

Einsatz von Batteriespeichern zur Verbesserung der Netzintegration von Photovoltaiksystemen

Johannes Weniger, Joseph Bergner, Tjarko Tjaden, David Beier, Volker Quaschnig

Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin

Wilhelminenhofstraße 75a, 12459 Berlin

Email: johannes.weniger@htw-berlin.de

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

Bisher wurden in Deutschland PV-Systeme mit einer Leistung von mehr als 38 GW_p überwiegend in Niederspannungsnetzen errichtet. In einigen Netzgebieten stellt bereits heute der weitere PV-Ausbau eine Herausforderung für den Netzbetrieb dar. So kann es in Netzausläufern mit hoher PV-Durchdringung an sonnigen oder wechselnd bewölkten Tagen zu ausgeprägten Spannungsanstiegen kommen. Diese Spannungsproblematik lässt sich zum einen durch verschiedene Netzertüchtigungsmaßnahmen wie dem klassischen Leitungsausbau oder dem Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren entschärfen. Zum anderen können Batteriespeicher gezielt zur Reduktion der in das Netz eingespeisten PV-Leistung eingesetzt werden. Die Kombination von PV-Systemen mit Batteriespeichern ist daher vorteilhaft, um den zukünftigen PV-Ausbau nicht aus Gründen der begrenzten Netzaufnahmefähigkeit beschränken zu müssen.

Eine erfolgreiche Energiewende erfordert einen ambitionierteren PV-Zubau als bisher im EEG vorgesehen

Während in den Jahren 2010 bis 2012 PV-Systeme mit einer Gesamtleistung von jeweils mehr als 7,5 GW_p installiert wurden, sieht das novellierte Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) einen jährlichen Zubau von nur noch 2,5 GW_p vor. Folgt in den nächsten Jahren der realisierte Ausbau diesem wenig ambitionierten Zielkorridor, so übersteigt zukünftig der jährliche Rückbau von Altanlagen zwangsläufig die Leistung der neu installierten PV-Systeme. Bei einer Nutzungsdauer von 20 Jahren wäre dadurch ab 2030 ein Rückgang der in Deutschland installierten PV-Leistung möglich (Bild 1). Damit verbliebe die kumulierte PV-Leistung langfristig nur bei 50 GW_p, da die Stilllegungen weitere Neuinstallationen kompensieren würden.

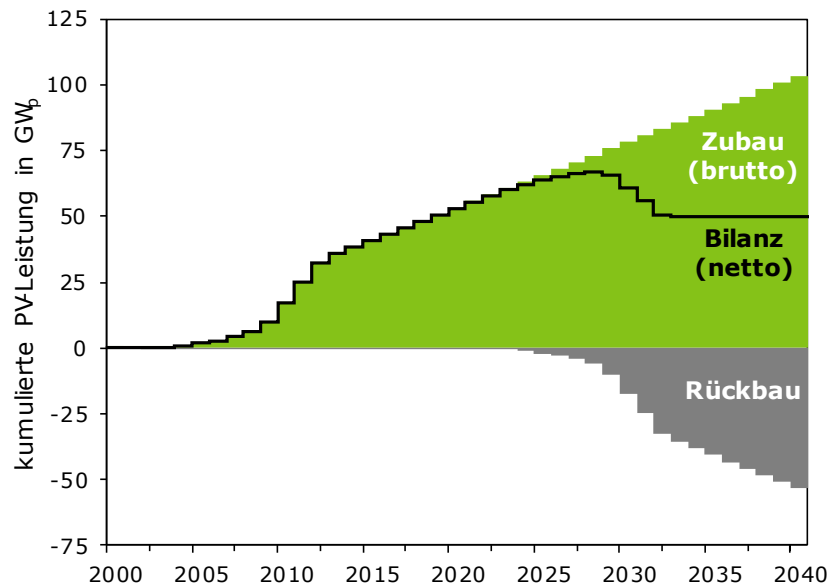


Bild 1 Entwicklung der installierten PV-Leistung in Deutschland bei Fortführung des derzeitigen EEG-Zielkorridors von 2,5 GW_p unter Berücksichtigung einer Nutzungsdauer der PV-Systeme von 20 Jahren (Daten bis 2013: IEA-PVPS, BNetzA, BSW)

Mit dezentralen Speichern die Photovoltaik als bedeutendste erneuerbare Energie etablieren

Bleibt der Stromverbrauch trotz Energieeffizienzbestrebungen aufgrund des zunehmenden Einsatzes von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen konstant, könnten bei einer installierten PV-Leistung von nur 50 GW_p unabhängig von der installierten Speicherkapazität lediglich 10% des jährlichen Strombedarfs in Deutschland durch Solarstrom gedeckt werden (Bild 2). Da jedoch Wind- und Solarenergie aufgrund ihrer hohen Verfügbarkeit die tragenden Säulen einer weitgehend regenerativen Energieversorgung sind, muss dementsprechend ein höherer Anteil der Photovoltaik an der Stromversorgung angestrebt werden. Sollen PV-Systeme im Mittel rund ein Viertel des Stromverbrauchs decken, wäre hierzu eine installierte Gesamtleistung von knapp 200 GW_p notwendig. Eine weitere Erhöhung der PV-Leistung ohne zusätzliche Speicherkapazitäten würde den Solarstromanteil allerdings nur noch wenig steigern. Dies lässt sich mit der begrenzten Gleichzeitigkeit der Solarstromerzeugung und des Stromverbrauchs sowohl im Tages- als auch im Jahresverlauf begründen. Würde der Zubau von PV-Systemen durch einen konsequenten Speicherausbau begleitet werden, ließe sich bei einer installierten PV-Leistung von 400 GW_p und einer Speicherkapazität von 400 GWh sogar die Hälfte des jährlichen Stromverbrauchs in Deutschland solarelektrisch versorgen. Damit zukünftig signifi-

kante Anteile des Stromverbrauchs durch Solarstrom gedeckt werden, ist somit ein jährlicher PV-Zubau zwischen 10 und 20 GW_p notwendig, der zeitnah durch den Ausbau von Speichern komplementiert werden sollte.

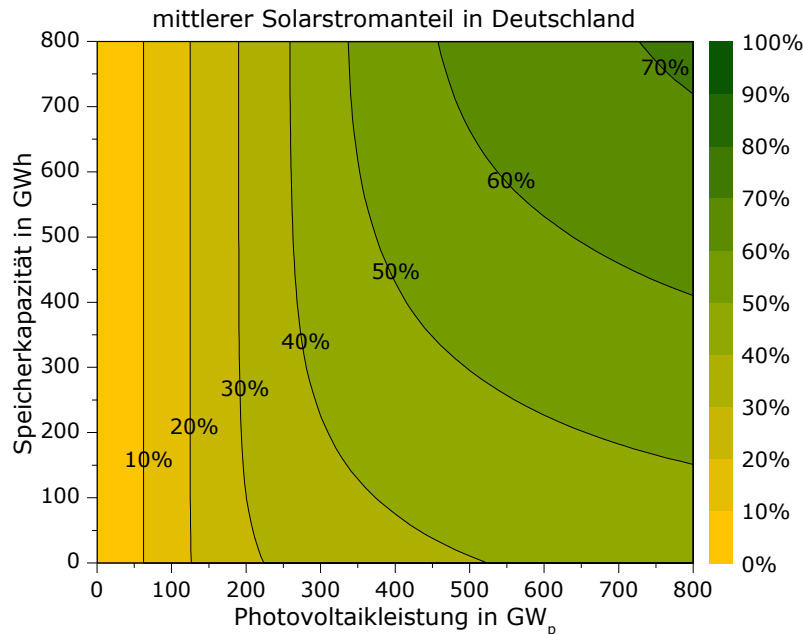


Bild 2 Potenzial der solaren Stromversorgung in Deutschland in Abhängigkeit von der installierten PV-Leistung und Speicherkapazität bei einem Bruttostromverbrauch von 600 TWh/a [1]

PV-Batteriespeicher systemdienlich betreiben

Aus Sicht der Netzbetreiber kommt es jedoch nicht nur darauf an zusätzliche Speicherkapazitäten zu errichten, sondern auch, wie die PV-Systeme mit Batteriespeicher betrieben werden. Entscheidend für die Erhöhung der Systemdienlichkeit ist die Reduzierung der maximalen Netzeinspeisung, um eine Überschreitung des zulässigen Netzspannungsbandes sowie mögliche Überlastungen der Betriebsmittel zu vermeiden. Aus Sicht des Speicherbetreibers gilt es, die vorhandene Speicherkapazität maximal auszunutzen, um so den Bezug von Netzstrom zu minimieren. Der Zielkonflikt besteht hier zwischen einer ausschließlich betriebswirtschaftlich optimierten und einer maximal systemdienlichen Betriebsweise des Speichersystems. So kann ein Batteriespeicher, der ausschließlich zur Eigenstromversorgung von Wohngebäuden und nicht zur gezielten Begrenzung der Einspeiseleistung eingesetzt wird, nur wenig zur Systemintegration der Photovoltaik beitragen (Bild 3 links). Da der Batteriespeicher bei anfallenden Überschüssen schnellstmöglich geladen wird, ist er bei typischer Dimensionierung an wolkenlosen Tagen bereits im Laufe der späten

Vormittagsstunden vollständig geladen, weshalb anschließend die gesamten PV-Überschüsse ins Netz eingespeist werden.

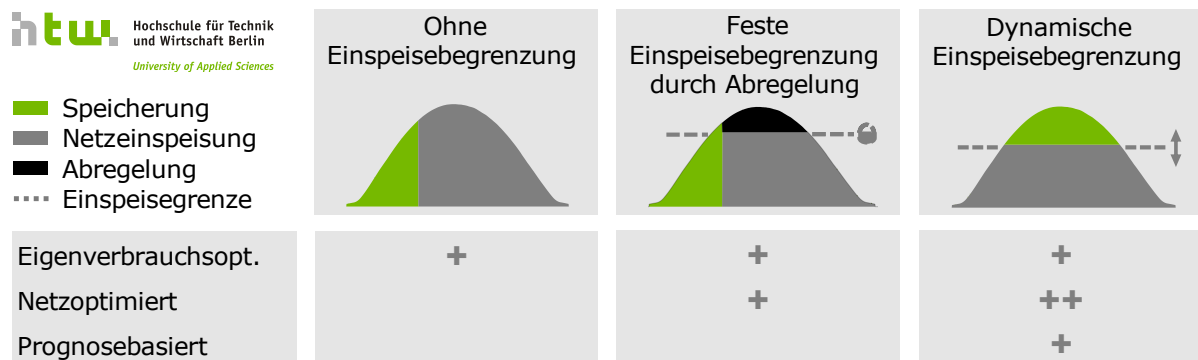


Bild 3 Schematische Darstellung und Charakteristik verschiedener Betriebsstrategien für PV-Speichersysteme

Soll die Errichtung eines PV-Speichersystems durch das KfW-Programm „Erneuerbare Energien – Speicher“ gefördert werden, ist ein einspeisebegrenzender Systembetrieb mit einer maximalen Einspeiseleistung von $0,6 \text{ kW/kW}_p$ notwendig. Zur Einhaltung dieser Fördervoraussetzung verfolgen einige Systemanbieter den Ansatz, dies weitgehend durch die Abregelung der PV-Erzeugung zu realisieren. Wird jedoch die Ladung der Batteriespeicher in die Mittagszeit verschoben, können die Speicher gezielt zur dynamischen Begrenzung der Einspeiseleistung beitragen und somit Abregelungsverluste minimiert werden (Bild 3 rechts). Hierzu bedarf es einer vorausschauenden Planung der Speicherladung unter Berücksichtigung von Prognosen des individuellen Stromverbrauchs und der standortabhängigen Stromerzeugung über die folgenden Stunden sowie einer Regelung zum Ausgleich von Prognosefehlern.

Verbesserte Netzintegration bei vertretbaren Abregelungsverlusten

Auch auf der regulatorischen Ebene besteht ein Zielkonflikt für die Festlegung einer Einspeisebegrenze für PV-Speichersysteme. Wird diese zu niedrig angesetzt, werden keine netzeinspeisenden Systeme realisiert, da zu hohe Abregelungsverluste die Wirtschaftlichkeit beeinträchtigen. Wird sie zu hoch angesetzt, bleibt der systemdienliche Effekt aus. Dabei ist zu beachten, dass die Betriebsstrategie eines PV-Speichersystems jedoch nicht nur die Energieflüsse in das Stromnetz beeinflusst, sondern auch die resultierenden Abregelungsverluste zur Einhaltung einer geforder-

ten Einspeisegrenze. Bild 4 zeigt die Höhe der jahresmittleren Abregelungsverluste in Abhängigkeit der maximalen Einspeiseleistung für ein PV-Speichersystem mit fester Einspeisebegrenzung durch Abregelung sowie dynamischer Begrenzung.

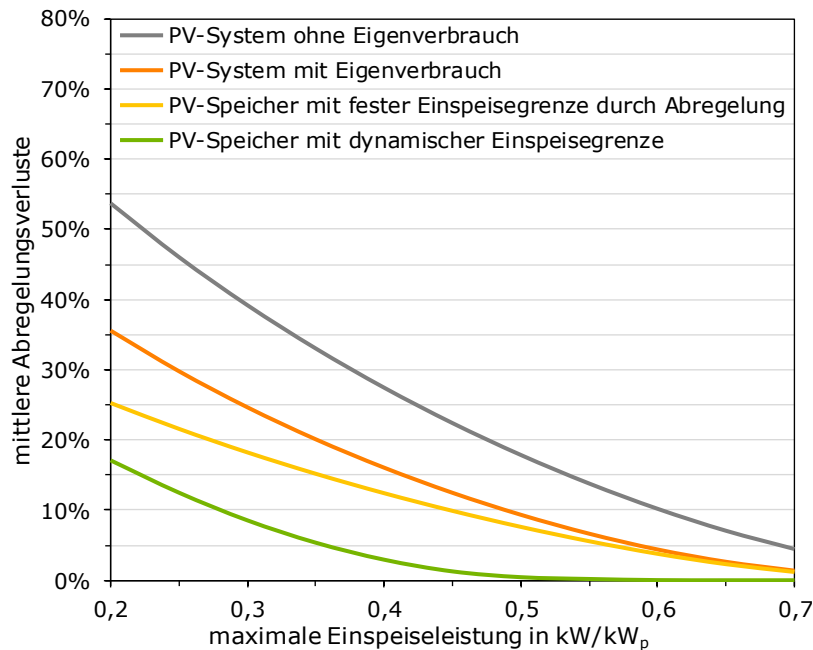


Bild 4 Jährliche Abregelungsverluste in Abhängigkeit der maximalen Einspeiseleistung für verschiedene Betriebsstrategien unter Berücksichtigung idealer Prognosen. (PV-Leistung 5 kW_p, nutzbare Speicherkapazität 5 kWh, Strombedarf 5,3 MWh/a) [1]

Berücksichtigt man die zeitgleiche Nutzung des Solarstroms durch die Last, so lassen sich die Abregelungsverluste ohne Speicher bereits durch den Eigenverbrauch reduzieren. Wird die Einspeiseleistung auf 0,6 kW/kW_p begrenzt, können durch den Eigenverbrauch die Abregelungsverluste halbiert werden. Würde man neben dem PV-System auch einen Batteriespeicher installieren und die jeweilige Einspeisegrenze durch die Abregelung der Überschüsse einhalten, so lassen sich bei der 60%-Begrenzung die Abregelungsverluste durch den Batteriespeicher nur geringfügig reduzieren. Wird der Batteriespeicher allerdings gezielt zur Spitzenkappung eingesetzt und die Netzeinspeiseleistung auf Basis von Prognosen dynamisch begrenzt, können die Abregelungsverluste auf ein Minimum reduziert werden. Akzeptiert man die gleichen Abregelungsverluste wie bei einem Betrieb ohne Prognosen, kann durch diesen prognosebasierten Ansatz die maximale Netzeinspeisung auf unter 0,4 kW/kW_p begrenzt werden.

Erhöhung der Netzaufnahmefähigkeit durch Reduktion der Einspeiseleistung

Die für das Netz relevante maximale Summeneinspeiseleistung räumlich verteilter PV-Anlagen liegt bei etwa $0,85 \text{ kW/kW}_p$ [2]. Durch Spitzenkappung mittels dynamischer Einspeisebegrenzung könnte die maximale Einspeiseleistung bei vertretbaren Verlusten auf etwa $0,4 \text{ kW/kW}_p$ mehr als halbiert werden und die Netzaufnahmefähigkeit für PV-Systeme durch Batteriespeicher somit auf das Doppelte steigen. Zusammen mit anderen Maßnahmen wie der Blindleistungsbereitstellung kann so der integrierbare Anteil von neuen PV-Systemen in die bestehenden Niederspannungsnetze erheblich gesteigert werden [3].

In Anbetracht der in Deutschland zu installierenden PV-Leistung kann es zukünftig sinnvoll sein, die Netzeinspeisung von PV-Speichersystemen möglichst niedrig anzusetzen. Hierbei muss ein Kompromiss zwischen den resultierenden Abregelungsverlusten und der maximalen Einspeiseleistung gefunden werden. Dies kann entscheidend dazu beitragen, einen jährlichen PV-Zubau von 10 GW_p und mehr in die Netze zu integrieren.

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). Die Autoren danken der Senatsverwaltung für Stadtentwicklung und Umwelt des Landes Berlin sowie dem Projektträger B.&S.U. mbH.

Literatur

- [1] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, und V. Quaschnig, „Bedeutung von prognosebasierten Betriebsstrategien für die Netzintegration von PV-Speichersystemen“, gehalten auf der 29. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2014.
- [2] G. Wirth, E. Lorenz, A. Spring, G. Becker, R. Pardatscher, und R. Witzmann, „Modeling the maximum power output of a distributed PV fleet: Maximum power output of a distributed PV fleet“, *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, Juni 2014.
- [3] J. von Appen, T. Stetz, M. Braun, und A. Schmiegel, „Local Voltage Control Strategies for PV Storage Systems in Distribution Grids“, *IEEE Trans. Smart Grid*, Bd. 5, Nr. 2, S. 1002–1009, März 2014.