregelung von etwa 7 % des PV-Jahresertrags zur Folge, wie sich aus Abbildung 3 ablesen lässt. Ein zusätzlicher Batteriespeicher mit einer nutzbaren Speicherkapazität von 0,5 kWh/kWp (z.B. 2 kWh nutzbare Speicherkapazität bei 4 kWp installierter PV-Leistung) kann die Verluste von 7 % auf 1 % reduzieren. Soll die Abregelung bei dieser Einspeisegrenze komplett vermieden werden, muss die Speicherkapazität auf 1 kWh/kWp verdoppelt werden. An jedem Tag im Jahr kann dann die gesamte Energie oberhalb der Grenze von 0,6 kW/kWp zwischengespeichert werden, wodurch es nicht zur Abregelung kommt. Durch die Verdopplung der Speicherkapazität lassen sich allerdings die Abregelungsverluste nur um 1 % reduzieren, was die höheren Kosten durch den größeren Speicher nicht rechtfertigt. Daher ist ein sinnvoller Kompromiss zwischen der Höhe der Abregelungsverluste und der GröÙe des Speichers erforderlich (Weniger, J.; Tjaden, T.; Quaschnig, V.: Sizing and Grid Integration of Residential PV Battery Systems. 8th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition IRES 2013, Berlin, 2013).

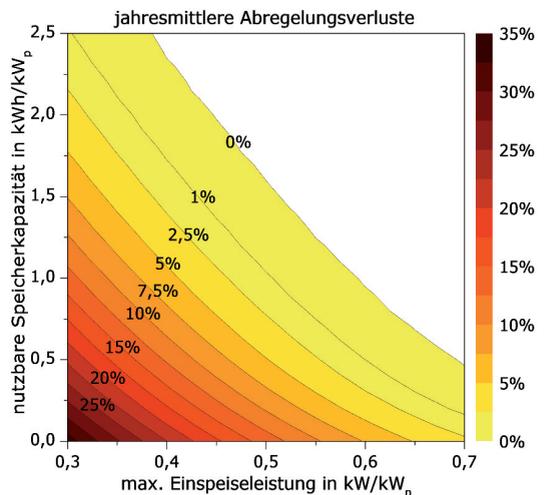


Abbildung 3: Typische jährliche Abregelungsverluste von PV-Systemen mit Speicher in Abhängigkeit der maximalen Einspeiseleistung und nutzbaren Speicherkapazität [2] (Annahmen: kein Eigenverbrauch durch die Last am Tag, Speicherladung ausschließlich mit Energie oberhalb der jeweiligen Einspeisegrenze, vollständige Speicherentladung in der Nacht).

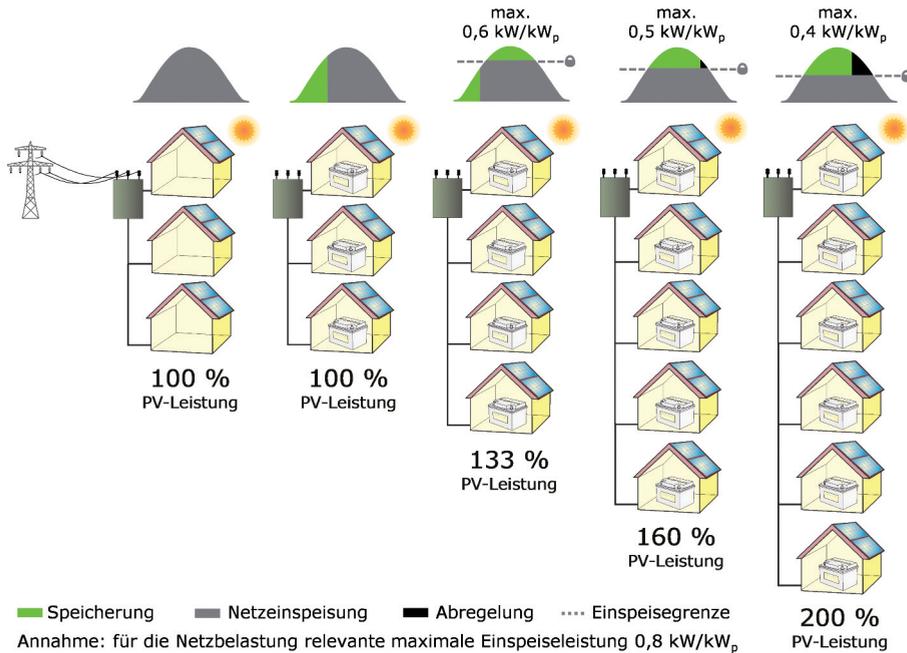


Abbildung 4: Einfluss der Betriebsstrategie und Einspeisegrenze auf die maximale Aufnahmefähigkeit der Netze im Verhältnis zum maximalen PV-Ausbau ohne Einspeisebegrenzung [1]

Nimmt man Abregelungsverluste von 1 % in Kauf, lässt sich mit typischen Speicherkapazitäten im Haushaltsbereich von 1 kWh/kW_p die Netzeinspeisung der PV-Systeme auf die Hälfte der installierten Nennleistung, also 0,5 kW/kW_p, begrenzen. Die Einspeisebegrenzung auf 0,4 kW/kW_p ist mit der gleichen Speichergröße möglich, wenn Abregelungsverluste in Höhe von 6 % des Jahresertrags vom Anlagenbetreiber akzeptiert werden. Berücksichtigt man auch die zeitgleiche Nutzung des Solarstroms durch die elektrische Last und die thermische Nutzung der Überschüsse, können die Abregelungsverluste noch deutlich geringer ausfallen.

Chancen durch die Einspeisebegrenzung

In Anbetracht der in Deutschland zu installierenden PV-Leistung kann es daher zukünftig sinnvoll sein, einen vertretbaren Anteil der PV-Energie abzuregeln, um die Einspeisespitzen zu minimie-

ren. Abbildung 4 zeigt, inwieweit die Reduzierung der Einspeiseleistung die PV-Aufnahmefähigkeit der Netze erhöht.

Dargestellt ist die in das Netz integrierbare PV-Nennleistung bezogen auf den maximalen PV-Ausbau ohne Einspeisebegrenzung. Hierzu wurde angenommen, dass eine maximale Einspeiseleistung von 0,8 kW/kW_p für die Netzbelastung an sonnigen Tagen relevant ist. Dieser Wert entspricht nicht der Leistung unter Nennbedingungen, da in der Praxis verschiedene Einflüsse dazu führen, dass die Nennleistung nicht erbracht werden kann. Wird die Netzeinspeisung auf 0,6 kW/kW_p begrenzt, kann eine um etwa ein Drittel höhere PV-Nennleistung in das Netz integriert werden. Die Begrenzung der Netzeinspeiseleistung auf die Hälfte der installierten PV-Leistung ermöglicht einen um 60 % höheren PV-Ausbau gegenüber dem Betrieb ohne Einspeisebegrenzung. Wenn die maximale Netzeinspeiseleistung auf 0,4 kW/kW_p beschränkt wird, ist eine Verdopplung des PV-Ausbaus möglich, was die leicht höheren Abregelungs-

verluste rechtfertigen kann. Als Kompensation könnte an die Betreiber dezentraler PV-Speichersysteme ein Teil der vermiedenen Kosten weitergegeben werden, die sonst für den Netzausbau beim Einsatz von zentralen Speichern erforderlich wären. Die Reduzierung der maximalen Einspeiseleistung ist somit von entscheidender Bedeutung, um auch die Netzeinspeisung von einer großen Zahl zukünftig neu installierter PV-Systeme zu ermöglichen und den langfristigen PV-Ausbau nicht aus Gründen der begrenzten Netzaufnahmefähigkeit zu gefährden.

Gelingt es, die maximale Einspeiseleistung von neuen PV-Systemen kontinuierlich herabzusetzen, sollte sich auch im Hinblick auf die Nutzung des Solarstroms im Wärme- und Mobilitätssektor eine für die Energiewende erforderliche PV-Leistung von über 200 GWp in das Energiesystem integrieren lassen. Um bei einer Nutzungsdauer der PV-Systeme von mehr als 20 Jahren überhaupt in diese Größenordnung zu gelangen, ist ein PV-Zubau von mindestens 10 GWp pro Jahr erforderlich. Ob sich mit dem jetzigen Zielkorridor der Bundesregierung für den Zubau der Photovoltaik und der Windkraft die deutschen Klimaschutzziele erreichen lassen, ist fraglich. Daher bedarf es ohnehin einer Anpassung auf die dafür erforderlichen Zubauzahlen. Technisch müssen geeignete Maßnahmen ergriffen werden, die auch bei einem jährlichen PV-Zubau von über 10 GWp die Netzintegration der PV-Systeme ermöglichen. Der vorausschauende Einsatz von dezentralen Batteriespeichern kann hierzu einen wichtigen Beitrag leisten.

Danksagung

Das Forschungsprojekt PVprog (Entwicklung von prognosebasierten Betriebsstrategien für Photovoltaik-Speichersysteme) wird im Umweltentlastungsprogramm II gefördert aus Mitteln des Europäischen Fonds für Regionale Entwicklung und des Landes Berlin (Projektnummer: 11410 UEP II/2).

Literatur

[1] Weniger, J.; Bergner, J.; Tjaden, T.; Quaschnig, V.: Bedeutung von prognosebasierten Betriebsstra-

tegien für die Netzintegration von PV-Speichersystemen. 29. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2014

[2] Weniger, J.; Quaschnig, V.: Begrenzung der Einspeiseleistung von netzgekoppelten Photovoltaiksystemen mit Batteriespeichern. 28. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2013

Weitere Informationen:

<http://pvspeicher.htw-berlin.de>



Johannes Weniger und Tjarko Tjaden, Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin. Volker Quaschnig ist Professor für Regenerative Energiesysteme an der HTW Berlin.

Kontakt: pvspeicher@htw-berlin.de