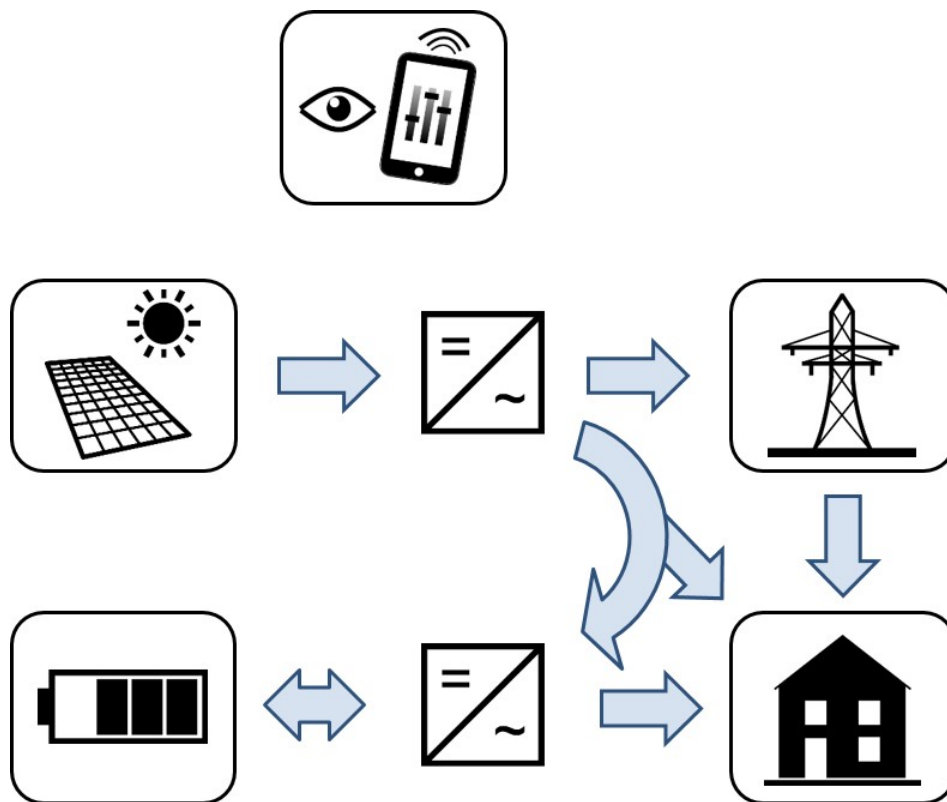




Schlussbericht vom 12.04.2021

CCT-Bat

Heimspeicher Systemtest



Quelle: © SPF 2018



Datum: 12.04.2021

Ort: Bern

Subventionsgeberin:

Bundesamt für Energie BFE
Sektion Energieforschung und Cleantech
CH-3003 Bern
www.bfe.admin.ch

Subventionsempfänger/innen:

SPF Institut für Solartechnik, OST – Ostschweizer Fachhochschule
(bis 2020: HSR Hochschule für Technik Rapperswil)
Oberseestrasse 10, 8640 Rapperswil
www.spf.ch

Autor/in:

Evelyn Bamberger, SPF, evelyn.bamberger@ost.ch
Robert Haberl, SPF, robert.haberl@ost.ch
Andreas Reber, SPF, andreas.reber@ost.ch
Christof Biba, SPF, christof.biba@ost.ch

BFE-Projektbegleitung:

Stefan Oberholzer, stefan.oberholzer@bfe.admin.ch

BFE-Vertragsnummer: SI/501920-01

Für den Inhalt und die Schlussfolgerungen sind ausschliesslich die Autoren dieses Berichts verantwortlich.



Zusammenfassung

Mit dem CCT-Bat Heimspeicher Systemtest konnte eine Testprozedur entwickelt werden, mit der Batteriespeichersysteme im dynamischen Betrieb innerhalb von drei Tagen getestet und Jahreskennwerte extrapoliert werden können. Alle Systemtypologien sind ohne Kenntnis der Systemeigenschaften in einer Testprozedur qualifizierbar. Neben Systemen zur Eigenverbrauchssteigerung können mit dem gleichen Testprofil auch Systeme zur Reduzierung der Netzbezugs- oder -einspeiseleistung oder Systeme zur Steuerung auf flexible Stromtarife beurteilt werden. Es wurde jeweils ein Testprofil für ein typisches Einfamilien- sowie ein Mehrfamilienhaus entwickelt.

Das Testverfahren und der Teststand laufen stabil und liefern reproduzierbare Ergebnisse. Die durchgeführten Simulationen des Referenzsystems mit verschiedenen Variationen und Randbedingungen zeigen die wesentlichen Einflussparameter auf das Verhalten und die Effizienz von Batteriesystemen.

Mit diesem neuen Testverfahren konnten vier Batteriesysteme getestet werden, je zwei AC- und zwei DC-gekoppelte Systeme. Diese erreichen Gesamtsystemeffizienzen zwischen 87.7 % und 92.4 % sowie Autarkiegrade zwischen 35.4 % und 47.4 %. Ein System wurde zusätzlich mit einer Begrenzung der Einspeiseleistung und prognosebasierter Steuerung getestet. Es zeigt sich, dass nach einer Lernphase Abregelungsverluste zwar teilweise, aber nicht vollständig vermieden werden können.

Résumé

Avec le test du système de batteries domestiques CCT-Bat, il a été possible de développer une procédure d'essai permettant de tester les systèmes de batteries en fonctionnement dynamique en trois jours et d'extrapoler les valeurs caractéristiques annuelles. Toutes les typologies de systèmes peuvent être qualifiées dans une seule procédure d'essai sans connaissance des caractéristiques du système. Au-delà des systèmes d'augmentation de l'autoconsommation, le même profil d'essai peut également être utilisé pour évaluer les systèmes de réduction de la puissance consommée ou injectée dans le réseau. En plus les systèmes de contrôle des tarifs flexibles de l'électricité peuvent être évalués avec le même profil. Un profil d'essai a été développé pour une maison typique unifamiliale et multifamiliale.

La procédure d'essai et le banc de d'essai fonctionnent de manière stable et fournissent des résultats reproductibles. Les simulations effectuées sur le système de référence avec différentes variations et conditions marginales montrent les principaux paramètres influençant le comportement et l'efficacité des systèmes de batteries.

Avec cette nouvelle procédure de test, quatre systèmes de batteries ont pu être testés, deux systèmes couplés en courant alternatif et deux systèmes couplés en courant continu chacun. Ceux-ci ont atteint des efficacités globales du système situées entre 87,7 % et 92,4 % et des niveaux d'autosuffisance situés entre 35,4 % et 47,4 %. En plus un système a été testé avec une limitation de la puissance injectée dans le réseau et une commande automatique basée



sur les prévisions. Il est démontré qu'après une phase d'apprentissage, les pertes de régulation peuvent être partiellement, mais pas complètement, évitées.

Summary

With the CCT-Bat home battery system test, a test procedure could be developed with which battery storage systems can be tested in dynamic operation within three days and annual characteristic values can be extrapolated. All system typologies can be qualified in one test procedure without knowledge of the system properties. In addition to systems for increasing self-consumption, the same test profile can also be used to assess systems for reducing the grid purchase or feed-in power or systems for controlling to flexible electricity tariffs. A test profile was developed for a typical single-family house and a multi-family house.

The test procedure and the test bench run stably and deliver reproducible results. The simulations of the reference system with different variations and boundary conditions show the main parameters influencing the behaviour and efficiency of battery systems.

With this new test procedure, four battery systems could be tested, two AC- and two DC-coupled systems each. These achieved total system efficiencies between 87.7 % and 92.4 % and self-sufficiency rates between 35.4 % and 47.4 %. One system was additionally tested with a limitation of the feed-in power and forecast-based control. It turns out that after a learning phase, curtailment losses can be avoided partially, but not completely.



Take-home messages

- Mit dem Heimspeicher Systemtest steht ein Testverfahren zur Verfügung, mit dem Batteriespeichersysteme im dynamischen Betrieb innerhalb von drei Tagen getestet und Jahreskennwerte extrapoliert werden können.
- Alle Systemtypologien sind ohne Kenntnis der Systemeigenschaften in einer Testprozedur qualifizierbar. Neben Systemen zur Eigenverbrauchssteigerung für Ein- und Mehrfamilienhäuser können auch netzstützende Anlagen beurteilt werden sowie der Einfluss tarifgebundener Grössen.
- Die Standardisierung von allgemeingültigen Effizienzparametern und Kennzahlen wurde weiterentwickelt.
- Insbesondere bei Systemen zur Begrenzung der Einspeiseleistung spielen Abregelungsverluste eine wichtige Rolle. Weiter sollte auf hohe Umwandlungswirkungsgrade des Batteriewechselrichters bei der Batteriebeladung und -entladung sowie niedrige Standby-Verluste geachtet werden.



Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	6
Abkürzungsverzeichnis	8
Begriffserklärungen	9
1 Einleitung	13
1.1 Ausgangslage und Hintergrund.....	13
1.2 Motivation des Projektes	14
1.3 Projektziele	14
2 Vorgehen und Methode.....	15
2.1 Projektablauf.....	15
2.2 Kennwerte für PV-Batteriesysteme	16
2.2.1 Allgemeine Kennwerte.....	16
2.2.2 Kennwerte für Systeme zur Eigenverbrauchssteigerung	18
2.2.3 Kennwerte für Netznutzen und Tarife.....	19
2.2.4 Fazit Kennwerte.....	21
3 Simulation von Batteriesystemen.....	23
3.1 Simulation des Referenzsystems	23
3.2 Simulationsvarianten	27
3.2.1 Variation des PV-Ertrages	27
3.2.2 Variation der Batteriekapazität	27
3.2.3 Variation der Last	29
3.2.4 Leistungsbegrenzung durch den PV-Wechselrichter	30
3.2.5 Begrenzung der Ladeleistung in Abhängigkeit des Batterieladezustandes	31
3.2.6 Mehrfamilienhaus	32
4 Testmethode	35
4.1 Ausgangslage Concise Cycle Test.....	35
4.2 Testprofil Einfamilienhaus	35
4.3 Extrapolation auf Jahreswerte	37
4.4 Testprofil Mehrfamilienhaus	40
5 Infrastruktur Prüfstand	42
5.1 PV-Emulatoren	43
5.2 Haushaltsstrom-Emulator	45
5.3 Prinzipschema Elektroverteilung	47
5.4 Messgeräte	49
5.5 Messunsicherheit.....	50
5.5.1 AC-Leistung und -Energie	50
5.5.2 DC-Leistung und -Energie	51



6	Resultate der Systemtests.....	52
6.1	Geprüfte Systeme.....	52
6.2	Resultate der AC-gekoppelten Batteriesysteme	52
6.3	Resultate der DC-gekoppelten Batteriesysteme	58
6.4	Resultate mit abweichender Steuerung	62
6.4.1	Resultate aus BS #2 mit unterschiedlichen Steuerungen	62
6.4.2	Resultate aus BS #4 mit unterschiedlicher Steuerung.....	64
6.5	Vergleich der Resultate mit 10s und 1s Testprofilen.....	67
6.6	Übersicht Testresultate.....	69
7	Schlussfolgerungen und Fazit	70
8	Ausblick und zukünftige Umsetzung	71
9	Publikationen	71
10	Literaturverzeichnis	72



Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating Current, Wechselstrom
BS	Batteriesystem
CCT	Concise Cycle Test
DC	Direct Current, Gleichstrom
EFH	Einfamilienhaus
MFH	Mehrfamilienhaus
MPP	Maximum Power Point
PV	Photovoltaik
SOC	State of Charge, Ladezustand der Batterie
SPI	System Performance Index
WR	Wechselrichter



Begriffserklärungen

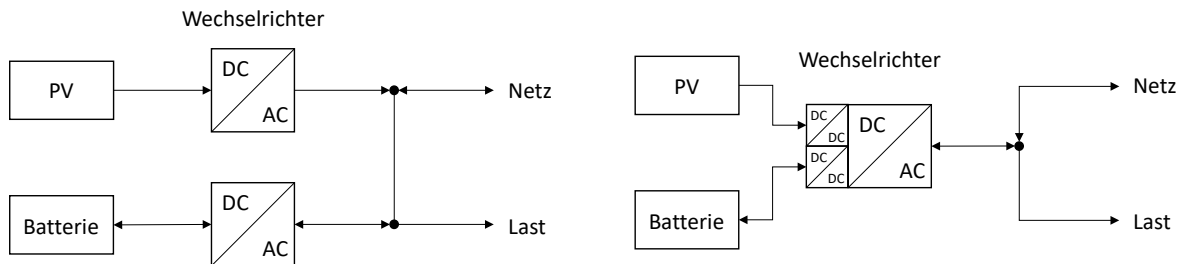


Abbildung 1: AC-Kopplung (links) und DC-Kopplung (rechts) von Batteriesystemen

AC-Batterieentladung $E_{BE,AC}$ [kWh]: elektrische Energie, die AC-seitig durch Entladung der Batterie zur Verfügung steht (d.h. gemessen hinter dem Batteriewechselrichter). Kann nur bei AC-gekoppelten Systemen gemessen werden.

AC-Batterieladung $E_{BL,AC}$ [kWh]: elektrische Energie, die AC-seitig zur Ladung der Batterie aufgewendet wird (d.h. gemessen vor dem Batteriewechselrichter). Kann nur bei AC-gekoppelten Systemen gemessen werden.

AC-Gesamtenergiebereitstellung $E_{PVBS,AC}$ [kWh]: gesamte Energiebereitstellung durch das PV-Batteriesystem, direkt von der PV-Anlage oder ab Batterie; bei DC-gekoppelten Systemen gemessen AC hinter dem Wechselrichter, bei AC-gekoppelten Systemen berechnet aus PV AC-Ertrag – AC-Batterieladung + AC-Batterieentladung (gleicher Batterieladezustand zu Beginn und Ende der Messung bei beiden Systemvarianten).

AC-Zykleneffizienz $\eta_{BS,AC}$ [%]: Wirkungsgrad der Energiebereitstellung durch das Batteriesystem (AC bis AC); entspricht bei gleichem Batterieladezustand zu Beginn und Ende der Messung dem Verhältnis aus AC-Batterieentladung zu AC-Batterieladung. Kann nur bei AC-gekoppelten Systemen gemessen werden.

Autarkiegrad R_{aut} [%]: Verhältnis von Eigenverbrauch zu elektrischem Gesamtenergieverbrauch oder je nach Definition die dem Haushalt aus PV-Direktverbrauch und Batterieentladung zur Verfügung gestellte Energie bezogen auf den Haushaltsstromverbrauch; Mass für die Unabhängigkeit vom öffentlichen Stromnetz

Batterieeinspeisung [kWh]: Netzeinspeisung ab Batterie

Batteriesystem: alle Komponenten, die für eine Zwischenspeicherung elektrischer Energie notwendig sind (AC bis AC), insbesondere Batteriewechselrichter, Batteriespeicher und Regelung

Batteriesystemverluste E_{BSV} [kWh]: alle Verluste, die durch das Batteriesystem entstehen, inkl. Batteriewechselrichterverluste bei Ladung und Entladung, Standby-Verluste und Eigenverbrauch der Regelung; Differenz aus AC-Batterieladung und AC-Batterieentladung, können nur bei AC-gekoppelten Systemen gemessen werden.

DC-Batterieentladung $E_{BE,DC}$ [kWh]: elektrische Energie, die DC-seitig durch Entladung der Batterie zur Verfügung steht (d.h. gemessen vor dem Batteriewechselrichter)



DC-Batterieladung $E_{BL,DC}$ [kWh]: elektrische Energie, die DC-seitig zur Ladung der Batterie aufgewendet wird (d.h. gemessen hinter dem Batteriewechselrichter)

DC-Zykleneffizienz $\eta_{Bat,DC}$ [%]: Wirkungsgrad der Energiebereitstellung durch das Batteriemodul (DC bis DC); entspricht bei gleichem Batterieladezustand zu Beginn und Ende der Messung dem Verhältnis aus DC-Batterieentladung zu DC-Batterieladung.

Eigenverbrauch E_{eig} [kWh]: der Teil des PV AC-Ertrags, der direkt bzw. im 15 min. Mittelwert selbst verbraucht oder an die Batterie geliefert wird; meist berechnet aus PV AC-Ertrag minus Netzeinspeisung

Eigenverbrauchsquote R_{eig} [%]: Verhältnis Eigenverbrauch zu PV AC-Ertrag, bei DC-gekoppelten Systemen hilfsweise zu PV DC-Ertrag (nicht direkt vergleichbar)

Elektrische Last E_{Last} [kWh]: elektrischer Energieverbrauch für Haushaltsstrom und Heizsystem; gesamter elektrischer Energieverbrauch des Gebäudes ohne Batteriesystemverluste

Elektrischer Energieverbrauch Heizsystem E_{HSys} [kWh]: elektrischer Energieverbrauch für das Heizsystem; beinhaltet elektrische Energie für die Wärmepumpe sowie für Regler, Umwälzpumpen, Ventile, etc.

Elektrischer Gesamtenergieverbrauch E_{ges} [kWh]: gesamter elektrischer Energieverbrauch des Gebäudes, welcher Haushaltsstrom und elektrischen Verbrauch des Heizsystems beinhaltet sowie Batteriesystemverluste.

Entladewirkungsgrad η_{Bat2AC} [%]: Umwandlungswirkungsgrad des Batterie-Wechselrichters DC nach AC, entspricht bei gleichem Batterieladezustand zu Beginn und Ende der Messung dem Verhältnis aus AC-Batterieentladung zu DC-Batterieentladung. Kann im Test nur bei AC-gekoppelten Systemen berechnet werden.

Gesamtsystemeffizienz η_{Sys} [%]: Wirkungsgrad des gesamten PV-Batteriesystems; entspricht bei gleichem Batterieladezustand zu Beginn und Ende der Messung dem Verhältnis aus AC-Gesamtenergiebereitstellung zu PV MPP-Angebot. Hilfsweise wird im Feld meist der PV DC-Ertrag verwendet

Haushaltsstromverbrauch E_{HH} [kWh]: elektrischer Energieverbrauch für Haushaltsgeräte wie Elektroherd oder Fernseher sowie für Licht (Verteilung ab Technikraum nach Abzweigung der Versorgung des Heizsystems)

Ladewirkungsgrad η_{AC2Bat} [%]: Umwandlungswirkungsgrad des Batterie-Wechselrichters AC nach DC, entspricht bei gleichem Batterieladezustand zu Beginn und Ende der Messung dem Verhältnis aus DC-Batterieladung zu AC-Batterieladung. Kann im Test nur bei AC-gekoppelten Systemen berechnet werden.

Netto-Nullenergie Gebäude: ist erreicht, wenn bilanziell über ein Jahr gleich viel Energie produziert wie verbraucht wird, d.h. PV AC-Ertrag und elektrischer Gesamtenergieverbrauch gleich hoch sind

Netzaufwandszahl elektrisch $R_{net,el}$ [%]: Verhältnis Netzbezug zur Summe aus Haushaltsstromverbrauch und elektrischem Energieverbrauch Heizsystem.



- Netzbezug E_{NB} [kWh]:** aus dem öffentlichen Stromnetz bezogene elektrische Energie, basierend auf kleinstem Zeitschritt der Simulation oder der Messung im Teststand (1 s)
- Netzbezugsleistung P_{NB} [kW]:** aktuelle Leistung als Momentanwert oder im 15 min. Mittelwert, mit der Strom aus dem öffentlichen Stromnetz bezogen wird
- Netzbezugsspitze $P_{NB,max}$ [kW]:** maximale Leistung als Momentanwert oder im 15 min. Mittelwert, mit der Strom aus dem öffentlichen Stromnetz bezogen wird
- Netzbezugstarif T_{NB} [CHF/kWh]:** Tarif für den Bezug von elektrischer Energie, als Anteil des Strompreises, der pro verbrauchter Kilowattstunde abgerechnet wird (Arbeitspreis). Beinhaltet Strom- und Netzentgelte sowie Steuern und Abgaben, aber keine Grund- und Leistungspreisannteile
- Netzeinspeiseleistung P_{NE} [kW]:** aktuelle Leistung als Momentanwert oder im 15 min. Mittelwert, mit der PV-Strom ins öffentliche Stromnetz eingespeist wird
- Netzeinspeisespitze $P_{NE,max}$ [kW]:** maximale Leistung als Momentanwert oder im 15 min. Mittelwert, mit der PV-Strom ins öffentliche Stromnetz eingespeist wird
- Netzeinspeisetarif T_{NE} [CHF/kWh]:** vom EVU gezahlter Tarif für die Einspeisung von PV-Strom ins öffentliche Stromnetz
- Netzeinspeisung E_{NE} [kWh]:** Anteil des PV-Ertrags, der ins öffentliche Stromnetz eingespeist wird, basierend auf kleinstem Zeitschritt der Simulation oder der Messung im Teststand (1 s)
- Netzladung [kWh]:** Ladung der Batterie aus dem Netz
- PV AC-Ertrag $E_{PV,AC}$ [kWh]:** Vom PV-Wechselrichter bereitgestellte Energie, gemessen AC hinter dem PV-Wechselrichter; kann nur bei AC-gekoppelten Systemen gemessen werden
- PV DC-Ertrag $E_{PV,DC}$ [kWh]:** vom MPP-Tracker des Wechselrichters abgerufene Energie des PV-Generators; berücksichtigt den Wirkungsgrad des MPP-Trackers sowie allenfalls eine Abregelung der Leistung, d.h. eine bewusste Einstellung eines Betriebspunktes auf der Kennlinie ausserhalb des MPP (gemessen DC vor dem Wechselrichter)
- PV DC-Wirkungsgrad $\eta_{PV,DC}$ [%]:** Verhältnis von PV DC-Ertrag zu PV MPP-Angebot. Berücksichtigt Verluste durch Abregelung falls aufgrund der Dimensionierung der Leistungselektronik oder von Anforderungen des Netzbetreibers an eine Leistungsbegrenzung nicht die gesamte durch den PV-Generator angebotene Energie verwendet werden kann, d.h. abgeregelt werden muss, sowie Anpassungsverluste des MPP-Trackers
- PV MPP-Angebot E_{MPP} [kWh]:** theoretisch maximal vom PV-Generator zur Verfügung gestellte Energie, d.h. bei idealer Nachführung des MPP bei den jeweiligen Einstrahlungs- und Temperaturbedingungen; im Test Energieangebot des PV-Emulators im MPP
- PV-Ertragsverhältnis R_{PV} [%]:** Verhältnis von PV AC-Ertrag zu elektrischem Gesamtenergieverbrauch. Netto-Nullenergie Gebäude haben per Definition $R_{PV} = 100$ %.



PV-Umwandlungswirkungsgrad $\eta_{PV,AC}$ [%]: Umwandlungswirkungsgrad des PV-Wechselrichters berechnet aus PV AC-Ertrag zu PV DC-Ertrag. Kann im Test nur bei AC-gekoppelten Systemen berechnet werden.

Standby-Verbrauch [kWh]: Energieverbrauch des Batteriesystems im Ruhezustand bei vollgeladener oder leerer Batterie. Kann je nach Batteriesystem in verschiedene Betriebsmodi unterteilt werden, wie z.B. Bereitschaftsmodus (eine erneute Ladung oder Entladung kann unverzüglich erfolgen), Schlafmodus (geringerer Verbrauch, muss zunächst auf Bereitschaftsmodus umstellen bevor geladen/entladen werden kann) und Standby-Vollgeladen (Standby-Verbrauch im vollgeladenen Zustand).

System Performance Index SPI [%]: Kenngrösse zur Beurteilung der Performance von PV-Batteriesystemen zur Eigenverbrauchssteigerung, die die erzielte Kosteneinsparung des realen, verlustbehafteten Systems ins Verhältnis zum Kosteneinsparungspotenzial eines idealen, verlustfreien Systems setzt.



1 Einleitung

1.1 Ausgangslage und Hintergrund

Der Markt für Batterieheimspeicher wächst zunehmend. In der Schweiz wurden 2019 ca. 1'510 neue Speicher mit einer Gesamtkapazität von über 20 MWh eingebaut. Etwa jede 10. neue PV-Anlage wurde direkt mit Speicher installiert [1]. In Deutschland waren Ende 2020 bereits etwa 272'000 Systeme in Betrieb [2], dort wird bereits etwa jede zweite neue PV-Anlage direkt mit Speicher gebaut.

In einzelnen Kantonen (Thurgau, Appenzell-Ausserrhoden) sowie verschiedenen Gemeinden gibt es Förderprogramme für Batteriespeicher. Bei diesen werden bisher keine Qualitätskriterien oder sonstige Bedingungen angelegt, sondern meist nach verbauter Kapazität gefördert. Am Markt gibt es eine Vielzahl unterschiedlicher Systeme mit unterschiedlichen Topologien, Batterietechnologien etc. Für die Datenblattangaben hat sich bisher kein Standard etabliert, was beispielsweise die Systemeffizienz betrifft [3]. Der häufig angegebene maximale Wirkungsgrad ist weder einheitlich definiert noch für die Systemeffizienz aussagekräftig. Für das Systemverhalten werden aktuell üblicherweise Eigenverbrauchsquote und Autarkiegrad angegeben. Diese sind als Kennzahlen nur bedingt geeignet, da auf beide Verluste positiv wirken [4]. Wie auch Netzbezug und Netzaufwandszahl berücksichtigen beide nicht die verbleibende Netzeinspeisung. In den alternativ von der HTW Berlin entwickelten System Performance Index (SPI) [5] gehen bereits Strombezugs- und Einspeisetarife ein, ausserdem müssen die Werte des idealen Systems bekannt sein.

Einen Ansatz zur Standardisierung bildet der Effizienzleitfaden [6]. Er ist ein Prüfleitfaden zur Charakterisierung der Wirkungsgrade, des Standby-Verbrauchs und der Regelungseffizienz von Speichersystemen, die der Erhöhung des Eigenverbrauchs bzw. des Autarkiegrades dienen. Es werden diverse Einzelmessungen durchgeführt und Teilwirkungsgrade während Steady-State Messungen bestimmt, aber keine Gesamteffizienz unter realistischen Feldbedingungen. Mit den Messwerten können Simulationsmodelle parametrisiert werden wie das PerModAC der HTW Berlin [7], mit dessen Hilfe die Gesamteffizienz eines Systems bestimmt werden kann. Damit lassen sich allerdings nicht alle im dynamischen Betrieb teils überraschend auftretenden Systemeigenschaften im Modell abbilden, wie etwa ein verzögerter Wechsel aus dem Standby-Modus in den erneuten Ladebetrieb, taktende Ladung oder spontane Unterbrechungen des Lade- und Entladevorgangs. Auch müssen die Eigenschaften des Systems vorab bekannt sein, um ein entsprechendes Simulationsmodell aufstellen zu können. Das Verfahren eignet sich damit nicht für neue oder vom Modell abweichende Technologien und Konzepte.

Ein anderer Ansatz ist, auf Hardware-in-the-Loop Testständen (z.B. ProsumerLab des BFH-Zentrum Energiespeicherung [8]) elektrische Energieflüsse eines Ein- oder Mehrfamilienhauses mit Photovoltaik und Batteriespeicher reproduzierbar nachzubilden, um Systemkomponenten wie Energiemanager, Wechselrichter und Batteriespeicher testen und vergleichen zu können. Eine Systemeffizienz, die repräsentativ für Feldbedingungen ist, folgt daraus zunächst nicht.



1.2 Motivation des Projektes

Der Heimspeicher Systemtest verfolgt einen alternativen Ansatz, mit dem die vorgenannten Nachteile gelöst werden sollen. Es wurde ein Systemtest für Heimspeicher entwickelt, mit dem innerhalb von drei Tagen alle relevanten Betriebsbedingungen im Hardware-in-the-Loop Prinzip getestet werden. Die gemessenen Ergebnisse und Kennzahlen sind direkt repräsentativ für das Verhalten des Systems im Feld über ein Jahr. Die im dynamischen Betrieb auftretenden Eigenschaften werden gemessen und in den ausgewiesenen Kennzahlen berücksichtigt. Eine nachträgliche Simulation mit den oben genannten Nachteilen entfällt. Zusätzlich besteht der Vorteil, dass auch neue Technologien oder Konzepte geprüft werden können.

Aktuell werden die meisten Speicher in Einfamilienhäusern (EFH) verbaut. Durch das verstärkte Aufkommen von Eigenverbrauchsgemeinschaften und seit Anfang 2018 Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch werden Batteriesysteme auch für Mehrfamilienhäuser (MFH) immer interessanter. Daher wurde je ein Systemtest für EFH und für MFH entwickelt. Auch können verschiedene Lastprofile (mit/ohne Wärmepumpe oder Elektromobil) einfach integriert werden.

Mit zunehmender Anzahl von PV- und Speichersystemen steigt die Notwendigkeit, dass diese Systeme einen Beitrag zu Versorgungssicherheit und Netzstabilität leisten. Ein Vorteil des CCT-Bat ist, dass er nicht auf eigenverbrauchsgeregelte Systeme beschränkt ist, sondern auch Systeme mit abweichenden Zielfunktionen, die auf flexible Strompreise steuern oder auf einen hohen Netznutzen zielen, messen und bewerten kann.

1.3 Projektziele

Ziel des Projekts war die Entwicklung eines Testverfahrens, mit dem mit möglichst geringem Testaufwand relevante Kennzahlen wie Zykleneffizienz und Autarkiegrad eines Systems im Feld für ein durchschnittliches Jahr bestimmt werden können. Dafür sollten möglichst einfache Kenngrößen gefunden oder entwickelt werden um die relevanten Zusammenhänge aufzuzeigen.

Es sollte idealerweise für alle drei definierten Steuerungsfunktionen (Eigenverbrauch, Stromtarife, Netznutzen) ein einheitliches Testprofil für ein typisches EFH sowie ein typisches, kleines MFH gefunden werden. Diese Testprofile beinhalten eine wärmegeführte Wärmepumpe für Raumheizung und Warmwasser als elektrischer Verbraucher. Daneben sollten auch Profile mit abweichenden Lasten, ohne Wärmepumpe sowie mit Elektromobilität als Verbraucher untersucht werden.

Mit der anschliessenden Durchführung mehrerer Tests konnte das Verfahren überprüft und die Qualität einiger am Markt befindlicher Systeme beurteilt sowie Empfehlungen abgeleitet werden.



Erreichte Ergebnisse:

- Kenntnisse über die typischen Belade- und Entladeleistungen in Kombination mit dem Ladezustand von Batteriesystemen sowie der Einfluss der Zielfunktion (Eigenverbrauch, Begrenzung der Einspeiseleistung) auf diese Betriebszustände.
- Ein Heimspeichersystemtest (CCT-Bat) mit einem 3-Tage-Testprofil zur Bestimmung der Zykleneffizienz sowie weiterer Kennzahlen. Der Testzyklus deckt alle relevanten Betriebsbedingungen ab und das Ergebnis kann repräsentativ für das Ergebnis des Systems im Feld für ein Jahr extrapoliert werden.
- Der CCT-Bat bietet sowohl die Prüfung von Speichersystemen zur Eigenverbrauchssteigerung als auch zur Steuerung auf flexible Stromtarife und zur Leistungsbegrenzung unter Berücksichtigung verschiedener Verbrauchsprofile für EFH und MFH.
- Ausweisung von relevanten Kennzahlen, die direkt aus den Testergebnissen extrapoliert werden können.
- Es konnten vier verschiedene Systeme (AC- und DC-gekoppelt) geprüft und ausgewertet werden, auf deren Grundlage eine Einschätzung der Systemeffizienz aktueller Systeme im Feld gegeben werden kann.
- Hinweise für Endkunden und Installateure, worauf beim Kauf in Abhängigkeit der Zielfunktion geachtet werden sollte.
- Aufzeigen von Verbesserungspotentialen für Hersteller durch Ausweisung von Teilverlusten z.B. durch den Batteriewechselrichter, Standby-Verluste etc. unter realen Bedingungen.

2 Vorgehen und Methode

2.1 Projektablauf

Zunächst wurde eine Prüfprozedur entwickelt, sowohl für die verschiedenen Zielfunktionen (Eigenverbrauch, Stromtarife und Netznutzen) als auch für unterschiedliche Lastprofile (unterschiedliche Lasten, EFH und MFH). Parallel wurde der bestehende Teststand erweitert und schliesslich Systemtests mit verschiedenen auf dem Markt befindlichen Systemen durchgeführt und ausgewertet.

Als Grundlage für die Prüfprozedur diente der am SPF etablierte Concise-Cycle-Test (CCT) mit dem im BFE-Projekt CombiVolt (2015-2019) entwickelten 6-Tageszyklus [9]. Mit diesem wurden bereits zwei PV-Wärmepumpensysteme mit Batteriespeicher getestet [10]. Die generelle Idee des Tests wurde auf die Messung von Batteriesystemen übertragen. Dabei wurde die Testsequenz auf drei Tage verkürzt (Sommertag, Wintertag, Übergangszeit) und die Simulation, Emulation und Messung von Minuten- auf Sekundenwerte umgestellt. Die Prüfung der Profile erfolgte mit Hilfe von Jahressimulationen in TRNSYS, wobei Kenngrössen wie Zykleneffizienz, Eigenverbrauchsquote und Autarkiegrad für das Testprofil und die Jahressimulation übereinstimmen müssen. Das gleiche Testprofil sollte möglichst nicht nur für die Zielfunktion Eigenverbrauchssteigerung gelten, sondern die Bedingungen auch für eine



Steuerung auf Stromtarife und Netznutzen erfüllen. Mit Hilfe von Jahressimulationen wurde ebenfalls geprüft, welchen Einfluss abweichende Profile beispielsweise ohne Wärmepumpe oder mit Elektromobilität haben. Analog zum EFH erfolgte die Erstellung eines Testprofils für kleine MFH.

Am Teststand wurde die Hardware für AC-gekoppelte Batteriesysteme erweitert und neue Messstellen ergänzt, um auch Teileffizienzen der einzelnen Wandlungspfade ausweisen zu können. Der Aufbau wurde einerseits validiert und andererseits für DC-gekoppelte Systeme erweitert. Für den Test von kleinen MFH wurde der Teststand nochmals um einen 15 kW PV-Emulator auf insgesamt 40 kW erweitert. Datenaufzeichnung, Verarbeitung und Auswertung wurden für die deutlich grösseren Datenmengen durch die Verwendung von Sekundenwerten angepasst bzw. neu aufgesetzt.

Schliesslich wurden vier unterschiedliche Systeme von verschiedenen Herstellern, davon je zwei AC- und zwei DC-gekoppelte Systeme, mit Eigenverbrauchssteuerung getestet und ausgewertet. Ein System wurde zusätzlich mit einer Begrenzung der Einspeiseleistung und prognosebasierter Steuerung gemessen.

2.2 Kennwerte für PV-Batteriesysteme

Je nach Einsatzart und Zielfunktion des Batteriesystems sind unterschiedliche Kennwerte relevant. Für den Heimspeicher Systemtest werden die Zielfunktionen Eigenverbrauchssteigerung, Steuerung auf Stromtarife und Begrenzung der Netzeinspeise- oder Netzbezugsleistung betrachtet und dafür im Folgenden die wichtigsten Kennzahlen für Jahreswerte diskutiert.

2.2.1 Allgemeine Kennwerte

Allgemeine Kennwerte wie Effizienz oder Speichernutzung spielen unabhängig von der Zielfunktion eine wichtige Rolle zur Beurteilung des Systems.

Die AC-Zykleneffizienz $\eta_{BS,AC}$ bezieht die AC-Batterieentladung $E_{BE,AC}$ auf die AC-Batterieladung $E_{BL,AC}$ bei gleichem Batterieladezustand zu Beginn und Ende der Messung und gibt den Gesamtwirkungsgrad der Energiebereitstellung durch das Batteriesystem an [11].

Formel 1:
$$\eta_{BS,AC} = \frac{E_{BE,AC}}{E_{BL,AC}}$$

Dabei können die Batteriesystemverluste aufgeteilt werden in Umwandlungsverluste des Batteriewechselrichters bei der Ladung und bei der Entladung sowie Standby-Verluste (inkl. Eigenverbrauch der Regelung). Bei den Standby-Verlusten kann wiederum in Verluste im vollgeladenen und im entladenen Zustand unterschieden werden, allenfalls gibt es zusätzlich noch verschiedene Betriebsmodi wie einen Bereitschaftsmodus und einen Schlafmodus. Die AC-Zykleneffizienz ist eine wichtige Kennzahl für die Effizienz des Systems, allerdings kann sie nur bei AC-gekoppelten Systemen gemessen werden.

Um auch für DC-gekoppelte Systeme eine zur AC-Zykleneffizienz vergleichbare Grösse angeben zu können, werden die Verluste des PV-Wechselrichters eines AC-gekoppelten



Systems von den gesamten Systemverlusten des DC-gekoppelten PV-Batteriesystems abgezogen und die restlichen Verluste dem Batteriesystem zugerechnet. Für die gemessenen Systeme sind damit die dem PV-Wechselrichter zugeordneten Verluste identisch und die Werte können verglichen werden. Andererseits entsprechen die so errechneten Batteriesystemverluste nicht unbedingt den tatsächlichen Werten. Diese können allerdings nicht bestimmt werden, da die Umwandlungsverluste des Batteriewechselrichters nicht eindeutig auf Umwandlungsverluste bei der Batterieladung, -entladung und PV DC nach AC zugeordnet werden können.

Die DC-Zykleneffizienz $\eta_{Bat,DC}$ gibt das Verhältnis von DC-Batterieentladung $E_{BE,DC}$ zu DC-Batterieladung $E_{BL,DC}$ bei gleichem Batterieladezustand zu Beginn und Ende der Messung an. Sie kann damit bei allen Batteriesystemen gemessen werden, allerdings berücksichtigt sie keine Umwandlungsverluste des Batteriewechselrichters oder AC-Standby-Verbräuche. Die DC-Zykleneffizienz kann daher nur als Bewertungsgrösse für das Batteriemodul, nicht aber für das gesamte Batteriesystem dienen.

Formel 2:
$$\eta_{Bat,DC} = \frac{E_{BE,DC}}{E_{BL,DC}}$$

Die Gesamtsystemeffizienz η_{Sys} gibt den Wirkungsgrad des gesamten PV-Batteriesystems an. Sie entspricht bei gleichem Batterieladezustand zu Beginn und Ende der Messung dem Verhältnis aus AC-Gesamtenergiebereitstellung $E_{PVBS,AC}$ abzüglich der Energieaufnahme des PV-Systems (inkl. Peripherieverbrauch) E_{AC2PV} zu PV MPP-Angebot E_{MPP} . Bei DC-gekoppelten Systemen wird die AC-Gesamtenergiebereitstellung direkt gemessen, bei AC-gekoppelten Systemen berechnet sie sich aus PV AC-Ertrag $E_{PV,AC}$ und AC-Batterieentladung $E_{BE,AC}$ abzüglich AC-Batterieladung $E_{BL,AC}$ [5].

Formel 3:
$$\eta_{Sys} = \frac{E_{PVBS,AC} - E_{AC2PV}}{E_{MPP}} = \frac{E_{PV,AC} + E_{BE,AC} - E_{BL,AC} - E_{AC2PV}}{E_{MPP}}$$

Da das PV MPP-Angebot im Feld nicht gemessen werden kann, wird stattdessen meistens der PV DC-Ertrag verwendet. In dem Fall sind allerdings mögliche MPP-Anpassungs- und Abregelungsverluste nicht inbegriffen. Die Gesamtsystemeffizienz ermöglicht den Vergleich von Batteriesystemen mit unterschiedlichen Topologien. Allerdings bewertet sie nicht nur das Batteriesystem, sondern auch die PV-Anlage und insbesondere den PV-Wechselrichter. Andererseits können bei DC-gekoppelten Systemen PV- und Batterieteil nicht getrennt voneinander betrachtet werden. Zu beachten ist, dass die Gesamtsystemeffizienz steigt je kleiner das Batteriesystem im Verhältnis zu PV-Anlage ist bzw. je weniger die Batterie genutzt wird. Als Bewertungsgrösse sollte sie daher nur im Zusammenhang mit einer Grösse zur Zielerreichung (z.B. Autarkiegrad) betrachtet werden.

Der Speichernutzungsfaktor F_{Zyklen} ist ein Mass für die Ausnutzung der Speicherkapazität. Er bezieht die gespeicherte Energie auf die nutzbare Batteriekapazität C_{nutz} und gibt somit die Zyklen pro Tag an [12].

Formel 4:
$$F_{Zyklen} = \frac{(E_{BE,DC} + E_{BL,DC}) \times 0.5}{C_{nutz} \times 365}$$

Alternativ kann die gespeicherte Energiemenge auch auf den PV-Ertrag bezogen werden [13], für einen fairen Vergleich wird hier das PV MPP-Angebot gewählt. Der PV-Speichernutzungsfaktor F_{BatPV} gibt an, welcher Anteil des PV MPP-Angebots in der Batterie zwischengespeichert wird und damit zeitlich flexibel genutzt werden kann, beispielsweise zur Ausnutzung verschieden hoher Stromtarife oder zur Eigenverbrauchssteigerung.



Formel 5:
$$F_{BatPV} = \frac{(E_{BE,DC} + E_{BL,DC}) \times 0.5}{E_{PV,MPP}}$$

Die vorgestellten allgemeinen Kennwerte machen keine Aussage darüber, inwiefern die Batterienutzung auch zur Zielerreichung (z.B. Eigenverbrauchssteigerung oder Tarifaussparung) beiträgt.

2.2.2 Kennwerte für Systeme zur Eigenverbrauchssteigerung

Häufig verwendete Kennwerte für PV-Batteriesysteme zur Eigenverbrauchssteigerung sind die Eigenverbrauchsquote R_{eig} und der Autarkiegrad R_{aut} des Haushalts. Die Eigenverbrauchsquote für AC-gekoppelte Systeme $R_{eig,AC}$ wird üblicherweise definiert als:

Formel 6:
$$R_{eig,AC} = \frac{E_{eig}}{E_{PV,AC}} = \frac{E_{PV,AC} - E_{NE}}{E_{PV,AC}}$$

Eigenverbrauch E_{eig} bezeichnet denjenigen Anteil des PV AC-Ertrags $E_{PV,AC}$ der direkt zeitgleich verbraucht (Direktverbrauch) oder in die Batterie eingespeichert wird (AC-Batterieladung). Da der Eigenverbrauch selten direkt gemessen wird, erweist sich eine Bestimmung aus der Differenz des PV AC-Ertrags und der Netzeinspeisung E_{NE} oft als sinnvoller und praktikabler Weg.

Bei DC-gekoppelten Systemen kann der PV AC-Ertrag nicht gemessen werden, weshalb ersatzweise der PV DC-Ertrag verwendet wird. Eigenverbrauchsquoten von DC- und AC-gekoppelten Systemen können daher nicht direkt verglichen werden, ausser man verwendet auch bei AC-gekoppelten Systemen den PV DC-Ertrag als Bezugsgrösse. Die Eigenverbrauchsquote als Kennzahl führt zu einigen Nachteilen. Batteriesystemverluste erhöhen den Eigenverbrauch, Abregelungsverluste schmälern den PV-Ertrag, da diese bei hohem PV-Angebot auftreten, senken sie in der Regel aber nicht den Eigenverbrauch. Beide Phänomene bewirken eine Erhöhung der Eigenverbrauchsquote. Zu beachten ist weiter, dass bei einer Bestimmung über Netzeinspeisung oder Netzbezug ein möglicher Energieaustausch zwischen dem Batteriesystem und dem Netz nicht berücksichtigt wird.

Alternativ kann eine nutzbare Eigenverbrauchsquote aus dem für den Haushalt nutzbaren Eigenverbrauch bezogen auf das PV MPP-Angebot berechnet werden. Der nutzbare Eigenverbrauch wird dabei berechnet aus der Differenz der elektrischen Last E_{Last} und des Netzbezugs E_{NB} . Dies hat den Vorteil, dass sich Batteriesystemverluste wie auch Abregelungsverluste nicht positiv, sondern negativ auf die Eigenverbrauchsquote auswirken. Da das PV MPP-Angebot nicht im Feld gemessen werden kann, kann ersatzweise der PV DC-Ertrag verwendet werden mit dem Nachteil, dass in diesem Fall Abregelungsverluste nicht einbezogen sind.

Formel 7:
$$R_{eig,nutz} = \frac{E_{Last} - E_{NB}}{E_{PV,MPP}}$$

Der Autarkiegrad bezieht den Eigenverbrauch auf den elektrischen Gesamtenergieverbrauch E_{ges} und ist damit ein Mass für die Unabhängigkeit vom öffentlichen Stromnetz. Im Detail unterscheiden sich die Berechnungsmethoden insbesondere in der Berücksichtigung der Batteriesystemverluste. Bei AC-gekoppelten Systemen wird im Feld der Autarkiegrad $R_{aut,ges}$ meist aus den üblicherweise dort gemessenen Grössen PV AC-Ertrag, Netzeinspeisung und Netzbezug berechnet.



Formel 8:
$$R_{aut,ges} = \frac{E_{eig}}{E_{ges}} = \frac{E_{ges} - E_{NB}}{E_{ges}} = \frac{E_{PV,AC} - E_{NE}}{E_{PV,AC} + E_{NB} - E_{NE}}$$

Diese Art der Bestimmung des Autarkiegrads funktioniert nur bei AC-gekoppelten Systemen, bei DC-gekoppelten Systemen müsste alternativ der PV DC-Ertrag verwendet werden. In dieser Definition des Autarkiegrads sind die Batteriesystemverluste Teil des elektrischen Gesamtenergieverbrauchs. Da die Verluste hauptsächlich durch Eigenverbrauch und nicht durch Netzbezug gedeckt werden, steigt auch der Autarkiegrad je ineffizienter das Batteriesystem arbeitet, wenn auch nicht so stark wie die Eigenverbrauchsquote [14]. Alternativ wird häufig statt des Eigenverbrauchs die dem Haushalt aus PV-Direktverbrauch $E_{eig,PV}$ und Batterieentladung $E_{eig,BE}$ zur Verfügung gestellte Energie verwendet und diese auf die elektrische Last E_{Last} bezogen (z.B. [5,15]). Dies hat den Vorteil, dass der Autarkiegrad $R_{aut,Last}$ bei ineffizienteren Systemen nicht steigt oder geringfügig sinkt. Der Nachteil ist, dass der Haushaltsstromverbrauch häufig nicht gesondert gemessen wird. Wie bei der Bestimmung der Eigenverbrauchsquote wird der Energieaustausch des Batteriesystems mit dem Netz vernachlässigt.

Formel 9:
$$R_{aut,Last} = \frac{E_{eig,PV} + E_{eig,BE}}{E_{Last}} = \frac{E_{Last} - E_{NB}}{E_{Last}}$$

Der System Performance Index (SPI) wurde an der HTW Berlin entwickelt [5] und ist eine Kenngrösse zur Beurteilung der Performance von PV-Batteriesystemen zur Eigenverbrauchssteigerung. Die erzielte Kosteneinsparung des realen, verlustbehafteten Systems wird ins Verhältnis zum Kosteneinsparungspotenzial eines idealen, verlustfreien Systems gesetzt. In den SPI gehen bereits Netzbezugs- und Netzeinspeisetarife ein, die Höhe variiert daher je nach Tarif. Um den SPI berechnen zu können, müssen für jedes System die idealen Werte simuliert werden. Er kann nicht direkt aus den extrapolierten Messwerten bestimmt werden und scheidet daher als Kenngrösse für den Heimspeicher Systemtest aus.

Die im Projekt CombiVolt entwickelte Netzaufwandszahl [15] bezieht den verbleibenden Netzbezug auf den Gesamt-Nutzenergiebedarf. Die Nutzenergie beinhaltet dabei den Haushaltsstromverbrauch sowie den thermischen Energiebedarf für Warmwasser und Raumheizung. Da im Projekt CCT-Bat die thermische Seite nicht betrachtet wird, wird eine elektrische Netzaufwandszahl $R_{net,el}$ definiert, die den Netzbezug auf die elektrische Last bezieht.

Formel 10:
$$R_{net,el} = \frac{E_{NB}}{E_{Last}} = 1 - R_{aut,Last}$$

Die elektrische Netzaufwandszahl kann alternativ auch direkt aus dem Autarkiegrad bestimmt werden und macht keine zusätzliche Aussage. Der Vorteil ist, dass keine unterschiedlichen Definitionen bestehen. Andererseits ist der Autarkiegrad wesentlich bekannter, weshalb er bei den Tests als Kenngrösse für die Zielerreichung von Systemen zur Eigenverbrauchssteigerung ausgegeben wird.

2.2.3 Kennwerte für Netznutzen und Tarife

Bei Steuerungsstrategien, die auf einen hohen Netznutzen oder Tarifausnutzung zielen, ist das Lastverschiebungspotenzial ein wichtiger Faktor. Es kann für einzelne Zeitschritte angegeben werden und ist definiert als die Differenz zwischen der jeweiligen Leistung (Netzbezugs- oder Netzeinspeiseleistung) im Zeitschritt mit Lastverschiebung und dem



Referenzfall ohne Lastverschiebung im Verhältnis zur Leistung ohne Lastverschiebung [16,17]. Um einen Jahreswert angeben zu können, wird die Differenz der Leistungen mit P_f und ohne Lastverschiebung P_{ref} über ein Jahr zur flexiblen Energie E_f aufintegriert (vgl. [18]). Bei dieser Definition beinhaltet die flexible Energie auch die Rebound Energie, die benötigt wird, um nach einer Lastverschiebung (Batterieladung oder -entladung) wieder den Ausgangszustand zu erreichen, ohne dass daraus ein direkter Nutzen entsteht.

Formel 11: $E_f = \int |P_f - P_{ref}| dt$

Für ein bestimmtes Tarifsystem kann der monetäre Nutzen (bzw. die vermiedenen Kosten) Rev durch die Batterie bestimmt werden aus der Differenz der vermiedenen Netzbezugskosten und entgangenen Netzeinspeiseerlösen [13]. Die vermiedenen Netzbezugskosten werden aus der AC-Batterieentladung im jeweiligen Zeitschritt und dem im jeweiligen Zeitschritt gültigen Netzbezugstarif T_{NB} bestimmt. Entgangene Einspeiseerlöse berechnen sich aus der AC-Batterieladung und dem Einspeisetarif T_{NE} , der zum jeweiligen Zeitpunkt für den eingespeisten Strom vom Netzbetreiber vergütet worden wäre. Als Zeitschritt können beispielsweise Viertelstunden- oder Stundenwerte gelten. Dies setzt voraus, dass die Batterieladung ausschliesslich durch die PV-Anlage erfolgt und keine Energie von der Batterie ins Netz eingespeist wird. Auch kann der Wert nur für AC-gekoppelte Systeme bestimmt werden, bei DC-gekoppelten Systemen müsste wiederum alternativ die DC-Batterieladung und -entladung verwendet werden.

Formel 12: $Rev = \sum_{i=1}^{8760} E_{BE,AC,i} \times T_{NB,i} - \sum_{i=1}^{8760} E_{BL,AC,i} \times T_{NE,i}$

Um einen relativen Bezug zu erhalten, teilen Finck et al [17] den Netzbezugstarif in Perioden mit hohem und mit niedrigem Preis. Die AC-Batterieladung wird in diese beiden Kategorien eingeteilt. In Anlehnung an ihr Verfahren kann ein Flexibilitätsfaktor $F_{flex,BE}$ bestimmt werden:

Formel 13:
$$F_{flex,BE} = \frac{\int_0^{hoher\ Preis} E_{BE,AC} dt - \int_0^{niedriger\ Preis} E_{BE,AC} dt}{\int_0^{hoher\ Preis} E_{BE,AC} dt + \int_0^{niedriger\ Preis} E_{BE,AC} dt} = \frac{\int_0^{hoher\ Preis} E_{BE,AC} dt - \int_0^{niedriger\ Preis} E_{BE,AC} dt}{E_{BE,AC}}$$

Der Flexibilitätsfaktor kann Werte zwischen -1 und 1 annehmen, wobei ein Wert von 1 für die höchstmögliche Flexibilität und -1 für keine Flexibilität steht. Diese Berechnung setzt ebenfalls voraus, dass keine Netzeinspeisung aus der Batterie erfolgt.

Entgegen der AC-Batterieentladung sollte die AC-Batterieladung bei möglichst niedrigen Einspeisetarifen (oder niedrigen Bezugspreisen) stattfinden, der Flexibilitätsfaktor der AC-Batterieladung $F_{flex,BL}$ bestimmt sich daher:

Formel 14:
$$F_{flex,BL} = \frac{\int_0^{niedriger\ Preis} E_{BL,AC} dt - \int_0^{hoher\ Preis} E_{BL,AC} dt}{E_{BL,AC}}$$

Um die Systemeffizienz mit einzubeziehen, kann der Flexibilitätsfaktor statt auf die AC-Batterieentladung, auf die AC-Batterieladung bezogen werden (vgl. [19]).

Formel 15:
$$F_{flex,BE,neu} = \frac{\int_0^{hoher\ Preis} E_{BE,AC} dt - \int_0^{niedriger\ Preis} E_{BE,AC} dt}{E_{BL,AC}} = F_{flex,BL} \times \frac{E_{BE,AC}}{E_{BL,AC}}$$

Auch diese Werte können nur bei AC-gekoppelten Systemen berechnet werden, bei DC-gekoppelten Systemen müssen alternativ DC-Batterieladung und -entladung verwendet werden.

Statt nur in niedrige und hohe Preise einzuteilen, gewichten die Netzunterstützungsfaktoren $F_{netz,BE}$ und $F_{netz,BL}$ die zeitaufgelöste AC-Batterieladung bzw. -entladung mit dem jeweils



gültigen Tarif und beziehen sie auf den durchschnittlichen Wert $\bar{T}_{NB}$ bzw. $\bar{T}_{NE}$ im Jahr (vgl. [20]).

Formel 16:
$$F_{netz,BE} = \frac{\sum_{i=1}^{8760} E_{BE,AC,i} \times T_{NB,i}}{E_{BE,AC} \times \bar{T}_{NB}}$$

Formel 17:
$$F_{netz,BL} = \frac{\sum_{i=1}^{8760} E_{BL,AC,i} \times T_{NE,i}}{E_{BL,AC} \times \bar{T}_{NE}}$$

Batteriesystemverluste werden in dieser Definition nicht berücksichtigt, genauso wenig wie der Grad der Ausnutzung der vorhandenen Batteriekapazität. Ein Batteriesystem, welches die Batterie zwar stets bei niedrigen Netzeinspeisetarifen, dafür aber verhältnismässig wenig lädt, kann einen höheren Netzunterstützungsfaktor erreichen als ein System gleicher Kapazität, das zwar teilweise bei höheren Tarifen lädt, dafür insgesamt die Kapazität stärker ausnutzt. Für den Betreiber kann dagegen der Nutzen durch das zweite System höher sein. Je nach Zielgrösse kann statt des Tarifs auch ein anderer Gewichtungsfaktor verwendet werden.

Der von Klein et al. [21] entwickelte Marktanpassungsfaktor bezieht den tatsächlichen Nutzen des Batteriesystems auf den Nutzen eines optimal an den Markt angepassten Systems der gleichen Grösse. Der optimale Wert muss für jedes Batteriesystem gesondert bestimmt werden, eine direkte Extrapolation aus den Messdaten des Heimspeicher Systemtests ist daher nicht möglich.

Soll die Netzbezugs- oder Netzeinspeiseleistung begrenzt werden (Peak-Shaving), ist die Reduktion der Spitzenleistung (peak load reduction) auf den Leistungsreduktionsfaktor $F_{PL,red}$ entscheidend (vgl. z.B. [22]). Dabei wird die reduzierte Spitzenleistung $P_{max,red}$ auf die Spitzenleistung im Referenzfall P_{max} bezogen:

Formel 18:
$$F_{PL,red} = \frac{P_{max,red}}{P_{max}}$$

Ist eine maximale Netzbezugs- oder Netzeinspeiseleistung vorgegeben, können die Anzahl Verstösse gegen dieses Kriterium, je nach Anforderung im 15 min Mittelwert oder Momentanwert, pro Jahr gezählt werden. Bei der Leistungsreduktion sollten möglichst keine Abregelungsverluste entstehen bzw. weiterhin eine möglichst hohe Zykleneffizienz erreicht werden. Daneben ist meist weiterhin das Ziel, den Eigenverbrauch zu steigern und einen möglichst hohen Autarkiegrad zu erreichen.

2.2.4 Fazit Kennwerte

Mit den ausgewiesenen Kennwerten soll sowohl die Effizienz des Batteriesystems als auch der Grad der Zielerreichung beurteilt werden können. Gleichzeitig sollen die Kennwerte verständlich sein und leicht nachvollzogen werden können. Daher sollte mindestens je ein Kennwert für die Systemeffizienz und die Zielerreichung ausgewiesen werden. Für die Effizienz bietet sich die **Gesamtsystemeffizienz** an, da sie sowohl für AC- als auch DC-gekoppelte Systeme bestimmt werden kann.

Als Kennwert für die Zielerreichung wird bei Systemen zur Eigenverbrauchssteigerung aufgrund der Nachteile der Eigenverbrauchsquote die Ausweisung des **Autarkiegrads** $R_{aut,Last}$ empfohlen. Für die Reduktion der Netzbezugs- oder Netzeinspeiseleistung wird der Leistungsreduktionsfaktor angegeben und der Grad dessen Einhaltung überprüft. Daneben



wird in der Regel ebenfalls ein hoher Autarkiegrad angestrebt. Je nach Bedarf können diese Werte um weitere Kennwerte ergänzt werden.

Grundsätzlich sollte auf die genaue Definition des Kennwerts geachtet werden, je nach Bezugsgrösse können die Werte für das gleiche System deutlich variieren. Tabelle 1 verdeutlicht dies am Beispiel der verschiedenen Berechnungen der Eigenverbrauchsquote anhand der Messresultate der vier im Projekt getesteten Systeme (zu den Messresultaten siehe Kapitel 6).

Tabelle 1: Unterschiedliche Berechnung der Eigenverbrauchsquoten für die vier gemessenen Systeme

Batteriesystem	$R_{\text{eig,AC}}$	$R_{\text{eig,DC}}$	$R_{\text{eig,MPP}}$	$R_{\text{eig,nutz}}$
#1	46.7 %	48.2 %	48.2 %	40.6 %
#2	-	50.7 %	53.6 %	41.3 %
#3	38.0 %	39.6 %	39.7 %	34.4 %
#4	-	54.1 %	54.3 %	46.0 %
#4 mit Leistungsbegrenzung	-	55.5 %	57.4 %	46.0 %



3 Simulation von Batteriesystemen

Zur Entwicklung eines geeigneten Testprofils zur Prüfung von Batteriesystemen wurde ein Referenzsystem festgelegt und simuliert sowie anschliessend verschiedene Systemvarianten und Randbedingungen variiert. Auf dieser Basis wurde schliesslich ein Testprofil entwickelt.

3.1 Simulation des Referenzsystems

Die Systemsimulationen wurden mit der Software TRNSYS 18 durchgeführt [23]. Abbildung 2 zeigt ein Schema des Referenzsystems für die Jahressimulation des Batteriemodells.

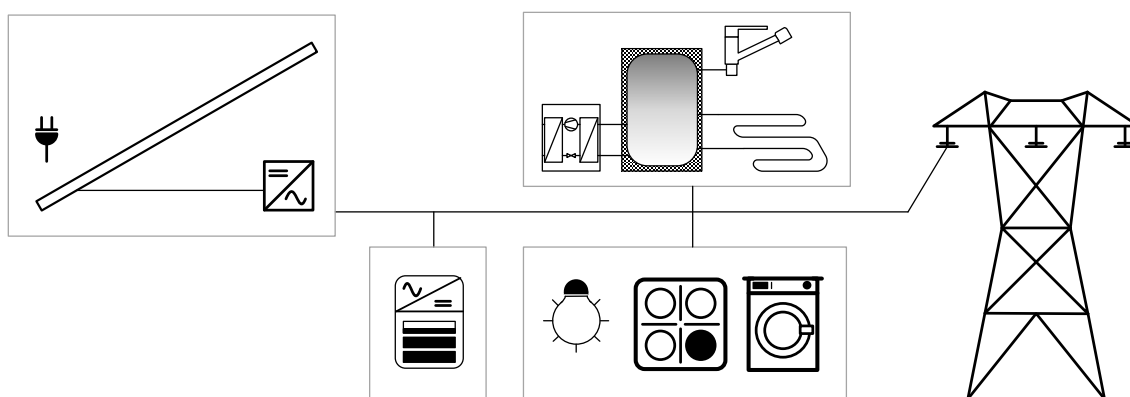


Abbildung 2: Schema des Referenzsystems für die Jahressimulation des Batteriemodells mit typischen Lastbedingungen.

Batteriemodell

Das Batteriesystem wurde mit dem Performance-Simulationsmodell für AC-gekoppelte PV-Batteriesysteme mit der Bezeichnung PerModAC in einer Version zur Nutzung in TRNSYS simuliert [24]. Als Basiswerte der Batterie wurden die Parameter aus Tabelle 2 verwendet.

Tabelle 2: Parameter der Batterie in der Basiskonfiguration.

Bezeichnung	Einheit	Wert
Mittlere Speicherkapazität	kWh	3.7
AC-Nennleistung des Batteriewechselrichters im Ladebetrieb	kW	2.84
AC-Nennleistung des Batteriewechselrichters im Entladebetrieb	kW	2.37
DC-Nennleistung des Batteriespeichers	kW	2.495

PV-Feld

Zur Simulation des PV-Feldes wurde der TRNSYS Type 194 verwendet. In der Basisvariante wurde ein Feld mit einer Leistung von 7.7 kWp auf einer nach Süden orientierten Dachfläche mit 30° Neigung simuliert. Die Parameter der Simulation sind in Tabelle 3 zu sehen.



Tabelle 3: Parameter des PV-Feldes in der Basiskonfiguration.

Bezeichnung	Einheit	Wert
Ausrichtung	-	Süd
Neigung	°	30
Fläche pro Modul	m ²	1.26
Anzahl der Module	-	32
Nennstrom	A	5.51
Nennspannung	V	43.6
Kurzschlussstrom	A	5.85
Leerlaufspannung	V	52.4
Nennleistung gesamt	kWp	7.7

Strombedarf

Der Strombedarf teilt sich auf in den el. Energiebedarf für Haushaltsstrom (HH) und den Energiebedarf für das Heizsystem. Der Bedarf an Haushaltsstrom wurde aus einem frei verfügbaren Datensatz zeitlich hochaufgelöster und zugleich repräsentativer Lastprofile ausgewählt, der sowohl eine saisonale als auch eine tagesmittlere Variabilität aufweist [25]. Aus den insgesamt 74 Datensätzen wurde ein Datensatz mit einem jährlichen Strombedarf von 4.15 MWh ausgewählt (Datensatz #36). Der Sommeranteil (April-September) des Stromverbrauches in diesem Datensatz beträgt ca. 46 %¹, der Nachtanteil (Sonnenunter- bis Sonnenaufgang) 56 %. Der Strombedarf entspricht in etwa dem typischen Strombedarf eines 4-Personen Haushalts in der Schweiz [26]. Zur Bestimmung des el. Energiebedarfs des Heizsystems wurde eine Jahressimulation eines Heizsystems mit Luft-Wasser Wärmepumpe durchgeführt. Das Gebäude hat einen Wärmebedarf von ca. 60 kWh/(m²a) bei einer Energiebezugsfläche von 140 m². Interne Lasten sowie der Warmwasserverbrauch sind, wie auch das Haushaltsstromprofil, für einen 4-Personen Haushalt hinterlegt [9]. Die energetischen Kennzahlen sind in Tabelle 4 zu finden.

Tabelle 4: Energiebedarf für Heizsystem und Haushaltsstrom in der Basiskonfiguration

Bezeichnung	Einheit	Wert
Raumwärmebedarf	MWh	7.39
Warmwasserbedarf	MWh	3.04
El. Energiebedarf Heizsystem	MWh	3.94
El. Energiebedarf Haushaltsstrom	MWh	4.15

¹ Der typische Strombedarf ist im Winter höher als im Sommer. Ein deutlich höherer Strombedarf im Winter lässt aber darauf schliessen, dass ein el. Heizsystem im Verbrauch enthalten ist.



Wetterdaten

Die Wahl der Wetterdaten hat auf verschiedenen Ebenen Einfluss auf das Gesamtsystem. Sowohl der PV-Ertrag als auch der Bedarf an elektrischer Energie des Heizsystems hängen von Aussentemperaturen und Strahlungsangebot ab. Zudem beeinflussen kurzfristige Änderungen der Direktstrahlung den PV-Ertrag und somit die Be- oder Entladung einer Batterie. Aus diesem Grund wurde nicht auf ansonsten übliche Wetterdaten mit einer Auflösung von 1 h zurückgegriffen, sondern auf einen höheraufgelösten Datensatz, der am SPF für Messungen von Komplettsystemen generiert wurde. Ausgangspunkt sind Daten der Messstation Zürich-Fluntern aus den Jahren 1994-1998 mit einer zeitlichen Auflösung von 10 min. Aus diesen Daten wurde ein Jahresdatensatz generiert, der in der Gesamtsumme, der Fluktuation sowie der Aufteilung aus Direkt- und Diffusstrahlung einem typischen Jahr entspricht.

Resultate des Referenzsystems

Die PV-Anlage des Referenzsystems liefert einen PV AC-Ertrag von 8.07 MWh, bei einer Last für Haushaltsstrom (HH) und Heizsystem (Hsys) von 7.69 MWh. Ab Netz werden 4.61 MWh bezogen, die Einspeisung beträgt 4.64 MWh (vgl. Abbildung 3).

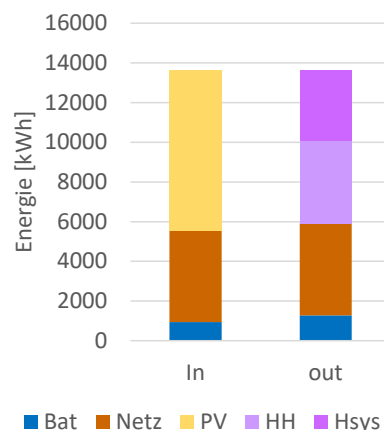


Abbildung 3: Energiebilanz des Referenzsystems.

Von den 1.27 MWh, die AC-seitig an das Batteriesystem geliefert werden, können 0.94 MWh wieder bezogen werden. Die mit AC-Strom bilanzierte Zykleneffizienz des Batteriesystems beträgt somit 74.0 %. Die DC-seitig bilanzierte Zykleneffizienz ist mit 90.4 % deutlich höher (vgl. Abbildung 4 und Abbildung 5).

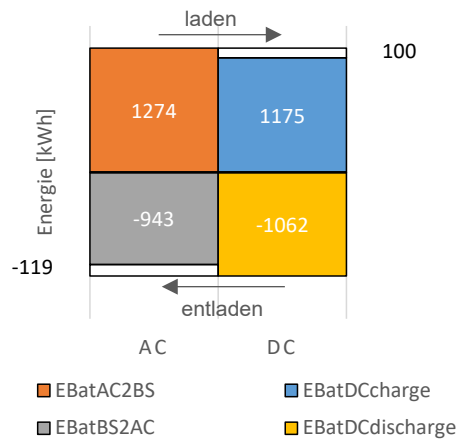


Abbildung 4: Be- und Entladung des Batteriesystems.

Batteriesystem

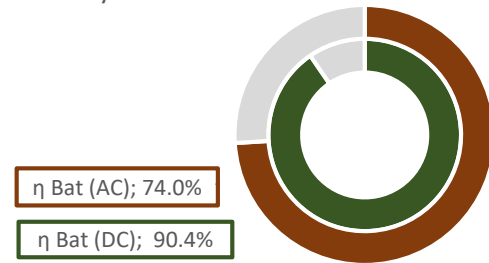


Abbildung 5: AC- und DC-seitig bilanzierte Zykleneffizienz des Batteriesystems.

In Abbildung 6 ist der Ladezustand des Batteriesystems (State of Charge, SOC) des Referenzsystems im Tagesverlauf zu verschiedenen Jahreszeiten zu sehen. Dazu wurden Boxplots angefertigt, die den Mittelwert für jede Stunde des Tages anzeigen. Aus den Grafiken ist deutlich zu erkennen, dass der Ladezustand der Batterie im Winter zwischen 21:00 Uhr und 10:00 Uhr im Median bei 0 liegt, dagegen ist die Batterie im Sommer zwischen 11:00 Uhr und 18:00 Uhr nahezu immer voll beladen. Im Frühjahr und Herbst ist das Batteriesystem zwischen 12:00 Uhr und 17:00 Uhr in der Hälfte aller Tage voll beladen bei einem Medianwert von etwa 70 % SOC, wobei das untere Quartil im Herbst eine sehr viel grössere Bandbreite zeigt.

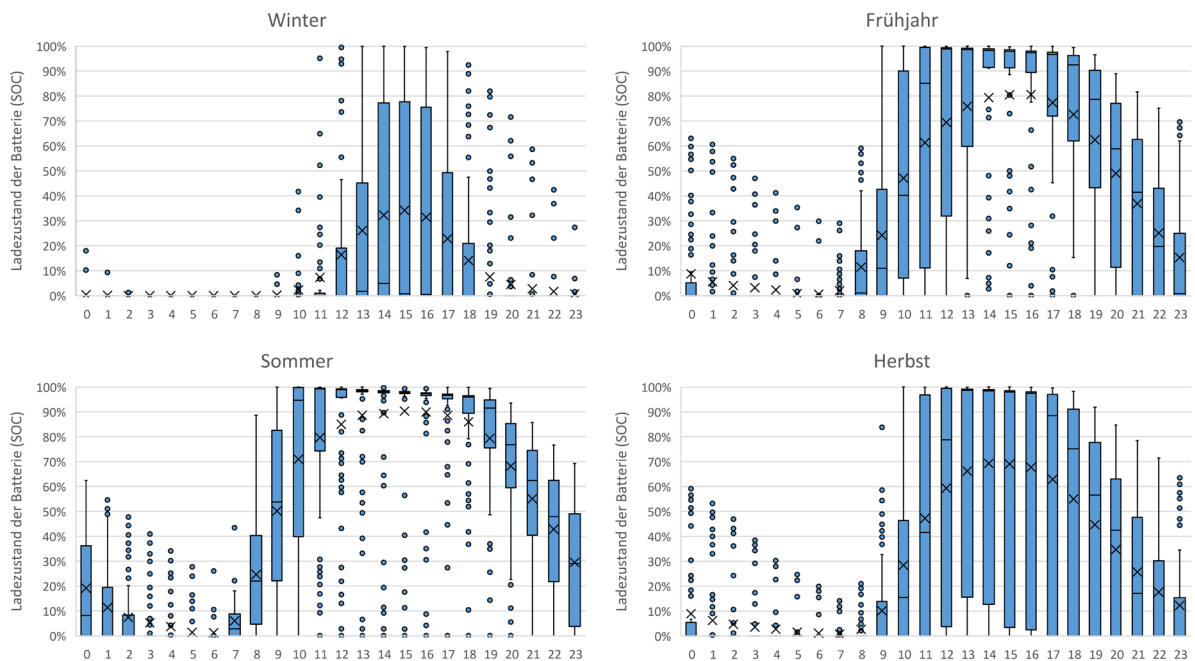


Abbildung 6: Ladezustand der Batterie des Referenzsystems im Tagesverlauf zu verschiedenen Jahreszeiten.



3.2 Simulationsvarianten

Zur Abschätzung des Einflusses verschiedener Parameter wurde eine Vielzahl von Varianten simuliert.

3.2.1 Variation des PV-Ertrages

Abbildung 7 zeigt eine Variation des PV-Feldes mit verschiedenen Batteriekapazitäten. Die Nennleistung des PV-Feldes wurde von 1.5 kWp bis 15.4 kWp variiert. Mit der gegebenen Last ergibt sich damit ein PV-Ertragsverhältnis zwischen 0.2 und 2.0. Die AC-Zykleneffizienz der Batterie steigt jeweils mit grösseren PV-Anlagen, wobei die Unterschiede ab einem PV-Ertragsverhältnis von ca. 0.75 nur noch marginal sind. Ein deutlicher Sprung in der Effizienz der Batterie ist bei der Steigerung der Kapazität von 3.7 kWh auf 7.4 kWh zu sehen. Die Versionen mit 11.1 kWh und 14.8 kWh sind nahezu identisch.

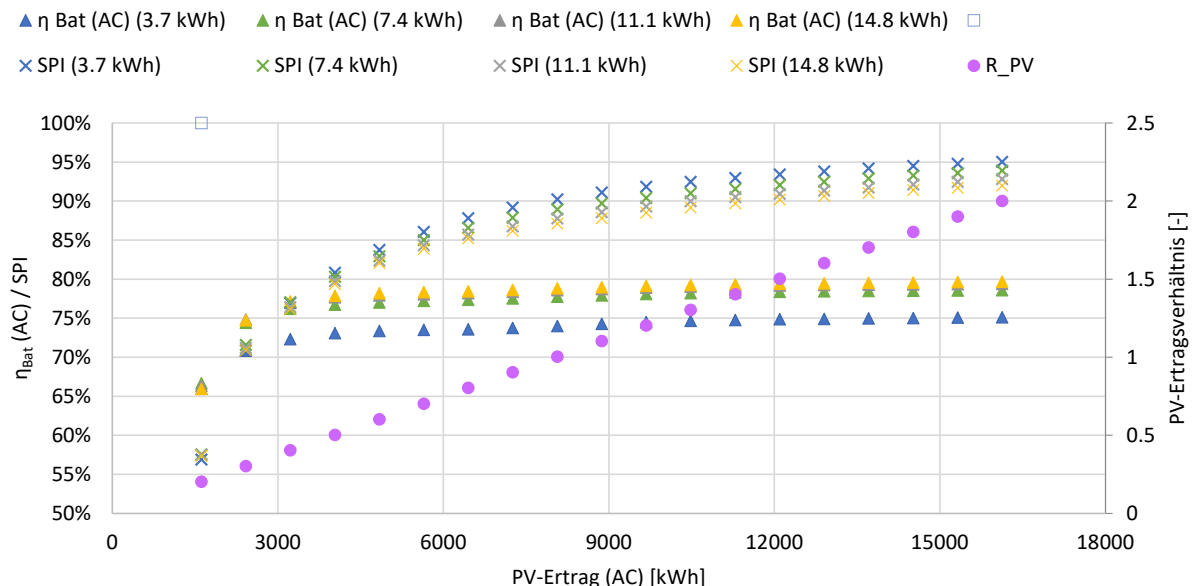


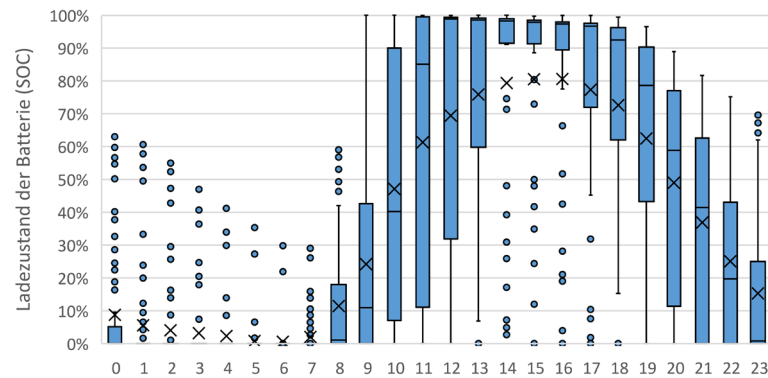
Abbildung 7: Variation des PV-Feldes mit verschiedenen Batteriekapazitäten.

3.2.2 Variation der Batteriekapazität

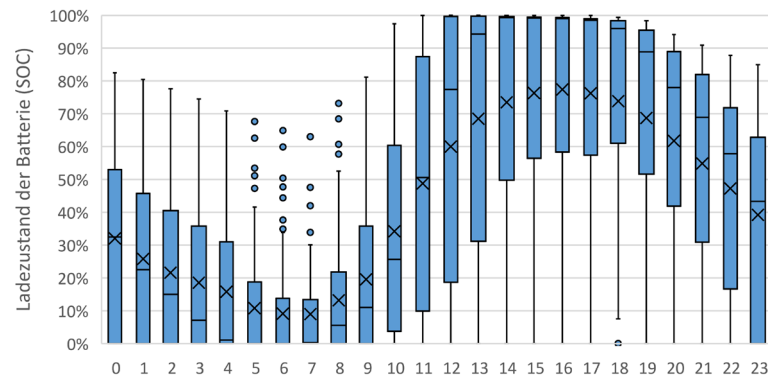
Der Ladezustand der Batterie im Tagesverlauf im Frühjahr für die vier verschiedenen Batteriekapazitäten ist in Abbildung 8 dargestellt. Die sonstigen Parameter sind identisch zum Referenzsystem, entsprechend ist das PV-Ertragsverhältnis jeweils etwa 1 (Netto-Nullenergie Gebäude). Zwischen der Variante mit 3.7 kWh und 7.4 kWh ist ein deutlicher Unterschied zu sehen: Das Batteriesystem mit einer Kapazität von 3.7 kWh ist während des Frühjahres jeweils um Mitternacht komplett entladen, so dass eine allfällige Ladungserhaltung zum Ausgleich von Zellverlusten und Standby-Verbrauch durch Netzstrom erfolgen muss. Dagegen hält die Batterie mit einer Kapazität von 7.4 kWh (ca. 1 kWh Ladekapazität pro kWp der PV-Anlage) zum Tageswechsel im Median noch über 30 % der Kapazität, der tiefste Ladezustand ist um 7 Uhr im Median noch fast 10 %. Durch eine weitere Steigerung der Kapazität erhöht sich der tiefste Ladezustand im Median auf 22 %, darüber hinaus ist keine weitere Veränderung mehr sichtbar.



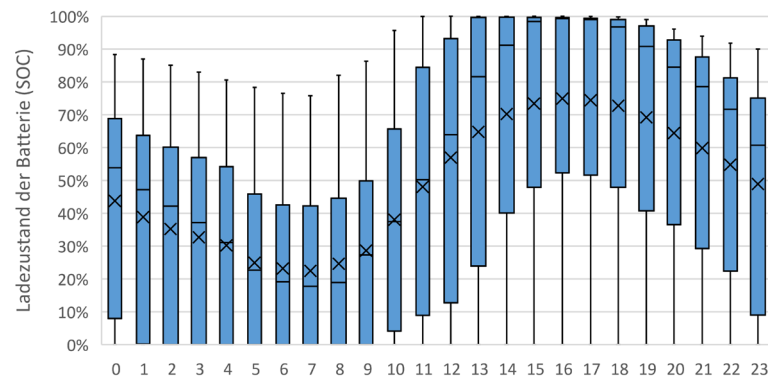
3.7 kWh



7.4 kWh



11.1 kWh



14.8 kWh

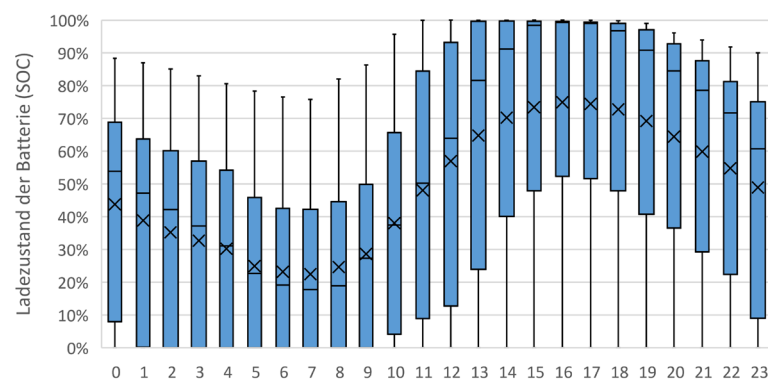


Abbildung 8: Boxplot des Ladezustand der Batterie im Tagesverlauf im Frühjahr für verschiedene Batteriekapazitäten.



Mit allen Batteriegrößen ist die Batterie im Winter auch am frühen Nachmittag überwiegend im minimalen Ladezustand und im Sommer voll beladen.

Die AC-Zykleneffizienz der Batteriesysteme in Abhängigkeit der Batteriekapazität kann in Abbildung 7 abgelesen werden: Bei einem PV-Ertragsverhältnis von 1 ist eine deutliche Steigerung der AC-Zykleneffizienz zwischen den Batterien mit 3.7 kWh und 7.4 kWh erkennbar. Darüber hinaus bietet eine Erhöhung auf 11.1 kWh eine geringe und eine weitere Erhöhung keine zusätzliche Verbesserung mehr.

3.2.3 Variation der Last

Zur Variation der Last wurde, ausgehend von den Randbedingungen des Referenzsystems, jeweils der Haushaltsstrom und der el. Energiebedarf des Heizsystems skaliert, wobei der jeweils andere Wert konstant gehalten wurde. Diese Variationen wurden mit verschiedenen Batteriekapazitäten durchgeführt. Die Resultate aus den Simulationen sind in Abbildung 9 dargestellt.

Die Resultate zeigen, dass generell die AC-Zykleneffizienz des Batteriesystems mit sinkender spezifischer Last steigt. Dabei führt die Skalierung von Haushaltsstrom und Heizsystem zu gegenläufigen Änderungen: Eine höhere Last durch das Heizsystem und somit vor allem in den Wintermonaten mit tendenziell tiefem Solarertrag führt zu einer höheren Zykleneffizienz des Batteriesystems. Eine Skalierung des Haushaltsstrombedarfs zeigt einen deutlich kleineren Einfluss auf die Zykleneffizienz, wobei der jeweils tiefste Bedarf zu einer höheren Zykleneffizienz führt.

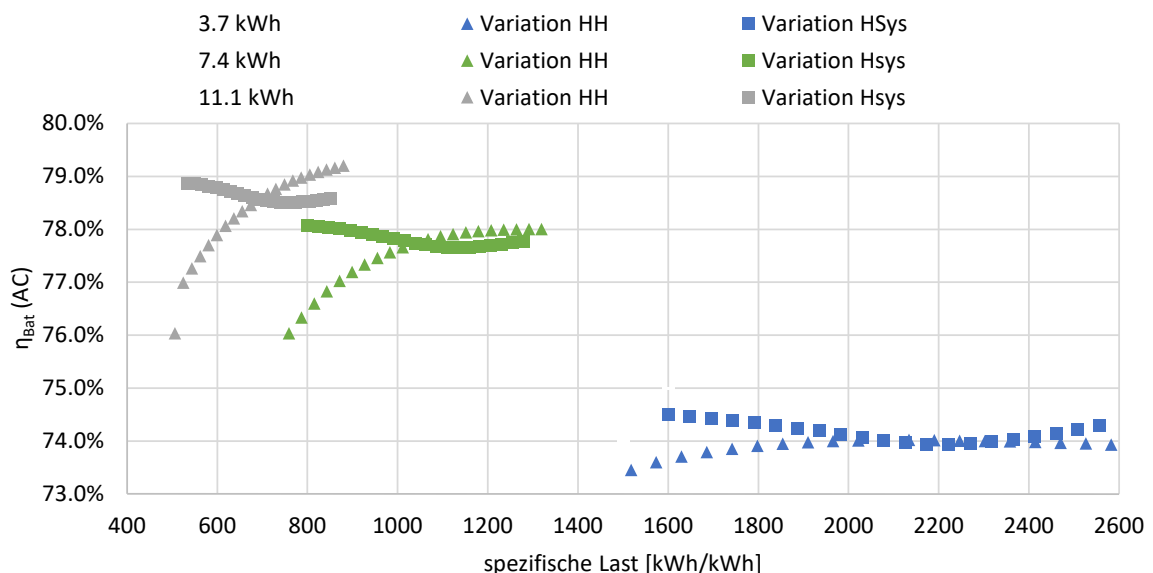


Abbildung 9: Variation von Haushaltsstrom und el. Energiebedarf des Heizsystems für verschiedene Batteriekapazitäten. Dargestellt ist jeweils die AC-Zykleneffizienz über der spezifischen Last $(E_{HH} + E_{Hsys}) / Bat_{Kap}$.

Eine weitere Variation der Last stellt die Ergänzung von E-Mobilität dar. Dazu wurden Profile für einzelne Wochentage mit der jeweiligen Fahrleistung pro Tag und den Ladezeiten ergänzt. Es wurde von einer Fahrleistung von 11'000 km/a bei einem Verbrauch von 20 kWh pro 100 km ausgegangen (2'200 kWh/a). Die Beladung erfolgt mit konstant 3.7 kW je nach



Wochentag zu unterschiedlichen Zeiten. Die Beladung des Batteriesystems des Fahrzeugs stellt eine zusätzliche Last dar, die bei zeitlicher Übereinstimmung mit dem PV-Angebot Priorität vor dem Heimspeicher erhält. Ohne PV-Angebot wird der Heimspeicher entladen und falls nötig el. Energie ab Netz bezogen. In Abbildung 10 sind Resultate der Simulationen der Batteriesysteme mit und ohne E-Mobilität dargestellt. Ohne E-Mobilität ist die Batterie wesentlich häufiger vollgeladen (SOC > 90 %), ein Grund weshalb die AC-Zykleneffizienz etwas niedriger ist.

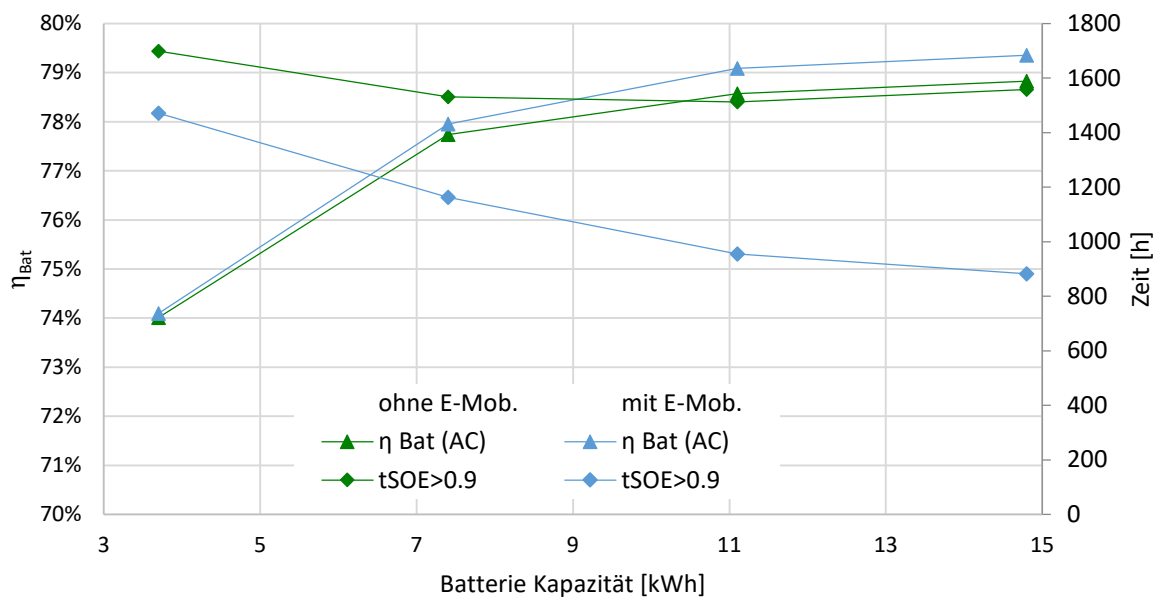


Abbildung 10: Simulationsergebnisse verschiedener Batteriesysteme mit und ohne E-Mobilität. Dargestellt ist die AC-Zykleneffizienz des Batteriesystems sowie die Zeit, in der die jeweiligen Batterien einen SOC > 90% haben.

3.2.4 Leistungsbegrenzung durch den PV-Wechselrichter

In Abbildung 11 sind Resultate mit verschiedenen Leistungsbegrenzungen durch den PV-Wechselrichter zu sehen. Im Referenzfall beträgt die maximale Leistung 7.7 kW. Diese wurde jeweils auf 6 kW und 4 kW begrenzt. Sowohl auf den Netzbezug als auch auf die Effizienz der Batterie hat diese Begrenzung jeweils nahezu keinen Einfluss, lediglich die Netzeinspeisung wird reduziert. Dieser Wert verändert sich mit der Reduktion auf 6 kW kaum (-1 % bis -2 %) und auf 4 kW um etwa ein Viertel (-22 % bis -29 %).

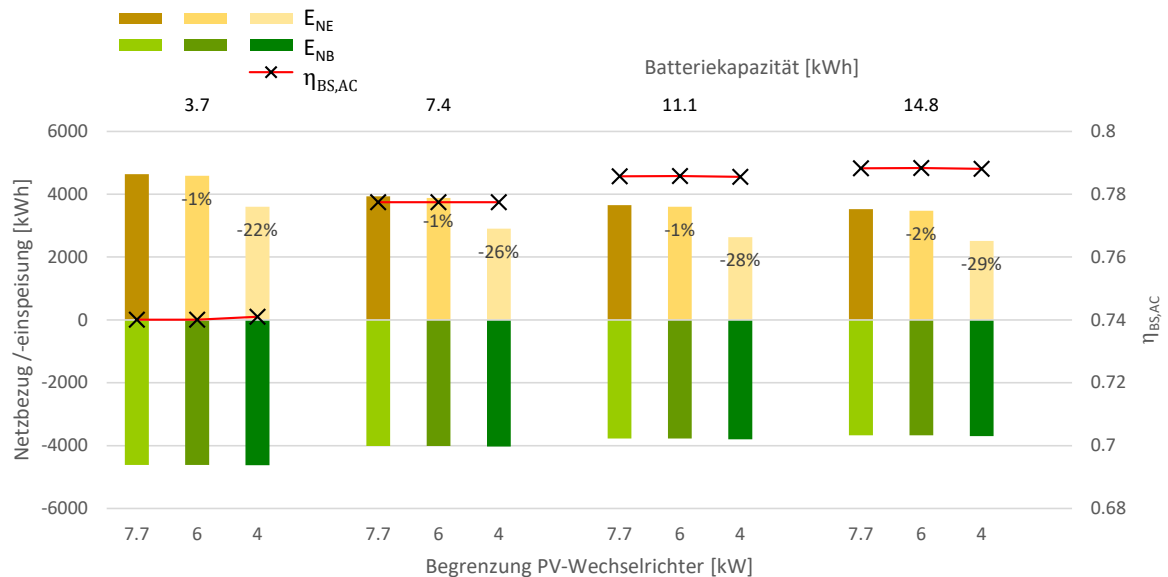


Abbildung 11: Leistungsbegrenzung durch den PV-Wechselrichter mit verschiedenen Batteriekapazitäten.

3.2.5 Begrenzung der Ladeleistung in Abhängigkeit des Batterieladezustandes

In der Basiskonfiguration wird in der Ladeschlussphase, bzw. ab einem Ladezustand des Batteriesystems von 85 % die Ladeleistung auf 40 % der Nennleistung des Batteriewechselrichters gedrosselt. Der Beginn der Phase mit gedrosselter Ladeleistung wurde zunächst für verschiedene Batteriekapazitäten ab 75 % SOC gelegt und in einem weiteren Schritt auf 50 %. Damit wird die Batterie im Tagesverlauf erst später geladen, was allenfalls Vorteile für das Verteilnetz bringt. Da die Batterie mit einer solchen Strategie an einigen Tagen nicht mehr vollgeladen werden kann, sinkt die jährliche AC-Batterieladung. Dieser Effekt ist bei 75 % nur minimal (max. -1 %), bei 50 % etwas stärker (-1 % bis -4 %), während die AC-Zykleneffizienz um ca. 0.5 Prozentpunkte steigt (Abbildung 12).

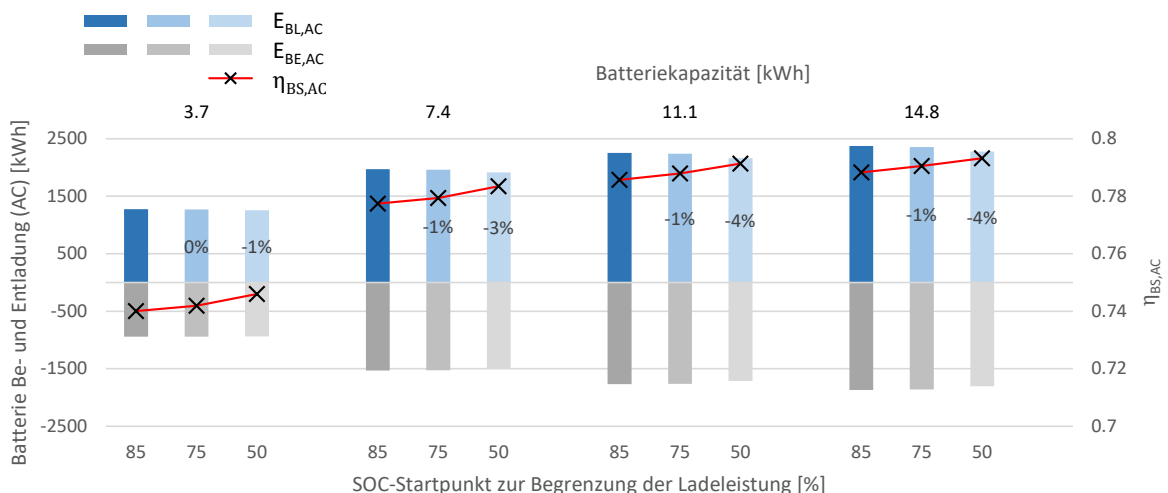


Abbildung 12: Begrenzung der Ladeleistung des Batteriesystems in Abhängigkeit des Ladezustandes.



3.2.6 Mehrfamilienhaus

Für die Simulation eines Batteriesystems in einem Mehrfamilienhaus wurde ein Gebäude mit 6 Wohnungen definiert. Der Wärmebedarf des Gebäudes beträgt 18 MWh mit einem spezifischen Bedarf von 30 kWh/(m²a). Bei einer Jahresarbeitszahl des Heizsystems von 2.8 resultiert ein Bedarf an elektrischer Energie von 6.42 MWh. Für den Bedarf an Haushaltsstrom in den einzelnen Wohnungen wurden, wie im Referenzfall, verschiedene Haushalte aus den repräsentativen Lastprofilen der Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin [25] verwendet. Die Verbrauchsdaten der einzelnen Haushalte sind in Tabelle 5 aufgelistet.

Als PV-Anlage im Mehrfamilienhaus wurden die 240 W Module des Referenzsystems verwendet. Insgesamt 124 Module mit einer Ost/West Ausrichtung und einer Neigung von 15° liefern einen jährlichen Ertrag von 25.41 MWh unter den gewählten Klimadaten von Zürich.

Das Batteriesystem wurde für das Referenzsystem angepasst. Die Kapazität des Batteriesystems beträgt 29.6 kWh, die maximale Be- und Entladeleistung sind 5 kW und 4.85 kW.

Tabelle 5: Verbrauch für Haushaltsstrom und Heizsystem sowie PV AC-Ertrag im Mehrfamilienhaus.

Verbrauch	Einheit	Wert
Haushalt #1	MWh	2.66
Haushalt #2	MWh	1.40
Haushalt #3	MWh	2.94
Haushalt #4	MWh	3.08
Haushalt #5	MWh	4.95
Haushalt #6	MWh	3.96
Heizsystem	MWh	6.42
Total	MWh	25.41
Angebot		
PV AC-Ertrag	MWh	25.41

In Abbildung 13 ist die Energiebilanz des Batteriesystems im MFH mit einer 29.8 kWp PV-Anlage zu sehen. Der Bedarf an Haushaltsstrom und Heizsystem entspricht in etwa dem jährlichen Angebot an PV-Strom.

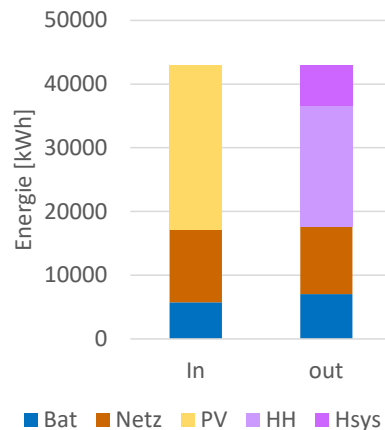


Abbildung 13: Energiebilanz eines Batteriesystems im Mehrfamilienhaus mit 6 Wohnungen und 29.8 kWp PV-Anlage.

Von den 7.05 MWh, die AC-seitig an das Batteriesystem geliefert werden, können 5.74 MWh wieder bezogen werden. Die Verluste über den Wechselrichter bei der Beladung betragen 543 kWh und bei der Entladung 328 kWh. Insgesamt führt das Batteriesystem zu einem Mehrverbrauch von 1'325 kWh. Die mit AC-Strom bilanzierte Zykleneffizienz des Batteriesystems beträgt 81.4 %. Die DC-seitige Zykleneffizienz beträgt 93.2 % (vgl. Abbildung 14 und Abbildung 15).

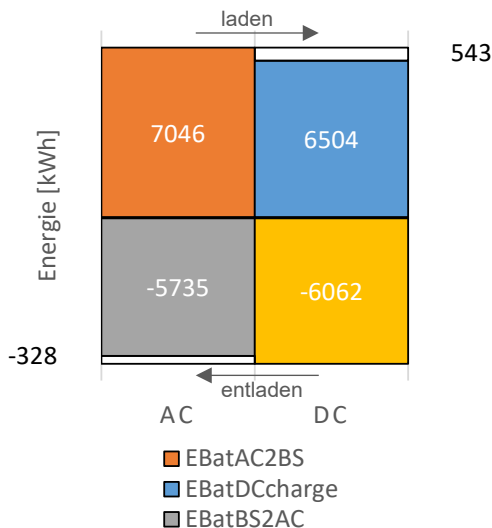


Abbildung 14: Be- und Entladung des Batteriesystems im Mehrfamilienhaus.

Batteriesystem

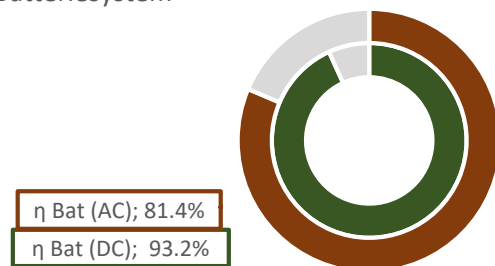


Abbildung 15: AC- und DC-seitig bilanzierte Zykleneffizienz des Batteriesystems.

In Abbildung 16 ist der Ladezustand des Batteriesystems im MFH im Tagesverlauf zu verschiedenen Jahreszeiten zu sehen. Die Boxplots zeigen den Mittelwert für jede Stunde des Tages. Im Winter bleibt das Batteriesystem in der Hälfte der Tage komplett entladen, im Sommer sinkt der Ladezustand des Batteriesystems im Median auf einen Tiefstwert von 12 %.

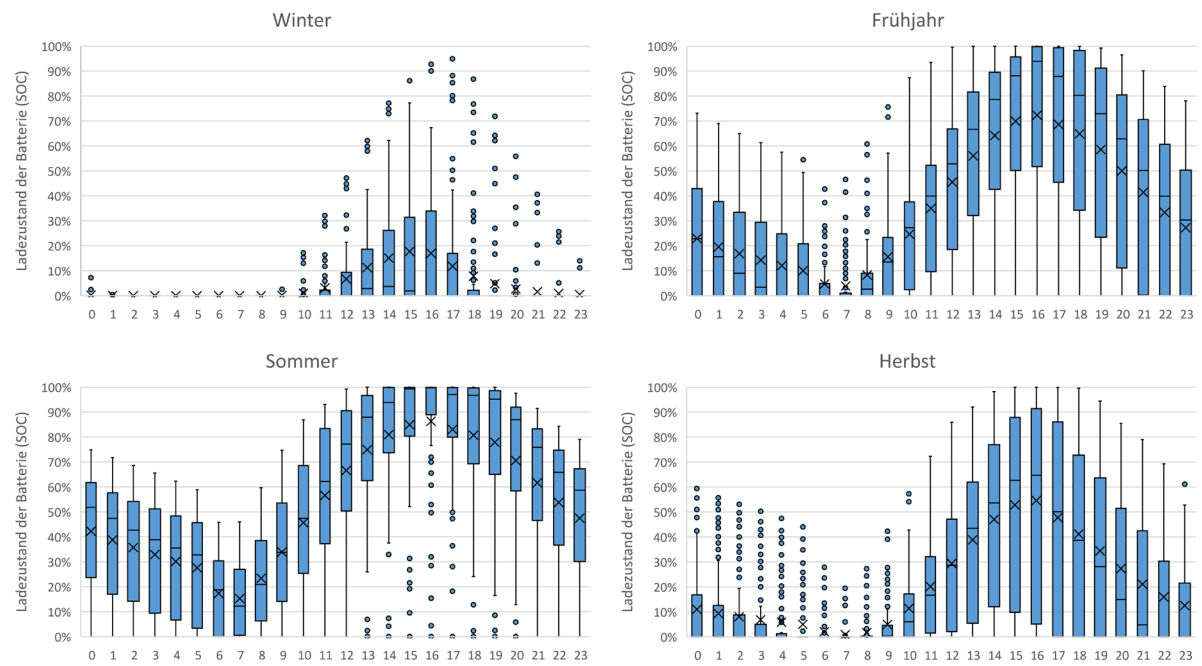


Abbildung 16: Ladezustand einer Batterie im Mehrfamilienhaus im Tagesverlauf zu verschiedenen Jahreszeiten.



4 Testmethode

4.1 Ausgangslage Concise Cycle Test

Um Heizsysteme als Gesamtsystem testen zu können, wurde am SPF ein spezielles Prüfverfahren entwickelt: Der Concise Cycle Test (CCT). Für diese Art der Prüfung werden typische Bedingungen in einem Prüfzyklus zusammengefasst, um einen praxisnahen Betrieb zu ermöglichen. Die geprüfte Anlage läuft dabei als Hardware-in-the-Loop ohne Eingriffe von aussen. Die Entwicklung des ursprünglichen CCT zur Prüfung von Komplettsystemen mit thermischen Kollektoren in Kombination mit Öl- und Gaskesseln erfolgte bereits in den Jahren 2002 - 2004 im Rahmen des IEA SHC Task 26 [27]. In weiteren Schritten wurde die Methode angepasst auf Heizsysteme mit verschiedenen Wärmeerzeugern (Pelletkessel, Luft-Wasser und Sole-Wasser Wärmepumpen) und mit PV-Modulen. Weiterhin wurde das Verfahren zur Prüfung von thermischen Speichern und deren Schichtungseffizienz angewendet [28,29].

Die Gemeinsamkeit der Testmethoden ist die Charakteristik des Prüfzyklus. Die Prüfung erfolgt in einem vorab definierten Zyklus und wird nach dem Ende des Testzyklus noch nicht abgebrochen, sondern läuft nahtlos weiter, wobei der Test wieder bei Tag 1 beginnt. Das Testende ist erst erreicht, wenn das sogenannte Concise Cycle Kriterium [9] erreicht ist. Dieses stellt sicher, dass innerhalb des Systems keine Energie gespeichert wird, bzw. dass der Zustand des Systems am Anfang und Ende des Tests identisch ist. Das Concise Cycle Kriterium für den Abbruch, bzw. das erfolgreiche Abschliessen des Tests lautet:

- Energiebedarf: Der Energiebedarf in der Auswerteperiode "24 h bis Testzyklus-Ende + 24 h" muss mit dem Energiebedarf aus der Auswerteperiode "48 h bis Testzyklus-Ende + 48 h" übereinstimmen. Sind diese Werte identisch ($\pm 1\%$), so kann davon ausgegangen werden, dass der Energiegehalt der verwendeten Speicher zu Beginn und Ende des Tests identisch war. Trifft dies nicht zu, so war die Konditionierung der Speicher ungenügend und der Test wird fortgesetzt, um den Vergleich mit der um 24 h versetzten nächsten Auswerteperiode zu wiederholen.
- Ladezustand: Der Ladezustand der verwendeten Energiespeicher muss zu Beginn und Ende des ausgewerteten Testzyklus identisch sein. Dies kann über Anzeige der Batterie selbst, die Auswertung der Energiebilanz (Be- und Entladung) oder bei thermischen Speichern über die Temperatur des Speichers erfolgen.

Weitere benötigte Eigenschaften des Profils sind:

- Abbildung der Dynamik, die auch in einer Feldanlage erwartet wird.
- Typische Betriebszustände müssen enthalten sein (z.B. typische Ladeleistungen und Stillstandszeiten).

4.2 Testprofil Einfamilienhaus

Als Grundlage zur Definition des Lastprofils zum Testen von Batteriesystemen wurden die Randbedingungen aus dem Referenzsystem (Kapitel 3.1) gewählt: Ein Einfamilienhaus mit einem Wärmepumpenheizsystem und einem Haushaltsstromverbrauch, der einem Vierpersonen-Haushalt entspricht.



Aus den Grafiken des Ladezustands von Batteriesystemen in Kapitel 3.1 zeigt sich, dass im Jahresverlauf drei typische Bedingungen vorherrschen: Sommerbetrieb mit einem Überangebot an PV-Strom und niedriger Last, der Betrieb während der Übergangszeit (Frühjahr und Herbst) sowie Winterbetrieb mit einer überwiegend leeren Batterie im Standby-Modus. Das in Abbildung 17 gezeigte Lastprofil der elektrischen Verbraucher und die zugehörigen Wetterdaten (Abbildung 18) zeigen diese typischen Tage. Es wurden die Tage 206, 160 und 45 aus den Jahresdaten verwendet. Neben dem gewünschten Verhältnis aus Strombedarf im Gebäude und PV-Angebot zeigen diese Tage auch eine grosse Varianz im Tagesverlauf.

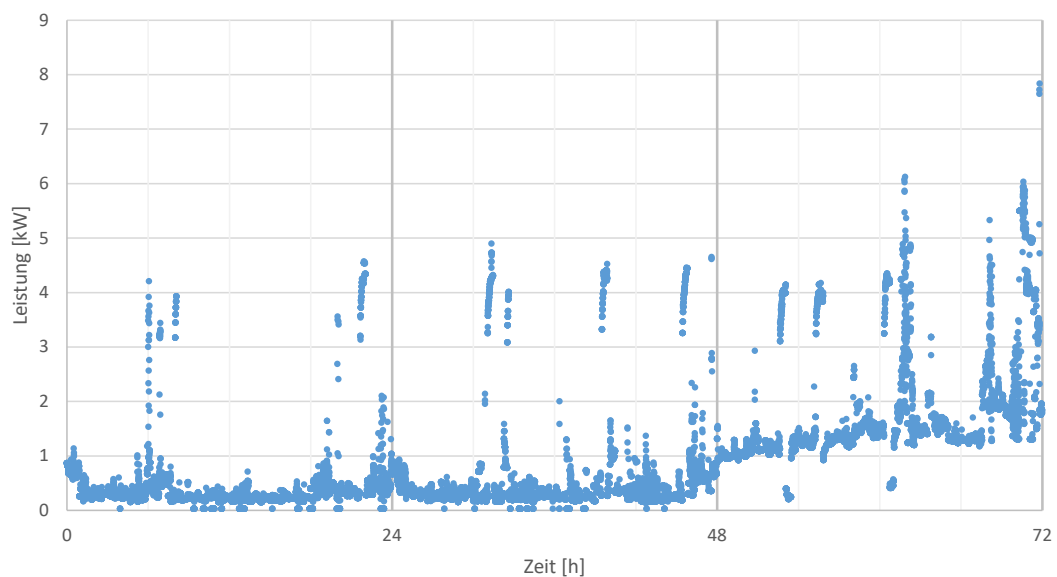


Abbildung 17: Lastprofil der elektrischen Verbraucher des Testprofils.



Abbildung 18: Globalstrahlung des dreitägigen Testprofils.



Die typischen Bedingungen spiegeln sich in den Wetterdaten und davon abhängig auch im Strombedarf des Heizsystems als Teil des Lastprofils wider. Das Lastprofil entspricht dabei im Verlauf sowie in der Verteilung der Leistungsstufen demjenigen des typischen Jahres (vgl. Boxplot in der Abbildung 19).

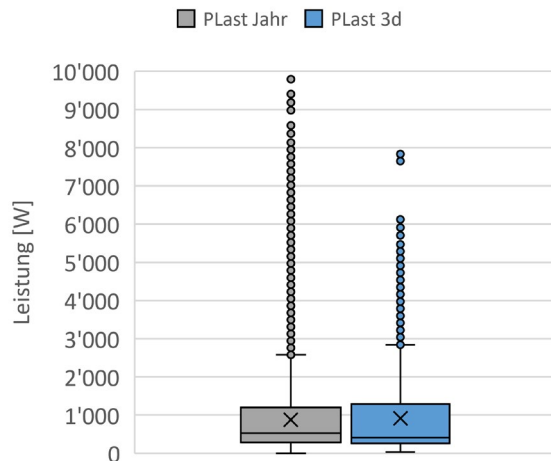


Abbildung 19: Boxplot des Lastprofils aus der Jahressimulation im Vergleich zum Lastprofil des Testzyklus.

Die im Test emulierte PV-Anlage wurde so gewählt, dass der Testzyklus in etwa einem Netto-Nullenergie Gebäude entspricht.

4.3 Extrapolation auf Jahreswerte

Zur Überprüfung der Extrapolierbarkeit der Testergebnisse auf die gewählten Randbedingungen im Jahr wurden Vergleichssimulationen mit verschiedenen Batteriesystemen durchgeführt:

- Jahressimulationen mit den Referenzdaten für Gebäude, Last und Wetter.
- 3-Tagessimulationen mit den Randbedingungen des Testzyklus.

Diese Simulationen wurden mit verschiedenen Batteriekapazitäten, Regelstrategien und Verlustcharakteristiken durchgeführt. Die Extrapolation erfolgte in einem ersten Schritt über den Faktor 365/3. Der Vergleich der einfach extrapolierten Resultate aus diesen Simulationen zeigt, dass der Prüfzyklus bei Batteriesystemen mit tiefer Zykluseffizienz deren Effizienz unterschätzt und bei hoher Zykluseffizienz überschätzt (Abbildung 20).

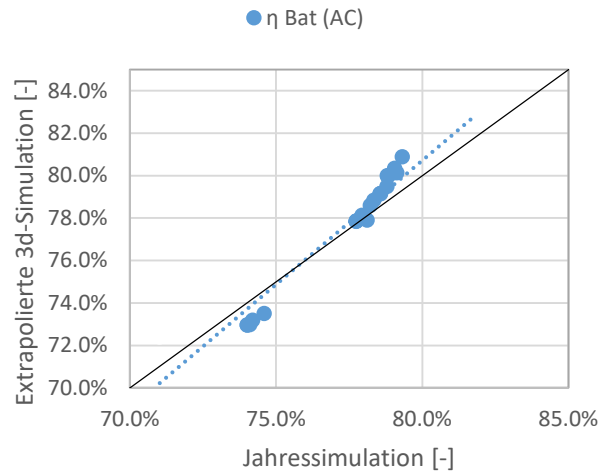


Abbildung 20: Vergleich der Resultate aus Jahressimulationen zu Simulationen mit dem 3-Tagesprüfzyklus mit einfacher Extrapolation.

Die Resultate eines optimalen Prüfzyklus müssten mit dem Faktor 365/3 multipliziert exakt das Resultat der Jahressimulation widerspiegeln. Dies ist im vorliegenden Prüfzyklus nicht der Fall, da die typischen Tage in einer unterschiedlichen Häufigkeit im Jahr auftreten. Entsprechend müsste ein Zyklus für eine direkte Extrapolation ohne Korrekturfaktoren länger als 3 Tage gewählt werden.

Aus dem bestehenden Zyklus sind Extrapolationsfaktoren für verschiedene Grössen nötig. Die Last aus Haushaltsstrom und dem el. Energiebedarf des Heizsystems ist im Zyklus fixiert und entsprechend nicht abhängig vom Testverlauf.

Die Be- und Entladung des Batteriesystems und davon abhängig auch der Netzbezug sowie die Netzeinspeisung sind ein Resultat der Messung und abhängig von der Effizienz des geprüften Systems sowie dessen Regelung. Um diese Kenndaten aus den 3-Tages-simulationen auf die Jahreswerte extrapolieren zu können, wurden jeweils die optimalen Korrekturfaktoren für die durchgeführten Simulationen bestimmt:

$$K_{opt,i} = \frac{E_{annual,i}}{E_{3d,i}}$$

In Abbildung 21 ist die Differenz dieser jeweils optimalen Korrekturfaktoren zum Faktor 365/3² über der Kapazität der simulierten Batteriesysteme aufgetragen. Es zeigt sich, dass für die Be- und Entladung (links) und den Netzbezug (rechts) jeweils ein Zusammenhang mit der jeweiligen Batteriekapazität mit einem Bestimmtheitsmass von > 97 % gebildet werden kann. Im Fall der Energie der Be- und Entladung ist dieser Zusammenhang linear, im Fall des Netzbezuges ein quadratischer Term 2. Ordnung.

² 365/3 wäre der Korrekturfaktor bei einem idealen 3-tägigen Prüfzyklus, der direkt repräsentative Resultate liefert.

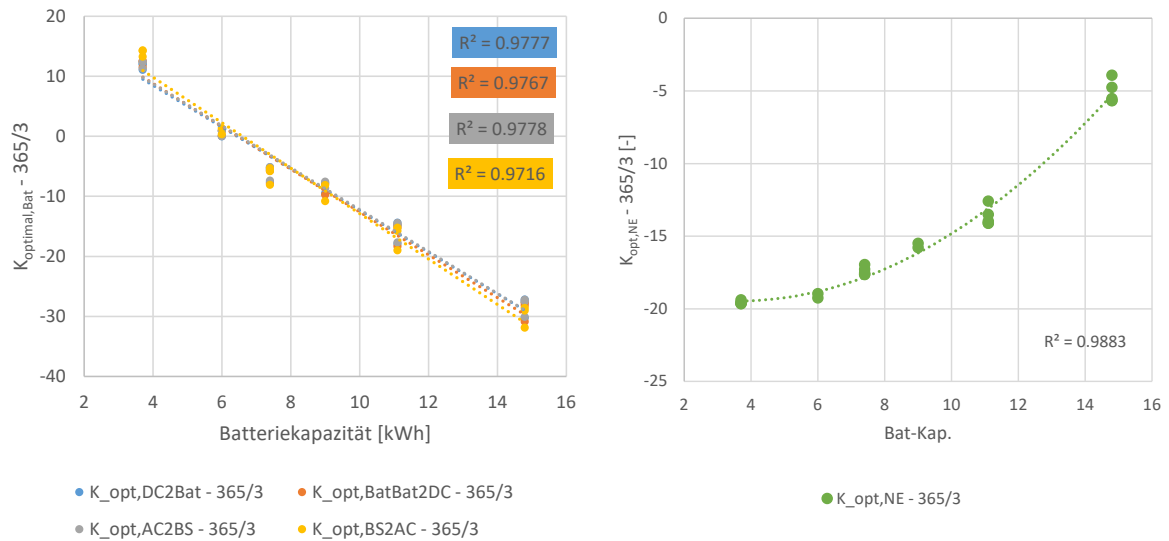


Abbildung 21: Abweichung der optimalen Korrekturfaktoren von dem Faktor "365/3" für den Netzbezug (links) und der Batteriebeladung und Batterieentladung (rechts) in Abhängigkeit der Batteriekapazität.

Mittels dieses Zusammenhangs können Korrekturfaktoren gebildet werden, die ein Testergebnis in Abhängigkeit der Batteriekapazität auf ein Jahresresultat extrapolieren. Die Korrekturfaktoren sind in Tabelle 6 zu sehen.

Tabelle 6: Korrekturfaktoren zur Extrapolation der Testresultate auf Jahreswerte.

Extrapolierte Grösse	Korrekturfaktoren	
E_{DC2Bat}	K_{DC2Bat}	$365/3 - 3.4715 \cdot \text{BatKap} + 22.344$
E_{Bat2DC}	K_{Bat}	$365/3 - 3.5618 \cdot \text{BatKap} + 22.999$
E_{AC2BS}	K_{Bat}	$365/3 - 3.487 \cdot \text{BatKap} + 22.644$
E_{BS2AC}	$K_{\text{Bat,ACout}}$	$365/3 - 3.7784 \cdot \text{BatKap} + 24.901$
E_{G2AC}	K_{G2AC}	$365/3 + 0.1111 \cdot \text{BatKap}^2 - 0.7665 \cdot \text{BatKap} - 18.178$
E_{NE}	K_{AC2G}	$365/3 + 0.1499 \cdot \text{BatKap}^2 - 1.4972 \cdot \text{BatKap} - 20.627$
E_{PVAC}	K_{PV}	$8064.7/69.8$
E_{ges}	K_{Last}	$7687.7/64.5$

In Abbildung 22 sind die mittels Korrekturfaktoren extrapolierten Energiewerte aus den 3-Tagessimulationen denjenigen der Jahressimulationen gegenübergestellt. Die daraus resultierenden Kennzahlen sind in Abbildung 23 zu sehen.

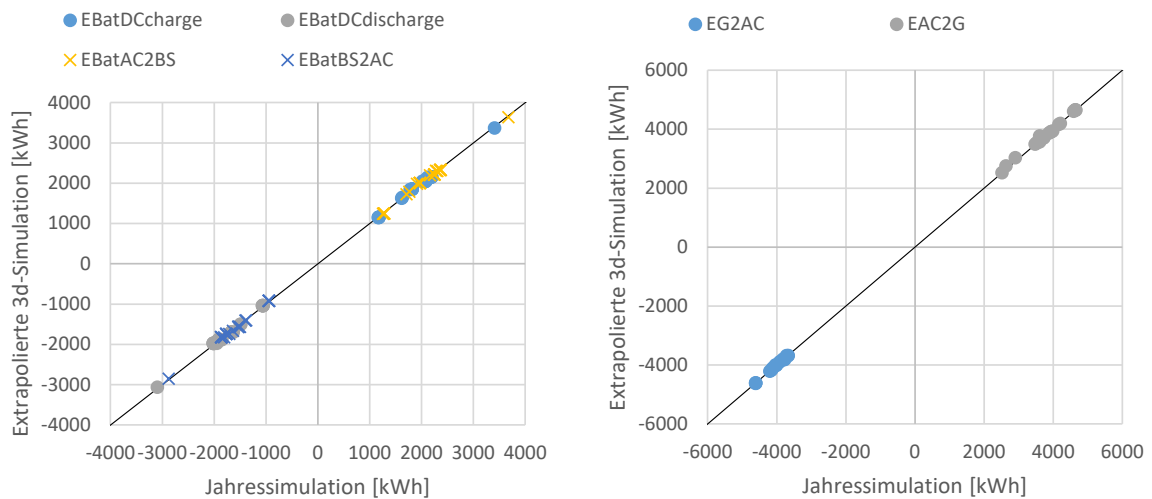


Abbildung 22: Extrapolation der Energiewerte mit angepassten Korrekturfaktoren auf Jahreswerte. Links: Be- und Entladung von Batteriesystemen DC- und AC-seitig. Rechts: Netzeinspeisung und Netzbezug.

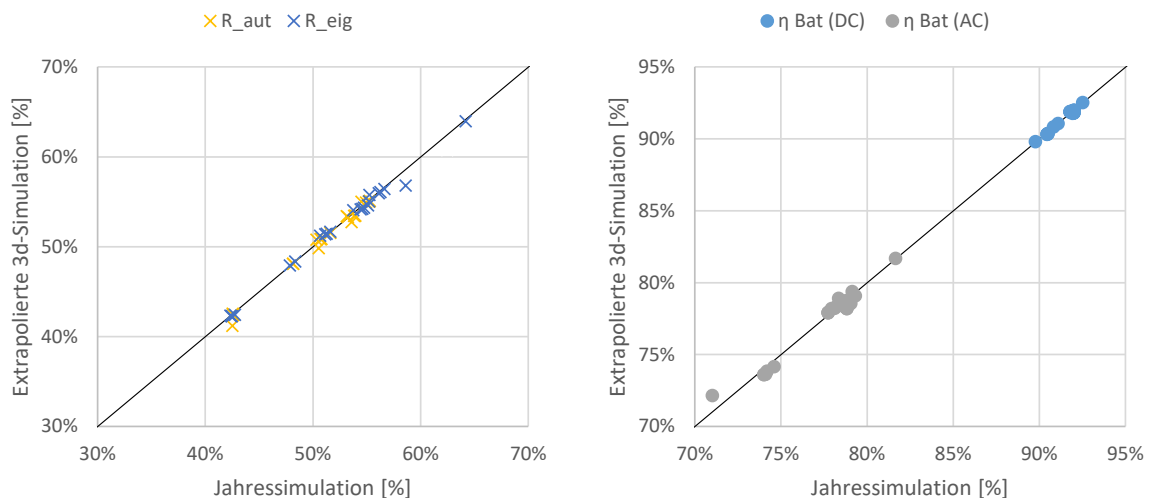


Abbildung 23: Extrapolation von Kennwerten mit angepassten Korrekturfaktoren auf Jahreswerte. Links: Autarkiegrad und Eigenverbrauchsquote. Rechts: DC- und AC-Zykleneffizienz.

4.4 Testprofil Mehrfamilienhaus

Die Variation der Batteriekapazität für die Referenzbedingungen im Einfamilienhaus in Abbildung 8 (Kapitel 3.2.2) zeigt, dass mit einer Kapazität von 11.1 kWh der Ladezustand des Batteriesystems im Frühjahr im Median nicht unter 20 % fällt. Die Kapazität des Batteriesystems kann somit über den grössten Teil des Jahres nicht voll genutzt werden. Um für grössere Batteriesysteme ein sinnvolles Verhältnis aus Angebot (PV-Ertrag) und Kapazität in einem Prüfzyklus zu schaffen wurde ein Zyklus aus den Randbedingungen der Simulationen



des Mehrfamilienhauses aus Kapitel 3.2.6 gebildet. Wie im Einfamilienhaus entspricht das PV-Angebot und die Last für Haushaltsstrom und das Heizsystem einem Netto-Nullenergie Gebäude, jedoch ist die Jahreszeitliche Schwankung der Last weniger deutlich ausgeprägt. Der el. Energiebedarf für Haushaltsgeräte nimmt im MFH einen grösseren Teil ein als im EFH. Für den MFH-Prüfzyklus wurden dieselben Tage des Jahres (206, 160 und 45) mit den Lastdaten des Mehrfamilienhauses zusammengestellt. Das Testprofil für die elektrischen Verbraucher ist in Abbildung 24 dargestellt.

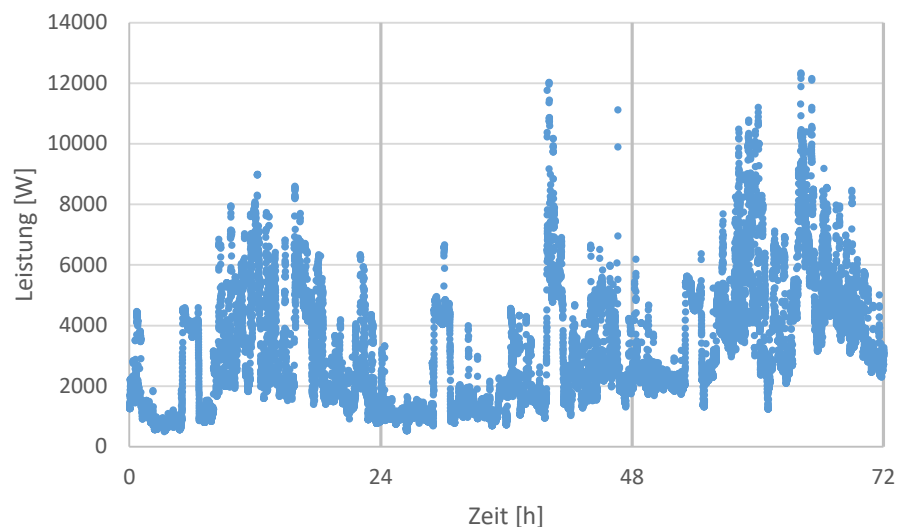


Abbildung 24: Lastprofil der elektrischen Verbraucher des Testprofils für Batteriesysteme zum Einsatz in Mehrfamilienhäusern bzw. in Bedingungen mit erhöhtem Strombedarf.

Die Strahlungsdaten für die Emulation des PV-Ertrages sind identisch. Im Gegensatz zum Test im Einfamilienhaus wird allerdings eine PV-Anlage mit Ost/West Ausrichtung bei einem Anstellwinkel von 15° emuliert.

Im 3-tägigen Testprofil beträgt die Last 221 kWh bei einem PV AC-Ertrag von 262 kWh. In Abbildung 25 ist der Ladezustand eines Batteriesystems mit einer Kapazität von 29.6 kWh unter den Bedingungen des MFH-Prüfzyklus zu sehen. Es zeigt sich, dass die typischen Ladezustände für die Übergangszeit (Frühjahr und Herbst), den Sommer und den Winter, die in Kapitel 3.2.6, Abbildung 16 gezeigt werden, auch im Prüfzyklus zu erwarten sind.

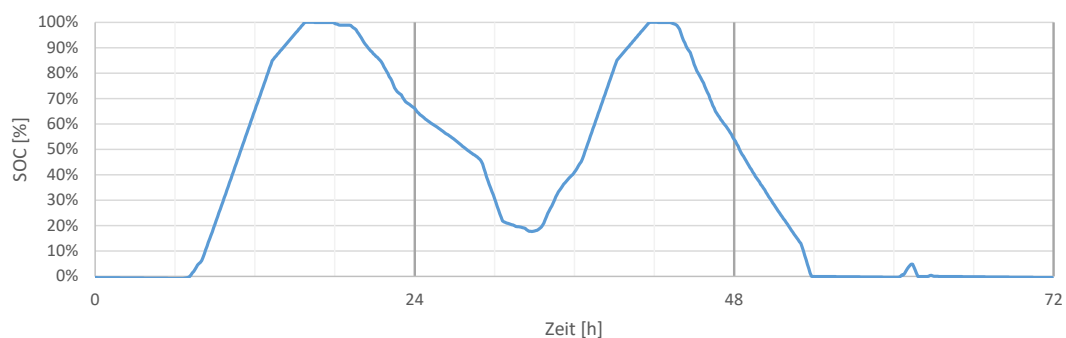


Abbildung 25: Ladezustand eines Batteriesystems mit einer Kapazität von 29.6 kWh unter den Lastbedingungen des MFH-Prüfzyklus.



5 Infrastruktur Prüfstand

Abbildung 26 zeigt den prinzipiellen Aufbau des Prüfstands mit den realisierten Messstellen für AC-gekoppelte Batteriesysteme. Der Aufbau DC-gekoppelter Systeme erfolgt analog, wesentlicher Unterschied der Messung ist, dass die beiden Messstellen PV_{AC} und Bat_{AC} nicht unterschieden werden können, sondern eine Messstelle bilden.

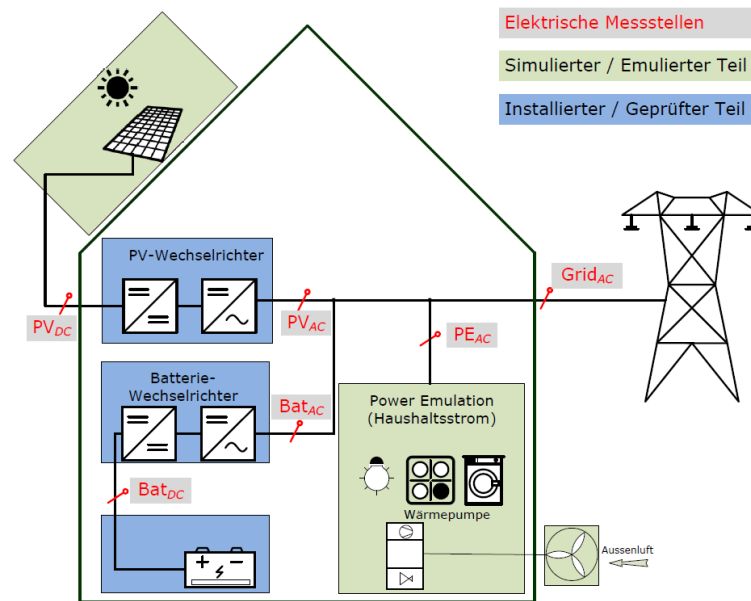


Abbildung 26: Prinzip des Testaufbaus eines AC-gekoppelten Batteriesystems. Blau hinterlegt: Komponenten werden am Prüfstand installiert. Grün hinterlegt: Durch den Prüfstand emulierte Komponenten.

Die Leistungswerte, die an den Messstellen aus Abbildung 26 gemessen werden, werden jeweils aufgeteilt in positive und negative Werte und einzeln zu Energiewerten aufintegriert. Die Energiewerte sind in Tabelle 7 dargestellt.

Tabelle 7: Zu Energiewerten aufintegrierte Leistungswerte aus den Messstellen aus Abbildung 26.

Messstelle	Kumulierte...	
	...negative Werte:	...positive Werte:
PV_{DC}		$E_{PV,DC}$
PV_{AC}		$E_{PV,AC}$
Bat_{AC}	$E_{BE,AC}$	$E_{BL,AC}$
Bat_{DC}	$E_{BE,DC}$	$E_{BL,DC}$
PE_{AC}		E_{Last}
$Grid_{AC}$	E_{NE}	E_{NB}



Am Prüfstand stehen drei PV-Emulatoren mit insgesamt 40 kW_{DC} Leistung (1x10 kW_{DC}, 2x15 kW_{DC}) sowie ein Haushaltsstromemulator mit 45 kW_{AC} (3x15 kW_{AC}) zur Verfügung.

5.1 PV-Emulatoren

Für die in Kapitel 6 ausgewiesenen Messungen wurde ein programmierbares DC-Netzgerät von Regatron eingesetzt (siehe Abbildung 27 und Tabelle 8). Je nach PV-Wechselrichter wird zusätzlich DC-seitig eine Drossel mit 600 µF seriell eingebunden, um ein mögliches Schwingen des PV-Wechselrichters zu verhindern.

Zusätzlich zum Regatron Gerät wurde als Bestandteil dieses Projektes auch die Machbarkeit eines alternativen Gerätes zur PV-Emulation untersucht. Die Geräte von Delta Elektronik konnten mit einem entsprechenden Firmware-Update als PV-Emulator erweitert werden. Die in Tabelle 8 aufgeführten Geräte von Delta können im Gegensatz zum Gerät von Regatron Spannungen bis und mit 1500 VDC emulieren, wodurch der Prüfstand dem Trend von PV-Feldern mit Spannungen über 1000 VDC folgt.



Abbildung 27: PV-Emulator von Regatron



Tabelle 8: Übersicht über die drei vorhandenen PV-Emulatoren, wobei für die ausgewiesenen Messungen in Kapitel 6 nur das Gerät von Regatron zum Einsatz kam

Gerät	Anzahl	Hersteller	Typ	Max. Leistung	Max. Spannung	Max. Strom
PV-Emulation	1	Regatron	TC.P.10.1000.400.S	10 kW	1000 VDC	13 A
PV-Emulation	2	Delta Elektronika	SM15K SM 1500-CP-30	15 kW	1500 VDC	30 A

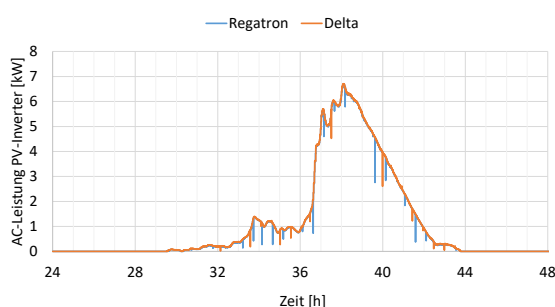


Abbildung 28: Vergleich PV AC-Leistung Regatron-Delta am Übergangstag (Prüfzykluszeit: 24-48 h)

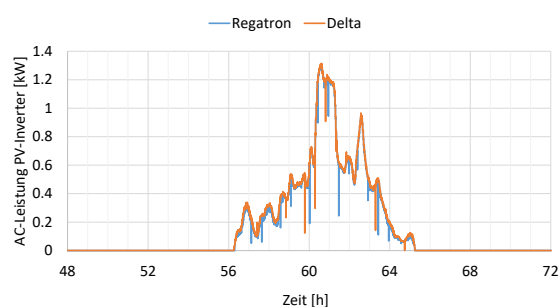


Abbildung 29: Vergleich PV AC-Leistung Regatron-Delta am Wintertag (Prüfzykluszeit: 48-72 h)

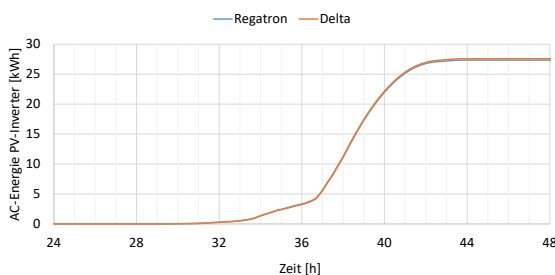


Abbildung 30: Vergleich PV AC-Ertrag Regatron-Delta am Übergangstag (Prüfzykluszeit: 24-48 h)

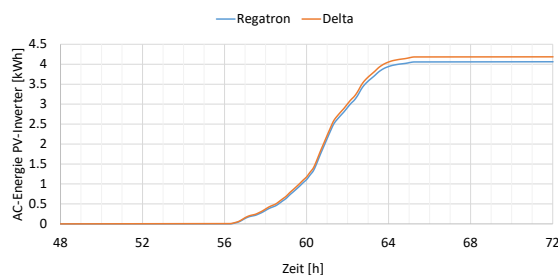


Abbildung 31: Vergleich PV AC-Ertrag Regatron-Delta am Wintertag (Prüfzykluszeit: 48-72 h)

In Abbildung 28 bis Abbildung 31 sind die Leistungs- und Energieverläufe mit demselben PV-Wechselrichter an zwei unterschiedlichen Prüftagen dargestellt. Während am Übergangstag (Abbildung 28 und Abbildung 30) der Leistungs- aber vor allem auch der Energieverlauf eine qualitativ gute Übereinstimmung aufweisen, zeigt sich am Wintertag (Abbildung 29 und Abbildung 31) eine sichtbare Differenz, insbesondere im Leistungsverlauf. Deshalb wurden in Abbildung 32 die Leistungswerte des PV-Wechselrichters für beide PV-Emulationsgeräte sowohl für den Übergangs- als auch den Wintertag der Grösse nach sortiert und als Dauerlinie dargestellt. Die relative Differenz vom Gerät von Delta zum Ausgangsgerät von Regatron zeigt auch hier, dass bei sinkenden Leistungen die Differenz steigt. Absolut bleibt die Differenz ungefähr konstant und nimmt bei niedrigen Leistungen etwas ab. Sie beträgt bei hohen Leistungen ca. 25 W und reduziert sich bei niedrigen Leistung auf ca. 8 W. Es muss daher für



zukünftige Projekte und reproduzierbare Messungen mit unterschiedlichen PV-Emulationsgeräten darauf geachtet werden, dass die Leistungswerte über den gesamten Bereich innerhalb eines bestimmten Toleranzbandes bleiben. Nötigenfalls muss das Gerät von Delta bei niedrigen Leistungswerten entsprechend korrigiert werden.

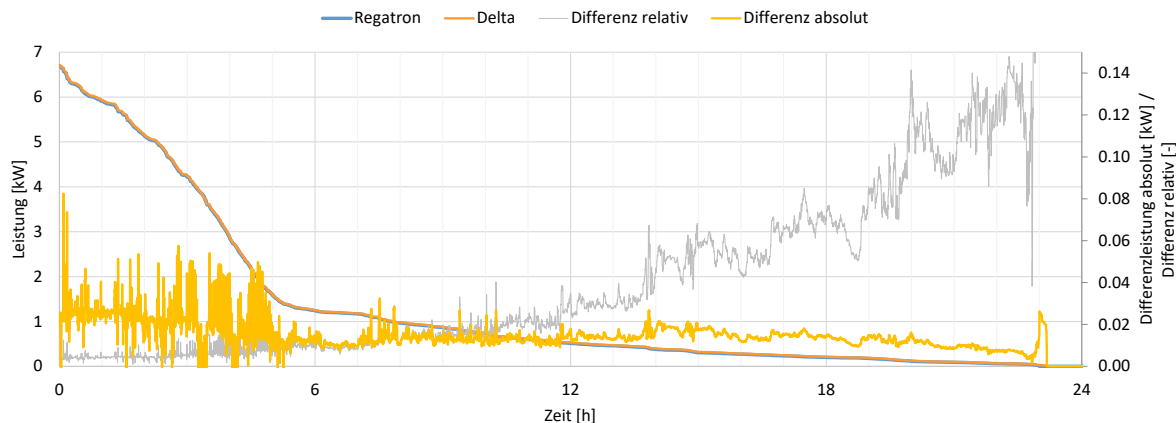


Abbildung 32: Dauerlinie der PV AC-Leistung mit den Geräten von Regatron und Delta mit relativer und absoluter Differenz zum Basisgerät von Regatron

5.2 Haushaltsstrom-Emulator

Der Haushaltsstrom-Emulator besteht aus drei identischen Kombinationen von Gleichrichtern mit dazugehörigen bidirektionalen DC-Netzgeräten (siehe Abbildung 33 und Tabelle 9), welche alle individuell angesteuert werden können.

Tabelle 9: Aufbau und technische Daten eines Haushaltsstrom-Emulators für eine von drei Phasen

Gerät	Funktion	Hersteller	Typ			
Haus- halts- strom- emulator	Gleichrichter	Schulz Electronic	SE0720Z	Max. Leistung	Nominal Spannung	Nominal Strom
				15 kW	230 V	65 A _{eff}
	Bidirektionales DC-Netzgerät	Delta Elektronika	SM15K SM500- CP-90	Max. Leistung	Max. Spannung	Max. Strom
				15 kW	500 VDC	90 A



- Bidirektionales DC-Netzgerät SM15K SM500-CP-90
- Gleichrichter SE0720Z
- Phase L1
- Bidirektionales DC-Netzgerät SM15K SM500-CP-90
- Gleichrichter SE0720Z
- Phase L2
- Bidirektionales DC-Netzgerät SM15K SM500-CP-90
- Gleichrichter SE0720Z
- Phase L3

Abbildung 33: Haushaltsstrom Emulator von Schulz Electronic mit Delta Geräten

Der für dieses Projekt evaluierte und angeschaffte Haushaltsstrom-Emulator kann ab ca. 150 W stufenlos bis max. 15 kW betrieben werden, wobei rund 90 % der Leistung ausserhalb der Messstelle wieder zurück ins Netz gespeist werden. Zwei Prüfstandsregler übernehmen sowohl die Leistungs- als auch die Energieregulierung (siehe Abbildung 34) und sorgen auch lastseitig für reproduzierbare Bedingungen des Prüfzyklus.

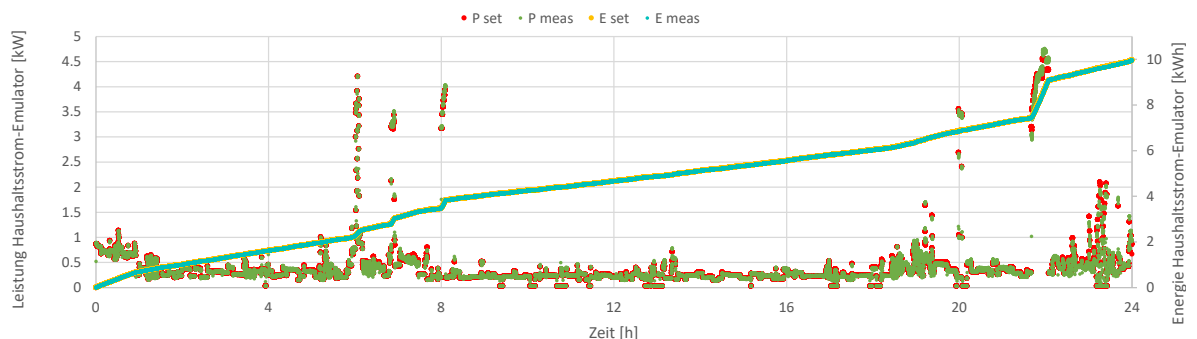


Abbildung 34: Exemplarischer Auszug von Leistungs- und Energieverlauf des Haushaltsstrom-Emulators am Sommertag (Prüfzykluszeit 0-24 h). Soll- und Ist-Werte zeigen eine sehr hohe Übereinstimmung.



5.3 Prinzipschema Elektroverteilung

Abbildung 36 zeigt das Prinzipschema der Elektroverteilung mit der Einbindung der PV- und Haushaltsstrom-Emulatoren (Power Emulator PE), der Messstellen sowie der Komponenten des Prüflings analog des Testaufbaus wie in Abbildung 26 dargestellt. Dabei erfolgt die Integration von AC- und DC-gekoppelten Batteriesystemen leicht unterschiedlich. In Abbildung 35 ist die fertig aufgebaute Elektroverteilung zu sehen, wobei hier nur das grün markierte Smart Meter des letzten vermessenen Systems eingebunden ist. Die restlichen, rot markierten Smart Meter der ersten gemessenen Systeme sind elektrisch nicht kontaktiert.

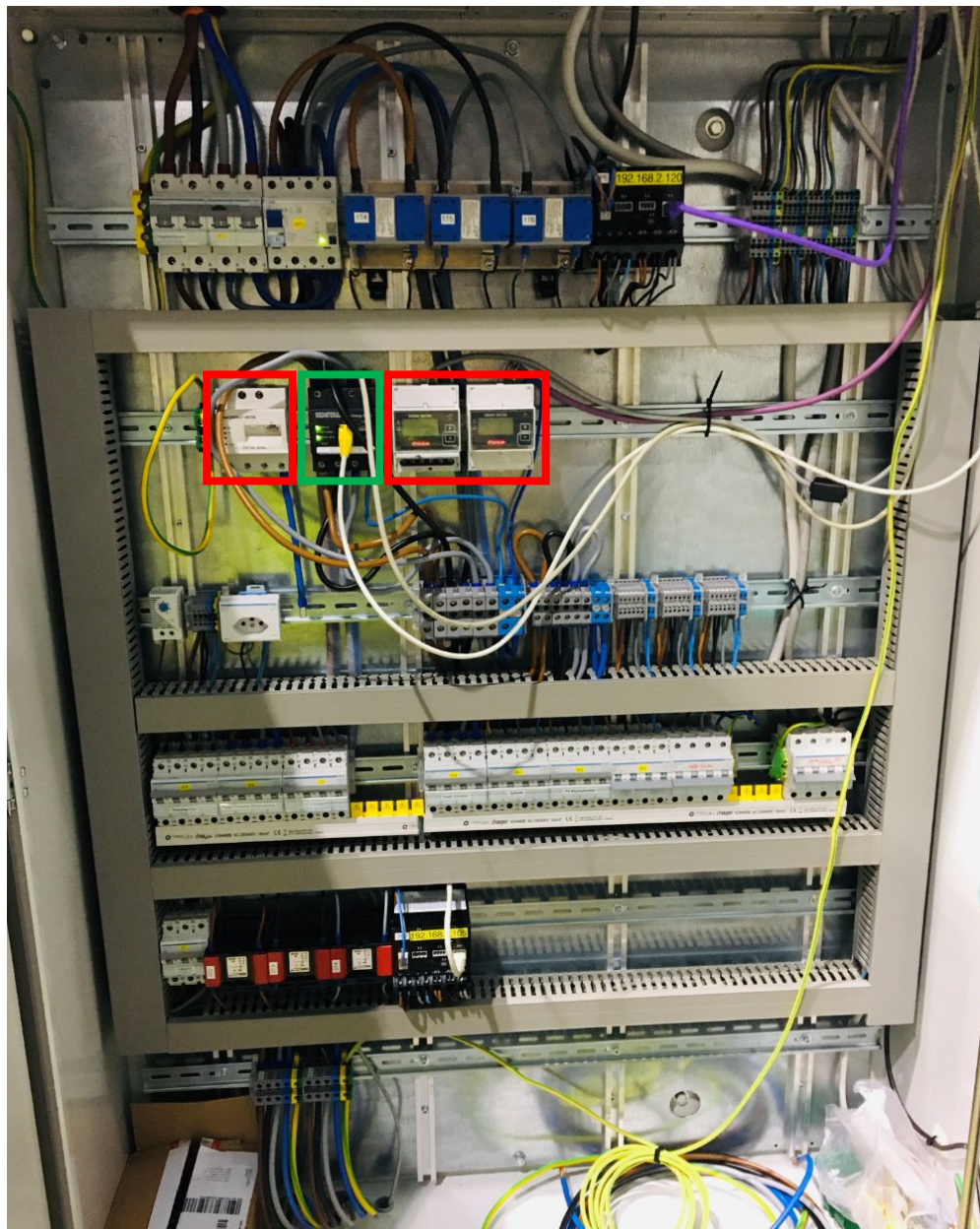


Abbildung 35: Elektroverteilung sowie Messstellen mit eingebauten Smart-Metern

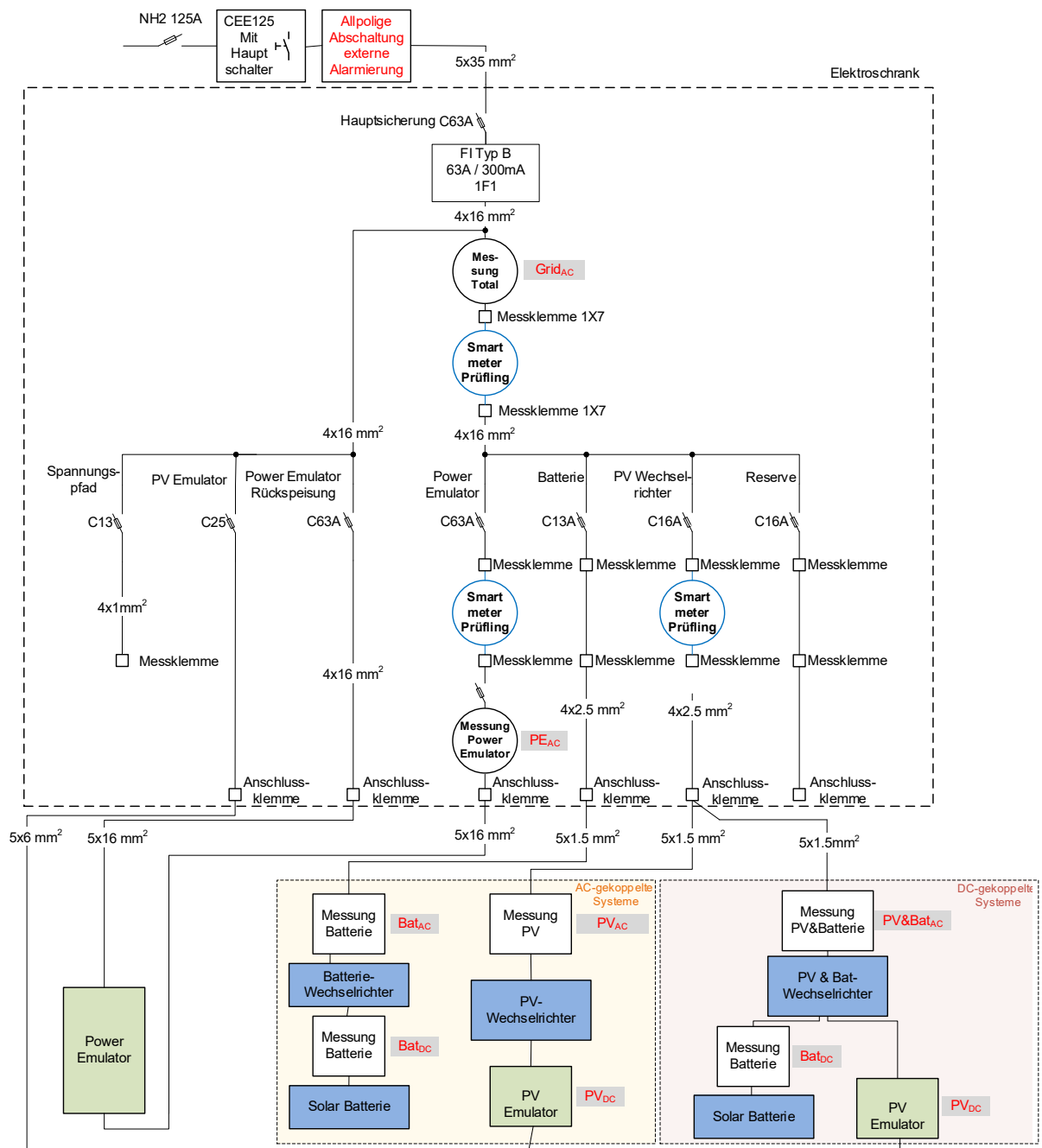


Abbildung 36: Prinzipschema Elektroverteilung mit Messstellen wobei PV_{AC} und Bat_{AC} bei DC-gekoppelten Systemen zusammenfallen



5.4 Messgeräte

Für die DC-seitigen Messgrößen der Batterie wurde ein 9218er Modul von NI (National Instruments) eingesetzt, wobei der DC-Strom über einen Messshunt ermittelt und zur Messung der Spannungen bis 60 VDC ein entsprechender Adapter (NI 9987) mit integriertem Spannungswandler verwendet wurde. Für Batteriesysteme mit Spannungen über 60 VDC wurden zusätzliche Spannungsteiler verwendet, um bis 350 VDC messen zu können. Die Messstelle wurde unter Einbezug des Spannungsteilers für den erwarteten Spannungsbereich kalibriert und die Messunsicherheit des Kalibriergeräts entsprechend in Tabelle 10 für die Messstelle Bat_{DC} bis 350 VDC als Absolutwert eingetragen.

Tabelle 10: Zusammenstellung der elektrischen Messstellen (MW: Messwert, MB: Messbereich)

Mess- stelle	Hersteller	Typ	Bemerkung	Messunsicherheit
Bat _{DC}	National Instruments	NI 9218	Spannungsteiler für Spannungen < 60 VDC	Spannung < ± 60 VDC: 0.13 % _{Rel} Spannung < ± 350 VDC: 1.1 VDC _{Abs}
		NI 9987 Adapter für Spannung bis 60 VDC	Shunt für Strommessung: 0-100A/0-100mV	Strommessung < ± 65 mVDC: 0.3 % _{Rel} Shunt: Klasse 0.5
PV _{DC}	Regatron (PV-Emulation)	TC.P.10.1000.400.S	Geräteintegrierte Strom- und Spannungsmessung	0.1% FS (FS = 1000 VDC) = 1 VDC 0.1% FS (FS = 13 A) = 0.013 A
PE _{AC}	Camille Bauer / Grossen Metrawatt	APLUS	Wickelstromwandler: 15/5	APLUS: 0.16% MW+0.04 % MB Wickelstromwandler: Klasse 0.5
PV _{AC}	Camille Bauer / Grossen Metrawatt	APLUS	Wickelstromwandler: 20/5	APLUS: 0.16 % MW+0.04 % MB Wickelstromwandler: Klasse 1.0
Bat _{AC}	Camille Bauer / Grossen Metrawatt	APLUS	Wickelstromwandler: 20/5	APLUS: 0.16 % MW+0.04 % MB Wickelstromwandler: Klasse 0.2
Grid _{AC}	Camille Bauer / Grossen Metrawatt	APLUS	Wickelstromwandler: 60/5	APLUS: 0.16 % MW+0.04 % MB Wickelstromwandler: Klasse 0.2

Zur Messung der AC-Drehstromstränge wurden APLUS von Camille Bauer / Grossen Metrawatt sowie entsprechende Stromwandler eingesetzt (Tabelle 10). Der APLUS nimmt



Messwerte über jeweils 8 Perioden auf und bildet davon den Mittelwert. Zudem verfügt der APLUS über eine automatische Selektierung und misst je nach elektrischer Leistung in einem anderen Messbereich (Tabelle 11), um den zweiten Term der Messunsicherheit (0.04 MB, siehe Tabelle 10) gering zu halten.

Tabelle 11: Messbereichs-Selektierung für elektrische AC-Leistungsmessung von APLUS

Bereich	Messbereich MB [A]	MB inkl. 20% Übersteuerung [A]	Grenzwert für Bereichswechsel nach oben [A]	Grenzwert für Bereichswechsel nach unten [A]
1	0.25	0.3	-	0.18
2	0.5	0.6	0.3	0.36
3	1	1.2	0.6	0.72
4	2.5	3	1.2	1.8
5	5	6	3	3.6
6	7.5	7.5	6	-

5.5 Messunsicherheit

5.5.1 AC-Leistung und -Energie

Die Bestimmung der Messunsicherheit erfolgt stellvertretend für sämtliche AC-Messstellen (Grid_{AC}, PE_{AC}, PV_{AC} und Bat_{AC}) anhand der Leistungs- bzw. Energiemessdaten des Haushaltsstroms (PE_{AC}). Dazu wird die Messunsicherheit der Messgeräte (Leistungsmessgerät sowie Stromwandler) aus Tabelle 10 berücksichtigt. Für jeden Leistungsmesswert wird anhand der automatischen Messbereichs-Selektierung (siehe Tabelle 11) mithilfe der Gaußschen Fehlerfortpflanzung die Messunsicherheit berechnet und über die Zeit als Messunsicherheit der elektrischen Energie ausgewiesen. Die Werte in Tabelle 12 zeigen, dass die Unsicherheit von rund 0.5 % bis 0.6 % massgeblich durch den Klasse 0.5 – Stromwandler bestimmt wird.

Tabelle 12: Messunsicherheit der elektrischen Energie des Haushaltsstrom-Emulators während den drei Messtagen

Tag	Energiemesswert	Unsicherheit
Sommertag (Tag 1)	9.96 kWh	0.56 %
Übergangstag (Tag 2)	13.71 kWh	0.55 %
Wintertag (Tag 3)	42.05 kWh	0.55 %



Diese Erkenntnisse aus Tabelle 12 lassen sich auf die restlichen AC-Messstellen übertragen. Anhand der Stromwandler-Klassen wurden die in Tabelle 13 angegebenen Messunsicherheiten der entsprechenden AC-Messstellen bezogen auf die elektrische Energie abgeschätzt.

Tabelle 13: Abgeschätzte Messunsicherheit der elektrischen AC-Messstellen bezogen auf elektrische Energie

Messstelle AC	Stromwandler-Klasse	Messunsicherheit bezogen auf gemessene elektrische Energie
PE _{AC}	0.5	< 1.0 %
PV _{AC}	1.0	< 1.5 %
Bat _{AC}	0.2	< 0.5 %
Grid _{AC}	0.2	< 0.5 %

5.5.2 DC-Leistung und -Energie

Repräsentativ für sämtliche elektrische DC-Leistungs- bzw. Energiemessungen der Batterie und PV-Erträge, wird hier exemplarisch anhand der Strom- und Spannungsmesswerte die Messunsicherheit mithilfe der Gaußschen Fehlerfortpflanzung für das letzte geprüfte System in Tabelle 14 ausgewiesen.

Tabelle 14: Messunsicherheit der elektrischen DC-Energiemessung bzw. -berechnung während der drei Messtage am letzten geprüften System

Messstelle DC	Messunsicherheit bezogen auf gemessene elektrische Energie
Bat _{DC}	0.70 %
PV _{DC}	0.50 %



6 Resultate der Systemtests

6.1 Geprüfte Systeme

Die neu aufgebaute und erweiterte Testinfrastruktur wurde genutzt, um mehrere Batteriesysteme zu prüfen. Dazu wurde jeweils der auf der Last eines Einfamilienhauses basierende Prüfzyklus verwendet. Die Kennzahlen der geprüften Batteriesysteme sind in Tabelle 15 zu sehen.

Tabelle 15: Beschreibung der geprüften Batteriesysteme.

Batterie-system	System-topologie	Nutzbare Kapazität [kWh]	Technologie	Nominalspannung/ Nominalleistung
#1	AC	6.5	Lithium-Nickel-Mangan-Kobalt-Oxid (NMC)	42,0 ~ 58.8 VDC 4.2 kW
#2	DC	6.4	Lithium-Eisenphosphat (LFP)	256 VDC 6.4 kW
#3	AC	2.25	Lithium-Eisenphosphat (LFP)	48 VDC 1.5 kW
#4	DC	7.7	Lithium-Eisenphosphat (LFP)	307 VDC 7.7 kW

6.2 Resultate der AC-gekoppelten Batteriesysteme

Es wurden zwei verschiedene AC-gekoppelte Batteriesysteme geprüft. In Abbildung 37 ist der Verlauf der Messung von BS #1 zu sehen. Bereits dieser qualitative Verlauf zeigt, dass das Batteriesystem an Tag 1 (= Sommertag) auch am Ende des Tages noch nicht entladen ist und weiterhin den Bedarf an Haushaltsstrom decken kann, sofern die aktuelle Leistungsanforderung nicht die maximale Entladeleistung des Batteriesystems übersteigt.

Der Verlauf der Messung des BS #3 in Abbildung 38 zeigt zum einen die im Vergleich zu BS #1 tiefere Be- und Entladeleistung des Batteriesystems und zum anderen, dass dieses System an den Tagen mit hohem Solarertrag nach Sonnenuntergang jeweils ca. 6 Stunden zur Deckung der Last beitragen kann.

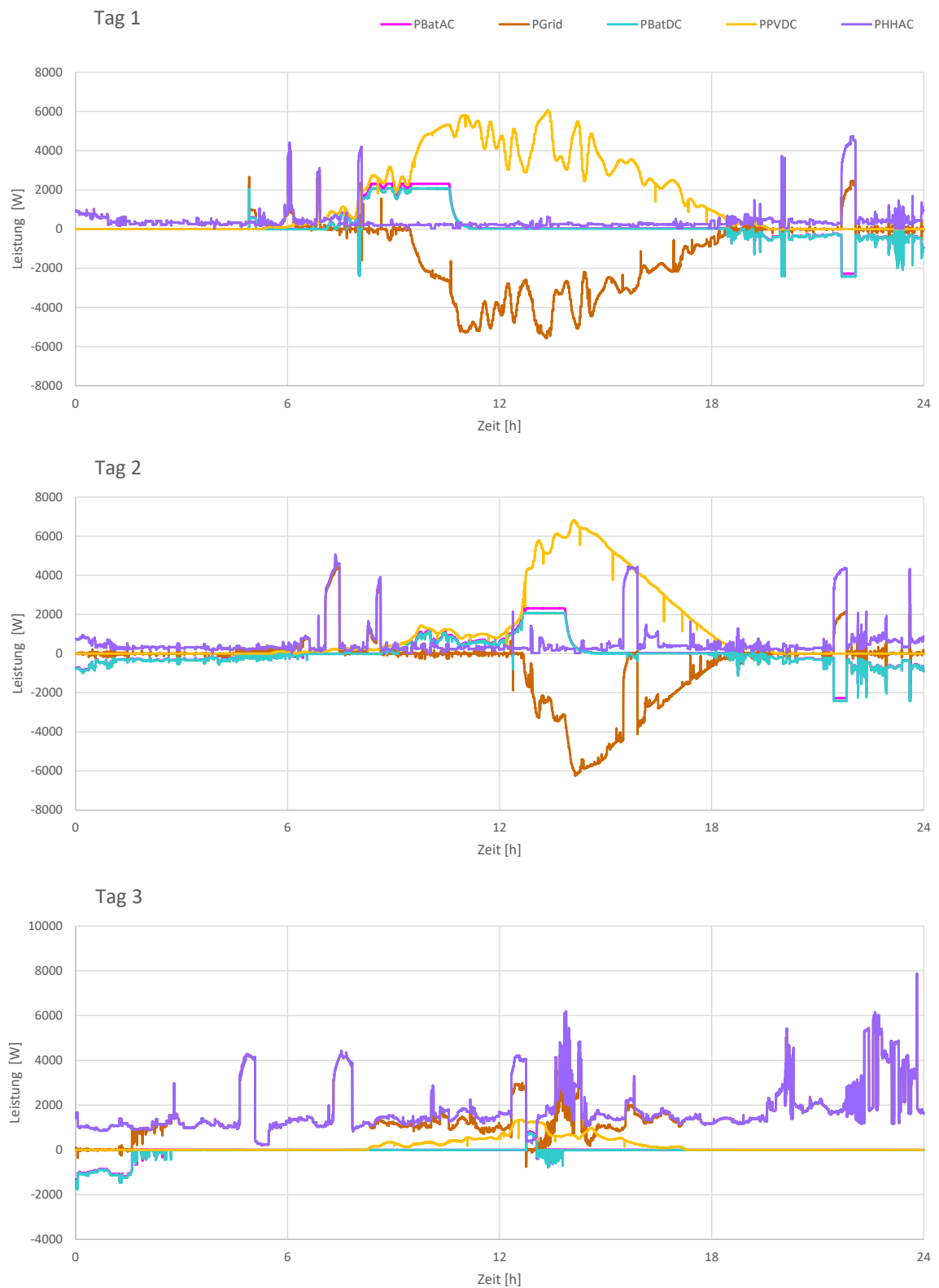


Abbildung 37: Verlauf der Messung des AC-gekoppelten BS #1.

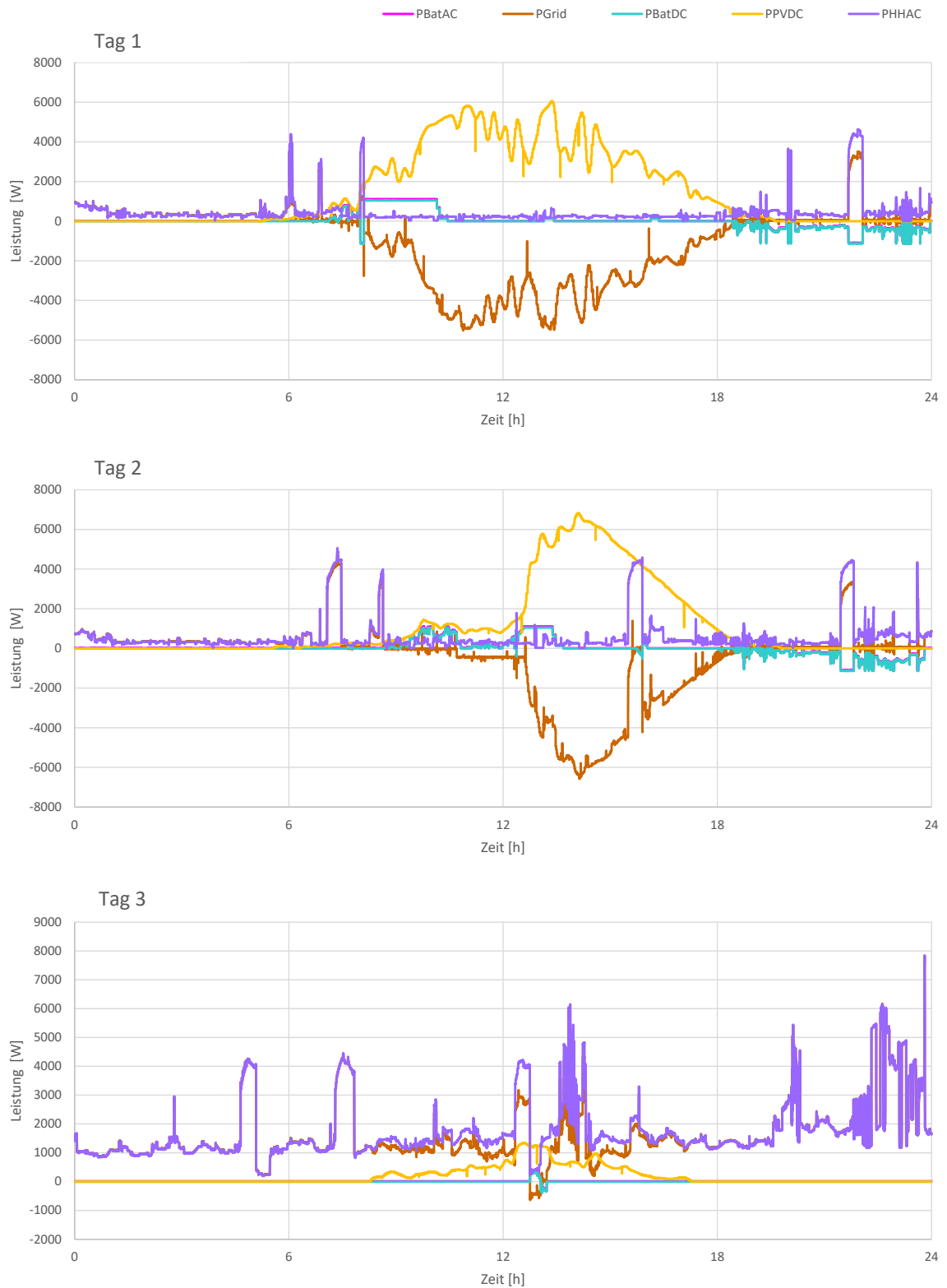


Abbildung 38: Verlauf der Messung des AC-gekoppelten BS #3.



In Abbildung 39 ist der Ladezustand des Batteriesystems BS #1 an Tag 2 des Testzyklus zu sehen. Die während der Messung aufgezeichnete Spannung der Zellen korrespondiert mit dem SOC, der aus dem Regler des Batteriesystems ausgelesen wurde.

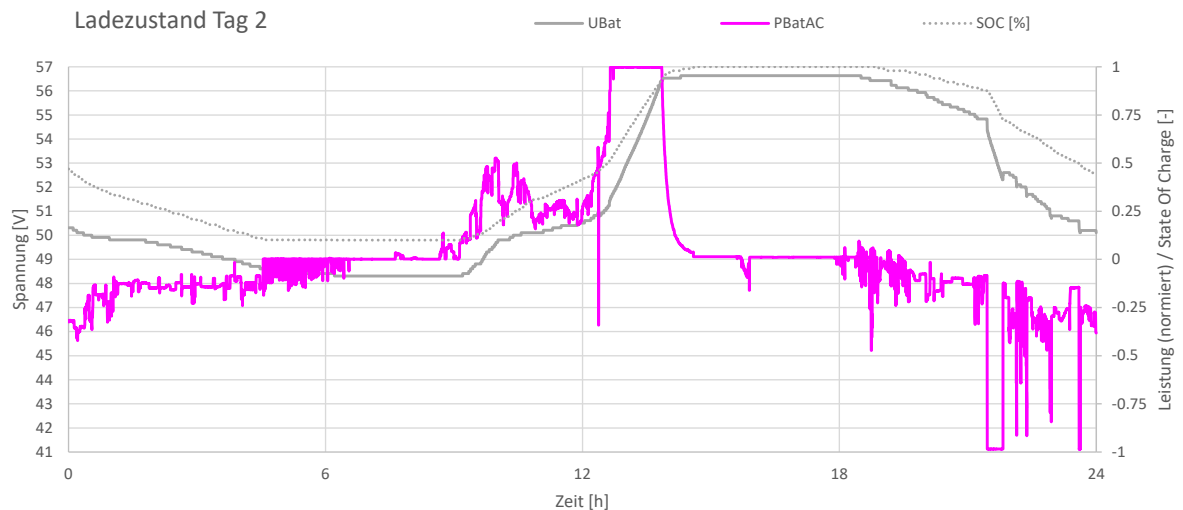


Abbildung 39: Ladezustand der AC-seitig eingebundenen Batterie an Tag 2 des Testzyklus. SOC: Aus Batteriesystem ausgelesener Ladezustand der Batterie. UBat: Spannung am Batteriemodul; PBatAC: Normierte AC-seitig gemessene Leistung des Batteriesystems, positive Werte entsprechen einer Beladung, negative Werte einer Entladung.

In Abbildung 40 ist ein Ausschnitt aus dem Testverlauf zu sehen, der das Systemverhalten bei vollgeladener und leerer Batterie zeigt. Dargestellt sind Lade- und Entladeleistungen bis 100 W. Um 16 Uhr an Testtag 2 ist die Batterie vollgeladen, die Standby Ladeleistung beträgt ca. 26 W (Standby-Vollgeladen), wovon ca. 5 W DC-seitig an die Batterie gegeben werden. Am nächsten Morgen um 1:30 Uhr ist die Batterie weitgehend entladen. Nach einer zunächst weiteren, taktenden Entladung geht die Batterie gegen 2:45 Uhr in einen Bereitschaftsmodus mit 4 W AC- und 16 W DC-Leistung und ca. zwei Stunden später in einen Schlafmodus mit < 1 W AC- und ca. 7 W DC-Leistung. In Abbildung 41 sind die AC-Batterieleistungen sowie die dazugehörigen DC-Batterieleistungen der drei Testtage sortiert nach der Leistung als Dauerlinie dargestellt. Zu erkennen sind wiederum die verschiedenen Betriebsmodi. Die Batterie ist ca. 45 % der Zeit entladen und ca. 16 % vollgeladen.

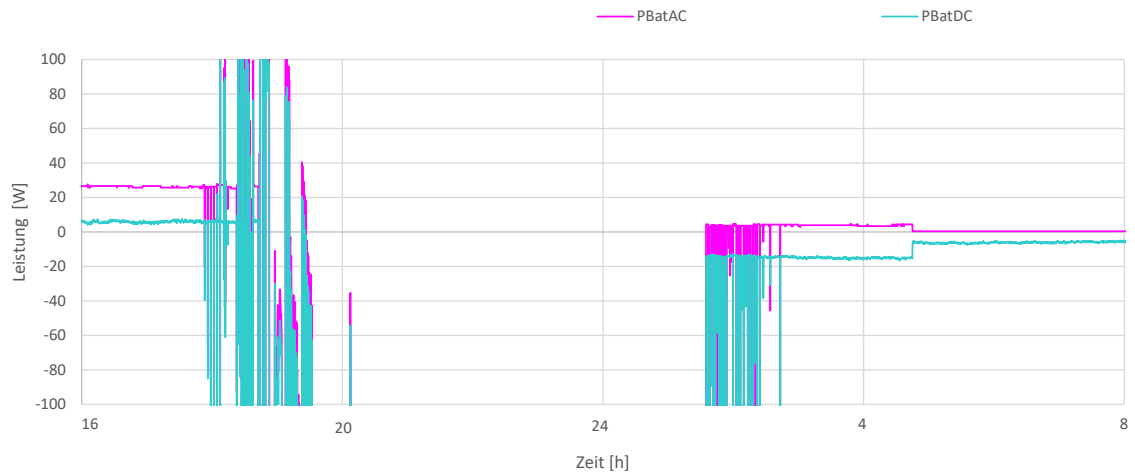


Abbildung 40: Ausschnitt von Testtag 2 auf Testtag 3

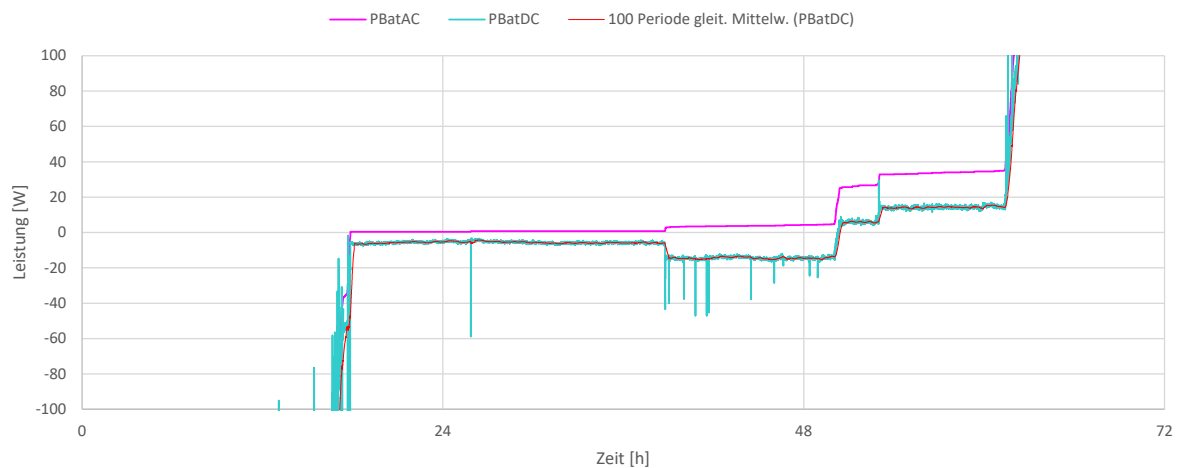


Abbildung 41: Dauerlinie der AC Batterieleistung (PBatAC) und zugehöriger DC Batterieleistung (PBatDC)

Die Resultate der Messungen der beiden AC-gekoppelten Batteriesysteme sind in Tabelle 16 und Tabelle 17 zusammengefasst. Für beide Messungen wurde derselbe PV-Wechselrichter verwendet, der nicht Teil des BS ist. Dementsprechend sind die Resultate des PV-Ertrages in den beiden Messungen identisch.

Die AC-Zykleneffizienz des BS #1 beträgt bei einer auf jährliche Daten extrapolierten Beladung des BS von 1.5 MWh 74.8 %. Die AC-Zykleneffizienz des BS #3 beträgt 68.4 %, wobei auf ein Jahr extrapoliert 0.8 MWh an die Batterie geliefert werden.



Tabelle 16: PV-Ertrag während des 3-Tages Prüfzyklus in den Messungen der AC-seitig eingebundenen Batteriesysteme.

		BS #1	BS #3
PV Angebot (MPP)	kWh	69.80	69.80
PV Ertrag (DC)	kWh	69.69	69.69
PV Ertrag (AC)	kWh	67.75	67.80

Tabelle 17: Extrapolierte Resultate der Messungen der AC-seitig eingebundenen Batteriesysteme.

		BS #1	BS #3
Beladung (AC)	kWh	1536.0	847.8
Entladung (AC)	kWh	-1149.6	-580.3
Zykleneffizienz (AC)	%	74.8	68.4
Beladung (DC)	kWh	1360.0	694.8
Entladung (DC)	kWh	-1243.0	-651.9
Zykleneffizienz (DC)	%	91.4	93.8
Netzbezug	kWh	4555.1	5055.2
Netzeinspeisung	kWh	-4173.9	-4859.5
Gesamtsystemeffizienz	%	92.4	94.7
Autarkiegrad	%	41.8	35.4

Abbildung 42 zeigt eine Aufteilung der Verluste des BS #1. Den grössten Anteil der Verluste haben die Umwandlungsverluste bei der Ladung von AC zu DC, gefolgt von den Verlusten im Batteriemodul DC zu DC und den Umwandlungsverlusten im Wechselrichter von DC zurück zu AC.

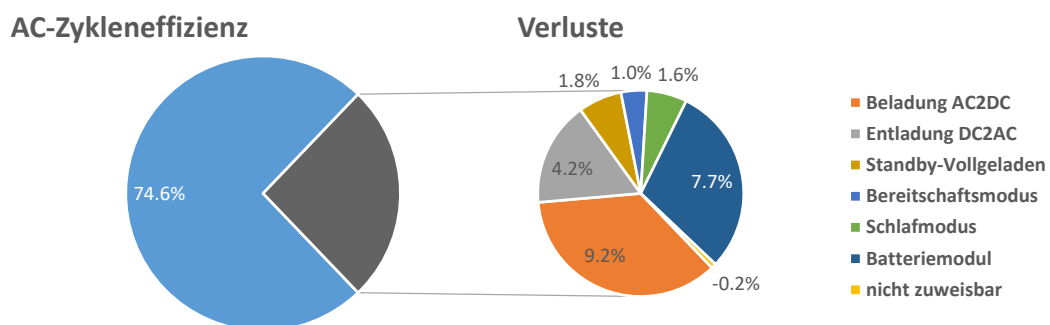


Abbildung 42: AC-Zykleneffizienz des BS #1 und Aufteilung der Verluste in verschiedene Verlustterme.



Abbildung 43 zeigt die Aufteilung der Verluste des BS #3. In diesem BS überwiegen die Standby-Verluste der entladenen Batterie. Das BS bezieht bei entladener Batterie einheitlich ca. 14 W_{AC} und 5 W_{DC} , was in etwa dem Bereitschaftsmodus bei BS #1 entspricht. Neben dem fehlenden Schlafmodus führt auch eine längere Verweilzeit im entladenen Zustand von ca. 56 % der Zeit aufgrund der deutlich kleineren Batteriekapazität zu den im Vergleich zu BS #1 wesentlich höheren Standby-Verlusten im entladenen Zustand. Den nächstgrössten Anteil an den Verlusten hat die Umwandlung im Batteriewechselrichter bei der Beladung von AC zu DC, gefolgt von den Verlusten bei der Entladung von DC zu AC.

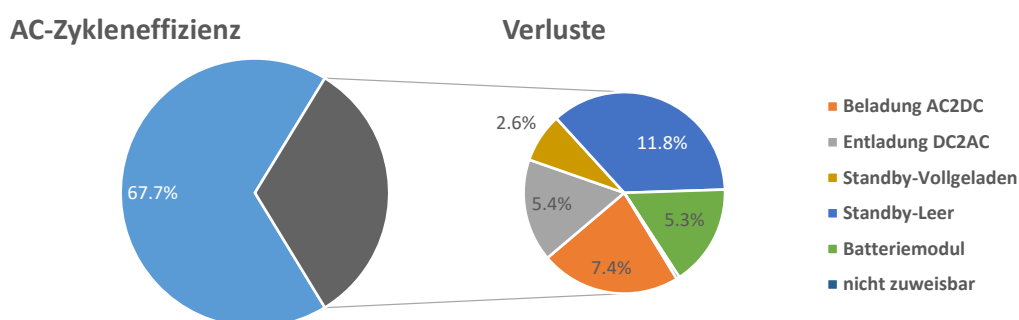


Abbildung 43: AC-Zykleneffizienz des BS #3 und Aufteilung der Verluste in verschiedene Verlustterme.

6.3 Resultate der DC-gekoppelten Batteriesysteme

Es wurden zwei verschiedene DC-gekoppelte Batteriesysteme geprüft. Abbildung 44 zeigt den Verlauf der Messung des BS #2, in Abbildung 45 ist ein Ausschnitt dieser Messung zu sehen.

Nach einer vollen Beladung der Batterie in den späten Morgenstunden der Tage 1 und 2, kann die Batterie bis in den nächsten Tag zur Deckung der Lasten beitragen. Die Lastspitzen der Last aus Haushaltsgeräten und Heizsystem können fast vollständig über das BS gedeckt werden, sofern dieses einen genügend hohen Ladezustand hat.

Bereits in Abbildung 44 ist zu sehen, dass bei sehr hohem PV MPP-Angebot dieses nicht vollständig genutzt werden kann, sondern die Spitzen abgeregelt werden. Während die maximale angebotene PV-Leistung im MPP bei 6.8 kW liegt, erreicht die DC-Leistung des Wechselrichters im Test nur maximal 5.7 kW. Grund dafür sind die technischen Details des Batteriesystems. Zwar ist die DC-Eingangsleistung ausreichend hoch und solange die Batterie nicht vollgeladen ist, sollte die zur Verfügung stehende PV-Leistung neben der auf 5 kW begrenzten AC-Leistung zur Batterieladung genutzt werden können. Ist die Batterie vollgeladen, wird die Leistung auf 5 kW begrenzt und die PV-Leistung muss entsprechend abgeregelt werden.

In Abbildung 45 ist ein Ausschnitt von 3 Stunden (9 bis 12 Uhr) aus dem ersten Testtag des Systems zu sehen, der zeigt, dass das System zum Teil bereits bei kleineren Leistungen abregelt. Während zu Beginn des Ausschnitts der Haushaltsstromverbrauch relativ exakt durch das System bedient und mit der überschüssigen PV-Leistung die Batterie geladen wird, beginnt ab einem PV-Angebot von ca. 4 kW der Wechselrichter abzuregeln. Um etwa 10:08



Uhr Simulationszeit wird die Ladeleistung der Batterie auf ca. 535 W reduziert, kurze Zeit später erfolgt die Ladung taktend. Gleichzeitig wird ebenfalls taktend weniger abgeregelt und, aus beiden Grössen resultierend, ebenfalls taktend mehr Strom ins Netz eingespeist. Für etwa eine Minute wird die Batterie nochmals mit 4 kW nachgeladen. Ab 10:37 Uhr kommt es zu kurzzeitigen Entladungen der Batterie obwohl ein deutlicher PV-Überschuss vorhanden ist. Kurzzeitig erfolgt auch eine geringe Netzeinspeisung aus der Batterie. Zwischen 10:49 und 11:07 Uhr erfolgt eine konstante Abregelung auf 5.20 kW_{DC} und 5.07 kW_{AC}, bevor die Batterie wieder kurz nachgeladen wird.

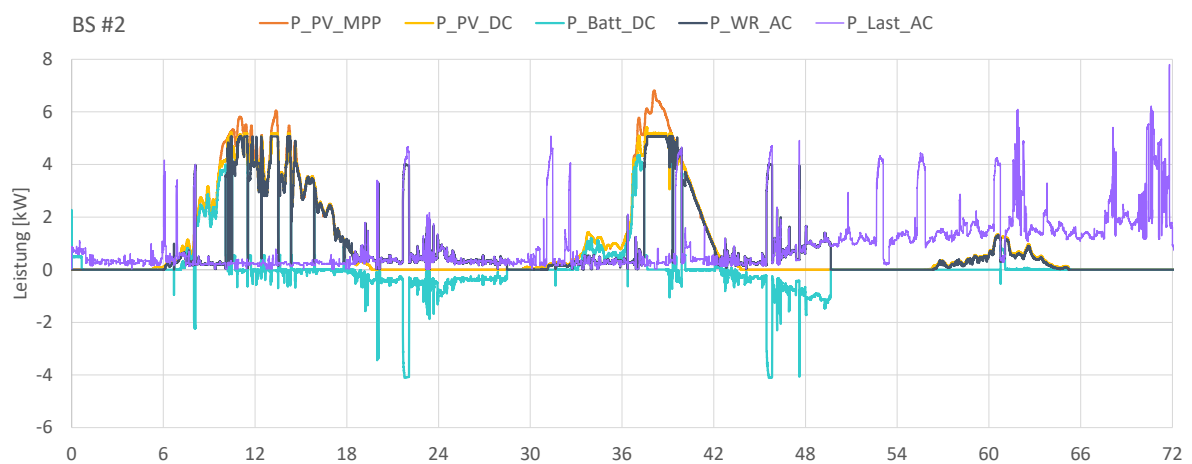


Abbildung 44: Verlauf der Messung des DC-seitig eingebundenen BS #2.

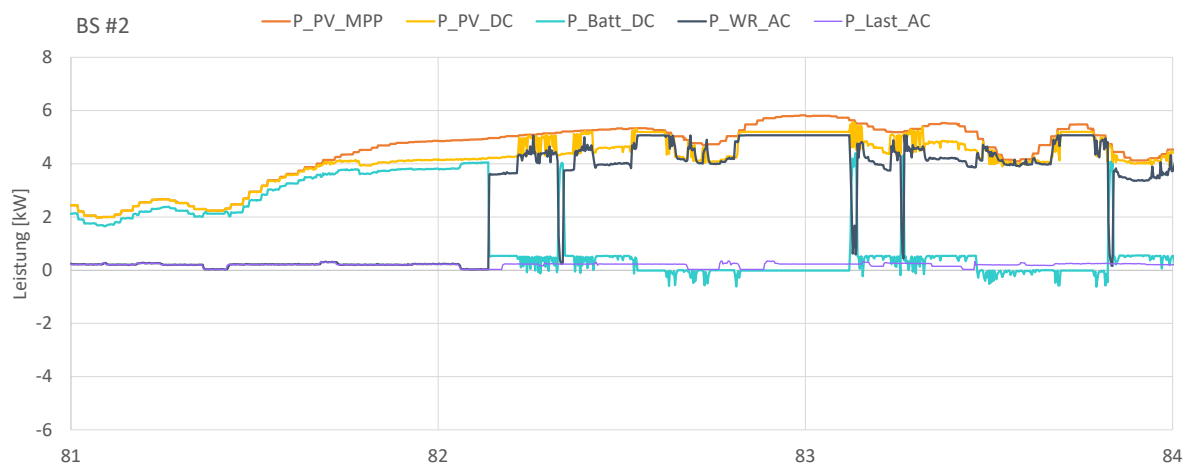


Abbildung 45: Ausschnitt aus der Messung des DC-seitig eingebundenen BS #2.

Abbildung 46 zeigt den Verlauf der Messung des BS #4, in Abbildung 47 ist ein Ausschnitt dieser Messung zu sehen. Dank der etwas höheren Kapazität von BS #4 im Vergleich zu BS #2 kann die Last nach einer Vollladung am Vortag noch etwas weiter in den nächsten Tag



gedeckt werden. Analog zu BS #2 können Lastspitzen bei ausreichender Batterieladung weitgehend durch das BS gedeckt werden. Im Gegensatz zu BS #2 findet keine Abregelung statt.

Abbildung 47 zeigt einen Ausschnitt aus Testtag 1 von 2:00 bis 12:00 Uhr. Zu Beginn ist die Batterie vollständig entladen, gegen 3:34 Uhr findet für ca. 5 min eine Nachladung aus dem Netz mit ca. 4 kW statt. Sobald PV-Überschüsse vorhanden sind, wird die Batterie geladen, so dass eine erste Lastspitze um 8:00 Uhr bereits durch die Batterie gedeckt werden kann. Sobald die maximale Batterieladeleistung von 4.2 kW erreicht wird, werden darüberhinausgehende PV-Überschüsse ins Netz eingespeist. Um 10:37 Uhr wird die Ladeleistung der Batterie zunächst auf 2.5 kW reduziert, 10 min später ist die Batterie schliesslich voll und wird nicht weiter geladen.

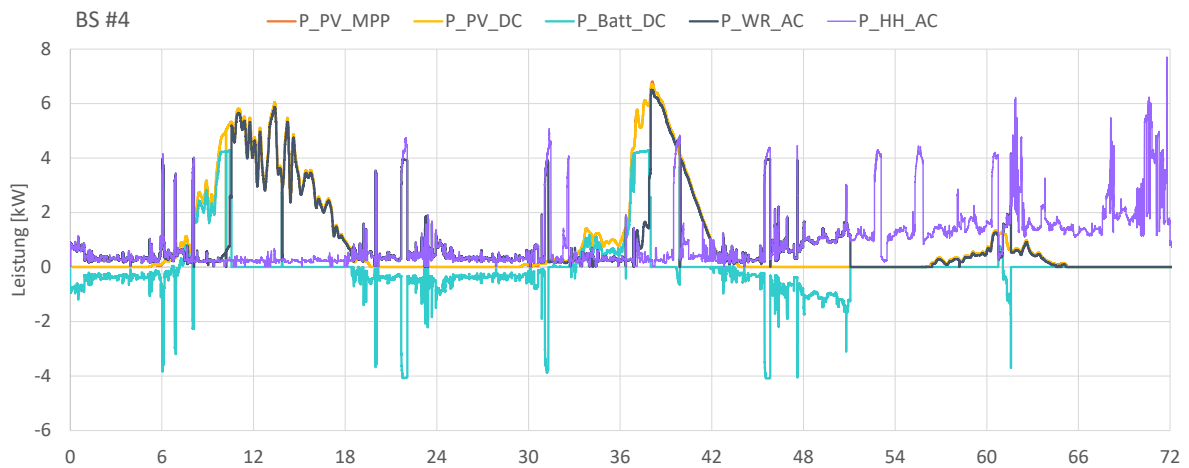


Abbildung 46: Verlauf der Messung des DC-seitig eingebundenen BS #4.

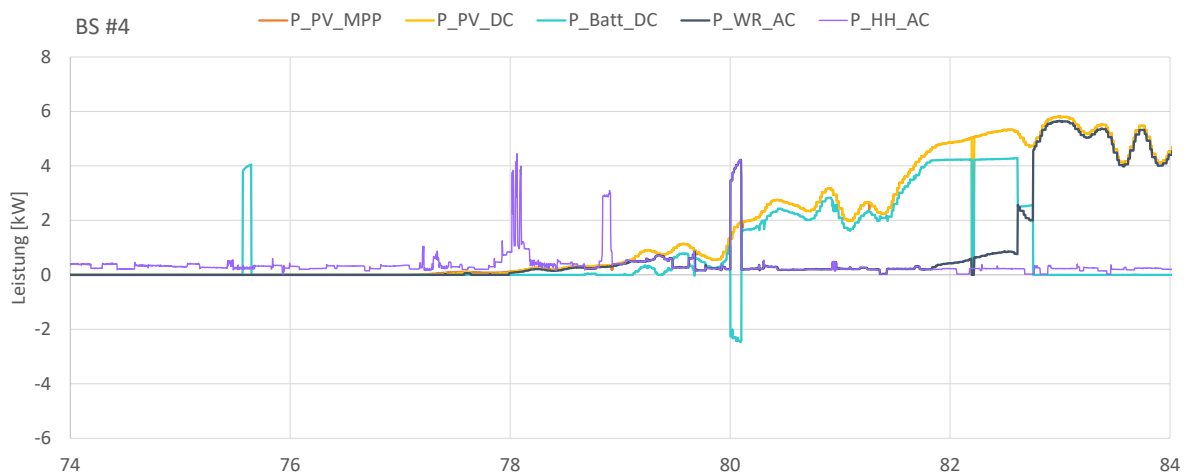


Abbildung 47: Ausschnitt aus der Messung des DC-seitig eingebundenen BS #4.



Die Resultate der Messungen der beiden DC-gekoppelten Batteriesysteme sind in Tabelle 18 und Tabelle 19 zusammengefasst. Bedingt durch die Abregelung des BS #2 liegt der DC-seitig gemessene PV-Ertrag um 6.2 % tiefer als der mögliche Ertrag.

Extrapoliert auf ein Jahr liegt die DC-Zykleneffizienz bei beiden Systemen mit 91.4 % und 91.5 % sehr nah zusammen, Gesamtsystemeffizienz und Autarkiegrad sind bei BS #4 mit 91.7 % und 47.4 % jeweils höher als bei BS #2.

Tabelle 18: PV-Ertrag während des 3-Tages Prüfzyklus in den Messungen der DC-seitig eingebundenen Batteriesysteme.

		BS #2	BS #4
PV-Angebot (MPP)	kWh	69.80	69.80
PV Ertrag (DC)	kWh	65.50	69.54

Tabelle 19: Extrapolierte Resultate der Messungen der DC-seitig eingebundenen Batteriesysteme

		BS #2	BS #4
Beladung (DC)	kWh	1576.2	1981.9
Entladung (DC)	kWh	-1439.9	-1813.3
DC-Zykleneffizienz	%	91.4	91.5
Netzbezug	kWh	4497.3	4119.8
Netzeinspeisung	kWh	-3743.1	-3685.3
Gesamtsystemeffizienz	%	87.7	91.7
Autarkiegrad	%	42.6	47.4

Um eine zur AC-Zykleneffizienz vergleichbare Grösse zu erhalten, wurden zur Aufteilung der Verluste zwischen PV- und Batterieanteil die Verluste des bei den AC-gekoppelten Systemen verwendeten PV-Wechselrichters den gesamten Systemverlusten der DC-gekoppelten Systeme gutgeschrieben. Die restlichen Verluste werden dem Batteriesystem zugeordnet. Die Ergebnisse sind in Abbildung 48 und Abbildung 49 dargestellt. Bei BS #2 dominieren die Abregelungsverluste, während sie bei BS #4 eine untergeordnete Rolle spielen, welches aus diesem Grund auch eine wesentlich höhere Zykleneffizienz aufweist.

Die ausgegebenen Werte sind kritisch zu betrachten, da sie nicht die tatsächliche Aufteilung der Verluste zwischen PV DC nach AC einerseits und den Umwandlungsverlusten bei der Batterieladung und -entladung andererseits abbilden. Abregelungsverluste sind an sich nicht dem Batteriesystem zuzuordnen, andererseits wären sie im Vergleichssystem ohne Batterie bzw. mit AC-gekoppelter Batterie erst gar nicht entstanden.

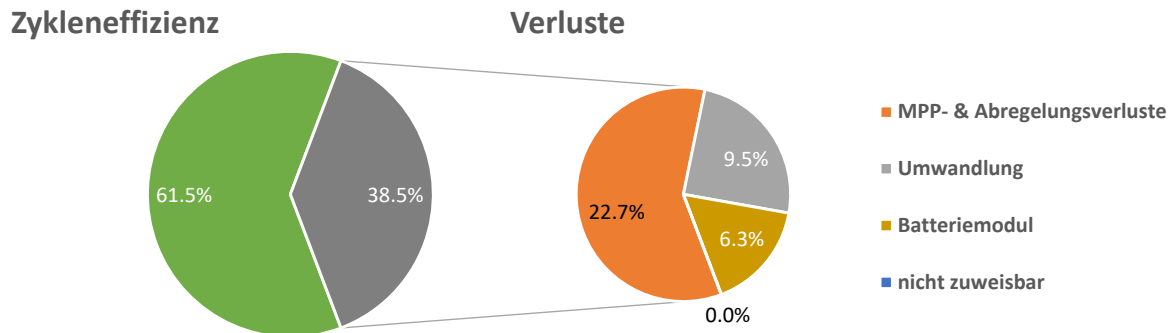


Abbildung 48: Zykleneffizienz und Aufteilung der Verluste des BS #2.

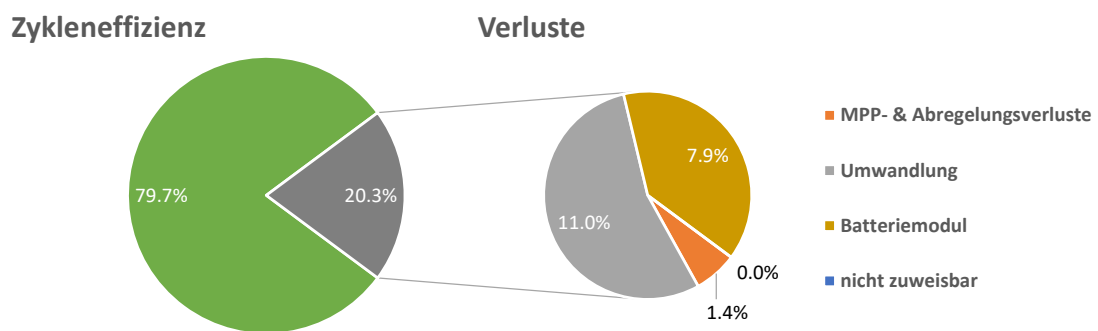


Abbildung 49: Zykleneffizienz und Aufteilung der Verluste des BS #4.

6.4 Resultate mit abweichender Steuerung

6.4.1 Resultate aus BS #2 mit unterschiedlichen Steuerungen

Für das BS #2 steht eine prognosebasierte Steuerung, die eine frühzeitige Ladung und allenfalls Abregelungsverluste verhindern könnte, bisher nicht zur Verfügung. Um eine frühzeitige Ladung dennoch zu vermeiden, wurde ein Test mit Zeiten eingeschränkter Batterieladung durchgeführt. Bis 10:00 Uhr findet keine Ladung der Batterie statt, von 10:00 Uhr bis 13:00 Uhr ist die Ladeleistung auf maximal 1'000 W begrenzt. Der Verlauf der beiden Messungen im Vergleich ist in Abbildung 50 dargestellt. Zu erkennen ist die verzögerte Ladung der Batterie bei Test #2, die dazu führt, dass die Batterie an Tag 1 erst gegen 13.30 Uhr vollgeladen ist. Wie sowohl der Verlauf in Abbildung 50 als auch der nahezu identische PV-Ertrag (DC) der beiden Messungen (Tabelle 20) zeigen, ändert die verzögerte Ladung das Abregelverhalten des Systems entgegen der Erwartung praktisch nicht. Dagegen fallen Batteriebe- und -entladung etwas niedriger aus sowie Netzbezug und -einspeisung geringfügig höher. Auch die auf ein Jahr extrapolierten Kennwerte liegen nahe zusammen (Tabelle 21).

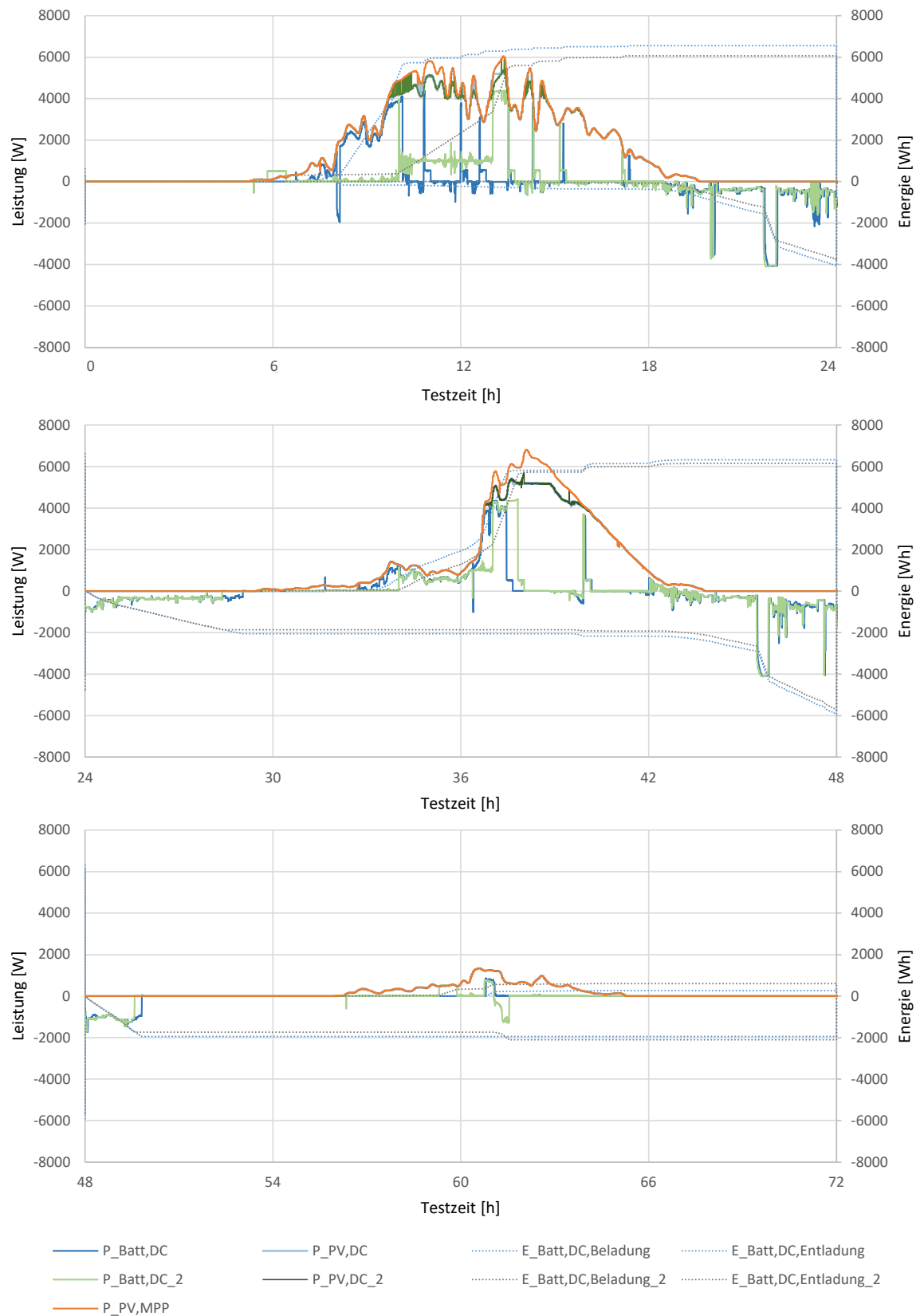


Abbildung 50: Verlauf von zwei Messungen des DC-gekoppelten BS #2: Test 1 mit voreingestellter Regelung, Test 2 mit eingeschränkter Batterieladung nach Tageszeit.



Tabelle 20: Resultate des BS #2 mit abweichender Steuerung.

		Normale Steuerung	Reduzierte Batterieladung
PV-Angebot (MPP)	kWh	69.80	69.80
PV Ertrag (DC)	kWh	65.50	65.49
Beladung (DC)	kWh	13.15	12.82
Entladung (DC)	kWh	-11.95	-11.62
Netzbezug	kWh	43.16	43.86
Netzeinspeisung	kWh	-37.91	-38.80

Tabelle 21: Extrapolierte Kennwerte für das BS #2 mit abweichender Steuerung.

		Normale Steuerung	Reduzierte Batterieladung
DC-Zykleneffizienz	%	91.4	90.7
Gesamtsystemeffizienz	%	87.7	88.0
Autarkiegrad	%	42.6	42.2

6.4.2 Resultate aus BS #4 mit unterschiedlicher Steuerung

Das Batteriesystem #4 wurde neben oben gezeigter Steuerung (Standard) auch mit einer prognosebasierten Steuerung getestet, die laut Hersteller auf einem selbstlernenden Algorithmus beruht. In dieser Version wird die Einspeiseleistung reduziert und die Beladung der Batterie nach einer Prognose basierend auf dem Verbrauch der letzten Tage gesteuert. Die Funktion wurde mit einer Begrenzung auf 70 % sowie mit einer Begrenzung auf 50 % der maximalen Einspeiseleistung getestet.

In Abbildung 51 sind Netzbezug und -einspeisung während des Prüfzyklus nach der Leistung sortiert dargestellt. Dabei zeigt sich, dass die Version mit einer Begrenzung auf 70 % abgesehen von der Reduktion der Einspeisespitze kaum eine Differenz zur Standardversion liefert. Gezeigt sind hier die Daten aus den Tagen 4 bis 6, nachdem das BS aus dem ersten Durchgang lernen konnte. Die Version mit einer Begrenzung auf 50 % zeigt einen deutlich anderen Verlauf in der Netzeinspeisung, mit einer Verschiebung der Einspeisung auf tiefere Leistungen.

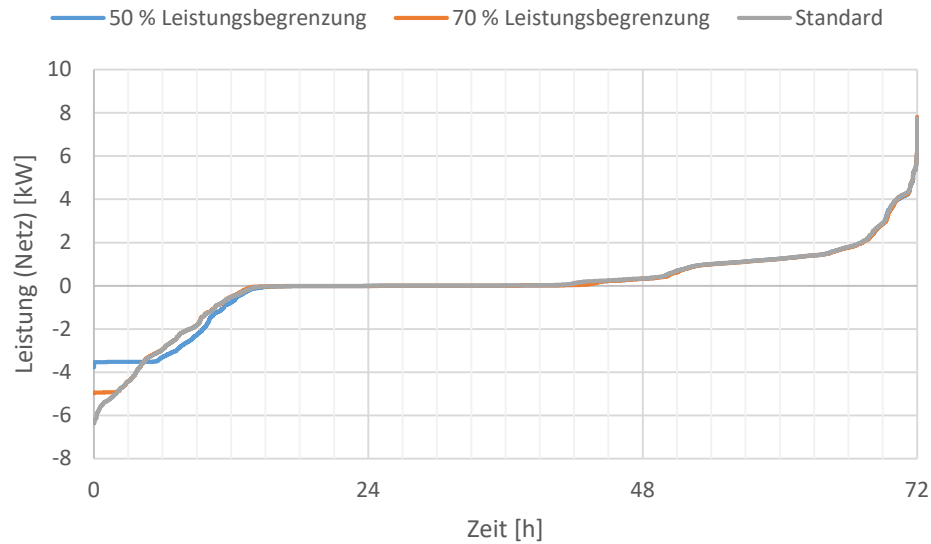


Abbildung 51: Netzbezug (positive Werte) und Netzeinspeisung (negative Werte) als Dauerlinie im Test mit verschiedenen Regelstrategien der Batterie.

In Abbildung 52 ist der SOC der verschiedenen Messungen aufgezeigt. Hier wird deutlich, dass mit der Begrenzung auf 50 % der Einspeiseleistung am ersten Testtag eine deutlich verzögerte Ladung der Batterie stattfindet.

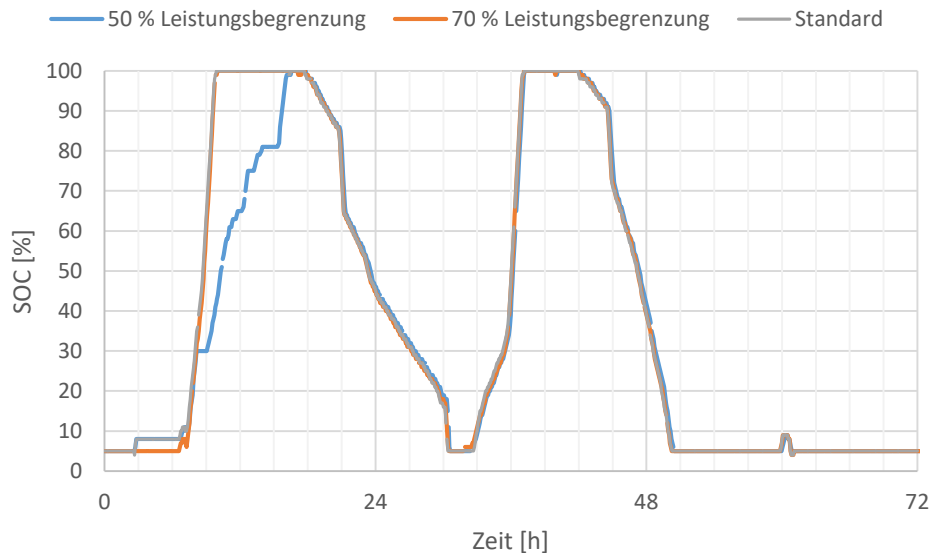


Abbildung 52: SOC während der Messungen mit verschiedenen Regelstrategien der Batterie.

In Abbildung 53 und Abbildung 54 sind jeweils die gleichen Tage aus dem ersten und dem dritten Durchlauf zu sehen, in Abbildung 53 die Tage 1 und 7, in Abbildung 54 die Tage 2 und 8. An Tag 1 wird die Batterie bereits morgens geladen sobald ein PV-Überschuss besteht und ist am späten Vormittag vollgeladen, so dass ein Grossteil der Leistungsspitzen abgeregelt



werden muss. Demgegenüber hat das System an Tag 7 gelernt und lädt die Batterie erst mit Verzögerung und nur mit der Leistung, die die Leistungsgrenze übersteigt und alternativ abgeregelt werden müsste. Dadurch können Abregelungsverluste vollständig vermieden werden, dennoch ist die Batterie am Abend vollgeladen. Bei Testtag 2, der vormittags ein geringes und nachmittags ein hohes PV MPP-Angebot aufweist, funktioniert der Algorithmus weniger gut: Auch an Testtag 8 muss ein Teil der Leistungsspitze abgeregelt werden, da die Batterie bereits vollgeladen ist.

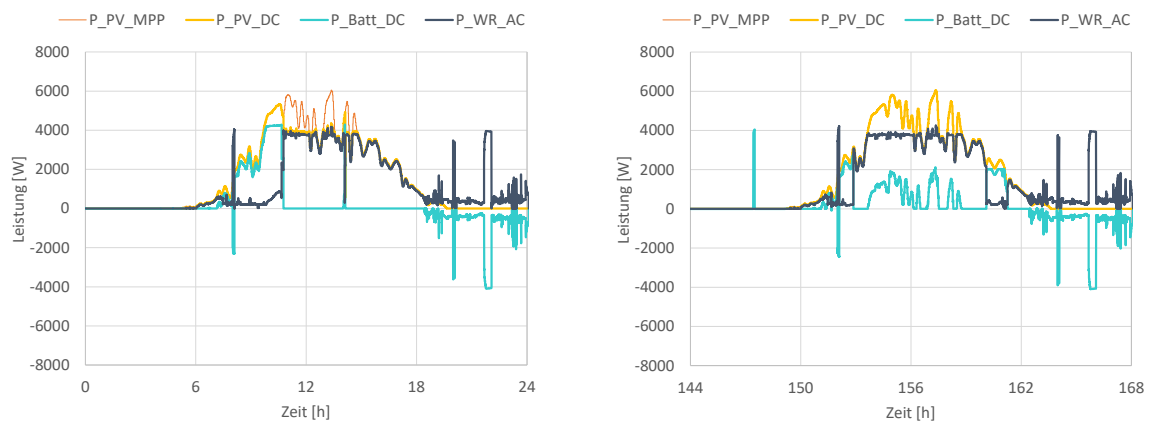


Abbildung 53: Testtag 1 und 7 des BS #4 mit prognosebasierter Steuerung und Leistungsreduzierung auf 50 %

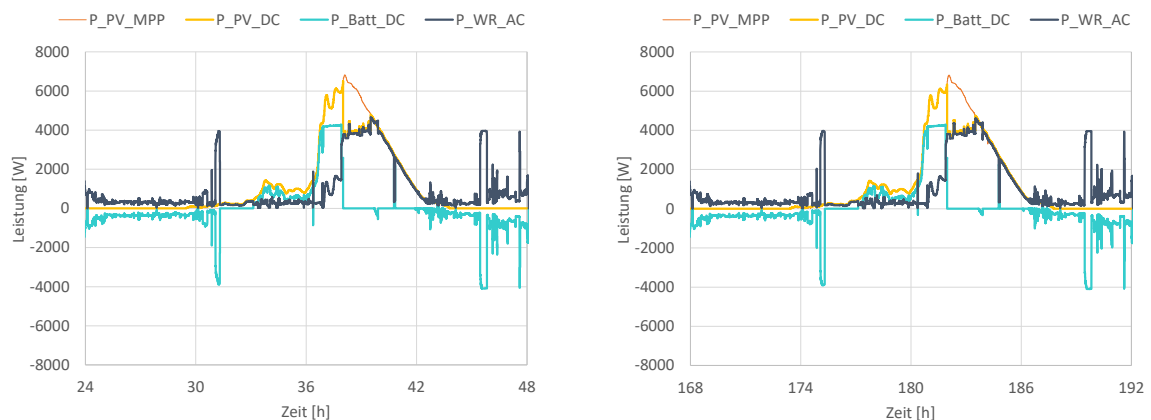


Abbildung 54: Testtag 2 und 8 des BS #4 mit prognosebasierter Steuerung und Leistungsreduzierung auf 50 %

Die Resultate der Messungen mit Leistungsreduzierung auf 50 und 70 % im Vergleich zur Standardsteuerung zur Eigenverbrauchssteigerung sind in Tabelle 22 und Tabelle 23 zusammengefasst. Während die DC-Zykleneffizienz bei den Steuerungen mit Leistungsreduzierung geringfügig höher liegt, nimmt die Gesamtsystemeffizienz ab. Trotz prognosebasierter Steuerung können Abregelungsverluste nicht vollständig vermieden. Auch mit Leistungsreduzierung wird ein nahezu identischer Autarkiegrad erreicht. Da Abregelungen bei hoher PV-Leistung erfolgen, nimmt der Netzbezug dadurch so gut wie nicht zu, es sinkt nur die Netzeinspeisung.



Tabelle 22: Resultate des BS #4 mit abweichender Steuerung.

		Normale Steuerung	70 % Leistungs- reduzierung	50 % Leistungs- reduzierung
PV-Angebot (MPP)	kWh	69.79	69.81	69.80
PV Ertrag (DC)	kWh	69.54	68.39	66.81
Beladung (DC)	kWh	16.89	16.91	16.72
Entladung (DC)	kWh	-15.46	-15.59	-15.48
Netzbezug	kWh	39.55	39.28	39.57
Netzeinspeisung	kWh	-37.46	-36.06	-34.92

Tabelle 23: Extrapolierte Kennwerte für das BS #4 mit abweichender Steuerung.

		Normale Steuerung	70 % Leistungs- reduzierung	50 % Leistungs- reduzierung
DC-Zykleneffizienz	%	91.5	92.1	92.6
Gesamtsystemeffizienz	%	91.7	90.4	88.6
Autarkiegrad	%	47.4	47.8	47.4

Grundsätzlich ist anzumerken, dass die Reihenfolge der Testtage sowohl auf der Verbrauchs- als auch der Erzeugungssseite untypisch ist und ein Lernen für den Algorithmus erschwert.

6.5 Vergleich der Resultate mit 10s und 1s Testprofilen

Die oben gezeigte Messung des BS #1 wurde mit einem Lastprofil mit einer zeitlichen Auflösung von 10 s durchgeführt. Eine weitere Messung wurde mit einem Profil mit einer Auflösung von 1 s durchgeführt. Abbildung 55 und Abbildung 56 zeigen den Verlauf der Messungen jeweils für einen Testtag. Abbildung 57 zeigt die extrapolierte Be- und Entladung des Batteriesystems für die Messungen mit den verschieden zeitlich aufgelösten Lastprofilen.

Die jeweilige Differenz der Be- und Entladung zwischen der AC- und DC-Seite gibt die Umwandlungsverluste an, der Quotient aus den Werten für Be- und Entladung auf der AC-Seite gibt die AC-Zykleneffizienz $\eta_{BS,AC}$ an, auf der DC-Seite entsprechend $\eta_{BS,DC}$.

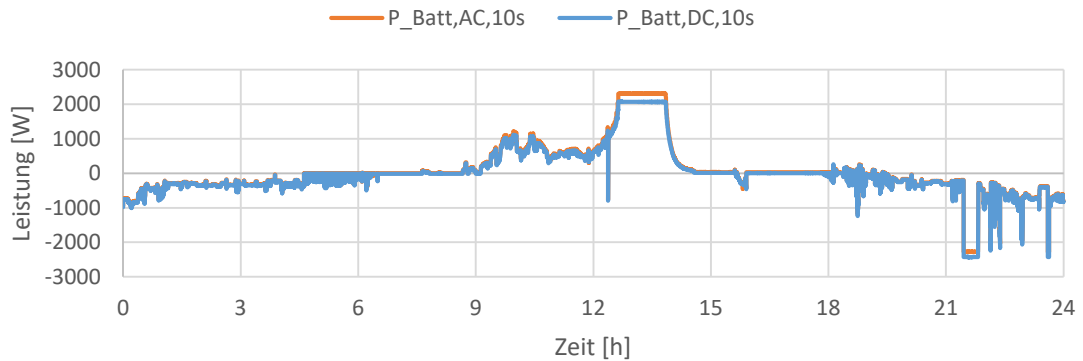


Abbildung 55: Verlauf eines Testtages der Messung des BS #1 mit 10 s Lastprofil.

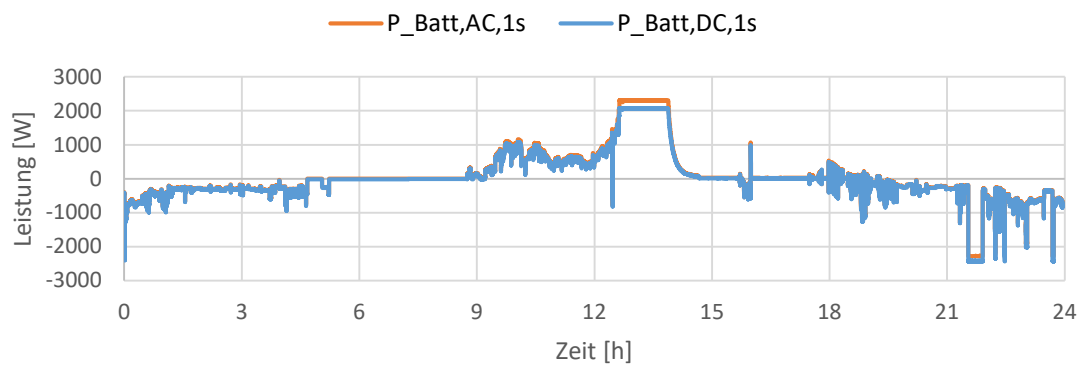


Abbildung 56: Verlauf eines Testtages der Messung des BS #1 mit 1 s Lastprofil.

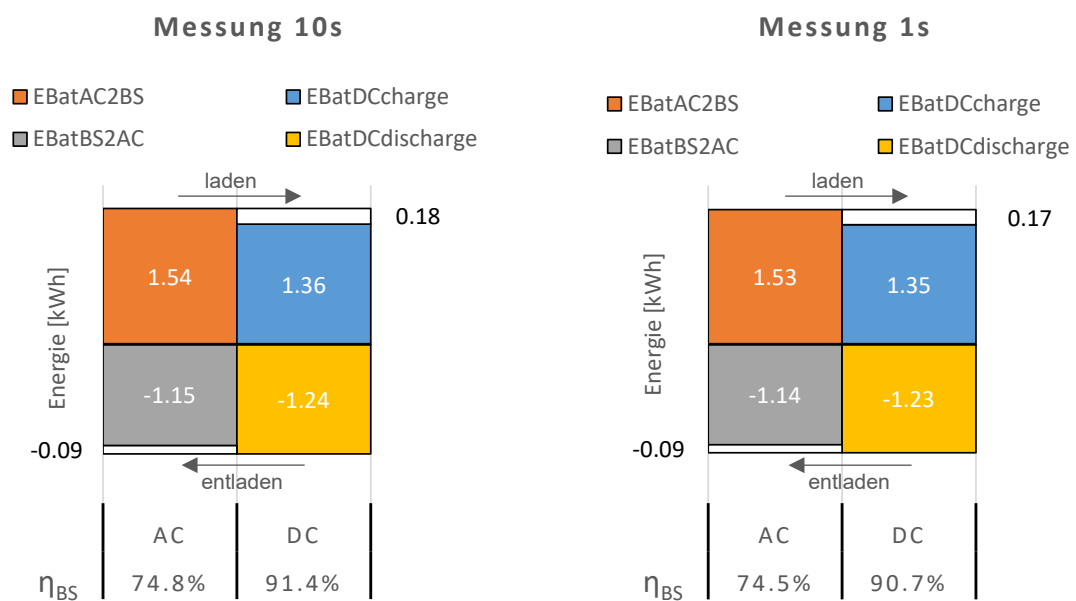


Abbildung 57: Extrapolierte Resultate zur Be- und Entladung des Batteriesystems in einer Messung mit 10 s Lastprofil (links) und mit 1 s Lastprofil (rechts).



6.6 Übersicht Testresultate

In Abbildung 58 sind die Testresultate der vier gemessenen Batteriesysteme mit Standardsteuerung zusammengefasst. Aufgrund der unterschiedlichen Batteriekapazitäten ist die Batteriebe- und -entladung unterschiedlich hoch. Auffällig ist, dass obwohl die Kapazität bei BS #2 geringfügig kleiner ist als bei BS #1, die DC-Be- und Entladung höher ist und auch ein höherer Autarkiegrad erreicht wird (Abbildung 58 links). Je höher die Batteriekapazität desto höhere Gesamtverluste sind zu erwarten und desto niedriger die Gesamtsystemeffizienz. Hier fällt wiederum BS #2 mit deutlich höheren Verlusten als BS #1 und BS #4 auf, obwohl es eine niedrigere Kapazität hat. Dies liegt an den hohen Abregelungsverlusten, die bei allen anderen Systemen nahe Null sind.

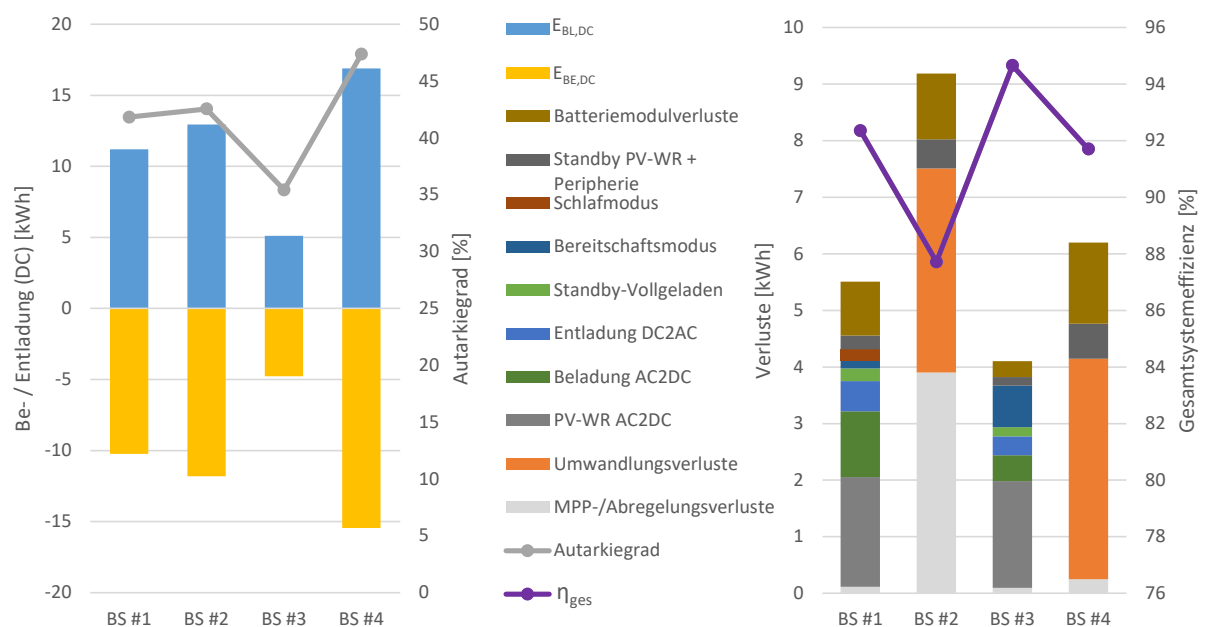


Abbildung 58: DC-seitig gemessene Be- und Entladung der Batteriesysteme aus dem 72 h Prüfzyklus und auf ein Jahr extrapolierter Autarkiegrad (links) sowie die Verluste aus dem 72 h Prüfzyklus und auf ein Jahr extrapolierte Gesamtsystemeffizienz η_{ges} (rechts).



7 Schlussfolgerungen und Fazit

Mit dem CCT-Bat Heimspeicher Systemtest konnte eine Testprozedur entwickelt werden, mit der Batteriespeichersysteme im dynamischen Betrieb innerhalb von drei Tagen getestet und Jahreskennwerte extrapoliert werden können. Alle Systemtypologien sind ohne Kenntnis der Systemeigenschaften in einer Testprozedur qualifizierbar. Neben Systemen zur Eigenverbrauchssteigerung können mit dem gleichen Testprofil auch netzstützende Anlagen beurteilt werden sowie der Einfluss tarifgebundener Grössen. Es wurde jeweils ein Testprofil für ein typisches Einfamilien- sowie ein Mehrfamilienhaus entwickelt.

Als Kennzahlen sollten mindestens eine Grösse für die Effizienz des Systems sowie eine für die Zielerreichung (z.B. Eigenverbrauchssteigerung, Tarifaussnutzung oder Leistungsbegrenzung) angegeben werden. Es konnte keine einzelne Kennzahl gefunden werden, die sowohl Effizienz als auch Zielerreichung bewertet und gleichzeitig einfach verständlich und aus den Testergebnissen direkt extrapolierbar ist.

Die durchgeführten Simulationen des Referenzsystems mit verschiedenen Variationen und Randbedingungen zeigen die wesentlichen Einflussparameter auf das Verhalten und die Effizienz von Batteriesystemen. Auf dieser Grundlage konnte ein 3 Tage Testprofil entwickelt werden, das die Anforderungen beispielsweise an Strahlungsangebot und Lastverteilung erfüllt und alle typischen Betriebsbedingungen für die Batterie abdeckt.

Das Testverfahren und der Teststand laufen stabil und liefern reproduzierbare Ergebnisse. Neben dem 10 s kann auch ein 1 s Haushaltsstromprofil mit hoher Regelgüte abgebildet werden. Vergleichende Tests mit 1 s und 10 s Profilen liefern nahezu identische Ergebnisse. Im Normalfall ist somit ein 10 s Profil ausreichend.

Mit diesem neuen Testverfahren konnten vier Batteriesysteme getestet werden, je zwei AC- und zwei DC-gekoppelte Systeme. Diese erreichen Gesamtsystemeffizienzen zwischen 87.7 % und 92.4 % sowie Autarkiegrade zwischen 35.4 % und 47.4 %. Es sollte darauf geachtet werden, dass Abregelungsverluste vermieden werden. Daneben machen Umwandlungs- und Standby-Verluste einen wesentlichen Unterschied zwischen den Systemen aus, während die DC-Zykleneffizienz bei allen Systemen ähnliche Werte erreicht. Die getesteten Lithium-Ionen Batteriemodule weisen demnach sehr ähnliche Effizienzen auf, während es bei den Batteriewechselrichtern und der Steuerung grössere Unterschiede gibt.

Mit Standardsteuerung zeigen alle Systeme eine frühzeitige Batterieladung, so dass mit der PV-Feldgrösse des verwendeten Einfamilienhauses die Batterie an sonnigen Tagen bereits am späten Vormittag vollgeladen ist und die Mittagsspitze ins Netz eingespeist wird. Ein System wurde zusätzlich mit einer Begrenzung der Einspeiseleistung und prognosebasierter Steuerung getestet. Es zeigt sich, dass nach einer Lernphase Abregelungsverluste zwar teilweise, aber nicht vollständig vermieden werden können. Die Gesamtsystemeffizienz sinkt bei einer Begrenzung auf 50 % der Einspeiseleistung um ca. 3 Prozentpunkte während der Autarkiegrad gleich hoch bleibt.

Neben der Ausweisung von repräsentativen Kennzahlen konnten aufgrund des dynamischen Betriebs systemspezifische Betriebsverhalten aufgedeckt werden, welche im statischen Betrieb nicht erscheinen.



8 Ausblick und zukünftige Umsetzung

Zukünftig sollen mit der vorhandenen und validierten Testprozedur nach Möglichkeit weitere Systeme getestet und die Ergebnisse mit einem Factsheet je System auf der SPF Homepage veröffentlicht werden. Dies dient der Information sowohl von Installateuren und Händlern als auch von Endkunden, die vor einer Kaufentscheidung stehen. Hersteller können aus den Ergebnissen Erkenntnisse zu Schwachstellen und Verbesserungspotenzialen ihrer Systeme ziehen.

Die bereits bei einem System getestete prognosebasierte Steuerung sollte weiter untersucht werden. Hier ist bislang wenig über den Nutzen solcher Steuerungselemente im dynamischen Betrieb, die z.B. Haushaltsgeräte intelligent ansprechen können, bekannt.

Mit dem CCT-Bat werden Effizienz und Funktionsweise von Batteriesystemen bewertet. Bislang aber nicht beurteilt wurde die Umweltwirkung, die der Einsatz verschiedener Batteriesysteme mit sich bringt. Zur Ergänzung der ökologischen Komponente zu einer ganzheitlichen Bewertung besteht ebenfalls weiterer Forschungsbedarf.

9 Publikationen

- E. Bamberger, R. Haberl, A. Reber, Heimspeicher-Systemtest, Poster 18. Nationale Photovoltaik-Tagung, Lausanne (2020). https://www.swissolar.ch/fileadmin/user_upload/Tagungen/PV-Tagung_2020/11_Poster_CCT-Bat_PV-Tagung__DEU_final.pdf (accessed November 27, 2020).
- E. Bamberger, R. Haberl, A. Reber, Heimspeicher-Systemtest, (2020). <https://www.spf.ch/index.php?id=19463> (accessed November 27, 2020)

Geplante Publikationen

- Poster und Beitrag zum Tagungsband des 36. PV-Symposiums vom 18. bis 20. Mai 2021 in der Messe Freiburg
- Vortrag am 20. SPF Industrietag am 22. Juni 2021
- Poster an der 19. Nationalen Photovoltaik-Tagung vom 1. bis 2. Juli 2021 in Bern
- Textbeitrag in der HK Gebäudetechnik
- Textbeitrag auf energie-experten.ch



10 Literaturverzeichnis

- [1] T. Hostettler, Markterhebung Sonnenenergie 2019, Teilstatistik der Schweizerischen Statistik der erneuerbaren Energien, (2020).
- [2] BSW-Solar: Photovoltaik-Speicher legten 2020 um 47 Prozent zu, pv magazine Deutschland. (2021). <https://www.pv-magazine.de/2021/02/18/bsw-solar-photovoltaik-speicher-legten-2020-um-47-prozent-zu/> (accessed April 7, 2021).
- [3] J. Weniger, S. Maier, L. Kranz, N. Orth, N. Böhme, V. Quaschnig, Stromspeicher-Inspektion 2018, (2018). <https://pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/Stromspeicher-Inspektion-2018.pdf> (accessed October 24, 2019).
- [4] E. Bamberger, R. Haberl, M. Battaglia, M. Haller, Wärmepumpen und Photovoltaik: Gibt es den idealen Speicher?, in: 25. Tagung des Forschungsprogramms Wärmepumpen und Kältetechnik des Bundesamts für Energie BFE, HTI Burgdorf, 2019: pp. 61–74. p:\SPF-Publikationen\2019\BFE WP-Tagung\Bamberger-2019.pdf.
- [5] J. Weniger, T. Tjaden, V. Quaschnig, Vergleich verschiedener Kennzahlen zur Bewertung der energetischen Performance von PV-Batteriesystemen, in: Kloster Banz, Bad Staffelstein, 2017: p. 23.
- [6] BVES, BSW Solar, Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme, (2019).
- [7] S. Maier, J. Weniger, N. Böhme, V. Quaschnig, Simulationsbasierte Effizienzanalyse von PV-Speichersystemen, in: Kloster Banz, Bad Staffelstein, 2019: p. 11.
- [8] BFH Zentrum Energiespeicherung - Projekte, (n.d.). <https://www.bfh.ch/de/forschung/forschungsbereiche/bfh-zentrum-energiespeicherung/projekte/> (accessed October 25, 2019).
- [9] R. Haberl, A. Reber, M.Y. Haller, Concise Cycle Test - Beschreibung der Prüfmethode, (2018). https://www.spf.ch/fileadmin/user_upload/spf/Testing/Systeme/Kombisysteme/SPF_CCT-Methode_v1.0.pdf (accessed November 25, 2018).
- [10] R. Haberl, A. Reber, E. Bamberger, M. Haller, Hardware-in-the-Loop Tests on Complete Systems with Heat Pumps and PV for the Supply of Heat and Electricity, in: EuroSun 2018, Rapperswil-Jona, 2018. p:\SPF-Publikationen\2018\Eurosun\eurosun2018-0009-Haberl.pdf.
- [11] E. Bamberger, R. Haberl, A. Reber, C. Biba, CCT-Bat - Heimspeicher Systemtest, Zwischenbericht, (2020).
- [12] A.I. Nousedis, A.A. Nikolaou, E.O. Kontis, G.C. Kryonidis, G.C. Christoforidis, G.K. Papagiannis, A Sizing Method for Decentralized Energy Storage Systems Operating Under a Peak Shaving Control Strategy, in: 2018 53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC), IEEE, Glasgow, 2018: pp. 1–6. <https://doi.org/10.1109/UPEC.2018.8541966>.
- [13] D. Parra, M.K. Patel, Effect of tariffs on the performance and economic benefits of PV-coupled battery systems, Applied Energy. 164 (2016) 175–187. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.11.037>.
- [14] E. Bamberger, R. Haberl, A. Reber, M. Battaglia, M. Luzzatto, M. Borner, M. Haller, CombiVolt - Steigerung des Photovoltaik-Eigenverbrauchs durch intelligente Wärmepumpen; Stand der Technik heute – Chancen für die Zukunft, SPF Institut für Solartechnik, Rapperswil, 2019. P:\SPF-Berichte\BFE-Schlussberichte\2019\2019_BFE_Schlussbericht_CombiVolt_final.pdf.
- [15] J. Figgner, D. Haberschus, K.-P. Kairies, O. Wessels, B. Tepe, D.U. Sauer, Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0 Jahresbericht 2018, (2018).
- [16] J. Al Dakheel, C. Del Pero, N. Aste, F. Leonforte, Smart buildings features and key performance indicators: A review, Sustainable Cities and Society. 61 (2020) 102328. <https://doi.org/10.1016/j.scs.2020.102328>.
- [17] C. Finck, R. Li, R. Kramer, W. Zeiler, Quantifying demand flexibility of power-to-heat and thermal energy storage in the control of building heating systems, Applied Energy. 209 (2018) 409–425. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.11.036>.
- [18] B. Barzegar, K. Zhang, M. Kummert, Energy flexibility analysis for photovoltaic solar system with battery, (2018) 10.



- [19] M. Liu, P. Heiselberg, Energy flexibility of a nearly zero-energy building with weather predictive control on a convective building energy system and evaluated with different metrics, *Applied Energy*. 233–234 (2019) 764–775. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.10.070>.
- [20] K. Klein, R. Langner, D. Kalz, S. Herkel, H.-M. Henning, Grid support coefficients for electricity-based heating and cooling and field data analysis of present-day installations in Germany, *Applied Energy*. 162 (2016) 853–867. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.10.107>.
- [21] M. Klein, A. Ziade, L. de Vries, Aligning prosumers with the electricity wholesale market – The impact of time-varying price signals and fixed network charges on solar self-consumption, *Energy Policy*. 134 (2019) 110901. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.110901>.
- [22] A. Tryferidis, D. Pramangioulis, E. Kakaras, P. Tsarchopoulos, IRIS D1.1: Report on the list of selected KPIs for each Transition Track, (2018) 117.
- [23] S.A. Klein et al, TRNSYS 18: A Transient System Simulation Program, Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison, USA, (2017). <http://sel.me.wisc.edu/trnsys/>.
- [24] J. Weniger, T. Tjaden, Performance-Simulationsmodell für AC-gekoppelte PV-Batteriesysteme (PerModAC Version 1.0), (2017).
- [25] Repräsentative elektrische Lastprofile für Einfamilienhäuser in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis, Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin, Datensatz, 2020. Lizenz: CC-BY-NC-4.0 (accessed August 31, 2017).
- [26] J. Nipkow, Der typische Haushalt-Stromverbrauch sinkt, (2013) 9.
- [27] P. Vogelsanger, The Concise Cycle Test Method - A Twelve Day System Test - A Report of IEA SHC - Task 26, 2002.
- [28] L. Konersmann, M. Haller, P. Vogelsanger, PELLETSOLAR – LEISTUNGSANALYSE UND OPTIMIERUNG EINES PELLET-SOLARKOMBINIERTEN SYSTEMS FÜR HEIZUNG UND WARMWASSER, SPF Institut für Solartechnik, Rapperswil, 2007. P:\SPF-Berichte\BFE-Schlussberichte\2007\2007_BFE_Schlussbericht_PelletSolar1_25lk.pdf.
- [29] R. Haberl, A. Reber, D. Carbonell, M.Y. Haller, SolProof - Kompaktheit und Fehlerresistenz von Solaren Heizsystemen auf dem Prüfstand, Bern, Switzerland, 2018. r:\Projekte\BFE_SolProof\1_Management\Berichte\Endbericht\SolProof-Schlussbericht_final.pdf.