STROMSPEICHER Inspektion 2Q18



Studie

Stromspeicher-Inspektion 2018

Autoren

Johannes Weniger
Selina Maier
Lena Kranz
Nico Orth
Nico Böhme
Volker Quaschning



University of Applied Sciences

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

Version

Version 1.0 (November 2018)

Webseite

www.stromspeicher-inspektion.de

Förderung

Diese Studie entstand im Forschungsprojekt "Bewertung und Optimierung der Energieeffizienz von Photovoltaik-Batteriesystemen (EffiBat)".

Deutsche
Bundesstiftung Umwelt

www.dbu.de

Inhaltsverzeichnis

VOR	RWORT	4
1	NOTWENDIGKEIT DER EFFIZIENTEN SOLARSTROMSPEICHERUNG	6
2	SCHWERPUNKTE UND METHODIK DER STUDIE	9
2.1	Recherche der Datenblätter	9
2.2	Systemeigenschaften gemäß Effizienzleitfaden	10
2.3	Simulationsbasierte Systembewertung	12
3	ANALYSE DER DATENBLÄTTER	16
3.1	Angaben zur Speicherkapazität	16
3.2	Angaben zum Wirkungsgrad	19
4	VERGLEICH DER SYSTEMEIGENSCHAFTEN	22
4.1	Dimensionierungsverluste	24
4.2	Umwandlungsverluste	25
4.3	Regelungsverluste	32
4.4	Bereitschaftsverluste	34
5	SYSTEMBEWERTUNG MIT DEM SYSTEM PERFORMANCE INDEX	38
5.1	Bewertungsmethodik	39
5.2	Systemvergleich	42
6	DISKUSSION	48
7	SCHLUSSFOLGERUNGEN	50
LITI	ERATURVERZEICHNIS	52
A NI L	IANG	E E

Vorwort

Trotz regulatorischer Hindernisse durch die Bundesregierung lässt sich der Siegeszug von dezentralen Solarstromanlagen und Speichersystemen nicht mehr aufhalten. In Deutschland wurden bislang mehr als 100.000 Photovoltaik (PV)-Anlagen in Kombination mit Batteriesystemen zur Stromversorgung von Gebäuden errichtet. Jede zweite neu errichtete PV-Anlage im Wohngebäudebereich wird derzeit bereits mit einem Batteriespeicher ausgerüstet. Wie gut Speichersysteme die Energiewende voranbringen, hängt allerdings entscheidend von der Effizienz der Stromspeicherung ab.

Bei der Suche nach einem passenden und effizienten Stromspeicher sind Verbraucher, Installateure und Planer auf belastbare Angaben der Hersteller in Produktbroschüren und Datenblättern angewiesen. Mehrere Unternehmen haben sich auf die Fahne geschrieben, das Speichersystem mit "branchenführendem Systemwirkungsgrad", das "effizienteste Speichersystem am Markt" oder den "effizientesten Stromspeicher der Welt" anzubieten. Was fehlt, ist jedoch in der Regel ein Nachweis anhand von Labor- oder Feldmessdaten. Zudem sind selbst in Fachbüchern Mythen zur Effizienz unterschiedlicher Systemkonzepte zu finden.

Beim Einsatz von Batteriesystemen in Wohngebäuden ist in den vergangenen Jahren ein Trend zu größeren Speicherkapazitäten erkennbar. Gelegentlich hört man, dass die Systemauslegung viel wichtiger sei, als die Effizienz der Speichersysteme. Dass die Steigerung der Eigenversorgung durch größere Batteriespeicher jedoch kein Naturgesetz ist, zeigen die Ergebnisse dieser Studie.

Das übergeordnete Ziel der Stromspeicher-Inspektion 2018 ist es, die Vergleichbarkeit der am Markt erhältlichen PV-Speichersysteme zu verbessern und auf die Relevanz der Systemeffizienz aufmerksam zu machen. Für den ersten Schwerpunkt dieser Studie (vgl. Bild 1) wurden die Angaben zur Speicherkapazität und zum Wirkungsgrad in den Datenblättern von 60 Speicherherstellern und Systemanbietern verglichen. Eine Auswahl der analysierten Produkte ist auf dem Deckblatt dieser Studie dargestellt. Insgesamt wurden 45 unterschiedliche Bezeichnungen zur Angabe der Speicherkapazität in den 60 Datenblättern gefunden. In Anbetracht dessen ist offensichtlich, dass ein verlässlicher Vergleich der Größe der Batteriespeicher anhand der Herstellerangaben derzeit nicht möglich ist.







Bild 1 Inhaltliche Schwerpunkte der Stromspeicher-Inspektion 2018.

Mit dem Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme wurde unter Federführung des Bundesverbands Solarwirtschaft (BSW) und Bundesverbands Energiespeicher (BVES) eine einheitliche Vergleichsbasis zwischen den Systemen geschaffen. Aus den standardisierten Labormessungen nach dem Effizienzleitfaden gehen nicht nur relevante Effizienzparameter, sondern auch Messwerte zur nutzbaren Speicherkapazität hervor. Bislang sind diese Messergebnisse jedoch nur in Ausnahmefällen öffentlich verfügbar.

Vor diesem Hintergrund wurden die 60 in Deutschland aktiven Hersteller und Anbieter von PV-Speichersystemen zur Teilnahme an der vorliegenden Studie eingeladen. Zehn Unternehmen sind dem Aufruf gefolgt und beteiligen sich mit Prüfberichten gemäß Effizienzleitfaden von insgesamt 20 Systemen an der Studie. Zusammengerechnet haben die beteiligten Unternehmen in Deutschland einen Marktanteil von über 50%.

Auf Basis der bereitgestellten Labormesswerte wurden einerseits die einzelnen Systemeigenschaften verglichen. Andererseits wurde die Effizienz der PV-Speichersysteme mit dem System Performance Index (SPI) bewertet. Die Ergebnisse widersprechen weit verbreiteten Pauschalaussagen zur Wahl der Speichergröße und Relevanz der Speicherverluste. Die Studie zeigt ebenfalls auf, was beim Speicherkauf zu beachten ist, damit der Einsatz eines Speichersystems sowohl finanziell als auch ökologisch sinnvoll ist.

Wir danken allen an der Stromspeicher-Inspektion 2018 teilnehmenden Unternehmen. Mehrere Hersteller haben sich für die anonymisierte Darstellung ihrer Ergebnisse in der Studie entschieden. Durch die namentliche Erwähnung ihrer Produkte tragen insbesondere die folgenden fünf Unternehmen zu mehr Transparenz im Speichermarkt bei:











Spannende Erkenntnisse bei der Lektüre dieser Studie wünscht Ihnen die Forschungsgruppe Solarspeichersysteme der HTW Berlin.

1 Notwendigkeit der effizienten Solarstromspeicherung

Im Dezember 2015 wurde unter Beteiligung der deutschen Bundesregierung auf dem UN-Klimagipfel in Paris ein völkerrechtlich bindendes Abkommen verhandelt, dessen Ziel die Begrenzung der globalen Erwärmung auf 1,5 °C ist. Seit Beginn der Industrialisierung ist die mittlere Temperatur in Deutschland um knapp 1 °C angestiegen (vgl. Bild 2). Das Jahr 2014 war nicht nur in Deutschland, sondern auch weltweit das bislang wärmste Jahr seit Beginn der Klimaaufzeichnungen. Ohne die Abkehr von der Nutzung fossiler Brennstoffe und die drastische Reduzierung der damit verbundenen Treibhausgasemissionen erwarten Klimaforscher vom IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) einen Anstieg der weltweiten Durchschnittstemperatur um bis zu 5 °C bis zum Jahr 2100 [1].

Um die vereinbarten Klimaschutzziele zu erreichen und die globale Erwärmung auf 1,5 °C zu begrenzen, sind die weltweiten Treibhausgasemissionen aus dem Energiesektor sowie aus der Land- und Forstwirtschaft bis 2035 auf null zu senken [2]. Die Senkung des Energiebedarfs sowie die Dekarbonisierung der Energieversorgung muss hierfür einen wesentlichen Beitrag leisten [3]. Mehrere Studien zeigen, dass die Photovoltaik (PV) bereits 30% bis 70% des weltweiten elektrischen Energiebedarfs zu wettbewerbsfähigen Kosten decken kann [4], [5]. Der vermehrte Einsatz von Solarstromanlagen wird somit eine zentrale Rolle beim globalen Klimaschutz einnehmen.

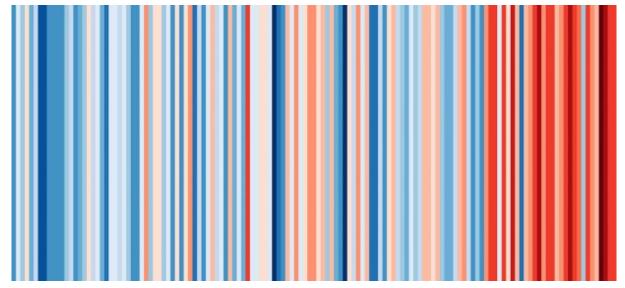


Bild 2 Visualisierung der jährlichen Durchschnittstemperatur in Deutschland zwischen 1881 und 2017 (Grafik: Ed Hawkins/klimafakten.de, Daten: Deutscher Wetterdienst).

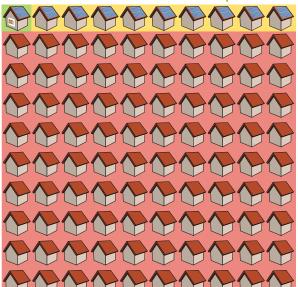
Das technisch-wirtschaftliche Potenzial von PV-Anlagen auf Dachflächen in Deutschland wird mit bis zu 240 GWp angegeben [6]. Zur Erschließung des Potenzials müssen bei einer Nutzungsdauer der PV-Anlagen von bis zu 30 Jahren allein auf Gebäuden in Deutschland PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 8 GWp pro Jahr errichtet werden. Die zu erwartenden Erzeugungsspitzen der PV-Anlagen sollten möglichst zur Energieversorgung der Gebäude vor Ort genutzt werden. Zum Ausgleich der tageszeitlichen Unterschiede zwischen der Solarstromerzeugung und dem Stromverbrauch der Gebäude sind insbesondere Batteriesysteme

geeignet. Ein PV-Speichersystem mit einer PV-Nennleistung von 5 kWp und einem Batteriespeicher mit einer Speicherkapazität von 5 kWh kann in deutschen Ein- und Zweifamilienhäusern mehr als die Hälfte des jährlichen Stromverbrauchs bereitstellen [7]. Bei einem Stromverbrauch von 5000 kWh pro Jahr müssen dann weniger als 2500 kWh pro Jahr aus dem Netz bezogen werden. Wird die PV-Generatorleistung auf 10 kWp und die Speicherkapazität auf 10 kWh verdoppelt, steigt die erzielbare Eigenversorgung sogar auf über 75%.

PV-Batteriesysteme können aber nicht nur einen wesentlichen Beitrag zur Stromversorgung von Wohngebäuden leisten, sondern auch die Wärme- und Verkehrswende voranbringen. Die Vorteile des Einsatzes von PV-Batteriesystemen in privaten Haushalten mit Elektrofahrzeugen wurden bereits in mehreren Studien aufgezeigt [8], [9]. Zu erwähnen sei hier insbesondere die Reduzierung der Kohlendioxidemissionen der Elektrofahrzeuge durch die Ladung mit Solarstrom vom Dach. In Kombination mit Wärmepumpen können PV-Batteriesysteme auch zur treibhausgasarmen Trinkwassererwärmung und Raumheizung beitragen. Für eine hohe solare Deckung des Stromverbrauchs der Wärmepumpen sollten diese möglichst in Zeiten mit überschüssiger PV-Energie betrieben werden [10].

Über die Einsatzmöglichkeiten zur Gebäudeenergieversorgung hinaus können Batteriesysteme aktiv zur Kappung der solaren Erzeugungsspitzen eingesetzt werden und somit die Netzintegration der PV-Anlagen voranbringen [11]. Dezentrale Batteriesysteme wirken dem durch die PV-Anlagen verursachten Anstieg der Netzspannung unmittelbar am Ort der Verursachung entgegen [12]. Durch die Erbringung von Systemdienstleistungen tragen Batteriesysteme sogar zur Verbesserung der Netzstabilität auf überregionaler Ebene bei. Als vielversprechend wird die kombinierte Nutzung der dezentralen PV-Batteriesysteme zur Bereitstellung von Primärregelleistung und zur Eigenversorgung der Wohngebäude erachtet [13].

2019In weniger als 1% der Eigenheime befindet sich ein Solarstromspeicher



2050Mindestens 50% der Eigenheime speichern Solarstrom vom Dach

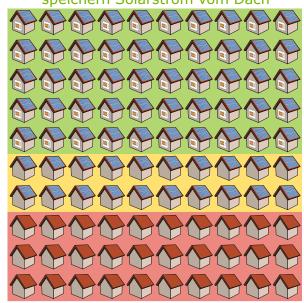


Bild 3 Vision 2050: Solarstromspeicher in jedem zweiten Ein- und Zweifamilienhaus in Deutschland.

Aufgrund der vielfältigen Einsatzmöglichkeiten ist absehbar, dass PV-Batteriesysteme zukünftig einen Kernbestandteil der Gebäudeenergietechnik ausmachen werden. Die Speichertechnologie könnte somit langfristig in einen Großteil der 16 Mio. Ein- und Zweifamilienhäuser in Deutschland Einzug halten (vgl. Bild 3). Für einen ambitionierten Klimaschutz sollten bis 2050 mindestens 8 Mio. Ein- und Zweifamilienhäuser mit PV-Speichersystemen ausgerüstet werden. Hierzu müssen ab 2030 mindestens 400.000 PV-Speichersysteme pro Jahr in Deutschland errichtet werden (vgl. Bild 4). Ausgehend von derzeit rund 40.000 neu errichteten Speichersystemen pro Jahr muss sich die Anzahl der Neuinstallationen bis 2030 um jährlich 20% erhöhen.

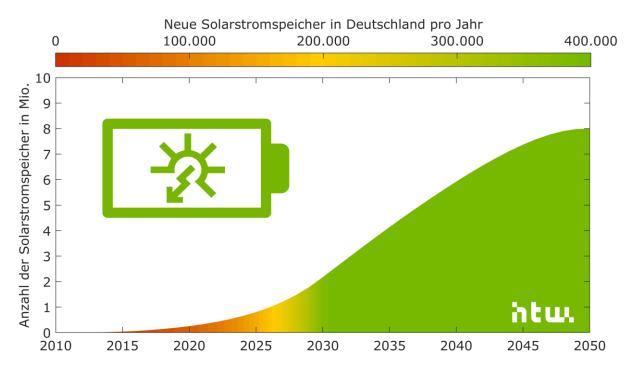


Bild 4 Szenario der HTW Berlin: Damit sich bis 2050 8 Mio. Ein- und Zweifamilienhäuser durch Solarstrom überwiegend selbst versorgen, müssen ab 2030 in Deutschland jährlich 400.000 Solarstromspeicher errichtet werden (Rahmenbedingungen: 20% jährliches Marktwachstum bis 2030, Betriebsdauer der Stromspeicher 20 Jahre).

Sowohl aus ökonomischen als auch aus ökologischen Gründen sollten Batteriesysteme im Betrieb eine hohe Effizienz aufweisen. Damit der Speichereinsatz die durch das PV-System erzielte Umweltentlastung nur wenig beeinträchtigt, sind geringe Speicherverluste entscheidend [14]. Je höher die Energieeffizienz der Batteriesysteme ist, desto geringer sind die Kohlendioxid-, Schwefeldioxid- und Stickoxidemissionen der fossilen Kraftwerke, die aufgrund der restlichen Netzversorgung insbesondere in den Wintermonaten anfallen [15]. Vor diesem Hintergrund ist der Einsatz von hocheffizienten PV-Batteriesystemen von zentraler Bedeutung.

2 Schwerpunkte und Methodik der Studie

Ein Ziel dieser Studie ist es, die Effizienz von unterschiedlichen PV-Speichersystemen vergleichbar zu machen. Die inhaltlichen Schwerpunkte der Stromspeicher-Inspektion 2018 sind daher:



Im Folgenden wird das methodische Vorgehen der einzelnen Schwerpunkte näher beschrieben.

2.1 Recherche der Datenblätter

Im ersten Schwerpunkt dieser Studie werden frei zugängliche Datenblätter der PV-Speichersysteme und relevanten Systemkomponenten analysiert. Der Fokus liegt dabei auf dem Vergleich der unterschiedlichen Begrifflichkeiten zur Angabe der Speicherkapazität und der Effizienz.

Insgesamt konnten mehr als 60 Anbieter und Hersteller von PV-Speichersystemen, Batteriewechselrichtern und Batteriespeichern für Wohngebäude in Deutschland identifiziert werden. Im August 2018 wurden insgesamt 140 Datenblätter recherchiert, die auf den Internetseiten der Hersteller zu finden waren. Da einige Anbieter für jedes Produkt separate Datenblätter bereitstellen und die Begrifflichkeiten zwischen den einzelnen Datenblättern eines Herstellers sich selten unterscheiden, wurde lediglich ein Datenblatt pro Hersteller in der weitergehenden Untersuchung berücksichtigt. Dabei werden die Angaben zur Güte der MPP-Regelung der Wechselrichter und damit die aufgeführten MPP-Wirkungsgrade außer Acht gelassen.

Im Rahmen der Stromspeicher-Inspektion 2018 werden die Datenblattangaben anonymisiert analysiert. Daher sind die in Kapitel 3 aufgezeigten Beispiele ohne Angabe des Herstellers aufgeführt.

2.2 Systemeigenschaften gemäß Effizienzleitfaden

In einem weiteren Schwerpunkt vergleicht diese Studie die Systemeigenschaften, die sich aus Labormessungen gemäß dem "Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme" ableiten lassen. Mit der Einführung des Effizienzleitfadens (Version 1.0) im März 2017 wurde erstmals ein einheitliches Prüfverfahren zur Charakterisierung von PV-Speichersystemen im Labor definiert [16]. Die beschriebenen Prüfbedingungen und Testprozeduren erlauben einerseits die einheitliche Bestimmung der nutzbaren Speicherkapazität und des Batteriewirkungsgrads. Andererseits lassen sich aus den Labormesswerten die nominalen Leistungen sowie die Wirkungsgradkennlinien der einzelnen Energieumwandlungspfade ableiten. Des Weiteren gehen aus der Messung Systemparameter hervor, die die Güte der Systemregelung anhand der stationären und dynamischen Regelungsabweichungen beschreiben. Hinzu kommen Messwerte zur Leistungsaufnahme der Systemkomponenten im Standby-Betrieb. Der Effizienzleitfaden macht zudem Vorschläge zur Vereinheitlichung der Begrifflichkeiten und Darstellung der Systemeigenschaften in Datenblättern (vgl. Anhang A.1). In diesen Datenblättern sind die wesentlichen Messergebnisse der Prüfberichte zusammengefasst.

Ausgangspunkt für die Analyse der Systemeigenschaften im Rahmen dieser Studie ist die Recherche von Prüfberichten und Datenblättern gemäß Effizienzleitfaden. Da diese bisher nur in Einzelfällen öffentlich zugänglich sind, wurden Ende Juli 2018 die 60 in Deutschland aktiven Systemanbieter und Speicherhersteller um die Bereitstellung der nach dem Effizienzleitfaden ermittelten Labormesswerte gebeten. Die Hersteller wurden per E-Mail über die auf den Webseiten aufgeführten Adressen zur kostenfreien Teilnahme an der Studie eingeladen. In der Einladung wurde darauf hingewiesen, dass die Teilnehmer der Studie nach Abschluss der Untersuchungen eine vertrauliche Analyse erhalten, aus der das Abschneiden Ihrer Produkte innerhalb der Bandbreite der analysierten Systeme hervorgeht. Nach der Sichtung der vertraulichen Analyse konnten sich die Hersteller entscheiden, ob ihre Ergebnisse in der Studie anonymisiert oder unter Angabe der Produktbezeichnung aufgeführt werden.

Zehn Hersteller sind dem Aufruf gefolgt und beteiligen sich mit Prüfberichten und Datenblättern von insgesamt 20 Systemen an der Studie. Zum einen sind darunter Systeme mit unterschiedlichen leistungselektronischen Komponenten und gleichem Batteriespeicher. Zum anderen Systeme mit identischem Wechselrichter mit unterschiedlicher Batterie. Sowohl AC-, DC- und PV-gekoppelte Speichersysteme sind unter den 20 Systemen vertreten (vgl. Bild 8). Um die gewünschte Anonymität des an der Studie beteiligten Anbieters von PV-gekoppelten Systemen zu ermöglichen, wird das analysierte PV-gekoppelte System den DC-gekoppelten Systemen zugeordnet.

Die Mehrzahl der Hersteller hat die Charakterisierung der Systeme nach dem Effizienzleitfaden bei Prüfinstituten durchführen lassen. Ein Hersteller hat die Messungen hingegen selbst vorgenommen. Laut den Prüfberichten wurden die Systeme nach den Vorgaben des Effizienzleitfadens (Version 1.0) vermessen.

Bei der Analyse der Messergebnisse auf Basis der bereitgestellten Prüfberichte wurden die Änderungen im Effizienzleitfaden 2.0 (Stand: Oktober 2018) bereits weitgehend berücksichtigt.

Anpassungen der Prüfbedingungen konnten jedoch nicht berücksichtigt werden, da die Messungen bereits durchgeführt wurden. Die überarbeitete Version 2.0 des Effizienzleitfadens wird voraussichtlich Anfang 2019 veröffentlicht.

Im Mittelpunkt des zweiten Schwerpunkts dieser Studie steht unter anderem der Vergleich der Umwandlungswirkungsgrade der Systeme. Es wird darauf hingewiesen, dass im Rahmen dieser Studie lediglich die Wirkungsgrade der Wechselrichter bei nominaler PV-Eingangsspannung analysiert werden. Die nominale Eingangsspannung eines PV-Wechselrichters oder PV-Batteriewechselrichters ist in der Regel in den Datenblättern vom Hersteller angegeben.

Die Umwandlungswirkungsgrade der leistungselektronischen Systemkomponenten werden nach Effizienzleitfaden an acht Stützpunkten erfasst, die zur Auslastung des Energieumwandlungspfads bei 5%, 10%, 20%, 25%, 30%, 50%, 75% und 100% der jeweiligen nominalen Leistung führen. Im Labor lassen sich diese Stützstellen aufgrund von Eigenarten der Systeme und stochastischen Abweichungen nicht immer exakt einstellen.

Aus dem Wirkungsgrad und der Eingangsleistung oder der Differenz zwischen der Eingangsund Ausgangsleistung lässt sich die resultierende Verlustleistung bestimmen. Bild 5 zeigt die Abhängigkeit der Verlustleistung von der spezifischen Ausgangsleistung für die drei Umwandlungspfade eines DC-gekoppelten Systems. Die Verlustleistungen der einzelnen Pfade an den acht Messpunkten wurden mithilfe der im Prüfbericht tabellarisch aufgeführten Umwandlungswirkungsgrade und Eingangsleistungen berechnet. Im unteren Leistungsbereich dominieren die leistungsunabhängigen Leerlaufverluste die resultierende Verlustleistung. Im oberen Leistungsbereich sind es in die Schaltverluste und ohmschen Verluste der leistungselektronischen Komponenten, die linear oder quadratisch mit dem Strom zunehmen [17].

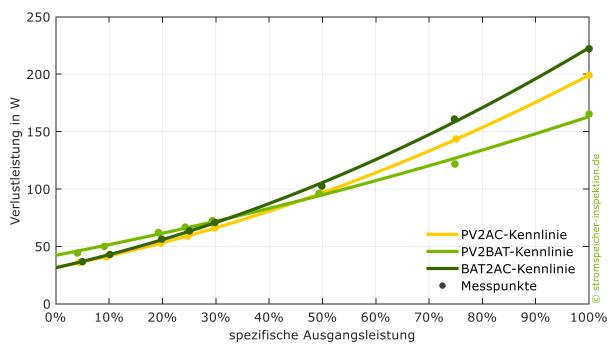


Bild 5 Messwerte und resultierende Kennlinien der Verlustleistung für die einzelnen Umwandlungspfade eines DC-gekoppelten PV-Speichersystems in Abhängigkeit von der spezifischen Ausgangsleistung, normiert auf die jeweilige Bemessungsausgangsleistung (Beispiel: System E6, siehe Anhang A.1).

In der Regel lässt sich die Leistungsabhängigkeit der Verlustleistung durch eine quadratische Gleichung mit hinreichender Genauigkeit annähern. Aus der quadratischen Gleichung kann im Anschluss der Umwandlungswirkungsgrad in Abhängigkeit von der Eingangs- oder Ausgangsleistung ermittelt werden. In dieser Studie werden die resultierenden Wirkungsgradkennlinien in Kapitel 4.2 als Funktion der absoluten Ausgangsleistung analysiert. Dabei ist zu beachten, dass sich ein unstetiger Verlauf der Wirkungsgradkennlinie durch den gewählten Ansatz nicht abbilden lässt. Dies ist vereinzelt bei Systemen der Fall, die bestimmte Systemkomponenten je nach Höhe der Auslastung zu- oder abschalten. Kleinere Abweichungen zwischen den gemessenen und den aus der quadratischen Gleichung berechneten Wirkungsgraden können auch durch Messungenauigkeiten hervorgerufen werden.

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass die in den Prüfberichten aufgeführten Messergebnisse nach bestem Wissen und Gewissen in dieser Studie berücksichtigt wurden. In Einzelfällen wurden nicht plausible Werte der in den Prüfberichten aufgeführten Systemeigenschaften außer Acht gelassen. Abschließend ist zu erwähnen, dass die Umwandlungsverluste und die Verluste aufgrund der ungenauen MPP-Regelung für die vom PV-Generator ausgehenden Umwandlungspfade in der Studie nicht separat betrachtet werden. Die MPPT-Wirkungsgrade sind somit in den aufgeführten Umwandlungswirkungsgraden enthalten.

Bei vielen Systemen sind derzeit keine Angaben zur Standby-Leistungsaufnahme des Batteriemanagementsystems in den bereitgestellten Prüfberichten oder Datenblättern zu finden, weshalb dieser Aspekt nicht näher untersucht wird. Der Standby-Verbrauch des Batteriemanagementsystems bleibt daher auch in der simulationsbasierten Systembewertung außer Acht. Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass im realen Betrieb relevante Bereitschaftsverluste durch die in den Lithium-Ionen-Batterien integrierte Elektronik entstehen können [18].

2.3 Simulationsbasierte Systembewertung

Im Mittelpunkt des dritten Schwerpunkts dieser Studie steht der Vergleich der Gesamteffizienz der verschiedenen PV-Speichersysteme. Unter Berücksichtigung der nach Effizienzleitfaden ermittelten Systemeigenschaften wird hierfür basierend auf dem "Performance Simulation Model for PV-Battery Systems (PerMod 2.0)" (Stand: Oktober 2018) ein modellbasierter Simulationstest durchgeführt [19]. Mit PerMod 2.0 kann das Betriebsverhalten von AC-, DC- und PV-gekoppelten PV-Batteriesystemen (vgl. Bild 8) in einsekündiger Auflösung über den Zeitraum von einem Jahr simuliert werden.

Im Gegensatz zu vorangegangenen modellbasierten Effizienzanalysen beschränkt sich Per-Mod 2.0 auf die Systemparameter, die in den Datenblättern gemäß Effizienzleitfaden 2.0 ent-halten sind (vgl. Anhang A.1). Da aus einem standardisierten Prüfverfahren in einem überschaubaren Messzeitraum nicht alle Systemeigenarten hervorgehen können, lassen sich diese somit auch nicht vollständig in einem darauf aufbauenden Simulationstest berücksichtigten. Aus Gründen der besseren Reproduzierbarkeit wird auf eine systemspezifische Anpassung der Modellparameter oder Modellstruktur verzichtet.

Ein belastbarer Vergleich der Effizienz unterschiedlicher PV-Speichersysteme ist nur möglich, wenn die Systeme identischen Betriebsbedingungen ausgesetzt sind. Dem steht jedoch gegenüber, dass insbesondere die leistungselektronischen Komponenten der am Markt erhältlichen PV-Speichersysteme für unterschiedliche Einsatzbedingungen ausgelegt sind. In dieser Studie beschränkt sich die Systembewertung auf den ersten Referenzfall für PV-Speichersysteme [20]. Das zugrundeliegende Referenzgebäude hat folgende Eigenschaften:

- Elektrischer Energieverbrauch des Wohngebäudes: 5010 kWh/a
- DC-Nennleistung des PV-Generators: 5 kWp

Systeme, die aufgrund der Dimensionierung der leistungselektronischen Komponenten nicht für den Einsatz in dem Referenzgebäude in Frage kommen, können im Systemvergleich nicht berücksichtigt werden.

Dem Referenzfall liegen zudem Zeitreihen der PV-Leistungsabgabe und der elektrischen Last in einsekündiger Auflösung über den Zeitraum von einem Jahr zugrunde. Das elektrische Haushaltslastprofil wurde einem frei verfügbaren Datensatz (Nr. 31 aus [21]) entnommen. Die Zeitreihe der Leistungsabgabe des PV-Generators wurde auf Basis von meteorologischen Daten der Universität Oldenburg aus dem Jahr 2014 erstellt [22]. Auf Grundlage der horizontal erfassten Messdaten der Bestrahlungsstärke wurde die Bestrahlungsstärke auf einem südlich ausgerichteten und um 35° geneigten PV-Generator durch geometrische Zusammenhänge sowie mit dem Modell von Klucher berechnet [23]. Zusätzlich wurde die Lufttemperatur bei der Berechnung der Leistungsabgabe des PV-Generators nach Beyer et al. [24] berücksichtigt. Der resultierende DC-Jahresertrag des PV-Generators beträgt 1055 kWh/(kWp•a).

Bild 6 veranschaulicht die Vorgehensweise zur simulationsbasierten Systembewertung im Rahmen dieser Studie. Die Grundlage der Simulation des realen Systemverhaltens bilden die gemäß Effizienzleitfaden ermittelten Messwerte der Speicherkapazität und der weiteren Systemeigenschaften. Die Systembewertung basiert darauf, das simulierte Betriebsverhalten des realen Systems mit dem idealen Betriebsverhalten eines verlustfreien PV-Batteriesystems zu vergleichen. In beiden Fällen ist dabei die Speicherkapazität des Batteriespeichers identisch.

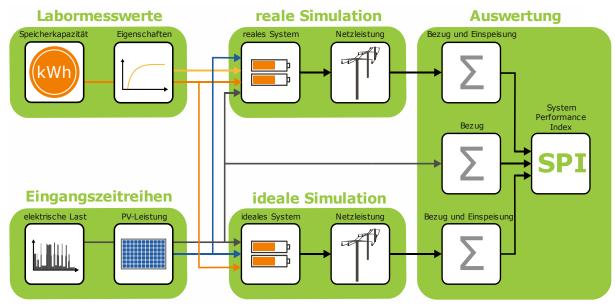


Bild 6 Vereinfachtes Blockdiagramm zur simulationsbasierten Systembewertung mit dem System Performance Index (SPI).

In dieser Studie wird die in der Batterie speicherbare Energie als Speicherkapazität und die DC-seitig entnehmbare Energie als nutzbare Speicherkapazität bezeichnet (vgl. Bild 7). Die Speicherkapazität wird aus dem nach Effizienzleitfaden bestimmten Mittelwert der während der Ladung vom Batteriespeicher aufgenommenen Energie und während der Entladung abgegebenen Energie berechnet. Dabei wird von einer Gleichverteilung der Umwandlungsverluste beim Lade- und Entladevorgang ausgegangen [25], [26].

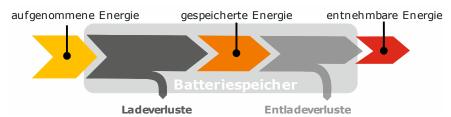


Bild 7 Definition der gespeicherten Energie als "Speicherkapazität" und entnehmbaren Energie als "nutzbare Speicherkapazität" in dieser Studie.

Zusätzlich zu den Labormesswerten sind für die Simulation des realen und idealen Systemverhaltens die bereits zuvor beschriebenen Eingangszeitreihen der elektrischen Last und Leistungsabgabe des PV-Generators notwendig. Verluste aufgrund der Dimensionierung der Leistungselektronik, Energieumwandlung, Regelung oder andere Verlustursachen treten dabei im Idealfall nicht auf. Um eine Vergleichbarkeit zwischen den unterschiedlichen Systemtopologien zu erzielen, wird der PV-Wechselrichter im verlustfreien Idealfall bei AC-gekoppelten und PV-gekoppelten PV-Batteriesystemen ebenfalls als verlustfrei betrachtet. Somit sind die erzielbaren Betriebsergebnisse des idealen Speichersystems unabhängig von der Systemtopologie und variieren lediglich je nach Speicherkapazität des Batteriespeichers.

Aus der Simulation des Betriebsverhaltens des realen und idealen PV-Batteriesystems lässt sich für beide Fälle in jedem Zeitschritt die resultierende Leistungsaufnahme bzw. -abgabe am Netzanschlusspunkt bestimmen (vgl. Bild 6). Im Anschluss kann daraus die in das Netz eingespeiste sowie die aus dem Netz bezogene Energie während des einjährigen Betrachtungszeitraums ermittelt werden. Ziel des Simulationstests ist es, die durch die Verluste des realen Systems hervorgerufene Abnahme der Netzeinspeisung und Zunahme des Netzbezugs zu bestimmen. Im Vergleich zu anderen Bilanzierungsgrenzen hat die Bilanzierung der Energiesummen am Netzanschlusspunkt den Vorteil, dass sich dadurch sowohl bei AC- und DC- als auch bei PV-gekoppelten Systemen sämtliche Verlustmechanismen berücksichtigen lassen.

Mit dem System Performance Index (SPI) wurde an der HTW Berlin eine Effizienzkennzahl entwickelt, die ein PV-Batteriesystem anhand des resultierenden Energieaustauschs mit dem Netz bewertet und dabei die unterschiedliche ökonomische Wertigkeit der Netzeinspeisung und des Netzbezugs berücksichtigt [27], [28]. Die Grundlage des SPI bildet die Berechnung der bilanziellen Stromkosten C, die sich aus den Netzbezugskosten $C_{\rm G2AC}$ abzüglich der Einnahmen aus der Netzeinspeisung $R_{\rm AC2G}$ ergeben:

$$C = C_{G2AC} - R_{AC2G} = E_{G2AC} \cdot p_{G2AC} - E_{AC2G} \cdot p_{AC2G}$$
 (1)

Die durch den Netzbezug verursachten Kosten ergeben sich aus dem Produkt des Netzbezugspreises $p_{\rm G2AC}$ und der aus dem Netz bezogenen Energie $E_{\rm G2AC}$. Die Netzeinspeiseerlöse $R_{\rm AC2G}$

werden aus der Einspeisevergütung $p_{\rm AC2G}$ und der in das Netz eingespeisten Energie $E_{\rm AC2G}$ ermittelt.

Zur Bestimmung des SPI dienen die bilanziellen Stromkosten C_{REF} des Referenzgebäudes ohne Einsatz eines PV-Batteriesystems als Vergleichsmaßstab. Diese werden mit den durch das ideale, verlustfreie PV-Batteriesystem erzielten bilanziellen Stromkosten $C_{\text{PVBS,IDEAL}}$ verglichen. Daraus lässt sich das im verlustfreien Idealfall erzielbare Kosteneinsparungspotenzial $\Delta C_{\text{PVBS,IDEAL}}$ bestimmen. Der SPI setzt dieses ideale Potenzial mit der durch das reale PV-Batteriesystem erzielten Kosteneinsparung $\Delta C_{\text{PVBS,REAL}}$ ins Verhältnis:

$$SPI = \frac{\Delta C_{\text{PVBS,REAL}}}{\Delta C_{\text{PVBS,IDEAL}}} = \frac{C_{\text{REF}} - C_{\text{PVBS,REAL}}}{C_{\text{REF}} - C_{\text{PVBS,IDEAL}}}$$
(2)

Zusammengefasst ergibt sich:

$$SPI = \frac{Rosteneinsparung des realen Systems}{Rosteneinsparung des idealen Systems}$$
(3)

Unter Berücksichtigung von Gleichung (1) resultiert folgender Zusammenhang:

$$SPI = \frac{E_{G2AC,REF} \cdot p_{G2AC} - E_{G2AC,REAL} \cdot p_{G2AC} + E_{AC2G,REAL} \cdot p_{AC2G}}{E_{G2AC,REF} \cdot p_{G2AC} - E_{G2AC,IDEAL} \cdot p_{G2AC} + E_{AC2G,IDEAL} \cdot p_{AC2G}}$$
(4)

Wird sowohl der Nenner als auch der Zähler in Gleichung (4) durch den Netzbezugspreis $p_{\rm G2AC}$ dividiert, ergibt sich für den SPI schließlich:

$$SPI = \frac{E_{G2AC,REF} - E_{G2AC,REAL} + E_{AC2G,REAL} \cdot p}{E_{G2AC,REF} - E_{G2AC,IDEAL} + E_{AC2G,IDEAL} \cdot p} \text{ mit } p = \frac{p_{AC2G}}{p_{G2AC}}$$
 (5)

Der SPI ist somit nur vom Verhältnis p der Einspeisevergütung p_{AC2G} zum Bezugspreis p_{G2AC} abhängig. In dieser Studie wird der SPI entsprechend den Vorgaben des Referenzfalls bei einer Einspeisevergütung von 12 ct/kWh und einem Netzbezugspreis von 30 ct/kWh ermittelt [29].

3 Analyse der Datenblätter

In diesem Kapitel werden die 60 Datenblätter der PV-Speichersysteme und der relevanten Systemkomponenten analysiert. Dabei steht der Vergleich der auf den Datenblättern aufgeführten Begrifflichkeiten zur Angabe der nutzbaren Speicherkapazität und des Wirkungsgrads im Vordergrund. Unter den untersuchten Systemen befinden sich integrierte und modulare Systeme mit AC-, DC- und PV-Generatorkopplung des Batteriespeichers (vgl. Bild 8). Namensgeber für die einzelnen Konzepte sind die jeweiligen Verknüpfungspunkte, an denen der Batteriespeicher mit dem PV-Generator angebunden ist. Integrierte Komplettsysteme beinhalten neben den leistungselektronischen Systemkomponenten auch den Batteriespeicher. Bei modularen Systemkonzepten werden oftmals die Batteriewechselrichter (AC-gekoppelt) und PV-Batteriewechselrichter (DC-gekoppelt) separat zum Batteriespeicher angeboten. Produkte ohne Batteriespeicher enthalten folglich auch keine Angaben zur nutzbaren Speicherkapazität.

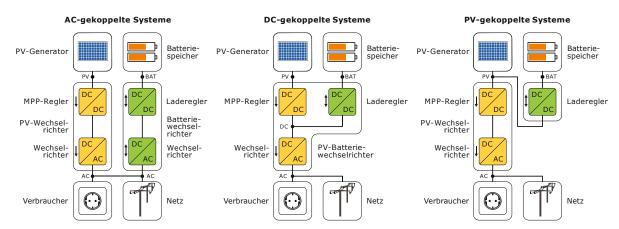


Bild 8 Systemtopologien zur elektrischen Verknüpfung des PV-Generators mit dem Batteriespeicher in Wohngebäuden.

3.1 Angaben zur Speicherkapazität

Zum Vergleich der Größe von unterschiedlichen Batteriespeichern ist die Angabe der nutzbaren Speicherkapazität unerlässlich. In den vergangenen Jahrzehnten wurde insbesondere bei Bleibatterien die entnehmbare Ladungsmenge in der Einheit Amperestunden (Ah) als Speicherkapazität angegeben. Da die Unterschiede in der nominalen Batteriespannung zunehmend größer werden, ist es naheliegend, eher die entnehmbare Energie in Kilowattstunden (kWh) als Vergleichsgröße für Batteriespeicher heranzuziehen. Der nutzbare Energieinhalt eines Speichers wird umgangssprachlich in der Speicherbranche auch als Speicherkapazität [30] oder nutzbare Batteriekapazität [31] bezeichnet. Auch wenn es in Hinblick auf die korrekte Verwendung von physikalischen Größen nicht begrüßenswert ist, folgt diese Studie der gängigen Praxis und bezeichnet die DC-seitig während des Entladevorgangs entnehmbare Energie eines Batteriespeichers als nutzbare Speicherkapazität mit der Einheit kWh.

Grundsätzlich ist die nutzbare Speicherkapazität von der häufig auf Datenblättern aufgeführten nominalen Speicherkapazität zu unterscheiden. Das Verhältnis von der nutzbaren Speicherkapazität zur nominalen Speicherkapazität wird auch als Entladetiefe (engl. depth of

discharge, DOD) bezeichnet [30]. Die Höhe der zulässigen Entladetiefe und somit der Unterschied zwischen der nominalen und nutzbaren Speicherkapazität variiert je nach Batteriehersteller und Systemanbieter. Die Einschränkung des zulässigen Spannungs- bzw. Ladezustandsbereichs der Batterien hat unter anderem folgende Gründe:

- Alterungsschutz: Da hohe Batteriespannungen die chemischen Zersetzungsprozesse in Lithium-Ionen-Batterien beschleunigen, kann durch die Verringerung der maximalen Ladespannung einer Lithium-Ionen-Batterie in der Regel deren kalendarische Lebensdauer erhöht werden.
- Tiefenentladeschutz: In den Wintermonaten verweilen Batteriespeicher oft über mehrere Tage hinweg bei geringen Ladezuständen. Insbesondere durch die Standby-Leistungsaufnahme des Batteriemanagementsystems (BMS) oder durch die DC-seitige Standby-Leistungsaufnahme der leistungselektronischen Systemkomponenten werden die Batteriezellen oftmals weiter entladen, wodurch sich die Batteriespannung weiter verringert. Um die zulässige untere Spannungsgrenze nicht zu unterschreiten, wird ein Teil der nominalen Speicherkapazität zum Schutz vor Tiefenentladung des Batteriespeichers vorgehalten.
- Ersatzstromreserve: PV-Speichersysteme mit Ersatzstromfunktion sollen auch in den solarertragsarmen Wintermonaten kurzzeitige Stromausfälle überbrücken können. Ersatzstromfähige PV-Speichersysteme verfügen daher oftmals über eine zusätzliche Kapazitätsreserve für den Notstrom- oder Netzersatzbetrieb, die im Normalbetrieb nicht genutzt wird. Unter Umständen variiert die Höhe der Reserve im Jahresverlauf, sodass im Winter ein größerer Kapazitätsbereich für die Ersatzstromfunktion vorgehalten wird als im Sommer [32].
- Alterungsreserve: Einige Hersteller schränken zudem bereits zu Beginn der Nutzungsdauer den zulässigen Ladezustandsbereich stärker ein. Mit der alterungsbedingten Abnahme der nominalen Speicherkapazität während der Nutzungsdauer wird dieser Bereich vergrößert. Da sich der Kapazitätsverlust durch eine höhere zulässige Entladetiefe kompensieren lässt [33], bleibt die für den Systembetreiber nutzbare Speicherkapazität unverändert.

Aufgrund dieser Einschränkungen der nominalen Speicherkapazität ist ein Vergleich des Energieinhalts von unterschiedlichen Batteriespeichern auf Basis der nutzbaren Speicherkapazität zu bevorzugen. Wie Bild 9 zeigt, geht aus den Angaben auf den Datenblättern jedoch nicht immer hervor, ob es sich bei den aufgeführten Werten um die nominale oder nutzbare Speicherkapazität handelt. Die Darstellung veranschaulicht anhand der Größe der aufgeführten Bezeichnungen deren Häufigkeit in den recherchierten Datenblättern. Dabei wurden lediglich die Angaben berücksichtigt, deren Zahlenwerte in der Einheit kWh oder Wh aufgeführt sind. Speicherkapazitätsangaben mit der Einheit Ah wurden ignoriert. Es gilt zu beachten, dass Anbieter von Batteriewechselrichtern für AC-gekoppelte Systeme oder von PV-Batteriewechselrichtern für DC-gekoppelte Systeme berechtigterweise keine Angaben zur Speicherkapazität

machen. Bei Systemen mit Batteriespeicher finden sich hingegen in den Datenblättern teilweise sogar mehrere Speicherkapazitätsangaben.

Insgesamt wurden 45 unterschiedliche Bezeichnungen in den Datenblättern gefunden, die in Zusammenhang mit der Angabe der Speicherkapazität stehen. Mit insgesamt fünf Erwähnungen sind die "nutzbare Kapazität" und "Nennkapazität" am häufigsten aufgeführt. Die "Speicherkapazität" und "Kapazität" ist in vier Datenblättern zu finden. In drei Datenblättern ist der Energieinhalt des Batteriespeichers mit der "nutzbaren Batteriekapazität" angegeben. Darüber hinaus gibt es eine Reihe von weiteren Bezeichnungen und Wortzusammensetzungen, die nur ein- oder zweimal genannt sind.



Bild 9 Häufigkeit der Angaben zur Speicherkapazität in den Datenblättern der 60 Hersteller und Anbieter von PV-Speichersystemen.

Im Rahmen der Datenblattanalyse wurden in Hinblick auf die mangelnde Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Angaben zur Speicherkapazität folgende Beispiele identifiziert:

- Aus der Angabe der "Speicherkapazität" oder "Kapazität" geht nicht hervor, ob es sich dabei um die nominale oder nutzbare Speicherkapazität handelt.
- Einige Hersteller geben auf den Datenblättern lediglich die nominale Speicherkapazität an. Fehlt die Angabe der nutzbaren Speicherkapazität oder Entladetiefe, lässt sich aus den Datenblättern keine Aussage über die Höhe der entnehmbaren Energie treffen.
- In mehreren Datenblättern ist sowohl die "Nennkapazität" als auch die "Entladetiefe" aber nicht die "nutzbare Speicherkapazität" aufgeführt. Somit wird von Laien erwartet, dass Sie durch die Multiplikation beider Größen die DC-seitig aus dem Batteriespeicher entnehmbare Energie selbst ermitteln.
- In einem Datenblatt wird die "Speicherkapazität" und die "max. Entladetiefe (DOD)" mit 70% angegeben. Dabei ist jedoch unklar, ob die Einschränkung des Ladezustandsbereichs bereits in der "Speicherkapazität" berücksichtigt ist.
- Ein Hersteller verwendet die Fußnote "80% nutzbar", um am Ende des Datenblatts auf die Einschränkung der angegebenen Speicherkapazität hinzuweisen.

- In einem Datenblatt findet sich der Hinweis, dass ein Teil der Kapazität "für den Schutz der Batterie vor Tiefentladung reserviert" ist. Ob die angegebene "nutzbare Kapazität" sich dadurch nochmals verringert oder dieser Aspekt bereits in dem aufgeführten Wert berücksichtigt ist, bleibt offen.
- In den Datenblättern von separaten Batteriespeichern fehlt in der Regel der Hinweis, dass die nutzbare Speicherkapazität von den Einstellungen der Systemregelung abhängig ist und je nach Wechselrichter variieren kann.
- Nur wenige Hersteller geben in den Datenblättern die Prüfbedingungen an, unter denen die angegebene Speicherkapazität ermittelt worden ist.

3.2 Angaben zum Wirkungsgrad

In vielen Datenblättern wird zur Beschreibung der Effizienz der Leistungselektronik der maximale Wirkungsgrad herangezogen. Außer Acht bleibt dabei, dass die Umwandlungswirkungsgrade der leistungselektronischen Komponenten zahlreichen Abhängigkeiten unterliegen:

- Leistungsabhängigkeit: Die Umwandlungseffizienz eines Wechselrichters hängt von dessen Auslastung ab. Für die typischen geringen Umwandlungswirkungsgrade im unteren Leistungsbereich sind die Leerlaufverluste der Steuerungselektronik und anderer Wechselrichterkomponenten verantwortlich [34]. Dagegen gewinnen die Schaltverluste der Leistungshalbleiter sowie die ohmschen Verluste mit zunehmender Leistung an Bedeutung [17]. Die meisten Wechselrichtertopologien erzielen im mittleren oder oberen Leistungsbereich die höchsten Wirkungsgrade.
- Spannungsabhängigkeit: Darüber hinaus beeinflusst der Unterschied zwischen der Eingangs- und Ausgangsspannung eines leistungselektronischen Bauteils den resultierenden Umwandlungswirkungsgrad [35]. Weitverbreitete transformatorlose Wechselrichter mit integriertem Hochsetzsteller erreichen ihr Wirkungsgradmaximum bei DC-seitigen Eingangsspannungen nahe dem Spitzenwert der Netzspannung [36]. Die dabei anliegende Zwischenkreisspannung entspricht meist annähernd der von den Herstellern definierten Bemessungseingangsspannung. Bei einphasig an das Netz angebundenen Geräten liegt diese oft bei 360 V, bei dreiphasigen Geräten je nach Topologie bei rund 600 bis 700 V [37]. Unterschreitet die DC-seitige Eingangsspannung die Zwischenkreisspannung, ist der Hochsetzsteller aktiv. Der Wirkungsgrad des Wechselrichters ist dann umso schlechter, je geringer die Eingangsspannung ist [35]. Dagegen sinkt bei Wechselrichtern mit integriertem 50-Hz-Transformator der Wirkungsgrad mit zunehmender Eingangsspannung [35]. Somit variiert die Spannungsabhängigkeit der Umwandlungseffizienz je nach Wechselrichtertechnologie.
- Temperaturabhängigkeit: Je höher die Temperatur eines Wechselrichters ist, desto geringer fällt in der Regel dessen Umwandlungswirkungsgrad aus [38]. Wechselrichter
 erzielen daher bei sehr niedrigen Umgebungstemperaturen die höchsten Wirkungsgrade. Bei Geräten mit aktiver Kühlung gilt es auch den Einfluss der Leistungsaufnahme
 des Lüfters auf den Wirkungsgrad zu beachten.

Neben der Umwandlungseffizienz der leistungselektronischen Komponenten wird auch der Wirkungsgrad des Batteriespeichers von der Leistung und Temperatur beeinflusst. Dies ist bei der Interpretation der häufig in den Datenblättern angegebenen Maximalwirkungsgrade zu berücksichtigen.

Bild 10 stellt die Häufigkeit der einzelnen Wirkungsgradangaben in den analysierten Datenblättern anhand deren Größe dar. Der "max. Wirkungsgrad" ist mit elf Erwähnungen mit Abstand am häufigsten zu finden. Auch die Angabe des Wirkungsgradmaximums für die einzelnen Systemkomponenten "Batterie" oder "Wechselrichter" ist weitverbreitet. Des Weiteren ist der sogenannte "europäische Wirkungsgrad" in vielen Datenblättern aufgeführt, der die mittlere Effizienz von PV-Wechselrichtern bei typischen Einstrahlungsverhältnissen in Mitteleuropa angibt [39].



Bild 10 Häufigkeit der Angaben zum Wirkungsgrad in den Datenblättern von mehr als 60 Systemanbietern.

Folgende Beispiele wurden im Hinblick auf die mangelnde Transparenz und Nachvollziehbarkeit der Wirkungsgradangaben identifiziert:

- In zahlreichen Datenblättern ist kein Wirkungsgrad aufgeführt, was suggeriert, dass die Umwandlungsverluste irrelevant sind.
- In der Regel werden die Betriebsbedingungen nicht genannt, unter denen die auf den Datenblättern angegebenen "maximalen Wirkungsgrade" erzielt werden.
- Vereinzelt werden Wirkungsgrade aufgeführt, ohne den Energieumwandlungspfad zu benennen, auf den sich der angegebene Wert bezieht.
- Bei DC-gekoppelten PV-Speichersystemen werden oftmals nur Wirkungsgrade für die Umwandlung der DC-Leistung des PV-Generators in netzkonforme AC-Leistung angegeben. Wirkungsgrade für den Lade- oder Entladebetrieb sind nicht aufgeführt.

- Der europäische Wirkungsgrad wird oft bei DC-gekoppelten Systemen aufgeführt, obwohl diese Größe aufgrund des Einflusses der Batterie auf die Auslastung des Wechselrichters wenig aussagekräftig ist.
- In den Datenblättern von zwei DC-gekoppelten Systemen ist der "max. Wirkungsgrad (PV – Batterie – Netz)" angegeben. Dabei ist unklar, ob sich der Wert auf die Verkettung der Wirkungsgrade während der Ladung, Speicherung und Entladung bezieht oder ob nur der Maximalwert der drei beteiligten Umwandlungspfade angegeben ist.
- In einem Datenblatt ist der "max. Wirkungsgrad" des Batteriemoduls mit 99,2% angegeben. Unter welchen Betriebsbedingungen sich dieser Spitzenwirkungsgrad erreichen lässt, wird nicht im Datenblatt erwähnt.

Es bleibt festzuhalten, dass die Angabe von maximalen Wirkungsgraden in den Datenblättern die Regel und die Darstellung der Leistungsabhängigkeit der Wirkungsgrade die Ausnahme ist. Neben der Umwandlungseffizienz wirken sich weitere Systemeigenschaften auf die resultierende Gesamtsystemeffizienz aus. Wichtige Parameter, wie z.B. die Standby-Leistungsaufnahme der Systemkomponenten, fehlen allerdings zumeist in den Datenblättern. Lediglich jedes dritte analysierte Datenblatt enthält einen Wert für den Standby-Verbrauch. Angaben zur Einschwingzeit und Genauigkeit der Systemregelung sind nur vereinzelt zu finden.

Zusammenfassung der Erkenntnisse zu den Datenblattangaben

- Derzeit sind in den Datenblättern keine einheitlichen Bezeichnungen zur Angabe der Speicherkapazität oder der Wirkungsgrade zu finden.
- Ein verlässlicher Vergleich der PV-Speichersysteme ist anhand der Datenblätter heute nur in Einzelfällen möglich.
- Die für unterschiedliche Geräte angegebenen Speicherkapazitäten und Umwandlungswirkungsgrade sind nur selten unter identischen Prüfbedingungen ermittelt worden.
- Werden Angaben zur Effizienz gemacht, ist oft nur der maximale Wirkungsgrad aufgeführt. Maximalwirkungsgrade sind jedoch im Vergleich zu den Wirkungsgraden im unteren Leistungsbereich von geringerer Relevanz.
- Insbesondere bei separaten Batteriespeichern stellt sich die Frage, ob die angegebene Kapazität in Kombination mit dem verwendeten Wechselrichter gilt. Zusätzliche Einstellungen des Batteriewechselrichters reduzieren oft nochmals die aus dem Batteriespeicher entnehmbare Energie.
- Ist die nutzbare Speicherkapazität nicht im Datenblatt aufgeführt, lohnt sich auch hier die Nachfrage beim Hersteller.

4 Vergleich der Systemeigenschaften

Die Analyse der Datenblätter im vorherigen Kapitel zeigt auf, dass eine Vereinheitlichung der Begrifflichkeiten überfällig ist. Der Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme macht entsprechende Vorschläge, wie die einzelnen Systemparameter zu bezeichnen sind. In diesem Kapitel steht die Analyse dieser Systemeigenschaften im Fokus. Dabei werden lediglich PV-Speichersysteme berücksichtigt, für die Prüfberichte gemäß Effizienzleitfaden vorliegen. Zehn der angefragten 60 Hersteller und Systemanbieter haben Prüfberichte für die Stromspeicher-Inspektion 2018 zur Verfügung gestellt (vgl. Kapitel 2.2). Unter den insgesamt 20 Systemkonfigurationen sind einerseits Systeme mit unterschiedlicher Leistungselektronik und gleichem Batteriespeicher. Andererseits auch Systeme mit dem gleichen Wechselrichter aber unterschiedlichen Batteriespeichern.

Sowohl in diesem als auch im darauffolgenden Kapitel werden die Ergebnisse anonymisiert aufgeführt. Hierzu werden Systemkürzel verwendet, die sich aus einem je nach Hersteller variierenden Buchstaben und einer Zahl für die jeweilige Systemkonfiguration zusammensetzen. Im Anhang A.2 sind die Systemkürzel den Produktbezeichnungen zugeordnet, sofern sich der jeweilige Hersteller für eine namentliche Erwähnung in der Studie entschieden hat.

Bild 11 stellt die entsprechend Effizienzleitfaden 2.0 ermittelte nutzbare Speicherkapazität der Batteriespeicher für die jeweilige Systemkonfiguration dar. Bei den Systemen A1 bis D1 ist der Batteriespeicher AC-seitig über einen separaten Batteriewechselrichter an das PV-System angebunden (vgl. Bild 8). Direkt in den DC-Zwischenkreis der PV-Batteriewechselrichter oder über einen separaten PV-Wechselrichter sind die Batteriespeicher der Systeme E1 bis I1 eingebunden.

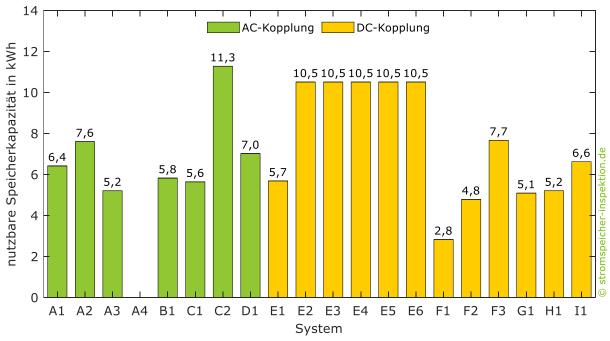


Bild 11 Nutzbare Speicherkapazität und Systemtopologie für die 20 analysierten Systeme (System A4: AC-gekoppelter Batteriewechselrichter ohne Batteriespeicher).

Bei den modularen Systemen der Hersteller A, E, F und H können die Batteriewechselrichter oder PV-Batteriewechselrichter mit Batterien von unterschiedlichen Anbietern kombiniert werden; die nutzbaren Speicherkapazitäten können daher je nach Konfiguration variieren. Da es sich bei A4 nur um einen Batteriewechselrichter ohne Speicher handelt, ist in Bild 11 keine Angabe zur nutzbaren Speicherkapazität für dieses System zu finden. Die nutzbare Speicherkapazität der Systeme mit Batteriespeicher liegt im Bereich von 2,8 kWh (F1) bis 11,3 kWh (C2). Bei den DC-gekoppelten Systemen E2 bis E6 ist ein Batteriespeicher mit 10,5 kWh eingebunden. Das AC-gekoppelte System A3 sowie das DC-gekoppelte System H1 sind ebenfalls mit dem gleichen Batteriespeicher ausgestattet. Bei den Systemen F1 bis F3 variiert mit der Anzahl der Batteriemodule auch die nutzbare Speicherkapazität.

Im Folgenden werden die gemäß Effizienzleitfaden ermittelten Eigenschaften der 20 Systeme vorgestellt. Die unterschiedlichen Systemeigenschaften sind dabei bestimmten Verlustmechanismen zugeordnet. Eine Systemeigenschaft ruft Verluste hervor, wenn sie während des Betriebs eines PV-Speichersystems die Netzeinspeisung verringert oder den Netzbezug erhöht [28].

Die Verluste in netzgekoppelten PV-Batteriesystemen lassen sich in fünf Kategorien unterteilen (vgl. Bild 12). Zum einen kommt es durch die Dimensionierung der Systemkomponenten zu Verlusten, die aus der Begrenzung der Leistungselektronik resultieren. Zum anderen ist die Energieumwandlung in den leistungselektronischen Komponenten und im Batteriespeicher mit Umwandlungsverlusten behaftet. Hinzu kommen Regelungsverluste, die im Wesentlichen durch die verzögerte und ungenaue Leistungsaufnahme und -abgabe des Batteriespeichers zustande kommen. Der Vollständigkeit halber sind an dieser Stelle auch die Energiemanagementverluste aufgeführt, die sich aus der Begrenzung der Netzeinspeiseleistung und der damit verbundenen Abregelung der Leistungsabgabe des PV-Generators ergeben. Die Energiemanagementverluste werden in der simulationsbasierten Systembewertung in Kapitel 5 näher betrachtet.

Die Leistungsaufnahme der Komponenten im Standby-Betrieb hat Bereitschaftsverluste zur Folge. Sofern keine Alterungsreserve in der Systemregelung implementiert ist (vgl. Kapitel 3.1), nimmt die nutzbare Speicherkapazität des Batteriespeichers während der Nutzungsdauer ab. Da der Fokus dieser Studie auf der Analyse der Energieeffizienz im Neuzustand auf Basis der nach dem Effizienzleitfaden ermittelten Messergebnisse liegt, werden die Alterungsverluste nicht näher betrachtet.

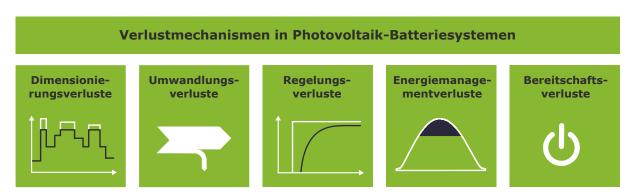


Bild 12 Überblick über die Verluste von PV-Speichersystemen.

4.1 Dimensionierungsverluste

Die Begrenzung der maximalen PV-Eingangsleistung des PV-Wechselrichters bzw. PV-Batteriewechselrichters bei DC-gekoppelten Systemen hat in der Praxis Einfluss auf den erzielbaren Ertrag des PV-Generators. Wie Tabelle 1 darstellt, variiert die nominale PV-Eingangsleistung der analysierten DC-gekoppelten Systeme zwischen 4,3 kW (E5) und 10,3 kW (E4). Eine Pauschalaussage zur Höhe der damit verbundenen Dimensionierungsverluste lässt sich nicht treffen, da diese unter anderem von der Größe des angeschlossenen PV-Generators abhängen. Wird die Leistungsabgabe des PV-Generators zu sehr durch die Dimensionierung des Wechselrichters beschränkt, können jedoch relevante Ertragsverluste entstehen.

Tabelle 1 PV-Bemessungseingangsleistung der DC-gekoppelten Systeme.

	E1	E2	E 3	E4	E5	E6	F1	F2	F3	G1	H1	I1
Leistung in kW	6,2	6,2	8,0	10,3	4,3	5,7	5,1	5,1	5,1	6,2	4,7	3,2

Des Weiteren wird die Leistungsfähigkeit eines PV-Speichersystems von der nominalen Ladeund Entladeleistung des Batteriespeichers beeinflusst. Bild 13 verdeutlicht für die 20 Systemkonfigurationen die Limitierung der Lade- und Entladeleistung. Zudem sind die den Systemen zugeordneten Punkte je nach nutzbarer Speicherkapazität eingefärbt. Bei den meisten Systemen ist ein Zusammenhang zwischen der Größe des Batteriespeichers und der nominalen Lade- und Entladeleistung zu erkennen. Die Systeme D1 und I1 haben mit 1,7 und 2,1 kW die geringste maximale Ladeleistung, obwohl die nutzbaren Speicherkapazitäten der Produkte mit 7,0 und 6,6 kWh eher im mittleren Bereich der analysierten Systembandbreite liegen.

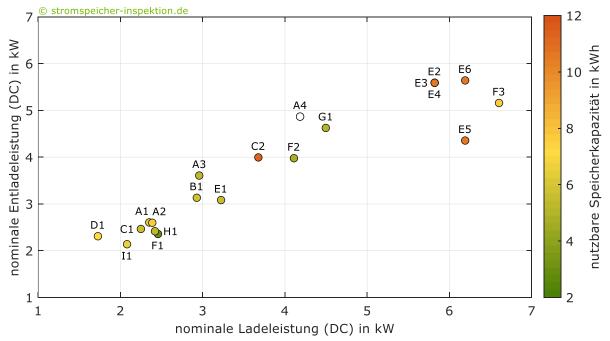


Bild 13 Maximale Lade- und Entladeleistung der einzelnen Systemkonfigurationen inklusive Einfärbung entsprechend der nutzbaren Speicherkapazität.

Eine zu stark beschränkte Batterieladeleistung führt unter Umständen dazu, dass sich nicht die gesamten PV-Energieüberschüsse speichern lassen. Dagegen hat die Limitierung der Batterieentladeleistung zur Folge, dass Lastspitzen nur teilweise durch den Batteriespeicher gedeckt werden. Wie Bild 13 zeigt, ist die Entladeleistung bei etwa einem Drittel der untersuchten Systeme auf 2 bis 3 kW begrenzt. Die DC-gekoppelten Systeme E2 bis E4 sowie E6 und F3 können im Entladebetrieb Leistungen oberhalb von 5 kW bereitstellen.

In der Regel sinkt der Energiedurchsatz durch den Batteriespeicher, je geringer dessen maximale Lade- und Entladeleistung ist [40]. Die reine Fokussierung auf hohe Lade- und Entladeleistung ist jedoch nicht zielführend, da die Überdimensionierung der leistungselektronischen Komponenten höhere Effizienzeinbußen im Leistungsbereich unterhalb von 1 kW zur Folge haben kann. Auch beim Einsatz von PV-Speichersystemen in privaten Haushalten mit Elektrofahrzeugen ist eine nominale Entladeleistung des Batteriespeichers von 3 bis 4 kW in den meisten Fällen ausreichend [9].

4.2 Umwandlungsverluste

Jede Energieumwandlung innerhalb der Systemkomponenten ist verlustbehaftet. Die resultierenden Umwandlungsverluste ergeben sich aus der Differenz zwischen der zugeführten und abgegebenen Energie der jeweiligen Systemkomponente. Bild 14 veranschaulicht die einzelnen Energieumwandlungspfade der drei Systemtopologien. Des Weiteren sind die Kurzbezeichnungen der Messstellen abgebildet, die zur Beschreibung der Energieumwandlungspfade dienen. Namensgebend für die Pfadkürzel ist die Energieflussrichtung von der Quelle zur (engl. to, kurz 2) Senke.

Der PV2AC-Pfad beschreibt die Umwandlung der DC-Leistungsabgabe des PV-Generators in netzkonforme AC-Leistung. Die damit verbundenen Verluste fallen bei AC- und PV-gekoppelten Systemen im separaten PV-Wechselrichter an. Ferner treten bei AC-gekoppelten Systemen Umwandlungsverluste im Batteriewechselrichter während des Ladevorgangs (AC2BAT-Pfad) und Entladevorgangs (BAT2AC-Pfad) auf.

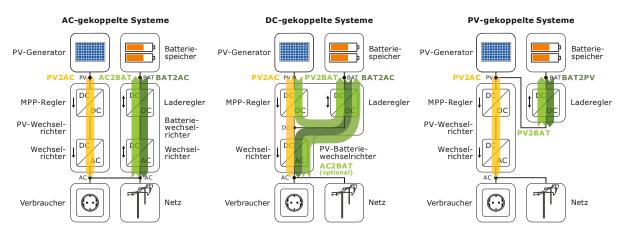


Bild 14 Energieumwandlungspfade der einzelnen Systemtopologien.

PV-gekoppelte Batteriespeicher sind über einen DC/DC-Steller, der als Laderegler dient, zwischen dem PV-Generator und dem PV-Wechselrichter eingebunden. Die Verluste des PV2BAT- und BAT2PV-Umwandlungspfads lassen sich daher dem Lade- bzw. Entladeregler zuschreiben. Bei der DC-Kopplung hingegen sind alle leistungselektronischen Komponenten in einem Gerät vereint. Dies geschieht durch die Anbindung des Batteriespeichers über einen bidirektionalen Laderegler am DC-Zwischenkreis des PV-Batteriewechselrichters. Im PV-Batteriewechselrichter fallen somit die Verluste der Umwandlungspfade PV2AC, PV2BAT und BAT2AC an. DC-gekoppelte Systeme, die über einen bidirektionalen Umrichter verfügen und folglich AC-seitig Energie aufnehmen können, verfügen zusätzlich über den AC2BAT-Umwandlungspfad (vgl. Bild 14).

Dass die Umwandlungseffizienz der leistungselektronischen Komponenten von der Höhe der Eingangs- und Ausgangsspannung abhängt, wurde bereits in Kapitel 3.2 erläutert. Die Wirkungsgradverläufe unterschiedlicher PV-Speichersysteme sollten daher nicht ohne vorherigen Blick auf die zulässigen Spannungsbereiche des PV-Generators und Batteriespeichers verglichen werden. Bild 15 veranschaulicht den Batteriespannungsbereich der unterschiedlichen Systemkonfigurationen, der durch die minimale und maximale Batteriespannung vorgegeben wird. Für die DC-gekoppelten Systeme ist außerdem die nominale PV-Eingangsspannung eingezeichnet. Da System A4 keinen Batteriespeicher beinhaltet, ist stattdessen der zulässige Eingangsspannungsbereich des Batteriewechselrichters dargestellt. An die Batteriewechselrichter der Systeme A3 bis D1 sowie an das DC-gekoppelte System H1 sind Niedervolt-Batteriespeicher mit einem Spannungsbereich zwischen 40 und 60 V angebunden.

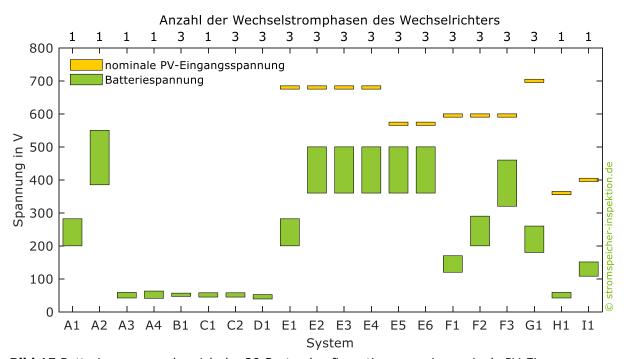


Bild 15 Batteriespannungsbereich der 20 Systemkonfigurationen sowie nominale PV-Eingangsspannung der DC-gekoppelten Systeme.

Die anderen Systemkonfigurationen verfügen über Hochvolt-Batteriespeicher mit einer Batteriespannung oberhalb von 100 V. Bei Hochvolt-Batterien ohne integrierten DC/DC-Wandler resultiert die Klemmenspannung aus der Anzahl der in Reihe geschalteten Batteriezellen. Für

baugleiche Hochvolt-Batteriesysteme ohne integrierten DC/DC-Wandler gilt daher: Je höher die nutzbare Speicherkapazität ist, desto höher ist auch die Batteriespannung.

Beim Vergleich von Bild 11 und Bild 15 wird dieser Zusammenhang insbesondere bei den Systemen E1 und E2 sowie F1 bis F3 ersichtlich. Mit einem zusätzlichen DC/DC-Wandler lässt sich die an den Klemmen des Batteriespeichers anliegende Spannung von der internen Batteriespannung entkoppeln. Dies ist bei System A2 der Fall, bei dem der im Batteriespeicher integrierte Hoch- bzw. Tiefsetzsteller eine Batteriespannung von bis zu 550 V vorgeben kann.

Die Spannung des Batteriespeichers und die resultierende Spannungsdifferenz zum DC-Zwischenkreis wirken sich auf die Wahl des Systemkonzepts der Leistungselektronik aus [41]. Während DC/DC-Wandler kleine Spannungsunterschiede überbrücken können, lassen sich große Spannungsunterschiede über das Wicklungsverhältnis eines Transformators überwinden [42]. Beim Einsatz von Niedervolt-Batterien in AC-gekoppelten Systemen wird daher häufig auf eine einstufige Wechselrichterbrücke in Kombination mit einem Niederfrequenz-Transformator zurückgegriffen [43]. Zur Einbindung von Niedervolt-Batteriespeichern in DC-gekoppelte Systeme ist in der Regel ebenfalls eine transformatorbasierte Spannungsanpassung erforderlich [37], [41]. Demgegenüber können Hochvolt-Batterien aufgrund des geringeren Übersetzungsverhältnisses zwischen der Batterie- und der DC-Zwischenkreisspannung über einen bidirektionalen DC/DC-Wandler eingebunden werden.

Bei einphasigen Wechselrichtern ist meist eine DC-Zwischenkreisspannung von 360 V erforderlich, wohingegen bei dreiphasigen Wechselrichtern 600 bis 700 V benötigt werden [37]. Die höchsten Wirkungsgrade werden bei Eingangsspannungen nahe der DC-Zwischenkreisspannung erreicht [36]. Dementsprechend liegt die von den Herstellern definierte nominale PV-Eingangsspannung der dreiphasigen PV-Batteriewechselrichter der DC-gekoppelten Systeme E1 bis G1 zwischen 570 und 700 V (vgl. Bild 15). Im Vergleich dazu haben die einphasigen Wechselrichter der Systeme H1 und I1 eine nominale PV-Eingangsspannung von nur 360 bzw. 400 V. Aus Bild 15 geht ebenfalls hervor, dass die Netzanbindung der Systeme A1 bis A4 sowie C1 einphasig und der Systeme B1, C2 und D1 dreiphasig ausgeführt ist. Die nominale PV-Generatorspannung ist für diese AC-gekoppelten Systeme nicht aufgeführt, da die Einbindung des PV-Generators über einen separaten PV-Wechselrichter erfolgt.

Aus den zuvor dargestellten Zusammenhängen lässt sich ableiten, dass die im Labor ermittelten Umwandlungswirkungsgrade eines PV-Speichersystems nicht losgelöst von der untersuchten Systemkonfiguration betrachtet werden sollte. Zum einen kann in der Praxis die aus der Verschaltung des PV-Generators resultierende Eingangsspannung deutlich unter der nominalen PV-Eingangsspannung liegen, weshalb aufgrund der erforderlichen Spannungshochsetzung zusätzliche Verluste entstehen. Zum anderen ermöglicht die Wahl einer Batteriekonfiguration mit geringer Spannungsdifferenz zum DC-Zwischenkreis bei Hochvolt-Batterien geringe Umwandlungsverluste [44]. Es gilt daher zu beachten: Je geringer die Batteriespannung ist, desto geringer ist folglich die Umwandlungseffizienz der Leistungselektronik im Lade- und Entladebetrieb.

Neben den leistungselektronischen Verlusten treten Umwandlungsverluste im Batteriespeicher auf. Diese sind einerseits auf die leistungsabhängige Effizienz der Batteriezellen zurückzuführen. Andererseits ist dafür die Leistungsaufnahme des Batteriemanagementsystems (BMS) während des Lade- sowie Entladevorgangs verantwortlich. Beide Faktoren beeinflussen den mittleren Wirkungsgrad eines Batteriespeichers. Tabelle 2 stellt die Batteriewirkungsgrade für die untersuchten Systemkonfigurationen dar, die aus den Prüfberichten nach den Vorgaben des Effizienzleitfadens 2.0 bestimmt wurden. Im Mittel resultiert für die 19 Systeme mit Batteriespeicher ein Batteriewirkungsgrad von 94,6%. Der Unterschied zwischen dem niedrigsten Wert (F1) und höchsten Wert (C1 und C2) liegt immerhin bei rund 8 Prozentpunkten. Je nach System verringert sich die vom Batteriespeicher abgegebene Energie im Vergleich zur zugeführten Energie durch die Batterieverluste demnach um durchschnittlich 2,2 bis 10,3%.

Tabelle 2 Batteriewirkungsgrade der Systeme mit Batteriespeicher (Angabe in %).

A1	A2	А3	B1	C1-C2	D1	E1	E2-E6	F1	F2	F3	G1	H1	I1
94,8	91,5	96,3	93,8	97,8	96,2	94,8	95,3	89,7	91,5	92,5	92,6	96,3	94,4

Im Folgenden wird die leistungsabhängige Umwandlungseffizienz der einzelnen Energieumwandlungspfade analysiert, die gemäß Effizienzleitfaden bei nominaler PV-Eingangsspannung (PV2AC und PV2BAT) sowie im mittleren Ladezustandsbereich (PV2BAT, AC2BAT, BAT2AC und BAT2PV) ermittelt wurde. Dargestellt sind die aus der quadratischen Gleichung der Verlustleistung abgeleiteten Wirkungsgradkennlinien (vgl. Kapitel 2.2).

Bild 16 zeigt den typischen Verlauf der PV2AC-Wirkungsgrade über der AC-seitigen Ausgangsleistung für die DC-gekoppelten Systeme. Ergänzend ist der Wirkungsgrad für den PV-Wechselrichter W1 dargestellt, der zur simulationsbasierten Effizienzbewertung der AC-gekoppelten Systeme in Kapitel 5 verwendet wird.

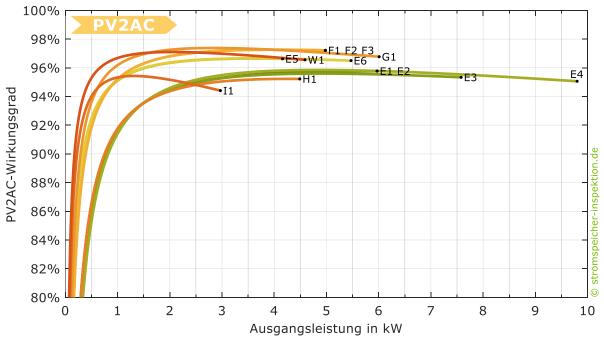


Bild 16 PV2AC-Wirkungsgradkennlinien der DC-gekoppelten Systeme sowie des PV-Wechselrichters W1.

Die Zuweisung der Systemkürzel erfolgt bei der Bemessungsausgangsleistung und dem zugehörigen Wirkungsgrad. Identische PV2AC-Wirkungsgradverläufe ergeben sich für die Systeme F1 bis F3 sowie E1 und E2. Bei der jeweiligen PV2AC-Bemessungsleistung erreichen die Systeme Wirkungsgrade zwischen 94,4% (I1) und 97,2% (F1 bis F3). Je nach Zusammensetzung der Verlustleistungsbestandteile steigt oder fällt der Wirkungsgrad zunächst bei geringeren Auslastungen. Da die konstanten Leerlaufverluste im unteren Leistungsbereich an Relevanz gewinnen, verschlechtern sich die Umwandlungswirkungsgrade bei Ausgangsleistungen unterhalb von 1 kW deutlich. Bei einer Ausgangsleistung von 0,5 kW liegt der PV2AC-Wirkungsgrad nur noch im Bereich zwischen 85,3% (E4) und 95,3% (W1).

Der PV2BAT-Wirkungsgrad beschreibt die Umwandlungseffizienz der DC-gekoppelten Systeme im Ladebetrieb (vgl. Bild 14). Bild 17 stellt die PV2BAT-Wirkungsgradkennlinien aufgetragen über der batterieseitigen Ladeleistung gegenüber. Werden die Systeme mit der maximalen Ladeleistung beaufschlagt, betragen die PV2BAT-Wirkungsgrade zwischen 92,0% (H1) und 98,6% (F3). Bei den Systemen mit Hochvolt-Batteriespeicher (E1 bis G1 sowie I1) fällt der Wirkungsgrad bei geringen Ladeleistungen in der Regel aufgrund der zunehmenden Dominanz der Leerlaufverluste ab. Beim Vergleich der Wirkungsgradkennlinien der Systeme E1 und E2 sowie F1 bis F3 wird ersichtlich: Je höher die nutzbare Speicherkapazität und somit die Batteriespannung der Hochvolt-Batterien ist (vgl. Bild 11 und Bild 15), desto höher ist die Ladeeffizienz der Leistungselektronik. Obwohl bei den Systemen F1 und F3 mit den maximalen Batteriespannungen 170 bzw. 460 V der gleiche PV-Batteriewechselrichter eingesetzt wird, kommt System F3 daher auf einen um bis zu 1 Prozentpunkt höheren PV2BAT-Wirkungsgrad als F1. Bis zu einer Ladeleistung von 0,6 kW erreicht das System I1 die höchste Ladeeffizienz, oberhalb davon weist F3 die geringsten Effizienzeinbußen auf. Zudem fällt auf, dass das System H1 mit einer Batteriespannung von unter 60 V sein Wirkungsgradmaximum im Gegensatz zu den meisten Hochvolt-Varianten nicht bei der Nennleistung erzielt.

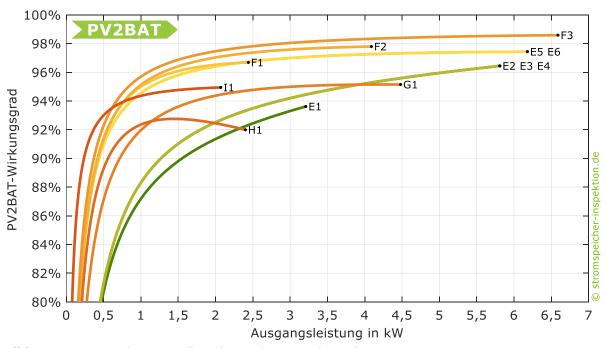


Bild 17 PV2BAT-Wirkungsgradkennlinien der DC-gekoppelten Systeme.

Die Umwandlungsverluste von AC-gekoppelten Systemen fallen während des Ladevorgangs im Batteriewechselrichter (AC2BAT-Umwandlungspfad) an (vgl. Bild 14). In Bild 18 ist die Leistungsabhängigkeit des AC2BAT-Wirkungsgrads der AC-gekoppelten Systeme dargestellt. Die DC-gekoppelten Systeme des Herstellers F können für die Batterieladung auch AC-seitig Energie aufnehmen. Da die AC2BAT-Wirkungsgradkennlinie von System F2 im Prüfbericht angegeben ist, stellt Bild 18 diese ebenfalls dar. Systemkonfiguration A2 erreicht mit einem Maximalwirkungsgrad von 96,4% die höchste Umwandlungseffizienz im Ladebetrieb. Bei System A1 kommt der gleiche Batteriewechselrichter zum Einsatz. Allerdings ist bei dieser Systemkonfiguration die Batteriespannung um fast die Hälfte geringer, wodurch der AC2BAT-Wirkungsgrad im Vergleich zu System A2 um bis zu 1,3 Prozentpunkte geringer ausfällt. Das Teillastverhalten der Batteriewechselrichter für Niedervolt-Batterien (A3 bis D1) unterscheidet sich von den Hochvolt-Batteriewechselrichtern (A1 und A2). Die meisten Batteriewechselrichter mit einer DC-Eingangsspannung bis 60 V erzielen die maximale Effizienz zwischen 25% und 50% der nominalen Ladeleistung.

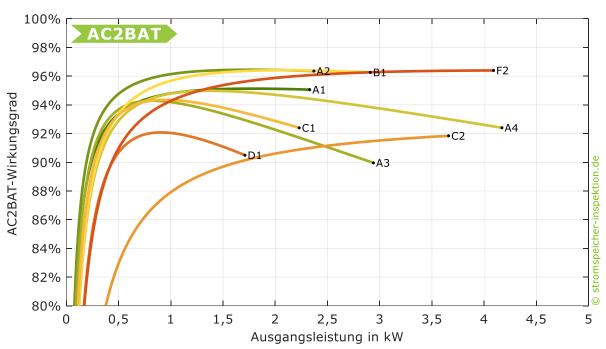


Bild 18 AC2BAT-Wirkungsgradkennlinien der AC-gekoppelten Systeme sowie des DC-gekoppelten Systems F2.

Beim Vergleich der AC2BAT-Wirkungsgradkennlinien (Bild 18) mit den BAT2AC-Wirkungsgradkennlinien der AC-gekoppelten Systeme in Bild 19 wird deutlich, dass die Wirkungsgradverläufe der Batteriewechselrichter im Lade- und Entladebetrieb nahezu identisch sind. Aufgrund der hohen Batteriespannung erzielt der Batteriewechselrichter der Systemkonfiguration A2 mit 96,5% auch den höchsten Umwandlungsgrad beim Entladen. Allerdings geht die hohe Umwandlungseffizienz der Leistungselektronik zulasten eines niedrigeren Batteriewirkungsgrads von 91,5% (vgl. Tabelle 2), der auf den im Batteriespeicher integrierten DC/DC-Wandler zurückzuführen ist. Dieses Beispiel zeigt, dass die Umwandlungseffizienz einzelner Systemkomponenten nicht losgelöst von der Effizienz der anderen Komponenten betrachtet werden sollte.

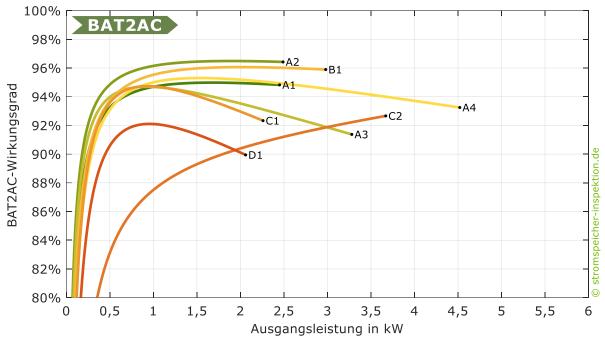


Bild 19 BAT2AC-Wirkungsgradkennlinien der AC-gekoppelten Systeme.

Mit Ausnahme der Systeme C2 und D1 erreichen alle AC-gekoppelten Systeme bei einer AC-Leistungsabgabe von 0,5 kW BAT2AC-Wirkungsgrade zwischen 93 und knapp 95%. Eine hohe Umwandlungseffizienz in diesem Leistungsbereich ist wichtig, da sich Batteriespeicher in Privathaushalten insbesondere in den Abend- und Nachtstunden häufig mit wenigen hundert Watt entladen. In einem durchschnittlichen Haushalt werden jährlich 60% der vom Batteriesystem AC-seitig abgegebenen Energie bei Entladeleistungen unterhalb von 1 kW bereitgestellt [40]. Immerhin rund ein Drittel der jährlichen AC-Energieabgabe entfällt auf Leistungen unter 0,5 kW. DC-gekoppelte Systeme erreichen bei einer AC-Ausgangsleistung von 0,5 kW Umwandlungswirkungsgrade zwischen 83,9 und 92,3% (vgl. Bild 20).

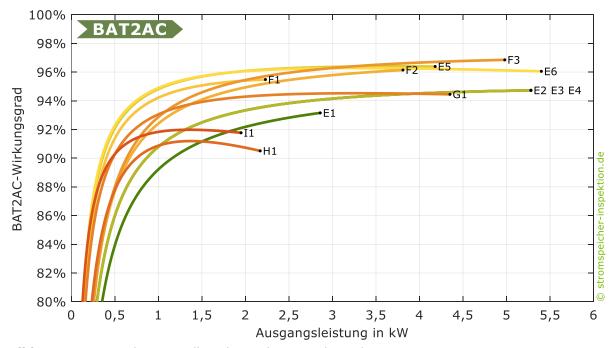


Bild 20 BAT2AC-Wirkungsgradkennlinien der DC-gekoppelten Systeme.

Den im Vergleich zu AC-gekoppelten Systemen geringeren Ladeverlusten der DC-gekoppelten Systeme stehen somit höhere Entladeverluste gegenüber. Angesichts der Relevanz der Teillastwirkungsgrade sind bei einer Ausgangsleistung von 1 kW Umwandlungswirkungsgrade oberhalb von 95% anzustreben. Dieser Wert kann als messbarer Indikator für ein gutes Teillastverhalten der Leistungselektronik dienen.

Zudem muss darauf hingewiesen werden, dass System I1 eine separate AC-Hilfsenergieversorgung hat (vgl. Tabelle 3). Diese Leistungsaufnahme ist weder im Batteriewirkungsgrad noch in den Leerlaufverlusten der leistungselektronischen Komponenten enthalten. Eine reine Fokussierung auf die Umwandlungswirkungsgrade, ohne die Leistungsaufnahme der weiteren Systemkomponenten zu berücksichtigen, ist daher nicht sinnvoll.

4.3 Regelungsverluste

Neben den Dimensionierungs- und Umwandlungsverlusten treten regelungsbedingte Verluste auf. Im Idealfall kann die Systemregelung Energieflüsse zwischen Netz und Wohngebäude während des Lade- und Entladevorgangs durch Anpassung der Batterieleistung unterbinden. Die am Netzanschlusspunkt über alle drei Phasen bilanzierte Leistung beträgt dann 0 W. Ein ideales, verlustfreies Speichersystem reagiert zudem ohne Zeitverzug auf kurzzeitige Schwankungen der elektrischen Last und der PV-Leistungsabgabe. In der Praxis ist dies aufgrund von Verzögerungen in der Messwerterfassung und -verarbeitung jedoch nicht möglich [45]. Die Ladung und Entladung des Batteriespeichers lässt sich somit nicht immer exakt an die momentane Leistungsbilanz des Wohngebäudes anpassen.

Die dynamischen Regelungsabweichungen werden laut Effizienzleitfaden mit der mittleren Tot- und Einschwingzeit der Systemregelung beschrieben [16]. Die Totzeit gibt an, wie schnell der Batteriespeicher nach einem Leistungssprung damit beginnt, seine Leistung anzupassen. Im Mittel benötigen die 20 analysierten Systeme 1,5 s, bis mit der Anpassung der Batterieleistung begonnen wird. Die Systeme C1 und C2 sowie E1 bis E4 kommen auf besonders geringe Totzeiten von unter 1 s (vgl. Bild 21), da die Leistung am Netzanschlusspunkt bei diesen Systemen analog mithilfe von Messwandlern erfasst wird. Dass die digitale Leistungsmessung ebenfalls geringe Totzeiten von unter 1 s ermöglicht, zeigen unter anderem die Systeme der Hersteller G und I. Dagegen ist die Totzeit der Systeme F1 bis F3 mit 5 s am längsten.

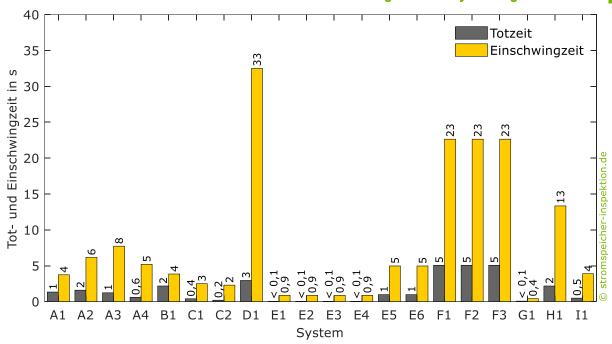


Bild 21 Messwerte der mittleren Tot- und Einschwingzeit der analysierten Systeme.

Bis der eingeschwungene Zustand erreicht ist, benötigen die 20 Systeme inkl. der Totzeit im Mittel 8,1 s. Der Einschwingvorgang der Batterieleistung ist meistens aus regelungstechnischen Gründen gedämpft [46]. Infolgedessen vergehen je nach System zwischen 0,4 und 33 s, bis sich nach einem Leistungssprung der neue Sollwert der Batterieleistung einstellt. Die resultierenden Leistungsdefizite oder -überschüsse werden bis zum Erreichen des eingeschwungenen Zustands durch das Netz ausgeglichen. Tendenziell ist dieser unerwünschte Energieaustausch mit dem Netz umso größer, je langsamer die Systemregelung ist [47].

Darüber hinaus lassen sich in der Praxis selbst in Zeiten mit konstanter PV-Leistungsabgabe und elektrischer Last Regelungsabweichungen beobachten [48], [49]. Das liegt einerseits an der unpräzisen Erfassung der Leistungsmesswerte. Andererseits kann in der Software auch eine beabsichtigte Sollwertabweichung implementiert sein, die den negativen Effekten der Regelungsträgheit entgegenwirkt. Die sich daraus ergebenden stationären Regelungsabweichungen werden ebenfalls durch das Netz ausgeglichen.

Bild 22 zeigt die mittleren stationären Regelungsabweichungen der analysierten Systeme im Lade- und Entladebetrieb, die gemäß Effizienzleitfaden 1.0 gemessen wurden. Wie im aktualisierten Effizienzleitfaden 2.0 beschrieben, wurden für die Auswertung allerdings die Abweichungen bei nominaler Lade- und Entladeleistung außer Acht gelassen. Im Idealfall kommt es während der Ladung und Entladung des Batteriespeichers weder zu Netzeinspeisung noch zu Netzbezug. Die Systeme der Hersteller A, F, G und I sind in der Lage, die Netzeinspeise- bzw. Netzbezugsleistung bei stationären Verhältnissen auf unter 10 W zu begrenzen. Dagegen speist System D1 zeitgleich zur Batterieladung durchschnittlich 42 W in das Netz ein. Zu erklären ist dies durch eine zu gering eingestellte Ladeleistung des Batteriespeichers. Die Batterieladeleistung des DC-gekoppelten Systems H1 übersteigt hingegen die verfügbare überschüssige PV-Leistung. In der Folge wird AC-seitig zu wenig Leistung abgegeben, sodass zur Versorgung der elektrischen Verbraucher während des Ladevorgangs im Mittel 41 W aus dem Netz bezogen werden.

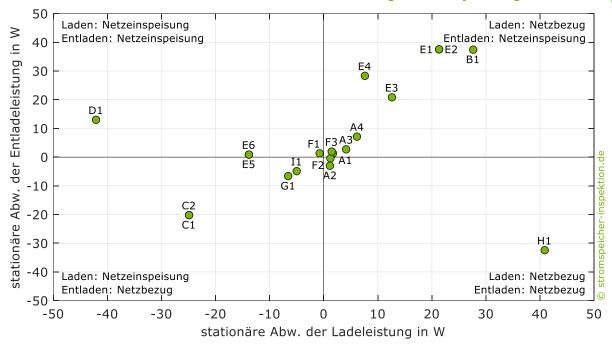


Bild 22 Mittlere stationäre Abweichung der Systeme im Lade- und Entladebetrieb sowie die daraus resultierenden Energieflüsse am Netzanschlusspunkt.

Die AC-seitige Entladeleistung der Systeme B1 sowie D1 bis E4 übersteigt die zu deckende Last inklusive der Leistungsaufnahme der weiteren Systemkomponenten. Dadurch werden während der Entladung des Batteriespeichers zwischen 13 und 38 W in das Netz eingespeist. System H1 zeigt im Entladefall ein gegensätzliches Verhalten: Da AC-seitig zu wenig Leistung abgegeben wird, werden gleichzeitig durchschnittlich 32 W zur Lastdeckung aus dem Netz bezogen. Regelungsbedingte Leistungsdefizite oder Leistungsüberschüsse auf der AC-Seite haben somit immer einen unerwünschten Anstieg des Energieaustauschs mit dem Netz zur Folge.

4.4 Bereitschaftsverluste

Zusätzlich zu den Systemverlusten während des Lade- und Entladevorgangs ist die Leistungsaufnahme der einzelnen Systemkomponenten im Bereitschaftsbetrieb (Leerlauf und ggf. Standby) mit Verlusten verbunden. Verfügen die Systemkomponenten über einen energiesparenden Standby-Modus, kann die Leistungsaufnahme des Systems je nach Betriebszustand variieren [48]. Da sich die Auswertungen in dieser Studie an den Vorgaben des Effizienzleitfadens 2.0 orientieren, wird lediglich die Standby-Leistungsaufnahme der PV-Speichersysteme analysiert.

Befindet sich der Batteriespeicher im vollgeladenen Zustand, nehmen die Batteriewechselrichter der AC-gekoppelten Systeme A1 bis D1 eine AC-Leistung zwischen 1 und 21 W auf (vgl. Bild 23). Da die AC-seitige Leistungsaufnahme in diesem Betriebszustand durch das PV-System gedeckt wird, verringert sich folglich die in das Netz eingespeiste Leistung um den gleichen Betrag. Einige AC- sowie DC-gekoppelte Systeme versorgen sich zudem im oberen Ladezustandsbereich zusätzlich aus dem Batteriespeicher. Dadurch kommt es bei einigen Systemen zur permanenten Batterieentladung mit bis zu 40 W.

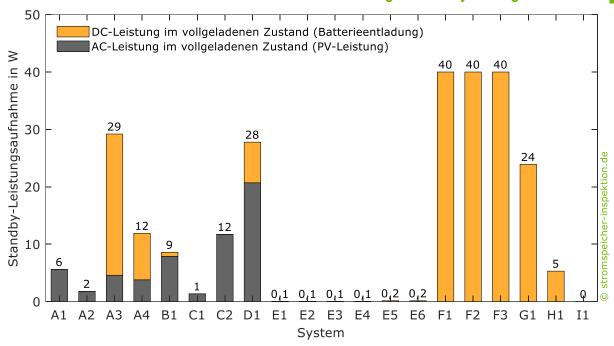


Bild 23 AC- und DC-seitige Leistungsaufnahme der Systeme im vollgeladenen Zustand.

Die DC-gekoppelten PV-Batteriewechselrichter des Herstellers E werden im vollgeladenen Zustand der Batterie lediglich durch den PV-Generator versorgt, weshalb keine Leistung aus dem Batteriespeicher entnommen wird.

Ist der Batteriespeicher komplett entladen, gibt in der Regel auch der PV-Generator keine Leistung ab. Die AC-Leistungsaufnahme der PV-Speichersysteme, die bei den 20 untersuchten Geräten zwischen 0,1 und 20,7 W liegt (vgl. Bild 24), wird dann durch das Netz gedeckt.

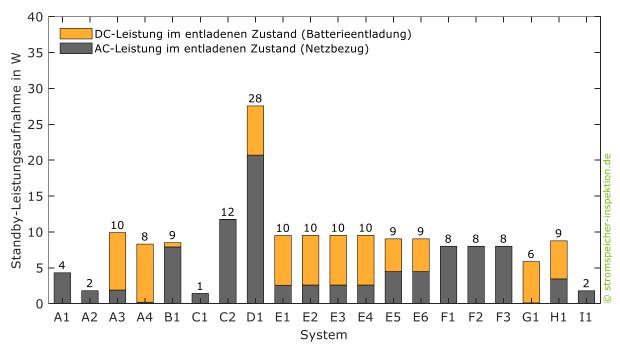


Bild 24 AC- und DC-seitige Leistungsaufnahme der Systeme im entladenen Zustand.

Zusätzlich zur AC-seitigen Standby-Leistung versorgen sich knapp drei Viertel der untersuchten Systeme im Standby-Modus mit bis zu 8 W aus dem Batteriespeicher (vgl. Bild 24). Infolgedessen verringert sich dadurch der Ladezustand des Batteriespeichers. Je nachdem wie

groß die Reserve im Batteriespeicher zum Schutz vor Tiefenentladung ist (vgl. Kapitel 3.1), muss der DC-seitige Standby-Verbrauch der Wechselrichter unter Umständen anschließend durch Netzstrom kompensiert werden. Andernfalls wird bei nächster Gelegenheit mehr PV-Energie zur erneuten Vollladung des Batteriespeichers benötigt.

Ob die Standby-Leistung der Systeme AC- oder DC-seitig anfällt, wirkt sich unterschiedlich auf den Energieaustausch mit dem Netz aus. Die Höhe der resultierenden Bereitschaftsverluste wird außerdem von der Verweilzeit der Batterie im vollgeladenen sowie entladenen Zustand bestimmt. Während sich ein Batteriespeicher je nach Systemkonfiguration jährlich zwischen 2000 und 4000 h im entladenen Zustand befindet [50], verweilt er im vollgeladenen Zustand nur 1000 bis 2000 h. Die Standby-Leistung im entladenen Zustand hat daher einen größeren Einfluss auf die Systemeffizienz als die Standby-Leistung im vollgeladenen Zustand.

Neben dem PV-Generator, dem Batteriespeicher und den leistungselektronischen System-komponenten ist zum Betrieb eines PV-Speichersystems üblicherweise ein zusätzlicher Leistungssensor am Netzanschlusspunkt erforderlich. Je nach System können zudem externe Energiemanager oder für den Netzersatzbetrieb erforderliche Umschalteinrichtungen einen relevanten Energieverbrauch verursachen. Die Verluste dieser weiteren Systemkomponenten werden der Vollständigkeit halber ebenfalls den Bereitschaftsverlusten zugeordnet.

Die in Tabelle 3 aufgeführte Leistungsaufnahme der weiteren Systemkomponenten für die Systeme A1 bis H1 ist lediglich auf den ggf. installierten AC-Leistungssensor am Netzanschlusspunkt zurückzuführen. Zu erwähnen ist, dass die Standby-Leistung der notwendigen PV-Wechselrichter der AC-gekoppelten Systeme nicht in Tabelle 3 enthalten ist.

Tabelle 3 Leistungsaufnahme der weiteren Systemkomponenten.

A1-A4	B1	C1-C2	D1	E1-E4	E5-E6	F1-F3	G1	H1	I1
3 W	2 W	0 W	5 W	0 W	2 W	1 W	0,4 W	0 W	13 W

Da die Leistungsmessung bei den Systemen C1 und C2, E1 bis E4 sowie H1 analog mit Messwandlern erfolgt, fallen außerhalb des PV-Speichersystems keine zusätzlichen Verluste an. Die anderen AC- und DC-gekoppelten Systeme setzten digitale Zähler ein, deren Leistungsaufnahme zwischen 1 und 5 W variiert. Der digitale Zähler des Systems I1 benötigt zum Betrieb rund 5 W. Zusammen mit der AC-Hilfsenergieversorgung ergibt sich für dieses System gemäß Effizienzleitfaden 2.0 eine Leistungsaufnahme der weiteren Systemkomponenten von 13 W. Da die Leistungsaufnahme der weiteren Systemkomponenten über das gesamte Jahr hinweg anfällt, ist eine niedrige Leistungsaufnahme der Energiezähler sowie der ggf. erforderlichen AC-Hilfsenergieversorgung von entscheidender Bedeutung für eine hohe Systemeffizienz.

Zusammenfassung der Erkenntnisse zu den Systemeigenschaften

- Eine zu sehr beschränkte Lade- und Entladeleistung auf unter 2 kW kann die Leistungsfähigkeit eines PV-Speichersystems beeinträchtigen.
- Die reine Fokussierung auf hohe Lade- und Entladeleistungen ist allerdings wenig sinnvoll, da damit in der Regel höhere Umwandlungsverluste im relevanten Leistungsbereich unter 1 kW verbunden sind.
- Umwandlungswirkungsgrade der Leistungselektronik oberhalb von 95% bei einer Ausgangsleistung von 1 kW sind ein Indiz für ein hocheffizientes Teillastverhalten der Wechselrichter.
- Tendenziell sind die Umwandlungsverluste bei DC-gekoppelten Systemen umso geringer, je kleiner die Unterschiede zwischen der PV-Eingangsspannung, DC-Zwischenkreisspannung und Batteriespannung sind.
- Daher steigt bei Hochvolt-Batterien mit zunehmender Anzahl der in Reihe geschalteten Batteriemodule und folglich der Batteriespannung auch die Lade- und Entladeeffizienz der Leistungselektronik.
- Bei einer AC-Leistungsabgabe von 0,5 kW beträgt der Umwandlungswirkungsgrad der DC-gekoppelten Systeme im Entladebetrieb im Mittel 88,5%, wohingegen die AC-gekoppelten Systeme in diesem Fall eine Umwandlungseffizienz von durchschnittlich 92% erzielen.
- Der meist h\u00f6heren Ladeeffizienz der DC-gekoppelten Systeme steht daher im Vergleich zu AC-gekoppelten Systemen oft eine geringere Entladeeffizienz entgegen.
- Je langsamer und je ungenauer die Systemregelung ist, desto größer ist der unerwünschte Energieaustausch mit dem Netz.
- Da Batteriespeicher häufiger entladen als vollständig geladen sind, hat die Standby-Leistung im entladenen Zustand einen größeren Einfluss auf die Systemeffizienz als die Standby-Leistung im vollgeladenen Zustand.

5 Systembewertung mit dem System Performance Index

Die detaillierte Analyse der Systemeigenschaften im vorherigen Kapitel macht deutlich, dass die Bewertung der Gesamtsystemeffizienz anhand einzelner Systemparameter schwierig ist. Um PV-Speichersysteme hinsichtlich der Energieeffizienz vergleichen zu können, ist daher eine geeignete Kennzahl erforderlich. Viele bisher verwendete Vergleichsgrößen, wie z.B. der sogenannte Systemnutzungsgrad, lassen jedoch den Energieaustausch zwischen dem Netz und dem Batteriespeicher außer Acht [28]. Ein Vergleich der Effizienz von unterschiedlich dimensionierten Systemen anhand des Systemnutzungsgrads ist zudem nicht zu empfehlen, da der Energiedurchsatz und somit die Verluste des Batteriespeichers mit zunehmender Speicherkapazität größer ausfallen [43]. Zudem gibt es mit dem Eigenverbrauchsanteil eine Vergleichsgröße, die sich durch höhere Umwandlungsverluste steigern lässt [51], [52]. Je ineffizienter ein AC-gekoppeltes Batteriesystem ist, desto höher ist daher der erreichbare Eigenverbrauchsanteil [28]. Auch die Verkettung von Wirkungsgradkennlinien und Belastungshäufigkeiten der einzelnen Umwandlungspfade ist nicht zielführend [53]. Eine Begründung hierfür kann in der doppelten Auslastung einzelner leistungselektronischer Systemkomponenten bei DC-gekoppelten PV-Batteriesystemen gesucht werden. Des Weiteren ist der topologieübergreifende Vergleich der Effizienz von PV-Speichersystemen mit vielen Kennzahlen nur eingeschränkt möglich.

Mit dem System Performance Index (SPI) wurde daher an der HTW Berlin eine neue Effizienzkennzahl entwickelt, die den Vergleich verschiedener Systemtopologien ermöglicht und die Schwächen der bestehenden Kennzahlen umgeht [28]. Wird der SPI auf Basis eines modellbasierten Simulationstests bestimmt, lassen sich die zuvor analysierten und nach dem Effizienzleitfaden ermittelten Systemeigenschaften berücksichtigen (vgl. Bild 25).

Wirkungsgradkennlinien der Umwandlungspfade nominale Leistung der Systemkomponenten stationäre Regelungsabweichungen Leistungsaufnahme im Standby nutzbare Speicherkapazität Batteriewirkungsgrad Einschwingzeit Totzeit

System Performance Index (SPI)

Bild 25 Der System Performance Index (SPI) für PV-Speichersysteme fasst zahlreiche Verlustursachen in einer Kennzahl zusammen.

Das übergeordnete Ziel dieses Kapitels ist es, die Effizienz der bereits zuvor untersuchen PV-Speichersysteme durch eine simulationsbasierte Bewertung mit dem SPI vergleichbar zu machen. Das Betriebsverhalten der einzelnen PV-Speichersysteme wird hierzu in einem Referenzgebäude unter identischen Betriebsbedingungen simuliert (vgl. Kapitel 2.3). Da die Systeme E3, E4 und E5 aufgrund der Dimensionierung des PV-Batteriewechselrichters (vgl. Tabelle 1) nicht für den Einsatz in dem Referenzgebäude mit einer PV-Generatorleistung von 5 kWp geeignet sind und System A4 keinen Batteriespeicher beinhaltet, wird der SPI für diese vier Systeme nicht ermittelt. Die Effizienzbewertung in diesem Kapitel wird daher für 16 PV-Speichersysteme, für die Prüfberichte gemäß Effizienzleitfaden vorliegen, durchgeführt.

5.1 Bewertungsmethodik

Der SPI basiert im Gegensatz zu anderen Kennzahlen auf dem Ansatz, die Energieverluste und demzufolge der Energieeffizienz der PV-Speichersysteme anhand des resultierenden Energieaustauschs mit dem Netz zu bewerten [28]. Ein wichtiges Bewertungskriterium der PV-Speichersysteme ist deren Fähigkeit, den Netzbezug der Wohngebäude zu reduzieren und zudem die Netzeinspeisung des PV-Systems möglichst wenig zu beeinträchtigen. Dabei ist die unterschiedliche ökonomische Wertigkeit der in das Netz eingespeisten Energie und der aus dem Netz bezogenen Energie zu berücksichtigen. Für diese Bewertungsmethodik spricht auch, dass bei der Anschaffung der PV-Speichersysteme in der Regel ökonomische Motive ausschlaggebend sind [48], [54]. Aus Sicht der Privatpersonen sollen daher durch den Einsatz der PV-Speichersysteme vorrangig die Stromkosten reduziert werden.

Der SPI baut auf der ökonomischen Bewertung des resultierenden Energieaustauschs mit dem Netz auf. Dazu wird zunächst auf Basis der im Labor ermittelten Systemeigenschaften der Betrieb des zu untersuchenden PV-Speichersystems im Referenzgebäude über den Zeitraum von einem Jahr simuliert (vgl. Kapitel 2.3). Dabei wird das reale Betriebsverhalten unter Berücksichtigung der einzelnen Verlustmechanismen mit dem idealen Betriebsverhalten verglichen (vgl. Bild 26). Aus der idealen Systemsimulation resultiert der unter verlustfreien Bedingungen theoretisch erzielbare Energieaustausch mit dem Netz. Durch den Vergleich der Betriebsergebnisse des idealen und realen PV-Speichersystems lässt sich die verlustbedingte Änderung der Netzeinspeisung und des Netzbezugs (vgl. Bild 27) ermitteln.

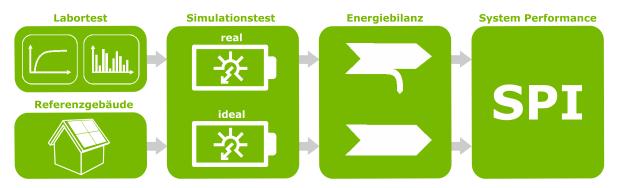


Bild 26 Vereinfachtes Blockdiagramm zur simulationsbasierten Systembewertung mit dem System Performance Index (SPI).

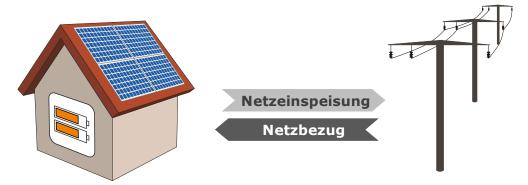


Bild 27 Charakterisierung der Systemeffizienz mit dem System Performance Index (SPI) anhand des resultierenden Energieaustauschs zwischen dem Gebäude und dem Stromnetz.

In dieser Studie wird der SPI aus der Energiebilanz des idealen und realen Systems entsprechend den Vorgaben des Referenzfalls bei einer Einspeisevergütung von 12 ct/kWh und einem Netzbezugspreis von 30 ct/kWh ermittelt [29]. Weiterhin liegt der Bewertungsmethodik zugrunde, dass die AC- und PV-gekoppelten Speichersysteme mit dem identischen PV-Wechselrichter W1 (siehe Anhang A.2) an den PV-Generator angebunden sind. Wie bereits in Kapitel 2.3 erläutert, wird im Folgenden die im Batteriespeicher speicherbare Energie zur Angabe der Größe des Batteriespeichers herangezogen und als Speicherkapazität definiert (vgl. Bild 7). Der Simulationstest wird mit dem "Performance Simulation Model for PV-Battery Systems (PerMod Version 2.0)" (Stand: Oktober 2018) durchgeführt (vgl. Kapitel 2.3).

Zur Veranschaulichung wird die Berechnung des SPI in Bild 28 für das System A1 in Kombination mit dem PV-Wechselrichter W1 auf Grundlage der ermittelten Betriebsergebnisse hergeleitet. Da das Referenzgebäude einen elektrischen Energieverbrauch von 5010 kWh/a hat, ergeben sich ohne Einsatz eines PV-Speichersystems Netzbezugskosten (exkl. der Grundgebühr) in Höhe 1503 €/a. Im verlustfreien Idealfall kann das System A1 mit einer Speicherkapazität von 6,6 kWh zusammen mit dem 5-kWp-PV-Generatar den Netzbezug auf 1801 kWh/a senken. Das ideale PV-Speichersystem kann zudem 2065 kWh/a in das Netz einspeisen. Ohne Berücksichtigung der Systemverluste ergeben sich Ausgaben für Netzbezug in Höhe von 540 €/a und Einnahmen aus der Netzeinspeisung in Höhe von 248 €/a. Aus der Differenz zwischen den Ausgaben und Einnahmen resultieren die bilanziellen Kosten, die beim Einsatz des verlustfreien Systems A1 sich auf 292 €/a belaufen.

Im Vergleich zu den idealen Ergebnissen werden aufgrund der Verluste des realen Systems einerseits 300 kWh/a weniger in das Netz eingespeist und andererseits 292 kWh/a mehr aus dem Netz bezogen (vgl. Bild 28). In der Folge steigen beim Einsatz des realen PV-Speichersystems die bilanziellen Kosten um 124 €/a an. Im Vergleich zur Ausgangssituation ohne PV-Speichersystem wird daher nur eine Kosteneinsparung in Höhe von 1087 €/a erreicht. Das im Idealfall realisierbare Kosteneinsparungspotenzial liegt hingegen bei 1211 €/a. Der SPI setzt somit die durch das reale PV-Speichersystem erzielte Kosteneinsparung ins Verhältnis zur im verlustfreien Idealfall erzielbaren Kosteneinsparung (vgl. auch Kapitel 2.3):

$$SPI = \frac{Kosteneinsparung des realen Systems}{Kosteneinsparung des idealen Systems}$$
(6)

System A1 erzielt demnach zusammen mit dem PV-Wechselrichter W1 einen SPI von 89,8%.

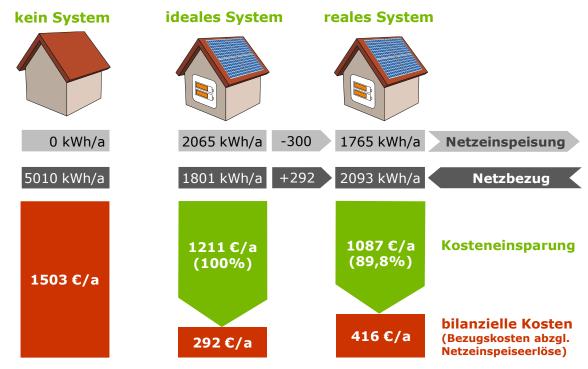


Bild 28 Herleitung des System Performance Index (SPI) anhand der energetischen und ökonomischen Betriebsergebnisse eines PV-Speichersystem im Referenzgebäude (Beispiel: System A1 mit einer Speicherkapazität von 6,6 kWh, Einspeisevergütung 12 ct/kWh, Netzbezugspreis 30 ct/kWh).

Aus dem ermittelten SPI lässt sich ableiten, wie sehr die Systemverluste die erzielbare Kosteneinsparung des jeweiligen PV-Speichersystems schmälern. Im SPI sind somit die finanziellen Einbußen aufgrund der verlustbedingten Erhöhung des Netzbezugs und verlustbedingten Verringerung der Netzeinspeisung berücksichtigt. Da das theoretische Kosteneinsparungspotenzial von der Größe des Batteriespeichers abhängt, variiert der Vergleichsmaßstab je nach Speicherkapazität. Daher erlaubt der SPI einen Vergleich der Energieeffizienz zwischen PV-Speichersystemen mit unterschiedlicher Speicherkapazität [28].

Durch die simulationsbasierte Effizienzanalyse mit dem SPI lässt sich zudem die Relevanz der einzelnen Verlustmechanismen ermitteln. Hierzu werden ausgehend von einem idealen Systemverhalten die einzelnen Verlustursachen separat hinzugezogen und die jeweils hervorgerufene Änderung der Netzeinspeisung und des Netzbezugs ermittelt. Bild 29 schlüsselt auf, welchen Beitrag die einzelnen Verlustmechanismen an den Effizienzeinbußen des betrachteten Systems A1 haben. Wird das ideale Systemverhalten durch die nominale Leistung der Wechselrichter beaufschlagt, reduziert dies den SPI um 1,0 Prozentpunkte. Die Umwandlungsverluste verringern den SPI um insgesamt 7,3 Prozentpunkte und sind daher für den Großteil der Systemverluste verantwortlich. Die Batterieverluste (1,4 Prozentpunkte) sind gegenüber den Umwandlungsverlusten im PV-Wechselrichter (2,5 Prozentpunkte) und Batteriewechselrichter (3,4 Prozentpunkte) vergleichsweise gering. Für die Regelungsverluste sind im Wesentlichen die dynamischen Regelungsabweichungen verantwortlich. Zur Begrenzung der Netzeinspeiseleistung auf 70% der Nennleistung des PV-Generators muss ein Teil der erzeugten PV-Energie abgeregelt werden, woraus Energiemanagementverluste in Höhe von 0,4 Prozentpunkten resultieren. Die Bereitschaftsverluste der einzelnen Systemkomponenten bringen einen SPI-Verlust von insgesamt 1 Prozentpunkt mit sich.



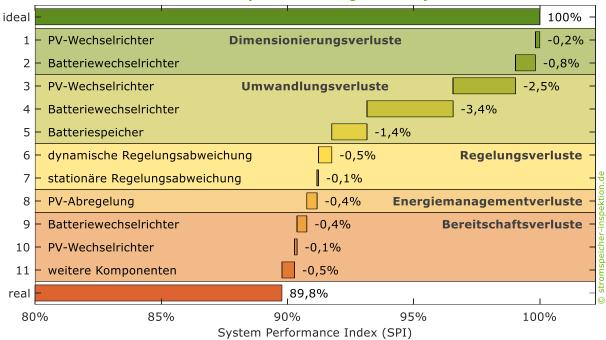


Bild 29 Einfluss der verschiedenen Verlustmechanismen auf den SPI eines AC-gekoppelten PV-Speichersystems (Beispiel: System A1 mit einer Speicherkapazität von 6,6 kWh).

Wie nachfolgend aufgezeigt wird, variiert je nach System die Zusammensetzung der SPI-Verluste. Zu erwähnen ist, dass in den Umwandlungsverlusten des PV-Wechselrichters sowie des PV-Batteriewechselrichters die Verluste aufgrund von Ungenauigkeiten der MPP-Regelung enthalten sind. Weitere Verluste resultieren zudem aus der in der Laderegelung implementierten Hysterese. Diese verhindert einen häufigen Wechsel zwischen dem Ladevorgang und Standby-Betrieb im oberen Ladezustandsbereich, in dem die PV-Nachladung erst ermöglicht wird, nachdem der Ladezustand nach vorheriger Vollladung auf 98% gesunken ist. Die damit verbundenen SPI-Verluste sind in der Regel vernachlässigbar gering, der Vollständigkeit halber jedoch in den stationären Regelungsabweichungen aufgeführt.

5.2 Systemvergleich

Basierend auf einem Simulationstest mit dem SPI vergleicht dieser Abschnitt die Effizienz von 16 PV-Speichersystemen, für die Prüfberichte gemäß Effizienzleitfaden vorliegen. Bevor die SPI-Ergebnisse vorgestellt werden, erfolgt zunächst die Analyse der energetischen und ökonomischen Betriebsergebnisse. Die vorrangige Aufgabe eines Speichersystems beim Einsatz in Wohngebäuden ist es, den Netzbezug zu minimieren und dabei die Netzeinspeisung des PV-Systems möglichst wenig zu beeinträchtigen. Bild 30 zeigt die ermittelte Netzeinspeisung, die sich beim Einsatz der unterschiedlichen PV-Speichersysteme im Referenzgebäude mit einer PV-Generatorleistung von 5 kWp ergibt. Die in das Netz eingespeiste Energie ist hierzu über der Speicherkapazität aufgetragen, die dem Mittelwert der zugeführten und entnehmbaren Energie des Batteriespeichers entspricht (vgl. Kapitel 2.3). Tendenziell ist die Netzeinspeisung umso geringer, je größer der Batteriespeicher ist. Dieser Effekt kann mit dem erhöhten Energiedurchsatz durch den Batteriespeicher begründet werden.

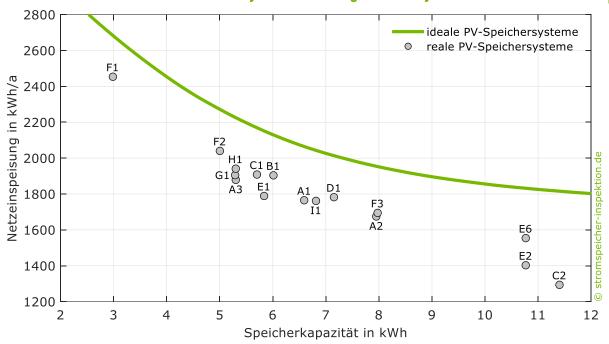


Bild 30 Netzeinspeisung des Referenzgebäudes mit idealen und realen PV-Speichersystemen in Abhängigkeit von der Speicherkapazität.

Mit zunehmender Speichergröße fällt jedoch die pro kWh Speicherkapazität zusätzlich im Batteriespeicher zwischengespeicherte Energie zunehmend geringer aus. Dadurch lässt sich auch beim Abfall der Netzeinspeisung ein Sättigungseffekt beobachten. Aus Bild 30 geht zudem hervor, dass die Verluste eines realen PV-Speichersystems im Vergleich zum idealen System mit gleicher Speicherkapazität die in das Netz eingespeiste Energie um etwa 230 kWh/a (F1) bis 500 kWh/a (C2) verringern. Insbesondere durch die höhere Umwandlungseffizienz kann System E6 gegenüber System E2, das den identischen Batteriespeicher beinhaltet, 150 kWh/a mehr in das Netz einspeisen. Je höher die Verluste eines PV-Speichersystems sind, desto stärker wird somit die Netzeinspeisung beeinträchtigt.

Neben der Netzeinspeisung wird auch der verbleibende Netzbezug des Referenzgebäudes maßgeblich von den Systemverlusten und der Speicherkapazität bestimmt. Bild 31 zeigt daher einerseits den mit idealen PV-Speichersystemen theoretisch erzielbaren Netzbezug als Funktion der Speicherkapazität. Auch hier wird mit zunehmender Batteriegröße der zuvor geschilderte Sättigungseffekt deutlich, weshalb sich der Netzbezug des Referenzgebäudes bei größeren Batteriespeichern nur noch wenig verringern lässt. In Summe steigt der Netzbezug durch die Systemverluste um 240 kWh/a (G1) bis 570 kWh/a (D1) an. Der beim Einsatz von System D1 resultierende Netzbezug in Höhe von 2320 kWh/a lässt sich im verlustfreien Idealfall mit einem nur halb so großen Batteriespeicher erzielen. Vergleicht man die Ergebnisse der realen Systeme untereinander, kommen weitere Erkenntnisse zutage. Obwohl die Speicherkapazität der Systeme G1 und H1 annähernd identisch ist, fällt bei dem effizienteren System G1 der Netzbezug um 200 kWh/a geringer aus. Das sind immerhin 4% des elektrischen Energieverbrauchs des Referenzgebäudes. Aus dem Vergleich der Ergebnisse der AC-gekoppelten Systeme A3 und D1 lässt sich sogar folgende Schlussfolgerung ziehen: Durch den Einsatz eines effizienten Systems lässt sich oftmals sogar mehr Netzbezug vermeiden, als durch ein ineffizientes System mit einem um 2 kWh größeren Batteriespeicher.

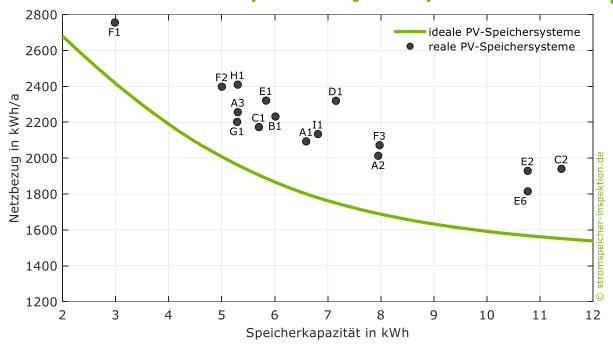


Bild 31 Netzbezug des Referenzgebäudes mit idealen und realen PV-Speichersystemen in Abhängigkeit von der Speicherkapazität.

Wird die unterschiedliche ökonomische Wertigkeit der Netzeinspeisung und des Netzbezugs berücksichtigt, lassen sich die Effekte der Systemverluste auf beide Energieflüsse anhand der bilanziellen Kosten (Netzbezugskosten abzüglich Netzeinspeiseerlöse) und der daraus abgeleiteten Kosteneinsparung gemeinsam bewerten (vgl. Kapitel 5.1).

Bild 32 stellt einerseits die theoretisch erzielbare Kosteneinsparung der idealen PV-Speichersysteme mit Speicherkapazitäten zwischen 2 und 12 kWh dar. Andererseits ist die aus dem Simulationstest ermittelte Kosteneinsparung der realen PV-Speichersysteme aufgeführt, die im Vergleich zum Idealfall je nach System um 108 €/a (E6) bis 199 €/a (D1) geringer ausfällt.

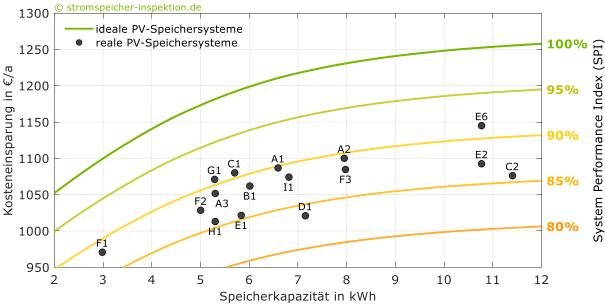


Bild 32 Resultierende Kosteneinsparung der idealen und realen PV-Speichersysteme gegenüber dem Referenzgebäude ohne System.

Aus Bild 32 lassen sich zudem folgende Schlussfolgerungen ziehen:

- Das System C2 mit dem größten Batteriespeicher (11,4 kWh) erhöht gegenüber dem kleinsten System F1 mit 3 kWh aufgrund der vergleichsweise hohen Effizienzeinbußen die erzielbare Kosteneinsparung um lediglich 106 €/a.
- Bei gleich großem Batteriespeicher liegt der verlustbedingte Unterschied in der realisierbaren Kosteneinsparung bei bis zu 58 €/a (vgl. System G1 und H1).
- Die geringen Umwandlungs- und Bereitschaftsverluste des AC-gekoppelten Systems C1 ermöglichen es, dass mit diesem System erstaunlicherweise sogar mehr Kosten eingespart werden können, als mit dem doppelt so groß dimensionierten System C2.
- Bei den Systemen unterhalb von 8 kWh zeigt sich, dass hocheffiziente Systeme mit einem um 2 kWh kleineren Batteriespeicher höhere Kosteneinsparungen als die ineffizienten Systemkonfigurationen erzielen können.

Des Weiteren ist in Bild 32 dargestellt, welche Kosteneinsparung je nach Speicherkapazität erforderlich ist, um beispielsweise 85% des idealen Einsparungspotenzials zu erreichen. Anhand der dargestellten Isolinien des SPI wird deutlich, dass dreiviertel der PV-Speichersysteme einen SPI zwischen 85 und 90% erzielen. Bild 33 stellt - sortiert nach der Höhe - den SPI der 16 PV-Speichersysteme aufgelöst nach der Systemtopologie dar. Drei Systeme realisieren mehr als 90% der Kosteneinsparungen, die sich im Idealfall mit verlustfreien Systemen gleicher Speicherkapazität ergeben. Das System E6 erzielt mit 91,4% den höchsten SPI, wohingegen System D1 mit 83,7% auf den niedrigsten SPI kommt. Der Unterschied im SPI der analysierten Systeme liegt somit bei knapp 8 Prozentpunkten. Beim Vergleich der Systemtopologien wird deutlich, dass es sowohl hocheffiziente als auch ineffiziente Geräte mit AC- und DC-Anbindung des Batteriespeichers gibt. Sowohl für die AC- als auch für die DC-gekoppelten Systeme ergibt sich ein mittlerer SPI von 88,1%.

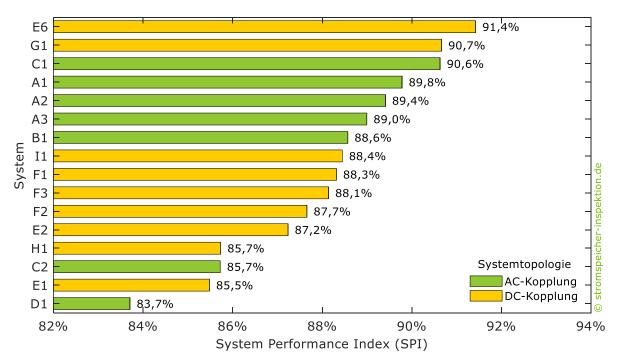


Bild 33 System Performance Index (SPI) der analysierten PV-Speichersysteme je nach Topologie.

Um der Ursache für die SPI-Unterschiede nachzugehen, sind in Bild 34 für die untersuchten Systeme die SPI-Verluste der einzelnen Verlustmechanismen dargestellt. Je nach System kann die anteilige Zusammensetzung der SPI-Verluste unterschiedlich ausfallen. Mit einer mittleren SPI-Abnahme von 8,4 Prozentpunkte sind die Umwandlungsverluste der mit Abstand dominierende Verlustmechanismus. Für einen mittleren SPI-Verlust von 1,2 bzw. 1,1 Prozentpunkten sind die Bereitschafts- bzw. Regelungsverluste verantwortlich. Die Dimensionierungs- und Energiemanagementverluste reduzieren den SPI zusammen um etwa 1,1 Prozentpunkte.

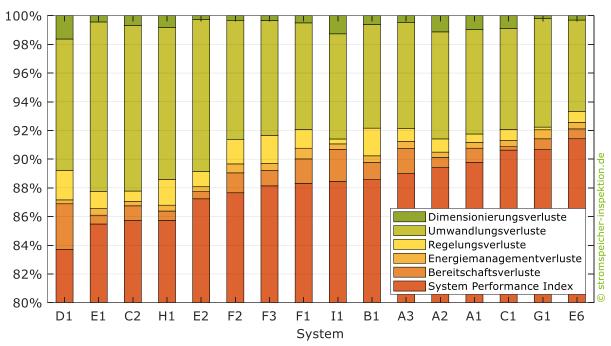


Bild 34 Beitrag der einzelnen Verlustmechanismen zur Reduktion des System Performance Index (SPI) für die untersuchten Systeme.

Je nach System kann die anteilige Zusammensetzung der SPI-Verluste allerdings unterschiedlich ausfallen. Mit 28 W hat System D1 eine vergleichsweise hohe Standby-Leistungsaufnahme (vgl. Kapitel 4.4), die für die überdurchschnittlich hohen Bereitschaftsverluste verantwortlich ist. Da bei diesem System die DC-seitige Lade- und Entladeleistung auf 1,7 bzw. 2,3 kW begrenzt ist (vgl. Kapitel 4.1), ist der dimensionierungsbedingte SPI-Verlust mit 1,6 Prozentpunkten bei diesem System am größten. Im Vergleich dazu erreicht System E6 in vielen Verlustkategorien die geringsten Verluste.

Zu erwähnen ist, dass ein SPI-Verlust von einem Prozentpunkt bei den untersuchten Systemen im Mittel einen finanziellen Verlust von rund 12 €/a verursacht. Bei einem mittleren SPI der 16 PV-Speichersysteme von 88,1% haben die Systemverluste im Durchschnitt finanzielle Einbußen in Höhe von 143 €/a zur Folge. Unter der Annahme von gleichbleibenden Strombezugspreisen fallen allein in den ersten 10 Betriebsjahren somit durch die Verluste der PV-Speichersysteme hochgerechnet in Summe 1430 € an. Dagegen verursachen die höheren Verluste von System D1 einen finanziellen Nachteil nach 10 Jahren von 1987 €/a. Beim System E6 mit dem

höchsten SPI sind es lediglich 1074 €/a. Der finanzielle Vorteil von hocheffizienten PV-Speichersystemen kann somit bereits nach den ersten 10 Betriebsjahren immerhin bis zu 1000 € betragen.

Zusammenfassung der Erkenntnisse aus der Systembewertung

- Höhere Systemverluste lassen den Netzbezug ansteigen und verringern die Netzeinspeisung.
- Dimensionierungs- und Umwandlungsverluste sollten nicht isoliert voneinander betrachtet werden, da diese sich wechselseitig beeinflussen.
- Die Verluste im Batteriespeicher machen in der Regel nur einen Bruchteil der Gesamtsystemverluste aus.
- Durch den Einsatz eines effizienten Systems lässt sich unter Umständen sogar mehr Netzbezug vermeiden, als durch ein ineffizientes System mit einem um 2 kWh größeren Batteriespeicher.
- Die erzielbare Kosteneinsparung eines Speichersystems ist umso größer, je weniger Verluste anfallen.
- Die Umwandlungsverluste der Leistungselektronik dominieren die Gesamtsystemverluste.
- Sowohl für die AC- als auch für die DC-gekoppelten Systeme ergibt sich ein mittlerer SPI von 88,1%.
- Der finanzielle Vorteil von hocheffizienten PV-Speichersystemen kann bereits nach den ersten 10 Betriebsjahren bis zu 1000 € betragen.

6 Diskussion

Die Umwandlungswirkungsgrade unterschiedlicher PV-Speichersysteme sollten nicht ohne Betrachtung der nominalen PV-Eingangsspannungen und Batteriespannungen miteinander verglichen werden. Je größer der Unterschied zwischen der PV-Eingangsspannung, internen DC-Zwischenkreisspannung der Wechselrichter sowie der Batteriespannung ist, desto höher sind tendenziell die Effizienzverluste. DC-gekoppelte Systeme mit Hochvolt-Batterie sind daher unter Umständen effizienter als DC-Systeme mit Niedervolt-Batterie. Weiterhin ist davon auszugehen, dass dreiphasige DC-gekoppelte Systeme mit Niedervolt-Batterie aufgrund der noch größeren internen Spannungsdifferenz höhere Effizienzeinbußen aufweisen. Die resultierende Effizienz der Systeme ist letztlich weniger von der AC-, DC- oder PV-Kopplung des Batteriespeichers abhängig, sondern vielmehr von der internen Spannungsdifferenz der Systeme [55].

Bei Hochvolt-Systemen beeinflusst die Anzahl der in Reihe geschalteten Batteriemodule und somit die resultierende Batteriespannung maßgeblich die Höhe der leistungselektronischen Umwandlungsverluste. Systeme mit größeren Speicherkapazitäten und Batteriespannungen nahe der internen DC-Zwischenkreisspannung können also eine bessere Systemeffizienz erzielen. Die aufgeführten SPI-Ergebnisse lassen sich aus diesem Grund nicht auf andere Systemkonfigurationen übertragen. Wie im Effizienzleitfaden 2.0 empfohlen sind die PV-Speichersysteme im Labor in Konstellationen mit mittleren Batteriekapazitäten zu vermessen. Es ist darauf hinzuweisen, dass dies nicht bei allen untersuchten Systemen zutrifft.

Weiterhin gilt es zu beachten, dass im Rahmen dieser Studie die Umwandlungseffizienz der PV-Speichersysteme bei der nominalen PV-Eingangsspannung verglichen worden ist, die je nach System variiert. In der Praxis wird die Spannung des PV-Generators unter anderem von der Anzahl der in Reihe verschalteten PV-Module vorgegeben. Die Effizienz der Wechselrichter hängt daher auch vom Verschaltungskonzept und von der Nennleistung des PV-Generators ab. Der Vergleich der Effizienz von PV-Speichersystemen mit variierender PV-Nennleistung zeigt jedoch, dass die Effizienzunterschiede zwischen den Systemen und somit die Rangfolge der Systeme untereinander oft unverändert bleiben [20], [53]. Über den analysierten Referenzfall hinaus ist zu beachten, dass ein ineffizienter Betrieb auch durch eine ungünstige Auslegung der leistungselektronischen Systemkomponenten hervorgerufen werden kann.

Die Belastbarkeit der simulationsbasierten Systembewertung hängt entscheidend von der Qualität der zugrundeliegenden Labormesswerte ab. Da aus den Labormessungen gemäß Effizienzleitfaden nicht sämtliche Eigenschaften und Besonderheiten der verschiedenen PV-Speichersysteme hervorgehen, lassen sich diese folglich auch nicht in der simulationsbasierten Systembewertung berücksichtigen (vgl. [56]). Die gute Reproduzierbarkeit der Messungen nach Effizienzleitfaden in unterschiedlichen Prüfinstituten konnte bereits nachgewiesen werden [57]. Darin konnte auch der relevante Einfluss der Temperatur auf die ermittelten Wirkungsgrade und Kapazitäten der Batteriespeicher aufgezeigt werden. Die Umgebungstemperatur beeinflusst zudem die elektrischen Eigenschaften und somit die Verluste der Leistungselektronik [58]. Eine hohe Umwandlungseffizienz der PV-Speichersysteme ist auch von Vorteil,

da dadurch die Betriebstemperatur der Halbleiter und Batteriezellen geringer ausfällt, was vorteilhaft für deren Lebensdauer ist [59]. Während der Nutzungsdauer muss aufgrund des Anstiegs der Batterie-Impedanz mit einem sinkenden Batteriewirkungsgrad gerechnet werden [60].

Je nach Wohngebäude variieren die Einsatzbedingungen der PV-Speichersysteme aufgrund des unterschiedlichen Verlaufs der Lastprofile [28]. In der Praxis ist auch die Betriebsweise der Speichersysteme und insbesondere die Ladestrategie von entscheidender Bedeutung. Eine effizienzoptimierte Systemregelung kann die Umwandlungsverluste dadurch verringern, indem der Betrieb der leistungselektronischen Komponenten im Teillastbereich vermieden wird [61]. Durch eine prognosebasierte Betriebsstrategie wird die Ladung der Batteriespeicher in Zeiten hoher PV-Leistungsabgabe verlagert, was die Abregelungsverluste aufgrund der erforderlichen Begrenzung der Einspeiseleistung verringert [11], [62]. Durch die verzögerte Speicherladung verringert sich auch die Verweilzeit der Batteriespeicher im maximalen Ladezustand. Bei Lithium-Batterien wirkt sich dies positiv auf die Batterielebensdauer aus, da dadurch die kalendarische Alterung verlangsamt wird [63], [64]. Effizienz- und lebensdaueroptimierte Energiemanagementstrategien haben zur Folge, dass sich die Auslastung der einzelnen Systemkomponenten ändert. Die Häufigkeit der unterschiedlichen Betriebszustände variiert somit je nach Energiemanagementstrategie [48].

7 Schlussfolgerungen

Bei der Auswahl eines geeigneten und hochwertigen PV-Speichersystems sollte nicht nur auf die Speicherkapazität, sondern vor allem auch auf die Effizienz geachtet werden. Das zeigen die Ergebnisse dieser Studie. Aus der Analyse der 60 Datenblätter geht jedoch hervor, dass derzeit einheitliche Bezeichnungen zur Angabe der Speicherkapazität und Wirkungsgrade nur selten zu finden sind. Wichtige Systemeigenschaften, wie z. B. die Umwandlungswirkungsgrade im Teillastbereich oder die Standby-Leistungsaufnahme der Systemkomponenten, fehlen allerdings meistens in den Angaben der Hersteller. Daher ist ein verlässlicher Vergleich der am Markt erhältlichen Solarstromspeicher anhand der Datenblätter zurzeit nicht möglich.

Mit dem Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme wurde eine einheitliche Basis für die Prüfung der Systeme geschaffen. In dieser Studie wurden die nach Effizienzleitfaden ermittelten Effizienzparameter von 20 PV-Speichersystemen bewertet. Bei den effizienzbezogenen Systemeigenschaften konnte zum Teil eine beachtliche Streuung innerhalb der untersuchten Systembandbreite beobachtet werden.

Unter Berücksichtigung der Ergebnisse der simulationsbasierten Effizienzanalyse werden folgende fünf Anforderungen an hocheffiziente Speichersysteme für Wohngebäude formuliert:

- Bei einer Ausgangsleistung von 1 kW sind Umwandlungswirkungsgrade der Leistungselektronik oberhalb von 95% ein Indiz für ein sehr gutes Teillastverhalten. Alle Umwandlungspfade sollten diesen Wert erreichen.
- Ebenfalls erstrebenswert sind mittlere Batteriewirkungsgrade von über 95%.
- Die Standby-Leistungsaufnahme der PV-Speichersysteme sollte aufgrund der hohen Verweilzeit der Batteriespeicher im entladenen Zustand bei unter 5 W liegen.
- Ebenfalls lassen geringe stationäre Regelungsabweichungen von weniger als 5 W während des Lade- und Entladevorgangs auf eine sehr genaue Systemregelung schließen.
- Der Batteriespeicher sollte in weniger als 2 s nach einem Leistungssprung seine Leistungsaufnahme oder -abgabe anpassen.

Fünf Eigenschaften von hocheffizienten Speichersystemen

> 95% Wirkungsgrad der Leistungselektronik bei 1000 Watt

> 95% Batteriewirkungsgrad

< 5 W Leistungsaufnahme im Standby

< 5 W Stationäre Regelungsabweichungen

< 2 S Einschwingzeit der Systemregelung

Das vorrangige Ziel eines PV-Speichersystems ist es, den Energiebezug aus dem Netz zu senken. Die Speicherung der solaren Stromüberschüsse verringert allerdings auch die in das Netz eingespeiste Energie. Je geringer die Verluste eines PV-Speichersystems sind, desto mehr Solarstrom lässt sich in das Netz einspeisen und desto weniger Strom muss aus dem Netz bezogen werden. Die Höhe der Effizienzeinbußen wirkt sich somit unmittelbar auf die Erlöse aus der Netzeinspeisung und die Ausgaben für den Netzbezug aus. Werden die mit einem realen PV-Speichersystem erzielbaren Kosteneinsparungen ins Verhältnis zu dem theoretischen Kosteneinsparungspotenzial gesetzt, resultiert daraus der System Performance Index (SPI).

Bild 35 stellt die Ergebnisse der simulationsbasierten Bewertung der 16 PV-Speichersysteme mit dem SPI dar. In der Darstellung sind außerdem die Produktbezeichnungen der Hersteller aufgeführt, die sich für die namentliche Erwähnung in der Studie entschieden haben. Drei PV-Speichersysteme konnten einen SPI von knapp über 90% erzielen. Die Bandbreite des SPI der analysierten Systeme liegt bei rund 8 Prozentpunkten. Beim Vergleich der Systemtopologien wird deutlich, dass es sowohl effiziente als auch ineffiziente Geräte mit AC- und DC-Anbindung des Batteriespeichers gibt (vgl. Bild 33). DC-gekoppelte Systeme können im Vergleich zu AC-gekoppelten Systemen zwar geringere Ladeverluste haben. Die höheren Umwandlungsverluste bei der Entladung des Batteriespeichers mit wenigen hundert Watt übersteigen jedoch oft die Effizienzvorteile im Ladebetrieb.

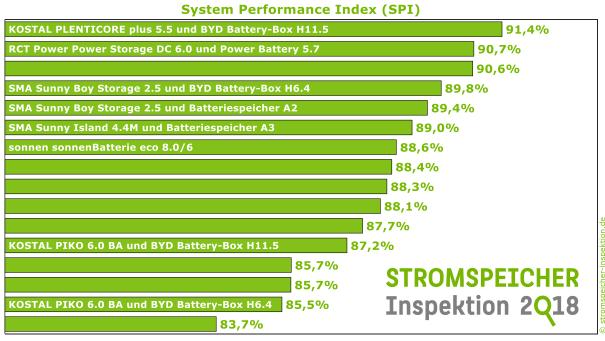


Bild 35 System Performance Index (SPI) der analysierten PV-Speichersysteme und Angabe der Produktbezeichnung für die namentlich aufgeführten Systeme.

Aus der simulationsbasierten Systembewertung geht außerdem hervor, dass verlustarme Systeme mit einem kleinen Batteriespeicher teilweise sogar mehr Netzbezug vermeiden können als größer ausgelegte Systeme mit geringerer Effizienz. Neben der Speicherkapazität sollte die Systemeffizienz daher ebenfalls ein wichtiges Auswahlkriterium beim Speicherkauf sein. Abschließend lässt sich sagen, dass die Mehrheit der in dieser Studie untersuchten PV-Speichersysteme eine sehr gute Effizienz erzielt. Wie effizient die anderen erhältlichen Produkte Solarstrom speichern, bleibt offen. Um die Transparenz im Speichermarkt weiter zu erhöhen, sollten alle Hersteller die Karten offenlegen.

Literaturverzeichnis

- [1] IPCC, Hrsg., Climate Change 2013: The Physical Science Basis. New York: Cambridge University Press, 2013.
- [2] N. Höhne, T. Kuramochi, S. Sterl, und L. Röschel, "Was bedeutet das Pariser Abkommen für den Klimaschutz in Deutschland?", Greenpeace e.V., Berlin, Kurzstudie, Feb. 2016.
- [3] T. Vandyck, K. Keramidas, B. Saveyn, A. Kitous, und Z. Vrontisi, "A global stocktake of the Paris pledges: Implications for energy systems and economy", *Global Environmental Change*, Bd. 41, S. 46–63, Nov. 2016.
- [4] F. Creutzig, P. Agoston, J. C. Goldschmidt, G. Luderer, G. Nemet, und R. C. Pietzcker, "The underestimated potential of solar energy to mitigate climate change", *Nature Energy*, Bd. 2, S. 1–9, Aug. 2017.
- [5] C. Breyer u. a., "Solar photovoltaics demand for the global energy transition in the power sector", *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, Nov. 2017.
- [6] M. Braun, A. von Oehsen, Y.-M. Saint-Drenan, und T. Stetz, "Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung", Fraunhofer Institut für Wind und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel, 2011.
- [7] T. Tjaden, J. Weniger, J. Bergner, F. Schnorr, und V. Quaschning, "Einfluss des Standorts und des Nutzerverhaltens auf die energetische Bewertung von PV-Speichersystemen", in 29. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2014.
- [8] F. Samweber u. a., "Sun2Car@GAP Endbericht", Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), München, 2014.
- [9] J. Weniger, N. Orth, S. Maier, und V. Quaschning, "Speicherauslegung in Zeiten aufkom-mender Elektromobilität", pv magazine, Nr. 06, S. 52-55, Juni-2018.
- [10] T. Tjaden, F. Schnorr, J. Weniger, J. Bergner, und V. Quaschning, "Einsatz von PV-Systemen mit Wärmepumpen und Batteriespeichern zur Erhöhung des Autarkiegrades in Einfamilienhaushalten", in 30. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2015.
- [11] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, und V. Quaschning, "Effekte der 50%-Einspeisebegrenzung des KfW-Förderprogramms für Photovoltaik-Speichersysteme", Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin (HTW Berlin), Berlin, Studie, März 2016.
- [12] Predki, H., "System- und Marktintegration von Photovoltaik-Anlagen durch dezentrale Stromspeicher Eine Analyse der technischen Potentiale und rechtlichen Rahmenbedingungen", Leuphana Universität, Lüneburg, Juni 2013.
- [13] R. Hollinger, L. M. Diazgranados, und J. Sönnichsen, "Optimaler Einstaz eines Verbundes von Solar-Batterie-Systemen in der Primärregelleistung: Potenital des Poolings und der regulativen Freiheitsgrade", in *VDI-Berichte 2266*, Düsseldorf, 2015.
- [14] J. Moshövel *u. a.*, "Analyse des wirtschaftlichen, technischen und ökologischen Nutzens von PV-Speichern", ISEA, Dez. 2015.
- [15] R. L. Fares und M. E. Webber, "The impacts of storing solar energy in the home to reduce reliance on the utility", *Nature Energy*, Bd. 2, 2017.
- [16] BVES Bundesverband Energiespeicher e.V. und BSW Bundesverband Solarwirtschaft e.V., "Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme", Berlin, März 2017.
- [17] H. Laukamp, "Wechselrichter für Photovoltaik-Anlagen", Freiburg, 1989.
- [18] J. Weniger, N. Orth, T. Tjaden, und V. Quaschning, "Status quo der Energieeffizienz von PV-Speichersystemen", in *PV-Symposium 2018*, Bad Staffelstein, 2018.
- [19] J. Weniger, T. Tjaden, N. Orth, und S. Maier, "Performance Simulation Model for PV-Battery Systems (PerMod 2.0)", *Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin*, 2019. [Online]. Verfügbar unter: http://pvspeicher.htw-berlin.de/permod (ab Q2/2019).
- [20] J. Weniger, N. Orth, T. Tjaden, und V. Quaschning, "Referenzfälle zur simulationsbasierten Bewertung der Energieeffizienz von PV-Batteriesystemen", gehalten auf der BVES Fachgruppe Effizienzleitfaden, Kassel, Jan-2018.
- [21] T. Tjaden, J. Bergner, J. Weniger, und V. Quaschning, "Repräsentative elektrische Lastprofile für Wohngebäude in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis", Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin, 2015. [Online]. Verfügbar unter: https://pvspeicher.htw-berlin.de/daten/.
- [22] J. Kalisch, T. Schmidt, D. Heinemann, und E. Lorenz, "Continuous meteorological observations in high-resolution (1Hz) at University of Oldenburg in 2014". PANGAEA Data Publisher for Earth & Environmental Science, 2015.

- [23] T. M. Klucher, "Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces", *Solar Energy*, Bd. 23, S. 111–114, Jan. 1979.
- [24] H. G. Beyer, G. Heilscher, und S. Bofinger, "Identification of a General Model for the MPP Performance of PV-Modules for the Application in a Procedure for the Performance Check of Grid Connected Systems", in 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Paris, 2004, S. 3073–3076.
- [25] E. M. Krieger und C. B. Arnold, "Effects of undercharge and internal loss on the rate dependence of battery charge storage efficiency", *Journal of Power Sources*, Bd. 210, S. 286–291, Juli 2012.
- [26] P. Fortenbacher, J. L. Mathieu, und G. Andersson, "Modeling and Optimal Operation of Distributed Battery Storage in Low Voltage Grids", IEEE Transactions on Power Systems, 2017.
- [27] J. Weniger, T. Tjaden, J. Bergner, und V. Quaschning, "Emerging Performance Issues of Photovoltaic Battery Systems", in 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, München, 2016, S. 2372–2380.
- [28] J. Weniger, T. Tjaden, und V. Quaschning, "Vergleich verschiedener Kennzahlen zur Bewertung der energetischen Performance von PV-Batteriesystemen", in 32. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2017.
- [29] N. Orth *u. a.*, "Vergleich der Energieeffizienz verschiedener PV-Speichersystemkonzepte", in *PV-Symposium 2018*, Bad Staffelstein, 2018.
- [30] M. Sterner und I. Stadler, Hrsg., Energiespeicher Bedarf, Technologien, Integration, 2. Aufl. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2017.
- [31] J. Figgener, D. Haberschusz, K.-P. Kairies, O. Wessels, B. Tepe, und D. U. Sauer, "Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0 Jahresbericht 2018", Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA), RWTH Aachen, Aachen, Jahresbericht, 2018.
- [32] SMA Solar Technology AG, "Planungsleitfaden SMA FLEXIBLE STORAGE SYSTEM mit Ersatzstromfunktion Verschaltungsübersichten, Stromlaufpläne und Materiallisten", SMA Solar Technology AG, Niestetal, Planungsleitfaden.
- [33] G. Mulder, D. Six, B. Claessens, T. Broes, N. Omar, und J. V. Mierlo, "The dimensioning of PV-battery systems depending on the incentive and selling price conditions", *Applied Energy*, Bd. 111, S. 1126–1135, Nov. 2013.
- [34] H. Schmidt und D.-U. Sauer, "Wechselrichter-Wirkungsgrade: Praxisgerechte Modellierung und Abschätzung", Sonnenenergie, Bd. 4, S. 43–47, 1996.
- [35] H. Schmidt, B. Burger, H. Häberlin, R. Bründlinger, F. Baumgartner, und M. Zehner, "Modellierung der Spannungsabhängigkeit des Wechselrichter-Wirkungsgrades", in 23. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2008, S. 158–163.
- [36] F. P. Baumgartner, H. Schmidt, B. Burger, R. Bründlinger, H. Häberlin, und M. Zehner, "Status and Relevance of the DC Voltage Dependency of the Inverter Efficiency", in 22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Milan, 2007, S. 7.
- [37] F. Kever, "Unterschiedliche Schaltungen, unterschiedliche Effizienzen", pv magazine, Nr. 2/2013, S. 109–112, 2013.
- [38] F. Ackermann, T. Bülo, und C. Nöding, "Untersuchungen von Einflussgrößen auf Wirkungsgrad- und Leistungsmessungen von PV-Wechselrichtern", in 26. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2011, S. 12.
- [39] V. Quaschning, Regenerative Energiesysteme: Technologie, Berechnung, Simulation, 7. Aufl. München: Hanser Verlag, 2012.
- [40] J. Weniger, T. Tjaden, J. Bergner, und V. Quaschning, "Sizing of Battery Converters for Residential PV Storage Systems", *Energy Procedia*, Bd. 99, S. 3–10, März 2016.
- [41] W.-T. Franke, "Neues Schaltungskonzept zur Energiespeicherung bei Solarwechselrichtern", in 27. Symposium Photovoltaische Solarenergie, 2012.
- [42] M. Müller, "Abschlussbericht zum Forschungsprojekt PILEBI: Photovoltaische Inselsysteme mit langlebigen Energiespeichersystemen auf Basis von Blei- und Lithium Ionen Batterien", Steca Elektronik GmbH, Memmingen, Juni 2014.
- [43] C. Messner, J. Kathan, und J. Mayr, "Effizienz und Effektivität von netzgekoppelten PV-Heimspeichersystemen Erfahrungen und Erkenntnisse aus Labortests kommerzieller Produkte", in 31. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2016.
- [44] G. Angenendt, B. Áshrafinia, S. Zurmühlen, K. Jacqué, J. Badeda, und D.-U. Sauer, "Influence of the Battery Voltage Level on the Efficiency and Cost of a PV Battery Energy Storage System", in 32. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2017.

- [45] J. Weniger, T. Tjaden, J. Bergner, und V. Quaschning, "Auswirkungen von Regelträgheiten auf die Energieflüsse in Wohngebäuden mit netzgekoppelten PV-Batteriesystemen", in 31. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2016.
- [46] V. Eichler, "Kleinsteuerungen in solaren Energiespeichern", etz elektrotechnik & automation, Bd. 12/2013, Nr. 12/2013, S. 51–53, Dez-2013.
- [47] J. Weniger, T. Tjaden, J. Bergner, und V. Quaschning, "Dynamic mismatch losses of grid-connected PV-battery systems in residential buildings", *Journal of Energy Storage*, Bd. 13, S. 244–254, Okt. 2017.
- [48] K.-P. Kairies u. a., "Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher - Jahresbericht 2016", Institut für Stromrichtertechnik und Elektronische Antriebe (ISEA), RWTH Aachen, Aachen, Jahresbericht, Mai 2016.
- [49] C. Messner, J. Kathan, C. Seitl, S. Hofmüller, und R. Bründlinger, "Efficiency and Effectiveness of PV Battery Energy Storage Systems for Residential Applications Experience from Laboratory Tests of Commercial Products", in 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, München, 2016, S. 2381–2392.
- [50] J. Weniger, N. Orth, S. Maier, und V. Quaschning, "Speicher auf dem Prüfstand", *Photovoltaik*, Nr. 06, S. 35–37, Juni-2018.
- [51] C. Messner, J. Kathan, C. Seitl, S. Hofmüller, und J. Wolfahrt, "Field Assessment of PV Home Storage Systems", in 6th Solar Integration Workshop International Workshop on Integration of Solar Power into Power Systems, Wien, 2016.
- [52] N. Munzke, B. Schwarz, F. Büchle, und J. Barry, "Lithium-Ionen Heimspeichersysteme: Performance auf dem Prüfstand", in 32. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2017.
- [53] N. Munzke, J. Barry, B. Schwarz, und F. Büchle, "Evaluation of the Effect of PV Plant Size on the Efficiency of Household Li-Ion Battery Storage Systems", in 33rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Amsterdam, 2017, S. 2047–2051.
- [54] M. Graebig, G. Erdmann, und S. Röder, "Assessment of residential battery systems (RBS): profitability, perceived value proposition, and potential business models", in 37th IAEE International Conference, New York, 2014.
- [55] M. Rothert, A. S. Bukvic-Schäfer, und T. Thierschmidt, "Performance von Speichersystemen in der Praxis Erfahrungen von über 6.500 Speichersystemen", gehalten auf der SMA Speichertag 2015, Niestetal, 2015.
- [56] T. Tjaden u. a., "Offenes Simulationsmodell für netzgekoppelte PV-Batteriesysteme", in 32. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, 2017.
- [57] F. Büchle u. a., "Lithium-Ionen Heimspeichersysteme: Reproduzierbarkeit von Performancemessungen an PV- Speichersystemen", in PV-Symposium 2018, Bad Staffelstein, 2018, S. 23.
- [58] J. Pinne, Optimierung von PV-Wechselrichtern im Netzparallelbetrieb mithilfe analytischer Verhaltens- und Verlustleistungsmodelle. Kassel: Kassel University Press, 2015.
- [59] O. Wollersheim, "Speichereffizienz: Wichtig für Hersteller, Installateure und Endkunden", gehalten auf der ees & Power2Drive Forum, München, Juni-2018.
- [60] Braun, M., Büdenbender, K., Magnor, D., und Jossen, A., "Photovoltaic Self-Consumption in Germany Using Lithium-Ion Storage to Increase Self-Consumed Photovoltaic Energy", in 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Hamburg, 2009, S. 3121–3127.
- [61] A. U. Schmiegel u. a., "The Sol-Ion System: Realizing Safety and Efficiency for a PV Storage System", in 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Hamburg, 2011.
- [62] J. Moshövel u. a., "Analysis of the maximal possible grid relief from PV-peak-power impacts by using storage systems for increased self-consumption", *Applied Energy*, Bd. 137, S. 567–575, Jan. 2015.
- [63] G. Angenendt, S. Zurmühlen, R. Mir-Montazeri, D. Magnor, und D. U. Sauer, "Enhancing Battery Lifetime in PV Battery Home Storage Systems using Forecast Based Operating Strategies", in 10th International Renewable Energy Storage Conference (IRES 2016), Düsseldorf, 2016.
- [64] J. Li und M. A. Danzer, "Optimal charge control strategies for stationary photovoltaic battery systems", *Journal of Power Sources*, Bd. 258, S. 365–373, Juli 2014.

Anhang

A.1 Messergebnisse nach Effizienzleitfaden

Messergebnisse nach Effizienzleitfaden 2.0 (Stand Oktober 2018) für System E6.

	andlungspfade)	PV2	AC P	V2BAT	AC2BAT	BAT	BAT2	AC	BAT2P\
			✓		✓		✓	√		
PV-Anbino	dung									
PV-Bemessungseingangsleistung 5686							W			
PV-Eingangsspannung (min. / nom. / max.) 120 / 570 / 1000						1000	V			
MPP-Spannung (min. / max.) 225 / 720)	V		
AC-Anbino	dung									
PV-Bemessungsausgangsleistung 5487								W		
Nominale Entladeleistung (AC) 5419								W		
Batterie-A	Anbindung									
Batterieeingangsspannung						36	360 / 460 / 500			
Nominale Ladeleistung (DC)						6191			W	
Nominale Entladeleistung (DC)						5641			W	
Batterie										
Batteriespannung						36	360 / 460 / 500			
Nutzbare Batteriekapazität (DC)								10,5		
Batteriewirkungsgrad								95,3		%
Leistungs	aufnahme des	BMS im Stan	dby					6,8		W
Bereitscha	aftsverluste									
Standby-Leistungsaufnahme im vollgeladenen Zustand (DC)								0,2		W
Standby-Leistungsaufnahme im entladenen Zustand (AC / DC) 4,5 / 4,6							I	W		
Leistungsaufnahme der weiteren Systemkomponenten (AC) 1,6								W		
Regelungs	seigenschafter	1								
Mittlere stationäre Abweichung der Ladeleistung							-14			W
Mittlere stationäre Abweichung der Entladeleistung							1			W
Mittlere Totzeit							1,0			S
	Mittlere Einschwingzeit 5,0						s			
	inschwingzeit							-		3
Mittlere E	inschwingzeit grade der Ener	giewandlung	spfade	ı.						3
Mittlere E Wirkungse	grade der Ener		spfade		nori	mierte Ausg	angsleistu			3
Mittlere E Wirkungse	grade der Ener Mittlere Sp	annung		0,1		mierte Ausg 0,25		ng	0,75	
Mittlere Ei Wirkungsg Pfad	grade der Ener Mittlere Sp PV		0,05	0,1 89,7%	0,2	0,25	0,3	ng 0,5	0,75 94.3%	1
Mittlere Ei Wirkungsg Pfad PV2AC	grade der Ener Mittlere Sp PV 225 V (min.)	annung	0,05 83,8%	89,7%	0,2 92,8%	0,25 93,4%	0,3 93,8%	ng 0,5 94,3%	94,3%	1 6 94,2
Mittlere E Wirkungsg Pfad PV2AC PV2AC	Mittlere Sp PV 225 V (min.) 568 V (nom.)	annung Batterie - -	0,05 83,8% 87,8%	89,7% 92,8%	0,2 92,8% 95,4%	0,25 93,4% 95,8%	0,3 93,8% 96,1%	ng 0,5 94,3% 96,6%	94,3% 96,6%	1 6 94,2 6 96,5
Mittlere Ei Wirkungsg Pfad PV2AC PV2AC PV2AC	Mittlere Sp PV 225 V (min.) 568 V (nom.) 710 V (max.)	annung Batterie - - -	0,05 83,8% 87,8% 83,2%	89,7% 92,8% 90,2%	0,2 92,8% 95,4% 94,2%	0,25 93,4% 95,8% 94,4%	0,3 93,8% 96,1% 95,4%	ng 0,5 94,3% 96,6% 96,2%	94,3% 96,6% 96,4%	1 6 94,2 6 96,5 6 96,2
Mittlere E Wirkungsg Pfad PV2AC PV2AC PV2AC PV2BAT	Mittlere Sp PV 225 V (min.) 568 V (nom.) 710 V (max.) 225 V (min.)	annung Batterie - - - 477 V	0,05 83,8% 87,8% 83,2% 83,6%	89,7% 92,8% 90,2% 89,6%	0,2 92,8% 95,4% 94,2% 92,9%	0,25 93,4% 95,8% 94,4% 93,5%	0,3 93,8% 96,1% 95,4% 94,0%	ng 0,5 94,3% 96,6% 96,2% 94,7%	94,3% 96,6% 96,4% 95,0%	1 6 94,2 6 96,5 6 96,5 6 94,6
Mittlere Ei Wirkungsg Pfad PV2AC	Mittlere Sp PV 225 V (min.) 568 V (nom.) 710 V (max.)	annung Batterie - - -	0,05 83,8% 87,8% 83,2%	89,7% 92,8% 90,2%	0,2 92,8% 95,4% 94,2%	0,25 93,4% 95,8% 94,4%	0,3 93,8% 96,1% 95,4%	ng 0,5 94,3% 96,6% 96,2%	94,3% 96,6% 96,4%	1 6 94,2 6 96,5 6 96,2 6 94,6 97,4

A.2 Systembezeichnung

 Tabelle 4 Produktbezeichnungen der namentlich in der Studie erwähnten Systeme.

System	Produktbezeichnung
A1	SMA Sunny Boy Storage 2.5 und BYD Battery-Box H6.4
A2	SMA Sunny Boy Storage 2.5 und Batteriespeicher A2
А3	SMA Sunny Island 4.4M und Batteriespeicher A3
Α4	SMA Sunny Island 6.0H
B1	sonnen sonnenBatterie eco 8.0/6
E1	KOSTAL PIKO 6.0 BA und BYD Battery-Box H6.4
E2	KOSTAL PIKO 6.0 BA und BYD Battery-Box H11.5
E3	KOSTAL PIKO 8.0 BA und BYD Battery-Box H11.5
E4	KOSTAL PIKO 10 BA und BYD Battery-Box H11.5
E5	KOSTAL PLENTICORE plus 4.2 und BYD Battery-Box H11.5
E6	KOSTAL PLENTICORE plus 5.5 und BYD Battery-Box H11.5
G1	RCT Power Power Storage DC 6.0 und Power Battery 5.7
W1	SMA Sunny Boy 5.0