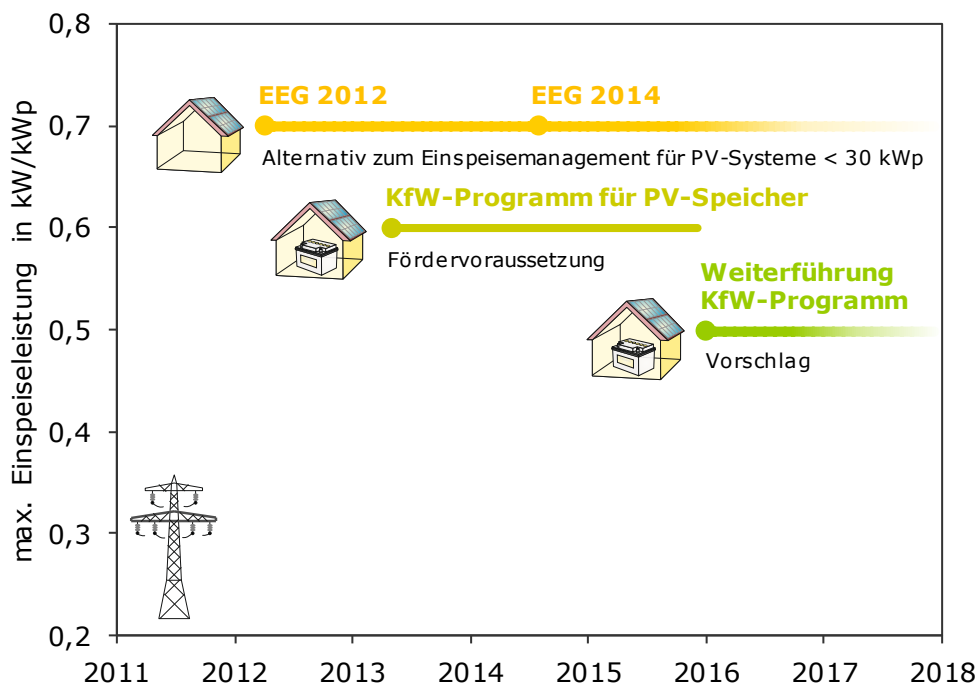


Solarstrom prognosebasiert speichern

Speichern statt abregeln: Durch Einbeziehung von Prognosen in das Energiemanagement von PV-Batteriesystemen lassen sich bei einer künftig womöglich verschärften Einspeisegrenze des KfW-Förderprogramms Abregelungsverluste deutlich reduzieren. Untersuchungen der HTW Berlin zeigen, welche finanziellen Vorteile sich daraus für die Anlagenbetreiber ergeben.

Spätestens seit der Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2012 ist die Reduktion von PV-Einspeisespitzen in aller Munde: Für PV-Anlagen kleiner 30 kWp wird seitdem als Alternative zur Teilnahme am Einspeisemanagement die Begrenzung der Netzeinspeiseleistung auf 70% der Nennleistung des PV-Generators gefordert. Eine 70%ige Begrenzung der Einspeiseleistung heißt jedoch nicht, dass 30% des Jahresertrags verloren gehen. Da diese Vorgabe sich auf die Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt bezieht, trägt bei photovoltaischen Eigenversorgungssystemen bereits der lokale Stromverbrauch im Gebäude zur Reduktion der Netzeinspeiseleistung bei. Zusätzlich lassen sich die Erzeugungsspitzen durch Batteriespeicher gezielt abfangen. Soll die Errichtung des Batteriespeichersystems durch das Speicherförderprogramm der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) finanziert werden, wird derzeit eine 60%ige Begrenzung der Einspeiseleistung gefordert (siehe Grafik 1).



Grafik 1 Regulatorische Anreize zur Begrenzung der Einspeiseleistung von PV-Systemen und PV-Speichersystemen.

Absenkung der Einspeisegrenze aus Netzsicht vorteilhaft

Da die Reduktion der Netzeinspeisung zur Erhöhung der im Netz integrierbaren Anzahl von PV-Systemen und somit zur Realisierung des für den Klimaschutz nötigen PV-Ausbaus von rund 200 GW in Deutschland beiträgt, ist zukünftig eine weitere Reduktion der zulässigen maximalen Einspeiseleistung sinnvoll. Für die Fortführung des KfW-Programms ab 2016 ist daher eine Anpassung der Förderbedingungen in Diskussion: Durch eine 50%ige Einspeisebegrenzung ließe sich die netzentlastende Wirkung der Solarstromspeicher nochmals vergrößern. Wie die vorgegebene Einspeisegrenze in der Praxis durch die Systeme und deren Energiemanagementstrategien eingehalten wird, fand bisher wenig Beachtung. Der Großteil der derzeit verfügbaren Speichersysteme verfolgt momentan noch den Ansatz, den Batteriespeicher am Vormittag frühzeitig mit überschüssigem Solarstrom zu laden. Hat der Speicher bei Sonnenschein bereits zur Mittagszeit seinen maximalen Ladezustand erreicht, muss im Anschluss zur Einhaltung der geforderten Einspeisegrenze die PV-Leistung teilweise abgeregelt werden (siehe Grafik 2). Dies verursacht jedoch Abregelungsverluste, die den PV-Ertrag schmälern und die Einnahmen aus der Netzeinspeisung reduzieren.

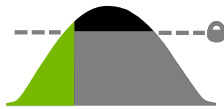
Solare Erzeugungsspitzen speichern statt abregeln

Vielversprechender ist es, die Spitzenkappung durch die zeitliche Verschiebung der Batterieladung in die Mittagsstunden zu erzielen. Hierzu sollte die Speicherung der solaren Überschüsse im Tagesverlauf jedoch gut geplant sein. Nur wenn ausreichend Speicherkapazität für die Batterieladung zur Mittagszeit reserviert wird, kann der Batteriespeicher auch zur Vermeidung von Einspeisespitzen beitragen. Fließen Erzeugungs- und Verbrauchsprognosen in das Energiemanagement ein, lässt sich durch Optimierungsalgorithmen ein Fahrplan für die Batterieladung über den gesamten Tag erstellen.

Ziel solcher prognosebasierten Betriebsstrategien ist es, neben einer hohen Eigenversorgung zugleich die Begrenzung der Einspeiseleistung mit dem Batteriespeicher zu ermöglichen. Die hierzu erforderlichen Last- und PV-Prognosen lassen sich auf Basis von historischen und aktuellen Messdaten erstellen. Oftmals führen hierbei schon einfache Ansätze zu guten Ergebnissen. Alternativ können auch professionelle Wetterprognosen oder PV-Prognoseprodukte in das Energiemanagement eingebunden werden.

- Speicherung
- Netzeinspeisung
- Abregelung
- Einspeisegrenze

Frühzeitige Batterieladung



Prognosebasierte Batterieladung



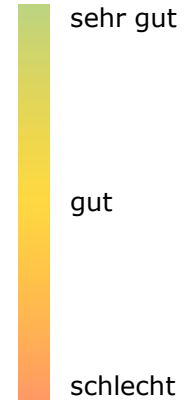
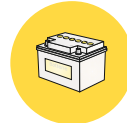
- Beitrag zur
Netzentlastung



- Vermeidung von
Abregelungsverlusten



- Steigerung der
Eigenversorgung



Grafik 2 Qualitativer Vergleich der Eigenschaften verschiedener Betriebsstrategien für PV-Speichersysteme zur Begrenzung der Einspeiseleistung.

Auswirkungen von Prognosefehlern

Neben der Prognosegüte ist auch die Fähigkeit der Regelstrategien auf Prognoseabweichungen zu reagieren von Bedeutung. Werden die PV-Überschüsse durch die Prognosen zunächst unterschätzt, wird mit der Batterieladung zu früh begonnen. Infolgedessen reicht die verfügbare Speicherkapazität in den Mittagsstunden nicht mehr zur Einhaltung der Einspeisegrenze aus, was trotz prognosebasiertem Speicherbetrieb eine Abregelung zur Folge haben kann. Zur Drosselung der PV-Leistung kann es auch kommen, wenn in der Urlaubszeit der Batteriespeicher in der Nacht nur geringfügig entladen wird. Dadurch kann am darauffolgenden Tag nur wenig PV-Energie zu Spitzenzeiten gespeichert werden.

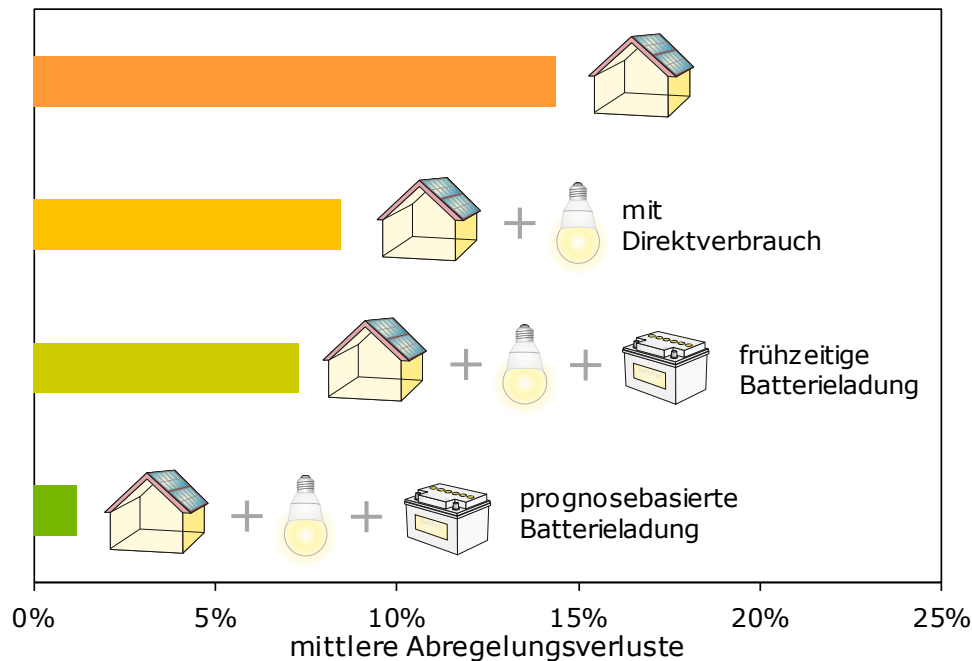
Bei Überschätzung der zur Batterieladung zur Verfügung stehenden PV-Energie kommt es zu einem anderen Effekt: In Erwartung höherer Überschüsse wird verzögert mit der Batterieladung begonnen. Ziehen jedoch Wolken auf oder steigt der Verbrauch plötzlich an, kann der Batteriespeicher in seltenen Fällen nicht mehr vollständig mit den verfügbaren PV-Überschüssen geladen werden. Aus diesem Grund können sich Prognosefehler bei einer prognosebasierten Batterieladung negativ auf die Eigenversorgung auswirken, da in der darauffolgenden Nacht mehr Strom aus dem Netz bezogen werden muss. Werden jedoch im Tagesverlauf Anpassungen des Ladefahrplans vorgenommen und dabei aktualisierte Prognosen berücksichtigt, ist nur mit geringen Einbußen zu rechnen. Zum besse-

ren Verständnis der wesentlichen Unterschiede zwischen den verschiedenen Betriebskonzepten sind deren Eigenschaften in Grafik 2 gegenübergestellt und qualitativ bewertet.

Deutliche Verringerung der Abregelungsverluste

Im Vergleich zum frühzeitigen Laden des Batteriespeichers zielt die prognosebasierte Batterieladung auf die Vermeidung von Abregelungsverlusten ab. Wie sich Prognosefehler auf die jahresmittleren Betriebsergebnisse von PV-Speichersystemen mit prognosebasierter Batterieladung auswirken, wurde an der HTW Berlin durch einminütige Simulationsrechnungen untersucht. Grafik 3 vergleicht die Abregelungsverluste verschiedener Betriebskonzepte für eine typische Systemkonfiguration bei einer Einspeisegrenze von 0,5 kW/kWp, so wie sie unter Umständen künftig in den Förderbedingungen des KfW-Programms zu finden sein wird.

Wird die Netzeinspeisung eines PV-Systems auf die Hälfte der Nennleistung des PV-Generators begrenzt, muss jährlich etwa 15% des möglichen PV-Ertrags abgeregelt werden. Wird das PV-System zur Eigenversorgung genutzt, reduziert der Direktverbrauch des PV-Stroms im Haushalt die Abregelungsverluste auf etwa 8%. Ist zusätzlich ein Batteriespeicher installiert, der frühzeitig geladen wird, fallen in dem betrachteten Beispiel Verluste in Höhe von 7% an. Somit leistet der Speicher fast keinen Beitrag zur Reduktion der Abregelung. Erfolgt die Ladung des gleichen Batteriespeichers jedoch prognosebasiert, lassen sich die Abregelungsverluste auf 1% minimieren (siehe Grafik 3). Der prognosebasierte Speicherbetrieb reduziert die Abregelungsverluste somit um 6 Prozentpunkte, was im Beispiel zusätzliche 300 kWh Netzeinspeisung bedeutet. Zudem gilt: Je größer das PV-System im Vergleich zur Haushaltslast und je niedriger die Einspeisegrenze ist, desto größer ist der Vorteil der vorausschauenden Betriebsweise.



Grafik 3 Jahresmittlere Abregelungsverluste verschiedener Betriebskonzepte bei einer maximalen Einspeiseleistung von 0,5 kW/kWp (PV-Leistung 5 kWp, Speicherkapazität 5 kWh, Jahresstrombedarf 5000 kWh).

Nur geringe Einbußen in der Eigenversorgung

Die deutliche Reduktion der Abregelungsverluste durch die prognosebasierte Batterieladung geht jedoch mit leichten Einbußen in der Eigenversorgung einher. Für die untersuchte Systemkonfiguration fällt gegenüber der frühzeitigen Batterieladung der Autarkiegrad bedingt durch die Prognosefehler um einen Prozentpunkt geringer aus. Da weniger PV-Energie gespeichert wird, erhöht sich zum einen die Netzeinspeisung um 60 kWh. Zum anderen steigt der Netzbezug um 50 kWh. Somit steht im Vergleich zur frühzeitigen Batterieladung dem leicht erhöhten Netzbezug von 50 kWh eine deutlich höhere Netzeinspeisung von 360 kWh gegenüber.

Bewertet man den gestiegenen Energieaustausch mit dem Netz ökonomisch, lässt sich der finanzielle Vorteil einer prognosebasierten Betriebsführung bestimmen. Wird die Einspeisevergütung mit 12 ct/kWh und der Strombezugspreis mit 28 ct/kWh veranschlagt, liegt der ökonomische Vorteil der prognosebasierten Batterieladung für das untersuchte System bei rund 30 € pro Jahr. Hochgerechnet auf eine Nutzungsdauer von 20 Jahren lässt sich durch Einbindung von Prognosen in das Energiemanagement des PV-Speichersystems ein Mehrwert von mindestens 600 € generieren.

Handlungsbedarf bei vielen Solarbatterieherstellern

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass bei einem prognosebasierten Speicherbetrieb die verringerten Abregelungsverluste die Einbußen im Autarkiegrad finanziell mehr als kompensieren. Dies verdeutlicht die Vorteile eines prognosebasierten Speicherbetriebs, die sich für den Anlagenbetreiber ergeben. Nur mit einer vorausschauenden Batterieladeoptimierung lassen sich auch bei einer Reduktion der Einspeisegrenze auf 0,5 kW/kWp die Abregelungsverluste weitestgehend vermeiden. Bislang hat nur eine überschaubare Anzahl an Herstellern von Solarbatteriesystemen entsprechende prognosebasierte Regelstrategien umgesetzt. Es bleibt zu hoffen, dass auch die anderen Hersteller nachziehen und damit entscheidend zu einer verbesserten Netzintegration der Photovoltaik und zu einem beschleunigten PV-Ausbau in Deutschland beitragen.

Autoren

Johannes Weniger, Joseph Bergner, Tjarko Tjaden, Volker Quaschnig

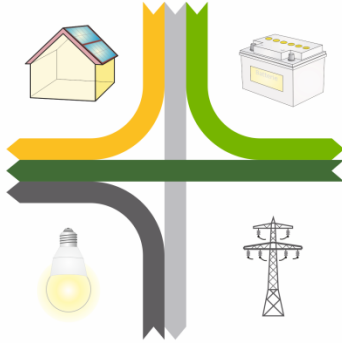
Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin

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

Danksagung

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

Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende



Weitere Informationen zum Thema haben die Autoren in der aktuellen Studie „Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende“ zusammengestellt. Darüber hinaus wird in der Studie auf die Technik, Wirtschaftlichkeit und Systemdienlichkeit von PV-Batteriesystemen eingegangen. Die Studie steht online unter folgendem Link zur Verfügung:

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