Hochschule für Technik
und Wirtschaft Berlin
University of Applied Sciences

Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin
Fachbereich 1 - Ingenieurwissenschaften Energie und Information
Forschungsgruppe Solarspeichersysteme

Bewertung und Optimierung der Energieeffizienz von Photovoltaik-Batteriesystemen (EffiBat)

Abschlussbericht

gefördert durch
DBU
Deutsche
Bundesstiftung Umwelt
www.dbu.de

Aktenzeichen
34198/01

Projektleitung
Prof. Dr. Volker Quaschning

Projektmitarbeitende
Johannes Weniger
Nico Orth
Selina Maier
Nico Böhme

Berlin, Juli 2020

06/02

Projektkennblatt
der
Deutschen Bundesstiftung Umwelt

Az	34198/01	Referat	24/2	Fördersumme	206.362 €

Antragstitel	**Bewertung und Optimierung der Energieeffizienz von Photovoltaik-Batteriesystemen (EffiBat)**
Stichworte	Energie, Batterie, Photovoltaik

Laufzeit	Projektbeginn	Projektende	Projektphase(n)
2 Jahre und 5 Monate	**01.02.2018**	**30.06.2020**	
Zwischenberichte			

Bewilligungsempfänger	Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin Fachbereich 1 - Ingenieurwissenschaften Energie und Information Forschungsgruppe Solarspeichersysteme Wilhelminenhofstr. 75 A 12459 Berlin	Tel 030/5019-3656 Fax 030/5019-48-3656 Projektleitung Prof. Dr. Volker Quaschning Bearbeitende Johannes Weniger, Nico Orth, Selina Maier, Nico Böhme
Kooperationspartner		

Zielsetzung und Anlass des Vorhabens

Ob Batteriesysteme in Wohngebäuden mit Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) zur Verringerung der Treibhausgasemissionen beitragen, hängt entscheidend von der Höhe der Effizienzverluste ab, die bei der Stromspeicherung anfallen. Dieses Vorhaben hatte daher die Entwicklung eines modellbasierten Simulationstests zur Bewertung der Energieeffizienz von PV-Batteriesystemen zum Ziel. Auf diese Weise konnten erstmals unterschiedliche Systemkonzepte zur Speicherung von Solarstrom verglichen und wesentliche Optimierungspotenziale zur Steigerung der Effizienz aufgezeigt werden.

Darstellung der Arbeitsschritte und der angewandten Methoden

Im ersten Schritt stand die Entwicklung eines simulationsbasierten Verfahrens zur Bewertung der Energieeffizienz von PV-Batteriesystemen im Fokus. Hierzu wurden Simulationsmodelle zur Abbildung des Betriebsverhaltens der unterschiedlichen Systemkonfigurationen zunächst entwickelt und anhand von Messdaten validiert. Die Parametrierung der offenen und frei verfügbaren Simulationsmodelle baut dabei ausschließlich auf Labormessergebnissen auf, die nach den Vorgaben des Effizienzleitfadens für PV-Speichersysteme erfasst wurden.
Des Weiteren wurde ein standardisierter Simulationstest mit 2 verschiedenen Referenzfällen für unterschiedlich dimensionierte Speichersysteme entworfen. Hierfür wurden zahlreiche Lastprofile von Wohngebäuden mit Wärmepumpen und Elektroautos analysiert und 2 typische Anwendungsfälle definiert.
In einem weiteren Schwerpunkt wurde der System Performance Index (SPI) als neue Effizienzkennzahl für PV-Batteriesysteme etabliert, die den Vergleich der unterschiedlichen Systemkonfigurationen erlaubt. Umfangreiche Sensitivitätsanalysen konnten die Robustheit des SPI gegenüber abweichenden Rahmenbedingungen nachweisen. Darauf aufbauend wurden mehr als 30 am Markt erhältliche Speichersysteme im Rahmen der neu konzipierten Studie Stromspeicher-Inspektion mit dem SPI bewertet. Mithilfe simulationsbasierter Verlustanalysen konnte die Relevanz der unterschiedlichen Verlustmechanismen bei den einzelnen Systemen aufgezeigt werden. Daraus wurden Handlungsempfehlungen zur Verbesserung der Systemeffizienz für die Hersteller abgeleitet. Auf Basis der Studienergebnisse wurde schließlich ein Vorschlag zur Einteilung von Effizienzklassen für PV-Batteriesysteme erarbeitet.

Ergebnisse und Diskussion

Im Rahmen des Vorhabens wurde ein modellbasierter Simulationstest entwickelt, der die Bewertung und den Vergleich der Energieeffizienz von AC-, DC- und PV-Generatorgekoppelten Solarstromspeichern ermöglicht. Der Test basiert auf dem ebenfalls im Vorhaben entwickelten Open-Source-Simulationsmodell Performance Simulation Model for PV-Battery Systems (PerMod), mit dem das Betriebsverhalten der unterschiedlichen Systemkonfigurationen in einsekündiger Auflösung simuliert werden kann. Das Simulationsmodell erlaubt erstmals die Abbildung der in DC-gekoppelten PV-Batteriesystemen auftretenden gemischten Energieflüsse basierend auf den Wirkungsgradkennlinien der einzelnen Energieflusspfade, die aus Labortests gemäß dem Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme hervorgehen. Die entwickelten Modellansätze wurden anhand realer Messdaten von 10 Speichersystemen validiert. Grundsätzlich konnte eine zufriedenstellende Übereinstimmung zwischen den Mess- und Simulationsergebnissen nachgewiesen werden. Die Analyse der realen Messdaten zeigte allerdings auch, dass spezifische Systemeigenschaften wie z. B. die kurzzeitige Unterbrechung des Lade- oder Entladevorgangs sowie die leistungsabhängige Zu- oder Abschaltung einzelner Systemkomponenten aus den Labormessungen nicht hervorgehen und damit auch nicht im Simulationstest berücksichtigt werden können.
Mit der Stromspeicher-Inspektion wurde eine neue Plattform etabliert, die durch den regelmäßigen Vergleich der Energieeffizienz von PV-Batteriesystemen zu mehr Transparenz im Speichermarkt beiträgt. Insgesamt 18 Batterie-, Wechselrichter- und Komplettsystemanbieter haben sich bislang mit Labormessdaten von unabhängigen Prüfinstituten an der Studie beteiligt, darunter namhafte Unternehmen wie Fronius, Kostal, LG Chem, Siemens, SMA, sonnen und VARTA. Die Bewertung der getesteten Speichersysteme mit dem SPI hat gezeigt, dass sowohl AC- als auch DC-gekoppelte Systeme eine herausragende Systemeffizienz erzielen können. Anhand detaillierter Verlustanalysen wurde nachgewiesen, dass die Umwandlungsverluste innerhalb der Leistungselektronik den größten Teil der Gesamtsystemverluste ausmachen.
Auf Basis der simulationsbasierten Bewertung mit dem SPI wurde außerdem ein Vorschlag zur Einführung von Effizienzklassen für PV-Batteriesysteme erarbeitet. Die höchste Effizienzklasse A erreichten 2 von 21 Geräten, die in der Stromspeicher-Inspektion 2020 analysiert wurden. Ein weniger effizientes PV-Speichersystem erreichte lediglich die unterste Effizienzklasse G. Hier zeigt sich das Potenzial für Effizienzverbesserungen einiger am Markt erhältlicher Produkte. Maßnahmen zur Steigerung der Teillastwirkungsgrade der Energieumwandlungspfade sollten aufgrund der Relevanz der Umwandlungsverluste im Mittelpunkt der Systemoptimierung stehen. Zudem kann die Leistungsaufnahme der PV-Batteriesysteme im Standby-Betrieb oftmals bereits durch eine Aktualisierung der Software verringert werden.

Öffentlichkeitsarbeit und Präsentation

Die Ergebnisse des Vorhabens wurden in 3 Studien, 7 Konferenzbeiträgen und 9 Zeitschriftenartikeln veröffentlicht. Durch über 30 Webinare und Vorträge wurden die Ergebnisse einem breiten Publikum auf wissenschaftlichen sowie anwendungsorientierten Fachveranstaltungen vorgestellt. 2 Workshops an der HTW Berlin sowie 3 Workshops auf Konferenzen dienten der Diskussion der entwickelten Bewertungsmethodik mit Vertreterinnen und Vertretern von Speichersystemherstellern, Großhändlern, Branchenverbänden, Forschungsinstituten und Hochschulen. Im Rahmen einer Pressekonferenz wurden die Ergebnisse der ersten Ausgabe der Stromspeicher-Inspektion der Fachwelt vorgestellt. Des Weiteren wurden die Vorhabensergebnisse fortlaufend in der Arbeitsgruppe Effizienzleitfaden der Branchenverbände BVES und BSW präsentiert.

Fazit

Die Ergebnisse der Stromspeicher-Inspektion verdeutlichen, dass mehrere Hersteller die Systemeffizienz ihrer Geräte in den vergangenen Jahren durch Optimierungen der Hard- und Software verbessert haben. Dass sich dies positiv auf die durch ein PV-Batteriesystem vermiedenen Treibhausgasemissionen auswirkt, wurde durch Berechnungen mit dem entwickelten Simulationsmodell nachgewiesen. Weiterhin wurde aufgezeigt, dass die Systemeffizienz im Vergleich zur Speicherkapazität oft einen größeren Einfluss auf die erzielbaren Kosteneinsparungen hat. Der ökologische und ökonomische Nutzen von Solarstromspeichern wird somit maßgeblich von der Systemeffizienz beeinflusst.

Inhaltsverzeichnis

ABBILDUNGSVERZEICHNIS 6

TABELLENVERZEICHNIS 8

ABKÜRZUNGSVERZEICHNIS 8

ZUSAMMENFASSUNG 10

1 EINLEITUNG 11

2 ERGEBNISSE DES VORHABENS 15

2.1 Status quo der Effizienz von PV-Batteriesystemen 15

2.1.1 Nominale Leistung 15

2.1.2 Umwandlungswirkungsgrade 16

2.1.3 Regelungsabweichungen 18

2.1.4 Standby-Leistungsaufnahme 19

2.1.5 Schlussfolgerungen 20

2.2 Entwicklung des Simulationsmodells 21

2.2.1 Aufbau des Simulationsmodells 21

2.2.2 Grenzen des Simulationsmodells 22

2.2.3 Schlussfolgerungen 26

2.3 Validierung des Simulationsmodells 26

2.3.1 Vorstellung der Datenbasis 26

2.3.2 Modellvalidierung anhand eines Beispielsystems 27

2.3.3 Validierung des Simulationsmodells für mehrere Systeme 30

2.4 Rahmenbedingungen des Simulationstests 32

2.4.1 Analyse des deutschen Photovoltaik- und Speichermarkts 32

2.4.2 Eingangsdaten des Simulationstests 33

2.4.3 Definition der Referenzfälle 34

2.5 Entwicklung des System Performance Index (SPI) 35

2.5.1 Berechnungsgrundlagen zur Bestimmung des SPI 35

2.5.2 Einflussfaktoren auf den SPI 38

2.6 Bewertung der PV-Batteriesysteme mit dem SPI 39

2.6.1 SPI (5 kWp) 40

2.6.2 SPI (10 kWp) 41

2.6.3 Empfehlungen zur Systemoptimierung 42

2.7 Entwicklung einer Effizienzklassifizierung 43

2.7.1 Vorschlag zur Effizienzklassifizierung 43

2.7.2 Ergebnisse der Effizienzklassifizierung 44

3 DISKUSSION DER ERGEBNISSE 45

4 BEWERTUNG DER VORHABENSERGEBNISSE 48

5 VERÖFFENTLICHUNG DER ERGEBNISSE 50

6 FAZIT 51

LITERATURVERZEICHNIS 53

ANHANG 56

Abbildungsverzeichnis

Bild 1 Häufigkeit der Angaben zum Wirkungsgrad in den Datenblättern von 60 Herstellern und Anbietern von PV-Speichersystemen im Jahr 2018. 12
Bild 2 Systemtopologien zur elektrischen Verknüpfung des PV-Generators mit dem Batteriespeicher in Wohngebäuden. 13
Bild 3 Nominale Entladeleistung bezogen auf die nutzbare Speicherkapazität der untersuchten Systemkonfigurationen, von denen Batteriemesswerte vorliegen. 16
Bild 4 Batteriewirkungsgrade der untersuchten Systeme, von denen Batteriemesswerte vorliegen. 17
Bild 5 Komponenten und Energieumwandlungspfade von AC- und DC-gekoppelten PV-Speichersystemen. 17
Bild 6 Mittlere Umwandlungswirkungsgrade der Energieumwandlungspfade PV2AC, PV2BAT, AC2BAT und BAT2AC der untersuchten AC-gekoppelten Systeme A1 bis D3 und DC-gekoppelten Systeme D4 bis I1. 18
Bild 7 Mittlere Tot- und Einschwingzeiten der untersuchten Systeme. 18
Bild 8 Stationäre Regelungsabweichungen der untersuchten Systeme im Ladebetrieb (oben) und Entladebetrieb (unten). 19
Bild 9 Standby-Leistungsaufnahme der untersuchten Systeme bei entladenem Batteriespeicher. 20
Bild 10 Standby-Leistungsaufnahme der untersuchten Systeme bei vollgeladenem Batteriespeicher. 20
Bild 11 Schematische Darstellung der Funktionsweise von PerMod. 22
Bild 12 Struktur des Simulationsmodells für AC-gekoppelte PV-Batteriesysteme. 22
Bild 13 Überblick über die Verluste von PV-Speichersystemen. 23
Bild 14 Verlauf der PV-Leistung und der elektrischen Last (oben), der simulierten und gemessenen Batterieleistung (Mitte) sowie der PV-Batteriesystemleistung (unten). 27
Bild 15 Verlustleistungskennlinien und reale Betriebspunkte (links) sowie aus der Simulation resultierende Werte der Verlustleistung (rechts) beim Laden. 29
Bild 16 Vergleich der Netzeinspeisung aus der Messung und Simulation der analysierten PV-Batteriesysteme. 30
Bild 17 Vergleich des Netzbezugs aus der Messung und Simulation der analysierten PV-Batteriesysteme. 31
Bild 18 Häufigkeitsverteilung der Bruttoleistung der im Jahr 2019 installierten PV-Systeme mit einer Bruttoleistung kleiner 20 kWp (Anzahl der Systeme: 87.958, Daten: Marktstammdatenregister). 32
Bild 19 Häufigkeitsverteilung der nutzbaren Speicherkapazität der registrierten Speichersysteme (Anzahl der Systeme: 36.400, Daten: Marktstammdatenregister). 33
Bild 20 Leistungsaufnahme der unterschiedlichen Verbraucher und Lastprofile der beiden Referenzfälle der Höhe nach sortiert dargestellt als Jahresdauerlinie. 34

Bild 21 Referenzfälle für die simulationsbasierte Bewertung der PV-Speichersysteme mit dem System Performance Index (SPI). ... 35
Bild 22 Vereinfachtes Blockdiagramm zur simulationsbasierten Systembewertung. ... 36
Bild 23 Definition der gespeicherten Energie als „Speicherkapazität“ und entnehmbaren Energie als „nutzbare Speicherkapazität“ in dieser Studie. ... 36
Bild 24 Dichtefunktion der Verteilung des SPI der in der Stromspeicher-Inspektion 2018 untersuchten Systeme unter Verwendung von 70 unterschiedlichen Lastprofilen. ... 38
Bild 25 Dichtefunktion der Verteilung des SPI (5 kWp) der in der Stromspeicher-Inspektion 2018 untersuchten Systeme unter Verwendung von 70 Lastprofilen. ... 39
Bild 26 SPI (5 kWp) und SPI (10 kWp) der untersuchten PV-Speichersysteme. ... 40
Bild 27 Beitrag der einzelnen Verlustmechanismen zur Reduktion des System Performance Index SPI (5 kWp) der untersuchten Systeme. ... 41
Bild 28 Beitrag der einzelnen Verlustmechanismen zur Reduktion des System Performance Index SPI (10 kWp) der untersuchten Systeme. ... 42
Bild 29 Einfluss der verschiedenen Verlustmechanismen auf den SPI (5 kWp) eines AC-gekoppelten PV-Speichersystems (Beispiel: System A1 mit einer Speicherkapazität von 6,6 kWh). ... 43
Bild 30 SPI (5 kWp) und Effizienzklassen der untersuchten PV-Speichersysteme ... 44
Bild 31 SPI (10 kWp) und Effizienzklassen der untersuchten PV-Speichersysteme. ... 45
Bild 32 Siegel der Stromspeicher-Inspektion 2018, 2019 und 2020 für die beteiligten Unternehmen. ... 45
Bild 33 Vergleich der Umwandlungsverluste von 2 DC-gekoppelten Systemen auf Basis der simulationsbasierten Analyse mit dem 2. Referenzfall. ... 48
Bild 34 Resultierende Kosteneinsparung der in der Stromspeicher-Inspektion 2018 analysierten PV-Speichersysteme gegenüber dem Referenzgebäude ohne PV-Speichersystem. ... 49
Bild 35 Bilanzielle CO_2-Emissionen von einem Haus mit unterschiedlich effizienten Photovoltaik-Speichersystemen im Vergleich zu der Bilanz des Hauses mit PV-System und ohne Batteriespeicher im Jahr 2017. ... 50
Bild 36 Wirkungsgrade der PV-Einspeisung (PV2AC) der DC-gekoppelten Systeme. ... 56
Bild 37 Wirkungsgrade der PV-Batterieladung (PV2BAT) der DC-gekoppelten Systeme. ... 57
Bild 38 Wirkungsgrade der AC-Batterieladung (AC2BAT) der AC-gekoppelten Systeme sowie der DC-gekoppelten Systeme F1 bis G1. ... 57
Bild 39 Wirkungsgrade der AC-Batterieentladung (BAT2AC) der AC- und DC-gekoppelten Systeme. ... 57

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Überblick über die modellierten sowie die nicht abgebildeten Verlustursachen in PerMod. 25
Tabelle 2 Vergleich der Validierungsdaten der untersuchten Systeme. 26
Tabelle 3 Vergleich verschiedener energetischer Kenngrößen für Messung und Simulation. 29
Tabelle 4 Vorschlag zur Einteilung der Energieeffizienzklassen für PV-Speichersysteme. 44
Tabelle 5 Namentlich erwähnte Systeme der Stromspeicher-Inspektion 2020. 56

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzungen

AC	Wechselstrom (engl. alternating current)
AC2BAT	Energieumwandlungspfad der AC-Batterieladung
AIT	Austrian Institue of Technology
BAT	Batteriespeicher
BAT2AC	Energieumwandlungspfad der AC-Batterieentladung
BMS	Batteriemanagementsystem
BS	Batteriesystem
BSW	Bundesverband Solarwirtschaft
BVES	Bundesverband Energiespeicher
DC	Gleichstrom (engl. direct current)
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EMS	Energiemanagementsystem
G	Netz (engl. grid)
JMW	Jahresmittlere Woche
KIT	Karlsruher Institut für Technologie
L	elektrische Verbraucher (engl. electrical loads)
MaStR	Marktstammdatenregister
MPP	Punkt maximaler Leistung (engl. maximum power point)
MPPT	MPP-Tracking
PerMod	Performance Simulation Model for PV-Battery Systems
PV	Photovoltaik
PV2AC	Energieumwandlungspfad der PV-Einspeisung
PV2BAT	Energieumwandlungspfad der PV-Batterieladung
PVS	PV-System

SPI	System Performance Index
SW	Sommerwoche

Symbole (lateinische Buchstaben)

C	bilanzielle Stromkosten
C_{G2AC}	Netzbezugskosten
$C_{PVBS,IDEAL}$	bilanzielle Stromkosten beim Einsatz des idealen PV-Batteriesystems
$C_{PVBS,REAL}$	bilanzielle Stromkosten beim Einsatz des realen PV-Batteriesystems
C_{REF}	Stromkosten des Referenzgebäudes
E_{AC2G}	Netzeinspeisung
$E_{AC2G,IDEAL}$	Netzeinspeisung beim Einsatz des idealen PV-Batteriesystems
$E_{AC2G,REAL}$	Netzeinspeisung beim Einsatz des realen PV-Batteriesystems
E_{G2AC}	Netzbezug
$E_{G2AC,IDEAL}$	Netzbezug beim Einsatz des idealen PV-Batteriesystems
$E_{G2AC,REAL}$	Netzbezug beim Einsatz des realen PV-Batteriesystems
$E_{G2AC,REF}$	Netzbezug im Referenzfall
P_{PV}	PV-Nennleistung
p	Verhältnis von Netzeinspeisevergütung zu Netzbezugspreis
p_{AC2G}	Netzeinspeisevergütung
p_{G2AC}	Netzbezugspreis
R_{AC2G}	Netzeinspeiseerlöse
U_{PV}	Spannung des PV-Generators

Symbole (griechische Buchstaben)

ΔC	Stromkosteneinsparung
$\Delta C_{PVBS,IDEAL}$	Stromkosteneinsparung des idealen PV-Batteriesystems
$\Delta C_{PVBS,REAL}$	Stromkosteneinsparung des realen PV-Batteriesystems

Zusammenfassung

Der Fokus dieses Vorhabens lag auf der Entwicklung eines modellbasierten Simulationstests zur Bewertung der Energieeffizienz von PV-Batteriesystemen in Wohngebäuden. Im Gegensatz zu anderen Ansätzen basiert die entwickelte Bewertungsmethodik darauf, die Effizienzverluste eines PV-Batteriesystems anhand der Änderung der Energieflüsse am Netzanschlusspunkt zu analysieren. Zu diesem Zweck wurden Simulationsmodelle entwickelt, die die Berechnung der Energieflüsse in Wohngebäuden mit AC-, DC- bzw. PV-gekoppelten PV-Batteriesystemen in einsekündiger Auflösung ermöglichen. Die Modelle werden mit Messdaten parametriert, die aus Labortests gemäß dem Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme hervorgehen. Eine besondere Herausforderung während der Modellentwicklung war die Modellierung der Umwandlungsverluste von DC-gekoppelten PV-Batteriesystemen in Situationen, in denen zeitgleich PV-Generator und Batteriespeicher in Betrieb sind. Dennoch konnte bei der Modellvalidierung eine gute Übereinstimmung zwischen den Mess- und Simulationsergebnissen aller Systemtopologien nachgewiesen werden.

In einem weiteren Schwerpunkt wurde der System Performance Index (SPI) als neue Effizienzkennzahl etabliert, die den Vergleich der unterschiedlichen Systemkonfigurationen von PV-Batteriesystemen erlaubt. Im Rahmen der jährlich durchgeführten Studie Stromspeicher-Inspektion wurde der SPI bereits für mehr als 30 unterschiedliche Speichersysteme bestimmt. Zudem wurden Ursachen für die Effizienzunterschiede zwischen den Systemen identifiziert. Sowohl AC-gekoppelte als auch DC-gekoppelte Systeme erzielten sehr gute SPI-Werte. Eine ausgeprägte Abhängigkeit des SPI von der Systemtopologie konnte nicht festgestellt werden. Die häufig in der Literatur zu findende Aussage, DC-gekoppelte Systeme seien effizienter als AC-gekoppelte Systeme [1], [2], kann anhand der untersuchten PV-Batteriesysteme folglich nicht bestätigt werden. Der Vergleich der untersuchten PV-Batteriesysteme zeigt auch die Bedeutung der Systemverluste auf. Oft hat die Systemeffizienz im Vergleich zur Speicherkapazität einen größeren Einfluss auf die erzielbare Kosteneinsparung eines PV-Batteriesystems.

Des Weiteren konnte nachgewiesen werden, dass sich die Höhe der Effizienzeinbußen unmittelbar auf die erzielbaren CO_2-Einsparungen eines PV-Speichersystems auswirkt. Daraus folgt, dass die Optimierung der Speichersystemeffizienz zur Verringerung der energiebedingten CO_2-Emissionen beiträgt. Auf Basis der im Rahmen des Vorhabens durchgeführten Verlustanalysen konnten zahlreiche Stellschrauben zur Effizienzoptimierung identifiziert werden. Das größte Potenzial zur Steigerung der Systemeffizienz liegt bei vielen Geräten in der Verbesserung der Teillastwirkungsgrade der leistungselektronischen Systemkomponenten. Mit dem entwickelten Simulationsmodell PerMod können Hersteller das Optimierungspotenzial ihrer Produkte bestimmen und verschiedene Maßnahmen zur Systemoptimierung vorab testen. Auf diese Weise tragen die Projektergebnisse zur weiteren Verbesserung der Effizienz der PV-Batteriesysteme bei. Das Vorhaben wurde durch die Deutsche Bundesstiftung Umwelt unter dem Aktenzeichen „34198/01“ gefördert.

1 Einleitung

Im Dezember 2015 wurde auf dem UN-Klimagipfel in Paris unter Beteiligung der deutschen Bundesregierung ein völkerrechtlich bindendes Abkommen verhandelt, dessen Ziel die Begrenzung der globalen Erwärmung auf 1,5 °C ist. Um die vereinbarten Klimaschutzziele zu erreichen, sind die weltweiten Treibhausgasemissionen aus dem Energiesektor sowie aus der Land- und Forstwirtschaft bis 2035 auf null zu senken [3]. Die Reduktion des Energiebedarfs sowie die Dekarbonisierung der Energieversorgung sollen hierfür einen wesentlichen Beitrag leisten [4]. Mehrere Studien zeigen, dass die Photovoltaik (PV) 30% bis 70% des weltweiten elektrischen Energiebedarfs langfristig zu wettbewerbsfähigen Kosten decken kann [5], [6]. Der vermehrte Einsatz von Solarstromanlagen wird somit eine zentrale Rolle beim globalen Klimaschutz einnehmen.

Insbesondere Batteriesysteme eignen sich für den Ausgleich der tageszeitlichen Unterschiede zwischen der Solarstromerzeugung und dem Stromverbrauch der Gebäude. Ein PV-Speichersystem mit einer PV-Nennleistung von 5 kWp und einer Speicherkapazität von 5 kWh kann in deutschen Ein- und Zweifamilienhäusern bereits mehr als die Hälfte des jährlichen Stromverbrauchs decken [7]. Bei einem Stromverbrauch von 5000 kWh/a müssen dann weniger als 2500 kWh/a aus dem Netz bezogen werden. Wird die PV-Generatorleistung auf 10 kWp und die Speicherkapazität auf 10 kWh erhöht, steigt die erzielbare Eigenstromversorgung sogar auf über 75%.

PV-Batteriesysteme können 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 durch die Ladung der Elektrofahrzeuge mit Solarstrom vom Dach. In Kombination mit Wärmepumpen tragen PV-Batteriesysteme außerdem zur treibhausgasarmen Trinkwassererwärmung und Raumheizung bei. Für eine hohe solare Deckung des Stromverbrauchs von Wärmepumpen sollten diese möglichst in Zeiten mit überschüssiger PV-Energie betrieben werden [10].

Sowohl aus ökonomischen als auch aus ökologischen Gründen sollten Batteriesysteme im Betrieb eine hohe Effizienz aufweisen. Geringe Speicherverluste sind entscheidend, um die durch das PV-System erzielte Umweltentlastung nicht zu stark zu beeinträchtigen [11]. Umso höher die Energieeffizienz eines Batteriesystems ist, desto geringer sind die Kohlendioxid-, Schwefeldioxid- und Stickoxidemissionen fossiler Kraftwerke, die aufgrund des verbleibenden Netzbezugs der Haushalte insbesondere in den Wintermonaten anfallen [12]. Vor diesem Hintergrund ist der Einsatz von hocheffizienten PV-Batteriesystemen von zentraler Bedeutung.

Um die Effizienz der verschiedenen PV-Batteriesysteme, die am Markt erhältlich sind, bewerten zu können, bedarf es vergleichbarer Angaben auf den Produktdatenblättern. Viele Datenblätter geben zur Beschreibung der Effizienz der Leistungselektronik lediglich den maximalen Wirkungsgrad an, wie die Analyse der Wirkungsgradangaben von 60 Datenblättern im Rahmen

der Stromspeicher-Inspektion 2018 gezeigt hat [13]. Außer Acht bleibt dabei, dass die Umwandlungswirkungsgrade der leistungselektronischen Komponenten und des Batteriespeichers von zahlreichen Faktoren wie z. B. der Wechselrichter-Leistung, dem Spannungsniveau sowie der Temperatur abhängig sind. Bild 1 stellt die Häufigkeit der einzelnen Wirkungsgradangaben in den 60 analysierten Datenblättern anhand der Größe der Wörter dar. Der „max. Wirkungsgrad“ ist mit 11 Erwähnungen mit Abstand am häufigsten zu finden. Auch die Angabe des Wirkungsgradmaximums für die einzelnen Systemkomponenten „Batterie“ oder „Wechselrichter“ ist weitverbreitet. Auch der sogenannte „europäische Wirkungsgrad“, der die mittlere Effizienz von PV-Wechselrichtern bei typischen Einstrahlungsverhältnissen in Mitteleuropa angibt, wird in vielen Datenblättern aufgeführt [14].

Bild 1 Häufigkeit der Angaben zum Wirkungsgrad in den Datenblättern von 60 Herstellern und Anbietern von PV-Speichersystemen im Jahr 2018.

Neben der Umwandlungseffizienz wirken sich weitere Systemeigenschaften auf die resultierende Gesamtsystemeffizienz aus. Wichtige Parameter, wie z. B. die Standby-Leistungsaufnahme der Systemkomponenten oder die Genauigkeit der Systemregelung sind nur vereinzelt in den Datenblättern zu finden. Zudem zeigt sich, dass keine einheitlichen Bezeichnungen zur Angabe der Systemeffizienz verwendet werden. Daher ist ein verlässlicher Vergleich der PV-Speichersysteme anhand der Datenblätter kaum möglich.

Das übergeordnete Ziel des Vorhabens ist es, den Stellenwert der Effizienz von PV-Batteriesystemen zu erhöhen und so einen effizienteren und klimafreundlicheren Betrieb der Systeme zu ermöglichen. Die Durchführung des Vorhabens gliedert sich in 5 Arbeitspakete, die von mehreren Workshops begleitet werden. Im ersten Arbeitspaket steht die Entwicklung der Modelle zur Simulation des Betriebsverhaltens der unterschiedlichen PV-Batteriesysteme im Vordergrund (vgl. Bild 2). Hierzu werden zunächst Modelle für DC- sowie PV-gekoppelte Systeme entwickelt und auf Basis von Datenblattangaben und Prüfberichten parametriert. Für die Definition des Simulationstests ist die Einführung typischer Referenzfälle erforderlich, die einen Vergleich der unterschiedlichen Produkte unter identischen Bedingungen gewährleisten.

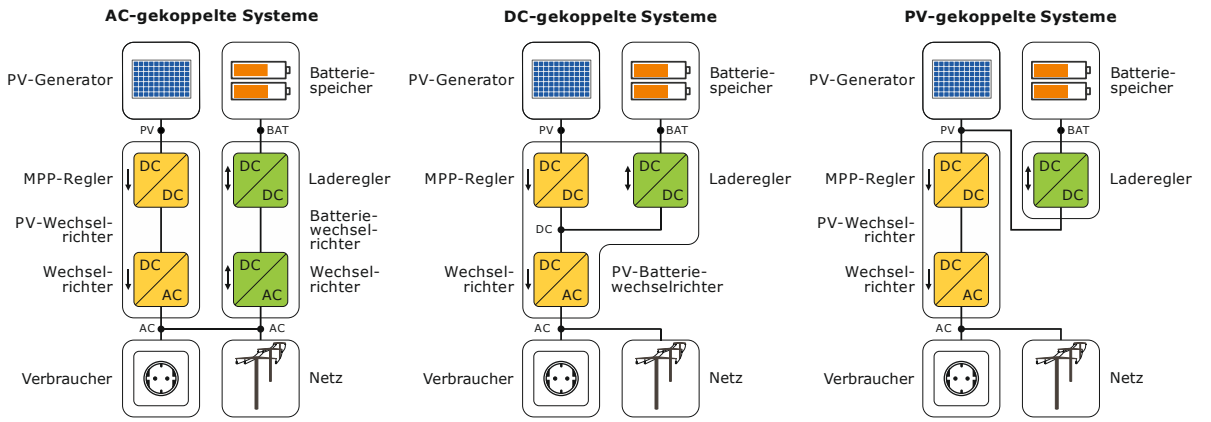

Bild 2 Systemtopologien zur elektrischen Verknüpfung des PV-Generators mit dem Batteriespeicher in Wohngebäuden.

Anhand von statistischen Auswertungen und Sensitivitätsanalysen werden geeignete Referenzfälle mit konkreten Belastungsprofilen festgelegt. Dies geschieht in enger Abstimmung mit den Mitgliedern der AG Effizienzleitfaden der Branchenverbände BVES und BSW.

Das zweite Arbeitspaket legt den Fokus auf die Validierung der entwickelten Simulationsmodelle anhand von realen Betriebsdaten. Die Modellvalidierung wird auf Basis mehrwöchiger Betriebsdaten durchgeführt, die sowohl von Prüfinstituten als auch von Herstellern bereitgestellt werden. Die zeitlich hoch aufgelösten und präzise erfassten Leistungsmesswerte sind die Grundlage für die anschließende Optimierung der entwickelten Simulationsmodelle. Dabei gilt es, einen Kompromiss zwischen der Genauigkeit, dem Rechenaufwand und der Allgemeingültigkeit der Modelle zu finden. Die Modellvalidierung ist eine wesentliche Voraussetzung für die Akzeptanz des simulationsbasierten Ansatzes zur Effizienzbewertung.

Aufbauend auf den Analysen der Schwächen der bisher vorgeschlagenen Kennzahlen wird im dritten Arbeitspaket eine neue Vergleichsgröße entwickelt, die als alleinige Kennzahl zur Bewertung der Energieeffizienz von PV-Batteriesystemen dient. Die Herausforderung besteht darin, alle Verlustfaktoren in dem Effizienzindikator zu berücksichtigen. Zudem muss die Kennzahl den Vergleich der verschiedenen Systemtopologien gewährleisten. Anhand von Parametervariationen wird die Robustheit der neuen Kennzahl nachgewiesen.

In Arbeitspaket 4 werden einige der in Deutschland am Markt erhältlichen Produkte modelliert, um deren Systemeffizienz mithilfe des entwickelten Simulationstests und der Kennzahl zu bewerten. Zudem werden Rahmenbedingungen identifiziert, die die Systemeffizienz maßgeblich beeinflussen. Auch die Auswirkungen von sektorenkoppelnden elektrischen Verbrauchern wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen auf die Effizienz der Systeme werden im Rahmen der Systembewertung untersucht.

Im fünften Arbeitspaket werden Empfehlungen zur energetischen Optimierung der unterschiedlichen Systemkonzepte erarbeitet. Hierzu werden detaillierte Verlustsimulationen durchgeführt, um Rückschlüsse über die produktspezifische Relevanz der unterschiedlichen Verlustmechanismen ziehen zu können. Weiterhin ist es möglich, Auswirkungen aufgrund der Variation einzelner Verlustparameter mithilfe der modellbasierten Effizienzanalyse isoliert zu untersuchen. Ziel dabei ist es, die größten Effizienzoptimierungspotenziale zu identifizieren

und Handlungsempfehlungen zur Weiterentwicklung und Effizienzsteigerung der PV-Batteriesysteme abzuleiten.

Im sechsten Arbeitspaket wird abschließend ein endkundenorientiertes Effizienzlabel für PV-Batteriesysteme auf Basis der Projektergebnisse entwickelt. Zunächst gilt es, die Grenzen der unterschiedlichen Effizienzklassen auf Grundlage der Ergebnisse der Systembewertung zu definieren. Zudem wird ein Konzept zur Umsetzung und Etablierung des Effizienzlabels ausgearbeitet. Die Projektergebnisse tragen somit zur effizienteren Solarstromspeicherung bei und kommen sowohl den Herstellern als auch den Nutzerinnen und Nutzern zugute.

Mehrere Workshops begleiten die Durchführung des Vorhabens und dienen zur Diskussion der Projektergebnisse mit der Wissenschaft und Industrie. Um eine branchenweite Zustimmung der entwickelten Bewertungsansätze zu erreichen, werden die aus den Workshops hervorgehenden Verbesserungsvorschläge im weiteren Projektverlauf berücksichtigt.

2 Ergebnisse des Vorhabens

Nachfolgend werden die Ergebnisse der inhaltlichen Schwerpunkte des Vorhabens vorgestellt.

2.1 Status quo der Effizienz von PV-Batteriesystemen

Dieses Kapitel dient dem Vergleich von Labormessdaten unterschiedlicher PV-Batteriesysteme, die im Rahmen der Studie Stromspeicher-Inspektion 2020 analysiert wurden [15]. Dazu wurden die in Deutschland aktiven Anbieter von Speichersystemen für Privathaushalte zur Teilnahme an dem Speichervergleich eingeladen. Insgesamt 14 Unternehmen stellten Labormessdaten von 21 Systemen zur Verfügung. Die Labortests wurden von unabhängigen Prüfinstituten wie z. B. dem Karlsruher Institut für Technologie (KIT) und Austrian Institute of Technology (AIT) nach den Vorgaben des Effizienzleitfadens für PV-Speichersysteme durchgeführt (vgl. [16] und [17]). Im März 2017 wurde mit der Einführung des Effizienzleitfadens erstmals ein einheitliches Prüfverfahren zur Charakterisierung von PV-Batteriesystemen im Labor definiert. Die beschriebenen Prüfbedingungen und Testprozeduren erlauben zum einen die einheitliche Bestimmung der nutzbaren Speicherkapazität und des Batteriewirkungsgrads. Zum anderen können die nominalen Leistungen sowie die Wirkungsgradkennlinien der einzelnen Energieumwandlungspfade aus den Labormesswerten abgeleitet werden. Des Weiteren werden Systemparameter ermittelt, die die Güte der Systemregelung anhand der stationären und dynamischen Regelungsabweichungen beschreiben. Hinzu kommen Messwerte zur Leistungsaufnahme der Systemkomponenten im Standby-Betrieb.
Im Folgenden wird der Vergleich der Systemeigenschaften und Effizienzparameter der 21 untersuchten Systeme vorgestellt. Zur Unterscheidung der einzelnen Produkte erhält jede Systemkonfiguration ein Kürzel (z. B. A1, A2, etc.). Der Buchstabe variiert je nach Wechselrichterhersteller bzw. Komplettsystemanbieter. In Anhang A.1 sind die Namen der untersuchten Geräte aufgeführt. Für System I1 ist keine Produktbezeichnung angegeben, da sich der Hersteller gegen die namentliche Erwähnung in der Studie entschieden hat. Weitergehende Details zur Methodik sind in den Stromspeicher-Inspektionen der Jahre 2018 sowie 2020 beschrieben [13], [15].

2.1.1 Nominale Leistung

Dimensionierungsverluste resultieren aus der Leistungsbeschränkung der einzelnen Systemkomponenten. Zum einen kann die Begrenzung der Leistungsabgabe des Wechselrichters den Nutzen eines PV-Speichersystems schmälern. Zum anderen kann sich eine sehr geringe nominale Lade- bzw. Entladeleistung des Batteriespeichers nachteilig auswirken. In Bild 3 ist die nominale Entladeleistung der untersuchten Batteriespeicher über der nutzbaren Speicherkapazität dargestellt.

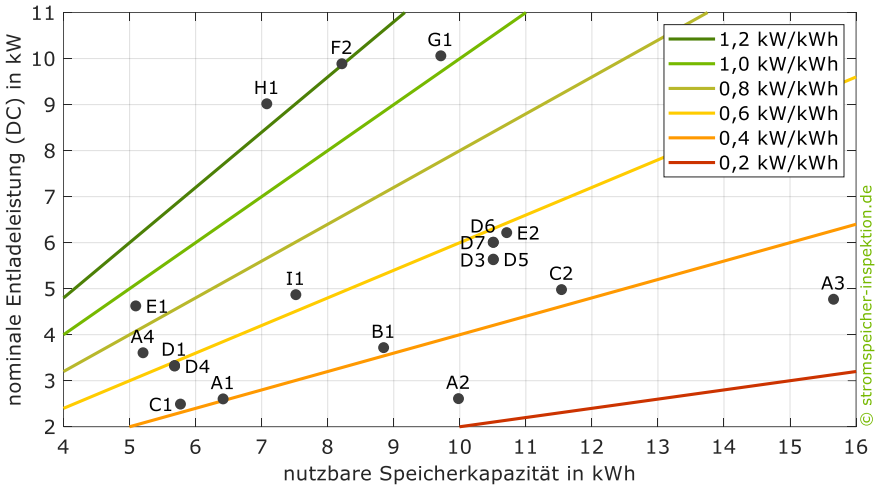

Bild 3 Nominale Entladeleistung bezogen auf die nutzbare Speicherkapazität der untersuchten Systeme mit vorliegenden Batteriemesswerten.

Im Entladebetrieb variiert die maximale DC-Leistung zwischen 2,5 kW (C1) und 10,1 kW (G1). Bei Hochvoltsystemen, deren nominale Leistung durch die Stromlimitierung des Wechselrichters vorgegeben wird, steigt die Entladeleistung mit zunehmender Batteriespannung und folglich mit zunehmender Speicherkapazität (vgl. z. B. System D1 und D3). Die eingefärbten Geraden in der Abbildung verdeutlichen zusätzlich den Zusammenhang zwischen der nominalen Entladeleistung und der nutzbaren Speicherkapazität.

Bei System A2 ist das Verhältnis der nominalen Entladeleistung zur nutzbaren Speicherkapazität mit 0,26 kW/kWh am geringsten und bei System H1 mit 1,27 kW/kWh am höchsten. Dieses Verhältnis beträgt bei den untersuchten Systemen im Mittel 0,63 kW/kWh. Je kleiner das Verhältnis von nominaler Entladeleistung zu nutzbarer Speicherkapazität ist, desto stärker wird der Energiedurchsatz des Batteriespeichers in der Regel durch die Leistungsbegrenzung beeinträchtigt [18].

2.1.2 Umwandlungswirkungsgrade

In PV-Speichersystemen fallen in den leistungselektronischen Systemkomponenten sowie im Batteriespeicher Umwandlungsverluste an. Bild 4 stellt die gemäß Effizienzleitfaden ermittelten Batteriewirkungsgrade der untersuchten Batteriespeicher gegenüber. Der Wirkungsgrad der Lithium-Ionen-Batteriespeicher variiert zwischen 87,9% und 98,0% und beträgt im Mittel 95,1%. Die Systeme C1 und C2 erzielen einen Batteriewirkungsgrad von 98,0% und haben damit die geringsten Batteriespeicherverluste. Der Batteriewirkungsgrad wird u. a. von der Qualität der Batteriezellen, der Zellverbindungstechnik, der Leistungsaufnahme des Batteriemanagementsystems (BMS) und der ggf. im Batteriespeicher integrierten Leistungselektronik beeinflusst [19], [20].

Bild 5 stellt die Energieumwandlungspfade der leistungselektronischen Komponenten von AC- und DC-gekoppelten PV-Speichersystemen gegenüber. Generell wird zwischen den Pfaden PV-Einspeisung (PV2AC), PV-Batterieladung (PV2BAT), AC-Batterieladung (AC2BAT) und AC-Batterieentladung (BAT2AC) unterschieden [21]. Die Wirkungsgradkennlinien der einzelnen Energieumwandlungspfade der untersuchten Systeme sind in Anhang A.2 aufgeführt.

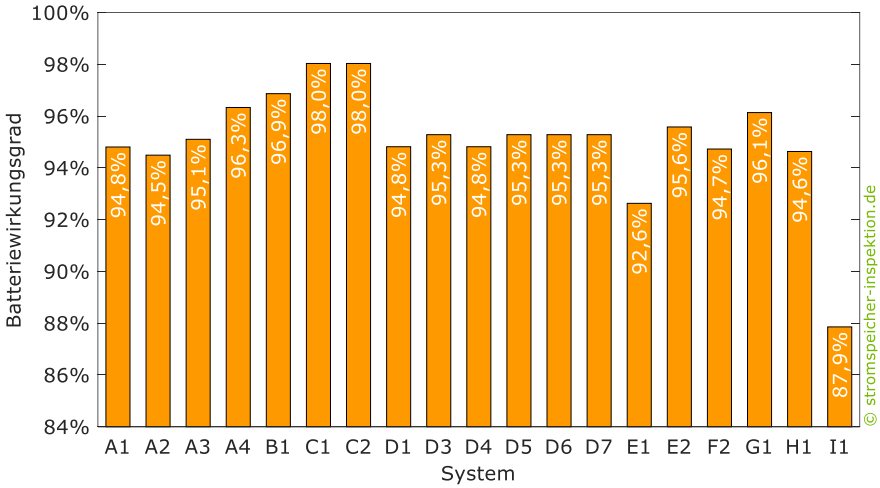

Bild 4 Batteriewirkungsgrade der untersuchten Systeme mit vorliegenden Batteriemesswerten.

Mit der Neuauflage des Effizienzleitfadens (Version 2.0) wurden die sogenannten mittleren Pfadwirkungsgrade eingeführt, um die Umwandlungseffizienz unterschiedlicher Speichersysteme einfacher vergleichen zu können [17]. Der mittlere Pfadwirkungsgrad entspricht dem arithmetischen Mittel der Wirkungsgrade an 10 zwischen 5% und 95% der nominalen Ausgangsleistung gleichverteilten Stützstellen eines Energieumwandlungspfads.

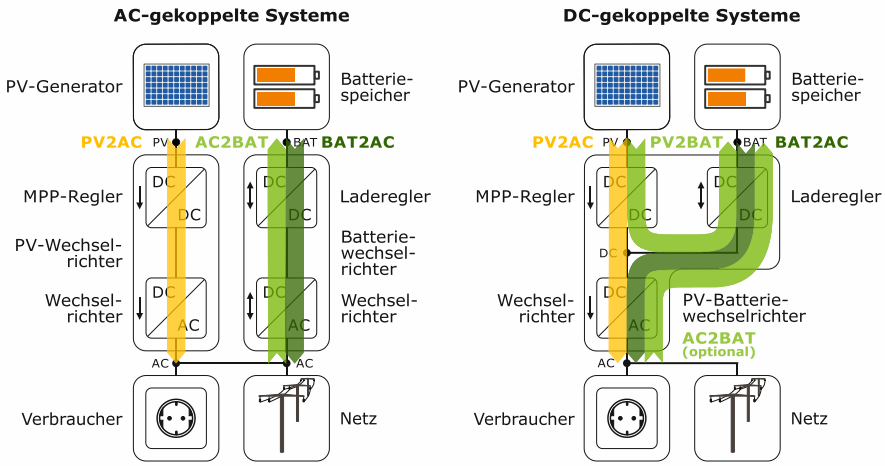

Bild 5 Komponenten und Energieumwandlungspfade von AC- und DC-gekoppelten PV-Speichersystemen.

Bild 6 zeigt die mittleren Pfadwirkungsgrade der untersuchten PV-Speichersysteme. Die mittleren AC2BAT- und BAT2AC-Umwandlungswirkungsgrade der AC-gekoppelten Speichersysteme unterscheiden sich meist nur wenig voneinander. Für die DC-gekoppelten Systeme liegen die mittleren Umwandlungswirkungsgrade der Pfade PV2AC, PV2BAT und BAT2AC vor. Die Batteriespeicher der DC-gekoppelten Systeme F1 bis G1 können auch AC-seitig Leistung aufnehmen, sodass auch der mittlere AC2BAT-Umwandlungswirkungsgrad dieser Systeme ermittelt werden konnte. System G1 erzielt bei allen Energieumwandlungspfaden die höchsten Wirkungsgrade. Im Entladebetrieb erreicht es einen mittleren Umwandlungswirkungsgrad von 97,3%. Dagegen kommt System I1 auf einen mittleren BAT2AC-Umwandlungswirkungsgrad von nur 90,3%.

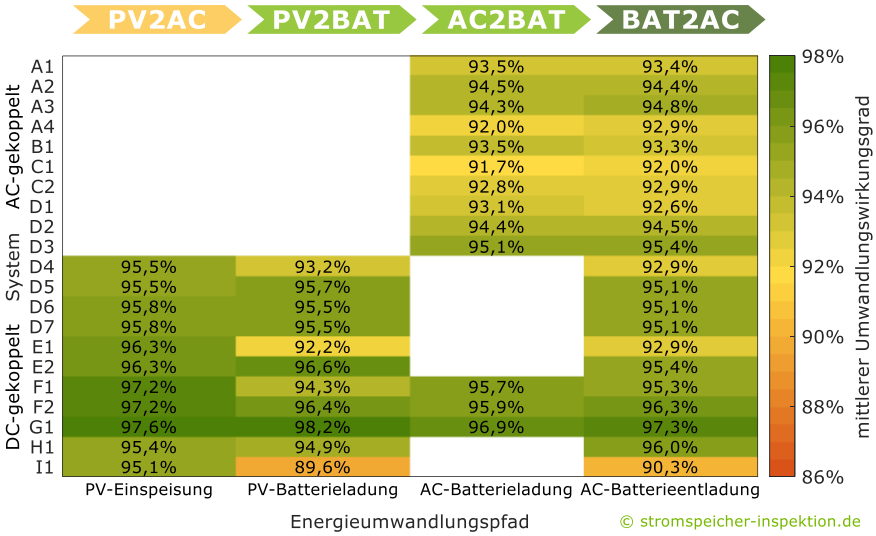

Bild 6 Mittlere Umwandlungswirkungsgrade der Energieumwandlungspfade PV2AC, PV2BAT, AC2BAT und BAT2AC der untersuchten AC-gekoppelten Systeme A1 bis D3 und DC-gekoppelten Systeme D4 bis I1.

2.1.3 Regelungsabweichungen

Regelungsverluste werden hauptsächlich durch zeitliche Verzögerungen und Ungenauigkeiten der Systemregelung hervorgerufen [22]. In der Praxis sind Verzögerungen in der Messwerterfassung und -verarbeitung unvermeidbar. Gemäß Effizienzleitfaden charakterisieren Tot- und Einschwingzeit der Systemregelung die sogenannten dynamischen Regelungsabweichungen eines Speichersystems [17]. Bild 7 vergleicht die Tot- und Einschwingzeiten der untersuchten Systeme. Nach einer Änderung der elektrischen Last vergehen je nach System bis zu 2,5 s, bis die Leistungsanpassung des Speichersystems beginnt. Bei den Systemen des Herstellers E ist die Leistungsanpassung bereits nach 0,4 s abgeschlossen. Dagegen dauert der Einschwingvorgang bei den Systemen G1 und I1 14,2 s bzw. 11,9 s. Im Mittel stellt sich der stationäre Endwert der Batterieleistung nach 4,3 s ein. Je länger Tot- und Einschwingzeit der Systemregelung sind, desto höher ist der unerwünschte Energieaustausch zwischen Speichersystem und Stromnetz [23].

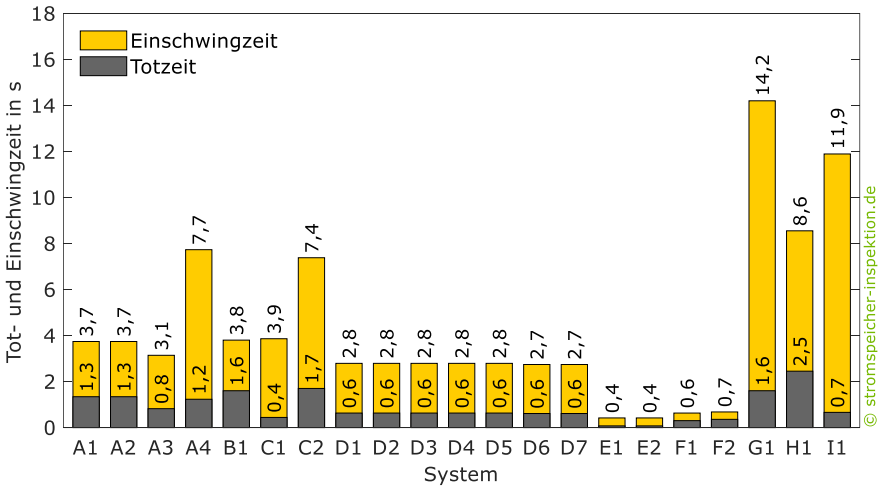

Bild 7 Mittlere Tot- und Einschwingzeiten der untersuchten Systeme.

Darüber hinaus können auch unter stationären Bedingungen Abweichungen zwischen dem Mess- und Sollwert der Batterieleistung auftreten. Je nach System ist eine unpräzise Messwerterfassung oder eine in der Regelung implementierte Sollwertabweichung dafür verantwortlich. Die damit verbundenen stationären Regelungsabweichungen werden für Ladung sowie Entladung separat ermittelt [17]. Über- bzw. unterschreitet die Batterieleistung den Sollwert, muss die Leistungsdifferenz durch das Netz ausgeglichen werden. Wie Bild 8 zeigt, erzielen viele Systeme geringe stationäre Regelungsabweichungen von unter 5 W. Im Ladebetrieb verzeichnen die Systeme des Herstellers C sowie die Systeme D4 bis D7 und H1 eine kontinuierliche Einspeiseleistung zwischen 11 W und 28 W, da der Batteriespeicher zu wenig Leistung aufnimmt. Dagegen übersteigt die Ladeleistung von System I1 die zur Verfügung stehende überschüssige PV-Leistung. Dadurch tritt während des Ladevorgangs am Netzanschlusspunkt ein Leistungsbezug von 63 W auf. Eine zu geringe Entladeleistung verursacht den erhöhten Netzbezug der Systeme C1, C2, H1 und I1 im Entladebetrieb.

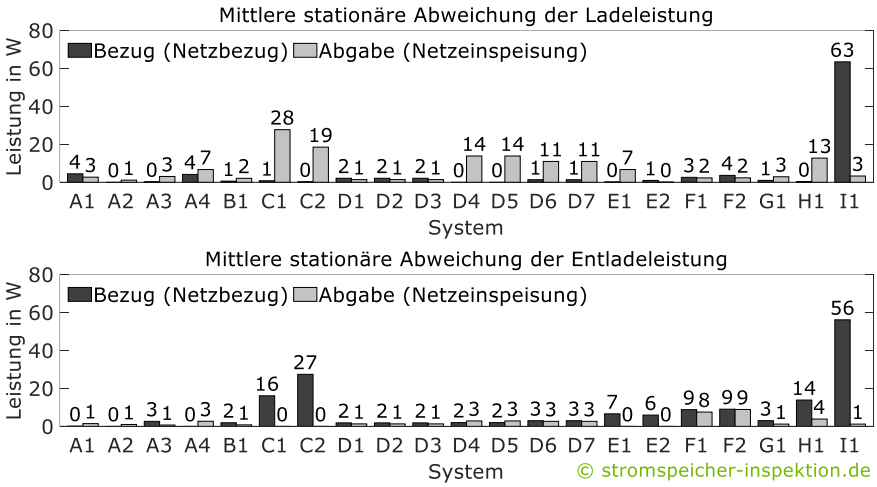

Bild 8 Stationäre Regelungsabweichungen der untersuchten Systeme im Ladebetrieb (oben) und Entladebetrieb (unten).

2.1.4 Standby-Leistungsaufnahme

Die Bereitschaftsverluste eines PV-Speichersystems resultieren aus der Leistungsaufnahme der Systemkomponenten im Standby-Betrieb. Je nach Systemdimensionierung befindet sich ein Batteriespeicher jährlich 2000 h bis 4000 h im entladenen Zustand [20]. Zum Systemverbrauch im Standby-Modus trägt zum einen die Leistungsaufnahme des AC-Leistungssensors am Netzanschlusspunkt bei, die bei den untersuchten Systemen bis zu 3 W beträgt. Der AC-Leistungssensor des Herstellers F wird DC-seitig durch den Wechselrichter versorgt.

Bei entladenem Batteriespeicher nimmt der Großteil der untersuchten AC- und DC-gekoppelten Systeme AC-seitig Leistung zur Versorgung der Steuerungselektronik, des Kommunikationsmoduls und weiterer Systemkomponenten auf. Hinzu kommt bei einigen Systemen die DC-seitige Versorgung des Wechselrichters durch den Batteriespeicher. Bild 9 verdeutlicht die großen Unterschiede der untersuchten Systeme in der Höhe des Standby-Verbrauchs.

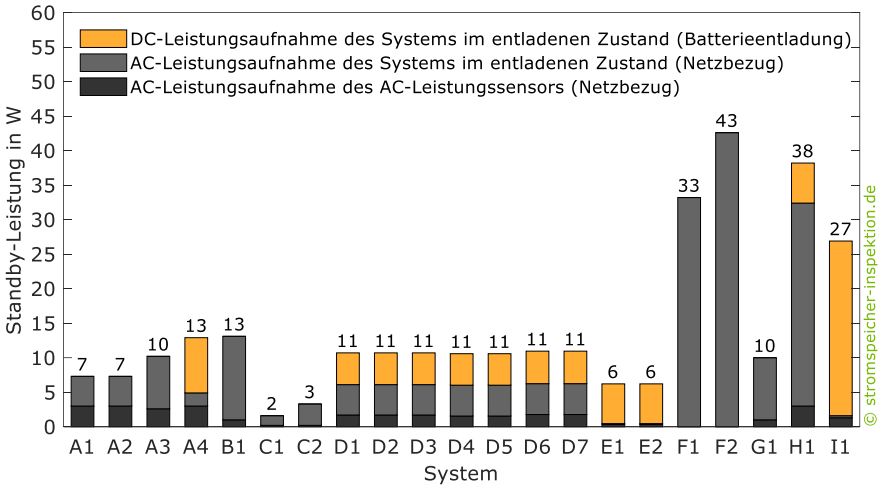

Bild 9 Standby-Leistungsaufnahme der untersuchten Systeme bei entladenem Batteriespeicher.

Die AC-seitig anfallende Standby-Leistung der Systeme F1 und F2 wird durch das Netz gedeckt. Bei diesen Systemen wurde im Testlabor ein Leistungsfluss vom Wechselrichter zum Batteriespeicher ermittelt. Im Gegensatz dazu wird der Wechselrichter des Systems I1 im entladenen Zustand weitgehend DC-seitig aus dem Batteriespeicher versorgt. System C1 erreicht den geringsten Standby-Verbrauch von lediglich 2 W.

Zusätzlich zum Standby-Verbrauch im entladenen Zustand ist auch die Leistungsaufnahme des Systems bei vollgeladenem Batteriespeicher entscheidend (vgl. Bild 10). Im Mittel befindet sich ein Batteriespeicher 1000 h bis 2000 h pro Jahr an der oberen Grenze des Ladezustandsbereichs. Die AC-Leistungsaufnahme der AC-gekoppelten Systeme wird in diesem Fall durch das PV-System gedeckt und verringert so die in das Netz eingespeiste Energie. Bei der Hälfte der Systeme wird der Batteriespeicher zur Versorgung des Wechselrichters entladen. Zusammen mit der Leistungsaufnahme des AC-Leistungssensors resultiert daraus eine Standby-Leistungsaufnahme zwischen 1 W (F1 und I1) und 45 W (G1) im vollgeladenen Zustand.

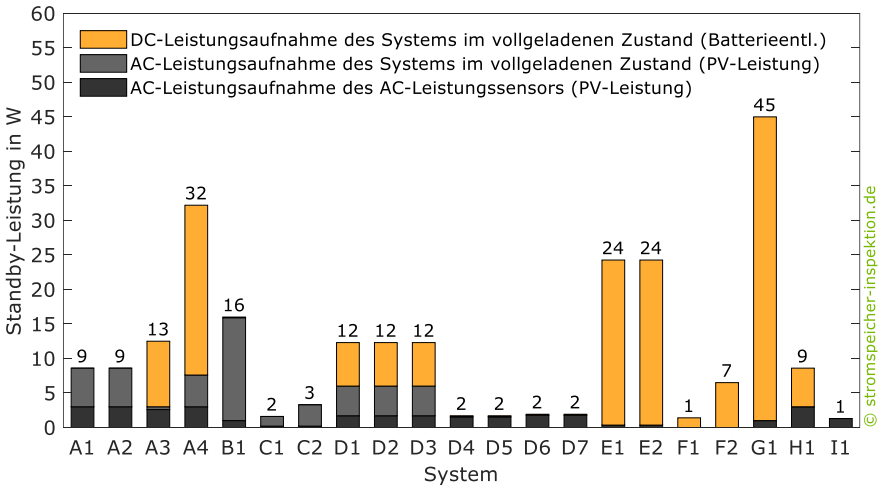

Bild 10 Standby-Leistungsaufnahme der untersuchten Systeme bei vollgeladenem Batteriespeicher.

2.1.5 Schlussfolgerungen

Durch die Analyse der Labormessergebnisse im Rahmen der Stromspeicher-Inspektion wurden einige Besonderheiten identifiziert, die beim Vergleich von einzelnen Systemparametern zu beachten sind:

- Die Batteriespannung sogenannter Hochvolt-Batteriesysteme steigt mit zunehmender Speicherkapazität an. Durch die höhere Batteriespannung fallen die Umwandlungsverluste im Wechselrichter geringer aus, was insbesondere beim Vergleich der mittleren Pfadwirkungsgrade zu beachten ist [15]. Gemäß Effizienzleitfaden (Version 2.0) sind Hochvolt-Systeme daher mindestens bei mittlerer Batteriemodulanzahl zu vermessen [10].
- Im Batteriespeicher integrierte DC/DC-Wandler, die die Klemmenspannung von der internen Batteriespannung entkoppeln, wirken sich positiv auf die Umwandlungseffizienz des Wechselrichters aus. Die durch die DC/DC-Wandler verursachten zusätzlichen Umwandlungsverluste beeinträchtigen jedoch den Batteriewirkungsgrad, weshalb eine isolierte Betrachtung der Batterie- und Wechselrichterwirkungsgrade wenig sinnvoll ist.
- Bei externer Versorgung des Batteriemanagementsystems (BMS) hängt der Batteriewirkungsgrad nicht von der Leistungsaufnahme des BMS ab.

Die detaillierte Analyse der Systemeigenschaften zeigt, dass eine Bewertung der Gesamteffizienz anhand einzelner Systemparameter nicht zweckmäßig ist.

2.2 Entwicklung des Simulationsmodells

Mit dem an der HTW Berlin entwickelten und frei verfügbaren Performance Simulation Model for PV-Battery Systems (PerMod) kann das Betriebsverhalten von PV-Batteriesystemen simuliert werden [24]. Nachfolgend werden die Struktur und die Grenzen des Simulationsmodells erläutert.

2.2.1 Aufbau des Simulationsmodells

Das Simulationsmodell PerMod wurde in der Programmierumgebung Matlab entwickelt. Es enthält mehrere Funktionen und wird schrittweise parametriert (vgl. Bild 11). Alle relevanten Systemeigenschaften aus den Datenblättern gemäß Effizienzleitfaden werden zunächst in einer Excel-Tabelle erfasst. Diese Eingangsparameter sowie einsekündig aufgelöste Zeitreihen der elektrischen Last und der PV-Generatorleistung werden anschließend mit einem Matlab-Skript importiert. Es folgt die Bestimmung der Verlustleistungsparameter mit quadratischer Kurvenanpassung auf Basis der leistungsabhängigen Umwandlungswirkungsgrade, die gemäß Effizienzleitfaden an acht Stützstellen ermittelt wurden. Diese und weitere wichtige Verlustmechanismen dienen schließlich der Abbildung des topologieabhängigen Betriebsverhaltens der PV-Batteriesysteme. Die Simulationsergebnisse beinhalten die DC- und AC-seitigen Leistungswerte sowie Energiesummen über den Simulationszeitraum sowie den System Performance Index (SPI) zur Bewertung der Gesamtsystemeffizienz.

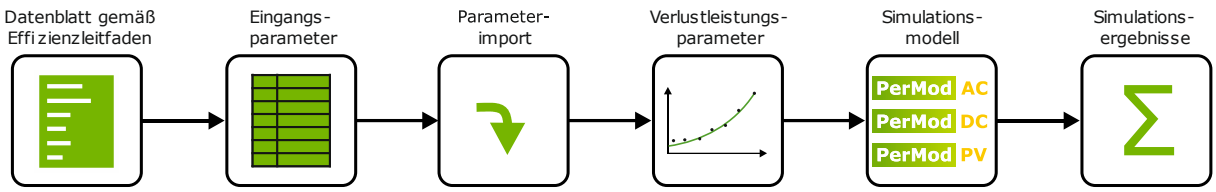

Bild 11 Schematische Darstellung der Funktionsweise des Performance Simulation Model for PV-Battery Systems (PerMod).

Bild 12 zeigt die Struktur des Simulationsmodells für AC-gekoppelte Batteriesysteme. Zunächst werden die Wandlungsverluste des PV-Wechselrichters auf Basis der MPP-Leistung des PV-Generators bestimmt. Anschließend wird die Differenzleistung ermittelt, die sich aus der AC-seitigen PV-Leistung und dem elektrischen Leistungsbedarf des Haushalts unter Berücksichtigung der Leistungsaufnahme der Peripheriekomponenten zusammensetzt. Die Differenzleistung dient als Sollwertvorgabe für die AC-seitige Batterieleistung.
Im Anschluss werden die Verluste des AC-gekoppelten Batteriesystems einzeln abgebildet. Zunächst wird der Einfluss der Totzeit der Systemregelung bzw. der stationären Regelungsabweichungen berücksichtigt. Darauf folgt die Abbildung der Nennleistungsbegrenzung und der Einschwingzeit. Dann werden die Umwandlungsverluste des Batterieumrichters und die Verluste des Batteriespeichers berücksichtigt. Auf Basis der so ermittelten DC-seitigen Batterieleistung wird schließlich der Ladezustand des Batteriespeichers angepasst.

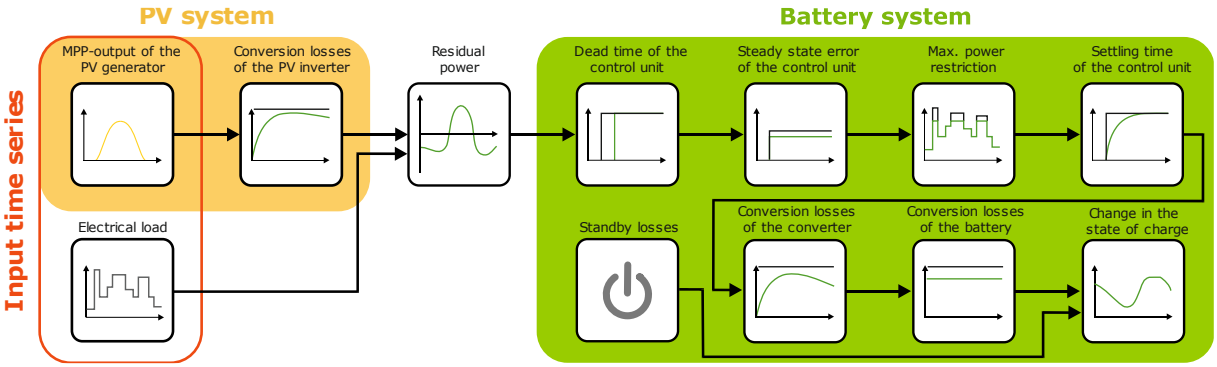

Bild 12 Struktur des Simulationsmodells für AC-gekoppelte PV-Batteriesysteme.

2.2.2 Grenzen des Simulationsmodells

Die Systemeffizienz eines PV-Batteriesystems wird von verschiedenen Verlustmechanismen beeinflusst, die in Bild 13 nochmals veranschaulicht sind. Dimensionierungsverluste sind durch die Leistungsbeschränkung der Systemkomponenten bedingt. Des Weiteren bringt die Energieumwandlung in den leistungselektronischen Komponenten und im Batteriespeicher Verluste mit sich. Hinzu kommen Effizienzeinbußen, die durch die Systemregelung und das Energiemanagement verursacht werden. Die Leistungsaufnahme der Komponenten im Leerlauf- oder Standby-Betrieb hat Bereitschaftsverluste zur Folge.
Da zur Parametrierung von PerMod Messergebnisse aus Datenblättern gemäß Effizienzleitfaden erforderlich sind, hängt der Detaillierungsgrad des Modells von den im Datenblatt ange-

gebenen Systemeigenschaften ab. Demnach können nicht alle Systemeigenschaften und Einflussfaktoren auf die Systemeffizienz im Modell berücksichtigt werden. Zur Abbildung der einzelnen Verlustmechanismen sind zudem zahlreiche Vereinfachungen erforderlich, die nachfolgend erläutert werden.

Die Dimensionierungsverluste werden in PerMod durch die Bemessungsleistungen der einzelnen Umwandlungspfade abgebildet. Da die nominale Lade- und Entladeleistung nach Effizienzleitfaden bei mittlerer Batteriespannung bestimmt wird, wird die Spannungsabhängigkeit der maximalen Batterieleistung im Modell nicht berücksichtigt. Des Weiteren lässt sich die kurzzeitige Überlastfähigkeit der Leistungselektronik im Modell nicht abbilden.

Bild 13 Überblick über die Verluste von PV-Batteriesystemen.

Die Umwandlungswirkungsgrade der leistungselektronischen Systemkomponenten werden gemäß Effizienzleitfaden an acht Stützstellen zwischen 5% und 100% der nominalen Leistung bestimmt. Die Leistungsabhängigkeit der Verlustleistung wird in Anlehnung an [25] und [26] durch eine quadratische Gleichung modelliert. Dies ist mit der Einschränkung verbunden, dass das Modell einen unstetigen Verlauf der Wirkungsgradkennlinien, der aus der auslastungsabhängigen Zu- oder Abschaltung einzelner Komponenten resultiert, nicht abbilden kann.

Gemäß Effizienzleitfaden werden die Wirkungsgradkennlinien der Umwandlungspfade bestimmt, indem die Leistung ausgehend von der nominalen Leistung stufenweise reduziert wird [16]. Ob die Prüfsequenz mit sinkender oder steigender Leistung durchgeführt wird, beeinflusst allerdings die Betriebstemperatur der Halbleiter und somit den Umwandlungswirkungsgrad [27]. Zudem sei darauf hingewiesen, dass die Umwandlungswirkungsgrade der PV-Batteriesysteme nach Effizienzleitfaden bei mittlerer Batteriespannung bestimmt werden. Bei Hochvolt-Systemen kann die Differenz zwischen der maximalen und minimalen Batteriespannung über 100 V betragen [13]. An den Spannungsgrenzen weicht die Umwandlungseffizienz der Leistungselektronik folglich von den bei mittlerer Batteriespannung ermittelten Umwandlungswirkungsgraden ab.

Zur Vereinfachung des Modellansatzes und zur Reduktion der erforderlichen Modellparameter wird auf die Modellierung der Abhängigkeit der Umwandlungswirkungsgrade von der PV-Eingangsspannung verzichtet. Das Simulationsmodell beschränkt sich daher auf die bei nominaler PV-Eingangsspannung ermittelten Umwandlungswirkungsgrade. Je nach System variiert die vom Hersteller definierte nominale PV-Eingangsspannung. Im realen Betrieb wird die resultierende PV-Generatorspannung jedoch maßgeblich von der Nennleistung und der elektrischen Verschaltung des PV-Generators bestimmt. Dies ist beim Vergleich von PV2AC- oder

PV2BAT-Wirkungsgradkennlinien, die bei unterschiedlichen PV-Eingangsspannungen ermittelt wurden, sowie bei der Interpretation der Simulationsergebnisse zu berücksichtigen.

Zur Abbildung der Regelungsverluste wurden weitere Vereinfachungen getroffen. Da aus den Datenblättern gemäß Effizienzleitfaden lediglich die mittleren stationären Regelungsabweichungen im Lade- und Entladebetrieb hervorgehen, bleibt die im Betrieb auftretende Leistungsabhängigkeit der stationären Regelungsabweichungen in PerMod unberücksichtigt. Die dynamischen Regelungsabweichungen werden im Labortest mit variierender Last und konstanter PV-Leistungsabgabe bestimmt. Die daraus abgeleitete Tot- bzw. Einschwingzeit der Systemregelung wird im Modell bei Fluktuationen der Last sowie der PV-Leistung angesetzt. Systeme, die ohne Zeitverzug auf Änderungen der PV-Leistung reagieren, werden durch diesen Ansatz benachteiligt. Zusätzlich wird das bei einzelnen Systemen zu beobachtende variable Einschwingverhalten im Modell vernachlässigt [28]. Aufgrund der gewählten Simulationszeitschrittweite von 1 s können zudem nur ganzzahlige Werte der Totzeit berücksichtigt werden. Der Schwellwert des Ladezustands zur Umsetzung der Hysterese der PV-Nachladung ist in PerMod pauschal mit 98% angesetzt. Die PV-Nachladung ist im realen Betrieb jedoch oft von der Batteriespannung abhängig und kann je nach System variieren.

Des Weiteren ist darauf hinzuweisen, dass die Begrenzung der Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt auf 70% der PV-Nennleistung im Modell in jedem Zeitschritt erfolgt. In der Praxis muss jedoch nur der gleitende 10-Minuten-Mittelwert der Einspeiseleistung diesen Grenzwert einhalten [29]. Da die zeitlichen Ausgleichseffekte unberücksichtigt bleiben, werden die Energiemanagementverluste in der Simulation überschätzt [30]. Zur Abbildung der Bereitschaftsverluste wird vereinfacht davon ausgegangen, dass die PV-Batteriesysteme nach Erreichen des minimalen oder maximalen Ladezustands umgehend in den Standby-Modus wechseln. Einige Systeme verbleiben jedoch für eine begrenzte Zeit zunächst im Leerlauf-Betrieb mit einer höheren Leistungsaufnahme.

Neben den zuvor beschriebenen Vereinfachungen gibt es eine Reihe individueller Systemeigenschaften, die im realen Betrieb auftreten und nicht aus den Messungen gemäß Effizienzleitfaden hervorgehen. Folglich sind diese systemspezifischen Aspekte nicht im Modell enthalten. Hierzu zählen unter anderem Maßnahmen zum Ladungsausgleich zwischen den Batteriezellen. Darüber hinaus gibt es Systeme, die insbesondere in den Wintermonaten regelmäßige Kalibrierungsladungen durchführen. Hierzu wird der Batteriespeicher unter Umständen vollständig mit Energie aus dem Netz geladen. Andere Systeme wiederum unterbrechen den Lade- und Entladevorgang in regelmäßigen Abständen.

Des Weiteren kann der zulässige Ladezustandsbereich und somit die Entladetiefe des Batteriespeichers im Jahresverlauf variieren [31]. Erhöhte Umgebungstemperaturen am Aufstellungsort verursachen ggf. einen häufigeren Betrieb des Lüfters, dessen Leistungsaufnahme die Umwandlungseffizienz beeinträchtigt. Bei PV-gekoppelten Systemen kommt die Besonderheit hinzu, dass der Batteriespeicher oft nur an einem der zwei Eingänge des PV-Wechselrichters eingebunden ist. Um die zulässige Eingangsspannung einzuhalten, kann der Batteriespeicher unter Umständen nicht mit dem gesamten PV-Generator elektrisch verbunden werden. Daraus

folgt ein verringerter Energiedurchsatz durch den Batteriespeicher. Im Modell wird dieser Aspekt vernachlässigt, da der Batteriespeicher die Leistung des gesamten PV-Generators aufnehmen kann.

Zusammenfassend stellt Tabelle 1 die modellierten Verlustmechanismen den nicht abgebildeten Verlusten gegenüber.

Tabelle 1 Überblick über die modellierten sowie die nicht abgebildeten Verlustursachen in PerMod.

Implementierte Einflussfaktoren	Nicht implementierte Einflussfaktoren
Dimensionierungsverluste	
• Nennleistung der Systemkomponenten	• Kurzzeitige Überlastfähigkeit der Leistungselektronik • Spannungsabhängigkeit der Nennleistung
Umwandlungsverluste	
• Leistungsabhängigkeit der Umwandlungseffizienz der Leistungselektronik • Mittlerer Batteriewirkungsgrad	• Spannungs- und Temperaturabhängigkeit der Umwandlungseffizienz der Leistungselektronik und der Batterie • Leistungsabhängigkeit des Batteriewirkungsgrads
Regelungsverluste	
• Stationäre Maximum Power Point Tracking (MPPT)-Verluste • Hysterese der PV-Nachladeregelung • Mittlere stationäre Regelungsabweichungen der Lade- und Entladeleistung • Mittlere Tot- und Einschwingzeit der Lade- und Entladeleistung	• Dynamische MPPT-Verluste • Variable Tot- und Einschwingzeiten der Lade- und Entladeleistung • Erhaltungsladung der Batterie und Ladungsausgleich zwischen den Batteriezellen (Balancing) • Reduzierte Ladeleistung zum Ende des Ladevorgangs
Energiemanagementverluste	
• Abregelung der PV-Leistung (Begrenzung der Einspeiseleistung auf 70% der PV-Nennleistung)	• Prognosebasierte Batterieladestrategien • Schieflastbegrenzung • Blindleistungsbereitstellung
Bereitschaftsverluste	
• Leistungsaufnahme der Leistungselektronik im Standby-Modus • Leistungsaufnahme der Peripheriekomponenten (Leistungssensor, Energiemanager, etc.)	• Zeitabhängigkeit der Bereitschaftsverluste (Umschaltbedingungen zwischen den verschiedenen Betriebszuständen) • Selbstentladung der Batterie und Leistungsaufnahme des Batteriemanagementsystems (BMS) im Standby-Modus

Ergänzend sei darauf hingewiesen, dass in den Prüfvorschriften des Effizienzleitfadens ein vergleichsweise großer Bereich der zulässigen Umgebungstemperatur von 20 bis 30 °C festgelegt wurde. Dadurch sind die Tests auch in Laboren ohne Klimatisierung durchführbar. Die Umge-

bungstemperatur beeinflusst jedoch die elektrischen Eigenschaften und somit die Umwandlungswirkungsgrade der leistungselektronischen Systemkomponenten [32]. Durch Labortests konnte die Temperaturabhängigkeit der entnehmbaren Energie und des Batteriewirkungsgrads an einem exemplarischen PV-Batteriesystem nachgewiesen werden [33]. Der Einfluss der Temperatur auf die Systemeigenschaften geht aus Labormessungen nach Effizienzleitfaden nicht hervor, weshalb dieser Aspekt im Simulationsmodell unberücksichtigt bleibt.

2.2.3 Schlussfolgerungen

Für das entwickelte Simulationsmodell sind Labormesswerte erforderlich, die aus standardisierten Messungen nach dem Effizienzleitfaden hervorgehen. Da aus einem standardisierten Prüfverfahren in einem überschaubaren Messzeitraum nicht alle Systemeigenarten hervorgehen, können diese auch nicht vollständig in einem darauf aufbauenden Simulationsmodell berücksichtigt werden. Aus Gründen der besseren Reproduzierbarkeit wurde auf eine systemspezifische Anpassung der Modellstruktur verzichtet.

2.3 Validierung des Simulationsmodells

Nachfolgend werden die Ergebnisse der Modellvalidierung erläutert.

2.3.1 Vorstellung der Datenbasis

Die Validierung von PerMod erfolgt anhand von Labormessdaten unabhängiger Prüfinstitute von 10 PV-Batteriesystemen, darunter mehrere AC- und DC-gekoppelte sowie ein PV-gekoppeltes System (vgl. Tabelle 2). Um das Betriebsverhalten abzubilden, wurden die Testsysteme im Labor über mehrere Tage mit einer PV-Leistung sowie einer elektrischen Last beaufschlagt. Bei der ersten Art der mehrtägigen Anwendungstests gleicht die emulierte PV-Erzeugung sowie die Last an jedem Testtag der eines sonnigen Sommertages (Sommerwoche (SW)). Eine sogenannte jahresmittlere Woche (JMW) wird hingegen durch die Aneinanderreihung der PV-Erzeugung und Last je eines zufälligen Tages aus den Monaten von Juli bis Dezember abgebildet [34]. Die eingestellte Nennleistung des PV-Generators variierte dabei von 3 kW (System 10) bis 10 kW (System 5 und System 7). Ebenfalls zu beachten ist die PV-Generatorspannung, die nur bei der Hälfte der getesteten Systeme konstant gehalten wurde.

Tabelle 2 Vergleich der Validierungsdaten der untersuchten Systeme.

System	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Topologie	AC	AC	AC	DC	DC	DC	DC	DC	DC	PV
Test	SW	SW	SW	JMW	JMW	SW	JMW	JMW	JMW	SW
Testtage	7	7	6	6	6	7	6	6	6	7
P_{PV} in kW	5	5	5	6	10	5	10	4	4	3
U_{PV} = konst.	Nein	Nein	Ja	Ja	Ja	Ja	Nein	Nein	Nein	Ja

2.3.2 Modellvalidierung anhand eines Beispielsystems

Zunächst dient der detaillierte Vergleich der Messwerte und Simulationsergebnisse eines Beispielsystems zur Untersuchung der Modellgüte. Um die Unterschiede zwischen der Simulation mit PerMod und dem realen Betrieb eines PV-Batteriesystems aufzuzeigen, wird das DC-gekoppelte System 4 mit einer PV-Nennleistung von 6 kW verwendet (vgl. Tabelle 2). Bild 14 (oben) zeigt den Verlauf der PV-Generatorleistung sowie der elektrischen Haushaltslast über den sechstägigen Testzeitraum. Außerdem sind die DC-seitige Batterieleistung (Mitte) sowie die AC-seitige Systemleistung (unten) aus Messung und Simulation dargestellt. Das Simulationsmodell bildet das reale Lade- und Entladeverhalten von System 4 weitestgehend gut ab. Einige systemspezifische Eigenarten können in der Simulation nicht dargestellt werden, was an den Abweichungen der simulierten von der gemessenen Leistung zu erkennen ist. Weiterhin werden Ungenauigkeiten bei der Bestimmung einiger Messwerte nach Effizienzleitfaden in den Simulationsergebnissen sichtbar.

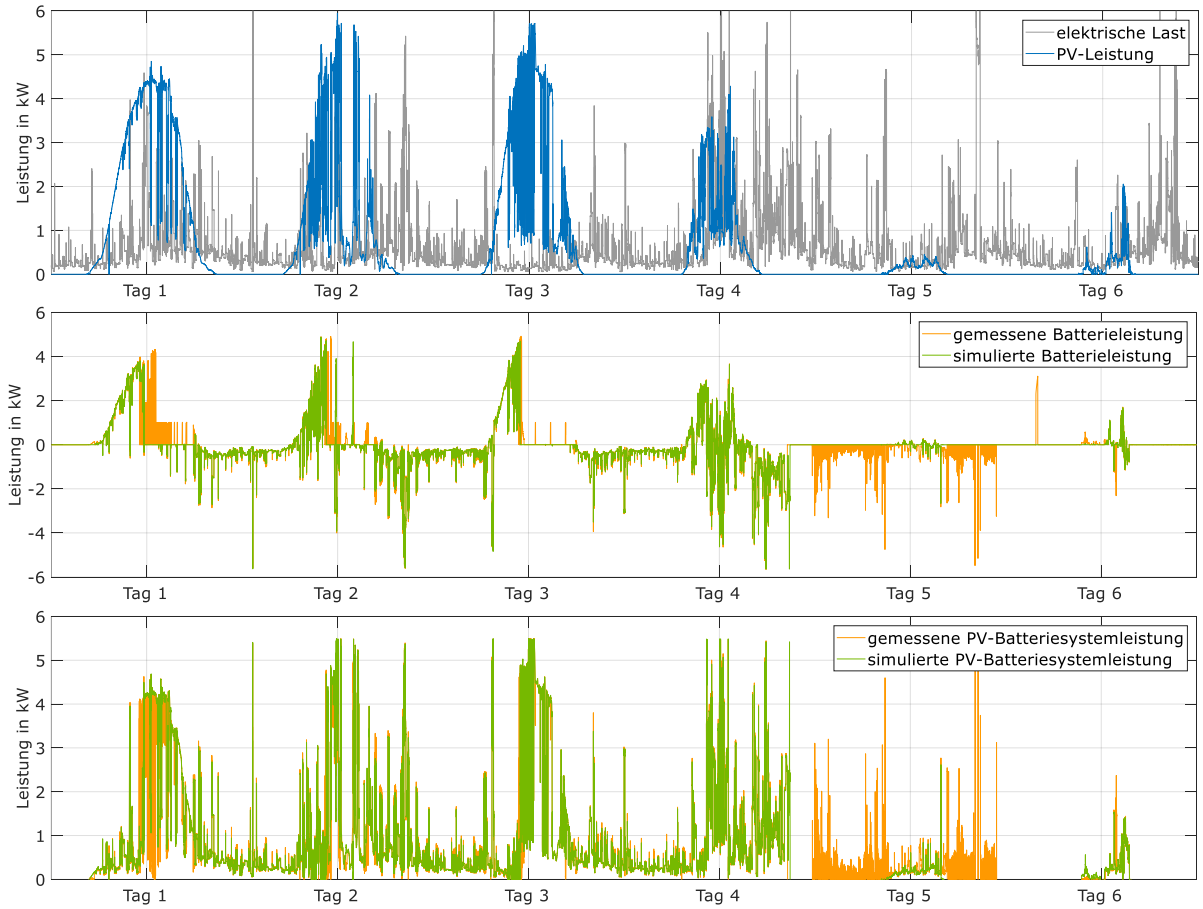

Bild 14 Verlauf der PV-Leistung und der elektrischen Last (oben), der simulierten und gemessenen Batterieleistung (Mitte) sowie der PV-Batteriesystemleistung (unten).

Bild 15 (links) stellt die aus den Messwerten bestimmte Ladeverlustleistung von System 4 abhängig von der Eingangsleistung dar. Bei DC-gekoppelten PV-Batteriesystemen wird die PV-Leistung während des Ladebetriebs zur Einspeisung ins Hausnetz über den AC-Bus und zur Batterieladung verwendet. Diese beiden Energieflüsse werden gemäß Effizienzleitfaden mithilfe der Energieumwandlungspfade PV2AC und PV2BAT abgebildet [16]. Die auf der horizon-

talen Achse aufgetragene Eingangsleistung entspricht demnach der PV-Leistung. In der Abbildung sind die realen Verlustleistungswerte zusätzlich mit dem Anteil der Batterieleistung an der Summenausgangsleistung eingefärbt. Die Summenausgangsleistung entspricht der AC-Systemleistung zuzüglich der Batterieleistung. Ergänzend sind die Verlustleistungskennlinien der beiden Energieumwandlungspfade eingezeichnet, die aus den Messwerten nach Effizienzleitfaden hervorgehen und auf denen die Systemsimulation in PerMod basiert.

Die Kennlinien folgen jeweils einer quadratischen Funktion und es ist erkennbar, dass diese den realen Betrieb bei einem Batterie-Anteil von 0% (PV2AC-Pfad bzw. dunkelblaue Punkte) sowie 100% (PV2BAT-Pfad bzw. gelbe Punkte) an der Summenausgangsleistung mit ausreichender Genauigkeit abbilden. Dennoch ist vor allem bei höheren Leistungen eine ausgeprägte Streuung der Punkte um die Kennlinien zu verzeichnen, welche möglicherweise auf die zunehmende Messungenauigkeit in diesem Leistungsbereich zurückzuführen ist. Tendenziell sind die Ladeverluste gemäß Effizienzleitfaden sogar größer als die im Anwendungstest gemessene Verlustleistung. Das System wird folglich in der Simulation schlechter dargestellt als es sich im realen Betrieb verhält. Darüber hinaus gibt es Betriebspunkte, die weder durch den reinen PV2AC- noch den reinen PV2BAT-Pfad abgebildet werden können. Während des Ladebetriebs geschieht das dann, wenn eine Doppelbelastung des MPP-Reglers (vgl. Bild 2) auftritt [35]. Diese für DC-gekoppelte Systeme charakteristischen gemischten Energieflüsse sind in Bild 15 (links) durch alle Betriebspunkte zwischen 0% und 100% Batterie-Anteil an der Summenausgangsleistung dargestellt.

Bild 15 (rechts) zeigt die mit PerMod simulierte Ladeverlustleistung von System 4 sowie die Verlustleistungskennlinien des PV2AC- und PV2BAT-Pfads. Bei reiner PV-Einspeisung liegen die simulierten Verlustleistungswerte erwartungsgemäß auf der PV2AC-Kennlinie. Die Verluste des reinen PV2BAT-Pfads werden in der Simulation im Vergleich mit der Verlustkennlinie nach Effizienzleitfaden unterschätzt, die gelben Simulationswerte liegen konstant etwa 12 W unter der PV2BAT-Kennlinie. Dieser Effekt ist auf die Bereinigung der Batterieladeleistung um die PV2BAT-Leerlaufverluste in PerMod zurückzuführen [35]. Dies führt bei System 4 zu einem Ausgleichseffekt, wodurch die Simulation das Betriebsverhalten bei Eingangsleistungen größer 3000 W besser abbildet als die Messung gemäß Effizienzleitfaden. Unter 3000 W werden die Verluste in der Simulation so hingegen unterschätzt. Auch bei gemischten Energieflüssen werden die Verluste in der Simulation eher unterschätzt, was ebenfalls durch die Bereinigung der Ladeleistung um die Leerlaufverluste des PV2BAT-Pfads begründet werden kann.

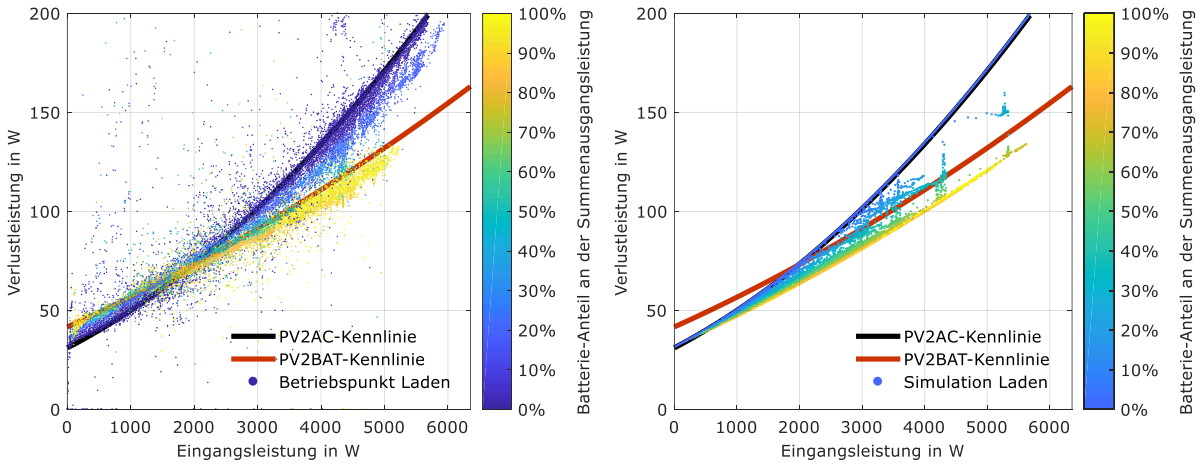

Bild 15 Verlustleistungskennlinien und reale Betriebspunkte (links) sowie aus der Simulation resultierende Werte der Verlustleistung (rechts) beim Laden.

Weitere Untersuchungen konnten zeigen, dass die simulierten Energieumwandlungsverluste des untersuchten Systems auch beim Entladen eher unterschätzt werden. Bei Betrachtung der gemessenen und simulierten Energieflüsse zeigt sich jedoch, dass dies keinen relevanten Einfluss auf die resultierenden Abweichungen der Simulation von der Messung bei System 4 hat. Tabelle 3 vergleicht abschließend verschiedene energetische Kenngrößen, die sich aus Messung und Simulation von System 4 ergeben. Die relativen Abweichungen von simulierter zu gemessener Batterielade- bzw. Batterieentladeenergie sind mit -7% bzw. -3,3% recht hoch. Das grundlegende Systemverhalten wird von PerMod dennoch mit zufriedenstellender Genauigkeit abgebildet und es sind die systemspezifischen Eigenarten, die den großen Unterschied ausmachen. Auch zeigt sich bei der geringen relativen Abweichung der AC-Energieabgabe, dass es Ausgleichseffekte gibt, die einige Unterschiede zwischen Messung und Simulation wieder kompensieren. Die Abweichung der AC-Energieaufnahme von 0,7 kWh ist im Wesentlichen auf die Nachladung des Batteriespeichers mit Energie aus dem Netz zurückzuführen. Das Betriebsverhalten dieses DC-gekoppelten PV-Batteriesystems konnte somit trotz spezifischer Eigenschaften mit ausreichender Genauigkeit modelliert werden.

Die in das Netz eingespeiste und aus dem Netz bezogene Energie bilden die Energieflüsse am Netzanschlusspunkt ab und sind daher weitere wichtige Kenngrößen. Die gemessene Netzeinspeisung ist um 1,4 kWh kleiner als die simulierte Netzeinspeisung, was hauptsächlich an der PV-Nachladung des realen Systems am ersten Tag liegt. Der gemessene Netzbezug ist hingegen um 0,7 kWh größer als der simulierte Netzbezug. Dafür ist hauptsächlich die Netznachladung am letzten Tag verantwortlich.

Tabelle 3 Vergleich verschiedener energetischer Kenngrößen für Messung und Simulation.

Größe	Messung	Simulation	abs. Abweichung	rel. Abweichung
DC-Batterieladung	33 kWh	30,7 kWh	-2,3 kWh	-7%
DC-Batterieentladung	30,3 kWh	29,3 kWh	-1 kWh	-3,3%
AC-Energieabgabe	86,9 kWh	87,8 kWh	0,9 kWh	1%
AC-Energieaufnahme	0,9 kWh	0,2 kWh	-0,7 kWh	-77,8%
Netzeinspeisung	33,8 kWh	35,2 kWh	1,4 kWh	4,1%
Netzbezug	28,6 kWh	27,9 kWh	-0,7 kWh	-2,5%

2.3.3 Validierung des Simulationsmodells für mehrere Systeme

Neben dem zuvor untersuchten Beispielsystem wurden die gemessenen sowie die mit PerMod simulierten Energieflüsse auch für neun weitere PV-Batteriesysteme verglichen (siehe Tabelle 2). Sämtliche Abweichungen zwischen Messung und Simulation wirken sich unabhängig von der Systemtopologie auf die Energieflüsse am Netzanschlusspunkt aus. Daher erfolgt die Modellvalidierung anhand der während des Testzeitraums in das Netz eingespeisten sowie aus dem Netz bezogenen Energie. Bild 16 stellt die gemessene und simulierte Netzeinspeisung für die zehn Systeme gegenüber. Insgesamt wurden zwischen 24 und 104 kWh in das Netz eingespeist. Einerseits sind die unterschiedlichen Werte der Netzeinspeisung auf die abweichenden Rahmenbedingungen der Anwendungstests zurückzuführen. Je nach System variieren die Testprofile, der Testzeitraum sowie die PV-Nennleistung (vgl. Tabelle 2). Andererseits fällt die Netzeinspeisung bei Systemen mit kleinerer Speicherkapazität höher aus als bei Systemen mit größerer Speicherkapazität. Beim Vergleich der Mess- und Simulationsergebnisse wird deutlich, dass das Simulationsmodell die Unterschiede zwischen den Systemen in der Höhe der Netzeinspeisung gut wiedergeben kann. Bei System 1 bzw. System 8 ist die resultierende Abweichung mit unter 0,5 kWh am geringsten. Die größte Differenz in Höhe von 5,5 kWh ist bei System 2 zu beobachten. Hierfür sind unter anderem erhöhte Verluste des Batteriespeichers aufgrund von Zellpflegemaßnahmen verantwortlich, da dieses System im Vorfeld der Labormessungen bereits längere Zeit im Betrieb war. Alterungsbedingte Effekte sind im Simulationsmodell jedoch nicht abbildbar. Zu den Abweichungen bei den Systemen 4 bis 7 trägt unter anderem die Standby-Leistungsaufnahme des Batteriemanagementsystems (BMS) bei, die ebenfalls nicht modelliert wird. Regelmäßige Unterbrechungen des Lade- und Entladevorgangs bei System 10 verringern gegenüber der Simulation den Energiedurchsatz durch den Batteriespeicher, wodurch die Netzeinspeisung um 2,1 kWh höher ausfällt.

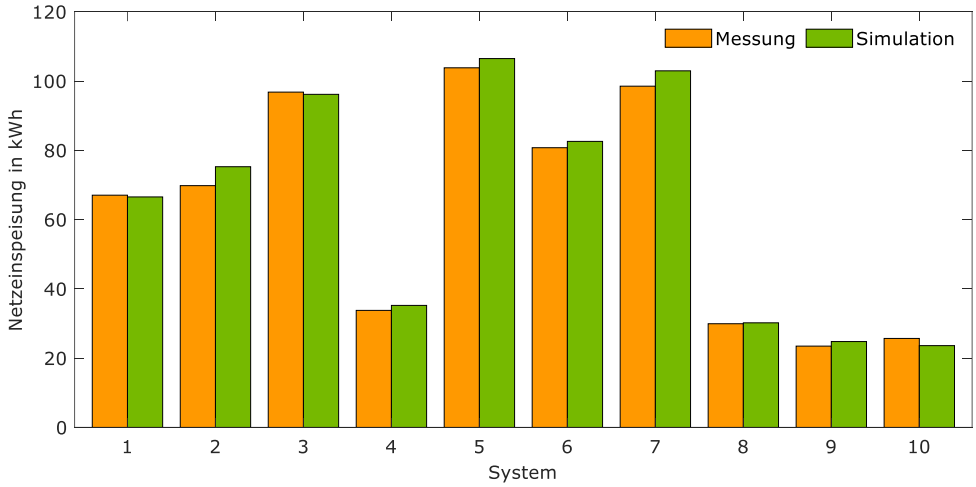

Bild 16 Vergleich der Netzeinspeisung aus der Messung und Simulation der analysierten PV-Batteriesysteme.

Bild 17 vergleicht den aus der Messung und der Simulation der zehn PV-Batteriesysteme resultierenden Netzbezug. Bei den Systemen 1 bis 7 sowie bei System 10 ist der simulierte Wert gegenüber dem gemessenen um 0,4 bis 1,7 kWh niedriger. Zu erklären ist dies durch Effekte, die in der Praxis auftreten, jedoch nicht in der Simulation abbildbar sind. Gelegentlich ist bei

einigen Systemen die Nachladung des Batteriespeichers mit Energie aus dem Netz zur Kompensation der Standby-Leistungsaufnahme des BMS sowie der DC-seitigen Leistungsaufnahme der Leistungselektronik im entladenen Zustand zu beobachten. Die Ladung des Batteriespeichers wird zum Teil nicht unterbrochen, auch wenn aufgrund eines hohen Lastbedarfs gar keine überschüssige PV-Energie mehr zur Verfügung steht. Ebenfalls erhöhen Unterbrechungen des Entladevorgangs sowie ein verzögerter Wechsel vom Standby-Betrieb in den Entlademodus den Netzbezug in der Realität gegenüber der Simulation. Bei den Systemen 8 und 9 ist der aus der Simulation resultierende Netzbezug dagegen um 0,3 bis 1,3 kWh höher. Eine Ursache für den höheren Netzbezug bei diesen beiden Systemen ist, dass im Simulationsmodell die gemäß Effizienzleitfaden bei variierender Last ermittelten dynamischen Regelungsabweichungen auch bei Fluktuationen der PV-Leistung angenommen werden. Im realen Betrieb zeigt sich, dass die Systeme 8 und 9 auf Fluktuationen der PV-Leistungsabgabe jedoch deutlich schneller als auf Lastschwankungen reagieren. Eine weitere Ursache für den höheren Netzbezug von System 9 liegt darin, dass die im Labortest ermittelten Umwandlungswirkungsgrade des PV-Batteriewechselrichters im Entladebetrieb zum Teil um mehrere Prozentpunkte unter den aus den Betriebsdaten abgeleiteten Umwandlungswirkungsgraden liegen.

Es wird deutlich, dass sowohl die Modellvereinfachungen, die Prüfbedingungen des Effizienzleitfadens, als auch die Systemeigenarten Differenzen zwischen simulierten und gemessenen Energiesummen hervorrufen. An dieser Stelle sei nochmals darauf hingewiesen, dass sich die einzelnen Effekte überlagern und zum Teil auch kompensieren können.

Mit PerMod wurde ein Simulationsmodell entwickelt, mit dem das Betriebsverhalten von PV-Batteriesystemen in einsekündiger Auflösung simuliert werden kann. Grundsätzlich zeigt sich eine gute Übereinstimmung zwischen den Mess- und Simulationsergebnissen. Da das Modell lediglich mit den Datenblattangaben gemäß Effizienzleitfaden parametriert wird, lassen sich jedoch nicht alle in der Praxis auftretenden Systemeigenschaften im Modell abbilden. Die Abweichungen zwischen den gemessenen und simulierten Energieflüssen am Netzanschlusspunkt liegen bei allen Systemen im einstelligen Prozentbereich. Zusätzlich gilt zu beachten, dass abweichende Messbedingungen zwischen Effizienzleitfaden-Messungen und den einzelnen Anwendungstests einen fairen Vergleich der Ergebnisse erschweren.

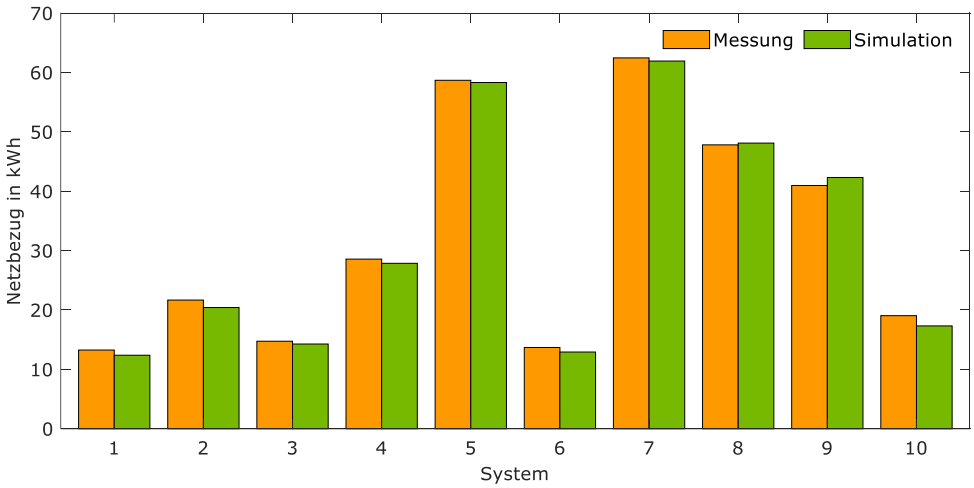

Bild 17 Vergleich des Netzbezugs aus der Messung und Simulation der analysierten PV-Batteriesysteme.

2.4 Rahmenbedingungen des Simulationstests

Um die Effizienz von PV-Batteriesystemen mithilfe von PerMod zu untersuchen gilt es, vorab vergleichbare Rahmenbedingungen für den Simulationstest festzulegen. Zu Anfang wurde die simulationsbasierte Bewertung der PV-Batteriesysteme nur auf Basis eines Referenzgebäudes mit einer 5-kWp-PV-Anlage vorgenommen [13]. Um der zunehmenden Relevanz von größer dimensionierten PV-Speichersystemen in Wohngebäuden mit Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen gerecht zu werden (vgl. [36], [37]), wurde zusätzlich ein 2. Referenzfall definiert. Nachfolgend werden die beiden Referenzfälle und die zugrunde liegenden Eingangsdaten vorgestellt. Um die Notwendigkeit der Definition von 2 Referenzfällen aufzuzeigen, werden zunächst die in Deutschland installierten PV-Anlagen und Speichersysteme analysiert.

2.4.1 Analyse des deutschen Photovoltaik- und Speichermarkts

Dieser Abschnitt gibt einen Einblick in den derzeitigen Markt für PV-Batteriesysteme in Deutschland. PV-Anlagen und Speichersysteme, die im Jahr 2019 in Betrieb genommen und im Marktstammdatenregister (MaStR) der Bundesnetzagentur bis zum 31.01.2020 registriert wurden, bilden die Datenbasis der Analyse. Insgesamt sind 87.958 PV-Anlagen mit einer Nennleistung (Bruttoleistung gemäß MaStR) kleiner 20 kWp im Register aufgeführt. Die Gesamtleistung aller analysierten PV-Systeme beträgt 691 MWp.

Die in Bild 18 dargestellte Häufigkeitsverteilung der PV-Nennleistung verdeutlicht den negativen Einfluss der regulatorischen Rahmenbedingungen auf den PV-Zubau in Deutschland. Bei PV-Anlagen größer 10 kWp entfällt die EEG-Umlage anteilig auf den direkt verbrauchten Solarstrom und bringt so den Zubau von PV-Anlagen zwischen 10 kWp und 20 kWp fast zum Erliegen. Mehr als ein Drittel der untersuchten PV-Anlagen hat eine Nennleistung zwischen 9 kWp und 10 kWp. Der bereits in den vergangenen Jahren zu beobachtende Trend hin zu größeren PV-Anlagen (vgl. [38]) hat sich demnach in diesem Marktsegment nochmals verstärkt.

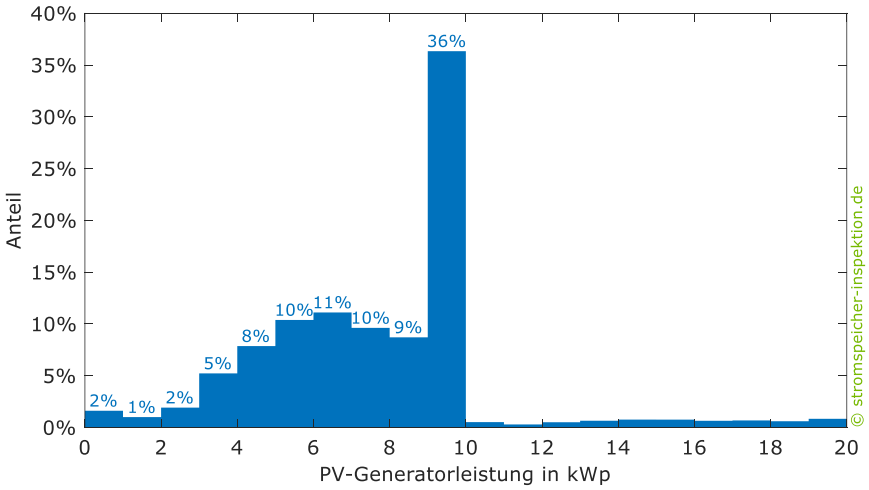

Bild 18 Häufigkeitsverteilung der Bruttoleistung der im Jahr 2019 installierten PV-Systeme mit einer Bruttoleistung kleiner 20 kWp (Anzahl der Systeme: 87.958, Daten: Marktstammdatenregister).

Im nächsten Schritt wurden die Eigenschaften der im MaStR registrierten Speichersysteme mit einer nutzbaren Speicherkapazität kleiner 20 kWh und einer Nettonennleistung kleiner 20 kW analysiert. Laut MaStR entspricht die Nettonennleistung eines Batteriesystems dem kleineren Wert der Wechselrichterleistung und der Batterieleistung. Für die Hälfte der 36.400 registrierten Speichersysteme wurden nutzbare Speicherkapazitäten im Bereich von 5 kWh bis 8 kWh angegeben, wie Bild 19 veranschaulicht. Dagegen hat fast ein Drittel der Speichersysteme eine nutzbare Speicherkapazität zwischen 8 kWh und 12 kWh. Die mittlere Speicherkapazität der Batteriesysteme liegt in diesem Marktsegment folglich bei 8 kWh. Eine Änderung der Verteilung der Kapazitäten im Vergleich zu den Vorjahren ist nicht erkennbar (vgl. [36], [38], [39]).

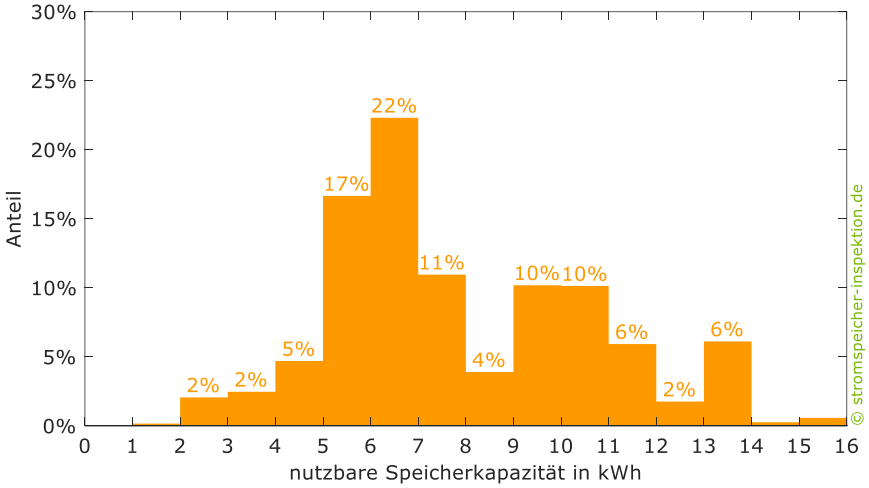

Bild 19 Häufigkeitsverteilung der nutzbaren Speicherkapazität der registrierten Speichersysteme (Anzahl der Systeme: 36.400, Daten: Marktstammdatenregister).

2.4.2 Eingangsdaten des Simulationstests

Die dem Simulationstest zugrunde liegende Zeitreihe der Leistungsabgabe des PV-Generators wurde auf Basis von meteorologischen Daten der Universität Oldenburg aus dem Jahr 2014 erstellt [40]. Auf Grundlage der sekündlich 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 [41]. Zusätzlich wurde die Lufttemperatur bei der Berechnung der Leistungsabgabe des PV-Generators nach Beyer et al. [42] berücksichtigt. Der resultierende DC-Jahresertrag des PV-Generators beträgt 1055 kWh/(kWp•a).

Beiden Referenzfällen liegen Zeitreihen der elektrischen Last eines Haushalts in einsekündiger Auflösung über den Zeitraum von einem Jahr zugrunde. Das elektrische Haushaltslastprofil wurde einem frei verfügbaren Datensatz (Nr. 31 aus [43]) entnommen. Zahlreiche Messdatensätze wurden analysiert, um charakteristische Lastprofile von Wärmepumpen und Elektroautos zu identifizieren [44]. Die für den 2. Referenzfall ausgewählten und von der SMA Solar Technology AG bereitgestellten Lastprofile zeichnen sich durch einen durchschnittlichen saisonalen und tageszeitlichen Verlauf aus [45]. Bild 20 zeigt die Leistungsaufnahme der einzelnen Verbraucher anhand einer sogenannten Jahresdauerlinie. Etwa die Hälfte des elektrischen Energiebedarfs des Haushalts entfällt auf Leistungen unterhalb von 0,6 kW. Die Wärmepumpe läuft insgesamt 1450 h/a, wohingegen die Wandladestation des Elektroautos knapp 500 h/a

eine Leistung von 3,5 kW aufnimmt. Daher weist das Summenprofil des 2. Referenzfalls im Vergleich zum Lastprofil des 1. Referenzfalls eine höhere Leistung auf.

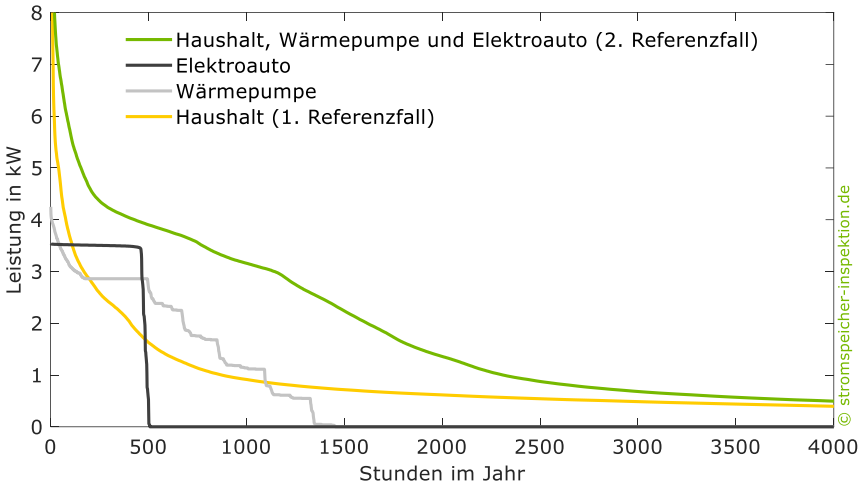

Bild 20 Leistungsaufnahme der unterschiedlichen Verbraucher und Lastprofile der beiden Referenzfälle dargestellt als Jahresdauerlinie.

2.4.3 Definition der Referenzfälle

Bild 21 vergleicht die wesentlichen Eigenschaften, die den beiden Referenzfällen zugewiesen wurden. Beim 1. Referenzfall handelt es sich um ein Wohngebäude mit einem elektrischen Energiebedarf von 5010 kWh/a. Beim 2. Referenzfall sind eine Wärmepumpe sowie ein Elektroauto zusätzlich zu den Haushaltsgeräten vorhanden. Die elektrische Energieaufnahme der Wärmepumpe beträgt 2664 kWh/a und die der Wandladestation des Elektroautos 1690 kWh/a. Folglich summiert sich der elektrische Energieverbrauch des 2. Referenzgebäudes auf 9363 kWh/a. Die Nennleistung der PV-Anlage des 2. Referenzfalls wurde wegen der Marktrelevanz von größer dimensionierten PV-Anlagen auf 10 kWp festgelegt (vgl. [15] und [38]).

Je nach Dimensionierung der PV-Batteriesysteme ist die Effizienzbewertung mit dem 1. oder 2. Referenzfall oder sogar mit beiden Referenzfällen sinnvoll. Da 5-kWp-PV-Anlagen nur selten in Verbindung mit Speichersystemen mit einer nutzbaren Speicherkapazität größer 10 kWh installiert werden (vgl. [15]), ist die simulationsbasierte Bewertung solch großer Systeme mit dem 1. Referenzfall fragwürdig. Zudem schränkt die Dimensionierung des Wechselrichters die Wahl des Referenzfalls bei DC-gekoppelten Systemen ein. Ist die PV-Bemessungseingangsleistung des Wechselrichters kleiner 7,5 kW, wird die Bewertung mit dem 1. Referenzfall empfohlen. Andernfalls sollte der 2. Referenzfall als Bewertungsgrundlage gewählt werden.

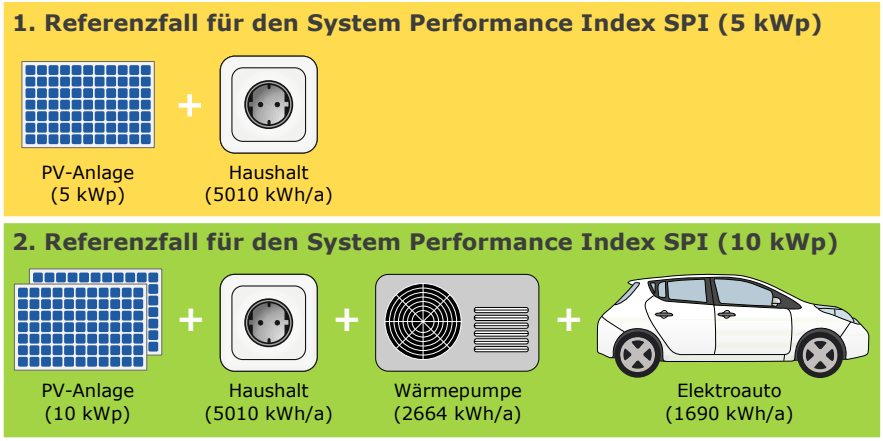

Bild 21 Referenzfälle für die simulationsbasierte Bewertung der PV-Speichersysteme mit dem System Performance Index (SPI).

2.5 Entwicklung des System Performance Index (SPI)

Der SPI basiert im Gegensatz zu anderen Kennzahlen auf dem Ansatz, die Energieverluste und demzufolge die Energieeffizienz von PV-Batteriesystemen anhand des resultierenden Energieaustauschs mit dem Netz zu bewerten [22]. Ein wichtiges Bewertungskriterium von PV-Batteriesystemen ist ihre Fähigkeit, den Netzbezug von Wohngebäuden 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 aus dem Netz bezogenen Energie zu berücksichtigen. Für diese Bewertungsmethodik spricht auch, dass ökonomische Motive bei der Anschaffung eines PV-Batteriesystems in der Regel ausschlaggebend sind [46], [47]. Aus Sicht der Privatpersonen sollen daher durch den Einsatz der Systeme vorrangig Stromkosten reduziert werden.

Der SPI basiert auf der ökonomischen Bewertung des resultierenden Energieaustauschs mit dem Netz. Dazu wird der Betrieb des zu untersuchenden PV-Speichersystems im Referenzgebäude auf Basis der im Labor ermittelten Systemeigenschaften zunächst über den Zeitraum von einem Jahr simuliert. Dabei wird das reale Betriebsverhalten unter Berücksichtigung der einzelnen Verlustmechanismen mit dem idealen, verlustfreien Betriebsverhalten verglichen. 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 ermitteln.

2.5.1 Berechnungsgrundlagen zur Bestimmung des SPI

Bild 22 veranschaulicht die Vorgehensweise zur simulationsbasierten Systembewertung der PV-Batteriesysteme. 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.

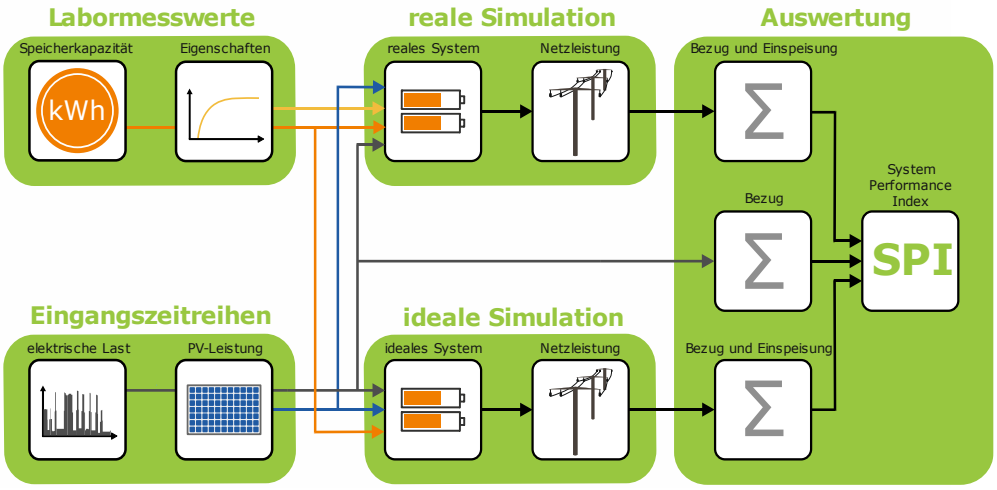

Bild 22 Vereinfachtes Blockdiagramm zur simulationsbasierten Systembewertung.

Die in der Batterie speicherbare Energie wird im Folgenden als Speicherkapazität und die DC-seitig entnehmbare Energie als nutzbare Speicherkapazität bezeichnet (vgl. Bild 23). Die Speicherkapazität wird aus dem nach Effizienzleitfaden bestimmten Mittelwert der während der Ladung aufgenommenen Energie und während der Entladung abgegebenen Energie berechnet. Dabei wird von einer Gleichverteilung der Umwandlungsverluste auf den Lade- und Entladevorgang ausgegangen [48], [49].

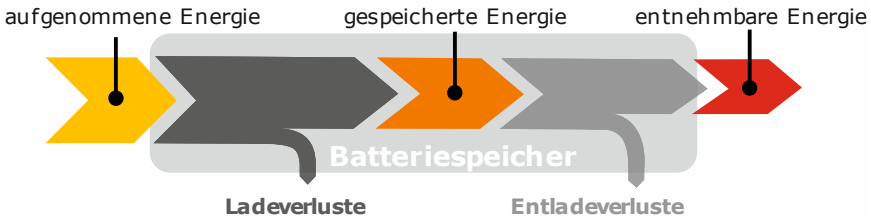

Bild 23 Definition der gespeicherten Energie als Speicherkapazität und der entnehmbaren Energie als nutzbare Speicherkapazität.

Zusätzlich zu den Labormesswerten sind die bereits zuvor beschriebenen Eingangszeitreihen der elektrischen Last und Leistungsabgabe des PV-Generators für die Simulation des realen und idealen Systemverhaltens 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 bei AC- und PV-gekoppelten Batteriesystemen im verlustfreien Idealfall 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 kann die resultierende Leistungsaufnahme bzw. -abgabe am Netzanschlusspunkt in jedem Zeitschritt bestimmt werden (vgl. Bild 22). 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 sowohl bei AC- und DC- als auch bei PV-gekoppelten Systemen sämtliche Verlustmechanismen berücksichtigt werden.

Mit dem System Performance Index (SPI) wurde an der HTW Berlin eine Effizienzkennzahl entwickelt, die PV-Batteriesysteme anhand des resultierenden Energieaustauschs mit dem Netz bewertet und dabei die unterschiedliche ökonomische Wertigkeit der Netzeinspeisung und des Netzbezugs berücksichtigt [22], [50]. Die Berechnung der bilanziellen Stromkosten C, die sich aus den Netzbezugskosten C_{G2AC} abzüglich der Einnahmen aus der Netzeinspeisung R_{AC2G} ergeben, bildet die Grundlage des SPI:

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

Die durch den Netzbezug verursachten Kosten C_{G2AC} ergeben sich aus dem Produkt des Netzbezugspreises p_{G2AC} und der aus dem Netz bezogenen Energie E_{G2AC}. Die Netzeinspeiseerlöse R_{AC2G} werden aus der Einspeisevergütung p_{AC2G} und der in das Netz eingespeisten Energie E_{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 $C_{PVBS,IDEAL}$ verglichen. Daraus lässt sich das im verlustfreien Idealfall erzielbare Kosteneinsparungspotenzial $\Delta C_{PVBS,IDEAL}$ bestimmen. Der SPI setzt dieses ideale Potenzial mit der durch das reale PV-Batteriesystem erzielten Kosteneinsparung $\Delta C_{PVBS,REAL}$ ins Verhältnis:

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

Zusammengefasst ergibt sich:

$$SPI = \frac{\textit{Kosteneinsparung des realen Systems}}{\textit{Kosteneinsparung des idealen Systems}} \tag{3}$$

Unter Berücksichtigung von Gleichung (1) resultiert folgender Zusammenhang:

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

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

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

Der SPI ist somit nur vom Verhältnis p der Einspeisevergütung p_{AC2G} zum Bezugspreis p_{G2AC} abhängig. Der SPI wird hier entsprechend der Vorgaben des Referenzfalls bei einer Einspeisevergütung von 12 ct/kWh und einem Netzbezugspreis von 30 ct/kWh ermittelt [34]. Das Verhältnis p beträgt somit 0,4.

In Bild 24 ist der SPI eines PV-Batteriesystems über der Einspeisevergütung und dem Netzbezugspreis aufgetragen. Des Weiteren ist ein SPI-Referenzwert (89,8%) aufgeführt. Bei gleichbleibender Einspeisevergütung und einem um 10 ct/kWh höheren Bezugspreis steigt der SPI

auf 90%. Der gleiche SPI-Wert wird auch erreicht, wenn die Netzeinspeisung mit 6 ct/kWh vergütet wird und 20 ct/kWh für den Netzbezug anfallen. In beiden Fällen ist das Verhältnis von Einspeisevergütung und Bezugspreis identisch. Wie zuvor hergeleitet, ist der SPI somit nur vom Verhältnis beider Größen abhängig.

Zukünftig kann davon ausgegangen werden, dass der Quotient von Einspeisevergütung zu Netzbezugspreis weiter sinken wird. Hierzu tragen zum einen sinkende Einspeisevergütungssätze und zum anderen steigende Bezugspreise bei. Tendenziell ist dies bei dem betrachteten Referenzsystem mit einem Anstieg des SPI verbunden, wenngleich die Änderung über einen weiten Bereich vergleichsweise gering ist.

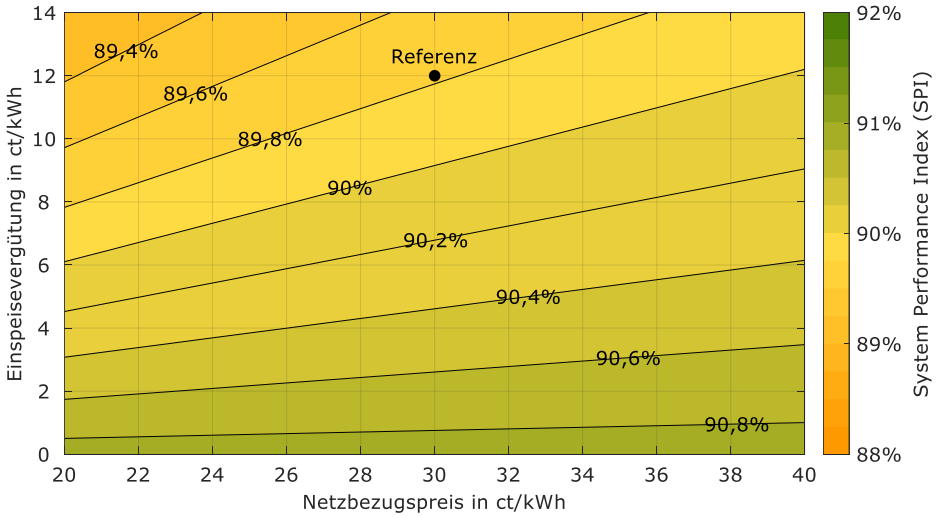

Bild 24 Abhängigkeit des SPI von der Einspeisevergütung und vom Netzbezugspreis für ein ausgewähltes PV-Batteriesystem.

Grundsätzlich sollte der SPI von unterschiedlichen Systemen nur verglichen werden, wenn den Berechnungen neben der Übereinstimmung der Betriebsbedingungen identische ökonomische Rahmenbedingungen zugrunde liegen. Um die Bewertungsergebnisse der beiden Referenzfälle eindeutig voneinander unterscheiden zu können, werden die daraus hervorgehenden Kennzahlen zukünftig als SPI (5 kWp) und SPI (10 kWp) bezeichnet. SPI (5 kWp) und SPI (10 kWp) sind aufgrund der unterschiedlichen Rahmenbedingungen nicht vergleichbar (vgl. Kapitel 2.4).

2.5.2 Einflussfaktoren auf den SPI

Ergänzend wurde untersucht, inwiefern der SPI der im Rahmen der Stromspeicher-Inspektion 2018 untersuchten Systeme von der Wahl des verwendeten Lastprofils abhängt. Hierzu wurden 70 Lastprofile von Haushalten mit einem elektrischen Energieverbrauch zwischen 2,3 und 7,5 MWh/a herangezogen [43]. Ob die einzelnen Systeme aufgrund der Dimensionierung des Batteriespeichers bzw. der leistungselektronischen Komponenten für den Einsatz in den jeweiligen Haushalten geeignet sind, wurde dabei nicht näher betrachtet. Auf Grundlage der 70 Lastprofile wurden 70 SPI-Werte für jedes PV-Batteriesystem ermittelt.

Bild 25 zeigt die resultierende Dichtefunktion, die sich aus der Verteilung der 70 SPI-Werte ergibt. Des Weiteren ist für jedes PV-Batteriesystem der mittlere SPI aufgeführt. Da die Differenz zwischen dem mittleren und medianen SPI der einzelnen Systeme maximal 0,1 Prozentpunkte beträgt, wurde auf die Abbildung des Medians verzichtet. Die Standardabweichung der ermittelten SPI-Werte beträgt durchschnittlich 0,6 Prozentpunkte. Mit einer Standardabweichung von 0,9 Prozentpunkten ist die Streuung der SPI-Werte des Systems D1 am stärksten ausgeprägt. Für dieses System ergibt sich auch die größte Differenz (0,3 Prozentpunkte) zwischen dem mittleren SPI und dem SPI, der aus der Simulation mit dem Referenzprofil resultiert. Bei dem Großteil der untersuchten Systeme weichen beide SPI-Werte jedoch um maximal 0,1 Prozentpunkte voneinander ab. Der mit dem Referenzprofil ermittelte SPI stimmt somit sehr gut mit dem mittleren SPI überein. Die Ergebnisse veranschaulichen die vergleichsweise geringe Abhängigkeit des SPI vom ausgewählten Lastprofil.

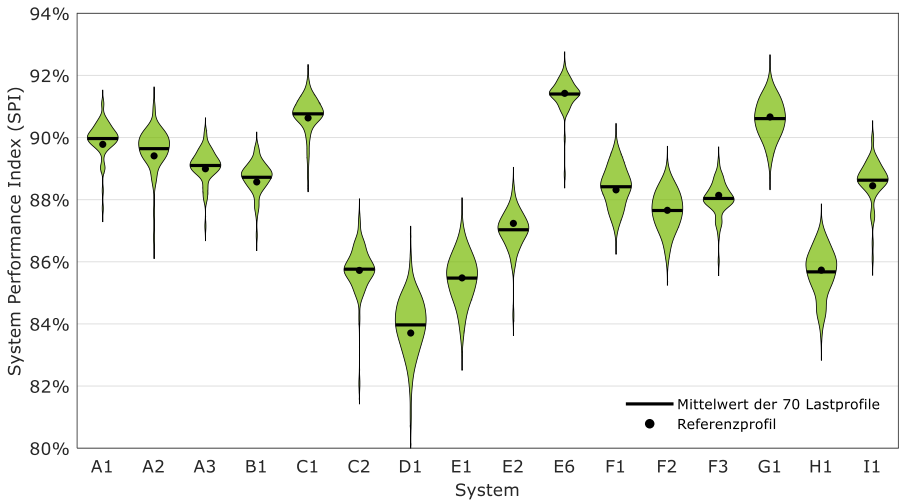

Bild 25 Dichtefunktion der Verteilung des SPI (5 kWp) der in der Stromspeicher-Inspektion 2018 untersuchten Systeme unter Verwendung von 70 Lastprofilen.

Für weitergehende Analysen zu den Einflussfaktoren auf den SPI sei auf [22] und [51] verwiesen.

2.6 Bewertung der PV-Batteriesysteme mit dem SPI

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der simulationsbasierten Bewertung der im Rahmen der Stromspeicher-Inspektion 2020 analysierten Systeme erläutert. Die Unternehmen, die sich mit Labormessdaten ihrer Produkte an der Studie beteiligt haben, konnten sich auf Basis der in Kapitel 2.4.3 aufgeführten Empfehlungen zur Referenzfallwahl für die simulationsbasierte Bewertung mit einem oder mit beiden Referenzfällen entscheiden. Die Systeme D2 und F1 wurden nicht mit dem SPI bewertet, da keine Messwerte des Batteriespeichers vorlagen oder aus dem Labortest gemäß Effizienzleitfaden keine plausiblen Werte hervorgingen.
Die Hersteller von 12 PV-Speichersystemen haben sich für die Bewertung mit dem SPI (5 kWp) entschieden. Insgesamt 14 Systeme wurden mit dem 2. Referenzfall und dem SPI (10 kWp) bewertet. Bild 26 stellt die SPI-Ergebnisse aller bewerteten Systeme gegenüber. Beim Vergleich der mit beiden Referenzfällen bewerteten Systeme wird deutlich, dass der SPI (10 kWp)

gegenüber dem SPI (5 kWp) im Mittel um 2,2 Prozentpunkte höher ausfällt. Im Wesentlichen ist dieser Unterschied auf die höhere PV-Nennleistung und die zusätzlichen elektrischen Verbraucher des 2. Referenzfalls zurückzuführen, die die Gesamtsystemeffizienz positiv beeinflussen (vgl. [15]).

Zudem sind die Unterschiede zwischen den Systemen beim SPI (10 kWp) oftmals geringer im Vergleich zum SPI (5 kWp). Bei System A1 und A2 trifft dies nicht zu, da die geringe nominale Entladeleistung (2,6 kW) den Energiedurchsatz des AC-gekoppelten Speichersystems A2 beim 2. Referenzfall stark beeinträchtigt. Einzelne Systemeigenschaften können also Unterschiede in der auf Basis der beiden Kennzahlen ermittelten Effizienzrangfolge hervorrufen. Wie bereits erwähnt, sind SPI (5 kWp) und SPI (10 kWp) nicht vergleichbar.

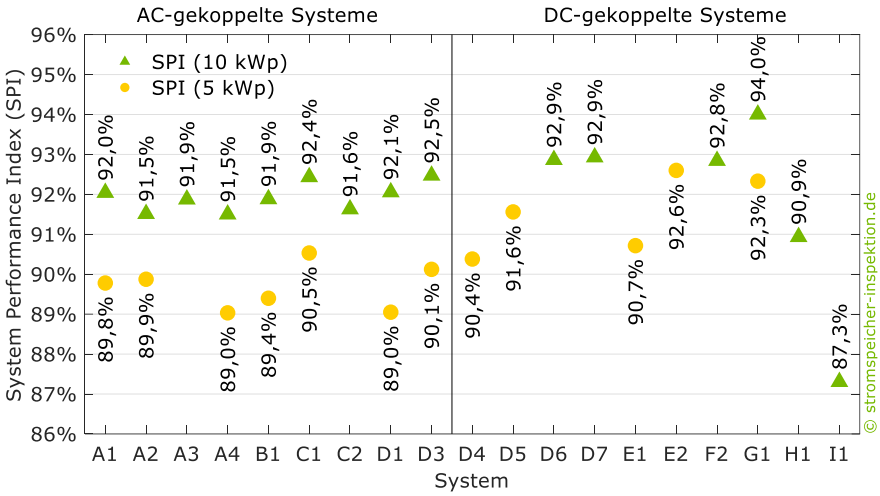

Bild 26 SPI (5 kWp) und SPI (10 kWp) der im Rahmen der Stromspeicher-Inspektion 2020 untersuchten PV-Speichersysteme.

2.6.1 SPI (5 kWp)

Die AC-gekoppelten Systeme A3 und C2 wurden aufgrund ihrer hohen Speicherkapazität nicht mit dem SPI (5 kWp) bewertet (vgl. Kapitel 2.1.1). Auch die DC-gekoppelten Systeme D6, D7, F2, H1 und I1 mit PV-Bemessungseingangsleistungen zwischen 8,9 kW und 10,4 kW wurden nur der Bewertung mit dem SPI (10 kWp) unterzogen. Hersteller G hat sich für die Bewertung mit beiden Referenzfällen entschieden, obwohl System G1 eine PV-Bemessungseingangsleistung von 10,2 kW hat. Diese Entscheidung basiert darauf, dass der Wechselrichter in baugleicher Ausführung mit einer Nennleistung von 6 kW erhältlich ist und somit in Verbindung mit einem 5-kWp-PV-Generator eingesetzt werden kann.

Die simulationsbasierte Bewertung der PV-Speichersysteme erlaubt eine detaillierte Analyse der einzelnen Verlustfaktoren. Bild 27 zeigt die Zusammensetzung der Effizienzverluste für die Systeme, die mit dem SPI (5 kWp) bewertet wurden. Die Systeme wurden hierzu nach der Höhe des resultierenden SPI (5 kWp) sortiert. Der SPI eines verlustfreien Systems beträgt unabhängig von Systemtopologie und Speicherkapazität 100%. Die Verluste aufgrund der Leistungslimitierung des Wechselrichters verringern den SPI (5 kWp) im Mittel um 0,5 Prozentpunkte. Mit einer mittleren Reduktion des SPI (5 kWp) in Höhe von 7 Prozentpunkten machen die Umwand-

lungsverluste des Batteriespeichers und der Leistungselektronik den Großteil der Systemverluste aus. Hinzu kommen Regelungs- und Energiemanagementverluste, die den SPI (5 kWp) im Durchschnitt um weitere 1,1 Prozentpunkte senken.

Bereitschaftsverluste, die im Wesentlichen auf die Leistungsaufnahme des Wechselrichters im Standby-Betrieb zurückzuführen sind, verursachen einen mittleren Verlust in Höhe von 0,9 Prozentpunkten. Da sich die effizienzbezogenen Systemeigenschaften voneinander unterscheiden (vgl. Kapitel 2.1), variiert die Relevanz der einzelnen Verluste je nach System.

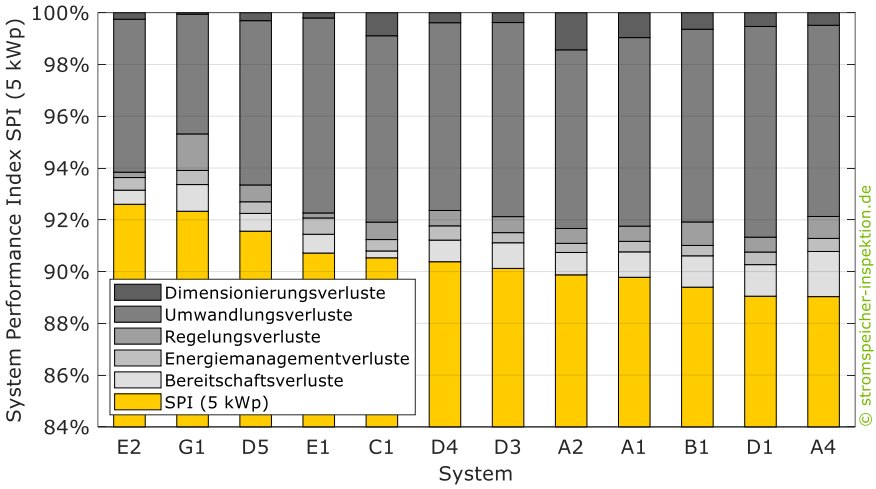

Bild 27 Beitrag der einzelnen Verlustmechanismen zur Reduktion des System Performance Index SPI (5 kWp) der untersuchten Systeme.

2.6.2 SPI (10 kWp)

Bild 28 veranschaulicht die Ergebnisse der Verlustanalyse für die mit dem SPI (10 kWp) bewerteten PV-Speichersysteme. Die mittleren Anteile der einzelnen Verlustmechanismen an den Gesamtsystemverlusten sind bei beiden Referenzfällen annähernd gleich. Der überdurchschnittlich hohe SPI (10 kWp) von System G1 ist vor allem auf sehr geringe Umwandlungsverluste zurückzuführen (vgl. Kapitel 2.1.2). Die Systeme C1 und C2 erzielen mit einer Standby-Leistungsaufnahme von 2 W bzw. 3 W die geringsten Bereitschaftsverluste. Beim Vergleich der Ergebnisse von System A1 und A2 fallen die fast doppelt so hohen Dimensionierungsverluste des Systems A2 auf. Grund hierfür ist die verhältnismäßig kleine nominale Entladeleistung im Vergleich zur nutzbaren Speicherkapazität (vgl. Kapitel 2.1.1). Obwohl System H1 geringe Dimensionierungs- und Umwandlungsverluste vorweist, liegt der SPI (10 kWp) dieses Systems aufgrund der hohen Bereitschaftsverluste nur bei 90,9%. Die auffallend hohen Effizienzeinbußen des Systems I1 sind vor allem den hohen Umwandlungs- und Regelungsverlusten geschuldet.

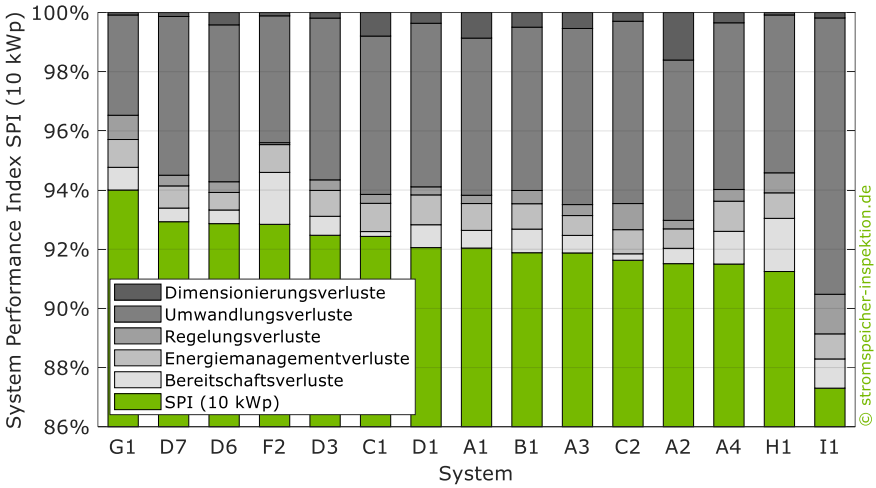

Bild 28 Beitrag der einzelnen Verlustmechanismen zur Reduktion des System Performance Index SPI (10 kWp) der untersuchten Systeme.

2.6.3 Empfehlungen zur Systemoptimierung

Die simulationsbasierte Effizienzanalyse mit dem SPI erlaubt es, die Relevanz der einzelnen Verlustmechanismen zu ermitteln. Ausgehend vom idealen Systemverhalten werden die einzelnen Verlustursachen hierfür separat betrachtet und die jeweils hervorgerufene Änderung der Netzeinspeisung und des Netzbezugs ermittelt. Bild 29 schlüsselt auf, welchen Beitrag die einzelnen Verlustmechanismen an den Gesamtverlusten eines Beispielsystems ausmachen. Wird das ideale Systemverhalten mit der nominalen Wechselrichterleistung 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, wodurch Energiemanagementverluste in Höhe von 0,4 Prozentpunkten entstehen. Die Bereitschaftsverluste der einzelnen Systemkomponenten bringen einen SPI-Verlust von insgesamt 1,0 Prozentpunkten mit sich.

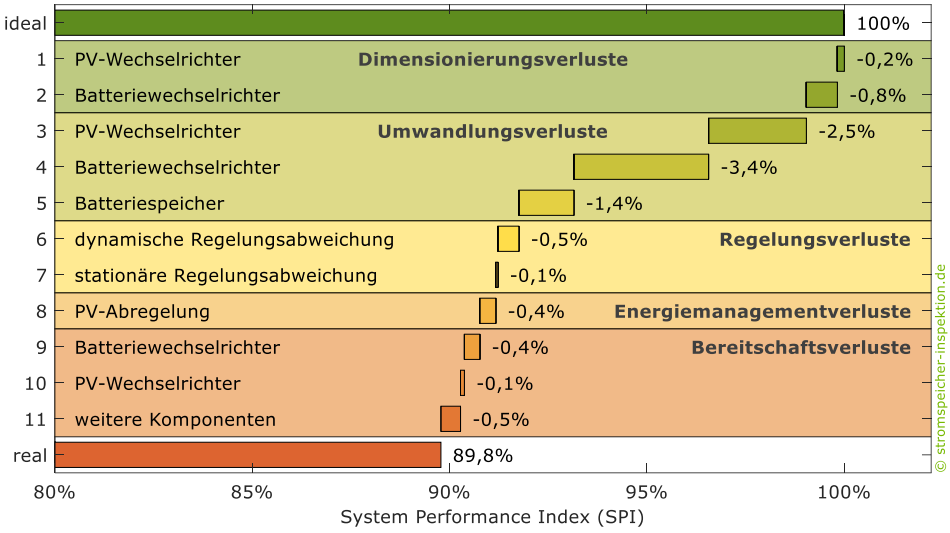

Bild 29 Einfluss der verschiedenen Verlustmechanismen auf den SPI (5 kWp) eines AC-gekoppelten PV-Batteriesystems (Beispielsystem mit einer Speicherkapazität von 6,6 kWh).

Aus den Ergebnissen der im Rahmen des Vorhabens durchgeführten Verlustanalysen lassen sich zusammenfassend folgende Schlussfolgerungen ziehen und Empfehlungen zur Effizienzoptimierung ableiten:

- Das größte Potenzial zur Steigerung der Systemeffizienz liegt bei vielen Systemen in der Verbesserung der Teillastwirkungsgrade der Energieumwandlungspfade. Aufgrund des hohen Energiedurchsatzes im unteren Teillastbereich sollten Umwandlungswirkungsgrade von mindestens 90% bei einer Auslastung von 500 W und mindestens 95% bei 1000 W angestrebt werden.
- Durch eine Aktualisierung der Software kann die Leistungsaufnahme der PV-Batteriesysteme im Standby-Betrieb oftmals verringert werden [19].
- Geringere stationäre und dynamische Regelungsabweichungen sind häufig durch Anpassungen der Systemregelung erreichbar.
- Eine weitere Möglichkeit zur Verbesserung der Systemeffizienz bieten prognosebasierte Betriebsstrategien, die zur Verringerung der Energiemanagementverluste beitragen können. Dies ist besonders empfehlenswert, wenn die Einspeiseleistung auf 50% der Nennleistung des PV-Generators begrenzt werden muss.

Diese Erkenntnisse lassen die Schlussfolgerung zu, dass die Softwareoptimierung einen wichtigen Beitrag zur Verringerung der Verluste eines PV-Batteriesystems leisten kann.

2.7 Entwicklung einer Effizienzklassifizierung

2.7.1 Vorschlag zur Effizienzklassifizierung

Zur besseren Vergleichbarkeit der Systeme, die nur mit dem SPI (5 kWp) bzw. SPI (10 kWp) bewertet wurden, wurde im Rahmen des Vorhabens ein Vorschlag zur Effizienzklassifizierung von PV-Speichersystemen erarbeitet [52]. Die Einteilung der Effizienzklassen basiert auf den Ergebnissen der Stromspeicher-Inspektionen 2018 und 2019 sowie weiteren Systemanalysen [53], [54]. Da SPI (5 kWp) bzw. SPI (10 kWp) aufgrund der abweichenden Rahmenbedingungen

der beiden Referenzfälle unterschiedliche Werte annehmen, unterscheidet sich auch die in Tabelle 4 dargestellte Effizienzklassifizierung für beide Kennzahlen.

Tabelle 4 Vorschlag zur Einteilung der Energieeffizienzklassen für PV-Batteriesysteme.

Effizienzklasse	SPI (5 kWp)	SPI (10 kWp)
A	≥ 92%	≥ 93,5%
B	≥ 90%	≥ 92,5%
C	≥ 88%	≥ 91,5%
D	≥ 86%	≥ 90,5%
E	≥ 84%	≥ 89,5%
F	≥ 82%	≥ 88,5%
G	< 82%	< 88,5%

2.7.2 Ergebnisse der Effizienzklassifizierung

Bild 30 vergleicht den SPI (5 kWp) der 12 untersuchten PV-Speichersysteme. Mit einem mittleren SPI (5 kWp) von 90,4% schneiden alle untersuchten Systeme sehr gut ab. Die Systeme E2 und G1 erreichen mit einem SPI (5 kWp) von über 92% die Effizienzklasse A. Den Effizienzklassen B und C werden jeweils 5 PV-Speichersysteme zugeordnet. Im Gegensatz zu vorangegangenen Analysen gibt es in der Stromspeicher-Inspektion 2020 kein System, das anhand des ermittelten SPI (5 kWp) in die Effizienzklassen D, E, F oder G fällt.

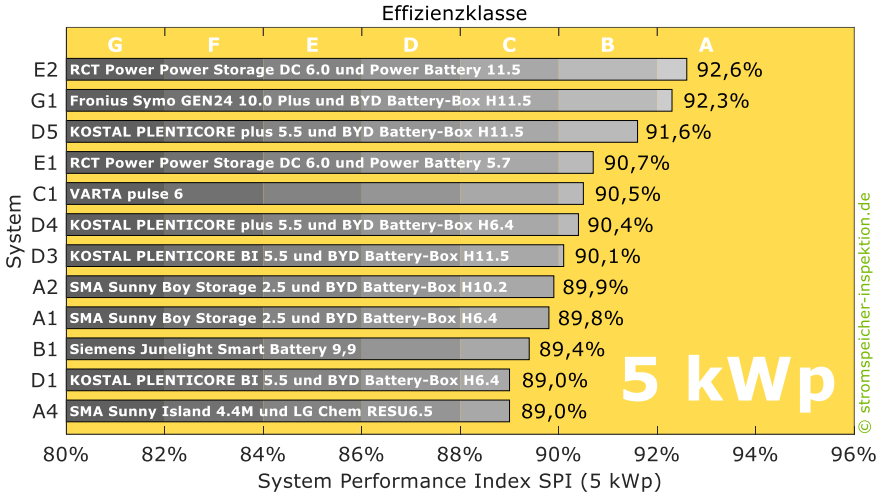

Bild 30 SPI (5 kWp) und Effizienzklassen der untersuchten PV-Speichersysteme

Die für den SPI (10 kWp) bestimmten Effizienzklassen sind in Bild 31 aufgeführt. Die Klassenbreite beträgt hier aufgrund der geringeren Unterschiede zwischen den Systemen nur 1 Prozentpunkt [52]. 7 von 8 Systemen, die mit beiden Referenzfällen bewertet wurden, erreichen anhand des SPI (5 kWp) bzw. SPI (10 kWp) die gleiche Effizienzklasse.

Als einziges mit dem SPI (10 kWp) bewertetes System erreicht G1 die Effizienzklasse A. Die baugleichen Systeme D6 und D7, bei denen sich lediglich die nominale PV-Bemessungseingangsleistung unterscheidet, werden mit einem SPI (10 kWp) von 92,9% der Effizienzklasse B zugeordnet. Der Großteil der Systeme fällt in Effizienzklasse C. Die hohen Effizienzverluste von

System I haben einen SPI (10 kWp) von 87,3% zur Folge. Somit erreicht dieses System nur Effizienzklasse G.

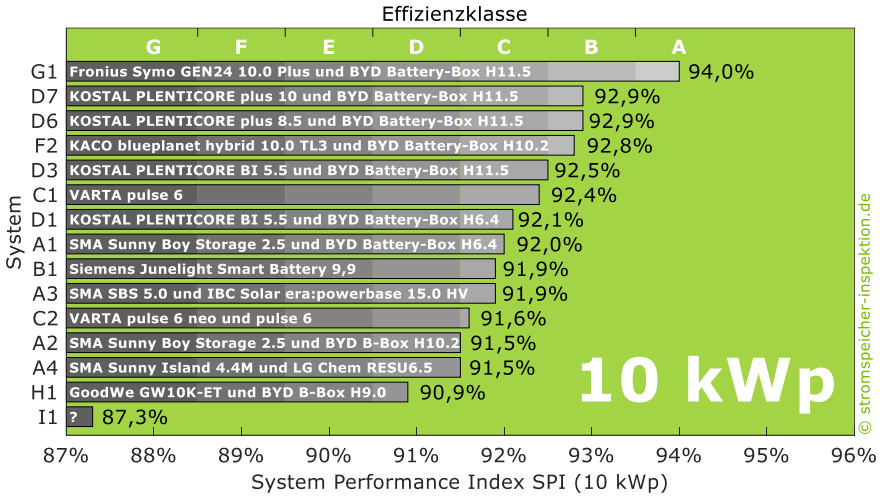

Bild 31 SPI (10 kWp) und Effizienzklassen der untersuchten PV-Speichersysteme.

3 Diskussion der Ergebnisse

Ein wesentlicher Schwerpunkt des Vorhabens war die Analyse der Effizienz von mehr als 30 PV-Batteriesystemen im Rahmen der Stromspeicher-Inspektion. Insgesamt 18 Unternehmen beteiligten sich mit Labormessdaten an den 3 Ausgaben des Speichervergleichs und haben damit zu mehr Transparenz im Speichermarkt beigetragen. Um dieses Engagement zu würdigen, wurden Siegel erstellt, mit denen die beteiligten Hersteller auf die Teilnahme an der Stromspeicher-Inspektion hinweisen konnten (vgl. Bild 32).

Bild 32 Siegel der Stromspeicher-Inspektion 2018, 2019 und 2020 für die beteiligten Unternehmen.

Die Testergebnisse der einzelnen Speichersysteme wurden auf dem jeweiligen Siegel gegenüber der ursprünglichen Zielsetzung aus folgenden Gründen nicht vermerkt:

- In der ersten Ausgabe des Effizienzleitfadens (Version 1.0) galt die Vorgabe, dass die Labortests mindestens mit der kleinstmöglichen Speicherkapazität durchzuführen sind [16]. In der im April 2019 veröffentlichten Version 2.0 wurde konkretisiert, dass die Systeme zukünftig mindestens bei mittlerer Batteriemodulanzahl getestet werden sollen [17]. Ergänzend empfiehlt der Effizienzleitfaden (Version 2.0) zusätzliche Tests bei minimaler und maximaler Batteriekonfiguration. Demnach wurden nicht alle unter-

suchten Systeme bei mittlerer Batteriekonfiguration getestet, einige sogar nur mit maximaler Batteriemodulanzahl. Je mehr Batteriemodule in Reihe geschaltet sind, desto höher ist die resultierende Batteriespannung. Die hohe Batteriemodulanzahl wirkt sich aufgrund der Spannungsabhängigkeit der Umwandlungseffizienz positiv auf die Umwandlungswirkungsgrade der Wechselrichter aus, dadurch kann insbesondere bei Hochvolt-Systemen ein höherer SPI erzielt werden.

- Die Wirkungsgradkennlinien der PV-Einspeisung (PV2AC-Umwandlungspfad) DC-gekoppelter Systeme werden meist bei der vom Hersteller definierten nominalen PV-Eingangsspannung verglichen, die jedoch je nach Gerät variiert. Diese nominale Eingangsspannung liegt in der Praxis oft deutlich über der tatsächlichen Eingangsspannung, insbesondere wenn der PV-Generator auf verschiedene Eingänge des Wechselrichters aufgeteilt wird. Dadurch fallen die Umwandlungsverluste im Betrieb meist höher aus als im Labortest bei nominaler Eingangsspannung. Die PV2AC-Umwandlungswirkungsgrade von DC-gekoppelten Systemen, die bei unterschiedlichen PV-Eingangsspannungen ermittelt wurden, sind daher nur eingeschränkt vergleichbar.

Im Folgenden werden weitere Einschränkungen der simulationsbasierten Effizienzbewertung von PV-Batteriesystemen diskutiert, die bei der Interpretation der Ergebnisse zu beachten sind.

Zur Durchführung des entwickelten Simulationstests sind Labormesswerte erforderlich, die aus standardisierten Messungen nach dem Effizienzleitfaden hervorgehen. Ein belastbarer Vergleich der Effizienz unterschiedlicher PV-Batteriesysteme ist nur möglich, wenn die Systeme unter identischen Prüfbedingungen charakterisiert werden. Der Vergleich der von 4 unterschiedlichen Prüfinstituten erhobenen Messwerte ergab eine überwiegend zufriedenstellende Reproduzierbarkeit der Messergebnisse [33]. Dennoch ist davon auszugehen, dass die Datenqualität je nach Prüfstand variiert. Die Verbesserung der Messgenauigkeit sollte daher Gegenstand weiterer Anstrengungen sein. Letztlich bestimmt die Qualität der zugrunde liegenden Messdaten maßgeblich die Belastbarkeit des Simulationstests.

Die im Simulationsmodell berücksichtigten Verlustursachen sind auf die im Datenblatt angegebenen Systemeigenschaften beschränkt. Zur Abbildung der einzelnen Verlustmechanismen waren daher zahlreiche Modellvereinfachungen erforderlich, die in Kapitel 2.2.2 ausführlich erläutert wurden. Ergänzend dazu soll hier noch einmal auf folgende Einschränkungen hingewiesen werden:

- Gemäß Effizienzleitfaden wird die Leistungsabhängigkeit der Umwandlungswirkungsgrade an 8 Stützstellen zwischen 5% und 100% der nominalen Leistung des jeweiligen Umwandlungspfads bestimmt. Ein unstetiger Verlauf der Wirkungsgradkennlinien, der aus der auslastungsabhängigen Zu- bzw. Abschaltung einzelner Komponenten resultiert, kann durch die 8 Wirkungsgradwerte nicht korrekt wiedergegeben werden.
- Aufgrund der einsekündigen Zeitschrittweite der Simulationsrechnungen kann das Systemverhalten nur mit ganzzahligen Werten der Totzeit simuliert werden.
- Zur Abbildung der Bereitschaftsverluste wird vereinfacht davon ausgegangen, dass die PV-Speichersysteme nach Erreichen des minimalen oder maximalen Ladezustands des Batteriespeichers umgehend in den Standby-Betriebsmodus wechseln. Der bei einigen

Systemen zu beobachtende mehrminütige Leerlaufbetrieb mit höherer Leistungsaufnahme bleibt demnach unberücksichtigt.

Zudem sei darauf hingewiesen, dass der Ladungsausgleich zwischen den Batteriezellen (Balancing), regelmäßige Kalibrierungsladungen in den Wintermonaten oder kurzzeitige Unterbrechungen des Lade- und Entladevorgangs nicht im Simulationsmodell berücksichtigt werden [55].

Sowohl die beschriebenen Modellvereinfachungen als auch die im Modell vernachlässigten Eigenschaften bringen Abweichungen zwischen den Mess- und Simulationsergebnissen mit sich. Zur Validierung des Simulationsmodells PerMod wurden die simulierten und gemessenen Energieflüsse von 10 PV-Batteriesystemen auf Basis von mehrtägigen Anwendungstests verglichen [55]. Wie die in Kapitel 2.3.3 dargestellten Validierungsergebnisse zeigen, variiert die Modellgenauigkeit je nach System. Da nicht alle systemspezifischen Besonderheiten und Verlustursachen im Simulationsmodell berücksichtigt sind, wird die Systemeffizienz durch das Simulationsmodell in der Regel leicht überschätzt. Ein Simulationstest auf Basis von Datenblattangaben gemäß Effizienzleitfaden bringt somit nicht alle in der Praxis auftretenden Effizienzverluste zum Vorschein.

Wie bereits eingangs erläutert, ist ein belastbarer Vergleich der Effizienz von unterschiedlichen PV-Batteriesystemen nur unter identischen Betriebsbedingungen möglich. Im Rahmen des entwickelten Simulationstests wird das Betriebsverhalten der PV-Batteriesysteme in 2 Referenzgebäuden simuliert (vgl. Kapitel 2.4.3). Die Effizienzbewertung beschränkt sich daher auf PV-Batteriesysteme, die aufgrund ihrer Systemeigenschaften zum Einsatz in den Referenzgebäuden geeignet sind. Systeme, die aufgrund der Dimensionierung der leistungselektronischen Komponenten nicht für den Einsatz in den Referenzgebäuden in Frage kommen, können folglich nicht mit dem SPI bewertet werden. Bei den DC-gekoppelten Systemen ist insbesondere die PV-Bemessungseingangsleistung ein limitierender Faktor.

Des Weiteren ist darauf hinzuweisen, dass der SPI AC- bzw. PV-gekoppelter Systeme von der Effizienz des gewählten PV-Wechselrichters abhängt. Der Vergleich des SPI von unterschiedlichen PV-Batteriesystemen sollte daher nur unter Verwendung desselben PV-Wechselrichters erfolgen. Die Beschränkung des vorgestellten Verfahrens auf Batteriesysteme in Wohngebäuden kann als weiterer Kritikpunkt angesehen werden. Zukünftige Änderungen der ökonomischen Rahmenbedingungen erfordern unter Umständen die Anpassung des Netzbezugspreises und der Netzeinspeisevergütung. Weiterhin ist die Internationalisierung des entwickelten Bewertungsansatzes mit Herausforderungen verbunden. Einerseits variieren die ökonomischen Rahmenbedingungen in den einzelnen Ländern. Andererseits unterscheidet sich der saisonale und tageszeitliche Verlauf der Lastprofile je nach Region. Die Übertragbarkeit des Bewertungsansatzes auf andere Marktsegmente und Regionen sollte daher in weitergehenden Untersuchungen geprüft werden.

4 Bewertung der Vorhabensergebnisse

Dieses Kapitel dient der ökologischen, technologischen und ökonomischen Bewertung der Vorhabensergebnisse. Hierfür wird zunächst der Einfluss der Umwandlungseffizienz auf die Höhe der jährlichen Umwandlungsverluste der untersuchten PV-Batteriesysteme aufgezeigt. Weiterhin wird dargestellt, welche Auswirkungen Effizienzeinbußen auf die theoretisch erzielbare Kosteneinsparung der Solarstromspeicher haben können. Zuletzt wird der Zusammenhang zwischen der Energieeffizienz und den CO_2-Emissionen eines PV-Speichersystems aufgezeigt.

Eine hohe Umwandlungseffizienz der Batteriesysteme ist besonders wichtig, um eine hohe Netzeinspeisung bei gleichzeitig geringem Netzbezug zu erreichen. Die Höhe der jährlichen Umwandlungsverluste hängt entscheidend von den Wirkungsgradkennlinien der einzelnen Energieumwandlungspfade sowie vom Batteriewirkungsgrad eines PV-Batteriesystems ab. Bild 33 vergleicht die aus der Simulation resultierenden Umwandlungsverluste von 2 im Rahmen der Stromspeicher-Inspektion 2020 untersuchten DC-gekoppelten Systemen [15].

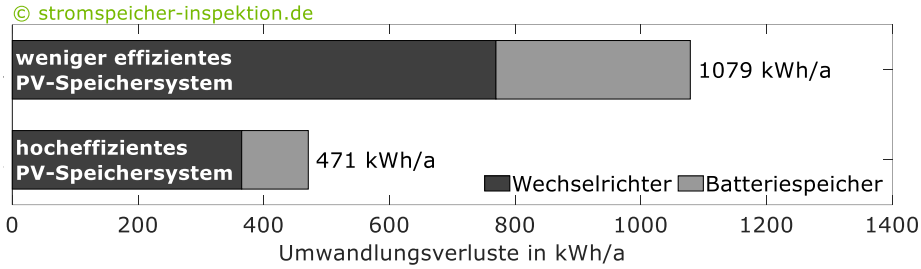

Bild 33 Vergleich der Umwandlungsverluste von 2 DC-gekoppelten Systemen auf Basis der simulationsbasierten Analyse mit dem 2. Referenzfall.

Das hocheffiziente Gerät (unterer Balken) weist hohe Umwandlungswirkungsgrade auf, weshalb die jährlichen Umwandlungsverluste mit 471 kWh/a vergleichsweise gering sind. Im Gegensatz dazu fallen die Umwandlungsverluste des weniger effizienten Systems (oberer Balken) um 608 kWh/a höher aus. Diese Ergebnisse weisen auf den bedeutenden Einfluss der Wechselrichter- und Batteriewirkungsgrade hin. Je höher die Umwandlungsverluste eines PV-Speichersystems sind, desto weniger überschüssige PV-Energie kann in das Stromnetz eingespeist werden und desto mehr Energie muss aus dem Netz zur Versorgung der elektrischen Verbraucher bezogen werden.

Die Umwandlungsverluste machen den größten Teil der Gesamtsystemverluste aus und beeinflussen somit maßgeblich die erzielbare Kosteneinsparung eines PV-Batteriesystems. Bild 34 stellt einerseits die theoretisch erzielbare Kosteneinsparung der idealen PV-Batteriesysteme mit Speicherkapazitäten zwischen 2 und 12 kWh dar (grüne Linie). Andererseits ist die aus dem Simulationstest ermittelte Kosteneinsparung der realen Systeme aufgeführt, die im Vergleich zum Idealfall je nach System um 108 €/a (E6) bis 199 €/a (D1) geringer ausfällt.

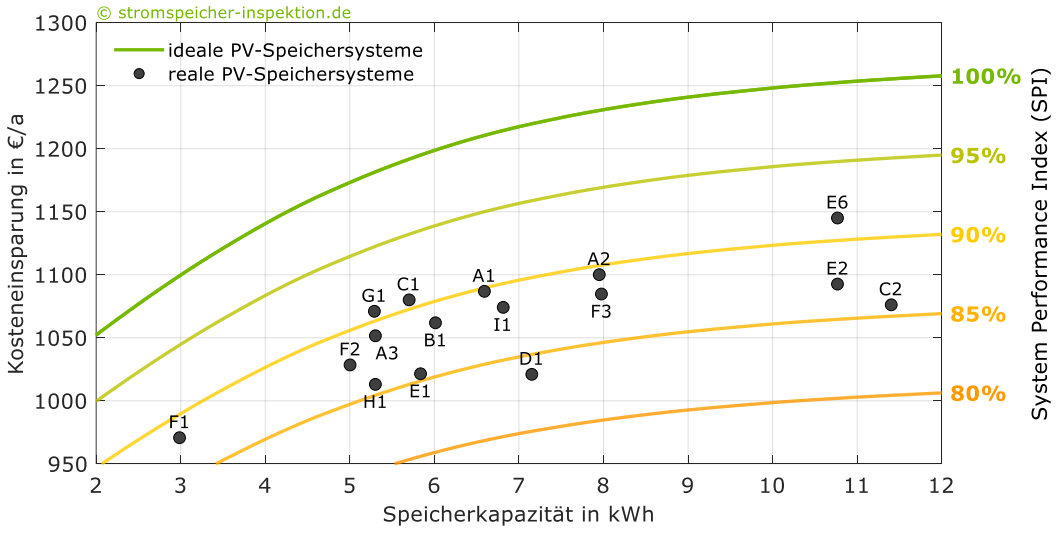

Bild 34 Resultierende Kosteneinsparung der in der Stromspeicher-Inspektion 2018 analysierten PV-Batteriesysteme gegenüber dem Referenzgebäude ohne PV-Batteriesysteme.

Des Weiteren zeigt Bild 34, welche Kosteneinsparung je nach Speicherkapazität erforderlich ist, um beispielsweise 85% des idealen Einsparungspotenzials zu erreichen. Anhand der dargestellten Isolinien des SPI wird deutlich, dass drei Viertel der PV-Speichersysteme einen SPI zwischen 85 und 90% erzielen. Aus Bild 34 lassen sich zudem folgende Schlussfolgerungen ziehen:

- Bei System C2 mit dem größten Batteriespeicher (11,4 kWh) ist die erzielbare Kosteneinsparung gegenüber dem kleinsten System F1 mit 3 kWh aufgrund der vergleichsweise hohen Effizienzeinbußen um lediglich 106 €/a höher.
- 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 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 auch mit kleinen Speicherkapazitäten hohe Kosteneinsparungen erzielen können.

Die Systemeffizienz hat im Vergleich zur Speicherkapazität oft einen größeren Einfluss auf die erzielbare Kosteneinsparung eines PV-Batteriesystems. Dies verdeutlicht die Relevanz der Systemeffizienz im Vergleich zur Speicherkapazität, die bei der Auswahl eines PV-Batteriesystems bisher oft im Mittelpunkt steht.

Ob ein Speichersystem die CO_2-Emissionen verringert und somit einen Beitrag zum Klimaschutz leistet, hängt maßgeblich von dessen Energieeffizienz ab. Um die CO_2-Einsparung der PV-Batteriesysteme im Betrieb zu ermitteln, wurden die durch den Strombezug aus dem Netz verursachten CO_2-Emissionen und die durch die Netzeinspeisung vermiedenen CO_2-Emissionen bilanziert. In Bild 35 sind die Berechnungsergebnisse dargestellt, die auf Basis des stündlichen CO_2-Emissionsfaktors des deutschen Strommix für das Jahr 2017 ermittelt wurden [56]. Die CO_2-Emissionen zur Herstellung der Systemkomponenten wurden dabei nicht berücksichtigt. Als Vergleich dienen die bilanziellen CO_2-Emissionen eines Wohngebäudes mit einem

elektrischen Energieverbrauch von rund 5010 kWh/a und einem 5-kWp-PV-System (1. Referenzfall), die sich auf 592 kg/a summieren. Im Vergleich dazu kann ein hocheffizientes PV-Speichersystem rund 35 kg/a CO_2 zusätzlich vermeiden. Das zeigt: Sehr effiziente Speichersysteme können im Betrieb bereits heute zur Verringerung der CO_2-Emissionen in Deutschland beitragen.

Je höher allerdings die Verluste eines PV-Batteriesystems sind, desto weniger Solarstrom wird in das Netz eingespeist. Zudem muss mehr Strom aus dem Netz bezogen werden. Die Höhe der Effizienzeinbußen wirkt sich somit unmittelbar auf die erzielbaren CO_2-Einsparungen aus. Bei weniger effizienten Speichersystemen mit hohen Umwandlungs- und Standby-Verlusten sieht die Bilanz daher schlechter aus. Selbst wenn die CO_2-Emissionen für die Batterieherstellung nicht berücksichtigt werden, können ineffiziente PV-Speichersysteme gegenüber PV-Systemen ohne Speicher keine positive CO_2-Bilanz vorweisen. Der positive Beitrag der Speicher zum Klimaschutz geht durch die hohen Effizienzverluste verloren. Dies verdeutlicht, wie wichtig effizienzoptimierte Speichersysteme sind.

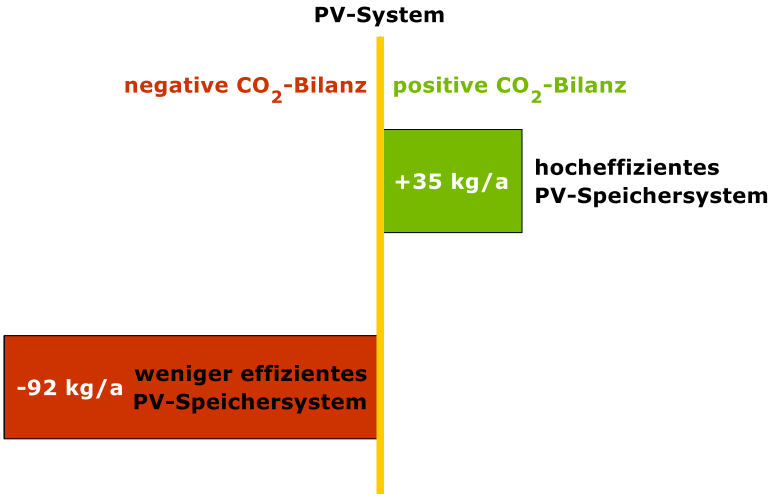

Bild 35 Bilanzielle CO_2-Emissionen von einem Haus mit unterschiedlich effizienten Photovoltaik-Speichersystemen im Vergleich zu der Bilanz des Hauses mit PV-System und ohne Batteriespeicher im Jahr 2017.

5 Veröffentlichung der Ergebnisse

Im Rahmen des Vorhabens wurden zahlreiche Studien, Konferenzbeiträge und Zeitschriftenartikel verfasst. Auf diese Weise wurde das Bewusstsein für die Wichtigkeit der Speichereffizienz innerhalb der Solar- und Speicherbranche gestärkt. Des Weiteren wurden die Vorhabensergebnisse in Webinaren und Vorträgen vorgestellt. Mehrere Workshops sowie Treffen der AG Effizienzleitfaden dienten der Diskussion der Ergebnisse mit Vertreterinnen und Vertretern aus Wissenschaft und Industrie. Im Rahmen einer Pressekonferenz wurden die Ergebnisse der ersten Ausgabe der Stromspeicher-Inspektion der Fachwelt vorgestellt. Eine Liste aller im Rahmen des Vorhabens erstellten Veröffentlichungen ist in Anhang A.3 zu finden.

Des Weiteren wurde in Tageszeitungen und Fachzeitschriften sowie auf Online-Portalen über die Ergebnisse des Vorhabens ausführlich berichtet, wie die nachfolgende Auswahl von Beiträgen zeigt:

- Frankfurter Rundschau: Gut fürs Gewissen – aber auch gut fürs Klima?
- pv magazine: HTW Speicher-Inspektion 2019: BYD, Kostal und RCT Power im Effizienzvergleich vorn
- photovoltaik: Simulation von Batteriesystemen
- IKZ: Solarstromspeicher: Marktübersichten aktualisiert
- de – das Elektrohandwerk: Vergleich der Energieeffizienz gängiger Batteriespeichersysteme
- EUWID: Solarstromspeicher zur Eigenversorgung: Größe ist nicht das einzige Kriterium
- ZfK Zeitung für kommunale Wirtschaft: Studie: Wie effizient sind die heutigen Stromspeicher wirklich?
- Klimareporter: Spart der Stromspeicher zu Hause CO_2 ein?
- photovoltaik: Nur zwei Watt im Stand-by
- klein-windanlagen.com: Die besten Stromspeicher fürs Haus

6 Fazit

Der Fokus dieses Vorhabens lag auf der Entwicklung eines modellbasierten Simulationstests zur Bewertung der Energieeffizienz von PV-Batteriesystemen in Wohngebäuden. Hierzu wurden Simulationsmodelle entwickelt, mit denen die Energieflüsse in Wohngebäuden mit AC-, DC- und PV-gekoppelten PV-Batteriesystemen in einsekündiger Auflösung berechnet werden können. Die Modelle werden ausschließlich mit Messdaten parametriert, die aus Labortests gemäß dem Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme hervorgehen. Für alle Systemtopologien wurde eine gute Übereinstimmung zwischen den Mess- und Simulationsergebnissen nachgewiesen.

In einem weiteren Schwerpunkt des Vorhabens wurde der System Performance Index (SPI) als neue Effizienzkennzahl für PV-Batteriesysteme eingeführt und etabliert, die den Vergleich der unterschiedlichen Systemtopologien erstmals erlaubt. Der SPI wurde im Rahmen der neu konzipierten Studie Stromspeicher-Inspektion für mehr als 30 unterschiedliche Speichersysteme bestimmt. Insgesamt 18 Batterie-, Wechselrichter- und Komplettsystemanbieter haben sich bislang mit Labormessdaten von unabhängigen Prüfinstituten an der Studie beteiligt, darunter namhafte Unternehmen wie Fronius, Kostal, LG Chem, Siemens, SMA, sonnen und VARTA. Die Bewertung der getesteten Speichersysteme mit dem SPI hat gezeigt, dass sowohl AC- als auch DC-gekoppelte Systeme eine herausragende Systemeffizienz erzielen können. Anhand detaillierter Verlustanalysen wurde außerdem nachgewiesen, dass die Umwandlungsverluste innerhalb der Leistungselektronik den größten Teil der Gesamtsystemverluste ausmachen.

Die im Rahmen des Projekts entwickelten Simulationsmodelle sowie der SPI können in unterschiedlichen Gebieten zum Einsatz kommen. Hauptanwendung des entwickelten Simulationstests ist der Vergleich der Energieeffizienz von PV-Batteriesystemen und somit die Bewertung

unterschiedlicher Produkte. Der SPI kann als Vergleichsgröße für Effizienz-Ranglisten und Marktübersichten dienen. Die im Vergleich zum Status quo weitaus detailreicheren Simulationsmodelle können in Softwareanwendungen zur Planung und Auslegung von PV-Batteriesystemen implementiert werden. Dadurch ließen sich auch individuelle Anforderungen an PV-Batteriesysteme in Wohngebäuden und Gewerbebetrieben mit besonderen elektrischen Verbrauchern analysieren.

Vielversprechend ist zudem der Einsatz des vorgestellten Simulationstests in der Produktentwicklung. Durch simulationsbasierte Verlustanalysen können Hersteller das Optimierungspotenzial ihrer Produkte mit dem Simulationsmodell PerMod identifizieren. Verschiedene Maßnahmen zur Systemoptimierung sowie neue Betriebsstrategien können vorab evaluiert werden. Auf diese Weise tragen die Ergebnisse dieses Projekts zur weiteren Verbesserung der Effizienz der PV-Batteriesysteme bei.

Darüber hinaus kann der SPI auch zur Bewertung der Betriebsdaten von PV-Batteriesystemen herangezogen werden. Ein Verfahren zur Bestimmung des SPI aus Labormessdaten eines sechstägigen Anwendungstests wurde bereits mit mehreren Instituten gemeinsam entwickelt [34]. Zudem ist die Analyse von Feldmessdaten mit dem SPI ein aussichtsreiches Einsatzgebiet. Dadurch kommen die Effekte der Systemeigenschaften, die nicht aus standardisierten Labortests hervorgehen, in der Kennzahl zum Vorschein. Durch die Integration des Verfahrens in Softwareanwendungen zur Betriebsdatenanalyse kann der SPI auch zur kontinuierlichen Überwachung und Bewertung des individuellen Betriebsverhaltens der PV-Batteriesysteme genutzt werden.

Aufbauend auf den Erkenntnissen dieses Vorhabens wurden weitere relevante Forschungsthemen identifiziert. Vorrangig sollte untersucht werden, wie die Belastbarkeit der Labortests gemäß Effizienzleitfaden sowie des entwickelten Simulationstests weiter verbessert werden kann. Aufgrund der Relevanz der Leistungsaufnahme des Batteriemanagementsystems im Standby-Betrieb sollte der Labortest gemäß Effizienzleitfaden um ein Verfahren zur Bestimmung dieser Größe erweitert werden. Zudem sollte geprüft werden, ob sich die Modellgenauigkeit durch die Abbildung der Abhängigkeit der Umwandlungswirkungsgrade von der PV-Generatorspannung entscheidend verbessern lässt und ob der damit verbundene höhere Parametrierungsaufwand gerechtfertigt ist. Des Weiteren können die entwickelten Simulationsmodelle zur Untersuchung weitergehender Forschungsfragen im Bereich der Dimensionierung sowie der Bewertung der Effizienz und des Energiemanagements von PV-Batteriesystemen verwendet werden.

Literaturverzeichnis

[1] Rothacher, Tobias ; Schwarzburger, Heiko ; Timke, Thomas: *Stromspeicher für Gewerbe und Industrie*. 1. Aufl. Berlin : Beuth Verlag, 2018 – ISBN 978-3-410-25755-4

[2] Mertens, Konrad: *Photovoltaik - Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis*. 4. Aufl. München : Hanser, 2018 – ISBN 978-3-446-44863-3

[3] Höhne, Niklas ; Kuramochi, Takeshi ; Sterl, Sebastian ; Röschel, Lina ; NewClimate (Hrsg.): *Was bedeutet das Pariser Abkommen für den Klimaschutz in Deutschland?* (Kurzstudie). Berlin : Greenpeace e.V., 2016

[4] Vandyck, Toon ; Keramidas, Kimon ; Saveyn, Bert ; Kitous, Alban ; Vrontisi, Zoi: A global stocktake of the Paris pledges: Implications for energy systems and economy. In: *Global Environmental Change* Bd. 41 (2016)

[5] Creutzig, Felix ; Agoston, Peter ; Goldschmidt, Jan Christoph ; Luderer, Gunnar ; Nemet, Gregory ; Pietzcker, Robert C.: The underestimated potential of solar energy to mitigate climate change. In: *Nature Energy* Bd. 2 (2017)

[6] Breyer, Christian ; Bogdanov, Dmitrii ; Aghahosseini, Arman ; Gulagi, Ashish ; Child, Michael ; Oyewo, Ayobami Solomon ; Farfan, Javier ; Sadovskaia, Kristina ; u. a.: Solar photovoltaics demand for the global energy transition in the power sector. In: *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* (2017)

[7] Tjaden, Tjarko ; Weniger, Johannes ; Bergner, Joseph ; Schnorr, Felix ; Quaschning, Volker: Einfluss des Standorts und des Nutzerverhaltens auf die energetische Bewertung von PV-Speichersystemen. In: *29. Symposium Photovoltaische Solarenergie*. Bad Staffelstein, 2014

[8] Samweber, Florian ; Nobis, Philipp ; Wachinger, Kristin ; Köppl, Simon ; Gallet, Marc ; Fischhaber, Sebastian ; Staudacher, Thomas ; Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE) (Hrsg.): *Sun2Car@GAP Endbericht*. München : Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2014

[9] Weniger, Johannes ; Orth, Nico ; Maier, Selina ; Quaschning, Volker: Speicherauslegung in Zeiten aufkommender Elektromobilität. In: *pv magazine* (2018), Nr. 06

[10] Tjaden, Tjarko ; Schnorr, Felix ; Weniger, Johannes ; Bergner, Joseph ; Quaschning, Volker: Einsatz von PV-Systemen mit Wärmepumpen und Batteriespeichern zur Erhöhung des Autarkiegrades in Einfamilienhaushalten. In: *30. Symposium Photovoltaische Solarenergie*. Bad Staffelstein, 2015

[11] Moshövel, Janina ; Magnor, Dirk ; Sauer, Dirk Uwe ; Gährs, Swantje ; Bost, Mark ; Hirschl, Bernd ; Cramer, Moritz ; Özalay, Baris ; u. a.: *Analyse des wirtschaftlichen, technischen und ökologischen Nutzens von PV-Speichern* : ISEA, 2015

[12] Fares, Robert L. ; Webber, Michael E.: The impacts of storing solar energy in the home to reduce reliance on the utility. In: *Nature Energy* Bd. 2 (2017)

[13] Weniger, Johannes ; Maier, Selina ; Kranz, Lena ; Orth, Nico ; Böhme, Nico ; Quaschning, Volker: *Stromspeicher-Inspektion 2018*. Berlin : Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, 2018

[14] Quaschning, Volker: *Regenerative Energiesysteme: Technologie, Berechnung, Simulation*. 7. Aufl. München : Hanser Verlag, 2012 – ISBN 978-3-446-43526-1

[15] Weniger, Johannes ; Maier, Selina ; Orth, Nico ; Quaschning, Volker: *Stromspeicher-Inspektion 2020*. Berlin : Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, 2020

[16] BVES - Bundesverband Energiespeicher e.V. ; BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V.: *Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme*. Berlin, 2017

[17] BVES - Bundesverband Energiespeicher e.V. ; BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V.: *Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme 2.0*. Berlin, 2019

[18] Weniger, Johannes ; Tjaden, Tjarko ; Bergner, Joseph ; Quaschning, Volker: Sizing of Battery Converters for Residential PV Storage Systems. In: *Energy Procedia* Bd. 99 (2016), S. 3–10

[19] Munzke, Nina ; Mast, Michael ; Schwarz, Bernhard ; Büchle, Felix ; Beeh, Louis ; Lux, Stephan ; Kevlishvili, Nina ; Mademann, Bernhard ; u. a.: *Safety First – Sichere netzdienliche Heimspeicher* (Abschlussbericht), 2019

[20] Weniger, Johannes ; Orth, Nico ; Böhme, Nico ; Quaschning, Volker: *Stromspeicher-Inspektion 2019*. Berlin : Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, 2019

[21] Niedermeyer, Fabian ; von Appen, Jan ; Kneiske, Tanja ; Braun, Martin ; Schmiegel, Armin ; Kreutzer, Nico ; Rothert, Martin ; Reischl, Andreas: Innovative Performancetests für PV-Speichersysteme zur Erhöhung der Autarkie und des Eigenverbrauchs. In: *30. Symposium Photovoltaische Solarenergie*. Bad Staffelstein, 2015

[22] Weniger, Johannes ; Tjaden, Tjarko ; Quaschning, Volker: Vergleich verschiedener Kennzahlen zur Bewertung der energetischen Performance von PV-Batteriesystemen. In: *32. Symposium Photovoltaische Solarenergie*. Bad Staffelstein, 2017

[23] Weniger, Johannes ; Tjaden, Tjarko ; Bergner, Joseph ; Quaschning, Volker: Dynamic mismatch losses of grid-connected PV-battery systems in residential buildings. In: *Journal of Energy Storage* Bd. 13 (2017), S. 244–254

[24] Weniger, Johannes ; Tjaden, Tjarko ; Orth, Nico ; Maier, Selina: *Performance Simulation Model for PV-Battery Systems (PerMod)*. URL http://pvspeicher.htw-berlin.de/permod. – Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin

[25] Schmidt, Heribert ; Sauer, Dirk-Uwe: Wechselrichter-Wirkungsgrade: Praxisgerechte Modellierung und Abschätzung. In: *Sonnenenergie* Bd. 4 (1996), S. 43–47. – Sch96

[26] Laukamp, Hermann: Wechselrichter für Photovoltaik-Anlagen. In: *Symposium Photovoltaische Solarenergie*. Kloster Banz, Bad Staffelstein, 1989

[27] Ackermann, F ; Bülo, T ; Nöding, C: Untersuchungen von Einflussgrößen auf Wirkungsgrad- und Leistungsmessungen von PV-Wechselrichtern. In: *26. Symposium Photovoltaische Solarenergie*. Bad Staffelstein, 2011

[28] Knoop, Michael ; Littwin, Matthias: MATLAB-basiertes Simulationsmodell zur Berechnung der elektrischen Leistungsflüsse im PV-Speichersystem. In: *32. Symposium Photovoltaische Solarenergie*. Bad Staffelstein, 2017

[29] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN): *Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz*. Berlin : Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), 2014

[30] Weniger, Johannes ; Bergner, Joseph ; Beier, David ; Jakobi, Marc ; Tjaden, Tjarko ; Quaschning, Volker: Grid Feed-in Behavior of Distributed PV Battery Systems. In: *31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*. Hamburg, 2015

[31] Munzke, Munzke ; James, Barry ; Schwarz, Bernhard: Performance Evaluation of Household Li-Ion Battery Storage Systems. In: *32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*. München, 2016. – Vortrag – ISBN 3-936338-41-8, S. 1516–1521

[32] Pinne, Julia: *Optimierung von PV-Wechselrichtern im Netzparallelbetrieb mithilfe analytischer Verhaltens- und Verlustleistungsmodelle, Elektrische Energiesysteme*. Kassel : Kassel University Press, 2015 – ISBN 978-3-86219-924-2

[33] Büchle, Felix ; Munzke, Nina ; Schwarz, Bernhard ; Hiller, Marc ; Messner, Christian ; Lux, Stephan ; Klee Barillas, Joaquin: Lithium-Ionen Heimspeichersysteme: Reproduzierbarkeit von Performancemessungen an PV-Speichersystemen. In: *PV-Symposium 2018*. Bad Staffelstein, 2018

[34] Orth, Nico ; Weniger, Johannes ; Tjaden, Tjarko ; Munzke, Nina ; Schwarz, Bernhard ; Büchle, Felix ; Messner, Christian ; Figgener, Jan ; u. a.: Vergleich der Energieeffizienz verschiedener PV-Speichersystemkonzepte. In: *PV-Symposium 2018*. Bad Staffelstein, 2018

[35] Maier, Selina: *Modellierung von DC-gekoppelten Photovoltaik-Speichersystemen*. Berlin, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Bachelorthesis, 2018

[36] Figgener, Jan ; Haberschusz, David ; Kairies, Kai-Philipp ; Wessels, Oliver ; Zurmühlen, Sebastian ; Sauer, Dirk Uwe: *Speichermonitoring Baden-Württemberg Jahresbericht 2019*. Aachen : Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA), RWTH Aachen, 2019

[37] Scherrer, Aline ; Burghard, Uta ; Wietschel, Martin ; Dütschke, Elisabeth: Early Adopter von E-Fahrzeugen: Ladeleistungen, Eigenerzeugung und Einstellungen zum Lademanagement. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* (2019), Nr. 11–2019, S. 23–26

[38] Figgener, Jan ; Haberschusz, David ; Kairies, Kai-Philipp ; Wessels, Oliver ; Tepe, Benedikt ; Sauer, Dirk Uwe: *Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0 - Jahresbericht 2018*. Aachen : Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA), RWTH Aachen, 2018

[39] Kairies, Kai-Philipp ; Figgener, Jan ; Haberschusz, David ; Wessels, Oliver ; Tepe, Benedikt ; Sauer, Dirk Uwe: Market and technology development of PV home storage systems in Germany. In: *Journal of Energy Storage* Bd. 23 (2019), S. 416–424

[40] Kalisch, J. ; Schmidt, T. ; Heinemann, D. ; Lorenz, E.: Continuous meteorological observations in high-resolution (1Hz) at University of Oldenburg in 2014, PANGAEA - Data Publisher for Earth & Environmental Science (2015)

[41] KLUCHER, T. M.: Evaluation of models to predict insolation on tilted surfaces. In: *Solar Energy* Bd. 23 (1979), S. 111–114

[42] BEYER, HANS GEORG ; HEILSCHER, GERD ; BOFINGER, STEFAN: 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

[43] TJADEN, TJARKO ; BERGNER, JOSEPH ; WENIGER, JOHANNES ; QUASCHNING, VOLKER: *Repräsentative elektrische Lastprofile für Wohngebäude in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis*. URL https://pvspeicher.htw-berlin.de/daten/. – Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin

[44] WENIGER, JOHANNES ; ORTH, NICO ; TJADEN, TJARKO ; QUASCHNING, VOLKER: Referenzfälle zur simulationsbasierten Bewertung der Energieeffizienz von PV-Batteriesystemen.

[45] ANKE BAARS: *Warmwasser mit Solarstrom: Noch mehr Solarenergie im eigenen Haushalt nutzen*. URL https://www.sma-sunny.com/warmwasser-mit-solarstrom-noch-mehr-solarenergie-im-eigenen-haushalt-nutzen/. – SMA Solar Technology AG

[46] KAIRIES, KAI-PHILIPP ; HABERSCHUSZ, DAVID ; VAN OUWERKERK, JONAS ; STREBEL, JAN ; WESSELS, OLIVER ; MAGNOR, DIRK ; BADEDA, JULIA ; SAUER, DIRK UWE: *Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher - Jahresbericht 2016* (Jahresbericht). Aachen : Institut für Stromrichtertechnik und Elektronische Antriebe (ISEA), RWTH Aachen, 2016

[47] GRAEBIG, MARKUS ; ERDMANN, GEORG ; RÖDER, STEFAN: Assessment of residential battery systems (RBS): profitability, perceived value proposition, and potential business models. In: *37th IAEE International Conference*. New York, 2014

[48] KRIEGER, ELENA M. ; ARNOLD, CRAIG B.: Effects of undercharge and internal loss on the rate dependence of battery charge storage efficiency. In: *Journal of Power Sources* Bd. 210 (2012), S. 286–291

[49] FORTENBACHER, PHILIPP ; MATHIEU, JOHANNA L. ; ANDERSSON, GORAN: Modeling and Optimal Operation of Distributed Battery Storage in Low Voltage Grids. In: *IEEE Transactions on Power Systems* (2017)

[50] WENIGER, JOHANNES ; TJADEN, TJARKO ; BERGNER, JOSEPH ; QUASCHNING, VOLKER: Emerging Performance Issues of Photovoltaic Battery Systems. In: *32nd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*. München, 2016 – ISBN 3-936338-41-8, S. 2372–2380

[51] WENIGER, JOHANNES: *Bewertung der Energieeffizienz von netzgekoppelten Photovoltaik-Batteriesystemen in Wohngebäuden*. Berlin, Technische Universität Berlin, Dissertation, 2019

[52] WENIGER, JOHANNES ; ORTH, NICO ; BÖHME, NICO ; MAIER, SELINA ; QUASCHNING, VOLKER: Effizienzklassen für PV-Speichersysteme.

[53] MUNZKE, N. ; SCHWARZ, B. ; BÜCHLE, F. ; HILLER, M.: Latest Research Results on Home-Storage Performance.

[54] MUNZKE, NINA ; SCHWARZ, BERNHARD ; BÜCHLE, FELIX ; BARRY, JAMES: Lithium-Ionen Heimspeichersysteme: Performance auf dem Prüfstand. In: *32. Symposium Photovoltaische Solarenergie*. Bad Staffelstein, 2017

[55] MAIER, SELINA ; WENIGER, JOHANNES ; BÖHME, NICO ; QUASCHNING, VOLKER: Simulationsbasierte Effizienzanalyse von PV-Speichersystemen. In: *PV-Symposium 2019*. Bad Staffelstein, 2019

[56] WENIGER, JOHANNES ; BÖHME, NICO ; ORTH, NICO ; QUASCHNING, VOLKER: Sind Solarstromspeicher Klimaschützer? In: *pv magazine* (2019), Nr. 09

Anhang

A.1 Systembezeichnungen

Tabelle 5 Namentlich erwähnte Systeme der Stromspeicher-Inspektion 2020.

Nr.	Produktbezeichnung
A1	SMA Sunny Boy Storage 2.5 und BYD Battery-Box H6.4
A2	SMA Sunny Boy Storage 2.5 und BYD Battery-Box H10.2
A3	SMA Sunny Boy Storage 5.0 und IBC Solar era:powerbase 15.0 HV
A4	SMA Sunny Island 4.4M und LG Chem RESU6.5
B1	Siemens Junelight Smart Battery 9,9
C1	VARTA pulse 6
C2	VARTA pulse 6 neo und VARTA pulse 6
D1	KOSTAL PLENTICORE BI 5.5 und BYD Battery-Box H6.4
D2	KOSTAL PLENTICORE BI 5.5 und BYD Battery-Box H9.0
D3	KOSTAL PLENTICORE BI 5.5 und BYD Battery-Box H11.5
D4	KOSTAL PLENTICORE plus 5.5 und BYD Battery-Box H6.4
D5	KOSTAL PLENTICORE plus 5.5 und BYD Battery-Box H11.5
D6	KOSTAL PLENTICORE plus 8.5 und BYD Battery-Box H11.5
D7	KOSTAL PLENTICORE plus 10 und BYD Battery-Box H11.5
E1	RCT Power Power Storage DC 6.0 und Power Battery 5.7
E2	RCT Power Power Storage DC 6.0 und Power Battery 11.5
F1	KACO blueplanet hybrid 10.0 TL3 und Energy Depot DOMUS 2.5
F2	KACO blueplanet hybrid 10.0 TL3 und BYD Battery-Box H10.2 (FENECON Pro Hybrid 10)
G1	Fronius Symo GEN24 10.0 Plus und BYD Battery-Box H11.5
H1	GoodWe GW10K-ET und BYD Battery-Box H9.0

A.2 Wirkungsgradkennlinien

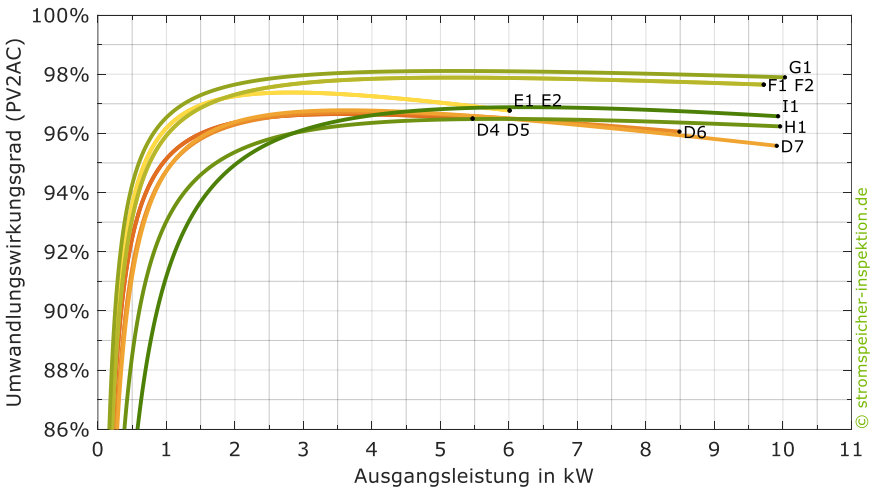

Bild 36 Wirkungsgrade der PV-Einspeisung (PV2AC) der DC-gekoppelten Systeme.

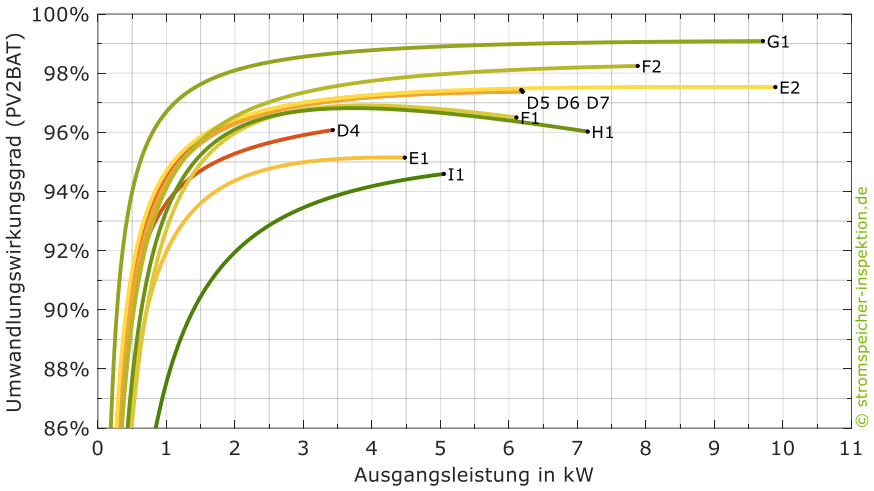

Bild 37 Wirkungsgrade der PV-Batterieladung (PV2BAT) der DC-gekoppelten Systeme.

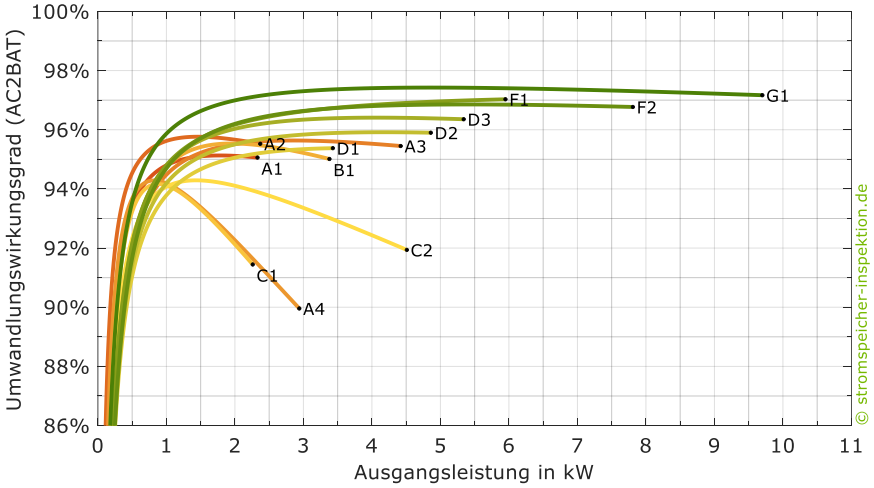

Bild 38 Wirkungsgrade der AC-Batterieladung (AC2BAT) der AC-gekoppelten Systeme sowie der DC-gekoppelten Systeme F1 bis G1.

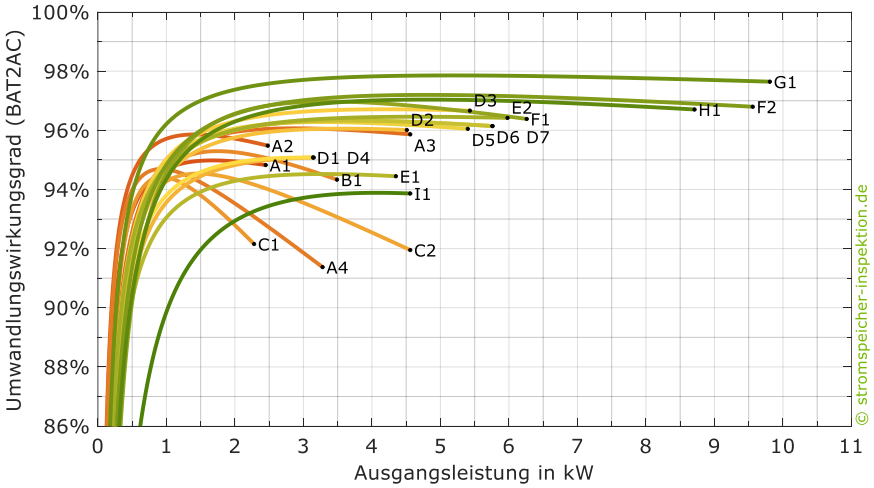

Bild 39 Wirkungsgrade der AC-Batterieentladung (BAT2AC) der AC- und DC-gekoppelten Systeme.

A.3 Liste der Veröffentlichungen

Studien

Weniger, J.; Maier, S.; Orth, N.; Quaschning, V.:
Stromspeicher-Inspektion 2020
Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin, Berlin, 3/2020

Weniger, J.; Orth, N.; Böhme, N.; Quaschning, V.:
Stromspeicher-Inspektion 2019
Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin, Berlin, 6/2019

Weniger, J.; Maier, S.; Kranz, L.; Orth, N.; Böhme, N.; Quaschning, V.:
Stromspeicher-Inspektion 2018
Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin, Berlin, 11/2018

Konferenzbeiträge

Weniger, J.; Maier, S.; Orth, N.; Quaschning, V.:
Vergleich von Batteriespeichern für Wohngebäude
12. EffizienzTagung Bauen + Modernisieren, Hannover, 11/2020

Weniger, J.; Maier, S.; Orth, N.; Quaschning, V.:
Stand der Transparenz im Markt für Solarstromspeicher
PV-Symposium 2020, Bad Staffelstein, 9/2020

Maier, S.; Weniger, J.; Böhme, N.; Quaschning, V.:
Simulationsbasierte Effizienzanalyse von PV-Speichersystemen
PV-Symposium 2019, Bad Staffelstein, 3/2019

Weniger, J.; Maier, S.; Kranz, L.; Orth, N.; Böhme, N.; Quaschning, V.:
Stromspeicher-Inspektion: Bewertung der Systemtechnik zur Speicherung von Solarstrom
PV-Symposium 2019, Bad Staffelstein, 3/2019

Weniger, J.; Maier, S.; Kranz, L.; Orth, N.; Böhme, N.; Quaschning, V.:
Stromspeicher-Inspektion: Analyse des Stands der Technik von Batteriesystemen für Wohngebäude
Batterieforum Deutschland, Berlin, 1/2019

Orth, N.; Weniger, J.; Tjaden, T.; Munzke, N.; Schwarz, B.; Büchle, F.; Messner, C.; Figgener, J.; Haberschusz, D.; Quaschning, V.:
Vergleich der Energieeffizienz verschiedener PV-Speichersystemkonzepte
PV-Symposium 2018, Bad Staffelstein, 4/2018

Weniger, J.; Orth, N.; Tjaden, T.; Quaschning, V.:
Status quo der Energieeffizienz von PV-Speichersystemen
PV-Symposium 2018, Bad Staffelstein, 4/2018

Zeitschriftenartikel

Maier, S.; Weniger, J.; Orth, N.; Quaschning, V.:
Solarstromspeicher werden immer besser
In: IKZ-Energy, 3/2020, S. 12-14

Böhme, N.; Weniger, J.; Orth, N.; Quaschning, V.:
High Performers in the Residential Storage Market
In: ees International, 9/2019, S. 1 – 3

Weniger, J.; Böhme, N.; Orth, N.; Quaschning, V.:
Sind Solarstromspeicher Klimaschützer?
In: pv magazine 9/2019, S. 62 - 64

Weniger, J.:
Klimaschutz braucht effiziente Stromspeicher
In: Behörden Spiegel 8/2019, S. 51

Weniger, J.:
Der System Performance Index für Stromspeicher
In: Elektropraktiker 2/2019, S. 112-116

Maier, S.:
95 Prozent, 5 Watt und 2 Sekunden
In: de – das elektrohandwerk, 1-2/2019, S. 40-41

Orth, N.; Weniger, J.; Tjaden, T.; Munzke, N.; Schwarz, B.; Büchle, F.; Messner, C.; Figgener, J.; Haberschusz, D.; Quaschning, V.:
Energieeffizienz verschiedener PV-Speichersystemkonzepte
In: de – das elektrohandwerk, 13-14/2018, S. 36-41

Weniger, J.; Orth, N.; Maier, S.; Quaschning, V.:
Speicherauslegung in Zeiten aufkommender Elektromobilität
In: pv magazine, 06/2018, S. 52-55

Weniger, J.; Orth, N.; Maier, S.; Quaschning, V.:
Speicher auf dem Prüfstand
In: Photovoltaik, 06/2018, S. 35-37

Workshops

Weniger, J.; Orth, N.; Böhme, N.; Maier, S., Quaschning, V.:
Effizienzbewertung von Photovoltaik-Speichersystemen
Tagesworkshop an der HTW Berlin im Rahmen des Projekts „EffiBat“, Berlin, 9/2019

Weniger, J.; Munzke, N.:
Performance von PV-Speichersystemen
Expertentisch auf dem PV-Symposium 2019, Bad Staffelstein, 3/2019

Rechberger, P.; Weniger, J.:
Bewertung der Effizienz von PV-Speichersystemen im Labor und durch Betriebsdaten
Workshop auf der 16. Österreichische Photovoltaik-Tagung, Krems, 11/2018

Weniger, J.; Munzke, N.:
Effizienz von PV-Speichersystemen
Expertentisch auf dem PV-Symposium 2018, Bad Staffelstein, 4/2018

Weniger, J.; Orth, N.; Kranz, L.; Maier, S.; Quaschning, V.:
Effizienz von PV-Speichersystemen
Workshop an der HTW Berlin zum Start des Projekts „EffiBat“, Berlin, 3/2018

Webinare

Weniger, J.; Maier, S.; Orth, N.; Quaschning, V.:
Stromspeicher-Inspektion 2020: Hausspeichersysteme im Vergleich
Webinar „Wege mit dem selbsterzeugten Strom im Haus“, Energietage 2020, 6/2020

Weniger, J.; Maier, S.; Orth, N.; Quaschning, V.:
Transparent, transparenter, Speichersysteme?
Memodo-Webinar, 3/2020

Weniger, J.; Maier, S.; Orth, N.; Quaschning, V.:
Sind Batteriespeichersysteme vergleichbar?
Webinar „Batteriespeicher“ des Zentrums für Energie, Bauen, Architektur und Umwelt (ZEBAU), 12/2019

Weniger, J.; Orth, N.; Böhme, N.; Quaschning, V.:
Die Suche nach den Perlen im Speichermarkt: Stromspeicher-Inspektion 2019
Memodo-Webinar, 10/2019

Weniger, J.; Orth, N.; Böhme, N.; Quaschning, V.:
Stromspeicher-Inspektion 2019: Speicher im Test
pv magazine Webinar, 7/2019

Weniger, J.; Maier, S.; Kranz, L.; Orth, N.; Böhme, N.; Quaschning, V.:
Stromspeicher-Inspektion 2018
Memodo-Webinar, 12/2018

Weniger, J.; Maier, S.; Kranz, L.; Orth, N.; Böhme, N.; Quaschning, V.:
Stromspeicher-Inspektion 2018
pv magazine Webinar, 12/2018

Vorträge

Weniger, J.; Maier, S.; Orth, N.; Quaschning, V.:
Stromspeicher-Inspektion 2019
Strommarkttreffen „Stationäre Stromspeicher“, Berlin, 2/2020

Weniger, J.; Maier, S.; Orth, N.; Quaschning, V.:
Stromspeicher-Inspektion 2019: Die Suche nach den Perlen im Speichermarkt
Memodo-Speichertage in Hamburg, Berlin, Kassel, Nürnberg und München, 10-12/2019

Weniger, J.; Maier, S.; Orth, N.; Quaschning, V.:
Stromspeicher-Inspektion 2019
Fachforum Stromspeicher, München, 12/2019

Weniger, J.; Maier, S.; Orth, N.; Quaschning, V.:
Stromspeicher-Inspektion 2019
de-Expertenrunde »Energiespeicher«, Berlin, 11/2019

Weniger, J.; Orth, N.; Böhme, N.; Quaschning, V.:
Vergleich von Speichersystemen: Stromspeicher-Inspektion 2019
Praxisseminar: Optimierte Nutzung von Photovoltaik-Strom, Hamburg, 8/2019

Weniger, J.; Orth, N.; Böhme, N.; Quaschning, V.:
Bewertung und Optimierung der Energieeffizienz von Photovoltaik-Batteriesystemen (EffiBat)
Projektvorstellung an der HTW Berlin, 5/2019

Weniger, J.; Maier, S.; Kranz, L.; Orth, N.; Böhme, N.; Quaschning, V.:
Stromspeicher-Inspektion 2018
Lehrveranstaltung „Energiespeicher“ an der HTW Berlin, Berlin, 5/2019

Weniger, J.; Maier, S.; Kranz, L.; Orth, N.; Böhme, N.; Quaschning, V.:
Stromspeicher-Inspektion 2018
Research School der HTW Berlin, Berlin, 4/2019

Maier, S.; Weniger, J.; Böhme, N.; Quaschning, V.:
Simulationsbasierte Effizienzanalyse von PV-Speichersystemen
PV-Symposium 2019, Bad Staffelstein, 3/2019

Weniger, J.; Maier, S.; Kranz, L.; Orth, N.; Böhme, N.; Quaschning, V.:
Stromspeicher-Inspektion: Bewertung der Systemtechnik zur Speicherung von Solarstrom
PV-Symposium 2019, Bad Staffelstein, 3/2019

Weniger, J.; Maier, S.; Kranz, L.; Orth, N.; Böhme, N.; Quaschning, V.:
Stromspeicher-Inspektion: Vergleich der Effizienz von Photovoltaik-Batteriesystemen
1. Expertenkreis Solar 2019, Hamburg, 2/2019

Weniger, J.; Maier, S.; Kranz, L.; Orth, N.; Böhme, N.; Quaschning, V.:
Vorstellung der Stromspeicher-Inspektion
Wittenberg, 1/2019

Weniger, J.; Maier, S.; Kranz, L.; Böhme, N.; Quaschning, V.:
Stromspeicher-Inspektion 2018: Speichermarkt-Analyse
Memodo-Speichertag, München, 12/2018

Weniger, J.; Maier, S.:
Dezentrale Stromspeicher für Wohngebäude: Katalysator für die Energiewende oder ineffizientes Lifestyle-Produkt?
Bits & Bäume 2018, Berlin, 11/2018

Weniger, J.; Maier, S.; Kranz, L.; Orth, N.; Böhme, N.; Quaschning, V.:
Pressekonferenz zur Stromspeicher-Inspektion 2018
Berlin, 11/2018

Weniger, J.; Maier, S.; Kranz, L.; Böhme, N.; Quaschning, V.:
Performance von PV-Batteriesystemen in Wohngebäuden
5. Deutsche Photovoltaikbetriebs- und Sicherheitstagung, Berlin, 10/2018

Weniger, J.; Tjaden, T.:
Effizienzleitfaden 2.0: Schnittstelle zwischen Prüfbericht und Datenblatt optimieren
Arbeitsgruppe Effizienzleitfaden des BVES und BSW, 9/2018

Weniger, J.; Maier, S.; Kranz, L.; Böhme, N.; Munzke, N.; Schwarz, B.; Büchle, F.; Messner, C.; Bründlinger, R.:
Umwandlungswirkungsgrade von DC-gekoppelten PV-Speichersystemen
Arbeitsgruppe Effizienzleitfaden des BVES und BSW, 9/2018

Weniger, J.; Orth, N.; Maier, S.; Quaschning, V.:
Effizienzleitfaden und mittlere Umwandlungswirkungsgrade für PV-Speichersysteme: Offene Diskussionspunkte
Arbeitsgruppe Effizienzleitfaden des BVES und BSW, Köln, 7/2018

Weniger, J.; Orth, N.; Tjaden, T.; Quaschning, V.:
Status quo der Energieeffizienz von PV-Speichersystemen
PV-Symposium 2018, Bad Staffelstein, 4/2018

Weniger, J.; Orth, N.; Kranz, L.; Quaschning, V.:
Wie effizient sind PV-Speichersysteme wirklich?
5. Qualitätstag für PV und Speicher, Berlin, 2/2018

Weniger, J.; Orth, N.; Quaschning, V.:
Effizienzkennzahl für PV-Speichersysteme: Weiteres Vorgehen
Arbeitsgruppe Effizienzleitfaden des BVES und BSW, 2/2018

Pressemitteilungen

HTW Berlin
Stromspeicher-Inspektion 2020: Neue Speichereffizienz-Rekorde aufgestellt
Presseinformation vom 9. März 2020, Berlin

HTW Berlin
Klimaschutz erfordert mehr Photovoltaik-Anlagen mit effizienten Speichersystemen
Presseinformation vom 24. Juni 2019, Berlin

HTW Berlin
Stromspeicher-Inspektion 2018: Neue Studie der HTW Berlin nimmt erstmals 20 Solarstromspeicher unter die Lupe
Presseinformation vom 16. November 2018, Berlin

Sonstige Veröffentlichungen

Weniger, J.; Tjaden, T.; Orth, N.; Maier, S.:
Performance Simulation Model for PV-Battery Systems (PerMod Version 2.1)
HTW Berlin, 4/2020. Verfügbar unter: https://pvspeicher.htw-berlin.de/permod/

Weniger, J.; Maier, S.; Orth, N.; Quaschning, V.:
Stromspeicher-Inspektion 2020: Individuelle Analysen für die beteiligten Unternehmen
HTW Berlin, 2/2020

Weniger, J.; Tjaden, T.; Orth, N.; Maier, S.:
Performance Simulation Model for PV-Battery Systems (PerMod Version 2.0)
HTW Berlin, 8/2019. Verfügbar unter: https://pvspeicher.htw-berlin.de/permod/

Weniger, J.; Orth, N.; Böhme, N.; Quaschning, V.:
Stromspeicher-Inspektion 2019: Vertrauliche Analysen für die beteiligten Unternehmen
HTW Berlin, 6/2019

Weniger, J.; Maier, S.; Kranz, L.; Orth, N.; Böhme, N.; Quaschning, V.:
Stromspeicher-Inspektion 2018: Vertrauliche Analysen für die beteiligten Unternehmen
HTW Berlin, 11/2018