



STUDIE

Stromspeicher-Inspektion 2025

AUTOREN DER HTW BERLIN (KAPITEL 1 BIS 4)

Dr.-Ing. Johannes Weniger, Nico Orth, Lucas Meissner

Forschungsgruppe Solarspeichersysteme

Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin

Web: solar.htw-berlin.de

CO-AUTOREN DES KIT (KAPITEL 4)

Robert Schreier, Nina Munzke

Elektrotechnisches Institut (ETI)

Karlsruher Institut für Technologie (KIT)

Web: batterietechnikum.kit.edu

VERSION

Version 1.0 (Februar 2025)

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 Autoren.

STROMSPEICHER Inspektion



Hochschule für Technik
und Wirtschaft Berlin

University of Applied Sciences



Forschungsgruppe

SOLARSPEICHERSYSTEME



Karlsruher Institut für Technologie

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Inhaltsverzeichnis

KURZFASSUNG	4
1 ANALYSE DES MARKTES FÜR PV-SPEICHERSYSTEME	10
1.1 Der PV-Markt 2024 im Eigenheimsegment	11
1.2 Der Speichermarkt 2024 im Eigenheimsegment	12
2 VERGLEICH DER SYSTEMEIGENSCHAFTEN	16
2.1 Nutzbare Speicherkapazität	21
2.2 Nominale Leistung	24
2.3 Mittlere Umwandlungswirkungsgrade.....	25
2.4 Umwandlungswirkungsgrade im Teillastbetrieb	32
2.5 Regelungsabweichungen	35
2.6 Stand-by-Leistungsaufnahme.....	37
3 SIMULATIONSBASIERTE SYSTEMBEWERTUNG	41
3.1 System Performance Index (SPI)	41
3.2 Energetische Systembewertung	43
3.3 Systembewertung mit dem SPI (5 kW).....	45
3.4 Systembewertung mit dem SPI (10 kW).....	46
3.5 Ökonomische Systembewertung.....	47
4 QUALITÄT DES PROGNOSEBASIERTEN ENERGIEMANAGEMENTS.....	50
4.1 Netzdienlichkeit der Energiemanagementstrategien	52
4.2 Test der Qualität des Energiemanagements	59
4.3 Einfluss des Energiemanagements auf die Batteriealterung	75
LITERATURVERZEICHNIS.....	81
ANHANG	85

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)
G	Netz (engl. grid)
MPP	Punkt maximaler Leistung (engl. maximum power point)
PerMod	Performance Simulation Model for PV-Battery Systems
PV	Photovoltaik
PV2AC	Energieumwandlungspfad der PV-Einspeisung
PV2BAT	Energieumwandlungspfad der PV-Batterieladung
SPI	System Performance Index

Kurzfassung

Die Stromspeicher-Inspektion 2025 bestätigt neue Wirkungsgradrekorde und bewertet erstmals die Qualität des prognosebasierten Energiemanagements von 6 Heimspeichersystemen.

Am etablierten Vergleich der Energieeffizienz beteiligten sich in diesem Jahr 17 Hersteller mit 22 Stromspeichersystemen. Die Forschungsgruppe Solar-speichersysteme der HTW Berlin bewertete die Energieeffizienz der Geräte in den zwei Leistungsklassen 5 kW und 10 kW. Bei der Bewertung mit dem **System Performance Index (SPI)** verteidigten die Hybridwechselrichter der Hersteller RCT Power, Energy Depot, Fronius und KOSTAL ihre Spitzenposition.

10 Systemen attestierten die Forscher dabei die höchste Effizienzklasse A. Die Bewertungsergebnisse bestätigen die herausragende Systemeffizienz vor al-

lem der europäischen Wechselrichterhersteller. Neben den europäischen Anbietern sind lediglich die chinesischen Hersteller GoodWe und Fox ESS in diesem Jahr unter den Spitzenreitern vertreten. Fox ESS erzielt mit dem neuen Hybridwechselrichter H3-10.0-Smart und der Batterie ECS2900-H6 einen sehr guten **SPI (10 kW)** von 94,8 %, wie Bild 3 zeigt. Die neuen und leistungsstarken Hybridwechselrichter PLENTICORE G3 M 10 von KOSTAL und Symo GEN24 12.0 Plus SC von Fronius schneiden in Kombination mit einer Hochvoltbatterie von BYD noch geringfügig besser ab. Beide Systeme können die Battery-Box Premium HVS 12.8 mit mehr als 10 kW laden und entladen und sind für größere PV-Anlagen geeignet.

Mit seiner neuen Produktgeneration stellt KOSTAL einen neuen **Wirkungsgrad-**



Bild 1 Die Solarstromspeicher von 17 Herstellern traten im Energieeffizienz-Vergleich an. Das Energiemanagement von 6 Herstellern wurde erstmals bewertet.

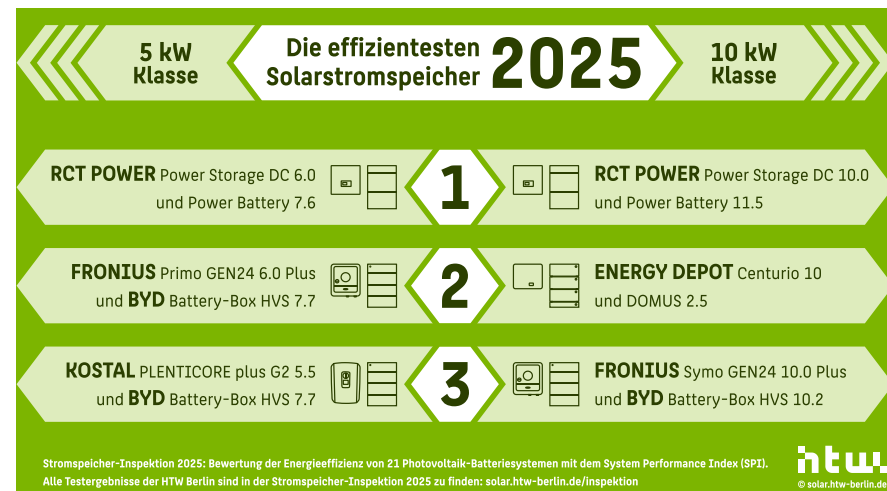


Bild 2 Die effizientesten Solarstromspeicher in den Leistungsklassen 5 kW und 10 kW, die als Testsieger aus der Stromspeicher-Inspektion 2025 hervorgehen.

rekord im Ladebetrieb in Höhe von 98,2 % auf. Diesen neuen Spitzenwert erzielt das Unternehmen, indem es die sogenannte IMS-Leiterplattentechnologie mit Siliziumkarbid-Leistungshalbleitern kombiniert.

Innovativ ist auch das Konzept des Heimspeichers Home Plus von SAX Power. Mit der **Multi-Level-Technologie** schlägt der Hersteller neue Wege ein. Was das System von üblichen Batterie- und Hybridwechselrichtern unterscheidet: Jeder der 24 Batteriezellstränge ist mit einer eigenen Leistungselektronikeinheit ausgestattet. Das Multi-Level-Konzept ermöglicht geringere Umwandlungsverluste im Lade- und Entladebetrieb gegenüber herkömmlichen Wechselrichtern. Über den gesamten Arbeitsbereich erzielt das AC-gekoppelte Batteriesystem SAX Power Home Plus die höchsten bisher in der Stromspeicher-Inspektion ermittelten Wirkungsgrade.

Bild 4 vergleicht die **Umwandlungseffizienz des Heimspeichers im Entladebe-**

trieb mit einem ähnlich leistungsstarken, aber weniger effizienten Mitbewerber. Mit einem mittleren Wirkungsgrad von 98,0 % knackt es erstmals die 98-Prozent-Hürde. Diesen Wert kann das Gerät von SAX Power bei Leistungen oberhalb von 900 W vorweisen. Über den gesamten Leistungsbereich fallen die Entladewirkungsgrade des Multi-Level-Systems um mehr als 4 Prozentpunkte höher aus als die des weniger effizienten Hybridwechselrichters. Mit sinkender Ausgangsleistung nehmen die Wirkungsgradunterschiede zu. Klar ist: Speichersysteme werden zur Versorgung der elektrischen Verbraucher in Einfamilienhäusern vorwiegend in den Abend- und Nachtstunden entladen. Hier liegt der Leistungsbedarf in der Regel zwischen 100 W und 150 W. Wie unterschiedlich die **Entladeeffizienz von Hybridwechselrichtern bei einer geringen Leistungsabgabe von 100 W** ausfallen kann, zeigt Bild 5. Ein weniger effizienter Heimspeicher erreicht lediglich einen Entladewirkungsgrad von

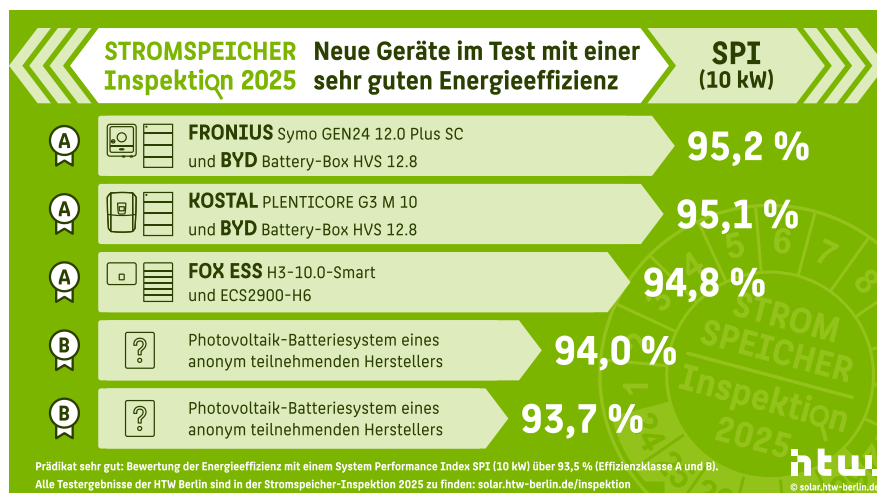


Bild 3 Die neuen Hybridwechselrichter von Fronius, Kostal und Fox ESS schneiden bei der Bewertung mit dem SPI (10 kW) sehr gut ab.

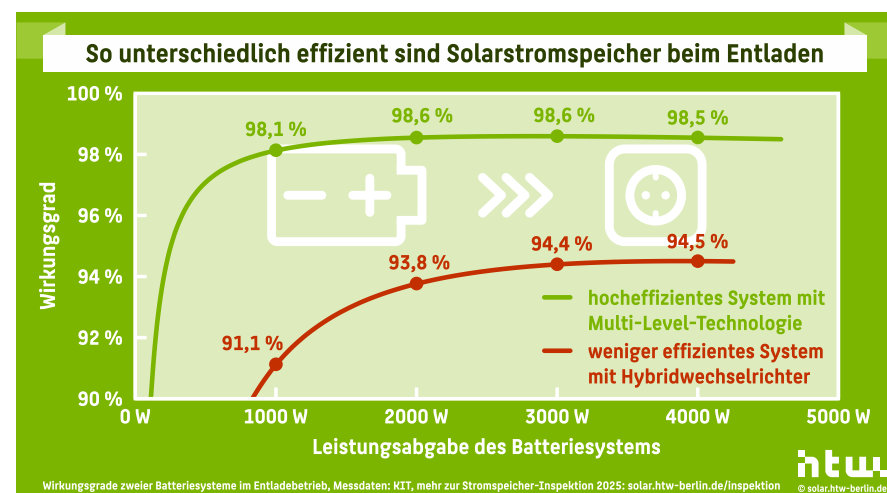


Bild 4 Labortestergebnisse belegen gravierende Unterschiede im Umwandlungswirkungsgrad von Heimspeichersystemen während der Batterieentladung.

54 %. Der Batteriespeicher muss folglich 186 W bereitstellen, damit 100 Watt bei den elektrischen Verbrauchern im Haus ankommen. Bei den hocheffizienten Geräten Power Storage DC 10.0 von RCT Power und Symo GEN24 12.0 Plus SC von Fronius gehen lediglich 14 % beziehungsweise 24 % der Batterieleistung in Form von Abwärme in den Wechselrichtern verloren. Die geringen Wirkungsgrade im Teillastbetrieb weichen von den maximalen Wirkungsgradangaben der Hersteller auf den Datenblättern sehr stark ab. Diese suggerieren geringe Verluste, die im Betrieb jedoch selten erreicht werden.

Vollelektrifizierte Haushalte mit Wärmepumpe und Elektroauto erreichen schnell Stromverbräuche von mehreren tausend Kilowattstunden pro Jahr. Es fallen entsprechend hohe Stromkosten an. Welchen finanziellen Vorteil Solaranlagen und hocheffiziente PV-Speichersysteme haben können, zeigt Bild 6. Ein Referenzhaushalt bekommt bei einem Stromverbrauch von 9363 kWh/a eine Stromrechnung in Höhe von 3745 €/a. Mit der Installation einer 10-kW-

PV-Anlage lassen sich 2666 kWh/a und somit 28 % des Stromverbrauchs direkt durch den Solarstrom vom Dach decken. Gleichzeitig wird der überschüssige Solarstrom ins Netz eingespeist und vergütet. Die Stromrechnung reduziert sich um 1677 €/a. Wird zusätzlich ein hocheffizienter 10-kWh-Batteriespeicher installiert, steigt auch die jährliche **Kosteneinsparung**. Das PV-Speichersystem deckt nun 56 % des gesamten Stromverbrauchs. Die Netzbezugskosten fallen somit um mehr als die Hälfte geringer aus. Zusammen mit den Erlösen aus der Netzeinspeisung des Solarstroms wird gegenüber dem Referenzhaushalt ohne PV-Anlage eine Kosteneinsparung von fast 2500 €/a erzielt.

Das vierte Kapitel der Stromspeicher-Inspektion 2025 zeigt anhand eines neu entwickelten Testverfahrens erstmals die Vorteile von prognosebasierten Ladestrategien auf. Fenecon, KOSTAL, sonnen, RCT Power sowie zwei anonym teilnehmende Hersteller beteiligten sich am neuen **Energiemanagement-Test**,

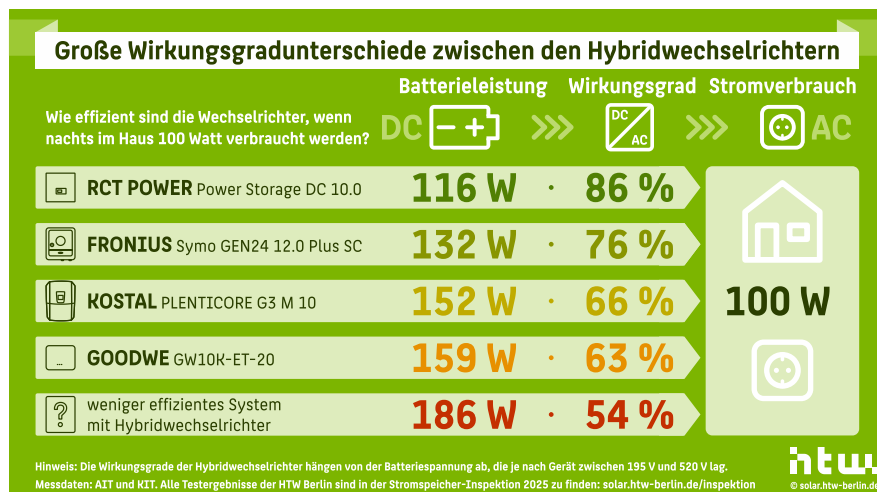


Bild 5 Je geringer der Wirkungsgrad des Hybridwechselrichters ist, desto schneller ist der Batteriespeicher nachts entladen.

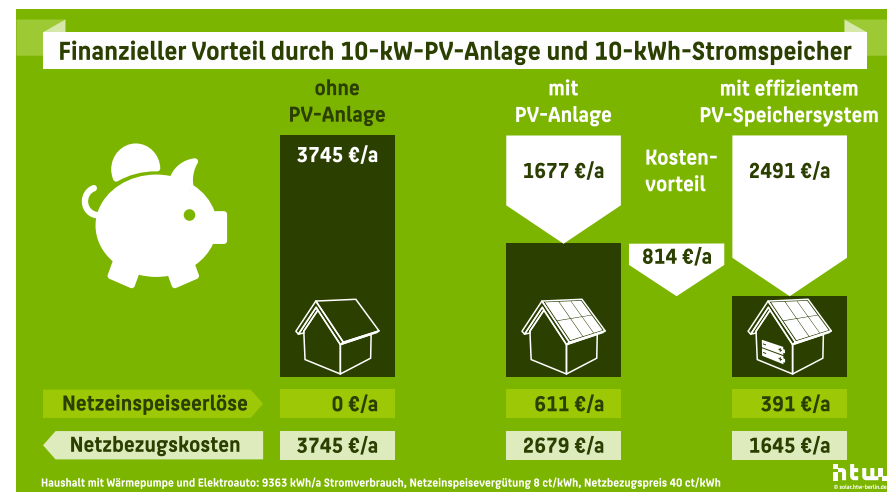


Bild 6 Eigenheime mit Wärmepumpe und Elektroauto können mit einer 10-kW-PV-Anlage und einem 10-kWh-Stromspeicher bis zu 2500 € pro Jahr einsparen.

den das Karlsruher Institut für Technologie (KIT) und die HTW Berlin gemeinsam entwickelten.

Das kürzlich vom Bundestag verabschiedete Gesetz zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen zielt darauf ab, Erzeugungsspitzen von Photovoltaikdachanlagen zur Mittagszeit zu reduzieren. Neu errichtete Anlagen müssen ihre Einspeiseleistung in das Stromnetz in den Mittagsstunden pauschal limitieren, sofern sich diese nicht durch den Netzbetreiber drosseln lässt. Der Effekt für die Betreiber:innen: Geringe Ertragsverluste von unter 2 Prozentpunkten sind nur mit einem Batteriespeicher möglich, wenn dieser prognosebasiert lädt. Das dazu erforderliche Energiemanagement optimiert auf Basis von **Prognosen der Solarstromerzeugung und des Stromverbrauchs** die Batterieladung im Tagesverlauf. Das Ziel der Ladestrategie ist es, den Batteriespeicher dann zu laden, wenn mehr Solarstrom produziert wird, als eingespeist werden darf.

Vergleich des Energiemanagements der sechs getesteten Hersteller						
UNTERSCHIEDUNGSMERKMALE	ANONYM	ANONYM	sonnen	FENECON	KOSTAL	RCT power
Einbindung von Online-Wetterprognosen für den Standort	✓	✓	✓			
Solarstromprognose wird auf Basis von Messdaten erstellt				✓	✓	✓
Einstellungen ¹⁾ sind individuell konfigurierbar		✓		✓		
Ladeplan wird lokal oder auf einem zentralen Server erstellt	zentral	lokal	zentral	lokal	lokal	lokal
Intervall bis zur nächsten Aktualisierung des Ladeplans	10 min	k. A.	1 h	1 s	1 h	30 min
schonende Batterieladung, um die Lebensdauer zu verlängern		✓		✓		

1) In Bezug auf das prognosebasierte Energiemanagement

Alle Energiemanagement-Testergebnisse des KIT und der HTW Berlin sind in der Stromspeicher-Inspektion 2025 zu finden: solar.htw-berlin.de/inspektion

Bild 7 Das prognosebasierte Energiemanagement der Anbieter sonnen, FENECON, KOSTAL und RCT Power unterscheidet sich in zahlreichen Punkten.

Bild 7 stellt die **Unterscheidungsmerkmale** der analysierten Energiemanagementsysteme gegenüber. Während 3 Systeme eine Internetverbindung zum Bezug der Wetterprognosen benötigen, erstellen die Hersteller der 3 anderen Heimspeichersysteme die Prognosen auf Basis der lokal erfassten Messwerten vor Ort. Darüber hinaus unterscheidet sich das prognosebasierte Energiemanagement darin, über welchen Zeitraum die Batterieladung optimiert und wie häufig der Ladefahrplan aktualisiert wird. Individuell konfigurierbare Einstellungen und eine schonende Batterieladung zur Verlängerung der Batterielebensdauer lassen sich nur bei 2 Systemen beobachten.

Der Großteil der über 1,7 Millionen in Deutschland installierten Batteriespeicher lädt frühmorgens, sobald Solarstromüberschüsse anfallen. Was dabei problematisch ist: **Lange Standzeiten bei hohen Ladezuständen verkürzen die Lebensdauer** von Lithium-Ionen-Batterien. Mit ihren prognosebasierten Energiemanagementstrategien konnten alle sechs Hersteller die Standzeit bei

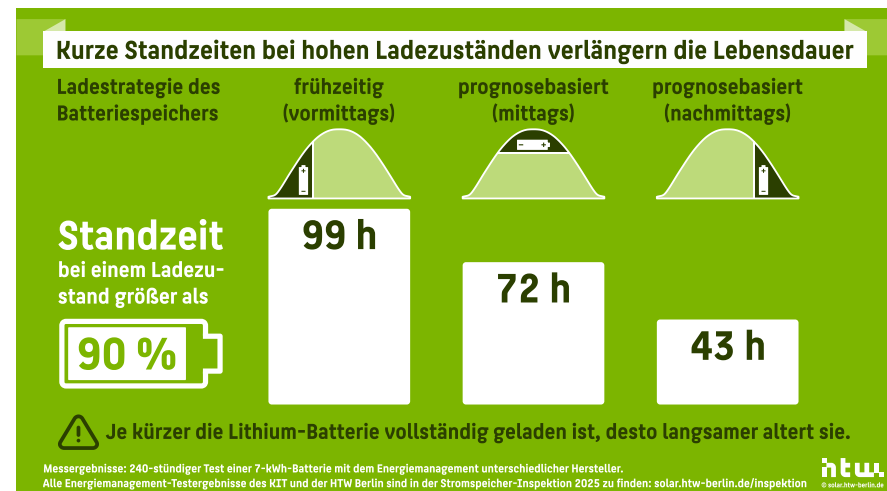


Bild 8 Prognosebasierte Ladestrategien verkürzen die Standzeit des Batteriespeichers bei hohen Ladezuständen und verlängern dessen Lebensdauer.

vollständig geladener Batterie verringern. An sonnigen Tagen lädt einer der getesteten Solarstromspeicher vorrangig in den späten Nachmittagsstunden. Dadurch kann das Energiemanagementsystem die Standzeit der Batterie im vollgeladenen Zustand um acht Stunden reduzieren. Während des Testzeitraums halbierte diese intelligente Ladestrategie so die Verweildauer des Batteriespeichers bei Ladezuständen oberhalb von 90 Prozent, wie Bild 8 zeigt. Klar ist: Das Energiemanagement eines neuen Heimspeichers sollte prognosebasiert laden können. Welche **Eigenschaften ein sehr gutes Energiemanagement** ausmachen, lässt sich Bild 9 entnehmen.

Wie gut reduziert das prognosebasierte Energiemanagement die Abregelungsverluste? Welcher finanzielle Vorteil resultiert im Betrieb durch den Einsatz von prognosebasierten Energiemanagementstrategien? Um wie viele Jahre steigert ein prognosebasiertes Energiemanagement die Batterielebensdauer? Diese und 23 weitere Fragen beantworten die Forscher:innen im vierten Kapitel der Stromspeicher-Inspektion 2025.



Bild 9 Checkliste mit den zentralen Eigenschaften, die ein sehr gutes Energiemanagement für Stromspeicher erfüllen sollte.



1 Analyse des Marktes für PV-Speichersysteme

Eine aktuelle Übersicht über den Bestand verschiedener Klimaschutztechnologien in Deutschland zeigt Bild 10. Mittlerweile erzeugen bereits mehr als 3,4 Millionen Ein- und Zweifamilienhäuser mit einer eigenen PV-Anlage Strom. Etwa die Hälfte davon speichert den selbst erzeugten Solarstrom in Batterien. Weiterhin werden über 2 Millionen Haushalte mit Wärmepumpen beheizt. Nach einem Rekordzubau im Jahr 2023 ist die Absatzentwicklung von Wärmepumpen rückläufig und liegt mit 193 000 Geräten sogar noch unter dem Wert des Jahres 2022. Einen Rückgang verzeichnen auch die neuzugelassenen rein batterieelektrisch angetriebenen PKWs. Bedingt durch anhaltend hohe Anschaffungspreise und dem abrupten Auslaufen der staatlichen Förderung Ende 2023 sanken die Neuzulassungen 2024 im Vergleich zum Vorjahr um etwa 27 %. Ende 2024 waren in Deutschland 1,8 Millionen Elektroautos



Bild 10 Zahlen zum Einsatz ausgewählter Klimaschutztechnologien in Deutschland (Stand: Januar 2025).

zugelassen. Während der Zubau von neuen PV-Anlagen und Speichersystemen erfolgreich voranschreitet, setzen sich klimafreundliche Technologien im **Wärme- und Verkehrssektor** nur langsam durch [1].

Bild 11 stellt den jährlichen Zubau der im Eigenheimsegment installierten PV-Anlagen und Batteriespeichersysteme dar. Im Vergleich zum Vorjahr ist im Jahr 2024 die Anzahl der neu installierten Solaranlagen nur leicht gestiegen und befindet sich weiterhin auf einem hohen Niveau. In den letzten zwei Jahren haben sich mehr als **zwei Millionen Haushalte** für die Installation einer PV-Anlage entschieden. Auch die Anzahl der installierten Speichersysteme folgt dem Trend, wie Bild 11 ebenso verdeutlicht. Das Elektrohandwerk installierte in beiden Jahren knapp 580 000 Batteriespeicher.

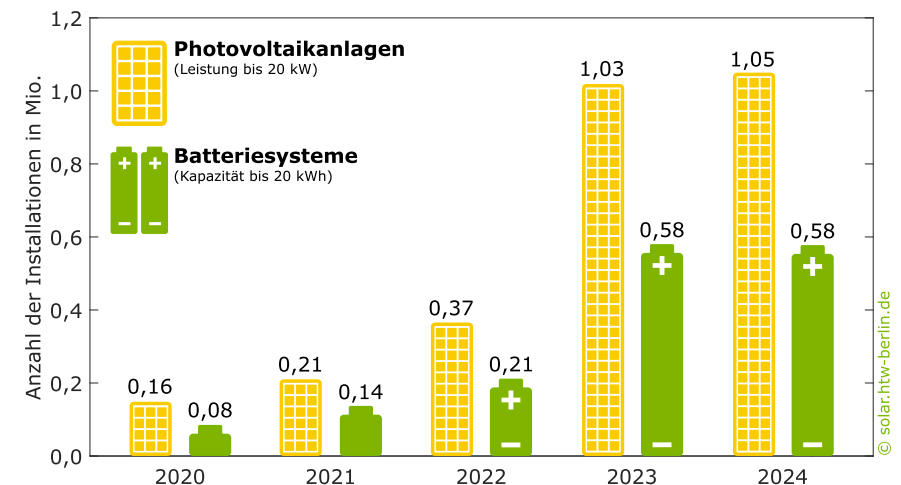


Bild 11 Anzahl der jährlich neu installierten PV-Anlagen und Batteriesysteme im Marktsegment bis 20 kW und 20 kWh (Daten: Marktstammdatenregister).

1.1 Der PV-Markt 2024 im Eigenheimsegment

Wie sich der PV-Markt im Heimbereich gegenüber dem Jahr 2023 verändert hat, zeigt Bild 12. Dargestellt ist die Anzahl der neu installierten Solaranlagen in 5 Leistungsklassen zwischen 0 kW und 20 kW. Mindestens eine halbe Million PV-Anlagen mit Leistungen unter 4 kW wurden im Jahr 2024 installiert, was im Vergleich zum Vorjahr einem Wachstum von knapp 34 % entspricht. Der Großteil der Installationen in diesem Anlagensegment ist dabei jedoch auf die umgangssprachlich als **Balkonkraftwerke** bezeichneten Systeme zurückzuführen, die häufig nur aus 2 bis 4 Solarmodulen bestehen. Im Segment der PV-Anlagen mit einer Leistung von 4 kW bis 8 kW, die etwa 20 m² bis 40 m² der Dachfläche belegen, sind im Jahr 2024 die Neuinstallationen um etwa 50 000 Anlagen zurückgegangen. Den größten Rückgang in Höhe von 36 % verzeichnet das Anlagensegment zwischen 8 kW und 12 kW. Im Jahr 2023 entfielen noch die

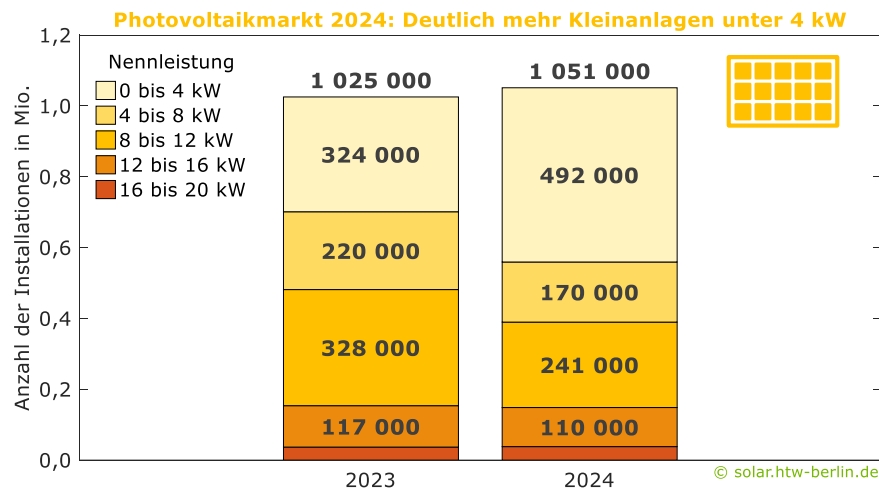


Bild 12 Entwicklung der Marktanteile einzelner Leistungssegmente der 2023 und 2024 neu installierten PV-Anlagen in Deutschland bis 20 kW (Daten: Marktstammdatenregister, Klassenbreite: 4 kW, Stand: 01.02.2025).

meisten Installationen auf diese Leistungsklasse. Im vergangenen Jahr waren es hingegen nur noch 241 000 Systeme. Trotz der geringeren jährlichen Installationen wurden mehr als 400 000 PV-Anlagen mit einer Generatorleistung zwischen 4 kW und 12 kW installiert. Die Registrierungszahlen der PV-Anlagen mit einer Leistung über 12 kW und unter 20 kW blieben im vergangenen Jahr annähernd konstant.

Bild 13 zeigt die **Häufigkeitsverteilung der PV-Nennleistung** im Segment der privaten PV-Anlagen zwischen 4 kW und 20 kW für die Jahre 2023 und 2024. Die untere Begrenzung auf mindestens 4 kW ermöglicht eine differenziertere Aussage über den Markt von PV-Anlagen ohne die Balkonkraftwerke, da die Häufigkeitsverteilung durch die hohe Anzahl an kleinen Anlagen stark beeinflusst wird. Der Anteil der PV-Anlagen in der Leistungsklasse zwischen

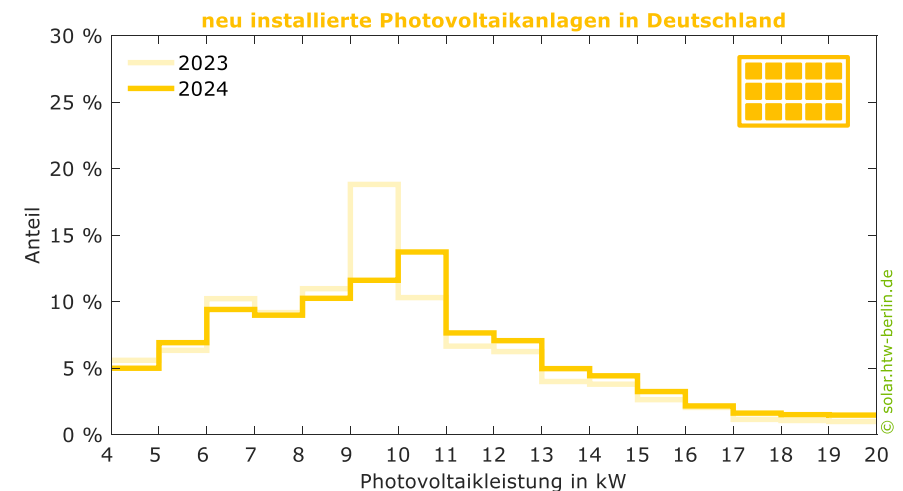


Bild 13 Häufigkeitsverteilung der DC-Nennleistung der installierten PV-Anlagen im Marktsegment zwischen 4 kW und 20 kW (Daten: Marktstammdatenregister, Klassenbreite: 1 kW, Stand: 01.02.2025).

Steckersolargeräte und „Balkonkraftwerke“



Während im Jahr 2023 noch 72 000 Stecker-Solar-Systeme mit einer Leistung von 600 W im Marktstammdatenregister eingetragen wurden, waren es im darauffolgenden Jahr nur noch knapp 41 000 Geräte. Mehr als jedes fünfte der knapp 500 000 Systeme im kleinsten PV-Segment im Jahr 2024 verfügte über eine Bruttoleistung von 800 W. Ein Grund dafür ist das Solarpaket I, mit welchem die zulässige AC-Leistung von Balkonkraftwerken auf 800 W angehoben wurde [2].

9 kW und 10 kW sinkt von fast 19 % im Jahr 2023 auf unter 12 %. Mit knapp 14 % sind PV-Anlagen mit einer Nennleistung zwischen 10 kW und 11 kW die am häufigsten verbaute Leistungsklasse im Jahr 2024.

Der Trend hin zu größeren Dachanlagen setzt sich weiter fort: Während das Segment von 10 kW bis 20 kW im Jahr 2023 noch knapp 39 % an den gesamten Installationszahlen ausmachte, waren es im folgenden Jahr schon fast 48 % aller Anlagen. Seit der Einführung des § 61 des **Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2021** [3], welches Anlagen mit Leistungen bis 30 kW größtenteils von der EEG-Umlage befreit, fällt die markante „10-kW-Grenze“ zunehmend geringer aus. Durch Artikel 1 Nr. 72 des **Jahressteuergesetzes 2022** [4] müssen zudem auf Gewinne aus dem Betrieb von PV-Anlagen mit Leistungen bis zu 30 kW keine Einkommenssteuern mehr gezahlt werden. Obwohl die Gesetzesänderung bereits ab dem 01.01.2022 rückwirkend galt, sind die Effekte auf den Markt erst seit einiger Zeit sichtbar. Beide Gesetzesänderungen tragen zur steigenden Marktrelevanz von PV-Generatoren im Eigenheimbereich mit DC-Nennleistungen von mehr als 10 kW bei.

1.2 Der Speichermarkt 2024 im Eigenheimsegment

DC-gekoppelte Systemlösungen mit einem **Hybridwechselrichter** setzen sich weiterhin im Markt für Speichersysteme durch, wie Bild 14 veranschaulicht. Fast neun von zehn der im Jahr 2024 neu errichteten PV-Speichersysteme wurden mit einer DC-Kopplung von Batteriespeicher und PV-Generator realisiert. AC-gekoppelte Systeme, die neben einem PV-Wechselrichter noch einen Batteriewechselrichter benötigen, verlieren weiter an Marktrelevanz. Im Zeitraum zwischen 2015 und 2019 stellte die AC-Systemtopologie noch den überwiegenden Anteil der verkauften PV-Batteriespeichersysteme in Deutschland dar [5]. Seit 2020 ist der Marktanteil von Hybridwechselrichtern stark gestiegen. Da die Hybridwechselrichterhersteller auch immer häufiger Geräte mit Leistungen zwischen 15 kW und 30 kW anbieten, wird sich der Trend hin zu DC-gekoppelten Systemlösungen in den kommenden Jahren

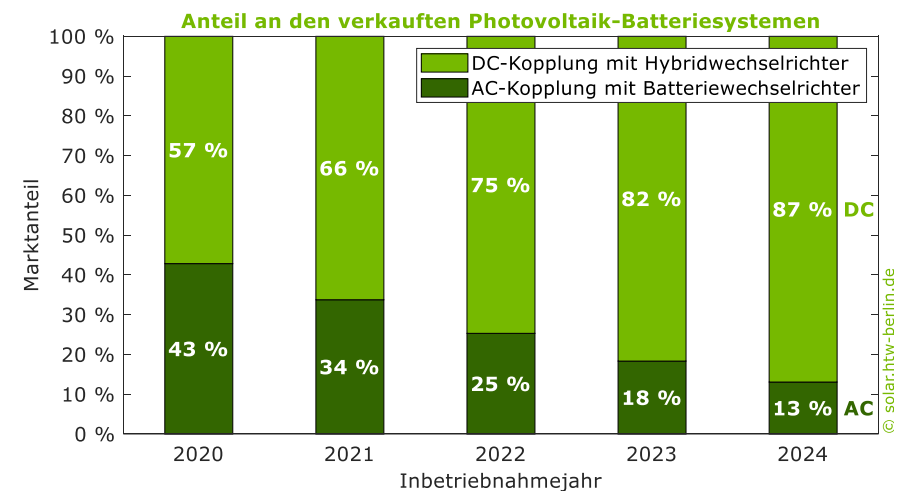


Bild 14 Entwicklung der Marktanteile von AC- und DC-gekoppelten Speichersystemen in Deutschland im Marktsegment zwischen 4 kWh und 20 kWh und bis 20 kW (Daten: Marktstammdatenregister, Stand: 01.02.2025).

voraussichtlich weiter verstärken. In Bild 15 ist die Verteilung der nutzbaren Speicherkapazität der in Deutschland neu installierten Batteriesysteme in den Jahren 2023 und 2024 zu sehen. Die im Marktstammdatenregister gemeldeten Batteriespeicher wurden in 4-kWh-Segmente unterteilt. Analog zu dem Trend der neu installierten Solaranlagen ist auch bei den Heimspeichersystemen ein Anstieg der installierten Speicher mit kleinen nutzbaren Speicherkapazitäten zu verzeichnen. Im Jahr 2023 wurden weniger als 12 000 Batteriespeicher bis 4 kWh errichtet. Ein Jahr später waren es bereits 68 000 Kleinspeichersysteme bis 4 kWh, die in Deutschland installiert wurden. Davon hatten 18 000 Batteriesysteme eine nutzbare Speicherkapazität von 1,6 kWh. Ein Großteil des Zubaus in dem Segment entfällt dabei auf die Solarbank E1600 des Anbieters Anker SOLIX. Dieses Batteriesystem wird häufig mit „Balkonkraftwerken“ kombiniert. Das Marktsegment mit nutzbaren Speicherkapazitäten zwischen 4 kWh

und 8 kWh verzeichnet im Gegensatz dazu einen Rückgang der Installationszahlen. Fast 40 000 Systeme wurden hier weniger in Betrieb genommen. Mittelgroße Batteriespeicher mit 8 kWh bis 12 kWh verteidigen im Jahr 2024 ihre Relevanz als zahlenmäßig **stärkstes Marktsegment**. Allerdings ist auch hier im Vergleich zum Vorjahr ein Rückgang von 11 % zu beobachten. Im Kontrast dazu sind die Zahlen der installierten Speicher mit nutzbaren Speicherkapazitäten über 12 kWh im Vergleich zum Vorjahr leicht gestiegen: Beide Segmente, 12 kWh bis 16 kWh und 16 kWh bis 20 kWh, sind um knapp 10 % gewachsen. Das kleinere der beiden Segmente verzeichnete im Jahr 2024 etwa 61 000 Installationen, das größere von beiden mehr als 17 000 neue Geräte.

In Bild 16 ist die **Häufigkeitsverteilung der nutzbaren Speicherkapazitäten** der in den Jahren 2023 und 2024 neu installierten Batteriespeichersysteme dargestellt. Die Grafik beschränkt sich dabei auf die Geräte mit Kapazitäten

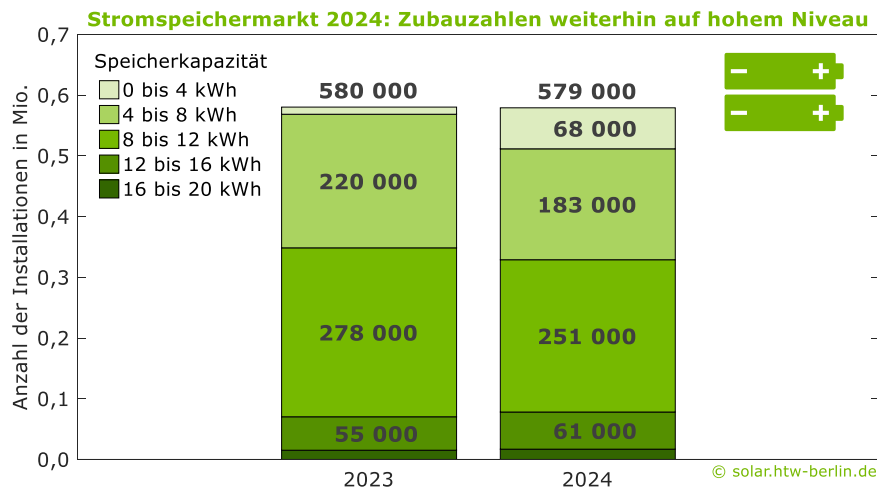


Bild 15 Entwicklung der Marktanteile einzelner Segmente der nutzbaren Speicherkapazität der 2023 und 2024 installierten Speicher in Deutschland bis 20 kWh (Daten: Marktstammdatenregister, Klassenbreite: 4 kWh, Stand: 01.02.2025).

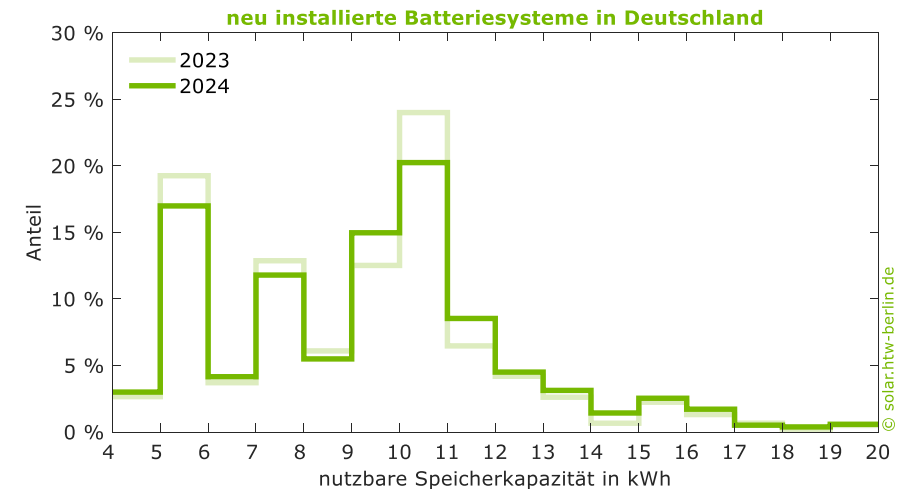


Bild 16 Häufigkeitsverteilung der nutzbaren Speicherkapazität der installierten Batteriesysteme im Marktsegment zwischen 4 kWh und 20 kWh (Daten: Marktstammdatenregister, Klassenbreite: 1 kWh, Stand: 01.02.2025).

zwischen 4 kWh und 20 kWh, um die Entwicklung der Marktsegmente ohne die Kleinspeicher zu analysieren. In den vergangenen beiden Jahren dominierten die zwei **Kapazitätsklassen** 5 kWh bis 6 kWh sowie 10 kWh bis 11 kWh den Speichermarkt. Im Jahr 2024 gehörte mehr als jeder dritte installierte Speicher einer der beiden Klassen an. Beide Segmente zeigen jedoch einen rückläufigen Marktanteil, es wurden 2024 etwa 30 000 Systeme weniger im Bereich zwischen 5 kWh und 6 kWh installiert als im Vorjahr. Mehr als 36 000 Geräte der im Jahr 2024 zugebauten Speicher verfügen über eine nutzbare Speicherkapazität von 5,0 kWh. Bei einem Großteil dieser Systeme handelt es sich entweder um den Batteriespeicher Luna2000-5-S0 von Huawei oder um das System APX 5.0P von Growatt.

Etwas größere Speicher mit Kapazitäten zwischen 7 kWh und 8 kWh verzeichnen ebenfalls einen leicht rückläufigen Marktanteil. Dies lässt sich insbesondere mit den gesunkenen Installationszahlen der BYD Battery-Box Premium HVS 7.7 erklären.

Der Anteil der Speichersysteme zwischen 10 kWh und 11 kWh sank 2024 ebenfalls. Jede fünfte neue Batterie gehört zwar immernoch diesem Segment an, allerdings zeigt es mit knapp 4 Prozentpunkten den stärksten Rückgang. Während im Jahr 2023 noch knapp 136 000 Systeme mit einer nutzbaren Speicherkapazität zwischen 10 kWh und 11 kWh installiert wurden, waren es im Folgejahr lediglich noch 92 000 Geräte.

Datenbasis und Methodik



Die Untersuchung des Marktes für PV-Speichersysteme in Deutschland stützt sich zu großen Teilen auf dem **Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur** (Stand: 01.02.2025). Die Analyse beschränkt sich auf PV-Anlagen mit einer DC-Nennleistung bis 20 kW sowie Batteriespeicher mit einer nutzbaren Speicherkapazität bis 20 kWh und einer Nennleistung bis 20 kW. Die Registrierungszahlen für das Jahr 2024 wurden um einen Faktor korrigiert, um nachträgliche Meldungen in der Analyse zu berücksichtigen. Die historischen Daten des Jahres 2023 ergeben einen **Nachmeldefaktor** von rund 7 % für PV-Anlagen und 10 % für Speichersysteme (siehe [6], [7]). Dieser Wert gibt an, dass etwa 7 % der im Jahr 2023 errichteten PV-Anlagen nach dem 01.02.2024 im Marktstammdatenregister eingetragen wurden. Laut Bundesnetzagentur müssen alle ortsfesten Stromerzeugungsanlagen, unabhängig von ihrer Größe im Marktstammdatenregister registriert werden. Allerdings wird vor allem bei den **Balkonkraftwerken** eine höhere Quote an fehlenden Meldungen vermutet. Für diese Systeme gibt es in der Regel keine Einspeisevergütung und dementsprechend fehlt häufig der ökonomische Anreiz für die Betreiber:innen, die Anlagen zu melden. Das heißt, die realen Zubauzahlen im Anlagensegment bis 2 kW sind deutlich größer, als es die Registrierungszahlen im Marktstammdatenregister vermuten lassen.



2 Vergleich der Systemeigenschaften

Über 100 Hersteller sowie Anbieter von Komponenten oder Systemen zur Speicherung von Solarstrom wurden zur Teilnahme an der Stromspeicher-Inspektion 2025 eingeladen. 15 Hersteller und Lieferanten von Speichersystemen für Privathaushalte folgten der Einladung der HTW Berlin und beteiligten sich mit insgesamt 20 PV-Batteriesystemen. Wie Bild 1 veranschaulicht, haben die Hersteller unabhängige Prüfinstitute mit den Tests ihrer Speichersysteme gemäß den Vorgaben des **Effizienzleitfadens für PV-Speichersysteme** [8] beauftragt. Die Labortests wurden von den folgenden Prüfinstituten durchgeführt:

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

Zusätzlich zu den 20 Systemen wurden im Rahmen des Forschungsprojektes „Perform“ zwei häufig installierte Heimspeichersysteme erworben und vom KIT vermessen. Die Ergebnisse dieser beiden Systeme wurden erstmalig in der

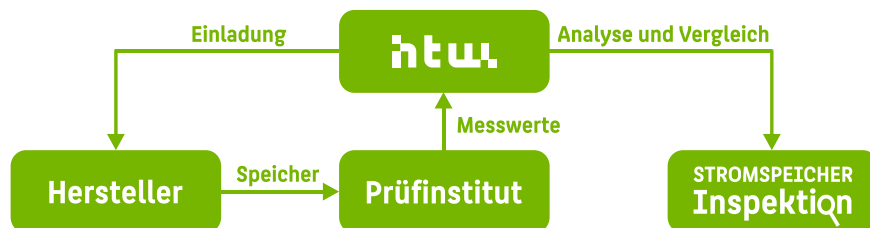


Bild 17 Vorgehensweise zum Vergleich der Speichersysteme im Rahmen der Stromspeicher-Inspektion.

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 an der Stromspeicher-Inspektion teilnehmen. Die Forschungsgruppe Solarspeichersysteme der HTW Berlin hat daher keinen Einfluss darauf, welche Solarstromspeicher bewertet und verglichen werden.

Stromspeicher-Inspektion 2024 vorgestellt. Da die Systeme immer noch am Markt erhältlich sind, sind diese auch in der vorliegenden Studie aufgeführt. Warum die Ergebnisse der beiden Systeme ohne Produktnamen aufgeführt sind, ist in der Stromspeicher-Inspektion 2024 ausführlich erläutert [9].

Zunächst werden die in den Prüfberichten dokumentierten Messwerte auf Plausibilität geprüft und offene Fragen mit den Prüfinstituten geklärt. Hierzu werden in Einzelfällen bestimmte Tests wiederholt. Jedem System wird ein **Kürzel** zugeordnet, das aus einem Buchstaben und einer Ziffer besteht (zum Beispiel A1, B1, C1). Der Buchstabe variiert je nach Wechselrichterhersteller oder Anbieter der Komplettssystemlösung. Aus den Ziffern geht hervor, wie viele Systemkonfigurationen des jeweiligen Herstellers analysiert wurden.

Nach Abschluss der Analysen durch die HTW Berlin erhalten die teilnehmenden Unternehmen sowohl eine individuelle Effizienzanalyse als auch die anonymisierten Ergebnisse des Speichervergleichs. Im Anschluss entscheiden die

Hersteller, ob ihre Ergebnisse mit oder ohne Angabe der Produktbezeichnung veröffentlicht werden.

Nach der Sichtung der Ergebnisse entschlossen sich **12 Hersteller** für die **nammentliche Erwähnung** in der Studie. Mit Prüfberichten von neuen oder weiterentwickelten Geräten beteiligten sich Fox ESS, Fronius, KOSTAL, MIBA und SAX Power. Die Systeme L1 und M1 wurden unabhängig von der Bereitschaft der Hersteller, sich an der Stromspeicher-Inspektion zu beteiligen, eingekauft und vom KIT getestet.

Die Batteriespeicher der **AC-gekoppelten Speichersysteme A1 und C1** von VARTA und KOSTAL sind über Batteriewechselrichter mit dem Stromnetz verbunden. Dagegen verknüpfen in den **DC-gekoppelten Systemen C2 bis M1** Hybridwechselrichter die PV-Anlage mit der Batterie. Bei dem System N1 VOLTHOME #03 von MIBA handelt es lediglich um einen Batteriespeicher ohne

Wechselrichter. Der Aufbau der AC- und DC-gekoppelten Systemkonzepte ist in Bild 26 schematisch dargestellt. Die AC-gekoppelten Systeme A1 und B1 sowie der Hybridwechselrichter des Systems D1 sind einphasig ausgeführt. Alle anderen getesteten Systeme sind mit dreiphasigen Hybrid- oder Batteriewechselrichtern ausgestattet.

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. Diese entspricht der AC-Leistung, die der Hybridwechselrichter unter Nennbedingungen maximal abgegeben kann. Die Effizienzklassen wurden auf Basis der simulationsbasierten Bewertung der PV-Speichersysteme mit dem System Performance Index (SPI) in Kapitel 3 ermittelt.

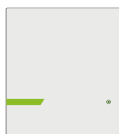


Bild 18 Prüfstand des Austrian Institute of Technology (AIT) in Wien, auf dem der Hybridwechselrichter FRONIUS Symo GEN24 12.0 Plus SC in Kombination mit der BYD Battery-Box Premium HVS 12.8 vermessen wurde. Insgesamt 8 Speichersysteme, die in dieser Studie verglichen werden, hat das AIT getestet (Bild: AIT).



Bild 19 Die BYD Battery-Box Premium HVS 12.8 wurde vom Karlsruher Institut für Technologie (KIT) in Kombination mit dem Hybridwechselrichter KOSTAL PLENTICORE G3 M 10 getestet. Rechts im Bild sind die beiden PV-Simulatoren dargestellt, die die Strom-Spannungs-Kennlinie einer PV-Anlage nachbilden (Bild: KIT).

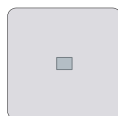
A1 STROMSPEICHER Inspektion 2025



VARTA pulse neo 6

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

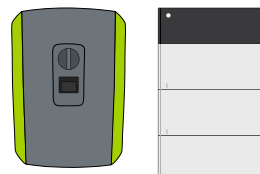
B1 STROMSPEICHER Inspektion 2025



SAX Power Home Plus

Batterieanbindung	AC
Speicherkapazität	6,2 kWh
Entladeleistung	4,6 kW
PV-Ausgangsleistung	-
Effizienzklasse	B

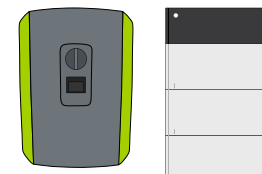
C1 STROMSPEICHER Inspektion 2025



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

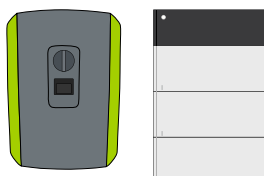
C2 STROMSPEICHER Inspektion 2025



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

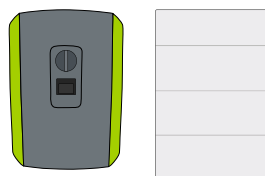
C3 STROMSPEICHER Inspektion 2025



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

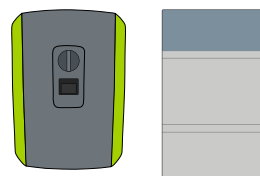
C4 STROMSPEICHER Inspektion 2025



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

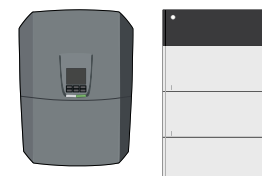
C5 STROMSPEICHER Inspektion 2025



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

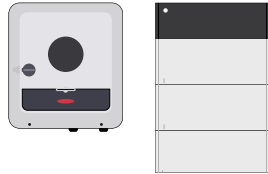
C6 STROMSPEICHER Inspektion 2025



KOSTAL PLENTICORE G3 M 10 und
BYD Battery-Box Premium HVS 12.8

Batterieanbindung	DC
Speicherkapazität	11,9 kWh
Entladeleistung	10,1 kW
PV-Ausgangsleistung	10,0 kW
Effizienzklasse	A

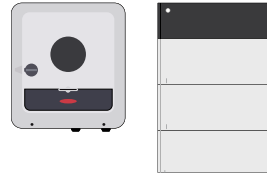
D1 STROMSPEICHER Inspektion 2025



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

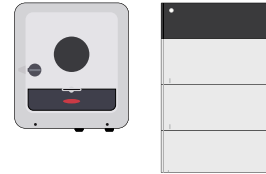
D2 STROMSPEICHER Inspektion 2025



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

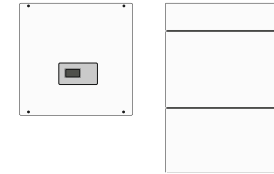
D3 STROMSPEICHER Inspektion 2025



FRONIUS Symo GEN24 12.0 Plus SC und
BYD Battery-Box Premium HVS 12.8

Batterieanbindung	DC
Speicherkapazität	12,0 kWh
Entladeleistung	11,1 kW
PV-Ausgangsleistung	12,1 kW
Effizienzklasse	A

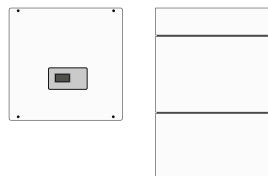
E1 STROMSPEICHER Inspektion 2025



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

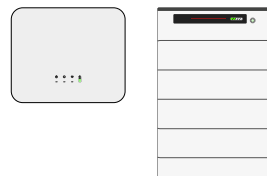
E2 STROMSPEICHER Inspektion 2025



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

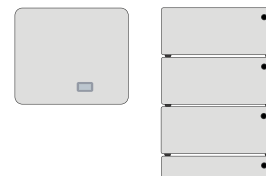
F1 STROMSPEICHER Inspektion 2025



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

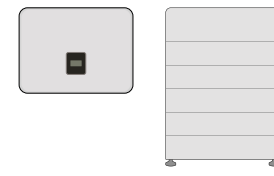
G1 STROMSPEICHER Inspektion 2025



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

H1 STROMSPEICHER Inspektion 2025



FOX ESS H3-10.0-Smart und ECS2900-H6

Batterieanbindung	DC
Speicherkapazität	16,0 kWh
Entladeleistung	9,8 kW
PV-Ausgangsleistung	9,9 kW
Effizienzklasse	A

I1 STROMSPEICHER
Inspektion 2025DC-gekoppeltes System eines anonym
teilnehmenden Herstellers

Batterieanbindung	DC
Speicherkapazität	13,5 kWh
Entladeleistung	9,1 kW
PV-Ausgangsleistung	10,2 kW
Effizienzklasse	B

J1 STROMSPEICHER
Inspektion 2025DC-gekoppeltes System eines anonym
teilnehmenden Herstellers

Batterieanbindung	DC
Speicherkapazität	10,3 kWh
Entladeleistung	10,0 kW
PV-Ausgangsleistung	9,9 kW
Effizienzklasse	B

K1 STROMSPEICHER
Inspektion 2025DC-gekoppeltes System eines anonym
teilnehmenden Herstellers

Batterieanbindung	DC
Speicherkapazität	14,2 kWh
Entladeleistung	8,9 kW
PV-Ausgangsleistung	10,2 kW
Effizienzklasse	D

L1 STROMSPEICHER
Inspektion 2025DC-gekoppeltes System, das unabhängig
eingekauft wurde

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

M1 STROMSPEICHER
Inspektion 2025DC-gekoppeltes System, das unabhängig
eingekauft wurde

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

N1 STROMSPEICHER
Inspektion 2025MIBA VOLTHOME #03
(Batteriespeicher ohne Wechselrichter)

Batterieanbindung	-
Speicherkapazität	12,0 kWh
Entladeleistung (DC)	8,9 kW
PV-Ausgangsleistung	-
Effizienzklasse	-

**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

So viel ist klar: Die zentrale Aufgabe eines PV-Speichersystems ist es, Solarüberschüsse aufzunehmen und in den Abend- und Nachtstunden zur Versorgung des Haushaltsstrombedarfs bereitzustellen. Sowohl aus ökonomischer als auch aus ökologischer Sicht ist eine **sinnvolle Dimensionierung** des Batteriespeichers wichtig.

Bild 20 stellt die im Rahmen der Labortests ermittelten nutzbaren Speicherkapazitäten der **22 Batteriespeicher** gegenüber. Die nutzbare Speicherkapazität von 5 getesteten Heimspeichersystemen ist kleiner als 7,5 kWh. Bei 12 Heimspeichern konnten mehr als 11,9 kWh aus den Batterien entnommen werden. Im Mittel beträgt die nutzbare Speicherkapazität 11,1 kWh und damit 0,6 kWh mehr als in der vorangegangenen Ausgabe der Stromspeicher-Inspektion. Damit nehmen zunehmend immer mehr Systeme mit größeren Batteriespeichern an der Studie teil.

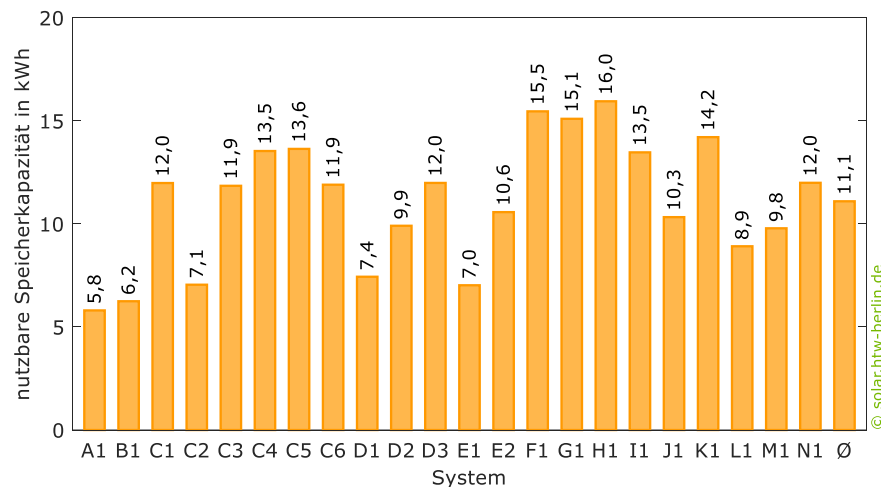


Bild 20 Vergleich der im Rahmen der Labortests ermittelten nutzbaren Speicherkapazitäten.

Der Unterschied zwischen der nominalen und nutzbaren Kapazität

Der Energieinhalt eines Batteriespeichers wird auch als Speicherkapazität bezeichnet. Auf den Datenblättern wird häufig nur die nominale Speicherkapazität angegeben. Die nutzbare Speicherkapazität ist in der Regel kleiner als die nominale Speicherkapazität, da der zulässige Ladezustandsbereich zum Schutz vor einer Tiefentladung der Batterie sowie durch eine gegebenenfalls vorhandene Alterungs- und Sicherheitsreserve eingeschränkt wird. Die Entladetiefe (engl. depth of discharge, DOD) gibt das Verhältnis von der nutzbaren Speicherkapazität zur nominalen Speicherkapazität an. Wird auf dem Datenblatt die nutzbare Speicherkapazität bei einer Entladetiefe von 100 % angegeben, kann dieser Wert in der Praxis häufig nicht erreicht werden. Ein Beispiel: RCT Power betreibt seine Batteriespeicher im Ladezustandsbereich zwischen 7 % und 97 % [10], weshalb die nutzbare Speicherkapazität auf dem Datenblatt bei einer Entladetiefe von 90 % angegeben wird.

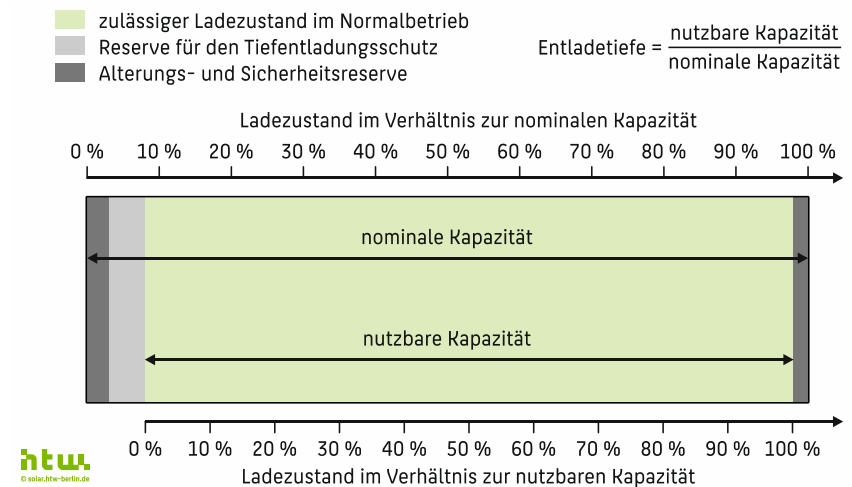


Bild 21 Batteriespeicher mit Tiefentladungsschutz sowie Alterungs- und Sicherheitsreserve (Werte in der Grafik sind exemplarisch).

Empfehlungen zur Auslegung von PV-Speichersystemen i

Folgende **Faustformeln** können dabei helfen, den Batteriespeicher unter Berücksichtigung des jährlichen Stromverbrauchs und der Größe der PV-Anlage technisch sinnvoll zu dimensionieren [11]:

- Ein Batteriespeicher sollte nur installiert werden, wenn **ausreichend Solarstromüberschüsse** anfallen. Das ist in der Regel gegeben, wenn die PV-Leistung 0,5 kW je 1000 kWh/a Stromverbrauch übersteigt.
- Der Batteriespeicher sollte **im Verhältnis zur PV-Anlage nicht zu groß** sein. Hierzu ist die nutzbare Speicherkapazität auf max. 1,5 kWh je 1 kW PV-Leistung zu begrenzen.
- Die Größe des Batteriespeichers ist zudem **an den Stromverbrauch anzupassen**, indem die nutzbare Speicherkapazität max. 1,5 kWh je 1000 kWh/a Stromverbrauch beträgt.

Dabei ist zu beachten, dass der **jeweils kleinere Wert**, der aus den beiden letztgenannten Faustformeln resultiert, als Obergrenze für die nutzbare Speicherkapazität angesetzt wird. Auf Basis der Faustformeln kann folgende Empfehlung abgeleitet werden: In Haushalten mit einem Stromverbrauch unterhalb von 5000 kWh/a und einer PV-Leistung größer als 5 kW ist die nutzbare Speicherkapazität auf 1,5 kWh je 1000 kWh/a Stromverbrauch zu beschränken. Unter den genannten Bedingungen ist die Größe des Batteriespeichers folglich nur an den Stromverbrauch anzupassen. Eigenheime verbrauchen durchschnittlich zwischen Sonnenuntergang und -aufgang etwa 1,5 kWh je 1000 kWh/a Stromverbrauch. Liegt der Stromverbrauch bei 4000 kWh/a, werden nachts im Sommerhalbjahr etwa 6 kWh benötigt. Ist in dem betrachteten Beispielhaushalt eine 12-kW-PV-Anlage installiert, sollte die nutzbare Speicherkapazität maximal 6 kWh betragen. Den Batteriespeicher – wie häufig empfohlen – mit 1 kWh je 1 kW PV-Leistung oder noch größer auszulegen, ist nicht ratsam.

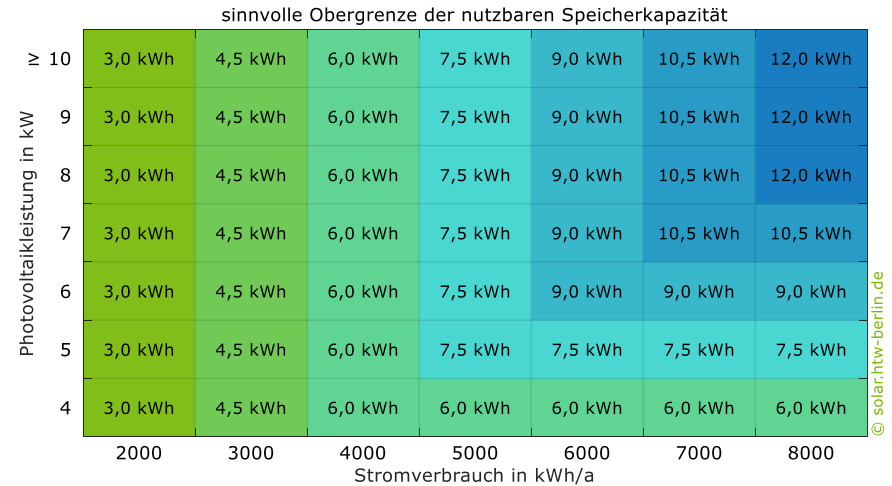


Bild 22 Von der HTW Berlin empfohlene Obergrenze der nutzbaren Speicherkapazität in Einfamilienhäusern, die von der Größe der PV-Anlage und von der Höhe des jährlichen Stromverbrauchs abhängt.

Was bei der Wahl der Speicherkapazität noch zu beachten ist i

Bei der Suche nach einem passenden Batteriespeicher sollten einige zukünftige Entwicklungen bereits vor der **Produktauswahl** mitbedacht werden:

- Wird in absehbarer Zeit der Stromverbrauch aufgrund der Anschaffung eines Elektroautos, einer Wärmepumpe oder anderer elektrischer Geräte ansteigen?
- Durch die Alterung der Batterie sinkt während der Nutzungsdauer die Speicherkapazität. Ist der Speicher auch noch ausreichend groß dimensioniert, wenn in 5 Jahren beispielsweise nur noch 90 % der ursprünglichen Speicherkapazität bereitgestellt werden können?
- Soll der Batteriespeicher auch bei einem Stromausfall einzelne Verbraucher oder das gesamte Haus versorgen können? Wie viel Kilowattstunden sollen für den Netzersatzbetrieb reserviert werden?

Da der entnehmbare Energieinhalt von der Lade- und Entladeleistung abhängt [12] werden in den Prüflaboren sogenannte Zykientests bei unterschiedlichen Leistungsstufen durchgeführt [8]. Der Batteriespeicher wird hierzu bei 100 %, 50 % und 25 % der nominalen Lade- und Entladeleistung jeweils dreimal vollständig be- und entladen. Er durchläuft damit jeweils 3 sogenannten Vollzyklen. Bei den Systemen von RCT Power (E1 und E2), MIBA (N1) und dem anonymen Teilnehmer I1 kam es während des Tests dazu, dass die Lade- und Entladeleistung zur Begrenzung der Batteriezelltemperatur gedrosselt werden musste. Keines der vier Systeme durchlief vollständig den Labortest mit der Nennleistung von 100 %. Während ein alternativer Test mit 75 % der nominalen Lade- und Entladeleistung bei dem System I1 erfolgreich war, konnte auch diese Prüfprozedur bei den Systemen E1 und E2 nicht durchgeführt werden. Bei dem System N1 kam es auch bei dem 75%-Zyklus noch zu einer deutlichen temperaturbedingten Drosselung der Leistung.

Bild 23 stellt die **Differenz der im Labor gemessenen nutzbaren Speicherkapazität** von dem auf dem **Datenblatt** angegebenen Wert dar. Die relative Abweichung variiert zwischen -11 % (B1) und +3 % (H1 und K1). Etwa zwei Drittel der Systeme verfügen über eine geringere nutzbare Speicherkapazität, als von dem Systemanbieter auf dem Datenblatt angegeben.

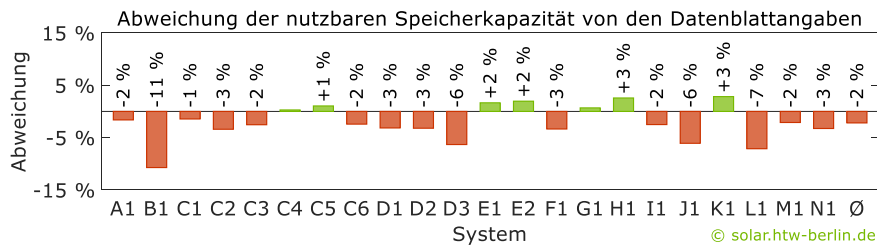


Bild 23 Bandbreite der Abweichungen zwischen den Labormesswerten und Datenblattangaben der nutzbaren Speicherkapazität.

Der Hersteller Fox ESS gibt auf dem Datenblatt seiner Batterie ECS2900-H6 eine Nennkapazität von 17,28 kWh und eine **Entladetiefe (engl. Depth of Discharge, DOD)** von 90 % an. Eine Angabe zur entnehmbaren Energiemenge oder nutzbaren Speicherkapazität ist nicht zu finden. Unerfahrene Personen, die den Begriff der Entladetiefe nicht kennen, lassen sich von den Angaben in der Regel in die Irre führen und gehen von einer nutzbaren Speicherkapazität von 17,28 kWh anstatt von 15,6 kWh aus. Die ZHAW ermittelte für dieses Gerät im Labortest eine nutzbare Speicherkapazität von 15,95 kWh.

Die nominale Kapazität der Batterie VOLTHOME #03 von Miba (N1) beträgt 13,8 kWh. Der Batteriehersteller schränkt die Kapazität zur Maximierung der Lebensdauer und zum Schutz vor Tiefentladung bereits eingeständig auf 90 % ein, sodass nur noch 12,4 kWh entnommen werden können. Da der auf dem Prüfstand verwendete Batteriewechselrichter die Entladetiefe zusätzlich weiter einschränkte, lag der Labormesswert 3 % unter dem Datenblattwert.

Bei den Systemen B1 und D3 liegt die gemessene Größe 0,8 kWh unter der Datenblattangabe. Da die Kapazität des Batteriespeichers B1 geringer ausfällt, ist die relative Abweichung höher. Die Systeme C1, C3, C6 und D3 wurden mit der Battery-Box Premium HVS 12.8 von BYD vermessen. Die ermittelte nutzbare Speicherkapazität variiert lediglich um 0,1 kWh, wie Bild 20 zeigt.

BYD gibt im Datenblatt der Battery-Box Premium an, dass die HVS 12.8 bei einer Entladetiefe von 100 % eine nutzbare Speicherkapazität von 12,8 kWh hat. Dies ist jedoch ein theoretischer Wert, der in der Praxis nicht erreicht wird. BYD gibt den Wechselrichterherstellern vor, den minimal zulässigen Ladezustand auf 5 % zu begrenzen, weshalb die maximale Entladetiefe im Betrieb somit 95 % beträgt. Die im Labor ermittelten nutzbaren Speicherkapazitäten der Systeme C1, C3, C6 und D3 liegen 6 % bis 7 % unter dem von BYD auf dem Datenblatt angegebenen Wert. Der Wechselrichterhersteller KOSTAL gibt in dem Dokument „Technische Spezifikation: PLENTICORE plus mit Batterie“ die

nutzbare Speicherkapazität der Battery-Box Premium HVS 12.8 mit 12,2 kWh an [13], weshalb sich die relativen Abweichungen der Systeme C1, C3 und C6 auf diesen Wert beziehen. Daher liegt die nutzbare Speicherkapazität dieser 3 Systeme durchschnittlich nur 2 % unter dem Datenblattwert. Bei System D3 mit dem Hybridwechselrichter von Fronius beträgt die relative Abweichung -6 %, da Fronius im Gegensatz zu KOSTAL kein separates Datenblatt für die Kombination der eigenen Hybridwechselrichter mit den BYD-Batterien anbietet und der Datenblattwert von BYD hier als Bezugsgröße dient. Im Mittel liegt die im Labor gemessene nutzbare Speicherkapazität der 22 untersuchten Systeme 2 Prozentpunkte unterhalb des Datenblattwerts.

2.2 Nominale Leistung

Die Lade- und Entladeleistung entscheidet darüber, wie schnell ein Batteriespeicher Energie aufnehmen und wieder abgeben kann. Eine zu starke **Limitierung der Leistungsfähigkeit** der PV-Speichersysteme kann sich negativ auf das Betriebsverhalten auswirken:

- Wird die Ladeleistung zu stark limitiert, können die Solarstromüberschüsse an wechselnd bewölkten Tagen nicht vollständig gespeichert werden.
- Eine zu starke Begrenzung der Entladeleistung führt dazu, dass die Lastspitzen nur anteilig durch den Batteriespeicher gedeckt werden.

In Bild 24 ist der Zusammenhang zwischen der nominalen Entladeleistung und der nutzbaren Speicherkapazität dargestellt. Die Entladeleistungen der untersuchten Systeme variieren zwischen 2,5 kW (A1, puls neo 6 von VARTA) und 11,3 kW (D3, Symo GEN24 12.0 Plus SC von Fronius mit der Battery-Box Premium HVS 12.8 von BYD). Mit steigender nutzbarer Speicherkapazität nimmt in der Regel auch die Entladeleistung zu. Die Leistungsabgabe des Systems kann

dabei von der **Strombelastbarkeit des Hybridwechselrichters oder der Batterie** begrenzt sein. Die Systeme C3, C4, C5 wurden mit dem Hybridwechselrichter PLENTICORE plus G2 vermessen, dessen maximaler Lade- und Entladestrom mit 13 A niedriger liegt, als die Strombelastbarkeit der Batterien von BYD (C3, 25 A), Dyness (C4, 22 A) und Pylontech (C5, 18,5 A). Die Batteriespannung der Batterien von Dyness und Pylontech ist mit 384 V um 128 V geringer als bei der BYD Battery-Box Premium HVS 12.8. Daher ist auch die Lade- und Entladeleistung der Systeme C4 und C5 im Vergleich zu System C3 um 1,7 kW geringer.

Das Verhältnis aus Entladeleistung zur nutzbaren Speicherkapazität, das sich anhand der farblich gekennzeichneten Geraden in Bild 24 ablesen lässt, liegt damit bei den PV-Speichersystemen C4 und C5 mit rund 0,35 kW/kWh vergleichsweise niedrig. Bei dem System J1 ist es mit 1 kW/kWh am höchsten. Das System könnte somit innerhalb einer Stunde seine gesamte Energie abgeben. Das 6,2-kWh-Heimspeichersystem B1 von SAX Power kann mit einer Leistung

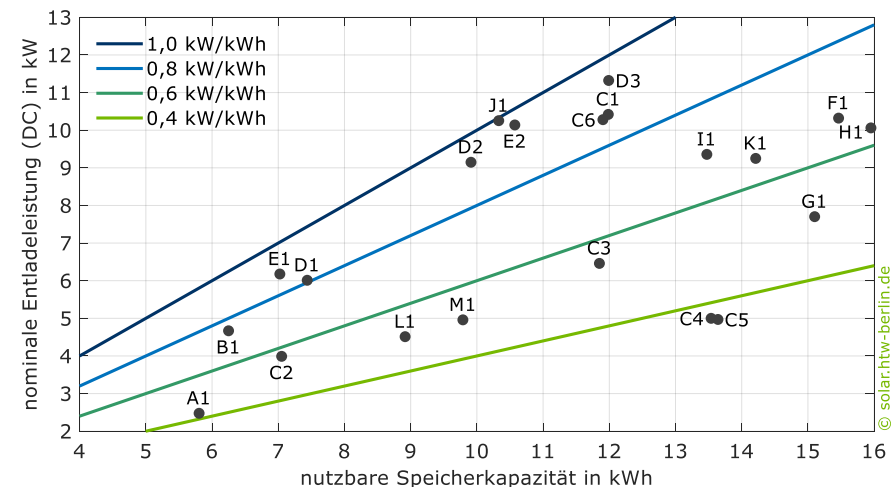


Bild 24 Nominale Entladeleistung und nutzbare Speicherkapazität der untersuchten Systemkonfigurationen.

von maximal 4,7 kW entladen werden. Bei diesem Gerät ist jedoch die Ladeleistung standardmäßig auf maximal 1,3 kW limitiert. System B1 kann damit folglich nur ein Verhältnis von nominaler Ladeleistung zur nutzbaren Speicherkapazität von lediglich 0,22 kW/kWh vorweisen. Insbesondere an wechselnd bewölkten Tagen mit kurzen Erzeugungsspitzen wird dadurch weniger Energie gespeichert, als bei einer höheren Ladeleistung möglich wäre.

In der Praxis hängt die maximale Lade- und Entladeleistung auch von der aktuellen Spannung und folglich vom **Ladezustand** des Batteriespeichers ab. Ist der maximal zulässige Lade- und Entladestrom auf einen konstanten Wert limitiert, ist die Lade- und Entladeleistung umso höher, je höher die Batteriespannung ist [14]. Hinzu kommt, dass die Hersteller den maximal zulässigen Lade- und Entladestrom bei niedrigen und hohen **Batterietemperaturen** einschränken [9].

2.3 Mittlere Umwandlungswirkungsgrade

Umwandlungsverluste im Batteriespeicher sowie in den leistungselektronischen Systemkomponenten lassen sich im Betrieb der PV-Speichersysteme nicht verhindern. Sie ergeben sich aus der Differenz zwischen der zugeführten und abgegebenen Energie der jeweiligen Systemkomponente und treten in Form von Abwärme auf. Da die **Umwandlungsverluste in der Regel ausschlaggebend für die Gesamtverluste** sind, sollte bereits vor dem Kauf ein Fokus auf der Umwandlungseffizienz des Produkts liegen.

Bild 25 stellt die in den Labortests bestimmten **mittleren Batteriewirkungsgrade** der untersuchten Systeme gegenüber. 20 der 22 Lithium-Ionen-Batteriespeicher können mit einem guten Wirkungsgrad von über 95 % punkten. Im Mittel liegt der Batteriewirkungsgrad bei 95,7 %. Den höchsten Wirkungsgrad erzielt der Batteriespeicher pulse neo 6 von VARTA mit 97,8 %, in dem Batte-

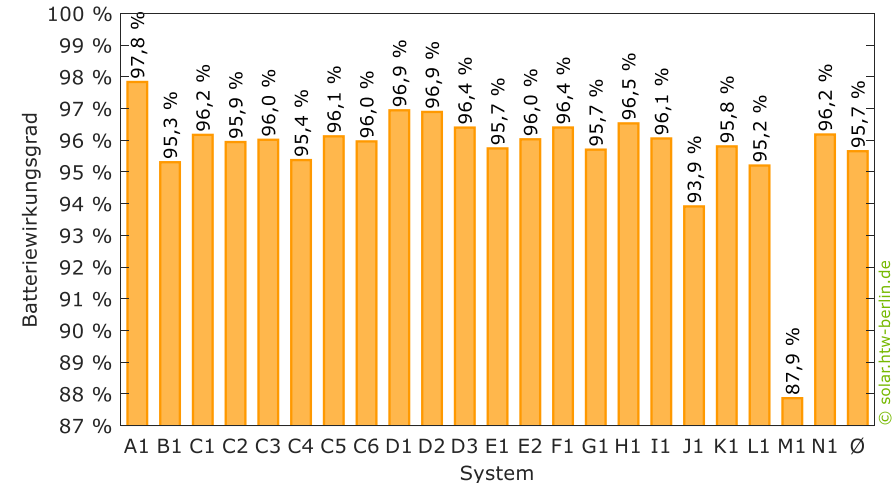


Bild 25 Mittlere Batteriewirkungsgrade der untersuchten Systeme.

riemodule von LG Chem (heute LG Energy Solution) integriert sind. Der Wirkungsgrad liegt damit fast 10 Prozentpunkte über dem Batteriewirkungsgrad des ineffizientesten Batteriespeichers M1. Dessen geringer Wirkungsgrad von 87,9 % ist unter anderem auf die im Batteriespeicher integrierten DC/DC-Wandler zurückzuführen. Damit lässt sich die außen an den Batterieklemmen anliegende Batteriespannung von der internen Batteriespannung weitestgehend entkoppeln. Eine Spannungserhöhung von mehreren hundert Volt ermöglicht höhere Umwandlungswirkungsgrade der Wechselrichter. Mit dem Ausgleich der Spannungsunterschiede sind jedoch zusätzliche Umwandlungsverluste verbunden, die den Wirkungsgrad des Batteriespeichers stark reduzieren können.

Die Unterschiede zwischen den mittleren Batteriewirkungsgraden der vermessenen Batteriespeicher lassen sich unter anderem auf folgende Effekte zurückführen [12], [15], [16]:

- Batteriezelltechnologie

- elektrische Verschaltung der Batteriezellen und -module
- die Qualität der Batteriezellen
- die Leistungsaufnahme des Batteriemanagementsystems (BMS) im Betrieb
- Produktionstoleranzen
- Umgebungstemperatur während des Labortests

Auf lediglich 12 der 22 Datenblätter der in dieser Studie analysierten Systeme ist der Batteriewirkungsgrad angegeben.

Die weiteren Umwandlungsverluste fallen in den leistungselektronischen Systemkomponenten an, die je nach Systemtopologie variieren. Bild 26 veranschaulicht die wesentlichen Komponenten der **AC- und DC-gekoppelten PV-Speichersysteme**. Während die AC-gekoppelten Systeme über einen separaten PV-Wechselrichter und Batteriewechselrichter verfügen, vereint der Hybridwechselrichter bei den DC-gekoppelten Systemen beide Funktionalitäten in

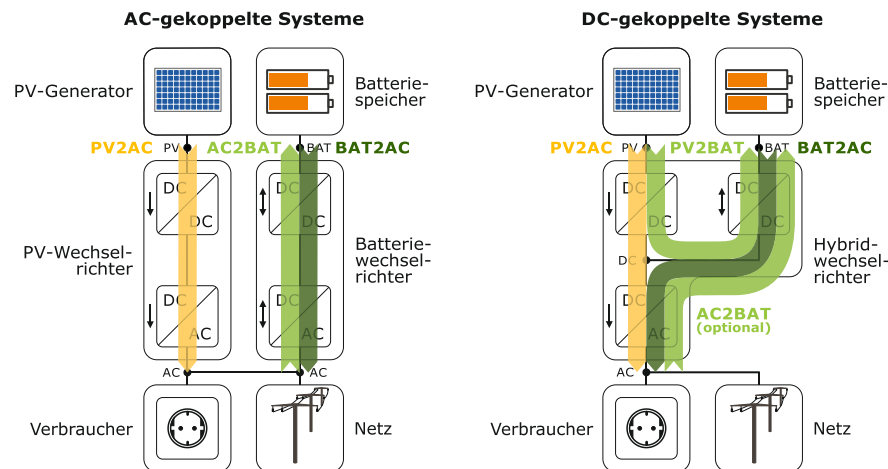


Bild 26 Komponenten und Energieumwandlungspfade von AC-gekoppelten (links) und DC-gekoppelten PV-Speichersystemen (rechts).

einem Gerät. Damit variieren je nach Systemtopologie allerdings die **Energieumwandlungspfade**. Sie sind zusätzlich in Bild 26 farblich dargestellt. Die Kurzbezeichnungen der Pfade ergeben sich aus den Messpunkten und den Energieflussrichtungen:

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

Mittlere Wirkungsgrade der Energieumwandlungspfade



Mit den mittleren Pfadwirkungsgraden wurde ein Ansatz entwickelt, der die Umwandlungseffizienz unterschiedlicher Speichersysteme vergleichbarer macht [17]. Sie entsprechen dem arithmetischen Mittel der Wirkungsgrade, die an den **10 Stützstellen** 5 %, 15 %, 25 %, 35 %, 45 %, 55 %, 65 %, 75 %, 85 % und 95 % der nominalen Ausgangsleistung resultieren. Allerdings gehen nicht für alle 10 Stützstellen Wirkungsgrade aus der Vermessung des Leistungsumwandlungssystems hervor. Daher werden die mittleren Wirkungsgrade indirekt aus der berechneten Verlustleistungskennlinie ermittelt [8], [18]. Beim **Vergleich der mittleren Pfadwirkungsgrade** sollte Folgendes beachtet werden:

- Mit steigender nominaler Entladeleistung verschieben sich die 10 Stützstellen hin zu höheren Leistungen. Je höher die nominale Leistung ausfällt, desto höher liegt auch die Leistung bei der kleinsten Stützstelle. Das wirkt sich in der Regel positiv auf den mittleren Pfadwirkungsgrad aus.
- Je höher die Batteriespannung ist, desto höher sind die mittleren Umwandlungswirkungsgrade der Pfade PV2BAT, AC2BAT und BAT2AC.

Zur Charakterisierung der Umwandlungseffizienz wurden die Wirkungsgrade für die einzelnen Pfade über den gesamten Leistungsbereich an 8 Stützstellen erfasst [8]. Die resultierenden Wirkungsgradkennlinien der einzelnen Energieumwandlungspfade sind für die untersuchten Systeme im Anhang A.2 aufgeführt.

Bild 27 stellt zum einen den Verlauf der **Wirkungsgradkennlinien** der 3 Hochvoltsysteme C3, C5 und C6 im Entladebetrieb (BAT2AC) gegenüber. Zum anderen zeigt die Grafik die 10 Stützstellen zur Bestimmung der mittleren BAT2AC-Umwandlungswirkungsgrade. Bei den Systemen C6 und C3 ist die vermessene Batterie von BYD (Battery-Box Premium HVS 12.8) die gleiche. Bei den Systemen C5 und C3 wurde hingegen der identische Hybridwechselrichter PLENTICORE plus G2 10 von KOSTAL im Labor vermessen. Der Vergleich der Systeme C3 und C5 zeigt, dass System C3 aufgrund der um 131 V höheren mittleren Batteriespannung der BYD Battery-Box Premium HVS 12.8 an allen Stützstellen höhere Umwandlungswirkungsgrade erzielt.

Der maximale Entladestrom des Hybridwechselrichters PLENTICORE plus G2 10 von KOSTAL ist mit 13 A deutlich geringer als die Strombelastbarkeit der beiden Batterien von BYD (25 A) und Pylontech (18,5 A). Damit ist die variierende Batteriespannung für die unterschiedliche maximale Entladeleistung der Hybridwechselrichter verantwortlich. Bei der Systemkombination aus dem PLENTICORE G3 M 10 von KOSTAL und der Battery-Box Premium HVS 12.8 von BYD beschränkt hingegen der maximale Entladestrom der Batterie die maximale Leistungsabgabe. Der leistungsstarke Hybridwechselrichter kann am Batterieeingang bis zu 30 A aufnehmen oder abgeben. Wie Bild 27 zeigt, verschieben sich mit steigender nominaler Entladeleistung die Stützstellen zur Bestimmung der mittleren Pfadwirkungsgrade hin zu höheren Leistungen. Die kleinste Stützstelle, bei einer Auslastung von 5 %, liegt bei System C5 bei einer Ausgangsleistung von 240 W. Bei den Systemen C3 und C5 liegt sie hingegen

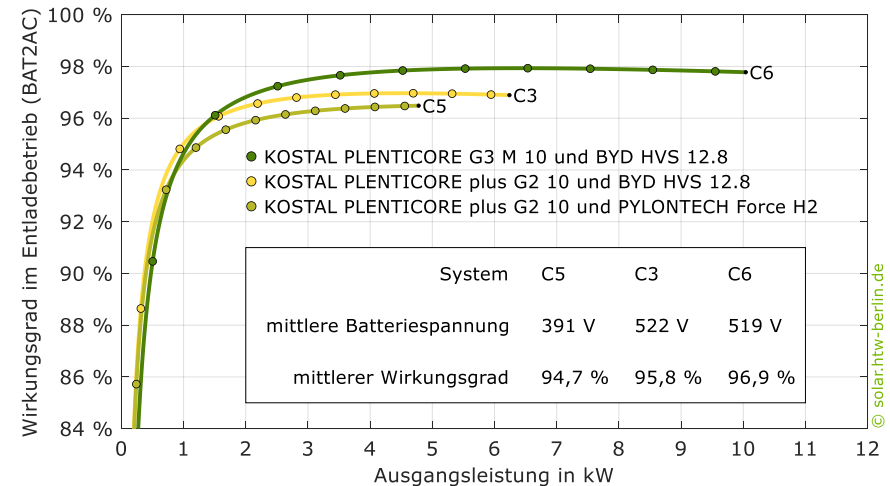


Bild 27 Kennlinien des Umwandlungswirkungsgrades (BAT2AC) und Stützstellen zur Bestimmung des mittleren Pfadwirkungsgrades der Systeme C3, C5 und C6.

mit 313 W und 503 W deutlich höher. Die Verschiebung wirkt sich somit auch positiv auf die mittleren Pfadwirkungsgrade aus.

Bild 28 vergleicht den **mittleren Wirkungsgrad im Entladebetrieb (BAT2AC)** der AC- und DC-gekoppelten Systeme. Mit der Batteriespannung steigen in der Regel auch die Wechselrichterwirkungsgrade an [19]–[21]. Dies lässt sich zum Beispiel an den Systemkombinationen D1 bis D3 von Fronius und BYD identifizieren. Die Fronius-Hybridwechselrichter wurden mit 3, 4 und 5 Batteriemodulen der Battery-Box Premium HVS von BYD vermessen. Die mittlere Batteriespannung während der Vermessung des BAT2AC-Wirkungsgrades betrug 313 V, 418 V und 520 V. Mit der Batteriespannung ist auch der Entladewirkungsgrad von 95,8 % (D1) auf 97,4 % (D3) gestiegen. Mit 92,0 % und 91,2 % fallen die BAT2AC-Wirkungsgrade des pulse neo 6 von VARTA und des anonymen Teilnehmers L1 vergleichsweise gering aus. Dies ist unter anderem auch auf die geringe Batteriespannung von 51 V (A1) und 195 V (L1) zurückzuführen.

Mit einem mittleren Wirkungsgrad im Entladebetrieb von 98 % erreicht das System B1 von SAX Power einen neuen Spitzenwert. Exzellente Umwandlungswirkungsgrade im Entladebetrieb von über 97 % erreichen ebenfalls Systeme von Fronius (D2 und D3) und RCT Power (E2). Der Mittelwert des BAT2AC-Wirkungsgrades der 21 untersuchten Systeme liegt bei 95,7 %.

Bild 29 stellt die weiteren **Wirkungsgrade** der analysierten Systeme für die Umwandlungspfade **PV-Einspeisung (PV2AC)** und **Batterieladung (PV2BAT und AC2BAT)** gegenüber. Aufgrund der Systemtopologie ist bei den AC-gekoppelten Systemen A1 bis C1 der PV2AC-Wirkungsgrad stets von dem verwendeten PV-Wechselrichter abhängig und wird hier nicht aufgeführt. Zudem erfolgt die Batterieladung lediglich über die AC-Seite. Bei den DC-gekoppelten Systemen wurde dieser Energiewandlungspfad größtenteils nicht vermessen, obwohl die meisten dieser Systeme in der Lage sind, AC-Leistung aufzunehmen und damit den Batteriespeicher zu laden.

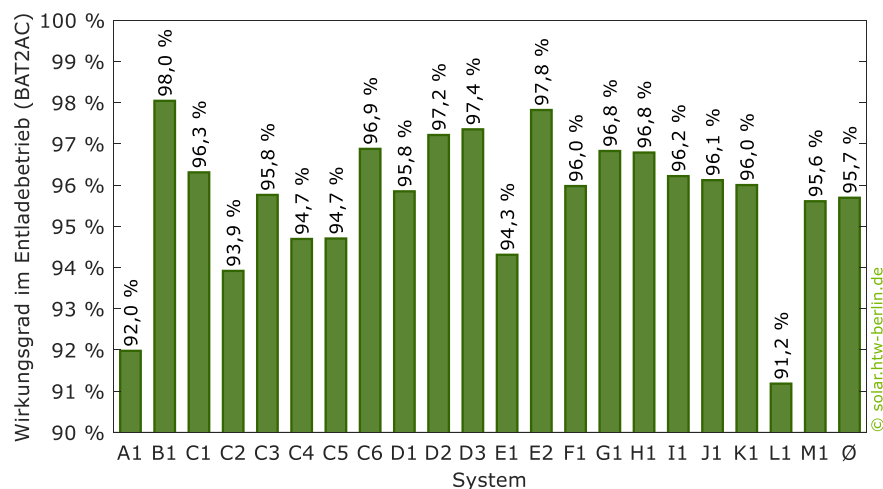


Bild 28 Mittlere Umwandlungswirkungsgrade der AC-gekoppelten Systeme A1 bis C1 sowie der DC-gekoppelten Systeme C2 bis M1 beim Entladen.

Der PLENTICORE G3 M von Kostal (C6) zeichnet sich durch einen hervorragenden Wirkungsgrad im Ladebetrieb (PV2BAT) von 98,2 % aus. Somit ist die Batterieladeleistung nur um 1,8 % geringer als die DC-Eingangleistung der PV-Anlage. PV2BAT-Umwandlungsverluste von unter 2 Prozentpunkten erreichen sonst lediglich der Symo GEN24 12.0 Plus SC von Fronius (D3) und der Power Storage DC 10.0 von RCT Power (E2). Je größer die Differenz zwischen der PV-Eingangsspannung und der Batteriespannung ist, desto höher sind in der Regel auch die Umwandlungsverluste [21].

Der neue 12-kW-Hybridwechselrichter von Fronius kann an allen Leistungsstufen hohe **MPP-Wirkungsgrade** von über 99,7 % vorweisen. Je höher der MPP-Wirkungsgrad ist, desto besser stellt der Wechselrichter den optimalen Arbeitspunkt des PV-Generators ein (engl. maximum power point tracking, MPPT). Zum Vergleich: Der MPP-Wirkungsgrad des Heimspeichersystems J1 lag bei der kleinsten Leistungsstufe lediglich bei 87 %. Das ist einer der

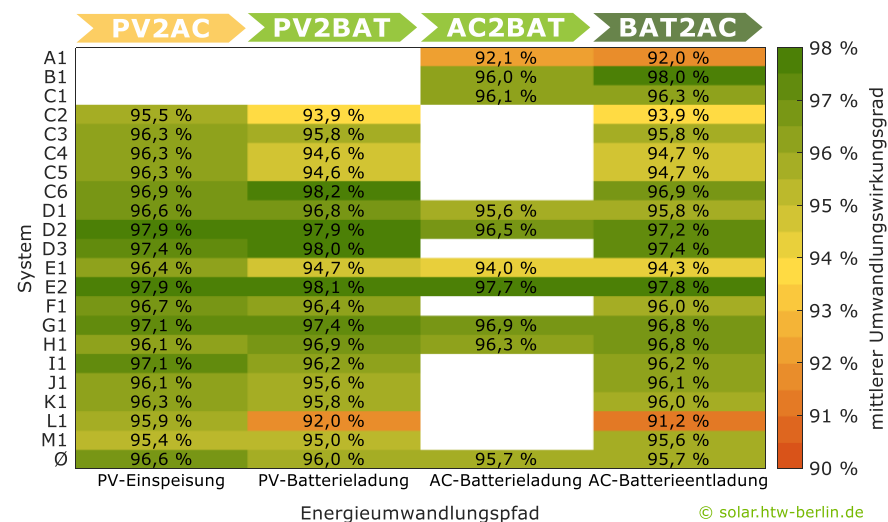


Bild 29 Mittlere Umwandlungswirkungsgrade der AC-gekoppelten Systeme A1 bis C1 sowie der DC-gekoppelten Systeme C2 bis M1.

Gründe, warum die PV2BAT-Wirkungsgrade der beiden Systeme bei der kleinsten Leistungsstufe um mehr als 10 Prozentpunkte voneinander abweichen. Der sehr gute Ladewirkungsgrad des Hybridwechselrichters H3-10.0-Smart von Fox ESS ist unter anderem aufgrund der Verwendung von effizienten Leistungshalbleitern auf Siliziumkarbid-Basis zu erklären.

Neben den leistungsstarken Systemen von Fronius und RCT Power können auch die Hybridwechselrichter des anonymen Teilnehmers I1 und der Centurio 10 von Energy Depot geringe Umwandlungsverluste für den PV2AC-Pfad von weniger als 3 Prozentpunkten vorweisen. Grundsätzlich gilt: Ein geringer Unterschied zwischen der nominalen PV-Eingangsspannung und der DC-Zwischenkreisspannung des Wechselrichters wirkt sich förderlich auf hohe PV2AC-Umwandlungswirkungsgrade aus [21]. Der Vergleich der Wirkungsgrade zeigt: Die maximalen Unterschiede zwischen den PV2AC-Wirkungsgraden sind mit 2,5 Prozentpunkten deutlich geringer als die Unterschiede bei der Batterieladung (PV2BAT und AC2BAT) und Batterieentladung (BAT2AC), die bei 6,2 Prozentpunkten beziehungsweise 6,8 Prozentpunkten liegen.

Auf den Datenblättern von 15 der 18 untersuchten Hybridwechselrichter sind lediglich die sogenannten europäischen und **maximalen Wirkungsgrade** zu finden (Stand: Januar 2025). Den Datenblättern der Systeme von Fronius, KOSTAL sowie der Hersteller L und M sind zusätzlich Wirkungsgradverläufe in Abhängigkeit von der Auslastung des Hybridwechselrichters zu entnehmen. Allerdings wird bei allen zuvor genannten Angaben nicht darauf hingewiesen, in welchem Umwandlungspfad der Wirkungsgrad erzielt wird. Vorweg: In der Regel beziehen sich diese Angaben auf den tendenziell effizientesten Umwandlungspfad der PV-Einspeisung (PV2AC). Lediglich die Hersteller RCT Power und Energy Depot geben weitere Wirkungsgrade zur Batterieladung und -entladung auf ihren Datenblättern an.

Wirkungsgradangaben auf den Datenblättern



„Die Wirkungsgrade von Geräten unterschiedlicher Hersteller können Sie anhand der Datenblätter derzeit nicht verlässlich vergleichen. Die Maximalwerte auf den Datenblättern suggerieren geringe Umwandlungsverluste, die im Betrieb jedoch selten erreicht werden.“

– Nico Orth, Leiter der Stromspeicher-Inspektion an der HTW Berlin

Bild 30 vergleicht die im Labor ermittelten maximalen Wirkungsgrade der Hybridwechselrichter, die bei der Umwandlung der DC-Leistung der PV-Anlage in AC-Leistung am Wechselrichterausgang erreicht werden. Zusätzlich sind die Maximalwerte dargestellt, die die Hersteller auf den Datenblättern der Hybridwechselrichter angegeben. Bei den Labormesswerten ist der MPPT-Wirkungsgrad in den Ergebnissen enthalten. Dessen Einfluss ist allerdings marginal, da der MPPT-Wirkungsgrad bei allen Systemen im Betriebspunkt des maximalen Wirkungsgrades deutlich oberhalb von 99 % liegt. Lediglich bei dem

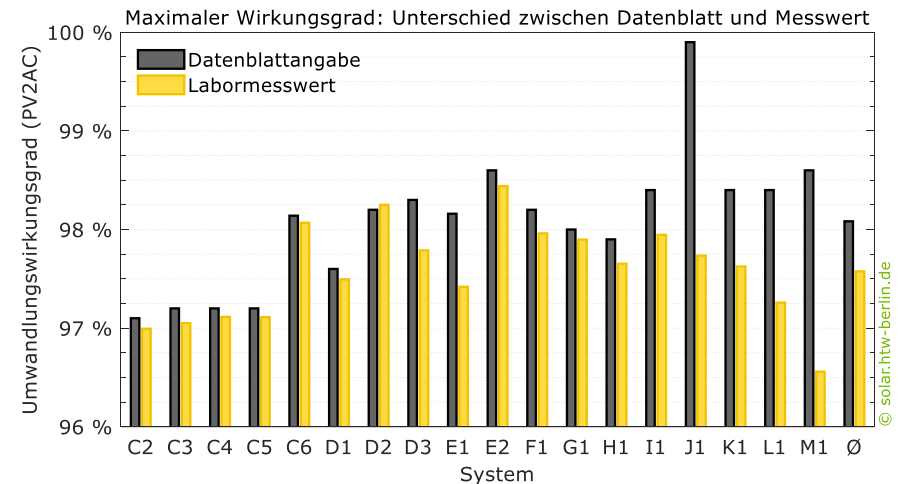


Bild 30 Abweichungen zwischen den Datenblattangaben und Labormesswerten des maximalen Umwandlungswirkungsgrades der PV-Einspeisung (PV2AC).

Hybridwechselrichter Symo GEN24 10.0 Plus von Fronius liegt der Labormesswert mit 0,05 Prozentpunkten über den Datenblattangaben. Im Mittel geben die Hersteller einen Wirkungsgrad von 98,1 % an. Aus den Labortests geht hingegen nur ein Mittelwert von 97,6 % hervor. Bei dem System E1 von RCT Power (Power Storage DC 6.0) sowie dem nicht namentlich aufgeführten Produkt K1 beträgt die Abweichung rund 0,7 Prozentpunkte. Die Hersteller der Systeme L1 und M1 geben sogar auf den Datenblättern einen um 1,1 Prozentpunkte und 2,0 Prozentpunkte zu hohen Maximalwert des Wirkungsgrades an. Mit 2,2 Prozentpunkten fällt die Abweichung bei dem anonym teilnehmenden System J1 am größten aus. Auf dem deutschsprachigen Datenblatt gibt der Hersteller einen maximalen Wirkungsgrad von 99,9 % an. In der englischen Version des Datenblatts ist dieser Wert beim MPPT-Wirkungsgrad zu finden. Möglicherweise ist der Fehler bei der Übersetzung des Datenblatts entstanden, sodass der höhere MPPT-Wirkungsgrad fälschlicherweise als maximaler Wirkungsgrad der Umwandlung aufgeführt wird.

Crashkurs: Umwandlung von Gleich- in Wechselstrom



In klassischen Wechselrichtern wird der Gleichstrom in netzkonformen Wechselstrom mit steuerbaren Halbleiterkomponenten wie zum Beispiel IGBTs oder MOSFETs umgewandelt. Die einfachste Schaltung für einen Wechselrichter ist die sogenannte H-Brücke, bei der vier steuerbare Leistungstransistoren verwendet werden. Durch ein hochfrequentes Ein- und Ausschalten der Leistungsschalter kann dem Strom und der Spannung eine gewünschte Form aufgeprägt werden. Die Variation der Ein- und Ausschaltdauer wird auch als Pulsweitenmodulation (PWM) bezeichnet. Ein nachgelagerter, sogenannter Tiefpassfilter glättet den Strom und die Spannung am Ausgang.

Exkurs: Batteriesysteme mit Multi-Level-Technologie

Das Systemkonzept auf Basis der Multi-Level-Technologie, auf das die Firma SAX Power bei ihrem Heimspeicher Power Home Plus setzt, weicht deutlich von den Systemkonzepten anderer Speicheranbieter ab. Der einphasige Batteriespeicher von SAX kommt im Gegensatz zu den anderen AC-gekoppelten Systemen ohne einen klassischen Batteriewechselrichter aus. Um trotzdem die notwendige Wechselspannung bereitstellen zu können, kommt bei dem System die sogenannte **Multi-Level-Technologie** zum Einsatz. Dabei werden zunächst 5 Batteriezellen zu einem Zellpaket mit einer Spannung von 16 V kombiniert und mit einer eigenen Leistungselektronikeinheit, einer sogenannten H-Brücke, verbunden [22]. Über die leistungselektronische H-Brückenschaltung werden die Zellpakete in Reihe geschaltet [23]. Um die notwendige

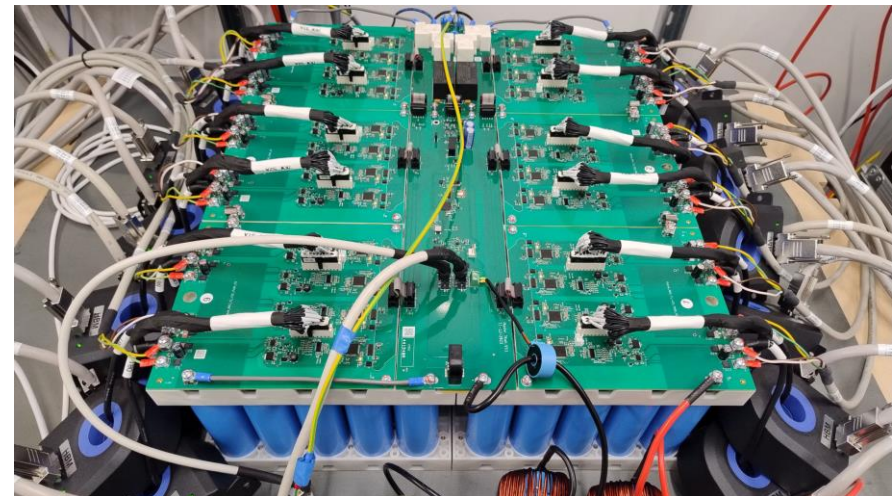


Bild 31 Um das System SAX Power Home Plus überhaupt testen zu können, musste das KIT zwischen der Elektronikplatine und den 24 Batteriezellsträngen insgesamt 24 DC-Messwandler platzieren. In jedem Batteriezellstrang sind 5 LFP-Batteriezellen mit einer Kapazität von 20 Ah in Reihe geschaltet, sodass je Zellstrang eine nominale Spannung von 16 V resultiert (Bild: KIT).

Die Effizienz vieler Batteriesysteme lässt zu wünschen übrig

„Im Rahmen unserer Stromspeicher-Inspektion haben wir seit 2018 bereits über 90 Photovoltaik-Batteriesysteme näher analysiert und bewertet. Erfreulich ist: Mehrere Hersteller haben bewiesen, dass Sie ihre Hybridwechselrichter von Produktgeneration zu Produktgeneration kontinuierlich verbesserten. Bedauerlich ist jedoch: Einige „Bestseller“, deren Testergebnisse bislang nicht veröffentlicht wurden, haben aufgrund geringer Umwandlungswirkungsgrade, langer Einschwingzeiten und hoher Stand-by-Verbräuche noch ein erhebliches Verbesserungspotenzial.“

– Dr.-Ing. Johannes Weniger, Initiator der Stromspeicher-Inspektion

Spitzenspannung von 325 V zu erreichen, müssen 20 der 24 Zellpakete über die H-Brücken be- oder entladen werden. Wie Bild 32 zeigt, werden die einzelnen Zellpakete zeitlich verzögert, zeitweise jedoch auch parallel an- und abgestellt. Damit lässt sich ein rechteckiger, treppenförmiger Sinusverlauf der Spannung am Ausgang erzeugen. Bei der Ansteuerung der 20 Zellpakete werden durch einen Sortierungsalgorithmus zuerst Zellverbände dynamisch angesteuert, die den höchsten Lade- und Gesundheitszustand aufweisen. Sie werden zuerst entladen und haben damit den größten Anteil an der Energieabgabe und werden am längsten belastet. Durch eine variierende Ansteuerung der Zellpakete kann ein sogenannter rotierender Ladungsausgleich der Batteriezellpakete realisiert werden [22]. Dies kann im Gegensatz zu einem passiven Batteriebalancing Vorteile haben, bei dem die überschüssige Energie stärker geladener Zellen in Wärme umgewandelt und nicht genutzt wird [24]. Da nicht alle Zellpakete zum Betrieb erforderlich sind, können fehlerhafte, überhitzte oder tiefenentladene Zellpakete vom Betrieb ausgeschlossen werden [23]. Während bei einem klassischen Wechselrichter nur eine H-Brücke zum Einsatz

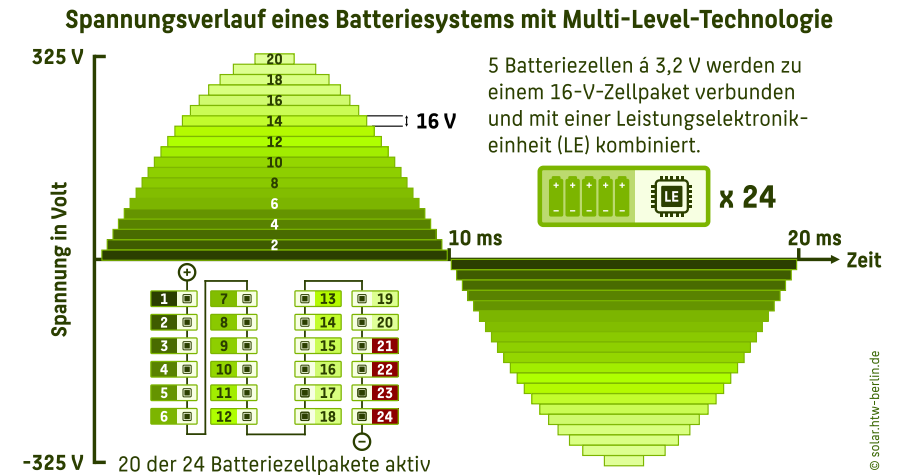


Bild 32 Schematische Darstellung des Verlaufs der sinusförmigen Wechselspannung innerhalb einer Periode (20 ms) eines Batteriesystems mit der Multi-Level-Technologie. Die dargestellten Werte gelten für das Heimspeichersystem SAX Power Home Plus bei einer Netzspannung von 230 V (Effektivwert). Um in dem Fall die Spitzenspannung von 325 V bereitzustellen, müssen kurzzeitig 20 der 24 Batteriezellpakete aktiv sein. Bei dieser Technik werden die einzelnen Batteriezellen nicht direkt, sondern über leistungselektronische H-Brückenschaltungen in Reihe geschaltet. In der Praxis sorgt ein Tiefpassfilter dafür, dass die Wechselspannung am Ausgang des Batteriesystems geglättet wird (Grafik: HTW Berlin).

kommt, ist der Hardwareaufwand mit 24 H-Brücken bei dem System von SAX Power deutlich erhöht. Durch die kaskadierten Wechselrichtereinheiten können die ansonsten erforderlichen, hohen Taktfrequenzen einer pulsweitenmodulierten Ausgangsspannung und die damit einhergehenden Schaltverluste allerdings stark reduziert werden [23]. Geringere Schaltverluste ziehen geringe Umwandlungsverluste nach sich. Die Auslastung je Leistungstransistor fällt somit geringer aus, allerdings könnte ein höherer Elektronikanteil auch zu einer höheren Ausfallrate führen. Gegenüber herkömmlichen Wechselrichtern reduziert sich der Filteraufwand und der Kühlkörper kann kleiner dimensioniert werden [24]. Das PV-Batteriesystem fällt somit kompakter aus.

2.4 Umwandlungswirkungsgrade im Teillastbetrieb

Mit welchen Leistungen Heimspeichersysteme ge- und entladen werden, hängt sowohl von der Nennleistung der PV-Anlage als auch vom individuellen Verhalten der Nutzer:innen und der technischen Ausstattung der Haushalte ab. Für die Analyse des Verbrauchsverhaltens wurden die elektrischen Lastprofile von 28 Einfamilienhäusern verglichen [25]. Die Messdaten wurden vom Institut für Solarenergieforschung in Hameln (ISFH) in einer Einfamilienhaus-siedlung in Niedersachsen in einer zeitlichen Auflösung von 10 s erfasst.

Bild 33 stellt den **tagesmittleren Verlauf (Median) der Haushaltslast** dar. Über den gesamten Tag beziehen die untersuchten Haushalte im Mittel etwa 8 kWh. Der Verbrauch steigt über den Tag kontinuierlich an und erreicht sein Maximum um 18:00 Uhr mit einem mittleren Verbrauch von rund 500 W. In der Nacht liegt der Leistungsbedarf zwischen 23:30 Uhr und 04:00 Uhr hingegen

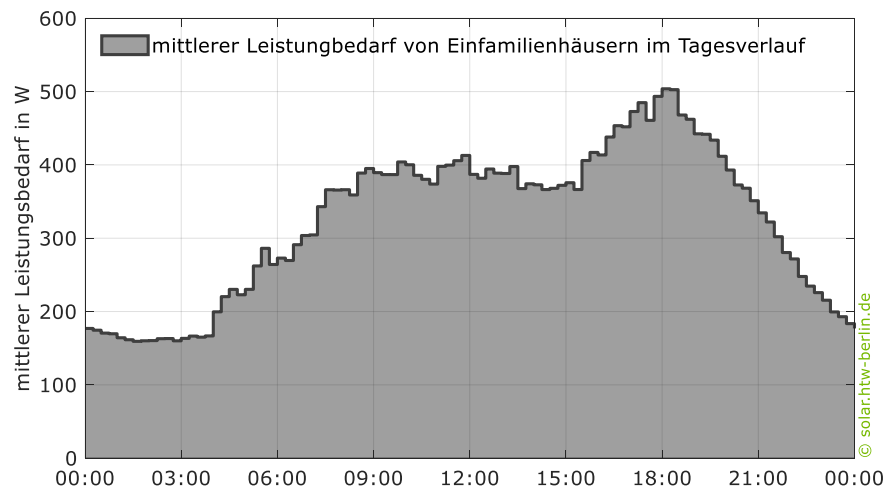


Bild 33 Zentralwert (Median) des Tagesverlaufs der Haushaltslast der 28 untersuchten Einfamilienhäuser (Daten: ISFH [18], zeitliche Auflösung der Darstellung: 15 min).

deutlich unterhalb von 200 W. In den Nachtstunden fällt meist nur die sogenannte Grundlast an, weshalb auch der Verlauf relativ konstant ist.

Klar ist: Die Heimspeicher sollen die tagsüber anfallenden Überschüsse speichern und bereitstellen, sobald die Solarleistung zur Deckung des Verbrauchs nicht mehr ausreicht. Damit erfolgt die Entladung der Speichersysteme zur Versorgung des Haushalts vorwiegend in den Abend- und Nachtstunden.

Bild 34 ist die **mittlere Häufigkeitsverteilung der elektrischen Haushaltslast** mit einer Klassenbreite von 50 W in den Nachtstunden zu entnehmen. Anders ausgedrückt: Die Grafik stellt dar, wie häufig unterschiedliche Leistungen in dem Zeitraum zwischen Sonnenuntergang und -aufgang vorkommen. In der Regel werden in Einfamilienhaushalten nachts mehr als 50 W verbraucht. Am häufigsten liegt der Leistungsbedarf der Haushalte in den Nachtstunden zwischen 100 W und 150 W; insgesamt sind es 830 h/a. Im Durchschnitt liegen 72 % der Leistungsflüsse der betrachteten Haushalte in der Nacht unterhalb von 300 W. Der Strombedarf in der Nacht ist somit in der Regel von geringen Leistungsflüssen geprägt.

Darüber hinaus ist in Bild 34 die **Umwandlungseffizienz im Entladefall** des am wenigsten effizienten Hybridwechselrichters im Test (System L1) dargestellt. Je geringer die Leistungsabgabe des Hybridwechselrichters ist, desto geringer ist auch dessen Umwandlungseffizienz. Bei einer Entladeleistung von 100 W liegt der Wirkungsgrad lediglich bei 54 %. Um diese 100 W bereitstellen zu können, müssen allerdings 186 W aus der Batterie entnommen werden. Somit gehen 86 W oder 46 % dieser Leistung in Form von Wärme verloren. Selbst bei 300 W liegt der Wirkungsgrad immer noch unterhalb von 80 %. Auf dem Datenblatt des Herstellers lassen sich keine Informationen zu der Lade- oder Entladeeffizienz finden. Der Hersteller gibt lediglich einen maximalen Wirkungsgrad von mehr als 98 % an. Die Gegenüberstellung macht deutlich: Der

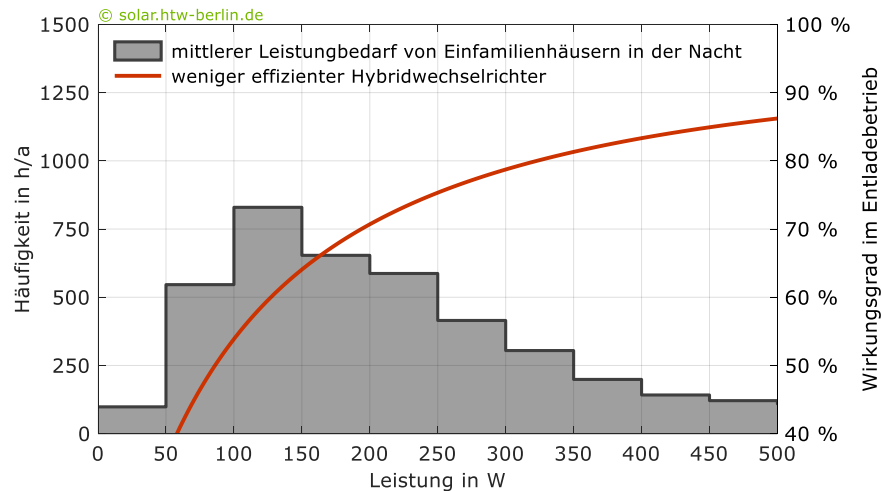


Bild 34 Mittlere Häufigkeitsverteilung des Stromverbrauchs von 28 Einfamilienhäusern während der Nacht und Umwandlungswirkungsgrade eines weniger effizienten Hybridwechselrichters im Leistungsbereich unter 500 W (Daten: ISFH [18], KIT).

Hybridwechselrichter weist die geringsten Entladewirkungsgrade in dem Leistungsbereich auf, in dem er in der Regel am häufigsten in der Nacht betrieben wird.

Von insgesamt 7 Systemen liegen Umwandlungswirkungsgrade im Entladebetrieb bei geringen Leistungen vor. Diese bestimmten das Austrian Institute of Technology (AIT) und das Karlsruher Institut für Technologie (KIT) durch Labortests, die über den Standardtests nach dem Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme hinausgehen.

Ob ein niedriger Haushaltsstrombedarf durch das PV-Batteriesystem überhaupt versorgt werden kann, hängt davon ab, wie hoch die **minimale AC-Leistungsabgabe** des Wechselrichters im Entladebetrieb ist. Die Hersteller Energy Depot, Fronius und RCT Power geben an, dass ihre Systeme bereits ab Leistungen von 1 W entladen. Bei den Wechselrichtern von Kostal liegt der Schwel-

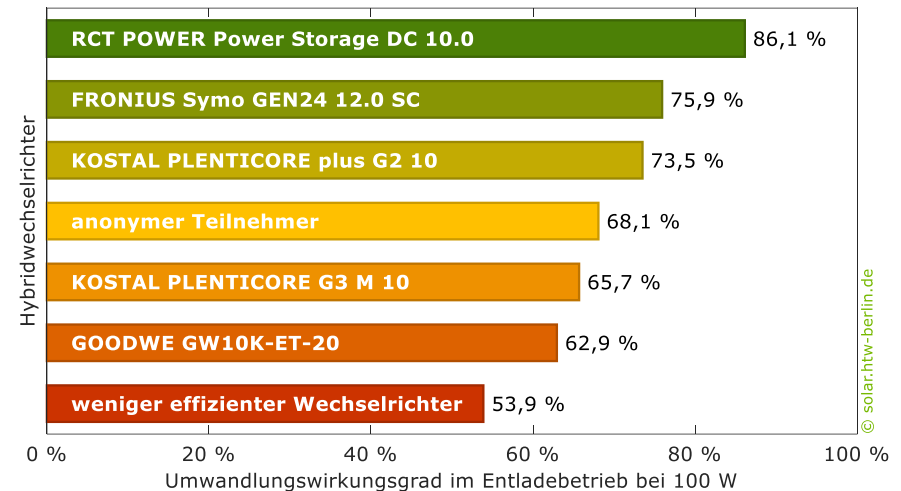


Bild 35 Umwandlungswirkungsgrade verschiedener Hybridwechselrichter bei einer Ausgangsleistung von 100 W. Zu beachten ist bei dem Vergleich, dass die Wirkungsgrade von der Batteriespannung abhängen, die zwischen 195 V und 520 V lag (Daten: AIT, KIT).

lenwert bei 50 W. Der Hersteller Fox ESS hinterlegt bei seinen Systemen standardmäßig eine minimale AC-Leistungsabgabe von 100 W, die allerdings in den Einstellungen individuell angepasst werden kann.

Bild 35 vergleicht die **Umwandlungseffizienz** unterschiedlich effizienter Hybridwechselrichter mit einer Nennleistung von 10 kW oder mehr **bei einer Ausgangsleistung von 100 W**. Im Gegensatz zu dem weniger effizienten System erreichen die Hybridwechselrichter GW10K-ET-20 von GoodWe, der PLENTICORE G3 M10 von KOSTAL und die Systemkombination I1 bei dieser geringen Ausgangsleistung einen Wirkungsgrad zwischen 62,9 % bis 68,1 %. Bei dem Modell PLENTICORE plus G2 10 des Herstellers KOSTAL in Kombination mit der Pylontech-Batterie Force H2 fällt der Wirkungsgrad mit 73,5 % noch einmal besser aus. Der neue Hybridwechselrichter SYMO GEN24 12.0 SC von Fronius erreicht einen Wirkungsgrad von 75,9 %. Spitzenreiter der untersuchten Sys-

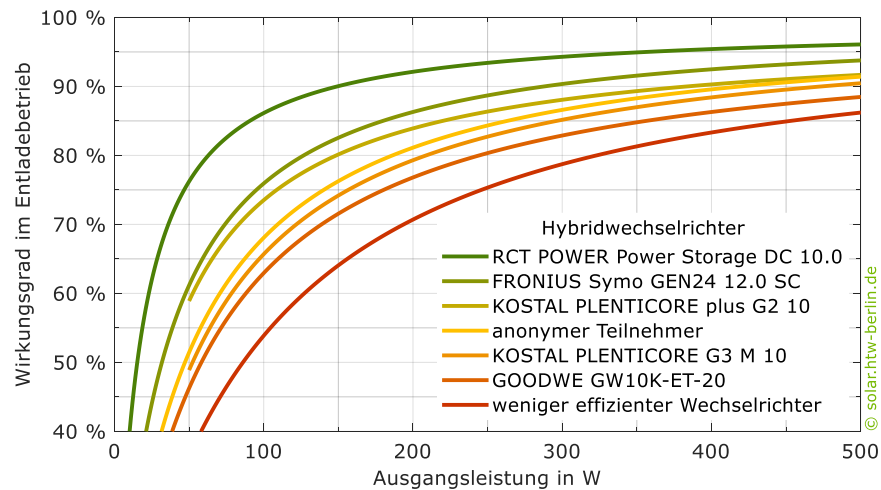


Bild 36 Umwandlungswirkungsgrade verschiedener Hybridwechselrichter bei Ausgangsleistungen unterhalb von 500 W (Daten: AIT, KIT).

teme ist der Power Storage SC 10.0 von RCT Power mit einem Umwandlungswirkungsgrad von 86,1 % bei einer Entladeleistung von 100 W. Er liegt damit mehr als 30 Prozentpunkte über dem weniger effizienten System und mehr als 10 Prozentpunkte über den anderen getesteten Mitbewerbern.

Bereits ab einer Ausgangsleistung von 150 W liegt der Wirkungsgrad des Hybridwechselrichters von RCT Power bei 90 %, wie Bild 36 zeigt. Diesen Grenzwert überschreiten die im Entladebetrieb sehr effizienten Systeme von Fronius und Kostal erst bei 290 W (Symo Gen24 12.0 SC) und 385 W (PLENTICORE plus G2 10). Der weniger effizienten Wechselrichter L1 erzielt hingegen 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. Mit steigender Entladeleistung nehmen die Unterschiede zwischen den Entladewirkungsgraden ab. Während die Wirkungsgrade zwischen den Hybridwechselrichtern bei einer Ausgangsleistung von 50 W um bis zu 40 Prozentpunkte variieren, sind es bei 500 W nur noch 10 Prozentpunkte.

Warum Sie auf hohe Teillastwirkungsgrade achten sollten



Heimspeicher werden vorwiegend in der Nacht mit Leistungen zwischen 100 W und 300 W entladen. Je effizienter der Wechselrichter im Entladebetrieb bei diesen geringen Leistungen im sogenannten Teillastbetrieb ist, desto ...

- später ist der Batteriespeicher nachts entladen.
- geringer fällt der Strombezug aus dem Netz aus.
- kleiner kann der Batteriespeicher dimensioniert werden, da weniger Umwandlungsverluste auftreten.

Vor allem Haushalte mit einem geringen nächtlichen Stromverbrauch sollten daher bei der Wahl des Wechselrichters auf hohe Teillastwirkungsgrade achten.

Augen auf beim

Stromspeicher-Kauf

Warum ein hoher Wirkungsgrad wichtig ist

Bild 37 In diesem 5-minütigen [Video](#) erklärt Lucas Meissner von der Forschungsgruppe Solarspeichersysteme der HTW Berlin, wieso ein hoher Wirkungsgrad der Hybridwechselrichter im Teillastbereich besonders wichtig ist.

2.5 Regelungsabweichungen

In der Praxis kommt es darüber hinaus zu **dynamischen und stationären Regelungsabweichungen**. Diese Regelungsverluste resultieren in einem unerwünschten Anstieg der Netzeinspeisung und des Netzbezugs. Verantwortlich für die Abweichung zwischen der elektrischen Last und der bereitgestellten Leistung des Batteriesystems sind zum Beispiel:

- Zeitliche Verzögerungen in der Messwerterfassung und Signalverarbeitung der Regelung.
- Vorgegebene Trägheiten zur Stabilisierung der Regelung.
- Eine unpräzise Erfassung der Leistungsmesswerte.
- Beabsichtigte Sollwertabweichungen zur Kompensation der Regelungsträgheiten.

Bild 38 stellt beispielhaft das Reaktionsverhalten des PV-Speichersystems M1 im Entladebetrieb dar. Die elektrische Haushaltslast unterliegt starken, zum Teil sehr schnellen Schwankungen. Der sprunghafte Anstieg des Strombedarfs um 300 W wird von dem Speichersystem erst verzögert erfasst und verarbeitet. Das unabhängig eingekaufte Batteriesystem M1 beginnt im Mittel erst nach 1,4 s die Leistungsabgabe anzupassen, um den neuen Sollwert der Batterieleistung einzustellen. Diese Zeitspanne wird auch als **Totzeit** bezeichnet. Die Batterieleistung wird anschließend in kleinen Schritten kontinuierlich erhöht, bis der neue Sollwert von 600 W erreicht ist. Das asymptotische Annähern an den Vorgabewert ähnelt dem Verlauf einer Exponentialfunktion. In der Regelungstechnik wird dieses Verzögerungsverhalten mit einem sogenannten PT1-Glied beschrieben. Bis der neue Sollwert nach dem Lastsprung erreicht wird, vergehen im Mittel 11 s. Diese Zeitspanne wird auch als **Einschwingzeit** bezeichnet. Je nach der Höhe und dem Zeitpunkt des Lastsprungs kann sowohl

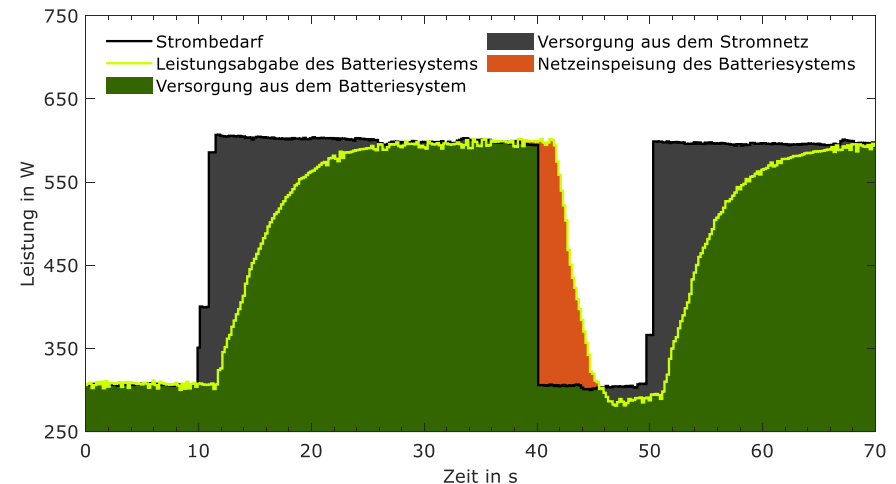


Bild 38 Reaktionsverhalten und resultierende Leistungsflüsse im Entladebetrieb (Beispiel: System M1, Daten: KIT).

die Totzeit als auch die Einschwingzeit variieren. Um den Strombedarf versorgen zu können, muss die Differenz zwischen der elektrischen Last und der Leistungsabgabe des Batteriesystems aus dem Stromnetz bezogen werden. Ein ähnliches Einschwingverhalten ist auch bei sinkendem Leistungsbedarf zu beobachten. Allerdings gibt das Batteriesystem, bedingt durch die verzögerte Reaktion, in diesem Fall bis zu 300 W mehr als erforderlich ab. Es kommt also dazu, dass das Batteriesystem in das Stromnetz einspeist und die gespeicherte Energie nicht zur Versorgung der elektrischen Verbraucher im Haus beiträgt. Bild 39 vergleicht die in den Labortests bestimmten mittleren Tot- und Einschwingzeiten der untersuchten Systeme. Die Systeme E1, E2 und G1 weisen eine hervorragende Totzeit von unter 0,1 s auf und reagieren damit innerhalb einer Zehntelsekunde auf die Änderung der Last. Mit 5,9 s fällt die Totzeit bei dem System K1 am höchsten aus. 15 der anderen 20 Systeme haben das vollständige Einschwingverhalten bereits abgeschlossen, bevor dieses System überhaupt mit der Anpassung der Leistung beginnt. Im Mittel liegt die Totzeit

der 22 analysierten Systeme bei 1 s. Bis nach einem Leistungssprung der neue Sollwert der Batterieleistung eingestellt wurde, vergehen durchschnittlich weitere 3,5 s. Die mittlere Einschwingzeit liegt folglich bei 4,5 s.

Der Hersteller Fronius konnte die dynamischen Regelungsabweichungen bei seinem neuen Hybridwechselrichter Symo GEN24 12.0 Plus SC im Vergleich zu den anderen Produkten D1 und D2 leicht reduzieren. Die Totzeit lag bei den verschiedenen Testzyklen relativ konstant bei 1,4 s und damit um mehr als 1 s niedriger. Auch die Einschwingzeit ist mit 9,8 s immer noch vergleichsweise hoch. Je nach Lastsprung variiert sie zwischen 5,2 s und 17,8 s.

Differenzen zwischen den Soll- und Istwerten der Batterieleistung können auch unter Bedingungen auftreten, in denen die Last annähernd konstant bleibt. Diese sogenannten **stationären Regelungsabweichungen** werden für unterschiedliche Betriebszustände sowohl im Lade- als auch im Entladebetrieb ermittelt [8]. Eine zu hohe oder zu niedrige Ladeleistung wirkt sich unterschiedlich auf die Energieflüsse am Netzanschlusspunkt aus:

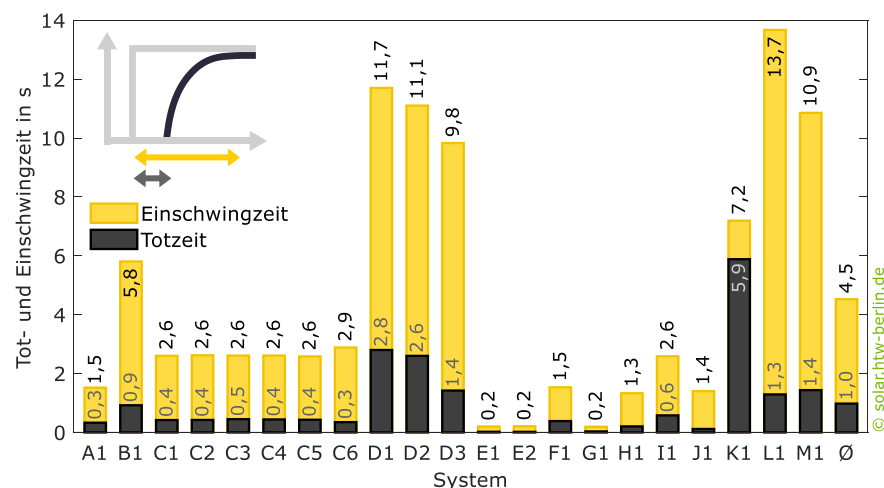


Bild 39 Mittlere Tot- und Einschwingzeiten der untersuchten Systeme.

- Nimmt der Batteriespeicher beim Laden die zur Verfügung stehende Überschussleistung nicht vollständig auf, wird der verbleibende Anteil in das Stromnetz eingespeist.
- Übersteigt die Batterieladeleistung hingegen den solaren Überschuss, kommt es zum Energiebezug aus dem Netz.
- Schwankt die Batterieleistung um die Überschussleistung, treten beide Energieflüsse auf.

Beim Entladen erhöhen Regelungsabweichungen ebenfalls die Netzeinspeisung und den Netzbezug. Wie Bild 40 zeigt, können Dreiviertel der untersuchten Systeme sowohl im Ladebetrieb als auch im Entladebetrieb eine geringe Regelungsabweichung von weniger als 5 W vorweisen. Sowohl im Lade- als auch im Entladebetrieb treten die größten Abweichungen mit 16 W bis 18 W bei den Systemen des Herstellers RCT Power auf. Bei dem Hybridwechselrichter H3-10.0-Smart von FOX ESS (H1) dreht sich die Energieflussrichtung bei

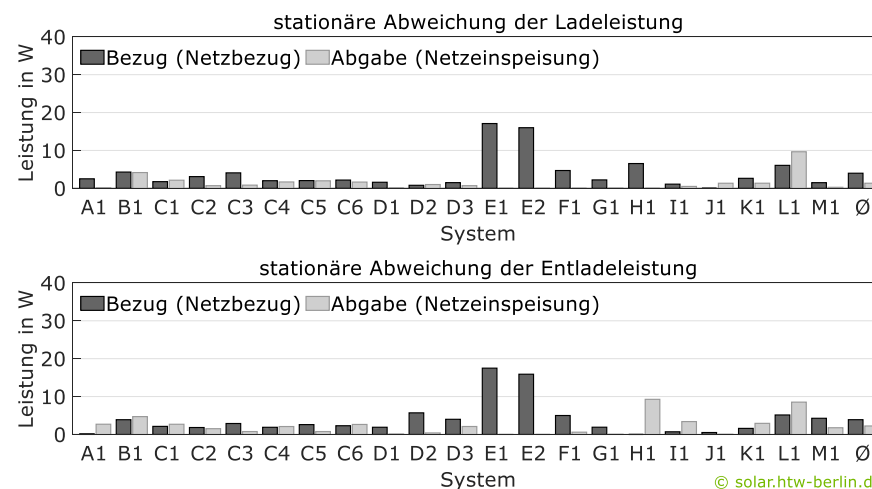


Bild 40 Mittlere stationäre Regelungsabweichungen der untersuchten Systeme im Ladebetrieb (oben) und Entladebetrieb (unten).

Labortests zeigen Optimierungspotenziale auf



„Auf Basis unserer Effizienzleitfaden-Messungen erhalten die Hersteller der Speichersysteme wertvolle Hinweise zur Optimierung ihrer Geräte. Ein Unternehmen verbesserte beispielsweise durch mehrere Software-Updates sein Regelungsverhalten deutlich und reduzierte die Einschwingzeit sichtbar von 10,0 s auf 2,6 s. Zudem gelang es dem Hersteller die Totzeit mit der mittlerweile im Feld ausgerollten Firmware zu halbieren.“

– Christian Messner, Research Engineer, Austrian Institute of Technology

der Batterieladung und -entladung um. Im Ladebetrieb liegt die Leistung im Mittel 7 W über der Leistungsvorgabe, sodass ein zusätzlicher Netzbezug entsteht. Im Entladebetrieb wird hingegen mehr Leistung bereitgestellt, als benötigt wird. Der Hybridwechselrichter speist im Mittel 9 W in das Netz ein.

2.6 Stand-by-Leistungsaufnahme

Je nach Größe der PV-Anlage und des Batteriespeichers ist letzterer üblicherweise 1250 h bis 3500 h im Jahr vollständig entladen [5]. Das sind immerhin 14 % bis 40 % aller Stunden eines Jahres. Im vollgeladenen Zustand verbringen die Systeme hingegen nur rund 1000 h bis 2000 h im Jahr [26]. In diesem sogenannten **Bereitschaftsbetrieb** benötigen jedoch unterschiedliche Systemkomponenten zur Deckung ihres Verbrauchs weiterhin Energie. Dazu gehören:

- Die Steuerungselektronik des PV-Speichersystems.
- Kommunikationsmodule, Displays, LED-Anzeigen etc.
- Leistungssensoren am Netzanschlusspunkt und gegebenenfalls vorhandene Sensoren zur Erfassung der Leistung des PV-Systems.

- Weitere erforderliche Systemkomponenten wie zum Beispiel separate Netzteile oder Energiemanager.

Der Bereitschaftsbedarf kann entweder durch einen Bezug aus dem Stromnetz über die AC-Seite oder DC-seitig durch die Entladung der Batterie gedeckt werden, wie Bild 41 beispielhaft für den Bereitschaftsbetrieb bei entladenem Batteriespeicher zeigt. Der Systemverbrauch in diesem Betriebszustand setzt sich aus der AC-Leistungsaufnahme des Leistungssensors am Netzanschlusspunkt sowie der AC- und DC-Leistungsaufnahme des Wechselrichters zusammen. Bei den beiden Hybridwechselrichtern von RCT Power und Kostal beträgt der Systemverbrauch 6 W und 9 W. Bei dem System von RCT Power wird der Leistungssensor über den Wechselrichter versorgt. Die Stromflüsse am Netzanschlusspunkt werden über Klappstromwandler erfasst. Der Verbrauch des anonymen Teilnehmers I1 summiert sich hingegen zu 34 W auf. Er ist primär auf die hohe Leistungsaufnahme des Wechselrichters zurückzuführen.

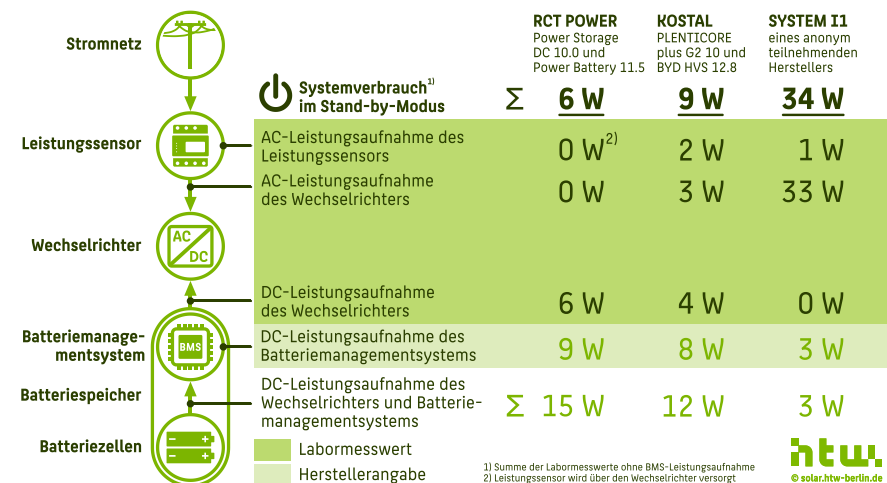


Bild 41 Zusammensetzung der Stand-by-Leistungsaufnahme 3 exemplarischer Systeme bei entladenem Batteriespeicher.

Darüber hinaus versorgt sich das sogenannte **Batteriemanagementsystems (BMS)** aus den Batteriezellen. Die Leistungsaufnahme des BMS ist nicht zu vernachlässigen. Da der BMS-Verbrauch nach den Vorgaben des Effizienzleitfadens nicht messtechnisch erfasst werden kann, handelt es sich bei den aufgeführten Werten um Herstellerangaben. Das BMS überwacht die Batteriezellen und ist unter anderem für das Sicherheits- und Temperaturmanagement der Batterie verantwortlich. Je nach Batteriehersteller variiert der Funktionsumfang sowie die Leistungsaufnahme des BMS, wie die Stromspeicher-Inspektion 2023 aufzeigt [5]. Der Gesamtverbrauch setzt sich meist aus dem Leistungsbedarf eines Hauptcontrollers zuzüglich der Leistungsaufnahme der einzelnen Batteriemodule zusammen. Während das BMS von RCT Power die Batterie mit 9 W und das BMS der Battery-Box Premium HVS 12.8 die BYD-Batterie mit 8 W entlädt, fällt die DC-Leistungsaufnahme des BMS bei dem anonymen Teilnehmer I1 mit 3 W deutlich geringer aus.

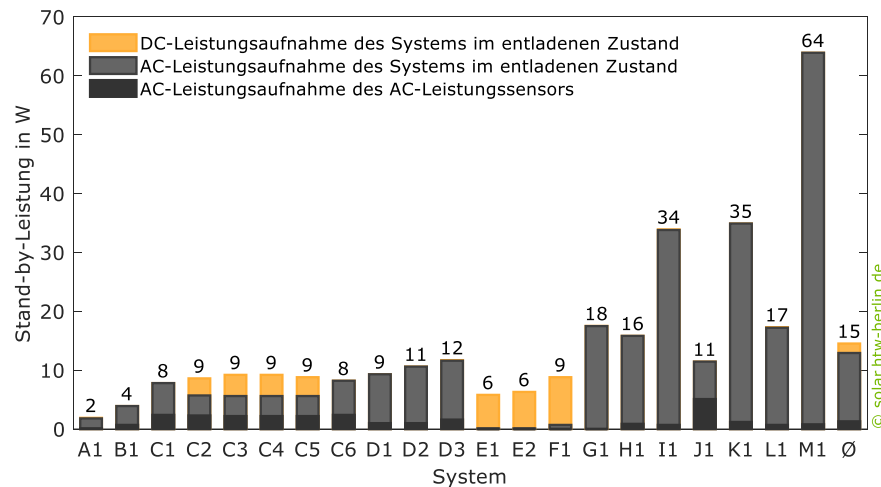


Bild 42 Zusammensetzung der Stand-by-Leistungsaufnahme der untersuchten Systeme bei entladenem Batteriespeicher.

Bild 42 zeigt die Zusammensetzung der Leistungsaufnahme im **Bereitschaftsbetrieb mit entladenem Batteriespeicher** für die untersuchten PV-Speichersysteme. Bei den Heimspeichern E1 und E2 des Herstellers RCT Power wird ausschließlich Strom aus der Batterie zur Deckung der Stand-by-Leistungsaufnahme der Hybridwechselrichter entnommen. Um die Batterien vor Schäden durch eine Tiefentladung zu schützen, müssen sie allerdings teilweise mit Netzstrom nachgeladen werden. Die Wechselrichter C2 bis C4 von Kostal entladen ebenfalls die Batterie, beziehen gleichzeitig jedoch auch noch 3,4 W aus dem Netz. Ihre Stand-by-Leistungsaufnahme bei entladenem Batteriespeicher summiert sich auf 9 W. Alle anderen Systeme entkoppeln ihre Batterie von der Leistungselektronik und decken ihren Bedarf lediglich mit einem AC-Leistungsbezug aus dem Netz. Dieser variiert zwischen 2 W bei dem System VARTA pulse neo 6 (A1) und 64 W bei dem anonym teilnehmenden Heimspeicher M1. Der hohe Verbrauch des Systems ist auch darauf zurückzuführen, dass ein Teil

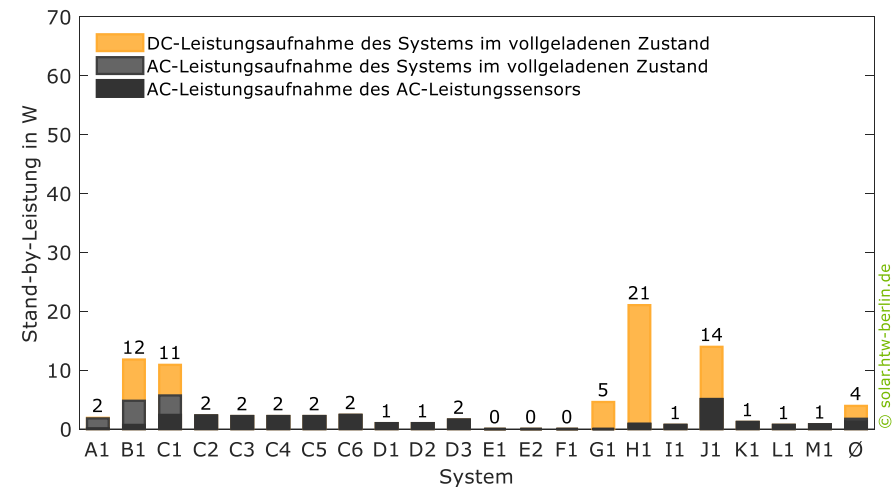


Bild 43 Zusammensetzung der Stand-by-Leistungsaufnahme der untersuchten Systeme bei vollgeladenem Batteriespeicher.

des Leistungsbezugs der Versorgung der im Batteriespeicher verbauten Elektronik dient.

Zu den Aufgaben der **AC-Leistungssensoren** zählt unter anderem die kontinuierliche Erfassung der Leistungsbilanz am Netzanschlusspunkt. Auf Basis dessen kann die Ladeleistung der Batterie an die aktuelle Überschussleistung angepasst werden. Im Gegensatz zu den anderen Herstellern erfassen VARTA (A1), RCT Power (E1 und E2) und GoodWe (F1) die Stromflüsse bei ihren Systemen über analoge Klappstromwandler. Die AC-Leistungsmesstechnik wird über den Wechselrichter versorgt, sodass kein zusätzlicher Netzbezug dafür anfällt. Bei den anderen Systemen liegt die Leistungsaufnahme der häufig als Energy Meter bezeichneten Geräte bei bis zu 5,1 W (J1).

Im Gegensatz zu den anderen Systemen ist messtechnisch bedingt der BMS-Verbrauch des SAX Power Home Plus in den Messwerten der Stand-by-Leistungsaufnahme im entladenen und vollgeladenen Zustand enthalten.

Im **vollgeladenen Zustand** beschränkt sich die Stand-by-Leistungsaufnahme bei den meisten Systemen lediglich auf die Leistungsaufnahme des AC-Sensors. Im Mittel beträgt die Stand-by-Leistungsaufnahme 4 W und ist damit etwa um den Faktor 4 niedriger. Bei den Systemen B1, C1, H1 und J1 liegt die Leistungsaufnahme hingegen über 10 W. Bei diesen 4 Systemen fällt der Strombedarf im vollgeladenen Zustand höher als im entladenen Zustand aus.

Stand-by-Verbrauch: Datenblattangabe und Labormesswert



Die Analyse der Datenblätter der untersuchten Heimspeicher zeigt, dass nicht alle gemessenen **Stand-by-Verbräuche** zu den Angaben auf den Datenblättern passen. Bei den Systemen A1, I1, K1 und L1 sind überhaupt keine Angaben zum Stand-by-Verbrauch auf den Datenblättern zu finden. Bei dem System Centurio 10 von Energy Depot (G1) ist sowohl ein Leerlaufverbrauch mit 20 W als auch ein Nachtverbrauch mit kleiner 0,1 W angegeben. Während der Vermessung des Systems nach den Vorgaben des Effizienzleitfadens im Labor des ZHAW konnte jedoch über den Messzeitraum von 3 h kein Übergang in einen Stand-by-Modus mit einem geringeren Verbrauch erfasst werden. Bei den Systemen C6 und E1 fällt der gemessene Verbrauch um bis zu 50 % höher aus, als auf dem Datenblatt angegeben. Bei dem unabhängig eingekauften System M1 ist der Labormesswert mit 60 W um den Faktor 10 größer als der auf dem Datenblatt angegebene Wert des Stand-by-Verbrauchs.

Bei der Bestimmung des Systemverbrauchs im Stand-by sollte auch die individuelle **Leistungsaufnahme des AC-Leistungssensors** berücksichtigt werden, wie Bild 42 zeigt. Die Wechselrichterhersteller geben auf den Datenblättern ihrer Wechselrichter verständlicherweise nur deren Stand-by-Verbrauch an. Im Betrieb eines PV-Speichersystems wird bei den meisten Produkten allerdings zusätzlich ein AC-Leistungssensor benötigt. Wenn das PV-Batteriesystem keine Leistung abgibt, wird der Leistungsbedarf des AC-Sensors durch Bezug aus dem Stromnetz gedeckt. Dies erhöht den Stand-by-Verbrauch des PV-Speichersystems. Dieser Effekt lässt sich beispielsweise bei den Systemen C1, C3 bis D3 und J1 beobachten.

SPI

3

3 Simulationsbasierte Systembewertung

Die **Gesamteffizienz eines PV-Batteriesystems** wird von den Umwandlungswirkungsgraden, der Stand-by-Leistungsaufnahme, den stationären und dynamischen Regelungsabweichungen sowie weiteren Effizienzparametern beeinflusst. Das entscheidende Bewertungskriterium eines PV-Batteriesystems ist dessen Fähigkeit, den Netzbezug zu reduzieren und zugleich eine hohe Netzeinspeisung zu erzielen. Demnach ist es sinnvoll, die Auswirkungen der Effizienzverluste von PV-Batteriesystemen anhand der Energieflüsse am Netzanschlusspunkt zu analysieren [27].

3.1 System Performance Index (SPI)

Der **System Performance Index (SPI)** verfolgt diesen Ansatz und berücksichtigt die unterschiedliche ökonomische Wertigkeit der ins Netz eingespeisten Energie und der aus dem Netz bezogenen Energie [26]. Er ermöglicht den Vergleich verschiedener Systemtopologien und umgeht Schwächen anderer Kennzahlen, wie beispielsweise des Autarkiegrades oder des Systemnutzungsgrades [27].

Der SPI vergleicht das Betriebsverhalten eines realen PV-Speichersystems mit den theoretisch maximal erzielbaren Betriebsergebnissen eines baugleichen, aber verlustfreien PV-Speichersystems. Damit lassen sich auch unterschiedlich dimensionierte Systeme miteinander vergleichen. Die Bewertungsmethodik zur Bestimmung der Gesamtsystemeffizienz ist daher auch 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 ein vollständiges Betriebsjahr simuliert [28]. Das Simulationsmodell wird mit den nach

dem Effizienzleitfaden für PV-Speichersystemen erfassten Labormessdaten parametrisiert. Das Betriebsverhalten wird auf Basis von sekundlich aufgelösten Daten des elektrischen Energieverbrauchs eines Haushalts und der DC-Leistung einer PV-Anlage simuliert [28].

Um den teilweise sehr unterschiedlichen Systemdimensionierungen der PV-Speichersysteme im Feld gerecht zu werden, wurden **zwei unabhängige Referenzfälle** zur Effizienzbewertung mit dem SPI eingeführt [20]. Bild 1 vergleicht die Rahmenbedingungen der beiden Referenzfälle, die sich in der Größe der PV-Anlage sowie in der Zusammensetzung des Stromverbrauchs unterscheiden. Die PV-Anlagengröße ist dabei ausschlaggebend für die Bezeichnung der Kennzahlen **SPI (5 kW)** und **SPI (10 kW)**. Aus der nachfolgenden Übersicht geht hervor, welche Systeme mit dem SPI (5 kW) und welche mit dem SPI (10 kW) bewertet wurden.

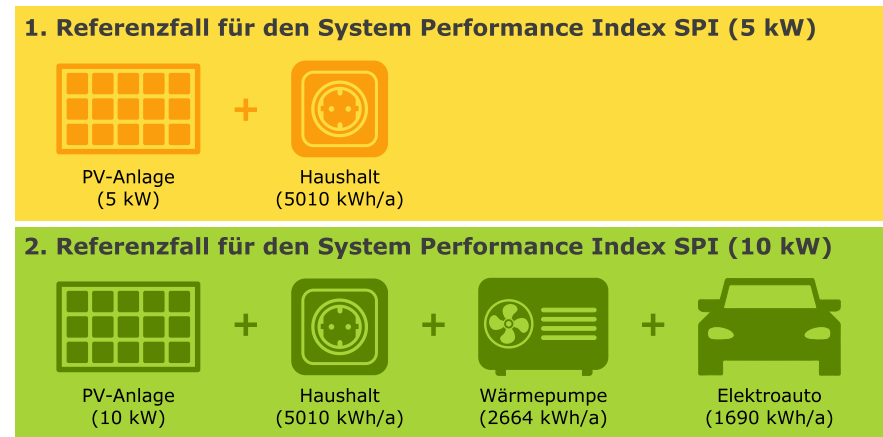


Bild 44 Referenzfälle für die simulationsbasierte Bewertung der PV-Speichersysteme mit dem System Performance Index (SPI).

A1 VARTA pulse neo 6

B1 SAX Power Home Plus

C1 KOSTAL PLENTICORE BI G2 10/26 und BYD Battery-Box HVS 12.8

C2 KOSTAL PLENTICORE plus G2 5.5 und BYD Battery-Box HVS 7.7

C3 KOSTAL PLENTICORE plus G2 10 und BYD Battery-Box HVS 12.8

C4 KOSTAL PLENTICORE plus G2 10 und DYNES Tower T14

C5 KOSTAL PLENTICORE plus G2 10 und PYLONTECH Force H2

C6 KOSTAL PLENTICORE G3 M 10 und BYD Battery-Box HVS 12.8

D1 FRONIUS Primo GEN24 6.0 Plus und BYD Battery-Box HVS 7.7

D2 FRONIUS Symo GEN24 10.0 Plus und BYD Battery-Box HVS 10.2

D3 FRONIUS Symo GEN24 12.0 Plus SC und BYD Battery-Box HVS 12.8

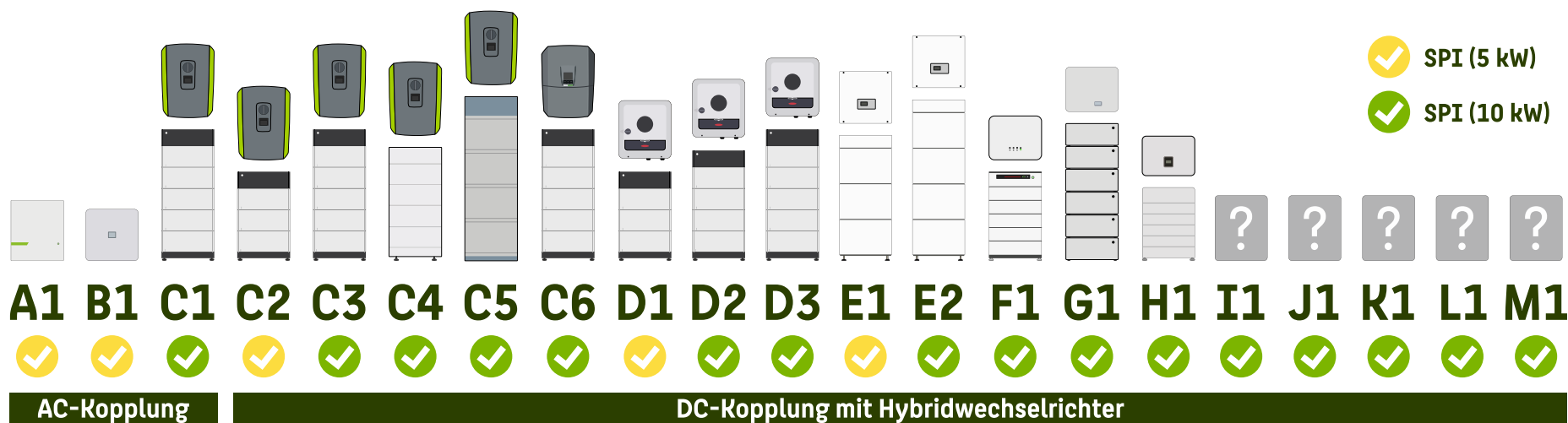
E1 RCT POWER Power Storage DC 6.0 und Power Battery 7.6

E2 RCT POWER Power Storage DC 10.0 und Power Battery 11.5

F1 GOODWE GW10K-ET-20 und LX F16.0-H-20

G1 ENERGY DEPOT Centurio 10 und DOMUS 2.5

H1 FOX ESS H3-10.0-Smart und ECS2900-H6



Um die Bewertung von unüblichen Konfigurationen auszuschließen, wurde für beide Referenzfälle im Vorfeld Grenzwerte für die **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 Hybridwechselrichters die Wahl des Referenzfalls ein. Ist die sogenannte PV-Bemessungseingangsleistung des Wechselrichters kleiner als 7,5 kW, wird die Bewertung mit dem 1. Referenzfall empfohlen. Andernfalls sollte der 2. 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 Tripower 10.0 bewertet. Aufgrund der unterschiedlichen Rahmenbedingungen der beiden Szenarien sind die Werte des SPI (5 kW) und SPI (10 kW) nicht miteinander vergleichbar.

Mit dem Ziel, die Suche nach effizienten Geräten zu erleichtern, wurden mit der Stromspeicher-Inspektion 2020 die **Effizienzklassen A (sehr effizient) bis G (mangelhaft)** eingeführt [20]. Damit ein PV-Speichersystem in der 5-kW-Klasse die Effizienzklasse A erreicht, muss es einen SPI (5 kW) von mindestens 92,5 % vorweisen. In der 10-kW-Leistungsklasse müssen die Heimspeichersysteme hingegen einen SPI (10 kW) von über 94,5 % erreichen, 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 1 zu entnehmen.

Tabelle 1 Einordnung in die Energieeffizienzklassen A bis G je nach Höhe des SPI (5 kW) und SPI (10 kW).

Effizienzkategorie	Bewertung	SPI (5 kW)	SPI (10 kW)
A	sehr gut	≥ 92,5 %	≥ 94,5 %
B	sehr gut	≥ 90,5 %	≥ 93,5 %
C	gut	≥ 88,5 %	≥ 92,5 %
D	gut	≥ 86,5 %	≥ 91,5 %
E	verbesserungswürdig	≥ 84,5 %	≥ 90,5 %
F	verbesserungswürdig	≥ 82,5 %	≥ 89,5 %
G	mangelhaft	< 82,5 %	< 89,5 %

3.2 Energetische Systembewertung

Der simulationsbasierte Ansatz ermöglicht es, den Einfluss der einzelnen Systemverluste isoliert voneinander zu analysieren. Im Folgenden werden die Auswirkungen ausgewählter Systemeigenschaften der Abschnitte 2.2 bis 2.6 auf verschiedene energetische Kenngrößen und jährliche Energiesummen beschrieben.

Die **geringe Ladeleistung** des SAX Power Home Plus wirkt sich negativ auf die Gesamtperformance des Systems aus. Im Gegensatz zu einer fiktiven, unbegrenzten Ladeleistung, sinkt die AC-seitige Batterieladung durch die niedrige Ladeleistung von nur 1,4 kW um 93 kWh/a. Der Netzbezug steigt um den gleichen Betrag an.

Der Vergleich der Auswirkungen der **Umwandlungswirkungsgrade der Pfade PV2AC, PV2BAT und BAT2AC** (siehe im Anhang A.2) auf die AC-Energieabgabe zweier sehr unterschiedlich effizienter Hybridwechselrichter ist beachtlich: Gegenüber seinem verlustfreien Pendant reduzieren die geringen Umwandlungswirkungsgrade des unabhängig eingekauften Systems L1 die AC-Energieabgabe des PV-Speichersystems um 644 kWh/a. Dies hat Auswirkungen auf

die Netzeinspeisung und den Netzbezug. Die ins Netz eingespeiste Energie verringert sich um 422 kWh/a, während der Netzbezug um 222 kWh/a ansteigt. Bei dem deutlich effizienteren Hybridwechselrichter Power Storage DC 10.0 von RCT Power verringern die Umwandlungsverluste die AC-Energieabgabe des Systems hingegen nur um 271 kWh/a. Die Verluste sind somit um mehr als die Hälfte geringer.

Unterschiedlich hohe Verluste lassen sich auch bei dem Vergleich der Auswirkungen des **Umwandlungswirkungsgrades der Batterie** feststellen. Bei dem unabhängig eingekauften Heimspeicher M1, führt allein der geringe Batteriewirkungsgrad von 87,9 % zu einer Reduktion der DC-seitig entladenen Energie von 151 kWh/a. Der Energiedurchsatz des VARTA pulse neo 6 fällt aufgrund der kleineren nutzbaren Speicherkapazität geringer aus, allerdings reduzieren die Umwandlungsverluste des Batteriespeichers die Energieabgabe nur um 15 kWh/a.

Die exzellente **Tot- und Einschwingzeit** des Hybridwechselrichters Centurio 10 von ENERGY DEPOT hat lediglich in der vierten Nachkommastelle Auswirkungen auf die Energieflüsse am Netzanschlusspunkt. Bei dem Hybridwechselrichter Symo GEN24 10.0 Plus von Fronius ist die Einschwingzeit mit 11,1 s hingegen noch verbesserungswürdig. Die träge Systemregelung steigert die Netzeinspeisung um 99 kWh/a. Was im ersten Moment positiv klingt, hat bei genauerer Betrachtung jedoch negative Auswirkungen. Die eingespeiste Energie stammt aus der Batterie, die sich ins Netz entlädt. Dies resultiert letztlich in einem Anstieg des Netzbezugs um 98 kWh. Bei dem System K1 sind die Auswirkungen mit jeweils mehr als 130 kWh/a noch gravierender. Dies ist insbesondere auf die hohe Totzeit des Systems von 5,9 s zurückzuführen.

Die **stationären Regelungsabweichungen** führen zu weiteren Verlusten. Die meisten Systeme können hier mit Abweichungen zwischen den Soll- und Istwerten der Leistung von weniger als 5 W punkten. Bei den Systemen von RCT

Power fallen sie mit 16 W bis 18 W am höchsten aus. Bei dem Hybridwechselrichter Power Storage DC 6.0 aus dem Hause RCT Power erhöhen die Regelungsabweichungen im Entladefall den jährlichen Netzbezug um 48 kWh. Die Effekte der **Leistungsaufnahme des Stand-by-Verbrauchs** des Wechselrichters werden anhand des Systems M1 erläutert: Mit 64 W ist der Stand-by-Verbrauch im entladenen Zustand bei diesem unabhängig eingekauften System sehr hoch. Allein diese AC-Leistungsaufnahme erhöht den Netzbezug um insgesamt 177 kWh/a im Vergleich zu einem idealen, verlustfreien System. Die Effizienzverluste eines PV-Speichersystems reduzieren somit die Netzeinspeisung und erhöhen gleichzeitig den Energiebezug aus dem Stromnetz. Bild 45 veranschaulicht die **Auswirkungen aller Effizienzverluste** auf die jährlich in das Netz eingespeiste sowie jährlich aus dem Netz bezogene Energie.

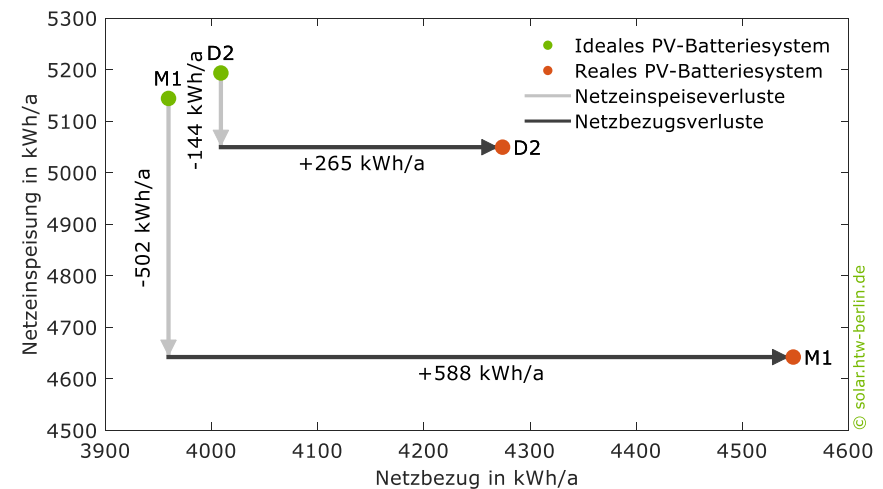


Bild 45 Reduktion der Netzeinspeisung und Anstieg des Netzbezugs aufgrund der Systemverluste der PV-Batteriesysteme D2 und M1 (Rahmenbedingungen der Simulationsanalyse: 2. Referenzfall).

In der Grafik sind die Simulationsergebnisse für das hocheffiziente Heimspeichersystem D2, bestehend aus dem Hybridwechselrichter Symo GEN24 10.0 Plus von Fronius und der BYD Battery-Box Premium HVS 10.2 dargestellt. Des Weiteren sind der Abbildung die Ergebnisse des weniger effizienten Systems M1 zu entnehmen. Die nutzbare Speicherkapazität ist mit 9,9 kWh und 9,8 kWh bei beiden Systemen vergleichbar. Die **Netzeinspeise- und Netzbezugsverluste** beziehen sich auf die Simulationsergebnisse der baugleichen, aber verlustfreien PV-Speichersysteme. Die verschiedenen Effizienzverluste reduzieren die Netzeinspeisung des PV-Speichersystems M1 um insgesamt 502 kWh/a und erhöhen gleichzeitig den Netzbezug um 588 kWh/a. Beim verlustärmeren System D2 sind die Auswirkungen auf die Energieflüsse am Netzanschlusspunkt deutlich geringer. Während die Netzeinspeiseverluste nur ein Drittel der Verluste des Systems M1 betragen, fallen die Netzbezugsverluste um mehr als die Hälfte geringer aus. Dies wirkt sich direkt auf die Systembewertung aus.

3.3 Systembewertung mit dem SPI (5 kW)

In der 5-kW-Klasse haben sich an der Stromspeicher-Inspektion 2025 nur 5 Systeme beteiligt. Die beiden AC-gekoppelte Systeme A1 und B1 sowie die 3 DC-gekoppelten Systeme C2, D1, E1 wurden mit dem **SPI (5 kW)** bewertet, wie Bild 46 zeigt. Die Hybridwechselrichter Power Storage DC 6.0 von RCT Power (E1) und Primo GEN24 6.0 Plus (D1) von Fronius erzielten mit einer Batterie von RCT Power und BYD einen sehr guten SPI (5 kW) von 92,6 %. Hier entscheidet die zweite Nachkommastelle über den Testsieger. Beide Heimspeicher erreichen damit die Effizienzklasse A. Die Battery-Box Premium HVS 7.7 von BYD wurde auch in Kombination mit dem PLENTICORE plus G2 5.5 (C2) von Kostal vermessen. Der SPI (5 kW) fällt bei dieser Systemkombination mit 0,3 Prozentpunkten nur minimal niedriger aus. Zwar fallen die Umwandlungsverluste im

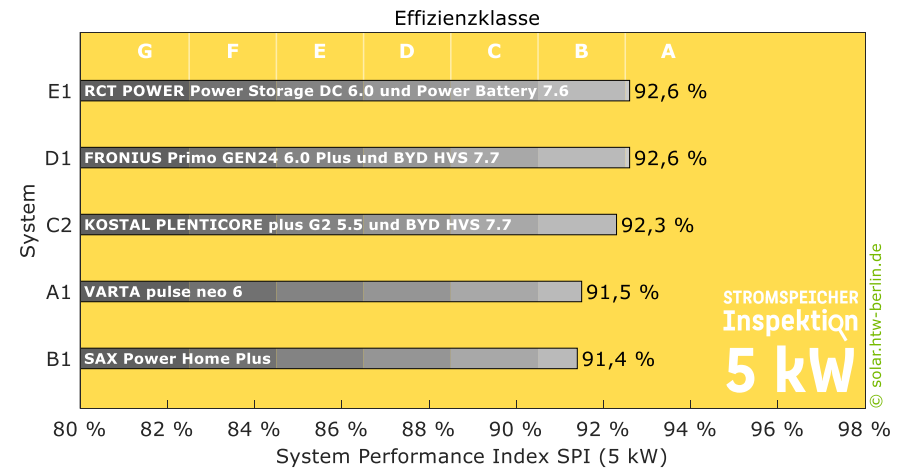


Bild 46 Rangfolge und Effizienzklassen der mit dem SPI (5 kW) bewerteten Systeme (Netzbezugskosten 40 ct/kWh und Einspeisevergütung 8 ct/kWh).

Hybridwechselrichter von Kostal im Vergleich zu den Umwandlungsverlusten im Wechselrichter von Fronius um 1,5 Prozentpunkte höher aus. Allerdings kompensieren insbesondere die geringen dynamischen und stationären Regelabweichungen des PLENTICORE plus G2 5.5 die hohen Unterschiede in der Umwandlungseffizienz.

Der VARTA pulse neo 6 (A1) und der SAX Power Home Plus (B1) erreichen einen sehr guten SPI (5 kW) von 91,5 % und 91,4 %, sodass beide Systeme folglich die Effizienzklasse B erlangen. Das AC-gekoppelte Speichersystem Home Plus von SAX Power punktet mit hervorragenden Wirkungsgraden im Lade- und Entladebetrieb. Sie reduzieren den SPI (5 kW) lediglich um 1,3 Prozentpunkte, wie Bild 4 zeigt. Die standardmäßig hinterlegte Ladeleistung von nur 1,3 kW resultiert allerdings in Dimensionierungsverlusten von mehr als 2 Prozentpunkten. Die hohe Einschwingzeit von 5,8 s resultiert in SPI-Verlusten von 0,9 Prozentpunkten und verhindert eine noch bessere Platzierung des Systems.

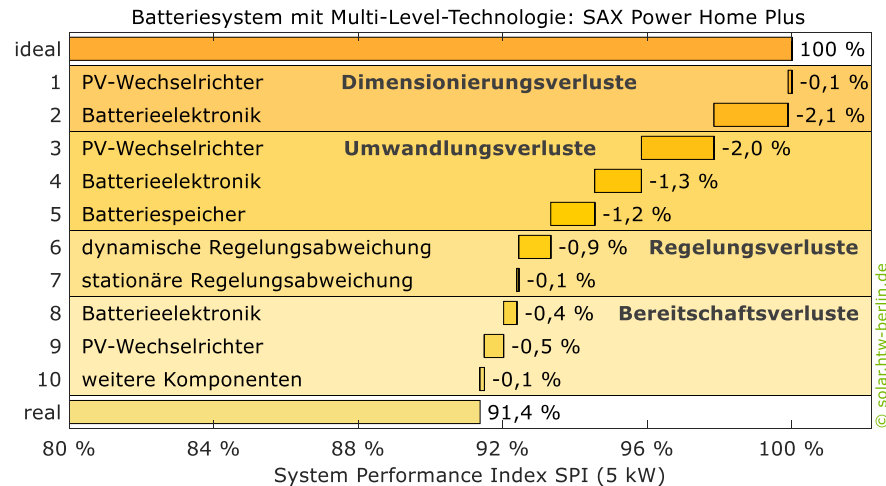


Bild 47 Einfluss der verschiedenen Verlustmechanismen auf den sehr guten SPI (5 kW) des AC-gekoppelten PV-Speichersystems B1.

3.4 Systembewertung mit dem SPI (10 kW)

Noch einmal der Hinweis: Da den Berechnungsansätzen des SPI (5 kW) und SPI (10 kW) unterschiedliche Stromverbräuche und PV-Anlagengrößen zugrunde liegen (siehe Bild 1), lassen sich die beiden Kennzahlen nicht miteinander vergleichen [20].

Im Rahmen der Stromspeicher-Inspektion 2025 wurden insgesamt 16 Systeme mit dem **SPI (10 kW)** bewertet, siehe Bild 48. Damit sind mehr als dreimal so viele Systeme wie in der kleineren 5-kW-Leistungsklasse angetreten. Die Bandbreite des SPI (10 kW) ist mit 7,1 Prozentpunkten auch sehr hoch. Während 8 Systeme die höchste Effizienzklasse A erreichen, liegt das anonym teilnehmende System M1 abgeschlagen in der Effizienzklasse G. Ausschlaggebend für die geringe Systemeffizienz des Heimspeichers M1 sind zum einen die Umwandlungsverluste, wie Bild 6 zeigt. Mit 6,7 Prozentpunkten fallen sie höher aus, als die Gesamtverluste von 13 der anderen 15 Systeme. Gleichzeitig

sind die Stand-by-Verluste des Heimspeichers M1 mit 2,8 Prozentpunkten höher als die Umwandlungsverluste der Systeme E2 und D2. Die Optimierungspotenziale des Systems M1 sind demnach noch sehr groß. Geringer fallen sie hingegen bei dem Testsieger Power Storage DC 10.0 in Kombination mit der Power Battery 11.5 von RCT Power (E2) aus. Mit 96,4 % erzielt das Produkt einen exzellenten SPI (10 kW), wie Bild 5 zeigt. Die neuen Hybridwechselrichter Symo GEN24 12.0 Plus SC von Fronius und PLENTICORE G3 M 10 von Kostal punkten in Kombination mit der BYD Battery-Box Premium HVS 12.8 ebenfalls mit einem hervorragenden SPI (10 kW) von 95,2 % und 95,1 %. Ähnlich wie bei den Systemen der beiden Hersteller in der 5-kW-Klasse, spielen die Wechselrichteranbieter unterschiedliche Stärken aus. Mit einem SPI (10 kW) von 94,8 % erreicht der Hybridwechselrichter H3-10.0-Smart in Kombination mit der Batterie ECS2900-H6 von FOX ESS ebenfalls die Effizienzklasse A. Dieses System ist erstmalig in der Stromspeicher-Inspektion vertreten. Neben gerin-

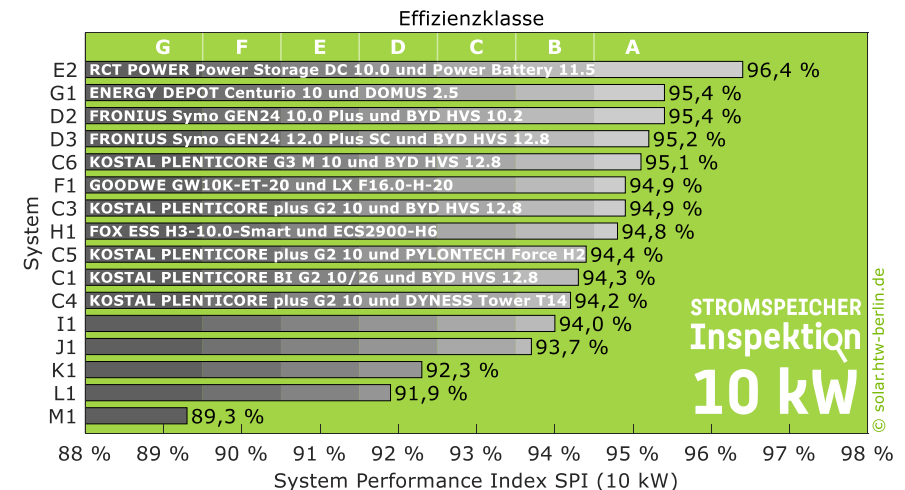


Bild 48 Rangfolge und Effizienzklassen der mit dem SPI (10 kW) bewerteten Systeme (Netzbezugskosten 40 ct/kWh und Einspeisevergütung 8 ct/kWh).

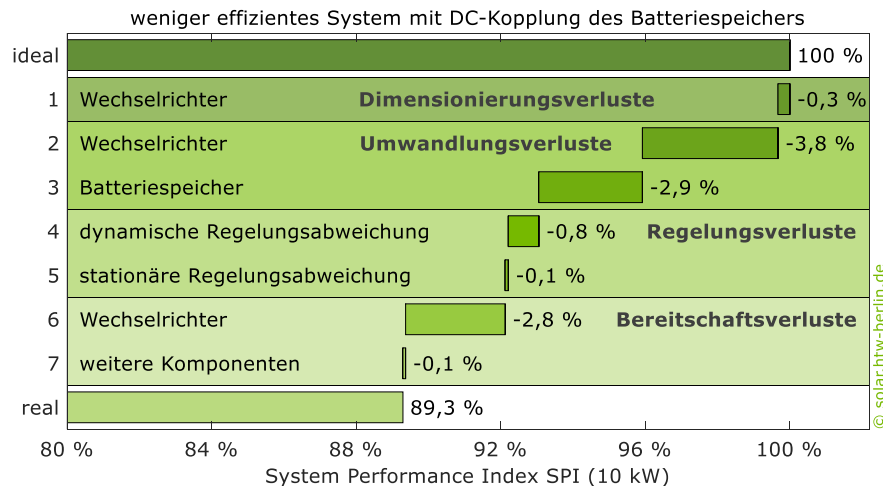


Bild 49 Einfluss der verschiedenen Verlustmechanismen auf den SPI (10 kW) des weniger effizienten DC-gekoppelten PV-Speichersystems M1.

gen Regelungsverlusten zeichnet sich der Heimspeicher durch eine gute Umwandlungseffizienz aus. Vorteilhaft auf das Ergebnis wirkt sich dabei auch die hohe Speicherkapazität von 16 kWh aus, die mit einer hohen Batteriespannung einhergeht. Warum das hier entscheidend ist: Mit steigender Batteriespannung steigt in der Regel auch die Wechselrichtereffizienz an (siehe Bild 27).

Das Heimspeichersystem I1 erzielt mit 94,0 % einen guten SPI (10 kW) und fällt in die Effizienzklasse B. Würden lediglich die Umwandlungsverluste in die Effizienzbewertung einfließen, würde das System den 5. Platz erreichen. Insbesondere der hohe Stand-by-Verbrauch von 34 W im entladenen Zustand, der den dritthöchsten Wert der an dieser Ausgabe teilnehmenden Systeme darstellt (siehe Bild 42), verhindert jedoch eine bessere Platzierung.

Insgesamt erzielen 13 der 16 in der 10-kW-Leistungsklasse bewerteten Systeme einen guten bis sehr guten SPI (10 kW) und fallen in die Effizienzklasse A und B. Diese Systeme brauchen sich beim Thema Systemeffizienz nicht verstecken. Der mittlere SPI (10 kW) liegt bei 94,1 %.

3.5 Ökonomische Systembewertung

Während die Netzbezugskosten durch die Systemverluste höher ausfallen, sinken die Erlöse durch die verringerte Netzeinspeisung. Die Gesamteffizienz eines PV-Speichersystems wirkt sich somit direkt auf die **Kosteneinsparung** aus. Dies macht auch das folgende Beispiel in Bild 7 deutlich. Die Grafik veranschaulicht den Einfluss der sehr unterschiedlichen Systemeffizienz zweier Heimspeicher auf die Kosteneinsparung. Beide Systeme haben eine nutzbare Speicherkapazität von rund 10 kWh. Der Stromverbrauch des untersuchten Referenzhaushalts setzt sich aus dem Haushaltstromverbrauch und der Energieaufnahme eines Elektroautos und einer Wärmepumpe zusammen. Er summiert sich auf 9363 kWh/a. Bei einem Netzbezugspreis von 40 ct/kWh ergeben sich jährliche Netzbezugskosten von 3745 €/a. Durch die Installation einer **10-kW-PV-Anlage** lassen sich 2666 kWh/a und somit 28 % des Stromverbrauchs

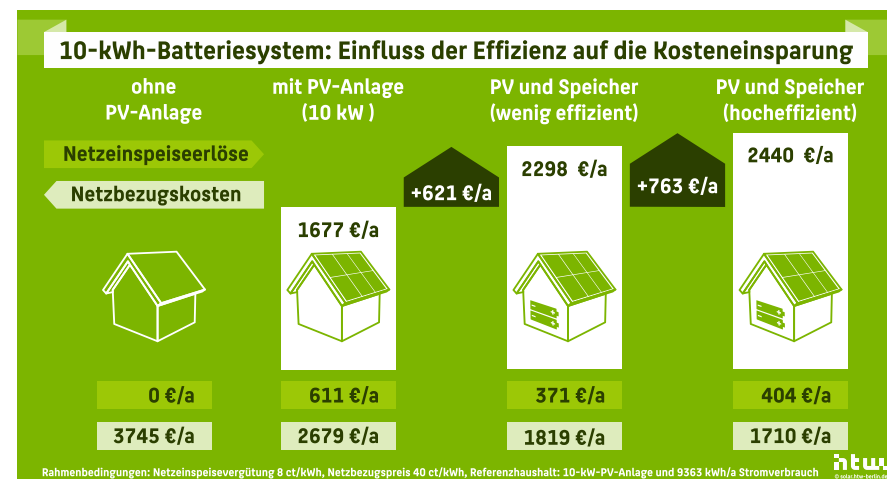


Bild 50 Jährliche Kosteneinsparungen, die beim Einsatz der PV-Batteriesysteme M1 (wenig effizient) und D2 (hocheffizient) in Kombination mit einer 10-kW-PV-Anlage resultieren. Die Werte wurden für einen Haushalt mit einer Wärmepumpe und einem Elektroauto ermittelt. Die Netzbezugskosten und Netzeinspeiserlöse wurden unter Berücksichtigung der Rahmenbedingungen des 2. Referenzfalls zur Bestimmung des SPI (10 kW) ermittelt.

Warum ein hoher System Performance Index (SPI) wichtig ist



Bei der Anschaffung eines PV-Speichersystems sollte die Systemeffizienz ein entscheidender Faktor sein: Je höher die Gesamtsystemeffizienz eines PV-Speichersystems ist, desto höher ist auch die jährliche Kosteneinsparung. Dies verbessert die finanzielle Amortisationszeit des Heimspeichers. Hinzu kommen die ökologischen Vorteile eines hocheffizienten PV-Speichersystems. Mehr Solarstrom kann ins Netz eingespeist und weniger Graustrom muss aus dem Netz bezogen werden.

direkt durch den Solarstrom decken. Die Netzbezugskosten sinken um 1066 €/a. Gleichzeitig werden noch 7632 kWh/a ins Stromnetz eingespeist, die mit bei einer Einspeisevergütung von 8 ct/kWh mit 611 €/a vergütet werden. Liegen die Gesamtkosten der PV-Anlage inklusive der Systemtechnik und der Installation unter 1700 €/kW, rentiert sich die Investition in diesem Beispiel bereits nach etwa 10 Betriebsjahren.

Mit der **Inbetriebnahme eines Batteriespeichers** lässt sich die Kosteneinsparung weiter erhöhen. Wie hoch der finanzielle Vorteil ist, hängt allerdings entscheidend von der Systemeffizienz des Heimspeichers ab. Bild 50 vergleicht die zusätzlichen Kosteneinsparungen die sich mit einem weniger effizienten und einem hocheffizienten 10-kWh-Batteriesystem erzielen lassen. Das Speichersystem nimmt überschüssigen PV-Strom auf und gibt ihn insbesondere in den Nachtstunden wieder ab. Damit reduziert sich zwar die Netzeinspeisung, gleichzeitig sinkt aber auch der teure Netzbezug. Das weniger effiziente PV-Speichersystem kann die Kosteneinsparung im Vergleich zum Haushalt mit PV-Anlage nur um 631 €/a steigern. Wird der hocheffiziente Heimspeicher installiert, sind es sogar 773 €/a und damit 142 €/a mehr. Diese **Kostendifferenz** ist allein auf die geringeren Verluste zurückzuführen. Eine 10-kW-PV-Anlage

reduziert zusammen mit einem hocheffizienten 10-kWh-Batteriespeicher die jährlichen Stromkosten des Referenzhaushalts um insgesamt 2440 €/a.

Wie wichtig die Systemeffizienz ist und warum sie bei der Kaufentscheidung eine entscheidene Rolle spielen sollte, zeigt ein weiterer Vergleich, aus einem anderen Blickwinkel. Bild 8 stellt die **monetären Verluste** des hocheffizienten Testsiegers Power Storage DC 10.0 und Power Battery 11.5 von RCT Power und des weniger effizienten Heimspeichers M1 gegenüber. Dafür werden zunächst die bilanziellen Kosten (Netzbezugskosten abzüglich Netzeinspeiseerlöse), die beim Einsatz der beiden Systeme mit und ohne Berücksichtigung der Verluste anfallen, ermittelt. Die ökonomischen Einbußen ergeben sich aus der Differenz der bilanziellen Kosten des idealen und verlustbehafteten PV-Speichersystems. Anders ausgedrückt: Aufgrund der vergleichsweise hohen Effizienzverluste fällt die erzielbare Kosteneinsparung bei System M1 um 276 €/a geringer aus als beim baugleichen, aber verlustfreien System. Beim hocheffizienten Gerät E2 weicht sie hingegen lediglich um 94 €/a von der theoretisch erzielbaren Kosteneinsparung ab. Der Vorteil der höheren Energieeffizienz des Heimspeichers von RCT Power (E2) ist demnach ökonomisch spürbar. Es ergibt sich ein jährlicher Kostenvorteil des Testsiegers gegenüber dem anonymen Teilnehmer von 182 €. Bei einer Betriebszeit von 10 Jahren summiert sich der Kostenvorteil somit auf über 1800 €.

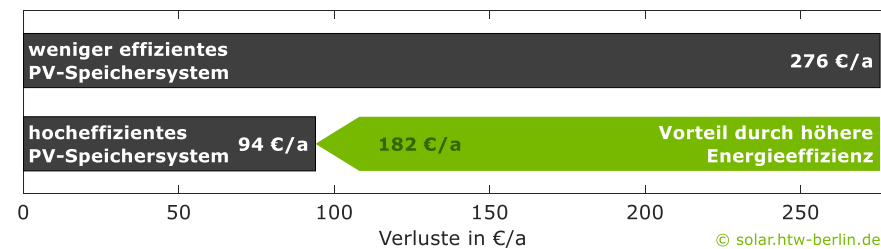


Bild 51 Monetäre Einbußen aufgrund der Effizienzverluste zweier unterschiedlich effizienter PV-Speichersysteme sowie Kostenvorteil des hocheffizienten PV-Speichersystems E2 gegenüber dem weniger effizienten Gerät M1.



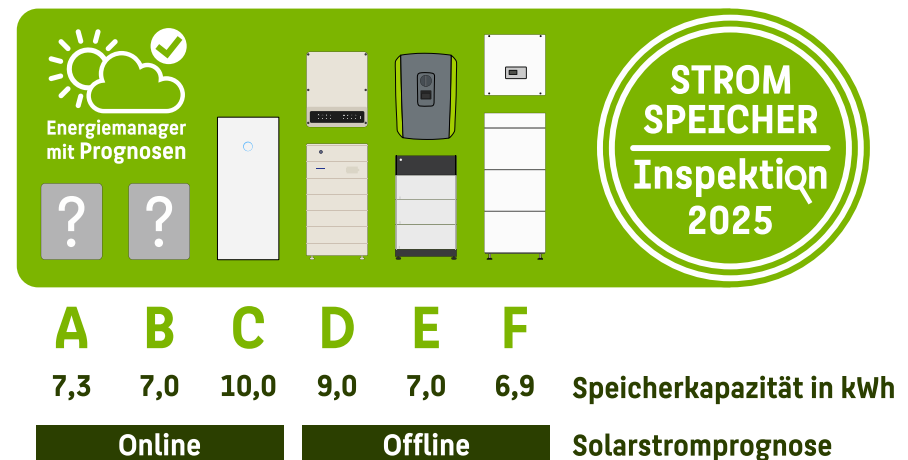
4

4 Qualität des prognosebasierten Energiemanagements von PV-Speichersystemen

Im Rahmen des Forschungsvorhabens „Perform“ haben das Karlsruher Institut für Technologie (KIT) und die Berliner Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW Berlin) gemeinsam ein **neues Testverfahren** entwickelt, mit dem sich **prognosebasierte Energiemanagementstrategien** von PV-Speichersystemen vergleichen lassen. In der Messkampagne wurden 6 PV-Speichersysteme parallel und unter identischen Testbedingungen betrieben. Die **Rahmenbedingungen der Messkampagne** können wie folgt zusammengefasst werden:

- Anbieter der untersuchten Energiemanagementsysteme sowie PV-Batteriesysteme: sonnen, FENECON, KOSTAL, RCT Power sowie 2 anonym teilnehmende Unternehmen
- Nutzbare Speicherkapazität der Batteriespeicher: 6,9 kWh bis 10,0 kWh.
- Nennleistung des im Labor emulierten PV-Generators: 8 kW.
- Neigung und Ausrichtung des PV-Generators: 30° Süd.
- Testzeitraum und Standort: 10 Tage im Juni 2024 in Karlsruhe.
- 2 Messphasen: Betrieb der PV-Speichersysteme mit und ohne prognosebasiertem Energiemanagement.
- Vorgabe: Begrenzung der Einspeiseleistung am Netzverknüpfungspunkt auf 4 kW (50 % der nominalen PV-Generatorleistung).
- Emulation des Lastprofils eines Einfamilienhaushalts mit einem Strombedarf von 4444 kWh/a.
- Messung der Leistungswerte in einer zeitlichen Auflösung von 0,2 s.

- A** System eines anonym teilnehmenden Unternehmens
- B** System eines anonym teilnehmenden Unternehmens
- C** **SONNEN** sonnenBatterie 10/11
- D** **FENECON** Home 8.8 kWh
- E** **KOSTAL** PLENTICORE plus 8.5 und **BYD** Battery-Box Premium HVS 7.7
- F** **RCT POWER** Power Storage DC 8.0 und Power Battery 7.6



Fragen, die in diesem Kapitel beantwortet werden

Netzdienlichkeit und Funktionalität der Energiemanagementstrategien

- Warum sollten Solarstromspeicher möglichst mittags laden?
- Wie können Batteriespeicher netzdienlich betrieben werden?
- Wie kann eine intelligente Ladestrategie auf Basis von Prognosen des Stromverbrauchs und der Solarstromerzeugung umgesetzt werden?
- Wie funktioniert das prognosebasierte Energiemanagement der getesteten Produkte von sonnen und FENECON?
- Wie funktioniert das prognosebasierte Energiemanagement der getesteten Produkte von RCT Power und KOSTAL?
- Worin unterscheiden sich die Energiemanagementsysteme der 6 getesteten Hersteller?

Test der Qualität des Energiemanagements

- Wie genau lief der Test der Energiemanagementstrategien ab?
- Warum ist das verzögerte Laden der Batteriespeicher vorteilhaft?
- Worin unterscheiden sich die prognosebasierten Ladestrategien der getesteten PV-Speichersysteme?
- Gibt es Unterschiede im Einspeiseverhalten der getesteten PV-Speichersysteme?
- Wie gut funktioniert das prognosebasierte Energiemanagement an wechselnd bewölkten Tagen?
- Was passiert, wenn an einem Tag mehr Solarstrom erzeugt als zuvor vorhergesagt wurde?
- Was passiert, wenn an einem Tag weniger Solarstrom erzeugt als zuvor vorhergesagt wurde?
- Gibt es systematische Unterschiede im Ladeverhalten der getesteten PV-Speichersysteme?

- Wann laden die getesteten PV-Speichersysteme, wenn diese ohne ein prognosebasiertes Energiemanagement betrieben werden?
- Wie gut reduziert das prognosebasierte Energiemanagement die Abregelungsverluste?
- Warum sollte man die Qualität eines Energiemanagementsystems nicht ausschließlich anhand der vermiedenen Abregelung bewerten?
- Wieso ist es sinnvoller, ein prognosebasiertes Energiemanagement anhand der Energieflüsse am Netzanschlusspunkt zu bewerten?
- Wie wirkt sich das prognosebasierte Energiemanagement auf die Ausgaben für den Netzbezug und auf die Netzeinspeiseerlöse aus?
- Welcher finanzielle Vorteil resultiert im Betrieb durch den Einsatz von prognosebasierten Batterieladestrategien zur PV-Spitzenkappung?

Einfluss des Energiemanagements auf die Alterung von Lithium-Ionen-Batteriesystemen

- Welche Faktoren beschleunigen die Alterung von Lithium-Ionen-Batteriesystemen?
- Wie kann ein prognosebasiertes Energiemanagement die kalendrische Batteriealterung gezielt verringern?
- Wie beeinflusst die Energiemanagementstrategie die Verweildauer des Batteriespeichers bei maximalem Ladezustand?
- Warum steigt die Batterielebensdauer, wenn ein prognosebasiertes Energiemanagement den mittleren Batterieladezustand verringert?
- Um wie viele Jahre steigert ein prognosebasiertes Energiemanagement die Batterielebensdauer?
- Warum sollten DC-gekoppelte Stromspeicher auch dann prognosebasiert laden, wenn keine Einspeisebegrenzung gefordert wird?

4.1 Netzdienlichkeit und Funktionalität der Energiemanagementstrategien

Warum sollten Solarstromspeicher möglichst mittags laden?

Ziel des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) ist es, dass die insgesamt in Deutschland installierte PV-Leistung im Jahr 2030 die Marke von 215 GW überschreitet. Im Sommer 2024 deckten die in Deutschland auf Dächern und Freiflächen installierten PV-Anlagen an sonnigen Tagen zur Mittagszeit einen Großteil der gesamten Stromnachfrage. Bild 52 veranschaulicht den Verlauf der Solarstromerzeugung und des bundesweiten Strombedarfs am 25. Juni 2024. Bereits in wenigen Jahren wird an Sommertagen die theoretisch mögli-

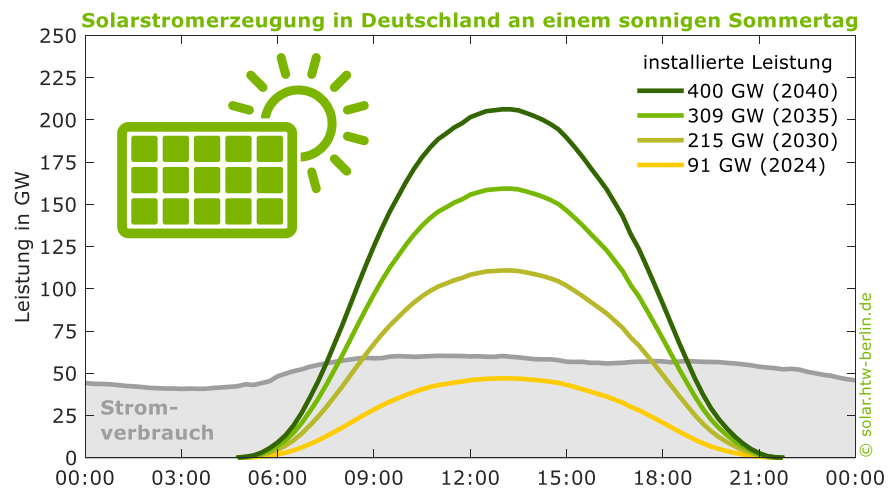


Bild 52 Stromverbrauch (grau) und Solarstromerzeugung (gelb) in Deutschland an einem Junitag im Jahr 2024. Die für die Jahre 2030 bis 2040 dargestellten Erzeugungsprofile resultieren bei den im EEG beabsichtigten PV-Ausbaenzielen zwischen 215 GW und 400 GW. Hierzu wurde das Erzeugungsprofil des Junitags im Jahr 2024 entsprechend linear skaliert (Daten: Bundesnetzagentur, SMARD.de, Grafik: HTW Berlin).

Die Begrenzung der Einspeiseleistung – ein Rück- und Ausblick



PV-Anlagen auf Gewerbedächern und Freiflächen sind bereits durch den Netzbetreiber regelbar. In der Vergangenheit existierten unterschiedliche Vorgaben und Anreize zur Begrenzung der Einspeiseleistung kleiner PV-Anlagen. Die Idee dahinter: Durch eine **Einspeisebegrenzung** wird das Stromnetz bei Erzeugungsspitzen weniger belastet. Mit Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2012 durften PV-Anlagen unterhalb von 30 kW ihre maximale Einspeiseleistung auf 70 % der installierten PV-Leistung begrenzen, anstatt der Leistungsbegrenzung durch den Netzbetreiber zu folgen. Über das KfW-Förderprogramm 275 geförderte PV-Speichersysteme mussten ihre Einspeiseleistung ab Mai 2013 auf 60 % und ab März 2016 sogar auf 50 % der PV-Nennleistung limitieren. Da die KfW-Förderung für Solarstromspeicher im Dezember 2018 endete und die sogenannte 70%-Regel mit dem EEG 2023 ab Januar 2023 für neu errichtete PV-Anlagen abgeschafft wurde, gab es de facto in den vergangenen 2 Jahren keine bundesweite Regelung zur Einspeisebegrenzung von neuen PV-Anlagen im Eigenheimsegment.

Das im Januar 2025 im Bundestag beschlossene „**Solarspitzen-Gesetz**“ sieht vor, dass neue PV-Anlagen ihre **Einspeiseleistung auf 60 % der Nennleistung des PV-Generators begrenzen** müssen. Diese Regelung soll für PV-Anlagen im Leistungsbereich zwischen 2 kW und 25 kW gelten, solange diese noch nicht mit einem intelligenten Messsystem („Smart Meter“) inklusive einer Kommunikationseinheit („Smart Meter Gateway“) ausgestattet sind. Im zuvor vom Bundeskabinett verabschiedeten Gesetzesentwurf war sogar eine 50%-Einspeisebegrenzung zu finden.

che Solarstromerzeugung die zeitgleiche Stromnachfrage in Deutschland regelmäßig übersteigen, sofern die PV-Anlagen nicht entsprechend gedrosselt werden. Mit dem angestrebten PV-Ausbau von 400 GW im Jahr 2040 wird dies sogar an Frühjahrs- und Herbsttagen der Regelfall sein.

Der forcierte PV-Ausbau kann daher nur erfolgreich sein, wenn die **solaren Mittagsspitzen** durch kleine und große Batteriespeicher sowie flexible Verbraucher und andere Flexibilitätsoptionen aufgefangen werden. Dazu müssen auch Heimspeichersysteme vorrangig in den Mittagsstunden laden, was sich durch ein prognosebasiertes Energiemanagement realisieren lässt.

Wie können Batteriespeicher netzdienlich betrieben werden?

Grundsätzlich können mit PV-Anlagen gekoppelte Batteriespeicher mit unterschiedlichen Zielsetzungen betrieben werden, wie Bild 53 veranschaulicht. PV-Speichersysteme werden in Wohngebäuden derzeit vorrangig dazu eingesetzt, die Eigenversorgung zu steigern und damit den Strombezug aus dem Netz zu minimieren. Hierzu wird der Batteriespeicher möglichst frühzeitig geladen. Dadurch erreicht der Batteriespeicher in der Regel an wolkenlosen Tagen im Laufe des Vormittags seinen vollgeladenen Zustand. Anschließend

werden die gesamten Solarstromüberschüsse in das Netz eingespeist. Die solare Einspeisespitze zur Mittagszeit kann jedoch reduziert werden, wenn der Batteriespeicher in den Mittagsstunden lädt (siehe Bild 53). Hierzu wird die gesamte oder ein Teil der nutzbaren Speicherkapazität am Vormittag freigehalten, sodass der Batteriespeicher vorrangig in Zeiten hoher PV-Leistungsabgabe lädt. Wird der Batteriespeicher dagegen erst am späten Nachmittag geladen, reduziert sich dessen Verweildauer bei hohen Ladezuständen. Dies wirkt sich positiv auf die kalendarische Alterung und damit auf die Lebensdauer von Lithium-Batterien aus [29], wie die Analysen in Abschnitt 4.3 zeigen. In der Praxis werden häufig die skizzierten Strategien miteinander kombiniert.

Wie kann eine intelligente Ladestrategie auf Basis von Prognosen des Stromverbrauchs und der Solarstromerzeugung umgesetzt werden?

Ein prognosebasiertes Energiemanagement für PV-Batteriesysteme lässt sich durch verschiedene Prognoseansätze und Optimierungsalgorithmen realisieren, wie zahlreiche wissenschaftliche Publikationen belegen [30]–[34]. Prognosebasierte Ladestrategien zielen darauf ab, die Ladung zeitlich zu verzögern, ohne dabei die Eigenversorgung zu beeinträchtigen. Also die Batterie vorrangig in Zeiten hoher Solarstromerzeugung zu laden und dennoch den maximal möglichen Ladezustand zu erreichen. Die Grundlage **Batterieladeplanung** stellen Informationen zum aktuell verfügbaren Energieinhalt des Batteriespeichers sowie **Prognosen der elektrischen Last und Erzeugung** dar. Die Batterieladeoptimierung lässt sich mathematisch zum Beispiel durch einen linearen Optimierungsalgorithmus beschreiben [35]. Der Algorithmus ermittelt hierzu in jedem Zeitschritt des Prognosezeitraums die optimale Ladeleistung. Da Abweichungen zwischen den Prognosewerten und realen Messwerten unvermeidbar sind, korrigiert häufig eine nachgelagerte Regelung die für den aktuellen Zeitpunkt ermittelte Batterieladeleistung, wie Bild 54 veranschaulicht.

Ein prognosebasiertes Energiemanagement vereint unterschiedliche Optimierungsziele



Bild 53 Tageszeitlicher Verlauf der Energieflüsse von PV-Batteriesystemen mit unterschiedlichen Ladestrategien und Optimierungszielen. Die Batteriespeicher entfalten ihr größtes Netzentlastungspotenzial, wenn sie vorrangig mittags laden.

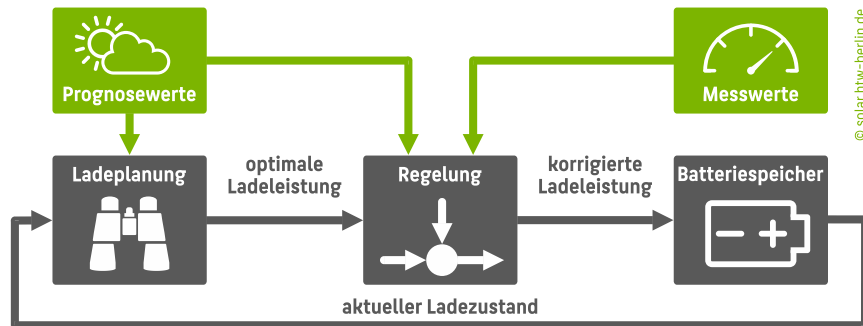


Bild 54 Eingangs- und Ausgangsgrößen der Ladeplanung und Systemregelung sowie Einbindung der Mess- und Prognosewerte zur Umsetzung eines prognosebasierten Energiemanagements für PV-Batteriesysteme (Grafik: HTW Berlin).

Wie funktioniert das prognosebasierte Energiemanagement der getesteten Produkte von sonnen und FENECON?

Um dieser Frage nachzugehen, wurden öffentlich zugängliche Dokumente, Betriebsanleitungen und Informationen auf den Webseiten der Unternehmen analysiert. Fest steht: Die wenigsten Unternehmen geben sämtliche Details preis, sodass die dahinter liegenden **Algorithmen** meist nur rudimentär beschrieben werden. Die prognosebasierten Energiemanagementstrategien zielen unter anderem darauf ab, die abgeregelte PV-Energiemenge aufgrund der

Wissenswertes zum prognosebasierten Energiemanagement



Um Prognosefehler auszugleichen, muss das Energiemanagement die Verbrauchs- und Erzeugungsvorhersagen permanent mit den aktuellen Werten abgleichen und den Ladefahrplan kontinuierlich aktualisieren [35]. Dadurch lassen sich spontane Änderungen im Verbrauchverhalten oder Wetterumschwünge besser abfangen und Abregelungsverluste minimieren.



Bild 55 Container auf dem Campus des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT), in denen sich die 6 Prüfstände befinden (Bild: KIT).

50%-Einspeisegrenze durch eine intelligente Batterieladepanung so klein wie möglich zu halten.

Die Ziele des intelligenten Lademanagements beschreibt die **sonnen GmbH** in der Betriebsanleitung der sonnenBatterie 10 wie folgt [36]:

- „Speicherung der Mittagsspitze im Speichersystem.“
- „Vollladung des Speichersystems bis zum Abend.“

Hierzu reduziert die sonnenBatterie an sonnigen Tagen ihre Ladeleistung in den Morgenstunden, um genügend freie Kapazität für die Mittagszeit freizuhalten. Auf einem zentralen Server erstellt sonnen für die einzelnen Stunden des Tages Erzeugungs- und Verbrauchsprognosen, sodass für das intelligente Lademanagement eine Internetverbindung benötigt wird. Die Erzeugungsprognose baut auf einer Wetterprognose auf und berücksichtigt unter anderem die Verschattung der PV-Anlage sowie deren Ausrichtung und Neigung,

ohne dass die beiden letztgenannten Parameter in den Einstellungen hinterlegt werden müssen. Den Stromverbrauch prognostiziert sonnen auf Basis der Messwerte der letzten Wochen.

Laut sonnen wirkt sich ein stark **schwankendes Verbrauchsverhalten** negativ auf die Qualität der Verbrauchsprognose aus [36]. Je besser das Verbrauchsverhalten des aktuellen Wochentages mit dem der vorangegangenen gleichen Wochentage übereinstimmt, desto genauer ist die Prognose [36]. Der Server übermittelt der sonnenBatterie in den frühen Morgenstunden einen stündlich aufgelösten Tagesplan mit der optimalen Ladeleistung, der im weiteren Tagesverlauf stündlich aktualisiert wird. Die Leistungsrosselung der PV-Anlage wird über einen integrierten Schaltkontakt am PV-Wechselrichter realisiert [36]. In der Installationsanleitung für Elektrofachkräfte gibt sonnen an, dass das Speichersystem über potentialfreie Kontakte die Ausgangsleistung des PV-Wechselrichters auf 2 Leistungsstufen reduzieren kann, sodass die 50-%-Einspeisegrenze im 10-Minuten-Durchschnitt eingehalten wird [37].



Bild 56 Prüfstand mit dem getesteten Speichersystem von FENECON (Bild: KIT).

Das Energiemanagement „FEMS“ der **FENECON GmbH** basiert auf der Open-Source-Software-Plattform „OpenEMS – Open Energy Management System“. FENECON bewirbt FEMS mit lebenslang kostenlosen Software-Updates und gibt an, dass beim Erwerb von zusätzlichen FEMS-Apps keine wiederkehrenden Kosten anfallen. Die „FEMS App Netzdienliche Beladung“ ist standardmäßig im Lieferumfang des PV-Speichersystems FENECON Home 10 enthalten [38].

Mit der „FEMS App Netzdienliche Beladung“ wird nach Angaben von FENECON nicht nur die PV-Leistungsabregelung minimiert, sondern auch der Batteriespeicher gleichmäßig und schonend beladen. FENECON nutzt aus Messdaten erstellte Prognosen der lokalen Erzeugung und des Verbrauchs, um das Beladeverhalten über den Tag zu optimieren [38]. Im FENECON Online-Monitoring lässt sich in den Einstellungen der Modus „Automatisch“ aktivieren. Zusätzlich bietet FENECON den Nutzer:innen an, individuelle Einstellungen in Bezug auf den bei einem prognosebasierten Energiemanagement unvermeidbaren Zielkonflikt zwischen der vollständigen Ladung des Batteriespeichers und der Vermeidung der PV-Abregelung vorzunehmen. Für den Parameter „**Risikobereitschaft**“ kann zwischen den Optionen „Gering“, „Mittel“ und „Hoch“ gewählt werden [38]:

- Wird „Gering“ gewählt, zielt das Energiemanagement darauf ab, den Batteriespeicher möglichst vollständig zu laden. Dadurch ist die Wahrscheinlichkeit größer, dass zur Einhaltung der maximalen Einspeisegrenze PV-Leistung abgeregelt werden muss, nachdem der Batteriespeicher vollständig geladen wurde.
- Wird „Hoch“ gewählt, zielt das Energiemanagement darauf ab, die PV-Abregelung möglichst zu vermeiden. Dadurch ist die Wahrscheinlichkeit größer, dass der Batteriespeicher aufgrund von Prognosefehlern nicht vollständig geladen wird.

Wie funktioniert das prognosebasierte Energiemanagement der getesteten Produkte von RCT Power und KOSTAL?

Im Gegensatz zu dem Energiemanagementsystem von sonnen ist das Energiemanagement der im Test untersuchten Systeme von FENECON, RCT Power und KOSTAL nicht auf externe Wetterprognosen angewiesen. Alle 4 genannten Hersteller haben das Energiemanagementsystem direkt im Batteriesystem, im Hybridwechselrichter oder im Batteriespeicher integriert, sodass keine externen Energiemanager erforderlich sind.

Die **RCT Power GmbH** gibt auf ihrer Website an, dass das prognosebasierte Ladeverfahren werkseitig eingestellt ist [39]. Die Begrenzung der Einspeiseleistung kann durch eine Einstellung am Wechselrichter aktiviert werden. Die im Wechselrichter integrierte Software erstellt auf Basis historischer und aktueller Messdaten das zu erwartende PV-Erzeugungsprofil und Verbrauchsprofil für die nächsten Stunden. Laut RCT Power ist hierzu eine einwöchige **Lernphase** notwendig [39]. Nach Angaben des Unternehmens ist keine dauerhafte Internetverbindung erforderlich, da ausschließlich auf internen Datenloggern gespeicherte Messdaten zur Erstellung der Prognosen genutzt werden [10]. Ist das prognosebasierte Ladeverfahren des RCT-Batteriespeichers aktiviert, wird möglichst viel Solarstrom direkt genutzt oder gespeichert und dabei die abgeregelte Strommenge so klein wie möglich gehalten [40].

Die „intelligente Batteriesteuerung“ des Hybridwechselrichters PLENTICORE plus der **KOSTAL Solar Electric GmbH** kann im lokalen Netzwerk über den im Wechselrichter integrierten Webserver aktiviert werden. In der Betriebsanleitung des Hybridwechselrichters gibt KOSTAL an: „Durch die intelligente Batteriesteuerung mit der Erzeugungs- und Verbrauchsprognose wird die Batterie erst dann geladen, wenn die überschüssige Energie nicht im Hausnetz verbraucht oder in das öffentliche Netz eingespeist werden kann“ [41].

In einem Konferenzbeitrag aus dem Jahr 2016 beschreiben die Entwickler der Batteriesteuerung von KOSTAL die verwendeten Prognosealgorithmen sehr ausführlich [42]. Die Autoren erläutern die Vor- und Nachteile einfacher und komplexer Verfahren für die Erzeugungs- und Lastprognose. Bei der Wahl einer geeigneten Methodik muss stets ein Kompromiss zwischen der Genauigkeit der Prognose und dem Rechenaufwand gefunden werden.

Die Erzeugung und den Stromverbrauch prognostiziert KOSTAL mithilfe der sogenannten **Persistenz-Methode**. Sie ist ein einfaches Prognoseverfahren, das von gleichbleibenden Verhältnissen ausgeht [43]. Hierzu wird auf aktuelle Messwerte oder Messdaten der Vergangenheit zurückgegriffen. Bei der Tagespersistenz wird der zeitliche Verlauf der Last eines jeweiligen Tages mit dem gemessenen Lastgang des vorangegangenen Tages vorhergesagt [43].

Ein Grund, weshalb KOSTAL Persistenz-Prognosen nutzt: Das Verfahren stellt weder hohe Anforderungen an die erforderliche Rechenleistung noch an die Größe des erforderlichen Datenspeichers [42], sodass sich diese einfach in den



Bild 57 Der Power Sensor von RCT Power erfasst über sogenannte Klappstromwandler die Ströme auf den 3 Außenleitern am Netzanschlusspunkt (Bild: KIT).

Controller im Wechselrichter integrieren lassen. Hierzu nutzt KOSTAL die mittleren Erzeugungs- und Lastverläufe der letzten sieben Tage als Ausgangsbasis für die Prognosen [42].

Die klassische Persistenz-Prognose der Solarstromerzeugung kann schnelle Änderungen, welche z. B. durch wechselhaftes Wetter hervorgerufen werden, nur schlecht prognostizieren, weshalb adaptive Prognoseverfahren vorteilhafter sind [44]. KOSTAL korrigiert daher die Erzeugungsprognose kontinuierlich und passt sie an die aktuelle Erzeugungssituation an [42]. Der Korrekturfaktor ergibt sich aus dem Verhältnis der in den letzten 3 h erzeugten Energie zur erzeugten Energie des vorangegangenen Tages im gleichen Zeitraum. Durch die regelmäßige Anpassung der Prognose lassen sich Wetter- und damit einhergehend Erzeugungsschwankungen dynamisch im Verlauf des Tages kompensieren [42]. Die Verwendung eines Korrekturfaktors ist bei der Lastprognose nicht sinnvoll [42].



Bild 58 Der KOSTAL Smart Energy Meter überträgt die Leistungsmesswerte über eine RS485-Schnittstelle via Modbus-Protokoll an den Wechselrichter (Bild: KIT).

Auf Grundlage der beiden Prognosen wird die Überschussleistung prognostiziert (Solarstromprognose abzüglich Lastprognose). Sie bildet die Grundlage für die stündlich neu festgelegte Ladeleistung. Wenn hingegen die Abregelung von Solarenergie droht und der solare Überschuss somit oberhalb der maximalen Einspeisegrenze liegt, wird die Ladeleistung in Echtzeit an die aktuelle Überschussleistung angepasst.

Worin unterscheiden sich die Energiemanagementsysteme der 6 getesteten Hersteller?

Tabelle 2 gibt einen Überblick über die **Funktionalitäten** der getesteten Energiemanagementsysteme. Unter anderem unterscheidet sich das prognosebasierte Energiemanagement darin, über welchen Zeitraum die Batterieladung optimiert und wie häufig der Ladefahrplan aktualisiert wird. FENECON erstellt für den aktuellen Tag vor Sonnenaufgang einen Ladefahrplan. Die sonnenBatterie erhält von einem zentralen Server stündlich einen **aktualisierten Ladefahrplan**, der einen Zeitraum von 72 h abdeckt. Daher ist das prognosebasierte Energiemanagement von sonnen im Gegensatz zu dem Energiemanagement von FENECON, KOSTAL und RCT Power auf eine dauerhafte **Internetverbindung** angewiesen. Die Systeme A und B benötigen die Internetverbindung ebenfalls, um die Solarstromerzeugung auf Basis von Online-Wetterprognosen vorherzusagen. Auf die in der Tabelle aufgeführten zusätzlichen Funktionalitäten wie die sogenannte **Sicherheitsladung** oder die **batterieschonende Ladung**, zur Reduktion der kalendarischen Alterung des Batteriespeichers, wird in den folgenden Abschnitten 4.2 und 4.3 eingegangen. Darüber hinaus gibt es weitere Unterscheidungsmerkmale von Energiemanagementsystemen, wie die Ergebnisse einer Herstellerumfrage der Hochschule Ansbach zeigen [45].

Tabelle 2 Eigenschaften und Funktionalitäten der getesteten Energiemanagementsysteme. Die Tabelle wurde auf Basis von öffentlich zugänglichen Dokumenten und Informationen der Hersteller erstellt. Vereinzelt beruhen die Angaben auch auf Rückmeldungen der Hersteller. Die Angaben zu den zusätzlichen Funktionalitäten haben die HTW Berlin und das KIT auf Basis der Energiemanagement-Testergebnisse abgeleitet (Tabelle: HTW Berlin).

	SYSTEM A	SYSTEM B	 sonnen	 FENECON	KOSTAL	 RCT ^{power}
SOFTWARE						
prognosebasiertes Batterieladen	•	•	•	•	•	•
Einstellungen zum prognosebasierten Batterieladen sind individuell konfigurierbar		•		•		
prognosebasiertes Batterieladen ist bei Auslieferung standardmäßig aktiviert				•		•
prognosebasiertes Batterieladen ist ohne aktivierter Einspeisebegrenzung möglich		k. A.	•	•	•	•
prognosebasiertes Batterieladen ist ohne dauerhafte Internetverbindung möglich		k. A.		•	•	•
Prognosezeitraum der Batterieladeplanung	24 h	k. A.	72 h	17 h ¹⁾	24 h ²⁾	24 h
Intervall bis zur nächsten Aktualisierung der Ladeplanung	10 min	k. A.	1 h	1 s ³⁾	1 h	30 min
HARDWARE						
Ladeplanung erfolgt auf der lokalen Hardware oder auf einem zentralen Server	zentral	lokal	zentral	lokal	lokal	lokal
Energiemanagementsystem ist physisch im Wechselrichter oder Batteriesystem integriert		k. A.	•	•	•	•
PROGNOSEN						
Erstellung der Verbrauchsprognose auf Basis historischer Messdaten	•	•	•	•	•	•
Einbindung von Online-Wetterprognosen für den Standort	•	•	•			
Erstellung der Erzeugungsprognose ausschließlich auf Basis historischer Messdaten				•	•	•
ZUSÄTZLICHE FUNKTIONALITÄTEN						
kurzzeitige Ladung von Solarstromüberschüssen am Vormittag ("Sicherheitsladung")	•					•
stufenlose Abregelung der PV-Anlage ⁴⁾	•	•		•	•	•
batterieschonende Ladung mit geringer Leistung ⁵⁾				•		
batterieschonende Ladung, um die Standzeiten bei hohen Ladezuständen zu minimieren ⁵⁾		•				

1) Die Ladeplanung wird immer vor Sonnenaufgang für den Tag bis zum Sonnenuntergang erstellt. Der Prognosezeitraum variiert somit je nach Standort und Datum.

2) Die Angabe bezieht sich auf den initialen Fahrplan am Tagesanfang. Im Tagesverlauf verkürzt sich der Prognosezeitraum auf den Zeitraum bis 0:00 Uhr des Folgetages.

3) Das OpenEMS-Software-Modul „ESS Grid Optimized Charge“ wird sekundlich ausgeführt.

4) Kann die Leistungsabgabe des Wechselrichters zur Einhaltung der Einspeisegrenze stufenlos abgeregelt werden, können die daraus resultierenden Ertragsverluste der PV-Anlage minimiert werden.

5) Ein prognosebasiertes Energiemanagement, dass die Verweilzeit des Lithium-Batteriespeichers bei hohen Ladezuständen minimiert oder die Ladeleistung limitiert, wirkt sich positiv auf dessen Lebensdauer aus.

4.2 Test der Qualität des Energiemanagements

Wie genau lief der Test der Energiemanagementstrategien ab?

In der ersten Messphase wurden die Systeme mit den von den Herstellern implementierten prognosebasierten Ladestrategien betrieben. Die ersten 2 Wochen wurden dabei nicht in den Bewertungszeitraum aufgenommen, um den Energiemanagementsystemen die Möglichkeit zum Trainieren der Prognoseverfahren zu geben. Bild 59 veranschaulicht für den **zehntägigen Analysezeitraum** den Leistungsverlauf der MPP-Leistungsabgabe der sogenannten PV-Simulatoren. Diese wurden genutzt, um das Erzeugungsprofil einer **8-kW-PV-Anlage** auf Basis von in Echtzeit erfassten Messwerten der solaren Bestrahlungsstärke und Umgebungstemperatur zu emulieren. Dadurch war es überhaupt erst möglich, die Qualität der prognosebasierten Energiemanagementstrategien zu vergleichen.

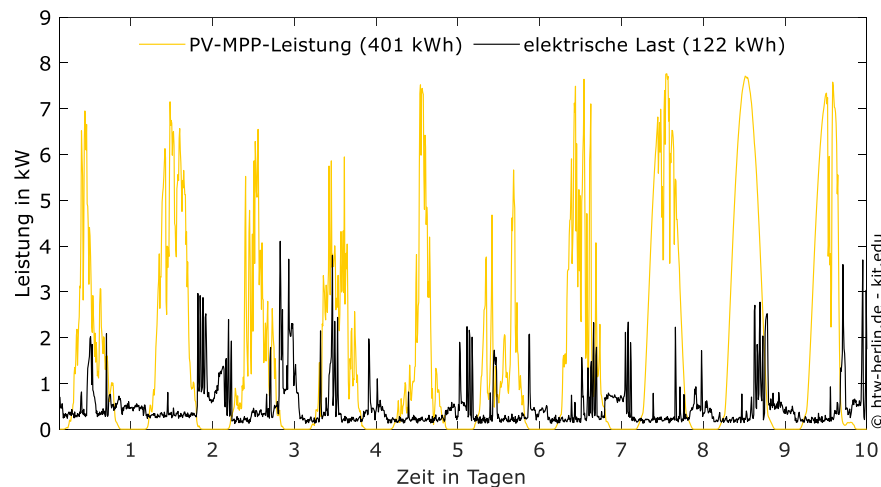


Bild 59 PV-Leistungsprofil und Lastgang, dem die 6 PV-Speichersysteme auf Prüfständen des KIT über 10 Tage ausgesetzt waren (zeitliche Auflösung der dargestellten Messwerte: 10 min, Daten: KIT, Grafik: HTW Berlin).

Weshalb der Bewertungszeitraum nur 10 Tage umfasst



Für einen validen Vergleich der Energiemanagementstrategien müssen die Solarstromspeicher identischen Betriebsbedingungen ausgesetzt werden. Hinzu kommt, dass die Prüfstände mit den PV-Speichersystemen, die Online-Wetterprognosen beziehen, Messdaten der Solarstrahlung in Echtzeit benötigen. Der Vergleichszeitraum der mehrmonatigen Messkampagne verkürzte sich durch den erforderlichen Austausch eines defekten Batteriemoduls, den sporadischen Ausfall einzelner PV-Simulatoren der 6 Prüfstände sowie durch kurzzeitige Unterbrechungen in der Bereitstellung der Live-Messdaten der Solarstrahlung. Bei einigen Speichersystemen traten wiederholt Fehlermeldungen auf, die ebenfalls den Analysezeitraum verkürzten.



Bild 60 Die Prüfstände der PV-Speichersysteme, die Online-Wetterprognosen in ihr Energiemanagement einbinden, bezogen in einem Intervall von 1 s die aktuellen Strahlungsmesswerte eines kristallinen Siliziumsensors (Bild: KIT).

In der **zweiten Messkampagne** wurde das prognosebasierte Laden deaktiviert, sodass die Batterieladung eigenversorgungsoptimiert erfolgte, sobald Stromüberschüsse vorhanden waren. Für die Messungen wurden die erfassten PV-Erzeugungs- und Lastprofile des ersten Messzeitraums genutzt, sodass im Rahmen dieser Studie die realen Betriebsergebnisse von 6 PV-Speichersystemen mit und ohne Prognosen das erste Mal verglichen werden konnten. Die Systeme ohne Hybridwechselrichter wurden in Kombination mit einem dreiphasigen PV-Wechselrichter betrieben.

Warum ist das verzögerte Laden der Batteriespeicher vorteilhaft?

Um diese Frage und die folgenden Fragen zu beantworten, wurden die im Rahmen der eingangs beschriebenen Messkampagne erfassten Messdaten analysiert. Bild 61 (oben) stellt beispielhaft den Verlauf der Energieflüsse des Systems E von KOSTAL in Kombination mit einer im Labor des KIT emulierten 8-kW-PV-Anlage dar. Das **prognosebasierte Energiemanagement ist deaktiviert**. Wie gefordert, wird die Netzeinspeiseleistung auf 50 % der Nennleistung der PV-Anlage beschränkt. Der 7-kWh-Batteriespeicher wird geladen, sobald die Solarleistung höher als die elektrische Last ist. Damit erreicht er bereits um 10:40 Uhr seinen vollgeladenen Zustand; also kurz nachdem die Solarleistung die Einspeisegrenze von 4 kW erstmals überschreitet. Anschließend übersteigt die PV-Leistung die 4-kW-Grenze nur um den Wert der momentanen Leistungsaufnahme der elektrischen Verbraucher. Lediglich dieser Direktverbrauch kann dann noch die Abregelung reduzieren.

Zur Einhaltung der **50%-Einspeisegrenze** muss die Leistungsabgabe des PV-Generators im weiteren Tagesverlauf gedrosselt werden. Hierzu erhöht der Wechselrichter in der Regel seine DC-seitige Eingangsspannung, sodass der PV-Generator nicht mehr im Betriebspunkt der maximalen Leistungsabgabe (engl. maximum power point, MPP) betrieben wird. Die durch die Abregelung

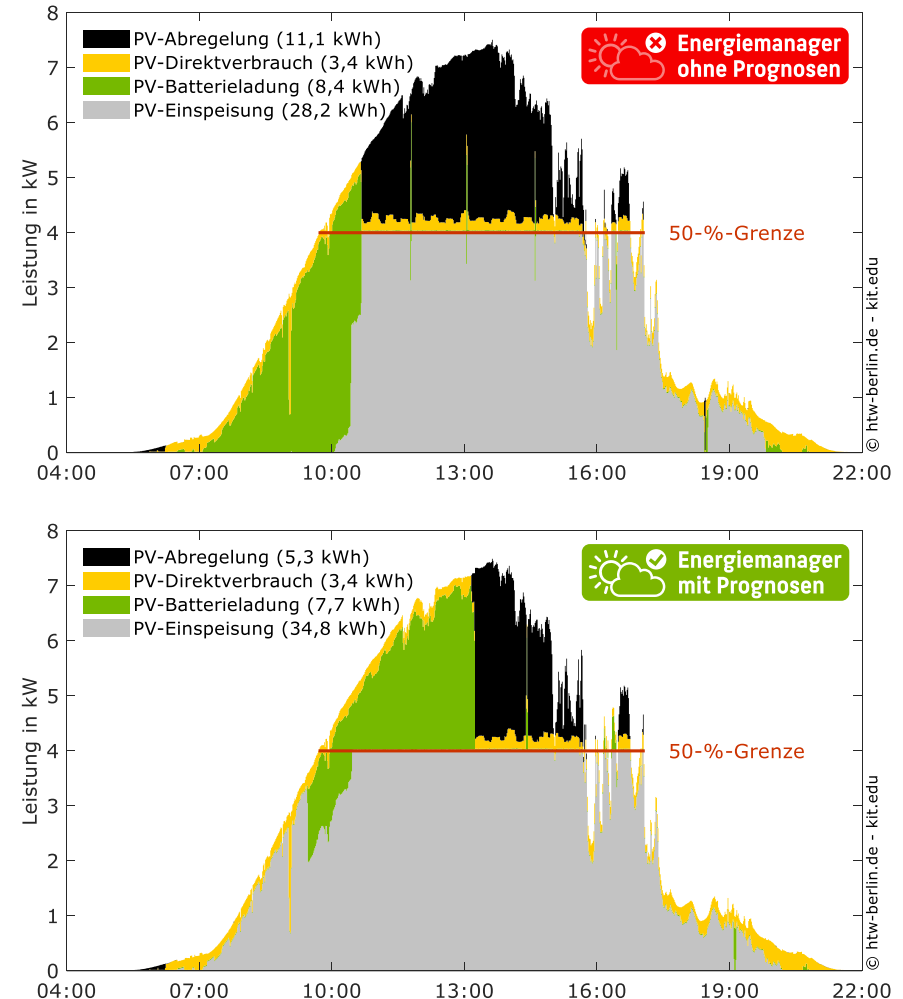


Bild 61 Verlauf der Energieflüsse bei frühzeitiger Batterieladung (oben) und prognosebasierter Batterieladung (unten) an einem Tag, an dem die Netzeinspeiseleistung auf 50 % der Nennleistung des PV-Generators begrenzt wurde. In der Legende ist hinter der Beschriftung in Klammern die Energiesumme für den dargestellten Zeitraum aufgeführt (zeitliche Auflösung der dargestellten Messwerte: 1 min, alle Uhrzeitangaben in dieser und in den folgenden Grafiken beziehen sich auf die mitteleuropäische Sommerzeit (UTC+2), System E: Kostal, Daten: KIT, Grafik: HTW Berlin).

verlorene Energie hat letztlich weder einen energetischen noch ökonomischen oder ökologischen Nutzen.

An dem betrachteten Tag werden von den 52,7 kWh, die die PV-Anlage theoretisch zur Verfügung stellen kann, rund 3,4 kWh direkt verbraucht. Obwohl die nutzbare Speicherkapazität nur 7 kWh beträgt, müssen unter anderem aufgrund der Umwandlungsverluste im Batteriespeicher insgesamt 8,4 kWh zur Batterieladung aufgewendet werden. Insgesamt 28,2 kWh werden ins Netz eingespeist und 11,1 kWh müssen zur Einhaltung der 50-%-Einspeisegrenze abgeregelt werden. Das sind an dem analysierten Tag 21 % des theoretisch möglichen PV-Ertrags. In den in dieser Studie ausgewiesenen Abregelungsverlusten sind auch die MPPT-Verluste enthalten. Hinzukommen Verluste, die beispielsweise kurz nach dem Sonnenaufgang auftreten, solange der PV-Generator noch nicht die die Starteingangsspannung des Wechselrichters erreicht hat.

Bild 61 (unten) zeigt den gleichen sonnigen Tag, allerdings wird der **Batteriespeicher** hier auf dem Prüfstand des KIT **prognosebasiert beladen**. Erwartungsgemäß hat die Ladestrategie keinen Einfluss auf die Höhe des PV-Direktverbrauchs. Auf der Grundlage von Prognosen verzögert das Energiemanagement von KOSTAL den Beginn der Batterieladung auf 09:30 Uhr. Im Vergleich zur Standardladestrategie beginnt die prognosebasierte Ladung damit etwa 2,5 h später. Kurz nach 13:00 Uhr endet die Batterieladung.

Im prognosebasierten Betrieb lädt der Batteriespeicher an diesem Tag 7,7 kWh und damit 0,7 kWh weniger als im Normalbetrieb. Die Batterie wird prognosebasiert an dem Tag im Mittel mit einer höheren Leistung geladen, was in dem Fall geringere Verluste zur Folge hat. Durch die spätere Batterieladung speist die PV-Anlage bereits in den Morgenstunden in das Netz ein, was ebenfalls netzdienlich ist. Da weniger Energie abgeregelt wird, steigt die PV-Einspeisung um 6,6 kWh (23 %) auf 34,8 kWh an, ohne das Netz stärker zu belasten.

Wie werden die Abregelungsverluste ermittelt?



In der Praxis kann man die aus der Abregelung resultierenden Ertragsverluste einer PV-Anlage nicht exakt bestimmen. Im Labor kann die abregelte PV-Leistung jedoch aus der Differenz zwischen der eingestellten MPP-Leistung des sogenannten PV-Simulators und der resultierenden DC-Leistung am Eingang des Wechselrichters ermittelt werden. Messtechnisch bedingt lassen sich die Abregelungsverluste nicht von den sogenannten MPPT-Verlusten trennen. Diese resultieren, wenn der Wechselrichter nicht den optimalen Arbeitspunkt des PV-Generators einstellt (engl. maximum power point tracking, MPPT).

Diese Zahlen zeigen, weshalb Heimspeicher prognosebasiert betrieben werden sollten. Dies gilt auch, wenn die PV-Anlage ihr Leistungsabgabe in das Stromnetz nur auf 60 % oder 70 % drosseln muss.

Worin unterscheiden sich die prognosebasierten Ladestrategien der getesteten PV-Speichersysteme?

In der Messkampagne wurden **6 PV-Speichersysteme** über 10 Tage identischen Betriebsbedingungen ausgesetzt. Während die Unternehmen A und B sowie sonnen über das Internet Wetter- oder Erzeugungsprognosen beziehen, prognostizieren die Energiemanagementsysteme von FENECON, KOSTAL und RCT Power die PV-Erzeugung auf Basis der vor Ort erfassten Betriebsdaten. Bild 62 vergleicht die prognosebasierte Ladung der PV-Speichersysteme an einem wolkenlosen Tag. Die zur Verfügung stehende PV-Energie summiert sich auf insgesamt 61,6 kWh. Je nach System nehmen die Batteriespeicher 4,4 kWh bis 5,3 kWh auf. Diese Unterschiede sind auch mit den unterschiedlichen nutzbaren Speicherkapazitäten zu erklären.

Da kein Batteriespeicher an diesem Tag zum Sonnenaufgang vollständig entladen ist und der Ladezustand je nach System variiert, nehmen sie unterschiedlich viel Energie auf. Weiterhin sind die Differenzen auf die unterschiedlichen Umwandlungswirkungsgrade der Wechselrichter und Batteriespeicher zurückzuführen.

Das System A sowie das System F von RCT Power starten die Batterieladung bereits in den Morgenstunden, nachdem die ersten Solarstromüberschüsse anfallen. Dadurch werden vor 08:45 Uhr bereits 0,9 kWh und 1,7 kWh gespeichert. Vorteilhaft ist diese **Sicherheitsladung**, wenn der Batteriespeicher in der Nacht zuvor entladen wurde und vormittags eine hohe Stromnachfrage die PV-Erzeugung übersteigt, da dadurch in vielen Fällen weniger Strom aus dem Netz bezogen werden muss. 10 min nachdem die PV-Leistung die maximale Einspeiseleistung von 4 kW überschreitet, beginnen die Batteriespeicher der Systeme C und E von sonnen und KOSTAL die Ladung und die Heimspeicher A und F setzen die Batterieladung fort. Die Systeme C, D, E und F erhöhen ihre Ladeleistung kontinuierlich um die Differenz zwischen der maximalen Netzeinspeiseleistung (4 kW) und der solaren Überschussleistung. Dagegen schwankt die Batterieladeleistung des Heimspeichers A vergleichsweise stark. System B startet hingegen mit der Batterieladung erst um 16:00 Uhr. Zu diesem Zeitpunkt sind alle anderen Systeme bereits vollständig geladen. Da das Energiemanagement von System B an dem dargestellten Tag den Batteriespeicher mit einer vergleichsweise hohen Leistung lädt, verringert sich die Ladedauer. Auch System B erreicht noch vor Sonnenuntergang seinen vollgeladenen Zustand. Im Vergleich zu den anderen Heimspeichersystemen verkürzt System B die **Verweildauer des Batteriespeichers im vollgeladenen Zustand** um etwa 2 h bis 6 h, was sich positiv auf dessen Lebensdauer auswirkt. Durch den späten Beginn der Ladung wird allerdings weniger Energie über der Einspeisegrenze genutzt und somit weniger Leistung in das Netz eingespeist.

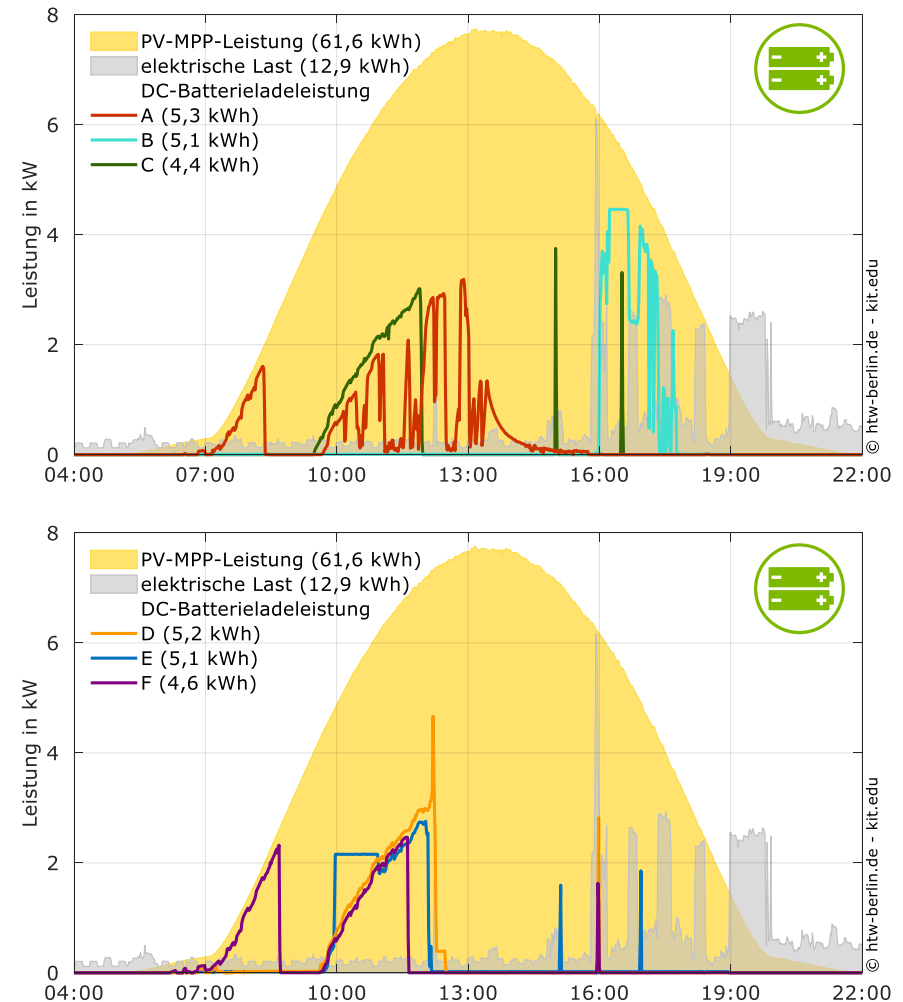


Bild 62 Batterieladeleistung der PV-Speichersysteme A, B und C (oben) und D, E und F (unten) bei prognosebasierter Batterieladung. Gelb dargestellt ist die MPP-Leistungsvorgabe der im Teststand verbauten PV-Simulatoren. Diese entspricht der theoretisch möglichen DC-Leistung am Eingang der Wechselrichter, wenn keine Verluste aufgrund des MPP-Trackings oder der Abregelung anfallen. In der Legende ist hinter der Beschriftung in Klammern die Energiesumme für den dargestellten Zeitraum aufgeführt (zeitliche Auflösung der dargestellten Messwerte: 1 min, Daten: KIT, Grafik: HTW Berlin).

Gibt es Unterschiede im Einspeiseverhalten der getesteten PV-Speichersysteme?

Ja, diese ergeben sich bereits dadurch, dass die Batteriespeicher nicht identisch laden, wie Bild 62 zeigt. Je höher die aktuelle Ladeleistung ist und je mehr PV-Leistung abgeregelt wird, desto geringer ist die resultierende Netzeinspeisleistung. Die Einspeisleistung eines DC-gekoppelten Systems entspricht der Differenz zwischen der AC-Leistungsabgabe des Hybridwechselrichters und der elektrischen Last. Bei einem AC-gekoppelten System resultiert die Einspeisleistung aus der Ausgangsleistung des PV-Wechselrichters abzüglich der Last und der AC-Leistungsaufnahme des Batteriesystems.

Bild 63 vergleicht den Verlauf der Einspeisleistung der 6 getesteten Systeme an dem zuvor in Bild 62 analysierten Tag. Die Netzeinspeisleistung der Systeme A, B und C unterscheidet sich untereinander stärker als die der Systeme D, E und F, wie Bild 63 (oben) verdeutlicht. Da zwischen der sonnenBatterie 10/11 (System C) und dem PV-Wechselrichter keine direkte kommunikative Kopplung via Ethernet möglich ist, musste sonnen die Abregelung des PV-Wechselrichters durch ein zusätzliches Gerät zur Leistungsreduktion umsetzen. Dadurch lässt sich die Leistungsabgabe des PV-Wechselrichters auf die Leistungsstufen 60 %, 30 % oder 0 % der Nennleistung des PV-Generators begrenzen und somit nicht stufenlos einstellen.

Um den **gleitenden 10-Minuten-Mittelwert der Einspeisleistung** auf 50 % der PV-Nennleistung zu limitieren, beschränkt sonnen die PV-Wechselrichterleistung abwechselnd auf 60 % und auf 30 %. Dadurch schwankt die Leistungsabgabe des PV-Wechselrichters in einem Intervall von 30 s zwischen 2,4 kW und 4,8 kW. Bei vollständig geladener Batterie ist dies die einzige Möglichkeit die Einspeisleistung zu reduzieren. Insbesondere in diesen Situationen variiert die Netzleistung sehr stark.

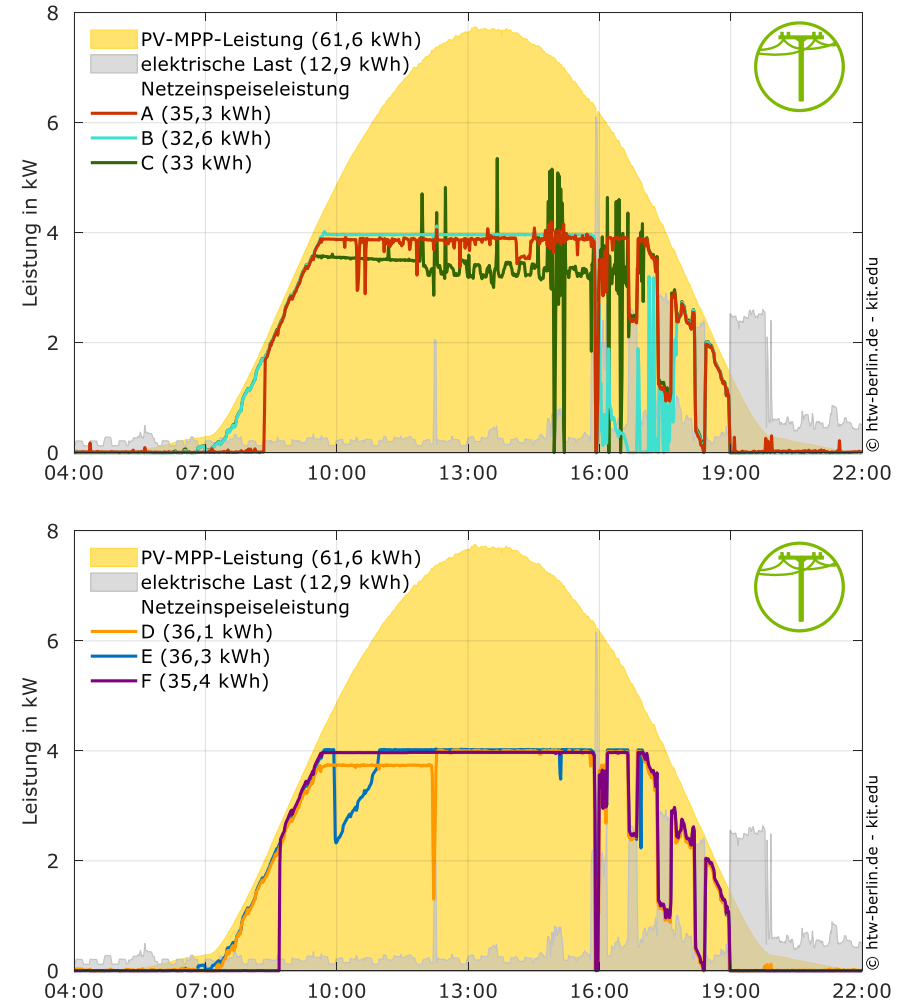


Bild 63 Netzeinspeisleistung der PV-Speichersysteme A, B und C (oben) und D, E und F (unten) bei prognosebasierter Batterieladung. Gelb dargestellt ist die MPP-Leistungsvorgabe der im Teststand verbauten PV-Simulatoren. Einige PV-Speichersysteme überschreiten kurzzeitig die Netzeinspeisleistung von 4 kW, was zulässig ist, sofern der gleitende 10-Minuten-Mittelwert diesen Schwellenwert nicht überschreitet. In der Legende ist hinter der Beschriftung in Klammern die Energiesumme für den dargestellten Zeitraum aufgeführt (zeitliche Auflösung der dargestellten Messwerte: 1 min, Daten: KIT, Grafik: HTW Berlin).

Auffällig ist, dass das Energiemanagement von sonnen letztlich mehr PV-Leistung abregelt, als zur Einhaltung der 50-%-Einspeisegrenze erforderlich gewesen wäre. Im Mittel liegt die Einspeiseleistung von System C nur bei etwa 3,5 kW und damit 0,5 kW unterhalb der zulässigen Einspeisegrenze. In Summe regelt das Energiemanagementsystem von sonnen an dem betrachteten Tag 15,2 kWh ab und damit 3,3 kWh mehr als System A. Dies führt im Vergleich zu System A zu einer um 2,3 kWh geringeren Netzeinspeisung. Die Ladung des Systems B erfolgt so spät, dass nur wenig PV-Energie oberhalb der Einspeisegrenze in den Batteriespeicher fließt. Daher resultieren bei System B im Vergleich zu den anderen Prüflingen die höchsten **Abregelungsverluste** in Höhe von 15,4 kWh. Letztlich ist bei diesem System auch die in das Netz eingespeiste Energie mit 32,6 kWh am geringsten. Zum Vergleich: Das System E von KOSTAL, in dem ebenfalls ein 7-kWh-Batteriespeicher integriert ist, regelt an dem Tag nur 11,6 kWh ab und speist 36,3 kWh in das Netz ein.

Wissenswertes zur Einspeisebegrenzung



Laut VDE FNN Hinweis „Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz“ muss zur Umsetzung der Einspeiseleistungsbegrenzung lediglich der zulässige Mittelwert der Wirkleistung während eines Zeitraums von 10 min eingehalten werden [46]. Das bedeutet für die untersuchten Systeme: Die Netzeinspeisung darf kurzzeitig über der maximalen Einspeiseleistung von 4 kW liegen. Die Leistungsüberschreitung muss allerdings durch eine spätere Unterschreitung dieses Schwellenwerts innerhalb der folgenden 10 min ausgeglichen werden, sodass der gleitende 10-Minuten-Mittelwert maximal 4 kW beträgt.

Welche Faktoren beeinflussen die Höhe der Abregelungsverluste?



Die resultierende Höhe der Abregelungsverluste hängt unter anderem von folgenden **Eigenschaften der PV-Speichersysteme** ab:

- nutzbare Speicherkapazität des Batteriespeichers
- Nennleistung des Wechselrichters und des Batteriespeichers
- Wechselrichter- und Batteriewirkungsgrad
- Güte der Prognosen (PV-Leistung und elektrische Last)
- Güte der Ladezustandsbestimmung
- Qualität des Optimierungsalgorithmus
- Qualität der Regelung zum schnellen Ausgleich von Prognosefehlern
- Dauer bis zur nächsten Aktualisierung des Ladefahrplans
- Abregelungsverhalten (Möglichkeit der stufenlosen Abregelung)

Bei der Analyse der in einem Intervall von 200 ms erfassten Messdaten fällt darüber hinaus auf, dass RCT Power (System F) die Leistungsabgabe des Hybridwechselrichters innerhalb weniger Sekunden auf den zur Einhaltung der 50-%-Einspeisegrenze erforderlichen Wert limitiert. RCT Power nutzt somit nicht wie die anderen 5 Hersteller die zulässige 10-Minuten-Mittelwert-Regelung aus. Dadurch regelt das System F insbesondere an bewölkten Tagen mehr PV-Leistung ab, was die in das Netz eingespeiste Energiemenge schmälert. Sekündlich aufgelöste Simulationsanalysen von PV-Speichersystemen über ein gesamtes Betriebsjahr ergaben, dass etwa 1,5 Prozentpunkte mehr PV-Energie abgeregelt werden muss, wenn die 10-Minuten-Mittelwert-Regelung nicht in Anspruch genommen wird und die Einspeiseleistung sofort limitiert wird [47].

Wie gut funktioniert das prognosebasierte Energiemanagement an wechselnd bewölkten Tagen?

Auch an wechselnd bewölkten Frühlings- oder Herbsttagen können PV-Anlagen zeitweise Leistungswerte oberhalb der Hälfte ihrer Nennleistung bereitstellen. Bild 64 vergleicht die Batterieladeleistung der Systeme A, C (sonnen) und D (FENECON) an einem Tag, der vormittags sonnig und nachmittags bewölkt ist. Die **3 Batteriespeicher** sind zu Tagesbeginn vollständig entladen. Die Systeme A und D beginnen zu laden, nachdem Solarstromüberschüsse vorhanden sind. Bevor die zur Verfügung stehende PV-Leistung ab 10:10 Uhr längerfristig oberhalb von 4 kW liegt, haben die beiden Systeme somit bereits 3,2 kWh (System A) bzw. 2,3 kWh (System D) geladen. Im Gegensatz zu System A begrenzt der Optimierungsalgorithmus des FENECON-Heimspeichers (System D) dessen Ladeleistung zunächst auf 1,1 kW. Sobald der Überschuss die

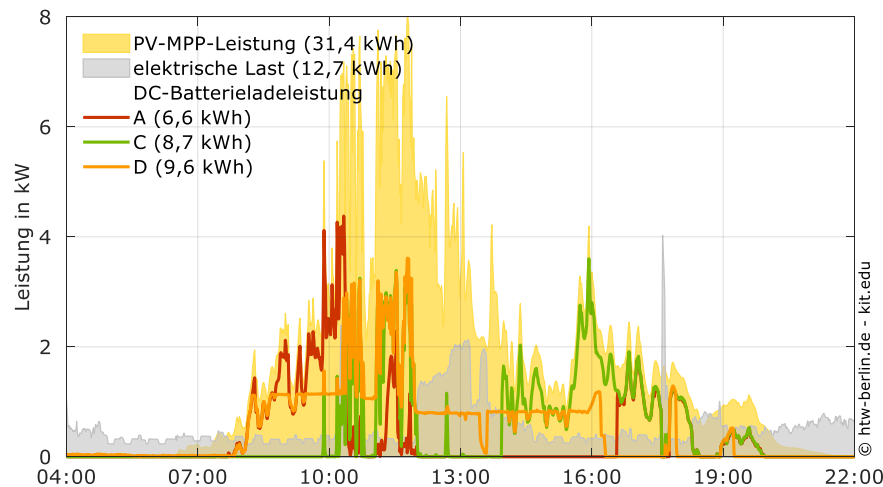


Bild 64 Batterieladeleistung der PV-Speichersysteme von Unternehmen A, sonnen und FENECON an einem wechselnd bewölkten Tag bei prognosebasierter Batterieladung. PV-Leistungsvorgabe ist gelb eingefärbt (zeitliche Auflösung der dargestellten Messwerte: 1 min, Daten: KIT, Grafik: HTW Berlin).

50%-Grenze überschreitet, erhöht das System seine Ladeleistung und folgt fortan der Überschussleistung. Mit einem Sprung der Haushaltslast um 12:00 Uhr verringert das FENECON-System seine Ladeleistung auf 0,8 kW. Gegen 16:20 Uhr erreicht es erstmalig seinen vollgeladenen Zustand, bevor es nach 2 kurzen Entladevorgängen um 19:15 Uhr erneut vollständig geladen ist. Das System C von sonnen beginnt seine Ladung erst, nachdem die solaren Überschüsse den Wert von 4 kW überschreiten. Mit der erhöhten Stromnachfrage gegen 12:00 Uhr unterbricht es die Ladung. Das **Energiemanagement überschätzt** vermutlich **die Solarstromüberschüsse** und setzt daher die Ladung erst um 13:55 Uhr fort, sodass der Speicher nicht mehr den maximalen Ladezustand erreicht. Das trifft auch auf das System A zu, das seine Ladung zwischen 12:00 Uhr und 16:35 Uhr pausiert. Dass der Ladezustand zum Ende des Ladevorgangs nur bei 89 % liegt, ist allerdings an diesem Tag nicht nachteilig, da die Batterie in der darauffolgenden Nacht nicht leer wird.

Warum die Batterie nicht immer vollständig geladen werden muss



Ob es nachteilig ist, wenn die Batterie tagsüber nicht vollgeladen wird, hängt davon ab, wie viel Energie in der darauffolgenden Nacht benötigt wird. Wenn der nicht vollständig geladene Batteriespeicher nachts dennoch in der Lage ist, den gesamten Strombedarf zu decken, resultieren daraus keine Nachteile für die Betreiber:innen. Ganz im Gegenteil: Da der Speicher tiefer entladen ist, steht am Folgetag womöglich mehr Speicherkapazität zur Kapung der PV-Leistungsspitze zur Verfügung. Gleichzeitig helfen geringere Ladezustände die Batteriealterung zu reduzieren, wie in Kapitel 4.3 erläutert wird. Wenn nachts jedoch unerwartet mehr Strom verbraucht und die Batterie dadurch leer wird, steigt der Netzstrombezug an.

Was passiert, wenn an einem Tag mehr Solarstrom erzeugt als zuvor vorhergesagt wurde?

Wie bereits zuvor deutlich wurde, kann die Effektivität eines prognosebasierten Energiemanagements von **Prognosefehlern** beeinträchtigt werden. Unterschätzen die Prognosen an einem Tag die anfallende überschüssige PV-Energie, wird unter Umständen zu früh mit der Batterieladung begonnen [32]. Dadurch muss in der Folge mehr PV-Energie abgeregelt werden [33], [35]. Dies zeigt Bild 65 am Beispiel des Systems F von RCT POWER. In den Morgenstunden wurde vermutlich ein stark bewölkter Tag prognostiziert. Der Heimspeicher fängt entsprechend frühzeitig an zu laden. Gegen 10:15 Uhr lag die Solarleistung erstmalig oberhalb von 4 kW. Durch eine daraufhin angepasste Ladepanung pausierte der Heimspeicher seine Ladung kurzzeitig für 30 min und nach einem weiteren einstündigen Ladevorgang erneut für 15 min. Unabhängig davon erreichte das System allerdings bereits um 12:35 Uhr seinen vollgeladenen Zustand. Mittags löste sich an dem analysierten Tag die Bewölkung etwas auf, die Solarleistung lag für 2,5 h vermehrt über der maximalen Einspeisegrenze. Mit einer genaueren Solarleistungsprognose hätte die geladene Energiemenge an diesem Tag ausgereicht, um die Abregelung vollständig zu verhindern. Die 3 kWh, die an dem Tag abgeregelt wurden, hätten ins Netz eingespeist und vergütet werden können.

Was passiert, wenn an einem Tag weniger Solarstrom erzeugt als zuvor vorhergesagt wurde?

Werden die **PV-Überschüsse durch die Prognosen** hingegen **überschätzt**, führt dies zu einem anderen Systemverhalten, wie in Bild 66 anhand des Systems C von sonnen gezeigt wird. Die Online-Wetterprognosen sagten vermutlich einen sonnigen Tag vorher, weshalb die Batterieladung in den Mittagsstunden

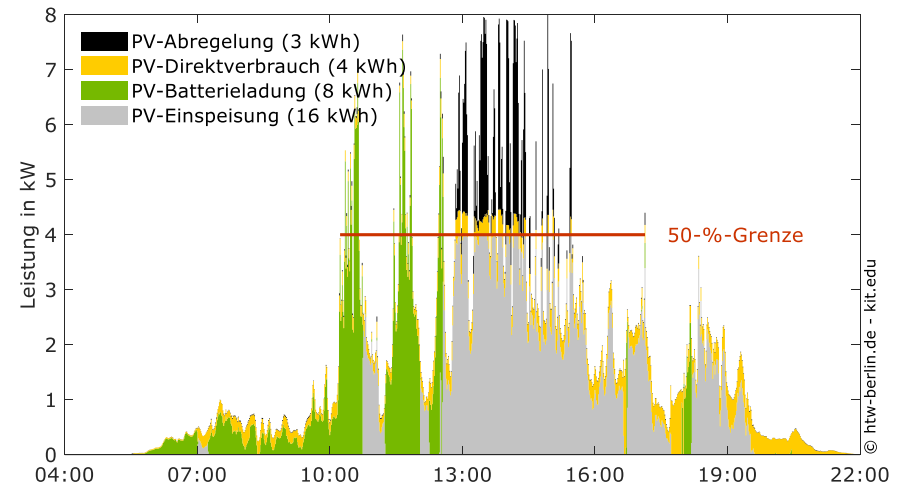


Bild 65 Verlauf der Energieflüsse bei prognosebasierter Batterieladung bei Begrenzung der Netzeinspeiseleistung auf 50 % der Nennleistung des PV-Generators (zeitliche Auflösung der dargestellten Messwerte: 1 min, System F: RCT Power, Daten: KIT, Grafik: HTW Berlin).

eingepflanzt wurde. Zwischen 09:15 Uhr und 12:00 Uhr überstieg die PV-Leistung die vorgegebene 50%-Einspeisegrenze von 4 kW. Der Heimspeicher konnte die Abregelung an dem Tag vollständig verhindern, da er die Überschüsse oberhalb der 50%-Grenze komplett aufnahm.

Am Nachmittag bricht die PV-Leistung aufgrund einer aufkommenden Wolkenfront ein und ist niedriger als vom Energiemanagement prognostiziert. Die von der sonnenBatterie bis zum Tagesende aufgenommenen Solarüberschüsse reichen nicht mehr aus, um das System vollständig zu laden. Wird der Batteriespeicher prognosebasiert betrieben, beeinflusst die Prognosegüte die Höhe des erreichbaren Autarkiegrads und des resultierenden PV-Stromertrags. Des Weiteren kann eine **ungenau Bestimmung des Ladezustands** dazu führen, dass der Batteriespeicher am Ende des Tages nicht komplett geladen ist [48].

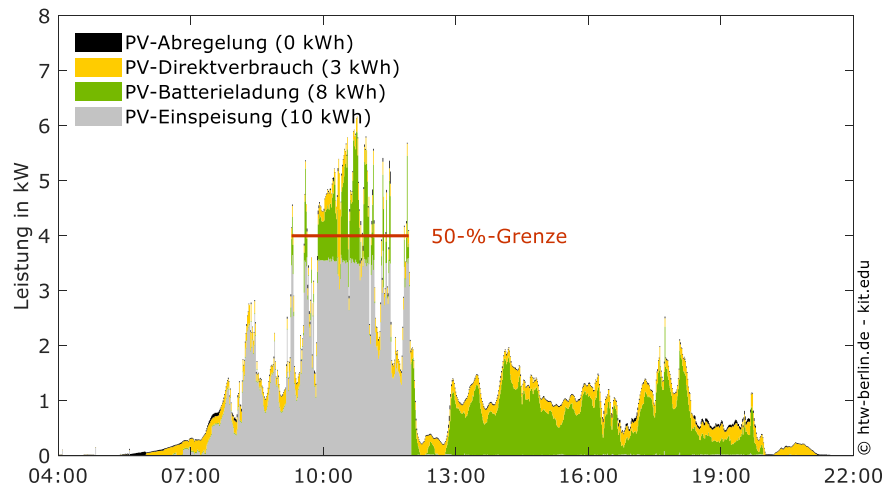


Bild 66 Verlauf der Energieflüsse bei prognosebasierter Batterieladung bei Begrenzung der Netzeinspeiseleistung auf 50 % der Nennleistung des PV-Generators (zeitliche Auflösung der dargestellten Messwerte: 1 min, System C: sonnen, Daten: KIT, Grafik: HTW Berlin).

Gibt es systematische Unterschiede im Ladeverhalten der getesteten PV-Speichersysteme?

Die unterschiedliche Betriebsweise der Heimspeicher geht aus dem **Vergleich der mittleren Ladeleistung** während des gesamten Analysezeitraums von 10 Tagen in Bild 67 hervor. Die mittlere PV-Leistungsabgabe der 8-kW-Anlage liegt bedingt durch den Wechsel von sonnigen und bewölkten Tagen in den

Die Kombination von Betriebsstrategien kann vorteilhaft sein



„Kurzzeitig frühes Laden mit anschließender Vollladung in der Mittagszeit vereint geringe Abregelungsverluste und hohe Autarkie“ [49].

– Dr.-Ing. Jan Figgner, Gastwissenschaftler an der RWTH Aachen

Mittagsstunden zwischen 4 kW und 5 kW. Die täglich bereitgestellte PV-Energie beträgt im Mittel 40 kWh. Davon laden die Heimspeicher durchschnittlich 6,3 kWh (System F) bis 7,4 kWh (System D) pro Tag. Die Systeme A, D und E nehmen im Mittel etwa zwei Drittel der Energie bereits vor 13:00 Uhr auf. Während es beim Heimspeicher F von RCT Power im gleichen Zeitraum sogar mehr als 90 % sind, lädt das System B hingegen nur 31 % am Vormittag. Die Systeme C und E laden im Testzeitraum so gut wie nie vor 10:00 Uhr. Obwohl die nutzbare Speicherkapazität des Systems D im Vergleich zu System C um 1 kWh geringer ist, nimmt es im Mittel 0,3 kWh mehr Energie pro Tag auf. Wie beispielhaft in Bild 64 zu sehen ist, wird die Ladeleistung an mehreren Tagen auf ein niedriges Niveau reduziert. Die damit erfolgreiche Verzögerung der Batterieladung geht allerdings mit höheren Umwandlungsverlusten einher. Darüber hinaus fällt auf, dass System A häufig kurz vor 19:00 Uhr noch einmal den Batteriespeicher lädt.

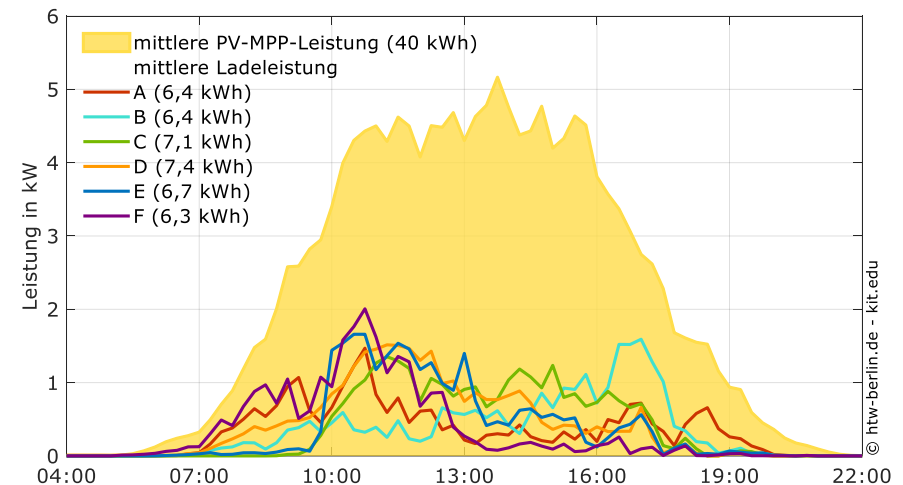


Bild 67 Mittlerer Tagesverlauf der Ladeleistung der PV-Speichersysteme während des zehntägigen Tests bei aktivem prognosebasierten Energiemanagement (zeitliche Auflösung der Messwerte: 15 min, Daten: KIT, Grafik: HTW Berlin).

Wann laden die getesteten PV-Speichersysteme, wenn diese ohne ein prognosebasiertes Energiemanagement betrieben werden?

Der **Clou der Messkampagne**: Im Anschluss an den Test der prognosebasierten Ladestrategien schloss sich eine zweite Messphase an. In dieser waren die 6 PV-Speichersysteme den identischen Betriebsbedingungen ausgesetzt, wurden allerdings frühzeitig, ohne Berücksichtigung von Prognosen, geladen. Bild 68 vergleicht die mittleren Tagesverläufe der Ladeleistung, die sich aus den Messdaten der 6 Systeme während des zehntägigen Tests ergeben. Werden die Batteriespeicher ohne ein prognosebasiertes Energiemanagement betrieben, nehmen diese an Sommertagen vorrangig in den frühen Vormittagsstunden den Großteil der Energie auf. Durch eine prognosebasierte Ladeplanung ist die Batterieladung gleichmäßiger über den Tag verteilt. Dadurch laden die Batteriespeicher vorrangig in Zeiträumen mit hoher PV-Erzeugung.

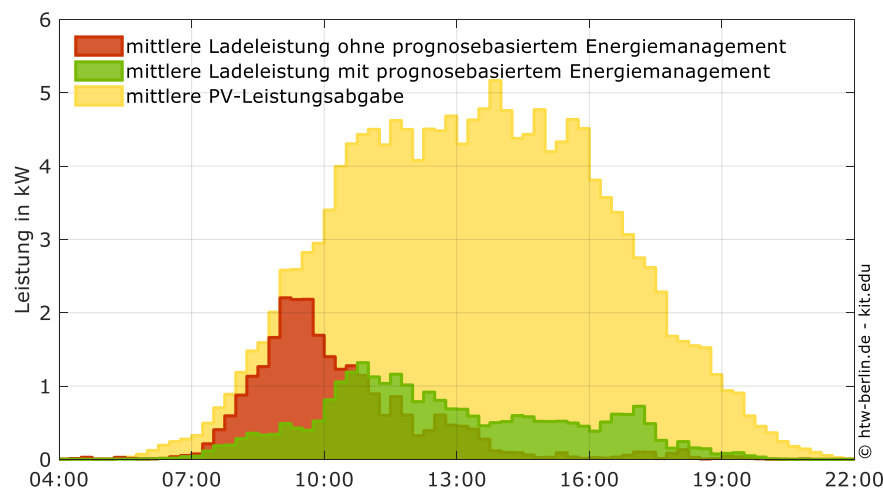


Bild 68 Tagesverlauf der mittleren Ladeleistung der 6 PV-Speichersysteme während des zehntägigen Tests mit und ohne aktiviertem prognosebasierten Energiemanagement (zeitliche Auflösung der dargestellten Messwerte: 15 min, Daten: KIT, Grafik: HTW Berlin).

Wie gut reduziert das prognosebasierte Energiemanagement die Abregelungsverluste?

Um es vorwegzunehmen: Die im Rahmen des zehntägigen Tests ermittelten **Abregelungsverluste**, die sich aus der Differenz zwischen der MPP-Leistung und der DC-Leistung am Eingang des Wechselrichters bestimmen, lassen sich nicht auf die Dauer eines Betriebsjahres hochrechnen. Tabelle 1 stellt die Abregelungsverluste der 6 getesteten Heimspeichersysteme während der 10 Sommertage für die beiden Messkampagnen mit und ohne prognosebasierter Ladestrategie gegenüber. Im Fall der **frühzeitigen Batterieladung**, also ohne Berücksichtigung von Prognosen, sind die Abregelungsverluste mit 86,4 kWh bei System C von sonnen am höchsten. Die auf die PV-Erzeugung von 401 kWh bezogenen relativen Abregelungsverluste liegen bei dem System C mit der sonnenBatterie bei 21,6 %. Die hohen Verluste sind insbesondere auf das verbesserungswürdige Abregelungsverhalten des Energiemanagements von sonnen zurückzuführen (siehe dazu auch Bild 63).

Interessant ist auch der Vergleich des Systems B mit dem System E von KOSTAL, da beide in Kombination mit einem 7-kWh-Batteriespeicher betrieben wurden. Das System B regelt 4,7 kWh mehr PV-Energie ab. Das ist zum einen darauf zurückzuführen, dass die Einspeiseleistung des KOSTAL-Systems die zulässige Einspeisegrenze häufig um 10 W bis 30 W überschreitet. Zum anderen sind die MPPT-Verluste, die in dieser Studie in den ausgewiesenen Abregelungsverlusten enthalten sind, des verwendeten PV-Wechselrichters höher als die des KOSTAL-Hybridwechselrichters.

Durch den **prognosebasierten Betrieb** laden die Batteriespeicher vermehrt in Zeiträumen, in denen die zur Verfügung stehende PV-Leistung die während des Tests geforderte Einspeisegrenze von 50 % überschreitet (siehe Bild 68).

Das prognosebasierte Energiemanagement von FENECON reduziert die Abregelungsverluste um 28,7 kWh auf 42,2 kWh. Während der 10 Sommertage regelt das FENECON-System mit dem Kürzel D bei aktivierter „FEMS App Netzdienliche Beladung“ folglich nur 10,5 % ab, was den geringsten Abregelungsverlusten aller untersuchten Systeme entspricht. Dicht dahinter folgt KOSTAL mit Abregelungsverlusten von nur 10,7 %. Wie FENECON verwendet auch KOSTAL ausschließlich lokal erfasste Messdaten für die Verbrauchs- und Erzeugungsprognosen. Folglich lassen sich auch ohne Bezug von Online-Wetterprognosen gute Ergebnisse erzielen.

Die höchsten Abregelungsverluste in Höhe von 15,7 % resultieren bei System B. Der Grund: Die Batterie lädt vorrangig in den späten Nachmittagsstunden. Damit trägt der Speicher vergleichsweise wenig dazu bei, die abgeregelte PV-Energie in den Mittagsstunden zu reduzieren. Durch das prognosebasierte Laden konnte System B die Abregelungsverluste während des Tests nur um 8 kWh bzw. 2 Prozentpunkte reduzieren. Das Energiemanagement von System B hat jedoch einen anderen Vorteil: Die geringe Verweilzeit der Batterie in hohen Ladezuständen wirkt sich positiv auf ihre Lebensdauer aus, wie die Ergebnisse in Kapitel 4.3 zeigen. Bei allen 6 untersuchten Systemen sind mehr als zwei Drittel der Abregelungsverluste auf die letzten 4 sonnigen Tage der Messkampagne zurückzuführen, wie Bild 69 anhand des Verlaufs der kumulierten Abregelungsverluste zeigt.

Warum sollte man die Qualität eines Energiemanagementsystems nicht ausschließlich anhand der vermiedenen Abregelung bewerten?

Diese Frage lässt sich unter anderem anhand der in Tabelle 3 aufgeführten Ergebnisse der sonnenBatterie (System C) beantworten. Sonnen regelt den PV-Wechselrichter im Betrieb ohne Prognosen mehr ab, als zur Einhaltung der 50-%-Einspeisegrenze erforderlich wäre. Dadurch kann das prognosebasierte

Tabelle 3 Abregelungsverluste der getesteten PV-Speichersysteme zur Einhaltung der 50-%-Einspeisegrenze über 10 Sommertage ohne und mit prognosebasiertem Ladebetrieb. Die relativen Werte der Abregelungsverluste beziehen sich auf den theoretisch möglichen PV-Ertrag von 401 kWh. Zur besseren Lesbarkeit der Tabelle wurden die einzelnen Werte je nach ihrer Lage innerhalb der Bandbreite eingefärbt. Die besten Werte innerhalb der jeweiligen Kategorie sind grün hinterlegt. Die nutzbare Speicherkapazität liegt zwischen 6,9 kWh (F) und 10,0 kWh (C). Die relative Abweichung ganz rechts in der Tabelle ist in der Einheit Prozentpunkte (PP) angegeben.

System	ohne Prognosen		mit Prognosen		abs. Abw.	rel. Abw.
A	66,5 kWh	16,6 %	54,1 kWh	13,5 %	-12,4 kWh	-3,1 PP
B	70,8 kWh	17,7 %	62,8 kWh	15,7 %	-8,0 kWh	-2,0 PP
C	86,4 kWh	21,6 %	47,0 kWh	11,7 %	-39,4 kWh	-9,9 PP
D	70,9 kWh	17,7 %	42,2 kWh	10,5 %	-28,7 kWh	-7,2 PP
E	66,1 kWh	16,5 %	43,0 kWh	10,7 %	-23,1 kWh	-5,8 PP
F	71,7 kWh	17,9 %	56,2 kWh	14,0 %	-15,5 kWh	-3,9 PP

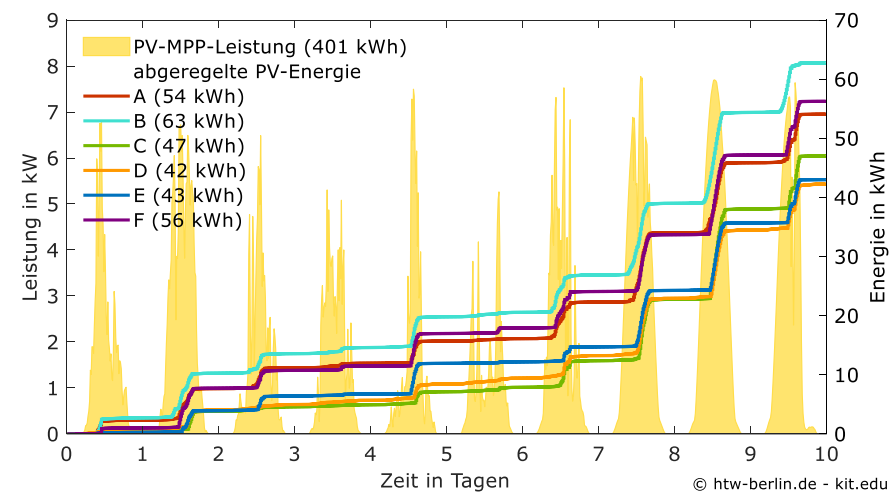


Bild 69 Verlauf der PV-Leistungsvorgabe und der kumulierten Abregelungsverluste der getesteten PV-Speichersysteme bei prognosebasierter Ladung (zeitliche Auflösung der dargestellten Messwerte: 1 min, Daten: KIT, Grafik: HTW Berlin).

Energiemanagement von sonnen die abgeregelte PV-Energie sehr gut und insgesamt um 39,4 kWh reduzieren. Oder anders formuliert: Wenn das System bei frühzeitiger Batterieladung mehr abregelt als nötig, besteht bei einer anderen Ladestrategie ein größeres Potenzial, die abgeregelte Energiemenge zu verringern. Hinzu kommt, dass die sonnenBatterie mit 10 kWh die höchste **nutzbare Speicherkapazität** hat, was sich positiv auf die Höhe der vermeidbaren Abregelungsverluste auswirken kann. Die unterschiedliche Speicherkapazität der Geräte ist daher ein weiterer Grund, der den Vergleich der Höhe der Abregelungsverluste erschwert.

Zudem gilt grundsätzlich: Je höher die **Umwandlungsverluste** der Wechselrichter und Batteriespeicher sind, desto weniger PV-Energie muss zur Einhaltung der Einspeisegrenze abgeregelt werden. Ein PV-Speichersystem mit sehr hohen Wechselrichter- und Batteriewirkungsgraden ist somit im Vergleich zu einem identisch dimensionierten, aber weniger effizienten Gerät tagsüber früher vollgeladen und hat zum Ende des Entladevorgangs am nächsten Morgen häufig einen höheren Ladezustand. Beide Effekte haben zur Folge, dass beim effizienteren PV-Speichersystem mehr überschüssige PV-Energie oberhalb der Einspeisegrenze nicht geladen werden kann und damit abgeregelt werden muss. Demnach ist es wenig sinnvoll, die abgeregelte Energiemenge als ein-

Warum eine größere Batterie die Abregelung nicht immer mindert ⓘ

Batteriespeicher können tagsüber häufig in etwa nur so viel Energie aufnehmen, wie sie in der Nacht zuvor im Entladebetrieb bereitgestellt haben. Die Höhe des nächtlichen Stromverbrauchs beeinflusst somit, wie viel freie Speicherkapazität zur Kappung der PV-Erzeugungsspitze am Folgetag verfügbar ist. Daher ist der Strombedarf in der Nacht die limitierende Größe, um die Einspeiseleistung mit größeren Batteriespeichern zu minimieren [50].

zige Größe zur Bewertung von Energiemanagementstrategien heranzuziehen. Wie viel der gekappten Energie sich theoretisch noch reduzieren lässt und welchen Optimierungspotenziale bestehen, ist Bestandteil weiterer Analysen.

Wieso ist es sinnvoller, ein prognosebasiertes Energiemanagement anhand der Energieflüsse am Netzanschlusspunkt zu bewerten?

Am Netzanschlusspunkt lassen sich sowohl die positiven als auch die negativen Auswirkungen der Ladestrategie auf die in das Netz eingespeiste sowie auf die aus dem Netz bezogene Energiemenge identifizieren. Ein PV-Speichersystem soll schließlich den **Netzbezug** möglichst minimieren und zugleich eine hohe **Netzeinspeisung** ermöglichen.

Tabelle 4 vergleicht die Ergebnisse der beiden Testzeiträume mit und ohne prognosebasiertes Energiemanagement anhand der Änderung der Energieflüsse am Netzanschlusspunkt. Die Verschiebung der Ladung in Zeiten hoher PV-Leistung führt dazu, dass mehr PV-Energie in den Morgenstunden ins Netz eingespeist werden kann. Die sonst abgeregelte Energie wird somit für die Zwischenspeicherung genutzt. Je geringer die Abregelungsverluste sind, desto mehr Energie kann die PV-Anlage in das Stromnetz einspeisen. Denn der nicht abgeregelte DC-Ertrag kann abzüglich von Umwandlungsverlusten im Wechselrichter zusätzlich ins Netz eingespeist werden. Die 6 getesteten PV-Speichersysteme sind daher alle in der Lage, durch ihr implementiertes und auf Prognosen basierendes Energiemanagement die Netzeinspeisung zu steigern. In Summe sind es während der Messkampagne je nach System +9,4 kWh bis +37,8 kWh.

Die in das Netz **ingespeiste AC-Energiemenge** steigt annähernd um den gleichen Wert an, wie der DC-Ertrag der PV-Anlage durch das prognosebasierte Laden aufgrund der geringeren Abregelungsverluste erhöht wird (siehe Tabelle 3). Auf den ersten Blick verwunderlich: Die Netzeinspeisung der Systeme

Tabelle 4 Absolute und relative Änderung des Netzbezugs und der Netzeinspeisung während des zehntägigen Testzeitraums durch das prognosebasierte Batterieladen im Vergleich zum frühzeitigen Batterieladen. Zur besseren Lesbarkeit der Tabelle wurden die einzelnen Werte je nach ihrer Lage innerhalb der Bandbreite eingefärbt. Die besten Werte innerhalb der jeweiligen Kategorie sind grün hinterlegt. Einspeisebegrenzung von 50 % auf 4 kW der 8-kW-PV-Anlage.

System	Netzeinspeisung		Netzbezug	
A	+9,4 kWh	+4,5 %	-2,9 kWh	-10,9 %
B	+10,6 kWh	+5,2 %	+3,0 kWh	+18,0 %
C	+37,8 kWh	+20,9 %	-0,2 kWh	-2,4 %
D	+26,9 kWh	+13,7 %	-1,1 kWh	-7,7 %
E	+25,1 kWh	+12,3 %	+1,5 kWh	+9,9 %
F	+14,8 kWh	+7,1 %	-0,5 kWh	-3,1 %

B und E steigt stärker, als die Abregelungsverluste durch das prognosebasierte Energiemanagement verringert werden (vergleiche Tabelle 3 und Tabelle 4). Das hat unterschiedliche Gründe: Zum einen nehmen die Batteriespeicher im prognosebasierten Betrieb tendenziell weniger Solarenergie zur Batterieladung auf, wodurch die Netzeinspeisung ansteigt. Zum anderen steigt bei System E von KOSTAL im Betrieb mit Prognosen unter anderem die mittlere Ladeleistung und damit letztlich auch die Umwandlungseffizienz an. Die Energieaufnahme des Batteriespeichers sinkt und die in das Netz eingespeiste Überschussenergie erhöht sich.

System A nimmt nachts während des Tests ohne Prognosen 3,8 kWh aus dem Netz auf. Das sind 6 % der gesamten Energieaufnahme des Batteriesystems während des Tests. Im Betrieb mit Prognosen wurde nachts weniger **Energie aus dem Netz** aufgenommen. Der Großteil des um 2,9 kWh geringeren Netzbezugs von System A ist somit nicht auf das prognosebasierte Energiemanagement zurückzuführen. Bei System B kommt es während der Messkampagne mit

dem prognosebasierten Betrieb zum einen zu 2 Netznachladungen in der dritten Nacht. Damit ist der Batteriespeicher bereits vor Sonnenaufgang nicht mehr vollständig entladen und nimmt am Folgetag weniger Solarenergie auf, die folglich ins Netz eingespeist wird. Zum anderen lädt der Heimspeicher teilweise so spät, dass er seinen vollgeladenen Zustand nicht mehr wie im Betrieb bei frühzeitiger Batterieladung erreicht, siehe auch Bild 63. Dies hat ebenfalls Auswirkungen auf die Höhe der in das Netz eingespeisten Energie. Die beiden letztgenannten Effekte führen jedoch auch dazu, dass im Fall von System B zur Batterieladung in den Nachtstunden und zur Versorgung der elektrischen Verbraucher insgesamt 3 kWh mehr Energie aus dem Netz bezogen werden, siehe Tabelle 4.

Da die Heimspeicher C und E von sonnen und KOSTAL im Gegensatz zu den anderen Systemen später mit der Ladung starten, können sie beispielsweise am vierten Tag eine kurzzeitige Lastspitze vor 07:00 Uhr nicht decken, da zu diesem Zeitpunkt noch keine Energie im Batteriespeicher zur Verfügung stand. Während die Speicher B, D und F diesen Lastsprung durch ihre frühe Ladung vollständig bedienen können, muss die Last bei den anderen Systemen mit Netzstrom gedeckt werden. Bei System F fallen die Netznachladungen und damit der Netzbezug im prognosebasierten Betrieb um 0,5 kWh niedriger aus. Bei System E kam während des Tests mit aktivierter intelligenter Batteriesteuerung noch ein anderer Effekt zum Tragen: Nach der täglich nachts um 1:00 Uhr durchgeführten Prüfung der AC-Trennstelle ging der Hybridwechselrichter PLENTICORE plus 8.5 an mehreren Tagen erst nach 30 min bis 50 min wieder an das Netz. Womöglich waren die Netzaufschaltbedingungen in dem Zeitraum nicht erfüllt. Üblicherweise trennt sich der Wechselrichter für den Trennstellentest nur für 2 min vom Stromnetz. Dieser Effekt ist maßgeblich für den um 1,5 kWh höheren Netzbezug während des Tests mit prognosebasiertem Energiemanagement verantwortlich.

Wie wirkt sich das prognosebasierte Energiemanagement auf die Ausgaben für den Netzbezug und auf die Netzeinspeiseerlöse aus?

Um diese Frage zu beantworten, ist es sinnvoll, die über den zehntägigen Testzeitraum erfassten **Energieflüsse am Netzanschlusspunkt** ökonomisch zu gewichten. Den Berechnungen liegt zugrunde, dass die in das Netz eingespeiste Energie mit 8 ct/kWh vergütet und Energie aus dem Netz für 40 ct/kWh bezogen wird. Aus den resultierenden Ausgaben für den Netzbezug und den Einnahmen aus der Netzeinspeisung lassen sich die durch das PV-Speichersystem erzielten **Kosteneinsparungen** berechnen. Investitionskosten sowie potenzielle Kosten für den Bezug von Prognosen der Solarerzeugung oder für eine App, die erst die Funktion des prognosebasierten Ladens ermöglicht, wurden nicht berücksichtigt. Die Auswirkungen der verzögerten Ladung auf eine verlängerte Batterielebensdauer wurde in den ermittelten Kosteneinsparungen ebenfalls nicht berücksichtigt.

Wie in Kapitel 3.1 beschrieben, beziehen sich die ermittelten Einsparungen auf die Ausgangssituation ohne PV-Speichersystem. In diesem Fall wird der gesamte Stromverbrauch in Höhe von 121 kWh aus dem Netz bezogen, was Kosten von 48,4 € verursachen würde.

Bild 70 vergleicht die Kosteneinsparungen der PV-Speichersysteme während der 2 Testzeiträume mit und ohne prognosebasiertes Energiemanagement. Der Einsatz der PV-Speichersysteme kann nicht nur die Kosten für den Strombezug aus dem Netz verringern, sondern durch die Netzeinspeisung zusätzliche Erlöse erzielen. Die erzielte **Kosteneinsparung ohne prognosebasierter Batterieladung** liegt zwischen 54,5 € (System A) und 59,4 € (System C). Die Höhe der Kosteneinsparung wird dabei maßgeblich von 2 verschiedenen Effekten beeinflusst. Je größer die nutzbare Speicherkapazität des PV-Speichersystems ausfällt, desto höher ist in der Regel auch die Kosteneinsparung, da insbesondere mehr Netzbezug vermieden werden kann. Zum anderen hat die

Die ökonomische Wertigkeit einer Kilowattstunde Solarstrom



In das Stromnetz eingespeiste Solarstromüberschüsse werden aktuell mit rund 8 ct/kWh vergütet, sofern die Nennleistung der PV-Anlage 10 kW nicht überschreitet. Privathaushalte zahlen für Strom aus dem Netz häufig 40 ct/kWh oder teilweise sogar noch mehr. Dieser „Preisunterschied“ zwischen einer Kilowattstunde Solarstrom, die in das Netz eingespeist wird, und einer Kilowattstunde, die aus dem Stromnetz bezogen wird, entspricht folglich etwa dem Faktor 5. Rein ökonomisch betrachtet muss dieser Unterschied bei der Bewertung der Relevanz der in das Netz eingespeisten und der aus dem Stromnetz bezogenen Energiemengen berücksichtigt werden.

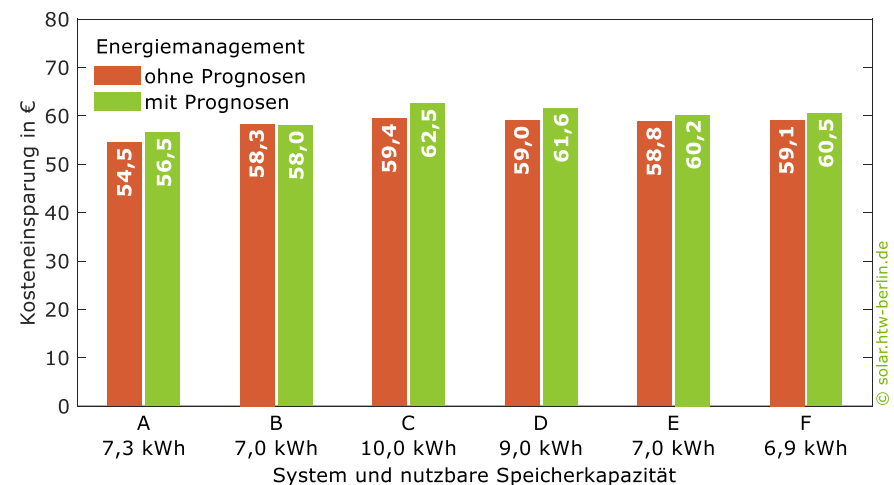


Bild 70 Vergleich der Kosteneinsparung durch den Einsatz einer prognosebasierten Betriebsstrategie gegenüber einer frühzeitigen Batterieladung. Die Systeme wurden unter identischen und realen Bedingungen über jeweils 10 Tage im Juni 2024 vom KIT vermessen. Die musste die Netzeinspeiseleistung auf 50 % der Nennleistung des 8-kW-PV-Generators begrenzt werden. Die finanziellen Auswirkungen auf die Netzeinspeisung und den Netzbezug wurden mit einer Einspeisevergütung von 8 ct/kWh und einem Bezugspreis von 40 ct/kWh ermittelt. Einflüsse auf die Batterielebensdauer wurden nicht berücksichtigt (Grafik: HTW Berlin).

Hinweise zur korrekten Interpretation der Ergebnisse



- Die Testergebnisse beschränken sich auf einen Zeitraum von **10 Sommertagen**. Im Frühjahr und Herbst bei stark wechselhaften Wetterbedingungen können sich die PV-Speichersysteme bei aktivem prognosebasierten Energiemanagement unter Umständen anders verhalten.
- Dass System C bei prognosebasierter Batterieladung die höchsten Einsparungen erzielt, liegt vor allem daran, dass dieses System tendenziell **mehr Solarstrom als notwendig abregelt**. Besonders stark ausgeprägt war dies während des Tests bei frühzeitiger Batterieladung ohne Prognosen, was die Ergebnisse mit prognosebasiertem Energiemanagement besser dastehen lässt.
- Ein Batteriespeicher kann sich auch unter **identischen Betriebsbedingungen** aufgrund der ungenauen Ladezustandsbestimmung, der Erhaltungsladung oder der erforderlichen Vollladung zur Kalibrierung der Ladezustandsbestimmung unterschiedlich verhalten. Zum Beispiel floss bei System B nachts während des Tests mit aktivem prognosebasierten Energiemanagement etwa 1 kWh mehr Energie aus dem Stromnetz in den Batteriespeicher. Rechnet man diesen zusätzlichen Netzbezug heraus, verbessert dies die Kostenbilanz im prognosebasierten Betrieb um 0,6 Prozentpunkte.
- Die durch die verzögerte Ladung verlängerte **Batterielebensdauer** wurde in den Kosteneinsparungen **nicht berücksichtigt**.
- Im Rahmen des Energiemanagement-Tests haben mehrere der 6 beteiligten Unternehmen **Stellschrauben zur Optimierung** ihrer Energiemanagementstrategien identifiziert. Es ist daher davon auszugehen, dass diese ihr prognosebasiertes Energiemanagement durch Software-Updates verbessern werden.

Systemeffizienz einen entscheidenden Einfluss auf die Kosteneinsparung. Der kleinste, aber effizienteste Heimspeicher von RCT Power (System F) erzielt eine geringfügig höhere Kosteneinsparung als der um mehr als 2 kWh größere Heimspeicher von FENECON. Dies bestätigt, dass die Höhe der Effizienzverluste im Vergleich zur Speicherkapazität einen größeren Einfluss auf die erzielbaren Kosteneinsparungen eines PV-Batteriesystems haben kann [17].

5 der 6 Systeme können allein durch den **Einsatz von Prognosen** innerhalb des zehntägigen Messzeitraums die Kosteneinsparung um weitere 1,4 € bis 3,1 € erhöhen. Dies ist insbesondere auf die Steigerung der Netzeinspeisung zurückzuführen (siehe Tabelle 4). Bei dem System B fällt die Kosteneinsparung hingegen mit 0,3 € geringfügig niedriger aus. Mit 6 € sind die Unterschiede zwischen den Systemen zwar während des zehntägigen Tests vergleichsweise gering, können sich allerdings über ein vollständiges Betriebsjahr zu deutlichen höheren Beträgen aufsummieren.

Welcher finanzielle Vorteil resultiert im Betrieb durch den Einsatz von prognosebasierten Batterieladestrategien zur PV-Spitzenkappung?

Bild 71 stellt den Kostenvorteil während des zehntägigen Tests dar, den die Betreiber:innen erzielen, wenn die Heimspeicher nicht frühzeitig, sondern prognosebasiert laden. Die höchste Kosteneinsparung während des Bewertungszeitraums erzielte die sonnenBatterie, wenn in den Einstellungen „Verwende Wetterprognose für Ladeverhalten“ aktiviert war. Im Vergleich zum Zeitraum ohne prognosebasiertes Lademanagement stiegen die Erlöse während des Betriebs des PV-Speichersystems mit Prognosen um 5,2 %. Dass der **Kostenvorteil** so hoch ausfällt, ist vor allem dem sehr rigiden Abregelungsverhalten des Systems C geschuldet, wie Bild 63 zeigt. Zur Einhaltung der 50%-Einspeisegrenze regelte das Energiemanagement von sonnen insbesondere während des Tests mit der Standardladestrategie „frühzeitiges Laden“ über-

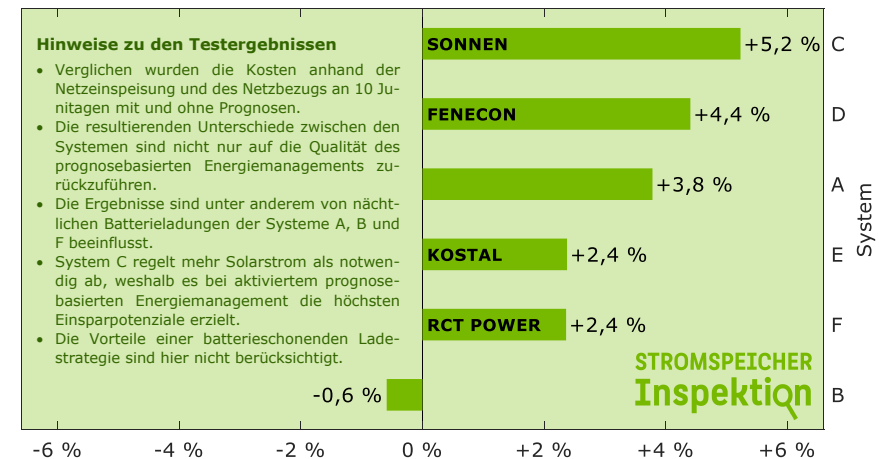
durchschnittlich viel Solarstrom und letztlich mehr als notwendig ab (siehe Tabelle 3). Die höhere Kosteneinspeisung der sonnenBatterie beim Betrieb mit Prognosen resultiert fast ausschließlich daraus, dass weniger PV-Energie abgeregelt wurde und dadurch höhere Netzeinspeiserlöse erzielt wurden.

FENECON gelingt es während des Tests mit aktivierter „FEMS App Netzdienliche Beladung“ nicht nur den Netzbezug um 1,1 kWh zu verringern, sondern auch die Netzeinspeisung um 26,9 kWh zu steigern. Beides hat zur Folge, dass das System D eine um 4,4 % höhere Kosteneinsparung vorweisen kann.

Eine ähnliche Einsparung erzielt auch das System A mit 3,8 Prozentpunkten. Neben der guten Ladeplanung wirkt sich allerdings auch die geringere Ladung mit Netzstrom in den Nachtstunden im prognosebasierten Betrieb des Systems A positiv auf die ökonomischen Ergebnisse aus.

FENECON, KOSTAL und RCT Power nutzen ausschließlich **lokal erfasste Messdaten**, um die Erzeugung und den Verbrauch zu prognostizieren. Die beiden Letztgenannten erzielen eine Kosteneinsparung von 2,4 %. Dieses Ergebnis belegt, dass ein prognosebasiertes Energiemanagement auch ohne Bezug von Online-Wetterprognosen ökonomisch vorteilhaft sein kann.

Von allen 6 getesteten Heimspeichersystemen kann System B durch das prognosebasierte Batterieladen die Abregelung am wenigsten unterbinden, wie die Zahlen in Tabelle 3 belegen. Da die prognosebasierte Betriebsstrategie von System B dazu tendiert, den Speicher sehr spät und zum Teil nicht vollständig zu laden, steigt zudem der Netzbezug am stärksten an. Beide Effekte haben zur Folge, dass während des Testzeitraums durch die Prognosen kein ökonomischer Vorteil erzielt werden kann und sogar höhere Kosten resultieren als im Betrieb ohne Prognosen. Dass diese prognosebasierte Ladestrategie von System B andere Vorteile hat, wird nachfolgend anhand der Auswirkungen des Energiemanagements auf die Batteriealterung erläutert.



Änderung der Kosteneinsparung durch ein prognosebasiertes Energiemanagement

Bild 71 Relative Änderung der Kosteneinsparung durch den Einsatz einer prognosebasierten Betriebsstrategie gegenüber einer frühzeitigen Batterieladung. Die Tests wurden über jeweils 10 Tage im Juni 2024 vom KIT durchgeführt. Die Systeme mussten die Netzeinspeiseleistung auf 50 % der Nennleistung des 8-kW-PV-Generators begrenzen. Den Berechnungen liegt eine Einspeisevergütung von 8 ct/kWh und einem Netzbezugspreis von 40 ct/kWh zugrunde. Die durch die verzögerte Ladung verlängerte Batterie Lebensdauer wurde in den ermittelten Kosteneinsparungen nicht berücksichtigt (Grafik: HTW Berlin).

Was den Vergleich der Energiemanagementstrategien erschwert



Die Anzahl der meist in Reihe verschalteten Batteriemodule und deren Energieinhalt variieren je nach Hersteller. Folglich ist die nutzbare Speicherkapazität aller getesteten Batteriespeicher nicht identisch. Größer dimensionierte Batteriespeicher sind im Vergleich zu kleineren Batteriespeichern eher in der Lage, die PV-Erzeugungsspitze mithilfe eines prognosebasierten Energiemanagements zu kappen und nutzbar zu machen.

4.3 Einfluss des Energiemanagements auf die Alterung von Lithium-Ionen-Batteriesystemen

Welche Faktoren beschleunigen die Alterung von Lithium-Ionen-Batteriesystemen?

Wie schnell Batteriezellen altern, hängt nicht nur vom Zelltyp und von der Zellqualität ab, sondern auch vom Anwendungsfall und von den Betriebsbedingungen. Generell wirken sich

- hohe Ladezustände,
- hohe Temperaturen,
- hohe Lade- und Entladeleistungen sowie
- hohe Zyklientiefen

negativ auf die Batterielebensdauer aus [51]–[54]. Werden diese Stressfaktoren im Betrieb durch ein intelligentes Energiemanagement minimiert, kann die Batteriealterung verlangsamt werden [55].

Die Energiemanagementstrategien beeinflussen sowohl die **zyklische** als auch die **kalendarische Alterung** der Batteriespeicher. Wird die Lade- und Entladeleistung reduziert, kann dies die Lebensdauer des Batteriespeichers verlängern [58]. Dies gilt auch, wenn hohe Ladezustände dadurch vermieden werden, dass der maximal zulässige Ladezustand pauschal auf unter 100 % begrenzt wird [59]. Dies verringert die kalendarische Alterung, die bei hohen Ladezuständen höher ist, als im unteren Ladezustandsbereich [48]. Je geringer der maximal zulässige Ladezustand ist, desto höher ist in der Regel die Batterielebensdauer von NMC- und LFP-Batteriesystemen [58]. Dadurch steht allerdings auch ein kleinerer Teil der Speicherkapazität im täglichen Betrieb zur Speicherung des Solarstroms zur Verfügung.

Wissenswertes zur Alterung von Batteriespeichern



Die Alterung von Batteriespeichern während der Nutzung ist unvermeidbar und hängt von vielen Einflussfaktoren ab. Bei Lithium-Ionen-Batterien treten 2 Alterungseffekte auf [56]:

- Die **zyklische Batteriealterung** tritt durch die Belastung der Batteriezellen beim Laden und Entladen auf. Sie ist damit abhängig von Faktoren wie der Entladetiefe oder dem Lade- und Entladestrom.
- Die **kalendarische Alterung** findet weitgehend unabhängig von der tatsächlichen Ausnutzung der Batterie statt und wird hauptsächlich durch den Ladezustand und die Temperatur der Batterie beeinflusst. Batterien, die über eine lange Zeit in sehr hohen Ladezustandsbereichen betrieben werden, altern schneller als Batterien, deren Verweildauer in diesem Zustand kürzer ist [29].

Alterungsprozesse reduzieren während der Nutzungsdauer die nutzbare Speicherkapazität des Batteriespeichers [16]. Anders ausgedrückt: Für den Betrieb steht weniger Kapazität zur Zwischenspeicherung zur Verfügung. Das Ende der Nutzungsdauer ist meist erreicht, nachdem die Batteriekapazität auf 80 % der Anfangskapazität gefallen ist [57]. Je nach Batteriehersteller kann dieser Wert auch bei 70 % oder 60 % liegen.

Wie kann ein prognosebasiertes Energiemanagement die kalendarische Batteriealterung gezielt verringern?

Der beschriebene Nachteil einer pauschalen Limitierung des maximal zulässigen Ladezustands lässt sich vermeiden, wenn durch ein prognosebasiertes Energiemanagement die Verweilzeit bei hohen Ladezuständen minimiert wird [29]. Energiemanagementstrategien, die die kalendarische Batteriealterung reduzieren, zielen darauf ab, den Ladezustand so gering wie möglich zu halten [60], [61]. Charakteristisch für **alterungsoptimierte Ladestrategien** ist häufig folgendes Verhalten:

- Die Ladung des Batteriespeichers mit Solarstrom wird im Tagesverlauf möglichst lange hinausgezögert, sodass er viele Stunden bei geringen Ladezuständen verweilt.
- Der Batteriespeicher lädt an sonnigen Tagen vorrangig in den späten Nachmittagsstunden, wie Bild 72 veranschaulicht.
- Es wird nur so viel Energie tagsüber gespeichert, wie in der darauf folgenden Nacht zur Versorgung der elektrischen Verbraucher benötigt wird [62]. Eine zusätzliche Sicherheitsreserve kann vorteilhaft sein, falls nachts doch mehr Strom verbraucht wird als prognostiziert wurde [61].
- Auf Basis des prognostizierten Stromverbrauchs während des Zeitraums zwischen Sonnenuntergang und -aufgang wird der erforderliche Ladezustand berechnet, der tagsüber zum Ende des Ladevorgangs erreicht werden muss [62].
- Nachdem dieser Ladezustand im Tagesverlauf erreicht wurde, endet der Ladevorgang auch dann, wenn noch überschüssige PV-Energie gespeichert werden könnte [63].

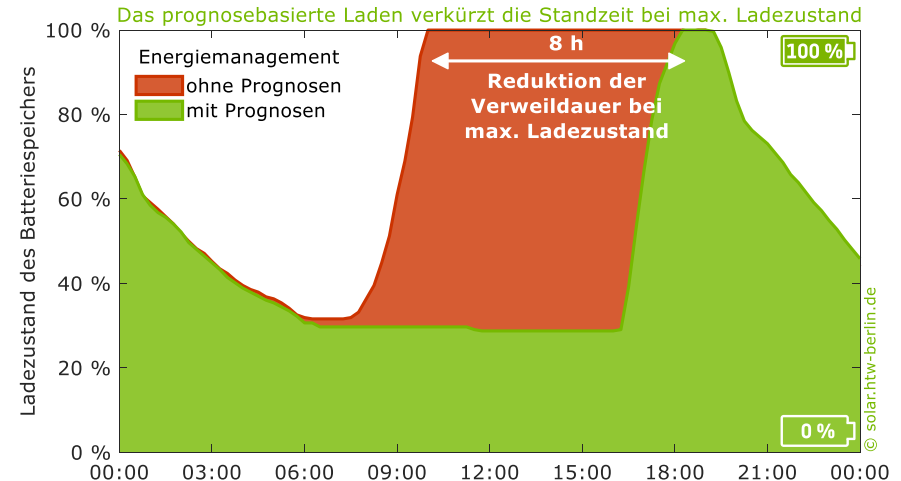


Bild 72 Verlauf des vom Batteriemanagementsystem (BMS) errechneten Ladezustands eines Batteriespeichers an einem sonnigen Sommertag mit und ohne prognosebasiertem Energiemanagement (System: B, Daten: Monitoring des Herstellers, Grafik: HTW Berlin).

Wenn erst am späten Nachmittag damit begonnen wird, den Batteriespeicher zu laden, bleibt im weiteren Tagesverlauf weniger Zeit, um durch Anpassung des Ladefahrplans etwaige Prognosefehler auszugleichen. Zahlreiche Forschungsinstitute und Hochschulen haben in den vergangenen Jahren allerdings sehr performante Algorithmen entwickelt, die Prognoseabweichungen sehr gut händeln, einfach zu implementieren sind und ohne Bezug von externen Prognosen auskommen [32], [63], [64].

Wie beeinflusst die Energiemanagementstrategie die Verweildauer des Batteriespeichers bei maximalem Ladezustand?

Zur Beantwortung der folgenden Fragen zur Batteriealterung wurden die vom Batteriemanagementsystem (BMS) ermittelten Ladezustände des Systems B während des zehntägigen Testzeitraums analysiert. Bild 73 veranschaulicht

die **Verweilzeit des Batteriespeichers in unterschiedlichen Ladezustandsbereichen** mit und ohne ein prognosebasiertes Energiemanagement. Lädt der Batteriespeicher frühzeitig, resultieren an 99 h des 240-stündigen Tests Ladezustände zwischen 90 % und 100 %. Dieser Zeitraum wird durch die prognosebasierte Ladestrategie von System B auf 43 h mehr als halbiert. Anhand der Häufigkeitsverteilung der Batterieladezustände wird auch deutlich, dass der Batteriespeicher durch das prognosebasierte Energiemanagement länger im unteren Ladezustand verweilt.

Sowohl bei NCM- als auch bei LFP-Batterien ist die kalendarische Alterung umso höher, je höher der Ladezustand des Batteriespeichers ist [65]–[67]. Verringerte Verweildauern im vollgeladenen Zustand erhöhen daher die Lebensdauer der meisten Lithium-Ionen-Batterietechnologien [29]. Der alterungsbedingte Kapazitätsverlust ist bei Ladezuständen unterhalb von 20 % deutlich geringer als bei hohen Ladezuständen [68], [69].

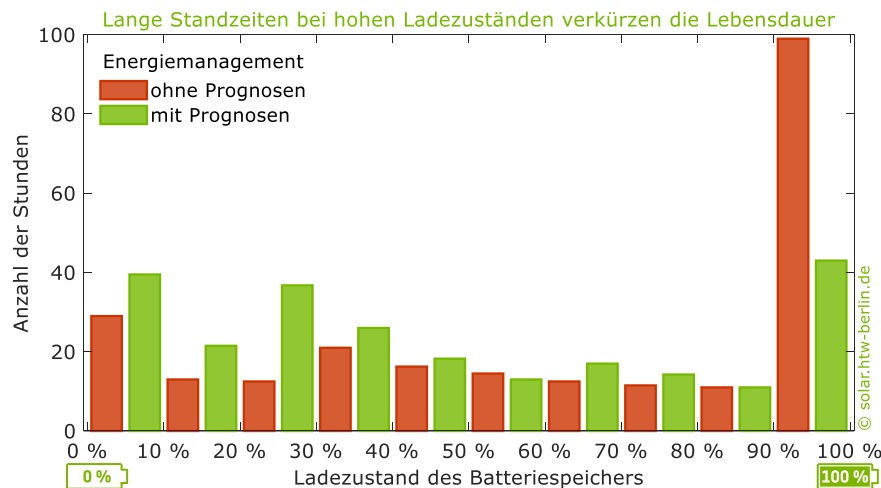


Bild 73 Einfluss der Energiemanagementstrategie auf die Häufigkeitsverteilung der Batterieladezustände während des zehntägigen Tests. Bei hohen Ladezuständen ist die kalendarische Alterung von Lithium-Ionen-Batterien höher (System: B, Klassenbreite: 10 %, Daten: Monitoring des Herstellers, Grafik: HTW Berlin).

Empfehlung, damit der Batteriespeicher möglichst wenig altert



„Je kürzer der Zeitraum ist, in dem der Batteriespeicher vollständig geladen ist, desto langsamer altert er. Um eine möglichst lange Nutzungsdauer des Batteriespeichers zu erreichen, sollte er an sonnigen Tagen nicht frühmorgens, sondern erst in den Mittags- und Nachmittagsstunden laden.“

– Nina Munzke, Gruppenleiterin am Karlsruher Institut für Technologie (KIT)

Li und Danzer konnten mithilfe von Simulationsberechnungen für ein gesamtes Betriebsjahr nachweisen, dass eine batteriealterungsoptimierte Ladestrategie die Verweildauer bei Ladezuständen oberhalb von 85 % von jährlich 70 Tagen auf 19 Tage reduzieren kann [29]. Das auch prognosebasierte Energiemanagementstrategien, deren vorrangiges Ziel nicht die Maximierung der Batteriebensdauer ist, die Standzeit bei hohen Ladezuständen reduzieren, zeigen die Untersuchungen von Moshövel et al. und Weniger et al. [32], [50].

Warum steigt die Batteriebensdauer, wenn ein prognosebasiertes Energiemanagement den mittleren Batterieladezustand verringert?

Die Batteriebensdauer hängt stark vom durchschnittlichen Ladezustand ab [62]. **Hohe mittlere Ladezustände beschleunigen Alterungsprozesse** der meisten Lithium-Ionen-Batterietechnologien [63]. Die Teesside University konnte auf Basis von Labortests nachweisen, dass vollständig geladene 25-Ah-Batteriezellen von BYD nach 17 Monaten fast doppelt so schnell alterten als Zellen, die bei einem Ladezustand von nur 20 % gelagert wurden [65]. Die Lebensdauer eines Lithium-Ionen-Batteriesystems lässt sich erhöhen, indem gezielt die Standzeit bei hohen Ladezuständen reduziert wird [62]. Damit verringert sich der mittlere Ladezustand des Batteriespeichers.

Bild 74 vergleicht den mittleren Ladezustand der Systeme B und E während des zehntägigen Testzeitraums. Beide Systeme wurden in Kombination mit 7-kWh-Batteriespeichern auf LFP-Basis betrieben, weshalb bei frühzeitiger Batterieladung ohne Prognosen in beiden Fällen der mittlere Ladezustand 64 % beträgt. Durch ein prognosebasiertes Energiemanagement können vor allem im Sommer hohe mittlere Ladezustände reduziert werden [62]. Mit den im System E implementierten prognosebasierten Algorithmen sinkt der mittlere Ladezustand während des Tests um 8 Prozentpunkte auf 56 %. Im Vergleich zu System E lädt System B nicht vorrangig am späten Vormittag, sondern in den Nachmittagsstunden, wie Bild 67 zeigt. Durch das prognosebasierte Laden konnte das Energiemanagement des Systems B die Verweilzeit bei maximalem Ladezustand deutlich reduzieren. Der mittlere Ladezustand verringerte sich um 17 Prozentpunkte auf 47 %. Wenn das betrachtete System

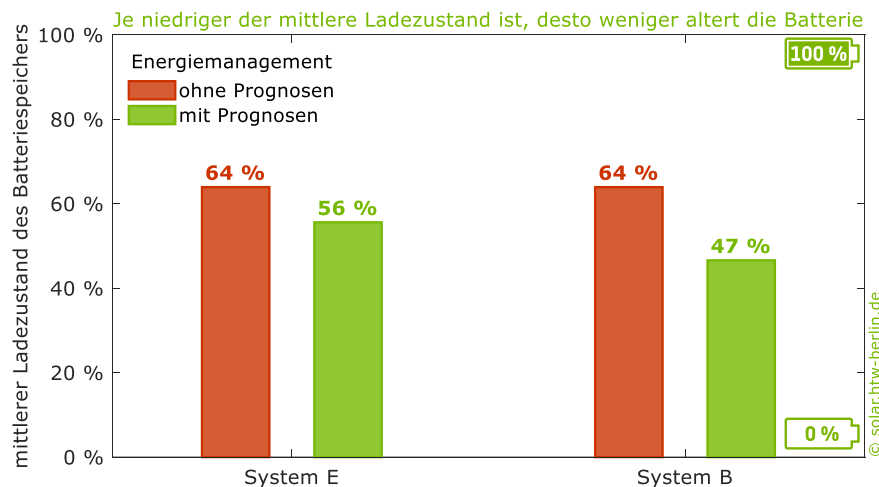


Bild 74 Mittlerer Ladezustand der Systeme E und B während des zehntägigen Tests. Beide Systeme sind mit einem 7-kWh-Batteriespeicher ausgestattet (Daten: Monitoring der Hersteller, Grafik: HTW Berlin).

tagsüber noch häufiger nur so viel Energie gespeichert hätte, wie die elektrischen Verbraucher in der darauffolgenden Nacht benötigten, wäre sogar ein noch geringerer mittlerer Ladezustand möglich gewesen.

Um wie viele Jahre steigert ein prognosebasiertes Energiemanagement die Batterielebensdauer?

Die **RWTH Aachen** konnte im Rahmen einer Simulationsstudie zeigen, dass die Lebensdauer der untersuchten Lithium-Ionen-Batterie um 4,3 Jahre steigt, wenn der jahresmittlere Ladezustand durch eine prognosebasierte Energiemanagementstrategie um 13 Prozentpunkte reduziert wird [63]. Daher ist zu erwarten, dass die prognosebasierten Energiemanagementstrategien von Systemanbieter B im Vergleich zu den anderen 5 Anbietern die Batterielebensdauer am positivsten beeinflusst.

Eine weitere spannende Erkenntnis der RWTH-Studie: Bei frühzeitiger Batterieladung kann bis zum alterungsbedingten Austausch des Batteriespeichers zwar eine höhere Eigenversorgung erreicht werden, allerdings geht dies zu Lasten der Lebensdauer des Batteriespeichers [63]. Eine prognosebasierte Ladestrategie steigert im Vergleich dazu die Nutzungsdauer des Batteriespeichers, was letztlich während des gesamten Lebenszyklus einen höheren Energiedurchsatz durch den Batteriespeicher ermöglicht [63]. Oder anders formuliert: Auch wenn durch eine prognosebasierte Ladestrategie unter anderem aufgrund von Prognosefehlern der Energiedurchsatz durch die Batterie und damit der erreichbare Autarkiegrad geringer ausfällt, kann durch die um 4,3 Jahre verlängerte Lebensdauer insgesamt mehr Energie gespeichert werden [63].

Das **KIT** hat aus Anwendungstests im Labor von 6 Heimspeichersystemen mit NMC-Batterien Rückschlüsse zu deren kalendarische Lebensdauer gezogen [48]. Durch eine intelligente Ladestrategie unter Einbeziehung von Prognosen

konnten 2 der 6 Systeme ihre Lebensdauer um bis zu 1,6 Jahre steigern. Weitere Analysen von Munzke et al. zeigen, dass durch ein prognosebasiertes Energiemanagement die Kosten pro gespeicherter Kilowattstunde Strom sinken [66]. Die Autor:innen führen dies insbesondere auf die reduzierte Verweilzeit der Speichersysteme bei hohen Ladezuständen zurück.

Die verzögerte Batterieladung in den Mittags- oder Nachmittagsstunden reduziert letztlich die Verweilzeit des Batteriespeichers im maximalen Ladezustand [70]. Dies verlangsamt Alterungsprozesse in den Lithium-Ionen-Batterien und verlängert einer Untersuchung des **Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW)** zufolge die Lebensdauer von LFP-Batteriesystemen um bis zu 2,9 Jahre [29].

Die **Aalborg University** entwickelte eine prognosebasierte Energiemanagementstrategie, die auf die Reduktion der maximalen Ladeleistung und damit auf die Verlängerung des Ladezeitraums an sonnigen und wechselnd bewölkten Tagen abzielt [58]. Die höchste Lebensdauererlängerung erreichte die

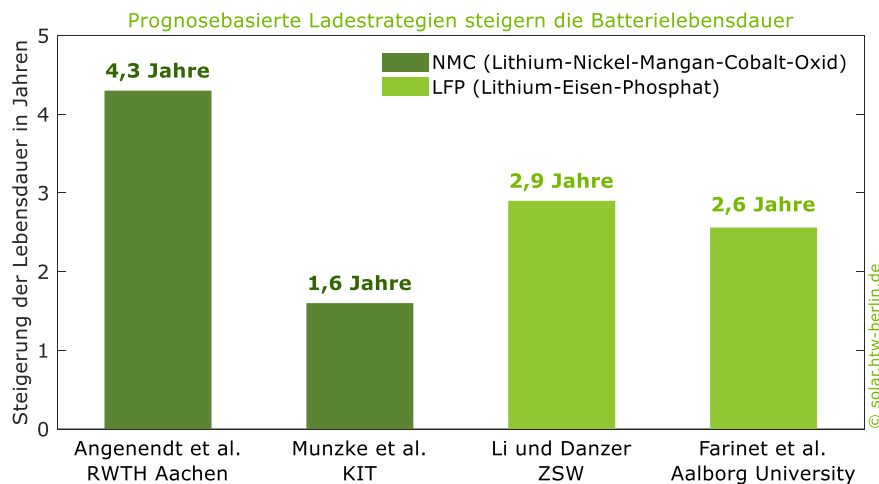


Bild 75 Ergebnisse verschiedener Studien zur Steigerung der Lebensdauer von Lithium-Ionen-Batterien durch ein prognosebasiertes Energiemanagement im Vergleich zur Standardladestrategie der frühzeitigen Ladung (Grafik: HTW Berlin).

Relevanz der zyklischen und kalendarischen Batteriealterung

"Der alterungsbedingte Kapazitätsverlust von Lithium-Ionen-Batteriesystemen kann in kalendarische und zyklische Alterungsprozesse unterteilt werden, wobei beide zum Kapazitätsverlust beitragen. Bei Heimspeichern ist in den meisten Fällen die kalendarische Lebensdauer der limitierende Faktor, nicht die zyklische. Daher ist es nicht ratsam, die Batteriebensdauer ausschließlich anhand der im Labor erreichbaren Zyklenanzahl abzuschätzen."

– Dr.-Ing. Georg Angenendt, CTO ACCURE Battery Intelligence GmbH

Beschränkung der maximalen Ladeleistung auf 0,1 kW je kWh Speicherkapazität an sonnigen Tagen und auf 0,3 kW je kWh an wechselnd bewölkten Tagen. Mehrere wissenschaftliche Publikationen kommen letztlich zu dem Ergebnis, dass ein prognosebasiertes Energiemanagement im Vergleich zur Standardladestrategie aufgrund der geringeren Batteriealterung während der gesamten Nutzungsdauer in Summe 21 % bis 56 % mehr Netzbezug vermeidet [58], [63].

Warum sollten DC-gekoppelte Stromspeicher auch dann prognosebasiert laden, wenn keine Einspeisebegrenzung gefordert wird?

Das prognosebasierte und verzögerte Laden der PV-Speichersysteme hat noch weitere Vorteile. Wenn die DC-Nennleistung der PV-Anlage größer als die AC-Nennleistung des Hybridwechselrichters ist, sinken durch die prognosebasierte Batterieladung in den Mittagsstunden die **dimensionierungsbedingten Abregelungsverluste**.

Das Verhältnis der DC-Leistung des PV-Generators zur AC-Wechselrichterleistung wird auch als Auslegungsfaktor bezeichnet [71]. In der Praxis werden PV-Batteriesysteme in der Regel so dimensioniert, dass die DC-Nennleistung

der PV-Module größer ist als die AC-Nennleistung des Hybridwechselrichters. In den Datenblättern der Hybridwechselrichter geben die Hersteller häufig **Hinweise zur maximal empfohlenen DC-Nennleistung** an. FENECON weist darauf hin, dass der derzeit im „Home 10“ integrierte 10-kW-Hybridwechselrichter mit maximal 15 kW DC-Nennleistung des PV-Generators überbelegt werden darf. Dabei müssen aber die maximalen Spannungs- und Stromwerte eingehalten werden. Laut FENECON dürfen die beiden DC-Eingänge des Hybridwechselrichters FHI-10-DAH 16A mit einem MPP-Strom von maximale 16 A und einem Kurzschlussstrom von maximal 21,2 A belastet werden.

Für den Hybridwechselrichter PLENTICORE plus 8.5, dessen AC-Nennleistung 8,5 kW beträgt, gibt KOSTAL die maximal zulässige DC-Nennleistung des PV-Generators mit 12,75 kW an. Der Hybridwechselrichter kann also 8,5 kW AC-Leistung abgeben und zeitgleich den Batteriespeicher mit rund 4 kW laden. Aus den Datenblattangaben von FENECON und KOSTAL resultiert sogar ein maximal empfohlener Auslegungsfaktor von 1,5. Das heißt, die DC-Nennleistung des PV-Generators darf 50 % größer gewählt werden als die AC-Nennleistung des Hybridwechselrichters.

RCT Power empfiehlt im Datenblatt des 8-kW-Hybridwechselrichters Power Storage DC 8.0 bei Südausrichtung des PV-Generators eine maximale DC-Nennleistung von 10,8 kW. Laut RCT Power sollte folglich der Auslegungsfaktor des Hybridwechselrichters den Wert von 1,35 nicht übersteigen. Technisch betrachtet wäre sogar eine höhere Leistung möglich: Der 8-kW-Hybridwechselrichter kann in Kombination mit der Power Battery 7.6 auf der PV-Eingangsseite bis zu 15,7 kW aufnehmen. In diesem Fall würde der Wechselrichter zeitgleich 8 kW AC-Leistung abgeben und die Batterie mit 7,7 kW laden. Wird der 8-kW-Hybridwechselrichter mit der Power Battery 11.5 kombiniert, kann die Batterie sogar mit 11,5 kW geladen werden und der Wechselrichter auf der AC-Ausgangsseite zeitgleich 8 kW abgeben.

Ist der Hybridwechselrichter sehr klein ausgelegt, steigert ein prognosebasiertes Energiemanagement den Solarstromertrag

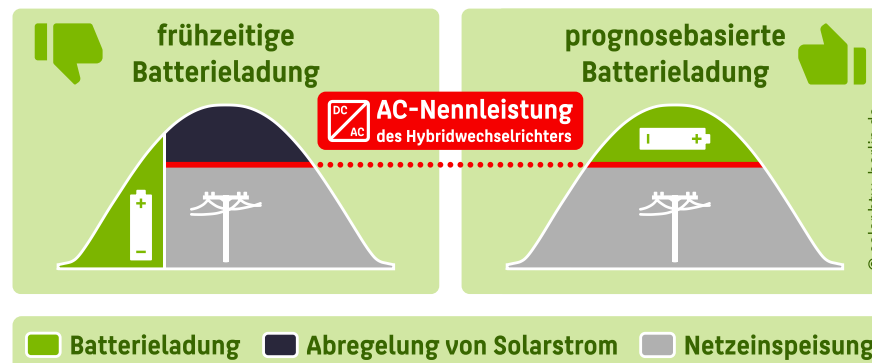


Bild 76 Verlauf der Energieflüsse eines DC-gekoppelten PV-Batteriesystems mit einem Hybridwechselrichter, dessen AC-Nennleistung deutlich kleiner als die DC-Nennleistung des PV-Generators ist (Grafik: HTW Berlin).

Bild 76 veranschaulicht den **Einfluss der Batterieladestrategie** auf die Energieflüsse an einem sonnigen Sommertag, wenn der Hybridwechselrichter im Vergleich zum PV-Generator unterdimensioniert ist. Lädt die Batterie ohne ein prognosebasiertes Energiemanagement, sobald Überschüsse anfallen, ist sie im Laufe des Vormittags vollständig geladen. Zur Mittagszeit limitiert die AC-Nennleistung des Hybridwechselrichters die Leistungsabgabe des PV-Generators. Wird hingegen mithilfe eines prognosebasierten Energiemanagements ausreichend Speicherkapazität für die Ladung in der Mittagszeit freigehalten, können die Abregelungsverluste minimiert werden. Hierzu nimmt der Batteriespeicher andernfalls ungenutzte PV-Leistungsspitzen oberhalb der AC-Nennleistung des Hybridwechselrichters auf. Bei der mittlerweile in der Praxis gängigen Überbelegung der Hybridwechselrichter steigert ein prognosebasiertes Energiemanagement letztlich den Stromertrag der PV-Anlage und die in das Netz eingespeiste Energie, was für die Betreiber:innen vorteilhaft ist.

Literaturverzeichnis

- [1] D. Römer, J. Salzgeber: „KfW-Energiewendebarmeter 2024“, KfW Research, Frankfurt am Main, Studie, Sep. 2024
- [2] Bundestag: *Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung*. 2024
- [3] Bundestag: *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2021)*.
- [4] Bundestag: *Jahressteuergesetz 2022 (JStG 2022)*.
- [5] J. Weniger, N. Orth, L. Meissner, C. Schlüter, J. Meyne: „Stromspeicher-Inspektion 2023“, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Berlin, 2023
- [6] J. Figgner u. a.: „The development of battery storage systems in Germany: A market review (status 2023)“, März 2023
- [7] T. Reuther, C. Kost: „Photovoltaik- und Batteriespeicherzubau in Deutschland in Zahlen“, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, Feb. 2024
- [8] BVES - Bundesverband Energiespeicher e.V., BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V.: „Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme 2.0“, Berlin, Apr. 2019
- [9] J. Weniger, N. Orth, L. Meissner, C. Schlüter, J. von Rautenkranz: „Stromspeicher-Inspektion 2024“, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Berlin, 2024
- [10] RCT Power GmbH: „Fragen und Antworten“, 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.rct-power.com/de/ratgeber/faq-fragen-und-antworten.html>
- [11] J. Weniger, N. Orth, I. Lawaczek, L. Meissner, V. Quaschnig: „Stromspeicher-Inspektion 2021“, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Berlin, 2021
- [12] F. Büchle u. a.: „Lithium-Ionen Heimspeichersysteme: Reproduzierbarkeit von Performancemessungen an PV-Speichersystemen“, in *PV-Symposium 2018*, Bad Staffelstein, 2018
- [13] KOSTAL Solar Electric GmbH: „Technische Spezifikation: PLENTICORE plus mit Batterie“, Freiburg, Nov. 2023
- [14] N. Orth u. a.: „Efficiency characterization of 26 residential photovoltaic battery storage systems“, *Journal of Energy Storage*, Bd. 65, S. 107299, Aug. 2023
- [15] N. Munzke u. a.: „Safety First – Sichere netzdienliche Heimspeicher“, Abschlussbericht, Dez. 2019
- [16] N. Munzke, B. Schwarz, F. Büchle, J. Barry: „Lithium-Ionen Heimspeichersysteme: Performance auf dem Prüfstand“, in *32. Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2017
- [17] J. Weniger, S. Maier, L. Kranz, N. Orth, N. Böhme, V. Quaschnig: „Stromspeicher-Inspektion 2018“, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Berlin, 2018
- [18] N. Orth, J. Weniger, L. Meissner, I. Lawaczek, V. Quaschnig: „Stromspeicher-Inspektion 2022“, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Berlin, 2022
- [19] S. S. Kulkarni u. a.: „Testverfahren zur Bestimmung der Effizienz von PV-Speichersystemen - Vom Leitfaden zum Standard (TESTBENCH)“, Fraunhofer-Gesellschaft, Kassel, Abschlussbericht, 2023
- [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] pv magazine Deutschland: „Eine AC-Speicherung ohne die Nachteile einer AC-Speicherung: die Multilevel-Inverter-Technologie von Sax Power“, *pv magazine Deutschland*, Juni-2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/webinare/eine-ac-speicherung-ohne-die-nachteile-einer-ac-speicherung-die-multilevel-inverter-technologie-von-sax-power/>
- [23] A. Xie, B. Li: „Schaltungsanordnung und Verfahren zur Erzeugung einer Wechselspannung“, EP 4 142 137 A1, Aug-2021
- [24] A. Singer, N. Hanselmann, M. Schneider, J. Jungbauer, U. Bürger: „Entwicklung, Aufbau und Test einer neuartigen elektronischen Schaltungstopologie zur Kombination von Batteriespeichersystemen, Batterie-Balancing-Systemen, Umrichtern und Ladeschaltungen“, Abschlussbericht, Apr. 2018
- [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: „Bewertung der Energieeffizienz von netzgekoppelten Photovoltaik-Batteriesystemen in Wohngebäuden“, Dissertation, Technische Universität Berlin, Berlin, 2019
- [27] 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
- [28] 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/>
- [29] J. Li, M. A. Danzer: „Optimal charge control strategies for stationary photovoltaic battery systems“, *Journal of Power Sources*, Bd. 258, S. 365–373, Juli 2014
- [30] F. Braam, R. Hollinger, C. Lübeck, S. Müller, B. Wille-Haussmann: „Grid-Oriented Operation of Photovoltaic-Battery Systems“, in *Internationaler ETG-Kongress 2013*, Berlin, 2013, Bd. 139
- [31] J. Bergner: „Untersuchungen zu prognosebasierten Betriebsstrategien für PV-Speichersysteme“, Bachelorthesis, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Berlin, 2014
- [32] J. Moshövel u. a.: „Analysis of the maximal possible grid relief from PV-peak-power impacts by using storage systems for increased self-consumption“, *Applied Energy*, Bd. 137, S. 567–575, Jan. 2015
- [33] Y. Riesen, C. Ballif, N. Wyrsh: „Control algorithm for a residential photovoltaic system with storage“, *Applied Energy*, Bd. 202, S. 78–87, Sep. 2017
- [34] M. Böttiger: „Multikriteriell optimierendes Betriebsführungsverfahren für PV-Batteriespeichersysteme“, Dissertation, Technische Universität Dresden, Dresden, 2020
- [35] J. Weniger, J. Bergner, V. Quaschnig: „Integration of PV power and load forecasts into the operation of residential PV battery systems“, in *4th Solar Integration Workshop*, Berlin, 2014
- [36] sonnen GmbH: „sonnenBatterie 10 mit sonnenModule 4 - Betriebsanleitung für Betreiber und Betreiberinnen (Version 16)“, Wildpoldsried, Nov. 2024
- [37] sonnen GmbH: „sonnenBatterie 10 mit sonnenModule 4 - Installationsanleitung für Elektrofachkräfte (Version 17)“, Wildpoldsried, Nov. 2024
- [38] FENECON GmbH: „FEMS App-Anleitung: Netzdienliche Beladung“, Degendorf, Apr. 2023

- [39] RCT Power GmbH: „Prognosebasiertes Ladeverfahren für Batteriespeicher“, 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.rct-power.com/de/prognosebasiertes-ladeverfahren.html>
- [40] RCT Power GmbH: „Stromspeicher Glossar“, 2024. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.rct-power.com/de/stromspeicher-glossar.html>
- [41] KOSTAL Solar Electric GmbH: „Hybrid-Wechselrichter PLENTICORE plus – Betriebsanleitung“, Freiburg, Juni 2022
- [42] S. Engel, P. Regner: „Prognosemöglichkeiten für Photovoltaik-Batteriespeichersystem“, in 31. *Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2016
- [43] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, V. Quaschnig: *Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende*. Berlin: Berliner Wissenschafts-Verlag, 2015
- [44] J. Bergner, J. Weniger, T. Tjaden, V. Quaschnig: „Verbesserte Netzintegration von PV-Speichersystemen durch Einbindung lokal erstellter PV- und Lastprognosen“, in 30. *Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2015
- [45] T. Haupt, K. Settler, J. Jungwirth, H. Vaidya: „Home-Energy-Management-Systeme (HEMS): Ein Marktüberblick für Deutschland“, in 39. *PV-Symposium*, Bad Staffelstein, 2024
- [46] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN): „Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz“, Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), Berlin, Juli 2024
- [47] J. Weniger, J. Bergner, D. Beier, M. Jakobi, T. Tjaden, V. Quaschnig: „Grid Feed-in Behavior of Distributed PV Battery Systems“, in 31st *European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Hamburg, 2015
- [48] N. Munzke, B. Schwarz, M. Hiller: „Intelligent control of household Li-ion battery storage systems“, *Energy Procedia*, Bd. 155, S. 17–31, Nov. 2018
- [49] J. Figgenger, D. Haberschusz, K.-P. Kairies, O. Wessels, B. Tepe, D. U. Sauer: „Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0 – Jahresbericht 2018“, Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA), RWTH Aachen, Aachen, 2018
- [50] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, V. Quaschnig: „Bedeutung von prognosebasierten Betriebsstrategien für die Netzintegration von PV-Speichersystemen“, in 29. *Symposium Photovoltaische Solarenergie*, Bad Staffelstein, 2014
- [51] N. Collath, B. Tepe, S. Englberger, A. Jossen, H. Hesse: „Aging aware operation of lithium-ion battery energy storage systems: A review“, *Journal of Energy Storage*, Bd. 55, S. 105634, Nov. 2022
- [52] T. Gewalt: „Beschleunigte Alterungscharakterisierung von Lithium-Ionen-Zellen in der Fahrzeuganwendung“, Dissertation, Technische Universität München, Berlin, 2021
- [53] V. Kumtepli, H. C. Hesse, M. Schimpe, A. Tripathi, Y. Wang, A. Jossen: „Energy Arbitrage Optimization With Battery Storage: 3D-MILP for Electro-Thermal Performance and Semi-Empirical Aging Models“, *IEEE Access*, Bd. 8, S. 204325–204341, 2020
- [54] J. Figgenger: „How to Increase Lithium-Ion Battery Life to Improve Performance“, *Battery Knowledge*, 06-Sep-2024.
- [55] N. Collath, M. Cornejo, V. Engwerth, H. Hesse, A. Jossen: „Increasing the lifetime profitability of battery energy storage systems through aging aware operation“, *Applied Energy*, Bd. 348, S. 121531, Okt. 2023
- [56] K.-P. Kairies u. a.: „Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher (WMEP PV-Speicher)“, Institut für Stromrichtertechnik und Elektronische Antriebe (ISEA) RWTH Aachen, Aachen, Schlussbericht, 2017
- [57] J. Figgenger u. a.: „Multi-year field measurements of home storage systems and their use in capacity estimation“, *Nat Energy*, Bd. 9, Nr. 11, S. 1438–1447, Sep. 2024

- [58] D. Farinet, M. Maurer, L. Vacca, S. V. Spataru, D.-I. Stroe: „Battery Lifetime Analysis for Residential PV-Battery System used to Optimize the Self Consumption – A Danish Scenario“, gehalten auf der 2019 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, Baltimore, US, 2019
- [59] D. Magnor: „Globale Optimierung netzgekoppelter PV-Batteriesysteme unter besonderer Berücksichtigung der Batteriealterung“, Dissertation, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, Aachen, 2017
- [60] J. Figgner: „Data-driven battery aging analysis of home storage systems based on high-resolution field measurements“, RWTH Aachen University, 2023
- [61] J. Schulte, J. Figgner, P. Woerner, H. Broering, D. Uwe Sauer: „Forecast-based charging strategy to prolong the lifetime of lithium-ion batteries in standalone PV battery systems in Sub-Saharan Africa“, *Solar Energy*, Bd. 258, S. 130–142, Juli 2023
- [62] G. Angenendt, S. Zurmühlen, R. Mir-Montazeri, D. Magnor, D. U. Sauer: „Enhancing Battery Lifetime in PV Battery Home Storage Systems using Forecast Based Operating Strategies“, in *10th International Renewable Energy Storage Conference (IRES 2016)*, Düsseldorf, 2016
- [63] G. Angenendt, S. Zurmühlen, H. Axelsen, D. U. Sauer: „Comparison of different operation strategies for PV battery home storage systems including forecast-based operation strategies“, *Applied Energy*, Bd. 229, S. 884–899, Nov. 2018
- [64] J. Bergner, J. Weniger, T. Tjaden: „PVprog-Algorithmus „Algorithmus zur Umsetzung der prognosebasierten Batterieladung für PV-Speichersysteme mit messwertbasierten PV- und Lastprognosen (Version 1.1)““, Hochschule für Technik und Wirtschaft HTW Berlin, Mai 2016
- [65] A. Gailani, R. Mokidm, M. El-Dalahmeh, M. El-Dalahmeh, M. Al-Greer: „Analysis of Lithium-ion Battery Cells Degradation Based on Different Manufacturers“, in *2020 55th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Turin, Italy, 2020, S. 1–6
- [66] N. Munzke, F. Büchle, A. Smith, M. Hiller: „Influence of Efficiency, Aging and Charging Strategy on the Economic Viability and Dimensioning of Photovoltaic Home Storage Systems“, *Energies*, Bd. 14, Nr. 22, S. 7673, Nov. 2021
- [67] M. Naumann, M. Schimpe, P. Keil, H. C. Hesse, A. Jossen: „Analysis and modeling of calendar aging of a commercial LiFePO₄/graphite cell“, *Journal of Energy Storage*, Bd. 17, S. 153–169, Juni 2018
- [68] M. Kassem, J. Bernard, R. Revel, S. Pélissier, F. Duclaud, C. Delacourt: „Calendar aging of a graphite/LiFePO₄ cell“, *Journal of Power Sources*, Bd. 208, S. 296–305, Juni 2012
- [69] P. Keil u. a.: „Calendar Aging of Lithium-Ion Batteries“, *J. Electrochem. Soc.*, Bd. 163, Nr. 9, S. A1872–A1880, 2016
- [70] C. Williams, J. Binder, M. Danzer, F. Sehnke, M. Felder: „Battery Charge Control Schemes for Increased Grid Compatibility of Decentralized PV Systems“, in *28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Paris, 2013
- [71] Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e. V., Hrsg.: *Leitfaden Photovoltaische Anlagen*, 5. Aufl. Berlin: Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie e. V., Landesverband Berlin-Brandenburg, 2012

Anhang

A.1 Ergänzende Informationen zur Stromspeicher-Inspektion 2025

Tabelle 5 Zeitpunkt der Teilnahme verschiedener Hersteller an der Stromspeicher-Inspektion und Anzahl der getesteten Systemkonfigurationen.

Hersteller	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Anzahl
BYD	•	•	•	•	•	•	•	•	33
DYNESS							•	•	1
E3/DC				•					2
ENERGY DEPOT			•	•	•	•	•	•	3
FENECON			•		•				2
FOX ESS								•	1
FRONIUS			•	•	•	•	•	•	4
GOODWE			•	•	•	•	•	•	5
GROWATT				•					1
HYPONTECH							•		1
IBC SOLAR			•	•					1
KACO			•	•	•	•			6
KOSTAL	•	•	•	•	•	•	•	•	23
LG CHEM		•	•						2
MIBA								•	1
PYLONTECH							•	•	1

Hersteller	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Anzahl
RCT POWER	•	•	•	•	•	•	•	•	6
SAX POWER								•	1
SIEMENS		•	•						1
SMA	•	•	•						8
SOLAX					•				1
SONNEN	•	•		•	•				2
VARTA			•	•	•	•	•	•	3
VIESSMANN				•	•	•	•		1
ANONYM	•	•	•	•	•	•	•	•	23

Insgesamt wurden seit 2018 im Rahmen der Stromspeicher-Inspektion 90 Photovoltaik-Batteriesysteme von 33 Herstellern analysiert und bewertet. Hinweis: Mehrere Hersteller haben sich mehrfach an der Stromspeicher-Inspektion beteiligt. In der Tabelle sind lediglich die Jahre der Teilnahme aufgeführt, in denen sich die Hersteller für die Teilnahme unter Angabe der Produktbezeichnung entschieden haben.

A.2 Wirkungsgradkennlinien

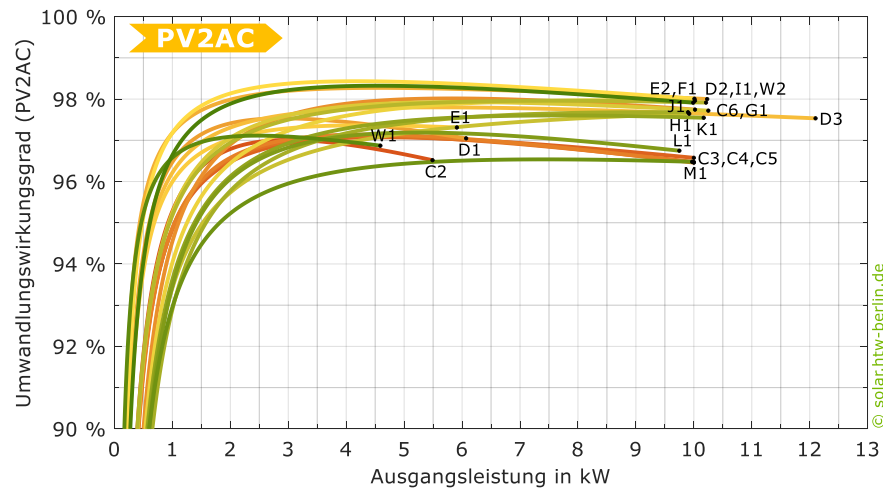


Bild 77 Wirkungsgradkennlinien der PV-Einspeisung (PV2AC) der DC-gekoppelten Systeme sowie der PV-Wechselrichter W1 und W2.

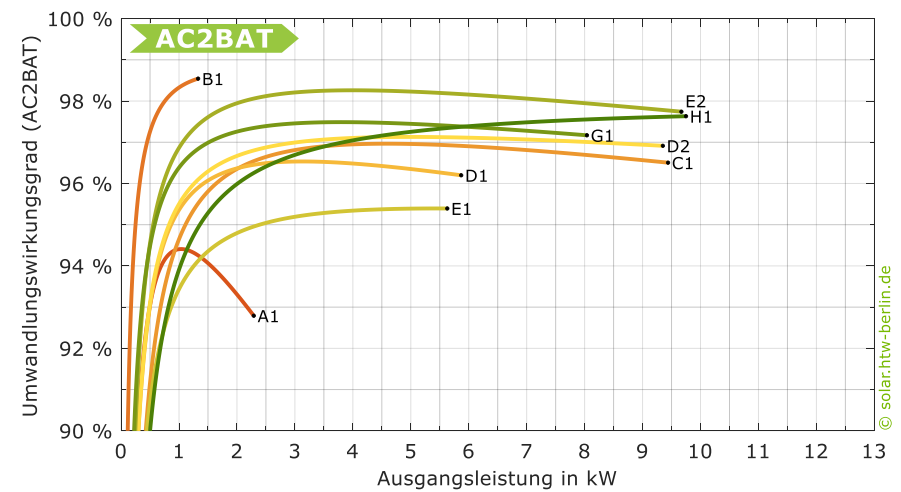


Bild 79 Wirkungsgradkennlinien der AC-Batterieladung (AC2BAT) der AC-gekoppelten Systeme A1 bis B1 sowie der DC-gekoppelten Systeme C1 bis H1.

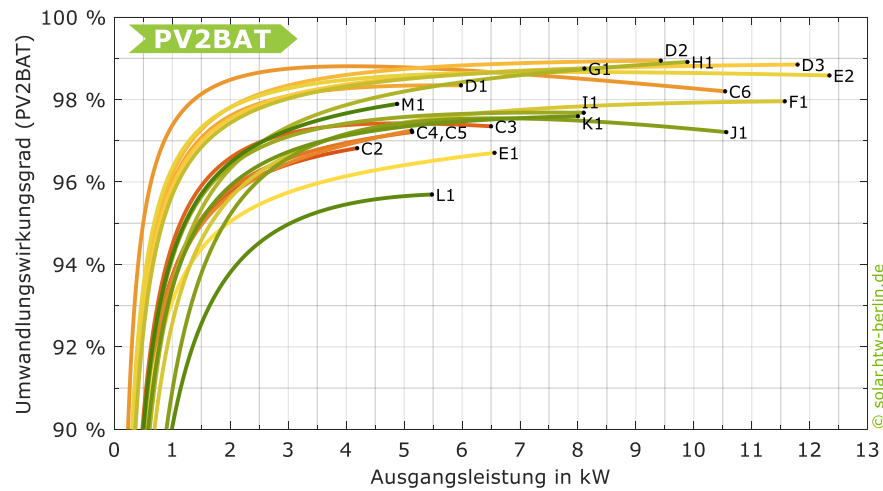


Bild 78 Wirkungsgradkennlinien der PV-Batterieladung (PV2BAT) der DC-gekoppelten Systeme.

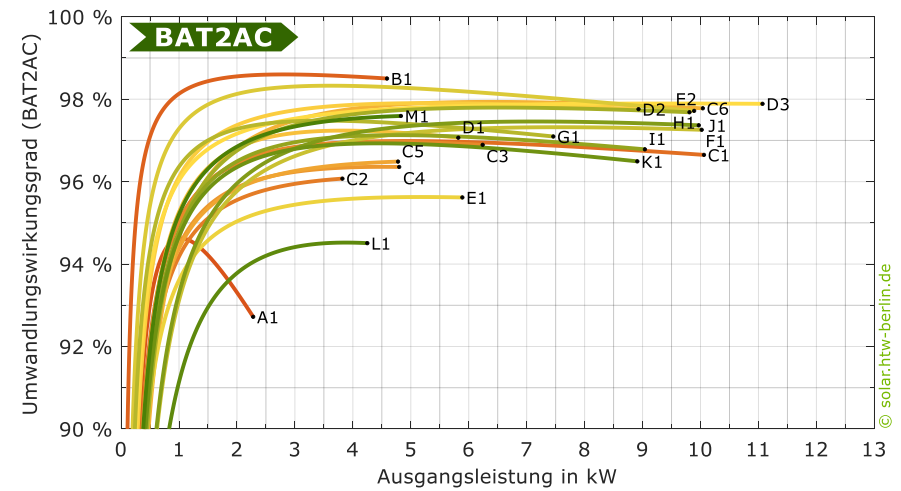


Bild 80 Wirkungsgradkennlinien der AC-Batterieentladung (BAT2AC) der AC- und DC-gekoppelten Systeme.

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	SAX Power Home Plus
C1	KOSTAL PLENTICORE BI G2 10/26 und BYD Battery-Box Premium HVS 12.8
C2	KOSTAL PLENTICORE plus G2 5.5 und BYD Battery-Box Premium HVS 7.7
C3	KOSTAL PLENTICORE plus G2 10 und BYD Battery-Box Premium HVS 12.8
C4	KOSTAL PLENTICORE plus G2 10 und DYNESS Tower T14
C5	KOSTAL PLENTICORE plus G2 10 und PYLONTECH Force H2
C6	KOSTAL PLENTICORE G3 M 10 und BYD Battery-Box Premium HVS 12.8
D1	FRONIUS Primo GEN24 6.0 Plus und BYD Battery-Box Premium HVS 7.7
D2	FRONIUS Symo GEN24 10.0 Plus und BYD Battery-Box Premium HVS 10.2
D3	FRONIUS Symo GEN24 12.0 Plus SC und BYD Battery-Box Premium HVS 12.8
E1	RCT POWER Power Storage DC 6.0 und Power Battery 7.6
E2	RCT POWER Power Storage DC 10.0 und Power Battery 11.5
F1	GOODWE GW10K-ET-20 und LX F16.0-H-20
G1	ENERGY DEPOT Centurio 10 und DOMUS 2.5
H1	FOX ESS H3-10.0-Smart und ECS2900-H6
N1	MIBA VOLTHOME #03

Tabelle 7 Firmware-Versionen der namentlich teilnehmenden PV-Speichersysteme. Bei dem Großteil der Geräte beziehen sich die Angaben zur Versionsnummer auf die Software des Wechselrichters.

System	Firmware-Version	Bezeichnung
A1	1.70.8	Version
B1	V23.50	Softwareversion
C1	02.09.10980	Softwareversion
C2	02.09.10980	Softwareversion
C3	02.09.10980	Softwareversion
C4	02.09.10980	Softwareversion
C5	02.09.10980	Softwareversion
C6	3.04.00.16478-feature-p50029-2782	Softwareversion
D1	1.11.6-0	Software Revisions "GEN24"
D2	1.11.6-0	Software Revisions "GEN24"
D3	ROW 1.34.2-1	Softwareversion
E1	2.3.5651	Control software version
E2	2.3.5651	Control software version
F1	000006	Firmware Version
G1	8.21	Controller: Application Version
H1	0.99	Software: H3-10.0-Smart Master
N1	V2.0.4	Firmware Versions Battery

A.3 Während des Tests der prognosebasierte Energiemanagementstrategien in den Einstellungen hinterlegte Parameter

SONNEN

- Zugang für Fachkräfte: Einstellungen → Wetterprognose: ☒ Verwende Wetterprognose für Ladeverhalten

FENECON

- Die „netzdienliche Beladung“ ist bei Auslieferung standardmäßig aktiviert.
- Zugang für Privatpersonen: FENECON Online-Monitoring → LIVE → Netzdienliche Beladung
 - Modus: ☒ Automatisch
 - Risikobereitschaft: ☒ Mittel

KOSTAL

- Zugang für Privatpersonen: Bedienoberfläche im lokalen Netzwerk → Servicemenü → Batterieeinstellungen: ☒ Intelligente Batteriesteuerung aktivieren

RCT POWER

- Das „prognosebasierte Ladeverfahren“ ist bei Auslieferung standardmäßig aktiviert.
- Zugang für Fachkräfte: App → Gerät → Einstellungen → Batterie → SOC-Zielauswahl: ☒ Intern

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages



solar.htw-berlin.de/inspektion