

Energieeffizienz verschiedener PV-Speichersystemkonzepte

ERGEBNISSE EINES ANWENDUNGSTESTS Um die Gesamteffizienz von ausgewählten PV-Speichersystemen in Wohngebäuden vergleichbar zu machen, wurden diese in einem sechstägigen Anwendungstest mit einem idealen PV-Speichersystem verglichen.



AUF EINEN BLICK

IM ANWENDUNGSTEST wurde die reale Kosteneinsparung ins Verhältnis zum theoretischen Kosteneinsparungspotenzial des idealen PV-Speichersystems gesetzt, um so eine Kennzahl zu erhalten

EINE ERKENNTNIS aus dem Test ist, dass die Gesamteffizienz eines DC-gekoppelten PV-Speichersystems nicht zwangsläufig besser als die Effizienz von AC-gekoppelten Systemen ist

Die Energieeffizienz von Photovoltaik (PV)-Speichersystemen wird von einer Vielzahl von Faktoren und Systemeigenschaften beeinflusst. Unter anderem ist die Art der Einbindung des Batteriespeichers in das System von Bedeutung. Grundsätzlich wird zwischen Systemen mit AC-, DC- und PV-Generatorkopplung des Batteriespeichers unterschieden (**Bild 1**). Mit der Einführung des »Effizienzleitfadens für PV-Speichersysteme« wurden erstmals Prüfvorschriften zur Charakterisierung dieser drei unterschiedlichen Systemtopologien im Labor definiert [1]. Die beschriebenen Prüfbedingungen und Testprozeduren erlauben einerseits die einheitliche Bestimmung der nutzbaren Speicherkapazität der PV-Speichersysteme. Andererseits lassen sich aus den Labormessungen die nominalen Leistungen sowie die Wirkungsgradkennlinien der einzelnen Energieumwandlungspfade ableiten. Des Weiteren gehen die stationären und dynamischen Regelungsabweichungen aus den Messungen hervor, die die Güte der Systemregelung beschreiben. Hinzu kommen Angaben zur Leistungsaufnahme der Systemkomponenten im Leerlauf- und ggf. im Standby-Betrieb. Auf Basis der nach dem Effizienzleitfaden ermittelten Systemeigenschaften lassen sich die Datenblattangaben der PV-Speichersysteme vereinheitlichen.

Die Vielzahl der relevanten Systemparameter erschwert jedoch den Vergleich der Ge-

samteffizienz der PV-Speichersysteme. Um Systeme insbesondere zwischen Produkten unterschiedlicher Systemtopologien anhand einer Kennzahl vergleichen zu können, bedarf es daher weiterführender Bewertungsverfahren und einer belastbaren Effizienzkennzahl. Mit dem System Performance Index (*SPI*) wurde eine neue Kennzahl entwickelt, die die Systemeffizienz anhand der resultierenden Energieflüsse am Netzanschlusspunkt bewertet [2]. Hierzu wird das reale Betriebsverhalten eines PV-Speichersystems mit dem idealen, verlustfreien Betriebsverhalten verglichen. Werden Simulationsmodelle anhand der nach dem Effizienzleitfaden ermittelten Systemeigenschaften parametrisiert, lässt sich der *SPI* aus modellbasierten Simulationstests ableiten [3]. Da bei diesem Ansatz letztendlich ein Kompromiss zwischen dem Detaillierungsgrad, der Allgemeingültigkeit und dem Parametrierungsaufwand der Simulationsmodelle erforderlich ist, variiert die Modellgenauigkeit je nach System. Ein Grund dafür ist auch darin zu suchen, dass aus den Labormesswerten nicht alle systemspezifischen Eigenarten, wie zum Beispiel die spontane Unterbrechung des Lade- oder Entladevorgangs oder die Vermeidung des kurzzeitigen Wechsels vom Lade- in den Entladebetrieb, hervorgehen. Zum Teil können auch die Prüfvorschriften nicht alle möglichen Betriebsbedingungen der PV-Speichersysteme in der Praxis abbilden.

Alternativ zu modellbasierten Simulationstests kann die Systemeffizienz anhand von mehrtägigen Anwendungstests im Labor bewertet werden. Hierzu werden die Systeme im Labor einheitlichen Belastungsprofilen ausgesetzt und das reale Betriebsverhalten über mehrere Tage messtechnisch erfasst [4] bis [7]. Anwendungstests zielen darauf ab, in einem überschaubaren Messzeitraum und unter identischen Betriebsbedingungen aufschlussreiche Ergebnisse zur mittleren Effizienz der PV-Speichersysteme zu erhalten.

Anwendungstest für PV-Speichersysteme

Belastungsprofile: Ein aussagekräftiger Vergleich der Effizienz von PV-Speichersystemen ist nur möglich, wenn die Systeme identischen Belastungsprofilen ausgesetzt sind. Daher gilt es, die Nennleistung und den zeitlichen Verlauf der Leistungsabgabe des PV-Generators sowie den zeitlichen Verlauf der elektrischen Last vorzugeben. Bei der Wahl der Nennleistung des PV-Generators ist zu beachten, dass die maximale PV-Eingangleistung von DC-gekoppelten sowie PV-Generatorgekoppelten Systemen je nach Produkt variiert. Dagegen lassen sich AC-gekoppelte Systeme in der Regel mit unterschiedlichen PV-Wechselrichtern und somit PV-Generatorgrößen kombinieren. Aufgrund der unterschiedlichen Dimensionierung der Leistungselektronik und Speichergöße der am Markt erhältlichen Produkte wurden zwei unterschiedliche Referenzfälle definiert [8]:

- 1. Referenzfall für durchschnittlich dimensionierte PV-Speichersysteme (PV-Leistung 5kWp)
 - 2. Referenzfall für großzügig dimensionierte PV-Speichersysteme (PV-Leistung 10kWp)
- Die wesentlichen Rahmenbedingungen des 1. und 2. Referenzfalls sind in Tabelle 1 aufgeführt. Die einsekündig aufgelöste Zeitreihe der spezifischen PV-Leistungsabgabe ist bei

beiden Referenzfällen identisch und wurde auf Basis von meteorologischen Daten der Universität Oldenburg des Jahres 2014 erstellt [9]. Der resultierende DC-Jahresertrag des südlich ausgerichteten und um 35° geneigten PV-Generators beträgt 1055 kWh/(kWp-a). Das elektrische Lastprofil der Haushaltsgeräte mit einem elektrischen Energieverbrauch von 5010 kWh/a wurde einem frei verfügbaren Datensatz (Lastprofil Nr. 31 aus [10]) entnommen und bildet die Grundlage für den 1. Referenzfall. Zusätzlich dazu wurden beim 2. Referenzfall real gemessene Lastprofile einer Wärmepumpe und eines Elektrofahrzeugs hinzugezogen [8]. Dadurch ergibt sich für den 2. Referenzfall ein elektrischer Energieverbrauch von 9363 kWh/a (**Tabelle 1**).

Zur Identifizierung der Belastungsprofile des mehrtägigen Anwendungstests wurden zunächst die Last- und PV-Leistungsprofile (Auflösung 1s) des 1. Referenzfalls verwendet. In einem ersten Schritt wurde für den Zeitraum zwischen Juli und Dezember aus jedem Monat zufällig ein Tagesprofil ausgewählt. Diese sechs Profile wurden anschließend zu einer sechstägigen Belastungssequenz verkettet. Auf diese Weise wurden insgesamt 10000 unterschiedliche Belastungsprofile erstellt. Im Anschluss wurde der durchschnittliche PV-Ertrag und elektrische Verbrauch der einzelnen Profile mit den Jahresdurchschnittswerten des 1. Referenzfalls verglichen. Im weiteren Verlauf wurden nur solche Profile betrachtet, bei denen der PV-Ertrag sowie der elektrische Verbrauch um maximal ±2% vom jeweiligen Jahresmittel abweicht.

Um die Repräsentativität der ausgewählten Belastungsprofile zu analysieren, wurde anschließend mit dem Performance-Simulationsmodell für AC-gekoppelte PV-Batteriesysteme (PerModAC) [3] das Betriebsverhalten von fünf AC-gekoppelten Systemen simuliert. Die Systemsimulationen wurden auf Basis der Jahreszeitreihen des 1. Referenzfalls sowie unter Berücksichtigung der ausgewählten sechstägigen Belastungsprofile durchgeführt. Im Anschluss wurde der SPI auf Grundlage der Simulationsergebnisse für die fünf PV-Speichersysteme berechnet und überprüft, wie sehr der aus den sechstägigen Belastungsprofilen ermittelte SPI vom jahresmittleren SPI des 1. Referenzfalls entfernt ist. Insgesamt konnten zehn Belastungsprofile identifiziert werden, bei denen der SPI der einzelnen Systeme um maximal ±0,5 Prozentpunkte von den jeweiligen Jahresmittelwerten abweicht.

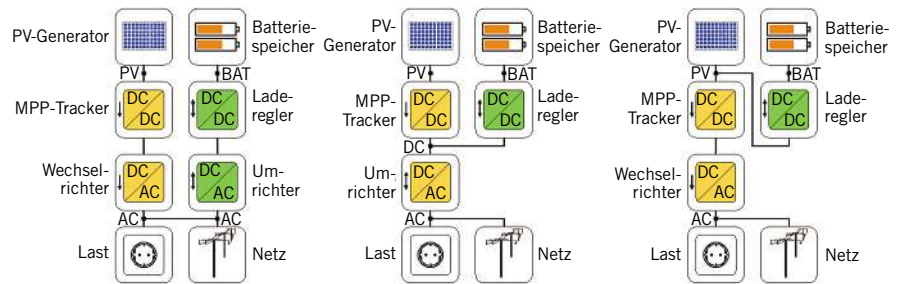


Bild 1: Systemkonzepte zur Verknüpfung des Batteriespeichers und PV-Generators

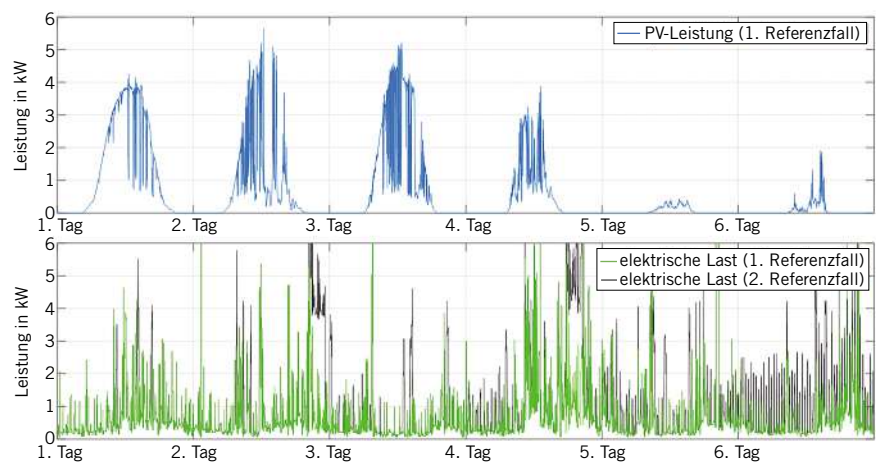


Bild 2: Zeitlicher Verlauf der PV-Leistung (oben) und elektrischen Last (unten) des gewählten Belastungsprofils

Bild 2 zeigt ein sechstägiges Belastungsprofil, bei dem die maximale Abweichung der ermittelten SPI-Werte der fünf Systeme vom Jahresmittel lediglich 0,2 Prozentpunkte beträgt. Damit lassen sich mit dem dargestellten Belastungsprofil in erster Näherung Aussagen zur jahresmittleren Effizienz der PV-Speichersysteme ableiten. Wie zu erkennen ist, setzt sich das Profil aus einem nahezu unbewölkten Sommertag (1. Tag), drei wechselnd bewölkten Spätsommer- bzw. Herbsttagen (2. bis 4. Tag) sowie zwei überwiegend bedeckten Wintertagen (5. und 6. Tag) zusammen. Zudem ist der zugehörige elektrische Lastverlauf des 1. sowie

des 2. Referenzfalls für die ausgewählten Tage dargestellt. Die Differenz zwischen der elektrischen Last des 1. und 2. Referenzfalls ergibt sich aus der Leistungsaufnahme der Wärmepumpe und des Elektrofahrzeugs. Der zeitliche Verlauf der spezifischen Leistungsabgabe des PV-Generators ist für beide Referenzfälle identisch. Lediglich die Nennleistung des PV-Generators ist beim 2. Referenzfall mit 10 kWp doppelt so groß wie beim 1. Referenzfall.

Prüfbedingungen: Mit dem Anwendungstest soll das Betriebsverhalten der PV-Speichersysteme im Labor unter einheitlichen Bedingungen auf Basis des Belastungsprofils des 1.

VERGLEICH

	1. Referenzfall	2. Referenzfall
Nennleistung des PV-Generators	5 kWp	10 kWp
elektrischer Energieverbrauch des Wohngebäudes	5010 kWh/a	9363 kWh/a
elektrischer Energieverbrauch der Haushaltsgeräte	5010 kWh/a	5010 kWh/a
elektrischer Energieverbrauch der Wärmepumpe		2664 kWh/a
elektrischer Energieverbrauch des Elektrofahrzeugs		1690 kWh/a

Tabelle 1: Rahmenbedingungen des 1. und 2. Referenzfalls

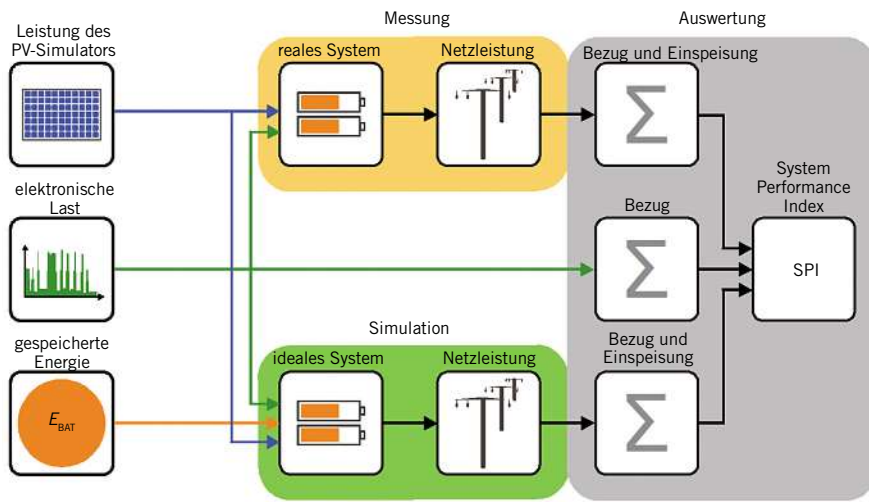


Bild 3: Ermittlung des System Performance Index (SPI) aus den Messergebnissen des Anwendungstests

oder 2. Referenzfalls messtechnisch erfasst werden. Sofern nicht anders angegeben, entsprechen die Prüfbedingungen sowie der Messaufbau den Vorgaben des Effizienzleitfadens für PV-Speichersysteme [1]. Die elektrische Last wird unter Berücksichtigung der Zeitreihe des Belastungsprofils durch einen elektronischen Lastgenerator emuliert. Die dem PV-Leistungsprofil zugrundeliegenden Zeitreihen der Bestrahlungsstärke in der PV-Generatorebene sowie die PV-Modultemperatur dienen als Eingangsgrößen für den PV-Simulator. Die Prüfung erfolgt bei der im Datenblatt oder vom Hersteller angegebenen nominalen PV-Eingangsspannung. Zudem ist die Temperatur- und Einstrahlungsabhängigkeit der PV-Eingangsspannung gemäß der DIN EN 50530 Anhang C zu berücksichtigen [11].

Ausgangszustand des PV-Speichersystems ist eine vollständig entladene Batterie. Die Batterie kann als vollständig entladen angenommen werden, sobald das Speichersystem näherungsweise den minimalen Ladezustand erreicht hat und die Batterieentladeleistung trotz anliegender Last vom System automa-

tisch und für mindestens 5 min auf unter 1 % der nominalen Entladeleistung reduziert wurde [1]. Der Anwendungstest soll unmittelbar bzw. maximal 1 h nach dem erstmaligen Erreichen des entladenen Zustands der Batterie begonnen werden. Längere Verweilzeiten im entladenen Zustand vor Beginn des Anwendungstests sind zu vermeiden. Dem sechstägigen Anwendungstest wird ein Tag zur Vorkonditionierung des zu vermessenden PV-Speichersystems vorangestellt. Hierzu wird auf das Belastungsprofil des letzten Tages des Anwendungstests zurückgegriffen. Die Messwerte dieses Tages werden bei der anschließenden Auswertung und Bestimmung der Effizienzkennzahl nicht berücksichtigt.

Zudem sei darauf hingewiesen, dass die Batterie frühzeitig mit überschüssiger PV-Energie geladen und zur Deckung der Last entladen werden soll. Erweiterte Ladestrategien, wie das prognosebasierte Laden, sind daher zu deaktivieren. Während des gesamten Messzeitraums sind alle AC- und DC-Leistungen sowie die bereitgestellte MPP-Leistung des PV-Simulators in einem kons-

tanten Intervall von maximal 200 ms zeitsynchron zu erfassen.

Ermittlung des System Performance Index (SPI): Aus den während des sechstägigen Anwendungstests erfassten Messgrößen lässt sich anschließend mit dem SPI eine Kennzahl bestimmen, die die Effizienz der PV-Speichersysteme anhand der Energieflüsse am Netzanschlusspunkt bewertet [2]. **Bild 3** veranschaulicht die Vorgehensweise zur Bestimmung des SPI aus den Messergebnissen des Anwendungstests. Dafür wird in einem ersten Schritt für das reale, im Labor vermessene PV-Speichersystem aus den Messwerten der Netzleistung die in das Netz eingespeiste sowie die aus dem Netz bezogene Energie bestimmt. Im Anschluss gilt es, die durch die Verluste des realen Systems hervorgerufene Abnahme der Netzeinspeisung sowie Zunahme des Netzbezugs zu ermitteln. Zum Vergleich wird hierzu auf Grundlage der Zeitreihen der bereitgestellten MPP-Leistung des PV-Simulators sowie der gemessenen AC-Leistungsaufnahme der Last das ideale Systemverhalten simuliert. Im verlustfreien Idealfall wird davon ausgegangen, dass der Batteriespeicher sowie alle weiteren Systemkomponenten frei von Dimensionierungs-, Umwandlungs-, Regelungs-, Energiemanagement- oder Bereitschaftsverlusten sind [2]. Da die speicherbare Energie des idealen und realen PV-Speichersystems identisch ist, variiert das theoretische Einsparungspotenzial des idealen Speichersystems lediglich je nach Speichergröße.

Zur Ermittlung der gespeicherten Energie des realen PV-Speichersystems ist die Charakterisierung des Batteriespeichers gemäß der im Effizienzleitfaden beschriebenen Testprozedur erforderlich [1]. Hierzu wird der Batteriespeicher jeweils dreimal bei 100%, 50% sowie 25% der nominalen Lade- bzw. Entladeleistung vollständig be- und entladen. Nach den Vorgaben des Effizienzleitfadens werden lediglich die Messwerte der zweiten und dritten Iteration der jeweiligen Auslastung zur Mittelwertbildung verwendet. Aus dem Mittelwert der je Zyklus aufgenommenen und abgegebenen Energie des Batteriespeichers lässt sich die gespeicherte Energie des PV-Speichersystems ermitteln (**Bild 4**). Dabei wird dem Batteriespeicher bei gleicher Lade- und Entladeleistung eine Gleichverteilung der Batterieverluste auf den Lade- und Entladevorgang unterstellt [12], [13]. Ist die aufgenommene Energie des Batteriespeichers nicht bekannt, kann diese auch aus der abgegebenen Energie (nutzbare Speicherkapazität) und dem energetischen Batteriewirkungsgrad bestimmt werden.

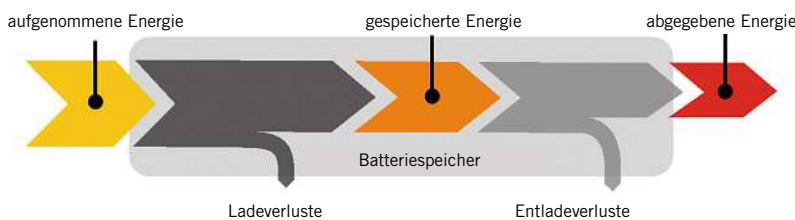


Bild 4: Zusammenhang zwischen der aufgenommenen, gespeicherten sowie abgegebenen Energie eines Batteriespeichers

Aus der Simulation des idealen Systemverhaltens lassen sich anschließend die im Idealfall mit dem Netz ausgetauschten Energiemengen ermitteln. Die Basis für die Bestimmung des *SPI* ist der Vergleich der Netzeinspeisung $E_{AC2G,REAL}$ bzw. $E_{AC2G,IDEAL}$ und des Netzbezugs $E_{G2AC,REAL}$ bzw. $E_{G2AC,IDEAL}$ des realen bzw. idealen Systems mit dem Netzbezug $E_{G2AC,REF}$ des Referenzfalls ohne PV-Speichersystem. Letzterer ergibt sich aus der gemessenen AC-Leistungsaufnahme der elektronischen Last. Dabei wird die unterschiedliche ökonomische Wertigkeit der Netzeinspeiserlöse und Netzbezugskosten berücksichtigt, indem die Einspeisevergütung p_{AC2G} mit 12 ct/kWh und der Netzbezugspreis p_{G2AC} mit 30 ct/kWh angesetzt wird. Der *SPI* setzt die durch das reale PV-Speichersystem erzielte Kosteneinsparung (Netzbezugskosten abzüglich Netzeinspeiserlöse) ins Verhältnis zum theoretischen Kosteneinsparungspotenzial des idealen PV-Speichersystems (siehe Formelkasten, **Formel 1**).

Wird sowohl der Nenner als auch der Zähler in Gleichung (1) durch den Netzbezugspreis p_{G2AC} dividiert, ergibt sich für den *SPI*: (siehe Formelkasten, **Formel 2**).

Der *SPI* ist somit nur vom Verhältnis p der Einspeisevergütung p_{AC2G} zum Bezugspreis p_{G2AC} abhängig [14]. Unter den angegebenen finanziellen Rahmenbedingungen ergibt sich ein Verhältnis p von 0,4. Aus dem *SPI* lassen sich folglich die Einbußen aufgrund der verlustbedingten Erhöhung des Netzbezugs und verlustbedingten Verringerung der Netzeinspeisung ableiten. Der *SPI* gibt somit an, wie die Systemverluste die erzielbare Kosteneinsparung des jeweiligen Speichersystems verringern. So macht der *SPI* die Effizienz von PV-Speichersystemen mit unterschiedlicher Speicherkapazität und unterschiedlicher Batterieanbindung vergleichbar.

Ergebnisse des Tests

Im Folgenden werden die Ergebnisse des Anwendungstests für drei PV-Speichersysteme vorgestellt. Diese wurden am Karlsruher Institut für Technologie (KIT) im Rahmen des Projekts »Safety First« auf Grundlage der Belastungsprofile des 1. Referenzfalls untersucht. Die drei Systeme verfügen über eine speicherbare Energie von jeweils rund 4 kWh (**Tabelle 2**). Während die Systeme 1 und 2 AC-gekoppelt sind, handelt es sich bei System 3 um ein DC-gekoppeltes PV-Speichersystem.

Bild 5 (oben) vergleicht die DC-Messwerte der Batterieleistung der drei PV-Speichersysteme während des sechstägigen Anwen-

FORMELKASTEN

$$SPI = \frac{E_{G2AC,REF} \cdot p_{G2AC} - E_{G2AC,REAL} \cdot p_{G2AC} + E_{AC2G,REAL} \cdot p_{AC2G}}{E_{G2AC,REF} \cdot p_{G2AC} - E_{G2AC,IDEAL} \cdot p_{G2AC} + E_{AC2G,IDEAL} \cdot p_{AC2G}} \quad (1)$$

$$SPI = \frac{E_{G2AC,REF} - E_{G2AC,REAL} + E_{AC2G,REAL} \cdot p}{E_{G2AC,REF} - E_{G2AC,IDEAL} + E_{AC2G,IDEAL} \cdot p} \text{ mit } p = \frac{p_{AC2G}}{p_{G2AC}} \quad (2)$$

SYSTEME

	System 1	System 2	System 3
gespeicherte Energie des Batteriespeichers	4,1 kWh	3,9 kWh	4,3 kWh
Systemtopologie	AC-Kopplung	AC-Kopplung	DC-Kopplung

Tabelle 2: Eigenschaften der drei untersuchten PV-Speichersysteme

dungstests. Dargestellt ist weiterhin die virtuelle Differenzleistung, die sich aus dem MPP-Sollwert des PV-Simulators abzüglich der elektrischen Last ergibt. Bei Leistungsüberschüssen nimmt die virtuelle Differenzleistung positive Werte an, wohingegen sich bei Leistungsdefizi-

ten negative Werte ergeben. Im verlustfreien Idealfall entspricht die Batterieleistung während des Lade- und Entladevorgangs der virtuellen Differenzleistung. Wie in Bild 5 ersichtlich ist, weicht die Batterieleistung in der Praxis jedoch häufig von diesem Sollwert ab. Einer-

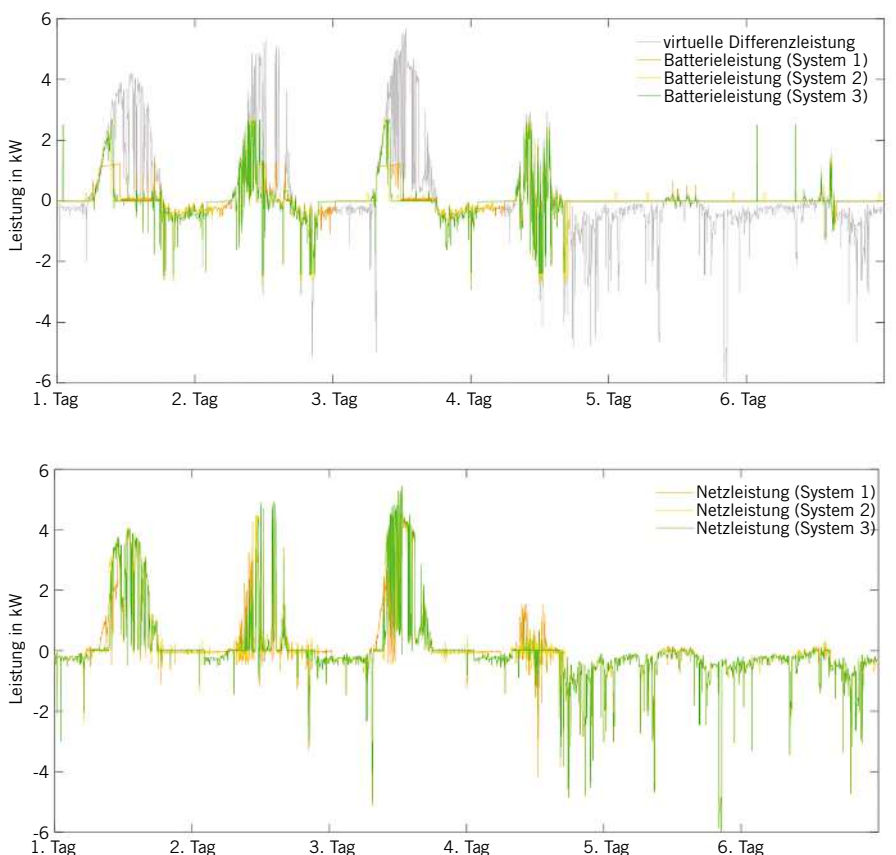


Bild 5: Oben: Zeitlicher Verlauf der virtuellen Differenzleistung (MPP-Sollwert des PV-Simulators abzüglich der elektrischen Last) sowie der gemessenen DC-Batterieleistung der drei PV-Speichersysteme. Unten: Zeitlicher Verlauf der resultierenden Netzleistung (zeitliche Auflösung der Darstellungen: 30 s)

ERGEBNISSE

Bezeichnung	Kürzel	System 1	System 2	System 3
Netzbezug des Referenzfalls	$E_{G2AC,REF}$	80,5 kWh	80,2 kWh	80,3 kWh
Netzeinspeisung des realen Systems	$E_{AC2G,REAL}$	45,2 kWh	46,4 kWh	43,9 kWh
Netzbezug des realen Systems	$E_{G2AC,REAL}$	41,3 kWh	41,6 kWh	42,3 kWh
Netzeinspeisung des idealen Systems	$E_{AC2G,IDEAL}$	49,2 kWh	50,0 kWh	49,2 kWh
Netzbezug des idealen Systems	$E_{G2AC,IDEAL}$	34,0 kWh	34,4 kWh	33,6 kWh
System Performance Index (SPI)	SPI	86,6 %	86,9 %	83,7 %

Tabelle 3: Netzeinspeisung und Netzbezug sowie der resultierende System Performance Index (SPI) der drei PV-Speichersysteme als Ergebnis des sechstägigen Anwendungstests

seits führen zum Beispiel die Umwandlungsverluste in der Leistungselektronik dazu, dass der Batteriespeicher weniger Leistung aufnimmt bzw. mehr Leistung abgibt. Andererseits variiert die maximale Lade- und Entladeleistung je nach System. Zudem fällt die Nachladung des Batteriespeichers während des Leerlauf- bzw. Standby-Betriebs bei den drei Systemen sehr unterschiedlich aus.

Das unterschiedliche Betriebsverhalten der PV-Speichersysteme wirkt sich auch auf die resultierende Netzleistung aus, die Bild 5 (unten) zeigt. Positive Werte entsprechen der Netzeinspeiseleistung und negative Werte der Netzbezugsleistung. Neben der Begrenzung der Batterieleistung haben während des Lade- und Entladevorgangs die Regelungenauigkeiten einen Leistungsaustausch mit dem Netz zur Folge. Zum einen variieren die stationären Regelabweichungen je nach System. Zum anderen wirkt sich die Totzeit der Systemregelung von bis zu 5 s negativ auf den Netzaustausch aus. Darüber hinaus variiert die Leistungsaufnahme der Systemkomponenten im Bereitschaftsbetrieb. Mit rund 25 W fällt zum Beispiel die Leistungsaufnahme des Batterieumrichters von System 1 im entladenen Zustand vergleichsweise hoch aus. Dies erhöht den Netzbezug. Dagegen wird die Leistungsaufnahme im

vollgeladenen Zustand vornehmlich durch die PV-Leistung gedeckt, was die Netzeinspeisung der Systeme reduziert. Neben der kontinuierlichen AC-Leistungsaufnahme erhöhen kurzfristige Netznachladesituationen der Batterie zur Kompensation des DC-seitigen Standby-Verbrauchs der PV-Speichersysteme im entladenen Zustand die Netzbezugsleistung in den Nachtstunden. Zudem hat im vollgeladenen Zustand die unterschiedliche Effizienz des PV2AC-Umwandlungswirkungsgrads Auswirkungen auf die Höhe der Netzeinspeiseleistung. Obwohl System 3 die größte Speicherkapazität aufweist, erreicht es an jedem Tag als Erstes den entladenen Zustand. Dies ist insbesondere auf die niedrige Entladeeffizienz dieses DC-gekoppelten Systems zurückzuführen. Im Gegensatz zu AC-gekoppelten Systemen lässt sich die Leistungselektronik nicht optimal auf die Entladeleistung abgestimmen.

Unter Berücksichtigung der virtuellen Differenzleistung sowie der gespeicherten Energie der Batteriespeicher wurde das ideale, verlustfreie Betriebsverhalten für die drei PV-Speichersysteme simuliert (vgl. Bild 3). Tabelle 3 fasst die resultierenden Energieflüsse am Netzanschlusspunkt der realen Systeme sowie der simulierten idealen Systeme zusammen. Die Abweichungen im Netzbezug des Referenzfalls zwischen den drei Systemen ergeben sich aufgrund von kleinen Differenzen in der AC-Leistungsaufnahme der elektronischen Lasten. Erwartungsgemäß haben die unterschiedlichen Verlustmechanismen zur Folge, dass beim realen System gegenüber dem verlustfreien Idealfall die Netzeinspeisung geringer und der Netzbezug höher ausfällt. Obwohl System 3 mit 4,3 kWh über die größte gespeicherte Energie verfügt, ist der Netzbezug des realen Systems 3 höher als bei den anderen beiden Systemen. Eine größere Speicherkapazität ermöglicht daher nicht immer einen geringeren Netzbezug. Des Weiteren haben die vergleichsweise hohen Umwandlungsverluste

sowie die größere Speicherkapazität des Systems 3 zur Folge, dass die in das Netz eingespeiste Energie bei diesem realen System geringer ausfällt. Aus den ermittelten Energiesummen ergibt sich für das DC-gekoppelte System 3 ein SPI von 83,7%. Dagegen erzielen die AC-gekoppelten Systeme 1 und 2 einen SPI von 86,6% bzw. 86,9%. Es lässt sich festhalten, dass AC-gekoppelte PV-Speichersysteme unter Umständen effizienter als DC-gekoppelte Systeme sein können.

Zusammenfassung

Ergänzend zu den Labormessungen nach dem Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme wurde in diesem Beitrag ein sechstägiger Anwendungstest vorgestellt, der die Gesamteffizienz der PV-Speichersysteme in Wohngebäuden vergleichbar macht. Hierzu werden die Systeme im Labor einheitlichen Belastungsprofilen ausgesetzt. Aus den während des sechstägigen Anwendungstests erfassten Messgrößen lässt sich anschließend mit dem SPI eine Kennzahl bestimmen, die die Effizienz der PV-Speichersysteme anhand der Energieflüsse am Netzanschlusspunkt bewertet. Hierzu werden die Messergebnisse des realen PV-Speichersystems mit den Simulationsergebnissen eines idealen, verlustfreien Speichers verglichen. Der SPI setzt die durch das reale PV-Speichersystem erzielte Kosteneinsparung (Netzbezugskosten abzüglich Netzeinspeiseerlöse) ins Verhältnis zum theoretischen Kosteneinsparungspotenzial des idealen PV-Speichersystems. Dadurch macht der SPI die Effizienz von PV-Speichersystemen mit unterschiedlicher Speicherkapazität und unterschiedlicher Batterieanbindung vergleichbar. Die ersten Ergebnisse zeigen u.a., dass die Gesamteffizienz DC-gekoppelter PV-Speichersysteme nicht zwangsläufig besser als die Effizienz von AC-gekoppelten Systemen sind.

Literatur

[1] BVES - Bundesverband Energiespeicher e.V. und BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V., »Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme«, Berlin, März 2017.
 [2] J. Weniger, T. Tjaden, und V. Quaschnig, »Vergleich verschiedener Kennzahlen zur Bewertung der energetischen Performance von PV-Batteriesystemen«, in 32. PV-Symposium, Bad Staffelstein, 2017.

DANKSAGUNG

Die präsentierten Ergebnisse sind innerhalb der Projekte »TwinPower« (Förderkennzeichen: 0325867C), »Safety First« (Förderkennzeichen: 03ET6055A) und »EffiBat« (Gefördert mit Mitteln der Deutschen Bundesstiftung Umwelt) entstanden. Die Autoren danken dem Projektträger Jülich (PtJ), dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) sowie der Deutschen Bundesstiftung Umwelt. Ein besonderer Dank gilt zudem Fabian Niedermeyer, Frank Soyck und Michael Knoop, die an der Entwicklung des Anwendungstests beteiligt waren.

- [3] *J. Weniger und T. Tjaden*: »Performance-Simulationsmodell für AC-gekoppelte PV-Batteriesysteme (PerMod-AC Version 1.0)«, Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin, März-2017. [Online]. Verfügbar unter: <http://pvspeicher.htw-berlin.de/permod>.
- [4] *F. Niedermeyer u. a.*: »Allgemeine Performanceindikatoren für PV-Speichersysteme«, in 29. PV-Symposium, Bad Staffelstein, 2014.
- [5] *F. Niedermeyer u. a.*: »Innovative Performancetests für PV-Speichersysteme zur Erhöhung der Autarkie und des Eigenverbrauchs«, in 30. PV-Symposium, Bad Staffelstein, 2015.
- [6] *N. Munzke, B. Schwarz, F. Büchle, und J. Barry*: »Lithium-Ionen Heimspeichersysteme: Performance auf dem Prüfstand«, in 32. PV-Symposium, Bad Staffelstein, 2017.
- [7] *C. Messner, J. Kathan, und J. Mayr*: »Effizienz und Effektivität von netzgekoppelten PV-Heimspeichersystemen - Erfahrungen und Erkenntnisse aus Labortests kommerzieller Produkte«, in 31. PV-Symposium, Bad Staffelstein, 2016.
- [8] *J. Weniger, N. Orth, T. Tjaden, und V. Quaschnig*: »Referenzfälle zur simulationsbasierten Bewertung der Energieeffizienz von PV-Batteriesystemen«, gehalten auf der BVES Fachgruppe Effizienzleitfaden, Kassel, Jan-2018.
- [9] *J. Kalisch, T. Schmidt, D. Heinemann, und E. Lorenz*: »Continuous meteorological observations in high-resolution (1Hz) at University of Oldenburg in 2014«. 10.1594/PANGAEA.847830, 2015.
- [10] *T. Tjaden, J. Bergner, J. Weniger, und V. Quaschnig*: »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/>.
- [11] Deutsches Institut für Normung e. V., Hrsg., DIN EN 50530: Gesamtwirkungsgrad von Photovoltaik-Wechselrichtern. Berlin: Beuth Verlag, 2013.
- [12] *E. M. Krieger und C. B. Arnold*: »Effects of undercharge and internal loss on the rate dependence of battery charge storage efficiency«, J. Power Sources, Bd. 210, S. 286–291, Juli 2012.
- [13] *P. Fortenbacher, J. L. Mathieu, und G. Andersson*: »Modeling and Optimal Operation of Distributed Battery Storage in Low Voltage Grids«, IEEE Trans. Power Syst., S. 1–1, 2017.
- [14] *J. Weniger, T. Tjaden, J. Bergner, und V. Quaschnig*: »Emerging Performance Issues of Photovoltaic Battery Systems«, in 32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, München, 2016, S. 2372–2380.

AUTOREN

Nico Orth¹⁾, Johannes Weniger¹⁾, Tjarko Tjaden¹⁾, Nina Munzke²⁾, Bernhard Schwarz²⁾, Felix Büchle²⁾, Christian Messner³⁾, Jan Figgenger⁴⁾, David Haberschus⁴⁾, Volker Quaschnig¹⁾

¹⁾ Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW), Berlin (pvspeicher@htw-berlin.de)

²⁾ Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Eggenstein-Leopoldshafen

³⁾ Austrian Institute of Technology (AIT), Wien

⁴⁾ Institut für Stromrichtertechnik und elektrische Antriebe (ISEA), Aachen