


A1



B1




B2




B3




B4



B5



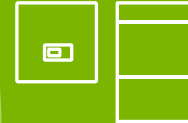
C1




C2



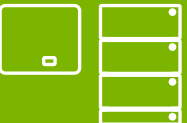
D2



E1



F1



G1




F2




F3



H3



H4



STUDIE

Stromspeicher-Inspektion 2024

AUTOR:INNEN

Johannes Weniger

Nico Orth

Lucas Meissner

Cheyenne Schlüter

Johanna von Rautenkranz

Forschungsgruppe Solarspeichersysteme
Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin
Web: solar.htw-berlin.de

VERSION

Version 1.0 (Januar 2024)

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 bei den Autor:innen.

STROMSPEICHER Inspektion



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Inhaltsverzeichnis

VORWORT	4
KURZFASSUNG	6
1 ANALYSE DES MARKTES FÜR PV-SPEICHERSYSTEME	10
2 VERGLEICH DER SYSTEMEIGENSCHAFTEN	14
2.1 Nutzbare Speicherkapazität	19
2.2 Nominale Leistung	22
2.3 Mittlere Umwandlungswirkungsgrade	24
2.4 Umwandlungswirkungsgrade im Teillastbetrieb	27
2.5 Regelungsabweichungen	30
2.6 Stand-by-Leistungsaufnahme	32
3 SIMULATIONSBASIERTE SYSTEMBEWERTUNG	36
3.1 System Performance Index (SPI)	36
3.2 Systembewertung mit dem SPI (5 kW).....	39
3.3 Systembewertung mit dem SPI (10 kW).....	40
4 BETRIEBSDATEN VON PV-SPEICHERSYSTEMEN	43
LITERATURVERZEICHNIS	51
ANHANG	53

Abkürzungsverzeichnis

AC	Wechselstrom (engl. alternating current)
AC2BAT	Energieumwandlungspfad der AC-Batterieladung
BAT	Batteriespeicher
BAT2AC	Energieumwandlungspfad der AC-Batterieentladung
BMS	Batteriemanagementsystem
DC	Gleichstrom (engl. direct current)
E_{AC2G}	Netzeinspeisung
E_{G2AC}	Netzbezug
G	Netz (engl. grid)
MPP	Punkt maximaler Leistung (engl. maximum power point)
p_{AC2G}	Netzeinspeisevergütung
p_{G2AC}	Netzbezugspreis
PerMod	Performance Simulation Model for PV-Battery Systems
PV	Photovoltaik
PV2AC	Energieumwandlungspfad der PV-Einspeisung
PV2BAT	Energieumwandlungspfad der PV-Batterieladung
SPI	System Performance Index
ΔC_{PVBS}	Stromkosteneinsparung des PV-Batteriesystems

Vorwort

Die **Stromspeicher-Inspektion 2024** wäre obsolet, wenn alle Hersteller die technischen Eigenschaften ihrer Heimspeichersysteme transparent darstellen würden. Eigentlich sollte es selbstverständlich sein, dass Installationsbetriebe belastbare Informationen von den Herstellern erhalten, um die Vor- und Nachteile unterschiedlicher Produkte beurteilen zu können. Schließlich sind sie es, die in der Regel darüber entscheiden, welche Produkte verbaut werden. Mittlerweile bieten in Deutschland über 90 Hersteller Speichersysteme oder einzelne Komponenten zur Speicherung von Solarstrom an, die wir zur Teilnahme an der Stromspeicher-Inspektion 2024 eingeladen haben. **40 Unternehmen** zeigten Interesse sich an der vorliegenden Studie zu beteiligen, wovon allerdings nur 12 Unternehmen letztlich Testergebnisse von unabhängigen Prüfinstituten einreichten. Besonders enttäuschend: Mehrere Hersteller haben ihre Produkte zwar vermessen lassen, die Prüfberichte sind jedoch in der Schublade verschwunden. Offenbar ist die Bereitschaft einiger Hersteller, alle Eigenschaften ihrer Produkte transparent zu deklarieren, nicht stark ausgeprägt. Womöglich stimmten die Testergebnisse auch nicht mit den Werten

auf dem Datenblatt oder mit den im Produktmarketing gemachten Versprechen überein.

Um ein besseres Bild über die tatsächliche Bandbreite der am Markt erhältlichen Heimspeichersysteme zu bekommen, haben wir gemeinsam mit dem Karlsruher Institut für Technologie (KIT) zwei häufig verkaufte Solarstromspeicher erworben und näher unter die Lupe genommen. Für diese Systeme sind erstmals Prüfergebnisse in der Stromspeicher-Inspektion 2024 zu finden. Warum wir die Namen für diese beiden DC-gekoppelten Systeme nicht aufführen, erläutern wir in Kapitel 2 der Studie. Klar ist auch: Es ist nicht stemmbar, alle relevanten Speichersysteme selbst einzukaufen und zu vermessen. Vielmehr ist es unser Anliegen auf die Bedeutung der Effizienzverluste und auf die Effizienzunterschiede zwischen den Produkten hinzuweisen.

Die vom Bundesverband Energiespeicher Systeme (BVES) und vom Bundesverband Solarwirtschaft (BSW-Solar) mit dem Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme [1] angestoßenen Bemühungen zu mehr Transparenz im Heimspeichersystemmarkt sind nur erfolgreich, wenn die Hersteller die Prüfergebnisse ihrer Produkte auch selbst veröffentlichen. Unter anderem hatten SMA, KOSTAL, sonnen und SOLARWATT eine **freiwillige Selbstverpflichtung** unterzeichnet, nach dem Effizienzleitfaden ermittelte Messwerte in ihren Produktdatenblättern aufzuführen [2].

Wirft man einen Blick in die fast 300 **Datenblätter** der aktuell am Markt erhältlichen Produkte, findet man allerdings noch immer sehr unterschiedliche Effizienzangaben. Dort werden Werte wie „max. Systemwirkungsgrad inkl. Batterie“, „Roundtrip-Wirkungsgrad“ und „max. Wirkungsgrad“ aufgeführt. Ein Anbieter wirbt mit einem „hohen Wirkungsgrad“, ohne jedoch auf dem Datenblatt



Bild 1 11 Unternehmen haben ihre Ergebnisse in der Stromspeicher-Inspektion 2024 unter Angabe der Produktnamen veröffentlichen lassen.

einen Wert anzugeben. In zahlreichen Datenblättern ist kein Wirkungsgrad aufgeführt, was suggeriert, dass die Umwandlungsverluste irrelevant sind. Bei genauerem Hinsehen wird deutlich, dass die sehr diversen Angaben in den Datenblättern einen Vergleich der Produkte erschweren. Wie es um die Effizienz eines Heimspeichers bestellt ist, wird anhand der Datenblattwerte in den seltensten Fällen ersichtlich.

Auch im Rahmen der diesjährigen Stromspeicher-Inspektion haben wir für mehrere Produkte **deutliche Unterschiede** zwischen den Herstellerangaben auf dem Datenblatt und den Labortestergebnissen identifiziert. Bei einem Gerät lag der maximale Wirkungsgrad des Wechselrichters bei 96,6 % und damit 2 Prozentpunkte unter dem Wert, den der Hersteller auf dem Datenblatt aufführt. Ein vom Hersteller deklariertes 15-kWh-Batteriespeicher erreichte auf dem Prüfstand nur eine nutzbare Speicherkapazität von 13,3 kWh. Das ist aber nicht das Ende der Fahnenstange: Noch immer ist ein Speichersystem erhältlich, für das wir in der Stromspeicher-Inspektion 2022 bei der nutzbaren Speicherkapazität **Abweichungen vom Datenblatt** in Höhe von 19 % feststellten.

In den vergangenen Monaten erreichten uns vermehrt Anfragen, in denen von geringen Wechselrichterwirkungsgraden während der Batterieentladung in der Nacht berichtet wurde. Besonders betroffen: Haushalte, die nachts nur wenig Strom verbrauchen. Um dem Thema die notwendige Aufmerksamkeit zu geben, haben wir in der vorliegenden Studie einen neuen Fokus auf die **Umwandlungswirkungsgrade im Teillastbetrieb** gelegt. Das Fazit der Stromspeicher-Inspektion: Wer beim Speicherkauf auf eine hohe Effizienz achtet, spart durch geringere Effizienzverluste nicht nur Geld, sondern tut auch dem Klima etwas Gutes.

Nico Orth und Johannes Weniger
Forschungsgruppe Solarspeichersysteme der HTW Berlin

Diese Hinweise zu Heimspeichersystemen sollten Sie beachten



- Prüfen Sie anhand des Datenblatts, ob der Hersteller die **nutzbare Speicherkapazität** oder nur die nominale Speicherkapazität bei einer Entladetiefe (engl. depth of discharge, DOD) von 100 % angibt. Ist Letzteres der Fall, reduziert sich der in der Praxis nutzbare Energieinhalt des Lithium-Ionen-Batteriespeichers meist um 5 % bis 10 %.
- Vergleichen Sie nicht die maximalen Wirkungsgrade unterschiedlicher Hybridwechselrichter. Diese Werte bestimmen die Hersteller in unterschiedlichen Betriebspunkten **unter idealen Prüfbedingungen**. Meist liegt der maximale Wirkungsgrad im oberen Leistungsbereich nahe der Nennleistung. Die von unabhängigen Prüflaboren unter einheitlichen Testbedingungen ermittelten Maximalwerte liegen häufig 1 bis 2 Prozentpunkte unter den Datenblattwerten.
- Viele Hersteller geben den **maximalen Wirkungsgrad** ihrer DC-gekoppelten Speichersysteme oder Hybridwechselrichter nur für die Umwandlung des Solarstroms von Gleichstrom (DC) in Wechselstrom (AC) an. Die Verluste während der Ladung und Entladung der Batterie sind darin nicht enthalten. Die Wirkungsgrade von Geräten unterschiedlicher Hersteller können Sie daher anhand der Datenblätter derzeit nicht verlässlich vergleichen.
- Beachten Sie, dass Einfamilienhäuser nachts typischerweise einen Stromverbrauch von lediglich **100 W bis 300 W** haben. Für eine effiziente Nutzung des gespeicherten Solarstroms ist es daher besonders wichtig, dass der Wechselrichterwirkungsgrad Ihres Speichersystems in diesem Leistungsbereich über 80 % liegt. Je geringer die Umwandlungseffizienz ist, desto weniger kommt von dem gespeicherten Solarstrom (DC) bei Ihren elektrischen Verbrauchern (AC) im Haus an.

Kurzfassung

In der diesjährigen Neuauflage der Stromspeicher-Inspektion wurden **20 Solarstromspeicher** von insgesamt **14 Herstellern** bewertet. Neu dabei im Speichertest sind acht Hybridwechselrichter und acht Batteriespeicher, unter anderem von Dyness, Goodwe, Hypontech, Kostal und Pylontech.

Die Gesamteffizienz der PV-Speichersysteme wird im Rahmen der Studie mit dem System Performance Index (SPI) in den Leistungsklassen 5 kW und 10 kW bewertet. 16 Systeme erzielten dabei eine sehr gute Energieeffizienz. Lediglich drei Geräte konnten aufgrund hoher Umwandlungs- und Stand-by-Verluste nicht überzeugen. Die **Effizienztestsieger** beider Leistungsklassen sind in Bild 2 aufgeführt. In der oberen Leistungsklasse behauptete sich der Hybridwechselrichter Power Storage DC 10.0 mit der Power Battery 11.5 von RCT Power. Ein DC-gekoppeltes System von Energy Depot und ein Hybridwechselrichter

von Fronius in Kombination mit der Battery-Box Premium HVS 10.2 von BYD komplettieren die Top 3. In der 5-kW-Leistungsklasse erzielten Geräte von RCT Power, Fronius und Kostal die höchste Gesamteffizienz. Bei allen sechs Testsiegern handelt es sich um Hybridwechselrichter in Kombination mit Hochvolt-Batterien.

Die **Labormesswerte** der 20 analysierten Lithium-Batteriesysteme zeigten zum Teil deutliche Unterschiede. Bild 3 fasst die **Best- und Tiefstwerte** relevanter Effizienzeigenschaften im Test zusammen. Einer der getesteten Batteriespeicher erzielt lediglich einen Wirkungsgrad von 87,9 %, der fast 10 Prozentpunkte unter dem Spitzenwert liegt. Im Durchschnitt benötigen die 20 getesteten Heimspeicher im Stand-by-Modus eine Leistung von 13 W. Der Stand-by-Verbrauch des Varta plus neo 6 beträgt lediglich 2 W. Dagegen bezieht

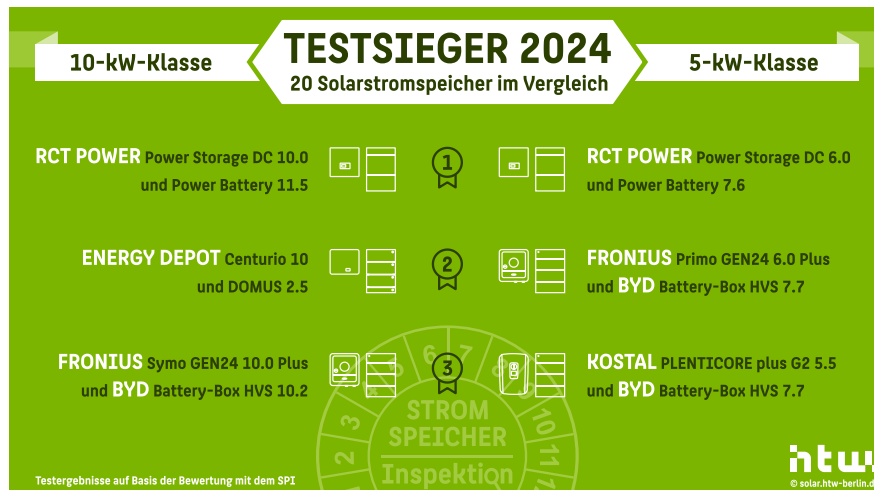


Bild 2 Die effizientesten Solarstromspeicher in den Leistungsklassen 5 kW und 10 kW, die als Testsieger aus der Stromspeicher-Inspektion 2024 hervorgehen.



Bild 3 Bandbreite der Labortestergebnisse in der Stromspeicher-Inspektion 2024 auf Basis des Vergleichs von 20 Solarstromspeichern.

das ineffizienteste System im Test bei entladenem Batteriespeicher beträchtliche 64 W aus dem Stromnetz. Aus Sicht der Verbraucher:innen besonders ernüchternd: Der gemessene Stand-by-Verbrauch des ineffizientesten Systems ist um den Faktor 10 höher als vom Hersteller auf dem Datenblatt angegeben. Dies verdeutlicht, dass die technischen Eigenschaften der Wechselrichter und Batteriespeicher auf Datenblättern nicht immer korrekt und transparent dargestellt werden. Weitere Beispiele für eine häufig unzureichende Plausibilität der Herstellerangaben sind in Kapitel 2 zu finden.

Erstmalig vergleicht die Stromspeicher-Inspektion 2024 anhand von Labortests des Austrian Institute of Technology (AIT) und des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT), die über den Status quo hinausgehen, die Energieeffizienz mehrerer Wechselrichter bei sehr geringer Auslastung. Da der **Stromverbrauch von Haushalten in der Nacht** typischerweise **zwischen 100 W und 300 W** liegt, ist ein hoher Umwandlungswirkungsgrad des Wechselrichters in diesem

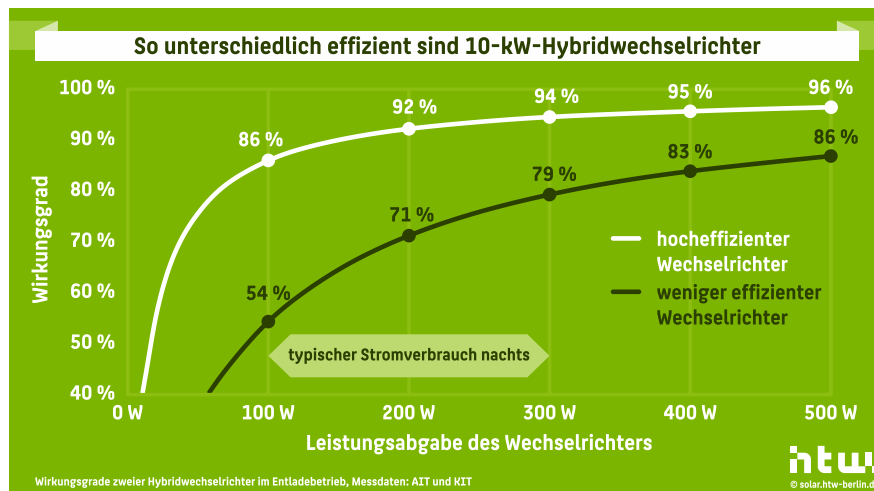


Bild 4 Bei einem typischen Stromverbrauch in der Nacht von 200 W liegt der Entladewirkungsgrad eines hocheffizienten Wechselrichters mehr als 20 Prozentpunkte über dem Wirkungsgrad eines weniger effizienten Geräts.

sogenannten **Teillastbereich** für den Nutzen des Batteriespeichers äußerst relevant.

Der Vergleich von zwei unterschiedlich effizienten 10-kW-Wechselrichtern bei einer elektrischen Last von wenigen hundert Watt in Bild 4 verdeutlicht diese Relevanz: Während der Hybridwechselrichter Power Storage DC 10.0 von RCT Power bei einer Leistungsabgabe von 200 W mit einem herausragenden Teillastwirkungsgrad von 92 % überzeugt, erzielt das Gerät mit der geringsten Umwandlungseffizienz im Test unter gleichen Bedingungen einen Wirkungsgrad von lediglich 71 %. Warum ein **hoher Wechselrichterwirkungsgrad wichtig** ist, veranschaulicht das in Bild 5 dargestellte Beispiel. Soll der hocheffiziente Wechselrichter an die elektrischen Verbraucher im Haus 200 W abgeben, muss der Batteriespeicher aufgrund von Umwandlungsverlusten im Wechselrichter von 17 W mit insgesamt 217 W entladen werden. Beim weniger effizienten Wechselrichter fallen die Umwandlungsverluste mit 82 W um den Faktor 4

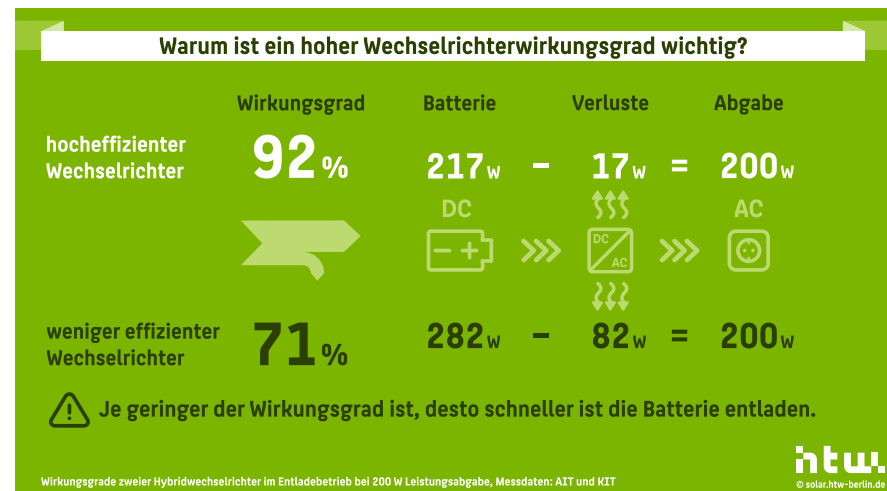


Bild 5 Je höher der Wirkungsgrad im Entladebetrieb des Heimspeichersystems ist, desto geringer sind die Umwandlungsverluste und desto höher ist der Nutzen des Batteriespeichers.

höher aus und die Batterie muss eine deutlich höhere Leistung bereitstellen, um die Verluste im Wechselrichter kompensieren zu können. Vereinfacht ausgedrückt bedeutet dies: Je höher der Wechselrichterwirkungsgrad ist, desto höher ist auch der Nutzen des Batteriespeichers. Vor allem Haushalte mit einem geringen nächtlichen Stromverbrauch sollten bei der Wahl des Wechselrichters demnach auf hohe Teillastwirkungsgrade achten.

Das vierte Kapitel der vorliegenden Stromspeicher-Inspektion geht der Frage nach, wie autark Eigenheime mit PV-Anlage und Batterie im Betrieb sind. Mit Unterstützung der Unternehmen Eigensonne und Kostal wurden die **Betriebsdaten von mehr als 100 PV-Speichersystemen** analysiert. Wie die Ergebnisse der Analyse in Bild 6 zeigen, reduzieren die Privathaushalte ihren jährlichen Strombezug aus dem Netz durch eine PV-Anlage im Mittel bereits um 2000 kWh/a. Mit einem zusätzlichen Batteriespeicher halbiert sich der Netz-

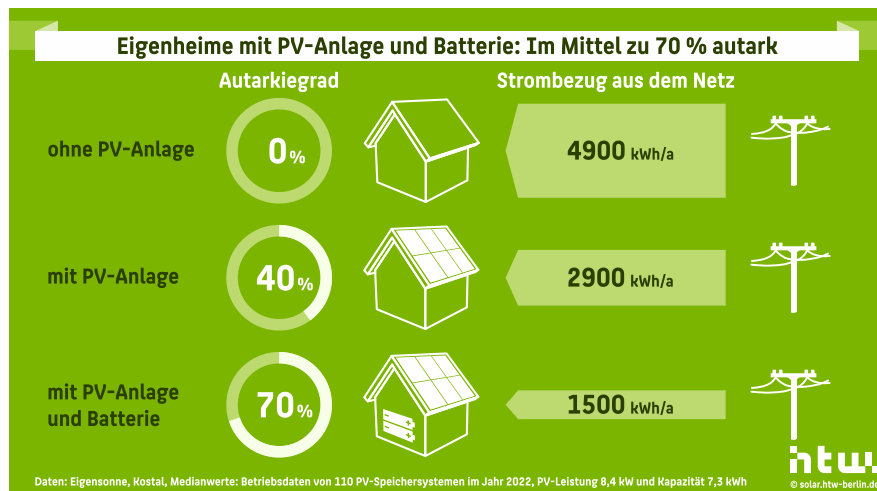


Bild 6 Einfamilienhaushalte mit PV-Anlage und Batteriespeicher erreichen im Mittel einen Autarkiegrad von 70 % und können den Netzbezug durchschnittlich um 3400 kWh/a reduzieren (Daten: Eigensonne und Kostal).

bezug noch einmal und sinkt auf durchschnittlich 1500 kWh/a. Zusammengefasst bedeutet dies: Einfamilienhaushalte mit PV-Anlage und Batteriespeicher erreichen im Mittel einen Autarkiegrad von 70 % und können den Netzbezug um 3400 kWh/a reduzieren.

In neun von zehn Haushalten kann der Batteriespeicher den Autarkiegrad dabei um 18 bis 38 Prozentpunkte steigern. Tendenziell lässt sich beobachten, dass der Batteriespeicher den Autarkiegrad von sehr energiesparsamen Haushalten besonders stark beeinflusst. Einer der untersuchten Haushalte bezieht durch den Einsatz eines PV-Speichersystems nur noch 5 % seines Strombedarfs aus dem Netz. Welchen Einfluss die Höhe des jährlichen Stromverbrauchs auf den in Einfamilienhäusern **typisch erreichbaren Autarkiegrad** hat, zeigt Bild 7. Weitere praxisrelevante Fragen mit Bezug zu den Betriebsdaten der Speichersysteme werden im letzten Schwerpunkt der Studie beantwortet.

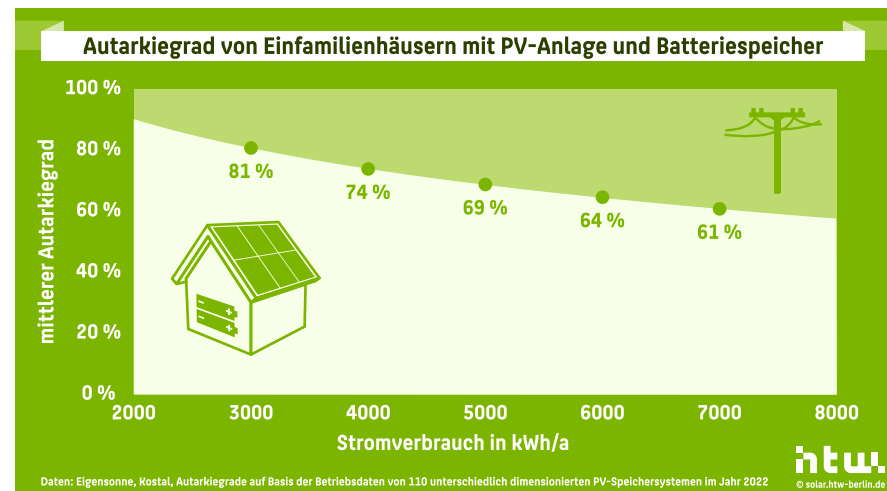


Bild 7 Je weniger Strom Privathaushalte jährlich verbrauchen, desto höher ist ihr Autarkiegrad, den sie durch ein PV-Batteriesystem erreichen können. Der dargestellte Verlauf beruht auf einer Regressionsanalyse realer Betriebsdaten.

Um einen groben Überblick über das Wachstum des PV-Marktes in Deutschland zu geben, fasst Bild 8 die wichtigsten Zahlen der PV-Neuinstallationen im Jahr 2023 zusammen. Unter der Annahme, dass neun von zehn neue PV-Anlagen in den Leistungsklassen zwischen 2 kW und 20 kW auf Eigenheimen installiert wurden, wurden 2023 etwa 4 % aller deutschen Ein- und Zweifamilienhäuser mit einer neuen PV-Anlage ausgestattet. Der Gesamtzubau der **675 000 neuen PV-Anlagen** in dem untersuchten Marktsegment belief sich im Jahr 2023 den Zahlen des Marktstammdatenregisters zufolge auf **6,4 GW**. Mit einem Ausbau von insgesamt 14,1 GW [3] in allen PV-Segmenten entfielen somit rund 45 % der in 2023 installierten PV-Anlagenleistung auf die privaten PV-Dachanlagen mit Leistungen zwischen 2 kW und 20 kW. Die mittlere Leistung der im Jahr 2023 neu installierten PV-Anlagen betrug im betrachteten Anlagensegment 9,5 kW. Gleichzeitig wurden etwa 79 % der neuen PV-Anlagen im Eigenheimsegment gemeinsam mit einem Batteriespeicher installiert. Weitere Kennzahlen des deutschen Heimspeichermarktes sind in Bild 9 visualisiert. Ende des vergangenen Jahres gab es bereits **1,1 Millionen Solarstromspeicher** in Deutschland, wovon über **530 000 Speicher allein im Jahr 2023** installiert wurden. Damit verdoppelte sich der Bestand an PV-Speichersystemen innerhalb von nur 12 Monaten. Die nutzbare Speicherkapazität der im Jahr 2023 installierten Batteriespeicher betrug durchschnittlich 8,6 kWh. Die kumulierte Speicherkapazität aller bis Ende 2023 installierter Heimspeicher lag bei 9 GWh, wovon allein im Jahr 2023 4,6 GWh dazukamen. Die Leistung der neu installierten Batteriespeicher betrug insgesamt 3,1 GW. Die Anbindung an das PV-System erfolgte dabei vorrangig über einen Hybridwechselrichter: Mit einem Marktanteil von 82 % dominierten Hybridwechselrichter den Heimspeichermarkt deutlich. AC-gekoppelte PV-Speichersysteme, die neben einem PV-Wechselrichter einen zusätzlichen Batteriewechselrichter benötigen, verlieren zunehmend an Marktrelevanz.

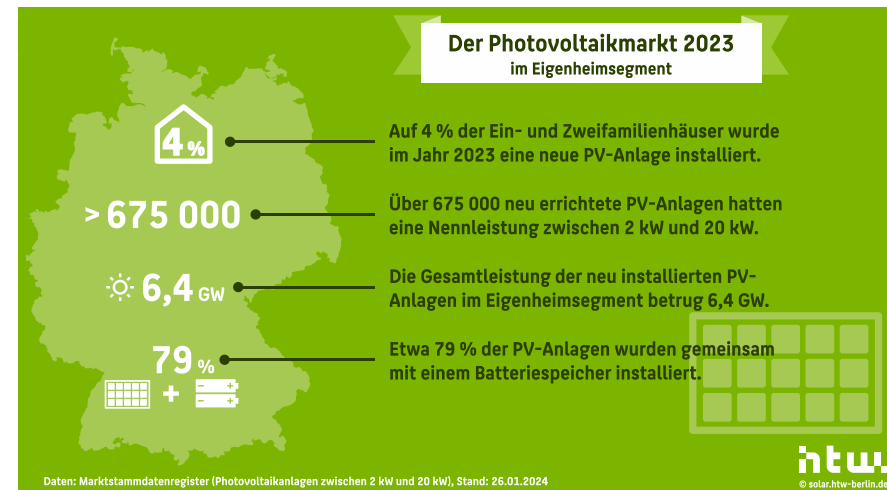


Bild 8 Zahlen und Fakten zum deutschen Photovoltaikmarkt im Eigenheimsegment im Jahr 2023 (Daten: Marktstammdatenregister, Photovoltaikanlagen zwischen 2 kW und 20 kW).

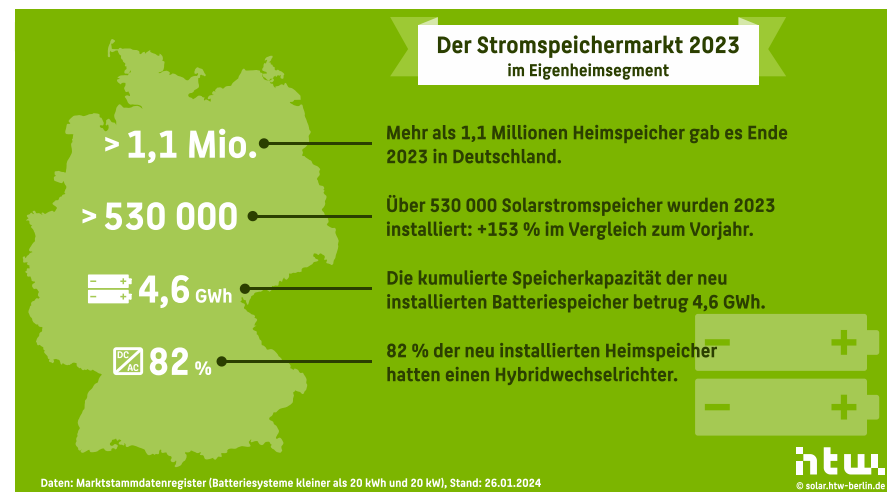


Bild 9 Zahlen und Fakten zum deutschen Heimspeichermarkt im Jahr 2023 (Daten: Marktstammdatenregister, Batteriespeichersysteme kleiner als 20 kWh und 20 kW).

1 Analyse des Marktes für PV-Speichersysteme

Die folgende Analyse des Marktes für PV-Speichersysteme in Deutschland basiert auf den **Daten des Marktstammdatenregisters der Bundesnetzagentur** (Stand: 26. Januar 2024). Im Fokus steht dabei das Marktsegment der privat betriebenen PV-Dachanlagen und Stromspeichersysteme. In der vorliegenden Studie werden diesem Marktsegment alle PV-Anlagen im Leistungsbereich zwischen 2 kW und 20 kW zugeordnet. Zudem beschränkt sich die Marktanalyse auf Batteriesysteme mit einer nutzbaren Speicherkapazität unter 20 kWh und einer Nennleistung unter 20 kW. **Hinweis:** Da zum Zeitpunkt der Marktanalyse noch nicht alle PV-Anlagen und Batteriespeicher im Marktstammdatenregister gemeldet waren, werden die finalen Zahlen für den PV- und Speicherzubau im Jahr 2023 nochmals höher ausfallen (siehe [4]).

Bild 10 vergleicht den jährlichen Zubau von PV-Anlagen im Eigenheimsegment in den vergangenen 5 Jahren. Ausgehend von 90 000 neuen PV-Dachanlagen im Jahr 2019 verdreifachte sich die Anzahl der jährlichen PV-Neuinstallationen innerhalb von 3 Jahren. Im Jahr 2023 wurden sogar über **675 000 PV-Anlagen** mit einer Nennleistung zwischen 2 kW und 20 kW installiert, sodass sich der Markt für private PV-Dachanlagen innerhalb eines Jahres mehr als verdoppelte. Gleichzeitig wurden annähernd so viele PV-Anlagen installiert wie in den vier Jahren zuvor. Die Anzahl der Batteriesysteme stieg in den vergangenen Jahren ebenfalls rapide an, wie Bild 10 weiterhin verdeutlicht. Allein im Jahr 2023 wurden über **530 000 Heimspeichersysteme** in Betrieb genommen. Bild 11 veranschaulicht eindrucksvoll das Wachstum des deutschen Heimspeichermarktes: Im Vergleich zum Vorjahr stieg das Marktvolumen im Jahr 2023 um mehr als 150 %. Besonders gefragt waren DC-gekoppelte Systemlösungen mit Hybridwechselrichtern. Im Jahr 2023 wurden vier von fünf neu

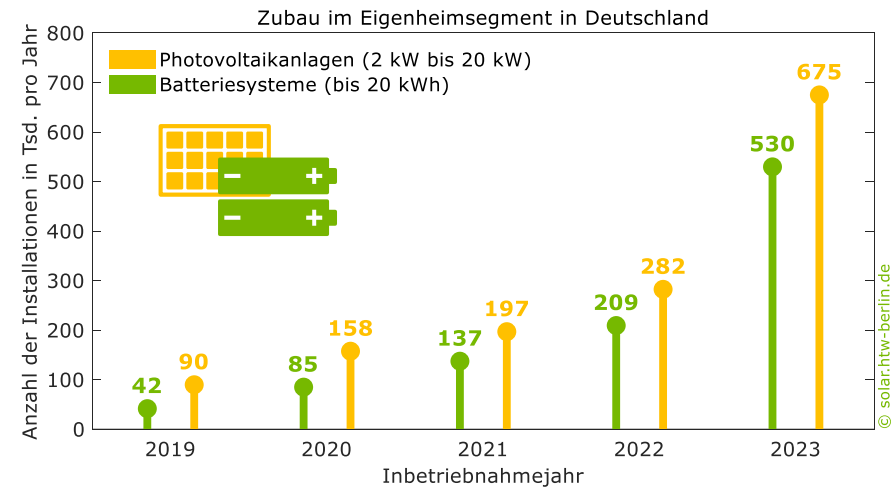


Bild 10 Anzahl der jährlich installierten PV-Anlagen und Speichersysteme (Angabe in Tausend, Daten: Marktstammdatenregister).

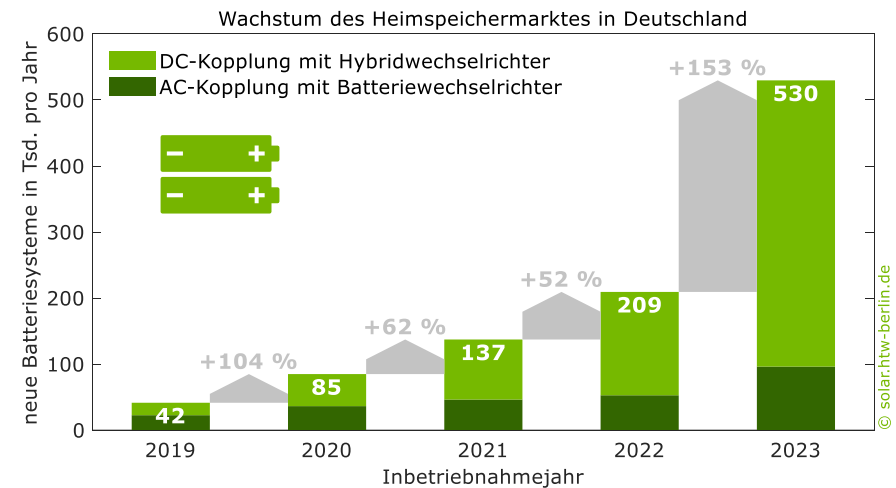


Bild 11 Wachstum der jährlich neu installierten Speichersysteme mit einer Speicherkapazität bis 20 kWh (Angabe in Tausend, Daten: Marktstammdatenregister).

installierte PV-Speichersysteme mit einer **DC-Kopplung des Batteriespeichers** und der PV-Anlage realisiert. Wie Bild 12 zeigt, dominierten im Jahr 2019 mit einem Marktanteil von 55 % noch die AC-gekoppelten Systeme, die neben einem PV-Wechselrichter einen zusätzlichen Batteriewechselrichter benötigen. Bild 13 visualisiert die **Häufigkeitsverteilung** der neu installierten **PV-Nennleistung** im Eigenheimsegment in den Jahren 2022 und 2023. Im Gegensatz zu den Installationszahlen des Jahres 2022 nahm in 2023 der relative Anteil der PV-Anlagen in der Leistungsklasse zwischen 9 kW und 10 kW ab. Stattdessen wurden, dem Trend der vergangenen Jahre folgend, häufiger PV-Anlagen mit Nennleistungen über 10 kW installiert. Diese Entwicklung ist unter anderem auf steuerliche Erleichterungen zurückzuführen, die im Januar 2023 für PV-Anlagen bis 30 kW eingeführt wurden. Während im Jahr 2022 etwas mehr als ein Viertel der neuen PV-Anlagen eine Nennleistung zwischen 10 kW und

20 kW hatte, lag der Anteil im vergangenen Jahr in diesem Marktsegment bereits bei 37 %. Da die PV-Modulwirkungsgrade jährlich um durchschnittlich 0,5 Prozentpunkte steigen [5] und somit die Flächeneffizienz immer weiter zunimmt, wird sich der Trend hin zu leistungsstärkeren PV-Anlagen auch in den nächsten Jahren weiter fortsetzen.

In Bild 14 ist die **Häufigkeitsverteilung der nutzbaren Speicherkapazitäten** der im Jahr 2023 installierten Batteriesysteme im Vergleich zu 2022 dargestellt. **Hinweis:** Bei der Interpretation der dargestellten prozentualen Verteilung ist zu beachten, dass die Anzahl der Speichersysteme in fast allen Kapazitätsklassen des betrachteten Marktsegments im Vergleich zum Vorjahr durchweg angestiegen ist, wie Bild 15 veranschaulicht. Am häufigsten wurden dabei in den vergangenen beiden Jahren Batteriespeicher mit einer nutzbaren Speicherkapazität zwischen 5 kWh und 6 kWh sowie zwischen 10 kWh und 11 kWh installiert. Im Jahr 2023 waren es in diesen beiden Kapazitätsklassen

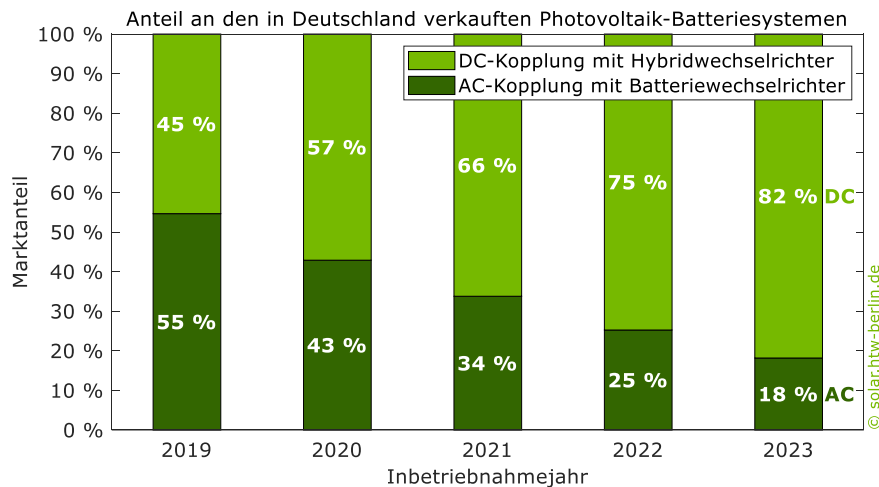


Bild 12 Entwicklung der Marktanteile von AC- und DC-gekoppelten Speichersystemen in Deutschland im Marktsegment bis 20 kWh und bis 20 kW (Daten: Marktstammdatenregister).

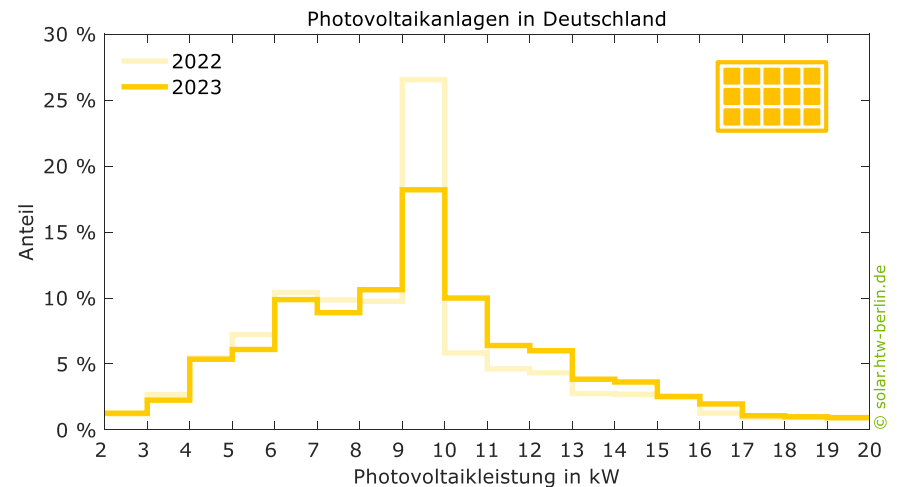


Bild 13 Häufigkeitsverteilung der DC-Nennleistung der in den Jahren 2022 und 2023 neu installierten PV-Dachanlagen im Marktsegment zwischen 2 kW und 20 kW (Daten: Marktstammdatenregister, Klassenbreite: 1 kW).

über 224 000 Heimspeicher und damit 120 000 Speicher mehr als noch im Jahr 2022, wie Bild 15 zeigt. Aufgrund des hohen Gesamtzubaus sank der relative Anteil dieser beiden **Kapazitätsklassen** in 2023 dennoch, da der prozentuale Zuwachs in anderen Kapazitätsklassen wie beispielsweise zwischen 9 kWh und 10 kWh deutlich stärker ausfiel. Während im Jahr 2022 nur rund 6000 Systeme mit einer nutzbaren Speicherkapazität von 9,6 kWh installiert wurden, waren es 2023 bereits über 40 000 Systeme. Der Großteil des Zubaus entfällt dabei auf die vermehrte Installation des Batteriespeichers Sungrow SBR096. Eine nutzbare oder nominale Speicherkapazität von 9,6 kWh haben laut Datenblatt ebenfalls die Batteriesysteme LG Energy Solution RESU10H Prime, RCT Power Power Battery 9.6 und SOLARWATT Battery flex AC-1.

Über 85 000 im Jahr 2023 installierte Batteriespeicher hatten zudem eine nutzbare Speicherkapazität von 10,0 kWh. Für fast die Hälfte der Batteriespeicher in dieser Kapazitätsklasse wurde im Marktstammdatenregister eine

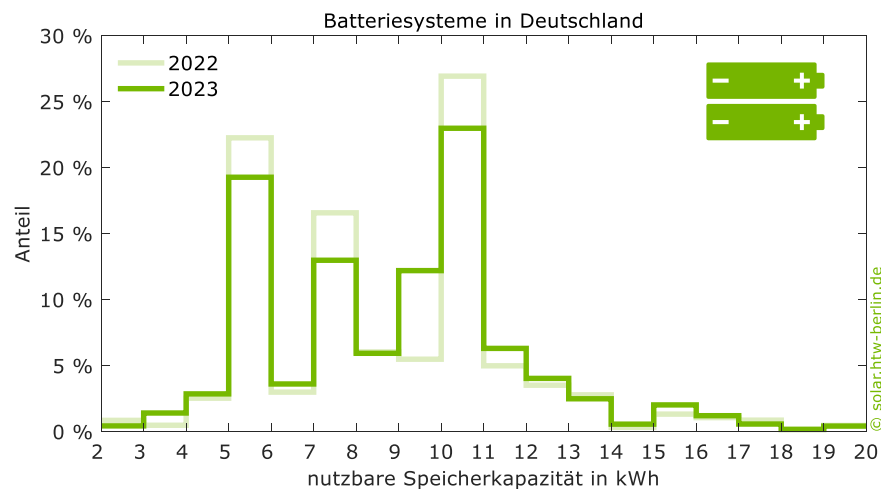


Bild 14 Häufigkeitsverteilung der nutzbaren Speicherkapazität der in den Jahren 2022 und 2023 neu installierten Batteriesysteme im Marktsegment bis 20 kWh und bis 20 kW (Daten: Marktstammdatenregister, Klassenbreite: 1 kWh).

Nennleistung von 5 kW angegeben, was den Spezifikationen des Batteriespeichers Huawei LUNA2000-10-S0 entspricht. Des Weiteren bieten unter anderem Sonnen, Senec und Viessmann 10,0-kWh-Batteriespeicher an.

Beim Vergleich der Nennleistungen der in 2022 und 2023 installierten Batteriespeicher fällt darüber hinaus besonders der Einbruch der Inbetriebnahmezahlen von Batteriespeichern mit einer Leistung von 3,75 kW im Jahr 2023 ins Auge. Dies ist die einzige Leistungsklasse, in der im Vergleich zum Vorjahr entgegen dem Markttrend ein nennenswerter Rückgang der Registrierungszahlen im Marktstammdatenregister zu verzeichnen ist. Laut Datenblatt haben die Systeme SENE.Home V3 hybrid 7.5 und SENE.Home V3 hybrid 10.0 eine maximale Entladeleistung von 3,75 kW.

Neben der Analyse der Marktzahlen wurde auf Basis von mehreren hundert Datenblättern von Batteriespeichern, Wechselrichtern und Speichersystemen der Stand der Speichersystemtechnik näher analysiert. Bereits seit einigen

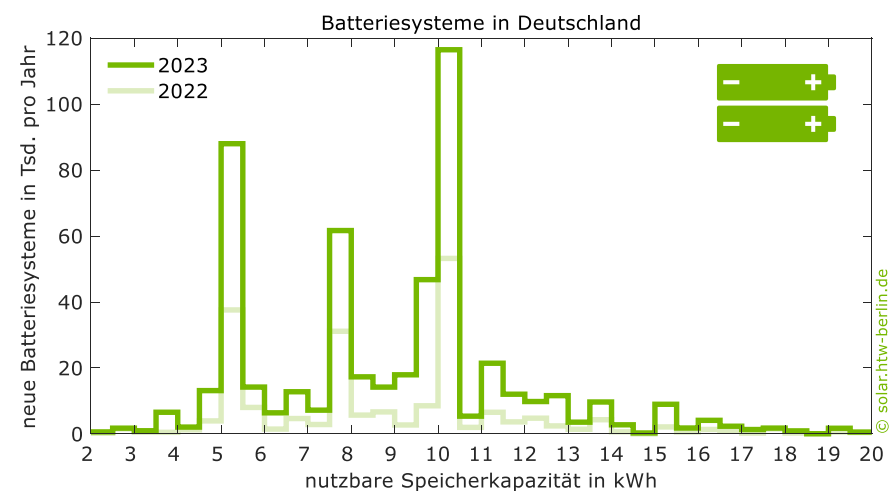


Bild 15 Anzahl der in den Jahren 2022 und 2023 neu installierten Batteriesysteme in den einzelnen Kapazitätsklassen im Marktsegment bis 20 kWh und bis 20 kW (Daten: Marktstammdatenregister, Klassenbreite: 0,5 kWh).

Jahren kommen vermehrt **leistungsstärkere Hybridwechselrichter** mit AC-Nennleistungen oberhalb von 15 kW auf den Markt. Somit sind mehr DC-gekoppelte Systemlösungen für größere PV-Anlagen erhältlich. Im Jahr 2023 wurden in Deutschland über 84 000 PV-Anlagen mit einer DC-Nennleistung zwischen 15 kW und 30 kW installiert, wovon rund 34 000 Anlagen auf den Leistungsbereich zwischen 20 kW und 30 kW entfielen.

Tabelle 1 gibt einen Überblick über die aktuell sowie in Kürze erhältlichen Hybridwechselrichter und DC-gekoppelten Batteriesysteme mit AC-Nennleistungen zwischen **15 kW und 30 kW**. Die in der Tabelle aufgeführten Leistungswerte der Produktreihen wurden den Datenblättern der Hersteller entnommen. **Hinweis:** Bei den Leistungsangaben ist zu berücksichtigen, dass viele Hersteller hinsichtlich der Leistungselektronik baugleiche Wechselrichter auf unterschiedliche AC-Nennleistungen begrenzen. Dies trifft beispielsweise auf die Hybridwechselrichter SOFARSOLAR HYD 15KTL-3PH und 20KTL-3PH sowie auf die Produktreihe KOSTAL PLENTICORE G3 L zu.

In der neuen Produktreihe X3-ULTRA verbaut SolaX im Vergleich zur Vorgängerreihe X3-HYBRID doppelt so leistungsfähige Komponenten. Mit dem HUAWEI SUN2000-25K-MB0 und SUNGROW SH25T planen die weltweit größten Wechselrichterhersteller [6] im Jahr 2024 den Markteintritt in das Hybridwechselrichtersegment bis 25 kW. HagerEnergy bietet bereits seit Juni 2023 mit dem E3/DC Hauskraftwerk S20 X PRO ein DC-gekoppeltes PV-Batteriesystem mit einer maximalen AC-Nennleistung von 30 kW an. Die Hybridwechselrichterserie MHT von Solinteg wird sogar mit einer AC-Nennleistung von bis zu 50 kW angeboten. Da immer mehr leistungsstarke Hybridwechselrichter auf den Markt kommen, werden in den nächsten Jahren voraussichtlich vermehrt DC-gekoppelte Batteriesysteme zusammen mit PV-Anlagen im Leistungsbereich zwischen 15 kW und 30 kW realisiert werden.

Tabelle 1 Marktübersicht von bereits erhältlichen sowie angekündigten Hybridwechselrichtern und DC-gekoppelten Systemlösungen mit AC-Nennleistungen zwischen 15 kW und 30 kW.

AC-Nennleistung in kW	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Alpha ESS STORION H30																•
Deye SUN-25K-SG01	•					•					•					
E3/DC S20 X PRO																•
FENECON Home 30						•										•
FOX ESS H3-Pro-30.0	•					•		•			•					•
FOX ESS T25-G3	•		•			•			•		•					
GoodWe GW29.9K-ET	•					•					•					•
Growatt MID 30KTL3-XH	•		•			•					•					•
HUAWEI SUN2000-25K-MB0	•		•			•					•					
HYPONTECH HHT-15000	•															
KOSTAL PLENTICORE G3 L	•			•		•										
LG Electronics Home Plus 15	•															
M-TEC 20kW-3P-3G40			•						•							
neoom KJUUBE LIGHT S UPS	•					•										
Sigen Hybrid 25.0 TP	•		•			•					•					
SOFARSOLAR HYD 20KTL	•					•										
SOLARMAX MAX.STORAGE	•															
SolaX X3-HYBRID-15.0-D	•															
SolaX X3-ULTRA-30K	•					•					•					•
Solinteg Integ MHT-20K-40	•					•										
Solinteg Integ MHT-30K-100												•				•
SUNGROW SH25T	•					•					•					

Quelle: Datenblätter der Hersteller (Stand Januar 2024). Der Produktname bezieht sich auf das leistungsstärkste Gerät der jeweiligen Produktserie. Die Leistungswerte sind für die gesamte Produktserie angegeben und sind auf ganzzahlige Werte gerundet. Die Tabelle erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit.

2 Vergleich der Systemeigenschaften

Über 90 Hersteller hat die Forschungsgruppe Solarspeichersysteme zur Teilnahme an der Stromspeicher-Inspektion 2024 eingeladen. 12 Anbieter von Speichersystemen für Privathaushalte sind der Einladung gefolgt und haben sich mit insgesamt 18 Systemen beteiligt. Wie Bild 16 veranschaulicht, haben die Hersteller unabhängige Prüfinstitute mit den Tests ihrer Speichersysteme gemäß den Vorgaben des **Effizienzleitfadens für PV-Speichersysteme** [1] beauftragt. Die Labortests wurden von den folgenden Prüfinstituten durchgeführt:

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

Darüber hinaus wurden im Rahmen des Forschungsprojektes „Perform“ zusätzlich zwei häufig installierte PV-Speichersysteme erworben und vom KIT vermessen.

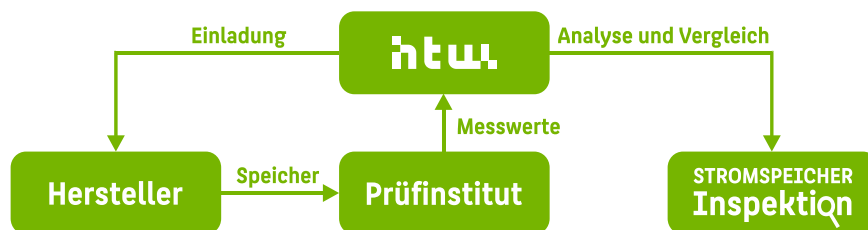


Bild 16 Vorgehensweise zum Vergleich der Speichersysteme im Rahmen der Stromspeicher-Inspektion.

Wissenswertes zum Effizienzleitfaden



Mit dem „**Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme**“ wurden im März 2017 erstmals einheitliche Prüfverfahren zur Charakterisierung von PV-Speichersystemen im Labor definiert [1]. An der Erstellung des Leitfadens waren unter Federführung des Bundesverbands Energiespeicher (BVES) e.V. und Bundesverbands Solarwirtschaft (BSW) e.V. zahlreiche Prüfinstitute, Forschungseinrichtungen und Unternehmen beteiligt.

Die beschriebenen Prüfbedingungen und Testprozeduren erlauben zum einen die einheitliche Bestimmung der **nutzbaren Speicherkapazität** und des **Batteriewirkungsgrades**. Zum anderen lassen sich aus den Labormesswerten die **nominalen Leistungen** sowie die **Wirkungsgradkennlinien** der einzelnen Energieumwandlungspfade ableiten. Des Weiteren gehen Systemparameter hervor, die die Güte der Systemregelung anhand der stationären und dynamischen **Regelungsabweichungen** beschreiben. Hinzu kommen Messwerte zur **Stand-by-Leistungsaufnahme** der Systemkomponenten.

Darüber hinaus macht der Effizienzleitfaden Vorschläge zur Vereinheitlichung der Begrifflichkeiten und Darstellung der Systemeigenschaften in Datenblättern. Wiederholungsmessungen in einem Prüflabor und Reproduzierbarkeitsprüfung in Form eines Ringversuches an mehreren Instituten zeigen eine gute Vergleichbarkeit [7]. Die aktualisierte Version 2.0 des Effizienzleitfadens wurde in deutscher und englischer Fassung im Juli 2019 veröffentlicht.

Aktuell wird er im Rahmen des DKE-Arbeitskreises 371.1.9 „Kennwerte von stationären Batteriespeichern“ zu einer Norm weiterentwickelt.

Wissenswertes zur Produktauswahl



Die HTW Berlin lädt jedes Jahr alle Anbieter von Speichersystemen zur Teilnahme am Speichervergleich ein. Welche Geräte in der Stromspeicher-Inspektion antreten, liegt in der Hand des jeweiligen Herstellers. Die **Unternehmen entscheiden**, ob sie unabhängige Prüfinstitute mit den Labortests ihrer Geräte beauftragen und ob sie mit den Labormessergebnissen kostenfrei an der Stromspeicher-Inspektion teilnehmen. Die Forschungsgruppe Solarspeichersysteme der HTW Berlin hat daher keinen Einfluss darauf, welche Solarstromspeicher bewertet und verglichen werden.

Die in den Prüfberichten dokumentierten Messwerte wurden anschließend auf Plausibilität geprüft und bilden die Grundlage für den Vergleich der Speichersysteme. Jedem analysierten System wurde ein Systemkürzel zugeordnet, welches sich aus einem Buchstaben und einer Ziffer zusammensetzt (zum Beispiel A1, B1, C1). Der Buchstabe variiert je nach Wechselrichterhersteller oder Anbieter der Komplettsystemlösung. Aus den Ziffern geht hervor, wie viele Systemkonfigurationen des jeweiligen Herstellers analysiert wurden.

Die teilnehmenden Unternehmen erhielten vorab sowohl eine individuelle Effizienzanalyse als auch die Ergebnisse des Speichervergleichs. Im Anschluss entschieden die Hersteller, ob ihre Ergebnisse mit oder ohne Angabe der Produktbezeichnung veröffentlicht werden sollten. Nach der Sichtung der Ergebnisse entschlossen sich **11 der 12 Hersteller**, die Prüfberichte eingereicht haben, für die **namentliche Erwähnung** in der Studie. Mit Prüfberichten von neuen oder weiterentwickelten Geräten beteiligten sich Dyness, GoodWe, HYPONTECH, KOSTAL und Pylontech. Die Ergebnisse der unabhängig eingekauften Systeme J1 und K1 sind ebenfalls erstmalig in der Stromspeicher-Inspektion aufgeführt. Gemeinsam mit dem KIT haben wir uns bei diesen beiden Geräten

gegen die namentliche Nennung entschieden. Dies hat unter anderem die folgenden Gründe: Ein aktueller, detaillierter und völlig herstellerunabhängiger Marktüberblick würde Kosten im mittleren sechsstelligen Bereich verursachen. Aufgrund der begrenzten finanziellen Mittel lässt sich schlichtweg keine hohe Anzahl an Batteriespeichern einkaufen und vergleichen. Unser Ziel besteht darin, aufzuzeigen, dass trotz der Präsenz und Relevanz des Themas selbst bei marktrelevanten Geräten immer noch ein großer Optimierungsbedarf besteht. Darüber hinaus ist die namentliche Nennung der Hersteller, die für die Vermessung ihrer Produkte von einem unabhängigen Prüfinstitut nichts zahlen müssen, gegenüber Teilnehmenden, die unabhängige Labortests eigenständig beauftragen und finanzieren, nicht vertretbar.

System F1 ist identisch mit dem System E2 der Stromspeicher-Inspektion 2023 [8]. Bei diesem System hat sich lediglich die Bezeichnung des vormals unter dem Namen KACO blueplanet 10.0 TL3 vertriebenen Hybridwechselrichters geändert. Die Batteriespeicher der **AC-gekoppelten Speichersysteme A1 und B1** von VARTA und KOSTAL sind über Batteriewechselrichter mit dem Stromnetz verbunden. Dagegen verknüpfen in den **DC-gekoppelten Systemen B3 bis K1** Hybridwechselrichter die PV-Anlage und den Batteriespeicher miteinander. Der grundsätzliche Aufbau AC- und DC-gekoppelter Systemkonzepte ist in Bild 22 schematisch dargestellt. Die Kürzel, Produktbezeichnungen und wichtigsten Eigenschaften der analysierten Speichersysteme sind nachfolgend aufgeführt. Neben der nutzbaren Speicherkapazität und der nominalen Entladeleistung ist für die DC-gekoppelten Systeme zusätzlich auch die PV-Bemessungsausgangsleistung angegeben. Die Effizienzklassen wurden auf Basis der simulationsbasierten Bewertung der Speichersysteme mit dem System Performance Index (SPI) in Kapitel 3 ermittelt. Die folgenden Abschnitte 2.1 bis 2.6 vergleichen die aus den Labortests hervorgehenden Eigenschaften der 20 Speichersysteme.

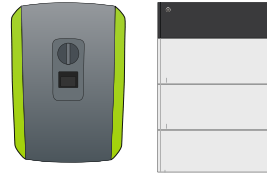
A1 STROMSPEICHER Inspektion 2024



VARTA pulse neo 6

Batterieanbindung	AC
Speicherkapazität	5,8 kWh
Entladeleistung	2,3 kW
PV-Ausgangsleistung	-
Effizienzklasse	B

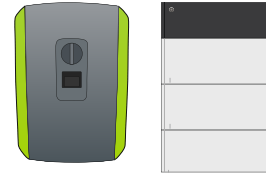
B1 STROMSPEICHER Inspektion 2024



KOSTAL PLENTICORE BI G2 10/26 und BYD
Battery-Box Premium HVS 12.8

Batterieanbindung	AC
Speicherkapazität	12,0 kWh
Entladeleistung	10,1 kW
PV-Ausgangsleistung	-
Effizienzklasse	B

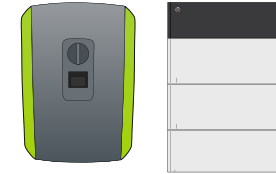
B2 STROMSPEICHER Inspektion 2024



KOSTAL PLENTICORE plus G2 5.5 und BYD
Battery-Box Premium HVS 7.7

Batterieanbindung	DC
Speicherkapazität	7,1 kWh
Entladeleistung	3,8 kW
PV-Ausgangsleistung	5,5 kW
Effizienzklasse	B

B3 STROMSPEICHER Inspektion 2024



KOSTAL PLENTICORE plus G2 10 und BYD
Battery-Box Premium HVS 12.8

Batterieanbindung	DC
Speicherkapazität	11,9 kWh
Entladeleistung	6,3 kW
PV-Ausgangsleistung	10,0 kW
Effizienzklasse	A

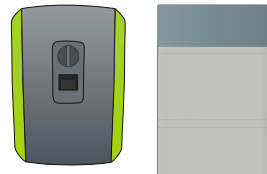
B4 STROMSPEICHER Inspektion 2024



KOSTAL PLENTICORE plus G2 10 und DYNES
Tower T14

Batterieanbindung	DC
Speicherkapazität	13,5 kWh
Entladeleistung	4,8 kW
PV-Ausgangsleistung	10,0 kW
Effizienzklasse	B

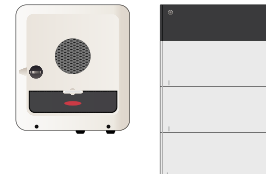
B5 STROMSPEICHER Inspektion 2024



KOSTAL PLENTICORE plus G2 10 und
PYLONTECH Force H2

Batterieanbindung	DC
Speicherkapazität	13,6 kWh
Entladeleistung	4,8 kW
PV-Ausgangsleistung	10,0 kW
Effizienzklasse	B

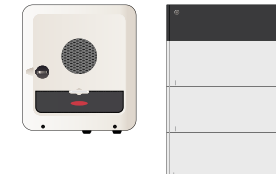
C1 STROMSPEICHER Inspektion 2024



FRONIUS Primo GEN24 6.0 Plus und BYD
Battery-Box Premium HVS 7.7

Batterieanbindung	DC
Speicherkapazität	7,4 kWh
Entladeleistung	5,8 kW
PV-Ausgangsleistung	6,1 kW
Effizienzklasse	A

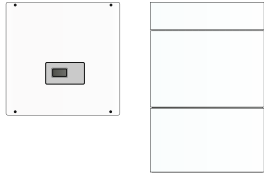
C2 STROMSPEICHER Inspektion 2024



FRONIUS Symo GEN24 10.0 Plus und BYD
Battery-Box Premium HVS 10.2

Batterieanbindung	DC
Speicherkapazität	9,9 kWh
Entladeleistung	8,9 kW
PV-Ausgangsleistung	10,2 kW
Effizienzklasse	A

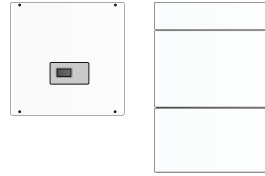
D1 STROMSPEICHER Inspektion 2024



RCT POWER Power Storage DC 6.0 und Power Battery 7.6

Batterieanbindung	DC
Speicherkapazität	7,0 kWh
Entladeleistung	5,9 kW
PV-Ausgangsleistung	5,9 kW
Effizienzklasse	A

D2 STROMSPEICHER Inspektion 2024



RCT POWER Power Storage DC 10.0 und Power Battery 11.5

Batterieanbindung	DC
Speicherkapazität	10,6 kWh
Entladeleistung	9,9 kW
PV-Ausgangsleistung	10,0 kW
Effizienzklasse	A

E1 STROMSPEICHER Inspektion 2024



VIESSMANN Vitocharge VX3 Typ 4.6A8

Batterieanbindung	DC
Speicherkapazität	7,9 kWh
Entladeleistung	3,6 kW
PV-Ausgangsleistung	4,5 kW
Effizienzklasse	B

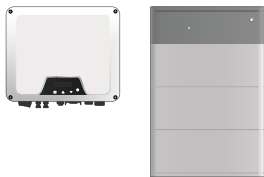
F1 STROMSPEICHER Inspektion 2024



ENERGY DEPOT Centurio 10 und DOMUS 2.5

Batterieanbindung	DC
Speicherkapazität	15,1 kWh
Entladeleistung	7,5 kW
PV-Ausgangsleistung	10,3 kW
Effizienzklasse	A

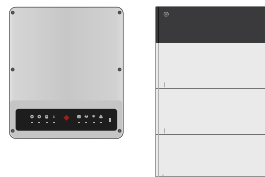
G1 STROMSPEICHER Inspektion 2024



HYPONTECH HHT-12000 und HBP-H15

Batterieanbindung	DC
Speicherkapazität	13,3 kWh
Entladeleistung	11,9 kW
PV-Ausgangsleistung	11,7 kW
Effizienzklasse	B

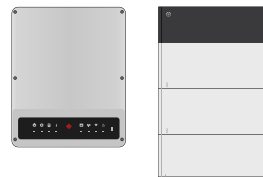
H1 STROMSPEICHER Inspektion 2024



GOODWE GW5000-EH und BYD Battery-Box Premium HVS 7.7

Batterieanbindung	DC
Speicherkapazität	7,3 kWh
Entladeleistung	4,9 kW
PV-Ausgangsleistung	5,0 kW
Effizienzklasse	B

H2 STROMSPEICHER Inspektion 2024



GOODWE GW10K-ET und BYD Battery-Box Premium HVS 12.8

Batterieanbindung	DC
Speicherkapazität	12,2 kWh
Entladeleistung	10,0 kW
PV-Ausgangsleistung	10,0 kW
Effizienzklasse	B


H3 STROMSPEICHER Inspektion 2024



GOODWE GW6000-ET-20 und LX F6.6-H

Batterieanbindung	DC
Speicherkapazität	6,5 kWh
Entladeleistung	4,9 kW
PV-Ausgangsleistung	6,0 kW
Effizienzklasse	C


H4 STROMSPEICHER Inspektion 2024



GOODWE GW10K-ET-20 und LX F16.0-H-20

Batterieanbindung	DC
Speicherkapazität	15,5 kWh
Entladeleistung	10,0 kW
PV-Ausgangsleistung	10,0 kW
Effizienzklasse	A


I1 STROMSPEICHER Inspektion 2024



DC-gekoppeltes System eines anonym teilnehmenden Herstellers

Batterieanbindung	DC
Speicherkapazität	15,5 kWh
Entladeleistung	8,5 kW
PV-Ausgangsleistung	10,0 kW
Effizienzklasse	D


J1 STROMSPEICHER Inspektion 2024



DC-gekoppeltes System, das unabhängig eingekauft wurde

Batterieanbindung	DC
Speicherkapazität	8,9 kWh
Entladeleistung	4,3 kW
PV-Ausgangsleistung	9,8 kW
Effizienzklasse	D

K1 STROMSPEICHER Inspektion 2024



DC-gekoppeltes System, das unabhängig eingekauft wurde

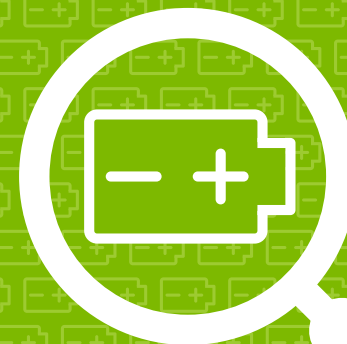
Batterieanbindung	DC
Speicherkapazität	9,8 kWh
Entladeleistung	4,8 kW
PV-Ausgangsleistung	10,0 kW
Effizienzklasse	G



STROMSPEICHER-INSPEKTOR

Der Stromspeicher-Inspektor hilft Ihnen bei der Suche nach einem passenden und effizienten Solarstromspeicher.

Mehr unter: solar.htw-berlin.de/inspektor



2.1 Nutzbare Speicherkapazität

Zu den wichtigsten Eigenschaften eines Batteriespeichers zählt dessen entnehmbare Energieinhalt, der auch als nutzbare Speicherkapazität bezeichnet wird. Diese Größe beeinflusst maßgeblich die Fähigkeit eines Batteriespeichers, tagsüber anfallende Solarstromüberschüsse aufzunehmen, um damit die elektrischen Verbraucher insbesondere in den Abend- und Nachtstunden zu versorgen. **Hinweis:** Der Batteriespeicher sollte unbedingt passend zur Höhe des Stromverbrauchs und zur Größe der PV-Anlage dimensioniert werden [9], [10].

Die Ermittlung der **nutzbaren Speicherkapazität** eines Batteriespeichers ist der zeitaufwendigste Bestandteil der Vermessung eines PV-Speichersystems nach dem Effizienzleitfaden. Der Grund: Sie hängt von der Höhe der Leistungsflüsse während des Lade- und Entladevorgangs ab. Ein einziger Ladezyklus, zum Beispiel bei maximaler Batterieleistung, ist zwar vergleichsweise schnell durchzuführen, mitunter aber nicht repräsentativ [11]. Aus diesem Grund werden im Rahmen der Labortests die Batteriespeicher bei 3 unterschiedlichen Leistungsstufen mit 100 %, 50 % und 25 % der jeweiligen nominalen Leistung vermessen [1]. Dabei durchlaufen die Batterien direkt hintereinander jeweils drei sogenannte **Vollzyklen**. Ein Vollzyklus entspricht einem vollständigen Lade- und Entladevorgang. Die nutzbare Speicherkapazität wird auf Basis der Messwerte des 2. und 3. Vollzyklus der unterschiedlichen Leistungsstufen bestimmt. Der Mittelwert der während der 6 Vollzyklen vom Batteriespeicher abgegebenen DC-Energie definiert die nutzbare Speicherkapazität.

In Bild 17 sind die aus den Labortests ermittelten nutzbaren Speicherkapazitäten dargestellt. Die Batteriespeicher der untersuchten Systeme haben eine nutzbare Speicherkapazität zwischen 5,8 kWh (A1) und 15,5 kWh (H4 und I1). Der Trend der letzten Jahre, dass sich die Hersteller mit größeren Systemen

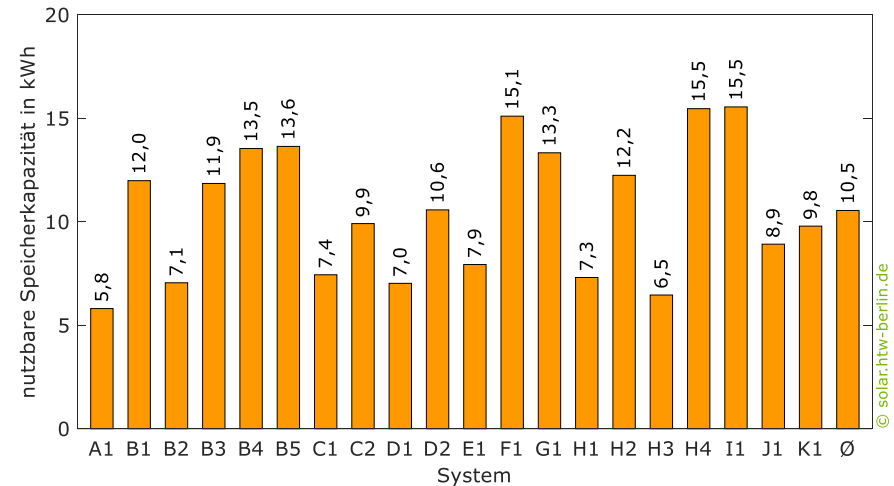


Bild 17 Vergleich der im Rahmen der Labortests ermittelten nutzbaren Speicherkapazitäten.

an der Stromspeicher-Inspektion beteiligen, setzt sich damit fort.

Alle an der Studie partizipierenden Batteriehersteller setzen auf **modulare Systemkonzepte**. Die Batteriespeicher der Systeme B1, B2, B3, C1, C2 sowie H1 und H2 bestehen aus 3 bis 5 Batteriemodulen der BYD Battery-Box Premium HVS. Je mehr Batteriemodule in Reihe geschaltet sind, desto höher ist auch die nutzbare Speicherkapazität und die Batteriespannung. Die 12 Batteriehersteller setzen dabei auf unterschiedlich große Batteriemodule. Während bei RCT Power die nutzbare Speicherkapazität eines Batteriemoduls 1,7 kWh beträgt, ist sie bei Dyness und Pylontech mit 3,6 kWh mehr als doppelt so groß. Im Heimspeichermarkt bieten einige Hersteller sogar nur noch Batteriespeicher an, die lediglich in 5-kWh-Schritten skalierbar oder erst ab 10 kWh und mehr erhältlich sind. **Hinweis:** Sehr große Batteriemodule können die passende Auslegung der Batteriespeicher erschweren [9], [10].

Bei den Batteriespeichern von RCT Power (D1 und D2) und GoodWe (H3 und H4) konnten die Vollzyklen bei nominaler Lade- und Entladeleistung aufgrund einer **temperaturbedingten Abregelung** nicht durchgeführt werden. Bei den Systemen D1 und D2 konnte die Prüfprozedur zudem selbst mit 75 % der nominalen Leistung nicht durchgeführt werden. Bei dieser Einschränkung sollte allerdings beachtet werden, dass die Batteriespeicher im realen Betrieb in der Regel lediglich bei der Beladung eines Elektroautos aus dem Heimspeicher über mehrere Stunden mit hoher Leistung entladen werden. Eine zyklisierte Be- und Entladung unter Volllast tritt so gut wie nie auf.

Bei den Batteriespeichern Battery-Box Premium HVS 7.7 und HVS 12.8 der Systeme B3 und B2 lässt sich ein Abfall der nutzbaren Speicherkapazität bei der kleinsten der 3 Leistungsstufen erkennen. Sie liegt um ca. 10 Prozentpunkte niedriger als bei der Belastung mit 100 % und 50 % der jeweiligen nominalen Leistung. Dies ist insofern auffällig, da der Kapazitätsrückgang bei denselben Batterien der Systeme C1 und H1 (HVS 7.7) bzw. B1 und H2 (HVS 12.8) nicht identifizierbar ist. Die Ursache ist bisher noch ungeklärt. Weiterhin ist zu beachten, dass die aus dem Batteriespeicher entnehmbare Energie von der nominalen Lade- und Entladeleistung abhängt [12]. Dies kann die Unterschiede in der mittleren nutzbaren Speicherkapazität der Systeme mit der gleichen Battery-Box Premium HVS zumindest teilweise erklären.

Wie bereits in den vergangenen Jahren wurden in einem weiteren Schritt die Labormessergebnisse der nutzbaren Speicherkapazitäten mit den auf den **Datenblättern** aufgeführten Herstellerangaben verglichen. Obwohl die nutzbare Speicherkapazität die wichtigste Eigenschaft eines Batteriespeichers ist, lässt sie sich lediglich bei drei Viertel der untersuchten Batteriehersteller auf dem Datenblatt finden. Die anderen Hersteller geben lediglich die höhere nominale Speicherkapazität an. Diese Kenngröße hat jedoch häufig für Verbraucher:innen keinen direkten Nutzen und täuscht über den entnehmbaren Energieinhalt

hinweg. Die nutzbare Speicherkapazität lässt sich in der Praxis zwar zusätzlich aus dem Produkt von **Entladetiefe** (engl. depth of discharge, DOD) und nominaler Speicherkapazität ermitteln, jedoch fehlen die entsprechenden Werte ebenfalls auf einigen Datenblättern. **Hinweis:** Die Beschränkung der Entladetiefe dient unter anderem als Alterungs- und Tiefenentladungsschutz. Zum Schutz der Batterie lassen sich häufig lediglich 90 % (RCT Power) bis 95 % (Dy-ness) der nominalen Kapazität aus der Batterie entnehmen. Bei der Interpretation der Datenblätter des Batterieherstellers BYD sollte daher beispielsweise beachtet werden, dass zwar theoretisch eine Entladetiefe von 100 % möglich ist, in der Praxis viele der kompatiblen Wechselrichterhersteller den DOD allerdings auf 95 % beschränken. Der Hersteller HYPONTECH des Systems G1 gibt auf seinem Datenblatt weder die nutzbare Speicherkapazität noch den DOD an. Zudem unterscheiden sich die Angaben zur nominalen Speicherkapazität zwischen Datenblatt und Betriebsanleitung. Bei diesem System ist die relative **Abweichung zwischen Herstellerangabe und Labormessergebnis** mit 11 Prozentpunkten daher überdurchschnittlich hoch, wie Bild 18 zeigt. Die nutzbare Speicherkapazität liegt 1,7 kWh unter der Kapazitätsangabe auf dem Datenblatt. Bei 14 der anderen 19 Systeme ist die gemessene Kapazität ebenfalls geringer als auf dem Datenblatt angegeben. Im Mittel liegt sie damit 2 Prozentpunkte unter den Herstellerangaben.

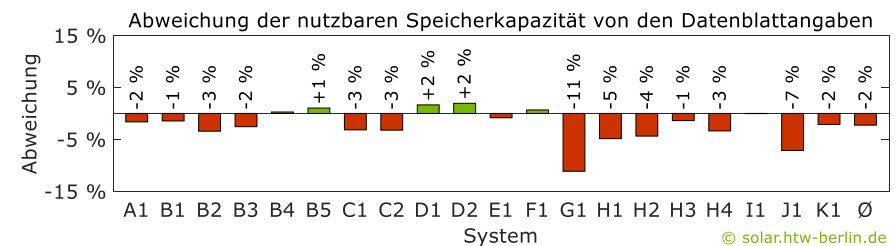


Bild 18 Bandbreite der Abweichungen zwischen den Labormesswerten und Datenblattangaben der nutzbaren Speicherkapazität.

Positivbeispiele: Herstellerangaben zur Speicherkapazität



- **HagerEnergy** weist im Datenblatt zum **E3/DC S10 SE** darauf hin, dass bereits eine zusätzliche Kapazitätsreserve auf Systemebene in der angegebenen nutzbaren Batteriekapazität berücksichtigt ist. Bei anderen Herstellern reduziert diese Kapazitätsreserve für den Tiefenentladungsschutz häufig im Normalbetrieb die entnehmbare Energiemenge, was zu Abweichungen von den Datenblattangaben führt.
- Der Wechselrichterhersteller **KOSTAL** hat in einem Dokument die technischen Spezifikationen der Batteriespeicher übersichtlich aufgeführt, die mit dem Hybridwechselrichter **PLENTICORE plus** kombiniert werden können. In dem Dokument sind die nutzbaren Speicherkapazitäten der kompatiblen Batteriespeicher unter anderem von BYD, BMZ und LG Energy Solution aufgeführt, die im realen Betrieb unter Berücksichtigung des minimal zulässigen Ladezustands von 5 % resultieren. Bei der Kombination aus PLENTICORE plus und **BYD Battery-Box Premium HVS/HVM** weist KOSTAL darauf hin, dass die BYD Battery-Box Premium im realen Betrieb auf eine Entladetiefe von 95 % begrenzt ist. Die nutzbare Speicherkapazität der HVS 10.2 beträgt somit nicht 10,24 kWh, wie auf dem Datenblatt von BYD angegeben, sondern nur 9,73 kWh.
- Im Jahr 2020 war auf dem Datenblatt des Batteriesystems **VARTA pulse neo** lediglich die nominale Batteriekapazität in Höhe von 6,5 kWh zu finden. In einer klein gedruckten Fußnote gab VARTA an, dass das System eine Entladetiefe von 90 % hat. Die nutzbare Speicherkapazität, die sich aus dem Produkt beider Werte ergibt, war nicht angegeben. Diesen Missstand hat VARTA mittlerweile behoben und gibt neben der nominalen Kapazität auch die nutzbare Speicherkapazität in Höhe von 5,9 kWh an.

Negativbeispiele: Herstellerangaben zur Speicherkapazität



- Im Datenblatt zur **Battery-Box Premium** gibt **BYD** an, dass die HVS-Produktreihe je nach Batteriemodulanzahl eine nutzbare Kapazität zwischen 5,12 kWh und 12,8 kWh hat. In einer Fußnote am unteren Ende des Datenblatts informiert BYD darüber, dass sich die Kapazitätsangaben auf die DC-seitig aus dem Batteriespeicher entnehmbare Energie bei einer Entladetiefe von 100 % beziehen. Da der minimal zulässige Ladezustand nach Angaben von Herstellern kompatibler Wechselrichter jedoch auf 5 % begrenzt ist, hat die HVS-Produktreihe folglich in der Praxis eine nutzbare Speicherkapazität zwischen 4,86 kWh bis 12,16 kWh.
- **Huawei** gibt ebenfalls im Datenblatt der Batterie **LUNA2000-10-S0** im Kleingedruckten an, dass die nutzbare Energie in Höhe von 10 kWh bei einer Entladetiefe von 100 % ermittelt wurde. Im Benutzerhandbuch weist Huawei allerdings darauf hin, dass im Betriebsmodus „maximaler Eigenverbrauch“ die Batterieentladung standardmäßig bei einem Ladezustand von 5 % endet, woraus eine Entladetiefe von 95 % resultiert.
- Im Datenblatt des Batteriespeichers **SUNGROW SBR096** ist ebenfalls in einer Fußnote vermerkt, dass die 9,6 kWh, die SUNGROW als „Energie (nutzbar)“ angibt, bei einer Entladetiefe von 100 % ermittelt wurden. Im Benutzerhandbuch des Hybridwechselrichters SUNGROW SH10RT ist zu lesen, dass die Batterie SBR096 standardmäßig nur im Ladezustandsbereich zwischen 5 % und 100 % betrieben wird.
- **LG Energy Solution** gibt die nutzbare Speicherkapazität der **RESU 10 H Prime** ebenfalls bei einer Entladetiefe von 100 % an, allerdings ohne in den aufgeführten 9,6 kWh die Umwandlungseffizienz des im Batteriespeicher verbauten DC/DC-Wandlers zu berücksichtigen.

2.2 Nominale Leistung

Der Nutzen eines PV-Batteriesystems wird darüber hinaus von der Leistungsfähigkeit der einzelnen Systemkomponenten beeinflusst. Leistungsbeschränkungen resultieren in sogenannten **Dimensionierungsverlusten**. 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.

Tabelle 2 zeigt die **PV-Bemessungsausgangsleistungen** der Hybridwechselrichter der untersuchten DC-gekoppelten Systeme. Von den 18 Systemen können 12 AC-seitig eine nominale Leistung zwischen 9,8 kW und 11,7 kW abgeben. Die übrigen 6 Systeme weisen hingegen nur PV-Bemessungsausgangsleistungen von 4,5 kW bis 6,1 kW auf. **Hinweis:** Insbesondere bei der Auslegung des Hybridwechselrichters, wenn die Wechselrichterausgangsleistung im Verhältnis zur PV-Generatorleistung zu klein gewählt ist, kann es zu relevanten Ertragsverlusten kommen. In der Praxis werden die Wechselrichter oft so dimensioniert, dass das Verhältnis zwischen 80 % und 90 % liegt [13]. Darüber hinaus wirkt sich die **Limitierung der Lade- und Entladeleistung** des Speichersystems auf das Betriebsverhalten des PV-Speichersystems aus. Beide Größen unterscheiden sich oft nur wenig voneinander. Eine zu starke Begrenzung der Ladeleistung kann unter Umständen dazu führen, dass die solaren Überschüsse nicht vollständig gespeichert werden können. Dagegen hat

Tabelle 2 PV-Bemessungsausgangsleistung der DC-gekoppelten Systeme.

System	B2	B3	B4	B5	C1	C2	D1	D2	E1
Leistung in kW	5,5	10,0	10,0	10,0	6,1	10,2	5,9	10,0	4,5
System	F1	G1	H1	H2	H3	H4	I1	J1	K1
Leistung in kW	10,3	11,7	5,0	10,0	6,0	10,0	10,0	9,8	10,0

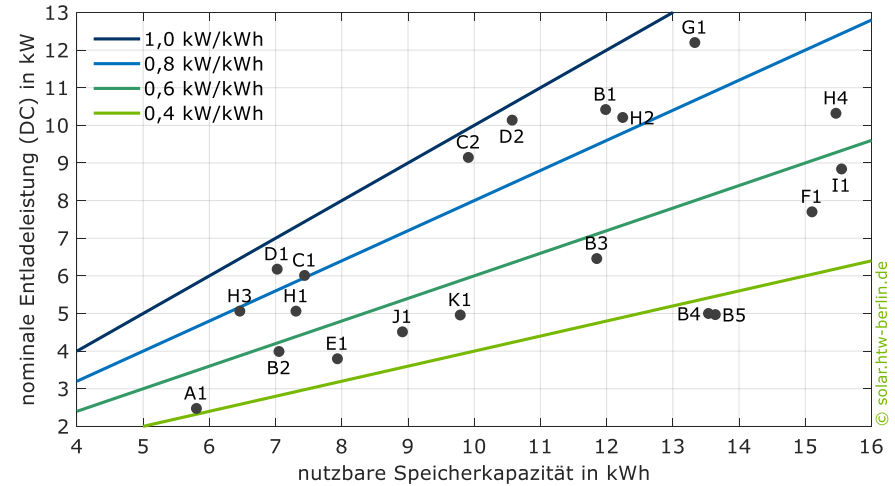


Bild 19 Nominale Entladeleistung und nutzbare Speicherkapazität der untersuchten Systemkonfigurationen.

die Limitierung der Entladeleistung zur Folge, dass Lastspitzen nur anteilig durch den Batteriespeicher gedeckt werden. Wenn zum Beispiel das Elektroauto aus dem Heimspeicher geladen werden soll, entscheidet dessen Entladeleistung, innerhalb welches Zeitraumes dies erfolgt. Klar ist: Je höher die Entladeleistung bemessen ist, desto schneller wird das Auto geladen.

Bild 19 stellt den Zusammenhang zwischen der **nominale Entladeleistung** und der nutzbaren Speicherkapazität der untersuchten Systeme dar. Mit 2,5 kW hat System A1 die geringste Entladeleistung. Dagegen kann System G1 mit bis zu 12,2 kW entladen werden. Gleichzeitig lässt sich in der Grafik das Verhältnis aus Entladeleistung und nutzbarer Speicherkapazität anhand der farblich gekennzeichneten Geraden ablesen. Bei 7 der 20 Systeme liegt das Verhältnis über 0,8 kW/kWh. Mit 0,96 kW/kWh fällt es bei System D2 am höchsten aus.

Lediglich bei den beiden Systemen B4 und B5 liegt das Verhältnis der Entladeleistung zur nutzbaren Speicherkapazität unterhalb von 0,4 kW/kWh. Wird die Leistung im Entladebetrieb zu stark limitiert, kann dies den Energiedurchsatz durch den Batteriespeicher beeinträchtigen.

Hinweis: Je nach System wird die Leistungsabgabe des PV-Speichersystems durch die **Strombelastbarkeit** des Hybridwechselrichters oder der Batterie limitiert. Mit 13 A fällt der maximale Lade- und Entladestrom der PLENTICORE-plus-G2-Serie zum Beispiel deutlich geringer aus als die Strombelastbarkeit der Batterien von BYD (25 A), Dyness (22 A) und Pylontech (18,5 A). Beim PLENTICORE BI G2 10/26 (B1) liegt der maximale Strom mit 26 A hingegen über dem Lade- und Entladestrom der BYD Battery-Box Premium HVS 12.8 (25 A). Bei Systemkombinationen aus einem Haus, wie beispielsweise bei Energy Depot, HYPONTECH oder RCT Power, sind die zulässigen Ströme des Hybridwechselrichters und der Batterie häufig identisch.

Obwohl die Systeme B3, B4 und B5 mit einem identischen Hybridwechselrichter vermessen worden sind, variiert die Lade- und Entladeleistung um 1,7 kW. Dies ist auf die deutlich höhere nominale Batteriespannung der Battery-Box Premium HVS 12.8 von BYD (512 V) gegenüber dem Tower T14 von Dyness und der Force H2 von Pylontech (beide 384 V) zurückzuführen.

Im Betrieb kann die Entladeleistung mit dem **Ladezustand** der Batterie sinken. Beispielsweise kann die Batterie LX F16.0-H-20 von GoodWe (H4) bei einem Ladezustand von 25 % nur noch 85 % der Leistung bereitstellen. Sinkt der Ladezustand auf 10 %, verringert sich die maximale Leistungsabgabe auf 43 % der nominalen Entladeleistung. Beim Tower T14 von Dyness (B4) ist eine stufenförmige Entladeschlussphase identifizierbar. Bei der Bereitstellung der letzten 3 kWh der nutzbaren Speicherkapazität von 13,5 kWh sinkt die Entladeleistung von 5 kW auf etwa 3,5 kW.

Wie Bild 20 zeigt, wird in der Praxis der Lade- und Entladestrom und damit die Lade- und Entladeleistung neben dem Ladezustand zusätzlich noch durch die **Batterietemperatur** beschränkt. Je nach System variiert der zulässige Betriebstemperaturbereich der Batterie. **Hinweis:** Bei Temperaturen unterhalb von 0 °C erhöht sich insbesondere bei hohen Ladeleistungen beispielsweise das Risiko für die Abscheidung von metallischem Lithium (engl. lithium plating), was in der Regel eine Reduktion der Batteriekapazität zur Folge hat [14], [15]. Aus diesem Grund begrenzen einige Hersteller die minimal zulässige Umgebungstemperatur ihrer Lithium-Ionen-Batterien auf 5 °C oder reduzieren die mögliche Leistungsaufnahme. Bei hohen Temperaturen beschleunigen sich hingegen die kalendarischen Alterungsprozesse [16].

Einzelne Batterieanbieter erlauben eine Systemmontage im Außenbereich, womit Tiefsttemperaturen von -20 °C zulässig sind. Die Batteriemodule werden in diesen Fällen allerdings teilweise durch integrierte Heizelemente temperiert, die während des Betriebs kontinuierlich Leistung aufnehmen.

Der maximale Entladestrom wird, wie in Bild 20 dargestellt, in der Regel nur bei positiven Batterietemperaturen und teilweise nur in einem begrenzten Temperaturbereich bereitgestellt. Während bei einer Batterietemperatur von 10 °C die Systeme von BYD und Dyness noch mit dem maximalen Batteriestrom entladen werden können, reduziert sich bei der Batterie von RCT Power der **Batterieentladestrom** auf nur noch 50 % des Maximalstroms. Im Sommer, bei hohen Umgebungstemperaturen und intensiver Nutzung der Batterie, kann die Batterietemperatur je nach Installationsort stark ansteigen. Bei einer Systemtemperatur von über 45 °C können die Systeme von RCT Power nicht mehr entladen werden, wohingegen die Batterien von BYD und Dyness erst bei Temperaturen von 55 °C bzw. 60 °C abschalten.

Hinweis: Alle der untersuchten Batteriehersteller geben in ihrem Datenblatt zwar einen Betriebstemperaturbereich an, allerdings weist lediglich ein Drittel

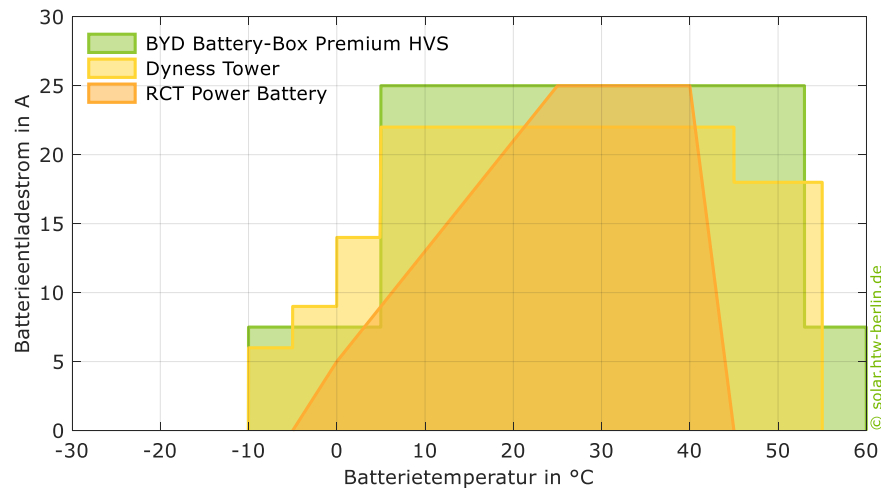


Bild 20 Herstellerangaben zur Abhängigkeit des maximalen Batterieentladestroms von der Batterietemperatur.

der Anbieter darauf hin, in welchem Bereich der Systemtemperatur sich der Lade- oder Entladestrom reduziert.

2.3 Mittlere Umwandlungswirkungsgrade

Beim Betrieb eines PV-Speichersystems lassen sich **Umwandlungsverluste** im Batteriespeicher sowie in den leistungselektronischen Systemkomponenten nicht verhindern. Die Umwandlungsverluste ergeben sich aus der Differenz zwischen der zugeführten und abgegebenen Energie der jeweiligen Systemkomponente und treten in Form von **Abwärme** auf. Der Wirkungsgrad der Batterie ergibt sich aus dem Verhältnis der DC-seitig vom Batteriespeicher entladenen Energie zur DC-seitig geladenen Energie. Die Energiemengen wurden im Rahmen der unter Abschnitt 2.1 beschriebenen Vollzyklentests bei 100 %, 50 % und 25 % der nominalen Leistung gemessen.

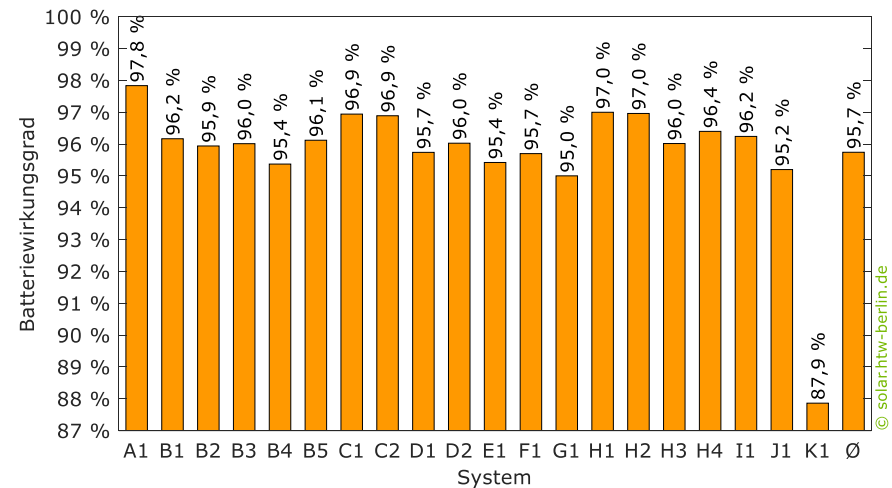


Bild 21 Mittlere Batteriewirkungsgrade der untersuchten Systeme.

Bild 21 vergleicht die ermittelten **Batteriewirkungsgrade** der untersuchten Batteriespeicher. Den mit Abstand höchsten mittleren Batteriewirkungsgrad kann mit 97,8 % der pulse neo 6 von VARTA (A1) vorweisen. Er liegt somit fast 10 Prozentpunkte über dem Batteriewirkungsgrad des ineffizientesten Systems K1. Die resultierenden Energieverluste der hocheffizienten Batterie A1 sind damit annähernd um den Faktor 5 geringer. Der vergleichsweise geringe Wirkungsgrad des Systems K1 ist unter anderem auf den im Batteriespeicher integrierten DC/DC-Wandler zurückzuführen. Die an den Klemmen des Batteriespeichers anliegende Spannung kann damit von der internen Batteriespannung weitestgehend entkoppelt werden. Dadurch lassen sich Klemmenspannungen von mehreren hundert Volt erreichen. 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 weiter reduzieren.

Der mittlere Wirkungsgrad der 20 Lithium-Ionen-Batteriespeicher liegt bei 95,7 %. Die Batteriewirkungsgrade der Systeme von BYD in Kombination mit den Hybridwechselrichtern von KOSTAL weichen von den in den letzten Jahren vorgestellten Ergebnissen ab. Der Wirkungsgrad der Batterien von B2 und B3 fällt in diesem Jahr um 0,5 Prozentpunkte niedriger aus. Auffällig ist, dass der mittlere Wirkungsgrad derselben Batterie (BYD HVS 12.8) bei H2 im Vergleich zu B1 und B3 um bis zu 1 Prozentpunkt höher liegt. Der Unterschied bei der BYD HVS 7.7 ist mit bis zu 1,1 Prozentpunkten zwischen den Systemen B2, C1 und H1 sogar noch größer.

Hinweis: Im Allgemeinen können die elektrische Verschaltung, die Qualität der Batteriezellen, die Leistungsaufnahme des Batteriemanagementsystems (BMS) im Betrieb oder auch Produktionstoleranzen für die Wirkungsgradunterschiede zwischen den vermessenen Batteriespeichern verantwortlich sein [11], [17]. Die Transparenz der Hersteller ist auch in Hinblick auf die Angaben

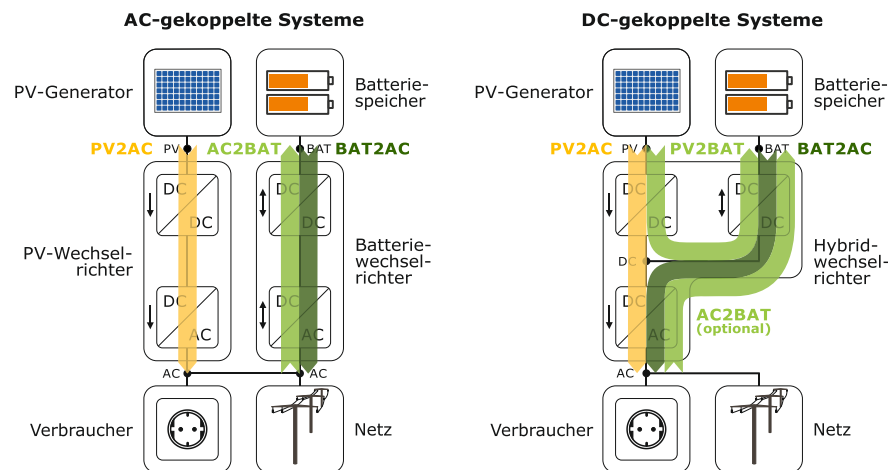


Bild 22 Komponenten und Energieumwandlungspfade von AC-gekoppelten (links) und DC-gekoppelten PV-Speichersystemen (rechts).

zum Batteriewirkungsgrad zu kritisieren: Lediglich bei einem Drittel der untersuchten Anbieter lassen sich Angaben zum Batteriewirkungsgrad in den Datenblättern finden.

Aufgrund der systemtechnischen Unterschiede der AC- und DC-gekoppelten PV-Speicher variieren je nach Systemtopologie die **Energieumwandlungspfade**. Die Pfade sind schematisch in Bild 22 dargestellt. Die Kurzbezeichnungen der Pfade ergeben sich aus den Messpunkten und den Energieflussrichtungen [18]. Bei den Messpunkten PV und BAT handelt es sich um Werte auf der DC-Seite des Systems.

- PV-Einspeisung (PV2AC)
- PV-Batterieladung (PV2BAT)
- AC-Batterieladung (AC2BAT)
- AC-Batterieentladung (BAT2AC)

Zur Charakterisierung der Umwandlungseffizienz wurden die Wirkungsgrade für die einzelnen Pfade über den gesamten Leistungsbereich an **8 Stützstellen** erfasst [1]. Die resultierenden Wirkungsgradkennlinien der einzelnen Energieumwandlungspfade sind für die untersuchten Systeme im Anhang A.2 aufgeführt. Mit den **mittleren Pfadeffizienzen** wurde ein Ansatz entwickelt, der die Umwandlungseffizienz unterschiedlicher Speichersysteme einfacher vergleichbar macht [19]. Sie entsprechen dem arithmetischen Mittel der Wirkungsgrade, die an **10 äquidistant verteilten Stützstellen** resultieren. Diese liegen zwischen 5 % und 95 % der nominalen Ausgangsleistung. Nicht für alle 10 Stützstellen gehen Wirkungsgrade aus der Vermessung des Leistungsumwandlungssystems hervor. Daher werden die mittleren Wirkungsgrade indirekt aus der berechneten Verlustleistungskennlinie ermittelt [1], [10].

Bild 23 stellt die Wirkungsgradkennlinien sowie die 10 Stützstellen zur Bestimmung der mittleren Pfadwirkungsgrade im Entladebetrieb (BAT2AC) der beiden Hochvoltssysteme D2 und J1 dar. Der Hybridwechselrichter Power Storage DC 10.0 von RCT Power kann in Kombination mit der Power Battery 11.5 (D2) im Vergleich zu dem System J1 über den gesamten Leistungsbereich einen um mindestens 3 Prozentpunkte höheren BAT2AC-Umwandlungswirkungsgrad vorweisen. Dies ist unter anderem auf die mehr als doppelt so hohe Batteriespannung zurückzuführen. **Hinweis:** Durch höhere Batteriespannungen sind in der Regel auch höhere Wechselrichterwirkungsgrade möglich [20]–[22].

Je geringer die Ausgangsleistung ist, desto größer wird der Abstand zwischen den Entladewirkungsgraden. Während die Differenz bei einer Ausgangsleistung von 1000 W 6,1 Prozentpunkte beträgt, sind es bei 500 W bereits annähernd 10 Prozentpunkte. Der auf Basis der 10 äquidistanten Stützstellen be-

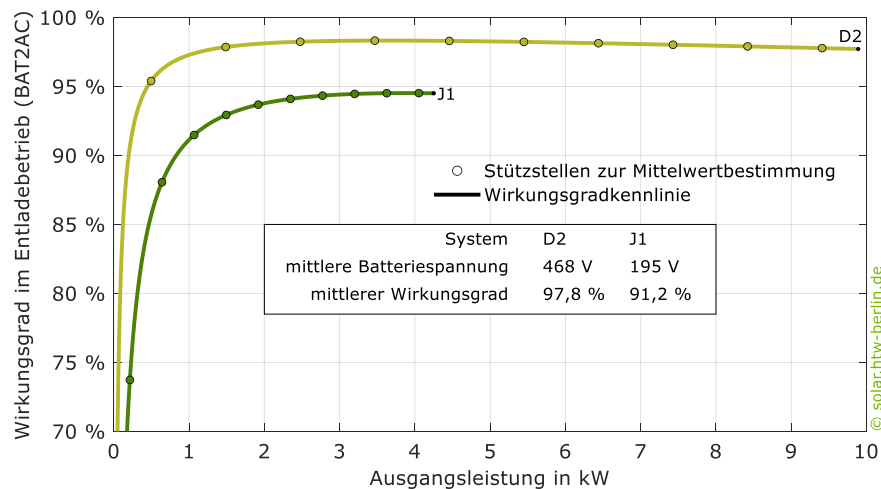


Bild 23 Kennlinien des Umwandlungswirkungsgrades (BAT2AC) und Stützstellen zur Bestimmung des mittleren Pfadwirkungsgrades der Systeme D2 und J1.

rechnete mittlere Pfadwirkungsgrad des Systems D2 übertrifft den von J1 daher um insgesamt 6,6 Prozentpunkte. Beim Vergleich der mittleren Pfadwirkungsgrade sollte allerdings folgendes beachtet werden:

- Mit steigender nominaler Entladeleistung verschieben sich die 10 Stützstellen hin zu höheren Leistungen.
- Etwaige un stetige Verläufe der Wirkungsgradkennlinien aufgrund der stützstellenbasierten Bestimmung können nicht exakt abgebildet werden [23], [24].

Aufgrund der höheren nominalen Entladeleistung resultieren insbesondere an den Stützstellen im unteren Leistungsbereich deutlich bessere Wirkungsgrade. An der kleinsten Stützstelle liegt die Ausgangsleistung des leistungsstärkeren Systems D2 bei 495 W und es resultiert ein Wirkungsgrad von 95,4 %. Bei 5 % der nominalen Ausgangsleistung gibt J2 hingegen gerade einmal 213 W bei einem Wechselrichterwirkungsgrad von lediglich 73,7 % ab. Dieser Wert weicht sehr stark von den Wirkungsgraden an den anderen Stützstellen ab, weshalb auch der resultierende mittlere BAT2AC-Umwandlungswirkungsgrad davon beeinträchtigt wird. Die Umwandlungswirkungsgrade werden also nicht nur von der Batteriespannung, sondern auch von der nominalen Leistung des jeweiligen Systems beeinflusst.

Die **mittleren BAT2AC-Umwandlungswirkungsgrade** der untersuchten Systeme variieren zwischen 91,2 % bei System J1 und 97,8 % bei D2, wie Bild 24 zeigt. Der vergleichsweise geringe Wirkungsgrad des einzigen Niedervoltsystems A1 von VARTA mit 92,0 % im Entladebetrieb ist auf den starken Abfall der Wirkungsgradkennlinien im oberen Leistungsbereich zurückzuführen. Letzteres ist den Abbildungen im Anhang A.2 zu entnehmen. Die hervorragenden BAT2AC-Wirkungsgrade der Systeme von Fronius (C2) und RCT Power (D2) sind unter anderem auf die Verwendung von effizienten Leistungshalbleitern auf

Siliziumkarbid-Basis zurückzuführen. Das System HHT-12000 mit der Batterie HBP-H15 von HYPONTECH (G1) kann ebenfalls mit einer ausgezeichneten Umwandlungseffizienz punkten – nicht nur im Entladefall. Neben dem System D2 von RCT Power ist es das einzige Gerät, das bei allen Wandlungspfaden mittlere Wirkungsgrade von über 97 % erreicht. Auch dieser Hersteller setzt auf die **Siliziumkarbid-Halbleiter** in seiner Systemarchitektur.

Dass auch von der Leistung her kleinere Systeme hohe Entladewirkungsgrade erzielen können, zeigen die Systeme C1 und H1 von Fronius und GoodWe. In beiden Fällen liegen die BAT2AC-Umwandlungswirkungsgrade über dem Mittelwert aller Systeme von 95,2 %.

Auffällig ist, dass die Batteriespannung lediglich bei den vier Systemen A1, E1, H3 und J1 unter 307 V liegt. Im Mittel ergibt sich eine nominale Batteriespannung von 360 V. Das macht deutlich: Hochvoltsysteme haben sich im Markt durchgesetzt.

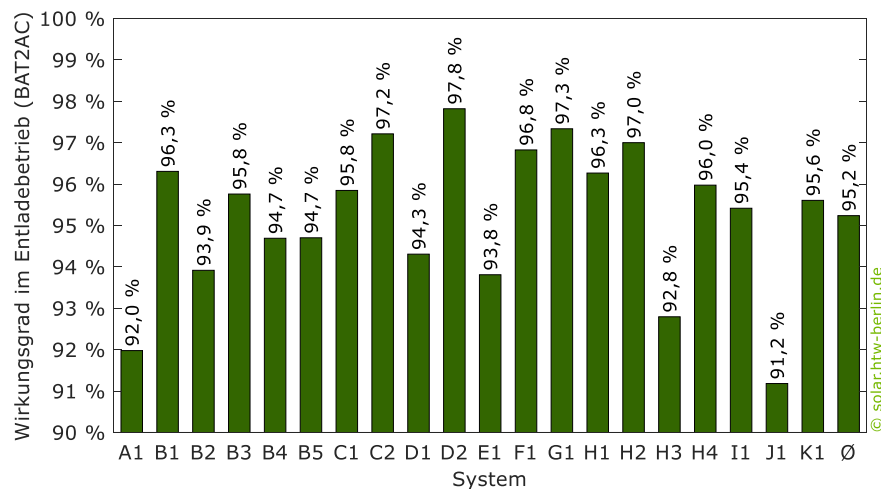


Bild 24 Mittlere Umwandlungswirkungsgrade der AC-gekoppelten Systeme A1 und B1 sowie der DC-gekoppelten Systeme B2 bis K1.

2.4 Umwandlungswirkungsgrade im Teillastbetrieb

Die zentrale Aufgabe eines PV-Batteriesystems ist es, die tagsüber anfallenden solaren Stromüberschüsse zu speichern und in den Abend- und Nachtstunden zur Versorgung des Haushalts bereitzustellen. Je nach Verhalten der Nutzer:innen und technischer Ausstattung der Haushalte können sich die Lastprofile insbesondere tagsüber deutlich voneinander unterscheiden. In den Nachtstunden fällt meist nur die sogenannte **Grundlast** an.

Zur Analyse des **nächtlichen Verbrauchsverhaltens** wurden die elektrischen Lastprofile von 28 Einfamilienhäusern verglichen [25]. Die Messdaten wurden vom Institut für Solarenergieforschung in Hameln (ISFH) in einer Einfamilienhaussiedlung in der Gemeinde Emmerthal in Niedersachsen erfasst. Mithilfe des für den Standort berechneten Sonnenstandes lässt sich der Haushaltsstrombedarf in dem Zeitraum, an dem die Sonne bereits untergegangen ist, ermitteln

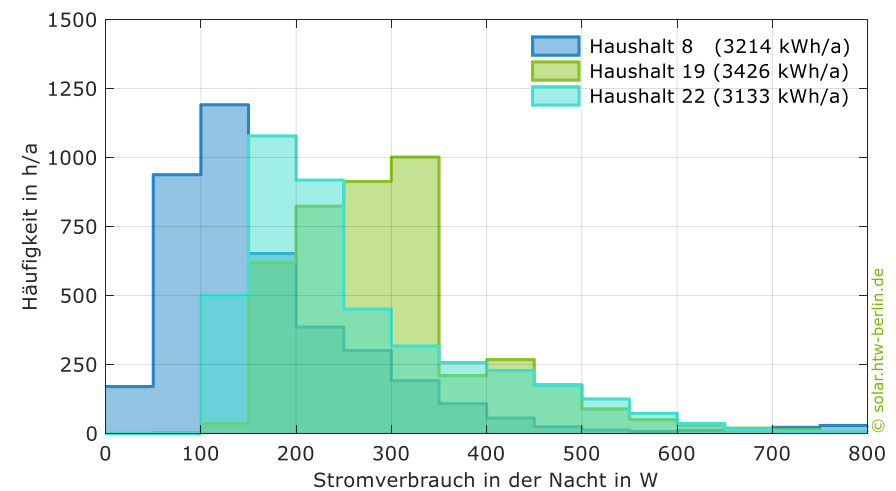


Bild 25 Häufigkeitsverteilung des nächtlichen Stromverbrauchs unterschiedlicher Haushalte auf Basis von 10-s-Messdaten (Daten: ISFH [18], Klassenbreite: 50 W).

[26]. Bild 25 stellt für 3 exemplarische Haushalte mit einem ähnlichen Jahresstromverbrauch die **Häufigkeitsverteilung der elektrischen Haushaltslast** mit einer Klassenbreite von 50 W in den Nachtstunden dar. Wie der Abbildung mithilfe der Grundrechenarten zu entnehmen ist, liegt der Strombedarf des Haushalts 8 in 2950 h der 4353 Nachtstunden unter 200 W. Beim Haushalt 19 liegt er hingegen in 3357 Nachtstunden zwischen 150 W und 350 W. Der Haushaltsstrombedarf im Haushalt 22 fällt wiederum leicht unterschiedlich aus. Hier treten in der Nacht insbesondere Leistungsflüsse zwischen 150 W und 250 W auf.

Bild 26 stellt die Häufigkeitsverteilung der nächtlichen Last von drei weiteren, vom Jahresstrombedarf allerdings stark unterschiedlichen Haushalten dar. Wie zu erkennen ist, steigt mit dem jährlichen Energiebedarf tendenziell auch der Leistungsbedarf in der Nacht an. Während bei dem Einfamilienhaus mit einem Strombedarf von 2160 kWh/a der Anteil der Leistungen zwischen 50 W

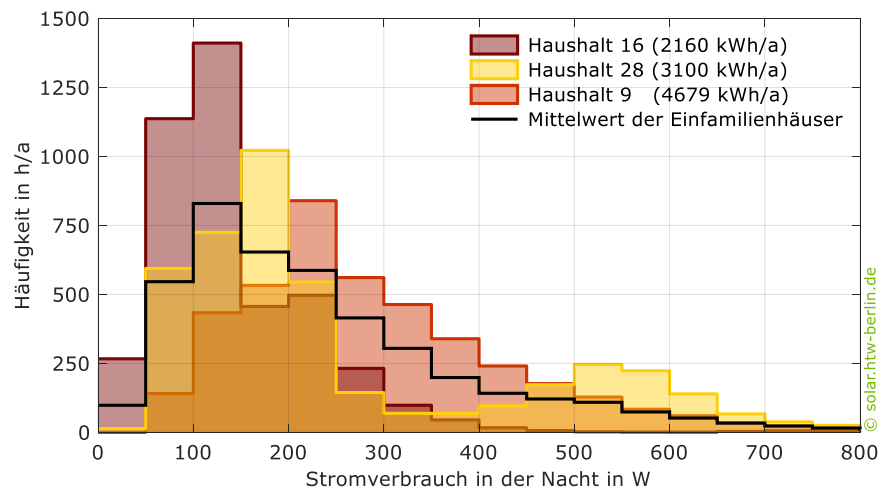


Bild 26 Häufigkeitsverteilung des nächtlichen Stromverbrauchs verschiedener Haushalte sowie mittlere Verteilung von 28 Eigenheimen auf Basis von 10-s-Messdaten. Der jährliche Strombedarf ist in den Klammern angegeben. Im Mittel verbrauchen die 28 Haushalte 2965 kWh/a (Daten: ISFH [18], Klassenbreite: 50 W).

und 150 W 59 % der nächtlichen Leistungsflüsse ausmacht, sind es in den gleichen Leistungsklassen beim Haushalt 9 mit dem mehr als doppelt so hohen Strombedarf lediglich 13 %. Darüber hinaus ist der Verlauf der mittleren Häufigkeitsverteilung der 28 analysierten Haushalte zu entnehmen. Er verdeutlicht noch einmal: Der Strombedarf in der Nacht ist von geringen Leistungsflüssen geprägt. Im Durchschnitt liegen 72 % der Leistungsflüsse der betrachteten Haushalte in der Nacht unter 300 W.

Ob ein niedriger Haushaltsstrombedarf über das PV-Batteriesystem überhaupt gedeckt werden kann, wird zunächst durch die **minimale AC-Leistungsabgabe des Wechselrichters im Entladebetrieb** definiert. Für 15 der 20 in der Stromspeicher-Inspektion 2024 untersuchten Systeme liegen dazu Herstellerangaben oder Labormesswerte vor. Die Hybridwechselrichter von Energy Depot, Fronius, HYPONTECH und RCT Power können Leistungen ab 1 W bedienen. KOSTAL und VARTA beschränken die minimale Leistungsabgabe der Wechselrichter auf 50 W. Im Labortest gab der GoodWe 10K-ET-20 minimal 14 W im Entladebetrieb ab, obwohl dieser Wert laut Hersteller bei 45 W liegen sollte.

Wie effizient die Entladung des Heimspeichers bei geringer Auslastung ist, lässt sich in der Regel nur aus Kennlinien oder Tabellen mit Werten zur leistungsabhängigen Umwandlungseffizienz entnehmen. Diese führen allerdings nur wenige Hersteller in ihren Datenblättern auf. Häufig werden nur maximale Wirkungsgrade angegeben, die in den meisten Fällen jedoch erst bei hohen Leistungen erreicht werden. Zudem bedarf es fachlicher Expertise, um diese Wirkungsgradangaben richtig zu interpretieren. Dieser Abschnitt soll daher Licht ins Dunkel bringen und geht der Frage nach, wie effizient Hybridwechselrichter bei geringer Auslastung sind. Dafür führten das Austrian Institute of Technology (AIT) und das Karlsruher Institut für Technologie (KIT) für einige Systeme über den Effizienzleitfaden hinausgehende **Labormessungen** im Leistungsbereich **unterhalb von 800 W** durch.

Bild 27 stellt zum einen die mittlere Häufigkeitsverteilung des nächtlichen Strombedarfs der 28 Haushalte dar. Zum anderen ist der Abbildung die Umwandlungseffizienz des am wenigsten effizienten Hybridwechselrichters im Test des Systems J1 im Entladefall zu entnehmen. Die zentrale Erkenntnis der Gegenüberstellung: Der Hybridwechselrichter weist die geringsten Entladewirkungsgrade in dem Leistungsbereich auf, in dem er in der Regel am häufigsten in der Nacht betrieben wird. Der Hybridwechselrichter überschreitet erst ab einer Ausgangsleistung von 750 W einen Entladewirkungsgrad von 90 %. Allerdings liegen im Mittel unterhalb von dieser Leistung 96 % aller Leistungsflüsse in der Nacht. **Hinweis:** Hohe Wechselrichterwirkungsgrade sind bei Entladeleistungen von wenigen hundert Watt besonders wichtig.

Bild 28 vergleicht die Umwandlungseffizienz unterschiedlich effizienter 10-kW-Wechselrichter bei Ausgangsleistungen unter 800 W. Der Hybridwechselrichter Power Storage DC 10.0 von RCT Power überzeugt in diesem Leistungsbereich mit herausragenden **Teillastwirkungsgraden**. Bereits ab einer Ausgangsleistung von 150 W liegt der Wirkungsgrad bei 90 %. Der Umwandlungswirkungsgrad der anderen drei analysierten Systeme liegt bei derselben Leistungsabgabe nur bei 80 % (KOSTAL), 72 % (GoodWe) und 64 % (System J1). Um den Bedarf der elektrischen Verbraucher von 150 W zu decken, muss der Batteriespeicher aufgrund der Verluste mehr Leistung bereitstellen. Der Batteriespeicher des Systems D2 von RCT Power gibt dafür 167 W ab. Der weniger effiziente Heimspeicher J1 muss hingegen 234 W bereitstellen. Die Umwandlungsverluste sind somit bei jeder Leistungsabgabe von 150 W um 67 W höher. Anderes formuliert: Bei gleicher nutzbarer Speicherkapazität ist der **ineffizientere Heimspeicher früher entladen**, sodass mehr Strom aus dem Netz zur Versorgung der elektrischen Verbraucher bezogen werden muss. Vor allem Haushalte mit einem geringen nächtlichen Stromverbrauch sollten daher bei der Wahl des Wechselrichters auf hohe Teillastwirkungsgrade achten.

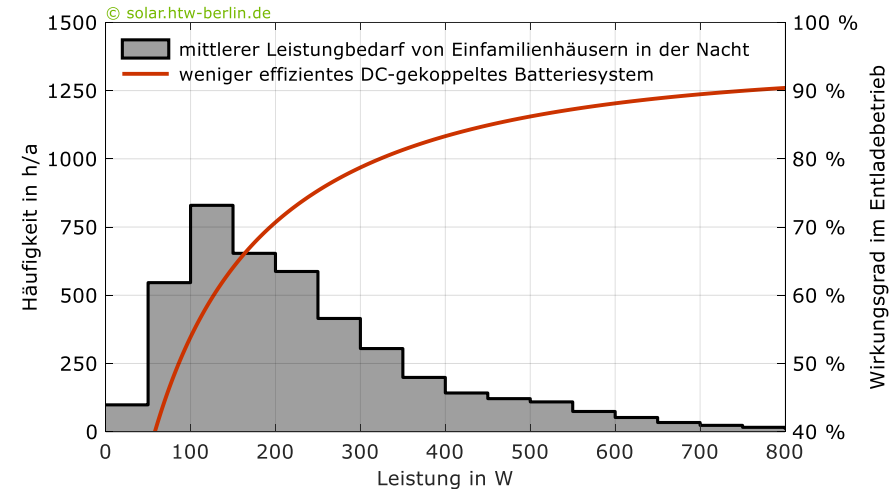


Bild 27 Mittlere Häufigkeitsverteilung des Stromverbrauchs von 28 Einfamilienhäusern während der Nacht und Umwandlungswirkungsgrade eines weniger effizienten Hybridwechselrichters im Leistungsbereich unter 800 W (Daten: ISFH [18], KIT).

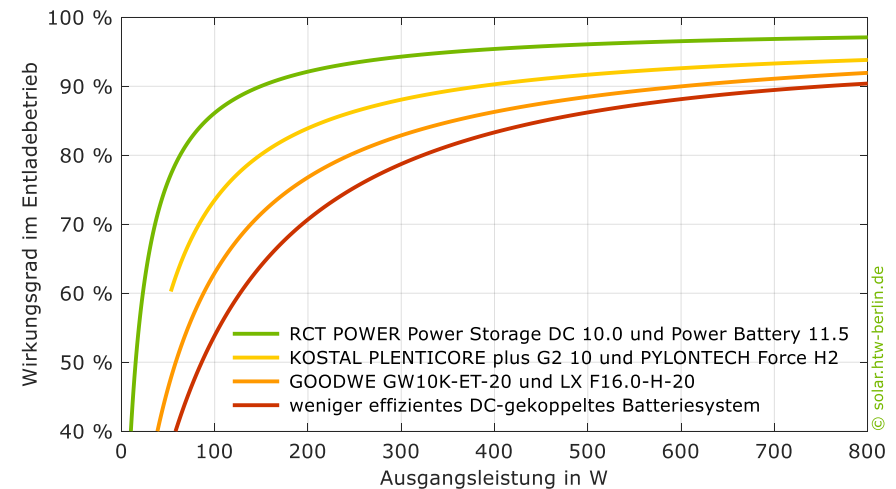


Bild 28 Umwandlungswirkungsgrade verschiedener Hybridwechselrichter in Kombination mit Hochvoltbatterien bei Ausgangsleistungen unterhalb von 800 W (Daten: AIT, KIT).

2.5 Regelungsabweichungen

Regelungstechnische Einstellungen und eine begrenzte Messgenauigkeit führen in der Praxis zu dynamischen und stationären Abweichungen zwischen der geforderten und der bereitgestellten Leistung eines Batteriesystems [27]. Diese **Regelungsverluste** resultieren in einem unerwünschten Anstieg der Netzeinspeisung und des Netzbezugs.

Bild 29 stellt beispielhaft das Reaktionsverhalten der PV-Speichersysteme J1 und K1 im Entladebetrieb bei gleicher anliegender Last gegenüber. Die **dynamischen Regelungsabweichungen** haben unterschiedliche Auswirkungen auf die Energieflüsse im Entladebetrieb. Nach einem sprunghaften Anstieg des Bedarfs resultiert ein Zeitverzug zwischen dem Lastsprung und dem Beginn der Leistungsanpassung der Batteriesysteme. Der Grund hierfür ist unter anderem die Erfassung und Verarbeitung der Messwerte. Diese Zeitspanne wird auch

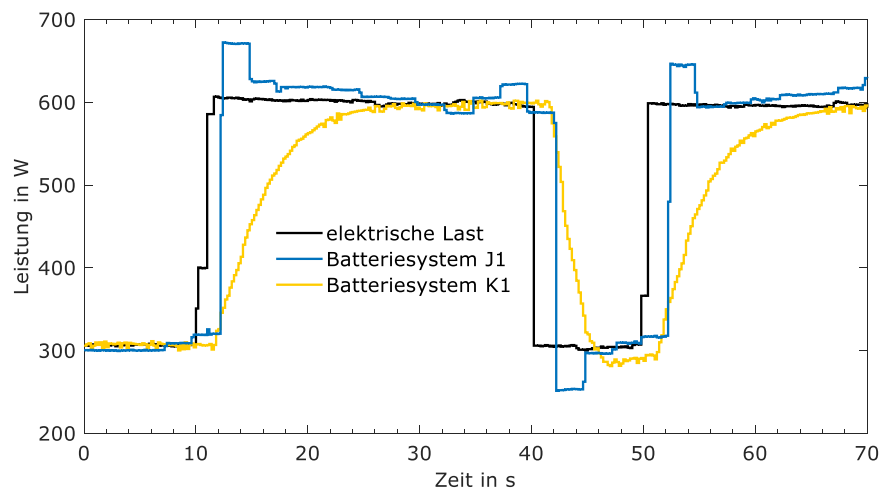


Bild 29 Reaktionsverhalten der PV-Speichersysteme J1 und K1 im Entladebetrieb (Daten: KIT).

als **Totzeit** bezeichnet. Bei den anonym teilnehmenden Systemen J1 und K1 beträgt sie im Mittel 1,3 s und 1,4 s. Sie kann je nach Höhe und Zeitpunkt des Lastsprungs variieren.

Im Anschluss beginnen die Systeme den neuen Sollwert der Batterieleistung einzustellen. Dieses sogenannte **Einschwingverhalten** variiert ebenfalls zwischen den Systemen. Wie Bild 29 zeigt, wird beim Heimspeicher J1 die Batterieleistung nach der Messwertverarbeitung sprunghaft erhöht, allerdings überschreitet sie den neuen Sollwert zunächst deutlich. Dadurch kommt es zur Batterieentladung ins Netz. Im folgenden Verlauf sinkt die Batterieleistung schrittweise oder oszilliert um den Vorgabewert. Das Einschwingverhalten des Mitbewerbers K1 weicht deutlich davon ab: Die Batterieleistung wird in kleinen Schritten kontinuierlich erhöht, bis sie den neuen Sollwert erreicht. Der Verlauf ähnelt einer Exponentialfunktion, die sich dem Vorgabewert asymptotisch annähert. In der Regelungstechnik beschreibt man dieses Verzögerungsverhalten mit einem sogenannten PT1-Glied. Bis System K1 nach einem Leistungssprung den neuen Sollwert der Batterieleistung eingestellt hat und der Einschwingvorgang damit abgeschlossen ist, vergehen im Mittel circa 11 s. Mit durchschnittlich fast 14 s ist diese sogenannte Einschwingzeit beim System J1 sogar noch höher.

Sinkt der Leistungsbedarf, speisen beide Batteriesysteme aufgrund deren verzögerter Reaktion zunächst einen Teil ihrer Leistungsabgabe in das Stromnetz ein. In beiden Fällen ist der Einschwingvorgang noch nicht vollständig beendet, bevor der Lastsprung der taktenden Verbraucher im dargestellten Beispiel erneut beginnt. **Hinweis:** Tendenziell ist der **unerwünschte Energieaustausch mit dem Stromnetz** umso größer, je langsamer die Regelung ist.

Bild 30 vergleicht die in den Labortests ermittelten Kenngrößen der untersuchten Systeme. Im Mittel beginnen die Batteriesysteme 1 s nach der Leistungsänderung damit, ihre Leistung anzupassen. Die mittlere Totzeit liegt demnach bei 1,0 s. Die Einschwingzeit beträgt hingegen durchschnittlich 5,0 s. Bei 12 der 20 Systeme ist der Einschwingvorgang bereits beendet bevor die Systeme des Herstellers Fronius und des anonym teilnehmenden Herstellers I überhaupt auf einen Lastsprung reagieren.

Die Messdatenerfassung und -verarbeitung der Systeme von Energy Depot (F) und RCT Power (D) erfolgt innerhalb weniger Millisekunden. Das schnelle Reaktionsverhalten der Systeme D1 und D2 wird zum Beispiel unter anderem durch eine hohe Abtastrate des Leistungssensors von 10 kHz erreicht. Im Gegensatz zu anderen Systemen müssen die Messwerte damit nicht erst verarbeitet und über Kommunikationsprotokolle an den Wechselrichter übergeben werden. Geringe **Tot- und Einschwingzeiten** sind somit insbesondere bei kurzzeitigen Lastspitzen und häufigen Leistungsschwankungen von Vorteil.

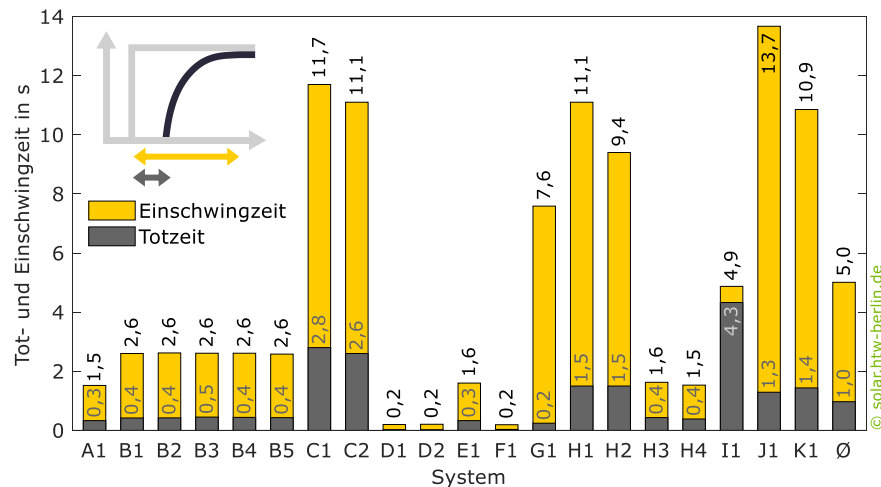


Bild 30 Mittlere Tot- und Einschwingzeiten der untersuchten Systeme.

Im Vergleich der Systeme von HYPONTECH (G1) mit dem des anonymen Teilnehmers I1 ist ein konträres Betriebsverhalten identifizierbar. Der Hybridwechselrichter HHT-12000 von HYPONTECH zeichnet sich durch eine hervorragende Totzeit von lediglich 0,2 s aus. Daraufhin folgt jedoch ein sehr träges Einschwingverhalten von weiteren 7,4 s. Bei dem System I1 ist die Totzeit mit 4,3 s hingegen sehr hoch. Der Einschwingvorgang ist anschließend allerdings innerhalb von nur 0,6 s vergleichsweise schnell abgeschlossen.

Die hohen Werte der Systeme der Hersteller Fronius (C) und des anonymen Teilnehmers J sind unter anderem darauf zurückzuführen, dass sich ein oszillierendes Verhalten der Batterieleistung um den Sollwert beobachten lässt. Anhand von mehrtägigen Anwendungstests lässt sich identifizieren, dass die Systeme Primo GEN24 und Symo GEN24 von Fronius schneller auf Änderungen der PV-Leistung als auf Änderung der elektrischen Last reagieren. Aus den Labortests nach dem Effizienzleitfaden geht dies allerdings nicht hervor, da die Messungen nur mit einer konstanten PV-Leistung durchgeführt werden.

Der Hersteller GoodWe (H) hat bei seinen neuen Produkten GW6000-ET-20 (H3) und GW10K-ET-20 (H4) den 3-phasigen Sensor zur Überwachung von Strom, Spannung und Leistung, bisher eine separate Komponente, im Wechselrichter integriert. Bei der Installation werden nun lediglich die 3 Stromklappwandler angeschlossen. Dies spart eine Kommunikationskomponente und erhöht die Regelungsgeschwindigkeit, wie der Vergleich der Systeme H1 und H2 mit H3 und H4 zeigt. Der Einschwingvorgang der neuen Produkte ist nun bereits abgeschlossen, bevor die Geräte H1 und H2 überhaupt auf eine Leistungsänderung reagieren.

Auch unter stationären Betriebsbedingungen, also bei **konstanter elektrischer Last und PV-Leistungsabgabe**, kann es zu Abweichungen zwischen den Mess- und Sollwerten kommen. Dies ist zum einen auf eine unpräzise Erfassung der Leistungsmesswerte zurückzuführen. Zum anderen kann in der Software eine

beabsichtigte Sollwertabweichung implementiert sein, die den negativen Effekten der Regelungsträgheit entgegenwirkt [19]. Über- oder unterschreitet die Batterieleistung den Sollwert, wird die Leistungsdifferenz durch das Netz ausgeglichen.

Bild 31 zeigt die **stationären Regelungsabweichungen**, die für den Lade- und Entladebetrieb im Rahmen der Labortests separat ermittelt wurden. Die Systeme der Anbieter VARTA (A), KOSTAL (B), Fronius (C), Energy Depot (F) sowie die neuen Geräte von GoodWe (H) und des Herstellers K erzielen sehr geringe stationäre Regelungsabweichungen von unter 6 W. Bei den Systemen H1 und H2 von GoodWe können die Batterien im Ladebetrieb die zur Verfügung stehende Leistung nicht vollständig aufnehmen. In der Folge speisen beide Systeme während der Batterieladung 12 W bis 19 W in das Netz ein. Übersteigt die Batterieladeleistung den Sollwert, erhöht dies hingegen den Energiebezug aus dem Netz. Dies ist bei den Systemen D1, D2, G1 sowie H3 bis I1 der Fall. Mit

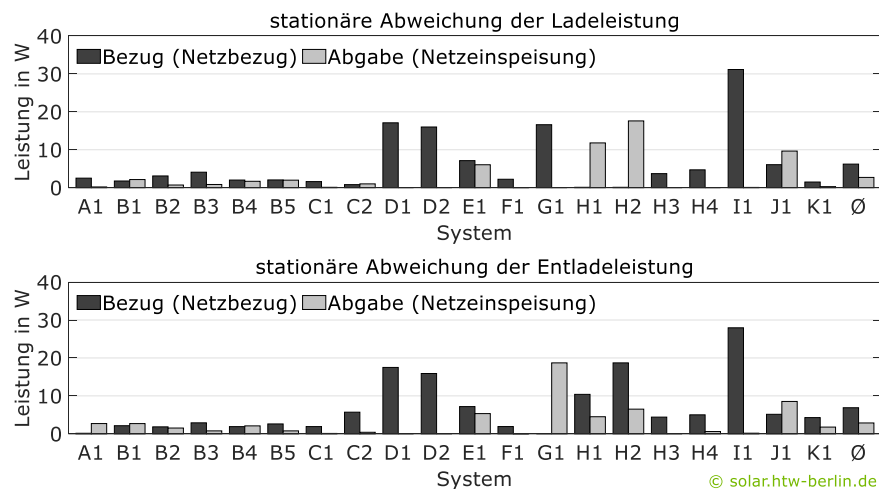


Bild 31 Mittlere stationäre Regelungsabweichungen der untersuchten Systeme im Ladebetrieb (oben) und Entladebetrieb (unten).

31 W ist der Netzbezug bei I1 am höchsten. Bei den meisten Systemen schwankt die Batterieleistung jedoch um den Sollwert. Es kommt neben dem Netzbezug auch zur Netzeinspeisung. In der Regel sind die Leistungswerte dabei ähnlich.

Die stationären Regelabweichungen der untersuchten Systeme unterschieden sich im Lade- und Entladebetrieb kaum. Lediglich bei dem System G1 von HY-PONTECH dreht sich beim Entladen die Energieflussrichtung um. Weitere Prüfergebnisse des Geräts lassen darüber hinaus vermuten, dass im realen Betrieb zum Teil auch höhere Regelabweichungen auftreten können.

2.6 Stand-by-Leistungsaufnahme

Neben den Verlusten während des Lade- und Entladevorgangs kommt es durch die Leistungsaufnahme der Systemkomponenten im Stand-by-Modus, auch **Bereitschaftsbetrieb** genannt, zu weiteren Einbußen. Die PV-Speichersysteme beziehen dabei Leistung, die entweder AC-seitig aus dem Netz oder DC-seitig aus der Batterie bereitgestellt wird. Dabei wird primär zwischen dem **Stand-by-Verbrauch** im vollgeladenen und entladenen Zustand des Batteriespeichers unterschieden. Darüber hinaus müssen bei einigen Systemen sogenannte Peripheriekomponenten, wie zum Beispiel der Leistungssensor am Netzanschlusspunkt, über das gesamte Jahr versorgt werden.

Ausschlaggebend für die Höhe der Bereitschaftsverluste ist neben dem Stand-by-Verbrauch die **Verweildauer der Batterie** in einem der beiden Stand-by-Modi. **Hinweis:** Wie die Analysen der Stromspeicher-Inspektion 2023 zeigten, sind die Batteriespeicher je nach Systemdimensionierung üblicherweise 1250 h/a bis 3500 h/a vollständig entladen [8]. Die Verweilzeit des Batteriespeichers im vollgeladenen Zustand ist hingegen mit rund 1000 h/a bis 2000 h/a im Stand-by-Modus geringer [23].

Bild 32 stellt die Zusammensetzung der nach dem Effizienzleitfaden gemessenen **Stand-by-Leistungsaufnahme bei entladenem Batteriespeicher** für die unterschiedlichen Systeme gegenüber. Mit einem Systemverbrauch von lediglich 2 W erreicht das System VARTA pulse neo 6 (A1) die geringste Leistungsaufnahme im Stand-by-Betrieb. Dagegen bezieht das System K1 insgesamt 64 W aus dem Netz. Erschreckend ist, dass auf dem Datenblatt des Geräts ein deutlich geringerer Wert von unter 6 W angegeben ist. Der hohe Verbrauch des Systems ist auch darauf zurückzuführen, dass ein Teil des Leistungsbezugs der Versorgung der im Batteriespeicher verbauten Elektronik dient.

Um sie vor weiterer Entladung zu schützen, wird die Batterie wie bei A1, B1, C1, C2, F1, H1, H2 und J1 im Stand-by-Modus von der Leistungselektronik im Wechselrichter entkoppelt. Die Versorgung des Systemverbrauchs erfolgt damit ausschließlich über die AC-Seite aus dem Netz. Die Systeme von RCT Power (D1 und D2) beziehen hingegen ihren Stand-by-Verbrauch lediglich aus

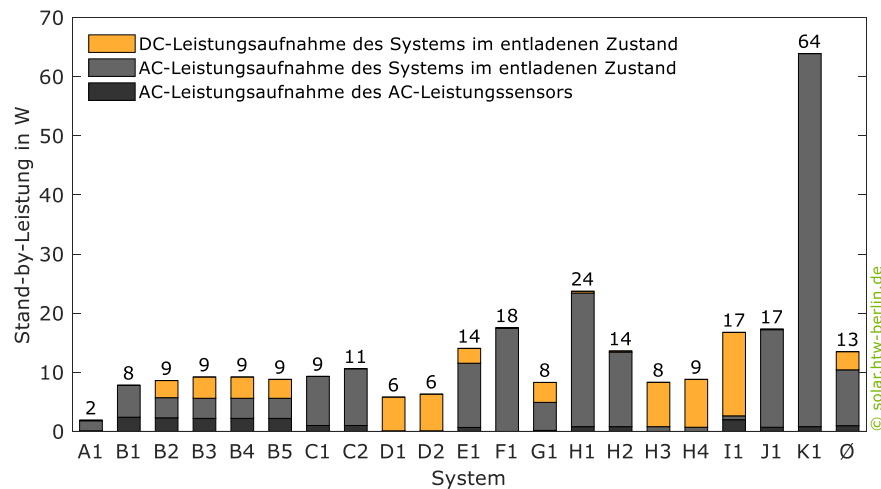


Bild 32 Zusammensetzung der Stand-by-Leistungsaufnahme der untersuchten Systeme bei entladenem Batteriespeicher.

der Batterie. Dieser Verbrauch kann in der Regel durch Solarstromüberschüsse am Folgetag kompensiert werden. Um die Systeme allerdings vor einer Tiefenentladung zu bewahren, müssen die Batterien insbesondere in den Wintermonaten regelmäßiger mit Netzstrom nachgeladen werden. Die meisten Geräte des Herstellers KOSTAL (B) sowie die Systeme E1, G1 und H3 bis I1 beziehen im Stand-by-Betrieb sowohl Leistung aus der Batterie als auch aus dem Stromnetz. Der DC-Leistungsbezug des Batteriewechselrichters PLENTICORE BI G2 10/26 (B1) von KOSTAL im entladene Zustand konnte im Vergleich zu den Ergebnissen, die im Vorjahr mit dem gleichen Batteriespeicher erzielt wurden, durch Systemoptimierungen vollständig eliminiert werden.

Der **Peripherieverbrauch** des AC-Leistungssensors ist mit 2 W bis 2,4 W bei den Systemen von KOSTAL und des anonymen Herstellers I am höchsten. Die Systeme A1, D1, D2, F1, H3 und H4 versorgen die Peripheriekomponenten direkt über den Wechselrichter, sodass extern keine weitere AC-Leistungsaufnahme

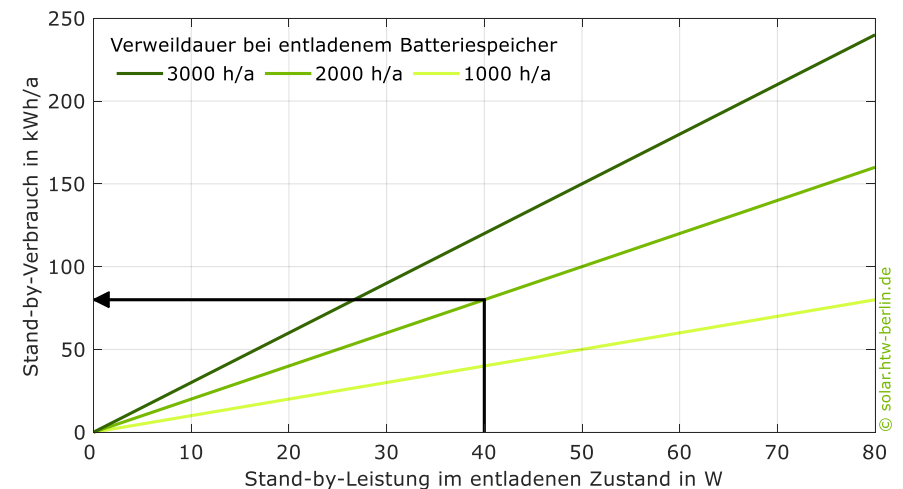


Bild 33 Stand-by-Verbrauch bei entladenem Batteriespeicher in Abhängigkeit von der Stand-by-Leistungsaufnahme eines PV-Speichersystems aus dem Netz.

anfällt. Abgesehen von F1 erfassen dieselben Systeme die Stromflüsse am Netzanschlusspunkt zudem über sogenannte Klapptromwandler. Im Durchschnitt beträgt die gesamte Stand-by-Leistungsaufnahme aller untersuchten Systeme im entladenen Zustand bei 13 W. In der Stromspeicher-Inspektion 2023 lag dieser Wert noch bei 19 W.

Bild 33 stellt den Zusammenhang zwischen der Stand-by-Leistung und dem jährlichen Stand-by-Verbrauch in Abhängigkeit von der Verweilzeit im entladenen Zustand dar. Beträgt die Stand-by-Leistungsaufnahme aus dem Netz zum Beispiel 40 W und ist der Batteriespeicher 2000 h/a entladen, summiert sich allein dieser Stand-by-Verbrauch auf 80 kWh/a. Werden im Stand-by-Betrieb lediglich 10 W bezogen, betragen die Bereitschaftsverluste je nach Dauer des Stand-by-Betriebs nur 10 kWh/a bis 30 kWh/a.

Wie Bild 34 zeigt, fällt der **Systemverbrauch im Stand-by-Modus bei vollgeladenem Batteriespeicher** für alle getesteten Systeme deutlich geringer aus.

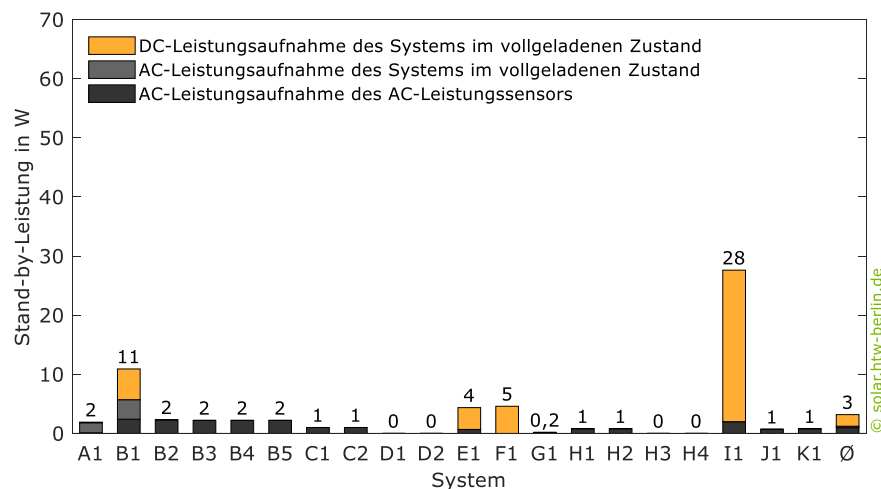


Bild 34 Zusammensetzung der Stand-by-Leistungsaufnahme der untersuchten Systeme bei vollgeladenem Batteriespeicher.

16 der 20 Systeme beziehen weniger als 3 W. Bei 11 dieser sparsamen Geräte beschränkt sich zudem die Leistungsaufnahme lediglich auf den Peripherieverbrauch, zum Beispiel des Leistungssensors. Viele Hersteller konnten die Versorgung der Batterie im vollgeladenen Zustand über die letzten Jahre eliminieren. So zum Beispiel auch GoodWe bei den neuen Hybridwechselrichtern GW6000-ET-20 (H3) und GW10K-ET-20 (H4). Beim System I1 ist ein konträres Verhalten zu beobachten: Im Vergleich zur letzten Teilnahme am Speichervergleich ist eine höhere Leistungsaufnahme im vollgeladenen Zustand in Höhe von 28 W zu beobachten. **Hinweis:** Bei den AC-gekoppelten Systemen A1 und B1 ist zu beachten, dass im realen Betrieb der **Stand-by-Verbrauch des PV-Wechselrichters** noch zu den Bereitschaftsverlusten der jeweiligen Systeme hinzukommt.

Neben der Leistungsaufnahme des Wechselrichters sowie der Peripheriekomponenten benötigt das sogenannte **Batteriemanagementsystem (BMS)** Energie im Stand-by-Betrieb. Das BMS ist ein wichtiger Bestandteil der Batteriesysteme und ist für eine hohe Leistungsfähigkeit sowie für einen langlebigen Betrieb unersetzlich [28]. **Hinweis:** Die BMS-Leistungsaufnahme kann, ohne das Batteriesystem zu beschädigen, im Rahmen der Labortests nach dem Effizienzleitfaden nicht messtechnisch erfasst werden. Der gesamte BMS-Verbrauch setzt sich meist aus dem Leistungsbedarf eines Hauptcontrollers zuzüglich einer Leistungsaufnahme je Batteriemodul zusammen. Je größer das System ist, desto größer ist somit auch der BMS-Verbrauch. Laut den Angaben von Energy Depot ist der Batteriespeicher DOMUS 2.5 des Systems J1 sehr sparsam. Dessen BMS benötige trotz seiner hohen nutzbaren Speicherkapazität von 15,1 kWh lediglich 3 W. Bei den ähnlich großen Batteriespeichern Dyness Tower T14 (B4), Pylontech Force H2 (B5) und HYPONTECH HBP-H15 (G1) sei der BMS-Verbrauch der Systeme mit 19 W bis 23 W deutlich höher. Der Einfluss des BMS-Verbrauchs im Stand-by sollte somit nicht vernachlässigt werden.

Positivbeispiele: Herstellerangaben zur Energieeffizienz



- Im Datenblatt des Hybridwechselrichters **SMA Sunny Tripower 10.0 Smart Energy** ist dessen Eigenverbrauch in der Nacht mit 44 W angegeben. Diese Transparenz ist zu würdigen, da andere Hersteller überdurchschnittlich hohe Stand-by-Verbräuche in der Regel auf den Datenblättern ihrer Produkte verschweigen.
- Am häufigsten ist auf den Datenblättern von Hybridwechselrichtern der Wirkungsgrad des sogenannten Energieumwandlungspfades PV2AC von der PV-Anlage zum Stromnetz angegeben. **RCT POWER** gibt für den Hybridwechselrichter **POWER STORAGE DC 10.0** nicht nur den maximalen Wirkungsgrad dieses Umwandlungspfades an, sondern auch den mittleren Wirkungsgrad. Bei dem Gerät liegt dieser mit 97,9 % rund 0,7 Prozentpunkte unter dem Maximalwert. Der Mittelwert wird an 10 Stützstellen über den gesamten Leistungsbereich berechnet, weshalb in dem Mittelwert auch die geringeren Umwandlungseffizienzen im unteren Leistungsbereich eingehen.
- In nur wenigen Datenblättern sind nach dem Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme ermittelte und damit vergleichbare Werte zu finden. Hierzu zählt unter anderem das Datenblatt des Batteriespeichers **era:powerbase 15.0 HV**, den **IBC SOLAR** anbietet. In dem Datenblatt des Batteriespeichers sind für die Systemkonfiguration mit dem Batteriewechselrichter SMA Sunny Boy Storage 5.0 neben dem Batteriewirkungsgrad unter anderem die stationäre Regelungsabweichung im Ladebetrieb, die mittlere Tot- und Einschwingzeit der Systemregelung sowie die Stand-by-Leistung des Wechselrichters bei entladener Batterie aufgeführt. Die drei zuletzt genannten Werte sind auch im Datenblatt des DC-gekoppelten Systems **VISSMANN Vitocharge VX3, Typ 4.6A** zu finden.

Negativbeispiele: Herstellerangaben zur Energieeffizienz



- **sonnen** gibt im Datenblatt der **sonnenBatterie 10** den maximalen Wirkungsgrad der Batterie mit 96,8 % an. Dabei ist unklar, unter welchen Bedingungen dieser Maximalwert erreicht wird. Der von einem Prüflabor ermittelte Batteriewirkungsgrad der sonnenBatterie 10 beträgt 95,5 % [9].
- Der Ansatz, nur den maximalen Wirkungsgrad aufzuführen, ist auch im Datenblatt zum **SENEC.Home V3 hybrid** zu finden. Senec gibt den maximalen Wirkungsgrad dieses DC-gekoppelten Systems mit 97,4 % an. Ob sich dieser Wert auf den Hybridwechselrichter, auf den Batteriespeicher oder auf das Komplettsystem bezieht, wird nicht ersichtlich.
- **SOLARWATT** gibt im Datenblatt des AC-gekoppelten Batteriesystems **Battery flex AC-1 1.3 (6.0 kW)** lediglich die Maximalwerte des Batteriewechselrichters im Ladebetrieb (AC2BAT) und Entladebetrieb (BAT2AC) an. Nach den Vorgaben des Effizienzleitfadens sind jedoch in den Datenblättern die mittleren Wirkungsgrade dieser beiden Energieumwandlungspfade aufzuführen. Vor mehreren Jahren unterzeichnete unter anderem SOLARWATT eine freiwillige Selbstverpflichtung, nach dem Effizienzleitfaden ermittelte Messwerte im Produktdatenblatt aufzuführen [2].
- Im Datenblatt des Batteriespeichers **SolarEdge Home Batterie 400V** ist ein „maximaler Roundtrip Wirkungsgrad“ von 94,5 % zu finden. In diesem Produkt ist ein DC/DC-Wandler verbaut, der die nominale Batteriespannung der 32 Batteriezellen von 103 V auf 350 V bis 450 V hebt. Die Umwandlungsverluste der integrierten Leistungselektronik reduzieren somit den Wirkungsgrad der SolarEdge Home Batterie 400V. Dies trifft auch auf den Speicher LG Chem RESU10 H zu, für den der TÜV Rheinland einen Batteriewirkungsgrad von 87,9 % ermittelte [7]. Es ist daher fraglich, ob der von SolarEdge angegebene Wirkungsgrad in der Praxis erreicht wird.

3 Simulationsbasierte Systembewertung

Im Folgenden wird die Gesamtsystemeffizienz der im vorherigen Kapitel analysierten PV-Speichersysteme evaluiert. Hierzu wird zunächst die Bewertungsmethodik erläutert, bevor die Ergebnisse der simulationsbasierten Systembewertung mit dem System Performance Index (SPI) vorgestellt werden.

3.1 System Performance Index (SPI)

Das entscheidende Bewertungskriterium eines PV-Batteriesystems ist dessen Fähigkeit, den Netzbezug zu reduzieren und zugleich eine hohe Netzeinspeisung zu erzielen. Daher ist es sinnvoll, die Auswirkungen der Effizienzverluste auf die Energieflüsse am Netzanschlusspunkt zu analysieren [23], [29]. Diesen Ansatz verfolgt der **System Performance Index (SPI)**. Die an der HTW Berlin entwickelte Effizienzkennzahl ermöglicht den Vergleich verschiedener Systemtopologien und umgeht Schwächen anderer Kennzahlen, wie beispielsweise des Autarkiegrades oder des Systemnutzungsgrades [30]. Der SPI vergleicht das Betriebsverhalten eines realen PV-Speichersystems mit den theoretisch maximal erzielbaren Betriebsergebnissen eines baugleichen, aber verlustfreien PV-Speichersystems. Die Bewertungsmethodik zur Bestimmung der Gesamtsystemeffizienz ist daher mit der sogenannten Performance Ratio (PR) eines PV-Systems vergleichbar.

Mit dem Simulationsmodell „PerMod“ wird zunächst das Betriebsverhalten der PV-Speichersysteme mit einer Auflösung von einer Sekunde über einen Zeitraum von einem Jahr simuliert [31]. Eingangsgrößen der Systemsimulation sind neben den Labormessdaten gemäß Effizienzleitfaden die DC-Leistung der PV-Anlage sowie das Profil des elektrischen Energieverbrauchs. Um den teil-

weise sehr unterschiedlichen Systemdimensionierungen der PV-Speichersysteme im Feld gerecht zu werden (siehe Kapitel 1), wurden bereits mit der Stromspeicher-Inspektion 2020 zwei unabhängige Referenzfälle zur Effizienzbewertung mit dem SPI eingeführt [20].

Bild 35 vergleicht die Rahmenbedingungen der beiden **Referenzfälle**, die sich in der Größe der PV-Anlage sowie in der Zusammensetzung des Stromverbrauchs unterscheiden. Der erste Referenzfall spiegelt Betriebsbedingungen in einem Gebäude mit einer 5-kW-PV-Anlage wider. Der Strombedarf des Haushalts beträgt 5010 kWh/a. Beim zweiten Referenzfall ist die PV-Anlagenleistung mit 10 kW doppelt so hoch. Zudem wird ein deutlich höherer jährlicher Strombedarf angenommen: Aufgrund der zusätzlichen Leistungsaufnahme einer Wärmepumpe und einer Wandladestation für ein Elektroauto summiert sich der Strombedarf des zweiten Referenzgebäudes auf 9363 kWh/a [20].

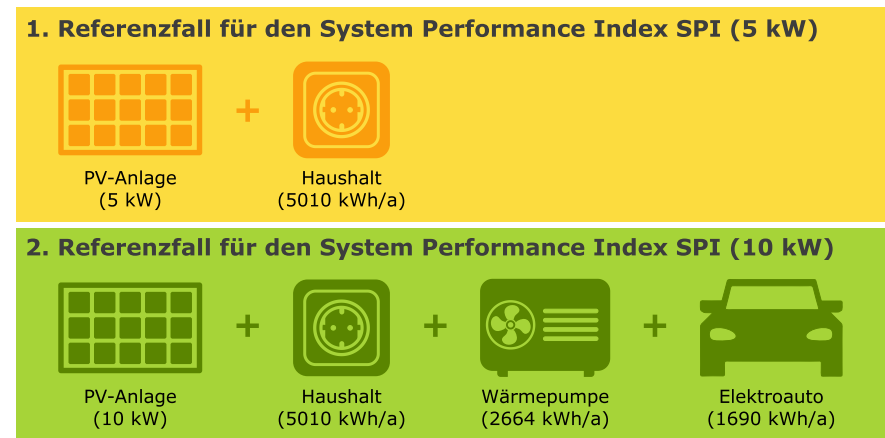


Bild 35 Referenzfälle für die simulationsbasierte Bewertung der PV-Speichersysteme mit dem System Performance Index (SPI).

Hinweis: Die PV-Anlagengröße ist ausschlaggebend für die Bezeichnung der Kennzahlen **SPI (5 kW)** und **SPI (10 kW)**. Aufgrund der unterschiedlichen Rahmenbedingungen der beiden Szenarien sind deren Ergebnisse allerdings nicht miteinander vergleichbar.

Batteriespeicher sollten im Verhältnis zur Größe der PV-Anlage sinnvoll dimensioniert werden: In Einfamilienhäusern ist eine nutzbare Speicherkapazität von maximal 1,5 kWh pro kW PV-Leistung zu empfehlen [9], [10]. Um die Bewertung von unüblichen Konfigurationen auszuschließen, wurde für beide Referenzfälle im Vorfeld eine **maximal zulässige nutzbare Speicherkapazität** vorgegeben:

- 1. Referenzfall und SPI (5 kW): maximal 8,0 kWh
- 2. Referenzfall und SPI (10 kW): maximal 16,0 kWh

Bei DC-gekoppelten PV-Speichersystemen schränkt zudem die Dimensionierung des Wechselrichters die Wahl des Referenzfalls ein. Ist die PV-Bemessungseingangleistung des Wechselrichters kleiner als 7,5 kW, wird die Bewertung mit dem ersten Referenzfall empfohlen. Andernfalls sollte der zweite Referenzfall für die Evaluation herangezogen werden. Die AC-gekoppelten Systeme werden im 1. Referenzfall in Kombination mit dem PV-Wechselrichter SMA Sunny Boy 5.0 und im 2. Referenzfall zusammen mit dem SMA Sunny Tri-power 10.0 bewertet.

Der SPI verfolgt den Ansatz, die Speichersystemeffizienz anhand der verlustbedingten Änderungen der Netzeinspeisung und des Netzbezugs zu bewerten.

Hinweis: Die Systemverluste der PV-Batteriesysteme reduzieren die Netzeinspeisung und erhöhen den Netzbezug.

Bezugsgröße für die Bewertung mit dem SPI ist ein baugleiches, aber verlustfreies PV-Speichersystem, dessen Betriebsverhalten ebenfalls mit einer Auflösung von einer Sekunde über einen Zeitraum von einem Jahr simuliert wird.

Im Vergleich zu diesem idealen Heimspeicher fallen beispielsweise die **Netzbezugsverluste** des Systems K1 um 588 kWh/a höher aus. Gleichzeitig kommt es zu **Netzeinspeiseverlusten** von 500 kWh/a.

Für die Bestimmung des SPI gilt es nun, die unterschiedliche ökonomische Wertigkeit der in das Netz eingespeisten Energie mit einer Vergütung von 8 ct/kWh und der zu einem Preis von 40 ct/kWh aus dem Netz bezogenen Energie zu berücksichtigen. Die **Berechnungsgrundlage des SPI** wird in Bild 36 beispielhaft für das DC-gekoppelte System K1 auf Grundlage der simulierten Betriebsergebnisse hergeleitet. Ohne ein PV-Speichersystem ergeben sich für das Wohngebäude des zweiten Referenzfalls aufgrund des elektrischen Energieverbrauchs von 9363 kWh/a Netzbezugskosten in Höhe von 3745 €/a. Das idealisierte PV-Speichersystem K1 kann den Netzbezug mithilfe der 10-kW-PV-Anlage und einer Speicherkapazität von 9,8 kWh auf 3959 kWh/a senken

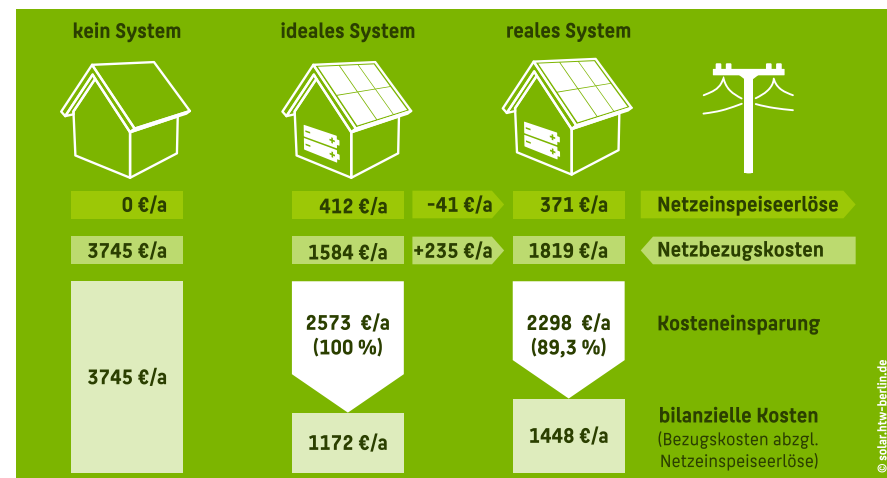


Bild 36 Netzeinspeiserlöse und Netzbezugskosten sowie erzielte Kosteneinsparungen beim Einsatz des idealen, verlustfreien und des realen Beispielsystems K1 (Einspeisevergütung 8 ct/kWh, Netzbezugspreis 40 ct/kWh).

und somit mehr als halbieren. Gleichzeitig werden 5144 kWh/a in das Netz gespeist. Für das verlustfreie System ergeben sich somit jährliche Ausgaben für den Netzbezug in Höhe von 1584 €/a und Einnahmen aus der Netzeinspeisung von 412 €/a. Die **bilanziellen Kosten** des Haushalts ergeben sich aus der Differenz der resultierenden Ausgaben und Einnahmen und belaufen sich für das verlustfreie System K1 auf 1172 €/a. Sie betragen somit lediglich ein Drittel der Netzbezugskosten des Haushalts ohne PV-Speichersystem.

Aufgrund der Systemverluste des realen PV-Speichersystems ändern sich die ökonomischen Kennwerte. Da durch die Effizienzverluste weniger Energie in das Netz eingespeist wird, sinken die damit verbundenen Erlöse um 41 €/a. Die verlustbedingte Erhöhung des Netzbezugs steigert hingegen die Netzbezugskosten um 235 €/a. Infolgedessen fallen die bilanziellen Kosten des realen PV-Speichersystems um 276 €/a höher aus als beim idealen System. Über den Vergleich der bilanziellen Kosten des realen und des idealen PV-Speichersystems zum Referenzfall ohne PV-Anlage und Speicher kann die jeweilige **Kosteneinsparung** bestimmt werden. Die Gleichungen (1) und (2) fassen diese Vorgehensweise mathematisch zusammen:

$$\Delta C_{PVBS,REAL} = E_{G2AC,REF} \cdot p_{G2AC} - E_{G2AC,REAL} \cdot p_{G2AC} + E_{AC2G,REAL} \cdot p_{AC2G} \quad (1)$$

$$\Delta C_{PVBS,IDEAL} = E_{G2AC,REF} \cdot p_{G2AC} - E_{G2AC,IDEAL} \cdot p_{G2AC} + E_{AC2G,IDEAL} \cdot p_{AC2G} \quad (2)$$

Während das ideale System im Vergleich zum Referenzfall ohne PV-Speichersystem die bilanziellen Kosten um 2573 €/a reduziert, sind es beim realen System aufgrund der Verluste nur noch 2298 €/a.

Der SPI setzt die ermittelten Kosteneinsparungen, die mithilfe der beiden PV-Speichersysteme erzielt werden, gemäß Gleichung (3) ins Verhältnis zueinander. **Hinweis:** Der SPI ist kein Wirkungsgrad, sondern beschreibt, wie stark die Systemverluste die theoretisch erzielbare Kosteneinsparung des analysierten PV-Speichersystems verringern.

$$SPI = \frac{\Delta C_{PVBS,REAL}}{\Delta C_{PVBS,IDEAL}} \quad (3)$$

$E_{G2AC,REF}$	Netzbezug im Referenzfall ohne PV-Speichersystem
$E_{G2AC,REAL}$	Netzbezug beim realen PV-Speichersystem
$E_{G2AC,IDEAL}$	Netzbezug beim idealen PV-Speichersystem
$E_{AC2G,REAL}$	Netzeinspeisung des realen PV-Speichersystems
$E_{AC2G,IDEAL}$	Netzeinspeisung des idealen PV-Speichersystems
p_{G2AC}	Netzbezugspreis
p_{AC2G}	Netzeinspeisevergütung
$\Delta C_{PVBS,REAL}$	Kosteneinsparung des realen PV-Speichersystems
$\Delta C_{PVBS,IDEAL}$	Kosteneinsparung des idealen PV-Speichersystems

Für das System K1 ergibt sich ein SPI (10 kW) von 89,3 %.

Die Vorgehensweise zur Bestimmung des SPI (5 kW) ist identisch. Es variieren lediglich die Leistung der PV-Anlage, der elektrische Haushaltsverbrauch und der simulierte PV-Wechselrichter der AC-gekoppelten Systeme.

Mit dem Ziel, die Suche nach effizienten Geräten zu erleichtern, wurden mit der Stromspeicher-Inspektion 2020 die **Effizienzklassen A (sehr effizient) bis G (weniger effizient)** eingeführt [20]. Für die Einordnung in die Effizienzklasse A muss der SPI (5 kW) bei mindestens 92,5 % liegen. In der höheren Leistungsklasse muss der Heimspeicher hingegen einen SPI (10 kW) von 94,5 % erreichen oder überschreiten, um die Klassifizierung A zu erlangen. Die Breite der einzelnen Klassen beträgt beim SPI (5 kW) 2 Prozentpunkte und beim SPI (10 kW) 1 Prozentpunkt. Die Schwellenwerte des SPI (5 kW) und SPI (10 kW) zur Einordnung in die Effizienzklassen A bis G sind Tabelle 3 zu entnehmen.

Tabelle 3 Einordnung des SPI (5 kW) und SPI (10 kW) in die Energieeffizienzklassen A bis G.

Effizienzklasse	SPI (5 kW)	SPI (10 kW)
A	≥ 92,5 %	≥ 94,5 %
B	≥ 90,5 %	≥ 93,5 %
C	≥ 88,5 %	≥ 92,5 %
D	≥ 86,5 %	≥ 91,5 %
E	≥ 84,5 %	≥ 90,5 %
F	≥ 82,5 %	≥ 89,5 %
G	< 82,5 %	< 89,5 %

3.2 Systembewertung mit dem SPI (5 kW)

Insgesamt wurden 7 der 20 Systeme mit dem **SPI (5 kW)** bewertet. Im Vergleich zum Vorjahr haben sich die Hersteller KOSTAL und GoodWe mit den Systemen B2 und H3 mit neuen Geräten in der 5-kW-Klasse beteiligt.

Der simulationsbasierte Ansatz ermöglicht es, den Einfluss der einzelnen Systemverluste auf die Gesamteffizienz getrennt voneinander zu analysieren. Ein ideales, verlustfreies System erreicht unabhängig von der Systemtopologie und Speicherkapazität einen SPI von 100 %. Aufgrund der Dimensionierungs-, Umwandlungs-, Regelungs- und Bereitschaftsverluste reduziert sich der SPI allerdings in der Praxis. Bild 37 zeigt die **Zusammensetzung der Effizienzverluste** der Systeme, die mit dem SPI (5 kW) bewertet wurden. Die Systeme sind dabei nach der Höhe des SPI und damit in Abhängigkeit von der resultierenden Systemeffizienz angeordnet. Zudem sind der durchschnittliche SPI (5 kW) sowie die mittleren SPI-Verluste der einzelnen Verlustkategorien dargestellt.

Die Umwandlungsverluste der Systeme reduzieren den SPI zwischen 4,4 Prozentpunkte (C1) und 8,6 Prozentpunkte (H3) und sind hauptverantwortlich für die Effizienzeinbußen. Neben dem System Primo GEN24 6.0 Plus von Fronius

(C1) zeichnet sich auch der GoodWe GW5000-EH (H1) in Kombination mit der BYD Battery-Box Premium HVS 7.7 durch besonders geringe Umwandlungsverluste aus. Bei dem System GoodWe GW6000-ET-20 mit der Batterie LX F6.6-H (H3) fallen die Umwandlungsverluste hingegen höher aus als die Gesamtverluste aller anderen analysierten Systeme. Auffällig ist jedoch, dass das Produkt in den anderen Verlustkategorien deutlich besser abschneidet und weit unter dem Durchschnitt liegt.

Die durch die Regelung resultierenden SPI-Verluste sind sowohl bei dem System H3 als auch bei den Heimspeichern B2, E1 und A1 mit weniger als 0,4 Prozentpunkten sehr gering. Dies ist neben der schnellen Messwerterfassung und -verarbeitung auch auf geringe stationäre Regelabweichungen zurückzuführen. Die Systeme C1 und H1 sind hingegen, wie in Bild 30 visualisiert, von einer hohen Tot- und Einschwingzeit geprägt. Die resultierenden Regelungsverluste in Höhe von rund 2 Prozentpunkten kompensieren die Vorteile der effizienten Leistungselektronik und verhindern eine bessere Platzierung. Aufgrund der zusätzlichen hohen Bereitschaftsverluste des Hybridwechselrichters liegt das System H1 lediglich im unteren Drittel der untersuchten Systeme.

Obwohl die Umwandlungs- und Regelungsverluste des Systems D1 über den Mittelwerten der jeweiligen Verlustkategorie liegen, weist das System die geringsten Gesamtverluste auf. Dies ist auf die vergleichsweise niedrigen Bereitschafts- und Dimensionierungsverluste zurückzuführen.

Mit einem SPI (5 kW) von 92,6 % geht der Hybridwechselrichter Power Storage DC 6.0 zusammen mit dem Batteriespeicher Power Battery 7.6 von RCT Power (D1) als einer der Testsieger aus der Stromspeicher-Inspektion 2024 hervor, wie Bild 38 zeigt. Das System von Fronius (C1) erreicht den gleichen SPI (5 kW), der sich allerdings ab der zweiten Nachkommastelle unterscheidet. Nur diese beiden Spitzenreiter erreichen beim SPI (5 kW) die höchste **Effizienzklasse A**.

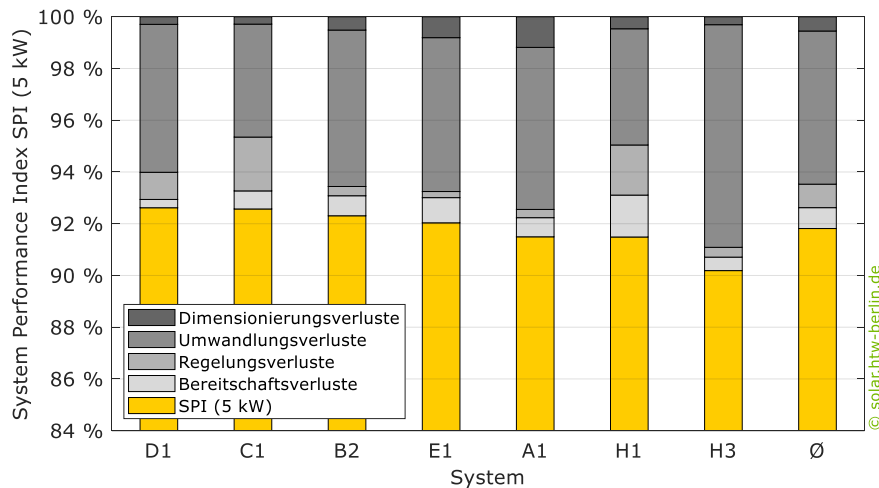


Bild 37 Anteil der einzelnen Verlustmechanismen an der Reduktion des System Performance Index SPI (5 kW) der untersuchten Systeme. Ein SPI-Verlust von einem Prozentpunkt verursacht in der 5-kW-Klasse im Mittel einen finanziellen Verlust von 15 €/a.

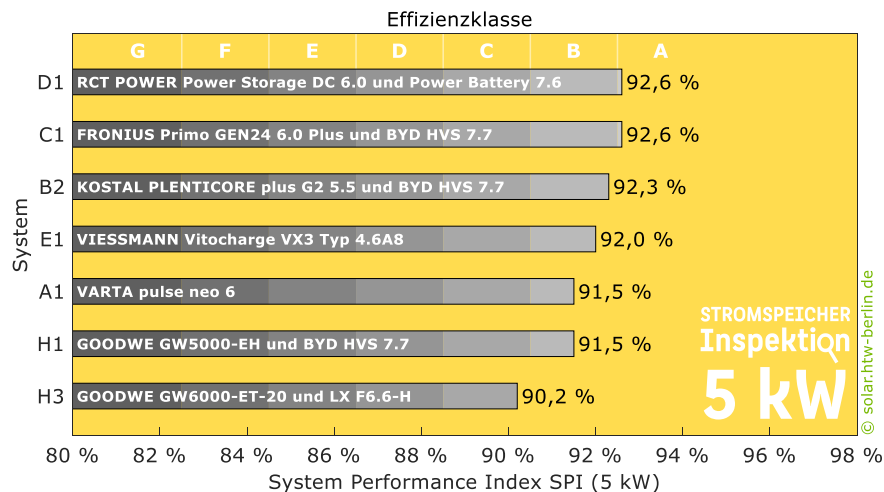


Bild 38 Rangfolge und Effizienzklassen der mit dem SPI (5 kW) bewerteten Systeme (Netzbezugskosten 40 ct/kWh und Einspeisevergütung 8 ct/kWh).

Die Systeme B2, E1, A1 und H1 können mit einem SPI (5 kW) von mehr als 91,5 % ebenfalls mit einer sehr guten Effizienz punkten und erreichen die Effizienzklasse B. Der von KOSTAL weiterentwickelte Hybridwechselrichter PLENTICORE plus G2 5.5 steht in Kombination mit der BYD Battery-Box Premium HVS 7.7 (B2) erneut auf dem Siegertreppchen. Insbesondere aufgrund der Reduktion der Bereitschaftsverluste fällt der SPI (5 kW) im Vergleich zur ersten Produktgeneration des PLENTICORE plus mit 92,3 % leicht höher aus. Im Durchschnitt beträgt der SPI (5 kW) 91,8 %. 6 der 7 analysierten Systeme erreichen die sehr guten Effizienzklassen A und B. Lediglich das System H3 fällt in die Effizienzkategorie C.

3.3 Systembewertung mit dem SPI (10 kW)

Mit 14 Systemen sind bei der Bewertung mit dem SPI (10 kW) doppelt so viele Heimspeicher vertreten wie in der kleineren 5-kW-Leistungskategorie. Über die vergangenen Jahre hat die Bedeutung des zweiten Referenzfalls stetig an Relevanz gewonnen. Viele Hersteller beteiligen sich zunehmend mit größeren Heimspeichern an der Stromspeicher-Inspektion. **Hinweis:** Da den Berechnungsansätzen des SPI (5 kW) und SPI (10 kW) unterschiedliche Stromverbräuche und PV-Anlagengrößen zugrunde liegen, lassen sich die beiden Kennzahlen nicht miteinander vergleichen [20].

Bild 39 zeigt den Einfluss der Verlustmechanismen, die zur Reduktion des SPI (10 kW) der 14 mit dem 2. Referenzfall bewerteten PV-Speichersysteme führen. Hauptverantwortlich für die **Reduktion des SPI (10 kW)** sind mit durchschnittlich 4,5 Prozentpunkten analog zu den Ergebnissen aus Kapitel 3.2 die Umwandlungsverluste. Die Auswirkungen unterschiedlich hoher Umwandlungsverluste machen die folgenden zwei Beispiele deutlich: Mit 6,6 Prozentpunkten sind die durch die Energieumwandlung bedingten SPI-Verluste des

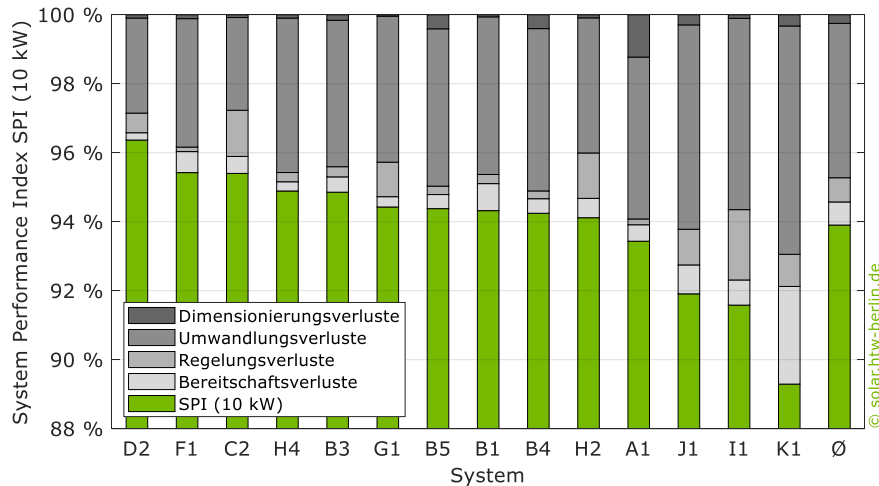


Bild 39 Anteil der einzelnen Verlustmechanismen an der Reduktion des System Performance Index SPI (10 kW) der untersuchten Systeme. Ein SPI-Verlust von einem Prozentpunkt verursacht in der 10-kW-Klasse im Mittel einen finanziellen Verlust von 26 €/a.

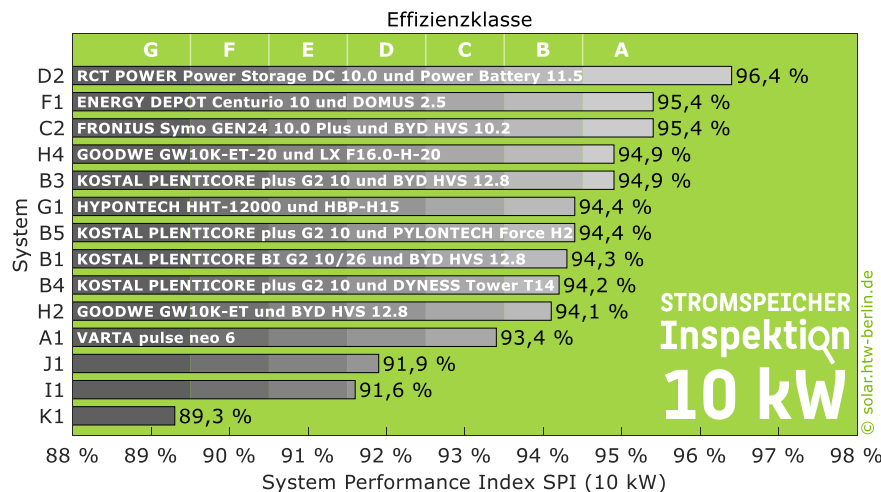


Bild 40 Rangfolge und Effizienzklassen der mit dem SPI (10 kW) bewerteten Systeme (Netzbezugskosten 40 ct/kWh und Einspeisevergütung 8 ct/kWh).

Systems K1 am höchsten und übersteigen die sehr geringen Verluste der Geräte C2 (2,7 %) und D2 (2,8 %) um mehr als das Doppelte. Gleichzeitig sind sie höher als die Gesamtverluste der 11 Systeme D2 bis A1.

Den direkten Kontrast zum System K1 bildet das System D2 mit dem Hybridwechselrichter Power Storage DC 10.0 und der Power Battery 11.5 von RCT Power: Abgesehen vom System C2 sind allein die Umwandlungsverluste aller anderen Systeme höher als die Gesamtverluste von D2.

Die Unterschiede in den **Systemverlusten** der Geräte B3, B4 und B5, die über den identischen Hybridwechselrichter PLENTICORE plus G2 10 verfügen und sich nur durch die Batteriespeicher von BYD, Dyness und Pylontech unterscheiden, sind hauptsächlich auf die variierende Batteriespannung zurückzuführen. Aufgrund der um 130 V höheren Batteriespannung der BYD Battery-Box Premium HVS 12.8 in der Systemlösung B3 fallen zum einen die während der Ladung und Entladung auftretenden Umwandlungsverluste um 0,3 Prozentpunkte geringer aus. Zum anderen resultiert die höhere Batteriespannung bei gleichem Entladestrom in einer um 1,7 kW höheren Lade- und Entladeleistung. Bedingt durch diese höhere Leistung fallen die Dimensionierungsverluste des Systems B3 um 0,2 Prozentpunkten geringer aus.

Energy Depot, GoodWe und der Hersteller des Systems I1 haben sich zur Teilnahme an dieser Stromspeicher-Inspektion für die Vermessung ihrer Systeme mit nutzbaren Speicherkapazitäten von 15,1 kWh (F1) bis 15,5 kWh (H4 und I1) entschieden, siehe Bild 17. Damit weichen sie von der Empfehlung ab, Batteriekonfigurationen mit einer nutzbaren Speicherkapazität zwischen 10 kWh und 12 kWh zu wählen, halten den Maximalwert von 16 kWh allerdings ein. Wichtig zu wissen: Mit der nutzbaren Speicherkapazität steigt in der Regel die Batteriespannung und damit auch die Wechselrichtereffizienz an.

VARTA, Hersteller des AC-gekoppelten Systems pulse neo 6 (A1), hat sich ebenfalls für eine Bewertung mit dem SPI (10 kW) entschieden. Aufgrund der

geringen Lade- und Entladeleistung des Systems fallen die Dimensionierungsverluste mit 1,2 Prozentpunkten allerdings sehr hoch aus. Bei den Geräten C2, G1, H2, I1 und J1 sind die durch die Regelung bedingten SPI-Verluste mit mehr als 1 Prozentpunkt deutlich höher als bei den anderen Systemen. Die hohen Regelungsverluste sind bei den Heimspeichern C2, H2 und J1 vornehmlich auf die sehr hohen Tot- und Einschwingzeiten zurückzuführen. Bei den anonymen Systemen I1 und J1 sind hingegen zu annähernd gleichen Teilen zusätzlich die stationären Regelabweichungen für die hohen Einbußen verantwortlich. Allein der außergewöhnlich hohe Stand-by-Verbrauch des Systems K1 von 64 W im entladenen Zustand (siehe Bild 32) resultiert in einem SPI-Verlust von 2,8 Prozentpunkten. Die Bereitschaftsverluste des Systems K1 sind damit höher als die Umwandlungsverluste der hocheffizienten Systeme D2 und C2, die für die Reduktion des SPI jeweils ausschlaggebend sind.

Wie Bild 40 zeigt, resultieren deutliche Unterschiede in der Höhe der Systemverluste und somit im **SPI (10 kW)** zwischen den bewerteten Systemen. Mit 96,4 % erreicht das Gerät D2 von RCT Power den höchsten SPI der 14 betrachteten Systeme. Der SPI (10 kW) ist um 1 Prozentpunkt höher als der der Heimspeicher Centurio 10 und DOMUS 2.5 von Energy Depot (F1) und Symo GEN24 10.0 Plus von Fronius in Kombination mit der BYD Battery-Box Premium HVS 10.2 (C2). Bei diesen beiden Systemen ist der auf eine Nachkommastelle gerundete SPI-Wert identisch, sodass hier erneut die zweite Nachkommastelle die Platzierung bestimmt. Der SPI (10 kW) der 5 Systeme H2 bis G1 variiert um lediglich 0,3 Prozentpunkte zwischen 94,1 % und 94,4 %. 10 der 14 Geräte können somit mit einer hervorragenden oder sehr guten Effizienz punkten. Sie fallen in die Effizienzklasse A und B. Die anonym teilnehmenden Systeme J1 und I1 fallen hingegen mit einem SPI (10 kW) von 91,9 % und 91,6 % lediglich in die Effizienzklasse D. Mit 89,3 % erreicht das System K1 abgeschlagen nur die Effizienzklasse G.

Die SPI-Verluste des Systems K1 sind im Vergleich zu System D2 fast dreimal so hoch. Dies wirkt sich direkt auf die **jährlichen Kosteneinsparungen** aus, die die beiden PV-Speichersysteme erzielen. Bild 41 vergleicht die monetären Verluste der DC-gekoppelten Systeme D2 und K1, die aus dem Vergleich der bilanziellen Kosten des jeweiligen idealen, verlustfreien sowie des realen PV-Speichersystems resultieren. Effizienzverluste reduzieren den finanziellen Nutzen eines PV-Speichersystems, da sie zum einen die Netzbezugskosten erhöhen und zum anderen die Netzeinspeiserlöse verringern. Aufgrund der vergleichsweise hohen Effizienzverluste fällt die erzielbare Kosteneinsparung bei System K1 um 276 €/a geringer aus als beim baugleichen, aber verlustfreien System. Beim hocheffizienten Gerät D2 weicht sie hingegen lediglich um 94 €/a von der theoretisch erzielbaren Kosteneinsparung ab. Aufgrund der höheren Systemeffizienz ergibt sich somit ein jährlicher Kostenvorteil des Systems D2 gegenüber K1 von 182 €. Hochgerechnet auf die ersten 10 Betriebsjahre summiert sich der durch die geringeren Effizienzverluste erzielte **Kostenvorteil eines hocheffizienten PV-Speichersystems** somit auf über **1800 €**. Bei der Anschaffung eines PV-Speichersystems sollte die Systemeffizienz also ein entscheidender Faktor sein: Je höher die Gesamtsystemeffizienz eines PV-Speichersystems ist, desto höher ist auch die jährliche Kosteneinsparung, was die finanzielle Amortisationszeit des Systems verbessert.

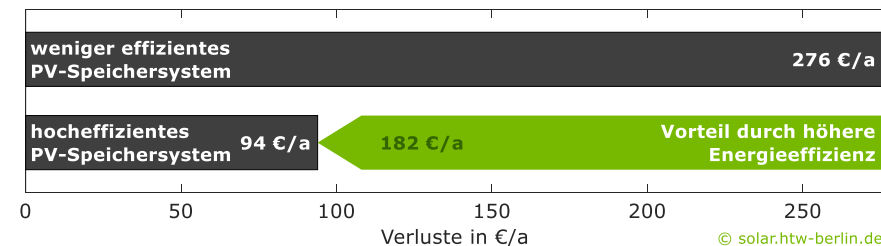


Bild 41 Monetäre Einbußen aufgrund der Effizienzverluste zweier unterschiedlich effizienter PV-Speichersysteme sowie Kostenvorteil des hocheffizienten PV-Speichersystems D2 gegenüber dem weniger effizienten Gerät K1.

4 Betriebsdaten von PV-Speichersystemen

Dieses Kapitel liefert Antworten auf aktuelle Fragen bezüglich des Betriebs von PV-Speichersystemen. Nach einem Überblick über verschiedene Funktionen einzelner Monitoring-Portale folgt eine Analyse der Betriebsergebnisse von über 100 Haushalten mit PV-Batteriespeichern. Den Abschluss dieses Kapitels stellt ein Vergleich von Labormess- und Monitoring-Portaldaten dar.

Worin unterscheiden sich die Monitoring-Portale verschiedener Speicherhersteller?

Für die Analyse verschiedener Monitoring-Portale wurden 20 Hersteller von PV-Speichersystemen kontaktiert und darum gebeten, Zugänge zu demonstrativen Anlagen bereitzustellen. Von den 20 angefragten Anbietern meldeten sich acht Anbieter zurück und stellten einen Zugang zu ihrem Portal zur Verfügung. Von drei Anbietern kam die Rückmeldung, dass sie im Jahr 2024 ein neues Monitoring-Portal veröffentlichen würden.

Die grundlegende **Funktion eines Monitoring-Portals** liegt in der Bereitstellung, Visualisierung und Analyse der verschiedenen Lastflüsse, Energiesummen und Betriebsergebnisse wie beispielsweise dem Autarkiegrad oder dem Eigenverbrauchsanteil von PV-Batteriespeichern für Endnutzer:innen. Neben Informationen zum installierten System stellen alle acht untersuchten Portale folgende Daten bereit:

- PV-Erzeugung, Batterieladeleistung und -entladeleistung, Haushaltslast, Netzeinspeisung und Netzbezug.
- Weiterhin zeigen alle untersuchten Portale den Ladezustand des Batteriespeichers an, einige Anbieter stellen den Direktverbrauch dar.

- Die Hersteller KOSTAL, E3/DC, Senec und Tesla geben darüber hinaus, falls vorhanden, den Leistungsfluss der installierten Wallbox an.
- Das Portal von Fenecon zeigt zusätzlich dazu den Strombezug einer ggf. vorhandenen Wärmepumpe an.

Neben umfangreichen Wetterdaten am Standort der PV-Speichersysteme veröffentlichen zwei der acht Portale PV- und teilweise auch Lastprognosen für den nächsten Tag. Alle untersuchten Portale bieten die Option an, die angezeigten Lastdaten herunterzuladen. Dabei steht in allen Portalen die Auswahl der Zeiträume einzelner Tage, Monate oder Jahre zur Verfügung. Die **zeitliche Auflösung** der exportierbaren Datenreihen liegt bei den acht untersuchten Portalen zwischen 5 min und 15 min, wobei Alpha ESS, GoodWe und Tesla die Daten mit der höchsten zeitlichen Auflösung bereitstellen. Einige Hersteller, wie beispielsweise KOSTAL, bieten die Möglichkeit an, hochaufgelöste Daten direkt am Wechselrichter durch ein zusätzliches Gerät vor Ort auszulesen. Teilweise bieten Hersteller, wie SMA und KOSTAL, neben dem browserbasierten Monitoring-Portal zusätzlich Endgerät-Applikationen mit Monitoring-Funktionen an. Einige Hersteller, wie Tesla, verzichten komplett auf browserbasierte Portale; das Monitoring ist nur über eine Applikation möglich. Bei der Analyse der acht Portale sind folgende weitere **Besonderheiten** aufgefallen: E3/DC zeigt neben dem Batterieladezustand die aktuelle minimale und maximale Batterietemperatur an. Zusätzlich dazu sind die Leistungen der drei Phasen am Hauseingang ablesbar. Sonnen und KOSTAL geben die bisher durchlaufenen Ladezyklen des Batteriespeichers auf der Website bzw. der App an. Einige Hersteller, unter anderem Tesla, können variable Stromtarife bei der kostenoptimierten Einsatzplanung des Batteriespeichers berücksichtigen.

Wie sehr variiert der Autarkiegrad unterschiedlicher Wohngebäude mit PV-Anlage?

Zur Beantwortung dieser und der folgenden Fragen wurden von den Unternehmen Eigensonne und Kostal bereitgestellte Betriebsdaten des Jahres 2022 von **mehr als 100 PV-Speichersystemen** näher analysiert. Zunächst wurden die Betriebsergebnisse der PV-Anlagen ohne Batteriespeicher verglichen. Hierzu wurde in einem ersten Schritt der durch die PV-Anlage erzielbare Autarkiegrad aus dem Verhältnis der zeitgleich direkt verbrauchten PV-Energie zum Haushaltsstrombedarf auf Basis von täglichen Energiesummen bestimmt.

Der Autarkiegrad eines Haushalts hängt von zahlreichen Faktoren ab, unter anderem von der installierten PV-Leistung, dem jährlichen Stromverbrauch und dem Lastprofil des Haushalts. In Bild 42 sind die auf Basis der Jahresenergiesummen ermittelten **Autarkiegrade** der untersuchten Haushalte in Abhängigkeit von der nominalen Leistung der PV-Anlage dargestellt. Die PV-Leistung der analysierten Systeme liegt zwischen 4,8 kW und 13 kW, der Median liegt bei 8,4 kW. Die untersuchten Haushalte erreichen **ohne Batteriespeicher** Autarkiegrade zwischen 19 % und 61 %. Im Mittel decken sie ihren jährlichen Strombedarf zu 40 % durch eigens erzeugten Solarstrom. Den höchsten Autarkiegrad erreicht ein Haushalt mit einer 7,3-kW-PV-Anlage. Allerdings sind die Betriebsdaten von einer großen Streuung geprägt: Beispielsweise erreicht ein Haushalt mit einer ähnlichen PV-Leistung einen Autarkiegrad von lediglich 26 %. Allein aus der **Größe der PV-Anlage** eines Haushalts lassen sich folglich keine Rückschlüsse zur Höhe des erreichbaren Autarkiegrades ziehen.

Bild 43 visualisiert die Abhängigkeit des Autarkiegrades vom **jährlichen Haushaltsstromverbrauch**. Die untersuchten Haushalte verbrauchten im Jahr 2022 zwischen 2333 kWh und 10 583 kWh. Der Median liegt bei 4882 kWh. Im Mittel sinkt der Autarkiegrad der untersuchten Haushalte bei steigendem Stromverbrauch um 2,2 Prozentpunkte je 1000 kWh/a. Wie zu erwarten, ist allerdings

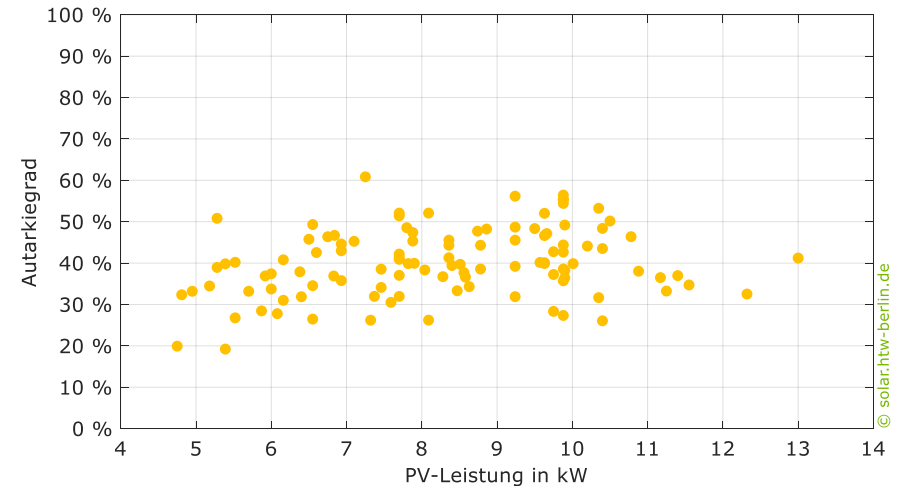


Bild 42 Autarkiegrade von 110 Haushalten mit Photovoltaik-Anlage in Abhängigkeit von der installierten PV-Leistung (Daten: Eigensonne, Kostal).

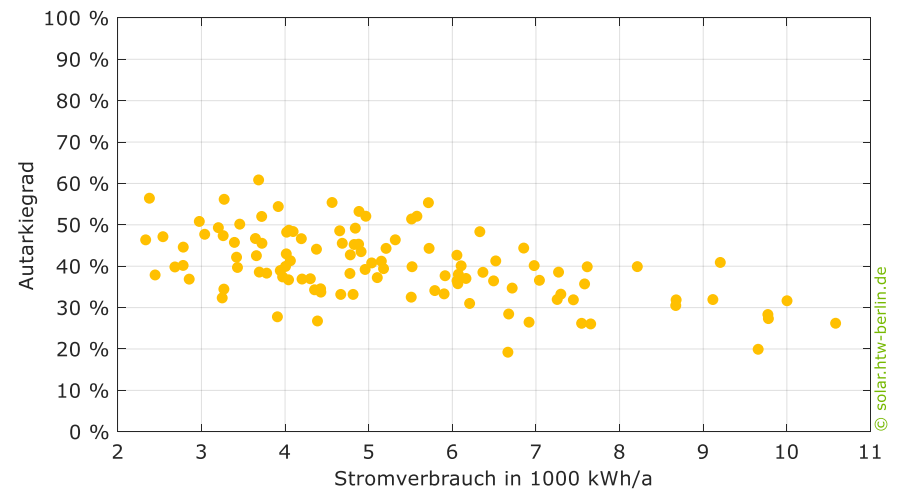


Bild 43 Autarkiegrade von 110 Haushalten mit Photovoltaik-Anlage in Abhängigkeit von dem individuellen jährlichen Haushaltsstromverbrauch (Daten: Eigensonne, Kostal).

auch hier eine hohe Varianz der Ergebnisse erkennbar: So erreicht der Haushalt mit dem geringsten Stromverbrauch einen Autarkiegrad von 46 % - ebenso wie ein Haushalt mit einem Stromverbrauch von 5318 kWh/a, welcher mehr als doppelt so hoch ist.

Um wie viel Prozent steigert ein Batteriespeicher den Autarkiegrad?

Ein Batteriespeicher kann den tagsüber überschüssig erzeugten Solarstrom speichern und in der Nacht oder bei ungenügender PV-Erzeugung wieder abgeben. Batteriespeicher dienen somit dem Ausgleich des täglichen Erzeugungs- und Bedarfsüberschusses, fungieren jedoch nicht als saisonale Stromspeicher.

Bild 44 stellt die Autarkiegrade der untersuchten Haushalte **mit und ohne Batteriespeicher** in Abhängigkeit der installierten PV-Leistung gegenüber. Dabei befinden sich Batteriespeicher mit nutzbaren Speicherkapazitäten von 4,9 kWh bis 9,7 kWh in den Haushalten. Der Median der installierten Speicherkapazität liegt bei 7,3 kWh. Die untersuchten Haushalte erreichen durch die Integration eines Stromspeichers Autarkiegrade zwischen 31 % und 95 %. Der Medianwert liegt bei 70 %, was bedeutet, dass die analysierten Haushalte durch die Verwendung eines Solarstromspeichers nur noch 30 % ihres Strombedarfs aus dem öffentlichen Netz beziehen.

Bild 45 stellt die Autarkiegrade der Haushalte in Abhängigkeit vom Jahresstromverbrauch dar. Die niedrigste Steigerung des Autarkiegrades durch den zusätzlichen Betrieb eines Batteriespeichers beträgt 11 Prozentpunkte. Dieser Wert resultiert in einem Haushalt mit einem hohen Stromverbrauch von 9657 kWh/a. Die zugehörige PV-Anlage mit einer Leistung von 4,8 kW sowie der Batteriespeicher mit einer nutzbaren Speicherkapazität von 4,9 kWh sind im Verhältnis zum Stromverbrauch eher klein dimensioniert. Ein anderer Haus-

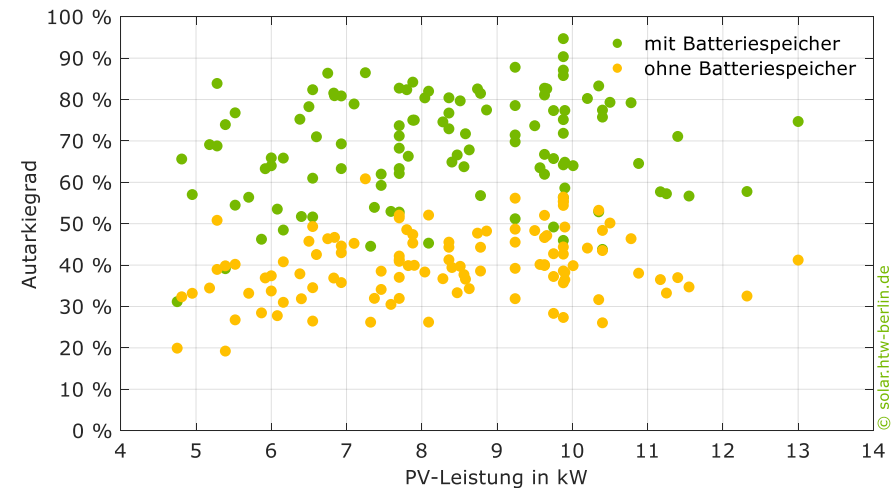


Bild 44 Autarkiegrade von 110 Haushalten mit PV-Speichersystem in Abhängigkeit von der installierten PV-Leistung (Daten: Eigensonne, Kostal).

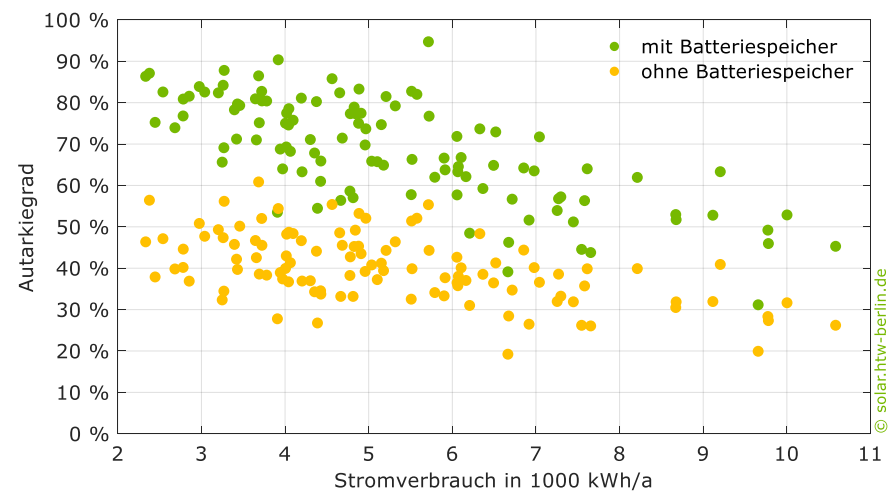


Bild 45 Autarkiegrade von 110 Haushalten mit PV-Speichersystem in Abhängigkeit von dem individuellen jährlichen Haushaltsstromverbrauch (Daten: Eigensonne, Kostal).

halt erreicht bei einem jährlichen Strombedarf von 5700 kWh/a durch den Einsatz eines 9,7-kWh-Batteriespeichers den höchsten Autarkiegrad von fast 95 %. Seinen mittleren täglichen Strombedarf von 16 kWh deckt das Eigenheim fast vollständig durch die PV-Anlage und den Batteriespeicher. Der Haushalt bezieht im gesamten Jahr 2022 nur etwas mehr als 310 kWh aus dem öffentlichen Stromnetz.

Bild 46 stellt die Häufigkeitsverteilung der **Steigerung des Autarkiegrades** der betrachteten Haushalte **durch den Einsatz eines Batteriespeichers** dar. Generell erhöht die Installation eines Batteriespeichers die solarelektrische Eigenversorgung aller untersuchten Haushalte um etwa 30 Prozentpunkte, wie der Median der Betriebsdaten zeigt. Neben der zuvor erwähnten minimalen Zunahme von 11 Prozentpunkten beträgt die maximale Steigerung fast 45 Prozentpunkte. Dieser Haushalt hat einen Strombedarf von etwa

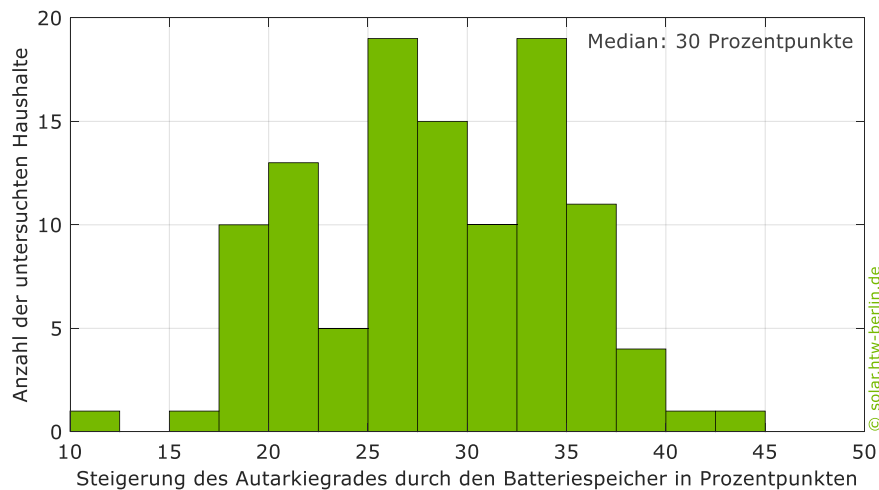


Bild 46 Häufigkeitsverteilung der Steigerung des Autarkiegrades durch den Einsatz eines Batteriespeichers in 110 Haushalten mit PV-Batteriespeichersystem. (Daten: Eigensonne, Kostal, Klassenbreite: 2,5 Prozentpunkte).

2900 kWh/a. Durch die Kombination aus PV-Anlage und einem 4,9-kWh-Batteriespeicher bezieht das Eigenheim nur noch 18 % seines Strombedarfs aus dem öffentlichen Netz. Von Anfang Mai bis Ende August kann sich der Haushalt fast vollständig autark versorgen. In diesem Zeitraum beträgt der Netzbezug lediglich 8 kWh. In den Sommermonaten Juni und Juli übersteigt die Direktversorgung der Last durch den Solarstrom die aus der Batterie entladene Energie. Im Januar und Dezember ist hingegen der Anteil der aus der Batterie gedeckten Last mehr als doppelt so hoch.

Wie lassen sich die Betriebsergebnisse unterschiedlich dimensionierter PV-Batteriesysteme vergleichen?

Zur besseren Vergleichbarkeit der Betriebsergebnisse von PV-Batteriesystemen ist es empfehlenswert, die Nennleistung der PV-Anlage und die nutzbare Speicherkapazität auf den jährlichen Stromverbrauch zu normieren [26], [32]. Bild 47 stellt den Autarkiegrad der untersuchten Haushalte mit PV-Speichersystemen in Abhängigkeit von der auf den jährlichen Haushaltsstrombedarf normierten PV-Leistung dar. Dafür wurde das Verhältnis der individuellen PV-Leistung zu dem individuellen jährlichen Stromverbrauch der einzelnen Haushalte gebildet.

Der Haushalt mit dem geringsten Autarkiegrad von knapp 31 % verbraucht 9657 kWh/a und hat eine 4,8-kW-PV-Anlage. Das **Verhältnis von PV-Leistung zu jährlichem Stromverbrauch** beträgt somit rund 0,5 kW je 1000 kWh. Tendenziell steigt der erreichbare Autarkiegrad, wenn das Verhältnis aus Leistung der PV-Anlage zu Stromverbrauch zunimmt. Ab einem Verhältnis von 1,5 kW je 1000 kWh steigt der Autarkiegrad jedoch immer langsamer an [9]. Auch hier zeigen die Betriebsergebnisse bei der kombinierten Betrachtung von PV-Leistung und Jahresstromverbrauch eine hohe Abweichung: Das System mit dem größten Verhältnis aus PV-Leistung und Jahresstromverbrauch liegt bei

knapp 2,9 kW je 1000 kWh/a - der Haushalt erreicht einen Autarkiegrad von 86 %. Denselben Eigenversorgungsanteil erreicht allerdings auch ein Haushalt mit einem Verhältnis von 1,9 kW je 1000 kWh/a. Dieser verbraucht von Mitte April bis Ende September täglich 10 kWh Strom. Aufgrund des wesentlich höheren Bedarfs im Sommer, welcher beispielsweise durch ein strombetriebenes Klimagerät aufkommen kann, liegt der Jahresverbrauch knapp 900 kWh/a über dem Bedarf des anderen Haushalts. Dadurch entsteht bei einer ähnlichen PV-Leistung ein wesentlich niedrigeres Verhältnis zwischen PV-Leistung und jährlichem Stromverbrauch. Der hohe Direktverbrauch des Solarstroms im Sommer deckt zusammen mit dem Batteriespeicher die elektrische Last jedoch fast vollständig, sodass der Haushalt dennoch einen sehr hohen Autarkiegrad erreicht. Der Haushalt mit einem Verhältnis von 2,9 kW je 1000 kWh/a hat dementsprechend vor allem eine höhere Netzeinspeisung als der Haushalt mit dem Verhältnis von 1,9 kW je 1000 kWh/a.

Im Bereich von 1,5 kW je 1000 kWh/a bis 2,0 kW je 1000 kWh/a ist die beobachtete Streuung der Betriebsergebnisse ebenfalls sehr hoch: Der niedrigste ermittelte Autarkiegrad liegt in diesem Bereich bei 53 %, wohingegen das System mit dem höchsten Autarkiegrad 95 % erreicht. **Hinweis:** Die Abweichungen in diesem Segment zeigen deutlich, wie stark die Betriebsergebnisse trotz ähnlichem Verhältnis von PV-Leistung zu Jahresstromverbrauch voneinander abweichen und unterstreicht die Relevanz einer sinnvollen Auslegung von PV-Anlage und Batteriespeicher.

Bild 48 stellt in Ergänzung zu Bild 47 den Autarkiegrad in Abhängigkeit von dem Verhältnis aus nutzbarer Speicherkapazität zu jährlichem Stromverbrauch dar. Das kleinste Verhältnis von 0,5 kWh je 1000 kWh/a hat der Haushalt mit dem geringsten Autarkiegrad. Das maximale **Verhältnis von Speicherkapazität zu Jahresstromverbrauch** beträgt hingegen fast 2,9 kWh je

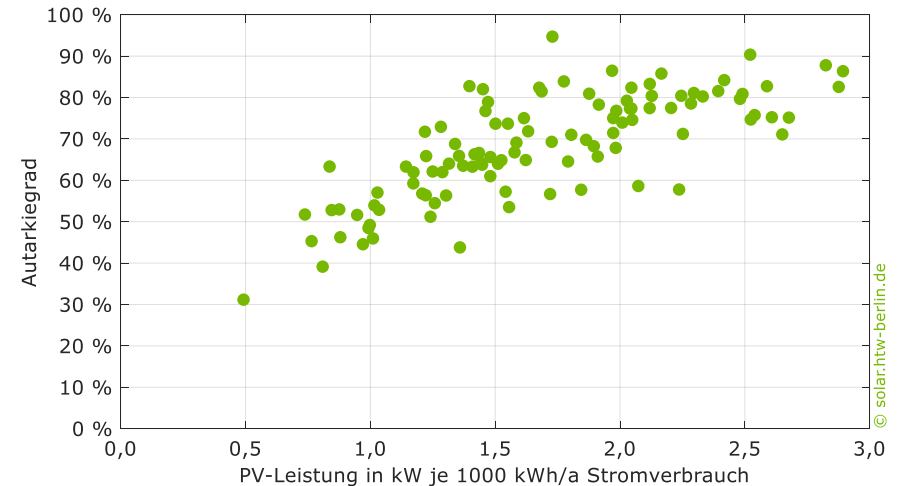


Bild 47 Autarkiegrade von 110 Haushalten mit PV-Speichersystem in Abhängigkeit von der auf den jährlichen Haushaltsstromverbrauch normierten PV-Leistung (Daten: Eigensonne, Kostal).

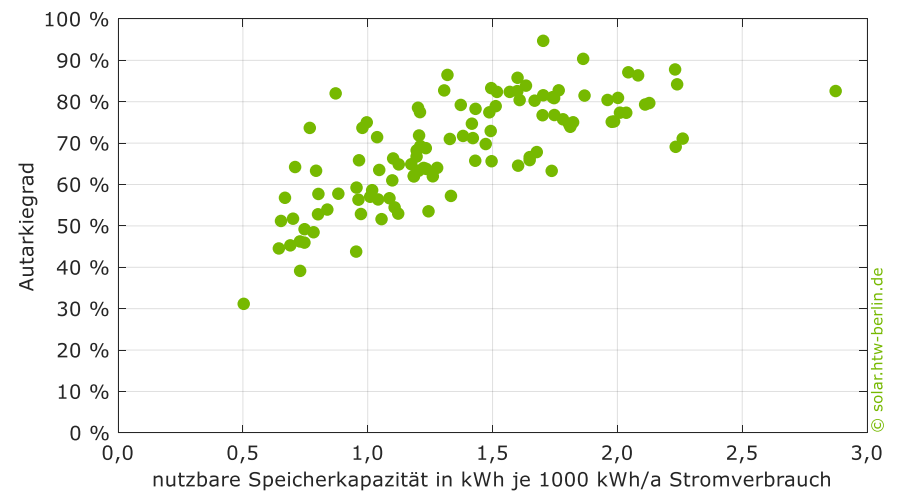


Bild 48 Autarkiegrade von 110 Haushalten mit PV-Speichersystem in Abhängigkeit von der auf den jährlichen Haushaltsstromverbrauch normierten Batteriespeicherkapazität (Daten: Eigensonne, Kostal).

1000 kWh/a. In dem zugehörigen Haushalt mit einem jährlichen Stromverbrauch von knapp 2500 kWh/a verhilft der 7,3-kWh-Batteriespeicher dem Eigenheim zu einem Autarkiegrad von 83 %. Denselben Wert erzielt ein System mit dem Verhältnis von 0,9 kWh je 1000 kWh/a. Ein weiteres Beispiel für hohe Abweichungen sind etwa 15 Haushalte mit einem Verhältnis von Speicherkapazität zu Jahresstromverbrauch von je etwa 0,75 kWh je 1000 kWh/a. Die Autarkiegrade der Systeme liegen im Bereich von 39 % bis 74 %, was verdeutlicht, dass auch der Vergleich der Betriebsergebnisse anhand von Speicherkapazität und Jahresstromverbrauch keine eindeutigen Ergebnisse oder Faustformeln liefert.

Die Darstellung der beiden auf den Haushaltsstromverbrauch normierten Systemparameter PV-Leistung und Speicherkapazität ermöglicht dennoch eine intuitivere Analyse der berechneten Autarkiegrade in Abhängigkeit von den drei Kenngrößen. Um die Analyse der Betriebsdaten zu komplementieren, stellt Bild 49 den Autarkiegrad der untersuchten Haushalte in Abhängigkeit von der auf den **Jahresstromverbrauch normierten PV-Leistung und der normierten Speicherkapazität** dar. Trotz abweichender Betriebspunkte lässt sich ein klarer Trend erkennen, der den Anstieg des Autarkiegrades mit bedarfsge rechter Zunahme der Speicherkapazität und PV-Leistung deutlich unterstreicht.

Der Bereich mit einer PV-Leistung von 1,5 kW bis 2,0 kW je 1000 kWh/a Stromverbrauch in Kombination mit einer analogen normierten Speicherkapazität zeigt ebenfalls eine hohe Streuung der Betriebsergebnisse: Hier liegen die Autarkiegrade um bis zu 30 Prozentpunkte auseinander. Der Haushalt mit dem niedrigsten Autarkiegrad erreicht in diesem Segment eine solare Eigenversorgungsrate von 65 %, wobei der Haushalt mit der höchsten Autarkie fast 95 % erreicht. Noch signifikanter ist die Streuung der Daten im selben Bereich der PV-Leistung, jedoch mit einer Kapazität von 1,0 kWh bis 1,5 kWh je

1000 kWh/a. In diesem Segment liegen 15 der untersuchten Haushalte. Ihre Autarkiegrade reichen von 54 % bis 86 %.

Die Standardabweichung aller ermittelten Autarkiegrade beträgt fast 13 %. Beeinflusst wird dieser Wert durch einige Extremfälle. So erreicht beispielsweise ein Haushalt mit dem Verhältnis von PV-Leistung zu Jahresstromverbrauch von 1,3 kW je 1000 kWh/a und dem Verhältnis von Speicherkapazität zu Jahresstromverbrauch von 0,9 kWh je 1000 kWh/a einen wesentlich geringeren Autarkiegrad als andere Haushalte mit einer vergleichbaren Systemdimensionierung. Das Lastprofil des abweichenden Haushalts zeigt hohe Lasten in den Wintermonaten, welche um den Faktor vier bis acht höher sind als in den Sommermonaten. Aufgrund dessen sinkt der Anteil der solarelektrischen Eigenversorgung und der Haushalt erreicht nur einen vergleichsweise geringen Autarkiegrad.

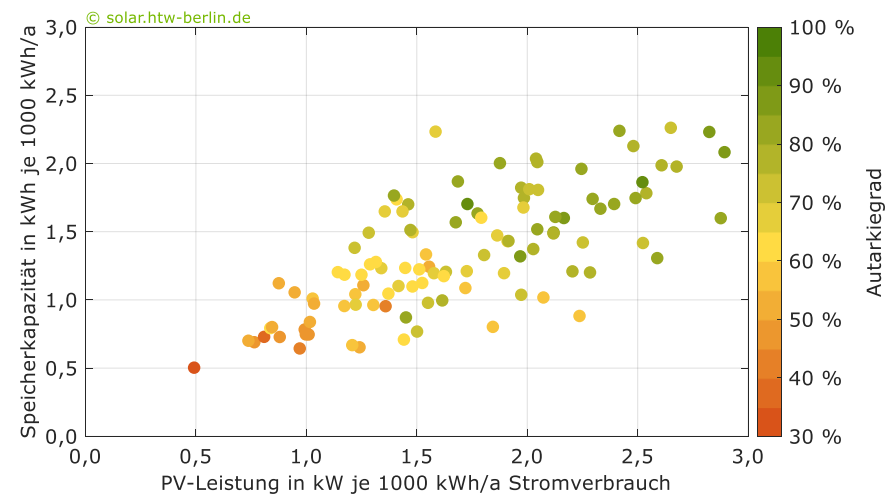


Bild 49 Autarkiegrade von 110 Haushalten mit PV-Speichersystem in Abhängigkeit von der auf den jährlichen Haushaltsstromverbrauch normierten PV-Leistung und nutzbaren Batteriespeicherkapazität (Daten: Eigensonne, Kostal).

Dementsprechend kann aus den Ergebnissen abgeleitet werden, dass die Autarkiegrade von Haushalten mit ähnlich dimensionierten PV-Batteriesystemen stark variieren können. Neben der PV-Erzeugung, der Batteriekapazität und dem jährlichen Stromverbrauch beeinflusst auch das Verbrauchsverhalten sowie die Umwandlungseffizienz des PV-Batteriesystems die Höhe des erreichbaren Autarkiegrades [33], [23].

Wie stark weichen Monitoring-Portaldaten im Tagesverlauf von Labormesswerten ab?

Um große Datenmengen zu vermeiden, sind in vielen Monitoring-Portalen häufig nur Datenreihen mit einer niedrigen zeitlichen Auflösung von beispielsweise 5 min oder 15 min als Download verfügbar. Dabei handelt es sich entweder um Energiemengen oder um die mittlere Leistung des vergangenen Zeitschritts.

Bild 50 zeigt den Verlauf der aus einem **Monitoring-Portal** entnommenen Batterieentladeleistung eines PV-Speichersystems an einem Sommertag, welches in einem **Labor** des KIT betrieben wird. Das AC-gekoppelte Batteriesystem entlädt sich zur Deckung des Stromverbrauchs vor allem in den Abendstunden und zu Beginn der Nacht. Zusätzlich zu den Portaldaten sind die mit einem separaten Leistungsmessgerät in einer zeitlichen Auflösung von 1 s erfassten Messwerte dargestellt. Die hochfrequenten Schwankungen der Batterieentladeleistung werden durch kurzzeitige Spitzen und Fluktuation der elektrischen Last hervorgerufen.

Durch das Mittelungsintervall von 15 min bilden die Portaldaten das **dynamische Betriebsverhalten** des Batteriespeichers nicht ab. Besonders die Absenkung der kurzzeitig auftretenden Lastspitzen und damit verbunden die niedrigere Batterieentladung in den Monitoring-Portaldaten im Zeitraum von

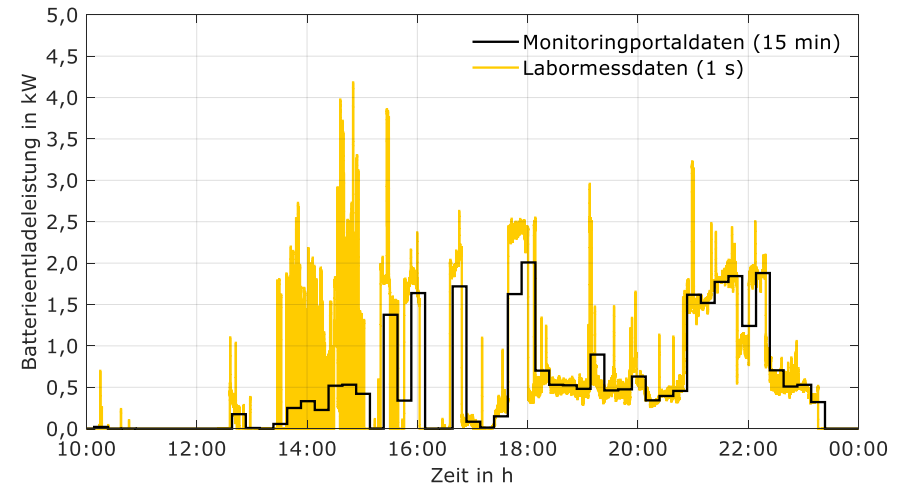


Bild 50 Batterieentladeleistung eines PV-Batteriesystems an einem exemplarischen Tag bei einer Auflösung der Labormessdaten von 1 s (gelb) und einer Auflösung der Monitoring-Portaldaten von 15 min (schwarz) (Daten: KIT).

14:00 Uhr bis 16:00 Uhr sorgt für große Abweichungen von den Labormesswerten. Wie die hoch aufgelösten Messdaten zeigen, erreichte das System an dem Tag gegen 14:50 Uhr eine maximale Entladeleistung in Höhe von 4,2 kW. Aus den Monitoring-Portaldaten gehen die Leistungsspitzen des Batteriespeichers am frühen Nachmittag jedoch gar nicht hervor. Demnach lässt sich das reale Betriebsverhalten von Batteriespeichern in Zeiten mit stark fluktuierender Leistung nur auf Basis von zeitlich hoch aufgelösten Messdaten korrekt wiedergeben.

Wie belastbar sind die Daten aus den Monitoring-Portalen?

Um die **Plausibilität der Monitoring-Portaldaten** zu bewerten, wurden zunächst die Energiesummen der in Bild 51 dargestellten Lastflüsse eines in einer Laborumgebung des KIT simulierten Haushalts mit einem AC-gekoppelten Speichersystem bestimmt. Der Messzeitraum betrug 17 Tage. Anschließend

wurden die Kennzahlen Autarkiegrad, Eigenverbrauchsanteil und AC-Systemnutzungsgrad auf Basis der Labormessdaten sowie der Portaldaten berechnet und verglichen.

Tabelle 4 enthält die ermittelten Energiesummen der einzelnen Lastflüsse, sowie die daraus resultierenden Betriebsergebnisse. Wie viel Energie vom Stromnetz in das Batteriesystem beziehungsweise vom Batteriesystem in das Stromnetz floss, ist aufgrund der niedrigen Auflösung der Portaldaten von 15 min nicht bestimmbar. Für die Ermittlung der Batterieeinspeisung und der Netzladung sowie zur Analyse der Regelungsabweichungen eignen sich die Monitoring-Portaldaten also nicht. Dementsprechend sind für die Portaldaten in Tabelle 4 keine Werte für die Batterieeinspeisung und Netzladung aufgeführt. Die höchste absolute Abweichung zwischen den ermittelten Werten tritt mit einer Differenz von 2,3 kWh bei der PV-Direktversorgung auf. Im Vergleich dazu liegt die höchste relative Abweichung von 4,5 % bei den resultierenden

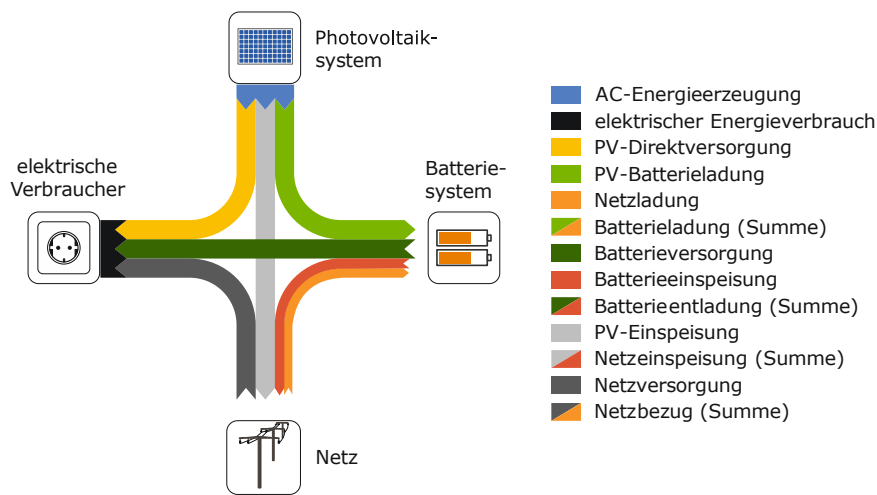


Bild 51 Lastflüsse in Gebäuden mit AC-gekoppelten PV-Batteriesystemen unter Berücksichtigung der Regelungsabweichungen.

Werten der Netzversorgung vor. Trotz der geringen zeitlichen Auflösung der Monitoring-Portaldaten weichen die Betriebsergebnisse also nur um wenige Kilowattstunden, Prozente oder Prozentpunkte voneinander ab. Die erzielten AC-Systemnutzungsgrade weisen lediglich eine Differenz von 0,3 Prozentpunkten (PP) auf. Von den drei ermittelten Kennwerten zeigen die beiden Autarkiegrade mit einem Prozentpunkt die stärkste Abweichung.

Zusammenfassend lässt sich sagen: Portaldaten können eine **belastbare Datengrundlage** für Analysen des PV-Batteriespeicherbetriebs auf Basis von Leistungsflüssen, Energiesummen und Betriebsergebnissen darstellen.

Tabelle 4 Analyse der aus den Labormesswerten und Monitoring-Portaldaten berechnete Energiesummen sowie von ausgewählten Parametern des untersuchten AC-gekoppelten Batteriespeichersystems (PP, kurz für Prozentpunkte).

	Labormessdaten	Portaldaten	Abs. Abweichung
AC-Energieerzeugung	550,0 kWh	550,6 kWh	0,6 kWh
El. Energieverbrauch	179,4 kWh	180,5 kWh	1,0 kWh
PV-Direktversorgung	86,6 kWh	84,3 kWh	-2,3 kWh
PV-Batterieladung	104,0 kWh	-	-
Netzladung	1,5 kWh	-	-
Batterieladung	105,5 kWh	104,5 kWh	-1,0 kWh
Batterieversorgung	83,1 kWh	-	-
Batterieeinspeisung	2,9 kWh	-	-
Batterieentladung	86,0 kWh	85,4 kWh	-0,6 kWh
PV-Einspeisung	359,3 kWh	-	-
Netzeinspeisung	361,0 kWh	362,5 kWh	1,6 kWh
Netzversorgung	9,7 kWh	-	-
Netzbezug	10,9 kWh	11,4 kWh	0,5 kWh
Autarkiegrad	94,6 %	93,7 %	-1,0 PP
Eigenverbrauchsanteil	34,7 %	34,2 %	-0,5 PP
AC-Systemnutzungsgrad	81,5 %	81,8 %	0,3 PP

Literaturverzeichnis

- [1] BVES - Bundesverband Energiespeicher e.V., BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V.: „Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme 2.0“, Berlin, Apr. 2019
- [2] M. Fuhs: „Der erste Speicher-Effizienzleitfaden liegt vor“, *www.pv-magazine.de*, 14-März-2017
- [3] Bundesnetzagentur: „Zubau Erneuerbarer Energien 2023“, *Pressemitteilung vom 05.01.2024*, Jan. 2024
- [4] J. Figgenger u. a.: „The development of battery storage systems in Germany: A market review (status 2023)“, März 2023
- [5] Fraunhofer ISE: „Photovoltaics Report“, Freiburg, Feb. 2023
- [6] European Commission. Joint Research Centre.: *Clean Energy Technology Observatory, Photovoltaics in the European Union: status report on technology development, trends, value chains and markets : 2022*. LU: Publications Office, 2022
- [7] S. S. Kulkarni u. a.: „Testverfahren zur Bestimmung der Effizienz von PV-Speichersystemen - Vom Leitfaden zum Standard (TESTBENCH)“, Fraunhofer-Gesellschaft, Kassel, Abschlussbericht, 2023
- [8] J. Weniger, N. Orth, L. Meissner, C. Schlüter, J. Meyne: „Stromspeicher-Inspektion 2023“, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Berlin, 2023
- [9] J. Weniger, N. Orth, I. Lawaczeck, L. Meissner, V. Quaschnig: „Stromspeicher-Inspektion 2021“, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Berlin, 2021
- [10] N. Orth, J. Weniger, L. Meissner, I. Lawaczeck, V. Quaschnig: „Stromspeicher-Inspektion 2022“, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Berlin, 2022
- [11] N. Munzke u. a.: „Safety First – Sichere netzdienliche Heimspeicher“, Abschlussbericht, Dez. 2019
- [12] F. Büchle u. a.: „Lithium-Ionen Heimspeichersysteme: Reproduzierbarkeit von Performancemessungen an PV-Speichersystemen“, in *PV-Symposium 2018*, Bad Staffelstein, 2018
- [13] C. Bucher: *Photovoltaikanlagen: Planung, Installation, Betrieb*, 1. Auflage. Zürich: faktor, 2021
- [14] M. Petzl, M. A. Danzer: „Nondestructive detection, characterization, and quantification of lithium plating in commercial lithium-ion batteries“, *Journal of Power Sources*, Bd. 254, S. 80–87, Mai 2014
- [15] M. Petzl, M. Kasper, M. A. Danzer: „Lithium plating in a commercial lithium-ion battery – A low-temperature aging study“, *Journal of Power Sources*, Bd. 275, S. 799–807, Feb. 2015
- [16] T. Waldmann, M. Wilka, M. Kasper, M. Fleischhammer, M. Wohlfahrt-Mehrens: „Temperature dependent ageing mechanisms in Lithium-ion batteries – A Post-Mortem study“, *Journal of Power Sources*, Bd. 262, S. 129–135, Sep. 2014
- [17] N. Munzke, B. Schwarz, F. Büchle, J. Barry: „Lithium-Ionen Heimspeichersysteme: Performance auf dem Prüfstand“, in *32. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2017

- [18] F. Niedermeyer: „Performance assessment of residential PV battery systems: development and application of test procedures and key performance indicators“, Universität Kassel, Kassel, 2021
- [19] J. Weniger, S. Maier, L. Kranz, N. Orth, N. Böhme, V. Quaschnig: „Stromspeicher-Inspektion 2018“, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Berlin, 2018
- [20] J. Weniger, S. Maier, N. Orth, V. Quaschnig: „Stromspeicher-Inspektion 2020“, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Berlin, 2020
- [21] F. Kever: „Unterschiedliche Schaltungen, unterschiedliche Effizienzen“, *pv magazine*, Nr. 2/2013, S. 109–112, 2013
- [22] S. S. Kulkarni, F. Büchle, N. Munzke, W. Heckmann, N. Giesen, C. Messner: „Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme – Wiederholbarkeit und Einfluss von Mess- und Auswerteparametern“, Juli 2022
- [23] J. Weniger: „Bewertung der Energieeffizienz von netzgekoppelten Photovoltaik-Batteriesystemen in Wohngebäuden“, Dissertation, Technische Universität Berlin, Berlin, 2019
- [24] N. Orth u. a.: „Efficiency characterization of 26 residential photovoltaic battery storage systems“, *Journal of Energy Storage*, Bd. 65, S. 107299, Aug. 2023
- [25] M. Schlemminger, T. Ohrdes, E. Schneider, M. Knoop: „Dataset on electrical single-family house and heat pump load profiles in Germany“, *Sci Data*, Bd. 9, Nr. 1, S. 56, Feb. 2022
- [26] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, V. Quaschnig: *Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende*. Berlin: Berliner Wissenschafts-Verlag, 2015
- [27] C. Messner, J. Kathan, J. Mayr: „Effizienz und Effektivität von netzgekoppelten PV-Heimspeichersystemen – Erfahrungen und Erkenntnisse aus Labortests kommerzieller Produkte“, in *31. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2016
- [28] A. Jossen, W. Weydanz: *Moderne Akkumulatoren richtig einsetzen*, 2. überarbeitete Auflage. Göttingen: MatrixMedia Verlag, 2021
- [29] 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*, Bd. 33, S. 101724, Jan. 2021
- [30] J. Weniger, T. Tjaden, V. Quaschnig: „Vergleich verschiedener Kennzahlen zur Bewertung der energetischen Performance von PV-Batteriesystemen“, in *32. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2017
- [31] J. Weniger, T. Tjaden, N. Orth, S. Maier: „Performance Simulation Model for PV-Battery Systems (PerMod Version 2.2)“, *Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin*, 2023. [Online]. Verfügbar unter: <https://solar.htw-berlin.de/permod/>
- [32] J. Weniger: „Dimensionierung und Netzintegration von PV-Speichersystemen“, Masterarbeit, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Berlin, 2013
- [33] C. Messner, J. Kathan, C. Seitzl, S. Hofmüller, J. Wolfahrt: „Field Assessment of PV Home Storage Systems“, in *6th Solar Integration Workshop – International Workshop on Integration of Solar Power into Power Systems*, Wien, 2016

Anhang

A.1 Ergänzende Informationen zur Stromspeicher-Inspektion 2024

Tabelle 5 Zeitpunkt der Teilnahme verschiedener Hersteller an der Stromspeicher-Inspektion und Anzahl der getesteten Systemkonfigurationen. In jeder Ausgabe der Studie beteiligten sich einzelne Hersteller anonym.

Hersteller	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Anzahl
BYD	•	•	•	•	•	•	•	31
DYNESS							•	1
E3/DC				•				2
ENERGY DEPOT			•	•	•	•	•	3
FENECON			•		•			2
FRONIUS			•	•	•	•	•	3
GOODWE			•	•	•	•	•	5
GROWATT				•				1
HYPONTECH							•	1
IBC SOLAR			•	•				1
KACO			•	•	•	•		6
KOSTAL	•	•	•	•	•	•	•	22
LG CHEM		•	•					2
PYLONTECH							•	1
RCT POWER	•	•	•	•	•	•	•	6
SIEMENS		•	•					1
SMA	•	•	•					8
SONNEN	•	•		•	•			2
VARTA			•	•	•	•	•	3
VISSMANN				•	•	•	•	1
ANONYM	•	•	•	•	•	•	•	20

Tabelle 6 Produktbezeichnungen der in der Stromspeicher-Inspektion 2024 untersuchten PV-Speichersysteme, für die die Hersteller eine Freigabe zur namentlichen Erwähnung erteilten.

System	Produktbezeichnung
A1	VARTA pulse neo 6
B1	KOSTAL PLENTICORE BI G2 10/26 und BYD Battery-Box Premium HVS 12.8
B2	KOSTAL PLENTICORE plus G2 5.5 und BYD Battery-Box Premium HVS 7.7
B3	KOSTAL PLENTICORE plus G2 10 und BYD Battery-Box Premium HVS 12.8
B4	KOSTAL PLENTICORE plus G2 10 und DYNESS Tower T14
B5	KOSTAL PLENTICORE plus G2 10 und PYLONTECH Force H2
C1	FRONIUS Primo GEN24 6.0 Plus und BYD Battery-Box Premium HVS 7.7
C2	FRONIUS Symo GEN24 10.0 Plus und BYD Battery-Box Premium HVS 10.2
D1	RCT POWER Power Storage DC 6.0 und Power Battery 7.6
D2	RCT POWER Power Storage DC 10.0 und Power Battery 11.5
E1	VISSMANN Vitocharge VX3 Typ 4.6A8
F1	ENERGY DEPOT Centurio 10 und DOMUS 2.5
G1	HYPONTECH HHT-12000 und HBP-H15
H1	GOODWE GW5000-EH und BYD Battery-Box Premium HVS 7.7
H2	GOODWE GW10K-ET und BYD Battery-Box Premium HVS 12.8
H3	GOODWE GW6000-ET-20 und LX F6.6-H
H4	GOODWE GW10K-ET-20 und LX F16.0-H-20

A.2 Wirkungsgradkennlinien

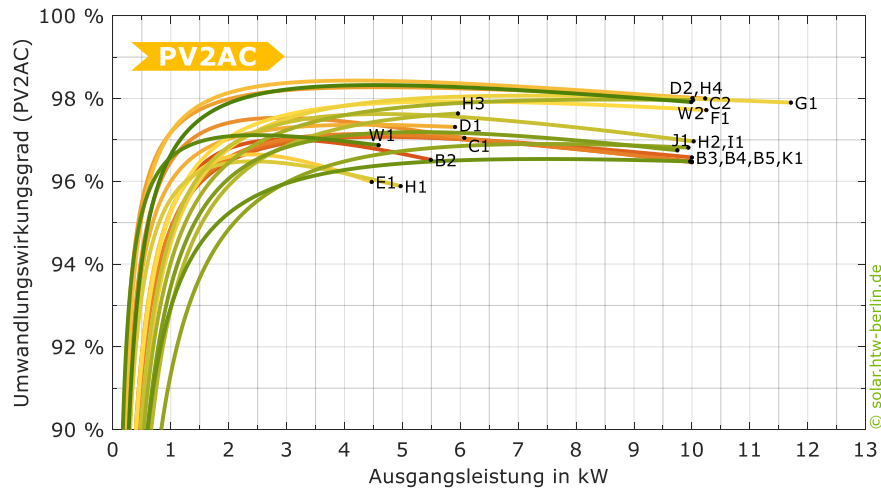


Bild 52 Wirkungsgradkennlinien der PV-Einspeisung (PV2AC) der DC-gekoppelten Systeme sowie der PV-Wechselrichter W1 und W2.

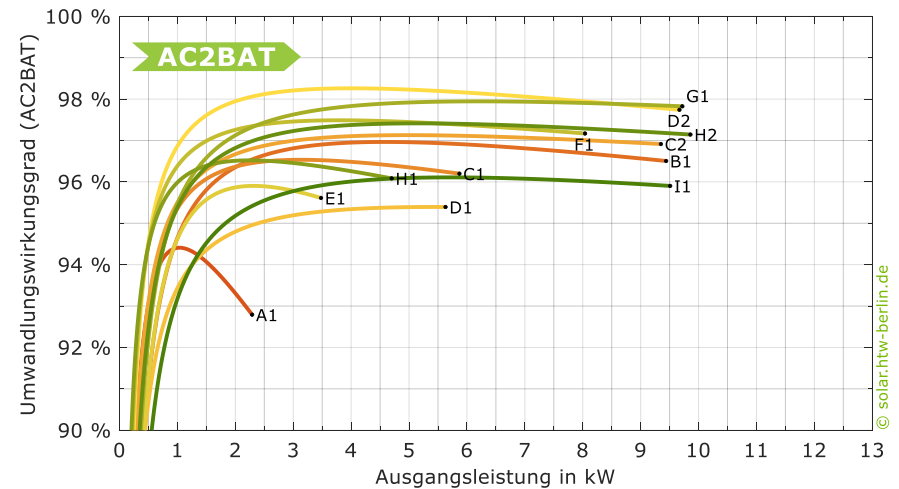


Bild 54 Wirkungsgradkennlinien der AC-Batterieladung (AC2BAT) der AC-gekoppelten Systeme A1 bis B1 sowie der DC-gekoppelten Systeme C1 bis H1.

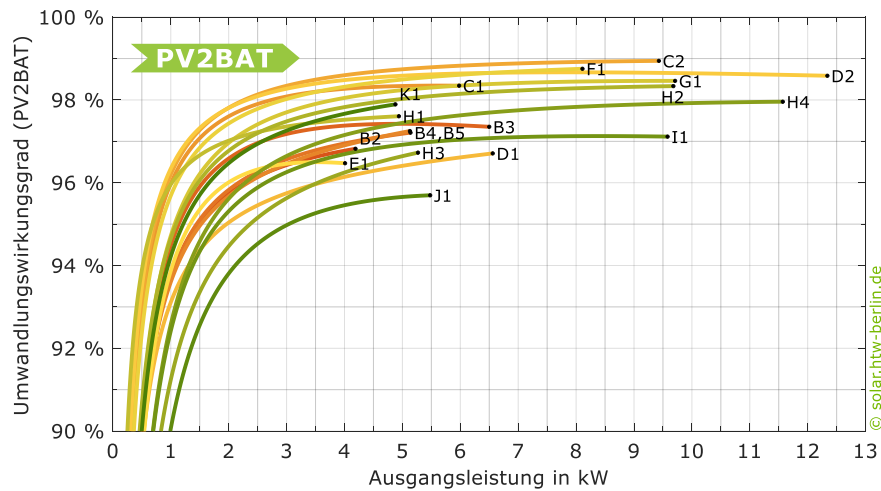


Bild 53 Wirkungsgradkennlinien der PV-Batterieladung (PV2BAT) der DC-gekoppelten Systeme.

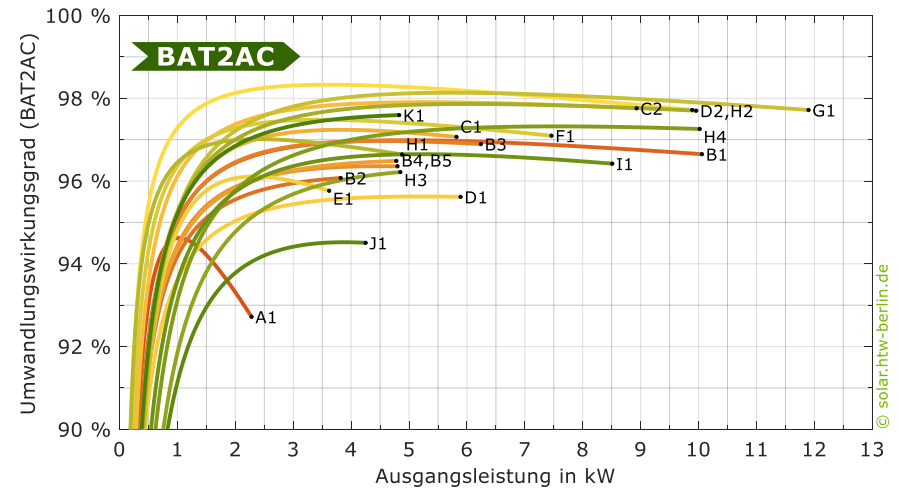


Bild 55 Wirkungsgradkennlinien der AC-Batterieentladung (BAT2AC) der AC- und DC-gekoppelten Systeme.



Hochschule für Technik
und Wirtschaft Berlin

University of Applied Sciences

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



solar.htw-berlin.de/inspektion