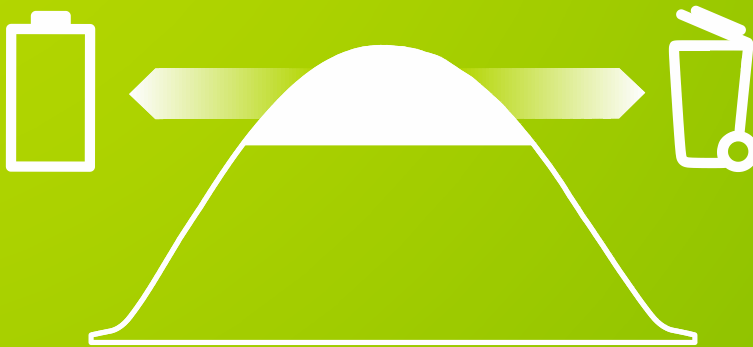


INTELLIGENT SPEICHERN STATT ABREGELN



Effekte der 50%-Einspeisebegrenzung des KfW-Förderprogramms für Photovoltaik-Speichersysteme

Neue technische Rahmenbedingungen bereiten höheren PV-Ausbau vor



**Hochschule für Technik
und Wirtschaft Berlin**

University of Applied Sciences

50%-Studie

Effekte der 50%-Einspeisebegrenzung des KfW-Förderprogramms für
Photovoltaik-Speichersysteme

Autoren

Johannes Weniger

Joseph Bergner

Tjarko Tjaden

Prof. Dr. Volker Quaschnig



Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin
Fachbereich 1 – Ingenieurwissenschaften Energie und Information
Forschungsgruppe Solarspeichersysteme
Wilhelminenhofstr. 75a
12459 Berlin

Veröffentlichung

März 2016

Internet

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

Förderung

Diese Studie entstand im Forschungsvorhaben LAURA, das durch das
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) gefördert wird.
(Förderkennzeichen 0325716G)

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

KURZFASSUNG

Seit dem 1. März 2016 wird die Anschaffung von privaten Solarstromspeichern durch die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) gefördert. Damit einhergehend muss die Einspeiseleistung der geförderten PV-Speichersysteme auf die Hälfte der PV-Nennleistung begrenzt werden. Im Rahmen dieser Studie werden die Auswirkungen der neuen **50%-Einspeisebegrenzung** für PV-Speichersysteme analysiert. Mit der frühzeitigen und prognosebasierten Batterieladung werden zwei Betriebsstrategien zur Einhaltung der geforderten Einspeisegrenze vorgestellt (Bild 1). Durch Simulationsrechnungen wird aufgezeigt, wie sich beide Batterieladestrategien auf die Energieflüsse der PV-Speichersysteme auswirken. Im Fokus steht dabei die **Analyse der abregelungsbedingten Ertragsverluste**. Erfolgt die Batterieladung - wie bisher üblich - frühzeitig ohne Einbindung von Prognosen, müssen im Mittel 8% des jährlichen PV-Ertrags abgeregelt werden. Mit einer vorausschauenden Ladeplanung können die Abregelungsverluste bei nahezu gleichbleibender Eigenversorgung um durchschnittlich 6 Prozentpunkte verringert werden. Durch die prognosebasierte Ladung lässt sich daher gleichzeitig ein **eigenversorgungs- und netzoptimierter Speicherbetrieb** realisieren. Mit der Einführung der 50%-Begrenzung wird bei einem prognosebasierten Betrieb die **netzentlastende Wirkung der Solarstromspeicher gestärkt**, wodurch sich ein deutlich höherer Photovoltaik-Ausbau realisieren lässt.

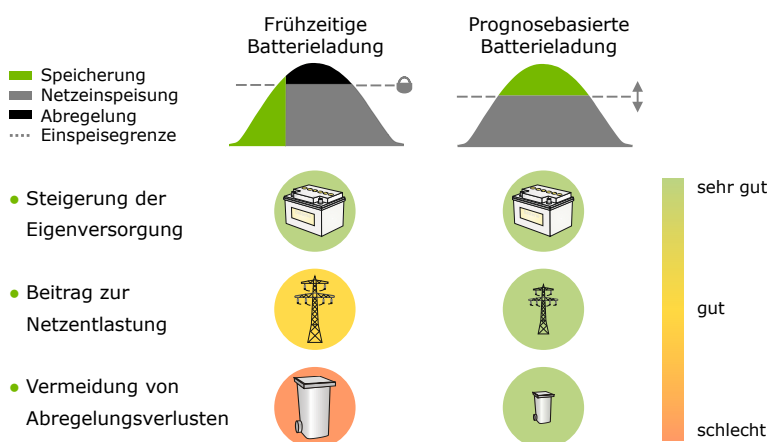


Bild 1 Qualitative Bewertung der Eigenschaften von PV-Speichersystemen mit und ohne prognosebasiertem Energiemanagement zur Einhaltung der geforderten 50%-Begrenzung der Einspeiseleistung.

INHALTSVERZEICHNIS

Kurzfassung	5
1 Notwendigkeit der Speicherung von PV-Erzeugungsspitzen.....	5
2 Prognosebasiertes Laden von PV-Speichersystemen.....	9
3 Einflussfaktoren auf die Abregelung der PV-Speichersysteme.....	15
3.1 Einfluss des Haushaltslastprofils	15
3.2 Einfluss des Standorts	17
3.3 Einfluss der Systemdimensionierung.....	19
3.4 Einfluss der Ausrichtung und Neigung des PV-Systems.....	22
3.5 Weitere Einflussfaktoren	23
4 Schlussfolgerungen.....	25
Literaturverzeichnis.....	27
Anhang.....	30

1 NOTWENDIGKEIT DER SPEICHERUNG VON PV-ERZEUGUNGSSPITZEN

Im Dezember 2015 wurde unter Beteiligung der deutschen Bundesregierung auf dem UN-Klimagipfel in Paris ein völkerrechtlich bindendes Abkommen verhandelt, dessen Ziel eine **Begrenzung der globalen Erwärmung auf 1,5 °C** ist. Ohne eine radikale Reduzierung der Nutzung fossiler Brennstoffe und dem damit verbundenen Ausstoß von Treibhausgasen erwarten Klimaforscher vom IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) einen Anstieg der weltweit mittleren Temperatur um bis zu 5 °C bis zum Jahr 2100 [IPC13]. In der Folge würden die Meeresspiegel langfristig um viele Meter steigen und hunderte Millionen Menschen zu Klimaflüchtlingen werden. Das würde das Ausmaß der heutigen Flüchtlingszahlen in den Schatten stellen.

Das zustande gekommene Klimaabkommen bietet nun die Chance, diese Folgen abzuwenden. Der IPCC hat mit dem Szenario RCP2.6 einen möglichen Pfad zur Einhaltung des 1,5 °C-Ziels aufgezeigt. Darin dürfte ab 2070 gar kein Kohlendioxid mehr emittiert werden. Nach 2070 müsste der Atmosphäre durch sogenannte CCS-Verfahren (Carbon Dioxide Capture und Storage) wieder Kohlendioxid entzogen und sicher endgelagert werden. CCS-Verfahren sind allerdings umstritten und sehr kostenintensiv. Da in Deutschland der Einsatz dieser Verfahren politisch kaum durchsetzbar und auch wirtschaftlich wenig sinnvoll ist, muss hier das Einhalten des 1,5 °C-Ziels auch ohne nachträglichen Entzug von Kohlendioxid aus der Atmosphäre erreicht werden. Dafür müsste eine **Energieversorgung, die vollständig auf erneuerbaren Energien** basiert und kein Kohlendioxid mehr emittiert, bereits **bis etwa 2040** erreicht werden.

Im Jahr 2015 wurde der deutsche Primärenergieverbrauch, der neben der Stromerzeugung auch die Bereiche Verkehr, Wärme und Industrie umfasst, lediglich zu 12,6% durch erneuerbare Energien gedeckt (Bild 2 links). Wird das Ausbautempo der Jahre 2000 bis 2015 linear fortgesetzt, wäre eine kohlendioxidfreie Energieversorgung erst um das Jahr 2150 erreichbar. Die deutschen Klimaschutzzusagen sind damit nicht einzuhalten. Um den Vereinbarungen aus Paris gerecht zu werden und um dazu mindestens im Jahr 2070 kohlendioxidfrei zu werden, muss das Tempo der deutschen Energiewende mehr als verdoppelt werden. Sollen die Klimaschutzziele ohne CCS-Verfahren erreicht werden, wäre sogar eine **Steigerung des Tempos der Energiewende in Deutschland um den Faktor 4 bis 5** nötig.

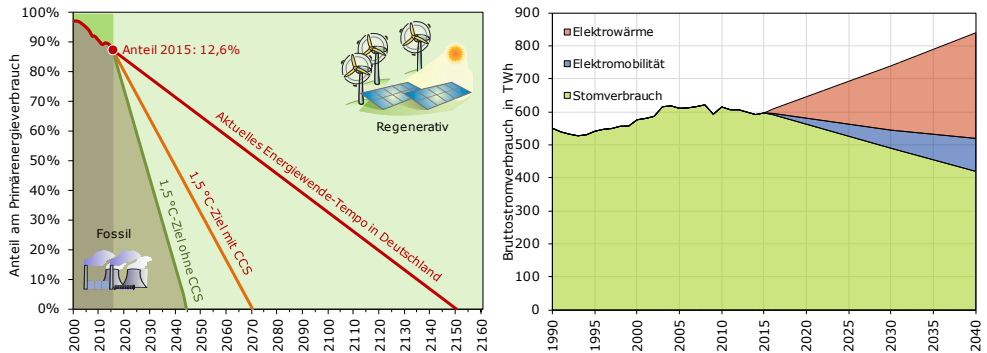


Bild 2 Links: Entwicklungspfade der Dekarbonisierung in Deutschland bei heutigem Tempo der Energiewende und bei Berücksichtigung des Klimaschutzes. Rechts: Bisherige sowie mögliche zukünftige Entwicklung des Bruttostromverbrauchs bei einer zunehmenden Verbreitung der Elektromobilität sowie von Elektrowärmeanwendungen.

Künftig wird der Stromverbrauch die Energieversorgung dominieren. In Deutschland gibt es deutliche Einsparpotenziale beim Stromverbrauch durch Steigerung der Energieeffizienz. Da für einen erfolgreichen Klimaschutz allerdings auch eine flächendeckende Einführung der Elektromobilität erforderlich ist und die Deckung des Wärmebedarfs künftig ohne die Nutzung von Öl und Gas erfolgen muss, ist ein **deutlicher Anstieg des Strombedarfs** anstelle eines Rückgangs zu erwarten (Bild 2 rechts).

Mit den jetzigen Ausbauzielen für erneuerbare Energieanlagen im EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz) wird der Anteil erneuerbarer Energien im Jahr 2040 nicht das für den Klimaschutz erforderliche Maß erreichen. Bei dem aktuellen Ausbauziel für die Photovoltaik von 2,5 GW/a wird die installierte PV-Leistung zudem auch langfristig nicht deutlich über 50 GW steigen und damit weniger als 10% des deutschen Strombedarfs decken (Bild 3 links). Da bis zu einer PV-Leistung von 80 GW die Solarstromerzeugung praktisch nicht den Strombedarf überschreiten wird, ist die Speicherung von Solarstrom bei den aktuellen Ausbauzielen nur in Einzelfällen wie lokalen Netzengpässen sinnvoll.

Ganz anders stellt sich die Situation dar, wenn der Solarenergiezubau aus Klimaschutzgründen forciert wird. Eine schrittweise **Steigerung des PV-Zubaus auf mindestens 10 GW/a** ist sinnvoll und notwendig, um das 1,5 °C-Ziel einzuhalten. Ansonsten müsste der Windenergieausbau ein Maß erreichen, das aus Akzeptanzgründen kaum durchsetzbar wäre. Im Jahr 2040 sollte der Solarstromanteil an der Stromversorgung bei rund 25% liegen, wozu eine **installierte PV-Leistung von über 200 GW** notwendig ist. Dann würde die PV-Erzeugung allerdings häufig die Nachfrage überschreiten (Bild 3 rechts).

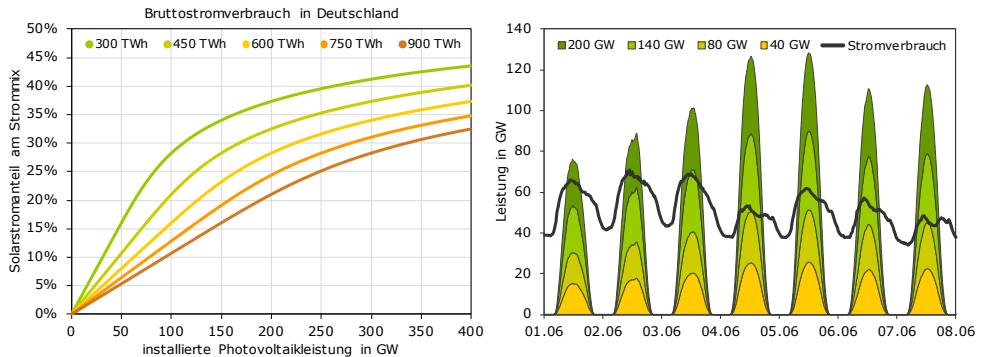


Bild 3 Links: Anteil der Photovoltaik an der Stromversorgung in Deutschland ohne die Berücksichtigung der Speicherung von Überschüssen bei variierendem Bruttostromverbrauch [Qua16]. Rechts: Verlauf des Stromverbrauchs sowie der Solarstromerzeugung für verschiedene PV-Ausbau szenarien in einer Juniwoche (Daten: ENTSO-E).

Um auch bei installierten PV-Leistungen von über 200 GW eine stabile Stromversorgung zu gewährleisten, ist die **Begrenzung der PV-Einspeiseleistung** neben anderen Maßnahmen zu deren Netzintegration hilfreich. Seit Inkrafttreten des EEG 2012 ist die maximale Einspeiseleistung von PV-Systemen unterhalb von 30 kWp auf 70% der installierten Nennleistung zu begrenzen, sofern keine ferngesteuerte Leistungsreduzierung durch den Netzbetreiber beabsichtigt wird (Bild 4 links). Dabei bezieht sich diese Einspeisebegrenzung auf die maximale Wirkleistungseinspeisung am Netzananschlusspunkt, die sich auch durch den zeitgleichen Verbrauch oder die Speicherung des Solarstroms vor Ort reduzieren lässt. Vor diesem Hintergrund erscheint eine zügige Entwicklung des Speichermarktes durch eine gezielte Förderung zielführend.

Seit der Einführung des KfW-Förderprogramms für dezentrale PV-Batteriespeicher im Mai 2013 ist die 60%-Einspeiseleistungsbegrenzung für PV-Systeme in Verbindung mit Batteriespeichersystemen von Relevanz [Kai15]. Als Bezugszeitraum für die Regelung der Einspeisebegrenzung ist dabei der gleitende 10-Minutenmittelwert der Einspeiseleistung anzusetzen [FNN14]. Mit der Fortführung des KfW-Programms im März 2016 wurde die **Einspeisegrenze** für die geförderten PV-Speichersysteme auf **50% der PV-Nennleistung** (0,5 kW/kWp) herabgesetzt. Durch die Reduktion der maximal zulässigen Einspeiseleistung wird die netzentlastende Wirkung der Einspeisebegrenzung von PV-Speichersystemen nochmals gestärkt (Bild 4 rechts). Mit der Begrenzung der Einspeiseleistung lässt sich somit langfristig die Anzahl der im Netz installierbaren PV-Systeme in Kombination mit Batteriespeichern erhöhen. Daher ist die Reduktion der zulässigen Einspeisegrenze auf 0,5 kW/kWp eine **Maßnahme zur Realisierung höherer PV-Ausbauziele**.

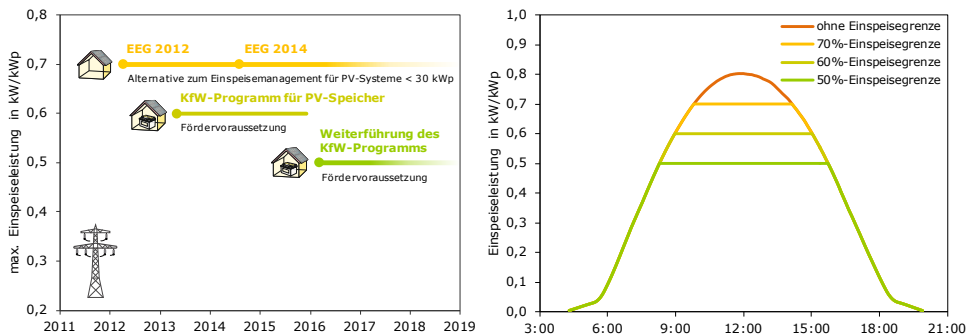


Bild 4 Links: Regulatorische Anreize zur Reduktion der maximalen Einspeiseleistung von PV-Systemen und PV-Speichersystemen. Rechts: Verlauf der Einspeiseleistung eines PV-Systems mit unterschiedlichen Einspeisegrenzen an einem sonnigen Tag.

Zusammenfassung der Kernaussagen von Kapitel 1

- Mit dem Klimagipfel von Paris im Dezember 2015 wurde der Grundstein für eine Stabilisierung des globalen Temperaturanstiegs auf 1,5 °C gelegt.
- Um in Deutschland die zugesagte 1,5 °C-Klimaschutzverpflichtung auch ohne umstrittene und kostenintensive CCS-Verfahren (Carbon Dioxide Capture and Storage) zu erreichen, muss die Bundesregierung das Tempo der Energiewende um den Faktor 4 bis 5 steigern.
- Beim aktuell geltenden Zielkorridor des EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetzes) für die Photovoltaik von 2,5 GW/a wird der Photovoltaikausbau auch langfristig nicht wesentlich über 50 GW hinausgehen und damit deutlich weniger als 10% des Strombedarfs decken.
- Ein für den Klimaschutz sinnvoller Zubau der Photovoltaik liegt bei mindestens 10 GW/a, sodass eine Gesamtleistung von über 200 GW erreicht werden kann.
- Um bei einer installierten PV-Leistung von 200 GW eine stabile Stromversorgung sicherzustellen, ist die Begrenzung der Einspeiseleistung der PV-Systeme neben anderen Maßnahmen zu deren Netzintegration zielführend.
- Mit der Fortführung des Speicherförderprogramms und der Einführung der 50%-Einspeisebegrenzung schafft die Bundesregierung die Grundlage, um den Zielkorridor für den jährlichen Photovoltaikzubau in Deutschland zu erhöhen und einen schnelleren Ausbau der Photovoltaik zu ermöglichen.

2 PROGNOSEBASIERTES LADEN VON PV-SPEICHERSYSTEMEN

Je nach Betriebsweise lassen sich unterschiedliche Ziele mit dem Einsatz von Batteriespeichern in Verbindung mit PV-Systemen verfolgen. Da Hausspeichersysteme vorrangig zur Steigerung der Eigenversorgung errichtet werden, sind derzeit noch in vielen PV-Speichersystemen rein eigenversorgungsoptimierte Betriebsstrategien implementiert. Bild 5 (links) veranschaulicht an einem exemplarischen Tag für ein PV-Speichersystem mit **eigenversorgungsoptimierter Betriebsweise** die resultierenden Energieflüsse, die durch einminütige Simulationsrechnungen ermittelt wurden (vgl. Anhang A.1). Sobald die PV-Erzeugung den Haushaltsverbrauch übersteigt, wird der Speicher mit überschüssiger PV-Energie geladen. An ertragsreichen Tagen ist der Batteriespeicher dadurch meist zum Zeitpunkt der maximalen PV-Erzeugung bereits vollständig gefüllt. Zur Einhaltung der geforderten 50%-Einspeisegrenze muss die Leistungsabgabe des PV-Generators im Anschluss gedrosselt werden. Diese **Abregelung der PV-Leistung** lässt sich durch Änderung der gleichstromseitigen Wechselrichterspannung erzielen und gehört inzwischen zu den Standardfunktionen von PV-Wechselrichtern. Während der Abregelung trägt der Direktverbrauch der elektrischen Verbraucher im Haus zur Reduktion der abgeregelten Energiemenge bei. Bei frühzeitiger Batterieladung werden die PV-Erzeugungsspitzen an sonnigen Tagen somit nur geringfügig durch den Batteriespeicher abgefangen.

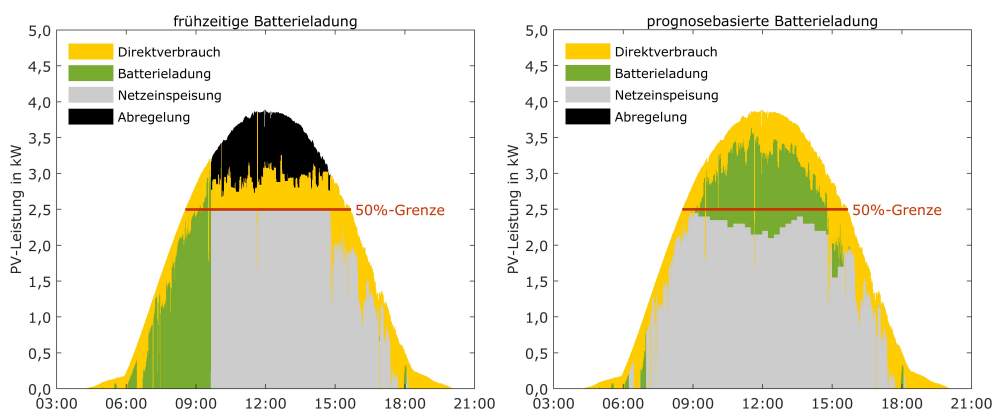


Bild 5 Tagesverlauf der Energieflüsse eines PV-Speichersystems mit frühzeitiger Batterieladung (links) und prognosebasierter Batterieladung (rechts) bei Einhaltung der 50%-Einspeisegrenze (PV-Leistung 5 kWp, nutzbare Speicherkapazität 5 kWh).

Um die Kappung der PV-Energie oberhalb der Einspeisegrenze durch Abregelung möglichst zu vermeiden, muss die Ladung des Batteriespeichers in Zeiten mit hoher PV-Leistungsabgabe verschoben werden. Hierzu bedarf es einer **vorausschauenden Planung der Batterieladung** im Tagesverlauf, die sich durch ein prognosebasiertes Energiemanagement umsetzen lässt [Wen14a]. Das Ziel der prognosebasierten Batterieladeplanung ist es, durch Speicherung der PV-Energie um die Mittagszeit die geforderte maximale Einspeiseleistung einzuhalten und somit Abregelung zu vermeiden (Bild 5 rechts). Gleichzeitig soll der Speicher wie bei der eigenversorgungsoptimierten Ladestrategie vollständig geladen werden [Gre12].

Grundsätzlich lässt sich der prognosebasierte Betrieb von PV-Speichersystemen mit verschiedenen Ladestrategien realisieren [Sie15]. Bild 6 veranschaulicht die wesentlichen Bestandteile, die zur Umsetzung eines prognosebasierten Energiemanagements erforderlich sind. Die Grundlage stellen standortspezifische Prognosen der PV-Erzeugung und des Stromverbrauchs der nächsten Stunden dar. Idealerweise sollte der Prognosehorizont mindestens der Zeitspanne zwischen dem Sonnenaufgang und -untergang entsprechen. Haushaltspezifische Lastprognosen werden in der Regel auf Basis von historischen Messdaten erstellt [Wen15]. Der Verlauf der PV-Leistung in den folgenden Stunden lässt sich in erster Näherung durch **messwertbasierte Prognoseansätze** bestimmen, deren Prognosegüte für die Batterieladeplanung oftmals hinreichend genau ist. Alternativ können auch externe Wetterprognosen herangezogen werden, die jedoch eine Verbindung des Energiemanagementsystems zum Internet erfordern und unter Umständen mit höheren Kosten verbunden sind.

Auf Grundlage der Prognosen und des momentanen Batterieladezustands wird zunächst ein optimaler Fahrplan für die Batterieladung über den gesamten Prognosehorizont erstellt. Die **Batterieladeoptimierung** lässt sich mathematisch durch einen linearen Optimierungsalgorithmus oder iterativ lösen [Ber14a, Wen13]. Ist letzteres der Fall, wird über den jeweiligen Prognosehorizont eine virtuelle Einspeisegrenze bestimmt. Dabei wird die virtuelle Einspeisegrenze schrittweise herabgesetzt, bis der Batteriespeicher sich mit der Energiemenge oberhalb dieser Grenze möglichst vollständig laden lässt. Daraus lässt sich im Anschluss für jeden Zeitschritt des Prognosezeitraums die zur Kappung der Einspeisespitze erforderliche Ladeleistung bestimmen.

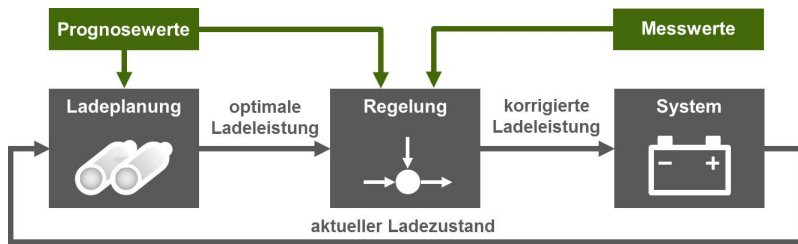


Bild 6 Umsetzung eines prognosebasierten Energiemanagements für PV-Speichersysteme durch Einbindung von Mess- und Prognosewerten der Solarstromerzeugung und des Stromverbrauchs.

Aufgrund von Prognosefehlern muss die ermittelte optimale Ladeleistung kontinuierlich an die tatsächlichen Leistungsmesswerte angepasst werden. Durch eine nachgelagerte Regelung wird die aktuelle Ladeleistung daher um die Differenz zwischen den aktuellen Prognose- und Messwerten korrigiert [Ber14b]. Die dadurch korrigierte Ladeleistung kann dem Batteriespeicher als Sollwertvorgabe übergeben werden. Durch die **Korrektur der Ladeleistung** kommt es im Vergleich zum ursprünglichen Fahrplan allerdings zu Abweichungen im Batterieladezustand. Daher sollte die Batterieladeplanung auf Basis des geänderten Ladezustands in regelmäßigen Abständen, beispielsweise in einem Intervall von 15 min, aktualisiert werden. Durch die **fortlaufende Aktualisierung des Ladefahrplans** können zudem aktualisierte PV- und Lastprognosen Berücksichtigung finden. Entscheidend für ein prognosebasiertes Energiemanagement ist somit, die Ladeplanung im Tagesverlauf fortlaufend zu wiederholen und dadurch Prognoseabweichungen umgehend auszugleichen. Details zur programmiertechnischen Umsetzung der prognosebasierten Batterieladung können [Ber16] entnommen werden. Die Realisierung solcher prognosebasierten Betriebsstrategien wurde bereits in zahlreichen wissenschaftlichen Publikationen aufgezeigt [Bra13, Mos15, Sch13, Wen14b].

Um die **Vorteile der prognosebasierten Batterieladung** aufzuzeigen, wurden einminütige Simulationsrechnungen unter Berücksichtigung von messwertbasierten PV- und Lastprognoseverfahren durchgeführt (vgl. Anhang A.1). Bild 7 vergleicht die jährliche Energiebilanz eines Wohngebäudes mit einem typisch dimensionierten PV-Speichersystem bei rein eigenversorgungsoptimierter (links) sowie prognosebasierter Batterieladestrategie (rechts).

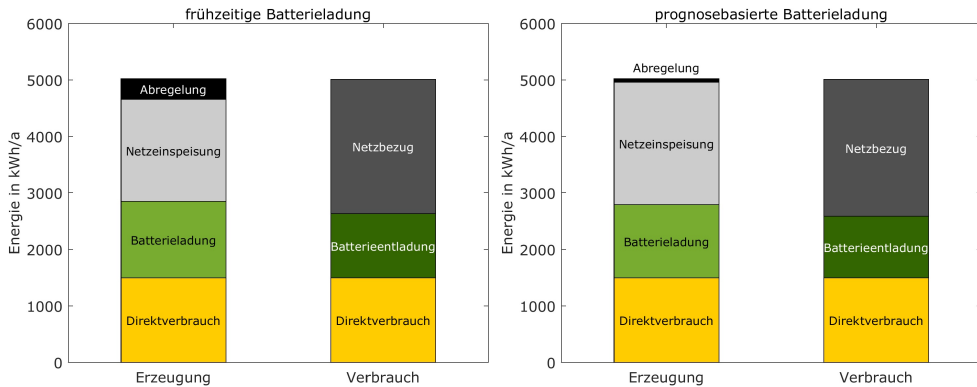


Bild 7 Jahresbilanz eines PV-Speichersystems mit frühzeitiger Batterieladung (links) und prognosebasierter Batterieladung (rechts) bei Einhaltung der 50%-Einspeisegrenze (PV-Leistung 5 kWp, nutzbare Speicherkapazität 5 kWh).

Die jährliche Stromerzeugung und der jährliche Stromverbrauch betragen im betrachteten Beispiel jeweils rund 5000 kWh/a. Fast 1500 kWh/a der erzeugten PV-Energie werden durch die elektrische Haushaltslast zeitgleich verbraucht. Wird der Batteriespeicher frühzeitig geladen, kann PV-Energie in Höhe von 1350 kWh/a zur Ladung des Batteriespeichers genutzt werden. Erfolgt die Batterieladung prognosebasiert, fällt die gespeicherte PV-Energie aufgrund von Prognosefehlern um etwa 60 kWh/a geringer aus. Die **geringen Einbußen in der Batterieladung** treten insbesondere an Tagen auf, an denen deutlich mehr überschüssige PV-Energie prognostiziert als real gemessen wurde [Wen14b]. Bedingt durch die geringere Batterieladung verringert sich bei der prognosebasierten Betriebsführung gegenüber der eigenversorgungsoptimierten Betriebsstrategie auch die aus dem Batteriespeicher entnommene Energiemenge. Unter Berücksichtigung der Wandlungsverluste werden in dem konkreten Fall 50 kWh/a weniger aus dem Batteriespeicher entladen, wodurch der Netzbezug bei der prognosebasierten Ladung um den gleichen Betrag ansteigt. Die geringere Ausnutzung des Batteriespeichers aufgrund von Prognosefehlern führt daher zu einem leichten Anstieg der Netzversorgung.

Der entscheidende Vorteil der Einbindung von Prognosen in die Betriebsführung der Speichersysteme liegt in der **Verringerung der abgeregelten PV-Energie**. Als Vergleichsgröße können dabei die Abregelungsverluste herangezogen werden, die sich aus dem Verhältnis der abgeregelten Energiemenge zum theoretisch möglichen PV-Ertrag ergeben. Im betrachteten Beispiel lassen sich die jahresmittleren Abregelungsverluste durch die prognosebasierte Betriebsführung von 7% auf 1% reduzieren. Durch die Reduktion der Abregelungsverluste kann die eingespeiste Energiemenge um mehr als 300 kWh/a gesteigert werden. Zudem führt die reduzierte Batte-

rieladung zu einem weiteren **Anstieg der Netzeinspeisung**, sodass sich dieser auf insgesamt 370 kWh/a beläuft. Die prognosebasierte Betriebsstrategie trägt folglich dazu bei, weniger PV-Energie durch Abregelung zu vernichten.

Wird die erhöhte Netzeinspeisung mit einer Einspeisevergütung von 12 ct/kWh sowie der gestiegene Netzbezug mit einem Strombezugspreis von 28 ct/kWh monetär bewertet, liegt der durch die prognosebasierte Batterieladung erzielte **finanzielle Vorteil** bei 30 €/a. Bei einer 20-jährigen Nutzungsdauer kann somit davon ausgegangen werden, dass sich aufgrund des gestiegenen Energieaustauschs mit dem Netz in der Bilanz ein Vorteil von mehr als 600 € ergibt. Bei größeren PV-Systemen kann der finanzielle Vorteil sogar noch höher ausfallen [Kre15]. Bei einer prognosebasierten Betriebsführung können somit in der Regel die Einbußen in der Eigenversorgung durch die Verringerung der Abregelung finanziell kompensiert werden.

In der Praxis lassen sich die abregelungsbedingten Energieverluste messtechnisch nur schwer erfassen und sind daher auch nicht in gängigen Monitoring-Portalen aufgeführt. Geringere Abregelungsverluste äußern sich jedoch üblicherweise in **höheren spezifischen PV-Erträgen**. Dadurch lassen sich die für den Anlagenbetreiber erzielten Vorteile in Form der höheren eingespeisten PV-Energie durch Einsatz eines prognosebasierten Energiemanagements nur indirekt ermitteln.

Neben den energetischen Vorteilen können sich prognosebasierte Betriebsstrategien auch positiv auf die Alterung der Batteriezellen auswirken. Da die Batterieladung bei einem prognosebasierten Speicherbetrieb zeitlich verzögert wird, verringert sich die Verweilzeit im maximalen Ladezustand [Wen14a, Wil13]. Bei vielen Lithium-Speichertechnologien wirkt sich dies positiv auf die Lebensdauer aufgrund einer **geringeren kalendarischen Alterung** aus [Ang16, Li14].

Die verschiedenen Vorteile sprechen somit für eine prognosebasierte Betriebsweise, die sowohl einen eigenversorgungs- als auch netzoptimierten Speichereinsatz ermöglicht. Allerdings haben bisher nur wenige Systemanbieter eine prognosebasierte Betriebsführung implementiert [E3D15, SMA15, Son15].

Zusammenfassung der Kernaussagen von Kapitel 2

- Ohne prognosebasiertes Energiemanagement werden die PV-Erzeugungsspitzen selten durch den Batteriespeicher, sondern meist durch die Abregelung der PV-Leistung abfangen.
- Ob der Batteriespeicher netzdienlich eingesetzt wird, hängt nicht von der vorgegebenen Einspeisegrenze, sondern von dessen Betriebsweise ab.
- Nur wenn an sonnigen Tagen ausreichend Speicherkapazität für die Batterieladung zur Mittagszeit eingeplant wird, kann der Batteriespeicher zur Reduktion von Einspeisespitzen beitragen.
- Dies lässt sich durch prognosebasierte Energiemanagementstrategien erzielen, die gleichzeitig einen eigenversorgungs- und netzoptimierten Speichereinsatz ermöglichen.
- Mit einer vorausschauenden Batterieladeplanung können durch Einbeziehung von PV- und Lastprognosen die Abregelungsverluste bei nahezu gleichbleibender Eigenversorgung deutlich vermindert werden.
- Wird die Batterieladeplanung regelmäßig aktualisiert und reagiert die Regelung umgehend auf Prognoseabweichungen, haben Prognosefehler einen vergleichsweise geringen Einfluss auf die Batterieausnutzung.
- Die geringeren Abregelungsverluste durch die prognosebasierte Batterieladung ermöglichen einen höheren PV-Ertrag und gehen mit einem Anstieg der in das Netz eingespeisten Energie einher.
- Wird das KfW-Förderprogramm in Anspruch genommen, ist die prognosebasierte Batterieladung gegenüber der frühzeitigen Batterieladung für den Anlagenbetreiber in der Regel finanziell vorteilhaft.

3 EINFLUSSFAKTOREN AUF DIE ABREGELUNG DER PV-SPEICHERSYSTEME

Nachdem im vorherigen Kapitel die beiden wesentlichen Ansätze zur Einhaltung der 50%-Einspeisebegrenzung erläutert wurden, wird nun für die vorgestellten Betriebsstrategien die **Höhe der abgeregelten PV-Energie** näher untersucht. Im Fokus steht dabei die Analyse der relevanten Einflussfaktoren auf die Abregelungsverluste. Die zugrunde liegenden Eingangsdaten und getroffenen Annahmen der Simulationsuntersuchungen sind in Anhang A.1 beschrieben.

3.1 Einfluss des Haushaltslastprofils

Je nach Nutzerverhalten und technischer Ausstattung kann sich der jahres- und tageszeitliche Verlauf des Stromverbrauchs verschiedener Haushalte voneinander unterscheiden. Dies wiederum beeinflusst sowohl den zeitgleichen Verbrauch der PV-Leistung als auch die Nutzung des Batteriespeichers. Um den **Einfluss des Verbrauchsverhaltens** auf die Höhe der resultierenden Abregelungsverluste aufzuzeigen, wurden Simulationsrechnungen mit 74 verschiedenen Haushaltslastprofilen basierend auf [Tja15a] durchgeführt. Dabei wurde zunächst davon ausgegangen, dass die Größe der PV-Speichersysteme mit 5 kWp PV-Nennleistung und 5 kWh Speicherkapazität identisch ist. Bild 8 vergleicht die berechneten Abregelungsverluste zur Einhaltung der 50%-Einspeisebegrenzung bei frühzeitiger (links) und prognosebasierter Betriebsweise (rechts). Der Stromverbrauch in den untersuchten Haushalten variiert zwischen 1,4 und 8,6 MWh/a und beläuft sich im Mittel auf 4,7 MWh/a. Der Stromverbrauch ist im Folgenden zur einfacheren Darstellung stets in MWh angegeben und lässt sich über den Faktor 1000 in die üblicherweise verwendeten kWh umrechnen. Bild 8 (links) zeigt eine ausgeprägte **Abhängigkeit der Abregelungsverluste von der Höhe des Stromverbrauchs** auf. Die Verluste sind umso höher, je kleiner der jährliche Stromverbrauch ist. Werden die Batteriespeicher frühzeitig geladen, gehen bei der betrachteten Systemgröße durchschnittlich 8% des PV-Ertrags aufgrund der Abregelung verloren. Kommt ein prognosebasiertes Energiemanagement zum Einsatz, lassen sich die Verluste im Mittel um 6 Prozentpunkte auf 2% verringern. Eine vollständige Vermeidung der Abregelung ist mit prognosebasierter Batterieladung allerdings auch bei höheren Verbräuchen nicht möglich.

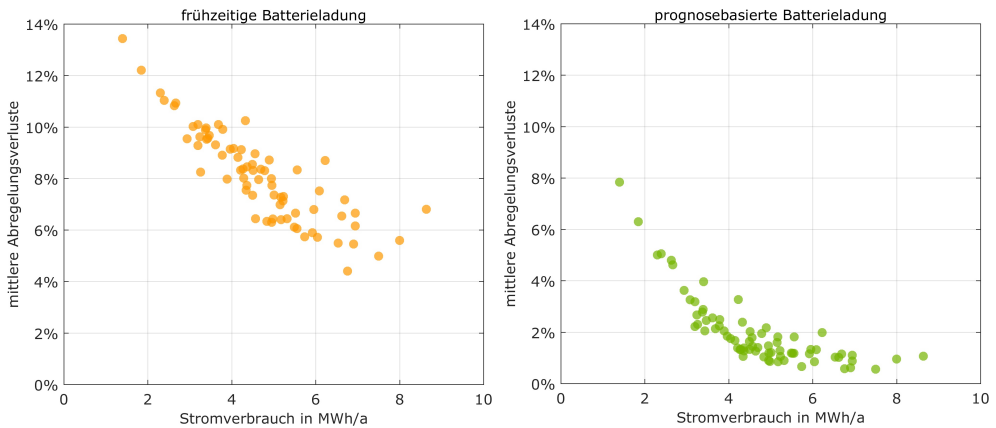


Bild 8 Mittlere Abregelungsverluste für 74 Haushalte in Abhängigkeit des jährlichen Stromverbrauchs bei frühzeitiger Batterieladung (links) und prognosebasierter Batterieladung (rechts) (PV-Leistung 5 kWp, nutzbare Speicherkapazität 5 kWh, 1 MWh entspricht 1000 kWh).

Wie Bild 8 zu entnehmen ist, variieren die abregelungsbedingten Ertragsverluste allerdings auch bei gleichem Jahresstromverbrauch. Um den Einfluss der Höhe des Stromverbrauchs möglichst auszuschließen, wurden zusätzlich Simulationen mit gleicher auf den Jahresstromverbrauch normierter Systemgröße durchgeführt. Dabei wurden die PV-Nennleistungen mit 1 kWp/MWh und die nutzbaren Speicherkapazitäten mit 1 kWh/MWh angesetzt. Aus energetischer Sicht entspricht dies einer sinnvollen Auslegung [Wen14c]. Aufgrund der Bandbreite der Jahresverbräuche ergeben sich daher je nach Haushalt PV-Systemgrößen zwischen 1,4 und 8,6 kWp sowie Speichergrößen zwischen 1,4 und 8,6 kWh.

Bild 9 stellt die berechneten Abregelungsverluste der 74 PV-Speichersysteme bei gleicher **verbrauchsspezifischer Dimensionierung** für die beiden Betriebsstrategien gegenüber. Dabei ist in Bild 9 (links) für die frühzeitige Batterieladung ein linearer Zusammenhang zwischen der Höhe der Abregelungsverluste und dem **Eigenverbrauchsanteil ohne Batteriespeicherung** zu erkennen. Bei der betrachteten Systemgröße werden je nach Haushalt zwischen 19% bis 34% der jährlichen Solarstromerzeugung vor Ort zeitgleich verbraucht. Je höher der Direktverbrauch in den Haushalten ist, desto geringer fallen die abregelungsbedingten Ertragsverluste aus. Bei prognosebasierter Batterieladung ist diese Abhängigkeit weniger stark ausgeprägt (Bild 9 rechts). Dies ist unter anderem darauf zurückzuführen, dass die Güte des Lastprognoseverfahrens und der Batterieladestrategie von der Charakteristik der Lastprofile abhängig ist. Dennoch fallen die Verluste trotz der Prognosefehler gegenüber der frühzeitigen Batterieladung um 6 Prozentpunkte geringer aus.

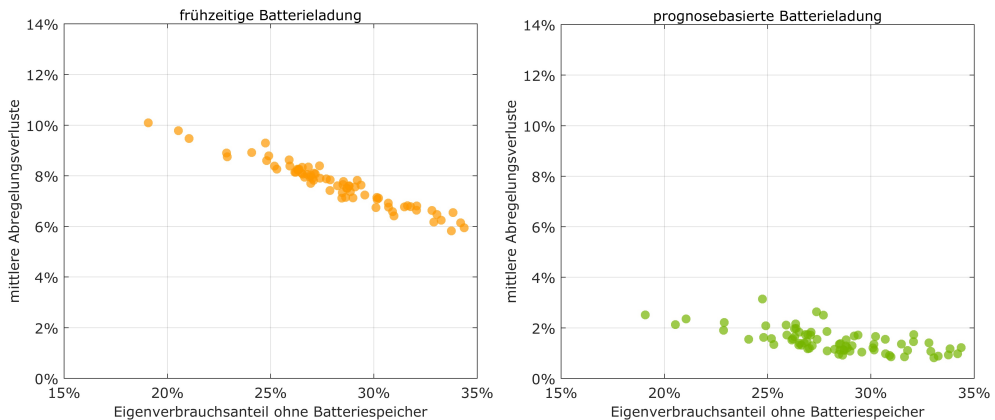


Bild 9 Mittlere Abregelungsverluste bei frühzeitiger Batterieladung (links) und prognosebasierter Batterieladung (rechts) für 74 Haushalte in Abhängigkeit von der Höhe des Direktverbrauchs an der jährlichen PV-Erzeugung (PV-Leistung 1 kWp/MWh, nutzbare Speicherkapazität 1 kWh/MWh, 1 MWh entspricht 1000 kWh).

3.2 Einfluss des Standorts

Neben dem Lastprofil beeinflusst auch der standortspezifische Verlauf der PV-Leistungsabgabe die Gleichzeitigkeit zwischen der Solarstromerzeugung und dem Stromverbrauch. Um den Einfluss unterschiedlicher Standorte auf die Höhe der Abregelungsverluste aufzuzeigen, wurden Simulationsrechnungen mit Wetterdaten von 23 Messstationen des Deutschen Wetterdienstes (DWD) durchgeführt. Die räumliche Verteilung der betrachteten Standorte innerhalb Deutschlands geht aus Bild 10 (links) hervor. Um ausschließlich die **Standortabhängigkeit der Abregelungsverluste** aufzuzeigen, wurden die Ertragsverluste aufgrund der 50%-Begrenzung der Einspeiseleistung zunächst ohne Berücksichtigung des Direktverbrauchs sowie ohne Batteriespeicherung bestimmt.

Bild 10 (rechts) zeigt die Berechnungsergebnisse in Abhängigkeit des spezifischen PV-Ertrags der 23 Standorte, der im Bereich von 955 bis 1125 kWh/kWp liegt. Wie zu erwarten ist, gehen höhere PV-Erträge mit höheren Abregelungsverlusten einher. Ohne Berücksichtigung des lokalen Direktverbrauchs müssen im Mittel 15% des jährlichen PV-Ertrags zur Einhaltung der geforderten 50%-Einspeisegrenze abgeregelt werden. Mit **Berücksichtigung des Direktverbrauchs** sind es für die 74 Haushalte durchschnittlich nur noch 8,9% der PV-Erzeugung, die durch die Abregelung verloren gehen. Die Abregelungsverluste lassen somit bereits durch den Direktverbrauch reduzieren [Ste15, Wen15].

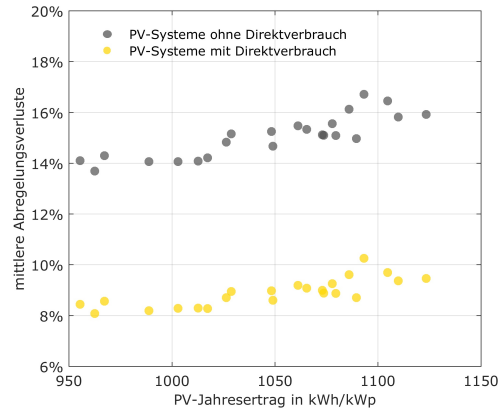


Bild 10 Links: Räumliche Verteilung der betrachteten Standorte innerhalb Deutschlands. Rechts: Mittlere Abregelungsverluste der Standorte ohne und mit Berücksichtigung des Direktverbrauchs (mit Direktverbrauch: mittlere Abregelungsverluste der 74 Haushalte bei einer PV-Leistung von 1 kWp/MWh).

In einem weiteren Schritt wurde zusätzlich die Möglichkeit der Reduktion der Abregelung durch die Speicherung von überschüssiger PV-Energie berücksichtigt. Hierzu wurde an jedem Standort der **Mittelwert der Abregelungsverluste über die 74 Haushalte** bei einer PV-Leistung von 1 kWp/MWh sowie einer Speicherkapazität von 1 kWh/MWh bestimmt. In Bild 11 sind die berechneten Abregelungsverluste für beide Betriebsstrategien gegenübergestellt. Vergleicht man Bild 10 (rechts) und Bild 11 (links) wird deutlich, dass bei frühzeitiger Batterieladung die Abregelungsverluste durch den Batteriespeicher im Mittel nur um 1,4 Prozentpunkte auf 7,5% des theoretischen PV-Ertrags verringert werden.

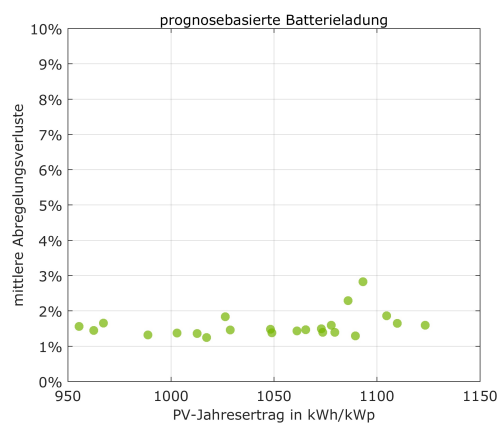
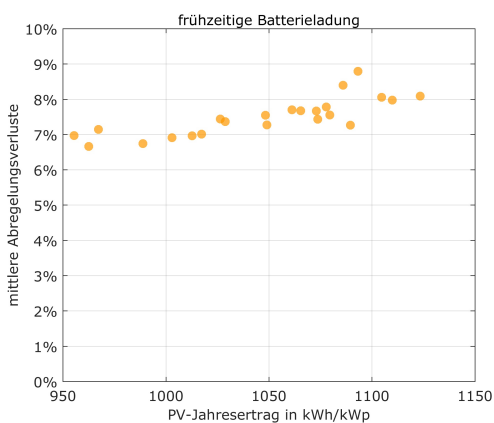


Bild 11 Mittlere Abregelungsverluste der 74 Haushalte in Abhängigkeit des standortspezifischen PV-Ertrags für 23 Standorte bei frühzeitiger Batterieladung (links) und prognosebasierter Batterieladung (rechts) (PV-Leistung 1 kWp/MWh, Speicherkapazität 1 kWh/MWh, 1 MWh entspricht 1000 kWh).

Rein **eigenversorgungsoptimierte Speicher** leisten somit im Vergleich zum Direktverbrauch fast **keinen Beitrag zur Reduktion der Abregelungsverluste**. Erfolgt die Ladung der Batteriespeicher jedoch prognosebasiert, werden jährlich im Mittel nur noch 1,6% des möglichen PV-Ertrags abgeregelt, wie Bild 11 (rechts) zeigt. Zudem sind die Abregelungsverluste bei der prognosebasierten Batterieladung nahezu unabhängig vom standortspezifischen PV-Ertrag.

3.3 Einfluss der Systemdimensionierung

Sowohl die Größe des PV-Systems als auch die Größe des Batteriespeichers wirken sich auf das Lade- und Entladeverhalten des Speichers und somit auf die resultierenden Energieflüsse in Wohngebäuden aus. Um den **Einfluss der Größe des PV-Speichersystems** auf die Höhe der Abregelungsverluste aufzuzeigen, wurden Simulationsrechnungen für unterschiedliche Systemdimensionierungen mit den 74 Haushaltlastprofilen und den Wetterdaten des Referenzstandorts durchgeführt (vgl. Anhang A.1). Die Größe des Batteriespeichers sowie des PV-Systems wurde dabei ins Verhältnis zum jährlichen Stromverbrauch gesetzt. Bild 12 veranschaulicht für eine Speicherkapazität von 1 kWh/MWh die Abhängigkeit der über die 74 Haushalte gemittelten Abregelungsverluste von der verbrauchsspezifischen PV-Leistung. Zusätzlich ist die Bandbreite der ermittelten Abregelungsverluste durch die Minimal- und Maximalwerte sowie das 50%-Konfidenzintervall dargestellt.

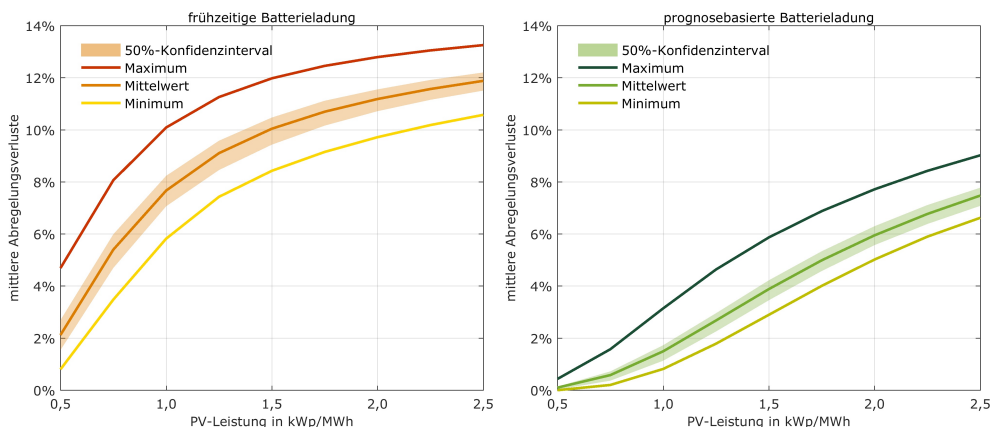


Bild 12 Bandbreite der jahresmittleren Abregelungsverluste für die 74 Haushalte bei frühzeitiger Batterieladung (links) und prognosebasierter Batterieladung (rechts) (nutzbare Speicherkapazität 1 kWh/MWh, 1 MWh entspricht 1000 kWh).

Unabhängig von der Betriebsweise ist ein **Anstieg der Abregelungsverluste mit zunehmender PV-Leistung** ersichtlich. Werden die mit 1 kWh/MWh dimensionierten Batteriespeicher frühzeitig geladen, schwanken die jahresmittleren Abregelungsverluste bei einer PV-Leistung von 1 kWp/MWh zwischen 5,8% und 10,1% (vgl. Bild 9 links und Bild 12 links). Kommt die prognosebasierte Betriebsstrategie zum Einsatz, beträgt der Unterschied zwischen den Minimal- und Maximalwerten bis zu 3 Prozentpunkte (Bild 12 rechts). Die über die 74 Haushalte gemittelten Abregelungsverluste werden im Folgenden als Vergleichsgröße herangezogen.

Bild 13 (links) stellt den **Einfluss der verbrauchsspezifischen Systemgröße** auf die mittleren Abregelungsverluste der untersuchten Haushalte bei frühzeitiger Batterieladung dar. Wird pro MWh Jahresstromverbrauch eine PV-Leistung von 1 kWp sowie eine Speicherkapazität von 1 kWh installiert, hat dies im Mittel eine Reduktion des PV-Ertrags von 7,7% zur Folge. Bei gleichbleibender Speichergröße und doppelt so großem PV-System, sind es bereits mehr als 11% des Ertrags, die durch die Abregelung verloren gehen. Eine **Vergrößerung des Batteriespeichers** hätte in diesem Fall nur eine **geringe Reduktion der abgeregelten Energiemenge** zur Folge. Dies ist zum einen darauf zurückzuführen, dass großzügig dimensionierte Batteriespeicher in der Nacht oftmals nicht vollständig entladen werden und somit am Folgetag nicht die gesamte Speicherkapazität zur Speicherung der PV-Überschüsse genutzt werden kann [Wen13]. Zum anderen kann ein größerer Speicher bei frühzeitiger Batterieladung nur wenig zur Spitzenkappung beitragen, selbst wenn der Speicher in der Nacht vollständig entladen wurde. Wird die verfügbare Speicherkapazität jedoch vorausschauend eingeplant, fällt die Abregelung geringer aus (Bild 13 rechts).

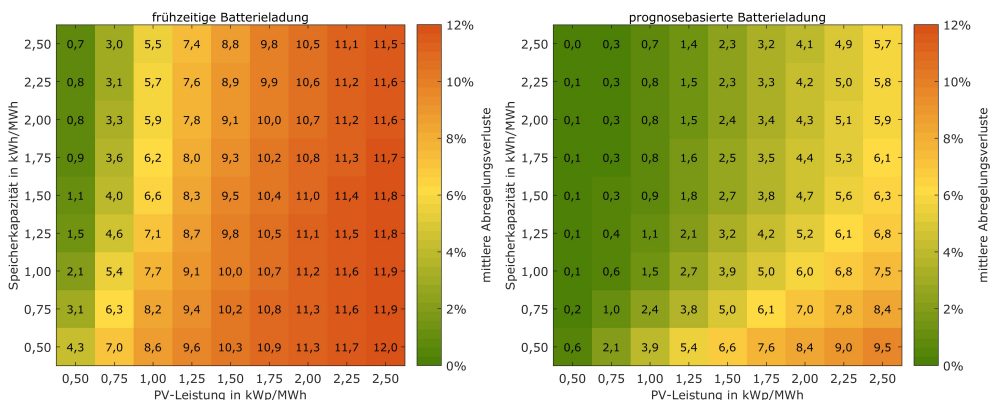


Bild 13 Mittlere Abregelungsverluste der 74 Haushalte in Abhängigkeit der verbrauchsspezifischen Systemgröße bei frühzeitiger Batterieladung (links) und prognosebasierter Batterieladung (rechts) (1 MWh entspricht 1000 kWh).

Bei einer PV-Leistung um 1,5 kWp/MWh und einer Speicherkapazität um 1,5 kWh/MWh lässt sich eine Reduktion der prozentualen Abregelungsverluste um fast 7 Prozentpunkte erzielen. Aufgrund der begrenzten Speicherkapazität kann die prognosebasierte Betriebsweise in Systemkonfigurationen mit hoher installierter PV-Leistung und geringer Speicherkapazität die Abregelung nur vergleichsweise wenig verringern. Bei PV-Leistungen von 2,5 kWp/MWh und einer nutzbaren Speicherkapazität von 0,5 kWh/MWh beträgt die **Reduktion der Abregelungsverluste durch die prognosebasierte Batterieladung** daher nur 2,5 Prozentpunkte. Um das Potenzial der prognosebasierten Betriebsweise zur Verringerung der Abregelungsverluste zu erschließen, muss der Batteriespeicher eine entsprechende Mindestspeicherkapazität aufweisen, die je nach Höhe der installierten PV-Leistung sowie angestrebten Abregelungsverluste variiert.

Zusätzlich zu der Abhängigkeit der mittleren Abregelungsverluste von der verbrauchsspezifischen Systemgröße sind in Bild 14 die Berechnungsergebnisse ohne Normierung auf den Jahresstromverbrauch dargestellt. Wie deutlich erkennbar ist, haben die beschriebenen Zusammenhänge auch ohne verbrauchsspezifische Angabe der Systemgröße ihre Gültigkeit. Allerdings ist zu berücksichtigen, dass die tatsächlichen Abregelungsverluste je nach Lastprofil und Stromverbrauch vom jeweiligen Mittelwert abweichen können (vgl. Bild 8). Für die Systemdimensionierung mit 5 kWp PV-Leistung und 5 kWh Speicherkapazität resultieren bei frühzeitiger Ladung im Mittel Abregelungsverluste in Höhe von rund 8% (Bild 14 links). Bei gleicher Systemkonfiguration und prognosebasierter Ladung sind es nur noch 2% (Bild 14 rechts).

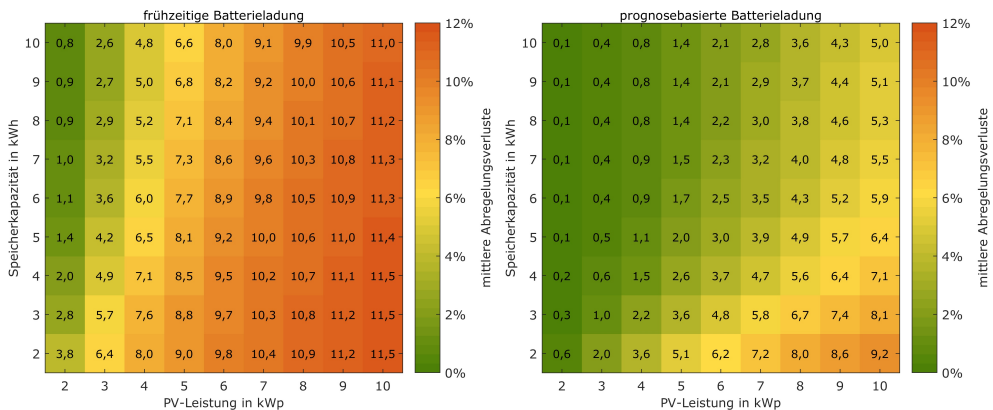


Bild 14 Mittlere Abregelungsverluste der 74 Haushalte in Abhängigkeit der Systemgröße bei frühzeitiger Batterieladung (links) und prognosebasierter Batterieladung (rechts).

3.4 Einfluss der Ausrichtung und Neigung des PV-Systems

Da der zeitliche Verlauf der PV-Leistungsabgabe sowie der jährliche Ertrag von der Ausrichtung und Neigung der Dachfläche bestimmt werden, kann die **Höhe der Abregelungsverluste je nach PV-Generatororientierung** variieren. Bild 15 (links) zeigt für die Betriebsweise der frühzeitigen Batterieladung bei einem Neigungswinkel von 35° die Abhängigkeit der resultierenden Abregelungsverluste von der Ausrichtung auf. Ist der PV-Generator südlich (0°) ausgerichtet, müssen unter Berücksichtigung der 74 Haushaltslastprofile im Mittel 7,5% des PV-Ertrags abgeregelt werden. Je nach Lastprofil können die Abregelungsverluste allerdings auch zwischen 5,6% und 9,8% liegen. Weicht die Ausrichtung der PV-Generatoren von Süden ab, fallen bei der frühzeitigen Batterieladung die Abregelungsverluste zunehmend geringer aus. Bei östlicher Ausrichtung (-90°) gehen durchschnittlich nur noch 3,9% des PV-Ertrags aufgrund der 50%-Einspeisebegrenzung verloren. Bei einer prognosebasierten Betriebsführung reduzieren sich die Abregelungsverluste im Mittel auf rund 1%. Gleichzeitig ist die **Abhängigkeit der Abregelungsverluste von der Ausrichtung kaum noch vorhanden** (Bild 15 rechts). Bei um 30° nach Osten ausgerichteten PV-Generatoren können die mittleren abregelungsbedingten Ertragsverluste etwas höher als bei südlicher Ausrichtung ausfallen. Allerdings ist der Anstieg um maximal 0,1 Prozentpunkte vergleichsweise gering. Je nach Lastprofil kann zudem die Fähigkeit der prognosebasierten Batterieladung zur Reduktion der Abregelungsverluste in Abhängigkeit der Ausrichtung des PV-Generators variieren.

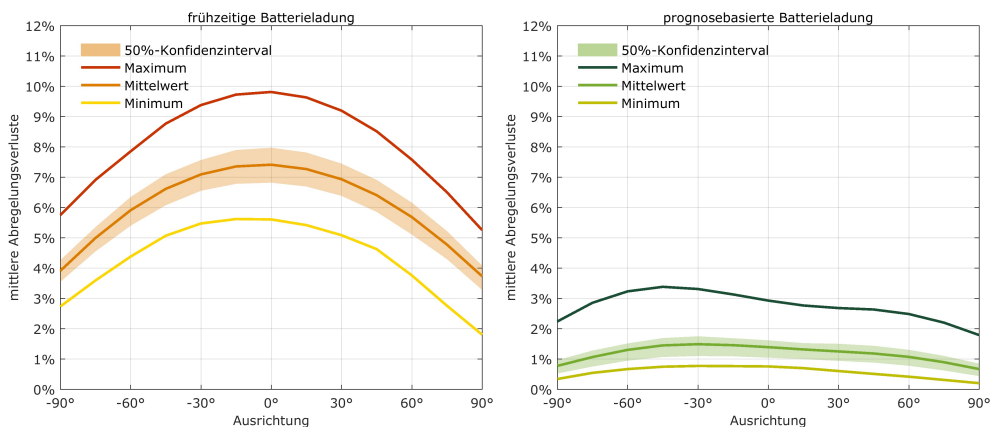


Bild 15 Bandbreite der jahresmittleren Abregelungsverluste für die 74 Haushalte in Abhängigkeit der Ausrichtung bei frühzeitiger Batterieladung (links) und prognosebasierter Batterieladung (rechts) (PV-Leistung 1 kWp/MWh, nutzbare Speicherkapazität 1 kWh/MWh, Neigungswinkel 35° , 1 MWh entspricht 1000 kWh).

Bild 16 veranschaulicht für beide Betriebsstrategien die **Abhängigkeit der Abregelungsverluste von der Ausrichtung und Neigung des PV-Generators**. Wie Bild 16 (links) aufzeigt, werden die Abregelungsverluste bei der frühzeitigen Batterieladung auch entscheidend von dem Neigungswinkel bestimmt. Das Maximum der Abregelung liegt bei um 45° geneigten PV-Generatoren. Bild 16 (rechts) bestätigt nochmals die Erkenntnis, dass bei einer prognosebasierten Betriebsführung die mittleren Abregelungsverluste nur geringfügig von der Generatororientierung abhängen.

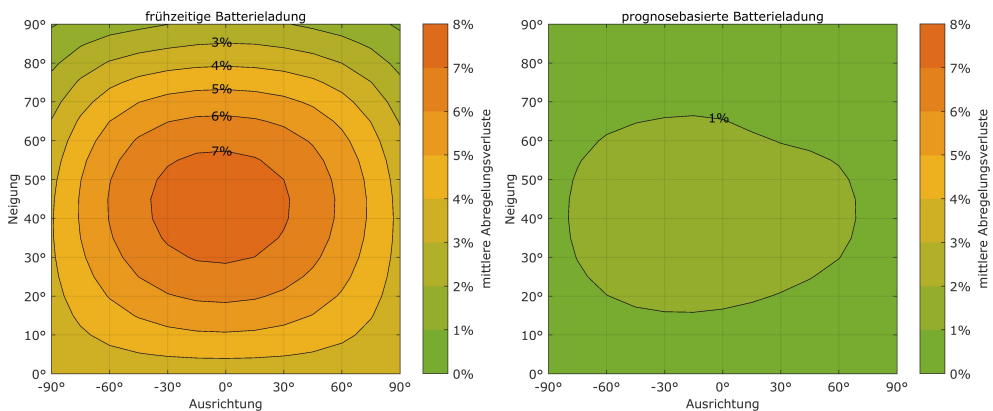


Bild 16 Mittlere Abregelungsverluste der 74 Haushalte in Abhängigkeit der Orientierung des PV-Generators bei frühzeitiger Batterieladung (links) und prognosebasierter Batterieladung (rechts) (PV-Leistung 1 kWp/MWh, nutzbare Speicherkapazität 1 kWh/MWh, 1 MWh entspricht 1000 kWh).

3.5 Weitere Einflussfaktoren

Neben den vorgestellten Einflussfaktoren beeinflussen in der Praxis weitere Größen die Höhe der resultierenden Abregelungsverluste. Zusätzlich zu einem Batteriespeicher können auch zuschaltbare oder **zeitlich verschiebbare Lasten** zur Verringerung der Abregelungsverluste beitragen [Thi15]. Werden die PV-Überschüsse zusätzlich thermisch zur Trinkwarmwassererwärmung genutzt, ist mit einer weiteren Reduktion der abgeregelten Energiemenge zu rechnen [Rie13]. Auch die **Kombination mit Wärmepumpen** zur Gebäudebeheizung lässt die Abregelung je nach Fahrweise der Wärmepumpe nochmals geringer ausfallen [Mat14, Tja15b].

Die genannten zusätzlichen Maßnahmen zur Reduktion der Abregelungsverluste sind tendenziell aufgrund externer Beschränkungen weniger wirksam als die Anwendung einer prognosebasierten Batterieladung. Aber auch die vorgestellte intelligente Batterieladung hat ihre Grenzen. So ist davon auszugehen, dass auch die Nennleistung des Batteriespeichers nicht nur die erreichbare Eigenversorgung, sondern auch die Fähig-

keit zur Speicherung der PV-Erzeugungsspitzen beeinflusst [Wen16]. Zusätzlich könnte die nächtliche Entladung des Batteriespeichers in das Netz die Effektivität der Spitzenkappung durch den Batteriespeicher verbessern [Hol13]. Weiterhin hätte eine Herabsetzung der Einspeisegrenze auf unter 0,5 kW/kWp je nach Betriebsstrategie einen deutlichen Anstieg der Abregelungsverluste zur Folge, da die in Haushalten typischen Speicherkapazitäten dann nicht mehr zur verlustarmen Spitzenkappung ausreichend sind [Wen14a].

Zusammenfassung der Kernaussagen von Kapitel 3

- Die aus der 50%-Einspeisebegrenzung resultierenden Abregelungsverluste werden maßgeblich von der Betriebsweise des Batteriespeichers beeinflusst.
- Rein eigenversorgungsoptimierte Batteriespeicher leisten im Vergleich zum Direktverbrauch fast keinen Beitrag zur Reduktion der Abregelungsverluste.
- Erfolgt die Ladung des Batteriespeichers frühzeitig ohne Berücksichtigung von Prognosen, müssen bei typischer Systemdimensionierung im Mittel rund 8% des jährlichen PV-Ertrags abgeregelt werden.
- Im Vergleich zur frühzeitigen Batterieladung lassen sich die abregelungsbedingten Ertragsverluste durch die prognosebasierte Batterieladung um durchschnittlich 6 Prozentpunkte verringern.
- In der Regel fällt die abgeregelt Energiemenge umso geringer aus, je höher der Jahresstromverbrauch ist.
- Bei gleicher verbrauchsspezifischer Systemdimensionierung ergeben sich in Haushalten mit hohem Direktverbrauch die geringsten Abregelungsverluste.
- Der Standort sowie die Ausrichtung und Neigung des PV-Systems haben bei einem prognosebasiertem Speicherbetrieb nur einen vergleichsweise geringen Einfluss auf die Höhe der Abregelungsverluste.
- Zusätzlich kann der Einsatz von zeitlich verschiebbaren Lasten sowie von Wärmepumpen zur Reduktion der Abregelungsverluste beitragen.

4 SCHLUSSFOLGERUNGEN

Im Rahmen dieser Studie wurden die Effekte der neuen Einspeisebegrenzung des KfW-Förderprogramms für PV-Speichersysteme untersucht. Aus den Ergebnissen der Studie lassen sich folgende Schlussfolgerungen ziehen:

- Um eine klimaneutrale Energieversorgung in Deutschland zu erzielen, sollte die Photovoltaik mindestens 25% des Strombedarfs decken. Dazu ist eine installierte **Photovoltaikleistung von mindestens 200 GW** erforderlich, die sich durch einen **jährlichen Zubau von 10 GW** innerhalb von 20 Jahren realisieren lässt.
- Um bei 200 GW Photovoltaikleistung eine stabile Stromversorgung sicherzustellen, ist die **Begrenzung der Einspeiseleistung von PV-Systemen** neben anderen Maßnahmen zu deren Netzintegration hilfreich.
- Die Einführung der 50%-Einspeisebegrenzung kann die **netzentlastende Wirkung der Solarstromspeicher** stärken. Ob ein Batteriespeicher allerdings netzdienlich ist, hängt entscheidend von dessen Betriebsweise ab.
- Nur wenn mit einem **prognosebasierten Energiemanagement** ausreichend Speicherkapazität für die Batterieladung zur Mittagszeit eingeplant wird, kann der Batteriespeicher zur Reduktion von Einspeisespitzen beitragen. Bei **frühzeitiger Batterieladung** wird die Einspeiseleistung daher meist durch die Abregelung der PV-Leistung begrenzt.
- Zur Einhaltung der geforderten 50%-Einspeisegrenze müssen bei einer **rein eigenversorgungsoptimierten Betriebsweise** im Mittel rund 8% des jährlichen PV-Ertrags abgeregelt werden. Werden die Batteriespeicher frühzeitig geladen, leistet die Batteriespeicherung fast **keinen Beitrag zur Reduktion der Abregelungsverluste**.
- Mit einer **vorausschauenden Batterieladeplanung** können die **Abregelungsverluste** durch Einbeziehung von Erzeugungs- und Verbrauchsprognosen **um durchschnittlich 6 Prozentpunkte verringert werden**.
- Der **Standort** sowie die **Ausrichtung und Neigung des PV-Systems** haben bei einem prognosebasierten Speicherbetrieb nur einen vergleichsweise **geringen Einfluss auf die Höhe der Abregelungsverluste**. Bei gleicher verbrauchsspezifischer Systemauslegung ergeben sich in Haushalten mit hohem Direktverbrauch die geringsten Abregelungsverluste.

- Die geringeren Abregelungsverluste durch die prognosebasierte Batterieladung haben einem **Anstieg der in das Netz eingespeisten PV-Energie** zur Folge. Wird das KfW-Förderprogramm in Anspruch genommen, ist die **prognosebasierte Batterieladung** gegenüber der frühzeitigen Batterieladung für den Anlagenbetreiber aufgrund der höheren Einnahmen aus der Netzeinspeisung meist **finanziell vorteilhaft**.
- Aus diesen Gründen ist die **Implementierung von prognosebasierten Ladestrategien** durch die Hersteller der Batteriespeichersysteme zu empfehlen. Der Aufwand hierfür ist im Vergleich zu anderen Maßnahmen zur Reduktion der Abregelungsverluste vergleichsweise gering.
- Mit der **Fortführung des Speicherförderprogramms** und der Einführung der 50%-Einspeisebegrenzung schafft die Bundesregierung somit die Grundlage, um den **Zielkorridor für den Photovoltaikzubau** in Deutschland von 2,5 GW/a auf **10 GW/a** zu erhöhen und damit die zugesagte **1,5 Grad-Klimaschutzverpflichtung** einzuhalten.

LITERATURVERZEICHNIS

- [Ang16] G. Angenendt, S. Zurmühlen, R. Mir-Montazeri, D. Magnor, D. U. Sauer: Enhancing Battery Lifetime in PV Battery Home Storage Systems Using Forecast Based Operation Strategies. In: *10th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition (IRES 2016)*. Düsseldorf, 2016
- [App12] J. von Appen, M. Braun, B. Zinßer, D. Stelbogen: Leistungsbegrenzung bei PV-Anlagen - Anpassung der Modellierungsmethoden und Vergleich verschiedener Standorte. In: *27. Symposium Photovoltaische Solarenergie*. Bad Staffelstein, 2012
- [Ber14a] J. Bergner: Untersuchungen zu prognosebasierten Betriebsstrategien für PV-Speichersysteme. Berlin, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Bachelorthesis, 2014
- [Ber14b] J. Bergner, J. Weniger, T. Tjaden, 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
- [Ber16] J. Bergner, J. Weniger, T. Tjaden: Algorithmus zur Umsetzung der prognosebasierten Batterieladung für PV-Speichersysteme mit messwertbasierten PV- und Lastprognosen. Berlin: Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin, 2016
- [Bey04] H. G. Beyer, G. Heilscher, 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
- [Bra13] F. Braam, R. Hollinger, C. Lübeck, S. Müller, B. Wille-Haussmann: Grid-Oriented Operation of Photovoltaic-Battery Systems. In: *Internationaler ETG-Kongress 2013*. Bd. 139. Berlin: ETG, 2013
- [E3D15] E3/DC GmbH: Release-Notes S10 Hauskraftwerke für Endkunden (2015)
- [Ein12] A. Einfalt, A. Schuster, C. Leitinger, D. Tiefgraber, M. Litzlbauer, S. Ghamei, D. Wertz, A. Frohner, u. a.: Konzeptentwicklung für ADRES - Autonome Dezentrale Erneuerbare Energie Systeme (Endbericht). Wien, 2012
- [FNN14] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN): Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz. Berlin: Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), 2014
- [Gre12] R. Grebe, F. Kever: Dezentrale Batteriespeicher für die Stromversorgung der Zukunft. In: *building & automation* (2012), Nr. 5
- [Hof12] P. Hoffman, G. Frey, M. Friedrich, S. Kerber-Clasen, J. Marschall, M. Geiger: Praxistest „Moderne Energiesparsysteme im Haushalt“. Saarbrücken: Institut für ZukunftsEnergieSysteme, 2012

- [Hol13] R. Hollinger, B. Wille-Haussmann, T. Erge, J. Sönnichsen, T. Stillahn, C. Wittwer: Speicherstudie 2013: Kurzgutachten zur Abschätzung und Einordnung energiewirtschaftlicher, ökonomischer und anderer Effekte bei Förderung von objektgebunden elektrochemischen Speichern. Freiburg: Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (ISE), 2013
- [IPC13] Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), Hrsg.: Climate Change 2013, The Physical Science Basis. New York: Cambridge University Press, 2013
- [Kai15] K.-P. Kairies, D. Haberschusz, D. Magnor, M. Leuthold, J. Badede, D. U. Sauer: Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher (Jahresbericht): Institut für Stromrichtertechnik und Elektronische Antriebe (ISEA), RWTH Aachen, 2015
- [Klu79] T. M. Klucher: Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces. In: *Solar Energy* Bd. 23 (1979), Nr. 2, S. 111–114
- [Kre15] N. Kreutzer, J. Schiel, M. Rothert: Netzgekoppelte PV-Speichersysteme: Fünf Jahre Felderfahrung und Lessons Learned. In: *30. Symposium Photovoltaische Solarenergie*. Bad Staffelstein, 2015
- [Li14] J. Li, M. A. Danzer: Optimal charge control strategies for stationary photovoltaic battery systems. In: *Journal of Power Sources* Bd. 258 (2014), S. 365–373
- [Lor11] E. Lorenz, T. Scheidsteger, J. Hurka, D. Heinemann, C. Kurz: Regional PV power prediction for improved grid integration. In: *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* Bd. 19 (2011), Nr. 7, S. 757–771
- [Mat14] B. Matthiä, J. Binder, B. Schott: Reduzierte Netzbelastung und optimierter Eigenverbrauch von dezentralen PV-Speichersystemen durch modellprädiktive Betriebsführung von Speichern. In: *OTTI-Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“*. Berlin, 2014
- [Mos15] J. Moshövel, K.-P. Kairies, D. Magnor, M. Leuthold, M. Bost, S. Gähns, E. Szczechowicz, M. Cramer, u. a.: Analysis of the maximal possible grid relief from PV-peak-power impacts by using storage systems for increased self-consumption. In: *Applied Energy* Bd. 137 (2015), S. 567–575
- [Qua16] V. Quaschnig, J. Weniger, T. Tjaden: Wie viel Photovoltaik braucht die deutsche Energiewende? In: *31. Symposium Photovoltaische Solarenergie*. Bad Staffelstein, 2016
- [Rie13] Y. Riesen, P. Ding, S. Monnier, N. Wyrsh, C. Ballif: Peak Shaving Capability of Household Grid-Connected PV-System with Local Storage: A Case Study. In: *28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*. Paris, 2013
- [Sch13] M. Schreiber, P. Hochloff: Capacity-dependent tariffs and residential energy management for photovoltaic storage systems. In: *2013 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PES)*, 2013, S. 1–5
- [Sch96] H. Schmidt, D.-U. Sauer: Wechselrichter-Wirkungsgrade: Praxisgerechte Modellierung und Abschätzung. In: *Sonnenenergie* Bd. 4 (1996), S. 43–47

- [Sie15] B. Siegel, J. Bergner: Betriebsstrategien für PV-Speichersysteme im Vergleich. Berlin, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Projektarbeit, 2015
- [SMA15] SMA Solar Technology AG: Planungsleitfaden SMA SMART HOME Version 4.3 (2015)
- [Son15] sonnen GmbH: FAQ Sonnenbatterie (2015)
- [Ste15] D. Stellbogen, B. Matthiä, M. Eberspächer, J. Binder: Abgeregelte Energie von PV-Anlagen - Abhängigkeit von Einspeisegrenze, Ausrichtung und lokalem Bedarfsprofil. In: *30. Symposium Photovoltaische Solarenergie*. Bad Staffelstein, 2015
- [Thi15] T. Thierschmidt, F. Kever, M. Rothert: Kompaktspeicher: Placebo oder Zukunftslösung? Ergebnisse aus einem Jahr Felderfahrung. In: *30. Symposium Photovoltaische Solarenergie*. Bad Staffelstein, 2015
- [Tja15a] T. Tjaden, J. Bergner, J. Weniger, V. Quaschnig: Repräsentative elektrische Lastprofile für Wohngebäude in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis (2015)
- [Tja15b] T. Tjaden, F. Schnorr, J. Weniger, J. Bergner, V. Quaschnig: Einsatz von PV-Systemen mit Wärmepumpen und Batteriespeichern zur Erhöhung des Autarkiegrades in Einfamilienhaushalten. In: *30. Symposium Photovoltaische Solarenergie*. Bad Staffelstein, 2015
- [Wen13] J. Weniger, V. Quaschnig: Begrenzung der Einspeiseleistung von netzgekoppelten Photovoltaiksystemen mit Batteriespeichern. In: *28. Symposium Photovoltaische Solarenergie*. Bad Staffelstein, 2013
- [Wen14a] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, V. Quaschnig: Bedeutung von prognosebasierten Betriebsstrategien für die Netzintegration von PV-Speichersystemen. In: *29. Symposium Photovoltaische Solarenergie*. Bad Staffelstein, 2014
- [Wen14b] J. Weniger, J. Bergner, V. Quaschnig: Integration of PV power and load forecasts into the operation of residential PV battery systems. In: *4th Solar Integration Workshop*. Berlin, 2014
- [Wen14c] J. Weniger, T. Tjaden, V. Quaschnig: Sizing of Residential PV Battery Systems. In: *Energy Procedia* Bd. 46 (2014), S. 78–87
- [Wen15] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, V. Quaschnig: Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende. 1. Aufl. Berlin: Berliner Wissenschaftsverlag, 2015 — ISBN 978-3-8305-3548-5
- [Wen16] J. Weniger, T. Tjaden, J. Bergner, V. Quaschnig: Sizing of Battery Converters for Residential PV Storage Systems: How Much Rated Power is Sufficient? In: *10th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition (IRES 2016)*. Düsseldorf, 2016
- [Wil13] C. Williams, J. Binder, M. Danzer, F. Sehnke, M. Felder: Battery Charge Control Schemes for Increased Grid Compatibility of Decentralized PV Systems. In: *28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*. Paris, 2013

ANHANG

A.1 Eingangsdaten und Simulationsmodelle

Für die Simulationsrechnungen wurden verschiedene Eingangsdaten und Modelle der Systemkomponenten herangezogen, die im Folgenden beschrieben werden. Sofern nichts Abweichendes angegeben ist, beziehen sich die im Kapitel 3 vorgestellten Simulationsergebnisse auf die nachfolgenden Angaben. Alle Simulationen wurden mit einer Auflösung von 1 min sowie mit einer Einspeisegrenze von 0,5 kW/kWp durchgeführt. Die berechneten Abregelungsverluste hängen auch von der zeitlichen Auflösung der Simulationsrechnungen ab [App12]. Da für die Einspeisebegrenzung aktuell der gleitende 10-Minutenmittelwert der Einspeiseleistung relevant ist (vgl. [FNN14]), sollte die gewählte einminütige Simulationszeitschrittweite zur Abschätzung der realen Abregelungsverluste hinreichend genau sein.

Die Grundlage für die Lastdaten stellt ein Datensatz mit insgesamt 74 Lastprofilen von Wohngebäuden über den Zeitraum von einem Jahr dar [Tja15a]. Die Lastprofile wurden durch die Synthese von zwei Messdatensätzen mit einer zeitlichen Auflösung von 1 s und 15 min erstellt [Ein12, Hof12]. In dieser Studie werden Minutenmittelwerte der Lastprofile verwendet. Als Referenz dient das Lastprofil Nr. 31 des Datensatzes mit einem jährlichen Strombedarf von rund 5 MWh (5000 kWh).

Um den Einfluss unterschiedlicher Standorte aufzuzeigen, wird auf Wetterdaten von 23 Messstationen des Deutschen Wetterdienstes (DWD) zurückgegriffen. Der Datensatz umfasst einminütige Zeitreihen der Global- und Diffusbestrahlungsstärke sowie der Lufttemperatur für den Zeitraum von 2010 bis 2013. Die Messdaten des Standorts Lindenberg (Brandenburg) über den gesamten vierjährigen Zeitraum werden dabei als Referenz verwendet.

Auf Basis der horizontal gemessenen Global- und Diffusbestrahlungsstärke wird zunächst die Bestrahlungsstärke auf der geneigten Ebene des PV-Generators bestimmt. Dies erfolgt durch geometrische Beziehungen sowie mit dem Modell von Klucher [Klu79]. Hierbei wird von einer südlichen Ausrichtung des PV-Generators bei einem Neigungswinkel von 35° ausgegangen. Das elektrische Verhalten des PV-Generators in Abhängigkeit der eintreffenden Bestrahlungsstärke sowie der Lufttemperatur wird nach Beyer modelliert [Bey04]. Weitere Verlustmechanismen im PV-Generator werden durch empirische Verlustfaktoren berücksichtigt [Lor11]. Der Wirkungsgrad des PV-Wechselrichters ist gemäß dem Modell von Schmidt und Sauer abgebildet [Sch96].

Die Leistungsabgabe des PV-Systems wurde auf eine Wechselrichter-Nennleistung von 1 kW/kWp begrenzt. Für den Referenzstandort ergibt sich ein mittlerer spezifischer PV-Ertrag von 1073 kWh/kWp.

Die Modellierung des AC-gekoppelten Batteriespeichers auf Basis der Lithium-Ionen-Technologie erfolgt mit einem bilanziellen Modell [Wen13]. Die Wandlungsverluste der Batteriezellen werden dabei mit einem konstanten mittleren Energiewirkungsgrad von 95% veranschlagt. Um die alterungsbedingte Verringerung der Speicherkapazität abzubilden, wird unterstellt, dass sich nur 90% der angegebenen nutzbaren Speicherkapazität tatsächlich zur Speicherung der PV-Energie nutzen lassen. Der Wirkungsgrad des Batteriewechselrichters wird als konstant angenommen und mit 94% angesetzt. Der mittlere Gesamtwirkungsgrad des modellierten Batteriespeichersystems liegt somit bei rund 84%. Die Leistungsaufnahme und -abgabe des Batteriewechselrichters bezogenen auf die nutzbare Speicherkapazität ist auf 1 kW/kWh beschränkt.

INTELLIGENT SPEICHERN STATT ABREGELN



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



Hochschule für Technik
und Wirtschaft Berlin

University of Applied Sciences