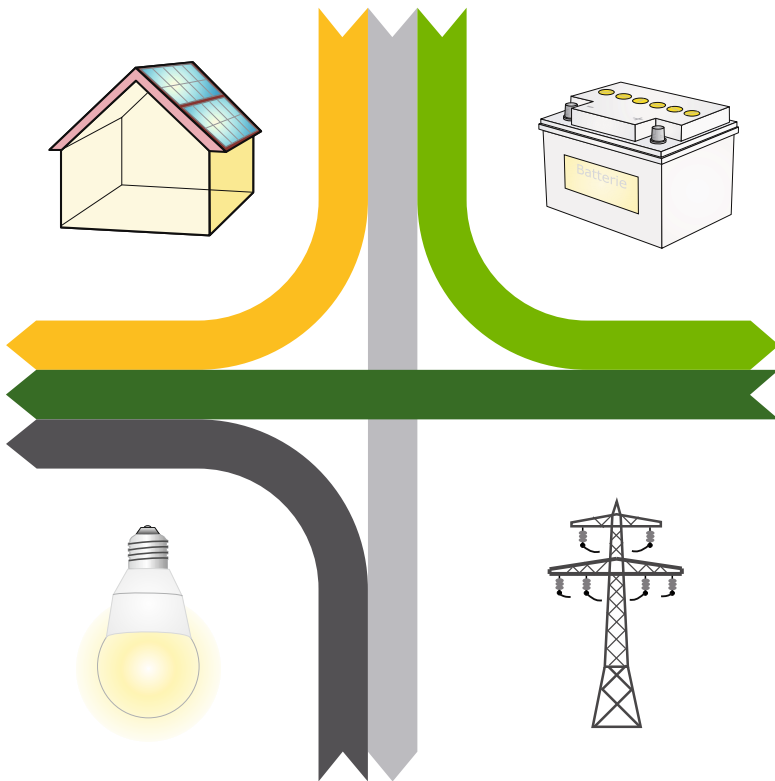


Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende



Dezentrale Solarstromspeicher
für die Energiewende

Studie

Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende

Autoren

Johannes Weniger
Joseph Bergner
Tjarko Tjaden
Prof. Dr. Volker Quaschnig



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

Veröffentlichung

Juni 2015

Internet

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

Förderung

Diese Studie entstand im Vorhaben PVprog, das im Umweltentlastungsprogramm II aus Mitteln des Europäischen Fonds für Regionale Entwicklung und des Landes Berlin gefördert wird. (Förderkennzeichen 11410 UEP II/2)



Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

ISBN 978-3-8305-3548-5

© 2015 BWV • BERLINER WISSENSCHAFTS-VERLAG GmbH,
Markgrafenstraße 12–14, 10969 Berlin
E-Mail: bwv@bwv-verlag.de, Internet: <http://www.bwv-verlag.de>
Alle Rechte, auch die des Nachdrucks von Auszügen,
der photomechanischen Wiedergabe und der Übersetzung, vorbehalten.

INHALTSVERZEICHNIS

1	Anforderungen an die Energiewende	7
1.1	Notwendigkeit eines schnellen Photovoltaikausbaus	7
1.2	Bedeutung von dezentralen PV-Systemen und Speichern.....	12
2	Systemtechnik dezentraler Solarstromspeicher	16
2.1	Batterietechnologie	16
2.2	Batteriekopplung	18
2.3	Phasenzahl.....	20
2.4	Netzanbindung	21
2.5	Notstromversorgung	21
3	Eigenversorgung durch Solarstromspeicher	23
3.1	Potenzial der Eigenversorgung durch Solarstromspeicher.....	24
3.2	Einflussfaktoren auf die Eigenversorgung	31
3.2.1	Einfluss verschiedener Standorte	31
3.2.2	Einfluss verschiedener Haushalte	32
3.2.3	Einfluss der Ausrichtung und Neigung des PV-Systems	35
3.2.4	Einfluss von Wärmepumpen.....	37
3.2.5	Weitere Einflussfaktoren.....	39
4	Wirtschaftlichkeit von Solarstromspeichern.....	40
4.1	Bewertung der Wirtschaftlichkeit.....	40
4.2	Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit	41
4.2.1	Einfluss der Systemgröße und Systemkosten.....	42
4.2.2	Einfluss der Einspeisevergütung und Strombezugskosten	44
4.2.3	Einfluss der Kapitalverzinsung	46

5	Systemdienlichkeit von Solarstromspeichern	48
5.1	Anforderungen an die Systemdienlichkeit	48
5.2	Betriebsstrategien für Solarstromspeicher	51
6	Prognosebasierte Betriebsstrategien für Solarstromspeicher	55
6.1	Funktionsweise prognosebasierter Betriebsstrategien	55
6.2	Messwertbasierte Prognoseerstellung	57
6.2.1	Erstellung von Lastprognosen	57
6.2.2	Erstellung von PV-Prognosen	59
6.3	Netzentlastung durch prognosebasierte Betriebsstrategien	61
6.3.1	Betriebsverhalten einzelner PV-Speichersysteme	61
6.3.2	Betriebsverhalten regional verteilter PV-Speichersysteme	61
7	Schlussfolgerungen	73
	Literaturverzeichnis	75
	Anhang	79

1 ANFORDERUNGEN AN DIE ENERGIEWENDE

1.1 Notwendigkeit eines schnellen Photovoltaikausbaus

Während in den letzten Jahrzehnten die Existenz des Klimawandels noch häufig generell infrage gestellt wurde, gibt es heute kaum noch Bürger, Politiker oder Wissenschaftler, die den fortschreitenden **Klimawandel** ernsthaft bezweifeln. Seit Beginn der Industrialisierung ist die mittlere globale Temperatur um knapp 1 °C angestiegen. Das Jahr 2014 war weltweit das bislang wärmste Jahr seit Beginn der Klimaaufzeichnungen. Nach jüngsten Untersuchungen des Weltklimarats (International Panel on Climate Change, IPCC) könnte der weltweite Temperaturanstieg bis zum Jahr 2100 bereits 5 °C erreichen, wenn der Ausstoß von Treibhausgasen aus der Verbrennung fossiler Energieträger sich weiter wie in den letzten Jahren entwickelt [IPCC13] (vgl. Bild 1).

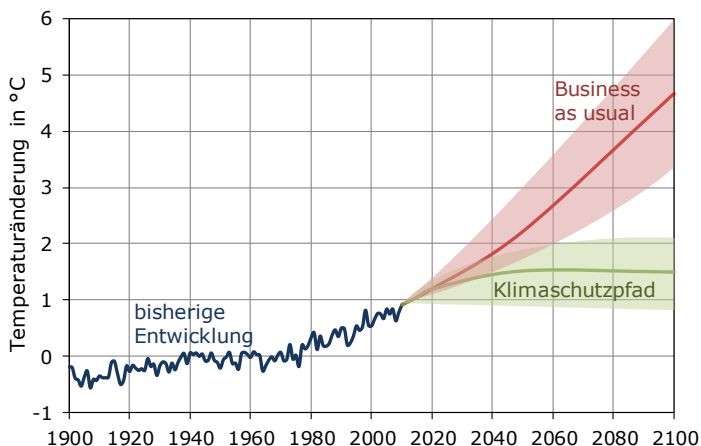


Bild 1 Mögliche Temperaturänderungen als Folge des Klimawandels (Daten: [IPCC13, Nasa13]).

Bis zum Jahr 2300 könnte die Erwärmung dann auf 8 °C steigen. Die obere Bandbreite der Szenarien liefert sogar Temperaturanstiege um bis zu 12 °C. Diese Werte liegen deutlich oberhalb der Erwärmung von der letzten Eiszeit bis heute. Klimaforscher rechnen derzeit mit einem langfristigen Meeresspiegelanstieg um 2,3 m für jedes Grad Erwärmung [Lev13]. Eine Erwärmung um 3 °C hätte demnach bereits einen Meeresspiegelanstieg um 7 m zur Folge, der sich wegen der zeitlichen Trägheit der

Abtauprozesse über viele Jahrhunderte hinziehen würde. Langfristig würde aber unweigerlich der Lebensraum von hunderten Millionen von Menschen unwiederbringlich zerstört werden. Die Konsequenzen eines ungebremsten Klimawandels wären schwere Katastrophen und globale Flüchtlingsströme in bisher noch nie da gewesenem Ausmaß, mit denen die Menschheit aller Voraussicht nach komplett überfordert sein wird.

Um die Folgen des Klimawandels noch auf erträgliche Maße zu begrenzen, wird dringend empfohlen, den **globalen Temperaturanstieg** auf weniger als 2 °C zu begrenzen. Der IPCC hat hierzu das Szenario RCP 2.6 veröffentlicht. In diesem Szenario dürften ab dem Jahr 2070 gar keine anthropogenen Treibhausgase mehr emittiert werden. Nach dem Jahr 2070 müssten die Kohlendioxidemissionen sogar negativ sein. Das funktioniert nur, wenn über technische Verfahren wie CCS (Carbon Dioxide Capture and Storage) der Atmosphäre Kohlendioxid entzogen und sicher unter Tage endgelagert wird. Diese Verfahren sind allerdings sehr umstritten und werden mit Kosten verbunden sein, die deutlich über denen der heutigen Nutzung erneuerbarer Energien liegen.

Daher ist es sinnvoll, einen Klimaschutzpfad einzuschlagen, der auch ohne die Annahme künftiger negativer Treibhausgasemissionen die globale Erwärmung sicher auf Werte unter 2 °C begrenzt. Dazu müssten aber bereits zwischen den Jahren 2040 und 2050 die **Kohlendioxidemissionen auf fast null sinken**. Deutschland als Vorreiter bei der Energiewende sollte dieses Ziel schon für das Jahr 2040 anpeilen. Die aktuellen Klimaschutzziele der Bundesregierung sind dafür allerdings bei Weitem nicht ausreichend. Die Regierung strebt lediglich Treibhausgasreduktionen um 40% bis zum Jahr 2020 und um 80 bis 95% bis 2050 an. Selbst das Erreichen dieser für einen effektiven Klimaschutz nicht ausreichenden Ziele ist bei Fortschreiben der aktuellen Emissionsentwicklung kaum möglich (Bild 2).

Auch andere Gründe sprechen für eine Energieversorgung, die möglichst bald vollständig auf **erneuerbaren Energien** basiert. Derzeit steigt die internationale Terrorismusgefahr deutlich an. Ein Anschlag auf laufende kerntechnische Anlagen in Europa lässt sich nicht mit absoluter Sicherheit verhindern. Die Folgen für Europa wären katastrophal und die Kosten für die Beseitigung der Schäden würden die Kosten einer schnellen Energiewende deutlich überschreiten.

Derzeit basiert die Energieversorgung in Deutschland noch zu rund 70% auf Energieimporten, im Wesentlichen auf Erdöl, Erdgas und Steinkohle. Die internationalen Spannungen mit vielen Förderländern dieser Energieträger nehmen aktuell deutlich zu. Die eklatante **Abhängigkeit von Energieimporten** könnte im Krisenfall zu einer

ernsthaften Bedrohung der Versorgungssicherheit in Deutschland werden. Diese Gefahr kann nur durch den forcierten Ausbau der Nutzung heimischer erneuerbaren Energien reduziert werden.

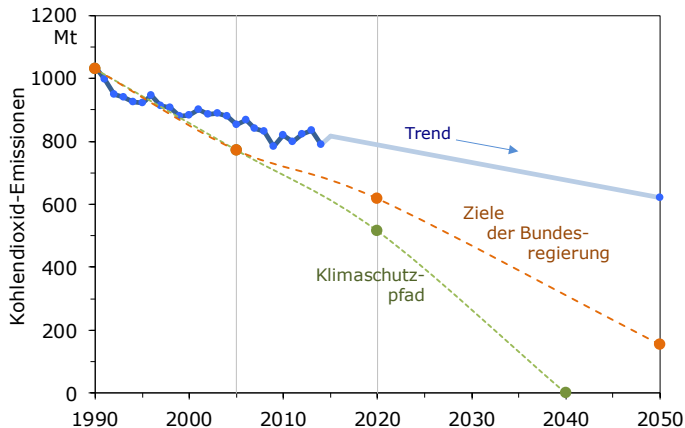


Bild 2 Entwicklung der energiebedingten Kohlendioxidemissionen in Deutschland im Vergleich zu den Erfordernissen für einen wirksamen Klimaschutz und den Zielen der Bundesregierung.

Insofern befindet sich Deutschland mit der über alle Parteien und Bevölkerungsschichten akzeptierten Energiewende prinzipiell auf dem richtigen Weg. Im Zuge der Energiewende hat die Bundesregierung im Jahr 2014 das **Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)** novelliert. Dieses Gesetz enthält nun Zielkorridore für die wichtigsten erneuerbaren Energien zur Stromversorgung. Der Neubau an Photovoltaikanlagen soll danach 2,5 GW brutto, an Biomasseanlagen 0,1 GW brutto und an Onshore-Windkraftanlagen 2,5 GW netto pro Jahr betragen. Der Netto-Zielkorridor lässt bei der Windkraft zusätzlich zu den Neuerrichtungen auch den Ersatz abgebauter Altanlagen zu.

Geht man aufgrund der Einführung der Elektromobilität und verstärkten Nutzung der Elektrizität im Wärmebereich von einem weiteren Anstieg des Stromverbrauchs aus und schreibt man die **Zielkorridore aus dem EEG** bis zum Jahr 2040 fort, ergibt sich der in Bild 3 dargestellte zeitliche Verlauf der Zusammensetzung der Stromversorgung. Es ist deutlich zu erkennen, dass dann fossile Kraftwerke auch im Jahr 2040 noch mehr als die Hälfte der deutschen Stromversorgung abdecken würden.

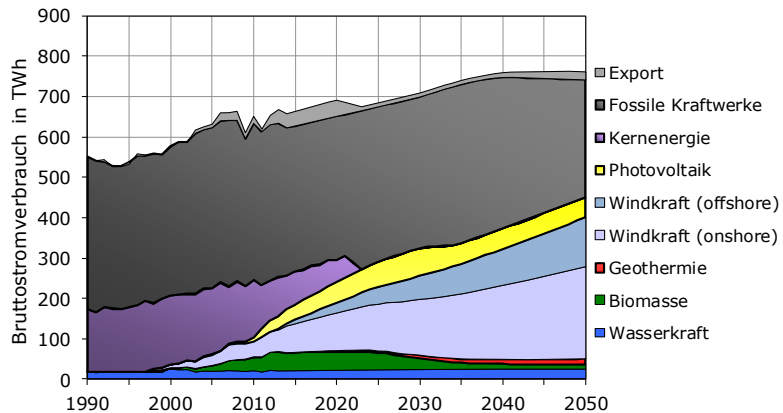


Bild 3 Zurückliegende Entwicklung und Prognose der Stromerzeugung in Deutschland bei Umsetzung der EEG-Zielkorridore.

Diese Analyse zeigt, dass die Zielkorridore des EEG nicht einmal annähernd ausreichen, um die nötigen regenerativen Kapazitäten für eine **klimaverträgliche Stromversorgung** aufzubauen. Der Anteil der Photovoltaik an der Stromversorgung würde bei Beibehalten der Zielkorridore auch im Jahr 2050 noch deutlich unter 10% liegen. Die Windkraft alleine wird vor allem aus Akzeptanzgründen den Fehlbetrag nicht ausgleichen können.

Da sich Wind- und Photovoltaikerzeugung im Jahresverlauf in Deutschland sehr gut ausgleichen, ist ein ausgewogenes Verhältnis beider Technologien anzustreben. Dabei sollte die Photovoltaikerzeugung etwa die Hälfte der Windkrafterzeugung betragen. Da aufgrund der vorhandenen regenerativen Potenziale in Deutschland künftig Windkraft und Photovoltaik die Erzeugung dominieren werden, liegt der anzustrebende Photovoltaikanteil bei mindestens 25%. Bild 4 zeigt, welche Photovoltaikleistung und Speicherkapazitäten zum Erreichen bestimmter Solarstromanteile nötig sind. Beim heutigen Stromverbrauch wäre für den anzustrebenden Photovoltaikanteil eine installierte **Gesamt-Photovoltaikleistung von mindestens 200 GW** erforderlich. Um diese Leistung bis 2040 realisieren zu können, müsste der Photovoltaikzubau schon bald auf 10 GW pro Jahr gesteigert werden. Sollte die Politik ihr Bekenntnis zum Klimaschutz wirklich ernst meinen, so muss der Zubau an Photovoltaik- und Windkraftanlagen baldmöglichst wieder drastisch erhöht werden.

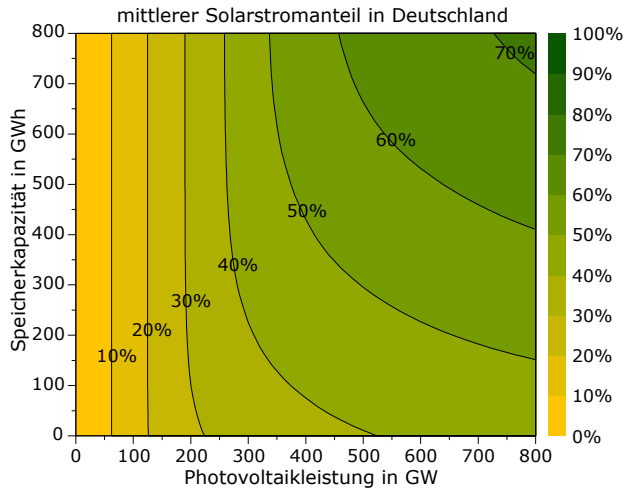


Bild 4 Potenzial der solaren Stromversorgung Deutschlands in Abhängigkeit von der installierten Photovoltaikleistung und Speicherkapazität bei einem Bruttostromverbrauch von 600 TWh/a.

Bild 5 fasst die zwei erläuterten Entwicklungspfade noch einmal zusammen und stellt jeweils die neu installierte und die insgesamt installierte Photovoltaikleistung für einen Ausbau entsprechend der EEG-Zielkorridore und für einen deutlich ambitionierteren Ausbau zur Erreichung der Klimaschutzziele dar.

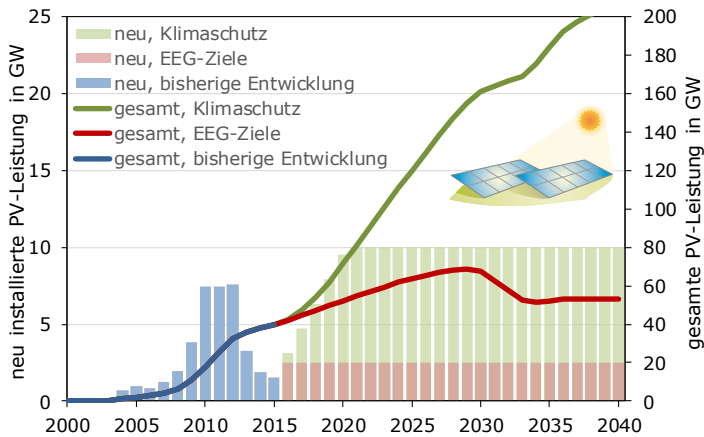


Bild 5 Zukünftige Entwicklung der neu installierten und gesamt installierten Photovoltaikleistung in Deutschland für zwei Entwicklungspfade (Klimaschutz und EEG-Ziele 2014).

1.2 Bedeutung von dezentralen PV-Systemen und Speichern

Erreicht die installierte Photovoltaikleistung in Deutschland die erforderliche Größenordnung von 200 GW, wird dies tiefgreifende Auswirkungen auf die Erzeugungsstruktur in Deutschland haben. Bild 6 zeigt, dass die Photovoltaik derzeit auch an sonnigen Tagen mit geringem Verbrauch mittags nur weniger als die Hälfte des Bedarfs deckt. Bereits bei einer installierten Photovoltaikleistung von 70 GW, was rund einer Verdopplung der heutigen Leistung entspricht, können PV-Systeme temporär den Verbrauch vollständig abdecken. Steigt die Photovoltaikleistung auf die erforderlichen Werte von deutlich über 100 GW, kommt es zur Mittagszeit zu erheblichen **Überschüssen durch die Solarstromerzeugung**, die ohne weitere Maßnahmen auch durch einen noch so ambitionierten Leitungsausbau nicht zu beherrschen wären.

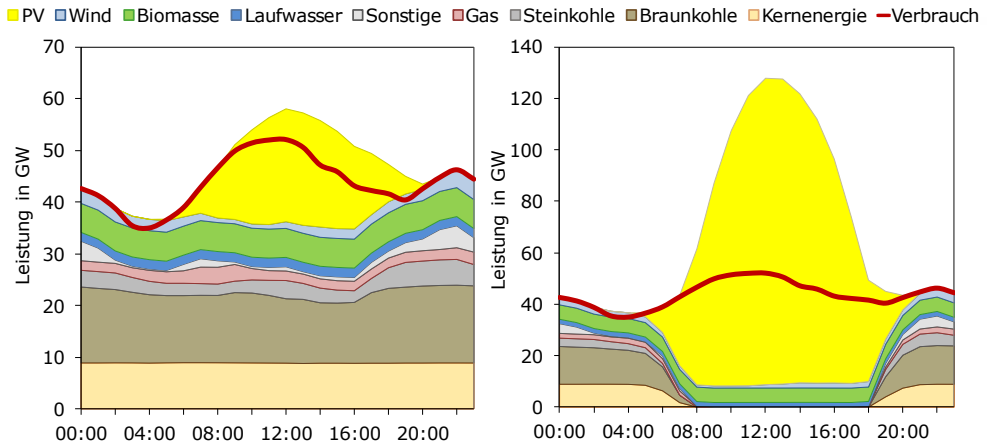


Bild 6 Stromerzeugung und -verbrauch in Deutschland am 8. Juni 2014 bei einer installierten Photovoltaikleistung von rund 37 GW (links) und gleicher Tag bei Steigerung der installierten Photovoltaikleistung auf 200 GW (rechts).

Möchte man bei einer installierten Photovoltaikleistung von 200 GW die **Überschüsse nutzbar machen** und deren Abregelung möglichst vermeiden, müssen täglich bis zu 500 GWh bei einer maximalen Überschussleistung von 70 GW anderweitig genutzt werden. Die Energiemenge entspricht mehr als dem Zehnfachen der Speicherkapazität der heute in Deutschland in Betrieb befindlichen Pumpspeicherkraftwerke. Zentrale Speicher werden in absehbarer Zeit nur einen Teil der Energiemenge aufnehmen können. Langfristig stehen dann auch bei der Power-to-Gas-Technologie große Speicherkapazitäten zur Verfügung, da hier das Gasnetz als Speicher nutzbar gemacht werden kann. Während bei der zentralen Gas-Speicherung mehr als ausreichend

Speicherkapazität vorhanden ist, stellt die Leistung den Flaschenhals dar, da die installierte Spitzenleistung der Power-to-Gas-Anlagen ein wesentlicher Kostenfaktor ist.

Die Potenziale der **dezentralen Speicherlösungen** lassen sich hingegen bereits sehr kurzfristig erschließen. Neben stationären Batteriespeichern kommen mobile Batteriespeicher in Elektrofahrzeugen oder die Erzeugung von Trinkwarmwasser und Prozesswärme sowie die Raumtemperaturänderung in Gebäuden in Frage. Tabelle 1 gibt eine Übersicht über die einzelnen Potenziale im Privatbereich und Tabelle 2 im gewerblichen Bereich. Im gewerblichen Bereich wurde das Speichervermögen von Gebäuden durch Raumtemperaturänderung noch nicht berücksichtigt. Weitere Potenziale ließen sich daher in Kühllhäusern erschließen.

Tabelle 1 Potenziale an Tagesspeichern für die dezentrale Speicherung von Überschüssen aus der Stromerzeugung mit regenerativen Anlagen im Privatbereich.

Bereich	Anzahl	Technologie	max. Leistung und Kapazität je System	max. Leistung und Kapazität bei 10% Durchdringung	max. Leistung und Kapazität bei 50% Durchdringung
EFH und ZFH	15 Mio.	stationäre Batteriespeicher	3 kW 5 kWh	4,5 GW 7,5 GWh	22,5 GW 37,5 GWh
MFH	26 Mio.	stationäre Batteriespeicher	1 kW 1 kWh	2,6 GW 2,6 GWh	13 GW 13 GWh
PKW (E-Mobilität)	44 Mio.	mobile Batteriespeicher	3,5 kW 5 kWh ^{a)}	15,4 GW 22 GWh	77 GW 110 GWh
EFH, ZFH und MFH	41 Mio.	Trinkwarmwasserspeicher	3,5 kW 4 kWh	14,4 GW 16,4 GWh	71,8 GW 82 GWh
EFH, ZFH und MFH	41 Mio.	Raumtemperaturänderung um 1 °C ^{b)}	3,5 kW 6,9 kWh	14,4 GW 28,3 GWh	71,8 GW 141,5 GWh
Summe				31 GW 77 GWh	256 GW 384 GWh

EFH: Einfamilienhäuser, ZFH: Zweifamilienhäuser, MFH: Wohnungen in Mehrfamilienhäusern

a) Anteilige Nutzung der gesamten Speicherkapazität von Elektrofahrzeugen von über 15 kWh

b) 50% des Gesamtpotenzials von 566 GWh aller Wohngebäude über 24 h nach [Fel13]

Bei einer Marktdurchdringung der verschiedenen Speicheroptionen von 50% ergibt sich im privaten Bereich allein eine erschließbare **dezentrale Speicherkapazität von über 380 GWh**. Zusammen mit dem gewerblichen Bereich überschreiten die Speicherpotenziale die bei einer installierten Photovoltaikleistung von 200 GW maximal zu erwartenden Überschüsse. Die verfügbare Spitzenleistung wäre bereits bei deutlich geringerer Marktdurchdringung mehr als ausreichend. Werden mit einem ambitionierten Photovoltaikausbau auch die aufgeführten Speicherpotenziale erschlossen, lassen sich damit die resultierenden Überschüsse problemlos nutzen.

Tabelle 2 Potenziale für die dezentrale Speicherung von täglichen Überschüssen aus der Stromerzeugung mit regenerativen Anlagen im gewerblichen Bereich.

Sektor	Bereich	Tagesverbrauch	Kapazität bei 3% der Tagesenergie	Kapazität bei 15% der Tagesenergie
GHD	Strombedarf ohne Prozesswärme	309 GWh/d [Sch11]	9,3 GWh	46,4 GWh
Industrie	industrielle Prozesswärme	1224 GWh/d [Lau11]	36,7 GWh	183,6 GWh
Summe			46 GWh	230 GWh

GHD: Gewerbe, Handel, Dienstleistungen

In der Neufassung des EEG favorisiert die Bundesregierung zunehmend Großanlagen, wobei deren Errichtung durch Ausschreibungen vergeben werden soll. Das Geschäft mit der Energiewende sollen künftig wieder verstärkt die Energiekonzerne und institutionelle Anbieter abwickeln. Viele Wirtschaftswissenschaftler befürworten diese Schritte, da die spezifischen Systempreise bei größeren Anlagen niedriger ausfallen und damit vermeintlich geringere Stromgestehungskosten zu erzielen sind. Hierbei wird allerdings vernachlässigt, dass die **Renditeerwartungen** bei verschiedenen Anlagengrößen unterschiedlich ausfallen. Kleine Anlagen im Einfamilienhausbereich lassen sich oft auch schon mit mageren Eigenkapitalrenditen zwischen 0% und 4% realisieren (vgl. Bild 7).

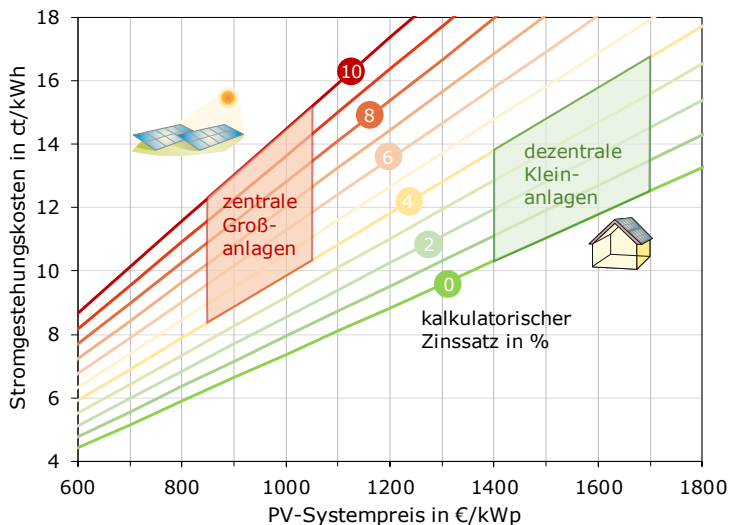


Bild 7 Stromgestehungskosten für netzgekoppelte PV-Systeme sowie die Bereiche typischer Systempreise und Renditeerwartungen für dezentrale und zentrale Systeme (Annahmen: jährliche Betriebskosten 2% der Investitionskosten, spezifischer Ertrag 950 kWh/kWp).

Aus Sicht privater Investoren sprechen eine hohe Sicherheit, der zunehmende Wunsch nach mehr Autarkie sowie sehr geringe Renditen bei herkömmlichen Geldanlagen für dezentrale Systeme. Die Renditeerwartungen für Großanlagen sind hingegen deutlich größer, sodass sich die Stromgestehungskosten auch bei Berücksichtigung der niedrigen PV-Systempreise im ähnlichen Bereich wie bei Kleinanlagen bewegen (Bild 7). Wer die Renditeerwartung von 2% auf 6% hochschraubt, muss die spezifischen Investitionskosten um 25% senken, um auf gleiche Stromgestehungskosten zu kommen. Für eine Rendite von 10% ist sogar eine Kostensenkung um 40% nötig. Damit verschwindet der Kostenunterschied zwischen Privatpersonen mit kleinen PV-Anlagen und Unternehmen mit großen zentralen PV-Kraftwerken schnell. Daher können auch kleine dezentrale PV-Speichersysteme einen wichtigen Beitrag zur Realisierung einer **kostengünstigen Stromversorgung** leisten.

Zusammenfassung der Kernaussagen von Kapitel 1

- Um dem Klimawandel wirksam zu begegnen, muss der globale Temperaturanstieg auf unter 2 °C begrenzt werden.
- In Deutschland ist dazu bis zum Jahr 2040 eine Energieversorgung aufzubauen, die vollständig auf erneuerbaren Energien basiert.
- Die Photovoltaik sollte mindestens 25% des Strombedarfs in Deutschland abdecken. Dazu ist mindestens eine installierte Photovoltaikleistung von 200 GW nötig, die sich durch einen jährlichen Zubau von 10 GW über 20 Jahre realisieren lässt.
- Bei der Installation derart hoher Photovoltaikleistungen übersteigt die Solarstromerzeugung künftig tagsüber den Gesamtbedarf.
- Die Überschüsse lassen sich durch verschiedene dezentrale Speichermaßnahmen vollständig nutzen. Batteriespeicher sind dabei eine wichtige Option.
- Das Potenzial dezentraler Batteriespeicher übersteigt das gesamte derzeit in Deutschland vorhandene Speichervermögen von Pumpspeicherkraftwerken.
- Durch die geringeren Renditeerwartungen von Investoren kleiner dezentraler Anlagen lässt sich das Speicherpotenzial kostengünstig erschließen.

2 SYSTEMTECHNIK DEZENTRALER SOLARSTROMSPEICHER

Nachdem zuvor die energiepolitische Notwendigkeit von PV-Speichersystemen aufgezeigt wurde, steht in diesem Kapitel die Beschreibung der wesentlichen Systemkomponenten und verschiedenen Systemkonzepte im Fokus. Unabhängig von dem Systemkonzept setzt sich ein PV-Speichersystem aus PV-Modulen, Wechselrichter und Batteriespeichersystem zusammen (Bild 8). Auf die unterschiedlichen Verknüpfungsoptionen der einzelnen Systemkomponenten sowie die wesentlichen Systemunterschiede wird im Folgenden näher eingegangen.

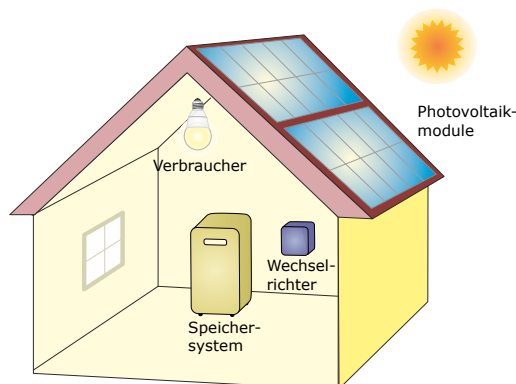


Bild 8 Wesentliche Komponenten eines PV-Speichersystems für Wohngebäude.

2.1 Batterietechnologie

Zur elektrochemischen Speicherung von Solarstrom in Wohngebäuden stehen verschiedene Batteriespeichertechnologien zur Verfügung. Weit verbreitet sind neben Blei-Batterien auch Batterien auf Lithium-Ionen-Basis. Bei der Blei-Batterietechnologie unterscheidet man zwischen Blei-Säure- und Blei-Gel-Batterien, je nachdem ob der Elektrolyt flüssig oder gelförmig ist. Bei Blei-Vlies-Batterien wird der Elektrolyt alternativ durch eine Glasfasermatte fixiert. Als Elektrolytflüssigkeit wird in der Regel verdünnte Schwefelsäure eingesetzt.

Glossar zur Systemtechnik von Solarstromspeichern

- **Nominale Speicherkapazität**

Die nominale oder Nennkapazität entspricht der Energiemenge, die dem Batteriespeicher unter definierten Nennbedingungen entnommen werden kann.

- **Nutzbare Speicherkapazität**

In der Praxis wird der nutzbare Anteil der Nennkapazität zur Erhöhung der Batteriebensdauer auf einen festgelegten Ladezustandsbereich beschränkt. Daher ist die nutzbare Speicherkapazität meist geringer als die nominale Kapazität.

- **Ladezustand**

Der Ladezustand gibt das Verhältnis von aktuell verfügbarer Speicherkapazität zur Nennkapazität wieder.

- **Entladetiefe**

Die Entladetiefe entspricht der Differenz zwischen dem minimal und maximal zulässigen Ladezustand des Batteriespeichers.

- **Zykluslebensdauer**

Die Zykluslebensdauer gibt die Anzahl der Zyklen an, nach der die Speicherkapazität durch die Zyklenbelastung auf 80% der Anfangskapazität gesunken ist. In der Regel steigt die Zykluslebensdauer je geringer die Entladetiefe ist.

- **Kalendarische Lebensdauer**

In Kalenderjahren angegebene Lebensdauer, nachdem die Speicherkapazität ohne Zyklierung aufgrund von chemischen Zerfallsprozessen auf 80% der Anfangskapazität gesunken ist. In der Praxis überlagern sich die zyklische und kalendarische Alterung.

- **Energiewirkungsgrad**

Der Energiewirkungsgrad entspricht dem Verhältnis aus entladener Energiemenge zur zugeführten Energiemenge während der Batterieladung.

Der Betrieb von **Blei-Säure-Batterien** erfordert eine regelmäßige Wartung und Nachfüllung des Elektrolyts. Da bei der Ladung von Blei-Säure-Batterien Wasserstoff entstehen kann, ist ein ausreichend belüfteter Aufstellraum erforderlich. Wird der Elektrolyt jedoch gelförmig gebunden, lässt sich die sogenannte Gasung in der Regel vermeiden. **Blei-Gel-Batterien** sind daher für den Einsatz in Wohngebäuden eher geeignet. Neben Blei-Batterien findet die Lithium-Batterietechnologie in Hausbatteriespeichersystemen zunehmend Anwendung. Im Gegensatz zu Blei-Batterien haben **Lithium-Ionen-Batterien** oftmals eine höhere kalendarische und Zykluslebensdauer. Grundsätzlich gibt es eine Vielzahl von unterschiedlichen Elektrodenkombinationen.

nen. Neben Lithium-Eisen-Phosphat (LFP) zählen hierzu Lithium-Nickel-Kobalt-Aluminium-Oxid (NCA), Lithium-Nickel-Kobalt-Mangan-Oxid (NMC), Lithium-Mangan-Oxid (LMO) und Lithium-Titanat (LTO). Je nach Lithiumtechnologie sind besondere Sicherheitsanforderungen einzuhalten. Beim Aufstellort von Lithium-Ionen-Batterien ist darauf zu achten, dass der Temperaturbereich den Gefrierpunkt nicht unterschreitet, da dies die Batterie irreversibel schädigen könnte. Tabelle 3 fasst die technischen und ökonomischen Merkmale von Lithium- und Blei-Gel-Batterien zusammen. Für einen detaillierten technologischen Vergleich sei auf [Fuc12] verwiesen.

Tabelle 3 Vergleich der typischen Merkmale von Blei-Gel- und Lithium-Ionen-Batterien.

	Blei-Gel	Lithium-Ionen
Energiewirkungsgrad	75 – 85%	85 – 95%
Kalendarische Lebensdauer	5 – 10 Jahre	10 – 20 Jahre
Zykluslebensdauer	1000 – 3000	3000 – 10000
Kostensenkungspotenzial	gering	hoch

2.2 Batteriekopplung

Neben der Batterietechnologie ist die Art der Einbindung des Batteriespeichers in das PV-Speichersystem ein weiteres Unterscheidungskriterium. Dabei wird zwischen der Batteriekopplung auf der Wechselstrom- (engl. alternating current, AC) und Gleichstrom-Seite (engl. direct current, DC) unterschieden (Bild 9). Bei der **AC-Kopplung** ist der Batteriespeicher mit dem PV-System über das Wechselstromnetz des Hauses verbunden. Die Be- und Entladung des Batteriespeichers erfolgt daher über einen separaten Batteriewechselrichter. Bei der Batterieladung wird somit die generatorseitige Gleichspannung zunächst durch den PV-Wechselrichter in Wechselspannung und anschließend durch den Batteriewechselrichter wieder in Gleichspannung gewandelt. Zur Versorgung der Verbraucher wird der zwischengespeicherte Solarstrom anschließend wieder wechselgerichtet. Da das PV-System und der Batteriespeicher AC-seitig miteinander gekoppelt sind, können beide Komponenten weitgehend unabhängig voneinander errichtet und dimensioniert werden. Daher sind AC-gekoppelte Batteriespeicher besonders für die Nachrüstung von bestehenden PV-Systemen geeignet. Darüber hinaus kann durch diese Systemkonfiguration der Aufstellort des PV-Wechselrichters und AC-seitig eingebundenen Batteriespeichers unabhängig voneinander gewählt werden.

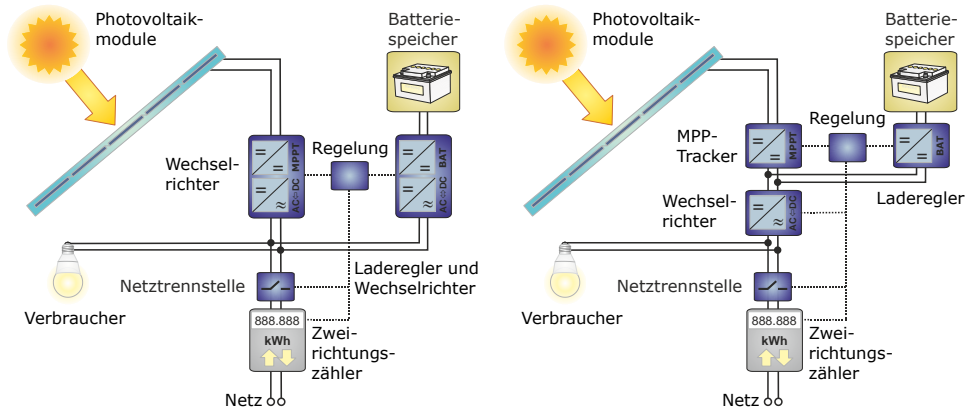


Bild 9 AC-gekoppeltes PV-Speichersystem (links) und DC-gekoppeltes PV-Speichersystem (rechts).

Im Gegensatz zu AC-gekoppelten Systemen können PV-Systeme und Batteriespeicher auch DC-seitig verbunden werden. Bei dieser als **DC-Kopplung** bezeichneten Konfiguration wird der Batteriespeicher in den DC-Zwischenkreis des PV-Wechselrichters eingebunden (vgl. Bild 9 rechts). Der Anschluss des Batteriespeichers ist daher über einen Batterieladeregler (DC/DC-Steller) meist ohne DC-AC-Wandlung direkt in den PV-Wechselrichter integriert. Liegen die Spannungsniveaus des Batteriespeichers und Wechselrichter-Zwischenkreises jedoch weit auseinander, kann ein zusätzlicher DC-AC-DC-Wandler mit Transformator erforderlich sein [Kev13a]. Die Effizienz von DC-gekoppelten Systemen wird daher auch von den jeweiligen Spannungsverhältnissen beeinflusst. Diese DC-seitige Einbindung des Batteriespeichers kann prinzipiell effizient und kostensparend erfolgen, ist jedoch mit einer geringeren Flexibilität bei der Systemauslegung und Wahl des Aufstellungsorts verbunden.

Darüber hinaus lässt sich der Batteriespeicher auch auf der Gleichspannungsseite des PV-Wechselrichters einbinden. Bei dieser **Generatorkopplung** ist der Batteriespeicher über einen DC/DC-Steller seriell oder parallel zum PV-Generator am Gleichstrom-Eingang des Wechselrichters angeschlossen. Grundsätzlich ist diese Art der Batteriekopplung regelungstechnisch anspruchsvoll, da es zur Beeinflussung des Arbeitspunkts des PV-Generators durch den Batteriespeicher kommen kann. Daher wird diese Art der Batteriekopplung bisher nur selten eingesetzt. Des Weiteren besteht sowohl bei der Generator- als auch bei der DC-Kopplung nicht die Möglichkeit, elektrische Energie von anderen Erzeugungseinheiten oder aus dem öffentlichen Netz zwischenzuspeichern.

2.3 Phasenzahl

In Deutschland ist das elektrische Wechselspannungsnetz eines Hauses in der Regel dreiphasig ausgeführt. Somit können einphasige elektrische Verbraucher auf unterschiedlichen Außenleitern angeschlossen werden. Dreiphasige Drehstromverbraucher sind wiederum mit allen drei Phasen eines Hausanschlusses verbunden. PV-Systeme und Batteriespeichersysteme können ein- oder dreiphasig ausgeführt sein. Um unsymmetrische Belastungen der Außenleiter möglichst gering zu halten, sind einphasige Anschlüsse sowohl der PV-Systeme als auch der Batteriesysteme bis zu einer Scheinleistung von jeweils 4,6 kVA möglich [VDE14].

Einphasige Batteriewechselrichter sind nur an einem Außenleiter des Hausnetzes angeschlossen. Ist das PV-System auch einphasig ausgeführt, sollte der einphasige Batteriespeicher auf der gleichen Phase angeschlossen sein [Kev13a]. Die Regelung der Be- und Entladung des Batteriespeichers erfolgt gemäß der Summe der Differenzleistung über alle Phasen am Netzanschlusspunkt. Durch diese Bilanzierung der Leistungsflüsse der drei Phasen kann die Netzeinspeisung durch den Batteriespeicher auf einer Phase den Netzbezug der anderen Phasen kompensieren. Einphasige Batteriespeichersysteme können somit die Verbraucher auf den zwei anderen Phasen nicht physikalisch versorgen, sondern nur bilanziell ausgleichen. Zu beachten ist bei dieser bilanziellen Versorgung, dass eine einphasige Netzeinspeisung des Batteriespeichers und PV-Systems in Summe von maximal 4,6 kVA zulässig ist [VDE14]. Die Leistungsabgabe eines einphasigen Batteriespeichers muss somit auch unter Berücksichtigung der momentanen PV-Leistung sowie der Last derselben Phase erfolgen. Die Schiefastgrenze kann daher bei einphasigen Batteriespeichersystemen limitierend in Bezug auf die Versorgung der elektrischen Verbraucher auf den verbleibenden zwei Phasen wirken.

Die Leistungsaufnahme oder -abgabe von dreiphasigen Systemen kann entweder symmetrisch oder unsymmetrisch erfolgen. **Dreiphasig symmetrische Batteriewechselrichter** stellen auf allen drei Phasen die gleiche Leistung bereit. Fällt der Stromverbrauch auf den einzelnen Phasen unterschiedlich aus, findet während der Ladung und Entladung des Batteriespeichers ein bilanzieller Ausgleich über die drei Phasen statt. Die Leistungsunsymmetrien zwischen den einzelnen Phasen bleiben daher bestehen [Fei14]. Im Gegensatz dazu können **Dreiphasig unsymmetrische Batteriewechselrichter** die Leistungsaufnahme oder -abgabe für jede Phase separat festlegen. Dadurch kann die elektrische Last durch den Batteriespeicher phasengenau versorgt werden. Grundsätzlich sind dreiphasige Systeme gegenüber einphasigen Systemen jedoch mit höherem technischen Aufwand und höheren Kosten ver-

bunden. Außerdem benötigen dreiphasige Wechselrichter eine höhere Zwischenkreisspannung, was sich nachteilig auf die Effizienz auswirken kann [Kev13b].

2.4 Netzanbindung

Zusätzlich unterscheiden sich PV-Speichersysteme in der Netzanbindung, die sich netzgekoppelt oder netzentkoppelt ausführen lässt. Bei **Netzgekoppelten Systemen** sind der Batteriespeicher und das PV-System direkt mit dem öffentlichen Stromnetz verbunden. Ist der Batteriespeicher AC-seitig angebunden und netzgekoppelt ausgeführt, ist ein physikalischer Austausch mit dem Stromnetz grundsätzlich nicht ausgeschlossen. Aufgrund von begrenzten Regelungsgeschwindigkeiten kann es daher zur kurzzeitigen Batterieladung aus dem Netz oder Batterieentladung in das Netz kommen. Da die Wirkleistung am Netzanschlusspunkt meist die Regelgröße darstellt, wird bei netzgekoppelten Systemen der Blindleistungsbedarf der Verbraucher im Haus durch das öffentliche Netz gedeckt.

Im Vergleich dazu trennen sich **netzentkoppelte Systeme** (Umschaltsysteme) im regulären Betrieb vom öffentlichen Stromnetz, sobald der Batteriespeicher be- oder entladen wird. Dadurch ist ein Energieaustausch zwischen dem Batteriespeicher und dem Netz in der Regel ausgeschlossen. Bei Umschaltung in den Inselnetzbetrieb durch die Netztrennstelle ist dabei ein Parallelbetrieb zur Synchronisierung mit dem öffentlichen Stromnetz von maximal 100 ms zulässig [VDE14]. Während der Batterieentladung wird das Hausnetz dann im Inselbetrieb unabhängig vom Stromnetz versorgt. Daher muss im netzentkoppelten Betrieb sowohl der Wirk- als auch der Blindleistungsbedarf der elektrischen Verbraucher durch den Batteriespeicher bereitgestellt werden. Überschreitet im netzentkoppelten Betrieb die Leistung der elektrischen Verbraucher die maximale Leistungsabgabe des Batteriewechselrichters, erfolgt die komplette Versorgung der Haushaltslasten über das öffentliche Netz durch dessen Zuschaltung.

2.5 Notstromversorgung

Aufgrund ihrer Bauart können netzentkoppelte Systeme auch bei Ausfall des öffentlichen Stromnetzes elektrische Energie bereitstellen. Je nach Typ ist dies üblicherweise auch mit netzgekoppelten PV-Speichersystemen möglich. Kommt es zu einem Netzausfall, kann das Hausnetz im sogenannten **Notstrombetrieb** durch den Batteriespeicher weiter versorgt werden. Hierzu wird zunächst das Haus vom öffentlichen

Stromnetz getrennt und ein separates Netz durch das Batteriespeichersystem gebildet. Dabei kann es zu einer kurzzeitigen Unterbrechung der Stromversorgung von wenigen Sekunden kommen, bis das Ersatzstromnetz aufgebaut ist. Bei Systemen mit **unterbrechungsfreier Stromversorgung (USV)** kann diese Unterbrechung auf wenige Millisekunden reduziert werden, was in der Regel einen störungsfreien Betrieb der elektrischen Verbraucher ermöglicht. Ist der Batteriewechselrichter einphasig ausgeführt, können im Notstrombetrieb nur die Verbraucher an der jeweiligen Phase des Batteriespeichersystems versorgt werden. Alternativ können alle drei Phasen parallel geschaltet werden. Durch diese Phasenkopplung lassen sich dann auf allen Außenleitern einphasige Verbraucher versorgen. Der Betrieb von Drehstromverbrauchern ist in diesem Fall allerdings nicht möglich, da keine Phasenverschiebung zwischen den Außenleitern vorliegt.

Sollen neben einphasigen auch dreiphasige Verbraucher im Notstrombetrieb versorgt werden, lässt sich das hierzu erforderliche Drehfeld durch dreiphasige unsymmetrische Systeme realisieren. Die Überbrückungszeit im Notstrombetrieb durch Entladung des Batteriespeichers hängt entscheidend vom Verbrauch und der verfügbaren Speicherkapazität ab. Systeme, die bei Netzausfall einen **Inselnetzbetrieb** ermöglichen, können darüber hinaus durch das PV-System versorgt und nachgeladen werden. Inselnetzfähige Systeme können dadurch je nach Verfügbarkeit der Solarenergie längere Netzausfälle überbrücken.

Zusammenfassung der Kernaussagen von Kapitel 2

- Als Batterietechnologie werden bisher überwiegend Blei-Gel- oder Lithium-Ionen-Batterien eingesetzt.
- Der Batteriespeicher und das PV-System können über eine AC- oder DC-Kopplung miteinander verknüpft sein.
- Der elektrische Anschluss des Batteriesystems ist entweder ein- oder dreiphasig ausgeführt.
- Während netzgekoppelte Batteriesysteme parallel zum öffentlichen Stromnetz betrieben werden, entkoppeln sich sogenannte Umschaltssysteme während der Batterieladung und -entladung vom Netz.
- Notstromfähige Batteriesysteme können auch bei Ausfall des Stromnetzes das Hausnetz durch Entladung des Batteriespeichers weiterversorgen.
- Inselnetzfähige Batteriesysteme ermöglichen zusätzlich im Netzersatzbetrieb die Ladung des Batteriespeichers durch das PV-System.

3 EIGENVERSORGUNG DURCH SOLARSTROMSPEICHER

Im folgenden Kapitel wird der Beitrag von PV-Speichersystemen zur Stromversorgung von Wohngebäuden aufgezeigt. Hierzu wird das Potenzial der Eigenversorgung durch selbst erzeugten sowie zwischengespeicherten Solarstrom und anschließend die wesentlichen Einflussfaktoren auf die Eigenversorgung dargestellt. Zunächst gilt es, die **Energieflüsse zwischen den einzelnen Systemkomponenten** näher zu analysieren (Bild 10). Das vorrangige Ziel von dezentralen Eigenversorgungssystemen mit Solarstromspeichern in Wohngebäuden besteht in der Regel darin, den Netzstrombezug zu reduzieren und dadurch die Eigenversorgung zu erhöhen.

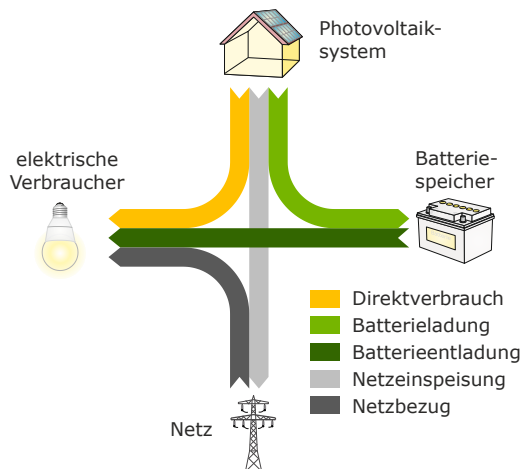


Bild 10 Wesentliche Energieflüsse in Wohngebäuden mit PV-Speichersystemen.

Der erzeugte Solarstrom des PV-Systems wird vorrangig durch die elektrischen Verbraucher zeitgleich direkt verbraucht. Überschüssiger Solarstrom, der nicht zeitgleich verbraucht werden kann, lässt sich zur Ladung des Batteriespeichers nutzen. Ist der Batteriespeicher vollständig geladen, wird die verbleibende überschüssige PV-Energie in das Netz eingespeist. Zur Versorgung der Last trägt neben dem Direktverbrauch der PV-Energie auch die Entladung des Batteriespeichers bei. Ist der Batteriespeicher entladen, muss die verbleibende Last durch Strombezug aus dem Netz gedeckt werden. Der Energieaustausch zwischen dem Batteriespeicher und dem Netz wird im Folgenden nicht näher betrachtet.

3.1 Potenzial der Eigenversorgung durch Solarstromspeicher

Um die Grenzen der solaren Selbstversorgung aufzuzeigen, werden zunächst die Energieflüsse im tageszeitlichen und saisonalen Verlauf näher analysiert. Hierzu wurden Simulationsrechnungen für ein typisches PV-Speichersystem in einem Haushalt durchgeführt [Wen13a]. Bild 11 vergleicht den zeitlichen Verlauf der Energieflüsse eines PV-Speichersystems an zwei exemplarischen Tagen. Zum einen ist die zeitliche Variation der elektrischen Last zu sehen, die durch die Nutzung einzelner Haushaltsgeräte zu unterschiedlichen Tageszeiten hervorgerufen wird. Zum anderen lassen sich Schwankungen in der Leistungsabgabe des PV-Systems beobachten, die insbesondere bei wechselnder Bewölkung entstehen. Aus der Darstellung lässt sich ableiten, wie im **Tagesverlauf** die Last versorgt und die erzeugte PV-Leistung genutzt wird.

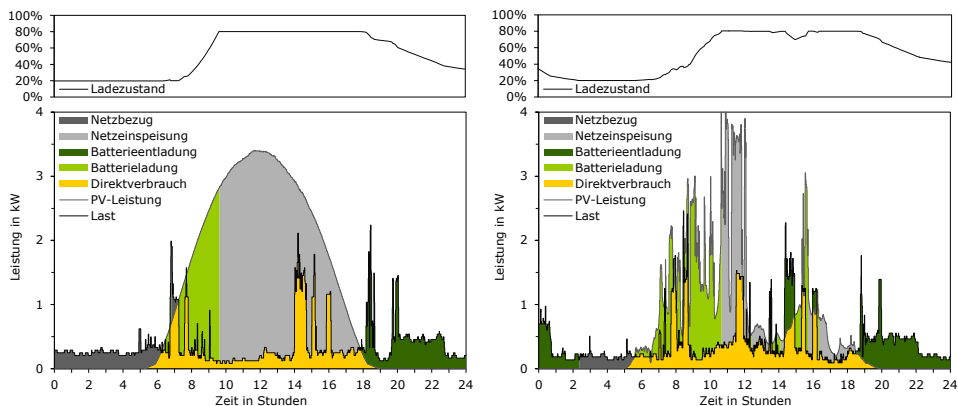


Bild 11 Tagesverlauf der Energieflüsse in einem Haushalt mit PV-Speichersystem zur Eigenversorgung an einem wolkenlosen Tag (links) und wechselnd bewölkten Tag (rechts) (PV-Leistung 4 kWp, nutzbare Speicherkapazität 4 kWh).

An dem weitgehend unbewölkten Tag (Bild 11 links) ist der Speicher zu Tagesbeginn vollständig entladen, weshalb der Verbrauch zunächst durch Strombezug aus dem Netz gedeckt wird. Nach Sonnenaufgang kann zeitweise die PV-Leistung durch die Last vollständig direkt verbraucht werden. Nachdem die PV-Erzeugung die Last übersteigt, wird der Batteriespeicher mit den Überschüssen geladen. Dadurch steigt im Laufe des Vormittages der Batterieladezustand bis zum Maximalwert an. Die überschüssige PV-Leistung wird anschließend in das öffentliche Stromnetz eingespeist. Der Strombedarf am Mittag und Nachmittag kann vollständig durch die PV-Erzeugung

versorgt werden. Nachdem die PV-Leistung am Abend die Haushaltslast unterschreitet, wird der Batteriespeicher entladen. An dem wechselnd bewölkten Tag (Bild 11 rechts) wird deutlich, dass der Batteriespeicher auch tagsüber zeitweise entladen werden kann, sofern die Last die Leistungsabgabe des PV-Systems überschreitet. Dies verdeutlicht, dass der tageszeitliche Verlauf der PV-Erzeugung und des Stromverbrauchs die Be- und Entladung des Batteriespeichers maßgeblich bestimmt. Im Vergleich zu dieser rein eigenversorgungsoptimierten Ladung des Batteriespeichers lässt sich durch Verschiebung der Batterieladung in die Mittagszeit zusätzlich auch die eingespeiste Leistung reduzieren (vgl. Kapitel 5).

Darüber hinaus ist das Potenzial der Eigenversorgung auch vom **Jahresverlauf** der Erzeugung und des Verbrauchs abhängig. Die monatliche Energiebilanz eines Einfamilienhaushalts mit einem PV-Speichersystem und einem jährlichen Strombedarf von 4 MWh (4000 kWh) ist in Bild 12 beispielhaft dargestellt. Während der Stromverbrauch in den Wintermonaten gegenüber dem Verbrauch in den Sommermonaten leicht ansteigt, fällt die saisonale Variabilität der Solarstromerzeugung deutlich größer aus. Dadurch kann im Winter zwar ein Großteil der erzeugten PV-Energie direkt verbraucht oder zur Batterieladung genutzt werden. Allerdings lässt sich auch nur ein geringer Anteil des Stromverbrauchs durch das PV-Speichersystem versorgen. Dagegen kann das PV-Speichersystem in den Sommermonaten maßgeblich zur Stromversorgung beitragen. Dies ist jedoch damit verbunden, dass die Netzeinspeisung der solaren Überschüsse vergleichsweise hoch ist.

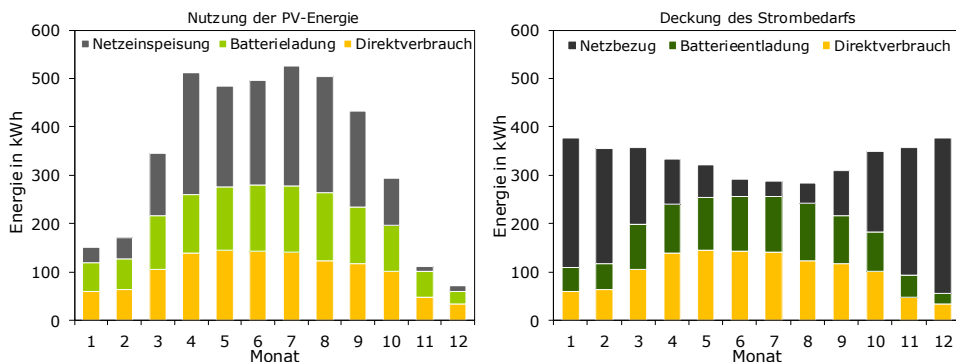


Bild 12 Monatlicher Verlauf der Nutzung der PV-Energie (links) und Deckung des Strombedarfs (rechts) für ein PV-Speichersystem (Jahresstrombedarf 4 MWh (4000 kWh), PV-Leistung 4 kWp, nutzbare Speicherkapazität 4 kWh).

Die Bewertung des Nutzens eines PV-Speichersystems sollte anhand einer **Jahresbilanz** der Energieflüsse erfolgen. Bild 13 veranschaulicht die jahresmittlere Energiebilanz eines exemplarischen Haushalts mit PV-Speichersystem. Daraus geht neben der Nutzung der PV-Energie (links) auch die Deckung des Strombedarfs (rechts) hervor. Beim betrachteten Beispiel können jeweils etwa 30% der erzeugten PV-Energie direkt verbraucht oder zwischengespeichert werden. Der Anteil des Direktverbrauchs und der Anteil der Batterieladung an der erzeugten PV-Energie ergeben zusammen den sogenannten **Eigenverbrauchsanteil**. Daraus resultiert in diesem Fall ein jahresmittlerer Eigenverbrauchsanteil von knapp 60%. Somit werden nur noch gut 40% des jährlichen PV-Ertrags in das Stromnetz eingespeist.

Durch die direkt verbrauchte PV-Energie können 30% des Jahresverbrauchs an elektrischer Energie zeitgleich gedeckt werden. Etwa ein Viertel des Bedarfs kann durch die Entladung des Batteriespeichers versorgt werden. Die Summe aus dem Anteil des Direktverbrauchs und dem Anteil der Batterieentladung an der Deckung des Strombedarfs wird auch als **Autarkiegrad** bezeichnet. In diesem Beispiel liegt das Jahresmittel des Autarkiegrads bei 56%. Mit typischen PV-Speichersystemen lässt sich somit mehr als die Hälfte des jährlichen Strombedarfs zeitgleich versorgen. Der verbleibende Strombedarf wird durch das öffentliche Stromnetz bereitgestellt.

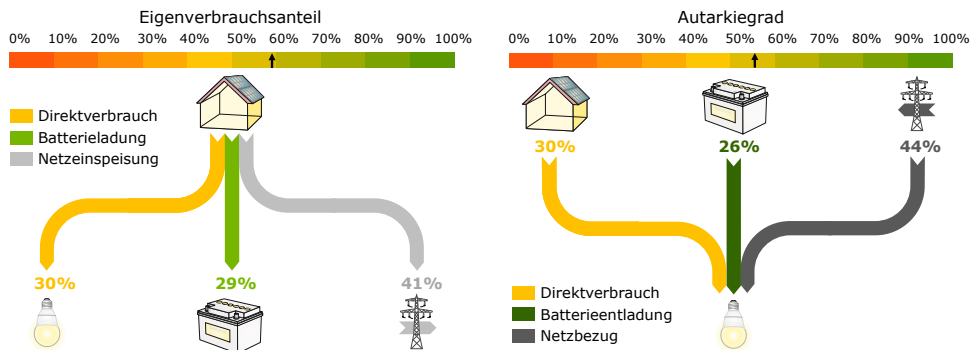


Bild 13 Nutzung der jährlichen PV-Energie (links) und Deckung des jährlichen Strombedarfs (rechts) (Jahresstrombedarf 4 MWh (4000 kWh), PV-Leistung 4 kWp, nutzbare Speicherkapazität 4 kWh).

Die zuvor dargestellten Ergebnisse sind für ein PV-Speichersystem mit einer Nennleistung von 4 kWp und einer nutzbaren Speicherkapazität von 4 kWh angegeben. Darüber hinaus beeinflusst die **Größe des PV-Systems** den jahresmittleren Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad, wie in Bild 14 zu sehen ist. Je kleiner das PV-System ist, desto höher ist der Anteil der erzeugten PV-Energie, der zeitgleich durch die Last direkt verbraucht werden kann (Bild 14 links). Daher fallen bei vergleichs-

weise kleinen PV-Systemen nur geringe Überschüsse an. Bei Vergrößerung des PV-Systems nehmen die Überschüsse zu, sodass der Anteil der direkt verbrauchten PV-Energie sinkt. Auch der Anteil der zwischengespeicherten PV-Energie an der PV-Erzeugung ist von der PV-Nennleistung abhängig und sinkt tendenziell mit zunehmender PV-Systemgröße. Je größer das PV-System ist, desto kleiner fällt daher der Eigenverbrauchsanteil aus. Somit wird bei größeren PV-Systemen ein höherer Anteil der PV-Energie in das Netz eingespeist.

Berechnung des Eigenverbrauchsanteils und Autarkiegrads

Eine wichtige Größe zur energetischen Bewertung von PV-Speichersystemen stellt der sogenannte Eigenverbrauchsanteil dar. Der **Eigenverbrauchsanteil** e beschreibt den Anteil der erzeugten PV-Energie E_{PV} , der entweder zeitgleich durch die Last direkt verbraucht E_{DV} oder zur Ladung des Batteriespeichers E_{BL} genutzt wird:

$$e = \frac{E_{DV} + E_{BL}}{E_{PV}} = \frac{E_{DV} + E_{BL}}{E_{DV} + E_{BL} + E_{NE}} = \frac{E_{PV} - E_{NE}}{E_{PV}}$$

Indirekt lässt sich der Eigenverbrauchsanteil auch aus der erzeugten PV-Energie E_{PV} und der in das Netz eingespeisten PV-Energie E_{NE} bestimmen. Der Eigenverbrauchsanteil wird auch als Eigenverbrauchsquote bezeichnet.

Eine weitere wichtige Bewertungsgröße ist der sogenannte Autarkiegrad, der auch als solarer Deckungsanteil oder Autarkiequote angegeben wird. Der **Autarkiegrad** a gibt den Anteil des Stromverbrauchs E_{VB} an, der durch die direkte verbrauchte PV-Energie E_{DV} oder durch Entladung des Batteriespeichers E_{BE} versorgt wird:

$$a = \frac{E_{DV} + E_{BE}}{E_{VB}} = \frac{E_{DV} + E_{BE}}{E_{DV} + E_{BE} + E_{NB}} = \frac{E_{VB} - E_{NB}}{E_{VB}}$$

Ist die verbrauchte Energie E_{VB} und die aus dem Netz bezogene Energie E_{NB} bekannt, so lässt sich der Autarkiegrad auch aus diesen Größen ermitteln. Der Autarkiegrad beschreibt somit den Anteil des Strombedarfs, der durch das PV-Speichersystem zeitgleich versorgt werden kann.

Bild 14 (rechts) zeigt den Einfluss der PV-Systemgröße auf die prozentuale Deckung des Strombedarfs. Zunächst nimmt der Anteil des Direktverbrauchs an der Lastdeckung mit steigender PV-Nennleistung deutlich zu. Bei kleinen PV-Systemen kann ein Batteriespeicher nur einen geringen Beitrag zur Versorgung der Last leisten, da nur vergleichsweise geringe Überschüsse zwischengespeichert werden können. Grundsätzlich lässt sich der Autarkiegrad mit steigender PV-Systemgröße nur geringfügig erhöhen. Wird im betrachteten Beispiel die PV-Leistung von 4 kWp auf 10 kWp erhöht, kann der Autarkiegrad daher nur um 10 Prozentpunkte gesteigert werden.

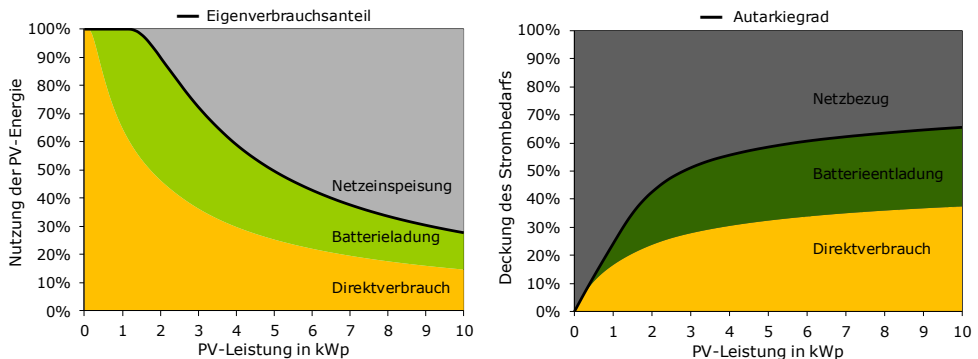


Bild 14 Nutzung der PV-Erzeugung (links) und Deckung des Strombedarfs (rechts) in einem Einfamilienhaus im Jahresmittel in Abhängigkeit der PV-Leistung (Jahrestrombedarf 4 MWh (4000 kWh), nutzbare Speicherkapazität 4 kWh).

Neben der PV-Leistung beeinflusst auch die **Größe des Batteriespeichers** den Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad (Bild 15). Bereits kleine Batteriespeicher können beide Bewertungsgrößen deutlich steigern. Mit zunehmender Speicherkapazität lassen sich beide Größen zwar weiter erhöhen, jedoch mit abnehmender Steigerung. Bei dem betrachteten Einfamilienhaushalt mit einem Jahresstrombedarf von 4 MWh (4000 kWh) lässt sich der Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad oberhalb von 8 kWh nutzbarer Speicherkapazität nur noch wenig erhöhen. Dies lässt sich damit begründen, dass sehr große Batteriespeicher in der Nacht nicht vollständig entladen werden [Wen13a]. Dadurch ist am Folgetag nur der Teil der Speicherkapazität für die Batterieladung verfügbar, der nachts entladen wurde. Somit tragen nutzbare Speicherkapazitäten deutlich oberhalb des durchschnittlichen Strombedarfs in der Nacht nur noch wenig zu einer weiteren Steigerung des Eigenverbrauchsanteils und Autarkiegrads bei.

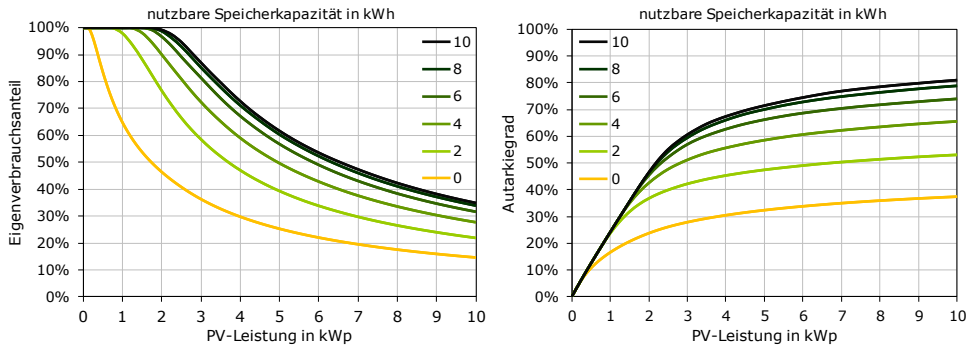


Bild 15 Einfluss der PV-Leistung und Speicherkapazität auf den jahresmittleren Eigenverbrauchsanteil (links) und Autarkiegrad (rechts) (Jahresstrombedarf 4 MWh (4000 kWh)).

Neben der Systemkonfiguration hat auch die Höhe des jährlichen Strombedarfs maßgeblichen Einfluss auf den Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad. Bild 16 zeigt die Abhängigkeit des Eigenverbrauchsanteils und Autarkiegrads von der PV-Leistung und Speicherkapazität, die jeweils auf den Jahresstrombedarf in MWh normiert sind. Durch diese **Normierung der Systemgröße** auf den Jahresverbrauch können beide Bewertungsgrößen für unterschiedliche Jahresverbräuche bestimmt werden. Aus dem Verlauf der Linien gleichen Eigenverbrauchsanteils (links) und Autarkiegrads (rechts) lässt sich ablesen, dass mit zunehmender PV-Leistung der Eigenverbrauchsanteil sinkt und der Autarkiegrad steigt. Wie die Abbildung zeigt, können mit einem zusätzlichen Batteriespeicher beide Bewertungsgrößen in der Regel vergrößert werden.

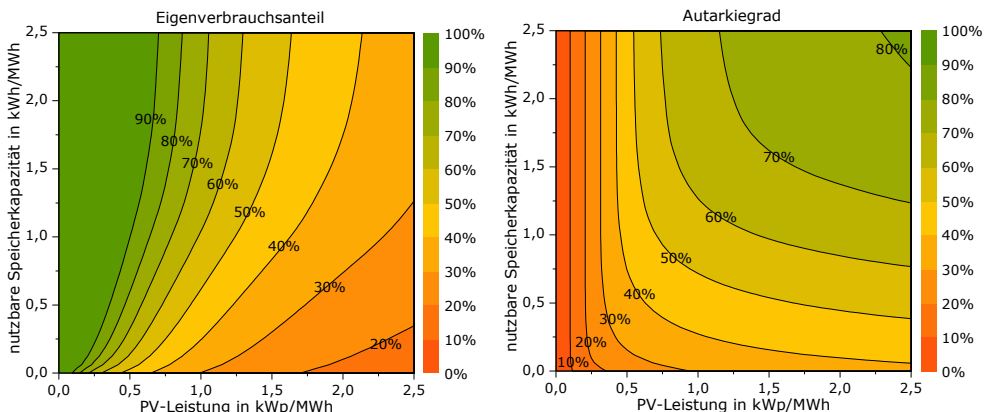


Bild 16 Eigenverbrauchsanteil (links) und Autarkiegrad (rechts) in Abhängigkeit der Speicherkapazität und PV-Leistung, jeweils normiert auf den Jahresstrombedarf in MWh (1000 kWh).

Wird eine PV-Leistung von etwa 1 kWp pro MWh Jahresstromverbrauch und kein Speicher installiert, lassen sich Eigenverbrauchsanteile und Autarkiegrade von rund 30% erzielen. Durch einen zusätzlichen Batteriespeicher mit einer nutzbaren Speicherkapazität von 1 kWh pro MWh Stromverbrauch kann der Eigenverbrauchsanteil auf knapp 60% verdoppelt werden. Der Autarkiegrad liegt dann bei etwa 55%. Werden pro MWh Jahresstrombedarf 1,5 kWp PV-Leistung und 1,5 kWh nutzbare Speicherkapazität installiert, lässt sich ein Autarkiegrad von knapp 70% bei einem Eigenverbrauchsanteil von etwa 50% erreichen (vgl. Anhang A.1). Zur weiteren Steigerung des Autarkiegrads um weitere 10 Prozentpunkte ist eine Vergrößerung der PV-Leistung auf 2,5 kWp/MWh und der Speicherkapazität auf 2,5 kWh/MWh erforderlich. Um hohe Autarkiegrade zu erreichen, ist daher aus energetischer Sicht eine nutzbare Speicherkapazität von 1 kWh pro kWp PV-Leistung sinnvoll [Wen13b]. Autarkiegrade deutlich über 80% lassen sich mit PV-Speichersystemen in Wohngebäuden nur in Einzelfällen bei entsprechend großer Systemdimensionierung erreichen. Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad lassen sich für Wohnhäuser auch mit dem von der HTW Berlin entwickelten **Unabhängigkeitsrechner** unter Eingabe der Systemgröße und des individuellen Jahresstromverbrauchs abschätzen (Bild 17).

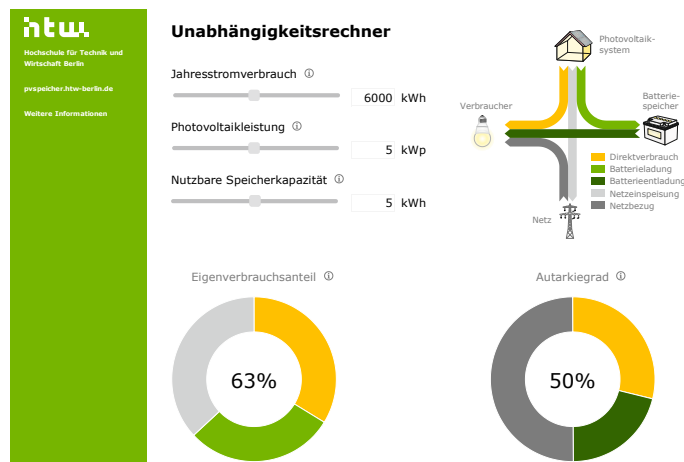


Bild 17 Online-Tool zur Abschätzung des Eigenverbrauchsanteils und Autarkiegrads für Einfamilienhäuser (<http://pv-speicher.htw-berlin.de/unabhaengigkeitsrechner>).

3.2 Einflussfaktoren auf die Eigenversorgung

Neben der Größe des PV-Systems und Batteriespeichers sowie der Höhe des Stromverbrauchs bestimmen weitere Einflussgrößen den Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad. Zum einen ist der individuelle tages- und jahreszeitliche Verlauf des Stromverbrauchs von Bedeutung, der vom Nutzerverhalten und der Geräteausstattung des Haushalts bestimmt wird. Zum anderen kann der zeitliche Verlauf der Leistungsabgabe des PV-Systems variieren, der von der Orientierung des PV-Generators und vom Anlagenstandort abhängt. Im Folgenden soll der Einfluss ausgewählter Faktoren auf die Eigenstromversorgung in Einfamilienhäusern näher untersucht werden.

3.2.1 Einfluss verschiedener Standorte

Das zuvor dargestellte Potenzial der Eigenversorgung wurde für einen beispielhaften Standort ermittelt. Um den Einfluss unterschiedlicher Standorte aufzuzeigen, wurden Simulationsrechnungen mit Wetterdaten von 23 Messstationen des Deutschen Wetterdienstes (DWD) durchgeführt [Ber15]. Bild 18 (links) zeigt die geografische Verteilung der betrachteten Standorte, für die einminütige Zeitreihen der Global- und Diffusstrahlung sowie der Lufttemperatur für den Zeitraum von 2010 bis 2013 vorliegen. Basierend darauf wurde zunächst der zeitliche Verlauf der Leistungsabgabe von identischen PV-Systemen an den einzelnen Standorten simuliert und der jährliche PV-Ertrag bestimmt. Wie Bild 18 (rechts) zu entnehmen ist, variiert der über den Betrachtungszeitraum von 4 Jahren gemittelte PV-Jahresertrag je nach Standort zwischen 955 und 1125 kWh/kWp. In einem weiteren Schritt wurden jedem Standort zusätzlich ein identisches Haushaltslastprofil sowie ein Batteriespeicher zugeordnet. Durch Simulationsrechnungen wurde der Autarkiegrad und Eigenverbrauchsanteil für ein PV-Speichersystem mit einer PV-Leistung von 1 kWp/MWh und nutzbaren Speicherkapazität von 1 kWh/MWh für die Standorte bestimmt. Der Vergleich der Simulationsergebnisse in Bild 18 (rechts) zeigt auf, dass ein höherer PV-Jahresertrag tendenziell zu einem geringeren Eigenverbrauchsanteil und höheren Autarkiegrad führt. Mit steigendem PV-Ertrag fallen mehr Überschüsse an, die weder direkt verbraucht noch zwischengespeichert werden können. Je höher der Ertrag am Standort ist, desto höher ist in der Regel auch der erreichbare Autarkiegrad. Je nach Standort weicht der mehrjährige Autarkiegrad allerdings nur um maximal 2,5 Prozentpunkte vom berechneten Mittelwert aller Standorte ab. Grundsätzlich lässt sich daher innerhalb Deutschlands nur eine **geringe Abhängigkeit des Autarkiegrads vom Standort** feststellen.

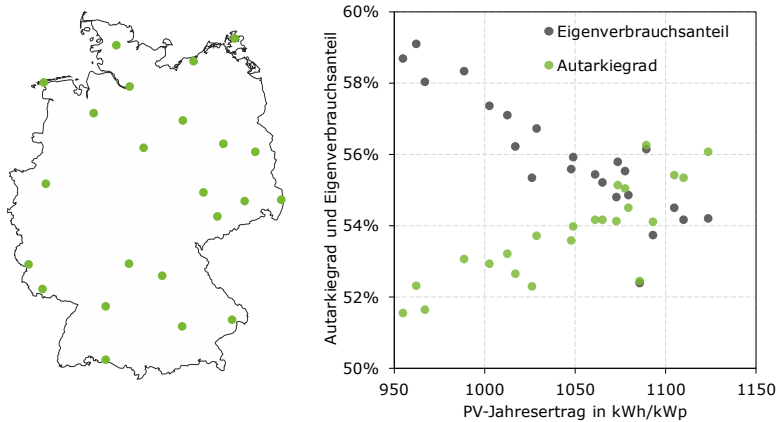


Bild 18 Räumliche Verteilung der Standorte innerhalb Deutschlands (links) und Variation des Autarkiegrads und Eigenverbrauchsanteils in Abhängigkeit des PV-Jahresertrags (rechts) (Speicherkapazität 1 kWh/MWh, PV-Leistung 1 kWp/MWh).

3.2.2 Einfluss verschiedener Haushalte

Eine weitere entscheidende Einflussgröße auf die Höhe der Eigenversorgung stellt der individuelle zeitliche Verlauf des Stromverbrauchs dar. Je nach Nutzerverhalten und technischer Ausstattung der Haushalte können sich Haushaltslastprofile deutlich voneinander unterscheiden. Um diese **Unterschiede im Verbrauchsverhalten** aufzuzeigen, wurden gemessene Jahreslastprofile von insgesamt 74 Haushalten im tages- und jahreszeitlichen Verlauf analysiert [Tja14a]. Bild 19 (links) vergleicht den saisonalen Verlauf des Stromverbrauchs der Haushalte mit dem Jahresverlauf eines sogenannten Standardlastprofils, das das durchschnittliche Verbrauchsverhalten einer großen Anzahl von Haushalten gut wiedergibt. In der Regel fällt der Stromverbrauch in den Wintermonaten höher als in den Sommermonaten aus. Allerdings sind die jahreszeitabhängigen Verbrauchsunterschiede nur geringfügig. Des Weiteren ist der jahreszeitliche Verlauf der Last zweier exemplarischer Haushalte mit unterschiedlicher **technischer Ausstattung** zur Raumklimatisierung und Gebäudeheizung zu sehen. Während eine Klimaanlage zu höheren Verbräuchen in den Sommermonaten führt, hat eine Wärmepumpe einen Anstieg des Stromverbrauchs im Winterhalbjahr zur Folge. In Häusern mit Klimaanlage oder Wärmepumpen lassen sich somit große jahreszeitliche Unterschiede im Stromverbrauch feststellen.

Im Vergleich zur Gebäudetechnik beeinflusst das Nutzerverhalten eher den tageszeitlichen Verlauf des Lastgangs eines Haushalts [Tja14b]. Dabei wird der Tagesverlauf des Stromverbrauchs maßgeblich von den Anwesenheitszeiten und Aktivitäten der

Bewohner bestimmt. Bild 19 (rechts) veranschaulicht den charakteristischen Tagesverlauf des Standardlastprofils mit einem Verbrauchsschwerpunkt am Abend und einem reduzierten Verbrauch in den Nachtstunden. Auch im Tagesgang zeigt sich eine gute Übereinstimmung zwischen dem Standardlastprofil und dem Mittelwert aller untersuchten Haushalte. Zusätzlich ist das mittlere Tageslastprofil zweier Haushalte zu sehen, die sich in ihrem Verbrauchsverhalten stark voneinander unterscheiden. Während der nachaktive Haushalt einen vergleichsweise hohen Stromverbrauch am Abend aufweist, hat der tagaktive Haushalt seine Verbrauchsspitze in den Vormittagsstunden. Je nach **Nutzerverhalten der Bewohner** kann somit der tageszeitliche Verlauf der Last in den Häusern variieren.

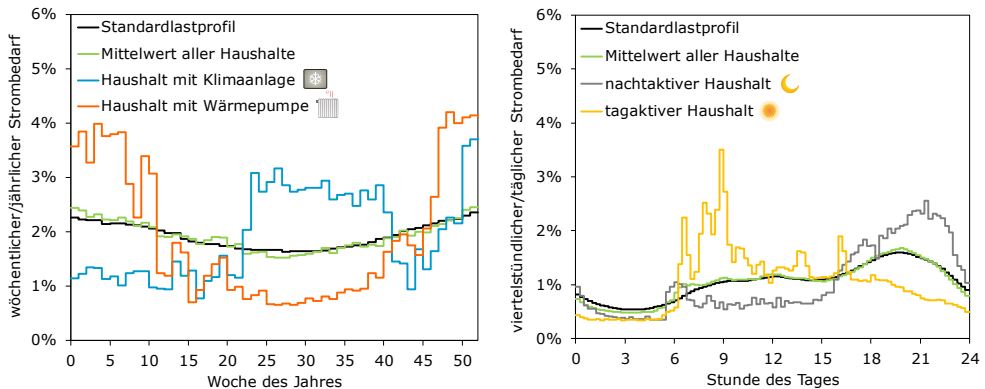


Bild 19 Saisonaler Verlauf des Stromverbrauchs (links) und jahresmittlere Tageslastprofile (rechts) der 74 Haushalte sowie zweier exemplarischer Haushalte und des Standardlastprofils.

Die **tages- und jahreszeitlichen Unterschiede im Stromverbrauch** verschiedener Haushalte lassen sich auch durch den sogenannten Sommer- und Nachtanteil charakterisieren (Bild 20 links). Der Sommeranteil entspricht dabei dem Anteil des sommerlichen Strombedarfs am gesamten Jahresstrombedarf und beschreibt die saisonalen Unterschiede. Der Nachtanteil gibt hingegen das Verhältnis des nächtlichen Strombedarfs zum jährlichen Strombedarf an, woraus die tageszeitlichen Unterschiede hervorgehen. Während der sommerliche Strombedarf durch den Frühlings- und Herbstbeginn begrenzt ist, bestimmen Sonnenaufgang und -untergang den nächtlichen Strombedarf. Beide Bewertungsgrößen ermöglichen somit Aussagen zum tages- und jahreszeitlichen Verlauf eines Lastprofils.

Für die 74 betrachteten Haushaltslastprofile wurde im Mittel ein Sommeranteil von 45% sowie ein Nachtanteil von 49% bestimmt. Wie in Bild 20 (rechts) zu sehen ist, können einzelne Haushalte allerdings deutlich von diesen Durchschnittswerten abwei-

chen. Während der Haushalt mit Klimaanlage 58% des gesamten Strombedarfs im Sommerhalbjahr verbraucht, benötigt der Haushalt mit Wärmepumpe nur ein Viertel des jährlichen Stromverbrauchs im gleichen Zeitraum. Im Vergleich dazu ist der Nachtanteil des nachtaktiven Haushalts mit 61% fast doppelt so hoch wie der des Haushalts, der einen hohen Verbrauch am Vormittag hat (vgl. Bild 19 rechts). Dies hat entsprechende Auswirkungen auf den erreichbaren Autarkiegrad in den verschiedenen Haushalten, der jeweils für ein PV-Speichersystem mit einer Leistung von 1 kWp/MWh sowie einer Speicherkapazität von 1 kWh/MWh durch Simulationsrechnungen ermittelt wurde. Im Mittel ergibt sich für die betrachtete Systemkonfiguration in den 74 Haushalten ein Autarkiegrad von 54%. Dagegen können in dem tagaktiven Haushalt sogar 61% und in dem nachtaktiven Haushalt nur 43% des Strombedarfs durch das PV-Speichersystem versorgt werden. Im Haushalt mit Klimaanlage ergibt sich ein Autarkiegrad von 58%. Beim Haushalt mit Wärmepumpe wirkt sich der hohe Stromverbrauch in den Wintermonaten nachteilig aus, weshalb nur ein Autarkiegrad von 45% erzielt wird. Grundsätzlich fällt der Autarkiegrad umso höher aus, je geringer der Nachtanteil und je höher der Sommeranteil des Stromverbrauchs ist.

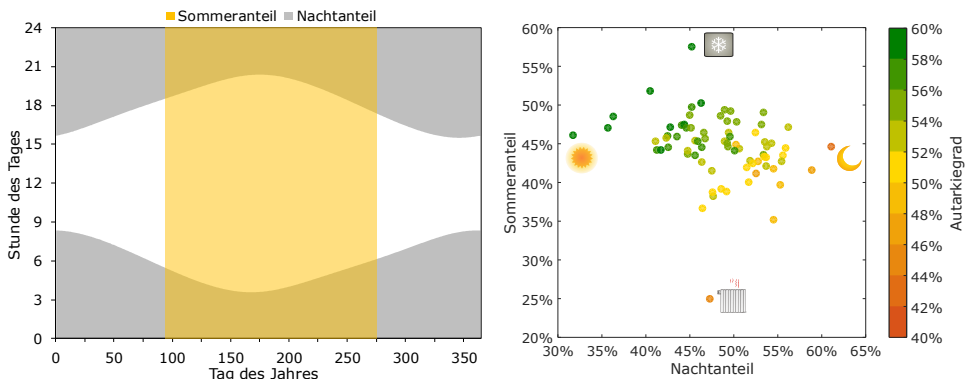


Bild 20 Links: Charakterisierung von Lastprofilen im Jahres- und Tagesverlauf durch den Sommer- und Nachtanteil. Rechts: Autarkiegrad für 74 Haushalte mit PV-Speichersystem in Abhängigkeit des jeweiligen Nacht- und Sommeranteils (PV-Leistung 1 kWp/MWh, Speicherkapazität 1 kWh/MWh).

Wie Bild 20 (rechts) auch entnommen werden kann, liegen die vier ausgewählten Haushalte an den Grenzen des Wertebereichs und stellen somit Extrembeispiele dar. Der Großteil der Haushalte weicht um weniger als 5 Prozentpunkte vom Mittelwert des Autarkiegrads ab. Es bleibt daher festzuhalten, dass trotz individuellem zeitlichen Verlaufs des Stromverbrauchs sich das Potenzial der Eigenversorgung in Privathaushalten mit den in Kapitel 3.1 aufgeführten Ergebnissen gut abschätzen lässt.

3.2.3 Einfluss der Ausrichtung und Neigung des PV-Systems

Neben dem zeitlichen Verlauf des Stromverbrauchs kann auch der **Jahres- und Tagesgang der PV-Erzeugung** je nach Orientierung der Dachfläche variieren. Zu Unterschieden im tageszeitlichen Verlauf der PV-Erzeugung kommt es insbesondere bei Variation der Ausrichtung, wohingegen der Neigungswinkel den jahreszeitlichen Verlauf stärker beeinflusst. Wie sehr die Änderung der PV-Generatororientierung die Eigenversorgung beeinflusst, hängt entscheidend von der zeitlichen Korrelation zwischen der PV-Erzeugung und dem Stromverbrauch ab. Untersucht wurde dies anhand von Simulationsrechnungen für die zuvor dargestellten 74 Haushalte für ein System mit einer PV-Leistung von 1 kWp/MWh sowie einer nutzbaren Speicherkapazität von 1 kWh/MWh [Tja14c]. Bild 21 (links) zeigt für die ausgewählten Haushalte mit Klimaanlage und Wärmepumpe die Änderung des Autarkiegrads in Abhängigkeit des Neigungswinkels. Aufgrund der im vorherigen Kapitel dargestellten Unterschiede im saisonalen Verbrauchsverhalten erreicht der Haushalt mit Klimaanlage einen höheren Autarkiegrad als der Haushalt mit Wärmepumpe. Der höhere sommerliche Stromverbrauch der Klimaanlage hat zur Folge, dass in diesem Haushalt der höchste Autarkiegrad bei einem Neigungswinkel des PV-Generators von 25° erzielt wird. Dagegen begünstigt ein steilerer Neigungswinkel einen höheren PV-Ertrag im Winter, was den Autarkiegrad im Haushalt mit Wärmepumpe steigen lässt. Hier wird der höchste Beitrag des PV-Speichersystems zur Deckung des Strombedarfs bei einer Neigung von 45° erreicht.

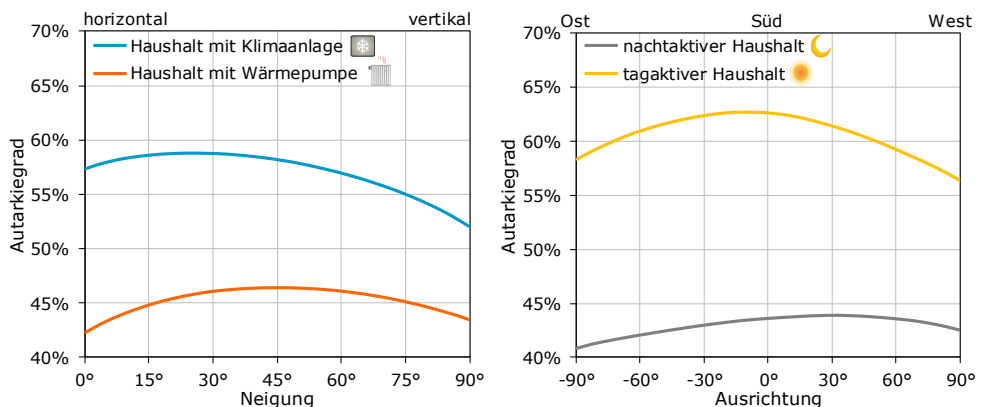


Bild 21 Einfluss der Neigung (links) und Ausrichtung (rechts) des PV-Systems auf den Autarkiegrad ausgewählter Haushalte mit PV-Speichersystem (Ausrichtung 0° (links), Neigung 35° (rechts), PV-Leistung 1 kWp/MWh, Speicherkapazität 1 kWh/MWh).

Der Einfluss der Ausrichtung zwischen -90° (Ost) und 90° (West) auf den Autarkiegrad ist in Bild 21 (rechts) für die beiden Haushalte mit unterschiedlichem tageszeitlichen Verbrauchsverhalten zu sehen. Der höhere Verbrauch am Abend lässt den Autarkiegrad im nachaktiven Haushalt geringer als im tagaktiven Haushalt ausfallen. Aufgrund der Verbrauchsschwerpunkte am Nachmittag und Abend wird der höchste Autarkiegrad in dem Haushalt mit einem um 30° nach Westen ausgerichteten PV-Generator erreicht. Dagegen sorgen die Verbrauchsspitzen am Morgen im tagaktiven Haushalt dafür, dass eine geringe Abweichung der PV-Generatororientierung nach Osten vorteilhaft ist. Somit wird deutlich, dass der **Einfluss der Neigung und Ausrichtung des PV-Generators** auf den erzielbaren Autarkiegrad vom individuellen Verbrauchsverhalten eines Haushalts bestimmt wird.

Wie sich die Änderung der PV-Generatororientierung auf den mittleren Autarkiegrad der 74 untersuchten Haushalte auswirkt, kann Bild 22 entnommen werden. Im Mittel lassen sich die höchsten Autarkiegrade mit 30° geneigten und um 10° nach Westen ausgerichteten PV-Generatoren erzielen, was auf einen höheren Verbrauch in den Nachmittags- und Abendstunden zurückzuführen ist. Bei einer **Abweichung vom Optimum sinkt der Autarkiegrad nur wenig**. Selbst bei südlich ausgerichteten und vertikal installierten PV-Generatoren liegt der Autarkiegrad im Mittel bei 50% und somit nur um 5 Prozentpunkte unter dem Maximalwert. Bei optimaler Neigung führt eine Westausrichtung zur Reduktion des Autarkiegrads um knapp 3 Prozentpunkte. Bei östlicher Ausrichtung fällt die Reduktion marginal höher aus. Daher lassen sich auch mit nicht optimal ausgerichteten PV-Generatoren vergleichsweise hohe Autarkiegrade erzielen.

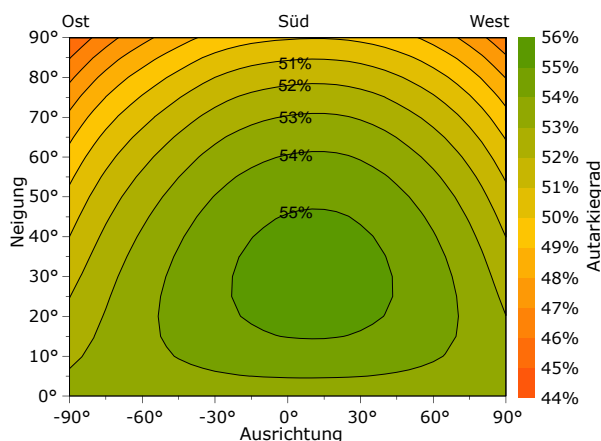


Bild 22 Mittlerer Autarkiegrad für 74 Haushalte mit PV-Speichersystem in Abhängigkeit der Ausrichtung und Neigung des PV-Systems (PV-Leistung 1 kWp/MWh, Speicherkapazität 1 kWh/MWh).

3.2.4 Einfluss von Wärmepumpen

Durch immer günstigeren Solarstrom und die zunehmende Verbreitung von Wärmepumpen werden PV-Systeme zukünftig nicht nur zur Stromversorgung, sondern auch verstärkt zur **Wärmeversorgung von Gebäuden** beitragen. Zuvor wurde bereits für einen Haushalt der Einfluss einer Wärmepumpe auf die Eigenversorgung aufgezeigt. Wie sich der Betrieb der Wärmepumpe auf den tages- und jahreszeitlichen Verlauf des Stromverbrauchs in Einfamilienhäusern und somit auf die Eigenversorgung auswirkt, hängt auch vom Gebäudetyp und der Betriebsführung der Wärmepumpe ab. Grundsätzlich ist eine zentrale Regelung auf Haushaltsebene in Form eines Energiemanagements vorteilhaft, um die jeweiligen Energieflüsse zu messen und die einzelnen Systemkomponenten optimal zu steuern (Bild 23). Mit dem sogenannten SG Ready-Label (Smart Grid Ready) verfügt ein Großteil der Wärmepumpen hierbei über die Möglichkeit, überschüssigen Solarstrom durch **Erhöhung der Speichertemperatur** für Trinkwarmwasser oder die **Erhöhung der Raumtemperatur** zu nutzen.

Zur Bestimmung des Systemverhaltens wurden Simulationsrechnungen mit einminütiger Zeitschrittweite für verschiedene Gebäude und Systemdimensionierungen durchgeführt [Tja15]. Je nach Gebäudetyp lassen sich mit einer PV-Systemgröße von 10 kWp zwischen 25% und 65% des gesamten Strombedarfs eines Haushalts zur Strom- und Wärmeversorgung mit Photovoltaikstrom decken (Bild 24).

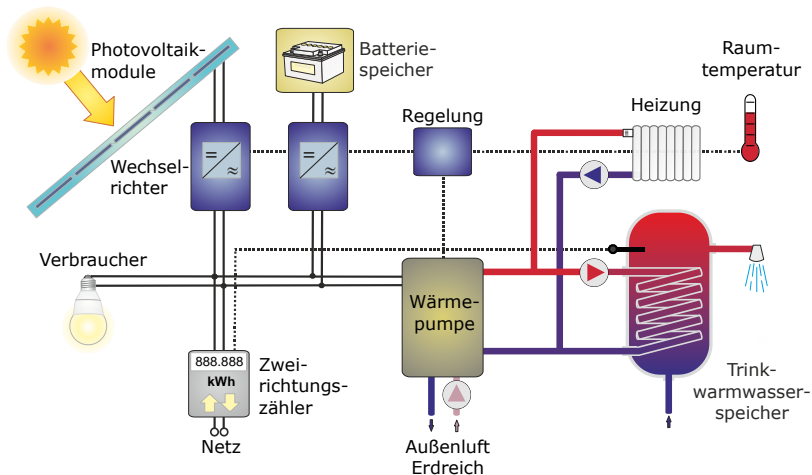


Bild 23 Photovoltaiksystem zur Strom- und Wärmeversorgung mit Batteriespeicher, Trinkwarmwasserspeicher und Wärmepumpe.

Aufgrund eines reduzierten Energiebedarfs, niedrigerer Vor- und Rücklauftemperaturen und damit verbesserter Effizienz der Wärmepumpe erreicht ein energieeffizienter Neubau gegenüber einem gut modernisierten Altbau einen um etwa 10 Prozentpunkte höheren Autarkiegrad. Durch Nutzung der **SG Ready-Schnittstelle** und der Berücksichtigung einer **Nachtabenkung der Raumtemperatur** kann die Laufzeit der Wärmepumpe verstärkt in die Zeit solarer Überschüsse gelegt werden. Hierdurch kann der Autarkiegrad nochmals um 5 bis 10 Prozentpunkte gesteigert werden. Die größte Veränderung der Eigenversorgung kann darüber hinaus durch Batteriespeicher erzielt werden, da diese die Versorgung sowohl des Haushalts als auch der Wärmepumpe mit überschüssigem Solarstrom ermöglichen. Mit einer nutzbaren Batteriekapazität von 6 kWh kann der Autarkiegrad nochmals um 10 bis 20 Prozentpunkte erhöht werden. Dadurch lassen sich modernisierte Altbauten bei vollständiger Nutzung der Dachfläche zu circa 50% mit Strom und Wärme selbst versorgen. Bei gleicher Dachfläche können Effizienz- und Passivhäuser auch Autarkiegrade über 60% erreichen.

Es bleibt festzuhalten, dass sich das Potenzial der Eigenversorgung in Privathaushalten mit den in Kapitel 3.1 aufgeführten Ergebnissen weiterhin gut abschätzen lässt, sofern die Wärmepumpe mit einer Nachtabenkung und der Nutzung der SG Ready-Schnittstelle betrieben wird.

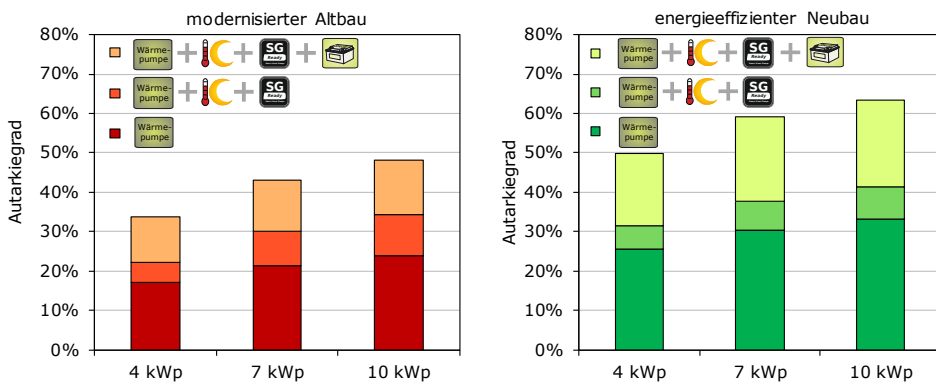


Bild 24 Autarkiegrade zweier Gebäudetypen mit Wärmepumpe in Abhängigkeit der PV-Generatorleistung bei Nachtabenkung der Raumtemperatur und Nutzung der SG Ready-Schnittstelle sowie Batteriespeicherung (Speicherkapazität 6 kWh, Jahresstrombedarf ohne Wärmepumpe 4 MWh (4000 kWh), Wohnfläche 140 m², Jahresheizenergiebedarf 95 kWh/m² (links) und 25 kWh/m² (rechts)).

3.2.5 Weitere Einflussfaktoren

Neben Wärmepumpen können **Elektrofahrzeuge** den zeitlichen Verlauf und die Höhe des Stromverbrauchs eines Haushalts maßgeblich beeinflussen. Unterstellt man einen durchschnittlichen Stromverbrauch eines Elektrofahrzeugs von 0,2 kWh/km, resultiert daraus bei einer mit dem Elektrofahrzeug jährlich zurückgelegten Strecke von 10000 km ein Strombedarf von 2 MWh (2000 kWh) im Jahr. Welchen Beitrag ein PV-System zur Ladung des Elektrofahrzeugs leisten kann, ist maßgeblich von der Fahrzeugnutzung abhängig [Sam14]. Durch eine gesteuerte Fahrzeugladung kann die Ladeleistung gezielt an die vorhandenen Überschüsse angepasst werden, wodurch mehr Solarstrom zur Ladung genutzt werden kann [Mie14]. Sollte aufgrund der Fahrzeugnutzung die Gleichzeitigkeit zwischen der PV-Erzeugung und Standzeit des Elektrofahrzeugs am Wohnort gering ausfallen, kann ein stationärer Batteriespeicher im Haus vorteilhaft sein. Zwischengespeicherte PV-Energie kann dann auch nach Sonnenuntergang zur Fahrzeugladung genutzt werden. Grundsätzlich kann auch die **zeitliche Verschiebung von steuerbaren Lasten** in Zeiten hoher PV-Erzeugung zu einer Steigerung der Eigenversorgung durch Solarstrom führen.

Zusammenfassung der Kernaussagen von Kapitel 3

- PV-Systeme in Verbindung mit Batteriespeichern können bis zu 80% des Strombedarfs von privaten Haushalten decken und tragen zur bedarfsgerechten Versorgung mit Solarstrom bei.
- Sowohl der Eigenverbrauchsanteil als auch der Autarkiegrad wird entscheidend durch die Größe des Batteriespeichers und PV-Systems sowie der Höhe des jährlichen Stromverbrauchs bestimmt.
- Der Standort sowie die Orientierung des PV-Systems haben nur einen vergleichsweise geringen Einfluss auf die Höhe des Autarkiegrads.
- Aufgrund tages- und jahreszeitlicher Unterschiede im Verbrauchsverhalten können sich die Autarkiegrade verschiedener Haushalte voneinander unterscheiden.
- In Häusern mit Klimaanlage oder Wärmepumpen lassen sich große jahreszeitliche Unterschiede im Stromverbrauch feststellen, was entsprechende Auswirkungen auf die realisierbaren Autarkiegrade hat.
- In der Regel fällt der Autarkiegrad umso höher aus, je geringer der Anteil des nächtlichen Strombedarfs und je höher der Anteil des sommerlichen Strombedarfs am Gesamtbedarf ist.

4 WIRTSCHAFTLICHKEIT VON SOLARSTROMSPEICHERN

Auf Grundlage des zuvor dargestellten Potenzials der Eigenversorgung durch Solarstromspeicher sollen in diesem Abschnitt Batteriespeicher in Kombination mit PV-Systemen einer ökonomischen Bewertung unterzogen werden. Dazu werden zunächst vergleichbare Bewertungsgrößen eingeführt und relevante Einflussgrößen auf die Wirtschaftlichkeit identifiziert. Ziel ist es aufzuzeigen, welche Systempreise für einen rentablen Betrieb notwendig sind und wie Batteriespeicher zukünftig zu einer kostenstabilen Stromversorgung von Wohngebäuden beitragen können.

4.1 Bewertung der Wirtschaftlichkeit

Zur ökonomischen Bewertung von PV-Speichersystemen ist es sinnvoll, alle mit der Stromversorgung in Verbindung stehenden **Ausgaben und Einnahmen während der Nutzungsdauer** zu berücksichtigen (Bild 25). Hierzu zählen neben den Anschaffungskosten für das PV-System und den Batteriespeicher auch die Betriebs- und Wartungskosten. Des Weiteren fallen für die Investition oftmals Finanzierungskosten an, die es zu berücksichtigen gilt. Zusätzlich müssen die Ausgaben für den verbleibenden Strombezug aus dem Netz in die Wirtschaftlichkeitsanalyse einfließen. Dagegen wirken die Erlöse aus der Vergütung der in das Netz eingespeisten PV-Energie kostenmindernd. Werden die jährlichen Kosten und Erträge (Annuitäten) berechnet und deren Summe auf den jährlichen Stromverbrauch bezogen, lassen sich die mittleren Stromkosten eines Haushalts mit PV-Speichersystem berechnen. Für eine detaillierte Berechnung der mittleren Stromkosten soll auf [Wen14a] verwiesen werden.

Die mittleren Stromkosten entsprechen dem Preis, den der Haushalt für den gesamten Strombedarf während der Nutzungsdauer des PV-Speichersystems durchschnittlich zahlt. Diese Bewertungsgröße ermöglicht einen direkten Vergleich mit den mittleren Strombezugskosten aus dem öffentlichen Netz im gleichen Zeitraum. Trägt die Anschaffung eines PV-Speichersystems zur Reduktion der mittleren Stromkosten eines Haushalts bei, ist die Investition finanziell vorteilhaft. Zusätzlich können Solarstromspeicher als Absicherung gegen stark steigende Strompreise dienen.

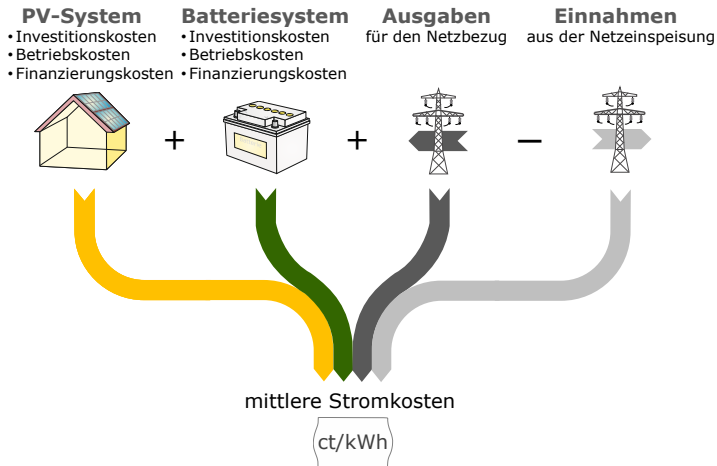


Bild 25 Berechnung der mittleren Stromkosten von Wohngebäuden mit PV-Speichersystemen.

4.2 Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit

Um die Auswirkungen ausgewählter Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit zu analysieren, müssen verschiedene Annahmen und Prognosen getroffen werden. Für das PV-System wird eine Nutzungsdauer von 20 Jahren angenommen. Die kalendari-sche Lebensdauer des Lithium-Batteriespeichers wird mit 20 Jahren und die Zyklen-lebensdauer mit 5000 Zyklen berücksichtigt. Sofern nichts Abweichendes angegeben ist, beziehen sich die nachfolgenden Berechnungen auf die in Tabelle 4 aufgeführten **finanziellen Rahmenbedingungen des Referenzszenarios**. Die jährlichen Betriebskosten werden mit durchschnittlich 1,5% der Investitionskosten des PV-Systems und Batteriespeichers veranschlagt. Im Referenzszenario werden mittlere Strombezugskosten von 34 ct/kWh (brutto) über 20 Jahre angesetzt. Dieser Wert ergibt sich, wenn die aktuellen Strombezugskosten von 28 ct/kWh um jährlich 2% ansteigen. Die in das Netz eingespeiste PV-Energie wird im Referenzszenario mit 12 ct/kWh vergütet. Des Weiteren liegt der Berechnung ein Kalkulationszinssatz von 4% zugrunde. Für den Batteriespeicher wird im Referenzszenario von Investitionskosten bezogen auf die nutzbare Speicherkapazität in Höhe von 1500 €/kWh (brutto) ausgegangen. Die Investitionskosten des PV-Systems werden mit 1500 €/kWp (brutto) angenommen. Da in den Berechnungen keine EEG-Umlage auf den eigenverbrauchten Strom berücksichtigt wird, sind die aufgeführten Ergebnisse nur für Systeme mit Leistung bis 10 kWp gültig. Im Folgenden sollen ausgewählte Einflussfaktoren auf die Wirtschaftlichkeit von PV-Speichersystemen näher untersucht werden.

Tabelle 4 Angenommene Kostensituation des Referenzszenarios.

	Annahme
PV-Systempreis (inkl. Umsatzsteuer)	1500 €/kWp
Batteriesystempreis (inkl. Umsatzsteuer)	1500 €/kWh
Einspeisevergütung	12 ct/kWh
mittlere Strombezugskosten (inkl. Umsatzsteuer)	34 ct/kWh
kalkulatorischer Zinssatz	4%
Betrachtungszeitraum	20 Jahre

4.2.1 Einfluss der Systemgröße und Systemkosten

Da die Systemgröße maßgeblichen Einfluss auf die Höhe der Eigenversorgung hat, ist auch die Wirtschaftlichkeit von der PV-Leistung und Speicherkapazität abhängig. Bild 26 (links) stellt dar, wie sich die mittleren Stromkosten in Abhängigkeit der **Größe des PV-Systems** bei einer Speicherkapazität von 1 kWh/MWh zusammensetzen. Es ist ersichtlich, dass mit steigender PV-Leistung aufgrund der höheren Anschaffungskosten die PV-Systemkosten zunehmend zu den mittleren Stromkosten beitragen. Weil die Speicherkapazität unverändert bleibt, ändern sich auch die Batteriespeicherkosten nicht. Da die Steigerung der PV-Leistung eine höhere Eigenversorgung zur Folge hat, fallen die Ausgaben für den Netzbezug umso geringer aus, je größer das PV-System ist. Kostenmindernd wirkt sich bei steigender PV-Systemgröße zudem die Zunahme der Erlöse aus der Netzeinspeisung aus. Dadurch können die Einspeiseerlöse die gestiegenen Ausgaben für das PV-System weitgehend kompensieren, weshalb die mittleren Stromkosten bei größeren PV-Systemen nahezu konstant bleiben. Allerdings liegen diese für die betrachtete Speichergröße von 1 kWh/MWh unabhängig von der PV-Leistung über dem mittleren Strombezugspreis des Referenzszenarios.

In Bild 26 (rechts) ist der Einfluss der **Größe des Batteriespeichers** auf die mittleren Stromkosten bei einer PV-Leistung von 1 kWp/MWh veranschaulicht. Im Gegensatz zu Bild 26 (links) ist zu erkennen, dass die Kosten des PV-Systems gleich bleiben, wohingegen die Kosten des Batteriespeichers proportional zu dessen Größe sind. Des Weiteren geht die Erhöhung der Speicherkapazität zum einen mit sinkenden Ausgaben für den Netzbezug und zum anderen mit sinkenden Einnahmen aus der Netzeinspeisung einher, da größere Speicher sowohl den Autarkiegrad als auch den Eigenverbrauchsanteil erhöhen. Werden die einzelnen Kostenbestandteile aufsummiert, resultiert die Steigerung der Speicherkapazität im Referenzszenario in einer Zunahme der mittleren Stromkosten.

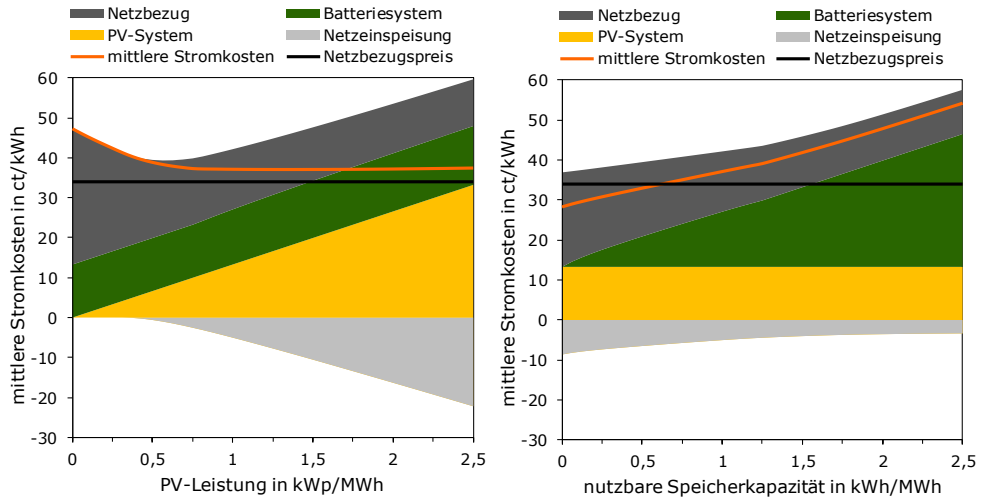


Bild 26 Einfluss der Systemgröße auf die mittleren Stromkosten und deren Bestandteile bei Variation der PV-Leistung (links) und Speicherkapazität (rechts) (Links: Speicherkapazität 1 kWh/MWh, Rechts: PV-Leistung 1 kWp/MWh).

Beim Vergleich von Bild 26 (links) und Bild 26 (rechts) wird deutlich, dass für die gegebene Kostensituation die Erhöhung der Batteriekapazität die mittleren Stromkosten stärker beeinflusst als die Änderung der PV-Leistung. Im Referenzszenario ergeben sich daher bei einer PV-Leistung von 1 kWp/MWh nur für Speichersysteme mit Kapazitäten unter 0,6 kWh/MWh mittlere Stromkosten unterhalb des Netzbezugspreises. In diesem Fall ist die Investition in ein PV-Speichersystem profitabler als den gesamten Strombedarf aus dem Netz zu beziehen.

Weiterhin haben die **Anschaffungskosten des PV-Systems und Batteriespeichers** maßgeblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit. Bild 27 zeigt auf, welche Auswirkung die Änderung der Systempreise gegenüber dem Referenzszenario auf die mittleren Stromkosten hat. Um die Abhängigkeit von der Speichergröße aufzuzeigen, wurde zudem ein PV-Speichersystem mit einer PV-Leistung von 1 kWp/MWh sowie einer Speicherkapazität von 0,5 kWh/MWh (links) und 1 kWh/MWh (rechts) betrachtet. Wie erwartet nehmen die mittleren Stromkosten sowohl bei geringeren Batteriesystempreisen als auch bei geringeren PV-Systempreisen ab. Sobald die mittleren Stromkosten den angenommenen Netzbezugspreis von 34 ct/kWh unterschreiten, ist die Investition in ein PV-Speichersystem wirtschaftlich sinnvoll. Daher entspricht dieser Wert im Referenzszenario der Wirtschaftlichkeitsgrenze.

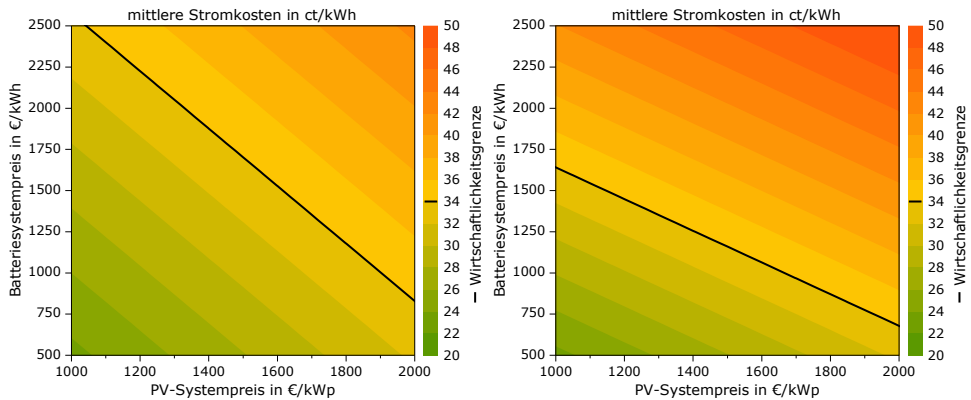


Bild 27 Mittlere Stromkosten in Abhängigkeit der PV-Systempreise und Batteriesystempreise bei einer nutzbaren Speicherkapazität von 0,5 kWh/MWh (links) und 1 kWh/MWh (rechts) (PV-Leistung 1 kWp/MWh).

Nimmt man PV-Investitionskosten in Höhe von 1500 €/kWp an, sind Batteriesystempreise unter 1160 €/kWh für einen wirtschaftlichen Betrieb einer Speicherkapazität von 1 kWh/MWh erforderlich (Bild 27 rechts). Ist der Batteriespeicher nur mit 0,5 kWh/MWh dimensioniert, lässt sich dies bereits bei Batteriesystempreisen von unter 1700 €/kWh erzielen (Bild 27 links). Somit erreichen kleine Batteriespeicher gegenüber größeren Speichern bereits bei höheren spezifischen Systempreisen die Wirtschaftlichkeit. Fallen die Kosten für das PV-System geringer aus, sind auch teurere Batteriespeicher wirtschaftlich. Dabei zeigt sich, dass kleinere Speicher eher über die Einnahmen aus der Netzeinspeisung mitfinanziert werden können, was den steileren Anstieg der **Wirtschaftlichkeitsgrenze** bei abnehmenden PV-Systemkosten zur Folge hat. Die Wirtschaftlichkeitsgrenze lässt sich folglich auch als erforderlicher Batteriesystempreis definieren, der nachfolgend als Vergleichsgröße dient.

4.2.2 Einfluss der Einspeisevergütung und Strombezugskosten

Der Einfluss variierender Einspeisevergütungssätze auf den **erforderlichen Batteriesystempreis** ist in Bild 28 (links) als Funktion des PV-Systempreises dargestellt. Die **Einspeisevergütung** beläuft sich im Referenzszenario auf 12 ct/kWh über einen Zeitraum von 20 Jahren. Fällt die Vergütung der in das Netz eingespeisten PV-Energie geringer aus, sind niedrigere Batteriesystempreise für einen profitablen Betrieb erforderlich. Sollte bei PV-Systempreisen von 1500 €/kWp die Netzeinspeisung nur noch mit 4 ct/kWh vergütet werden, dürfte der Batteriespeicher maximal 800 €/kWh kosten. Wird das PV-System für 1200 €/kWp realisiert, ist ein wirtschaft-

licher Betrieb bei gleicher Vergütung bereits bei Batteriepreisen von unter 1080 €/kWh möglich. Eine sinkende Einspeisevergütung verschlechtert daher nicht nur die Wirtschaftlichkeit von PV-Systemen, sondern auch die von PV-Speichersystemen.

Im Vergleich zur Einspeisevergütung sind die **Strombezugskosten** während des Betrachtungszeitraums zum Zeitpunkt der Investition nicht bekannt und müssen somit abgeschätzt werden. Im Referenzszenario wird von mittleren Strombezugskosten in Höhe von 34 ct/kWh über einen Zeitraum von 20 Jahren ausgegangen. Bild 28 (rechts) kann entnommen werden, wie sich davon abweichende Strombezugskosten auf den erforderlichen Batteriesystempreis auswirken. Wie zu erwarten, können die Batteriesystempreise umso höher ausfallen, je höher die Strombezugskosten sind. Werden jedoch mittlere Strombezugskosten von 30 ct/kWh über den Betrachtungszeitraum unterstellt, dürfte der Batteriespeicher bei einem PV-Systempreis von 1500 €/kWp maximal 920 €/kWh kosten. Geht man von 38 ct/kWh aus, liegt der erforderliche Batteriesystempreis bei 1400 €/kWh. Da die Refinanzierung eines PV-Speichersystems zum Teil durch die vermiedenen Strombezugskosten erfolgt, wirken sich somit steigende Strombezugpreise positiv auf die Wirtschaftlichkeit von PV-Speichersystemen aus.

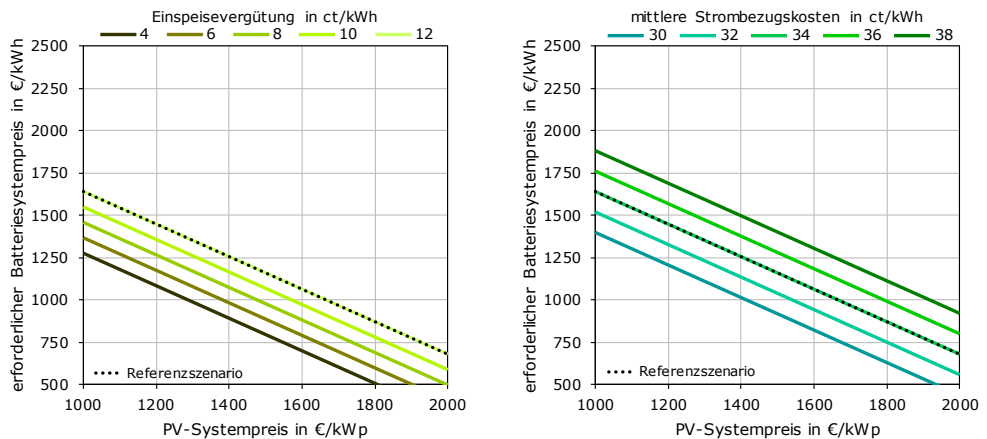


Bild 28 Zur Wirtschaftlichkeit erforderliche Batteriesystempreise in Abhängigkeit der PV-Systempreise sowie der Einspeisevergütung (links) und mittleren Strombezugskosten (rechts) (PV-Leistung 1 kWp/MWh, Speicherkapazität 1 kWh/MWh).

4.2.3 Einfluss der Kapitalverzinsung

Die zuvor dargestellten Ergebnisse wurden unter Annahme eines kalkulatorischen Zinssatzes von 4% ermittelt. In Bild 29 (links) ist der Einfluss variierender **Zinssätze** zwischen 0 und 8% auf den zur Wirtschaftlichkeit erforderlichen Batteriesystempreis aufgeführt. Während im betrachteten Referenzszenario bei einem Zinssatz von 4% Preise für Batteriespeichersysteme von unter 1160 €/kWh zur Wirtschaftlichkeit erforderlich sind, lässt sich ohne eine Renditeerwartung bereits bei Systempreisen von unter 2070 €/kWh die Wirtschaftlichkeit erzielen. In diesem Fall tragen die Einnahmen aus der Netzeinspeisung teilweise auch zur Refinanzierung des Batteriespeichers bei [Wen14b]. Im Gegensatz dazu sind bei höherer erwarteter Kapitalverzinsung geringere Batteriesystempreise notwendig.

In Bild 29 (rechts) sind zusammengefasst die untersuchten Einflussfaktoren auf die jeweilige Bandbreite der erforderlichen Batteriesystempreise aufgeführt. Die Bandbreite wird dabei von der oberen und unteren Grenze der unterschiedlichen Parametervariationen begrenzt. Im Vergleich zu den anderen Parametern wird der **dominierende Einfluss des angesetzten Zinssatzes** deutlich. Des Weiteren kann geschlossen werden, dass weitere Senkungen der PV-Systemkosten für die Wirtschaftlichkeit der Batteriespeicher förderlich sind.

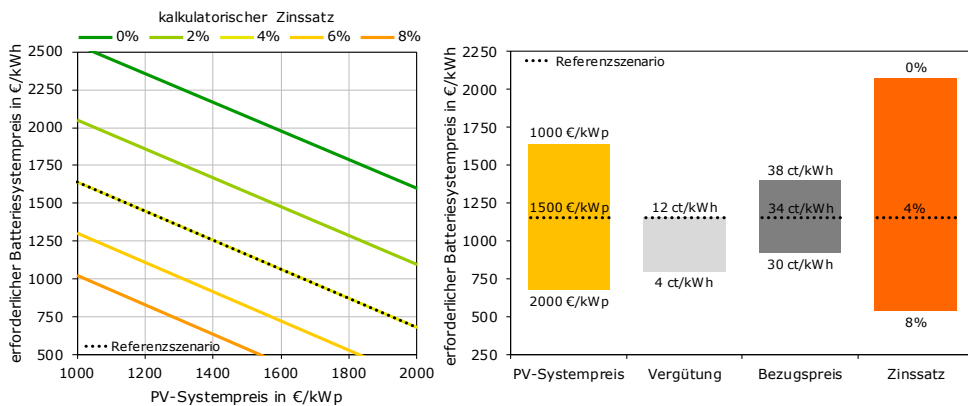


Bild 29 Zur Wirtschaftlichkeit erforderliche Batteriesystempreise für die Referenzsituation in Abhängigkeit der Verzinsung (links) sowie bei Variation aller Parameter (rechts) (PV-Leistung 1 kWp/MWh, Speicherkapazität 1 kWh/MWh).

Da erste am Markt verfügbare Lithium-Batteriespeichersysteme einen Preis von 2000 €/kWh unterschritten haben [Kai15], sollte somit bei geringer Renditeerwartung bereits heute ein wirtschaftlicher Betrieb von Solarstromspeichern möglich sein. Bis die für eine größere Marktdurchdringung erforderlichen Systemkosten von unter 1000 €/kWh erzielt werden, können öffentliche Markteinführungsprogramme die Finanzierungslücke sinnvoll schließen. Mittelfristig werden sich Speichersysteme bei fallenden Speichersystempreisen auch ohne Förderungen rechnen, sofern die Speicherung von Solarstrom im Haushaltsbereich nicht durch zusätzliche Abgaben, Umlagen oder Steuern belastet wird.

Zusammenfassung der Kernaussagen von Kapitel 4

- Die Rentabilität der Investition in ein PV-Speichersystem wird maßgeblich von der Systemgröße und den Systemkosten beeinflusst.
- Bei gleichen spezifischen Batteriesystempreisen rechnen sich kleinere Batteriespeicher eher als Batteriespeicher mit größeren Kapazitäten.
- Je nach Kostensituation und Systemgröße wird der Batteriespeicher teilweise aus den Einnahmen der Netzeinspeisung des PV-Systems refinanziert.
- Bei sinkenden Einspeisevergütungssätzen müssen sich PV-Speichersysteme zunehmend über die eingesparten Strombezugskosten refinanzieren.
- Die Wirtschaftlichkeit der Solarstromspeicher hängt entscheidend von der erwarteten Kapitalverzinsung ab.
- Unter Berücksichtigung der Kostensituation des Referenzszenarios ist ein wirtschaftlicher Betrieb von Solarstromspeichern bei geringer Renditeerwartung bereits bei spezifischen Speicherkosten von 2000 €/kWh möglich.
- Um die für eine größere Marktdurchdringung erforderlichen Systemkosten von unter 1000 €/kWh zu erzielen, sollte die Markteinführung von Solarstromspeichern weiter gefördert werden.
- Mittelfristig werden sich PV-Speichersysteme bei fallenden Speicherpreisen auch ohne Förderungen rechnen, sofern die Speicherung von Solarstrom im Haushaltsbereich nicht durch zusätzliche Abgaben, Umlagen oder Steuern belastet wird.

5 SYSTEMDIENLICHKEIT VON SOLARSTROMSPEICHERN

Nachdem zuvor das Potenzial der Eigenversorgung durch Solarstromspeicher und deren Wirtschaftlichkeit aufgezeigt wurden, folgt nun eine Betrachtung des Beitrags von Batteriespeichern zur Netzintegration der Photovoltaik. Dazu wird zunächst auf die Anforderungen an die Systemdienlichkeit eingegangen. Basierend darauf werden verschiedene Betriebsweisen für Solarstromspeicher hinsichtlich ihrer Systemdienlichkeit bewertet.

5.1 Anforderungen an die Systemdienlichkeit

Bereits in Kapitel 1.1 konnte aufgezeigt werden, dass zum Erreichen der Klimaschutzziele eine Steigerung der bisherigen PV-Installationen um ein Vielfaches unabdingbar ist. Um bei gleichbleibendem Jahresstrombedarf einen Solarstromanteil an der deutschen Stromversorgung von über 25% zu erzielen, ist eine **installierte PV-Leistung von mehr als 200 GW** notwendig. Beim Vergleich der PV-Erzeugung und des Stromverbrauchs im Tagesverlauf zeigt sich, dass bereits heute an sonnenreichen Sommertagen zeitweise 50% des deutschen Strombedarfs durch Solarstrom gedeckt werden können (Bild 30). Ab 70 GW installierter PV-Leistung kann die Last in Deutschland zeitweise komplett durch PV-Systeme gedeckt werden [Qua11]. Daher kommt es bei einem PV-Ausbau von 200 GW und mehr zu deutlichen Überschüssen, die es sinnvoll zu nutzen gilt. Eine Option besteht darin, Überschüsse vorzugsweise am Ort der Stromproduktion zu speichern und zeitversetzt zu nutzen. Dadurch kann die Einspeisung von Solarstrom zur Mittagszeit reduziert werden. Somit ergibt sich bereits aus dieser deutschlandweiten Betrachtung die Notwendigkeit, Speicher systemdienlich zur **Reduktion von Erzeugungsspitzen** einzusetzen.

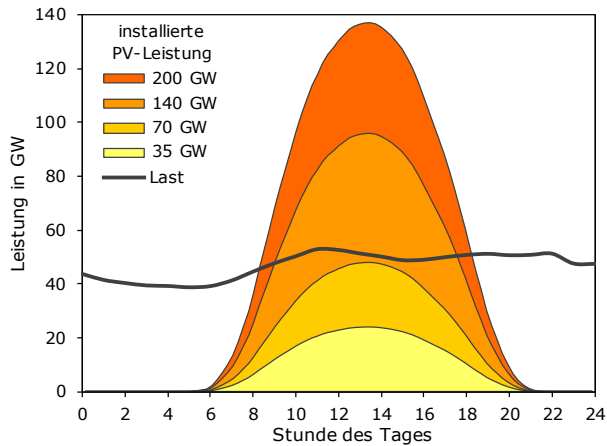


Bild 30 Elektrische Last und PV-Erzeugung in Deutschland an einem Sonntag im Juli 2013 sowie bei unterschiedlichen Ausbauszenarien.

Neben der Vermeidung von Einspeisespitzen ergeben sich weitere Systemanforderungen. Hierzu zählt auch die Begrenzung von Schwankungen der Netzeinspeisung oder die Bereitstellung von Regelleistung. Aufgrund der Zunahme der fluktuierenden Leistungsabgabe von Windkraftanlagen und PV-Systemen ist zukünftig mit einem steigenden Bedarf an Regelleistung zu rechnen [Pap14]. Der Einsatz von größeren dezentralen Batteriespeichern bietet sich hier insbesondere zur Bereitstellung von Primärregelleistung an. Des Weiteren können Batteriespeicher im Verbund weitere Systemdienstleistungen zur Frequenzhaltung oder zum Versorgungswiederaufbau bereitstellen [Ste15].

Neben den überregionalen Systemanforderungen ergeben sich auf lokaler Ebene in den Verteilnetzen entsprechende **Anforderungen an die Systemdienlichkeit**. Hier gilt es insbesondere die Vorgaben zur Spannungsqualität und die zulässige Betriebsmittelbelastung einzuhalten. In Niederspannungsnetzen darf die Netzspannung in der Regel maximal um $\pm 10\%$ von der Nennspannung abweichen [DIN08]. Während bei Lastbezug die Spannung entlang der Netzleitung abfällt, bedingt die Einspeisung von PV-Leistung eine Spannungsanhebung mit zunehmender Entfernung zum Ortsnetztransformator (Bild 31). Um das zulässige Spannungsband zu gewährleisten, wurden die Netze in der Vergangenheit meist nur für den Maximallastfall ausgelegt. Besonders in Netzgebieten mit hoher Durchdringung von PV-Systemen kann jedoch bereits heute der Einspeisefall auslegungsrelevant sein [Wir13]. Im Zuge des weiteren PV-Ausbaus ist davon auszugehen, dass dies für den Großteil der ländlichen und vorstädtischen Netze zutreffen wird.

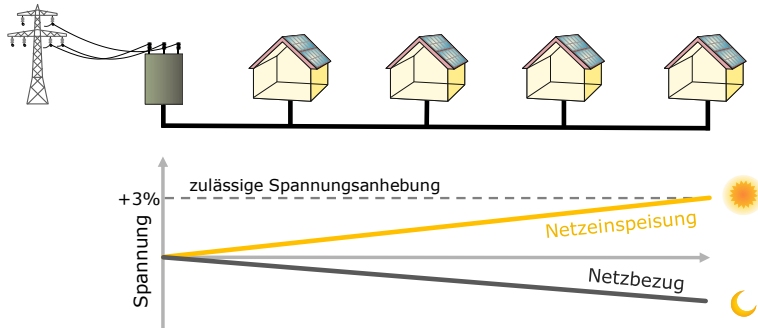


Bild 31 Schematische Darstellung der Spannungsverhältnisse entlang eines Netzstrangs bei Netzeinspeisung und Netzbezug.

Da in Niederspannungsnetzen auch die vorgelagerte Mittelspannungsebene höhere Spannungen verursachen kann, darf die Spannungsanhebung dezentraler Erzeuger maximal +3% gegenüber der Spannung ohne Erzeugung betragen [VDE11]. Neben dem klassischen Netzausbau gibt es weitere Maßnahmen, um der Überschreitung des zulässigen Spannungsanstiegs bei hoher PV-Durchdringung entgegenzuwirken. Hierzu zählt unter anderem die Blindleistungsbereitstellung, da der Bezug von Blindleistung spannungsmindernd wirkt. Allerdings kann der Blindleistungsbezug nicht die Belastung der Transformatoren und Leitungen reduzieren und verursacht zusätzliche Netzverluste.

Des Weiteren hat die **Begrenzung der maximalen Einspeiseleistung** der PV-Systeme eine spannungssenkende Wirkung. In Deutschland ist die maximale Leistungsabgabe von PV-Systemen kleiner 30 kWp auf 70% der installierten PV-Leistung zu begrenzen, sofern die Leistungsabgabe nicht im Rahmen des Einspeisemanagements durch den Netzbetreiber ferngesteuert wird [BMWi14]. Als Bezugszeitraum für die Einspeisebegrenzung sind gleitende 10-Minutenmittelwerte der Einspeiseleistung anzusetzen [VDE14]. Neben der zeitlichen Verlagerung von verschiebbaren Lasten können auch Batteriespeicher eingesetzt werden, um Einspeisespitzen abzufangen und die Einspeiseleistung zu begrenzen. Soll die Errichtung des Batteriespeichersystems durch das Speicherförderprogramm der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) finanziert werden, erfordert dies derzeit die Begrenzung der PV-Einspeiseleistung auf 60% der Nennleistung des PV-Systems [BMU13]. Da die Reduzierung der Netzeinspeisung zur **Erhöhung der Aufnahmekapazität** eines bestehenden Netzes beiträgt, ist mittelfristig eine weitere Reduktion der zulässigen maximalen Einspeiseleistung anzustreben. Dadurch könnten Batteriespeicher noch stärker zur Verbesserung der lokalen Spannungsverhältnisse sowie zur Betriebsmittelentlastung beitragen.

5.2 Betriebsstrategien für Solarstromspeicher

Grundsätzlich können mit PV-Systemen gekoppelte Batteriespeicher mit unterschiedlichen Zielsetzungen betrieben werden. Daher existieren für PV-Speichersysteme verschiedene Betriebsstrategien, die im Folgenden näher vorgestellt werden. Mit Batteriespeichern zur **Steigerung der Eigenversorgung** wird in Wohngebäuden in der Regel die Verringerung des Strombezugs aus dem Netz verfolgt. Hierzu wird der Batteriespeicher geladen, sobald am Morgen mehr Solarstrom erzeugt als zeitgleich Strom im Haus verbraucht wird. Meist ist der Speicher dadurch allerdings an sonnigen Tagen bereits am Vormittag vollständig geladen (Bild 32, links). Anschließend werden die gesamten Überschüsse in das Netz eingespeist, wodurch die Einspeise- spitze zur Mittagszeit oft nicht vermieden werden kann. Dabei kann der Übergang zwischen der Batterieladung und Netzeinspeisung je nach Batterietechnologie und Ladeverfahren abrupt oder kontinuierlich erfolgen [Wen14c]. Diese rein eigenversorgungsoptimierte Betriebsstrategie ohne Reduzierung der Einspeiseleistung **trägt wenig zur Systemdienlichkeit der Batteriespeicher bei**.

Um PV-Speichersysteme zusätzlich netzoptimiert zu betreiben, ist wie zuvor dargestellt die **Begrenzung der Netzeinspeiseleistung** vorteilhaft. Ein einfacher Ansatz zur Einhaltung einer vorgegebenen maximalen Einspeiseleistung besteht darin, überschüssige PV-Leistung abzuregeln (Bild 32, 2. v. links). Dies kann durch Änderung der gleichstromseitigen Wechselrichterspannung erfolgen, wodurch die Leistungsabgabe des PV-Systems reduziert wird. 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 Erzeugungsleistung abgeregelt werden, sofern es andernfalls zu einer Überschreitung der vorgegebenen Grenze kommen würde. Demzufolge geht durch die Abregelung Energie verloren, die weder in das Netz eingespeist noch zur Versorgung der elektrischen Last vor Ort genutzt werden kann.



Bild 32 Schematische Darstellung und Charakteristik verschiedener Betriebsstrategien für PV-Speichersysteme.

Zur Vermeidung dieser unnötigen abregelungsbedingten Energieverluste kann die Ladung des Batteriespeichers in Zeiten hoher PV-Überschüsse verschoben werden. Damit der Anteil der Speicherkapazität zur Kappung der Einspeisespitze im Voraus bestimmt werden kann, muss der zukünftige Verlauf der PV-Leistung und Last prognostiziert werden. 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 **vorausschauenden Betriebsstrategie** kann durch die Verschiebung der Batterieladung in Zeiten hoher PV-Erzeugung die in das Netz eingespeiste Leistung auf den festgelegten Wert begrenzt werden (Bild 32, 2. v. rechts).

Das größte Netzentlastungspotenzial ergibt sich jedoch erst durch die **dynamische Begrenzung der Einspeiseleistung**. Hierzu wird der Batteriespeicher ausschließlich mit Energie oberhalb der täglich mehrmals anzupassenden Einspeisegrenze geladen (Bild 32, rechts). Dabei wird die Grenze der Einspeiseleistung unter Berücksichtigung der Prognosen so festgelegt, dass im Tagesverlauf der Batteriespeicher vollständig geladen und die Netzeinspeiseleistung so klein wie möglich gehalten wird. Daher kann durch die dynamische Anpassung der Einspeisegrenze die gesamte verfügbare Speicherkapazität zur Reduktion der Einspeisespitze genutzt werden. Die dynamische Einspeisebegrenzung realisiert daher einen **eigenversorgungs- und netzoptimierten** Speichereinsatz.

Wie hoch mögliche **Abregelungsverluste** ausfallen, hängt nicht nur von der Betriebsstrategie, sondern auch vom Verhältnis der Speichergröße zur Größe des PV-Systems ab. Bild 33 (links) zeigt diesen Zusammenhang in Abhängigkeit der maximal zulässigen Einspeiseleistung auf. Die Simulationsergebnisse wurden für einen netzoptimierten Speicherbetrieb mit fester Einspeisebegrenzung durch einminütige Jahres-simulationsrechnungen bestimmt [Wen13a]. Die angegebenen Abregelungsverluste entsprechen dem Anteil des potenziellen PV-Ertrags, der zur Einhaltung der jeweiligen Einspeisegrenze abgeregelt werden muss. Wie der Abbildung entnommen werden kann, steigen bei Verringerung der maximalen Einspeiseleistung die Abregelungsverluste grundsätzlich an. Die Begrenzung der Netzeinspeisung eines PV-Systems ohne Speicher auf 0,6 kW/kWp führt zur Abregelung von etwa 7% des PV-Jahresertrags. Ein zusätzlicher Batteriespeicher mit einer nutzbaren Speicherkapazität von 0,5 kWh/kWp 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. Nimmt man Abregelungsverluste von 1% in Kauf, lässt sich mit der gleichen Speicherkapazität von 1 kWh/kWp die Netzeinspeisung auf die Hälfte der installierten Nennleistung begrenzen (vgl. Anhang A.2). Die Einspeisebegrenzung auf 0,4 kW/kWp ist mit der gleichen Speichergröße möglich, wenn Abregelungsverluste in Höhe von 6% akzeptiert werden. Daher ist ein sinnvoller Kompromiss zwischen der Höhe der Abregelungsverluste, der Größe des Speichers sowie der zulässigen maximalen Einspeiseleistung erforderlich.

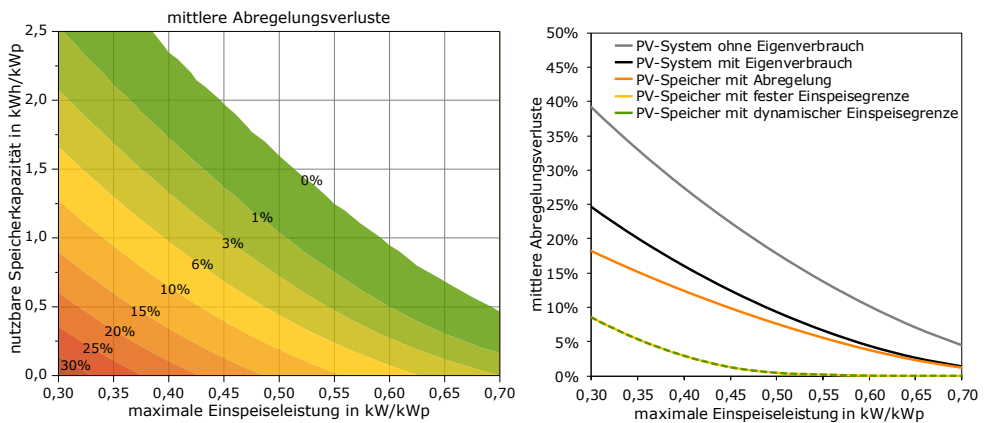


Bild 33 Links: Mittlere Abregelungsverluste bei gegebener Speicherkapazität und Einspeisebegrenzung für PV-Speichersysteme mit fester Einspeisebegrenzung (ohne Berücksichtigung der Reduktion von Abregelungsverlusten durch den Direktverbrauch) [Wen13a]. Rechts: Mittlere Abregelungsverluste in Abhängigkeit der maximalen Einspeiseleistung für ein PV-Speichersystem mit verschiedenen Betriebsstrategien unter Annahme von fehlerfreien Prognosen (PV-Leistung 5 kWp, nutzbare Speicherkapazität 5 kWh, Jahresstrombedarf 5,3 MWh) [Wen14c].

Neben der Speichergröße bestimmt auch die Betriebsstrategie die resultierenden Abregelungsverluste. Bild 33 (rechts) stellt die Abregelungsverluste als Funktion der maximalen Einspeiseleistung für verschiedene Betriebsstrategien dar. Wie zu erkennen ist, kann bereits durch den Direktverbrauch der PV-Leistung im Haushalt die abgeregelte Energiemenge reduziert werden. Ohne Batteriespeicher ergeben sich für das dargestellte Beispiel bei Begrenzung der Einspeiseleistung auf 0,6 kW/kWp Abregelungsverluste in Höhe von 4% des Jahresertrags. Mit einem Batteriespeicher, der frühzeitig geladen und nur für die Eigenversorgung eingesetzt wird, lassen sich die durch Abregelung verursachten Ertragsverluste bei Begrenzung auf 0,6 kW/kWp nur unwesentlich reduzieren. Durch diese Betriebsweise der festen Einspeisebegrenzung durch Abregelung trägt der Batteriespeicher folglich wenig zur **Vermeidung von Abregelungsverlusten** bei.

Wird der Batteriespeicher allerdings durch prognosebasierte Betriebsstrategien gezielt zur Spitzenkappung eingesetzt, kann die Abregelung bei einer Einspeisegrenze von 0,6 kW/kWp fast vollständig vermieden werden. Da den Berechnungen fehlerfreie Prognosen (vgl. Abschnitt 6.3.1) zugrunde liegen, ergeben sich in der Höhe der Abregelungsverluste zwischen der festen und dynamischen Einspeisebegrenzung mit Batteriespeicher keine Unterschiede. Wird bei einem rein eigenversorgungsoptimierten Betrieb von einem PV-Speichersystem die Einspeisebegrenzung ausschließlich durch die Abregelung der PV-Leistung erzielt, steigen die Abregelungsverluste im Vergleich zu den Verlusten von **prognosebasierten Betriebsstrategien** bei einer Verringerung der maximalen Einspeiseleistung deutlich an. Die Begrenzung der Netzeinspeisung auf maximal 0,4 kW/kWp hat bei einem ausschließlich eigenversorgungsoptimierten Speichereinsatz Abregelungsverluste in Höhe von 12% zur Folge. Bei einer festen oder dynamischen Einspeisebegrenzung würden lediglich Abregelungsverluste in Höhe von 3% anfallen. Zusätzlich lassen sich die Abregelungsverluste noch durch die zeitliche Verschiebung von steuerbaren Lasten oder die thermische Nutzung der Überschüsse reduzieren.

Zusammenfassung der Kernaussagen von Kapitel 5

- Um PV-Systeme mit einer Gesamtleistung von über 200 GW in die Netze zu integrieren, ist die Reduktion der maximalen Einspeiseleistung neu errichteter Systeme notwendig.
- Werden Einspeisespitzen durch Batteriespeicher abgefangen, wirkt sich dies positiv auf die Spannungsverhältnisse und Betriebsmittelbelastung im Verteilnetz aus.
- Daher sollte eine weitere Reduktion der maximal zulässigen Einspeiseleistung von PV-Speichersystemen kurzfristig auf 50% und mittelfristig auf 40% der PV-Nennleistung angestrebt werden.
- In der Praxis existieren verschiedene Betriebsstrategien, um sowohl die Optimierung der Eigenversorgung als auch die Einspeisebegrenzung umzusetzen.
- Wird der Batteriespeicher nicht gezielt zur Einhaltung der zulässigen Einspeisegrenze eingesetzt, entstehen unnötige Abregelungsverluste.
- Gegenüber einer festen Einspeisebegrenzung ist die vorgestellte dynamische Einspeisebegrenzung vorteilhaft, da die maximale Netzeinspeisung je nach Systemkonfiguration individuell minimiert wird.
- Um die Akzeptanz der Reduktion von Einspeisespitzen zu erhöhen, sollten Systeme mit Einspeisegrenze aufgrund ihrer netzentlastenden Eigenschaften finanziell bessergestellt werden.

6 PROGNOSEBASIERTE BETRIEBSSTRATEGIEN FÜR SOLARSTROMSPEICHER

Nachdem zuvor die verschiedenen Betriebsweisen dezentraler PV-Speichersysteme vorgestellt wurden, steht nun die Realisierung prognosebasierter Regelstrategien im Fokus. Hierzu wird zunächst auf deren Funktionsweise sowie die Erstellung von PV- und Lastprognosen eingegangen. Im Anschluss wird der Einfluss prognosebasierter Betriebsstrategien auf die Netzeinspeisung von einzelnen sowie regional verteilten PV-Speichersystemen analysiert.

6.1 Funktionsweise prognosebasierter Betriebsstrategien

Grundsätzlich existieren unterschiedliche Ansätze, um eine prognosebasierte Betriebsführung von PV-Speichersystemen zu realisieren. Ziel solcher Betriebsstrategien ist es, neben einer hohen Eigenversorgung zugleich die Begrenzung der Einspeiseleistung mit dem Batteriespeicher zu ermöglichen. Durch die zeitliche Verschiebung der Batterieladung in die Mittagszeit sollen somit Abregelungsverluste vermieden werden. Hierzu bedarf es einer **vorausschauenden Planung der Batterieladung** über den Tag unter Berücksichtigung von Prognosen. Bild 34 veranschaulicht die wesentlichen Bestandteile, die zur Umsetzung eines prognosebasierten Betriebs erforderlich sind.

Zunächst wird auf Grundlage des momentanen Batterieladezustands die Optimierung unter **Einbeziehung der PV- und Lastprognosen** durchgeführt. Das Ziel der Optimierung besteht darin, für jeden Zeitschritt des Optimierungszeitraums die optimale Batterieladeleistung zu ermitteln. Dabei sollte die Batterieladeoptimierung mindestens über den Zeitraum zwischen Sonnenaufgang und -untergang erfolgen. Dadurch liegt bereits zum Zeitpunkt der ersten verfügbaren PV-Überschüsse am Morgen ein Fahrplan zur Batterieladung über den gesamten Tag vor. Im Fall der dynamischen Einspeisebegrenzung kann aus dem Verlauf der optimalen Ladeleistung die jeweilige Einspeisegrenze abgeleitet werden.

Die Batterieladeoptimierung lässt sich mathematisch durch ein lineares **Optimierungsproblem** beschreiben [Ber14a]. In der Optimierung ist meist ein vereinfachtes Batteriesystemmodell hinterlegt, das die physikalischen und technischen Restriktionen des Batteriespeichers abbildet. Hierzu zählen unter anderem die maximale Lade- und Entladeleistung des Batteriespeichers sowie die Grenzen des zulässigen Ladezu-

standsbereichs der Speicherkapazität. Die Optimierung verfolgt dabei die Minimierung einer sogenannten Zielfunktion, die je nach Betriebsstrategie variiert. In der Regel werden hierzu die Energieflüsse mit Kosten bewertet und die Gesamtkosten über den Optimierungshorizont minimiert. Alternativ zu numerischen Optimierungsverfahren lässt sich die dynamische Einspeisebegrenzung auch iterativ lösen. Durch die Iteration wird die Einspeisegrenze so festgelegt, dass der Batteriespeicher vollständig geladen und eine Abregelung vermieden wird [Wen13a].

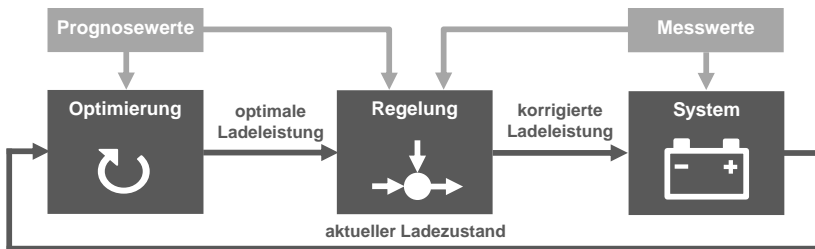


Bild 34 Eingangs- und Ausgangsgrößen der Optimierung und Systemregelung sowie Einbindung der Mess- und Prognosewerte der PV-Leistung und Last.

Würden die Prognose- und Messwerte exakt übereinstimmen, könnten die Optimierungsergebnisse direkt zur Ladung des Batteriespeichers genutzt werden. Nicht zu vermeidende Prognoseabweichungen erfordern jedoch eine kontinuierliche **Anpassung der ermittelten optimalen Ladeleistung** an die tatsächliche Leistungssituation. Hierzu wird die Ladeleistung durch eine Regelung um die Differenz zwischen den Prognose- und Messwerten korrigiert [Ber14b]. Durch die Berücksichtigung der momentanen Messwerte können somit Prognosefehler umgehend ausgeglichen werden. Dies gewährleistet, dass die berechnete Einspeisegrenze eingehalten wird.

Da durch die Anpassungen der Ladeleistung der tatsächliche Verlauf des Batterieladezustands vom prognostizierten Verlauf abweicht, sollten auf Basis des geänderten Batterieladezustands **regelmäßige Wiederholungen der Optimierungsrechnungen** durchgeführt werden. Dadurch können zudem aktualisierte PV- und Lastprognosen in der Fahrplanerstellung berücksichtigt werden. Bei jeder neuen Optimierung verschiebt sich somit das Zeitfenster des Optimierungszeitraums. Dadurch ist eine fortlaufende Aktualisierung des Fahrplans für die optimale Batterieladung im weiteren Tagesverlauf möglich.

Erste Systemanbieter haben bereits eine prognosebasierte Batterieladeoptimierung implementiert [Thi15]. In der Praxis ist grundsätzlich neben einer hohen Prognosegüte auch eine präzise Bestimmung des Ladezustands für die Speicherladeplanung von

Vorteil. Sollte der Batteriespeicher vollständig geladen sein, kann zur Einhaltung der maximal zulässigen Einspeisegrenze unter Umständen die Reduktion der PV-Leistung durch Abregelung erforderlich sein. Voraussetzung hierfür ist, dass die Leistungsabgabe des PV-Systems durch Steuersignale beeinflusst werden kann. Dadurch können prognosebasierte Betriebsstrategien die Begrenzung der Einspeiseleistung auf einen vorgegebenen Wert gewährleisten.

6.2 Messwertbasierte Prognoseerstellung

Da zur Umsetzung prognosebasierter Betriebsstrategien Vorhersagen über die PV-Erzeugung und Last der folgenden Stunden benötigt werden, wird nachfolgend die **lokale Erstellung von Prognosen auf Basis von Messwerten** näher beschrieben.

6.2.1 Erstellung von Lastprognosen

Grundsätzlich unterliegt der zeitliche Verlauf des Stromverbrauchs von Haushalten starken Schwankungen und stochastischen Einflüssen. Je nach Anwesenheitszeit und Verbrauchsverhalten der Bewohner kann die Last im Wochen- und Tagesverlauf variieren. Dementsprechend sinnvoll ist es, für Haushalte individuelle Prognosen auf Basis historischer Messdaten zu erstellen. Die sogenannte **Persistenz-Prognose** ist ein einfaches Prognoseverfahren, das von gleichbleibenden Verhältnissen ausgeht. Hierzu wird auf aktuelle Messwerte oder Messdaten der Vergangenheit zurückgegriffen. Bei der Tagespersistenz wird der zeitliche Verlauf der Last eines jeweiligen Tages mit dem gemessenen Lastgang des vorangegangenen Tages vorhergesagt. Bild 35 (links) vergleicht das Lastprofil eines Haushalts an einem ausgewählten Tag mit den Prognosewerten der Tagespersistenz. Während in den frühen Morgenstunden die prognostizierte Last mit der tatsächlichen Last gut übereinstimmt, sind tagsüber große Prognoseabweichungen erkennbar. Folglich können sich die Lastprofile zweier aufeinanderfolgender Tage deutlich unterscheiden.

Wird die Lastprognose im Tagesverlauf aktualisiert, kann die Prognose an die geänderte Lastsituation angepasst werden. Informationen zur aktuellen Last lassen sich aus dem Mittelwert der Last innerhalb der vergangenen 15 min ableiten. Dieser Persistenz-Wert kann somit genutzt werden, um die Lastprognose im Kurzzeitbereich zu verbessern. Daher kann die Kombination der Tagespersistenz mit dem Messwert der vergangenen 15 min zur Verbesserung der Lastprognose beitragen.

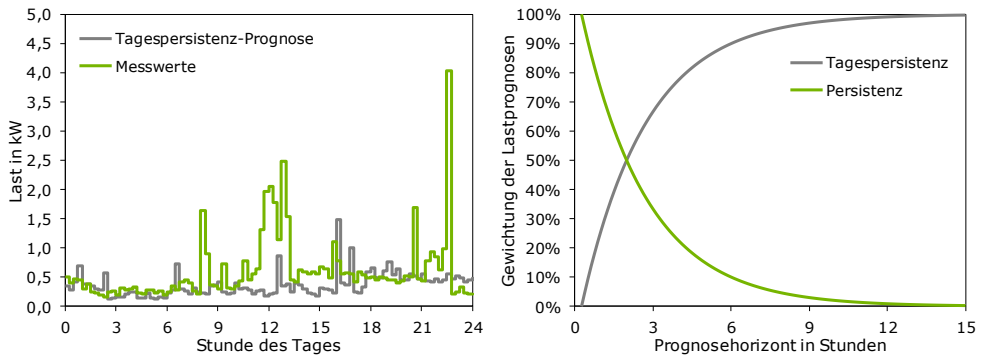


Bild 35 Links: Vergleich der Messwerte der Last eines Haushalts an einem exemplarischen Tag mit den Prognosewerten auf Basis der Tagespersistenz. Rechts: Gewichtung der Tagespersistenz und aktuellen Persistenz (15-Minutenmittelwert) über den Prognosehorizont von 15 h zur Erstellung adaptiver Lastprognosen.

Bild 35 (rechts) stellt eine mögliche Gewichtung beider Prognoseansätze über den Prognosehorizont dar, der mit 15 h den zuvor dargestellten Anforderungen an die Länge des Optimierungszeitraums entspricht. Bei dieser adaptiven Lastprognose wird im Verlauf des Prognosehorizonts die Tagespersistenz stärker gewichtet als die Persistenz, da letztere sich nur bedingt auf einen längeren Zeitraum auswirkt [Ber15].

Alternativ zur Tagespersistenz kann die Lastprognose auch auf Basis einer Wochentagspersistenz erfolgen, die Messwerte des letzten gleichen Wochentags berücksichtigt. Dies erlaubt wochentagsbedingte Schwankungen des Stromverbrauchs in den Prognosen abzubilden. Allerdings können dadurch die Prognosefehler bei stark abweichenden Verbrauchsverhalten während der Urlaubszeit über mehrere Tage hinweg sehr ausgeprägt sein.

Darüber hinaus existieren eine Reihe mathematisch anspruchsvollerer Prognoseansätze auf Basis von Regressionsverfahren oder neuronalen Netzen [Boc09]. Die Implementierung solcher Prognosen ist jedoch mit höherem Aufwand verbunden und erfordert oft längere Messreihen zur Parametrierung der Prognosemodelle. Hinzu kommt, dass komplexe Lastprognosemodelle nicht zwingend zur Verbesserung der Prognosequalität beitragen. Daher wird im Weiteren der Ansatz der adaptiven Lastprognose verfolgt.

6.2.2 Erstellung von PV-Prognosen

Neben der Last muss auch die PV-Erzeugung zur Durchführung der Optimierungsrechnungen prognostiziert werden. Hierzu können PV-Prognosen von kommerziellen Prognoseanbietern bezogen werden. Diese Prognoseprodukte werden meist auf Basis von numerischen Wettermodellen unter Einbeziehung von Satellitendaten erstellt. Für eine Vielzahl von PV-Systemen in einem größeren Gebiet lässt sich dadurch eine gute Prognosequalität erreichen. An Einzelstandorten können jedoch auch mit satellitenbasierten Prognosen höhere Prognosefehler auftreten [Küh14]. Ein Grund hierfür liegt darin, dass die Bewölkungsverhältnisse am Standort nicht immer exakt vorherzusagen sind. Zudem lassen sich in den Prognosemodellen die zahlreichen Einflussfaktoren auf die Leistungsabgabe eines PV-Systems nur bedingt abbilden.

Aus diesen Gründen kann auch die Erstellung der PV-Prognosen am Anlagenstandort auf Grundlage von Leistungsmesswerten erstrebenswert sein. Dadurch lassen sich die standortabhängigen Einflüsse der Generatororientierung und Umgebungsverschattung sowie installierten Systemtechnik in den Prognosewerten indirekt berücksichtigen [Ber14b]. Der einfachste Ansatz ist die **Tagespersistenz-Prognose**, die in Bild 36 (links) für ein PV-System den realen Messwerten an einem exemplarischen Tag gegenübergestellt ist. Der charakteristische Tagesverlauf der PV-Erzeugung lässt sich mit der Tagespersistenz vergleichsweise gut abbilden, da sich der Verlauf des Sonnenstandes im Vergleich zum Vortag nur wenig geändert hat. Allerdings können geänderte Bewölkungsverhältnisse größere Abweichungen hervorrufen.

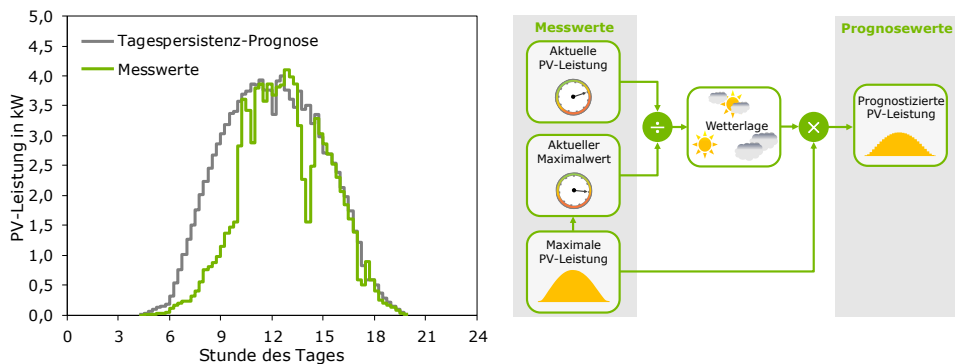


Bild 36 Links: Vergleich der Messwerte der Leistungsabgabe eines PV-Systems an einem exemplarischen Tag mit den Prognosewerten auf Basis der Tagespersistenz. Rechts: Vorgehensweise zur Erstellung adaptiver PV-Prognosen durch Ermittlung des maximalen Erzeugungsprofils und der Wetterlage.

Auch die Anpassung der PV-Prognosen an die aktuellen Messwerte kann zur Verbesserung der Prognosegenauigkeit beitragen. Entscheidend ist dabei der zurückliegende

Zeitraum der Messwerte, der für die Anpassung herangezogen wird. Werden die Messwerte nur über einen kurzen Zeitraum gemittelt, kann es bei kurzzeitigen Einbrüchen der PV-Leistung infolge von Wolkenzug zu abrupten Änderungen der Prognose kommen. Wird der Mittelungszeitraum zu lang gewählt, reagiert die Prognose zu träge bei einem Umschwung zwischen verschiedenen Wettersituationen [Ber14b]. Als Kompromiss soll daher im Folgenden zur Erstellung **adaptiver PV-Prognosen** ein Zeitfenster von 3 h berücksichtigt werden.

Eine Fortschreibung der absoluten Werte über den gesamten Prognosehorizont ist jedoch aufgrund der tageszeitlichen Variation der PV-Leistung auch bei unbewölktem Himmel wenig sinnvoll. Vielmehr ist es notwendig die Messwerte ins Verhältnis zur maximal möglichen Erzeugung des gleichen Zeitraums zu setzen [Küh14]. Dadurch lassen sich indirekt Informationen über die momentan vorherrschende Bewölkungssituation gewinnen. Die tageszeitabhängige maximale PV-Erzeugung lässt sich aus den Messwerten der vergangenen 10 Tage bestimmen. Ein längerer Betrachtungszeitraum zur Erstellung des Tagesgangs der maximalen PV-Leistung ist denkbar, jedoch aufgrund der sich mit der Zeit ändernden Sonnenstände nicht unbedingt vorteilhaft. Zur Erstellung der adaptiven PV-Prognosen wird der weitere Tagesverlauf der maximalen PV-Erzeugung mit der aktuellen Wetterlage skaliert (Bild 36 rechts).

Dieser adaptive PV-Prognoseansatz lässt sich somit ausschließlich anhand von historischen Messdaten des jeweiligen PV-Systems realisieren. Da keine Parametrierung von Modellen und keine standortspezifischen Eingaben erforderlich sind, ist die Erstellung von messwertbasierten PV-Prognosen mit geringem Implementierungsaufwand verbunden. Zusätzlich fallen keine Kosten für die Bereitstellung externer Prognosen an. Zudem kann der prognosebasierte Speicherbetrieb auch sichergestellt werden, wenn externe Prognosen vorübergehend nicht zur Verfügung stehen sollten [Ber15].

6.3 Netzentlastung durch prognosebasierte Betriebsstrategien

Im Folgenden wird anhand der prognosebasierten Betriebsstrategie der dynamischen Einspeisebegrenzung gezeigt, welchen Beitrag Batteriespeicher zur Vermeidung von Einspeisespitzen und somit zur Netzentlastung leisten können. Dazu wird zunächst für ein einzelnes PV-Speichersystem analysiert, wie sich Prognosefehler auf die Netzeinspeisung und die Betriebsergebnisse bei einer prognosebasierten Betriebsführung auswirken. Anschließend wird das Einspeiseverhalten regional verteilter PV-Speichersysteme bei Anwendung der prognosebasierten Batterieladung näher betrachtet.

6.3.1 Betriebsverhalten einzelner PV-Speichersysteme

Die prognosebasierte Regelung von PV-Speichersystemen sollte in der Lage sein, auf mögliche Differenzen zwischen den prognostizierten und tatsächlichen Leistungsverläufen zu reagieren. **Prognosefehler** können zum einen durch eine fehlerhafte Lastprognose und zum anderen durch eine fehlerhafte PV-Prognose hervorgerufen werden. Da der Batteriespeicher nur mit überschüssiger PV-Energie geladen wird, ist die resultierende Differenz zwischen der PV- und Lastprognose von Bedeutung. Somit können sich Prognosefehler der Last und PV-Erzeugung überlagern oder sogar kompensieren [Wen14d]. Grundsätzlich lässt sich zwischen zwei Prognosefehlerarten unterscheiden:

- **Prognoseunterschätzung:** Die tatsächlich verfügbaren PV-Überschüsse übersteigen die Prognosewerte. Zurückzuführen ist dies entweder auf eine zu niedrig vorhergesagte PV-Erzeugung oder zu hohe Lastprognose.
- **Prognoseüberschätzung:** In diesem Fall ist weniger überschüssige PV-Energie vorhanden als ursprünglich prognostiziert. Ursache ist entweder eine zu hohe PV-Prognose oder zu gering prognostizierte Last.

Um die Auswirkungen dieser Prognoseabweichungen auf die Netzeinspeisung von PV-Speichersystemen zu untersuchen, wurde das Betriebsverhalten eines PV-Speichersystems mit dynamischer Einspeisebegrenzung auf Basis der vorgestellten adaptiven PV- und Lastprognosen simuliert. Dabei wurde eine maximal zulässige Einspeiseleistung von 0,5 kW/kWp berücksichtigt. In Bild 37 ist das simulierte Systemverhalten an einem exemplarischen Tag zu sehen, an dem die überschüssige PV-Energie durch die Prognosen unterschätzt wurde. Bild 37 (links) zeigt in 15-minütiger Auflösung für einen Zeitpunkt kurz vor Sonnenaufgang die Prognosen der PV-Leistung sowie der

überschüssigen PV-Leistung (PV-Erzeugung abzüglich Last). Des Weiteren sind die Ergebnisse der Batterieladeoptimierung über einen Zeithorizont von 15 h dargestellt. Gemäß den Optimierungsergebnissen ist mit der verfügbaren Speicherkapazität an dem Tag eine Begrenzung der Einspeiseleistung auf 0,24 kW/kWp (1,2 kW) möglich.

Würden die Prognosewerte exakt mit den Messwerten übereinstimmen, bliebe die ermittelte Einspeisegrenze über den gesamten Tag konstant. Treten jedoch im Tagesverlauf mehr PV-Überschüsse auf, muss zur Einhaltung der berechneten Einspeisegrenze mehr PV-Energie zwischengespeichert werden. Infolgedessen steigt der Batterieladezustand schneller als erwartet an, weshalb im Anschluss weniger Speicherkapazität zur Einspeisebegrenzung bereitsteht. Wie die tatsächlich realisierten Energieflüsse in Bild 37 (rechts) aufzeigen, wird im weiteren Verlauf durch die viertelstündlich durchgeführten Optimierungsrechnungen die Einspeisegrenze angehoben. Jedoch reicht die verbleibende Speicherkapazität an dem Tag nicht mehr aus, um die maximal zulässige Einspeiseleistung von 0,5 kW/kWp (2,5 kW) einzuhalten. Daher muss nach Erreichen des maximalen Ladezustands ein Teil der überschüssigen PV-Leistung abgeregelt werden. Die **erhöhte Abregelung** hat somit eine geringere Einspeisung von PV-Energie zur Folge.

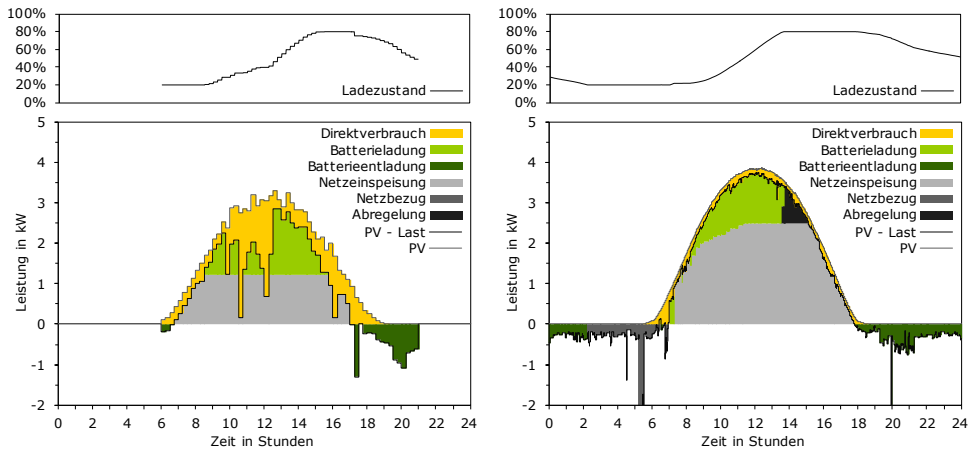


Bild 37 Tagesverlauf der um 6:00 Uhr prognostizierten Energieflüsse (links) sowie tatsächlichen Energieflüsse (rechts) eines PV-Speichersystems mit dynamischer Einspeisebegrenzung bei Prognoseunterschätzung (PV-Leistung 5 kWp, nutzbare Speicherkapazität 5 kWh, max. Einspeisegrenze 0,5 kW/kWp).

Eine Überschätzung der prognostizierten PV-Überschüsse hat dagegen andere Auswirkungen auf das Betriebsverhalten, wie Bild 38 veranschaulicht. Um 6:00 Uhr wurde ein vergleichsweise sonniger Tag mit hohen PV-Überschüssen prognostiziert, weshalb zunächst eine Einspeisegrenze von 0,48 kW/kWp (2,4 kW) durch die Optimie-

zung ermittelt wurde. Jedoch fallen aufgrund von Bewölkung die PV-Überschüsse geringer als vorhergesagt aus. Weniger PV-Energie wird gespeichert, weshalb der Verlauf des Ladezustands unter den Erwartungen liegt. Demzufolge wird anschließend die Einspeisegrenze herabgesetzt. Durch den verspäteten Beginn der Batterieladung lässt sich an diesem Tag jedoch nicht die gesamte überschüssige PV-Energie speichern, sodass der maximal mögliche Ladezustand nicht erreicht wird. Aufgrund der geringeren Batterieladung kommt es im Vergleich zu einer ausschließlich eigenversorgungsoptimierten Betriebsweise mit frühzeitiger Batterieladung zu einem **Anstieg der Netzeinspeisung und erhöhtem Netzbezug**.

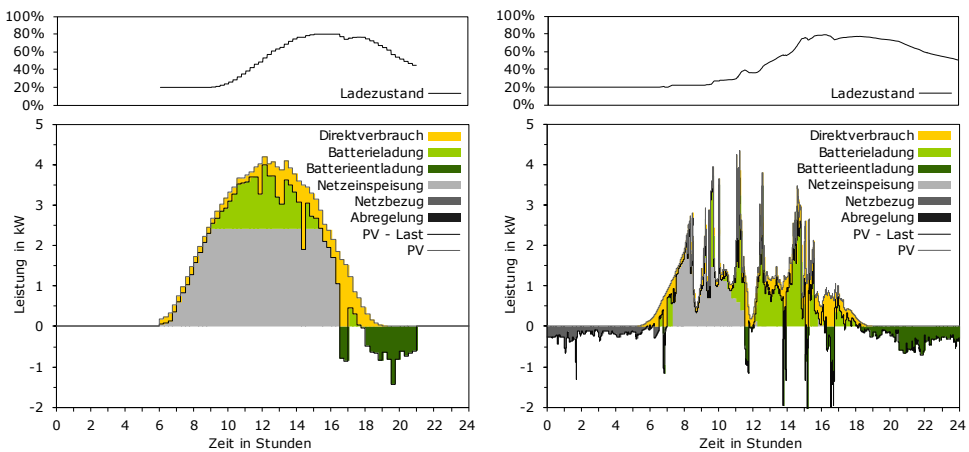


Bild 38 Tagesverlauf der um 6:00 Uhr prognostizierten Energieflüsse (links) sowie tatsächlichen Energieflüsse (rechts) eines PV-Speichersystems mit dynamischer Einspeisebegrenzung bei Prognoseüberschätzung (PV-Leistung 5 kWp, nutzbare Speicherkapazität 5 kWh, max. Einspeisegrenze 0,5 kW/kWp).

Um die Auswirkungen der Prognoseabweichungen auf die jährliche Energiebilanz zu untersuchen, wurden für das betrachtete System Jahressimulationsrechnungen mit unterschiedlichen Prognoseansätzen durchgeführt. Bild 39 (links) vergleicht die Simulationsergebnisse anhand des berechneten Autarkiegrads sowie der resultierenden Abregelungsverluste. Ohne prognosebasierten Speicherbetrieb mit frühzeitiger Batterieladung lässt sich in dem betrachteten Fall ein Autarkiegrad von 52,5% realisieren. Allerdings müssen zur Einhaltung der vorgegebenen Einspeisegrenze etwa 7% des möglichen PV-Ertrags abgeregelt werden, da der Batteriespeicher mit dieser Betriebsweise oft bereits zur Mittagszeit vollständig geladen ist (vgl. Bild 32). Mit einer dynamischen Einspeisebegrenzung unter Annahme von perfekten Prognosen ließen sich bei nahezu gleichbleibendem Autarkiegrad die Abregelungsverluste auf unter 1% reduzieren. In der Praxis kann dies jedoch aufgrund der Prognosefehler nicht reali-

siert werden. Wird die prognosebasierte Betriebsführung auf Grundlage von Tagespersistenz-Prognosen umgesetzt, haben die Prognoseabweichungen einen Anstieg der Abregelungsverluste auf 3% und eine Reduktion des Autarkiegrads auf 51% zur Folge. Werden zur Batterieladeoptimierung allerdings die adaptiven PV- und Lastprognosen hinzugezogen, lassen sich die Betriebsergebnisse verbessern. Gegenüber der festen Einspeisebegrenzung durch Abregelung können die Abregelungsverluste um sechs Prozentpunkte auf 1% reduziert werden. Der Autarkiegrad fällt mit den adaptiven Prognosen gegenüber den perfekten Prognosen nur um einen Prozentpunkt geringer aus. Bei kleineren Speicherkapazitäten als der hier betrachteten Speichergröße können die durch die Prognosefehler verursachten Einbußen im Autarkiegrad sogar noch geringer ausfallen [Kre15].

Die auf Basis der adaptiven Prognosen erzielten Ergebnisse verdeutlichen auch, dass Prognoseaktualisierungen im Tagesverlauf im Vergleich zur einfachen Tagespersistenz vorteilhaft sind. Somit trägt eine prognosebasierte Batterieladung entscheidend zur **Reduktion von Abregelungsverlusten** bei. Neben der Vermeidung von Abregelungsverlusten wirkt sich die verzögerte Ladung auch positiv auf die Lebensdauer von Lithium-Ionen-Batterien aus, da die Verweildauer bei hohen Ladezuständen reduziert wird [Li14].

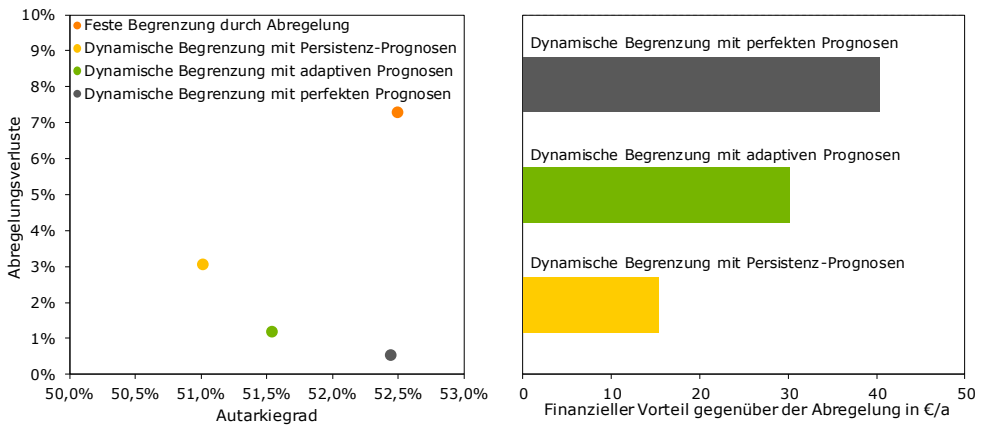


Bild 39 Links: Abregelungsverluste und Autarkiegrad eines PV-Speichersystems bei Anwendung unterschiedlicher Betriebsstrategien und Prognosen. Rechts: Jährlicher finanzieller Vorteil einer prognosebasierten Betriebsführung mit unterschiedlichen Prognosen gegenüber der festen Einspeisebegrenzung durch Abregelung (PV-Leistung 5 kWp, nutzbare Speicherkapazität 5 kWh, Jahresstrombedarf 5 MWh, max. Einspeisegrenze 0,5 kW/kWp, Netzbezugspreis 28 ct/kWh, Einspeisevergütung 12 ct/kWh).

Während die Vermeidung von Abregelungsverlusten die Netzeinspeisung erhöht, kommt es bei einem geringeren Autarkiegrad zum Anstieg des Netzbezugs. Die durch

die verschiedenen Prognoseansätze erzielten Betriebsergebnisse lassen sich daher auch ökonomisch bewerten [Wen14d]. Bild 40 (rechts) vergleicht die jährlichen Einsparungen der dynamischen Einspeisebegrenzung gegenüber der festen Begrenzung durch Abregelung. Wie zu erkennen ist, wirkt sich der prognosebasierte Speicherbetrieb mit dynamischer Einspeisebegrenzung selbst mit einfachen Tagespersistenz-Prognosen finanziell gegenüber der Abregelung positiv aus. Ökonomisch betrachtet wird der geringere Autarkiegrad somit durch die deutliche Reduktion der Abregelungsverluste mehr als kompensiert. Trotz der Prognosefehler ergibt sich daher ein **ökonomischer Vorteil für den Anlagenbetreiber**. Mit adaptiven Prognosen liegt der jährliche finanzielle Vorteil durch die erhöhte Netzeinspeisung sogar bei 30 €. Hochgerechnet auf eine 20-jährige Nutzungsdauer hat somit im betrachteten Fall eine prognosebasierte Betriebsführung für den Anlagenbetreiber einen Vorteil von über 600 €. Im Vergleich zu den adaptiven Prognosen ist mit perfekten Prognosen nur noch eine geringe Steigerung der Einnahmen möglich. Demzufolge lassen sich mit messwertbasierten Prognoseansätzen Betriebsergebnisse nahe dem theoretischen Potenzial erreichen, die den Bezug externer Prognoseinformationen zur Regelung von PV-Speichersystemen in Wohngebäuden in Frage stellen.

Der entscheidende Mehrwert prognosebasierter Betriebsstrategien liegt in der Reduktion von Einspeisespitzen und Verstetigung der Netzeinspeisung. Bild 40 (links) vergleicht für verschiedene Systemkonzepte und Betriebsstrategien den jahresmittleren Tagesverlauf der Netzeinspeisung. Der Zeitraum der Einspeisung eines PV-Systems wird dabei maßgeblich vom Verlauf des Sonnenstands bestimmt. Zwischen 11:00 Uhr und 13:00 Uhr liegt die mittlere Leistungsabgabe des PV-Systems bei etwa 35% der Nennleistung (0,35 kW/kWp). Wird der Eigenverbrauch berücksichtigt, kann bereits die zeitgleiche Nutzung der PV-Leistung durch die Haushaltslast die eingespeiste Leistung im Mittel reduzieren. Wird ein zusätzlicher Batteriespeicher ausschließlich eigenversorgungsoptimiert ohne Einspeisebegrenzung betrieben, erfolgt die Ladung des Batteriespeichers mit PV-Überschüssen frühzeitig am Morgen. Dadurch findet vormittags zunächst keine Netzeinspeisung statt, die sich allerdings zur Mittagszeit im Mittel auf 0,2 kW/kWp beläuft. Am Nachmittag unterscheidet sich die mittlere Einspeiseleistung eines PV-Speichersystems ohne Einspeisegrenze nur wenig von der eines PV-Systems unter Berücksichtigung des Eigenverbrauchs. Im Vergleich dazu weist ein PV-Speichersystem mit dynamischer Einspeisebegrenzung im Tagesverlauf einen deutlich **stetigeren Verlauf der Einspeiseleistung** auf.

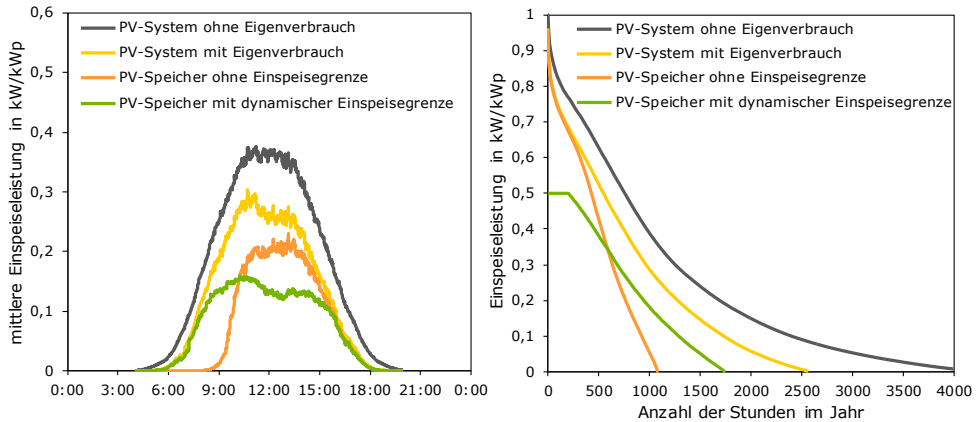


Bild 40 Links: Jahresmittlerer Tagesgang der Einspeiseleistung bei verschiedenen Betriebsstrategien Rechts: Jahresdauerlinien der Einspeiseleistung verschiedener Betriebsstrategien (PV-Leistung 5 kWp, nutzbare Speicherkapazität 5 kWh, max. Einspeisegrenze 0,5 kW/kWp).

Während Bild 40 (links) die tageszeitlichen Unterschiede in der Netzeinspeisung vergleicht, geht das Potenzial zur **Vermeidung von Einspeisespitzen** aus den in Bild 40 (rechts) aufgeführten Jahresdauerlinien der Einspeiseleistung hervor. Hierzu wurde die Netzeinspeiseleistung der verschiedenen System- und Betriebskonzepte über das gesamte Jahr der Höhe nach sortiert und auf die PV-Nennleistung normiert. Die maximale Leistungsabgabe eines PV-Systems wird in der Regel durch die Wechselrichternennleistung begrenzt, die mit 1 kW/kWp in den Berechnungen berücksichtigt wurde. Über 4000 h im Jahr gibt ein PV-System in der Regel Leistung ab. Durch die zeitgleiche Nutzung der PV-Leistung kann der Eigenverbrauch zur Reduktion der Dauer der Netzeinspeisung beitragen. Allerdings lassen sich Leistungsspitzen eines einzelnen PV-Systems durch den Eigenverbrauch nicht vermeiden. Auch der ausschließlich eigenverbrauchsoptimierte Einsatz eines Batteriespeichers ohne Einspeisegrenzung trägt nicht zur Reduktion der Einspeisespitzen bei. Lediglich die Dauer der Netzeinspeisung bei geringer Leistungsabgabe wird durch den Batteriespeicher im Vergleich zu einem PV-System mit Eigenverbrauch verringert.

Mit der dynamischen Einspeisegrenzung kann eine deutliche **Reduktion der maximalen Einspeiseleistung** erzielt werden. Nur an wenigen Stunden im Jahr liegt die eingespeiste Leistung des betrachteten Systems bei 0,5 kW/kWp. Dies verdeutlicht, dass die dynamische Einspeisegrenzung nicht nur ein hohes Potenzial zur Reduktion von PV-Einspeisespitzen hat, sondern auch die Netzeinspeisung verstetigt.

6.3.2 Betriebsverhalten regional verteilter PV-Speichersysteme

Nachdem zuvor das Einspeiseverhalten einzelner PV-Speichersysteme betrachtet wurde, soll im Folgenden der Einfluss verschiedener Betriebsstrategien auf die Netzeinspeisung räumlich verteilter PV-Speichersysteme analysiert werden. Hierzu wurde zunächst die Leistungsabgabe von PV-Systemen an insgesamt 99 Standorten in einsekundiger Auflösung über einen Zeitraum von 94 Tagen simuliert [Wen15]. Grundlage der Untersuchung sind Globalstrahlungs- und Temperaturdaten von 99 meteorologische Messstationen, die in einem etwa 40 km² großen Gebiet um Jülich (Nordrhein-Westfalen) zwischen April und Juli 2013 verteilt waren [Bom14].

Unterschiede in der spezifischen Leistung von verteilten PV-Systemen treten insbesondere bei Wolkenzug mit inhomogenen Bewölkungsverhältnissen auf, wie sich aus Bild 41 entnehmen lässt. Zu sehen ist die berechnete Leistungsabgabe der 99 Systeme für zwei unterschiedliche Bewölkungssituationen. Bei stark bedecktem Himmel (Bild 41 links) lassen sich aufgrund homogener Globalstrahlungsverhältnisse nur geringe Unterschiede in der spezifischen PV-Leistung beobachten. Dagegen können in Situationen mit wechselnder Bewölkung deutliche **Leistungsunterschiede** zwischen den Systemen auftreten (Bild 41 rechts). Selbst benachbarte PV-Systeme können sich aufgrund der räumlich variierenden Bewölkungsverhältnisse in ihrer aktuellen Erzeugungsleistung um mehr als 0,6 kW/kWp voneinander unterscheiden.

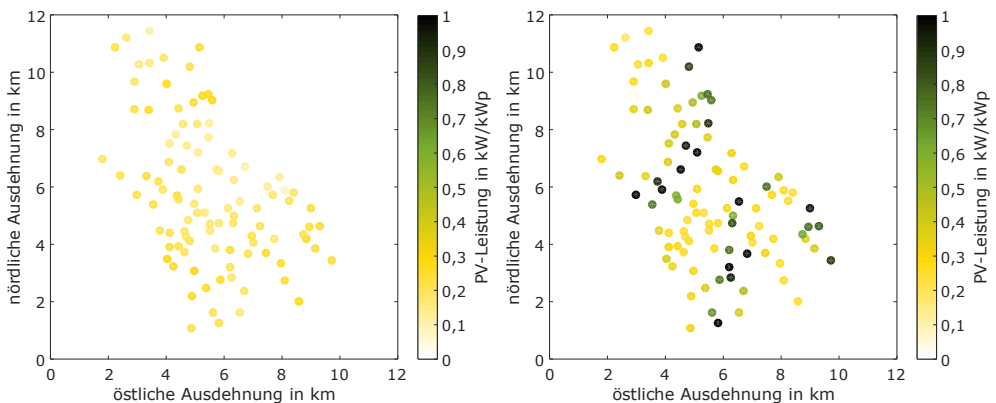


Bild 41 Standortspezifische Leistungsabgabe von 99 verteilten PV-Systemen zu einem Zeitpunkt bei stark bedecktem Himmel (links) sowie wechselnd bewölktem Himmel (rechts).

In einem weiteren Schritt wurden den einzelnen Standorten individuelle einsekündige Haushaltslastprofile sowie Batteriespeicher mit unterschiedlichen Speichersystemgrößen zugeordnet und das Einspeiseverhalten räumlich verteilter PV-Speichersysteme simuliert [Wen15]. Pro Haushalt wurde im Mittel eine PV-Leistung von 4,7 kWp sowie eine Batteriespeicherkapazität von 4,7 kWh angesetzt. Bild 42 (links) veranschaulicht an einem unbewölkten Tag die Nutzung der kumulierten PV-Leistung der 99 PV-Speichersysteme bei eigenversorgungsoptimierter Betriebsführung ohne Begrenzung der Einspeiseleistung. Der Grafik lässt sich zu jedem Zeitpunkt die Nutzung der PV-Summenleistung durch den Direktverbrauch, die Batterieladung und Netzeinspeisung entnehmen. Der Direktverbrauch in den Haushalten wurde dabei haushaltsaufgelöst unter Berücksichtigung der jeweiligen Last und PV-Leistung bestimmt. Wie Bild 42 (links) zu entnehmen ist, wird überschüssige PV-Leistung in den Haushalten am Vormittag genutzt, um die Batteriespeicher frühzeitig zu laden. Zur Mittagszeit sind nahezu alle Speicher vollständig geladen, sodass die Batterieladung durch die eigenversorgungsoptimierte Betriebsweise die maximale Summeneinspeiseleistung an dem Tag nur unwesentlich reduziert. Allerdings wird der Ladevorgang in den einzelnen Haushalten zu unterschiedlichen Zeiten beendet, weshalb kein sprunghafter Anstieg der Summeneinspeiseleistung auftritt. Diese **geringe Gleichzeitigkeit** lässt sich auf die in der Praxis üblichen unterschiedlichen Systemdimensionierungen sowie PV-Generatororientierungen zurückführen [Wen15]. Des Weiteren unterscheidet sich das Verbrauchsverhalten je nach Haushalt, wodurch auch die Charakteristik der Be- und Entladung der Batteriespeicher im Tagesverlauf variiert.

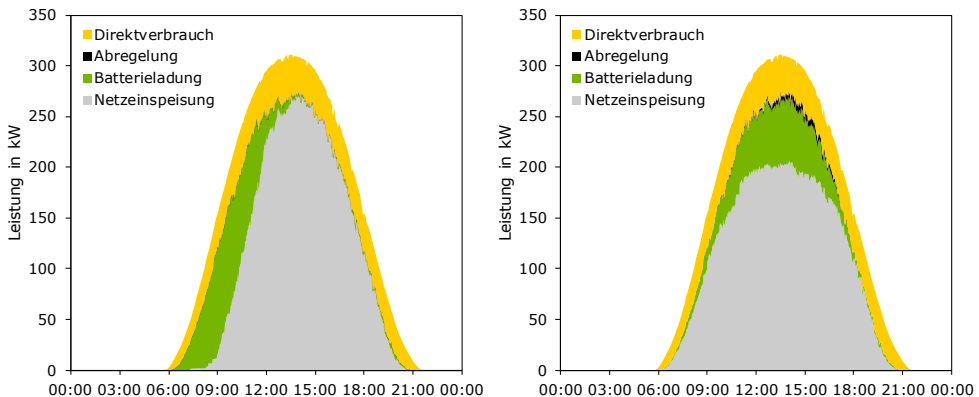


Bild 42 Verlauf der Energieflüsse von 99 PV-Speichersystemen ohne Einspeisebegrenzung (links) und mit dynamischer Einspeisebegrenzung (rechts) an einem klaren Tag (kumulierte PV-Leistung 460 kWp, kumulierte Speicherkapazität 460 kWh, max. Einspeisegrenze 0,5 kW/kWp).

Bei Anwendung der dynamischen Einspeisebegrenzung in den 99 PV-Speichersystemen ergeben sich die im Bild 42 (rechts) aufgeführten Energieflüsse. Im Vergleich zur Betriebsstrategie ohne Einspeisebegrenzung beginnt die Ladung der Batteriespeicher an sonnigen Tagen in der Regel erst in den späten Vormittagsstunden. Aufgrund der unterschiedlichen Orientierung der PV-Generatoren sowie verschiedenen Systemkonfigurationen variiert der Beginn der Batterieladung in den einzelnen Haushalten. Durch die verzögerte Batterieladung lässt sich die Netzeinspeiseleistung aller Systeme zur Mittagszeit gezielt reduzieren. Vereinzelt kommt es bei einigen Systemen an dem Tag zur Abregelung, da andernfalls die maximal zulässige Einspeisegrenze von 0,5 kW/kWp nicht eingehalten werden könnte.

Im Vergleich zu sonnigen Tagen kann die kumulierte Erzeugungsleistung der PV-Systeme an Tagen mit durchziehenden Wolken starken Fluktuationen ausgesetzt sein (Bild 4343). Trotz der räumlichen Verteilung der Systeme sind insbesondere beim Aufzug von Wolkenfronten nur geringe räumliche Ausgleichseffekte in der Summenleistung der PV-Systeme zu beobachten. An wechselhaften Tagen trägt daher auch die Betriebsstrategie ohne Einspeisebegrenzung zur **Reduktion der bewölkungsbedingten Leistungsfluktuationen** bei und vermindert kurzzeitige Einspeisespitzen (Bild 4343 links). Der Vorteil der dynamischen Einspeisebegrenzung in Bezug auf die Reduzierung der maximalen Summeneinspeiseleistung wird bei wechselnder Bewölkung besonders deutlich (Bild 4343 rechts). An Tagen, an denen die PV-Leistung auch bei Wolkendurchzug einer hohen Gleichzeitigkeit ausgesetzt ist, können durch diese Betriebsweise kurzzeitige Einspeisespitzen besonders effektiv reduziert werden, da hierzu vergleichsweise wenig PV-Energie gespeichert werden muss.

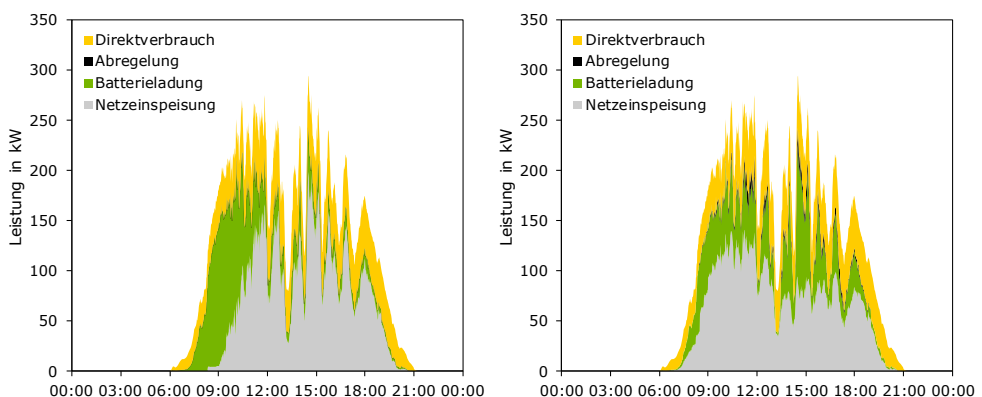


Bild 43 Verlauf der Energieflüsse von 99 PV-Speichersystemen ohne Einspeisebegrenzung (links) und mit dynamischer Einspeisebegrenzung (rechts) an einem wechselnd bewölkten Tag (kumulierte PV-Leistung 460 kWp, kumulierte Speicherkapazität 460 kWh, max. Einspeisegrenze 0,5 kW/kWp).

Bild 44 (links) vergleicht für die verschiedenen Betriebsstrategien die Dauerlinie der während des Betrachtungszeitraums auftretenden Einspeiseleistungen. Zur Veranschaulichung von Unterschieden im oberen Leistungsbereich ist die Zeitdauer logarithmisch aufgetragen. Zum Vergleich ist zusätzlich die **Dauerlinie der Einspeiseleistung** der PV-Systeme ohne Speicher mit und ohne Berücksichtigung des Direktverbrauchs zu sehen. Die maximale Leistungsabgabe der 99 PV-Systeme normiert auf die Nennleistung liegt bei 0,82 kW/kWp und somit deutlich unter der maximalen Leistung der Einzelsysteme von 1 kW/kWp. Der Direktverbrauch der PV-Leistung in den einzelnen Haushalten trägt dazu bei, dass die maximale überschüssige PV-Leistung nur noch 0,73 kW/kWp beträgt. Dadurch kann der Direktverbrauch einen Beitrag zur Reduktion der Summeneinspeisung von verteilten PV-Systemen leisten, auch wenn dieser die maximale Netzeinspeisung von Einzelsystemen nur unwesentlich reduziert (vgl. Bild 40). Durch Kombination der PV-Systeme mit Batteriespeichern ohne Einspeisebegrenzung lässt sich das Maximum der spezifischen Einspeiseleistung lediglich auf etwa 0,7 kW/kWp verringern. Erfolgt die Batteriespeicherung jedoch auf Grundlage der dynamischen Einspeisebegrenzung, ist eine **Reduktion der Netzeinspeisung auf unter 0,5 kW/kWp** möglich. Dies verdeutlicht, welchen Beitrag prognosebasierte Betriebsstrategien zur Reduktion der Einspeiseleistung von verteilten PV-Speichersystemen leisten können. Folglich tragen netzdienliche Batteriespeicher zur Entlastung der Netzbetriebsmittel sowie zur Spannungshaltung bei.

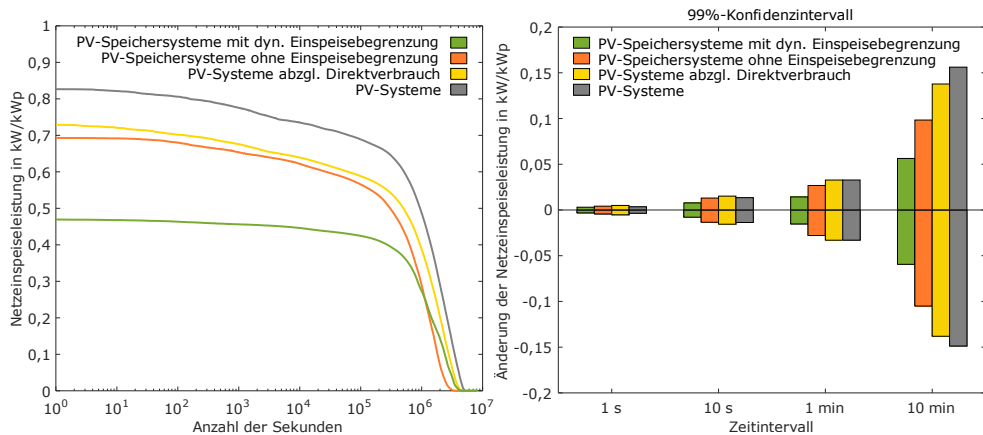


Bild 44 Links: Dauerlinie der spezifischen Netzeinspeiseleistung der Systeme für verschiedene Betriebsstrategien während des Untersuchungszeitraums. Rechts: Schwankungsbreite (99%-Konfidenzintervall) der Änderung der spezifischen Netzeinspeiseleistung der Systeme für verschiedene Betriebsstrategien während des Untersuchungszeitraums (kumulierte PV-Leistung 460 kWp, kumulierte Speicherkapazität 460 kWh, max. Einspeisegrenze 0,5 kW/kWp).

Neben der Höhe der Einspeiseleistung wird auch deren Änderung in verschiedenen Zeitbereichen durch die Betriebsführung der Batteriespeichersysteme maßgeblich beeinflusst, wie Bild 44 (rechts) aufzeigt. Hierzu wurde zunächst die Summeneinspeiseleistung über Zeitintervalle zwischen 10 s und 10 min gemittelt und anschließend in jedem Zeitschritt die Leistungsänderung im Vergleich zum vorherigen Zeitschritt bestimmt. Bei Zunahme der Leistung ergeben sich somit positive Werte, wohingegen die Leistungsabnahme negative Werte der Leistungsänderung zur Folge hat. Wie Bild 44 (rechts) zeigt, steigt mit zunehmendem Zeitintervall auch die Änderung der Einspeiseleistung an. Im Zeitbereich von 10 min liegen 99% der Leistungsänderungen der PV-Erzeugung im Bereich von etwa $\pm 0,15$ kW/kWp (99%-Konfidenzintervall). Durch den Direktverbrauch können die Leistungsschwankungen in der Netzeinspeisung im Zeitbereich von unter 1 min aufgrund der Lastfluktuationen nicht reduziert werden. Da an wechselnd bewölkten Tagen Batteriespeicher auch ohne Einspeisebegrenzung zur Glättung der Netzeinspeisung beitragen (vgl. Bild 43/44 rechts), lässt sich auch mit dieser eigenversorgungsoptimierten Betriebsweise die Schwankungsbreite der Leistungsänderungen auf $\pm 0,1$ kW/kWp in 10 min verringern. Mit der dynamischen Einspeisebegrenzung liegt das 99%-Konfidenzintervall der Leistungsänderungen im Zeitbereich von 10 min sogar bei nur $\pm 0,06$ kW/kWp. Batteriespeicher können somit nicht nur die Höhe der maximalen Netzeinspeisung reduzieren, sondern tragen auch zur **Reduktion der resultierenden Fluktuationen der Einspeiseleistung** bei.

Zusammenfassung der Kernaussagen von Kapitel 6

- Durch Einbeziehung von PV- und Lastprognosen können mit einer vorausschauenden Planung der Batterieladung Einspeisespitzen gezielt reduziert werden.
- Der prognosebasierte Speicherbetrieb auf Basis von lokal erstellten PV- und Lastprognosen ist aufgrund der einfachen Implementierung und guten Prognosegüte vielversprechend.
- Um auf geänderte Leistungssituationen zu reagieren, sind regelmäßige Aktualisierungen der Prognosen sowie Wiederholungen der Batterieladeoptimierung vorteilhaft.
- Die prognosebasierte Batterieladung kann zur deutlichen Reduktion von Abregelungsverlusten beitragen, was dem Anlagenbetreiber einen finanziellen Vorteil ermöglicht.
- Mit messwertbasierten Prognoseansätzen sind Betriebsergebnisse nahe dem theoretischen Potenzial möglich, was den Bezug externer Prognoseinformationen zur Regelung von PV-Speichersystemen in Wohngebäuden in Frage stellt.
- Neben der Reduktion der maximalen Einspeiseleistung trägt eine prognosebasierte Betriebsführung auch zur Verstetigung der Netzeinspeisung bei.
- Insbesondere die dynamische Einspeisebegrenzung kann die bewölkungsbedingten Einspeisefluktuationen deutlich reduzieren.
- Für eine Vielzahl verteilter PV-Speichersysteme konnte bei Anwendung prognosebasierter Betriebsstrategien eine Reduktion der summierten Netzeinspeisung auf unter 50% der installierten PV-Nennleistung nachgewiesen werden.

7 SCHLUSSFOLGERUNGEN

Die in dieser Studie vorgestellten Ergebnisse zeigen, dass dezentrale Solarstromspeicher für einen schnellen Photovoltaikausbau und damit zur Umsetzung der Energiewende von entscheidender Bedeutung sind. Aus den Untersuchungen 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 200 GW** erforderlich, die sich durch einen **jährlichen Zubau von 10 GW über 20 Jahre** realisieren lässt.
- Solange dieses jährliche PV-Zubauziel nicht erreicht wird, ist zur Verbesserung der Investitionsbedingungen eine **Erhöhung der Einspeisevergütung** notwendig.
- Damit photovoltaische Eigenversorgungssysteme langfristig auch ohne Einspeisevergütung auskommen, ist für eigenverbrauchten und zwischengespeicherten Solarstrom eine **Befreiung von der EEG-Umlage** erforderlich. Andernfalls ist der notwendige PV-Zubau nicht realisierbar.
- Mit zunehmendem PV-Ausbau ist zukünftig davon auszugehen, dass die Solarstromerzeugung tagsüber den Strombedarf in Deutschland übersteigt. Die anfallenden Überschüsse lassen sich durch verschiedene **dezentrale Speichermaßnahmen** vollständig nutzen.
- Das Potenzial **dezentraler Batteriespeicher in Wohngebäuden** übersteigt die gesamte Speicherkapazität der derzeit in Deutschland vorhandenen Pumpspeicherkraftwerke.
- PV-Systeme mit Batteriespeicher können bis zu 80% des Strombedarfs in Privathaushalten decken und tragen somit zur **Umsetzung der Energiewende im Gebäudebereich** bei.
- In Kombination mit Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen können PV-Speichersysteme auch zur Reduktion von Treibhausgasemissionen im **Wärme- und Verkehrssektor** beitragen.
- Ein wirtschaftlicher Betrieb von Solarstromspeichern ist bei geringer Renditerwartung bereits bei **Speichersystemkosten von 2000 €/kWh** möglich. Um die für eine größere Marktdurchdringung erforderlichen Systemkosten von unter 1000 €/kWh zu erzielen, sollte die **Förderung der Markteinführung** von dezentralen Solarstromspeichern weiter fortgeführt werden.

- Solarstromspeicher für die Eigenversorgung leisten in Kombination mit einer **Begrenzung der PV-Einspeiseleistung** einen wichtigen Beitrag zur Integration hoher Photovoltaikleistungen in das Energiesystem, da Überschüsse direkt vor Ort gespeichert und lokale Spannungsprobleme im Verteilnetz vermieden werden.
- Um PV-Einspeisespitzen durch Batteriespeicher abzufangen, sollte eine **Reduktion der maximal zulässigen Einspeiseleistung** von PV-Speichersystemen kurzfristig auf 50% und mittelfristig auf 40% der installierten Nennleistung angestrebt werden.
- Um die Akzeptanz der Reduktion von Einspeisespitzen zu erhöhen, sollten Systeme mit Einspeisegrenze aufgrund ihrer **netzentlastenden Eigenschaften** finanziell bessergestellt werden.
- Durch Einbeziehung von PV- und Lastprognosen kann mit einer **vorausschauenden Planung der Batterieladung** sowohl ein netzdienlicher als auch eigenversorgungsoptimierter Betrieb von Batteriespeichern realisiert werden.
- Der **prognosebasierte Speicherbetrieb** lässt sich auf Basis von lokal erstellten Prognosen umsetzen und trägt zur **Reduktion von Abregelungsverlusten** bei, was für den Anlagenbetreiber finanziell vorteilhaft ist.
- Dadurch können Solarstromspeicher ohne externe Informationen oder Steuerungssignale netzdienlich betrieben werden, weshalb es **keiner aufwendigen Kommunikationstechnik und zentralen Steuerung bedarf**.
- Neben der Reduktion der maximalen Einspeiseleistung trägt eine prognosebasierte Betriebsführung auch zur **Verstetigung der Netzeinspeisung** bei, da bewölkungsbedingte Leistungsfluktuationen abgeschwächt werden.
- Für eine Vielzahl verteilter PV-Speichersysteme konnte bei Anwendung prognosebasierter Betriebsstrategien eine **Reduktion der Netzeinspeisung auf unter 50% der installierten PV-Nennleistung** nachgewiesen werden. Dadurch lässt sich die Anzahl der installierbaren PV-Anlagen deutlich erhöhen.
- Dezentrale Solarstromspeicher sind daher ein wichtiger Bestandteil zur Umsetzung der Energiewende und **Realisierung einer klimaneutralen Energieversorgung**.

LITERATURVERZEICHNIS

- [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
- [Ber15] J. Bergner, J. Weniger, T. Tjaden, V. Quaschnig: Verbesserte Netzintegration von PV-Speichersystemen durch Einbindung lokal erstellter PV- und Lastprognosen. In: *30. Symposium Photovoltaische Solarenergie*. Bad Staffelstein, 2015
- [BMU13] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Hrsg.: Richtlinien zu Förderung von stationären und dezentralen Batteriespeichersystemen zur Nutzung in Verbindung mit Photovoltaikanlagen. In: *Bundesanzeiger vom 19.04.2013*. Berlin, 2013
- [BMWi14] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): Gesetz zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts, 2014
- [Boc09] T. Bocklisch: Optimierendes Energiemanagement von Brennstoffzelle-Direktspeicher-Hybridsystemen. Chemnitz, Technische Universität Chemnitz, Dissertation, 2009
- [Bom14] L. M. Bomidi, S. Bley, J. Kalisch, A. Macke, H. Deneke: Shortwave surface radiation budgeting network for spatio-temporal observation of cloud inhomogeneity fields. In: *14th Conference on Cloud Physics*. Boston, 2014
- [DIN08] DIN EN 50160-2008: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen
- [Fei14] F.-J. Feilmeier: Elektrische Anschlussoptionen von Stromspeichern: Netzwirkungen und Systemdienlichkeit. In: *BEE-Workshop Systemdienliche Einbindung dezentraler Speicher*. Berlin, 2014
- [Fel13] C. Felsmann: Nutzung von Gebäuden als thermische Speicher. In: *Berliner Energietage*. Berlin, 2013

- [Fuc12] G. Fuchs, B. Lunz, M. Leuthold, D. U. Sauer: Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität. Aachen: Institut für Stromrichtertechnik und Elektronische Antriebe (ISEA), RWTH Aachen, 2012
- [IPCC13] 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. Magnor, D. U. Sauer: Scientific Measuring and Evaluation Program for Photovoltaic Battery Systems. In: *9th International Renewable Energy Storage Conference (IRES 2015)*. Düsseldorf, 2015
- [Kev13a] F. Kever, M. Rothert: Vergleich unterschiedlicher Systemtopologien für die Anbindung von kleinen dezentralen Speichern ans Netz. In: *2. Anwenderforum Direkteinspeisung, Eigenverbrauch und Speicherung von PV-Strom*. Köln, 2013
- [Kev13b] F. Kever: Unterschiedliche Schaltungen, unterschiedliche Effizienzen. In: *pv magazine* (2013), Nr. 2/2013, S. 109–112
- [Kre15] N. Kreutzer, J. Schiel, M. Rothert: Netzgekoppelte PV-Speichersysteme: Fünf Jahre Felderfahrung und Lessons Learned. In: *30. Symposium Photovoltaische Solarenergie*. Bad Staffelstein, 2015
- [Küh14] J. Kühnert, E. Lorenz, J. Betcke, A. Hammer, D. Heinemann: Regionale PV-Leistungsvorhersagen für den Kurzzeit-Bereich auf Basis von Satellitendaten, numerischen Wetterprognosen und PV-Leistungsmessungen. In: *29. Symposium Photovoltaische Solarenergie*. Bad Staffelstein, 2014
- [Lau11] C. Lauterbach, B. Schmitt, K. Vajen: Das Potential solarer Prozesswärme in Deutschland. Kassel: Institut für Thermische Energietechnik, 2011
- [Lev13] A. Levermann, P. U. Clark, B. Marzeion, G. A. Milne, D. Pollard, V. Radic, A. Robinson: The multimillennial sea-level commitment of global warming. In: *Proceedings of the National Academy of Sciences* Bd. 110 (2013), Nr. 34, S. 13745–13750
- [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
- [Mie14] M. Mierau, D. Noeren, F. Becker: Potentialanalyse der intelligenten Ladung von Elektrofahrzeugen mit eigenerzeugtem Photovoltaikstrom in einem Privathaushalt. Freiburg: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, ISE, 2014

- [Nasa13] NASA Goddard Space Flight Center: GISS Surface Temperature Analysis (GISTEMP). URL <http://data.giss.nasa.gov/gistemp/>
- [Pap14] C. Pape, N. Gerhardt, P. Härtel, A. Scholt, R. Schwinn, T. Drees, A. Maaz, J. Sprey, u. a.: Roadmap Speicher: Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch-ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung, *Roadmap Speicher*. Kassel: IWES, RWTH Aachen, Stiftung Umweltenergierecht, 2014
- [Qua11] V. Quaschnig: Bewertung von Methoden zur Bestimmung des PV-Anteils sowie von Ausbauszenarien und Einflüssen auf die Elektrizitätswirtschaft. In: *26. Symposium Photovoltaische Solarenergie*. Bad Staffelstein, 2011
- [Sam14] F. Samweber, P. Nobis, M. Gallet: Simulation von Photovoltaik-Eigenverbrauch mit Elektrofahrzeugen (Teil 1). In: *BWK* Bd. 66 (2014), Nr. 1/2, S. 66–69
- [Sch11] B. Schломann, E. Dütschke, M. Gigli, J. Steinbach, H. Kleeberger, B. Geiger, A. Linhardt, E. Gruber, u. a.: Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD) in Deutschland für die Jahre 2007 bis 2010. Karlsruhe, München, Nürnberg: Fraunhofer ISI, IREES, GfK, IFE, BASE-ING., 2011
- [Ste15] M. Sterner, F. Eckert, M. Thema, F. Bauer: Der positive Beitrag dezentraler Batteriespeicher für eine stabile Stromversorgung (Kurzstudie im Auftrag von BEE e. V. und Hannover Messe). Regensburg, Berlin, Hannover: Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher (FENES) OTH Regensburg, 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
- [Tja14a] T. Tjaden, J. Weniger, J. Bergner, F. Schnorr, V. Quaschnig: Einfluss des Standorts und des Nutzerverhaltens auf die energetische Bewertung von PV-Speichersystemen. In: *29. Symposium Photovoltaische Solarenergie*. Bad Staffelstein, 2014
- [Tja14b] T. Tjaden, J. Weniger, V. Quaschnig: Individuelle Autarkie. In: *pv-magazine* (2014), Nr. 2, S. 58–61
- [Tja14c] T. Tjaden, J. Weniger, J. Bergner, F. Schnorr, V. Quaschnig: Impact of the PV Generator's Orientation on the Energetic Assessment of PV Self-Consumption Systems Considering Individual Residential Load Profiles. In: *29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*. Amsterdam, 2014

- [Tja15] 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
- [VDE11] VDE: VDE-AR-N 4105: Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, VDE-Verlag (2011)
- [VDE14] VDE: Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz. Berlin: Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), 2014
- [Wen13a] J. Weniger, V. Quaschnig: Begrenzung der Einspeiseleistung von netzkoppelten Photovoltaiksystemen mit Batteriespeichern. In: *28. Symposium Photovoltaische Solarenergie*. Bad Staffelstein, 2013
- [Wen13b] J. Weniger, V. Quaschnig, T. Tjaden: Optimale Dimensionierung von PV-Speichersystemen. In: *pv magazine* (2013), Nr. 1, S. 70–75
- [Wen14a] J. Weniger, T. Tjaden, V. Quaschnig: Sizing of Residential PV Battery Systems. In: *Energy Procedia* Bd. 46 (2014), S. 78–87
- [Wen14b] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, V. Quaschnig: Economics of residential PV battery systems in the self-consumption age. In: *29th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*. Amsterdam, 2014
- [Wen14c] 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
- [Wen14d] 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
- [Wen15] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, J. Kretzer, F. Schnorr, V. Quaschnig: Einfluss verschiedener Betriebsstrategien auf die Netzeinspeisung räumlich verteilter PV-Speichersysteme. In: *30. Symposium Photovoltaische Solarenergie*. Bad Staffelstein, 2015
- [Wir13] G. Wirth, A. Spring, G. Becker, R. Pardatscher, R. Witzmann, J. Brantl, S. Schmidt, S. Schramm, u. a.: Klassifizierung der Netzeinflüsse durch Photovoltaikanlagen nach meteorologischen Parametern. In: *28. Symposium Photovoltaische Solarenergie*. Bad Staffelstein, 2013

ANHANG

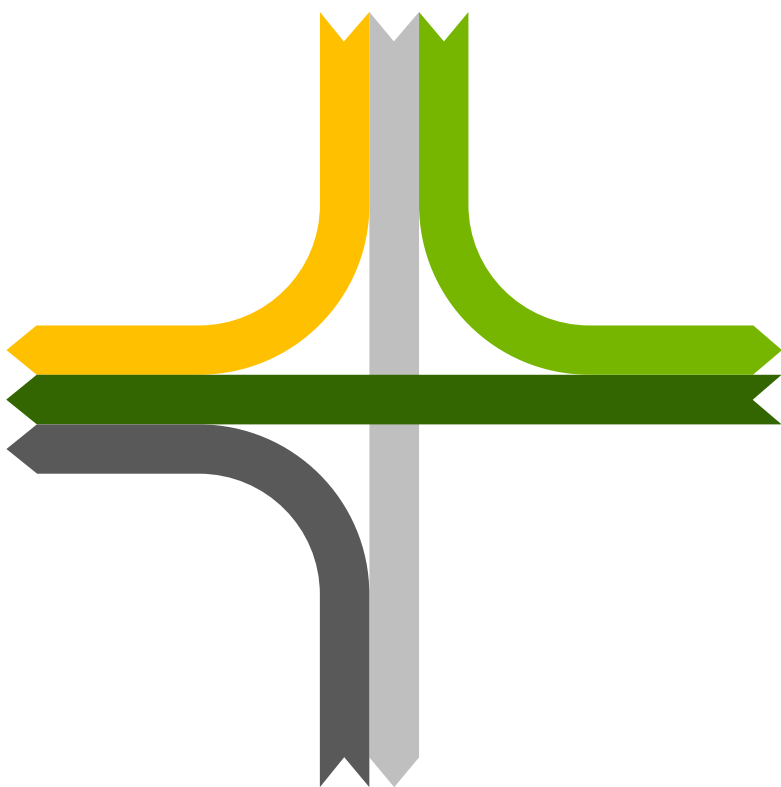
A.1 Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad

Tabelle A.1 Eigenverbrauchsanteil in Abhängigkeit der nutzbaren Speicherkapazität und PV-Leistung, jeweils normiert auf den Jahresstrombedarf in MWh (1000 kWh).

Eigenverbrauchsanteil		PV-Leistung in kWp/MWh										
		0	0,25	0,5	0,75	1	1,25	1,5	1,75	2	2,25	2,5
nutzbare Speicherkapazität in kWh/MWh	0	100%	65%	46%	36%	30%	25%	22%	20%	18%	16%	15%
	0,25	100%	91%	66%	50%	40%	34%	29%	25%	23%	21%	19%
	0,5	100%	98%	77%	59%	47%	39%	34%	30%	27%	24%	22%
	0,75	100%	100%	84%	66%	53%	45%	38%	34%	30%	27%	25%
	1	100%	100%	90%	72%	59%	50%	43%	38%	34%	30%	28%
	1,25	100%	100%	94%	78%	64%	54%	46%	41%	36%	33%	30%
	1,5	100%	100%	97%	81%	67%	57%	49%	43%	38%	35%	32%
	1,75	100%	100%	98%	84%	70%	59%	51%	45%	40%	36%	33%
	2	100%	100%	99%	85%	71%	60%	52%	46%	41%	37%	34%
	2,25	100%	100%	99%	86%	72%	61%	53%	47%	42%	38%	34%
	2,5	100%	100%	99%	87%	73%	62%	54%	47%	42%	38%	35%

Tabelle A.2 Autarkiegrad in Abhängigkeit der nutzbaren Speicherkapazität und PV-Leistung, jeweils normiert auf den Jahresstrombedarf in MWh (1000 kWh).

Autarkiegrad		PV-Leistung in kWp/MWh										
		0	0,25	0,5	0,75	1	1,25	1,5	1,75	2	2,25	2,5
nutzbare Speicherkapazität in kWh/MWh	0	0%	17%	24%	28%	30%	32%	34%	35%	36%	37%	37%
	0,25	0%	22%	32%	37%	39%	41%	43%	44%	45%	46%	46%
	0,5	0%	24%	37%	42%	45%	47%	49%	50%	51%	52%	53%
	0,75	0%	24%	40%	47%	51%	53%	55%	56%	58%	59%	60%
	1	0%	24%	43%	51%	56%	59%	61%	62%	64%	65%	66%
	1,25	0%	24%	44%	55%	60%	63%	65%	67%	68%	69%	70%
	1,5	0%	24%	45%	57%	63%	66%	69%	70%	72%	73%	74%
	1,75	0%	24%	46%	59%	65%	69%	71%	73%	75%	76%	77%
	2	0%	24%	46%	59%	66%	70%	73%	75%	76%	78%	79%
	2,25	0%	24%	46%	60%	67%	71%	74%	76%	78%	79%	80%
	2,5	0%	24%	46%	61%	67%	71%	74%	77%	79%	80%	81%



ISBN 978-3-8305-3548-5



9 783830 535485