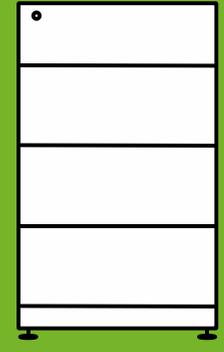
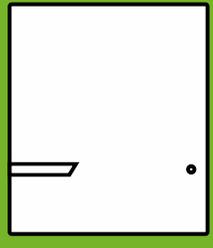
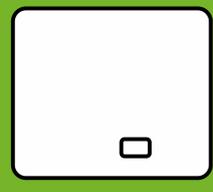
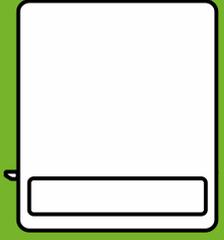
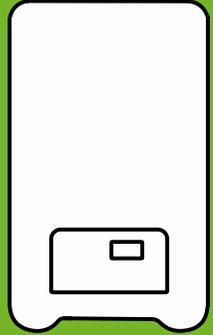
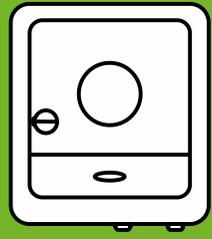
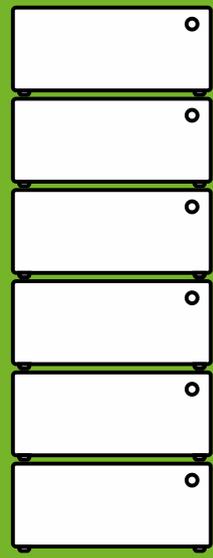
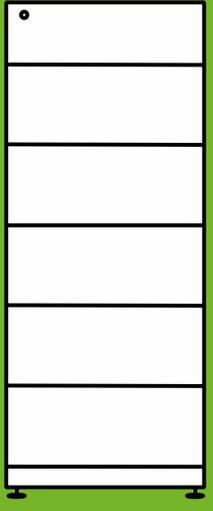
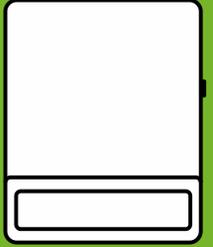
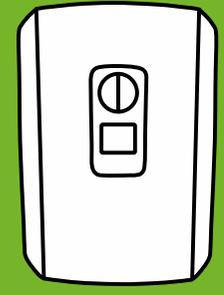
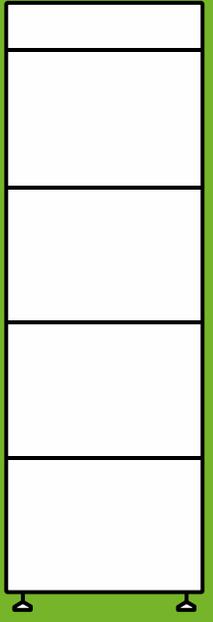
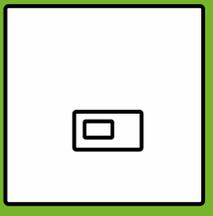
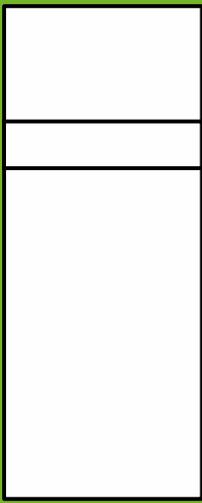
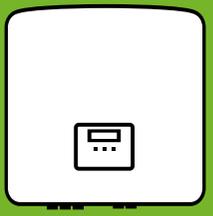


**STROM
SPEICHER**
Inspektion
2022

10 11 12
18 19 20 21 22 23
1 2 3



STROMSPEICHER Inspektion

htw. Hochschule für Technik
und Wirtschaft Berlin
University of Applied Sciences

Forschungsgruppe Solarspeichersysteme
Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin

STUDIE

Stromspeicher-Inspektion 2022

AUTOR:INNEN

Nico Orth
Johannes Weniger
Lucas Meissner
Isabel Lawaczeck
Volker Quaschnig

VERSION

Version 1.0 (März 2022)

WEBSEITE

www.stromspeicher-inspektion.de

FÖRDERUNG

Das diesem Bericht zugrunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz unter dem Förderkennzeichen 03EI3039A gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt beim Autor.

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Inhaltsverzeichnis

VORWORT	3
KURZFASSUNG	3
1 ANALYSE DES MARKTS FÜR PV-SPEICHERSYSTEME	5
2 VERGLEICH DER SYSTEMEIGENSCHAFTEN	7
2.1 Nutzbare Speicherkapazität	7
2.2 Nominale Leistung	10
2.3 Umwandlungswirkungsgrade	11
2.4 Regelungsabweichungen	14
2.5 Stand-by-Leistungsaufnahme	15
2.6 Bandbreite der Systemeigenschaften seit 2018	17
3 SIMULATIONSBASIERTE SYSTEMBEWERTUNG	19
3.1 System Performance Index (SPI)	19
3.2 Systembewertung mit dem SPI (5 kW)	20
3.3 Systembewertung mit dem SPI (10 kW)	21
3.4 Bandbreite der SPI-Ergebnisse seit 2018	22
4 ANTWORTEN AUF HÄUFIG GESTELLTE FRAGEN	23
LITERATURVERZEICHNIS	30
ANHANG	31

Vorwort

Bereits das fünfte Jahr in Folge vergleicht die Stromspeicher-Inspektion die Energieeffizienz von Photovoltaik (PV)-Speichersystemen für Privathaushalte. Neben der Qualität und den Garantiebedingungen gehört die Effizienz eines Speichersystems zu den 5 wichtigsten Auswahlkriterien [1]. Vergleichbare Effizienzparameter sind allerdings in den Datenblättern derzeit nur in Einzelfällen zu finden. Hier setzt der jährliche Speichervergleich im Rahmen der Stromspeicher-Inspektion an und sorgt für mehr Transparenz im Markt.

Wie jedes Jahr wurden alle Hersteller von Systemen zur Solarstromspeicherung in Wohngebäuden zur Teilnahme an der Stromspeicher-Inspektion eingeladen. **14 Unternehmen** folgten dem Aufruf und beteiligten sich mit Messwerten von **21 Systemen**. Alle untersuchten Speichersysteme wurden von unabhängigen Prüfinstituten gemäß dem Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme vermessen [2]. Die Forschungsgruppe Solarspeichersysteme der HTW Berlin dankt allen beteiligten Prüfinstituten für die Durchführung der Labortests. Ein besonderer Dank gilt den in Bild 1 aufgeführten 12 Herstellern, die der namentlichen Nennung zustimmten. Bis zum 15. Dezember 2022 können sich Speicherhersteller an der nächsten Ausgabe des Speichervergleichs beteiligen.



Bild 1 12 Unternehmen haben ihre Ergebnisse in der Stromspeicher-Inspektion 2022 unter Angabe der Produktnamen veröffentlichen lassen.

Kurzfassung

Die Studie bestätigt die positive **Entwicklung des Markts** für PV-Speichersysteme. Im Jahr 2021 wurden in Deutschland mehr als 200 000 PV-Anlagen mit einer Leistung bis 20 kW errichtet, mehr als doppelt so viele wie zwei Jahre zuvor. Beachtlich ist: Bereits ein Viertel der Systeme in diesem Marktsegment hatte eine Leistung zwischen 10 kW und 20 kW. Während 2019 nur etwa 37 % der neuen PV-Anlagen mit einem Batteriespeicher kombiniert wurden, stieg dieser Anteil im Jahr 2021 bereits auf 56 %. Allein im Jahr 2021 wurden über 130 000 Stromspeicher zusammen mit einer PV-Anlage neu installiert oder nachgerüstet. Im Jahr 2019 waren es noch 41 000.

Im zweiten Schwerpunkt dieser Studie wurden die **Effizienzeigenschaften** von 21 unterschiedlichen Stromspeichersystemen verglichen. Vorab haben die teilnehmenden Hersteller ihre Produkte von unabhängigen Prüflaboren vermessen lassen. Neben den marktführenden Herstellern BYD und Sonnen haben sich dieses Jahr 7 Unternehmen mit neuen Geräten beteiligt, darunter Fenecon, Solax und Varta.

Die Analyse der **Labormesswerte** zeigt: Die nutzbare Speicherkapazität kann um bis zu 19 % unter dem Wert liegen, der auf dem Datenblatt angegeben ist. Auch zwischen den getesteten Systemen treten bei wichtigen Effizienzparametern große Unterschiede auf. Der Wirkungsgrad der Lithium-Ionen-Batteriespeicher variiert zwischen 93,3 % und 97,8 %. Die mittleren Wechselrichterwirkungsgrade im Entladebetrieb unterscheiden sich sogar um bis zu 5,7 Prozentpunkte. In der Praxis ist neben hohen Umwandlungswirkungsgraden auch eine präzise Regelung der Speichersysteme wichtig. Während das schnellste System Leistungsschwankungen innerhalb von 0,3 s ausgleicht, benötigt ein anderes Gerät bis zu 11,7 s. Mit 71 W wurde im Rahmen der Studie zudem der bisher höchste Systemverbrauch im Stand-by-Modus ermittelt. Zum Vergleich: Das beste System in dieser Kategorie bezieht lediglich 2 W.

Die Effizienzbewertung der Stromspeichersysteme mit dem **System Performance Index (SPI)** baut auf den Labormessdaten auf. Der SPI ist eine Effizienz­kennzahl, die PV-Speichersysteme in den Leistungsklassen 5 kW und 10 kW vergleichbar macht. Die Spitzenreiter der Stromspeicher-Inspektion 2022 sind in Bild 2 aufgeführt. In der kleineren Leistungsklasse setzte sich, wie bereits im letzten Jahr, der Hybridwechselrichter Fronius Primo GEN24 6.0 Plus gemeinsam mit der BYD Battery-Box Premium HVS 7.7 durch. Ebenfalls zum zweiten Mal in Folge überzeugte in der 10-kW-Leistungsklasse der Power Storage DC 10.0 von RCT Power mit einem SPI von 95,1 %. Auch mehrere Hybridwechselrichter von KACO, KOSTAL und GoodWe erreichten hervorragende Bewertungsergebnisse.

Bild 3 zeigt die resultierenden **Effizienz­klassen** und die Rangfolge der in der Stromspeicher-Inspektion 2022 bewerteten Systeme. Während 2020 nur 2 Systeme die höchste Effizienz­klasse A erreichten, waren es in diesem Jahr bereits 6 Geräte. Weitere 8 sehr effiziente AC- und DC-gekoppelte Systeme erzielten die Effizienz­klasse B. Die Bewertungsergebnisse zeigen allerdings auch

große Effizienz­unterschiede auf. Die Gesamtverluste des Systems in der Effizienz­klasse F sind im Vergleich zu den Spitzenreitern von RCT Power und Fronius mehr als doppelt so hoch.

Im Rahmen der Stromspeicher-Inspektion wurden seit 2018 bereits mehr als **60 Solarstromspeicher** verglichen. Die vorliegende Studie stellt die bisherige Entwicklung der wichtigsten Effizienz­eigenschaften dar. Die Testergebnisse bestätigen, dass viele Hersteller wichtige Stellschrauben zur Effizienz­steigerung erkannt und ihre Geräte optimiert haben. Damit sind zunehmend mehr hocheffiziente PV-Speichersysteme am Markt erhältlich. Davon profitieren auch Haushalte, die sich unabhängiger von steigenden Strompreisen machen und einen aktiven Beitrag zum Klimaschutz leisten wollen. Je geringer die Effizienz­verluste sind, desto höher ist der durch ein PV-Speichersystem erreichbare Autarkiegrad. Beispielsweise erzielte das effizienteste System einen höheren Autarkiegrad als ein um fast 3 kWh größeres, aber weniger effizientes Gerät. Zudem ist festzuhalten: Eine hohe Systemeffizienz wirkt sich positiv auf die Kosteneinsparungen und vermiedenen CO₂-Emissionen aus.

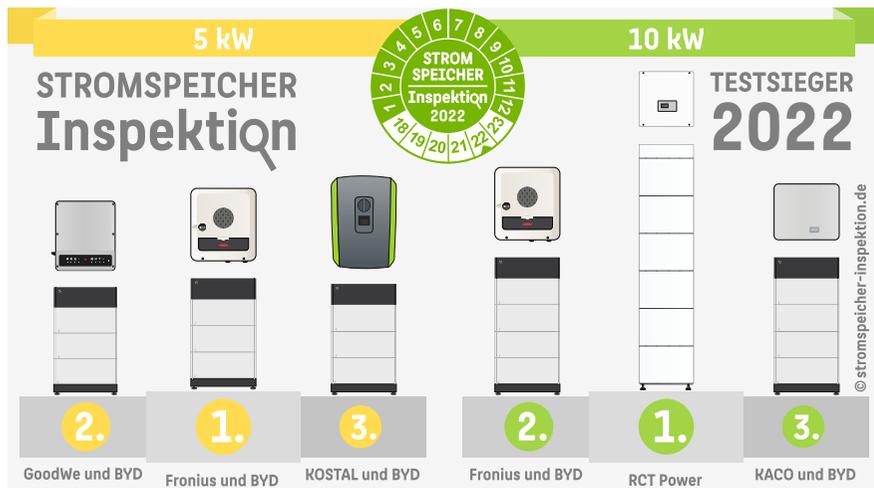


Bild 2 Die effizientesten Solarstromspeicher, die als Testsieger aus der Stromspeicher-Inspektion 2022 hervorgehen.

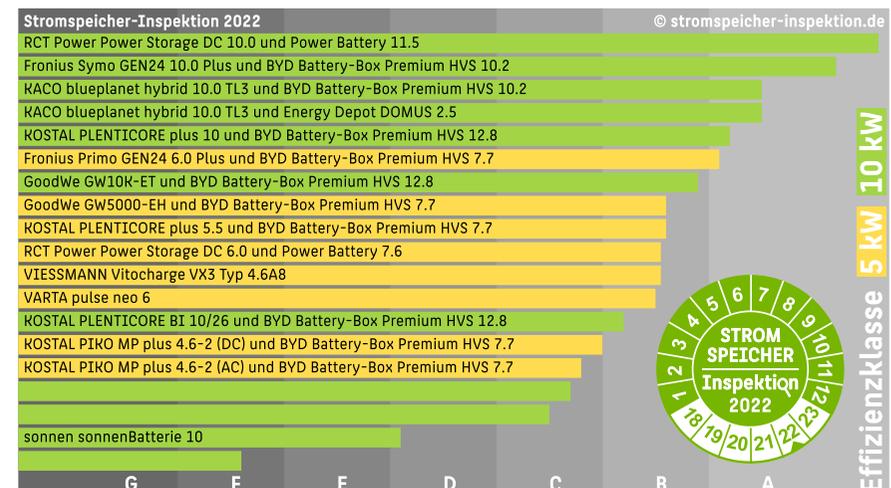


Bild 3 Rangliste und Effizienz­klassen der 19 mit dem System Performance Index (SPI) bewerteten Stromspeichersysteme.

1 Analyse des Markts für PV-Speichersysteme

Dieses Kapitel wirft einen Blick auf die Entwicklung des Markts für PV-Speichersysteme in Deutschland seit 2019. PV-Anlagen und Speichersysteme, die zwischen 2019 und 2021 in Betrieb genommen und im **Marktstammdatenregister** (MaStR) der Bundesnetzagentur registriert wurden, bilden die Datenbasis der Analyse. Anhand der sogenannten MaStR-Nummer wurden die Personen identifiziert, die sowohl eine PV-Anlage als auch ein Speichersystem besitzen.

Bild 4 vergleicht die Anzahl der in den Jahren 2019 bis 2021 in Privathaushalten installierten PV-Anlagen und Speichersysteme. Im Segment der kleineren PV-Dachanlagen mit einer Nennleistung bis 20 kW ist in den vergangenen Jahren ein deutlich positiver Trend zu verzeichnen. Während im Jahr 2019

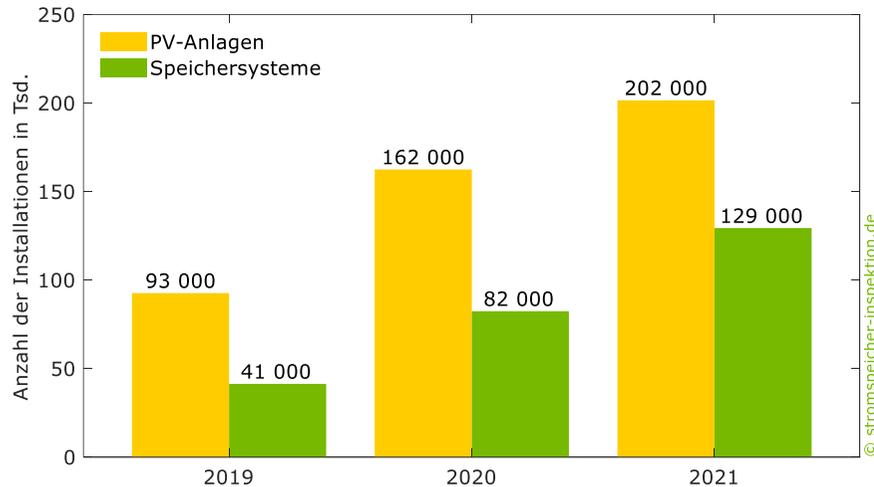


Bild 4 Anzahl der installierten PV-Anlagen mit einer Nennleistung kleiner als 20 kW und Anzahl der installierten Speichersysteme mit einer nutzbaren Speicherkapazität kleiner als 20 kWh (Daten: Marktstammdatenregister).

etwa 93 000 PV-Anlagen registriert wurden, waren es 2020 bereits circa 162 000 PV-Anlagen. Ein starkes Wachstum verzeichnet auch der Markt für Batteriesysteme mit einer nutzbaren Speicherkapazität bis 20 kWh. Von 2019 auf 2020 hat sich die Anzahl der im MaStR registrierten Speichersysteme auf 82 000 verdoppelt. Im Jahr 2021 wurden bundesweit sogar über **200 000 PV-Systeme** und **130 000 Batteriespeicher** installiert. Während im Jahr 2019 im betrachteten Marktsegment nur 37 % der neuen PV-Anlagen mit einem Batteriespeicher kombiniert wurden, stieg dieser Anteil im Jahr 2021 bereits auf 56 %. Darüber hinaus werden auch immer mehr bestehende PV-Anlagen mit einem Speichersystem ausgestattet. Die Analysen auf Basis der MaStR-Nummer zeigen, dass im Jahr 2021 über 16 000 Speichersysteme nachgerüstet wurden.

Im Jahr 2019 wurden im untersuchten Marktsegment PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 724 MW installiert. Im Jahr 2020 hat sich dieser Wert auf 1285 MW annähernd verdoppelt und 2021 lag die Gesamtleistung sogar bei **1697 MW**. Neben der absoluten Anzahl der PV-Anlagen stieg auch die mittlere PV-Anlagenleistung von 7,8 kW im Jahr 2019 auf 8,4 kW im Jahr 2021. Tabelle 1 zeigt auch, dass zunehmend größere Batteriespeicher installiert werden. Die nutzbare Speicherkapazität ist seit 2019 im Mittel um 0,5 kWh auf 8,5 kWh im Jahr 2021 gestiegen.

Tabelle 1 Mittelwert der PV-Nennleistung und der nutzbaren Speicherkapazität im Marktsegment der PV-Anlagen kleiner als 20 kW und der Batteriespeicher kleiner als 20 kWh (Daten: Marktstammdatenregister).

	2019	2020	2021
Nennleistung der PV-Anlagen	7,8 kW	7,9 kW	8,4 kW
Nutzbare Kapazität der Batteriespeicher	8,0 kWh	8,3 kWh	8,5 kWh

Bild 5 veranschaulicht für die Jahre 2019 bis 2021 den Anteil der einzelnen Leistungsklassen an der Gesamtanzahl der installierten PV-Anlagen bis 20 kW. Bis Ende 2020 war der Zubau von PV-Systemen zwischen 10 kW und 20 kW nahezu vernachlässigbar. Knapp 40 % der im Jahr 2020 errichteten PV-Anlagen hatten eine Nennleistung zwischen 9 kW und 10 kW. Mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2021 wurde die Leistungsschwelle für die Befreiung von der EEG-Umlage auf den selbstverbrauchten Solarstrom von 10 kW auf 30 kW erhöht. Seit Anfang 2021 ist daher die Installation von **PV-Anlagen mit Nennleistungen größer als 10 kW** weitaus attraktiver. Dies zeigt sich auch in der Verteilung der installierten PV-Nennleistung. Fast 51 000 der im Jahr 2021 errichteten PV-Anlagen hatten eine Leistung zwischen 10 kW und 20 kW. Der Trend hin zu größeren PV-Anlagen führt auch dazu, dass der relative Anteil der PV-Anlagen im Leistungsbereich zwischen 2 kW und 7 kW an Bedeutung verliert. Im Vergleich zu den Vorjahren stieg im Jahr 2021 zudem die Anzahl der registrierten PV-Anlagen mit einer Leistung von weniger als 1 kW deutlich an.

Bei den Speichersystemen setzte sich der bereits in den vergangenen Jahren beobachtete Trend hin zu größeren Batteriespeichern weiter fort (siehe [3] und [4]). Bild 6 zeigt die Häufigkeitsverteilung der nutzbaren Speicherkapazität der in den Jahren 2019 bis 2021 installierten Batteriespeicher. Zum einen ist die **sinkende Marktrelevanz von kleineren Batteriespeichern** mit nutzbaren Speicherkapazitäten unterhalb von 5 kWh zu erkennen. Zum anderen wird deutlich, dass 3 von 4 im Jahr 2021 installierten Speichersystemen eine Kapazität zwischen 5 kWh und 11 kWh hatten. Insbesondere Batteriespeicher mit nutzbaren Speicherkapazitäten um 5,0 kWh, 7,5 kWh und 10,0 kWh werden vermehrt installiert. Dies liegt an dem zunehmend modularen Aufbau der Batteriespeicher und an dem Einsatz größerer Batteriemodule (siehe [4]). Des Weiteren ist die Häufigkeitsverteilung der nutzbaren Speicherkapazitäten stark von den Produkten der Hersteller BYD, E3DC, SENEK und sonnen geprägt.

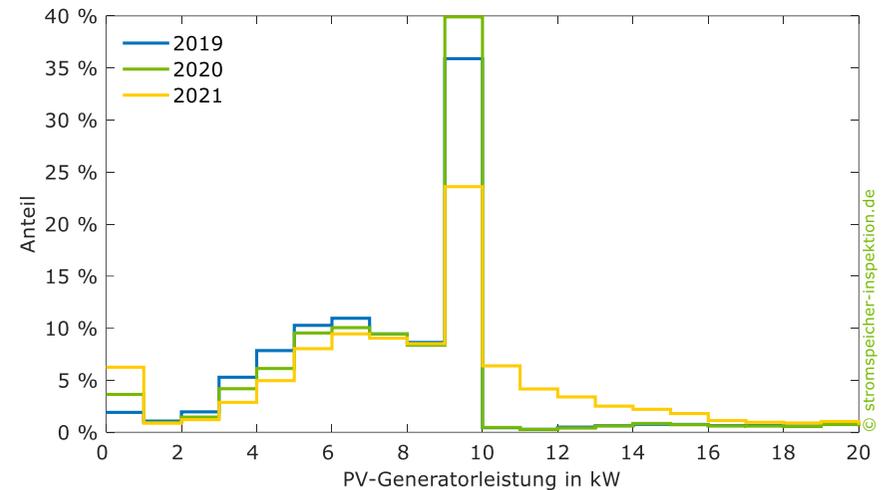


Bild 5 Häufigkeitsverteilung der Nennleistung der in den Jahren 2019 bis 2021 installierten PV-Anlagen im Marktsegment bis 20 kW (Daten: Marktstammdatenregister).

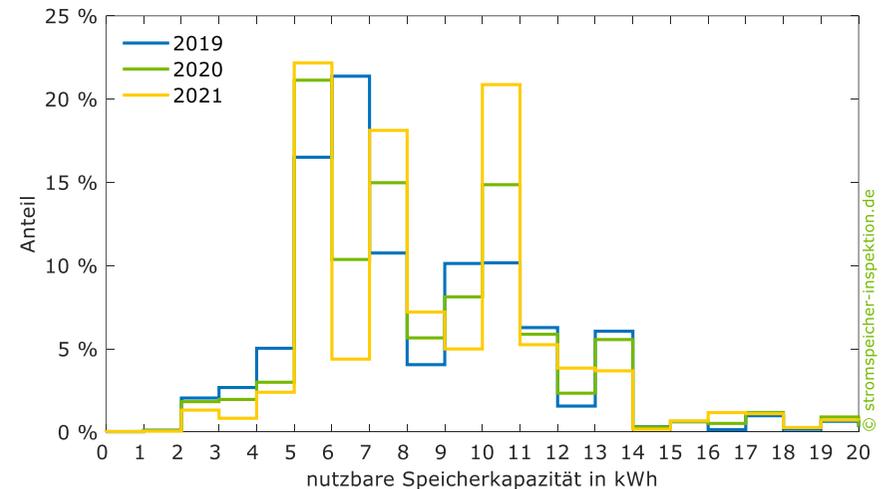


Bild 6 Häufigkeitsverteilung der nutzbaren Speicherkapazität der in den Jahren 2019 bis 2021 installierten Speichersysteme im Marktsegment bis 20 kWh und bis 20 kW (Daten: Marktstammdatenregister).

2 Vergleich der Systemeigenschaften

Der Einladung zur Teilnahme an der Stromspeicher-Inspektion 2022 sind 14 Anbieter von Speichersystemen für Privathaushalte gefolgt. Wie Bild 7 veranschaulicht, haben die Hersteller **unabhängige Prüfinstitute** mit dem Test ihrer Speichersysteme gemäß den Vorgaben des Effizienzleitfadens für PV-Speichersysteme [2] beauftragt. Die Labortests wurden von folgenden Prüfinstituten durchgeführt:

- Austrian Institute of Technology (AIT)
- Karlsruher Institut für Technologie (KIT)
- TÜV Rheinland
- TÜV Süd
- Universität Kassel
- Zürcher Hochschule für Angewandte Wissenschaften (ZHAW)

Die in den Prüfberichten dokumentierten Messwerte bilden die Grundlage für den Vergleich der 21 Speichersysteme. Jedem analysierten System wurde ein Systemkürzel zugeordnet, welches sich aus einem Buchstaben und einer Zahl zusammensetzt (zum Beispiel A1, B1, C1). Der Buchstabe variiert je nach Hersteller oder Anbieter der leistungselektronischen Systemkomponenten. Aus der Nummer geht hervor, wie viele Systemkonfigurationen des jeweiligen Herstellers analysiert wurden.

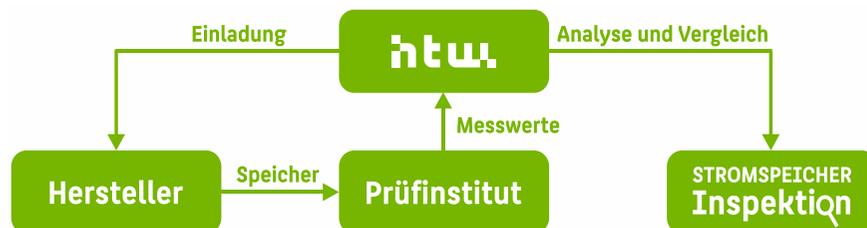


Bild 7 Vorgehensweise zum Vergleich der Speichersysteme im Rahmen der Stromspeicher-Inspektion.

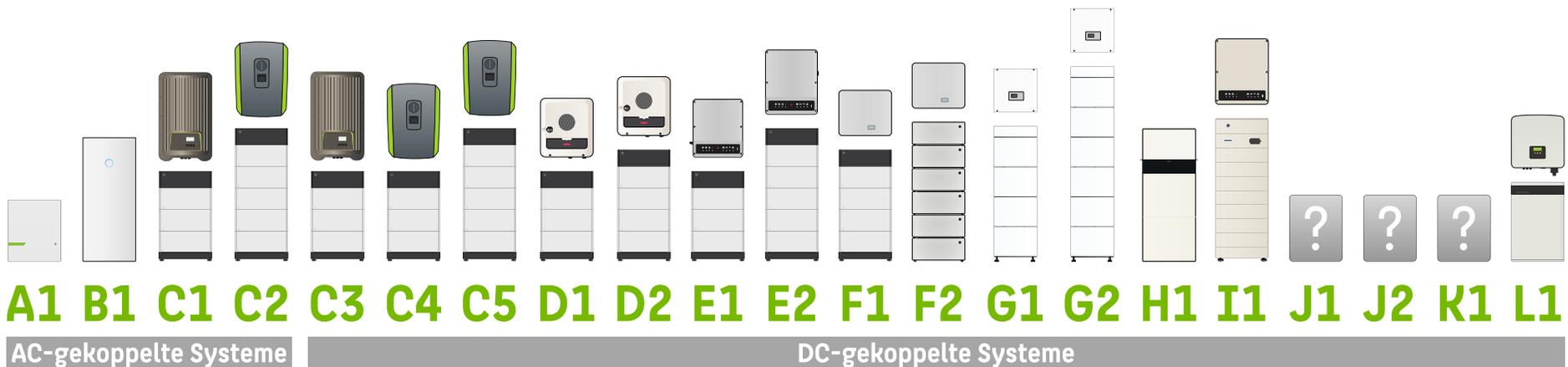
Die teilnehmenden Unternehmen erhielten vorab sowohl eine individuelle Effizienzanalyse als auch die Ergebnisse des Speichervergleichs, aus denen das eigene Abschneiden innerhalb der Bandbreite der analysierten Systeme hervorging. Im Anschluss konnten sich alle teilnehmenden Unternehmen entscheiden, ob ihre Ergebnisse ohne oder mit Angabe der Produktbezeichnung veröffentlicht werden sollten. Nach der Sichtung der Ergebnisse entschieden sich **12 Hersteller** für die **namentliche Erwähnung** in der Studie.

Die Kürzel und Produktbezeichnungen der Speichersysteme sind auf der folgenden Seite angegeben. Batteriespeicher und Wechselrichter stammen meist von unterschiedlichen Herstellern. Die Batteriespeicher der sogenannten AC-gekoppelten Speichersysteme A1 bis C2 sind über Batteriewechselrichter mit dem Stromnetz verbunden (siehe Bild 15). Dagegen verknüpfen in den DC-gekoppelten Systemen C3 bis L1 sogenannte Hybridwechselrichter die PV-Anlage und den Batteriespeicher. In den folgenden Abschnitten 2.1 bis 2.5 werden die aus den Labortests hervorgehenden Eigenschaften der 21 Speichersysteme gegenübergestellt. Zudem wird in den folgenden Unterkapiteln der Prüfablauf zur Bestimmung der einzelnen Systemeigenschaften nach dem Effizienzleitfaden beschrieben.

2.1 Nutzbare Speicherkapazität

Die zentrale Aufgabe eines PV-Batteriesystems ist es, die tagsüber anfallenden PV-Energieüberschüsse zu speichern und in den Abend- und Nachtstunden zur Versorgung des Haushaltsstrombedarfs bereitzustellen. Die Höhe der Energieabgabe des Systems ist dabei besonders von dessen nutzbarer Speicherkapazität abhängig. Sie entspricht der während des Entladevorgangs vom

- A1** VARTA pulse neo 6
- B1** sonnen sonnenBatterie 10
- C1** KOSTAL PIKO MP plus 4.6-2 (AC) und BYD Battery-Box Premium HVS 7.7
- C2** KOSTAL PLENTICORE BI 10/26 und BYD Battery-Box Premium HVS 12.8
- C3** KOSTAL PIKO MP plus 4.6-2 (DC) und BYD Battery-Box Premium HVS 7.7
- C4** KOSTAL PLENTICORE plus 5.5 und BYD Battery-Box Premium HVS 7.7
- C5** KOSTAL PLENTICORE plus 10 und BYD Battery-Box Premium HVS 12.8
- D1** Fronius Primo GEN24 6.0 Plus und BYD Battery-Box Premium HVS 7.7
- D2** Fronius Symo GEN24 10.0 Plus und BYD Battery-Box Premium HVS 10.2
- E1** GoodWe GW5000-EH und BYD Battery-Box Premium HVS 7.7
- E2** GoodWe GW10K-ET und BYD Battery-Box Premium HVS 12.8
- F1** KACO blueplanet 10.0 TL3 und BYD Battery-Box Premium HVS 10.2
- F2** KACO blueplanet 10.0 TL3 und Energy Depot Domus 2.5
- G1** RCT Power Power Storage DC 6.0 und Power Battery 7.6
- G2** RCT Power Power Storage DC 10.0 und Power Battery 11.5
- H1** VIESSMANN Vitocharge VX3 Typ 4.6A8
- I1** Fenecon Home
- L1** SolaX X3-Hybrid-15.0-D und Triple Power T-BAT H 23.0



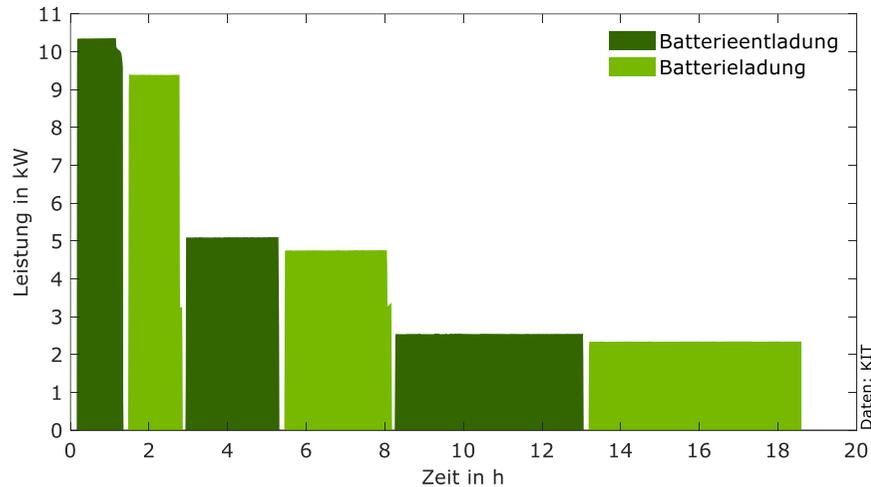


Bild 8 Verlauf der Lade- und Entladeleistung des Batteriespeichers während des Tests zur Bestimmung der nutzbaren Speicherkapazität (Darstellung der Messwerte des 2. Zyklus je Leistungsstufe, Beispiel: System C2, Daten: KIT).

Batteriespeicher abgegebenen Energie. Für die Bestimmung dieser Kenngröße sowie des Batteriewirkungsgrads wird das Speichersystem auf dem Prüfstand mehrfach vollständig be- und entladen. Bild 8 stellt beispielhaft die für System C2 vom KIT erfassten Messergebnisse des **Batterietests** dar. Ausgangszustand bei diesem Test ist eine vollständig geladene Batterie. In einem ersten Schritt wird dem System bei nominaler Entladeleistung (circa 10,4 kW) Energie entnommen und anschließend bei nominaler Ladeleistung (circa 9,4 kW) wieder zugeführt. Das System durchläuft dabei einen sogenannten Vollzyklus, für den die Energiemengen erfasst werden. Dieser Test wird anschließend mit 50 % und 25 % der nominalen Lade- und Entladeleistung wiederholt. Aufgrund der geringeren Leistungen erhöht sich die Dauer der einzelnen Lade- und Entladevorgänge. Zur Ermittlung der nutzbaren Speicherkapazität muss der Batteriespeicher für jede der 3 Leistungsstufen insgesamt 3 Vollzyklen durchlaufen [2]. Der Messzeitraum dieser Prüfsequenz variiert in Abhängigkeit von der Systemgröße, ist in der Regel aber hauptverantwortlich für die Dauer des gesam-

ten Labortests. Die nutzbare Speicherkapazität wird schließlich aus dem Mittelwert der DC-seitig abgegebenen Energie mehrerer Vollzyklen bestimmt. Bei der Mittelwertbildung ist zu beachten, dass lediglich die Messergebnisse des 2. und 3. Vollzyklus je Leistungsstufe herangezogen werden. Der 1. Zyklus dient lediglich der Vorkonditionierung.

Bild 9 vergleicht die aus den Labortests ermittelten **nutzbaren Speicherkapazitäten**. Sie variieren zwischen 5,8 kWh (A1) und 20,6 kWh (L1). Etwa die Hälfte der Systeme hat eine Speicherkapazität von mehr als 10 kWh. Weitere 10 Systeme weisen eine Kapazität zwischen 7 kWh und 10 kWh auf. Der Trend der letzten Jahre, dass sich die Hersteller mit größeren Systemen an der Stromspeicher-Inspektion beteiligen, setzt sich damit fort. Darüber hinaus nehmen die modularen Systemkonzepte C1 bis F1 mit der BYD Battery-Box Premium HVS an dem Speichervergleich teil. Je nach Systemkonfiguration wurden diese mit 3 bis 5 Batteriemodulen getestet, womit sich Kapazitäten zwischen 7,1 kWh und 12,3 kWh ergeben. Ähnlich wie bei den Systemen G1 und G2 war aufgrund einer temperaturbedingten Abregelung das vollständige Laden und

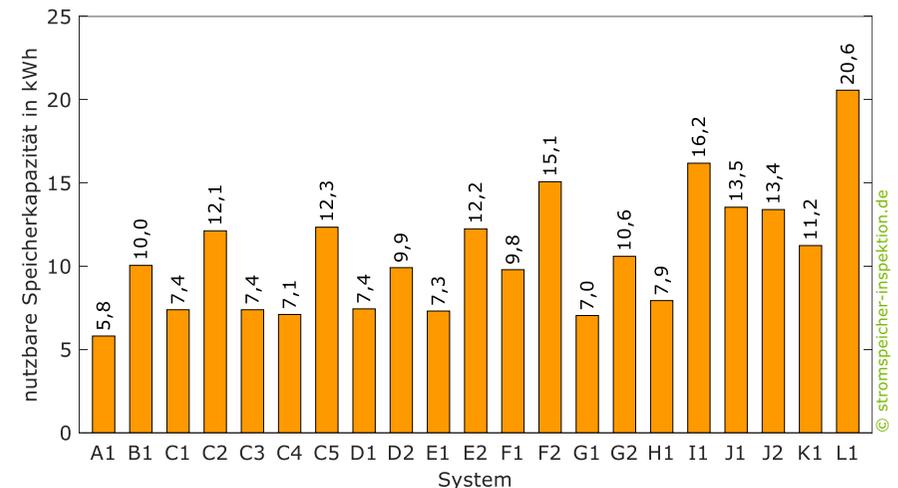


Bild 9 Vergleich der in den Labortests ermittelten nutzbaren Speicherkapazitäten.

Entladen des Systems J1 mit Nennleistung nicht möglich. Der Batterietest bei der höchsten Leistungsstufe wurde für dieses System stattdessen mit 75 % der Nennleistung durchgeführt.

Wie bereits in den vergangenen Jahren, wurden die Labormessergebnisse mit den Herstellerangaben auf den Datenblättern verglichen. Die **Abweichungen zwischen den Labormesswerten und Datenblattangaben** der nutzbaren Speicherkapazität sind in Bild 10 dargestellt. Hersteller J führt die nutzbare Speicherkapazität des getesteten Batteriespeichers lediglich in der Betriebs- und Installationsanleitung auf. Für die Hälfte der untersuchten Systeme wurden im Labortest niedrigere nutzbare Speicherkapazitäten ermittelt. Wechselrichter- und Batterieanbieter schränken zum Teil bewusst die **Entladetiefe** (engl. Depth of Discharge, DOD) des Systems ein. Dies dient insbesondere dem Schutz vor Tiefenentladung und erhöht die Batterielebensdauer [5]. Häufig können daher nur 90 % bis 95 % der nominalen Speicherkapazität entnommen werden.

Die im Labor ermittelte nutzbare Speicherkapazität des Systems K1 liegt um 2,6 kWh unter dem auf dem Datenblatt angegebenen Wert. Dies entspricht in etwa dem Energieinhalt eines der 6 in Serie geschalteten Batteriemodule. Diese hohe Abweichung in Höhe von -19 % verdeutlicht, dass die im Labor ermittelte nutzbare Speicherkapazität zum Teil deutlich unter dem auf dem Datenblatt zu findenden Wert liegen kann.

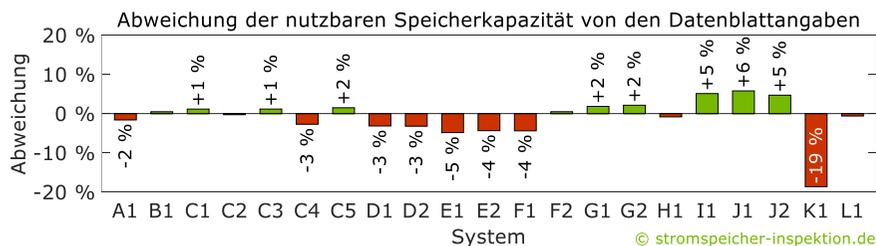


Bild 10 Differenz zwischen den Labormesswerten und Datenblattangaben der nutzbaren Speicherkapazität (positive Abweichung: Messwert größer als Datenblattwert, negative Abweichung: Messwert kleiner als Datenblattwert).

2.2 Nominale Leistung

Das Potenzial eines PV-Batteriesystems wird darüber hinaus von der Leistungsfähigkeit der einzelnen Systemkomponenten beeinflusst. Während bei den AC-gekoppelten Systemen die maximale Leistungsabgabe des PV-Generators vom PV-Wechselrichter vorgegeben wird, ist bei den DC-gekoppelten Systemen die PV-Bemessungsleistung der limitierende Faktor. Weiterhin beeinflusst die Begrenzung der Leistungsaufnahme und -abgabe des Batteriespeichers das Betriebsverhalten des PV-Batteriesystems. Bild 11 stellt schematisch die Vorgehensweise zur **Bestimmung der Nominalleistungen** am Beispiel der Entladeleistung dar. In diesem Fall wird im Prüflabor bei deaktiviertem PV-Simulator die am System anliegende Last kontinuierlich erhöht. Das Batteriesystem deckt die Lastnachfrage, indem es sich entlädt. Die Differenz zwischen der elektrischen Last und der Entladeleistung ist dabei primär auf die Verluste im Batteriewechselrichter zurückzuführen, kann allerdings auch mit

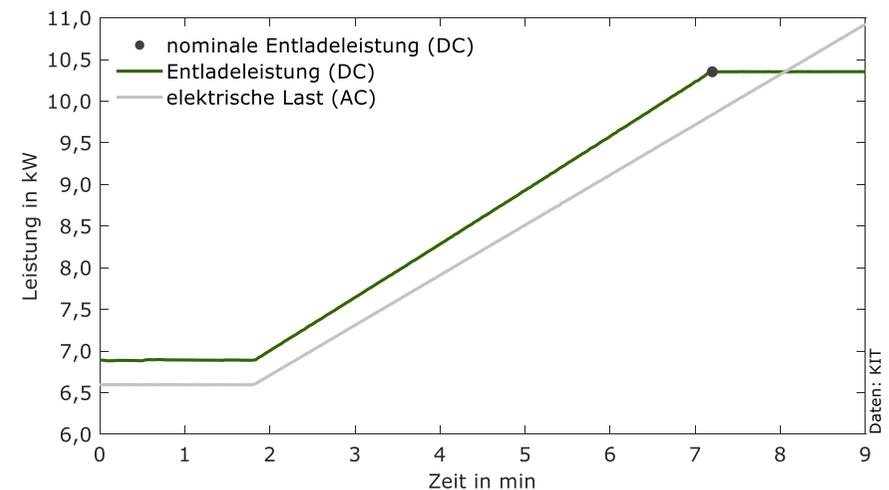


Bild 11 Bestimmung der nominalen Entladeleistung des Batteriespeichers durch die kontinuierliche Steigerung der Leistungsaufnahme der elektrischen Last (Beispiel: System C2, Daten: KIT).

stationären Regelungsabweichungen verbunden sein. Nach den Prüfverfahren des Effizienzleitfadens ist die Nominalleistung erreicht, wenn bei weiterhin steigender Last die Batterieleistung stagniert. Beim Beispielsystem C2 beträgt die **nominale Entladeleistung** (DC) entsprechend 10,4 kW. Die Entladeleistungen der untersuchten Systeme variieren zwischen 2,5 kW und 13,8 kW. Bild 12 stellt diese über der nutzbaren Speicherkapazität der Systeme dar und zeigt zudem das Verhältnis der beiden Größen zueinander. Im Vergleich zu den vorherigen Stromspeicher-Inspektionen ist ein geringfügiger Anstieg des Verhältnisses der nominalen Entladeleistung zur nutzbaren Speicherkapazität identifizierbar. Bei einem Drittel der Systeme liegt es über 0,8 kW/kWh, bei dem System F1 ist es mit 1,1 kW/kWh am höchsten. In der Regel gilt: Je kleiner das Verhältnis von nominaler Entladeleistung zu nutzbarer Speicherkapazität ist, desto stärker wird der Energiedurchsatz des Batteriespeichers durch die Leistungsbegrenzung beeinträchtigt. In Wohngebäuden ist allerdings in den meisten Fällen eine Speicherleistung von 0,5 kW je 1 kWh Speicherkapazität ausreichend [4].

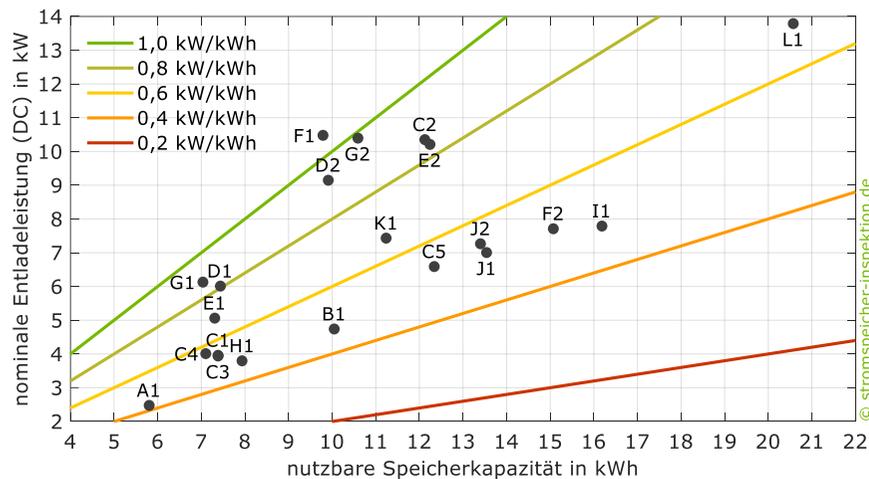


Bild 12 Nominale Entladeleistung und nutzbare Speicherkapazität der untersuchten Systemkonfigurationen.

2.3 Umwandlungswirkungsgrade

Jede Energieumwandlung innerhalb der leistungselektronischen Systemkomponenten und des Batteriespeichers ist verlustbehaftet. Bild 13 stellt die ermittelten Batteriewirkungsgrade der untersuchten Batteriespeicher gegenüber. Sie entsprechen dem Verhältnis der vom Batteriespeicher abgegebenen Energie (DC) zur zugeführten Energie (DC). Diese Energiemengen werden im Rahmen der im Abschnitt 2.1 beschriebenen Vollzyklentests bei unterschiedlichen Leistungen ermittelt. Der in Bild 13 dargestellte Batteriewirkungsgrad entspricht dem Mittelwert aus den Messergebnissen des 2. und 3. Vollzyklus je Leistungsstufe.

Die **Batteriewirkungsgrade** der untersuchten Systeme variieren zwischen 93,3 % und 97,8 %. Der mittlere Wirkungsgrad der Lithium-Ionen-Batteriespeicher beträgt 95,9 %. Die in System A1 verbauten Batteriemodule von LG Energy Solution weisen, wie bereits in den letzten beiden Jahren, die geringsten Verluste auf. Darüber hinaus punkten die Batteriespeicher des Herstellers BYD (C1 bis F1) mit Wirkungsgraden zwischen 96 % und 97 %. Der vergleichsweise geringe Batteriewirkungsgrad des Systems K1 lässt sich auch auf den im Batteriespeicher integrierten DC/DC-Wandler zurückführen. Die an den Klemmen des Batteriespeichers anliegende Spannung kann damit von der internen Batteriespannung weitestgehend entkoppelt werden. Im Ladebetrieb arbeitet der DC/DC-Wandler als Tiefsetzsteller, im Entladebetrieb als Hochsetzsteller. Mit dem Ausgleich der Spannungsunterschiede sind jedoch zusätzliche Umwandlungsverluste verbunden, die den Wirkungsgrad des Batteriespeichers stärker reduzieren.

Die **Wirkungsgradunterschiede** zwischen den Batteriespeichern können generell mit der elektrischen Verschaltung, der Qualität der Batteriezellen und deren Zellchemie oder auch mit der Leistungsaufnahme des Batteriemanagementsystems (BMS) während des Lade- und Entladevorgangs erklärt werden [6].

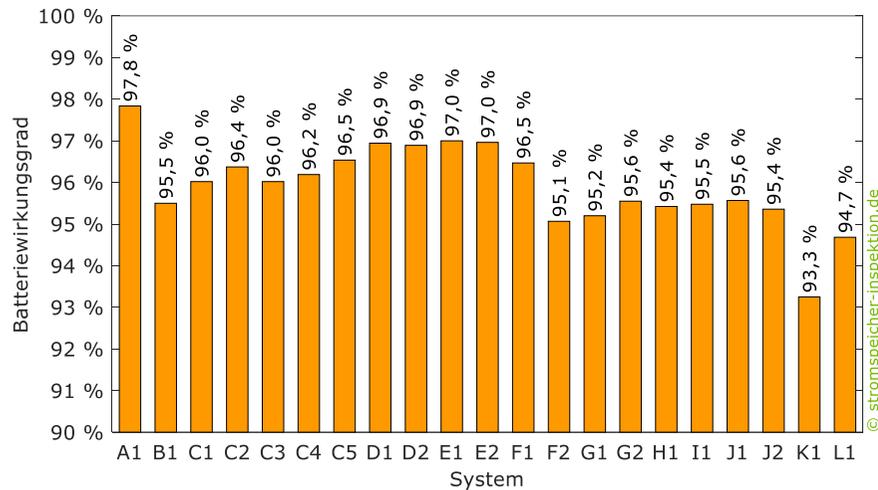


Bild 13 Mittlere Batteriewirkungsgrade der untersuchten Systeme.

Bild 14 stellt anhand der Messergebnisse des Systems C2 die Vorgehensweise zur **Bestimmung der leistungsabhängigen Umwandlungswirkungsgrade** im Entladebetrieb der Wechselrichter dar. Da die Batteriespannung die Messergebnisse beeinflusst, werden die meisten Energieumwandlungspfade bei einem mittleren Ladezustand des Batteriespeichers vermessen [7]. Um die Wirkungsgrade des Energieumwandlungspfads der PV-Einspeisung zu ermitteln, wird das Batteriesystem hingegen vollständig geladen, sodass es sich im Stand-by-Modus befindet. Der Effizienzleitfaden gibt vor, dass die Messwerte bei 8 unterschiedlichen Systemleistungen zwischen 5 % und 100 % der Nominalleistung zu erfassen sind. Es resultiert ein Treppenprofil mit 8 Stützstellen. Das System C2 wird zunächst zur Bestimmung der Entladewirkungsgrade mit einer Last beaufschlagt, sodass es seine Nominalleistung über eine Haltedauer von circa 3 min abgibt. Anschließend wird die Last und damit auch die Leistungsabgabe stetig reduziert. Die Abweichungen zwischen der DC- und AC-seitigen Leistungsabgabe der Systemkomponenten ist auf die Verluste im Wechselrichter zurückzuführen. Bei den größeren Leistungsstufen sind die absoluten Werte der Verlustleistung am höchsten. Werden diese jedoch ins Ver-

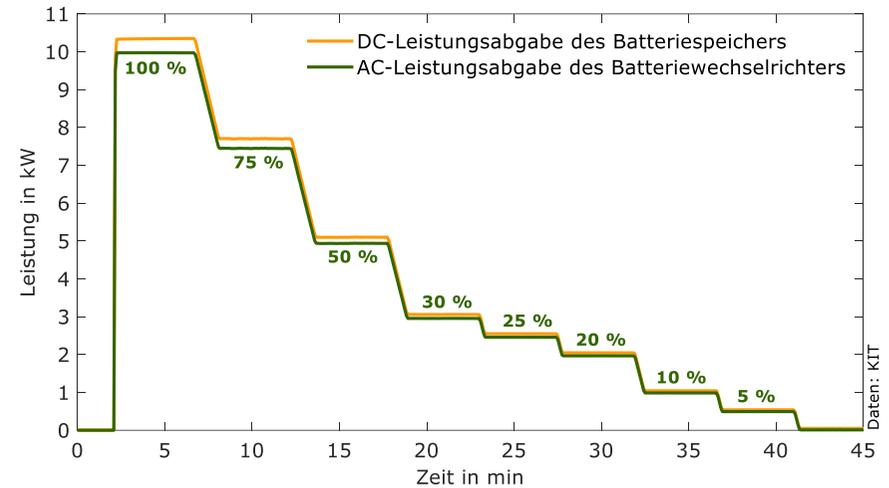


Bild 14 AC- und DC-Leistungsmesswerte während des Tests zur Bestimmung der leistungsabhängigen Umwandlungswirkungsgrade eines Batteriewechselrichters im Entladebetrieb (Beispiel: System C2, Daten: KIT).

hältnis zur Leistungsabgabe gesetzt, resultiert der in Bild 36 bis Bild 39 im Anhang dargestellte typische Verlauf der Wirkungsgradkennlinien. Im unteren Leistungsbereich dominieren dabei die Leerlaufverluste, die für die geringe Umwandlungseffizienz der Wechselrichter bei niedriger Auslastung verantwortlich sind. Mit zunehmender Leistung gewinnen die leistungsproportionalen Schaltverluste (Spannungsverluste) sowie die ohmschen Verluste an Bedeutung [8].

Bild 15 veranschaulicht die wesentlichen Komponenten von AC- und DC-gekoppelten PV-Speichersystemen. Darüber hinaus sind die **Energieumwandlungspfade** der PV-Einspeisung (PV2AC), PV-Batterieladung (PV2BAT), AC-Batterieladung (AC2BAT) und AC-Batterieentladung (BAT2AC) dargestellt. Um die Interpretation der Pfadwirkungsgrade zu erleichtern, wurden mit dem Effizienzleitfaden (Version 2.0) die mittleren Pfadwirkungsgrade eingeführt. Sie entsprechen dabei dem arithmetischen Mittel der Wirkungsgrade an 10 zwischen 5 % und 95 % der nominalen Ausgangsleistung gleich verteilten

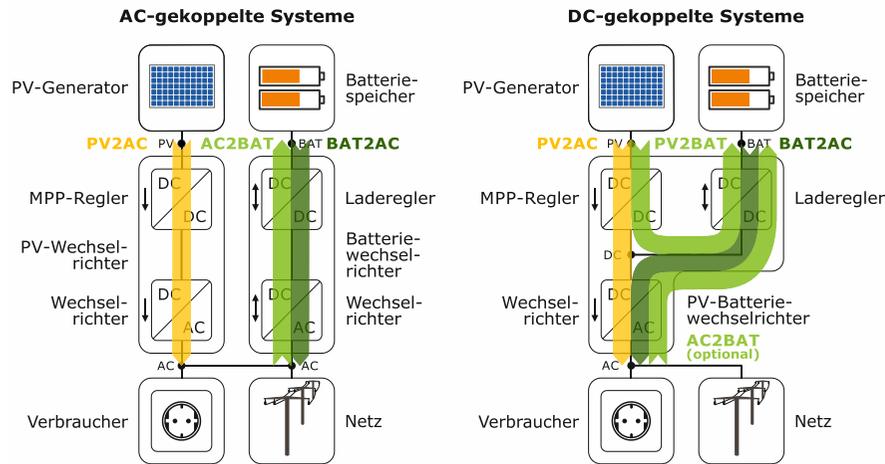


Bild 15 Komponenten und Energieumwandlungspfade von AC-gekoppelten (links) und DC-gekoppelten PV-Speichersystemen (rechts).

Stützstellen. Da über das Treppenprofil nicht alle der 10 Stützstellen erfasst wurden, muss dafür zunächst die Leistungsabhängigkeit der Verlustleistung für jeden Pfad durch eine quadratische Gleichung abgebildet werden (siehe dazu auch [5]). Daraus lassen sich wiederum die einzelnen und schließlich die mittleren Wirkungsgrade ermitteln. Dies ist jedoch mit der Einschränkung verbunden, dass unstetige Verläufe der Wirkungsgradkennlinien, die zum Beispiel aus der auslastungsabhängigen Zu- oder Abschaltung einzelner Komponenten resultieren können, nicht exakt abgebildet werden [8].

Bild 16 stellt die **mittleren Umwandlungswirkungsgrade** der 21 in den Prüflaboren vermessenen Speichersysteme gegenüber. Bekannt ist, dass sich die Spannungsunterschiede im System entscheidend auf die Umwandlungseffizienz der einzelnen Pfade auswirken [9], [10]. Ein geringer Unterschied zwischen der nominalen PV-Eingangsspannung und der DC-Zwischenkreisspannung des Wechselrichters ermöglicht hohe PV2AC-Umwandlungswirkungsgrade. Im Mittel liegen diese bei 96,2 %. Vergleichbare Wirkungsgrade sind auch bei der Batterieladung der DC-gekoppelten Systeme (PV2BAT) identifizierbar.

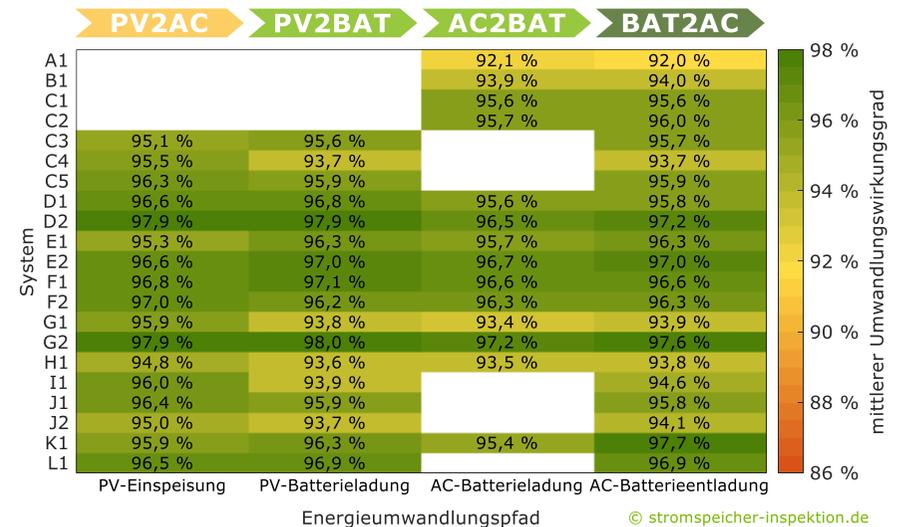


Bild 16 Mittlere Umwandlungswirkungsgrade der AC-gekoppelten Systeme A1 bis C2 sowie der DC-gekoppelten Systeme C3 bis L1 (Mittelwert: 96,2 % (PV2AC), 95,8 % (PV2BAT), 95,5 % (BAT2AC), 95,3 % (AC2BAT)).

Allerdings ist die Differenz zwischen dem maximalen (98,0 %) und minimalen (93,6 %) PV2BAT-Pfadwirkungsgrad deutlich stärker ausgeprägt als bei der der PV-Einspeisung (PV2AC). Je größer die Differenz zwischen der PV-Eingangsspannung und der Batteriespannung ist, desto höher sind in der Regel auch die Umwandlungsverluste.

Mit 92,1 % (AC2BAT) bzw. 92,0 % (BAT2AC) weist System A1 die geringste mittlere Umwandlungseffizienz auf. Dies ist insbesondere auf den starken Abfall der **Wirkungsgradkennlinien** im oberen Leistungsbereich zurückzuführen (siehe Bild 38 und Bild 39). Die hervorragenden Umwandlungswirkungsgrade der Systeme D2 und G2 sind auch mit der Verwendung von Siliziumkarbid-Leistungshalbleitern zu erklären [4]. Das System K1 profitiert hingegen von dem im Batteriespeicher integrierten DC/DC-Wandler, der eine nominale Spannung von 650 V an den Batterieklemmen und damit einen geringen Spannungsunterschied zur DC-Zwischenkreisspannung ermöglicht.

2.4 Regelungsabweichungen

Die dynamischen und stationären Regelungsabweichungen resultieren in einem unerwünschten Anstieg der Netzeinspeisung und des Netzbezugs. Sie sind für den Großteil der Regelungsverluste eines PV-Batteriesystems verantwortlich. Im Prüflabor wird über einen sogenannten **Sprungantworttest** das Reaktionsverhalten des Systems charakterisiert. Der Effizienzleitfaden definiert dabei neben der konstanten Erzeugungsleistung ein Stufenprofil mit schwankenden Lasten. Die 14 verschiedenen Stufen resultieren in einem wechselnden Lade- und Entladeverhalten des Prüflings. Um Ausreißer und andere statistische Fehler auszuschließen, wird das Stufenprofil zur Bestimmung der Systemträgheit (Tot- und Einschwingzeit) zehnmal wiederholt. Für die separate Ermittlung der stationären Regelungsabweichungen genügen hingegen lediglich zwei Iterationen. Allerdings ist bei diesem Test die Haltezeit der Stufen deutlich länger. Die Systemparameter werden anschließend aus den Mittelwerten der einzelnen Iterationen berechnet.

Bild 17 stellt beispielhaft das Sprungantwortverhalten des Systems C2 bei einer Stufe im Entladebetrieb dar. Die **dynamischen Regelungsabweichungen** haben unterschiedliche Auswirkungen auf die Energieflüsse im Entladebetrieb. Nach einem sprunghaften Anstieg des Bedarfs muss bis zum Abschluss des Einschwingvorgangs das Stromnetz den erhöhten Bedarf decken. Die Erfassung und Verarbeitung der Messwerte resultiert in einem Zeitverzug zwischen dem Lastsprung und dem Beginn der Leistungsanpassung des Batteriesystems. Diese Zeitspanne wird auch als Totzeit bezeichnet und beträgt bei System C2 im Mittel 0,4 s. Das anschließende oszillierende Einschwingverhalten gleicht dem eines sogenannten PT2-Glieds. Den neuen Sollwert erreicht System C2 nach durchschnittlich 2,7 s. Sinkt der Leistungsbedarf, speist das Batteriesystem einen Teil seiner Leistungsabgabe in das Stromnetz ein. Tendenziell ist dieser unerwünschte Energieaustausch mit dem Stromnetz umso größer, je langsamer die Regelung ist [11].

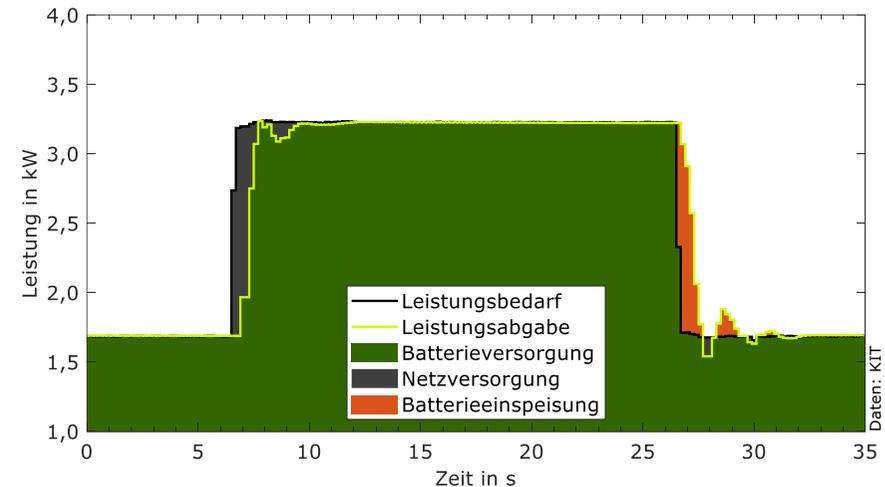


Bild 17 Sprungantwortverhalten und resultierende Leistungsflüsse im Entladebetrieb während des Tests zur Bestimmung der dynamischen Regelungsabweichungen (Beispiel: System C2, Daten: KIT).

Bild 18 vergleicht die in den Labortests ermittelten **Tot- und Einschwingzeiten** der untersuchten Systeme. Die Systeme F1 bis G2 sowie L1 können eine Totzeit von unter 0,2 s vorweisen und damit annähernd instantan auf Leistungsschwankungen reagieren. Die Systeme B1, D1 und D2 benötigen dagegen mehr als 2,5 s. Im Mittel beginnt die Anpassung der Batterieleistung nach einem Leistungssprung nach etwa 1,1 s. Bis sich nach einem Leistungssprung der neue Sollwert der Batterieleistung einstellt und der Einschwingvorgang abgeschlossen ist, vergehen je nach System 0,3 s bis 11,7 s. Ein Viertel der untersuchten Systeme kann Lastsprünge bereits in unter 1 s vollständig ausregeln. Insbesondere bei häufigen Lastspitzen und Leistungsschwankungen ist dies von Vorteil.

Im Idealfall kann ein PV-Batteriesystem im Lade- und Entladebetrieb die Leistung am Netzanschlusspunkt unter stationären Betriebsbedingungen durch

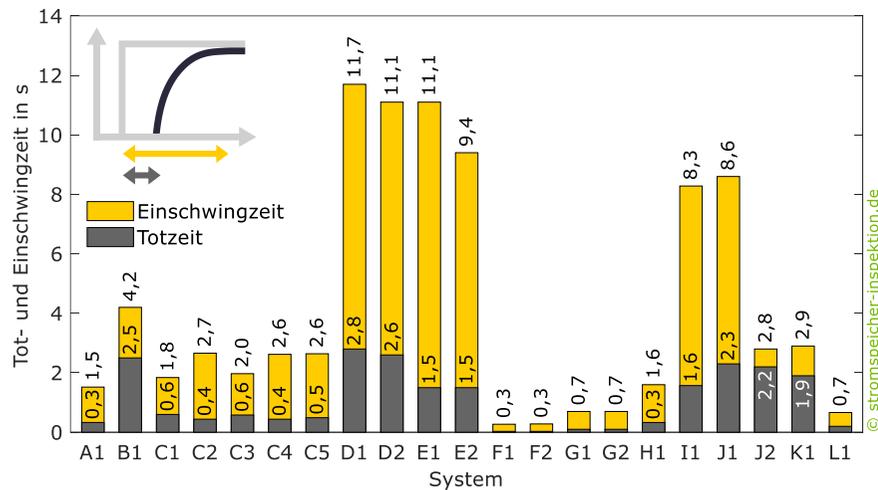


Bild 18 Mittlere Tot- und Einschwingzeiten der untersuchten Systeme.

Anpassung der Batterieleistung auf null ausregeln. Durch Messfehler oder durch in der Regelung implementierte Sollwertabweichungen ist dies im realen Betrieb jedoch nicht immer der Fall. Bild 19 stellt die aus den Labortests hervorgehenden **stationären Regelungsabweichungen** dar. Kann der Batteriespeicher beispielsweise im Ladebetrieb die zur Verfügung stehende Leistung nicht vollständig aufnehmen, wird überschüssiger Solarstrom in das Netz eingespeist. Übersteigt die Batterieladeleistung hingegen den Sollwert, wird zusätzlich Energie aus dem Netz bezogen. Kommt es unter stationären Bedingungen zu einem oszillierenden Verhalten, treten beide Energieflüsse auf. Der Großteil der Systeme überzeugt mit stationären Regelungsabweichungen von deutlich unter 10 W. Im Entladebetrieb kommt es häufig zu einem zusätzlichen Netzbezug, da die Systeme weniger Leistung bereitstellen als zur Deckung der Last erforderlich wäre. Diese Regelungsabweichung beträgt bei System B1 im Mittel 76 W. Die höchste stationäre Regelungsabweichung im Ladebetrieb wurde bei System J2 mit bis zu 86 W beobachtet. Die stationären Regelungsabweichungen von System A1 wurden im Labor nur mit einer einphasigen elektronischen Last erfasst. Das System A1 misst über Klappwandler am Netz-

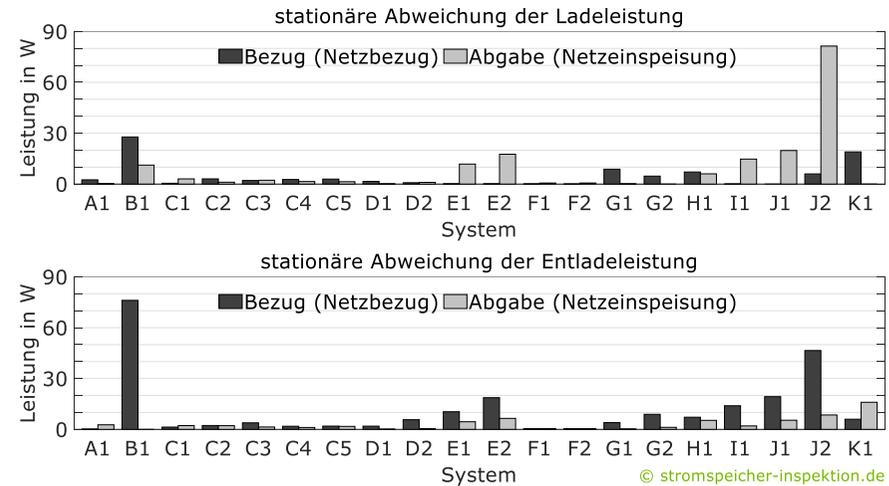


Bild 19 Mittlere stationäre Regelungsabweichungen der untersuchten Systeme im Ladebetrieb (oben) und Entladebetrieb (unten).

anschlusspunkt die Ströme. Dieses einphasige System erfasst allerdings nur die Spannung der Phase, an der es angeschlossen ist. Dadurch können die Regelungsabweichungen des Systems A1 in der Praxis bei Spannungsunsymmetrien deutlich größer sein. Für das System L1 konnten im Labor keine plausiblen Werte für die stationären Regelungsabweichungen ermittelt werden.

2.5 Stand-by-Leistungsaufnahme

Die Leistungsaufnahme im Bereitschaftsbetrieb führt zu weiteren Verlusten der Speichersysteme. Dabei wird primär zwischen dem Stand-by-Verbrauch im vollgeladenen und entladenen Zustand unterschieden. Die Höhe der Bereitschaftsverluste resultiert aus dem Leistungsbedarf sowie aus der Verweilzeit der Batterie im entsprechenden Systemzustand. Während sich ein Batteriespeicher je nach Systemkonfiguration jährlich zwischen 2000 h und 4000 h im entladenen Zustand befindet, verweilt er im vollgeladenen Zustand nur 1000 h bis 2000 h [5]. Zusätzlich müssen die Peripheriekomponenten, wie zum

Beispiel Leistungssensoren, über das gesamte Jahr hinweg versorgt werden. Zur Bestimmung der Stand-by-Leistungsaufnahme werden die Systeme im Prüflabor in einem ersten Schritt vollständig be- bzw. entladen und in den Stand-by-Modus versetzt. Während zur Bestimmung der Leistungsaufnahme im entladenen Zustand lediglich eine Last vorgegeben wird, muss für die Ermittlung des Bedarfs bei maximalem Ladezustand zusätzlich eine PV-Leistung anliegen. Um die Leistungsaufnahme der Peripheriekomponenten zu ermitteln, werden der PV-Simulator und die elektronische Last deaktiviert. Der Test wird nach Effizienzleitfaden über einen Zeitraum von bis zu 3 h durchgeführt. Dadurch können Änderungen in der Stand-by-Leistungsaufnahme identifiziert werden. Der Großteil der Systeme wechselt bereits nach wenigen Minuten in einen **Stand-by-Modus mit geringerem Verbrauch**.

Bild 20 zeigt beispielhaft die Messwerte der AC- und DC-Leistungsaufnahme des Systems A1 nach Erreichen des entladenen Betriebszustands. Bereits 1 min nachdem der Batteriespeicher die Entladung beendete, reduziert das System seinen AC-Leistungsbezug von 11 W auf 3 W. Nach insgesamt 6 min

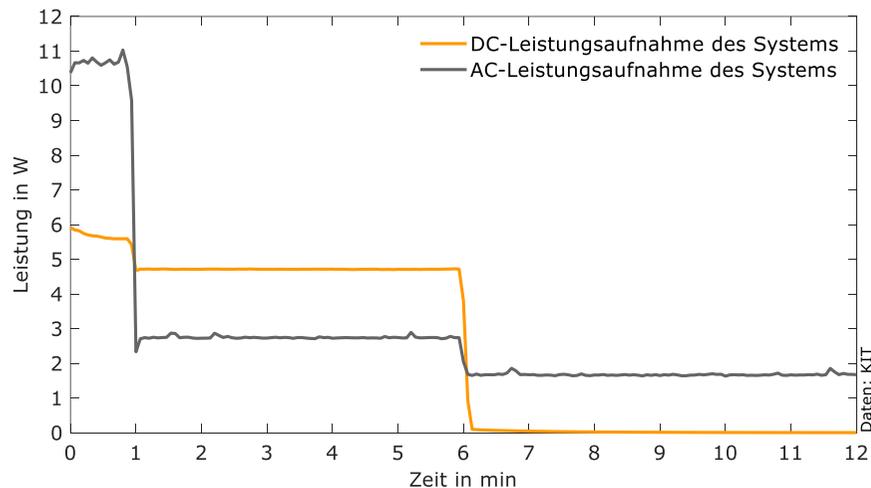


Bild 20 Messwerte während des Tests zur Bestimmung des Stand-by-Verbrauchs eines Batteriesystems im entladenen Zustand (Beispiel: System A1, Daten: KIT).

erreicht das System seinen finalen Stand-by-Modus und beendet den DC-Leistungsbezug aus der Batterie. Zudem reduziert es die AC-Leistungsaufnahme aus dem Netz von 3 W auf 2 W. Im vollgeladenen Zustand ist bei System A1 ein vergleichbares Verhalten zu beobachten.

Bild 21 stellt die Zusammensetzung der **Stand-by-Leistungsaufnahme** der untersuchten Systeme bei **entladenem Batteriespeicher** gegenüber. Der Systemverbrauch schwankt zwischen 2 W und 71 W, der Mittelwert beträgt 20 W. In der Regel decken die Systeme ihren Bedarf mit einem AC-Leistungsbezug aus dem Netz. Lediglich die Systeme G1 und G2 beziehen ausschließlich Strom aus der Batterie. Im realen Betrieb werden die Batterien vor einer Tiefenentladung geschützt, indem sie regelmäßig mit Netzstrom nachgeladen werden. System J2 zeigt ein von den anderen Systemen abweichendes Betriebsverhalten im Stand-by-Modus, das auch zum Ende des Tests nach über 4,5 h unverändert ist. Im entladenen Zustand bezieht es 101 W aus der Batterie und gibt davon 32 W AC-seitig zur weiteren Deckung der Last ab. Das heißt, nicht die gesamte vom Batteriespeicher bereitgestellte DC-Leistung wird vom Hybridwechsel-

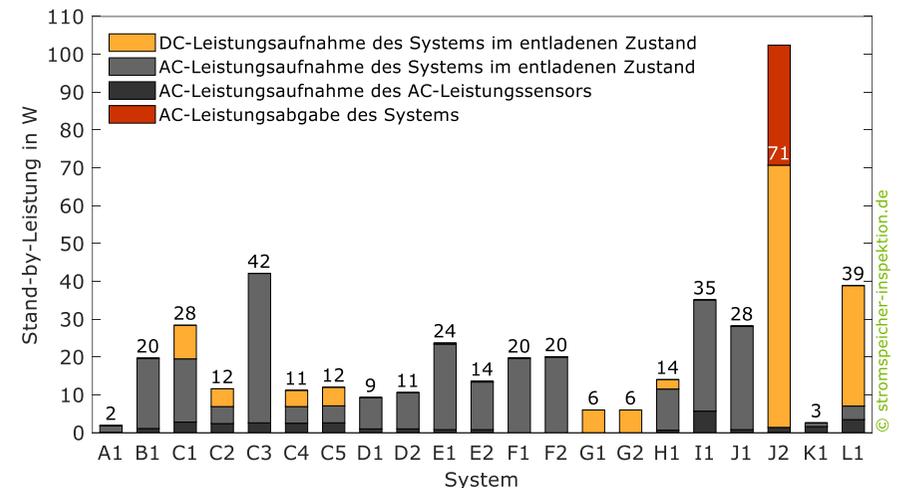


Bild 21 Zusammensetzung der Stand-by-Leistungsaufnahme der untersuchten Systeme bei entladenem Batteriespeicher.

richter im Stand-by-Betrieb benötigt. In Summe resultiert ein Systemverbrauch im Stand-by-Modus in Höhe von 71 W. Für die unterschiedlichen Stand-by-Leistungen der baugleichen Hybridwechselrichter E2 und I1 sind unterschiedliche Firmware-Versionen verantwortlich.

Bild 22 vergleicht den **Systemverbrauch im Stand-by-Modus bei vollgeladenem Batteriespeicher**, der zwischen 1 W und 62 W variiert. Dabei beziehen 12 der 21 Systeme weniger als 5 W. Der Mittelwert beträgt 10 W. Während das System K1 im entladenen Zustand lediglich 3 W bezieht, erhöht sich der Verbrauch im vollgeladenen Zustand auf mehr als 60 W. Die Leistungsaufnahme der Systeme A1, C1 und C2 unterscheidet sich kaum zwischen dem entladenen und vollgeladenen Zustand. Die AC-Leistungssensoren der Systeme A1 sowie F1 bis G2 haben keine externe Leistungsaufnahme, sondern werden direkt über die Wechselrichter versorgt. Das System I1 hat mit 6 W die höchste Leistungsaufnahme zur Versorgung der Peripheriekomponenten. Über das Jahr betrachtet resultiert daraus allein ein Peripherieverbrauch von rund 50 kWh.

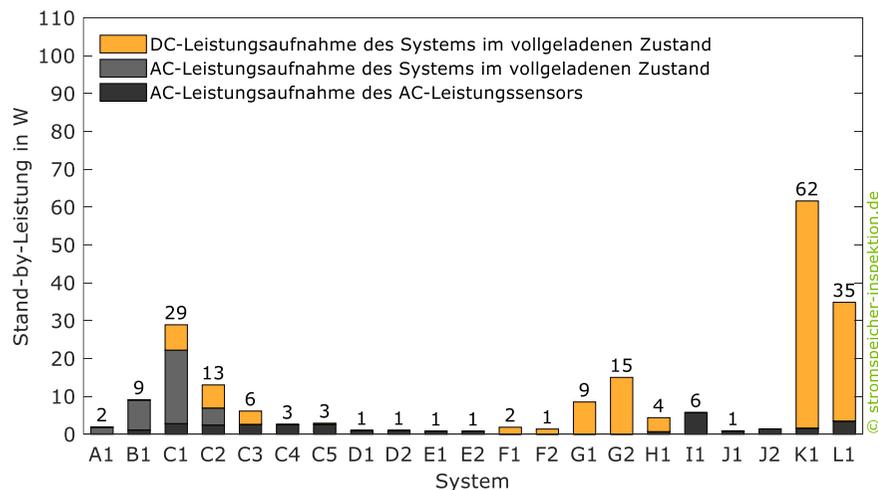


Bild 22 Zusammensetzung der Stand-by-Leistungsaufnahme der untersuchten Systeme bei vollgeladenem Batteriespeicher.

2.6 Bandbreite der Systemeigenschaften seit 2018

Zum Abschluss dieses Kapitels werden die Messergebnisse der bisher an der Stromspeicher-Inspektion analysierten Systeme näher betrachtet. Dabei wird neben der Bandbreite die **Entwicklung verschiedener Systemeigenschaften** über die vergangenen 5 Jahre anhand der an der Stromspeicher-Inspektion teilnehmenden Systeme analysiert. An den 5 Ausgaben beteiligten sich seit 2018 insgesamt 23 Hersteller mit 64 unterschiedlichen Systemkonfigurationen (siehe Tabelle 4 im Anhang). Etwa zwei Drittel der analysierten Geräte sind DC-gekoppelte Systeme. Bei den weiteren 20 Systemen handelt es sich um AC-gekoppelte Batteriesysteme. Im Folgenden werden neben den mittleren Pfadwirkungsgraden weitere wichtige Systemeigenschaften wie die Batterieeffizienz, die Einschwingzeiten und die Systemverbräuche im Stand-by-Modus bei entladenem Batteriespeicher verglichen.

Tabelle 2 stellt den resultierenden **Mittelwert** der genannten Eigenschaften für die in den verschiedenen Jahren an der Stromspeicher-Inspektion teilnehmenden Systeme dar. Die Entwicklung der einzelnen mittleren Umwandlungswirkungsgrade der PV-Einspeisung (PV2AC), PV-Batterieladung (PV2BAT), AC-Batterieladung (AC2BAT) und AC-Batterieentladung (BAT2AC) zeigt, dass sich die Umwandlungseffizienz der Wechselrichter stetig verbessert hat. Dies ist zum einen auf den Batteriespannungsbereich zurückzuführen. Während bei der ersten Stromspeicher-Inspektion im Jahr 2018 noch etwa 30 % der Batteriespeicher eine Klemmenspannung unter 60 V hatten, lag die Batteriespannung in der diesjährigen Ausgabe lediglich bei einem System unter diesem Wert. Eine höhere Batteriespannung ermöglicht tendenziell auch höhere Wechselrichterwirkungsgrade im Lade- und Entladebetrieb. Zum anderen ist die Entwicklung auf den vermehrten Einsatz von Leistungshalbleitern auf Siliziumkarbid-Basis zurückzuführen. Hohe Umwandlungswirkungsgrade oberhalb von 90 % sind dadurch selbst bei geringer Auslastung von wenigen hun-

dert Watt realisierbar und sollten auch im Fokus bei der Systemauswahl stehen (siehe Anhang A.2). DC-gekoppelte PV-Speichersysteme werden häufig mit einer naturgemäß höheren Effizienz im Vergleich zu AC-Systemen beworben. Die Gegenüberstellung der **Minimal- und Maximalwerte** der verschiedenen Pfadwirkungsgrade verdeutlicht allerdings, dass zum Teil Unterschiede zwischen Hybridwechselrichtern von bis zu 12 Prozentpunkten auftreten. Damit DC-Systeme ihre Effizienzvorteile ausspielen können, sind sie auf hohe Batteriespannungen von mehreren hundert Volt angewiesen. Während die effizientesten Systeme mittlere Pfadwirkungsgrade von mehr als 97 % erreichen, liegen die Werte der weniger effizienten Systeme meist unter 88 %. Der Mittelwert, unter Berücksichtigung aller Systeme, liegt je nach Energieumwandlungspfad zwischen 94,2 % und 95,6 %.

Darüber hinaus fokussierten sich die Hersteller auf die Verbesserung der Systemregelung. Die Einschwingzeit sank von durchschnittlich 8,1 s (2018) auf

4,2 s (2022). Die besten Systeme können Leistungssprünge mittlerweile sogar innerhalb von nur wenigen hundert Millisekunden vollständig ausregeln. An der Stromspeicher-Inspektion haben aber auch Systeme teilgenommen, die eine Einschwingzeit von bis zu 33 s und eine Totzeit von bis zu 5 s aufweisen. Im Mittel können die Systeme Leistungssprünge nach 5,7 s ausregeln. Darüber hinaus zählt die Stand-by-Leistungsaufnahme der Systeme bei entladem Batteriespeicher zu den sogenannten anwendungsunabhängigen Kenngrößen. Während ein System mit einer Leistungsaufnahme von unter 2 W punkten kann, bezieht ein anderes Batteriesystem mehr als 70 W. Im Mittel benötigen die Systeme etwa 16 W. Die Zunahme des Systemverbrauchs der in den vergangenen 5 Jahren analysierten Systeme lässt sich auch damit begründen, dass die Systeme zunehmend mit größer dimensionierten Wechselrichtern und Batteriespeichern ausgestattet sind. Bei vielen Systemen besteht hier allerdings noch Verbesserungspotenzial.

Tabelle 2 Entwicklung wichtiger Systemeigenschaften der bisher in der Stromspeicher-Inspektion untersuchten 64 Systeme (Werte der Jahre 2018 bis 2022: Mittelwert).

		2018	2019	2020	2021	2022	Min	Max	Mittelwert	Median
mittlerer Umwandlungswirkungsgrad		94,5 %	95,5 %	96,1 %	96,0 %	96,2 %	92,1 %	97,9 %	95,6 %	95,5 %
mittlerer Umwandlungswirkungsgrad		92,6 %	93,8 %	94,7 %	95,2 %	95,8 %	86,6 %	98,2 %	94,4 %	95,1 %
mittlerer Umwandlungswirkungsgrad		92,3 %	93,8 %	94,1 %	95,0 %	95,3 %	87,6 %	97,2 %	94,2 %	94,4 %
mittlerer Umwandlungswirkungsgrad		92,0 %	93,7 %	94,2 %	94,9 %	95,5 %	87,4 %	97,7 %	93,8 %	94,5 %
Batteriewirkungsgrad		94,6 %	94,9 %	95,1 %	96,2 %	95,9 %	87,9 %	98,0 %	95,3 %	95,4 %
Einschwingzeit der Systemregelung		8,1 s	4,7 s	4,3 s	4,5 s	4,2 s	0,3 s	32,5 s	5,7 s	2,8 s
Systemverbrauch im Stand-by-Modus		10,4 W	11,6 W	14,0 W	17,7 W	20,3 W	1,4 W	70,7 W	16,2 W	11,0 W

3 Simulationsbasierte Systembewertung

Belastbare Aussagen zur Gesamtsystemeffizienz von unterschiedlichen Produkten sind allein auf Basis einzelner Systemparameter schwierig zu treffen.

3.1 System Performance Index (SPI)

Die Effekte der einzelnen Effizienzverluste können anhand ihres Einflusses auf die Energieflüsse am Netzanschlusspunkt verglichen werden [8]. Der **System Performance Index (SPI)** fasst die Auswirkungen der Effizienzverluste auf die in das Netz eingespeiste und die aus dem Netz bezogene Energie in einer Kenngröße zusammen [8]. Dabei werden die Betriebsergebnisse eines realen PV-Speichersystems mit den theoretisch erzielbaren Betriebsergebnissen eines baugleichen, aber verlustfreien PV-Speichersystems verglichen [5]. Mit dem Simulationsmodell „PerMod“ wird hierzu das Betriebsverhalten in einsekündiger Auflösung über den Zeitraum von einem Jahr simuliert [12]. Vereinfacht gesagt bewertet der SPI die Gesamtsystemeffizienz eines PV-Speichersystems analog zur sogenannten Performance Ratio (PR) eines PV-Systems. Wie die Analysen in Abschnitt 1 verdeutlichen, werden sehr unterschiedlich dimensionierte PV-Speichersysteme installiert. Um dieser Entwicklung gerecht zu werden, wurden mit der Stromspeicher-Inspektion 2020 [13] **2 unabhängige Referenzfälle** zur Effizienzbewertung mit dem SPI eingeführt (siehe Bild 23). Diese unterscheiden sich zum einen in der Dimensionierung der PV-Anlage (5 kW und 10 kW). Zum anderen variiert die Höhe und Zusammensetzung des Gesamtstrombedarfs: 5010 kWh/a und 9362 kWh/a. Die PV-Anlagengröße ist ausschlaggebend für die Bezeichnung der Kennzahlen SPI (5 kW) und SPI (10 kW). Für den Vergleich werden die AC-gekoppelten Systeme in Kombination mit den PV-Wechselrichtern SMA Sunny Boy 5.0 (1. Referenzfall) oder SMA Sunny Tripower 10.0 (2. Referenzfall) bewertet.

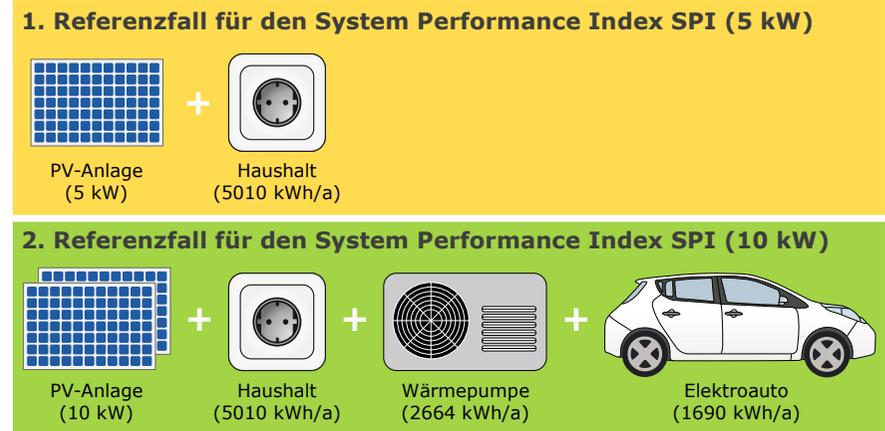


Bild 23 Referenzfälle für die simulationsbasierte Bewertung der PV-Speichersysteme mit dem System Performance Index (SPI).

Mit welchem Referenzfall die einzelnen Systeme bewertet werden, hängt unter anderem von deren Batteriegröße ab. Um die Bewertung von unüblichen Konfigurationen auszuschließen, wurde für beide Referenzfälle im Vorfeld eine **maximal zulässige nutzbare Speicherkapazität** vorgegeben:

- 1. Referenzfall: maximal 8,0 kWh
- 2. Referenzfall: maximal 16,0 kWh

Die Einordnung erfolgte anhand der in den Labortests ermittelten nutzbaren Speicherkapazitäten. Da die Kapazitäten der Systeme I1 und L1 den Wert von 16,0 kWh überschreiten, wurden beide Systeme nicht mit dem SPI bewertet. Die Wahl des Referenzfalls hängt bei den DC-gekoppelten Systemen zudem von der PV-Bemessungseingangsleistung ab. Tabelle 3 stellt dar, welche Systeme mit SPI (5 kW) und welche mit dem SPI (10 kW) bewertet wurden.

Tabelle 3 Zuordnung der bewerteten Systeme zu den beiden Referenzfällen.

System	A1	B1	C1	C2	C3	C4	C5	D1	D2	E1	E2	F1	F2	G1	G2	H1	J1	J2	K1
SPI (5 kW)	■		■		■	■		■		■				■		■			
SPI (10 kW)	■	■		■				■		■	■	■	■		■		■	■	■

3.2 Systembewertung mit dem SPI (5 kW)

Insgesamt wurden 8 Systeme mit dem SPI (5 kW) bewertet. Abgesehen von dem AC-gekoppelten System A1 haben alle anderen Geräte bereits im vergangenen Jahr an der Stromspeicher-Inspektion teilgenommen. Aufgrund des simulationsbasierten Ansatzes besteht die Möglichkeit, den Einfluss der unterschiedlichen Systemverluste auf die Gesamteffizienz unabhängig voneinander zu analysieren. Bild 24 zeigt die **Zusammensetzung der Effizienzverluste** der Systeme, die in 5 verschiedene Verlustkategorien unterteilt sind. Die Systeme sind dabei nach der Höhe des SPI (5 kW) und damit in Abhängigkeit von der resultierenden Systemeffizienz sortiert. Der SPI eines verlustfreien Systems beträgt unabhängig von der Systemtopologie und der Speicherkapazität 100 %. Die Umwandlungsverluste der Systeme reduzieren den SPI zwischen 4,9 Prozentpunkte bis 7,4 Prozentpunkte und sind hauptverantwortlich für die Effizienzeinbußen. In der Regel folgen darauf die Verluste im Bereitschaftsbetrieb. Eine deutlich bessere Platzierung der Systeme C1 und C3 verhindert deren hohe Stand-by-Leistungsaufnahme und damit die vergleichsweise hohen Bereitschaftsverluste. Im Gegensatz zu den anderen Systemen fallen die Regelungsverluste der bestplatzierten Systeme D1 und E1 mit 1,4 Prozentpunkte und 1,3 Prozentpunkte vergleichsweise stark ins Gewicht. Die Einschwingzeit der Systeme liegt zwischen 11 s und 12 s (siehe Bild 18). Hersteller A erzielt mit System A1 im Vergleich zu einem im Jahr 2021 analysierten Vorgängermodell einen um 0,5 Prozentpunkte höheren SPI (5 kW). Dies ist insbesondere auf die Verbesserung der Regelungsgenauigkeit und Reduktion der Einschwingzeit von 3,9 s auf 1,5 s zurückzuführen. Bild 25 stellt sortiert nach der Höhe den resultierten SPI (5 kW) für die 8 bewerteten Systeme dar. Mit einem SPI (5 kW) von 92,2 % erreicht lediglich das System E1 die **Effizienzklasse A**. Weitere 6 Systeme können ebenfalls einen sehr guten SPI (5 kW) oberhalb von 90 % vorweisen und fallen damit in Effizienzklasse B. Weitere Analysen finden sich in der Stromspeicher-Inspektion 2021 [4].

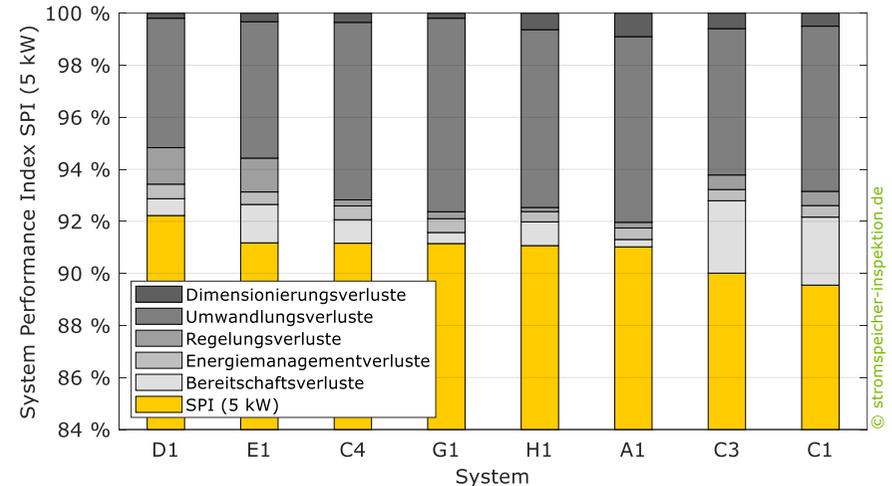


Bild 24 Beitrag der einzelnen Verlustmechanismen zur Reduktion des System Performance Index SPI (5 kW) der untersuchten Systeme.

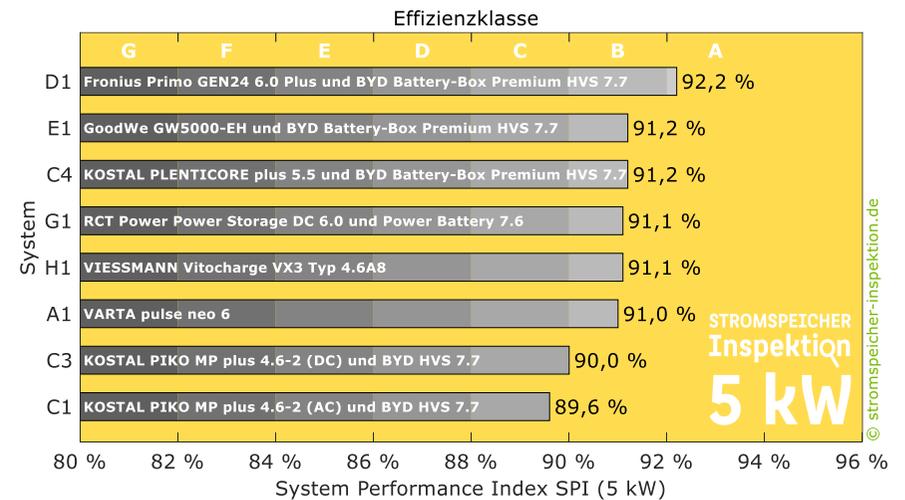


Bild 25 SPI (5 kW) und Effizienzklassen der untersuchten PV-Speichersysteme.

3.3 Systembewertung mit dem SPI (10 kW)

Wie Bild 23 veranschaulicht, liegen dem SPI (5 kW) und SPI (10 kW) unterschiedliche Rahmenbedingungen zugrunde. Ein Vergleich der Werte der beiden Kenngrößen ist daher nicht zulässig [13]. Insgesamt wurden 12 Systeme mit dem SPI (10 kW) bewertet. Bild 26 zeigt die **Ergebnisse der Verlustanalyse** für die mit dem SPI (10 kW) bewerteten PV-Speichersysteme. Die Verluste sind ergänzend auch in Tabelle 6 im Anhang aufgeführt. Bei den meisten Systemen fallen die Dimensionierungsverluste mit 0,1 Prozentpunkten vergleichsweise gering aus. Die hohen Einbußen des kleinsten Batteriesystems A1 in Höhe von 0,8 Prozentpunkten sind auf dessen geringe nominale Lade- und Entladeleistung (2,3 kW und 2,5 kW) zurückzuführen.

Die herausragende Effizienz des Systems G2 ist unter anderem auf die geringen Umwandlungsverluste in den leistungselektronischen Komponenten sowie im Batteriespeicher in Höhe von 3,4 Prozentpunkten zurückzuführen. Beim zweitplatzierten System D2 betragen diese sogar nur 2,9 Prozentpunkte. Der Unterschied zwischen den beiden Systemen ist insbesondere durch die höheren Verluste in der Batterie des Systems G2 zu erklären (siehe Bild 13). Mit 7,2 Prozentpunkten sind die Umwandlungsverluste des Systems J2 am größten. Damit fallen bei diesem System die Umwandlungsverluste höher aus als die Gesamtverluste der 6 bestplatzierten Systeme G2 bis E2. Dies kann insbesondere durch die geringe Umwandlungseffizienz im Entladefall begründet werden. Bild 39 im Anhang zeigt, dass System J2 bei einer Entladeleistung von 500 W nur einen geringen Wirkungsgrad von 87 % vorweisen kann. Die umwandlungsbedingten SPI-Verluste betragen im Mittel circa 4,8 Prozentpunkte und sind damit im Vergleich zu der Stromspeicher-Inspektion 2020 um 0,8 Prozentpunkte geringer.

Die sehr gute Performance der Systeme F1 und F2 basiert unter anderem auf deren exzellenter Regelung. Größere Verluste aufgrund hoher Regelungsabweichungen treten hingegen bei den Systemen J2 (1,1 Prozentpunkte) und

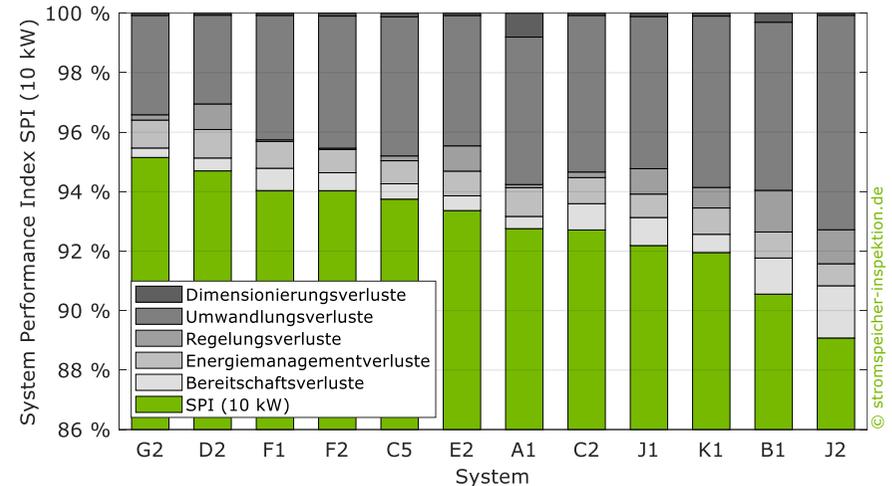


Bild 26 Beitrag der einzelnen Verlustmechanismen zur Reduktion des System Performance Index SPI (10 kW) der untersuchten Systeme.

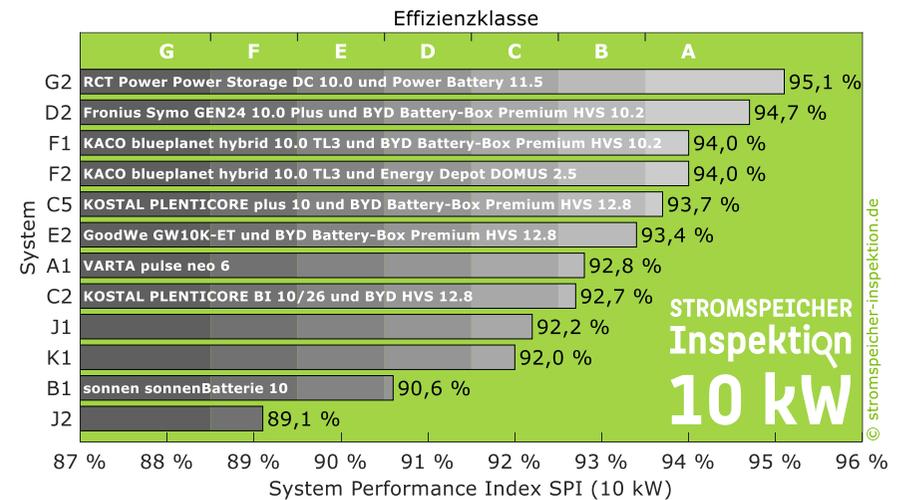


Bild 27 SPI (10 kW) und Effizienzklassen der untersuchten PV-Speichersysteme.

B1 (1,4 Prozentpunkte) auf. Der im Vergleich zu System G2 geringere SPI (10 kW) von System D2 ist insbesondere durch dessen hohe Tot- und Einschwingzeit zu erklären. Die Energiemanagementverluste reduzieren den SPI (10 kW) um rund 1 Prozentpunkt. Sie sind umso geringer, je höher die nutzbare Speicherkapazität und die Umwandlungsverluste ausfallen. Der hohe Standby-Verbrauch des Systems J2 (siehe Bild 21) ruft mit 1,7 Prozentpunkten die größten Bereitschaftsverluste hervor. Dagegen betragen die Einbußen bei System G2 lediglich 0,3 Prozentpunkte.

Die Verlustanalyse verdeutlicht, dass für eine aussagekräftige Bewertung der Gesamtsystemeffizienz alle Effizienzverluste zu berücksichtigen sind. Lediglich die Umwandlungsverluste zu vergleichen und dabei die Regelungs- und Bereitschaftsverluste zu vernachlässigen, würde zu einer veränderten Rangfolge in der Bewertung führen (siehe Kapitel 4).

Bild 27 zeigt der Höhe nach sortiert den SPI (10 kW) für die 12 mit dem 2. Referenzfall bewerteten PV-Speichersysteme. Zusätzlich sind die bereits in der Stromspeicher-Inspektion 2020 eingeführten **Effizienzklassen** A bis G dargestellt [13]. Sie ermöglichen einen vom Referenzfall unabhängigen Vergleich zwischen dem SPI (5 kW) und SPI (10 kW). Mit 95,1 % erreicht das System G2 den höchsten SPI (10 kW). Bei allen Verlustkategorien gehört es zu den besten Systemen. Auch die Systeme D2, F1, F2 und C5 können einen hervorragenden SPI (10 kW) oberhalb von 93,5 % vorweisen und erreichen somit ebenfalls die Effizienzklasse A. Damit erreicht annähernd die Hälfte der mit SPI (10 kW) bewerteten Systeme die höchste Effizienzklasse. In der Stromspeicher-Inspektion 2020 schaffte das lediglich ein System. Mit einem SPI (10 kW) von 89,1 % erreicht das System J2 vor allem aufgrund überdurchschnittlich hoher Umwandlungs- und Bereitschaftsverluste lediglich die Effizienzklasse F. Im Vergleich zu den hocheffizienten Systemen G2 und D2 sind die Systemverluste des Systems J2 mehr als doppelt so hoch. Die Effizienzunterschiede zwischen den mit dem SPI (10 kW) bewerteten Systemen sind damit größer als bei den Systemen, die mit dem SPI (5 kW) bewertet wurden.

3.4 Bandbreite der SPI-Ergebnisse seit 2018

Im Rahmen der Stromspeicher-Inspektion wurden bereits 34 PV-Speichersysteme mit dem SPI (5 kW) und 32 Systemkonfigurationen mit dem SPI (10 kW) bewertet. Bild 28 stellt die **Bandbreite und mittleren SPI-Werte** für die Jahre 2018 bis 2022 dar. Ersteres resultiert aus dem minimalen und maximalen SPI der jeweiligen Studie. Der Unterschied zwischen dem niedrigsten SPI (5 kW) in Höhe von 83,7 % (2018) und dem höchsten Wert von 92,6 % (2020) beträgt 9 Prozentpunkte. Die Bandbreite der SPI-Ergebnisse fällt zunehmend geringer aus, da vorwiegend Hersteller von besonders effizienten Geräten an der Studie teilnehmen. Der mittlere SPI (5 kW) stieg von 88,1 % auf 90,9 %. Aufgrund der unterschiedlichen Rahmenbedingungen ist der SPI in der 10-kW-Leistungsklasse in der Regel höher. Der mittlere SPI (10 kW) ist seit 2020 von 91,9 % auf 92,9 % gestiegen. Im Vergleich zur 5-kW-Klasse fallen die Effizienzunterschiede in der 10-kW-Klasse größer aus. Somit besteht bei einigen mit dem SPI (10 kW) bewerteten Systemen noch Verbesserungspotenzial.

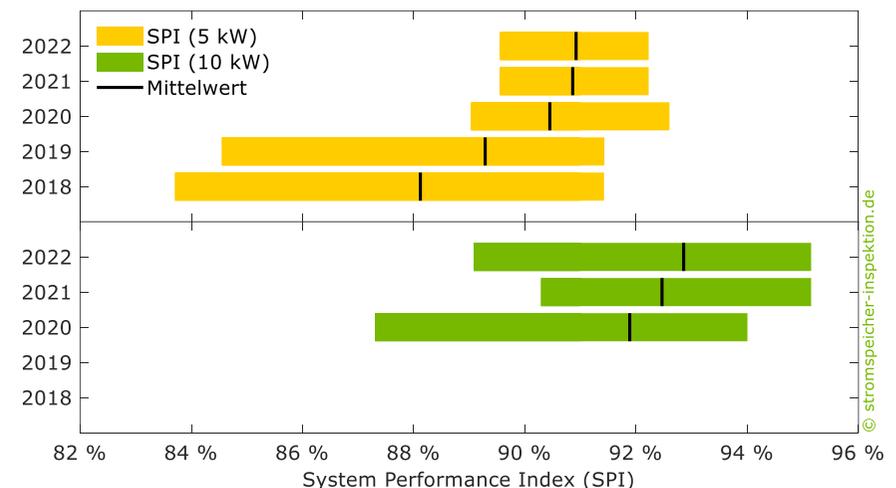


Bild 28 Entwicklung der Bandbreite und der Mittelwerte der in der Stromspeicher-Inspektion resultierenden Werte für den SPI (5 kW) und SPI (10 kW).

4 Antworten auf häufig gestellte Fragen

Dieses Kapitel gibt Antworten auf Fragen zur Energieeffizienz und Auslegung von PV-Speichersystemen.

Weshalb ist der Vergleich von unterschiedlichen Speichersystemen anhand der Höhe der Umwandlungsverluste nicht zielführend?

Bild 29 stellt die Umwandlungsverluste für die mit dem SPI (10 kW) bewerteten AC-gekoppelten Systeme A1 bis C2 und DC-gekoppelte Systeme C5 bis K1 gegenüber. Der Großteil der Umwandlungsverluste fällt in den Wechselrichtern an. Der PV-Wechselrichter ist bei allen AC-Systemen identisch und für Verluste in Höhe von 239 kWh/a verantwortlich. Die Verluste im Batteriewechselrichter während des Lade- und Entladevorgangs summieren sich auf weitere 288 kWh/a (A1) bis 320 kWh/a (B1). Erstaunlich ist, dass diese bei dem System C2 im Vergleich zu System A1 trotz der etwa doppelt so hohen Speicherkapazität und dem damit verbundenen höheren Energiedurchsatz lediglich um 20 kWh höher ausfallen. Der Grund hierfür liegt in den deutlich besseren Pfadwirkungsgraden im Lade- und Entladebetrieb des Systems C2 (siehe Bild 16).

Die Verluste im PV-Batteriewechselrichter der DC-gekoppelten Systeme variieren zwischen 282 kWh/a (D2) und 667 kWh/a (J2). Die Unterschiede lassen sich mit den in Bild 36 bis Bild 39 im Anhang dargestellten Wirkungsgradkennlinien begründen. Die Systeme D2 und G2 überzeugen insbesondere im Teillastbereich durch exzellente **Umwandlungswirkungsgrade**. Die Wirkungsgrade des Systems J2 liegen hingegen bei der PV-Einspeisung sowie bei der Batterie-ladung und -entladung am unteren Ende der Bandbreite der teilnehmenden Systeme. Im Vergleich zu dem von der Kapazität her annähernd identischen System J1 fallen die Verluste von System J2 um 168 kWh/a höher aus.

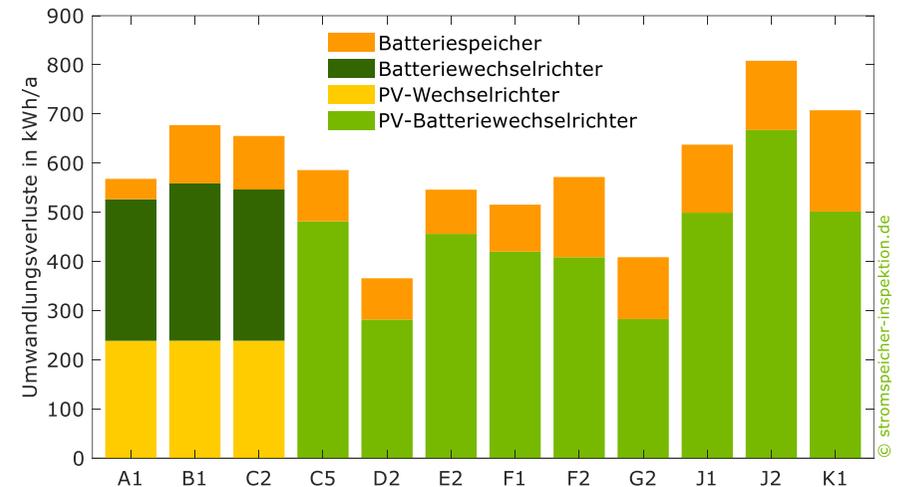


Bild 29 Zusammensetzung der Umwandlungsverluste der mit dem SPI (10 kW) bewerteten PV-Speichersysteme.

Die Verluste im Batteriespeicher variieren zwischen 41 kWh/a (A1) bis 206 kWh/a (K1). Hierfür sind unter anderem die unterschiedlichen Batteriewirkungsgrade verantwortlich. Die hohen Verluste in System K1 sind auch darauf zurückzuführen, dass in dessen Batteriespeicher ein DC/DC-Wandler Unterschiede zwischen der internen Batteriespannung und der Eingangsspannung des Wechselrichters ausgleicht.

Da die nutzbare Speicherkapazität der betrachteten Systeme zwischen 5,8 kWh und 15,1 kWh liegt, variiert auch der Energiedurchsatz der Batteriespeicher. Mit 3306 kWh/a ist die DC-Energieaufnahme des Batteriespeichers von System F2 am höchsten. Der Batteriespeicher von System A1 mit einer nutzbaren Speicherkapazität von 5,8 kWh nimmt dagegen nur 1917 kWh/a auf, was entsprechend geringere Umwandlungsverluste hervorruft. Die Gesamtverluste variieren zwischen 366 kWh/a und 808 kWh/a.

Eine Bewertung der Speichersysteme lediglich anhand der Umwandlungsverluste würde eine im Vergleich zum SPI (10 kW) deutlich **geänderte Effizienzrangfolge** mit sich bringen. A1 würde beispielsweise von der Vernachlässigung der Dimensionierungsverluste profitieren. Für die Systeme B1, C2 und J1 wäre hingegen insbesondere die Unterschlagung des Stand-by-Verbrauchs vorteilhaft. D2, E2 und J1 würden darüber hinaus von der Vernachlässigung der Regelungsverluste profitieren. Generell schneiden insbesondere die Systeme, die am unteren Ende der Bandbreite der SPI-Rangfolge einzuordnen sind, durch die **Außerachtlassung der anderen Systemverluste** besser ab.

Die Umwandlungsverluste sind die bedeutendsten Systemverluste und daher ein erstes Indiz für die Gesamteffizienz eines PV-Batteriesystems. Folgende Punkte gilt es dabei allerdings zu beachten:

- Die Höhe der Umwandlungsverluste wird stark von der nutzbaren Speicherkapazität des Batteriespeichers und dessen Energiedurchsatz beeinflusst.
- Ein Vergleich der Umwandlungsverluste von Speichersystemen mit unterschiedlich dimensionierten Batteriespeichern ist daher nicht empfehlenswert.
- Bereitschafts-, Regelungs-, Energiemanagement- und Dimensionierungsverluste haben zum Teil einen starken Einfluss auf die Gesamtsystemeffizienz und dürfen nicht vernachlässigt werden.
- Die Wechselrichterverluste können entgegen der landläufigen Meinung in DC-gekoppelten Systemen höher als in AC-gekoppelten Systemen ausfallen.

Welchen Einfluss haben unterschiedliche Systemeigenschaften auf den SPI?

Um dieser Frage nachzugehen, wurden einzelne Effizienzparameter isoliert voneinander variiert. Dabei wurden unter anderem die in Tabelle 2 aufgeführten Eigenschaften sowie deren Minimal- und Maximalwerte berücksichtigt.

Die Analysen wurden beispielhaft anhand des AC-gekoppelten Systems C2 durchgeführt, das im Referenzfall einen SPI (10 kW) von 92,7 % erreicht. Bild 30 stellt die **Einflüsse der veränderten Systemeigenschaften** auf den SPI dar. Bei der Anpassung des PV-Wechselrichterwirkungsgrads wurde die gesamte Kennlinie um 1 Prozentpunkt erhöht bzw. um -2 Prozentpunkte reduziert. Letzteres resultiert in einem mittleren PV2AC-Pfadwirkungsgrad von 95,7 %, was in etwa dem Mittelwert aller bisher in der Stromspeicher-Inspektion untersuchten DC-gekoppelten Systeme entspricht (siehe Tabelle 2). Der SPI sinkt dadurch um 1,2 Prozentpunkte. Neben der Auswahl eines effizienten AC-gekoppelten PV-Batteriesystems sollte daher auch auf einen effizienten PV-Wechselrichter geachtet werden. Wird lediglich der Batteriewirkungsgrad auf 98 % erhöht, steigt der SPI auf 93,1 %. Ein Batteriewirkungsgrad von nur 88 % reduziert den SPI im Vergleich zum Referenzwert um 2,3 Prozentpunkte auf 90,5 %. Die Anpassung der Umwandlungswirkungsgrade des Batteriewechselrichters um ± 2 Prozentpunkte hat zur Folge, dass der SPI um ± 1 Prozentpunkt vom Referenzwert abweicht.

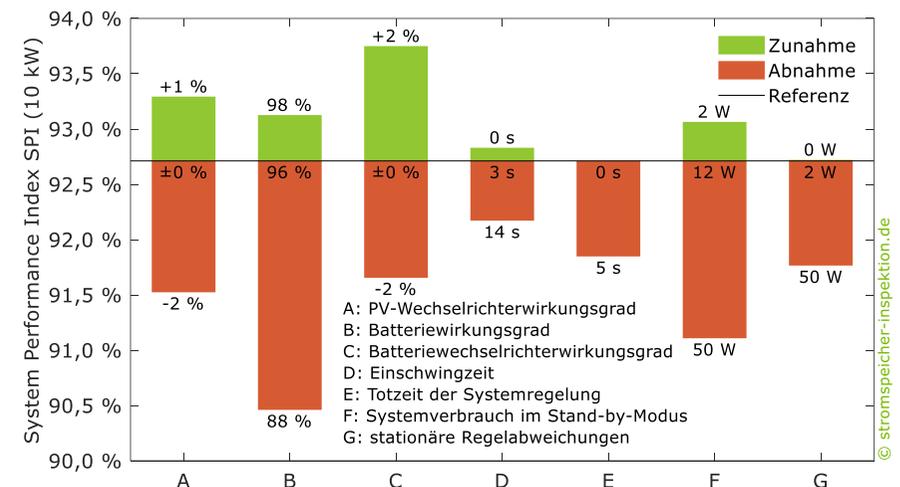


Bild 30 Einfluss der Variation ausgewählter Systemeigenschaften auf den SPI (10 kW) des Systems C2.

Die Änderung des Batteriewechselrichterwirkungsgrads (C) beeinflusst somit im Vergleich zur Änderung des PV-Wechselrichterwirkungsgrads (A) den SPI weniger. Dies ist auf den im Vergleich zum PV-Wechselrichter geringeren Energiedurchsatz des Batteriesystems zurückzuführen. Die Variation der dynamischen Regelungsabweichungen verdeutlicht die bereits schnelle Reaktions- und Anpassungsfähigkeit des Systems C2. Würde es theoretisch ohne Zeitverzug einen Lastsprung ausregeln, erhöht sich der SPI um 0,1 Prozentpunkte. Eine hohe Einschwingzeit von 14 s hat hingegen eine SPI-Reduktion von 0,5 Prozentpunkten zur Folge. Einen größeren Einfluss hat die Totzeit. Bereits bei einer Reaktionszeit von 5 s fällt der SPI um 0,9 Prozentpunkte.

Starke Auswirkungen auf den SPI hat darüber hinaus der Systemverbrauch im Stand-by-Modus. Werden bei entladem Batteriespeicher von dem System statt 12 W nur 2 W benötigt, steigt der SPI auf 93,1 %. Bei einem Systemverbrauch von 50 W sinkt er hingegen um 1,6 Prozentpunkte auf 91,1 %. Abschließend wurden die stationären Regelabweichungen zunächst auf 0 W reduziert und dann auf 50 W erhöht. Aufgrund der bereits sehr geringen stationären Regelungsabweichungen des Systems C2 sind die Vorteile im SPI durch eine weitere Optimierung der Regelungsgenauigkeit vernachlässigbar. Deutlich höhere Regelungsabweichungen in Höhe von 50 W im Lade- und Entladebetrieb senken den SPI um 0,9 Prozentpunkte.

Bei der Systemoptimierung gilt es, alle Verlustkategorien zu berücksichtigen. Nur so kann eine hohe Gesamteffizienz der PV-Batteriesysteme erzielt werden.

Warum ist die alleinige Fokussierung auf die Speicherkapazität bei der Speicherauswahl wenig sinnvoll?

Der Autarkiegrad gibt den Anteil des Stromverbrauchs an, der durch das PV-Batteriesystem gedeckt wird. Bild 31 stellt diesen über der nutzbaren Speicherkapazität für die mit dem SPI (10 kW) bewerteten PV-Speichersysteme dar. Zusätzlich wurde der Autarkiegrad für den Idealfall ermittelt, in dem keine Effizienzverluste in den Wechselrichtern sowie in den Batteriespeichern anfal-

len. Die grün dargestellte Linie des Autarkiegrads entspricht dem **theoretisch erreichbaren Maximalwert**. Daraus geht die Abhängigkeit des Autarkiegrads von der Größe des Batteriespeichers hervor.

Die Effizienzverluste der PV-Speichersysteme reduzieren den Autarkiegrad. Je größer der Abstand zum Idealfall bei gleicher Speicherkapazität ist, desto höher sind die Verluste. Wird beispielsweise neben der 10-kW-PV-Anlage ein verlustfreier 10-kWh-Batteriespeicher installiert, beträgt der Autarkiegrad 57 %. Die Systeme F1 und D2 erreichen im Vergleich dazu einen um 2,5 Prozentpunkte geringeren Autarkiegrad. Die hohen Verluste des Systems B1 reduzieren ihn sogar um 5,1 Prozentpunkte. Bei dem effizientesten System G2 fällt der Abstand mit 1,5 Prozentpunkten am geringsten aus. Gleichzeitig erzielt dieses Speichersystem einen höheren Autarkiegrad als das um fast 3 kWh größere und weniger effiziente System J2. Die Systemeffizienz kann daher einen größeren Einfluss auf den Autarkiegrad als die nutzbare Speicherkapazität haben.

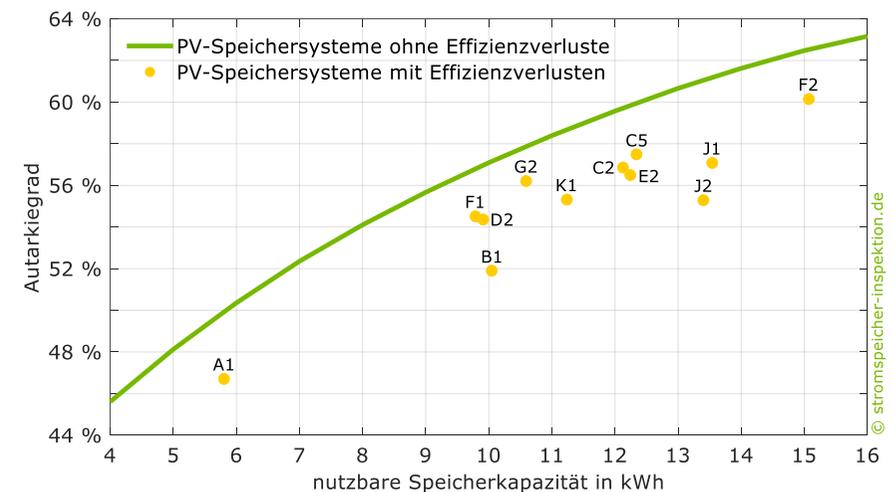


Bild 31 Einfluss der Effizienzverluste der untersuchten PV-Speichersysteme auf den Autarkiegrad eines Einfamilienhauses mit Wärmepumpe und Elektroauto (PV-Nennleistung: 10 kW, Stromverbrauch: 9364 kWh/a).

Welchen Einfluss hat der mittlere Wirkungsgrad eines Batteriesystems auf die jährlichen Kosteneinsparungen?

Um diese Fragestellung zu beantworten, wurden unterschiedlich effiziente AC-gekoppelte Batteriesysteme in einem Wohngebäude mit einer Wärmepumpe und einem Elektroauto simuliert. Die Kosteneinsparungen wurden auf Basis der resultierenden Netzeinspeisung und des vermiedenen Netzbezugs ermittelt. Die Einspeisevergütung wurde in den Berechnungen mit 6,5 ct/kWh (Stand April 2022) angesetzt und der Arbeitspreis für den Strombezug aus dem Netz mit 32 ct/kWh berücksichtigt.

Im Referenzfall ohne eine PV-Anlage müssen 9363 kWh/a aus dem Stromnetz bezogen werden, was Kosten in Höhe von rund 3000 €/a verursacht. Wie Bild 32 zeigt, lassen sich bereits mit einer 10-kW-PV-Anlage ohne Batteriespeicher 1360 €/a einsparen. Diese Kosteneinsparung setzt sich zu einem Drittel aus

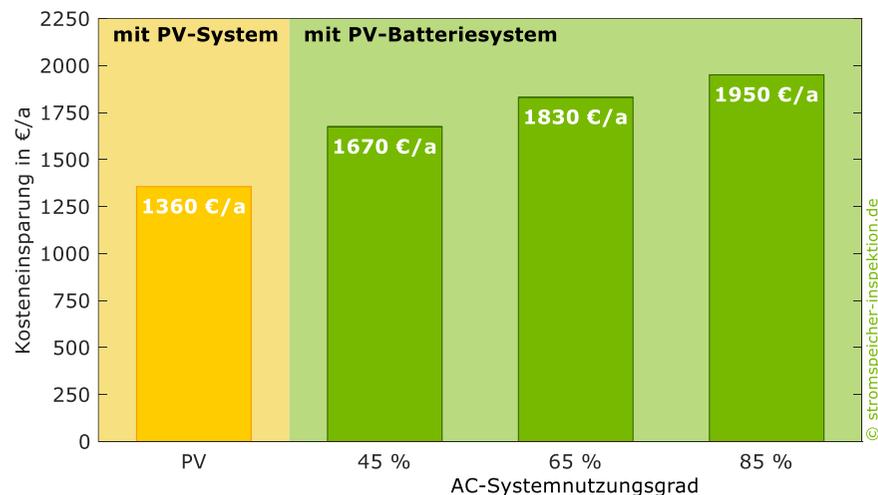


Bild 32 Einfluss der Effizienz eines AC-gekoppelten Batteriesystems auf die jährlich erzielbaren Kosteneinsparungen (Referenz: Einfamilienhaus ohne PV-Anlage, PV-Leistung: 10 kW, nutzbare Speicherkapazität: 10 kWh, Stromverbrauch: 9363 kWh/a).

den Einnahmen der Netzeinspeisung des Solarstroms und zu zwei Dritteln aus den vermiedenen Strombezugskosten zusammen. Wird neben der PV-Anlage ein Batteriespeicher installiert, wird überschüssige PV-Energie gespeichert und später zur Deckung des Bedarfs bereitgestellt. Im verlustfreien Idealfall sinken durch die Stromspeicherung die Netzeinspeisung und der Netzbezug um den gleichen Betrag. Je höher die Umwandlungsverluste aufgrund der Speicherung sind, desto geringer fällt der ökonomische Nutzen des Speichersystems aus.

Diesen Zusammenhang verdeutlichen auch die in Bild 32 dargestellten Berechnungsergebnisse, die für einen Batteriespeicher mit einer Speicherkapazität von 10 kWh und einem unterschiedlich hohen **AC-Systemnutzungsgrad** ermittelt wurden. Letzterer entspricht dem Verhältnis der AC-Energieabgabe des Batteriesystems zur AC-Energieaufnahme. Liegt der AC-Systemnutzungsgrad im Jahresmittel um 45 %, weil beispielsweise ein Redox-Flow-Batteriesystem eingesetzt wird (siehe [13] und [14]), beträgt der durch die Stromspeicherung erzielte Kostenvorteil lediglich 310 €/a. In den vergangenen 10 Jahren wurden Lithium-Ionen-Batteriesysteme installiert, die zum Teil nur einen AC-Systemnutzungsgrad von rund 65 % vorweisen können [15]. In dem betrachteten Beispiel hätte dieser AC-Systemnutzungsgrad zur Folge, dass das PV-Batteriesystem insgesamt 1830 €/a einsparen würde.

Einsparungen in Höhe von 1950 €/a sind dagegen mit einem sehr effizienten AC-gekoppelten Lithium-Ionen-Batteriesystem mit einem AC-Systemnutzungsgrad von 85 % möglich. Der durch das hocheffiziente Batteriesystem erzielte Kostenvorteil beträgt in diesem Fall 590 €/a und ist damit fast doppelt so hoch wie der Kostenvorteil, der bei einem AC-Systemnutzungsgrad von lediglich 45 % resultiert. Werden zusätzlich die finanziellen Einbußen aufgrund der MPP-Trackingverluste sowie der Bereitschaftsverluste berücksichtigt, fallen die Unterschiede insbesondere zwischen DC-Systemen noch größer aus [16]. Die effiziente Solarstromspeicherung ist auch aus ökologischer Sicht anzustreben, da dies die vermiedenen CO₂-Emissionen positiv beeinflusst [17].

Weshalb ist ein geringer Stand-by-Verbrauch wichtig?

Bild 33 stellt für 3 Dezembertage die Leistungsflüsse eines in einem Einfamilienhaus installierten PV-Batteriesystems dar. Tagsüber wird der Batteriespeicher mit Solarstrom geladen. Allerdings lädt sich der Batteriespeicher an allen 3 Tagen zusätzlich in den Nachtstunden zeitweise mit **Netzstrom**. Ein Grund hierfür ist die vergleichsweise hohe DC-Leistungsaufnahme des Wechselrichters im Stand-by-Modus, die rund 25 W beträgt. Der Stand-by-Verbrauch des Batteriemanagementsystems (BMS) kann eine weitere Ursache sein. Je nach Batteriesystem bezieht ein BMS laut Angaben unterschiedlicher Hersteller zwischen 2 W und 12 W.

Die Batterieentladung durch den Stand-by-Verbrauch des Wechselrichters und des BMS reduziert den Batterieladezustand weiter. Um den minimal zulässigen Ladezustand nicht zu unterschreiten und eine Tiefenentladung zu vermeiden [18], wird der Stand-by-Verbrauch mit Netzstrom kompensiert. Das

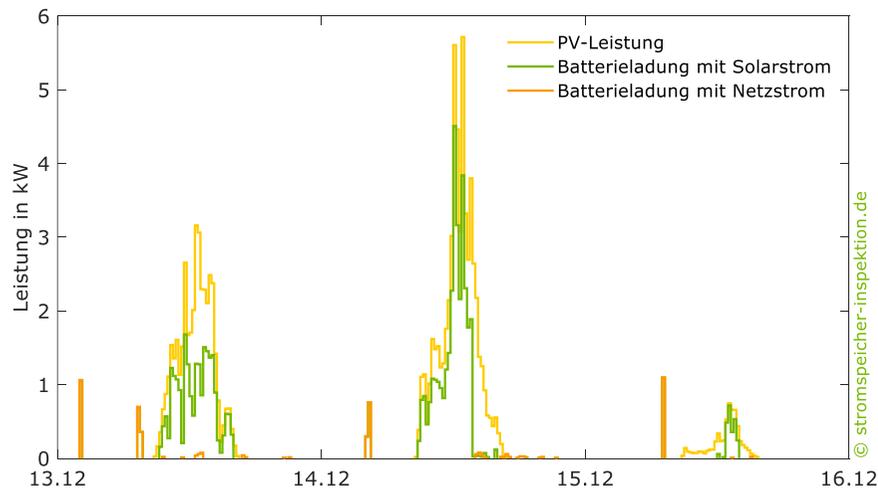


Bild 33 Auswirkungen des Stand-by-Verbrauchs eines PV-Speichersystems auf die Leistungsflüsse in einem Wohngebäude an 3 Wintertagen.

System nimmt hierfür allein an den 3 dargestellten Tagen etwa 1 kWh aus dem Netz auf. Die der Darstellung zugrunde liegenden Daten zeigen, dass das Phänomen in den Wintermonaten gehäuft auftritt. Der zusätzliche Netzbezug könnte durch einen höheren minimalen Ladezustand im regulären Entladebetrieb reduziert werden. Dies hätte allerdings zur Folge, dass eine geringere nutzbare Speicherkapazität des Systems zur Verfügung stehen würde.

Was ist beim Vergleich der Datenblattangaben zu beachten?

Datenblätter sollen die Produktauswahl erleichtern, indem sie die wichtigsten technischen Eigenschaften eines PV-Speichersystems zusammenfassen. Beim Vergleich von über 150 Datenblättern unterschiedlicher Hersteller wird allerdings deutlich, dass der **Detaillierungsgrad der Datenblattangaben** sehr stark variiert. Ein Systemanbieter weist beispielsweise in dem Datenblatt auf den „branchenführenden Systemwirkungsgrad“ hin, obwohl im gesamten Datenblatt keine einzige Angabe zum Wirkungsgrad oder zu anderen Effizienzzeigenschaften zu finden ist. Werden hingegen Angaben zur Effizienz gemacht, ist leider häufig nur der maximale Wirkungsgrad aufgeführt. In einem Datenblatt ist von einem „rekordverdächtigen Wirkungsgrad“ die Rede, wobei lediglich der maximale Wirkungsgrad des Wechselrichters angegeben wird. Unter welchen Betriebsbedingungen Spitzenwirkungsgrade erreicht werden, wird in den Datenblättern in der Regel nicht erwähnt. Dabei ist zu beachten, dass Maximalwirkungsgrade im Vergleich zu den Wirkungsgraden im unteren Leistungsbereich von geringerer Relevanz sind.

In den Datenblättern von mehreren DC-gekoppelten PV-Speichersystemen werden nur Wirkungsgrade für die Umwandlung der DC-Leistung des PV-Generators in die AC-Leistung angegeben. Wirkungsgrade für den Lade- oder Entladebetrieb sind nicht aufgeführt. Hersteller von DC-gekoppelten Systemen weisen zudem häufig darauf hin, dass diese im Vergleich zu AC-gekoppelten Systemen effizienter sind. Anhand der aufgeführten Datenblattangaben kann diese Pauschalaussage jedoch meist nicht überprüft werden.

Erfreulicherweise geben einige Hersteller mittlerweile auf den Datenblättern Umwandlungswirkungsgrade in Abhängigkeit von der Leistung an. Das erlaubt Rückschlüsse zur Effizienz der Wechselrichter im Teillastbetrieb. Warum manche Hersteller dies allerdings nur für ausgewählte Produkte machen, bleibt fraglich. Positiv zu bewerten ist, dass die Stand-by-Leistungsaufnahme der Systemkomponenten auf den Datenblättern immer häufiger aufgeführt wird. Angaben zur Einschwingzeit und zur Genauigkeit der Systemregelung sind jedoch nur in Einzelfällen zu finden. Es bleibt damit abschließend festzuhalten: Die Vergleichbarkeit der Datenblattangaben hat sich in den vergangenen Jahren nicht wesentlich verbessert.

Weshalb sollte die nutzbare Speicherkapazität eines PV-Speichersystems nicht zu groß sein?

Bei der Speicherauswahl ist nicht nur auf eine hohe Systemeffizienz, sondern auch auf eine **sinnvolle Systemauslegung** zu achten. In der Stromspeicher-Inspektion 2021 wurden zahlreiche Fragen zur Dimensionierung von PV-Batteriesystemen ausführlich beantwortet [4]. Generell gilt zu beachten, dass ein Batteriespeicher nur installiert werden sollte, wenn ausreichend Solarstromüberschüsse anfallen. Ist dies gegeben, gilt es die Größe des Batteriespeichers sowohl auf die Höhe des Stromverbrauchs als auch auf die Größe der PV-Anlage abzustimmen.

Aufbauend auf den in der Stromspeicher-Inspektion 2021 aufgeführten Faustformeln stellt Bild 34 die empfohlene Obergrenze der nutzbaren Speicherkapazität für PV-Batteriesysteme in Einfamilienhäusern dar. Die maximal empfohlene Batteriegröße hängt vor allem von der vorhandenen PV-Generatorleistung und von dem jährlichen Stromverbrauch ab. Hat die PV-Anlage beispielsweise eine Leistung von 10 kW und werden 4000 kWh/a in einem Haus verbraucht, sollte die nutzbare Speicherkapazität des Batteriespeichers 6 kWh nicht überschreiten. Bei einem doppelt so hohen Stromverbrauch kann auch die nutzbare Speicherkapazität mit bis zu 12 kWh größer ausfallen. Die Wahl

eines größeren Batteriespeichers hätte zur Folge, dass der Autarkiegrad nur noch geringfügig steigen würde. Denn der Nutzen jeder weiteren kWh Speicherkapazität stagniert zunehmend.

Unter bestimmten Umständen kann auch die **Überdimensionierung des Batteriespeichers** technisch sinnvoll sein. Ersatzstromfähige PV-Speichersysteme verfügen oftmals über eine zusätzliche Kapazitätsreserve, die im Normalbetrieb nicht genutzt wird [5]. Die Höhe dieser Kapazitätsreserve hat Einfluss darauf, wie lange das Gebäude im Netzersatzbetrieb bei einem Stromausfall weiter versorgt werden kann. Soll zukünftig eine Wärmepumpe oder ein Elektrofahrzeug hinzukommen, kann die Wahl einer höheren Speicherkapazität ebenfalls sinnvoll sein. Bei der Wärmepumpe ist zu beachten, dass diese primär in den Wintermonaten Strom bezieht. Beim Elektroauto sind die Anwesenheits- und damit die Ladezeiten zu berücksichtigen. Wie eine Wärmepumpe oder ein Elektroauto den erreichbaren Autarkiegrad beeinflussen, wurde in der Stromspeicher-Inspektion 2021 näher analysiert [4].

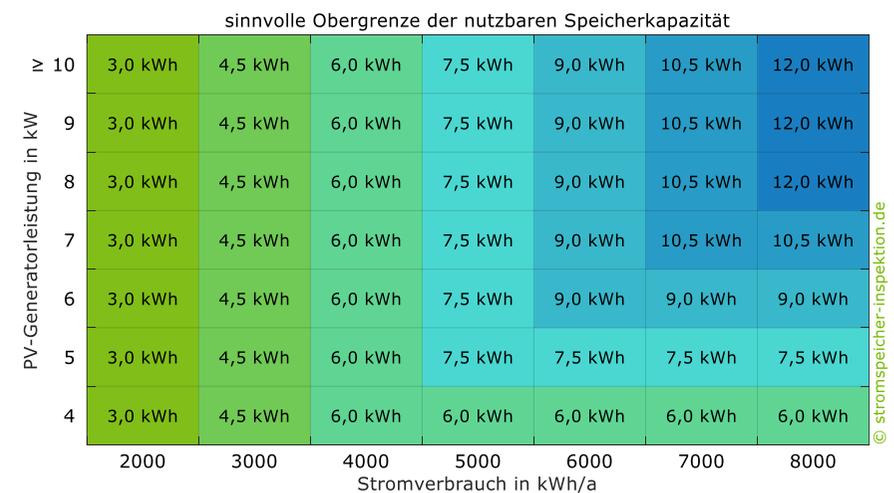


Bild 34 Empfohlene Obergrenze der nutzbaren Speicherkapazität in Einfamilienhäusern, die von der Größe der PV-Anlage und von der Höhe des jährlichen Stromverbrauchs abhängt.

Welche Empfehlungen zur Auslegung von PV-Speichersystemen geben die Hersteller?

Um dieser Frage nachzugehen, wurden die folgenden **Online-Tools** zur Auslegung und Konfiguration von PV-Speichersystemen verglichen:

- E3DC Konfigurator
- Fronius Solar.creator
- GoodWe EzDesigner2
- RCT Power Designer
- Solarwatt Solarrechner
- sonnen Rechner
- Tesvolt Speicher Kalkulator
- Varta Energiespeicher Berechnungstool

Kostenfreie Tools werden im Vergleich zu kostenpflichtigen Programmen häufiger zur Auslegung von Stromspeichern verwendet [19]. Der Umfang der Funktionen dieser Tools hängt stark von der adressierten Zielgruppe ab. Die Onlinerechner von E3DC, Solarwatt, sonnen, Tesvolt und Varta sind weniger komplex und sollen vorrangig Privatpersonen bei der Produktauswahl unterstützen. Die umfangreicheren Planungstools Fronius Solar.creator, GoodWe EzDesigner2 und RCT Power Designer richten sich eher an Fachleute. Die Auslegungsempfehlungen dieser Tools wurden für ein Einfamilienhaus mit einem Stromverbrauch von 5000 kWh/a und einer Dachfläche, die Platz für eine 10-kW-PV-Anlage bietet, verglichen. Für die Tools, die mehrere Produktempfehlungen geben, wurden lediglich die erstgenannten Vorschläge herangezogen. Die **technisch sinnvolle Obergrenze** der nutzbaren Speicherkapazität in einem Einfamilienhaus mit einem Stromverbrauch von 5000 kWh/a und einer 10-kW-PV-Anlage beträgt 7,5 kWh (siehe Bild 34). Bild 35 vergleicht die Empfehlungen zur Dimensionierung des Batteriespeichers, die die untersuchten Online-tools machen. Je nach Hersteller werden Batteriespeicher mit einer nutzbaren Speicherkapazität zwischen 4,8 kWh und 16 kWh empfohlen. Zu beachten ist dabei, dass die Empfehlungen auf das individuelle Produktsortiment der ein-

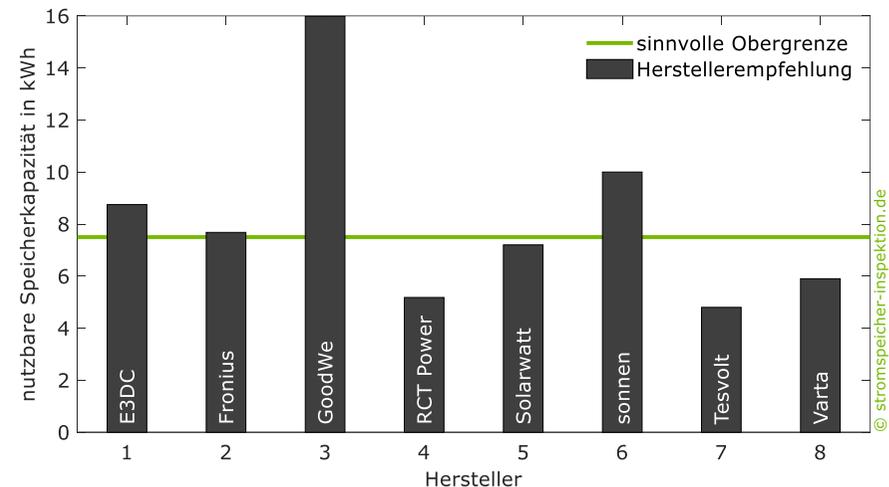


Bild 35 Vergleich der von Herstellern empfohlenen nutzbaren Speicherkapazität (Rahmenbedingungen: PV-Leistung: 10 kW, Stromverbrauch: 5000 kWh/a).

zelnen Hersteller abgestimmt sind. In welchen Schritten die nutzbare Speicherkapazität angepasst werden kann, hängt stark von der Größe der Batteriemodule ab. Bei den genannten Herstellern liegt diese zwischen 1,9 kWh (RCT Power) und 5,0 kWh (sonnen). Je größer die Batteriemodule sind, desto schwieriger ist eine **bedarfsgerechte Auslegung** der Batteriespeicher in der Praxis unter Berücksichtigung der individuellen Gegebenheiten.

Die vom GoodWe EzDesigner2 empfohlene nutzbare Speicherkapazität in Höhe von 16 kWh übersteigt die technisch sinnvolle Obergrenze um mehr als das Doppelte, obwohl die Hybridwechselrichter dieses Herstellers auch mit deutlich kleineren Batteriespeichern kombinierbar sind. Die Mehrzahl der untersuchten Tools gibt allerdings sinnvolle Empfehlungen zur Wahl der nutzbaren Speicherkapazität. Diese liegen unterhalb der genannten Obergrenze oder überschreiten sie nur wenig. Sowohl aus ökonomischer aber auch aus ökologischer Sicht sollte der Batteriespeicher nicht zu groß dimensioniert werden. Als Auslegungshilfe kann dabei die in Bild 34 dargestellte sinnvolle Obergrenze der nutzbaren Speicherkapazität verwendet werden.

Literaturverzeichnis

- [1] C. Lichner, 'Erfahrung mit 27.500 Systemen', *pv magazine*, pp. 38–41, Jun. 2021.
- [2] BVES - Bundesverband Energiespeicher e.V. and BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V., 'Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme 2.0', Berlin, Apr. 2019.
- [3] J. Figgner *et al.*, 'The development of stationary battery storage systems in Germany – status 2020', *Journal of Energy Storage*, vol. 33, p. 101982, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.est.2020.101982.
- [4] J. Weniger, N. Orth, I. Lawaczek, L. Meissner, V. Quaschnig, 'Stromspeicher-Inspektion 2021', Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Berlin, 2021.
- [5] J. Weniger, S. Maier, L. Kranz, N. Orth, N. Böhme, V. Quaschnig, 'Stromspeicher-Inspektion 2018', Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Berlin, 2018.
- [6] N. Munzke *et al.*, 'Safety First – Sichere netzdienliche Heimspeicher', Abschlussbericht, Dec. 2019.
- [7] F. Niedermeyer, M. Braun, 'Comparison of Performance-Assessment Methods for Residential PV Battery Systems', *Energies*, vol. 13, no. 21, p. 5529, Oct. 2020, doi: 10.3390/en13215529.
- [8] J. Weniger, 'Bewertung der Energieeffizienz von netzgekoppelten Photovoltaik-Batteriesystemen in Wohngebäuden', Dissertation, Technische Universität Berlin, Berlin, 2019.
- [9] F. Kever, 'Unterschiedliche Schaltungen, unterschiedliche Effizienzen', *pv magazine*, no. 2/2013, pp. 109–112, 2013.
- [10] C. Messner, J. Kathan, J. Mayr, 'Effizienz und Effektivität von netzgekoppelten PV-Heimspeichersystemen', 31. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein, Mar. 2016.
- [11] J. Weniger, T. Tjaden, J. Bergner, V. Quaschnig, 'Dynamic mismatch losses of grid-connected PV-battery systems in residential buildings', *Journal of Energy Storage*, vol. 13, pp. 244–254, Oct. 2017, doi: 10.1016/j.est.2017.07.011.
- [12] J. Weniger, T. Tjaden, N. Orth, S. Maier, 'Performance Simulation Model for PV-Battery Systems (PerMod Version 2.1)', *Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin*, Apr. 2020. <https://solar.htw-berlin.de/permod/>
- [13] J. Weniger, S. Maier, N. Orth, V. Quaschnig, 'Stromspeicher-Inspektion 2020', Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Berlin, 2020.
- [14] B. Kleinsteingberg, 'Energy efficiency increase of a vanadium redox flow battery with a power-based model', RWTH Aachen University, 2019. doi: 10.18154/RWTH-2020-06092.
- [15] M. Rothert, A. S. Bukvic-Schäfer, T. Thierschmidt, 'Performance von Speichersystemen in der Praxis - Erfahrungen von über 6.500 Speichersystemen', SMA Speichertag 2015, Niestetal, 2015.
- [16] N. Munzke, B. Schwarz, F. Büchle, M. Hiller, 'Evaluation of the efficiency and resulting electrical and economic losses of photovoltaic home storage systems', *Journal of Energy Storage*, vol. 33, p. 101724, Jan. 2021, doi: 10.1016/j.est.2020.101724.
- [17] R. L. Fares, M. E. Webber, 'The impacts of storing solar energy in the home to reduce reliance on the utility', *Nature Energy*, vol. 2, 2017, doi: 10.1038/nenergy.2017.1.
- [18] C. Messner, J. Kathan, C. Seidl, S. Hofmüller, J. Wolfahrt, 'Field Assessment of PV Home Storage Systems', 6th Solar Integration Workshop, Wien, 2016.
- [19] T. Tjaden *et al.*, 'Auslegungspraxis von Stromspeichern in Gebäudeenergiesystemen'. Zenodo, Feb. 07, 2021. doi: 10.5281/ZENODO.4515660.

Anhang

A.1 Ergänzende Ergebnisse der Stromspeicher-Inspektion

Tabelle 4 Teilnahmezeitpunkt verschiedener Hersteller an der Stromspeicher-Inspektion und Anzahl der unterschiedlichen getesteten Systemkonfigurationen.

Hersteller	2018	2019	2020	2021	2022	Anzahl
BYD	X	X	X	X	X	27
E3/DC				X		2
Energy Depot			X	X	X	2
Fenecon			X		X	2
Fronius			X	X	X	3
GoodWe			X	X	X	3
GROWATT				X		1
IBC Solar			X	X		1
KACO			X	X	X	4
KOSTAL	X	X	X	X	X	17
LG Chem		X	X			2
RCT Power	X	X	X	X	X	4
Siemens		X	X			1
SMA	X	X	X			8
sonnen	X	X		X	X	2
VARTA			X	X	X	3
VIESSMANN				X	X	1
Anonym	X	X	X	X	X	14

Tabelle 5 Dimensionierungs-, Umwandlungs-, Regelungs-, Energiemanagement- und Bereitschaftsverluste der mit dem SPI (5 kW) bewerteten Systeme.

System	Dim.	Umw.	Reg.	Energ.	Bereit.
A1	0,9 %	7,1 %	0,2 %	0,4 %	0,3 %
C1	0,5 %	6,3 %	0,5 %	0,4 %	2,6 %
C3	0,6 %	5,6 %	0,6 %	0,4 %	2,8 %
C4	0,4 %	6,8 %	0,2 %	0,5 %	0,9 %
D1	0,2 %	5,0 %	1,4 %	0,6 %	0,6 %
E1	0,3 %	5,2 %	1,3 %	0,5 %	1,5 %
G1	0,2 %	7,4 %	0,3 %	0,5 %	0,4 %
H1	0,6 %	6,8 %	0,2 %	0,4 %	0,9 %

Tabelle 6 Dimensionierungs-, Umwandlungs-, Regelungs-, Energiemanagement- und Bereitschaftsverluste der mit dem SPI (10 kW) bewerteten Systeme.

System	Dim.	Umw.	Reg.	Energ.	Bereit.
A1	0,8 %	5,0 %	0,1 %	1,0 %	0,4 %
B1	0,3 %	5,7 %	1,4 %	0,9 %	1,2 %
C2	0,1 %	5,3 %	0,2 %	0,9 %	0,9 %
C5	0,1 %	4,7 %	0,2 %	0,8 %	0,5 %
D2	0,1 %	3,0 %	0,9 %	1,0 %	0,4 %
E2	0,1 %	4,4 %	0,9 %	0,8 %	0,5 %
F1	0,1 %	4,2 %	0,1 %	0,9 %	0,7 %
F2	0,1 %	4,4 %	0,0 %	0,8 %	0,6 %
G2	0,1 %	3,3 %	0,2 %	0,9 %	0,3 %
J1	0,1 %	5,1 %	0,9 %	0,8 %	0,9 %
J2	0,1 %	7,2 %	1,1 %	0,7 %	1,8 %
K1	0,1 %	5,8 %	0,7 %	0,9 %	0,6 %

A.2 Hinweise zur Interpretation der Effizienzkennwerte

Die Energieeffizienz von unterschiedlichen PV-Batteriesystemen ist anhand der **Datenblätter** nur vergleichbar, wenn auch die wichtigsten Effizienzkenngrößen angegeben werden. Das rechts dargestellte Beispieldatenblatt wurde nach den Vorgaben des Effizienzleitfadens erstellt und fasst die Messergebnisse des Systems G2 zusammen. Folgende Hinweise helfen bei der Interpretation der Kennwerte.

Energiewandlungspfade

- Im Hinblick auf die leistungselektronische Einbindung der Batterie wird zwischen AC- und DC-gekoppelten Systemen unterschieden. Je nach Systemkonzept sind unterschiedliche **Energiewandlungspfade** vorhanden (siehe Bild 15).

Batteriespeicher

- Hocheffiziente PV-Speichersysteme kennzeichnen sich unter anderem durch geringe Umwandlungsverluste im Batteriespeicher aus.
- Der **Batteriewirkungsgrad** sollte größer 95 % sein.
- In der Regel gilt: Hohe Batteriespannungen von mehreren hundert Volt wirken sich positiv auf die Wechselrichterwirkungsgrade beim Laden und Entladen aus.

Wechselrichter

- Der Hybrid- oder Batteriewechselrichter ist für die Systemregelung und damit für die Ladung und Entladung des Batteriespeichers zuständig.
- Da der Batteriespeicher jährlich rund 2000 h bis 4000 h im entladenen Zustand verweilt, sollte auf eine geringe Leistungsaufnahme der Wechselrichter im Stand-by-Modus geachtet werden. Weitere Systemkomponenten, wie externe Energiemanager oder Leistungssensoren, können auch nennenswerte Verbräuche verursachen, da sie in der Regel das gesamte Jahr über Strom beziehen. Anzustreben ist ein **Systemverbrauch im Stand-by-Modus** (entladener Zustand) von kleiner 5 W.
- Hocheffiziente Systeme regeln Leistungsänderungen schnell und genau aus. Dies ist der Fall, wenn die **stationären Abweichungen** kleiner als 5 W sind. Eine schnelle Systemregelung zeichnet sich durch eine **Totzeit** von weniger als 1 s und eine **Einschwingzeit** von unter 2 s aus.
- Auf einem aussagekräftigen Datenblatt sind zu allen Energiewandlungspfaden die **leistungsabhängigen Wirkungsgrade** in einer Tabelle oder in Form von Wirkungsgradkennlinien zu finden. Umwandlungswirkungsgrade größer als 95 % im **Teillastbereich** bei einer Leistung von 1000 W sind ein Indiz für einen sehr effizienten Wechselrichter.
- Die **mittleren Pfadwirkungsgrade** sollten hingegen über 96 % liegen.

Charakterisierung des PV-Batteriespeichersystems RCT Power Power Storage DC 10.0 und Power Battery 11.5

Energiewandlungspfade	PV2AC	PV2BAT	AC2BAT	BAT	BAT2AC	BAT2PV				
	✓	✓	✓	✓	✓	-				
PV-Anbindung										
PV-Bemessungseingangsleistung					10364	W				
PV-Eingangsspannung (min. / nom. / max.)					140 / 700 / 1000	V				
MPP-Spannung (min. / max.)					380 / 800	V				
AC-Anbindung										
PV-Bemessungsausgangsleistung					10143	W				
Nominale Entladeleistung (AC)					10143	W				
Batterieanbindung										
Batterieeingangsspannung (min. / max.)					120 / 600	V				
Nominale Ladeleistung (DC)					12375	W				
Nominale Entladeleistung (DC)					10395	W				
Batterie										
Batteriespannung (min. / nom. / max.)					360 / 461 / 520	V				
Nutzbare Batteriekapazität					10,6	kWh				
Batteriewirkungsgrad					95,6	%				
Bereitschaftsverluste										
Stand-by-Leistungsaufnahme im vollgeladenen Zustand (DC)					15	W				
Stand-by-Leistungsaufnahme im entladenen Zustand (AC / DC)					0 / 6	W				
Leistungsaufnahme der weiteren Systemkomponenten (AC)					0	W				
Regelungseigenschaften										
Mittlere stationäre Abweichung der Ladeleistung (Bezug / Abgabe)					5 / 0	W				
Mittlere stationäre Abweichung der Entladeleistung (Bezug / Abgabe)					9 / 1	W				
Mittlere Totzeit					0,1	s				
Mittlere Einschwingzeit					0,7	s				
Wirkungsgrade der Energiewandlungspfade										
Pfad	Mittlere Spannung		normierte Ausgangsleistung							
	PV	Batterie	0,05	0,1	0,2	0,25	0,3	0,5	0,75	1
PV2AC	380 V (min.)	-	94,5 %	96,7 %	97,7 %	97,8 %	97,9 %	97,9 %	97,6 %	97,3 %
PV2AC	700 V (nom.)	-	94,6 %	97,1 %	98,1 %	98,3 %	98,4 %	98,5 %	98,2 %	97,9 %
PV2AC	800 V (max.)	-	94,1 %	97,2 %	98,3 %	98,3 %	98,5 %	98,6 %	98,3 %	97,9 %
PV2BAT	380 V (min.)	486 V	93,5 %	96,2 %	97,4 %	97,7 %	97,8 %	98,0 %	97,9 %	89,9 %
PV2BAT	700 V (nom.)	485 V	94,0 %	96,8 %	98,0 %	98,2 %	98,3 %	98,6 %	98,6 %	98,6 %
PV2BAT	800 V (max.)	485 V	94,6 %	96,9 %	98,0 %	98,3 %	98,5 %	98,7 %	98,7 %	98,6 %
BAT2AC	-	466 V	94,6 %	96,9 %	97,9 %	98,1 %	98,2 %	98,2 %	97,9 %	97,6 %
AC2BAT	-	484 V	94,1 %	96,4 %	97,5 %	97,6 %	97,7 %	97,7 %	97,5 %	97,2 %
Anwendungsunabhängige Kennwerte										
Mittlerer PV2AC-Umwandlungswirkungsgrad								97,9		%
Mittlerer PV2BAT-Umwandlungswirkungsgrad								98,0		%
Mittlerer BAT2AC-Umwandlungswirkungsgrad								97,6		%
Mittlerer AC2BAT-Umwandlungswirkungsgrad								97,2		%
Batteriewirkungsgrad								95,6		%
Mittlere Einschwingzeit								0,7		s
Systemverbrauch im Stand-by-Modus (entladener Zustand)								6		W

A.3 Wirkungsgradkennlinien

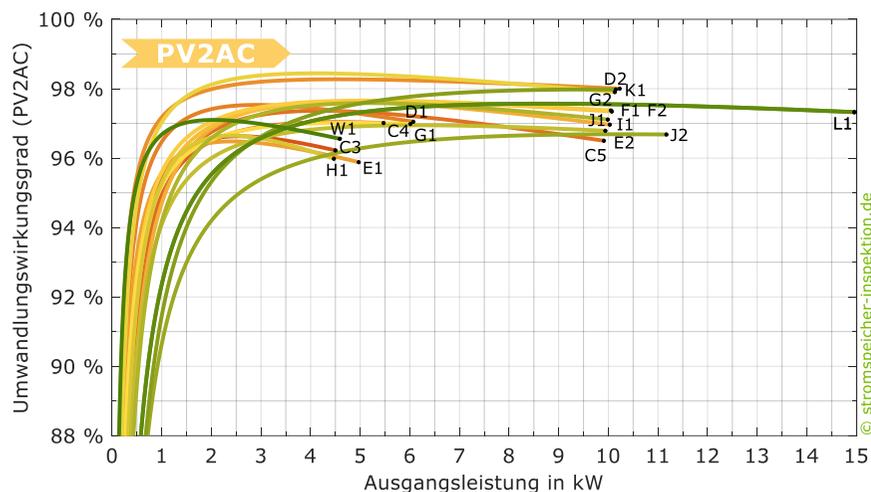


Bild 36 Wirkungsgradkennlinien der PV-Einspeisung (PV2AC) der DC-gekoppelten Systeme sowie der PV-Wechselrichter W1 und W2.

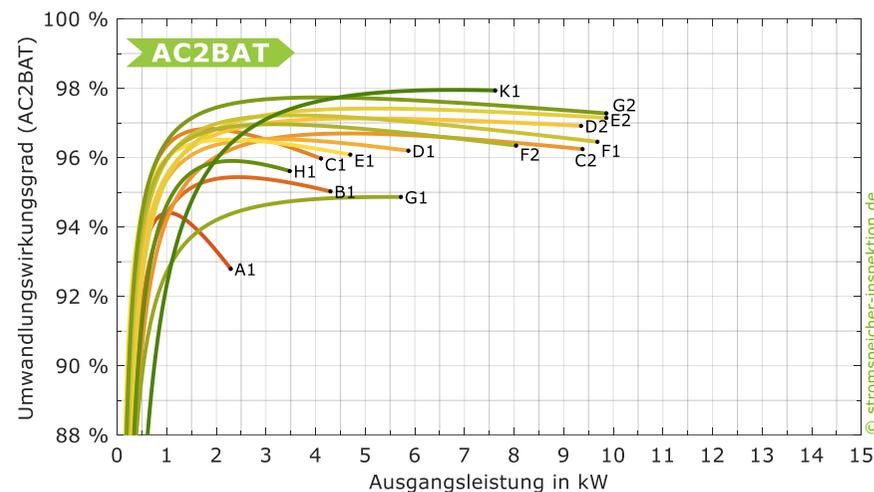


Bild 38 Wirkungsgradkennlinien der AC-Batterieladung (AC2BAT) der AC-gekoppelten Systeme sowie der DC-gekoppelten Systeme D1 bis H1 sowie K1.

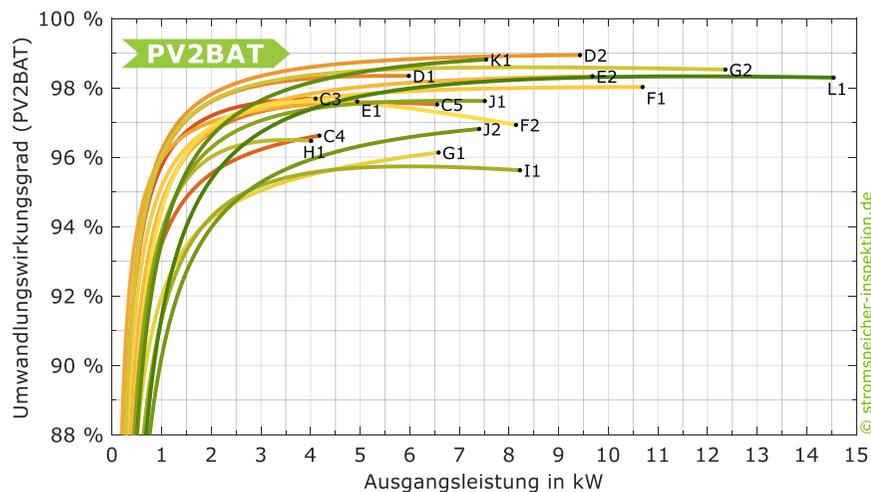


Bild 37 Wirkungsgradkennlinien der PV-Batterieladung (PV2BAT) der DC-gekoppelten Systeme.

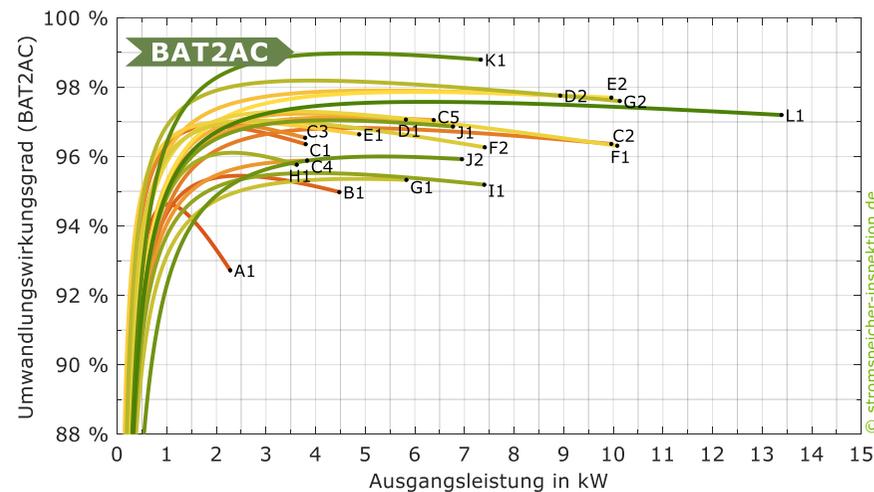


Bild 39 Wirkungsgradkennlinien der AC-Batterieentladung (BAT2AC) der AC- und DC-gekoppelten Systeme.



Hochschule für Technik
und Wirtschaft Berlin

University of Applied Sciences

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



www.stromspeicher-inspektion.de