

Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher

■ Jahresbericht 2016



Autoren

Kai-Philipp Kairies
David Haberschusz
Jonas van Ouwerkerk
Jan Strebel
Oliver Wessels
Dirk Magnor
Julia Badeda
Dirk Uwe Sauer

© 2016 Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe der RWTH Aachen

Danksagung

Die Autoren möchten den nachfolgend aufgelisteten Mitarbeitern des Instituts für Stromrichtertechnik und elektrische Antriebe (ISEA) an der RWTH Aachen herzlich für Ihre wertvolle Mitarbeit bei der Erstellung des vorliegenden Jahresberichts danken.

Reiner Herzog | Rani El-Masri | Wojciech Ruhnke |
Mikhail Demikhovskiy

Internet

<http://www.speichermonitoring.de>

Förderung

Der Jahresbericht zum Speichermonitoring entstand im Rahmen des Forschungsvorhabens "Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher (WMEP PV-Speicher)", das durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) gefördert wird.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Inhaltsverzeichnis

Executive Summary.....	8
Einleitung.....	10
1.1 Entwicklung der photovoltaischen Stromerzeugung in Deutschland	11
1.2 Strukturelle Herausforderungen einer vermehrten Einspeisung dezentral erzeugten Stroms aus PV-Anlagen	12
1.3 Dezentrale Batteriespeichersysteme zur Erhöhung des lokalen Eigenverbrauchs	14
Das KfW-Förderprogramm 'Speicher'.....	18
2.1 Art der Förderung	19
2.2 Fördervoraussetzungen	19
Das Speichermonitoring.....	22
3.1 Basis-Monitoring	23
3.2 Standard-Monitoring	24
3.3 Intensiv-Monitoring	24
Aufbau einer webbasierten Datenerfassung.....	26
4.1 Informationsportal Solarstromspeicher	27
4.2 Registrierung zum Basis-Monitoring	28
4.3 FAQ und Support	30
4.4 Monitoring von Betriebsdaten	31
4.5 Datenschutz	32
Datenbereinigung.....	34
5.1 Optimierung der Datenerhebung	35
5.2 Softwaregestützte Datenbereinigung	37
5.3 Manuelle Korrektur von Datensätzen	39
5.4 Konsistenzbedingungen der Auswertung des Basis-Monitorings	39
5.5 Konsistenzbedingungen der Auswertung des Standard-Monitorings	40
Auswertung des Basis-Monitorings.....	42
6.1 Volumen und Verteilung der in Deutschland betriebenen dezentralen Solarstromspeicher	43
6.2 Markthäufigkeiten unterschiedlicher Speichersystemgrößen	47
6.3 Marktanteile der Hersteller von geförderten PV-Speichersystemen	50
6.4 Technische Systemeigenschaften der geförderten Solarstromspeicher	52
6.5 Durchschnittliche Kapazitäten der unterschiedlichen Speichersysteme	54
6.6 Systempreise und Marktentwicklung	56
6.7 Motivation zum Kauf eines PV-Speichers	58

6.8	Wirtschaftliche Erwartungen an Speicher und erste Betriebserfahrungen	60
Auswertung des Standard-Monitorings.....		62
7.1	Monatliche durch PV-Anlagen erzeugte Energiemengen	63
7.2	Monatlicher Stromverbrauch der betrachteten Haushalte	63
7.3	Potenziale einer vollständigen Selbstversorgung durch dezentrale PV-Erzeugung in Kombination mit Batteriespeichern	64
7.4	Typische Eigenverbrauchsquoten unterschiedlicher Speichersystemkonfigurationen	65
7.5	Typische Autarkiegrade unterschiedlicher Speichersystemkonfigurationen	66
7.6	Wirkungsgrade von PV-Speichersystemen	67
7.7	Abschätzung der volkswirtschaftlichen Effekte dezentraler Solarstromspeicher in den Jahren 2014 und 2015	68
Realisierung des Intensiv-Monitorings.....		78
8.1	Ziele der hochauflösenden Messungen	79
8.2	Definition der Messstellen	80
8.3	Aufbau eines geeigneten Messsystems	81
8.4	Validierung des entwickelten Messsystems	83
8.5	Auswahl der zu vermessenden Speichersysteme	88
8.6	Vorbereitung der Feldinstallationen	91
8.7	Einbringen der Sensoren	93
8.8	Inbetriebnahme des Messsystems	95
8.9	Durchführung von Kapazitätstests an Bleibatterien mit zugänglichen Polklemmen	96
8.10	Durchführung von Kapazitätstests an Lithium-Ionen Batterien oder Bleibatteriesystemen mit nicht-zugänglichen Polklemmen	97
8.11	Qualität der im Feld vorgefundenen Speicherinstallationen	98
Auswertung des Intensiv-Monitorings.....		100
9.1	Eigenverbrauchsquoten der im Feld untersuchten Solarstromspeicher	101
9.2	Autarkiegrade der im Feld untersuchten Solarstromspeicher	104
9.3	Betriebsstrategien unterschiedlicher PVSpeichersysteme	106
9.4	Netzurückwirkung dezentraler Solarstromspeicher	110
9.5	Analyse der typischen Belastungsfälle von PV-Speichern	113
9.6	Erarbeitung eines einheitlichen Betriebswirkungsgrades für PVSpeicher	117
9.7	Vermessung von Speichersystemen im Labor	118
9.7.1	Definition von Energiepfaden	118
9.7.2	Wirkungsgrade des Pfades PV2AC	120
9.7.3	Wirkungsgrade des Pfades PV2Bat	121
9.7.4	Wirkungsgrade des Pfades Bat2AC	122

Inhaltsverzeichnis

9.7.5 Wirkungsgrade der Batteriespeicher	124
9.7.6 Messung des Eigenverbrauchs der Speichersysteme	125
9.7.7 Messung der Regelgüte	127
9.7.8 Messung der Regelgeschwindigkeit	130
9.8 Vermessung von Wirkungsgradkurven an privat betriebenen PV-Speichern	132
9.8.1 Erzeugen leistungsabhängiger Wirkungsgradkurven anhand hochauflösender Messdaten	132
9.8.2 Wirkungsgrade des Pfades PV2AC	136
9.8.3 Wirkungsgrade des Pfades PV2Bat	138
9.8.4 Wirkungsgrade des Pfades Bat2AC	140
9.8.5 Wirkungsgrade der Batteriespeicher und Auswertung der täglichen Zyklisierung	142
9.9 Zusammenhang zwischen Wirkungsgrad, Eigenverbrauchsquote und Autarkiegrad	144
	144
Zusammenfassung & Ausblick.....	147
Literaturverzeichnis.....	148
Anhang A - Datenschutzerklärung.....	152
Anhang B - Speichersystemtopologien & Betriebsstrategien.....	134
Anhang C - Hersteller Top20.....	158



Kurzzusammenfassung des Förderprogramms für dezentrale Solarstromspeicher

Das KfW-Programm Erneuerbare Energien "Speicher" fördert stationäre Batteriespeicher zur Verwendung in Kombination mit Photovoltaikanlagen durch zinsgünstige Kredite sowie Tilgungszuschüsse von bis zu 25 % der anfallenden Investitionskosten durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Die zweite Periode des Speicherförderprogramms ist seit dem 01.03.2016 verfügbar und bis zum 31.12.2018 befristet. Die maximal abrufbaren Tilgungszuschüsse betragen in Summe 30 Millionen Euro.

Um eine nachhaltige Entwicklung der Technologie anzureizen sind nur Speichersysteme förderfähig, die eine Reihe von technischen Bedingungen erfüllen. Hierzu zählen unter anderem eine netzdienliche Reduzierung der maximalen Einspeiseleistung der PV-Anlage auf 50 %, eine zehnjährige Zeitwertersatzgarantie des Batteriespeichers sowie die Offenlegung der relevanten Kommunikationsschnittstellen zur zukünftigen Integration bi-direktionaler Netzdienstleistungen. [Kapitel 2]

Kurzzusammenfassung des wissenschaftlichen Monitoringprogramms

Das Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA) der RWTH Aachen führt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie eine wissenschaftliche Evaluierung des Speicherförderprogramms durch. Im Fokus der Forschungsaktivitäten stehen:

- Die Entwicklung des Marktes für Solarstromspeicher hinsichtlich Umfang und Verbreitung unterschiedlicher Speichertechnologien sowie realisierter Preisdegressionen,
- die Abschätzung der durch Speicher verursachten volkswirtschaftlichen Effekte infolge eines steigenden privaten solaren Eigenverbrauchs und
- die Quantifizierung der erreichten Wirkungsgrade und Netzeffekte von Solarstromspeichern, die Zuverlässigkeit der Batterien unter realistischen Bedingungen sowie die Beurteilung

zukünftiger Zweitnutzungspotenziale. [Kapitel 3]

Umfang der dezentralen Speicherkapazitäten in Deutschland

In Deutschland wurde im Jahr 2015 fast jede zweite kleine PV-Anlage zusammen mit einem Batteriespeicher installiert. Zwischen Mai 2013 und Januar 2016 wurden so etwa 34.000 dezentrale Solarstromspeicher mit einer kumulierten nutzbaren Speicherkapazität von über 200 MWh an die Niederspannungsnetze angeschlossen. Die anspruchsvollen technischen Rahmenbedingungen der KfW-Förderung haben dabei einen messbar positiven Einfluss auf die gesamte Marktentwicklung entfaltet. [Kapitel 6.1]

Entwicklung der Endverbraucherpreise von Solarstromspeichern

Die Endkundenpreise von Solarstromspeichern sind noch hoch, sinken jedoch rasant. Speichersystempreise weisen derzeit im Mittel eine jährliche Degression von 18 % (Lithium-Ionen-basierte Speichersysteme) bzw. 5 % (Blei-Säure-basierte Speichersysteme) auf und werden somit für private Endverbraucher zunehmend wirtschaftlich attraktiv. Der Markteintritt mehrerer großer Unternehmen aus der Automobilbranche in den Speichermarkt hat zudem die Erwartungen an weitere zukünftige Preissenkungen, insbesondere durch Synergieeffekte mit der wachsenden Bedeutung der Elektromobilität, verstärkt. [Kapitel 6.6]

Technologieentwicklung

Solarstromspeicher haben sich in kürzester Zeit von einem teilweise in Handarbeit gefertigten Nischenprodukt zu einem Massenmarkt entwickelt. Dies spiegelt sich auch in einem umfangreichen Paradigmenwechsel bei der Wahl der Batteriespeicher wider: Machten Speichersysteme mit Bleibatterien Mitte 2014 noch rund die Hälfte des Marktvolumens aus, wurden diese bis Ende 2015 nahezu vollständig vom Markt verdrängt. [Kapitel 6.4]

Motivation zur Investition in Solarstromspeicher

Ein Großteil der heutigen Betreiber von dezentralen Solarstromspeichern möchte mit seiner Investition insbesondere einen eigenen Beitrag zum Gelingen der Energiewende leisten und sich dabei langfristig gegen steigende Strompreise absichern. Daneben steht für viele dieser Early Adopters auch ein generelles Interesse an der Technologie im Vordergrund. Nur eine Minderheit der Betreiber betrachtet ihren Speicher dagegen als eine sichere bzw. ertragreiche Geldanlage. [Kapitel 6.7]

Volkswirtschaftliche Effekte von Solarstromspeichern

Die Reduzierung der maximalen Einspeiseleistung von geförderten Solarstromspeichern bewirkt bei gleichbleibendem Netzausbau einen signifikanten Anstieg der insgesamt integrierbaren PV-Leistung. Von den im Rahmen der ersten Förderperiode installierten knapp 75 MWp solarer Spitzenleistung werden aus Netzsicht nur maximal rund 45 MWp eingespeist. Die umgesetzte Verschärfung der technischen Randbedingungen im Rahmen der zweiten Förderperiode werden diesen Effekt weiter verstärken. Eine Ausstattung aller neuen kleinen PV-Anlagen mit geförderten Speichern erhöht somit bei bestehenden Stromnetzkapazitäten die Aufnahmefähigkeit von PV-Leistung um den Faktor 2.

Dezentrale Speichersysteme erhöhen durch ihren Betrieb die Menge des lokal selbstverbrauchten Solarstroms. In Summe wird somit weniger Strom aus PV-Anlagen in das öffentliche Netz eingespeist, während gleichzeitig aufgrund der erhöhten Autarkie dieser Haushalte geringere Strommengen aus dem öffentlichen Netz bezogen werden. Die sich hieraus ergebenden monetären Effekte für die öffentliche Hand sind gering: Im Jahr 2015 wurde durch PV-Speichersysteme eine Gesamtmenge von 78,5 GWh Solarstrom lokal selbstverbraucht. Dies resultiert einerseits in einer Entlastung von 10 Millionen Euro an nicht ausgezahlter EEG-Vergütung für die öffentliche Hand. Demgegenüber stehen durch verminderten Strombezug aus dem öffentlichen Stromnetz wegfallende Einnahmen in Höhe von ca. 4,5 Millionen Euro (Steuern und

Abgaben) bzw. 6,5 Millionen Euro (Netzentgelte und Konzessionsabgaben). Die Bilanz von eingesparten Ausgaben, entgangenen Umlagen und eingenommenen Steuern beträgt für alle im Jahr 2015 betriebenen PV-Speicher somit rund -1 Millionen Euro. Demgegenüber stehen die quantitativ nicht erfassten Vorteile eines gleichmäßigeren Lastflusses und eines daraus folgenden geringeren Netzausbaubedarfs. [Kapitel 7.7]

Technische Ausgestaltung unterschiedlicher Solarstromspeicher

Umfangreiche Messungen im Labor sowie an privat betriebenen Speichersystemen erlauben tiefgehende Analysen der erreichten Autarkiegrade sowie der tatsächlichen Netzentlastung. Dabei zeigt sich, dass alle untersuchten Speichersysteme technisch dazu in der Lage sind, die erwartete Netzdienlichkeit zu erfüllen. Intelligent betriebene Speichersysteme nutzen dabei sowohl dem Stromnetz als auch dem Endkunden. [Kapitel 9.1 - 9.4]

Bezüglich der vermessenen Wirkungsgrade zeigt sich ein breites Spektrum: Während manche Hersteller bereits heute hocheffiziente Systeme anbieten können, sind bei anderen noch diverse Verbesserungspotenziale ungenutzt: Neben den Wirkungsgraden der leistungselektronischen Komponenten und der Batteriespeicher müssen hierbei auch die realisierte Regelgeschwindigkeit und -güte sowie der Energieverbrauch der Speichersysteme berücksichtigt werden. [Kapitel 9.6 - 9.9]

Die andauernde hochauflösende Vermessung dieser Speichersysteme ermöglichen es, Vor- und Nachteile der unterschiedlichen Konzepte zu quantifizieren und somit Handlungsempfehlungen für Systemhersteller und Verbraucher zu formulieren.

Einleitung



1.1 Entwicklung der photovoltaischen Stromerzeugung in Deutschland

Elektrischer Strom aus Photovoltaik(PV)-Anlagen gewinnt in Deutschland seit den 1990er Jahren kontinuierlich an Bedeutung. So konnten im Jahr 2015 mit insgesamt 38,5 TWh erzeugtem PV-Strom ca. 7,5 % des gesamten deutschen Netto-Stromverbrauchs gedeckt werden. Ende des Jahres 2015 waren in Deutschland rund 1,53 Millionen PV-Anlagen mit einer kumulierten Nennleistung von knapp 40 GW installiert. Mit dieser installierten Leistung übertrifft die Photovoltaik alle anderen Kraftwerksysteme in Deutschland [1,2].

Im Zuge der Energiewende werden PV-Anlagen auch zukünftig einen wachsenden Beitrag zur Energieversorgung Deutschlands liefern. Auch wenn die sehr hohen Zuwachsraten der Jahre 2009 – 2012 scheinbar mittelfristig nicht wieder erreicht werden, wurde 2015 insgesamt ein PV-Zubau von etwa 1,5 GW verzeichnet [3]. Nach Schätzungen, die im Rahmen des „Szenario 2013“ für das Bundesumweltministerium erstellt wurden, ist bis zum Jahr 2020 eine installierte PV-Leistung von 65 GW und damit

eine Deckung von 10 % des deutschen Strombedarfs durch PV-Strom vorstellbar [4,5].

Die weiterhin hohen Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten in den Bereichen der photovoltaischen Stromerzeugung erlauben eine weitere Ausschöpfung der technischen Potenziale der Technologie. So erreicht der nominelle Wirkungsgrad bei waferbasierten PV-Technologien aktuell Spitzenwerte von über 20% auf Modulebene, während bei Dünnschicht-Modulen bis zu 13% der eingestrahlten Sonnenenergie in elektrischen Strom umgewandelt werden [1]. Auch die zu erwartende Lebensdauer von PV-Modulen steigt seit Jahren stetig an, sodass viele Anbieter heutzutage einen Leistungserhalt von 90% der Modulnennleistung über 10 Jahre und 80% über weitere 15 Jahre garantieren, also insgesamt eine Leistungsgarantie über 25 Jahre geben [6, 7, 8]. Dies hat auch positive Auswirkungen auf die ökologische Nachhaltigkeit von PV-Anlagen; die Energierücklaufzeit einer durchschnittlichen modernen deutschen PV-Anlage beträgt aktuell etwa 2 Jahre. Eine derart hergestellte Solaranlage erzeugt somit über den Zeitraum ihrer gesamten Lebens-

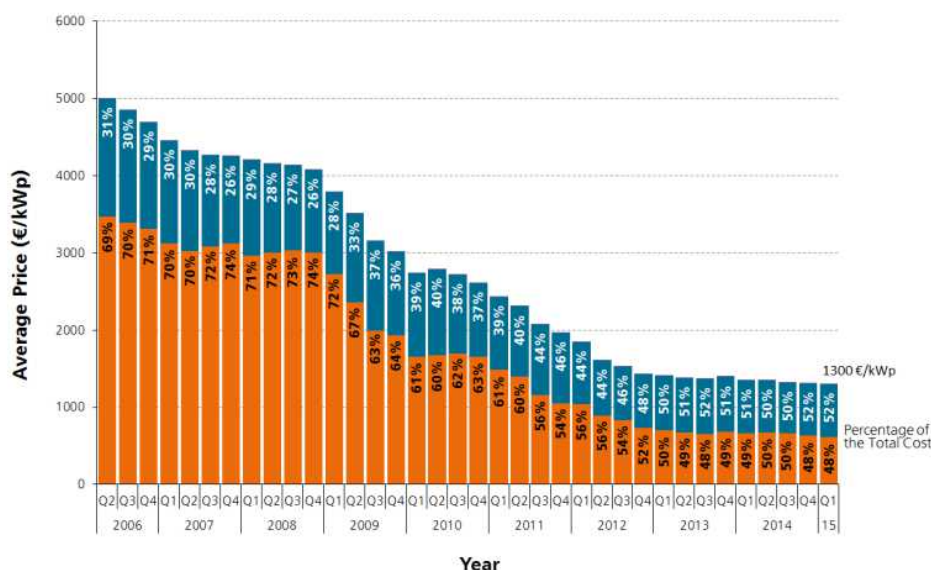


Abbildung 1-1: Entwicklung der Endkundenpreise von PV-Anlagen zwischen 10 und 100 kWp (orange: Modulpreise, blau: Sonstige Aufwendungen, unter anderem: Halterung, Verkabelung, Wechselrichter, Schütze, etc.) [1]

dauer mindestens das Zehnfache der Energiemenge, die zu ihrer Herstellung aufgewendet wurde [1]. Strom aus Photovoltaikanlagen trägt darüber hinaus in Deutschland signifikant zur Reduzierung der gesamtwirtschaftlichen CO₂-Emissionen bei: Mit einem Vermeidungsfaktor von 706 g CO₂-Äq./kWh konnten im Jahr 2015 insgesamt 26,2 Mio Tonnen CO₂-Äquivalente Treibhausgase eingespart werden [9]. PV-Strom substituiert dabei mit einem Faktor von 75,5 % vor allem fossile Steinkohle- sowie Gaskraftwerke (21,5 %) [5,9].

Neben der weiteren Verbesserung bezüglich Effizienz und Lebensdauer von PV-Anlagen haben insbesondere Skaleneffekte bei der serienmäßigen Produktion von Solarmodulen und -wechselrichtern in den letzten Jahren zu signifikanten Preisdegressionen geführt. Die Anschaffungskosten von PV-Anlagen sind seit 2006 um durchschnittlich 14 % pro Jahr gesunken (siehe Abbildung 1-1) und liegen Mitte 2015 im Bereich 1.500 €/kWp [1].

Den nach wie vor hohen Stellenwert der PV-Technologie in der Gesellschaft zeigt auch die andauernde Forschungsförderung der Bundesregierung: Im Rahmen der „Innovationsallianz“ wurden im Jahr 2013 Forschungsprojekte im Bereich der Photovoltaik mit einer Fördersumme von insgesamt 50 Millionen Euro angestoßen [10]. Dabei stehen neben den technischen Weiterentwicklungen von PV-Anlagen insbesondere die Potenziale intelligenter Stromnetze (Smart Grids), unter anderem in Kombination mit zentralen und dezentralen Speichersystemen, im Vordergrund.

Die dezentrale Stromerzeugung durch PV-Anlagen kann weiterhin zu einer effizienteren Stromversorgung führen, bei der lokale Verbräuche direkt von lokal eingespeistem Solarstrom gedeckt werden und die Netzverluste der zentralisierten Stromerzeugung vermieden werden [11]. Die Effizienz ist dabei umso größer, je genauer die erzeugte und verbrauchte Leistung innerhalb eines Netzgebietes

zusammenpassen. Gleichzeitig ergeben sich durch die vermehrte dezentrale Einspeisung von PV-Strom neue Herausforderungen für das Elektrizitätssystem, insbesondere die Verteilnetze. Ein Überblick über die im Rahmen dezentraler Einspeisung auftretenden Herausforderungen wird im folgenden Abschnitt gegeben.

1.2 Strukturelle Herausforderungen einer vermehrten Einspeisung dezentral erzeugten Stroms aus PV-Anlagen

PV-Anlagen in Deutschland befinden sich überwiegend im Besitz von Privatpersonen und Landwirten; über 80% der gesamten deutschen PV-Leistung wird dabei in Niederspannungsnetze eingespeist [12]. Einige Niederspannungsnetze sind jedoch historisch gesehen aufgrund der ursprünglich geringen und typischerweise wenig gleichzeitigen Stromnachfrage auf dieser Spannungsebene den Herausforderungen, die durch eine vermehrte dezentrale Stromerzeugung mit PV-Anlagen entsteht, teilweise nicht gewachsen. Zu Zeiten mit hoher Sonneneinstrahlung und niedrigem Strombedarf können in Gebieten mit vielen angeschlossenen Solaranlagen Teile der Netzinfrastruktur überlastet werden [13 - 15].

Niederspannungsnetze stellen nach der Höchst/Hoch- und Mittelspannungsebene in Deutschland die unterste Stufe der Versorgung mit elektrischer Energie dar. Sie wurden in den letzten einhundert Jahren vor allem für die Verteilung von zentral erzeugtem Strom an private Endverbraucher ausgelegt und verbinden Gebiete von wenigen Kilometern Umkreis miteinander. Etwa 98% aller an das Stromnetz angeschlossenen PV-Anlagen in Deutschland speisen in diese mit 230 V Nennspannung betriebenen Niederspannungsnetze ein [1].

Einleitung

Strukturelle Herausforderungen einer vermehrten Einspeisung dezentral erzeugten Stroms aus PV-Anlagen

Um die Stabilität des Stromnetzes dauerhaft aufrecht zu erhalten wurden vom Gesetzgeber Grenzen definiert, innerhalb derer ein sicherer Betrieb gewährleistet werden kann. In der Europäischen Norm IEC 60038 wurde dazu eine maximal erlaubte Schwankung der Netzspannung von $\pm 10\%$ definiert (zehn Minuten Mittelwerte). Die VDE-AR-N 4105 konkretisiert hierzu, dass die durch dezentrale Einspeisung in der Niederspannungsebene hervorgerufene Spannungserhöhung nicht mehr als 3% der Netzspannung ohne dezentrale Einspeisung betragen darf. Aufgabe der Netzbetreiber ist es, ihre Stromnetze so zu dimensionieren, dass die Netzspannung zu keiner Zeit dauerhaft durch zu hohe Lasten zu stark absinkt oder durch zu hohe Einspeisung auf dieser Spannungsebene über den erlaubten Grenzwert ansteigt. Im Fall von klassischen Haushaltslasten ergibt sich dabei in der Regel eine gleichmäßige Verteilung der einzelnen elektrischen Lasten auf den gesamten Netzbereich sowie eine weitgehende zeitliche Entkopplung der einzelnen Lasten, so dass Spitzen-Verbräuche, welche die Spannungsqualität ernsthaft beeinträchtigen könnten, nur äußerst selten auftreten. Bei der vermehrten Einspeisung erneuerbarer Energien durch dezentrale Erzeugungsanlagen, insbesondere PV-Anlagen, ist diese systeminhärente statistische Glättung der Netzbelastung jedoch nicht weiterhin

verlässlich annehmbar, da PV-Erzeugung lokal mit hoher Gleichzeitigkeit auftritt.

Insbesondere in ländlichen und vorstädtischen Gegenden mit wenig vermaschten Netzen und tendenziell langen Strangausläufern bei gleichzeitig hohen verfügbaren Dachflächenpotenzialen kann diese Einspeiseleistung die Spannung innerhalb des betroffenen Netzstranges stark anheben und dazu führen, dass vorgegebene Grenzwerte überschritten werden (siehe Abbildung 1-2). Netzbetreiber sind in diesem Fall dazu angehalten, geeignete Maßnahmen zur Netzertüchtigung zu treffen, sofern es sich nicht als wirtschaftlich unzumutbar erweist (§4 Abs. 3 EEG) und auf einen weiteren Zubau dezentraler Erzeuger verzichtet werden muss [16]. Neben einer unzulässigen Erhöhung der Versorgungsspannung können insbesondere punktuelle thermische Belastungen der elektrischen Betriebsmittel des Niederspannungsnetzes ein Problem darstellen. Durch eine unzulässige Erhöhung des Stroms aufgrund von hohen lokalen Einspeiseleistungen können Betriebsmittel wie Erdkabel und Ortsnetztransformatoren deutlich schneller altern oder akut beschädigt werden. Gerade in der Nähe von Ortsnetzstationen tritt dieser Effekt verstärkt auf, da dort die elektrischen Ströme aller Netzstränge zusammengeführt werden und mehrere Ka-

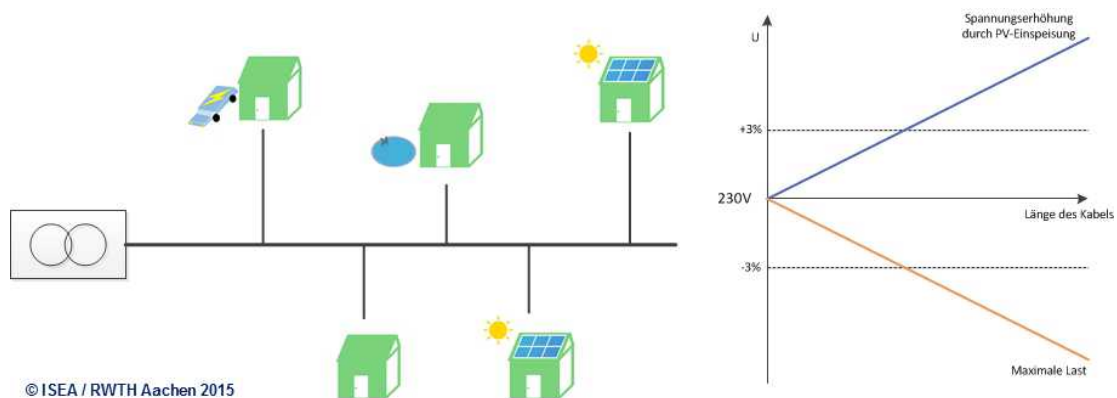


Abbildung 1-2: Leistungsbedingte Spannungserhöhung in Niederspannungsnetzen (schematische Darstellung)

beltrassen nah beieinanderliegen, was die Abfuhr der Verlustwärme an die Umgebung erschwert [17].

Sind viele Solaranlagen an einen Netzzweig angeschlossen, kann, gerade bei hoher Sonneneinstrahlung zur Mittagszeit, der eingespeiste Solarstrom den lokalen elektrischen Energiebedarf um ein Vielfaches übersteigen. Dann kommt es zum Effekt der Lastflussumkehr: Anstatt der ursprünglichen Fließrichtung vom zentralen Erzeuger zum Endverbraucher fließt der Strom nun vom Niederspannungsnetz in die Mittelspannungsebene (siehe Abbildung 1-3). Bei massivem Zubau von dezentralen Erzeugungsanlagen in der Niederspannungsebene kann dieser Prozess, neben den erwähnten Herausforderungen bezüglich der Spannungshaltung und thermischer Belastung der Betriebsmittel, auch mit erhöhten Netzverlusten verbunden sein, da der Strom zusätzliche Umwandlungsstufen durchlaufen muss und über längere Strecken transportiert wird [11].

Die beschriebenen auftretenden Herausforderungen an die elektrischen Betriebsmittel von Niederspannungsnetzen mit einer hohen Durchdringung von PV-Anlagen ergeben sich erfahrungsgemäß nur an einzelnen Tagen des Jahres jeweils für überschaubare Zeiträume – vorwiegend während der Mittagszeit an sonnigen Frühlings- und Sommertagen. Eine generelle Ertüchtigung der Netzinfrastruktur zur Schaffung der kurzfristig benötigten zusätzlichen Übertragungskapazitäten erscheint somit in vielen Fällen unverhältnismäßig. Alternativ kann eine dezentrale und bürgerernahe Lösung zur verbesserten Netzintegration von erneuerbaren Energien in der Niederspannungsebene durch eine speichergestützte Reduzierung der maximalen Einspeiseleistung von Photovoltaikanlagen erreicht werden. Die Potenziale dieses Lösungsansatzes werden im folgenden Kapitel näher beschrieben.

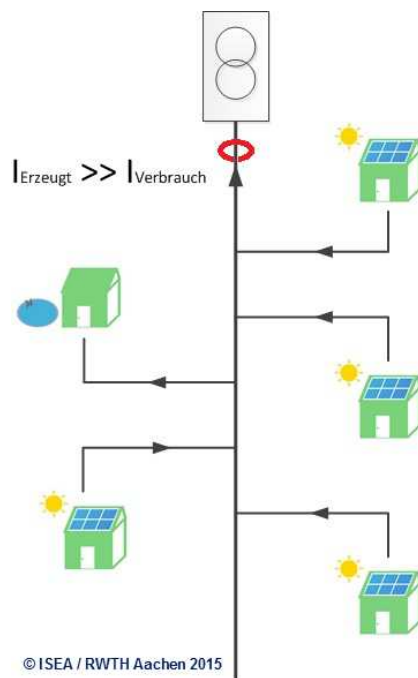


Abbildung 1-3: Umkehr des Lastflusses bei hohen lokalen Einspeiseleistungen in Niederspannungsnetzen

1.3 Dezentrale Batteriespeichersysteme zur Erhöhung des lokalen Eigenverbrauchs

Dezentrale Solarstromspeicher (PV-Speicher) stehen seit einigen Jahren vermehrt im Fokus von Forschung, Industrie und öffentlicher Aufmerksamkeit. Es handelt sich bei dieser Technologie um elektrochemische Batteriespeicher, die mit der PV-Anlage und den elektrischen Verbrauchern eines Haushaltes verbunden werden. Im Tagesverlauf speichert die Batterie einen Teil der nicht direkt lokal verbrauchten Solarenergie ein, um sie am Abend und in der Nacht bedarfsgerecht zur Verfügung zu stellen. Somit können die Eigenverbrauchsquote und der Autarkiegrad des Haushalts deutlich erhöht werden.

Die dezentrale Speicherung von Solarstrom erbringt somit bei entsprechendem Betrieb einen zweifachen Nutzen, sowohl für den Betreiber des Speichers als auch für das Verteilnetz (siehe Abbildung 1-4 und Abbildung 1-5):

Einleitung

Dezentrale Batteriespeichersysteme zur Erhöhung des lokalen Eigenverbrauchs

Der Betreiber eines PV-Speichers kann durch den Einsatz eines Solarstromspeichers von langfristig abgesicherten Strombezugskosten profitieren. Durch eine Erhöhung seiner Autarkie kann er seinen Strombezug aus dem öffentlichen Stromnetz minimieren und somit der Auswirkung eines steigenden Strompreises entgegenwirken. Da die Differenz zwischen EEG-Vergütung für Solarstrom und Strombezugskosten für Endverbraucher seit Jahren stetig steigt, eröffnet sich die Möglichkeit, die individuellen Strombezugskosten durch eine Erhöhung des Eigenverbrauchs langfristig zu minimieren (siehe Abbildung 1-6).

Das Stromnetz kann durch intelligent betriebene Solarstromspeicher signifikant entlastet werden. Durch ein gezieltes, netzdienliches Einspeichern des überschüssigen Solarstroms zu Zeiten der Spitzenerzeugung kann die maximale Einspeiseleistung einer PV-Anlage erheblich reduziert werden. Lokale Probleme mit der Spannungshaltung bzw. der thermischen Überlastung von Betriebsmitteln können somit verlässlich entschärft werden [18]. Der Einsatz von netzdienlich betriebenen Solarstromspeichern kann aus Netzsicht die Belastung durch PV-Anlagen um den Faktor 1,7 bis 2,5 reduzieren, da bei gleicher installierter PV-Leistung nur 40 – 60% dieser Leistung auch

in das Netz eingespeist wird. Somit kann bei identischer Dimensionierung eines Niederspannungsnetzes durch den Einsatz von netzdienlich betriebenen dezentralen Speichersystemen die maximale Durchdringung von PV-Leistung um den Faktor 1,7 – 2,5 erhöht werden, ohne weitere Ertüchtigungsmaßnahmen an den elektrischen Betriebsmitteln vornehmen zu müssen. Um einen netzdienlichen Betrieb der PV-Speichersysteme sicherzustellen und die zu erwartenden Netzzustände für den Netzbetreiber transparent zu machen, hat sich eine konstante Abregelung der PV-Anlagen an ihrem Netzanschlusspunkt bewährt. Nur der Solarstrom, der nach Abzug von direktem Eigenverbrauch und Einspeicherung in die Batterie ein definiertes Limit (z.B. 60% der Nennleistung der PV-Anlage) überschreitet, wird abgeregelt (siehe Abbildung 1-5).

Ein wesentlicher Vorteil von privat betriebenen, dezentralen PV-Speichern liegt dabei darin, dass - selbst bei einer anfänglichen Förderung - die Investitionskosten zum Großteil durch private Investoren getragen werden, die marktgetrieben handeln. Die technischen Rahmenbedingungen des Förderprogramms (siehe Kapitel 2) stellen dabei einen netzdienlichen Betrieb sicher.



Abbildung 1-4: Schematische Darstellung der Funktionsweise eines PV Speichers [20]

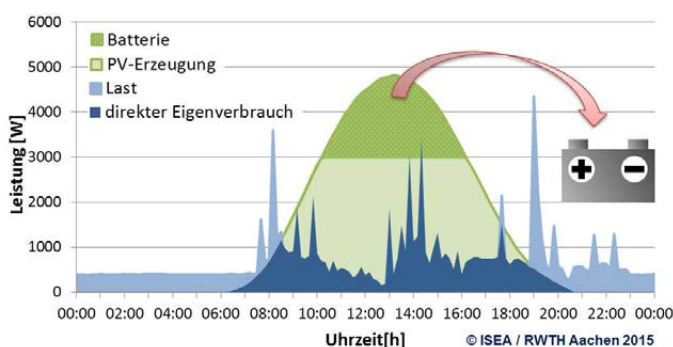


Abbildung 1-5: Reduzierung der maximalen Einspeiseleistung durch PV-Speicher (Peak-Shaving)

Kontroversen Die Beurteilung der langfristigen volkswirtschaftlichen Effekte von PV-Speichern stellt heute ein politisch breit diskutiertes Themenfeld dar. Da sich die Wirtschaftlichkeit für den Betreiber eines Solarstromspeichers im Wesentlichen aus einem reduzierten mittleren Strombezugspreis ergibt, sind zur Beurteilung dieses Geschäftsmodells neben den Preisen für Batteriesysteme auch die geltenden politischen Randbedingungen, insbesondere die Gestaltung des Strompreises zu beachten: Der durchschnittliche Endverbraucherstrompreis im Jahr 2015 von ca. 29 Cent pro Kilowattstunde setzt sich neben den „direkten“ Kosten von Stromerzeugung, -vertrieb, -übertragung und -verteilung (insgesamt ca. 47% der Gesamtkosten) insbesondere aus Steuern und Abgaben - unter anderem EEG-Umlage, Stromsteuer, Konzessionsabgabe und Mehrwertsteuer - zusammen [19]. Etwa die Hälfte der durch erhöhte Autarkie eingesparten Stromkosten werden somit nicht den Energieversorgern, sondern der öffentlichen Hand entzogen und stehen damit nicht weiter zur Deckung der zugrundeliegenden gesellschaftlichen Aufgaben zur Verfügung. Dieser Effekt wird teilweise als indirekte Subvention von Speichern, bzw. „Entsolidarisierung“ von der Gesamtgesellschaft bewertet und stellt ein wiederkehrendes Thema in der aktuellen

Diskussion über die mittelfristige Zukunft von PV-Speichern dar. Gleichzeitig entlasten Solarstromspeicher die öffentliche Hand an anderen Stellen: So erhält der Betreiber eines PV-Speichersystems für lokal verbrauchten Solarstrom keine EEG-Vergütung - hinzu kommen auf das Speichersystem entrichtete Umsatzsteuer sowie durch den Speicher erbrachte Systemdienstleistungen (siehe Kapitel 7). Die derzeitige Bundesregierung hat in ihrem Koalitionsvertrag eine umfassende Überprüfung der geltenden Strompreiszusammensetzung, insbesondere in Hinblick auf die Einführung einer generellen Leistungskomponente im Netzentgelt auch für Privatkunden festgelegt. Eine mögliche Neugestaltung der Strompreiszusammensetzung für private Endverbraucher wird in Folge einen maßgeblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von PV-Speichern haben und somit auch den langfristigen Erfolg der Technologie bestimmen.

Weitere Systemdienstleistungen Neben der Erhöhung des lokalen Eigenverbrauchs und der Reduzierung der Einspeiseleistung von dezentralen Erzeugungsanlagen sind verteilte PV-Speicher in der Lage, zukünftig umfassende Systemdienstleistungen zu erbringen. Hierzu sei auf die Kurzstudie „Der positive Beitrag dezentraler Batte-

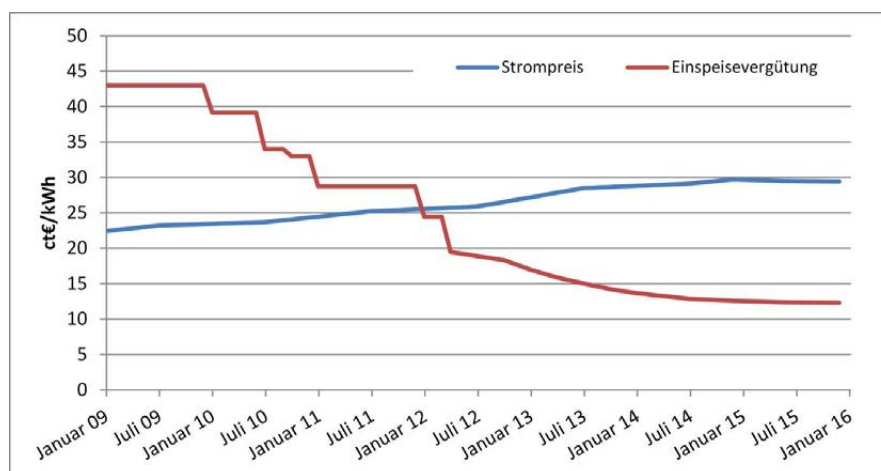


Abbildung 1-6: Entwicklung von EEG-Einspeisevergütung (Pv-Anlagen < 10 kWp) und durchschnittlichem Strompreis seit Januar 2009 ([22], [23], Abbildung ISEA)

Einleitung

Dezentrale Batteriespeichersysteme zur Erhöhung des lokalen Eigenverbrauchs

riespeicher für eine stabile Stromversorgung“ [21] verwiesen, in welcher die Autoren den potenziellen Nutzen von dezentralen PV-Speichern im Stromnetz prägnant zusammenfassen. Die wesentlichen angesprochenen Sys-

temdienstleistungen sowie die Potenziale einer technischen bzw. wirtschaftlichen Umsetzung durch verschiedene Batteriespeichertechnologien sind in Abbildung 1-7 zusammengefasst.

Anwendungsmöglichkeiten von Batteriespeichern			Blei-Säure-Batterie	Nickel-Batterie	Lithium-Batterie	Natrium-Batterie	Redox-Flow-Batterie
Systemdienstleistungen	Versorgungssicherheit- und -wiederaufbau	Beitrag zur gesicherten Leistung (v. a. Reduktion & Sicherung der Höchstlast, u. a. auch Reduktion von Must-Run Kapazitäten)					
		Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV)					
		Schwarzstartfähigkeit					
	Spannungshaltung und -qualität	Bereitstellung von Blindleistung (statische Spannungshaltung)					
		Bereitstellung von Kurzschlussleistung (dynamische Spannungshaltung, Fault-Ride-Through)					
	Frequenzhaltung durch Wirkleistungsregelung	transient Momentanreserve (sofortige Frequenzstützung)					
		Primärregelleistung (Pos. und neg. gekoppelt)					
		Sekundärregelleistung	Neg.				
		Tertiärregelleistung (Minutenbereich)	Pos.*				
		Langzeitreserve (Wind- oder Dauerreserve)	Neg.				
	Betriebsführung	Gradientensteuerung (Ramping) (hohe Leistungsänderungsgeschwindigkeiten)					
		Netzengpassmanagement (Redispatch, z.T. auch zur Spannungshaltung)					
Erzeugungsausgleich	Terminmärkte (Börse und außerbörslicher OTC-Handel)						
	Spotmärkte (Börse und außerbörslicher OTC-Handel)						

- Technisch machbar und wirtschaftlich sinnvoll
- Technisch machbar, Wirtschaftlichkeit zu prüfen
- Wirtschaftlich nicht umsetzbar

* die Abschaltung von Lasten kann bilanziell durch die „Freisetzung von Leistung“ positive Regelleistung bereitstellen

© FENES OTH Regensburg 2015

Abbildung 1-7: Potentiale unterschiedlicher Batterietechnologien zur Erbringung von Systemdienstleistungen [21]

Das KfW-Förderprogramm 'Speicher'



Das erste bundesweite Förderprogramm für dezentrale Solarstromspeicher wurde im Jahr 2013 von der Bundesregierung und der KfW-Bank aufgelegt und endete zum 31. Dezember 2015 (siehe auch Jahresbericht zum Speichermonitoring 2015). Im Februar 2015 verkündete das zuständige Bundesministerium für Wirtschaft und Energie eine zweite Periode der Speicherförderung unter verschärften technischen Anforderungen, die außerdem einen stärkeren Fokus auf die Nachhaltigkeit der Systeme legt. Im Folgenden werden die wesentlichen Aspekte der aktuell geltenden KfW-Förderung zusammenfassend dargestellt.

2.1 Art der Förderung

Die Förderung der kombinierten PV-Speicher ist als KfW-Programm (Erneuerbare Energien „Speicher“, Programmnummer 275) ausgestaltet. Sie erfolgt für eine individuelle Anlage durch einen zinsgünstigen Kredit der KfW-Bank sowie einen durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) finanzierten Tilgungszuschuss. Der Tilgungszuschuss ist dabei degressiv ausgestaltet und wird, beginnend von 25% der förderfähigen Kosten, halbjährlich um jeweils 3 Prozentpunkte abgesetzt:

Zeitraum	H1 2016	H2 2016	H1 2017	H2 2017	H1 2018	H2 2018
Tilgungszuschuss	25%	22%	19%	16%	13%	10%

Die Möglichkeit einer Förderung steht grundsätzlich Privatpersonen, Freiberuflern, Landwirten, gemeinnützigen Antragstellern und Unternehmen nach der de-minimis Regel offen. Der Tilgungszuschuss reduziert dabei die Kreditschuld des Fördernehmers und verkürzt somit die Laufzeit des Kredites, eine Auszahlung des Tilgungszuschusses ist nicht möglich. Die Höhe der förderfähigen Kosten ist abhängig von der Art der Installation: Für Batteriespeicher, die zu einer bereits bestehenden PV-Anlage nachgerüstet werden, berechnet sie sich direkt aus den gesamten Investitionskosten sowie der Nennleistung der

angeschlossenen PV-Anlage¹:

$$\text{Tilgungszuschuss} = \text{Leistung}_{PV} \cdot \min\left(\frac{\text{Investitionskosten [€]}}{\text{Leistung}_{PV} [\text{kWp}]}, 2200 \frac{\text{€}}{\text{kWp}}\right)$$

Für PV-Speichersysteme, die gleichzeitig mit einer neuen PV-Anlage installiert werden, wird ein fixer Abzug für die Kosten der PV-Anlage vom Gesamtpreis angesetzt. Dieser Abzug beträgt zurzeit 1.600€/kWp und wird regelmäßig den aktuellen durchschnittlichen Marktpreisen für PV-Anlagen angepasst. Die förderfähigen Kosten eines PV-Speichersystems das zusammen mit einer PV-Anlage angeschafft wird, betragen somit:

$$\text{Tilgungszuschuss} = \text{Leistung}_{PV} \cdot \min\left(\frac{\text{Investitionskosten [€]} - \text{Abzug}_{PV}[\text{€}]}{\text{Leistung}_{PV} [\text{kWp}]}, 2000 \frac{\text{€}}{\text{kWp}}\right)$$

Die exakten Konditionen der Kreditvergabe sind daneben von individuellen Faktoren wie der Bonität des Kreditnehmer sowie der Laufzeit des Kredites abhängig. Eine detaillierte und aktuelle Version der Förderbedingungen kann der Website der KfW-Bank entnommen werden [24].

2.2 Förderungsvoraussetzungen

Die finanzielle Förderung von PV-Speichern ist an Voraussetzungen geknüpft, die eine nachhaltige Entwicklung der Technologie begünstigen und einen netzentlastenden Betrieb der Anlagen sicherstellen sollen. Im Folgenden ist eine Zusammenfassung der aus technischer Sicht wichtigsten Voraussetzungen einer Förderung aufgelistet²:

- Gefördert werden können sowohl Batteriespeicher, die zusammen mit einer neu installierten PV-Anlage angeschafft werden, als auch Batteriespeicher, die nachträglich zu einer nach dem 31.12.2012 in Betrieb genommenen PV-Anlage installiert werden.
- Die maximale Nennleistung der PV-Anlage, die mit dem Batteriespeichersystem verbunden wird, darf 30 kW nicht überschreiten.
- Zu jeder PV-Anlage ist maximal ein Batteriespeichersystem förderfähig.

- Die geförderten Batteriespeichersysteme müssen sich auf dem Gebiet der Bundesrepublik Deutschland befinden und sind mindestens fünf Jahre lang zweckentsprechend zu betreiben.
- Die maximale Leistungsabgabe der PV-Anlage am Netzanschlusspunkt ist durch geeignete Maßnahmen auf 50 % der Nennleistung der Photovoltaikanlage zu begrenzen (siehe Abbildung 2-1). Dies entspricht, verglichen mit der ersten Periode des Förderprogramms, einer Verschärfung der Restriktion um 10 Prozentpunkte. Die Verpflichtung zur Leistungsbegrenzung besteht dauerhaft für die gesamte Lebensdauer der Photovoltaikanlage, mindestens aber 20 Jahre, und erstreckt sich damit auch auf einen eventuellen Weiterbetrieb der Photovoltaikanlage nach Außerbetriebnahme des Speichersystems. Der lokale Stromnetzbetreiber erhält dabei die Möglichkeit, die Leistungsbegrenzung der Photovoltaikanlage auf eigene Kosten zu überprüfen.
- Alle Betreiber von geförderten PV-Speichersystemen verpflichten sich zu einer Teilnahme an einem wissenschaftlichen Monitoringprogramm, das die Grundlage dieses Jahresberichts darstellt. Als Teil des Monitoringprogramms werden unter anderem Leistungs- und Betriebsdaten der installierten Systeme über das Webportal www.speichermonitoring.de abgefragt und anonymisiert zu wissenschaftlichen Auswertungen herangezogen (siehe Kapitel 3, Das Speichermonitoring).
- Die Wechselrichter der im Rahmen dieser Richtlinien geförderten Systeme müssen über die nachfolgend aufgelisteten technischen Spezifikationen verfügen:
 - eine geeignete elektronische und offen gelegte Schnittstelle zur Fernparametrierung, durch die eine Neueinstellung der Kennlinien für die Wirk- und Blindleistung in Abhängigkeit von den Netzparametern Spannung und Frequenz bei Bedarf möglich ist.
 - eine geeignete und offen gelegte Schnittstelle zur Fernsteuerung - ein Eingriff in das System des Anlagenbetreibers über diese Schnittstellen ist dabei je-

doch nur mit seiner ausdrücklichen Zustimmung zulässig.

- Die zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme existierenden gültigen Anwendungsregeln und Netzanschlussrichtlinien für Batteriespeicher sind durch die geförderten Anlagen einzuhalten.
- Die elektronischen Schnittstellen des Batteriemanagementsystems und die verwendeten Protokolle sind zum Zweck der Kompatibilität mit Austauschbatterien des gleichen oder anderer Hersteller offenzulegen.
- Für die Batterien des Batteriespeichersystems muss eine Zeitwertersatzgarantie für einen Zeitraum von 10 Jahren vorliegen (erste Förderperiode: 7 Jahre). Hierbei wird bei Defekt der Batterien der Zeitwert der Batterien ersetzt. Der Zeitwert berechnet sich anhand einer über den Zeitraum von 10 Jahren linear angenommenen jährlichen Abschreibung. Die Zeitwertersatzgarantie ist vom Händler/Hersteller dem Käufer des Batteriesystems gegenüber zu garantieren oder über eine geeignete Versicherungslösung, deren Kosten der Händler/Hersteller trägt, zu gewährleisten.
- Der sichere Betrieb des Batteriespeichersystems und der Batterie ist durch die Einhaltung geeigneter Normen zu gewährleisten.

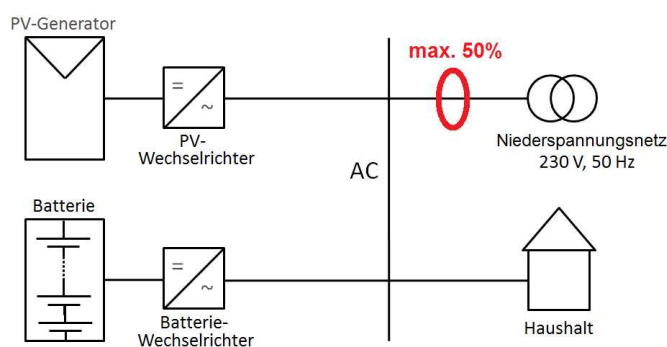


Abbildung 2-1: Begrenzung der maximalen Einspeiseleistung der PV-Anlage im Rahmen des KfW-Förderprogramms 'Speicher'

Das KfW-Förderprogramm 'Speicher' Fördervoraussetzungen

- Die ordnungsgemäße und sichere Inbetriebnahme des Solarstromspeichers ist durch eine geeignete Fachkraft zu bestätigen und nachzuweisen.
- Von der Förderung ausgeschlossen sind:
 - Eigenbauanlagen
 - Prototypen (Als Prototyp gelten grundsätzlich Anlagen, die in weniger als 4 Exemplaren betrieben werden oder betrieben worden sind)
 - Gebrauchte Anlagen

1 Alle in diesem Kapitel getroffenen Aussagen zum Förderprogramm stellen eine ausgewählte, nicht vollständige Zusammenfassung der im Sinne dieses Jahresberichts wichtigsten Punkte dar. Es kann somit keine Garantie für die Vollständigkeit, Aktualität oder Korrektheit der Angaben gemacht werden. Die aktuellsten Informationen zum Förderprogramm Speicher können unter anderem der Website der KfW-Bank entnommen werden [www.kfw.de]

2 Dies stellt einen Auszug der wichtigsten Punkte dar, kann allerdings keinen Anspruch auf Aktualität oder Vollständigkeit erheben. Die vollständigen Förderbedingungen können dem Dokument "Bekanntmachung Förderung von stationären und dezentralen Batteriespeichersystemen zur Nutzung in Verbindung mit Photovoltaikanlagen vom 17. Februar 2016" [25] sowie dem Dokument "Anlage zum Merkblatt Erneuerbare Energien - Speicher Technische Mindestanforderungen" [26] entnommen werden.

Das Speichermonitoring



Um ein umfassendes Verständnis der Effekte eines wachsenden Marktanteils dezentraler Speicherkapazitäten unter realistischen Bedingungen zu gewinnen und um den Einfluss des Förderprogramms auf die Marktentwicklung von Solarstromspeichern zu evaluieren, wird das Förderprogramm von Beginn an durch ein wissenschaftliches Monitoringprogramm begleitet. Das wissenschaftliche Monitoring wird durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) gefördert und vom Institut für Stromrichtertechnik und elektrische Antriebe (ISEA) der RWTH Aachen durchgeführt. Das Speichermonitoring konnte seit seinem Start Ende 2013 in zahlreichen Veröffentlichungen über aktuelle Entwicklungen des hochdynamischen Speichermarktes in Deutschland informieren. Mit regelmäßigen Fachbeiträgen auf Konferenzen und durch Veröffentlichungen in Fachmedien sowie auf dem Webportal www.speichermonitoring.de werden der Öffentlichkeit regelmäßig unabhängige Informationen zur Verfügung gestellt.

Die wissenschaftliche Evaluierung wird auch im Rahmen der zweiten Periode des KfW-Förderprogramms weitergeführt werden um die bestehenden Methoden weiterzuentwickeln und weiterhin aktuelle Marktentwicklungen abbilden zu können. Das Monitoringprogramm gliedert sich organisatorisch in drei Phasen:

3.1 Basis-Monitoring

Im Basis-Monitoring werden die Auswirkungen des Förderprogramms auf die Markt- und Technologieentwicklungen analysiert, um somit ein möglichst objektives und umfängliches makroskopisches Gesamtbild des Speicherförderprogramms zu erstellen. Hierzu werden zu jedem geförderten PV-Speichersystem einmalig Daten und Informationen über die Anlagenspezifikation, den Hersteller, den Aufstellort sowie zum Anschaffungspreis, der der Förderfähigkeit zugrunde liegt, erhoben. Die Stammdatenerfassung betrifft alle durch die KfW-Bank geförderten

Solarstromspeicher. Die Daten können durch die Fördernehmer über die Website www.speichermonitoring.de in ein Onlineformular eingegeben werden (siehe auch Kapitel 4). Die Anforderungen sind dabei so formuliert, dass diese auch von Personen ohne tiefergehendes technisches Fachwissen beantwortet werden können. Darüber hinaus werden Hilfestellungen zu allen technischen Fragen angeboten, welche den Teilnehmern die Dateneingabe weiter erleichtern sollen. Die im Rahmen des Basis-Monitorings gesammelten Daten umfassen unter anderem:

- Endkundenpreis, Installationsdatum und Nennleistung der PV-Anlage
- Endkundenpreis und Installationsdatum des Batteriespeichers
- Art des Systems (1- oder 3-phasig, DC oder AC-gekoppelt)
- Batterietyp (Lithium-Ionen, Blei-Säure oder andere)
- Installierte und/oder nutzbare Kapazität des Batteriespeichers
- Freiwillige Angaben bezüglich der Anzahl der Bewohner im Haushalt, des jährlichen Energieverbrauchs sowie des aktuellen Strompreises

Die Analyse der im Basis-Monitoring erhobenen Stammdaten erlaubt es, statistische Aussagen über die Anzahl und Typen von Batteriespeichern, ihre Dimensionierung, durchschnittliche Preise und geographische Verteilung in Deutschland zu treffen. So können allgemeine Erkenntnisse über die aus Sicht der Anlagenbetreiber maßgeblichen Qualitäten von PV-Speichern gewonnen und besonders gefragte Funktionalitäten analysiert werden. Darüber hinaus können typische Systemkonfigurationen ermittelt und die Preisentwicklung unterschiedlicher Systemtypen nachverfolgt werden.

Weitere Details zum Basis-Monitoring sind in folgenden Kapiteln zu finden:

- Aufbau des Webportals, auf dem die Registrierung erfolgt (Kapitel 4)
- Die Aufbereitung der Daten (Kapitel 5)
- Die Auswertung der aktuellen Daten des Basis-Monitorings (Kapitel 6)

3.2 Standard-Monitoring

Da die Betriebsweise von PV-Speichern maßgeblich über ihre Wirkung auf den lokalen Eigenverbrauch aber auch das Energieversorgungssystem als Ganzes entscheidet, ist eine genauere Betrachtung der Energieflüsse in Haushalten mit Solarstromspeichern essenziell. Im Standard-Monitoring werden daher über einen Zeitraum von etwa zwei Jahren die Betriebsdaten von bis zu 2.000 der geförderten Solarstromspeicher erfasst und ausgewertet. Zu den Betriebsdaten zählen dabei haushaltsinterne Energieflüsse sowie Meldungen zu eventuell anfallenden Reparatur- und Wartungsarbeiten. Die Energieflüsse werden in Form von regelmäßig erhobenen Zählerständen oder durch die von den Speichersystemen automatisch generierten Logfiles erfasst.

Durch die kontinuierliche Erfassung von Energieflüssen kann die Wirkung der Speicher auf die Eigenverbrauchserhöhung, die Autarkie und die Netzentlastung beurteilt werden. Die gesammelten Daten erlauben Rückschlüsse auf den Energiedurchsatz durch die Batterie, den Eigenverbrauchsanteil, den Wirkungsgrad des Gesamtsystems und Abschätzungen der gesamtgesellschaftlichen Bedeutung von Solarstromspeichern. Zu den erfassten Energieflüssen zählen:

- Solare Erzeugung [kWh]
- Netzeinspeisung [kWh]
- Netzbezug [kWh]

- Nach Möglichkeit:
 - Energieeinspeisung in Batterie [kWh]
 - Energieausspeisung aus Batterie [kWh]

Daneben können im Rahmen des Standard-Monitorings auch Betriebsstörungen sowie Reparatur- und Wartungsarbeiten gemeldet werden. Dies soll Aussagen über die Zuverlässigkeit unterschiedlicher Systemausprägungen ermöglichen und dazu beitragen, gehäuft auftretende Probleme frühzeitig zu erkennen und nach Möglichkeit zu beheben. Indem relevante Störfaktoren aufgezeigt werden, kann die Entwicklung besserer Speichersysteme mit geringerer Störanfälligkeit unterstützt werden, um die Marktfähigkeit von PV-Speichern zu verbessern. Darüber hinaus ergibt sich ein erster Überblick über die Qualität der mit Speichersystemen verbundenen Serviceleistungen. So kann festgestellt werden, ob Reparatur- und Wartungsarbeiten zeitnah und erfolgreich durchgeführt werden und ob das Fachpersonal ausreichend qualifiziert ist. Weitere Details zum Standard-Monitoring sind in folgenden Kapiteln zu finden:

- Aufbau des Webportals, auf dem die Betriebsdaten übermittelt werden können (Kapitel 4)
- Die Auswertung der aktuellen Daten des Standard-Monitorings (Kapitel 7)

3.3 Intensiv-Monitoring

Im Rahmen des Intensiv-Monitorings soll die Wirkung von PV-Speichern wissenschaftlich tiefgehender analysiert werden; dazu werden bei bis zu 20 ausgewählten privat betriebenen Speichersystemen in Deutschland unter realen Bedingungen Detailvermessungen durchgeführt. Durch eine umfassende, hochaufgelöste Überwachung von PV-Generator, Speichersystem und Haushalt können detaillierte Informationen über Betriebsstrategien, Netzurückwirkungen und Wirkungsgrade, sowie Wirtschaftlich-

Das Speichermonitoring

Standard-Monitoring & Intensiv-Monitoring

keit der untersuchten Speicher erarbeitet werden.

Zur Realisierung des Intensiv-Monitorings wird eine Vielzahl von Sensoren im Haushalt, am PV-Generator und im Speichersystem installiert, deren Messdaten in einem zentralen Controller aggregiert und täglich an einen zentralen Server übermittelt werden. Mittels der installierten Sensoren werden die Zeitverläufe von Erzeugung, Zwischenspeicherung und Verbrauch elektrischer Energie hochauflösend erfasst. An jeder Messstelle werden dazu folgende elektrischen Werte gemessen:

- Spannung [V]
- Strom [A]
- Leistung [W]
- Geflossene Energiemenge [kWh]

Darüber hinaus werden in gleicher Auflösung auch folgende Messdaten erhoben, um die Auswertung der elektrischen Messdaten zu unterstützen:

- Solare Einstrahlung [W/m^2]
- Temperatur der PV-Module [$^{\circ}\text{C}$]
- Batterietemperatur [$^{\circ}\text{C}$]
- Netzfrequenz [Hz]
- Netzqualität nach DIN EN 50160

Für die hochauflösenden Vermessungen wurden vier populäre Speichersysteme unterschiedlicher Hersteller ausgewählt, die ein möglichst breites Spektrum technischer Eigenschaften (Batterietyp, Systemtopologie, Netzananschluss) abdecken. Die Auswertung der erhobenen Messdaten ermöglicht somit einen realitätsnahen, anwendungsbezogenen Vergleich der am Markt vertretenen Systemtopologien. Weitere Details zum Intensiv-Monitoring sind in folgenden Kapiteln dargestellt:

- Realisierung des Intensiv-Monitorings (Kapitel 8)
- Auswertung des Intensiv-Monitorings (Kapitel 9)

Aufbau einer webbasierten Datenerfassung



Um den Teilnehmern des Förderprogramms eine komfortable Möglichkeit anzubieten, die Stammdaten ihres Speichersystems zur wissenschaftlichen Auswertung zu übermitteln sowie um interessierten Personen unabhängige Informationen zum Themenkomplex dezentraler Solarstromspeicher anzubieten, wurde Mitte 2014 unter der Domain **www.speichermonitoring.de** eine Projektwebseite zum Forschungsprogramm erstellt. In den folgenden Abschnitten werden die unterschiedlichen Aspekte der Webpräsenz des Speichermonitorings kurz dargestellt.

4.1 Informationsportal Solarstromspeicher

Das Webportal www.speichermonitoring.de bietet ein umfangreiches, durch eine unabhängige wissenschaftliche Redaktion erstelltes Informationsportal zur dezentralen Speicherung von Strom aus Photovoltaikanlagen, der Förderung dezentraler Speicher durch die KfW-Bank sowie der wissenschaftlichen Untersuchung von PV-Speichern. Das Informationsportal gliedert sich in die folgenden Punkte:

Batterietechnologien In diesem Abschnitt werden die unterschiedlichen zur Speicherung von Strom aus Photovoltaikanlagen in Frage kommenden Speichertechnologien mitsamt ihrer technischen Spezifikationen sowie anwendungsbezogener Vor- und Nachteile dargestellt.

Die dargestellten Batteriespeichertechnologien umfassen:

- Lithium-Ionen Batterien
- Blei-Säure Batterien
- Hochtemperaturbatterien (Natrium-Schwefel und Natrium-Nickelchlorid)
- Nickelbasierte Akkumulatoren (Nickel-Metallhydrid / Nickel-Cadmium)
- Redox-Flow Batterien.

Zudem sind für jede Batterietechnologie typische Daten zu den aktuell im Markt anzutreffenden Spezifikationen, sowie ein Ausblick auf die zukünftigen erwarteten Entwicklungspotenziale der Technologien gegeben.



Abbildung 4-1: Screenshot des Webportals - Über PV-Speicher/Batterietechnologien

Erhöhung des Eigenverbrauchs In diesem Abschnitt wird die Erhöhung des lokalen Eigenverbrauchs von Solarstrom durch Batteriespeichersysteme und die damit verbundene erhöhte Unabhängigkeit vom öffentlichen Stromnetz diskutiert. Wirtschaftliche Vorteile, die sich bei weiter sinkender Einspeisevergütung und steigenden Strompreisen ergeben können, werden aufgezeigt.

Entlastung der Stromnetze Ein zentraler Aspekt des Förderprogramms für dezentrale Solarstromspeicher besteht in ihrer Fähigkeit, die öffentlichen Stromnetze bei weiter steigendem Anteil von erneuerbaren Energien zu entlasten. Der Abschnitt Entlastung der Stromnetze erläutert, wie dezentrale Speicher zu einer Glättung der solaren Einspeisespitzen beitragen können und diskutiert anhand von zwei vereinfachten Beispielen (reine Eigenverbrauchsmaximierung vs. netzoptimaler Betrieb) den Einfluss unterschiedlicher Betriebsstrategien auf die Netzdienlichkeit von Solarstromspeichern.

Systemtopologien Im Abschnitt Systemtopologien wird auf die technischen Details der beiden derzeit gängigsten Arten der Anbindung von Batteriespeichern an PV-Anlagen bzw. das Niederspannungsnetz eingegangen (DC-Kopplung und AC-Kopplung). Anhand schematischer Abbildungen der Topologien werden grundlegende Unterschiede erörtert, sowie prinzipielle Vor- und Nachteile gegenübergestellt.

Studien und Links Zusätzlich zu den vom ISEA zusammengestellten Informationen bietet die Projektwebsite eine laufend aktualisierte, umfangreiche Link- sowie Studienliste zum Thema dezentraler Speicherung von Solarstrom und dessen Förderung an. Interessierte Privatpersonen sollen dadurch ermutigt werden, sich tiefergehend mit der Thematik dezentraler Speicherung von PV-Strom zu befassen.

Das Förderprogramm Im Abschnitt über die Speicherförderung wird eine Zusammenfassung der wesentlichen Rahmenbedingungen des KfW-Förderprogrammes dargestellt; für eine umfassende Beschreibung des Förderprogramms sowie weitergehende Informationen für interessierte Nutzer wird auf die Website der KfW-Bank verwiesen.

Das Monitoringprogramm Informationen über die unterschiedlichen Phasen des Speichermonitorings (Basis-Standard-, Intensiv-) werden im Abschnitt Das Monitoringprogramm gesammelt. Dort wird insbesondere ein Überblick über die Ziele des Monitorings sowie die zugrundeliegende Methodik gegeben.

Meine Anlage In diesem Bereich des Webportals können sich Fördernehmer registrieren, um ihrer Mitwirkungspflicht im Rahmen des wissenschaftlichen Monitorings nachzukommen (siehe auch Kapitel 3). Bereits registrierte Teilnehmer des Monitoringprogramms können sich hier anmelden um Einblick in Ihre Daten zu erhalten, ihren Teilnahmenachweis auszudrucken oder um ihre Betriebsdaten zu aktualisieren.

4.2 Registrierung zum Basis-Monitoring

Zur Eingabe der Stammdaten, die im Rahmen des Basis-Monitorings erforderlich sind, wurde ein dynamischer Online-Fragebogen erstellt. Dieser bietet den Vorteil, dass er durch die Teilnehmer zu jeder beliebigen Zeit von Zuhause aus ausgefüllt werden kann. Im Verlauf der Registrierung ist es jederzeit möglich, die Dateneingabe zu unterbrechen und zu einem späteren Zeitpunkt fortzusetzen.

Zu anspruchsvolleren Fragen können Hilfestellungen eingeblendet werden, die auch technisch weniger versierten Personen ein zügiges und komfortables Ausfüllen des Fragebogens ermöglichen sollen. In Abbildung 4-2 ist

Aufbau einer webbasierten Datenerfassung Registrierung zum Basis-Monitoring

beispielhaft ein Auszug des Fragebogens dargestellt, Pflichtfelder¹ sind dabei mit einem Asterisk markiert.

Jeder Benutzer kann nach der erfolgreichen Registrierung seine angegebenen Daten auf der Website einsehen. Im Anschluss an eine erfolgreiche Registrierung kann umgehend ein automatisch erstellter Teilnahmeachweis ausgedruckt werden, der zur Bestätigung der Teilnahme am

Monitoring an die KfW-Bank weitergeleitet werden kann.

¹ Zusätzlich zu den im Rahmen des Basis-Monitorings verpflichtenden Angaben über die PV-Speichersysteme können auch freiwillige Angaben gemacht werden, die beispielsweise wertvolle Hinweise über die Zusammenhänge von Stromverbrauch und Wahl des PV-Speichers geben können, für eine erfolgreiche Registrierung allerdings nicht erforderlich sind.

FRAGEBOGEN

IST DIE ANSCHRIFT DES ANLAGENSTANDORTES IDENTISCH MIT DER ANSCHRIFT DES ANLAGENBETREIBERS? *

☐ NEIN ☒ JA

WURDE FÜR IHRE ANLAGE EIN SPEICHERPASS AUSGESTELLT? *

WURDEN PV-ANLAGE UND SPEICHERSYSTEM ZUSAMMEN NEU INSTALLIERT? *

WANN WURDEN PV-ANLAGE UND SPEICHERSYSTEM INSTALLIERT? i

WELCHE NENNLEISTUNG HAT DIE PV-ANLAGE, DIE MIT DEM SPEICHERSYSTEM VERBUNDEN IST? * i

kWp

HANDELT ES SICH BEI IHREM SPEICHERSYSTEM UM EIN DC GEKOPPELTES SYSTEM ODER UM EIN AC GEKOPPELTES SYSTEM? * i

IST IHR SYSTEM 1-PHASIG ODER 3-PHASIG AN DAS STROMNETZ ANGESCHLOSSEN? * i

WELCHE BATTERIETECHNOLOGIE WIRD IN IHREM SPEICHERSYSTEM VERWENDET? * i

WELCHE ENERGIEKAPAZITÄT WIRD VOM HERSTELLER FÜR DIE BATTERIE ANGEZEIGT? i

INSTALLIERTE KAPAZITÄT (BRUTTO KAPAZITÄT): *

kWh

WELCHE ENERGIEKAPAZITÄT WIRD VOM HERSTELLER FÜR DIE BATTERIE ANGEZEIGT? i

NUTZBARE KAPAZITÄT (NETTO KAPAZITÄT):

kWh

Mit Speicherpass
Sie finden die Angabe hierzu an der markierten Stelle auf ihrem Speicherpass.

Ohne Speicherpass
Sie finden die Angabe hierzu im Datenblatt ihres Speichersystems.

klicken zum Vergrößern

Abbildung 4-2: Screenshot des Webportals - Fragebogen zur Registrierung mit Hilfestellung

4.3 FAQ und Support

Um mögliche Fragen und Probleme von Nutzern der Website und Interessenten rund um die Registrierung zum Speichermonitoring zu beantworten, wird auf der Website ein Kontaktformular zur Verfügung gestellt (siehe Abbildung 4-3). Zur Beantwortung der eingehenden Nachrichten steht am ISEA geschultes Personal zur Verfügung, das Hilfestellungen bei Beantwortung des Fragebogens geben oder fehlerhafte Datenbankeinträge im Nachhinein korrigieren kann². In den meisten Fällen kann eine Beantwortung der eingehenden Supportanfragen innerhalb weniger Werktage gewährleistet werden.

Wiederkehrende Fragen von Nutzern werden darüber hinaus in einem FAQ (englisch: Frequently asked questions, deutsch: Häufig gestellte Fragen) zusammengefasst und beantwortet, welches laufend aktualisiert wird (siehe Abbildung 4-4).

² Eine eigenständige Korrektur der Daten ist aufgrund der Fördererheblichkeit der gemachten Angaben nicht ohne Weiteres möglich.

KONTAKT

Im folgenden Bereich können Sie Anfragen an das Speichermonitoring Team stellen. Bitte beachten Sie, dass eine Auskunft per Telefon zur Zeit nicht möglich ist.

>> Bitte überprüfen Sie zunächst, ob Ihre Frage bereits im FAQ gelistet ist.

VORNAME* Max

NACHNAME* Mustermann

E-MAIL* Test1@isea.rwth-aachen.de

TELEFONNUMMER 0241/001122

FIRMA

NACHRICHT* Guten Tag, ich habe ein Problem bei der Registrierung meines Speichersystems. Können Sie mir weiterhelfen?

ABSCHICKEN ➔

Abbildung 4-3: Screenshot des Webportals - Kontaktformular

FREQUENTLY ASKED QUESTIONS (FAQ)

Hier finden Sie Antworten auf häufig gestellte Fragen zum Monitoringprogramm. Sollten Sie eine Frage haben die in diesem Abschnitt nicht behandelt wird, so verwenden Sie bitte das Kontaktformular um Kontakt mit uns aufzunehmen. Anhand Ihrer Rückfragen wird das FAQ regelmäßig aktualisiert.

Allgemeine Fragen Basis Monitoring Standard Monitoring Intensiv Monitoring

SHOW ALL / HIDE ALL

+ WAS IST DAS BASIS MONITORING?

+ DER LINK IN DER BESTÄTIGUNGS-E-MAIL HAT NICHT FUNKTIONIERT, WIE GEHT ES NUN WEITER?

- ICH HABE VERSEHENTLICH FALSCH / UNVOLLSTÄNDIGE DATEN EINGETRAGEN, WIE KANN ICH SIE KORRIGIEREN?

Wenn Sie bei der Beantwortung des Fragebogens zur Stammdatenerfassung aus Versehen unrichtige Daten eingetragen haben, kontaktieren Sie uns bitte schnellstmöglich über das Kontaktformular.

Bitte teilen Sie uns dort folgende Daten mit:

- Die Adresse Ihrer PV Anlage
- Das Datum an dem Sie Ihre Daten eingetragen haben
- Die Daten, so wie Sie sie falschlicherweise eingetragen haben (Name des Feldes und falscher Wert, Sie können beides unter Meine Anlage einsehen)
- Die Daten, so wie sie korrekterweise eingetragen werden sollen

Dies gilt auch, wenn Sie vergessen haben, bestimmte Angaben zu machen. Bitte beachten Sie, dass Ihr Teilnahmenachweis bis zur endgültigen Korrektur der Daten unter Umständen nicht gültig ist.

+ IST ES MÖGLICHE MEHRERE ANLAGEN ÜBER EINE E-MAIL ADRESSE ANZUMELDEN (BEISPIELSGEWEISE UM ALS INSTALLATIONSBETRIEB DIE ANLAGEN MEINER KUNDEN ANZUMELDEN)?

Abbildung 4-4: Screenshot des Webportals - Frequently Asked Questions (FAQ)

Aufbau einer webbasierten Datenerfassung

FAQ und Support

4.4 Monitoring von Betriebsdaten

Die Teilnahme am Standard-Monitoring (siehe auch Kapitel 6) ermöglicht es Nutzern des Webportals, die Betriebsdaten ihrer PV-Anlage und ihres Speichersystems nachzuverfolgen und mit anderen Anlagen in ihrem Postleitzahlbereich bzw. in ganz Deutschland in den Bereichen Solare Erzeugung, Einspeisung, Bezug und Verbrauch, Batterieeinsatz sowie Eigenverbrauch und Autarkie zu vergleichen. Gleichzeitig tragen die teilnehmenden Nutzer durch die Angabe ihrer Betriebsdaten zu einer Verbesserung der Datenbasis des Speichermonitorings und somit langfristig zu einem besseren wissenschaftlichen Verständnis der Technologie bei.

Die freiwillige Eingabe von Betriebsdaten durch die Teilnehmer kann auf der Website auf zwei unterschiedlichen Wegen erfolgen:

Angabe von Zählerständen Die Angabe von Betriebsdaten kann einerseits durch das monatliche Eintragen von aktuellen Zählerständen erfolgen. Hierzu tragen die Teilnehmer in regelmäßigen Abständen, sofern vorhanden, ihre Zählerstände von PV-Erzeugung, Netzeinspeisung, Netzbezug, Batterieeinspeisung und Batterieausspeisung ein (siehe Abbildung 4-5). Als Hilfestellung können dabei Erklärungen zu den gängigsten Stromzählermodellen eingeblendet werden; darüber hinaus steht ein vorgefertigter Notizzettel zum Ausdruck bereit.

Hochladen von Logfiles Nahezu alle größeren Hersteller von PV-Speichersystemen bieten aus Marketinggründen eigene Möglichkeiten zum Monitoring der heimischen Anlage an. Nutzer können diese automatisch erhobenen Daten (sogenannte Logfiles) herunterladen und auf dem Webportal des Speichermonitorings zur wissenschaftlichen Analyse zur Verfügung stellen. Die Logfiles werden nach dem Hochladen auf Vollständigkeit und Konsistenz geprüft, ggf. bearbeitet und in die Datenbank der Betriebsdaten eingepflegt. Um den Teilnehmern des Standard-

Monitorings die Handhabung der Logfiles ihres Systems zu erleichtern, wurden für die vier markthäufigsten Hersteller von PV-Speichersystemen detaillierte Schritt-für-Schritt Anleitungen zur Verfügung gestellt (siehe Abbildung 4-6).

The screenshot shows a web form titled 'EINGABE DER ZÄHLERSTÄNDE'. It asks 'HABEN SIE IHRE DATEN INNERHALB DER LETZTEN 30MIN ABGELESEN?' with radio buttons for 'JA' (selected) and 'NEIN'. Below are five rows for meter readings, each with a label, a text input field, and a unit 'kWh':

Meter Type	Value	Unit
ZÄHLERSTAND DES ERZEUGUNGSZÄHLERS	1000	kWh
ZÄHLERSTAND DES NETZEINSPESIERS	700	kWh
ZÄHLERSTAND DES NETZBEZUGS	20000	kWh
ZÄHLERSTAND DES BATTERIEEINSPESIERS	200	kWh
ZÄHLERSTAND DES BATTERIEAUSPESIERS	170	kWh

At the bottom right, there is a small image of a meter with red arrows pointing to it and the text 'klicken zum Vergrößern'. A 'PRÜFSTELLE' button is at the bottom right.

Abbildung 4-5: Screenshot des Webportals - Eingabe der Zählerstände zum Standard-Monitoring

The screenshot shows the 'DATEN HOCHLADEN' section of the SMA Webportal. It includes a 'Datei auswählen' button and text: 'Hier können sie ihre Zählerstände hochladen, wenn sie die Daten aus Ihrem Webportal exportieren.' Below this, it says 'Allowed: pdf,doc,docx,txt,csv,log' and 'Max size: 5.0 MB'. A 'DATEN HOCHLADEN' button with a right arrow is present. Below the upload section, there is a 'SMA WEBPORTAL' section with a link to 'SMA Webportal E3 / DC Senec Home Sonnenbatterie'. At the bottom, there is a 'Startseite des SMA Portals' link.

Abbildung 4-6: Screenshot des Webportals - Hochladen von Logfiles zum Standard-Monitoring

Meldung von Betriebsstörungen Neben der Angabe von Betriebsdaten besteht im Rahmen des Standard-Monitorings die Möglichkeit, Störungen der PV-Anlage oder des Speichersystems zu melden, sowie die damit verbundenen Ausfallzeiten und eventuelle Reparaturkosten anzugeben. Langfristig sollen so typische Probleme verschiedener PV-Speicher identifiziert werden, um daraus nachhaltige Lösungen erarbeiten zu können. Die Angabe von Störungen erfolgt durch ein Onlineformular, das beispielhaft in Abbildung 4-7 dargestellt ist.

MELDUNG EINER STÖRUNG

IST DIE PHOTOVOLTAIK-ANLAGE (DIE PV-MODULE) AUSGEFALLEN?
☐ JA ☒ NEIN ☐ KEINE ANGABE

IST DER PHOTOVOLTAIK-WECHSELRICHTER AUSGEFALLEN?
☒ JA ☐ NEIN ☐ KEINE ANGABE

IST DER BATTERIESPEICHER AUSGEFALLEN?
☐ JA ☒ NEIN ☐ KEINE ANGABE

WANN IST DIE ANLAGE AUSGEFALLEN?

SEIT WANN IST DIE ANLAGE WIEDER BETRIEBSBEREIT?

☐ NOCH NICHT

KONNTEN SIE DIE ANLAGE OHNE WEITERE HILFE WIEDER IN BETRIEB SETZEN?
☐ JA ☒ NEIN

HABEN SIE EINEN SERVICE TECHNIKER KONTAKTIERT?
☒ JA ☐ NEIN

IST DER SERVICE TECHNIKER INS HAUS GEKOMMEN?
☒ JA ☐ NEIN

WURDEN AN DER ANLAGE KOMPONENTEN, SICHERUNGEN ODER ANDERE ELEMENTE GETAUSCHT?
☒ JA ☐ NEIN ☐ KEINE ANGABE

LÄUFT DIE ANLAGE SEIT DER REPARATUR WIEDER EINWANDFREI?
☒ JA ☐ NEIN

Abbildung 4-7: Screenshot des Webportals - Meldung einer Störung

4.5 Datenschutz

Datenschutz stellt im Rahmen des Speichermonitorings ein zentrales Thema bei der Aggregation und Analyse aller privaten und technischen Datensätze dar. Im Vorfeld des Monitoringprogramms wurde dazu in Zusammenarbeit mit dem Datenschutzbeauftragten der RWTH Aachen ein umfassendes Datenschutzkonzept erarbeitet, das sowohl eine größtmögliche Sicherung der gesammelten Daten sicherstellt als auch eine größtmögliche Transparenz für die Teilnehmer des Monitoringprogramms über das Ausmaß der Erhebung und die Verarbeitung Ihrer Daten beinhaltet. Die vollständige zugrundeliegende Datenschutzerklärung befindet sich in Anhang A dieses Dokuments.

Zentrale Punkte der erarbeiteten Datenschutzerklärung sind:

- Die Auswertung der Daten des Basis-Monitorings und des Standard-Monitorings erfolgen stets aggregiert und anonym.
- Eine Nutzung der erhobenen Daten außerhalb der wissenschaftlichen Analyse, insbesondere eine Weitergabe der Daten zu Werbe- oder Marketingzwecken, ist ausgeschlossen.
- Die gespeicherten Daten werden nach Ende der Projektlaufzeit gelöscht oder in einer geeigneten Weise anonymisiert.
- Nur berechnigte Personen haben Zugriff auf die Daten.
- Gespeicherte Daten sind jederzeit vor Zugriff oder Änderung durch Dritte gesichert.

Aufbau einer webbasierten Datenerfassung Datenschutz

Datenbereinigung



Im Rahmen des Speichermonitorings werden kontinuierlich umfassende Datenmengen erhoben und analysiert. Die erfassten Daten werden dabei sowohl durch manuelle Nutzereingabe (Basis-Monitoring und Standard-Monitoring, siehe Kapitel 6 bzw. Kapitel 7) als auch durch automatische Messdatenerfassungsroutinen (Intensiv-Monitoring, siehe Kapitel 8) erhoben.

Im Sinne einer aussagekräftigen Auswertung und Interpretation des Verlaufs des Förderprogramms ist eine hohe Qualität der gesammelten Daten zwingend erforderlich. Insbesondere im Rahmen des Basis- und Standard-Monitorings, bei dem die Daten von Privatpersonen manuell eingetragen werden, sind Eingabefehler jedoch grundsätzlich nicht auszuschließen. Um einerseits möglichst viele der vorhandenen Datensätze zielführend auswerten zu können und andererseits zu verhindern, dass Fehleingaben die Auswertung verfälschen, ist es von zentraler Bedeutung, geeignete Maßnahmen zur Sicherung der Datenqualität (Datenbereinigung, oft auch englisch: data cleansing) zu treffen.

Die Verarbeitung von unvollständigen, inkonsistenten oder fehlerhaften Datensätzen stellt ein generelles Problem nahezu aller Datenanalysen in den verschiedensten Forschungsgebieten dar und steht im Fokus zahlreicher wissenschaftlicher Veröffentlichungen (unter anderem [27, 28]), gewerblicher Dienstleister (unter anderem IBM, Oracle, Equifax oder SAS) und zum Teil freien Softwaretools wie DataCleaner oder OpenRefine.

Um einen durchgehend hohen Standard der Datenanalyse zu gewährleisten, kommen im Rahmen des Speichermonitorings unterschiedliche Methoden der Qualitätssicherung zur Anwendung: Bei der Optimierung der Datenerhebung liegt der Fokus darauf, bereits bei der Befragung durch geeignete Fragen und Hilfestellungen die Fehlerquote der Eingabe möglichst niedrig zu halten. Die eigentliche Datenbereinigung umfasst anschließend das

Detektieren und Beheben von Fehlern und Inkonsistenzen der Daten. Ist ein Beheben der Inkonsistenzen nicht ohne Weiteres möglich, müssen die entsprechenden Datensätze zunächst aus der Auswertung ausgeschlossen werden. In den folgenden Kapiteln werden die angewandten Methoden der Datenerhebung und Datenbereinigung näher beschrieben.

5.1 Optimierung der Datenerhebung

Die Daten zum Basis- und Standard-Monitoring werden über Online-Fragebögen manuell von Privatpersonen eingetragen; etwaige Fehler bei der Eingabe können somit grundsätzlich nicht ausgeschlossen werden. Die Daten des Intensiv-Monitorings können dagegen als unkritisch eingestuft werden, da sie vollautomatisiert erfasst und in festgelegten Protokollen übertragen werden. Mögliche Fehler bei der Datenerfassung oder –übertragung werden durch die Verwendung von Redundanzen und automatisierten Konsistenzüberprüfungen mit hoher Wahrscheinlichkeit bereits frühzeitig erkannt. Im Folgenden werden daher ausschließlich die verschiedenen Methoden zur Verbesserung der Datenqualität in manuell gespeisten Datenbanken diskutiert.

Die Bandbreite möglicher Fehler bei einer manuellen Eingabe von Daten in Onlineformularen reicht von Rechtschreibfehlern oder Zahlendrehern über Missverständnisse bei der Interpretation des gefragten Wertes bis hin zu fehlenden Informationen oder Desinteresse des Nutzers bezüglich der Eingabe oder Suche nach zutreffenden Daten. Der erste Ansatzpunkt zur Sicherstellung einer möglichst hohen Datenqualität muss daher stets die bestmögliche Unterstützung des Nutzers bei der Eingabe seiner Daten sein. So kann idealerweise bereits von Anfang an verhindert werden, dass unvollständige, inkonsistente oder fehlerhafte Datensätze in die Datenbank gelangen. Methoden, die im Rahmen des Monitoringprogramms zur Prävention angewendet werden, sind:

Hilfestellung bei der Beantwortung des Fragebogens

Zu allen im Rahmen des Basis-Monitorings auftretenden technischen Fragen kann durch Klick auf ein [i] Symbol jeweils eine Hilfestellung aufgerufen werden, die den Teilnehmer bei der Beantwortung der Frage unterstützen soll. Für Inhaber eines Speicherpasses¹ wird so beispielsweise zu jeder technischen Frage die Position der gefragten Information auf dem Speicherpass bildlich dargestellt und farblich hervorgehoben (siehe Abbildung 4-2 in Kapitel 4). Für Nutzer, die über keinen Speicherpass verfügen, wird auf typische Informationsquellen verwiesen, wo die angefragten Werte gefunden werden können (dies können je nach Fragestellung unter anderem Produktbroschüren, die Rechnung des Installateurs oder der Webaufruf des Speichersystemherstellers sein). So soll es auch technisch nicht versierten Teilnehmern der Befragung erleichtert werden, korrekte Angaben zu ihrem Speichersystem zu machen.

Einschränken der möglichen Eingaben Zahlreiche Fehler bei der Eingabe von Datensätzen gehen auf Tippfehler, Vertauschen von Punkt und Komma als Trennzeichen oder ein Verrutschen des Kommas bei der Eingabe von Zahlenwerten zurück. Generell stehen verschiedene Möglichkeiten zur Unterbindung von Falscheingaben zur Verfügung, indem die Möglichkeiten zur Dateneingabe eingeschränkt werden. Bei Fragen, in denen ein Zahlenwert als Antwort erwartet wird, kann beispielsweise die

Eingabe von Buchstaben unterbunden oder bei der Eingabe von Dezimalzahlen das Setzen eines Punktes verboten werden.

Obwohl Einschränkungen der möglichen Eingabe einen positiven Effekt auf die Datenqualität der betroffenen Fragestellung haben können, ist zu beachten, dass eine zu große Gängelung der Befragten unter Umständen zum Verlust der Motivation zur Beantwortung der restlichen Fragen des Fragebogens führen kann. Teilnehmer des Förderprogramms könnten sich aus Frustration dazu entscheiden, die restlichen Fragen so schnell wie möglich abzuarbeiten, auch wenn dies bedeutet, möglicherweise inkorrekte Angaben zu machen. Im Rahmen des Basis-Monitorings wurden daher folgende Einschränkungen der Eingabefelder vorgenommen:

- Unterbinden von Buchstaben in Zahlenfeldern
- Unterbinden von Punkten in Zahlenfeldern

Dagegen wurde auf eine Einschränkung des Wertebereichs der Zahlenfelder durchgehend verzichtet:

- Tausenderfehler sind leicht zu finden und können später durch (halb-) automatische Algorithmen korrigiert werden.
- Zahlendreher, die innerhalb des erwarteten Wertebereichs liegen, sind auch durch eine Begrenzung der Eingabe nicht zu verhindern.



Abbildung 5-1: Unterschiedliche Formen der Datenverarbeitung im Rahmen des Speichermonitorings

Datenbereinigung

Optimierung der Datenerhebung

- Es besteht die Gefahr einer übermäßigen Frustration der Teilnehmer, wenn Werte nicht in der von ihnen gewünschten Form eingetragen werden können.

1 Ein Speicherpass ist ein vom Bundesverband Solarwirtschaft (BSW) und Zentralverband der Deutschen Elektro- und Informationstechnischen Handwerker (ZVEH) herausgegebenes standardisiertes Dokument, auf dem der Installateur des PV-Speichersystems alle relevanten technischen Daten übersichtlich zusammengefasst eintragen kann.

5.2 Softwaregestützte Datenbereinigung

Wurden die Eingaben eines Nutzers erfolgreich in die Datenbank des Speichermonitorings übernommen, bedeutet dies zunächst auch ein Eintragen aller eventuellen Falscheingaben. Das Ziel der jeder Datenanalyse vorausgehenden Datenbereinigung ist es daher, auftretende Fehler gezielt zu erkennen und nach Möglichkeit zu korrigieren. Im Verlauf des Speichermonitorings wurden die am häufigsten auftretenden Fehler bei der manuellen Eingabe durch die Befragten identifiziert und Schritte zu deren Beseitigung definiert. Im Folgenden werden einige der typischen Fehler und deren Lösungsansätze beispielhaft beschrieben.

Rechtschreibfehler und abweichende Schreibweisen

Diese Fehlerart ist in der Regel relativ leicht erkenn- und korrigierbar: Wenn eine hinreichende Anzahl von korrekt eingetragenen Werten vorliegt, mit dem die abweichenden Schreibweisen verglichen werden können, sind unterschiedliche Schreibweisen, Abkürzungen, sowie abweichende Groß- und Kleinschreibung verhältnismäßig leicht erkenn- und korrigierbar. Diese Fehleinträge können typischerweise mittels halbautomatischer Algorithmen korrigiert werden (Siehe Clusteranalyse am Ende dieses Abschnitts).

Fehlerhafte Zuordnung von Freitextfeldern und Missverständnisse Es ist eine spezifische Herausforderung des Speichermonitorings, dass Solarstromspeicher ein

neues, zum Teil recht technisches und für einzelne Teilnehmer nicht immer leicht zugängliches Themengebiet darstellen. So kommt es beispielsweise vor, dass die Größenordnungen oder Einheiten der gefragten Werte nicht bekannt sind und in der Folge beispielsweise PV-Leistung mit Batteriespeicherkapazität verwechselt werden. Daneben sind die am Markt vertretenen Unternehmen häufig wenig bekannt, so dass beispielsweise Hersteller und Produktbezeichnung eines Speichersystems verwechselt werden. Dies trifft insbesondere auch bei den Herstellern von modularen Speichersystemen bzw. externen Batterien zu. Die meisten Fehler dieser Art sind grundsätzlich durch (halb-) automatische Algorithmen auffindbar und können im Rahmen einer Literaturrecherche im Nachhinein manuell korrigiert werden.

Zahlendreher Wenn ein Zahlendreher dazu führt, dass der eingetragene Wert außerhalb eines als realistisch erachteten Wertebereiches liegt, lässt sich zwar leicht erkennen, dass der Wert falsch ist, die Bestimmung des korrekten Wertes ist allerdings häufig nicht eindeutig möglich: Ein angegebener Strompreis von 28,4 € pro Kilowattstunde kann zwar mit hoher Wahrscheinlichkeit als ein Zahlendreher erkannt und in den Wert 0,284 € pro Kilowattstunde geändert werden (Hunderter-/Tausenderfehler). Wird die nutzbare Batteriekapazität eines Speichersystems mit Bleibatterie jedoch mit 34 kWh angegeben, ist es nicht ohne weiteres möglich herauszufinden, ob es sich um ein tendenziell kleines Speichersystem mit 3,4 kWh oder um ein sehr großzügig dimensioniertes System, zum Beispiel für ein kleines Gewerbe handelt. Ein automatisches Erkennen oder Korrigieren dieser Fehlerart ist grundsätzlich nicht möglich, stattdessen muss hier durch manuelle Nacharbeit in Form von Literaturrecherchen oder Kontaktaufnahme mit den Betreibern Klarheit geschaffen werden.

Fehlende Informationen / Desinteresse Die im Fragenkatalog des Basis-Monitorings anzugebenden Größen

gehen zum Teil weiter ins Detail als es möglicherweise in einem Verkaufsgespräch mit dem jeweiligen Installateur geschehen ist. Um an manche Informationen zu gelangen, muss der Nutzer daher gegebenenfalls die (möglicherweise nicht vorhandene) technische Produktbroschüre zur Hand nehmen bzw. diese erst im Internet recherchieren. Dort sind sie aber zum Teil nicht einfach auffindbar:

Bei einigen Herstellern ist ein Auffinden der genauen technischen Angaben zu Ihren Speichersystemen auf der Website nur in tief verschachtelten und zum Teil unübersichtlichen Untermenüs möglich. Selbst anfangs wohlgesinnte Nutzer können hier nach gewisser Zeit das Engagement verlieren und entsprechende Angaben im Fragebogen unausgefüllt lassen oder – falls es sich um ein Pflichtfeld handelt – bewusst eine Falschangabe machen um den förderrelevanten Prozess nur irgendwie abzuschließen. Bewusste Falschangaben in der Datenbank können in der Regel leicht gefunden werden, da sie oft weit außerhalb des realistischen Wertebereichs liegen (typische Beispiele sind die Werte 0, 100, 1000 oder 99999). Es ist jedoch nicht auszuschließen, dass Nutzer, die über ein gewisses Grundverständnis von Solarstromspeichern verfügen, hier unzutreffende aber realitätsnahe Werte eintragen. Diese sind im Nachhinein nicht erkennbar.

Irreführende Herstellerangaben Einige wiederkehrende Fehleinträge in der Datenbank beruhen auf teilweise irreführenden Angaben, mit denen Hersteller ihre Speichersysteme bewerben. Insbesondere der Netzanschluss von einphasigen Speichersystemen wird häufig unter dem Label Dreiphasiger Eigenverbrauch (oder ähnlich) beworben. Rein technisch gesehen ist dies zwar korrekt, da der Stromverbrauch von Privathaushalten stets bilanziell, also ohne Differenzierung der einzelnen Phasen, berechnet wird. Die Auswertung der Fragebögen ergab jedoch, dass ein Großteil der Betreiber von einphasigen Speichern sich dessen tatsächlich nicht bewusst war und stattdessen nach bestem Wissen angab, ein dreiphasiges System zu

betreiben. Dies führte zu erheblichen Mengen an Fehleinträgen:

Insgesamt konnte in einer ersten Metaanalyse bezüglich der Angaben zum Netzanschluss der registrierten Speichersysteme eine Fehlerquote von mindestens 50% ermittelt werden. Die Betreiber von dreiphasigen Speichern weisen dabei durchgehend niedrigere Fehlerquoten auf als die Betreiber von einphasigen Speichern. Dies deckt sich mit der Marktbeobachtung, dass Speicher mit dreiphasigem Netzanschluss in der Regel auch aktiv damit werben, während Speicher mit einphasigem Netzanschluss dies eher nicht in den Vordergrund stellen.

Clusteranalyse Ein Großteil der inkonsistenten Angaben in der Datenbank lässt sich mit geeigneten Softwaretools sicher erkennen und gegebenenfalls korrigieren. Diese Programme zur Metaanalyse verwenden in der Regel das Prinzip der Clusteranalyse und gruppieren ähnliche Objekte nach bestimmten Kriterien, wodurch Werte außerhalb des erwarteten Wertebereichs (Ausreißer) bei manuellen Kontrollen schnell und sicher erkannt werden können. Während diese Clusteranalysen für Zahlenwerte durch Sortierung bzw. Vergleich mit Referenzgrößen als simpel einzustufen ist, werden für die Korrektur von geschriebenem Text (z.B. Hersteller von Speichersystemen, Produktbezeichnungen, etc.) unterschiedliche Methoden angewendet:

- (ngram-)fingerprint: Das Clustern mit der Fingerprint-Methode bewirkt, dass Begriffe zusammengeführt werden, welche sich nur in Groß- und Kleinschreibung oder Sonderzeichenverwendung unterscheiden. Da diese Fehler in Datenbanken zu den häufigsten gehören, kann hiermit bereits ein Großteil der orthographischen Inkonsistenzen behoben werden.
- Levenshtein: Diese Methode ermöglicht ein Abgleichen von Schreibweisen, die sich deutlicher unterscheiden (> 3 Zeichen Abweichung).
- Metaphone3: Durch Verwendung eines Lautsprachewör-

Datenbereinigung

Manuelle Korrektur von Datensätzen

terbuchs führt diese Clustermethode Begriffe zusammen, die eine ähnliche Aussprache oder Betonung aufweisen.

5.3 Manuelle Korrektur von Datensätzen

Datensätze, die im Rahmen der Datenbereinigung als fehlerhaft gekennzeichnet, jedoch nicht sicher korrigiert werden können, erfordern eine manuelle Nachbearbeitung. Je nach Ausprägung des jeweiligen Falls stehen zwei Methoden zur Verfügung:

- Der Abgleich der Angaben mit ähnlichen Systemen in der Datenbank oder die Zuhilfenahme von Produktbrochüren des jeweiligen Herstellers.
- Alternativ erfolgt eine persönliche Kontaktaufnahme mit dem Urheber des jeweiligen Datensatzes durch geschultes Personal. Im Verlauf dieser Kontaktaufnahme per Email bzw. Telefon werden die fehlerhaften Datensätze dann nach Möglichkeit korrigiert und stehen somit der Auswertung wieder zur Verfügung.

Im Gegensatz zur beschriebenen (halb-) automatisierten Datenbereinigung muss jedoch ein erheblicher personeller Aufwand für vergleichsweise wenige Datensätze betrieben werden.

5.4 Konsistenzbedingungen der Auswertung des Basis-Monitorings

Zur Auswertung des Basis-Monitorings wurden Konsistenzbedingungen erarbeitet, die, neben den in diesem Kapitel beschriebenen Methoden der Datenbereinigung, eine hohe Qualität der Analyse sicherstellen sollen. Inkonsistente oder fehlerhafte Datensätze werden somit aus der Analyse herausgefiltert und beeinflussen die (häufig aggregierten) Auswertungen nicht in unzulässiger Weise.

Tabelle 5-1 gibt eine Übersicht der definierten Kriterien, anhand derer die folgenden Analysen erfolgen. Diese werden dabei jeweils nur bei Bedarf angewendet; zur Auswertung der geographischen Verteilung von PV-Speichern in Deutschland werden somit beispielsweise auch solche

Systeme herangezogen, die bei der Berechnung der durchschnittlichen nutzbaren Speicherkapazitäten aus der Analyse herausgehalten werden müssen, da sie diesbezüglich inkonsistente Werte aufweisen. Die in Kapitel 6 und Kapitel 7 angefertigten Analysen basieren somit teilweise auf unterschiedlichen Grundgesamtheiten. Die Konsistenzbedingungen sind zur besseren Vergleichbarkeit der Ergebnisse identisch zu denen der Analysen des Jahresberichtes 2015.

Wert	Gültigkeitsbedingung
Nennleistung der PV-Anlage	1...30 kWp
Installierte Batteriekapazität	1...50 kWh
Nutzbare Batteriekapazität	1...50 kWh
Angegebene Batteriekapazität	Blei-Säure oder Lithium-Ionen
Systempreis (inkl. Batterie)	2.000...30.000 (inkl. MwSt.)

Tabelle 5-1: Konsistenzbedingungen zur Auswertung des Basis-Monitorings

Angegebene Kapazitäten

Wenn die angegebene nutzbare Kapazität des Speichersystems größer ist als die angegebene installierte Kapazität, wird dies als Tippfehler interpretiert. Die Werte werden automatisch getauscht.

Batterietechnologie

Über 200 Teilnehmer des Monitoringprogramms gaben an, Batterien zu verwenden, die weder auf Lithium-Ionen noch auf Blei-Säure-Technologie basieren. Alle dieser Einträge konnten durch manuelle Revision als fehlerhaft identifiziert werden. Den in der Datenbank hinterlegten Speichersystemen wurde nach einer Literaturrecherche die jeweils korrekte Batterietechnologie zugeordnet.

Preisauflteilung von nachgerüsteten Speichersystemen

Wird ein Batteriespeicher zu einer bestehenden PV-Anlage nachgerüstet, so muss das Speichersystem (inkl. Batterie) mindestens 70% des angegebenen Gesamtpreises ausmachen, um zur Auswertung zugelassen zu werden. Auf diese Art sollen mögliche Tippfehler ausgeschlossen werden.

Preisauflteilung von Komplettinstallationen

Werden PV-Anlage und Speichersystem zusammen installiert, darf das Speichersystem (inkl. Batterie) maximal 80% des Gesamtpreises der Installation (bestehend aus PV-Modulen, Wechselrichter, Speicher und Montage) ausmachen. Somit sollen mögliche Tippfehler ausgeschlossen werden.

Installationspreis

Wird der Solarstromspeicher als Paketpreis "inkl. Installation" verkauft, so wird, um die tatsächlichen Speichersystemkosten zu ermitteln, ein Abzug von 1.330 € für die Installation angenommen. Dies entspricht dem Mittelwert der angegebenen Installationspreise für nachgerüstete PV-Speichersysteme.

5.5 Konsistenzbedingungen der Auswertung des Standard-Monitorings

Bei der Überprüfung der eingetragenen Daten zum Standard-Monitoring ist zwischen manuell eingegebenen Zählerständen und hochgeladenen Logfiles zu unterscheiden:

Manuell eingetragene Zählerstände

Um Tippfehler oder das Vertauschen von Eingabefeldern zu vermeiden, gelten bei der manuellen Eingabe von Zählerständen durch die Nutzer im Webinterface folgende Einschränkungen:

- Zählerstände die geringer sind als die des Vormonats werden nicht zugelassen.

- Weiterhin werden unrealistisch hohe Zählersprünge, also Werte weit oberhalb der letzten Eingabe, nicht akzeptiert. Die zugehörigen Maximalwerte werden dabei dynamisch anhand des Zeitpunktes der letzten Eingabe ermittelt.

Hochgeladene Logfiles

Von Nutzern hochgeladene Logfiles ihrer PV-Speichersysteme werden vor der Weiterverarbeitung zunächst automatisiert auf Vollständigkeit und Konsistenz geprüft. Eine Übernahme in die Datenbank zur Analyse der Speicherbetriebsdaten geht zusätzlich mit einer Sichtprüfung der Energieflüsse und Wirkungsgrade einher. Dabei werden die Daten vergleichbarer Systeme als Referenz herangezogen.

Datenbereinigung Konsistenzbedingungen der Auswertung des Standard-Monitorings

Auswertung des Basis-Monitorings



Im folgenden Kapitel werden Analysen zu den im Rahmen des Basis-Monitorings erfassten Stammdaten der geförderten Solarstromspeicher dargestellt. Zur Einordnung der Ergebnisse sind die Randbedingungen der Auswertung zu beachten, die in Kapitel 5 (Datenbereinigung) dargestellt wurden.

Zum Stichtag der Auswertung (15.04.2016) standen die Stammdaten von rund 10.200 registrierten Speichersystemen zur Verfügung. Verglichen mit den von der KfW-Bank veröffentlichten Zahlen, die bis Ende Dezember 2015 rund 19.000 Kreditzusagen für geförderte PV-Speicher vermelden konnte, scheint diese Anzahl zunächst gering zu sein. Die Abweichung zwischen der Anzahl an Kreditzusagen durch die KfW-Bank und den bereits beim Speichermonitoring registrierten Anlagen ist allerdings auf den üblichen Zeithorizont zwischen Kreditzusage und Beantragung des Tilgungszuschusses zurückzuführen: Der Nachweis zur Registrierung zum Speichermonitoring ist erst bei Beantragung des Tilgungszuschusses erforderlich, welcher häufig erst in einem Zeitrahmen von sechs bis neun Monaten nach Erteilung einer Kreditzusage durch die KfW-Bank erfolgt. Insbesondere der starke Zuwachs an Kreditzusagen durch die KfW-Bank in den letzten beiden Monaten 2015 ist daher nicht vollständig in den dargestellten Auswertungen enthalten.

6.1 Volumen und Verteilung der in Deutschland betriebenen dezentralen Solarstromspeicher

Abbildung 6-1 zeigt die monatlichen Zubauraten dezentraler Solarstromspeicher in Deutschland seit Beginn des KfW-Förderprogramms im Mai 2013. In Abbildung 6-2 sind die selben Zahlen kumuliert dargestellt. In beiden Abbildungen wird jeweils zwischen den registrierten PV-Speichern, den geförderten PV-Speichern und den insgesamt in Deutschland betriebenen PV-Speichern unterschieden. Die Unterschiede zwischen den einzelnen Graphen sowie die jeweils zugrundeliegenden Annahmen werden in den

folgenden Abschnitten dargestellt:

Summe aller registrierten PV-Speicher

In dunkelblau ist die Anzahl aller beim Monitoringprogramm registrierten PV-Speichersysteme in Deutschland nach dem Datum ihrer Installation aufgetragen. Zum 14. März 2016 waren insgesamt 9.906 Speichersysteme mit einer kumulierten nutzbaren Speicherkapazität von knapp 60 MWh in der Datenbank des Speichermonitorings registriert. PV-Speicher, denen keine gültige nutzbare Kapazität zugeordnet werden konnte, wurden dabei zu jeweils 5,8 kWh angenommen, was dem arithmetischen Mittelwert aller Speichersysteme mit auswertbaren Kapazitäten entspricht (siehe auch Kapitel 6.5).

Summe aller KfW-geförderten PV-Speicher

Laut KfW-Bank wurden bis Ende März 2016 insgesamt rund 19.000 Förderzusagen für Solarstromspeicher erteilt. Unter der Annahme, dass alle Speichersysteme, die im Rahmen dieser Förderperiode eine Kreditzusage erhalten hatten, auch vor Ende 2015 installiert wurden, ist in Abbildung 6-2 in mittelblau die Anzahl der KfW-geförderten PV-Speicher in Deutschland dargestellt. Tatsächlich wurde ein Großteil der Speichersysteme, die in den letzten beiden Monaten des Jahres 2015 einen Förderantrag stellten jedoch erst zu Beginn des Jahres 2016 in Betrieb genommen. Es ist gut erkennbar, dass das zunächst durch das BMWi verkündete Ende der Speicherförderung einen temporären Anstieg der geförderten Systeme zur Folge hatte.

Summe aller in Deutschland betriebenen PV-Speicher

Nach Schätzungen verschiedener Hersteller von PV-Speichersystemen, Installationsbetrieben sowie des Bundesverbands der Solarwirtschaft (BSW) wurden seit Beginn des Förderprogramms im Mai 2013 nur etwa 50-60% aller in Deutschland verkauften Speicher durch die KfW-Bankengruppe gefördert. Der verbleibende Anteil an PV-

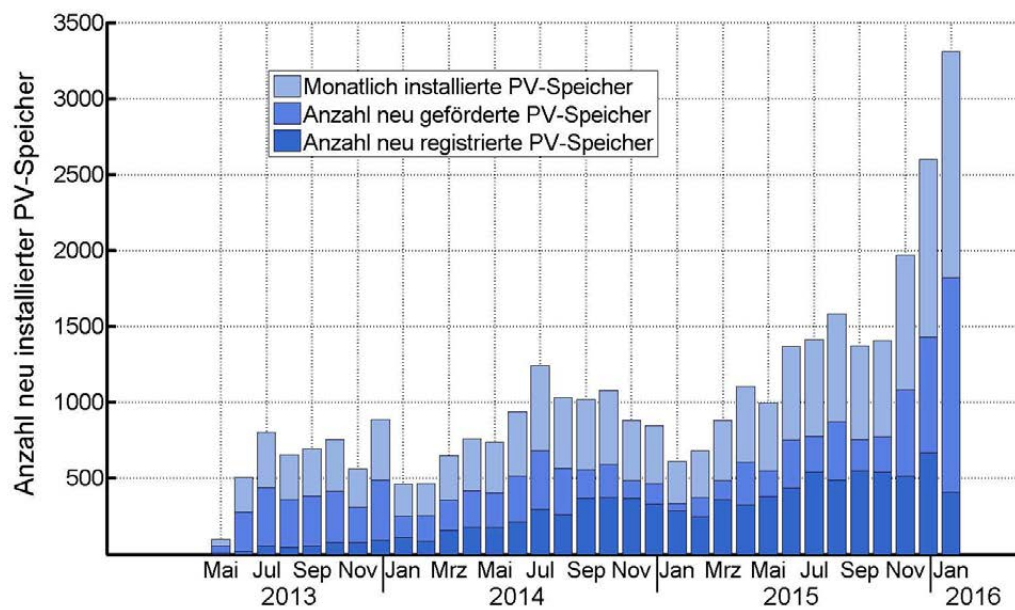


Abbildung 6-1: Übersicht der monatlichen Registrierungen beim Speichermonitoring

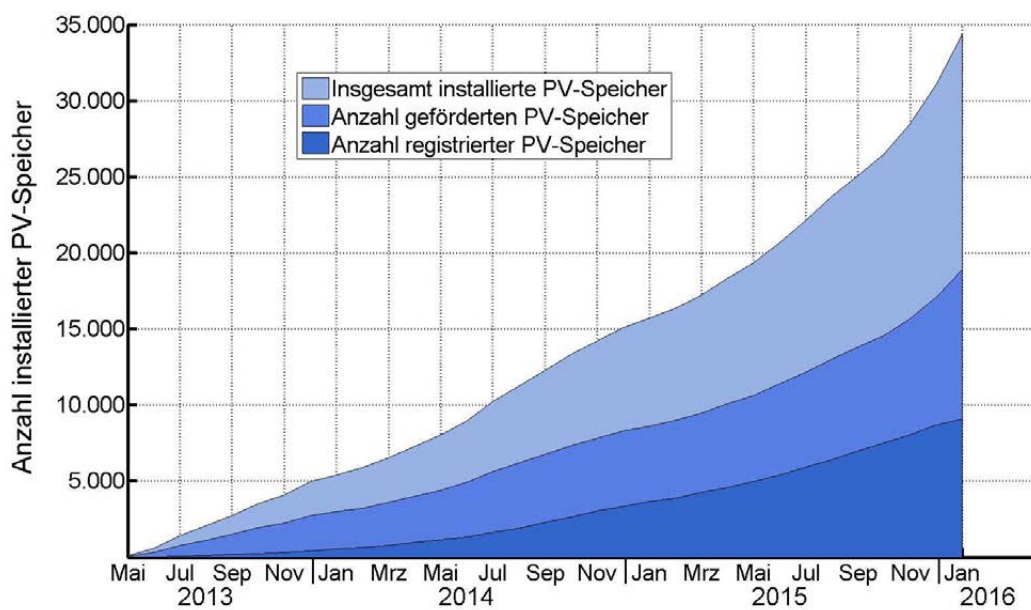


Abbildung 6-2: Kumulierte nutzbare Kapazität der PV-Speicher in Deutschland

Auswertung des Basis-Monitorings

Volumen und Verteilung der in Deutschland betriebenen dezentralen Solarstromspeicher

Speichern wurde nicht im Rahmen der staatlichen KfW-Förderung angeschafft und wird somit auch nicht durch das wissenschaftliche Monitoringprogramm erfasst. Um zu einer Abschätzung über die insgesamt in Deutschland betriebene nutzbare Speicherkapazität zu gelangen, wird im Folgenden von einem durchschnittlichen Anteil geförderter PV-Speichersysteme von 55% ausgegangen. In Abbildung 6-2 wird dazu die hellblaue Kurve "Insgesamt installierte PV-Speicher" für jeden Monat gegenüber dem Graph "Summe aller geförderten PV-Speicher" linear um den Faktor $1/(55\%)=1,82$ erhöht. Hieraus ergeben sich zum Ende Januar 2016 in Deutschland rund 34.000 Speichersysteme mit einer kumulierten nutzbaren Kapazität von etwa 204 MWh.

Insbesondere für die letzten Monate des Jahres 2015 kann aufgrund von möglichen Mitnahmeeffekten infolge des zunächst verkündeten Auslaufens der KfW-Förderung ein erhöhter Anteil geförderter Speichersysteme vermutet werden. Dies würde in der gewählten Berechnungsmethode zu einer tendenziell niedrigeren Gesamtzahl an Speichern führen. Hierzu liegen jedoch derzeit noch keine belastbaren Informationen vor.

Geographische Verteilung der geförderten PV-Speicher in Deutschland

In Abbildung 6-3 ist die geographische Verteilung der registrierten PV-Speichersysteme in Deutschland, dargestellt. Hierbei zeigt sich einerseits eine klare Häufung von PV-Speichern in den südlichen Bundesländern, insbesondere Bayern und Baden-Württemberg; daneben stehen insbesondere die Bundesländer Nordrhein-Westfalen und Niedersachsen mit einer hohen Anzahl registrierter PV-Speichersysteme hervor. Verglichen mit der Analyse im Jahresbericht 2015 ist somit keine signifikante Veränderung der räumlichen Verteilung festzustellen: Die Konzentration von PV-Speichern auf die bevölkerungs- bzw. sonnenreichen Bundesländer im Westen und Süden der Republik zum einen und eine dagegen unter-

durchschnittliche Verteilung von Speichersystemen im Norden bzw. Osten Deutschlands deckt sich auch weiterhin gut mit der allgemeinen Verteilung von PV-Anlagen in Deutschland [3].

In Tabelle 6-1 auf der folgenden Seite sind die Zubauzahlen kleiner PV Anlagen sowie die Installationen von Speichersystemen für die jeweiligen Bundesländer in den Jahren 2014 und 2015 vergleichend dargestellt. Auch hier zeigt sich ein weiterhin starkes Wachstum des PV-Speichermarktes: Wurden im Jahr 2014 noch durchschnittlich weniger als 14% der neuen PV-Anlagen mit einem Speichersystem installiert, so stieg diese Zahl im Jahr 2015 auf durchschnittlich 41%. Würde man, wie manche Hersteller angeben, von einem niedrigeren Anteil geförderter PV-Speicher ausgehen, würde diese Zahl je nach getroffener Annahme auf bis zu 60% ansteigen.

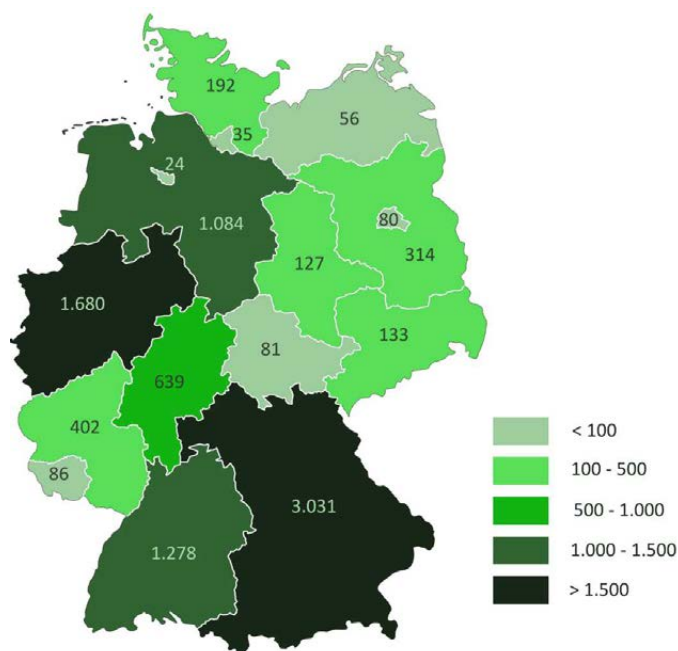


Abbildung 6-3: Geographische Verteilung der beim Speichermonitoring registrierten Solarstromspeicher nach Bundesländern

	Zubau PV-Anlagen < 30 kWp im Jahr 2015	Zubau PV-Speicher im Jahr 2015 (Anzahl)	Zubau der kumulierten Batteriekapazität im Jahr 2015	Anteil PV-Anlagen mit Speicher	Durchschnittliche nutzbare Batteriekapazität pro PV-Speicher
Bayern	12120	6637	40.100,8 kWh	55%	6,0 kWh
Baden-Württemberg	8047	2579	15.971,7 kWh	32%	6,2 kWh
Nordrhein-Westfalen	7851	3348	20.191,8 kWh	43%	6,0 kWh
Niedersachsen	4106	2192	13.005,1 kWh	53%	5,9 kWh
Hessen	2886	1321	7.729,2 kWh	46%	5,9 kWh
Rheinland-Pfalz	2742	896	5.137,7 kWh	33%	5,7 kWh
Schleswig-Holstein	2360	358	2.181,7 kWh	15%	6,1 kWh
Sachsen	1743	299	1.966,2 kWh	17%	6,6 kWh
Brandenburg	1510	643	3.485,7 kWh	43%	5,4 kWh
Thüringen	1233	200	1.380,0 kWh	16%	6,9 kWh
Sachsen-Anhalt	1138	278	1.933,2 kWh	24%	7,0 kWh
Mecklenburg-Vorpommern	542	102	952,7 kWh	19%	9,3 kWh
Saarland	512	176	934,6 kWh	34%	5,3 kWh
Berlin	303	162	901,2 kWh	53%	5,6 kWh
Hamburg	151	88	497,6 kWh	58%	5,7 kWh
Bremen	68	49	381,2 kWh	72%	7,8 kWh
Summe	47.312	19.328	116.575,9 kWh	41%	6,0 kWh

Tabelle 6-1: Aufstellung der Zubauraten kleiner PV-Anlagen (<30 kWp) und dezentraler Solarstromspeicher in den deutschen Bundesländern.

Auswertung des Basis-Monitorings

Markthäufigkeiten unterschiedlicher Speichersystemgrößen

6.2 Markthäufigkeiten unterschiedlicher Speichersystemgrößen

In Abbildung 6-4 sind die typischen nutzbaren Kapazitäten der beim Speichermonitoring registrierten PV-Speichersysteme für die Zeiträume 2013-2014 und 2015 nach ihrer Markthäufigkeit aufgeschlüsselt. Es ist erkennbar, dass im ersten betrachteten Zeitraum insbesondere Systeme im Bereich um nutzbare Kapazitäten von 4 - 5 kWh und 8 kWh mit einem Marktanteil von kumuliert knapp 60 % dominierten. Dagegen ist der Markt im Jahr 2015 deutlich diverser und gleichmäßiger verteilt. Dies ist vornehmlich dem Eintritt zusätzlicher Hersteller und Modellvarianten zuzurechnen, die eine passgenaue Lösung für unterschiedliche Haushaltstypen anbieten.

Analog zu den Beobachtungen im Jahresbericht 2015 sind die Marktsegmente oberhalb von 10 kWh und unterhalb von 2 kWh nutzbarer Kapazität nur schwach ausgeprägt. Dies ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass zum effizienten Betrieb eines großen Speichersystems auch

eine große PV-Anlage sowie ein hoher Energieverbrauch erforderlich sind, der in den meisten Privathaushalten nicht gegeben ist. Sehr kleine Speichersysteme sind dagegen aufgrund der bestehenden Fixkosten für Leistungselektronik oft wirtschaftlich nicht attraktiv.

Nutzbare Speicherkapazität in Abhängigkeit der PV-Nennleistung

In Abbildung 6-5 sind die durchschnittlichen Auslegungen der beim Speichermonitoring registrierten Batteriespeicher für unterschiedliche Leistungsklassen von PV-Anlagen dargestellt. Die Fehlerbalken zeigen dabei in dieser und allen folgenden Abbildungen die Stichprobenstandardabweichung an. Innerhalb des Fehlerbalkenintervalls würden sich somit bei einem normalverteilten Datensatz 68,3% aller Daten der jeweiligen Grundgesamtheit befinden.

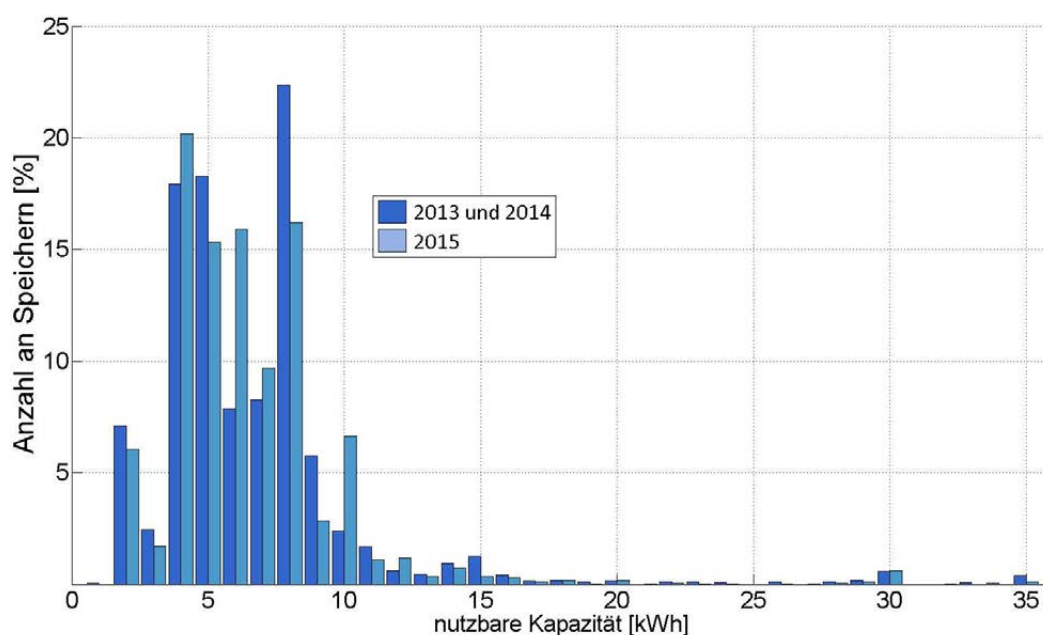


Abbildung 6-4: Entwicklung der Markthäufigkeiten unterschiedlicher (nutzbarer) Batteriekapazitäten

Es zeigt sich, analog zu den Ergebnissen des Jahresberichts 2015, dass es für PV-Anlagen im Leistungsbereich kleiner 15 kWp eine moderate Korrelation zwischen PV-Anlagengröße und nutzbarer Kapazität des Batteriespeichers gibt: Anlagenbetreiber mit kleineren PV-Anlagen besitzen in der Regel auch eher kleiner dimensionierte Speichersysteme, während Betreiber größerer PV-Anlagen im Mittel zu größeren Batteriekapazitäten tendieren. Dies ist im Sinne einer möglichst vollständigen Ausnutzung der nutzbaren Kapazität der Batterie nachvollziehbar: Der größere und dadurch kostenintensivere Speicher soll im Sinne einer wirtschaftlich optimalen Betriebsweise möglichst täglich durch die PV-Anlage vollgeladen werden, da ungenutzte Speicherkapazitäten bezogen auf eine Amortisierung durch eingesparte Stromkosten keinen Mehrwert erbringen können. Ein großer Speicher benötigt somit eine große PV-Anlage, um regelmäßig vollgeladen zu werden.

In der Leistungsklasse größer 15 kW ist eine sehr starke Zunahme der Batteriekapazität erkennbar. Dies ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass ab solaren Nennleistungen von 15 kW nicht mehr nur privat betriebene Speichieranlagen, sondern vermehrt (insbesondere landwirtschaftliche) Betriebe mit großen Dach- oder Freiflächen und entsprechend dimensionierten PV-Anlagen bis 30 kW in die Bewertung einfließen. Daneben weisen gewerbliche Betreiber von kombinierten PV-Speichersystemen häufig auch einen erhöhten Strombedarf auf (siehe hierzu auch Abbildung 6-6).

Nutzbare Speicherkapazität in Abhängigkeit des jährlichen Stromverbrauchs

Analog zu Abbildung 6-5 zeigt Abbildung 6-6 die typischen Auslegungen der registrierten Batteriespeichersysteme in Abhängigkeit des durchschnittlichen jährlichen Stromverbrauchs der Haushalte. Während bis zu einem Jahresstromverbrauch von einschließlich 5.000 kWh nur eine schwache Korrelation zwischen Stromverbrauch und Bat-

teriekapazität zu bestehen scheint, zeigt sich im Bereich zwischen einem jährlichen Stromverbrauch von 5.000 kWh und 10.000 kWh ein etwas deutlicheres Wachstum der nutzbaren Batteriespeicherkapazität mit steigendem Stromverbrauch.

Oberhalb eines jährlichen Stromverbrauchs von 10.000 kWh ist wiederum ein starker Anstieg der nutzbaren Speicherkapazität zu beobachten. Auch dies kann vor allem auf (landwirtschaftliche) Betriebe zurückgeführt werden, die neben erweiterten Dach- bzw. Freiflächen zur Installation von PV-Modulen typischerweise auch einen hohen jährlichen Strombedarf haben.

Dass die obere Standardabweichung der ersten sechs Balken in Abbildung 6-6 jeweils gleich ist, ist nicht auf einen Datenfehler, sondern auf die Fragmentierung des Speichemarktes zurückzuführen (siehe auch Abbildung 6-4). Da insbesondere im Jahr 2014 eine große Anzahl an 8 kWh Speichersystemen in Betrieb genommen wurde, ist die obere Standardabweichung in diesem Diagramm insbesondere für Haushaltsgruppen mit tendenziell niedrigem Jahresstromverbrauch identisch.

Auswertung des Basis-Monitorings

Markthäufigkeiten unterschiedlicher Speichersystemgrößen

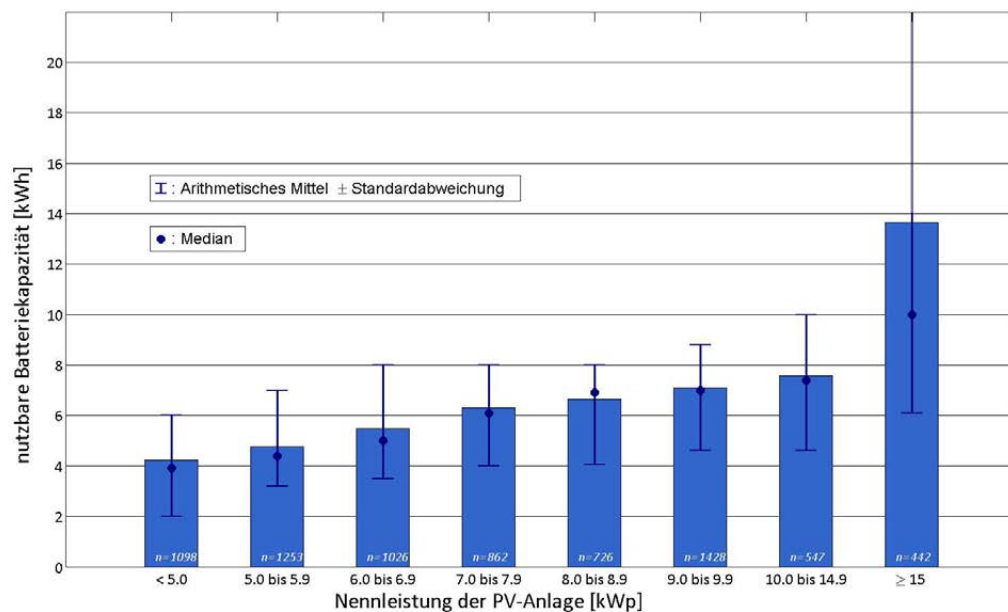


Abbildung 6-5: Durchschnittliche nutzbare Speicherkapazität von PV-Speichern in Abhängigkeit der angeschlossenen PV-Nennleistung

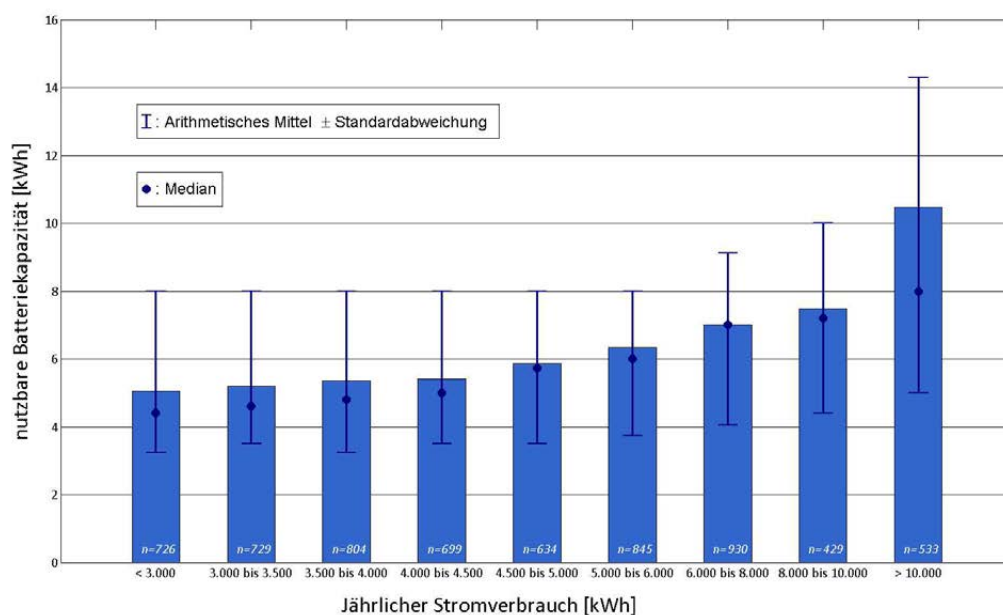


Abbildung 6-6: Durchschnittliche nutzbare Speicherkapazität von PV-Speichern in Abhängigkeit des jährlichen Stromverbrauchs

6.3 Marktanteile der Hersteller von geförderten PV-Speichersystemen

In den Abbildungen 6-7.a bis 6-7.c sind die Marktanteile der Hersteller von Solarstromspeichern unter den für das Monitoringprogramm registrierten Anlagen anhand von drei unterschiedlichen Kriterien gelistet dargestellt:

- Nach der Anzahl der insgesamt beim Speichermontoring registrierten PV-Speicher des jeweiligen Herstellers (a),
- nach der kumulierten nutzbaren Kapazität der Batteriespeicher des jeweiligen Herstellers (b) und
- nach der kumulierten Nennleistung der zugehörigen PV-Anlagen des jeweiligen Herstellers (c).

Während die Ergebnisse dieser Marktanalyse grundsätzlich für sich sprechen, sind zur Interpretation der Abbildungen folgende Randbedingungen zu berücksichtigen:

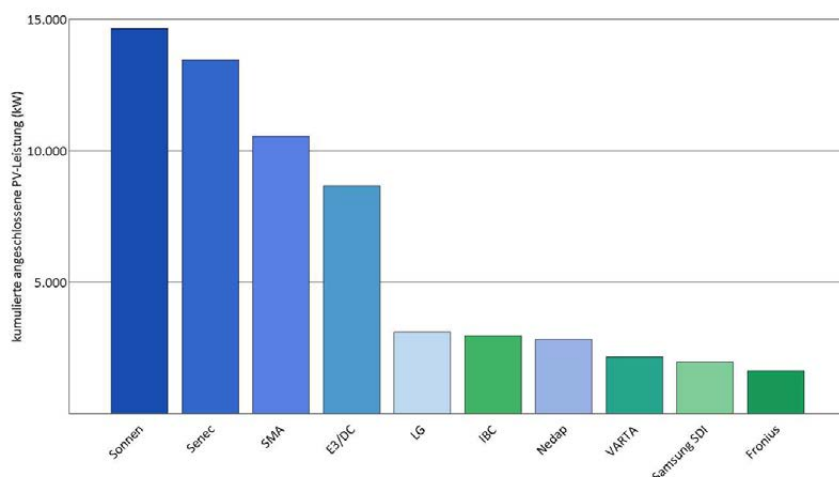
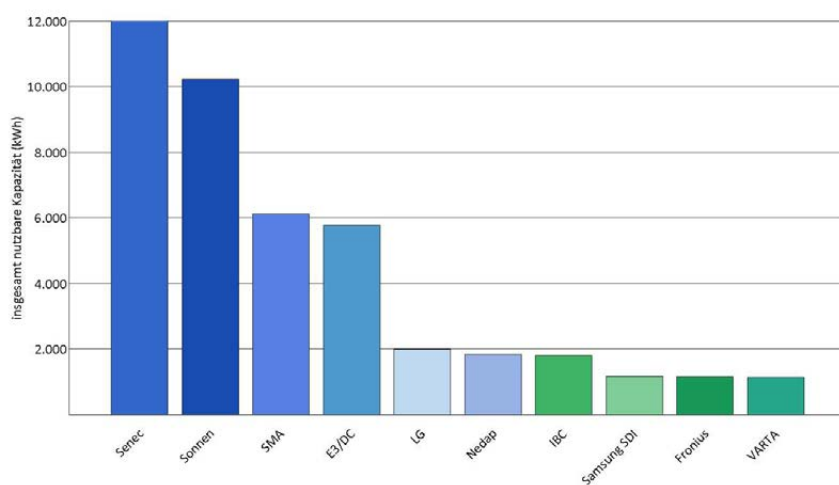
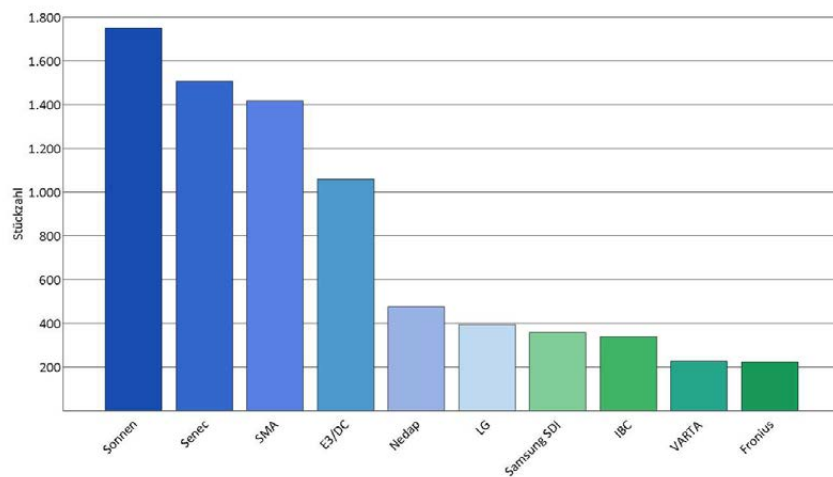
- Die Analysen basieren auf den Angaben der jeweiligen Speicherbetreiber. Bezogen auf die festgestellten Marktdurchdringungen können Fehleinschätzungen oder Falscheingaben somit zu einer fehlerhaften Zuordnung der Anlage führen (siehe Kapitel 5). Dies gilt jedoch statistisch gesehen für alle betrachteten Systeme in gleicher Weise; die Ergebnisse sind somit grundsätzlich als qualitativ stabil einzuschätzen.
- Es werden jeweils nur die in jeder Auswertung ermittelten Top-10 Hersteller dargestellt.
- Bei der Gegenüberstellung der installierten Speicherkapazitäten der einzelnen Hersteller wurden ungültige Angaben von Batteriekapazitäten einzelner Fördernehmer durch den für den jeweiligen Hersteller gültigen Durchschnittswert ersetzt.
- Ein Teil der Fördernehmer hat anstelle von Speichersystemherstellern den Namen des Batterieherstellers (zum Beispiel LG Chem, Sony oder Hoppecke) angegeben; diese stellten jedoch im betrachteten Auswertungszeitraum keine eigenständigen Speichersysteme her. Stattdessen werden diese externen Batterien an

geeigneten PV-Speichersystemen ohne eigenen Energiespeicher, wie zum Beispiel den Produkten der Sunny Island / Sunny Backup Serie (SMA) oder Produkten der Power Router Reihe (Nedap) betrieben. Obwohl eine Teilmenge dieser Eintragungen bereits durch manuelles Datacleansing den korrekten Speichersystemen zugeordnet werden konnte, verbleibt stets eine nicht zu vernachlässigende Restmenge. Aus Gründen der Transparenz wird diese in Abbildung 6.7 durchweg mitdargestellt. Im Rahmen der Analyse ist, analog zum Jahresbericht 2015, aufgrund dieser Fehleintragungen tendenziell von einer Unterbewertung von Herstellern modularer Speichersysteme auszugehen.

Gegenüber dem Vorjahr haben sich nur geringe Verschiebungen ergeben; insbesondere die Top-5 Hersteller sind, bis auf geringe Verschiebungen, weitestgehend gleich geblieben. Neue Player aus der Automobilbranche, die zum Teil mit hohem Medienecho einen Markteintritt für das Jahr 2015 ankündigten, machen dagegen nach aktuellem Stand keinen relevanten Teil der Daten aus. Eine ausführlichere Darstellung der Top-20 Hersteller findet sich in Anhang C dieses Dokuments.

Auswertung des Basis-Monitorings

Marktanteile der Hersteller von geförderten PV-Speichersystemen



6.4 Technische Systemeigenschaften der geförderten Solarstromspeicher

In Abbildung 6-8 sind die wesentlichen Systemmerkmale der in der Datenbank zum Basis-Monitoring registrierten Batteriespeicher zusammenfassend dargestellt. Als Bezugsgröße gilt dabei

- in Abbildung 6-8 oben die absolute Stückzahl an registrierten Speichersystemen,
- in Abbildung 6-8 mitte die installierte Kapazität der Speichersysteme und
- in Abbildung 6-8 unten die nutzbare Kapazität der Speichersysteme.

Batterietechnologie

Die zurzeit verbreitetsten Batterietechnologien für dezentrale Solarstromspeicher sind Blei-Säure und Lithium-Ionen. Die Marktanteile der beiden Technologien haben sich dabei in den letzten zwei Jahren massiv verändert: Während der Markt bis Mitte 2014 noch weitestgehend ausge-

glichen war, zeigte sich seither ein stetig zunehmender Trend hin zu Lithium-Ionen Batterien (siehe Abbildung 6-9a und 6-9b). Im letzten Quartal 2015 wurden bereits über 90 % der neu installierten Speichersysteme mit Lithium-Ionen Batterien ausgestattet. Dies kann einerseits auf die starken Preissenkungen dieser Speichersysteme zurückgeführt werden, welche nach wie vor am Markt beobachtet werden (siehe Abbildung 6-11). Andererseits sind auch eine kompaktere Bauweise, lange beworbene Lebensdauern (zum Teil über 10.000 äquivalente Vollzyklen) sowie höhere Effizienzen als wesentliche Verkaufsargumente zu sehen.

Systemdesign

Im mittleren Balken in Abbildung 6-8 ist jeweils der Anteil an gleichspannungs- bzw. wechsellspannungsseitig gekoppelten Speichersystemen unter den Teilnehmern des Monitoringprogramms dargestellt. Der Anteil an AC-gekoppelten Systemen überwiegt dabei bezogen auf die in-

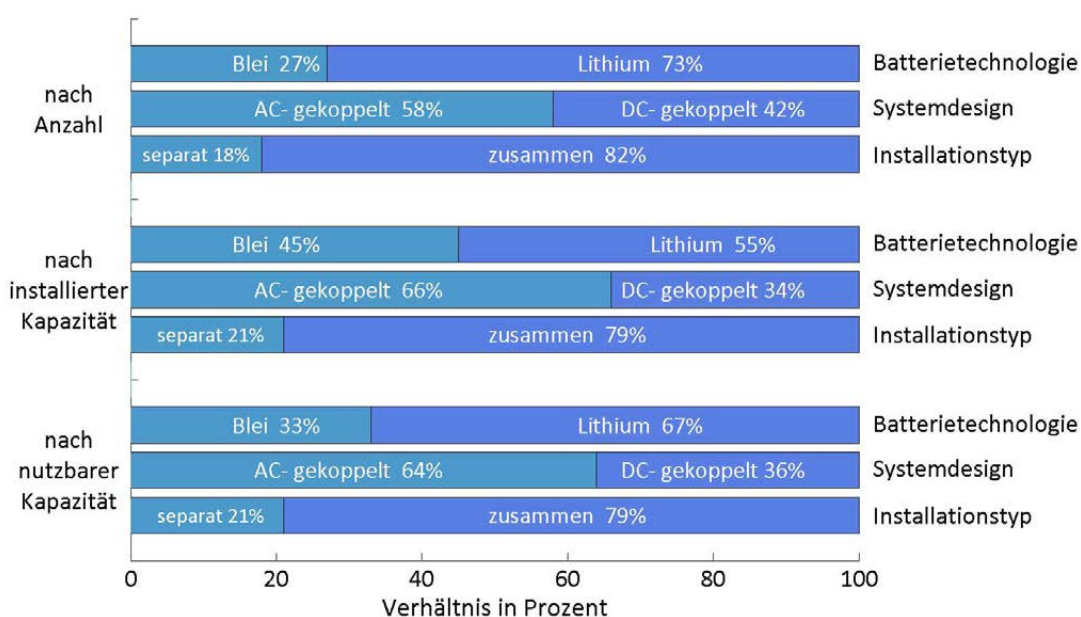


Abbildung 6-8: Systemeigenschaften der registrierten Solarstromspeicher, bezogen auf die Anzahl der Installationen (oben), die insgesamt installierte Kapazität (mitte) und die insgesamt nutzbare Kapazität (unten)

Auswertung des Basis-Monitorings

Technische Systemeigenschaften der geförderten Solarstromspeicher

stallierten Stückzahlen mit 57% dem Anteil an DC-gekoppelten Systemen (43%) geringfügig. Grundsätzlich eignen sich AC-gekoppelte Systeme insbesondere zur flexiblen Nachrüstung von bestehenden PV-Anlagen, da sie vollständig unabhängig von der PV-Anlage dimensioniert und installiert werden können. Hierzu ist jedoch auch ein zusätzlicher Batteriewechselrichter erforderlich. Gespei-

chter Solarstrom muss darüber hinaus tendenziell mehr Wandlungsstufen durchlaufen als bei einem vergleichbaren DC-System, was zu niedrigeren Gesamtwirkungsgraden führen kann. Umfangreiche Untersuchungen zu den erreichbaren Wirkungsgraden der unterschiedlichen Systemtopologien finden sich in Kapitel 9.

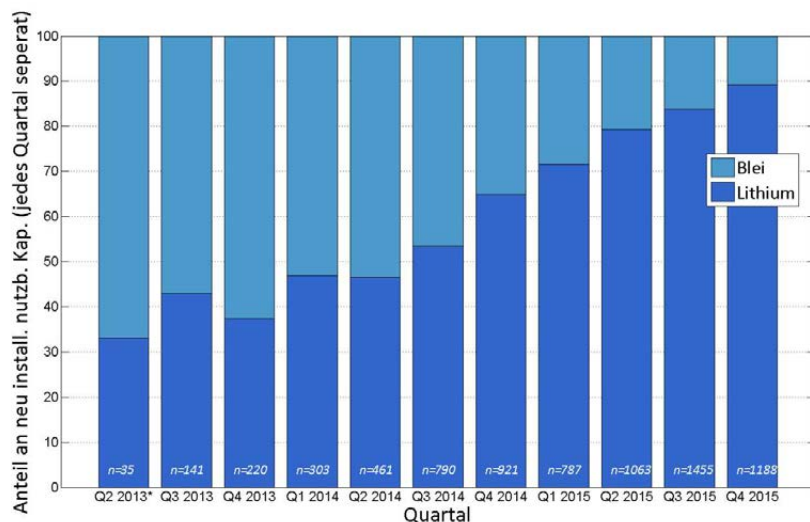


Abbildung 6-9a: Anteil der Batterietechnologien bezogen auf die Installationen (pro Quartal)

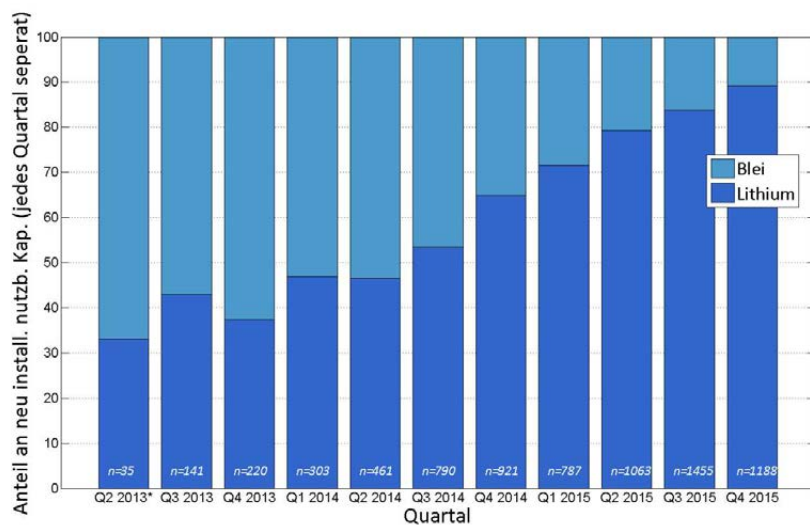


Abbildung 6-9b: Anteil der Batterietechnologien bezogen auf die kumulierte nutzbare Speicherkapazität (pro Quartal)

Installationstyp

Im untersten Balken in Abbildung 6-8 ist der Anteil von PV-Anlagen, die mit einem PV-Speicher nachgerüstet wurden, gegenüber neuinstallierten Komplettsystemen dargestellt. Der Anteil an Neuinstallationen überwiegt dabei mit 83% stark. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass nur PV-Anlagen, die in einem schmalen Zeitbereich installiert wurden, Anspruch auf eine KfW-Förderung ihres Speichers haben: Nur Anlagenbetreiber, deren PV-Anlage nach dem 31.12.2012 installiert wurde, sind dazu berechtigt, die nachträgliche geförderte Installation eines PV-Speichers zu beantragen.

6.5 Durchschnittliche Kapazitäten der unterschiedlichen Speichersysteme

In Abbildung 6-10 ist die Entwicklung der durchschnittlichen installierten und nutzbaren Batteriekapazitäten aller im Monitoringprogramm registrierten Speichersysteme, aufgeteilt nach der zugrundeliegenden Speichertechnologie, dargestellt. Über alle vertretenen Batterietypen und Systemtopologien gemittelt ergibt sich eine durchschnittlich nutzbare Kapazität von 6,0 kWh. Der Mittelwert aller Batteriespeicher hat sich seit Mitte letzten Jahres um etwa 0,4 kWh verringert. Dieser Gesamtmittelwert weicht von der in Abbildung 6-10 gezeigten Darstellung leicht ab, da für den Vergleich von nutzbarer und installierter Kapazität strengere Bedingungen an die Datenvollständigkeit bzw. -qualität gestellt werden müssen und somit hier mit einem reduzierten Datensatz gearbeitet wurde.

Lithium-Ionen Batterien

Die durchschnittliche nutzbare Kapazität von Lithium-Ionen Batterien ist seit Beginn des Monitoringprogramms weitestgehend konstant geblieben (2013: 6,1 kWh, 2014 und 2015: 5,7 kWh). Die zur Verfügbarmachung dieser nutzbaren Kapazität installierte Kapazität hat sich jedoch - scheinbar - kontinuierlich verringert. Dies kann einerseits auf verbesserte Erfahrungswerte der Hersteller mit

den verwendeten Zellen zurückgeführt werden, die eine Verkleinerung von eventuellen Sicherheitsmargen bedeuten. Auch Verbesserungen im Batteriemanagement können zu einem höheren Ausnutzungsgrad der verbauten Batteriezellen führen. Andererseits ist vermehrt zu beobachten, dass Hersteller eine vorgebliche 100%ige nutzbare Batteriekapazität als Qualitätsmerkmal vermarkten, indem Batteriezellen und -packs umdeklariert werden (sogenanntes Derating). Gegenüber dem Kunden wird dann eine niedrigere Batteriekapazität angegeben, als theoretisch elektrochemisch verfügbar wäre um dadurch eine besonders hohe Produktqualität zu suggerieren.

Dieses Derating der Batterien ist im Sinne einer verbesserten Lebensdauer der Speichersysteme und somit auch eines erhöhten maximalen Energiedurchsatzes für den Betreiber grundsätzlich zu begrüßen, beeinträchtigt jedoch teilweise die ausgewertete Datengrundlage. Aus diesem Grund beziehen sich in den folgenden Kapiteln stets alle Angaben (zum Beispiel Preis pro Kilowattstunde) auf die nutzbare Kapazität.

Blei-Säure Batterien

Im Gegensatz zu Lithium-Ionen Batterien nutzen Bleibatterien typischerweise nur 50-60% ihrer installierten Kapazität zur Zyklisierung, um Alterungsprozesse wie Sulfatierung bei niedrigen Ladezuständen oder Ausfall von Aktivmaterial durch mechanischen Stress zu vermeiden und gute Lebensdauern zu gewährleisten.

Doch auch die nutzbare Kapazität von Speichersystemen mit Blei-Säure Batterien ist im Jahr 2015 mit durchschnittlich 8,57 kWh um etwa 50 % höher als die durchschnittliche nutzbare Kapazität von Li-Ionen-Systemen. Dies lässt sich einerseits durch das niedrigere Investitionsvolumen pro nutzbarer Kilowattstunde von Bleibatterien (siehe Kapitel 6.6) erklären. Dieses ermöglicht bei ähnlichen Investitionskosten die Vermarktung von größeren

Auswertung des Basis-Monitorings

Durchschnittliche Kapazitäten der unterschiedlichen Speichersysteme

Speichern als bei Lithium-Ionen basierten Systemen. Darüber hinaus ist allerdings auch die kapazitätsabhängige Leistungsfähigkeit elektrochemischer Energiespeicher zu beachten: Die Leistungsfähigkeit von elektrochemischen Energiespeichern steigt bei entsprechender Verschaltung proportional zur Anzahl der verbauten Zellen und somit zur Kapazität des Gesamtsystems. Da stationäre Bleibatterien im Gegensatz zu (typischerweise hochstromfähigen) Lithium-Ionen Batterien in der Regel nur für kleine Ströme ($C/10 - C/5$) und somit für tendenziell kleine Leistungen ausgelegt werden, bedeutet eine Erhöhung der (installierten) Kapazität auch eine Steigerung der maximalen Leistungsfähigkeit des Batteriespeichers. Da eine elektrische Mindestleistung des Speichersystems für eine hinreichende Eigenverbrauchsquote bzw. einen hohen Autarkiegrad zwingend notwendig ist (die verbleibende elektrische Energie muss ansonsten zur Leistungsdeckung aus dem öffentlichen Stromnetz bezogen werden), ist bei Speichersystemen mit Blei-Säure Batterien somit auch eine minimale installierte Kapazität des Batterie-

speichers erforderlich.

Diese beobachtete Dimensionierung von Batteriespeichern ist nicht auf den PV-Speichermarkt beschränkt, sondern deckt sich mit weithin bekannten Forschungsergebnissen zur Batteriealterung und Lebensdaueroptimierung, wie unter anderem in [29 - 31] für Blei-Säure Batterien und in [32, 33] für Lithium-Ionen Batterien dargestellt ist.

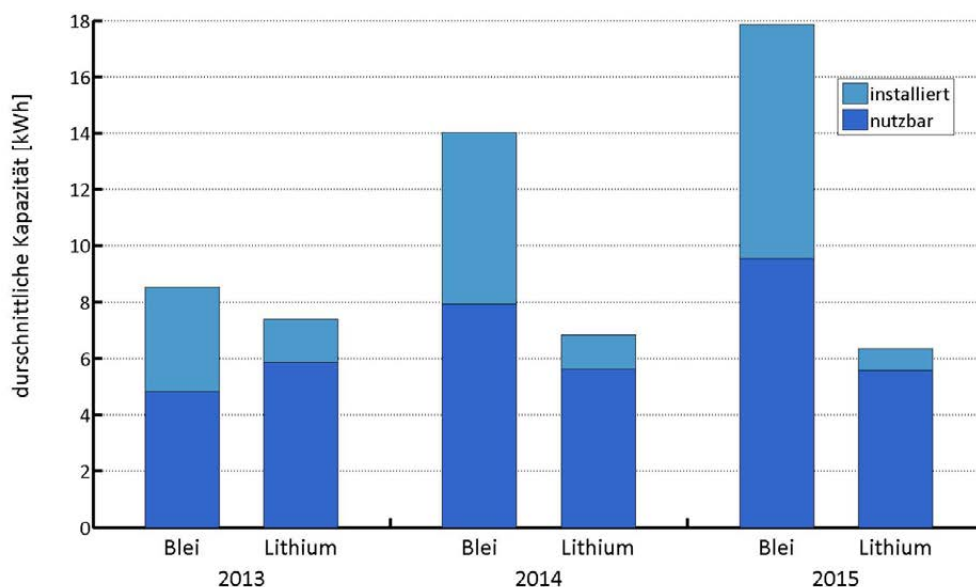


Abbildung 6-10: Entwicklung der durchschnittlichen Speicherkapazitäten von Solarstromspeichern in den Jahren 2013 - 2015

6.6 Systempreise und Marktentwicklung

In Abbildung 6-11 ist die Entwicklung der Endkundenpreise von PV-Speichern seit Beginn des KfW-Förderprogramms im Mai 2013 dargestellt, aufgeteilt nach den zugrundeliegenden Batterietechnologien der Speicher. Für die Auswertung gelten folgende Randbedingungen:

- Dargestellt sind die angegebenen Speichersystempreise pro Kilowattstunde nutzbarer Batteriekapazität.
- Die angegebenen Preise beziehen sich jeweils auf das gesamte Speichersystem, also Batteriespeicher, Leistungselektronik, Schütze, Sensoren, etc.
- PV-Module und Installationskosten sind nicht Teil der Darstellung.
- Nachgerüstete Systeme und Komplettinstallationen werden gemischt betrachtet.
- DC- und AC-Systeme werden gemischt betrachtet. Bei AC-gekoppelten Speichersystemen geht der PV-Wechselrichter nicht in die Berechnung des Preises mit ein.
- Die angegebenen Preise verstehen sich inklusive der gesetzlichen Mehrwertsteuer von 19%. Diese kann – je nach geplanter Verwendung des Nutzers – entweder beim Kauf des Speichersystems pauschal entrichtet werden (Kleinunternehmerregelung) oder wird vom Finanzamt zurück-erstattet (Regelbesteuerung). Im zweiten Fall müssen dann Steuern auf die Einspeisung sowie den Eigenverbrauch des PV-Speichersystems entrichtet werden (siehe dazu auch Kapitel 7).
- Wurden die Speichersystem- und Installationskosten als Paketpreis angegeben, so wird für die Installation des Speichers eine Pauschale von 1.330 € in Abzug gebracht. Dies entspricht dem Mittelwert der angegebenen Installationen von Batteriespeichern Mitte 2015 - zur besseren Vergleichbarkeit mit dem Vorjahr wurde dieser Wert beibehalten.

- Die Ergebnisse des ersten Halbjahres 2013 sind aufgrund der kleinen Anzahl untersuchter Systeme nicht als repräsentativ einzustufen und sollten mit entsprechender Umsicht bewertet werden.

Zusammenfassend zeigt sich:

- Die durchschnittlichen Endverbraucherpreise für Speichersysteme mit sind seit Beginn des Monitoringprogramms um rund 16 % gesunken und weisen derzeit noch eine jährliche Preisdegression von 5% auf.
- Die durchschnittlichen Endverbraucherpreise für Speichersysteme mit Lithium-Ionen Batterien sind seit Beginn des Monitorings um insgesamt 39 % gefallen, wobei die aktuelle Preisdegression 18 % p.a. beträgt.

Die beobachtete Preisentwicklung von PV-Speichern mit Lithium-Ionen Batterien folgt damit grundsätzlich der typischen Lernkurve, die sich auch bei der Entwicklung der Photovoltaik in den vergangenen Jahren zeigte: Einer Verdopplung des Produktionsvolumens folgt dabei jeweils eine Kostenreduktion von etwa 20% [1, 34].

Das KfW-Förderprogramm unterstützt diese Entwicklung, indem es Anreize schafft, bereits heute in die Technologie zu investieren und nicht erst auf zukünftige Preissenkungen zu warten. Insbesondere die degressive Ausgestaltung der Fördersätze, die seit dem 1. März 2016 in Kraft ist soll hier Anreize schaffen, bereits heute in Speicher zu investieren. Bestehende Entwicklungspotenziale können somit schneller realisiert werden und den Markt in den Bereich einer Selbsttragfähigkeit bringen.

Es kann weiterhin beobachtet werden, dass sich der Markt für Solarstromspeicher zurzeit in einem grundlegenden Wandel befindet. Insbesondere der Markteintritt großer Unternehmen der Automobilbranche hat die Aufmerksamkeit der breiten Öffentlichkeit auf die Thematik dezentraler Speichersysteme gelenkt. In Hinblick auf potenzielle Synergieeffekte im Kontext der voraussichtlich in den

Auswertung des Basis-Monitorings Systempreise und Marktentwicklung

nächsten Jahren an Bedeutung gewinnenden Elektromobilität können diese Unternehmen perspektivisch attraktive Verträge mit Zellherstellern erwirken und somit am deutlichsten von Skaleneffekten profitieren.

Dass mittelfristig mit weiteren deutlichen Rückgängen der Endverbraucherpreise zu rechnen ist, zeigt auch ein Blick in aktuelle Angebote namhafter Hersteller, die teilweise bereits Endkundenpreise im Bereich 1.000 bis 1.200 €/pro Kilowattstunde nutzbarer Speicherkapazität bewerben. Es darf darüber hinaus erwartet werden, dass zur jährlichen Leitmesse Intersolar im Juni neue Produkte mit angepasster Preisgebung angekündigt werden.

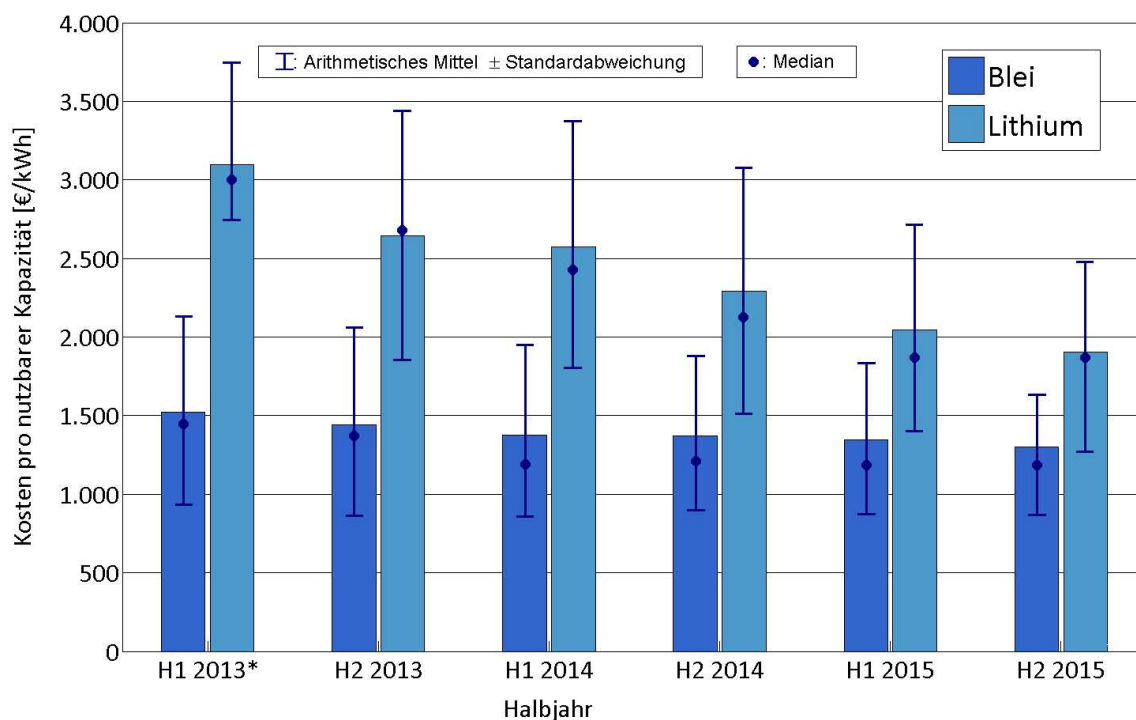


Abbildung 6-11: Entwicklung der durchschnittlichen kapazitätsbezogenen Systemkosten von PV-Speichern (inkl. MwSt.)

6.7 Motivation zum Kauf eines PV-Speichers

Bereits im Jahresbericht 2015 wurde erhoben, welche Kundengruppen bereit sind, in PV-Speicher zu investieren und was ihre Beweggründe hierfür sind. Der Fragebogen des Basis-Monitorings enthält dazu eine Reihe von Ja-Nein-Fragen zur Motivation zum Kauf eines PV-Speichersystems. In Abbildung 6-12a und Abbildung 6-12b sind die angegebenen wesentlichen Investitionsmotive zusammen mit ihrer jeweils aufgetretenen relativen Häufigkeit dargestellt. In Abbildung 6-12a wird dabei zwischen Komplettinstallationen und Nachrüstungen unterschieden, in Abbildung 6-12b ist die Gesamtheit der Antworten nach dem Datum der jeweiligen Installation unterteilt.

Für beide Fälle zeigt sich eine erhebliche Homogenität der Umfrageergebnisse: Weder zwischen den unterschiedenen Auswertungszeiträumen noch Installationstypen zeigen sich signifikante Veränderung der angegebenen Investitionsmotive. Dies kann als starker Indikator dafür gewertet werden, dass sich die Hauptkäufergruppe von Solarstromspeichern seit Beginn des Förderprogramms im Mai 2013 nicht wesentlich verändert hat und dabei nur geringe Unterschiede zwischen Neuinstallationen und Nachrüstungen bestehen.

Die Auswertung der angegebenen Kaufmotivationen zeigt hier eine deutliche Einordnung:

- Als wesentliche Gründe zur Investition in einen Solarstromspeicher werden von jeweils über 80% der Befragten eine Absicherung gegen zukünftig steigende Strompreise sowie das proaktive Partizipieren an der deutschen Energiewende angegeben.
- Daneben war für über 60% der Betreiber von PV-Speichern ein „allgemeines Interesse“ an der Technologie ein wesentliches Kaufargument.
- Eine Absicherung gegen Stromausfälle oder das Investieren in eine sichere Geldanlage hingegen wurde jeweils nur

von rund 20 % der Befragten als kaufentscheidend angegeben.

- Die Frage nach dem Wegfallen der Einspeisevergütung ist für die Betreiber im Rahmen der zugrundeliegenden Auswertung eigentlich obsolet, da alle im Rahmen der Förderung neuinstallierten oder nachgerüsteten Systeme eine garantierte Einspeisevergütung mindestens bis zum Jahr 2033 haben.

Die klare Zweiteilung der Prioritäten zeigt, dass der größte Anteil der Käufer von PV-Speichern heutzutage zumindest tendenziell der Gruppe der "Innovators" bzw. "Early Adopters" zugerechnet werden kann. Diese Bevölkerungsgruppen gelten dabei als überdurchschnittlich gebildet, wohlhabend und technologieinteressiert [35 - 37]. Sie achten damit weniger auf die Wirtschaftlichkeit einer Investition und zeigen dagegen ein hohes Interesse an den Details der Technologie. Dies deckt sich auch mit den angegebenen Erwartungen an die Wirtschaftlichkeit von PV-Speichern im folgenden Abschnitt. Gleichzeitig zeigt die Auswertung der Betriebsdaten der Betreiber von Solarstromspeichern in Kapitel 7, dass diese im Mittel einen signifikant überdurchschnittlich hohen Stromverbrauch haben und von einem Ansteigen der Strompreise somit deutlich stärker betroffen wären als ein Durchschnittshaushalt.

Auswertung des Basis-Monitorings

Motivation zum Kauf eines PV-Speichers

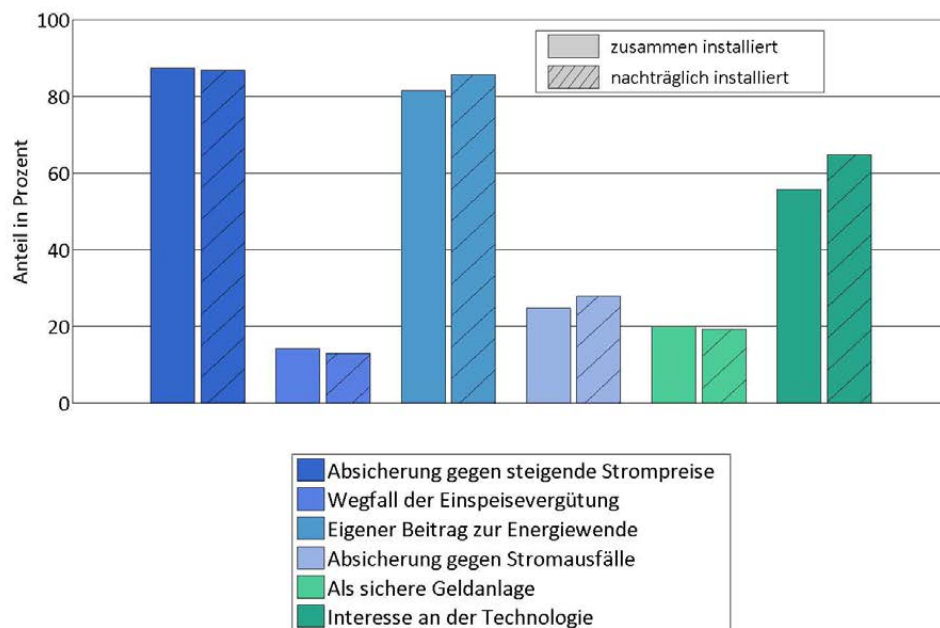


Abbildung 6-12a: Angegebene Motivation zum Kauf eines Solarstromspeichers, aufgeteilt nach der Art der Installation

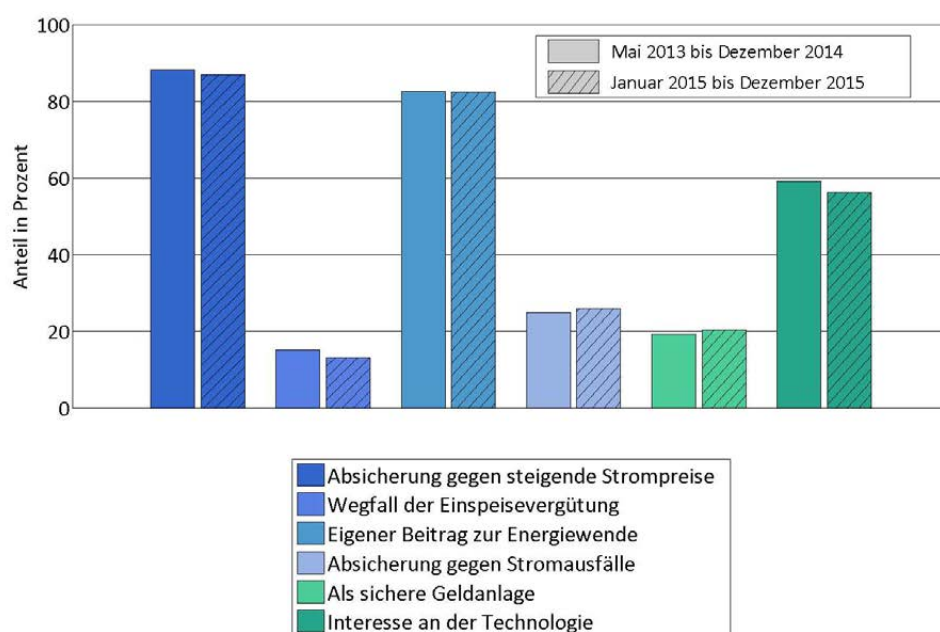


Abbildung 6-12b: Angegebene Motivation zum Kauf eines Solarstromspeichers, aufgeteilt nach dem Zeitraum der Installation

6.8 Wirtschaftliche Erwartungen an Speicher und erste Betriebserfahrungen

In Abbildung 6-13 sind die angegebenen Erwartungen der registrierten Anlagenbetreiber an die wirtschaftliche Rentabilität ihres PV-Speichers, aufgeteilt nach den Betreibern von Komplettinstallationen und nachgerüsteten Speichersystemen, dargestellt. Die erhobenen Daten decken sich

dabei weitestgehend mit den Ergebnissen des vorherigen Abschnitts:

- Lediglich rund 50 - 60 % der Betreiber von PV-Speichern erwarten innerhalb der Lebensdauer ihres Speichersystems einen nennenswerten positiven Ertrag ihrer Investition.

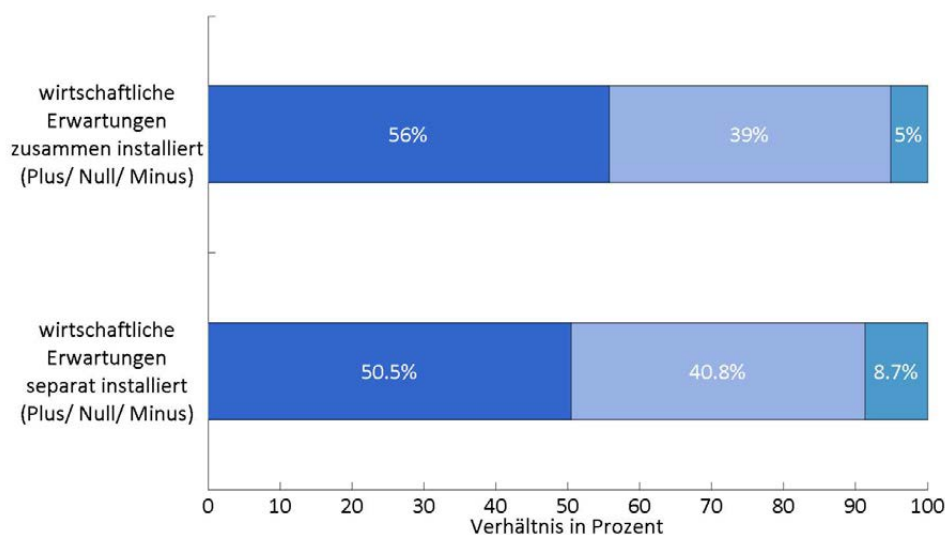


Abbildung 6-13: Angegebene Erwartungen an die Wirtschaftlichkeit eines Solarstromspeichers

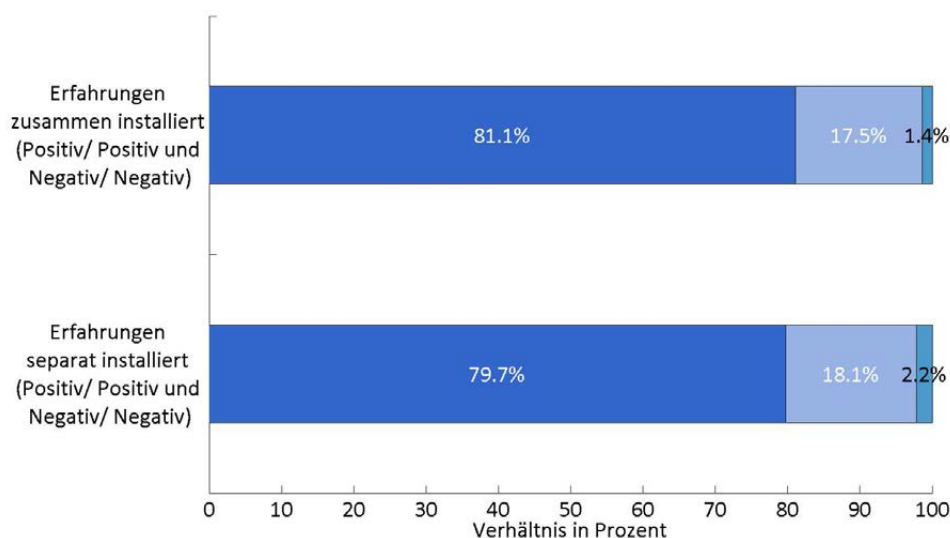


Abbildung 6-14: Erste Erfahrungen mit Solarstromspeichern

Auswertung des Basis-Monitorings

Wirtschaftliche Erwartungen an Speicher und erste Betriebserfahrungen

- 5 bzw. 9 % der Betreiber von (geförderten) PV-Speichern nehmen dagegen sogar bewusst monetäre Verluste in Kauf.

Die vorliegenden Ergebnisse stützen die Vermutung, dass es sich bei den heutigen Betreibern von Solarstromspeichern nach wie vor überwiegend um sogenannte Innovators bzw. Early Adopters handelt, denen der wirtschaftliche Ertrag weniger wichtig ist, als die Partizipation an gesellschaftlichen Prozessen, in diesem Fall insbesondere der Stärkung der erneuerbarer Energien und der Dezentralisierung der deutschen Stromerzeugung.

Die letzte Frage des Fragebogens zielt auf die bisherigen Erfahrungen der Betreiber von Solarstromspeichern, insbesondere in Hinsicht auf Beratung, Kauf, Installation und erste Betriebserfahrungen. In Abbildung 6-14 sind die von den Nutzern angegebenen Erfahrungen, unterteilt nach Komplettinstallationen und nachgerüsteten Speichersystemen, dargestellt. Den Teilnehmern der Umfrage wurden dabei jeweils drei Möglichkeiten (Positiv / Neutral / Negativ) zur Auswahl gegeben. Dabei zeigt sich, dass nur ein verschwindend geringer Anteil angab, durchweg negative Erfahrungen mit Beschaffung und Betrieb ihres Solarstromspeichers gemacht zu haben. Dies lässt darauf schließen, dass

- die Beratung durch Hersteller/Vertreiber oder Solarteure als positiv empfunden wurden,
- Vertrieb und Lieferung der PV-Speicher im Allgemeinen reibungslos funktionieren,
- die verantwortlichen Installateure ausreichend geschult sind, um PV-Speicher zügig zu montieren und zu verschalten und
- die Speicher selbst keine unerwartet hohe Belastung für die Anlagenbetreiber darstellen (Geräuschemissionen, unangenehme Gerüche, ungewollte Vibration oder ein zu hoher Platzbedarf).

Es ist hierbei jedoch anzumerken, dass es sich um rein subjektive Einschätzungen der Betreiber handelt, bei denen möglicherweise auch eine gewisse Freude an der neuen Technologie über mögliche (objektive) Fehler hinwegtäuscht. Insbesondere kann die Selbsteinschätzung der Betreiber keinen Hinweis auf die Qualität der elektrischen Installationen geben, auf die unter anderem im Jahresbericht 2015 ausführlicher eingegangen wurde.

Auswertung des Standard-Monitorings



Im folgenden Kapitel wird die Auswertungen der im Rahmen des Standard-Monitorings erfassten Betriebsdaten der geförderten Solarstromspeicher dargestellt. Zur Einordnung und Interpretation der Ergebnisse sind die Randbedingungen der Auswertung zu beachten, die in Kapitel 5 (Datenbereinigung) dargelegt wurden. Alle ausgewerteten Daten dieses Kapitels beziehen sich auf den Stichtag 31.12.2015 (letzte berücksichtigte Betriebsdaten) bzw. 01.04.2016 (Eingang der Datensätze beim Speichermontoring) – Datensätze, die später eingetragen wurden, sind somit nicht Teil der vorliegenden Analyse.

7.1 Monatliche durch PV-Anlagen erzeugte Energiemengen

In Abbildung 7-1 ist die durchschnittliche monatliche erzeugte Energie der ausgewerteten PV-Anlagen, jeweils bezogen auf ihre Nennleistung, dargestellt. Es zeigt sich der für PV-Anlagen in Deutschland typische Jahresverlauf

mit hohen Erzeugungsraten (ca. 100 kWh / kWp) in den Frühlings- und Sommermonaten und dagegen einer deutlich geringeren Erzeugung im Herbst und Winter (< 50 kWh / kWp). Abhängig vom Aufstellungsort und der Ausrichtung der PV-Anlage ergibt sich für das Jahr 2015 eine Erzeugungsbandbreite von etwa 850 bis 1050 kWh Erzeugung pro Kilowatt installierter Solarspitzenleistung.

7.2 Monatlicher Stromverbrauch der betrachteten Haushalte

Analog zu Abbildung 7-1 ist in Abbildung 7-2 der durchschnittliche monatliche Stromverbrauch der betrachteten Haushalte mit PV-Speicher dargestellt. Auch hier zeigt sich eine klare Korrelation des Stromverbrauchs mit den Jahreszeiten: Während der Energiebezug im Sommer aufgrund der längeren und wärmeren Tage zurückgeht, ist er in den Herbst- und Wintermonaten am höchsten.

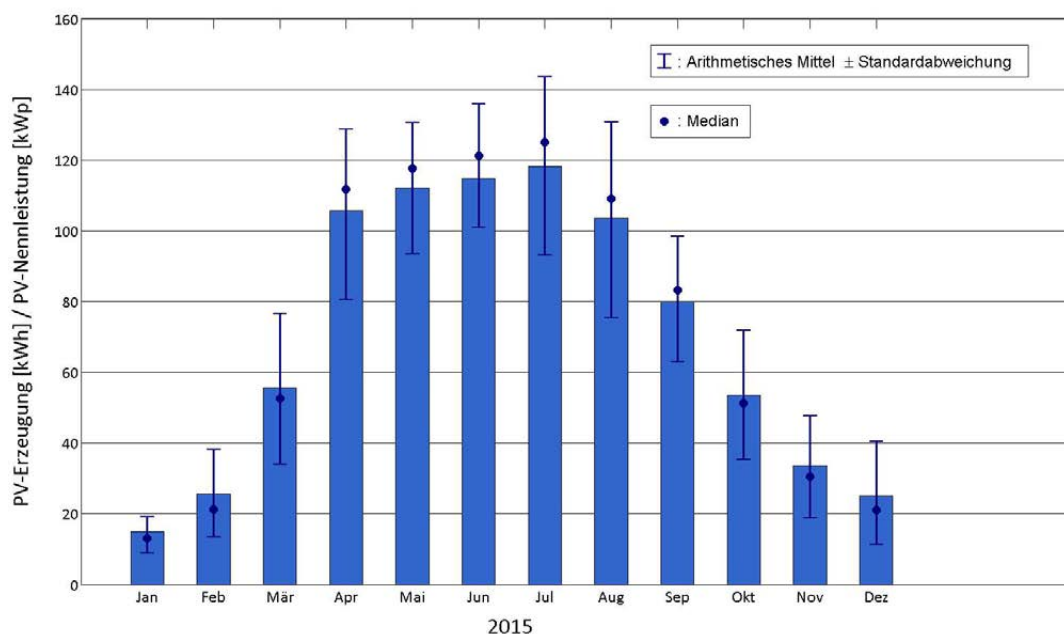


Abbildung 7-1: Durchschnittliche erzeugte Energiemengen der ausgewerteten PV-Anlagen in den Jahren 2014 - 2015

Es fällt auf, dass die betrachteten Haushalte in Summe einen deutlich erhöhten Stromverbrauch von durchschnittlich jeweils über 5.500 kWh pro Jahr aufweisen. Dies übertrifft den regelmäßig vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) herausgegebenen durchschnittlichen Stromverbrauch deutscher Privathaushalte (unter 3.500 kWh pro Jahr) nahezu um das Zweifache [19]. Der beobachtete überdurchschnittliche Stromverbrauch der Betreiber von PV-Speichern deckt sich mit den Ergebnissen der Befragung nach den Hauptmotiven zur Investition in ein Speichersystem: In dieser Befragung wurde die Absicherung gegen steigende Strompreise als ein wesentlicher Grund zum Kauf eines PV-Speichers genannt (siehe Kapitel 6.7). Da insbesondere Haushalte mit hohen jährlichen Stromverbräuchen von Strompreissteigerungen betroffen sind, erscheint die Investition in ein kombiniertes PV-Speichersystem hier im Sinne eines Hedginggeschäftes plausibel.

7.3 Potenziale einer vollständigen Selbstversorgung durch dezentrale PV-Erzeugung in Kombination mit Batteriespeichern

Neben den wirtschaftlichen Effekten einer Verringerung des Energiebezugs aus dem öffentlichen Stromnetz ist für viele Betreiber von dezentralen Erzeugungsanlagen der Wunsch nach erhöhter Autarkie, also die weitestgehende Unabhängigkeit von zentral erzeugter Elektrizität, ein wesentlicher Grund, in einen Solarstromspeicher zu investieren. Der Autarkiegrad eines Haushaltes ist dabei neben den auftretenden elektrischen Lasten und der Leistung der betriebenen PV-Anlage wesentlich von den jahreszeitlichen Bedingungen des jeweiligen Standortes abhängig. Der Vergleich von Abbildung 7-1 und Abbildung 7-2 kann die jahreszeitabhängigen Potenziale einer speichergestützten Selbstversorgung mit PV-Strom in Deutschland verdeutlichen:

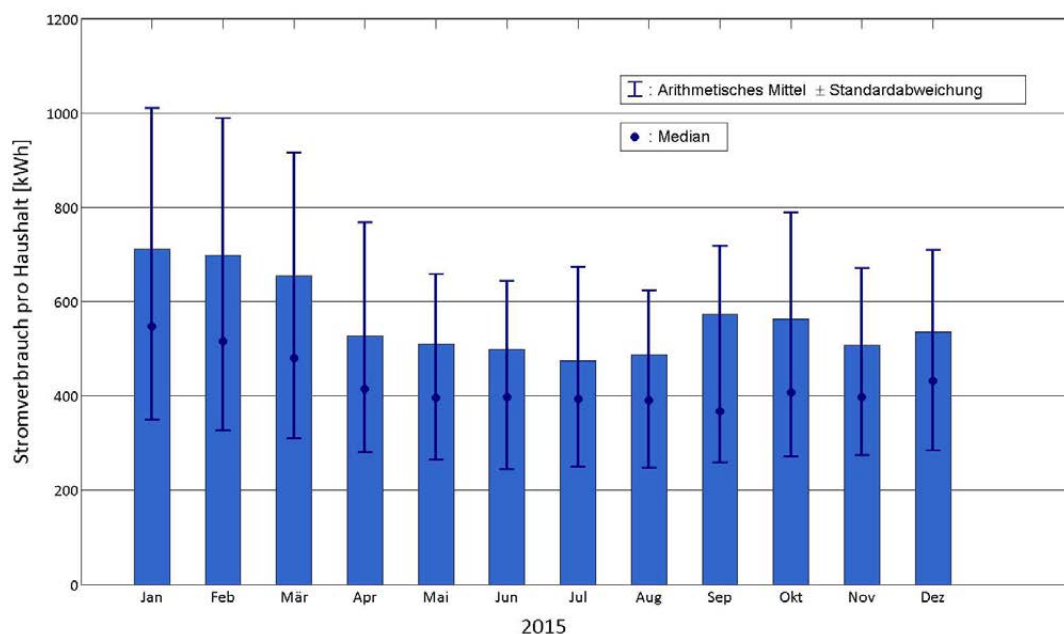


Abbildung 7-2: Durchschnittlicher Stromverbrauch der ausgewerteten Haushalte in den Jahren 2014 - 2015

Auswertung des Standard-Monitorings

Potentiale einer vollständigen Selbstversorgung durch dezentrale PV-Erzeugung in Kombination mit Batteriespeichern

Frühling und Sommer

In der Zeit von April bis September sind typische PV-Aufdachanlagen mit einer Leistung von 5 bis 10 kWp in der Lage, den gesamten Energiebedarf eines durchschnittlichen Haushaltes bilanziell zu decken¹. Durch die Speicherung des residualen Solarstroms im Verlauf des Tages sowie dessen bedarfsgerechter Verfügbarmachung am Abend und in der Nacht kann ein entsprechend dimensionierter Batteriespeicher den Haushalt somit an sonnigen Tagen (zumindest bilanziell) vollständig netzautark machen. Da jedoch auch in den deutschen Sommermonaten je nach Standort mit durchschnittlich jeweils mehr als zehn Tagen Niederschlag zu rechnen ist, müsste ein Batteriespeicher, der eine durchgehende Autarkie gewährleisten soll, signifikant größer dimensioniert werden als ein „Tagesspeicher“, um auch längere Schlechtwetterperioden zu überbrücken. Verglichen mit den Anschaffungskosten eines reinen Tagesspeichers sind dabei erheblich höhere Aufwendungen zu erwarten.

Herbst und Winter

In der Zeit von Oktober bis März liegt die Erzeugung einer durchschnittlichen deutschen PV-Aufdachanlage bilanziell unterhalb des Strombedarfs des jeweiligen Haushaltes. Eine Versorgung durch das öffentliche Stromnetz oder durch eine alternative Erzeugungsquelle, zum Beispiel ein stromgeführtes Blockheizkraftwerk (BHKW), ist dann zwingend notwendig, um die Versorgungssicherheit des Haushalts dauerhaft aufrechtzuerhalten.

Insgesamt zeigt der jährliche Verlauf von PV-Erzeugung und Stromverbrauch, dass eine vollständige Autarkie vom öffentlichen Stromnetz ausschließlich durch den Einsatz von Solarstromspeichern für den Großteil der deutschen Haushalte aufgrund begrenzter Dachflächenpotenziale

und jahreszeitlich wiederkehrender Phasen geringer Erzeugung technisch nicht realisierbar ist. Der Anschluss an das öffentliche Stromnetz wird somit auch in Zukunft für die allermeisten Haushalte der Normalfall bleiben.

7.4 Typische Eigenverbrauchsquoten unterschiedlicher Speichersystemkonfigurationen

In Abbildung 7-3 sind die gemittelten jährlichen Eigenverbrauchsquoten unterschiedlicher Größenklassen von PV-Speichern in Abhängigkeit der Nennleistung ihrer PV-Anlage sowie dem durchschnittlichen jährlichen Strombedarf des zugrundeliegenden Haushaltes dargestellt. Auf der horizontalen Achse in Abbildung 7-3 ist dabei das Verhältnis zwischen der Nennleistung der PV-Anlage und dem jährlichen Stromverbrauch des Haushaltes abgetragen (anschaulich: Die relative Größe der PV-Anlage). Zur Verdeutlichung der Achseneinteilung sind in Tabelle 7-1 einige typische Haushalte mit Ihrem jeweils zugehörigen Verhältnis von PV-Nennleistung zu jährlichem Stromverbrauch dargestellt. Ein Haushalt mit einer 5 kWp PV-Anlage und einem jährlichen Stromverbrauch von 4.500 kWh entspricht somit beispielsweise einer „1,1“ auf der Abszisse in Abbildung 7-3 – mit einer Batterie im Bereich von 4-8 kWh nutzbarer Kapazität ist somit eine durchschnittliche jährliche Eigenverbrauchsquote von rund 60% zu erwarten. Bei der Interpretation dieser und der folgenden Abbildungen ist zu beachten, dass es sich um Durchschnittswerte real gemessener Daten handelt. Ein Rückschluss auf einzelne Haushalte ist aufgrund der individuellen Lastprofile stets nur in begrenztem Umfang möglich.

Insgesamt zeigt Abbildung 7-3, dass bereits ein kleiner PV-Speicher die Eigenverbrauchsquote eines Haushaltes signifikant erhöhen kann. Für , deren PV-Anlage so ausgelegt ist, dass sie den jährlichen Energiebedarf bilanziell decken kann (Kategorie 1-1,5), sind durch den Einsatz von Solarstromspeichern Eigenverbrauchsquoten von etwa 50 % bis 65 % realisierbar.

¹ Dies gilt trotz des deutlich überdurchschnittlichen Stromverbrauchs der betrachteten Haushalte (siehe Anmerkung in Kapitel 7.2).

Die Eigenverbrauchsquoten sinken darüber hinaus mit steigenden Verhältnissen von PV-Anlage zu Haushaltslast, da bilanziell nicht ausreichend Strom verbraucht wird um die lokal erzeugten Energiemengen aufzunehmen; die Erhöhung der Eigenverbrauchsquote durch Speicher wird somit deutlich erschwert.

7.5 Typische Autarkiegrade unterschiedlicher Speichersystemkonfigurationen

Analog zu Abbildung 7-3 sind in Abbildung 7-4 die gemittelten jährlichen Autarkiegrade verschiedener Größenklassen von PV-Speichern abhängig von der Nennleistung der PV-Anlage und dem durchschnittlichen jährlichen Strombedarf des Haushaltes dargestellt. Die Anmerkungen und Beispiele zur Einteilung der horizontalen Achse aus Kapitel 7.4 gelten analog.

Es zeigt sich erwartungsgemäß, dass größere PV-Anlagen und größere Speicher zu höheren durchschnittlichen

Autarkiegraden führen. Unter anderem aufgrund des für die Betreiber von Solarstromspeichern typischen hohen jährlichen Stromverbrauchs werden Autarkiegrade oberhalb von 65 % jedoch nur von wenigen erreicht.

Verhältnis	Nennleistung der PV-anlage	Jährlicher Stromverbrauch
0,4	2 kWp	4.500 kWh
0,8	5 kWp	6.000 kWh
1,1	5 kWp	4.500 kWh
1,3	2 kWp	1.500 kWh
1,7	10 kWp	6.000 kWh
2,2	10 kWp	4.500 kWh
3,3	20 kWp	6.000 kWh
5	30 kWp	6.000 kWh

Tabelle 7-1: Verhältnis Nennleistung PV- Anlage zu jährlichem Stromverbrauch

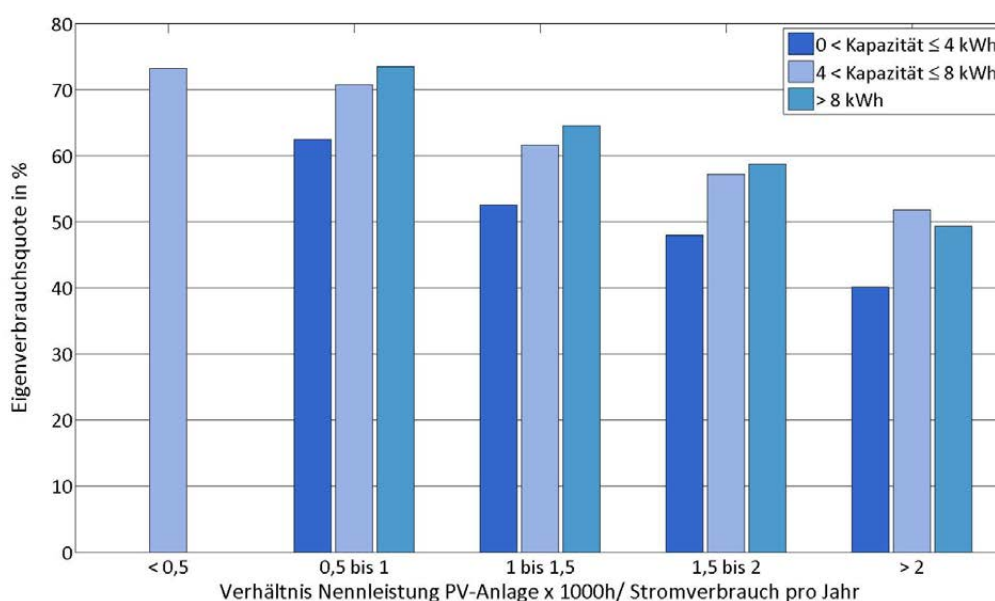


Abbildung 7-3: Ermittelte Eigenverbrauchsquoten der ausgewerteten Haushalte

Auswertung des Standard-Monitorings

Typische Autarkiegrade unterschiedlicher Speichersystemkonfigurationen

7.6 Wirkungsgrade von PV-Speichersystemen

Es wurde angestrebt, anhand der angegebenen Zählerstände und hochgeladenen Logfiles der Teilnehmer des Standard-Monitorings eine erste qualitative Aussage über die durchschnittlichen Wirkungsgrade unterschiedlicher PV-Speichersysteme zu generieren. Die Auswertung der erhobenen Daten hinsichtlich der erreichten Wirkungsgrade offenbarte jedoch zahlreiche grundsätzliche Fehlerquellen, die eine aussagekräftige Analyse unmöglich machen. So weichen einerseits die internen Messstellen der unterschiedlichen Speichersysteme zum Teil erheblich voneinander ab, bei weiteren Systemen sind die zugrundeliegenden Messstellen weder bekannt noch ersichtlich. Ein direkter Vergleich der Daten ist somit massiv erschwert:

- Zum Teil werden die Systemwirkungsgrade des PV-Speichers angegeben (AC-seitig gemessen, inkl. Umrichterverluste) und zum Teil nur reine Batteriewirkungsgrade (DC-seitig gemessen, ohne Umrichterverluste).

- Es sind keine Angaben über die Genauigkeit der jeweiligen Messung bekannt.
- Die Standby-Verluste der Speichersysteme gehen im Allgemeinen nicht in den dargestellten Wirkungsgrad ein. Bei einem angenommenen Standby-Verbrauch des Speichersystems von 10...40 W werden somit effektive Stromverluste von durchschnittlich 90- 350 kWh pro Jahr nicht in der Darstellung berücksichtigt.

In Anbetracht der genannten methodischen Kritikpunkte wird auf eine Auswertung der Wirkungsgrade anhand der Daten des Standard-Monitorings verzichtet. Stattdessen sei an dieser Stelle auf die hochauflösenden Messungen von PV-Speichersystemen im Labor sowie im Feld verwiesen, die in Kapitel 9.6 und 9.7 ausführlich dargestellt werden.

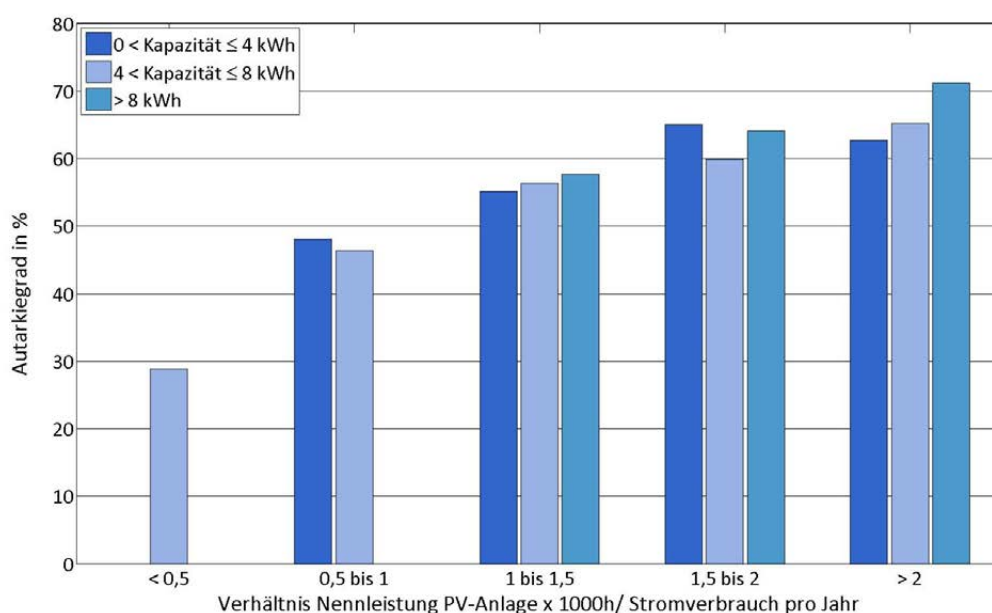


Abbildung 7-4: Ermittelte Autarkiegrade der ausgewerteten Haushalte

7.7 Abschätzung der volkswirtschaftlichen Effekte dezentraler Solarstromspeicher in den Jahren 2014 und 2015

Mit einer kontinuierlich sinkenden Einspeisevergütung für PV-Strom und steigenden Endverbraucherstrompreisen ist bereits seit 2012 der lokale Eigenverbrauch von Solarstrom wirtschaftlicher als dessen Einspeisung in das öffentliche Stromnetz (sogenannte Grid Parity, siehe dazu auch Abbildung 1-6). Stetig günstiger werdende Photovoltaikanlagen und Batteriespeichersysteme können den Anteil des selbstverbrauchten Solarstroms und damit auch die durchschnittliche Autarkie deutscher Haushalte in Zukunft weiter erhöhen. Bei gleichbleibenden politischen Randbedingungen ist somit mittelfristig davon auszugehen, dass im Bereich der privaten Endverbraucher sowie kleiner Gewerbebetriebe

- die Menge des selbstverbrauchten Solarstroms steigen und
- die Menge des aus dem öffentlichen Netz bezogenen Stroms zurückgehen wird.

Diese grundsätzliche Verschiebung im Energienutzungsverhalten privater Endverbraucher hat unmittelbare volkswirtschaftliche Effekte. Da der Großteil des Endkundenstrompreises in Deutschland aus Steuern und Abgaben besteht, bedeutet ein Rückgang des durch private Endkunden aus dem öffentlichen Netz bezogenen Stroms stets auch eine Minderung der durch die Beumlagung von Strom erwirtschafteten öffentlichen Einnahmen. Gleichzeitig profitiert die Öffentlichkeit jedoch durch vermiedene Einspeisung von PV-Strom von einer geringeren Menge an zu vergütendem Strom aus erneuerbaren Energien. Hinzu kommen nicht unerhebliche Summen an Umsatzsteuer, die beim Kauf eines PV-Speichersystems gezahlt werden sowie (unentgeltlich oder kostengünstig) erbrachte Systemdienstleistungen der Speichersysteme.

Um einen Überblick über die direkten volkswirtschaftlichen Effekte einer vermehrten Eigennutzung von dezentral erzeugtem Strom aus privaten Photovoltaikanlagen zu ge-

winnen, wird im Folgenden anhand der vorliegenden Daten des Monitoringprogramms für das Jahr 2014 und 2015 eine Abschätzung über die Größenordnungen der allokierten Strommengen und damit verbundenen volkswirtschaftlichen Zahlungsflüsse getroffen.

Die folgende Abschätzung kann dabei nur die direkten Effekte von PV-Speichern einbeziehen. Indirekte Effekte, wie unter anderem

- eine Vergleichsmäßigung des Börsenstrompreises durch geringere Einspeisung zur Mittagszeit und geringere Lasten am Abend und in der Nacht,
- eine verbesserte Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen in das deutsche Stromnetz,
- ein verzögerter oder verhinderter Netzausbau durch die netzstabilisierenden Potenziale von Solarstromspeichern,
- die Schaffung bzw. Erhaltung von Arbeitsplätzen im Bereich der Installation und Instandhaltung von PV-Anlagen und Solarstromspeichersystemen oder
- eine Stärkung der deutschen Binnenwirtschaft (der Großteil der im Rahmen des Förderprogramms angeschafften Speicher stammt von Herstellern, die in Deutschland produzieren)

gehen nicht in die Analyse ein. In Abbildung 7-8 am Ende dieses Kapitels ist das grundsätzliche Vorgehen der durchgeführten Analyse schematisch als Flussdiagramm dargestellt. Grundsätzlich werden anhand der Daten des Basis- und Standard-Monitorings

- die insgesamt vermiedene Menge eingespeisten PV-Stroms sowie
- die insgesamt vermiedene Menge an Strombezug

aller Betreiber von kleinen PV-Anlagen mit Solarstromspeichern in den Jahren 2014 und 2015 ermittelt¹. Vereinfachend werden für die beiden Jahre jeweils eine mittlere

Auswertung des Standard-Monitorings

Abschätzung der volkswirtschaftlichen Effekte dezentraler Solarstromspeicher in den Jahren 2014 und 2015

Anzahl an installierten PV-Anlagen mit Speichersystemen verwendet. Den so ermittelten Energiemengen wird anschließend anhand der zutreffenden Einspeisevergütung bzw. des geltenden Endkundenstrompreises ein monetärer Wert zugeordnet:

1 Dabei gelten zur Abschätzung des Beitrags von PV-Speichern, die nicht in der Datenbank des Speichermonitorings registriert sind, die in Kapitel 6.2 getroffenen Annahmen bezüglich der Gesamtheit des PV-Speichermarktes in Deutschland.

	2014	2015
EEG-Vergütung		
PV-Anlagen < 10 kWp	13,02 Cent/kWh	12,40 Cent/kWh
PV-Anlagen > 10 kWp	12,48 Cent/kWh	12,06 Cent/kWh
EEG-Umlage auf Eigenverbrauch bei PV-Anlagen > 10 kWp	1,87 Cent/kWh	1,85 Cent/kWh
Angenommene Brutto-Preise für Speicher		
Blei-Speicher	1.400 €/kWh	1.300 €/kWh
Lithium-Speicher	2.400 €/kWh	1.900 €/kWh
Anteile der Systeme an der Gesamtzahl installierter Speicher		
Blei-Speicher	43%	82%
Lithium-Speicher	57%	18%
Durchschnittliche nutzbare Kapazität		
Blei-Speicher	7,62 kWh	5,74 kWh
Lithium-Speicher	8,57 kWh	5,73 kWh
Durchschnittliche PV-Leistung	8,1 kWp	
Anteil nachträglich installierter PV-Speicher	17%	18%
Angenommener fiktiver Nettostrompreis für Besteuerung des Eigenverbrauchs	22,43 Cent/kWh	22,16 Cent/kWh
Zusammensetzung des Endkundenstrompreises		
Erzeugung & Vertrieb	7,22 Cent/kWh	7,12 Cent/kWh
Netzentgelte	6,65 Cent/kWh	6,76 Cent/kWh
EEG-Umlage	6,24 Cent/kWh	6,17 Cent/kWh
Konzessionsabgabe	1,79 Cent/kWh	1,66 Cent/kWh
Stromsteuer	2,05 Cent/kWh	2,05 Cent/kWh
Mehrwertsteuer	4,65 Cent/kWh	4,60 Cent/kWh
KWK-Umlage	0,18 Cent/kWh	0,25 Cent/kWh
Offshore-Haftungsumlage	0,25 Cent/kWh	-0,05 Cent/kWh
Strom-NEV-Umlage	0,09 Cent/kWh	0,24 Cent/kWh
abLa-Umlage	0,01 Cent/kWh	0,01 Cent/kWh
Summe sonstiger Umlagen	0,53 Cent/kWh	0,45 Cent/kWh
Summe (Endkundenstrompreis)	29,13 Cent/kWh	28,81 Cent/kWh

Tabelle 7-2: Zusammenfassung der Annahmen zur Abschätzung der volkswirtschaftlichen Effekte durch Solarstromspeicher

- Eingespeicherter PV-Strom wird in Abhängigkeit von der Nennleistung der PV-Anlage mit der mittleren EEG-Vergütung für das jeweilige Installationsjahr und Größe der PV-Anlage (größer oder kleiner 10 kWp) gewichtet.
- Als Strompreis wird für alle betrachteten Haushalte und das gesamte Jahr 2014 ein Wert von 29,13 Cent/kWh angesetzt. Für das Jahr 2015 wird ein Strompreis von 28,81 Cent/kWh angesetzt [19, 23].
- Die anteilige Belastung des selbst verbrauchten PV-Stroms für PV-Anlagen > 10 kW wird für das gesamte Jahr 2014 mit 1,87 Cent/kWh und für 2015 mit 1,85 Cent/kWh berücksichtigt. [22]
- Die Annahmen bezüglich des Verlaufs von PV-Erzeugung und Stromverbrauch sowie spezifischer Eigenverbrauchsquoten und Autarkiegrade erfolgen analog zu den Ergebnissen aus Kapitel 7.1 - 7.5.
- Investitionskosten und durchschnittliche Kapazitäten von Blei- und Lithiumspeichern werden anhand der vorliegenden Marktdaten berechnet.

Die zugrundeliegenden Annahmen der Analyse, inkl. einer detaillierteren Darstellung der unterschiedlichen Bestandteile des Strompreises, sind in Tabelle 7-2 zusammengefasst. Bei der Auswertung wird weiterhin zwischen den Steuermodellen der Kleinunternehmerregelung sowie der Regelbesteuerung unterschieden, deren Grundzüge im Folgenden kurz dargestellt werden (siehe auch Abbildung 7-5):

Kleinunternehmerregelung

Die sogenannte Kleinunternehmerregelung nach § 19 UStG ermöglicht es Unternehmen mit geringen Umsätzen, beispielsweise Betreibern von kleinen PV-Anlagen, steuerlich weitestgehend wie Nichtunternehmer behandelt zu werden. Dabei entfällt zwar die Möglichkeit eines Vorsteuerabzugs, gleichzeitig muss auf die erwirtschafteten Güter (Eigenverbrauch, Einspeisung von EE-Strom) jedoch kei-

ne Umsatzsteuer gezahlt werden. Diese Regelung gilt sowohl für PV-Anlagen als auch für den Kauf und Betrieb von PV-Speichern, unabhängig davon, ob diese gleichzeitig oder nachträglich installiert wurden.

Betreiber, die sich für diese Variante der Besteuerung entscheiden, haben den Vorteil, keine Steuern auf die aus der Anlage erwirtschafteten Umsätze zahlen zu müssen, was insbesondere mit einem geringen Verwaltungsaufwand einhergeht. Andererseits bedeutet dies jedoch einen höheren finanziellen Aufwand beim Kauf der Anlage. Voraussetzung für die Kleinunternehmerregelung ist, dass die Umsätze aus PV-Anlage und Speichersystem im Jahr des Kaufes nicht über 17.500 € und im Folgejahr nicht über 50.000 € liegen. Dies ist für typische Aufdachanlagen stets erfüllt.

Bei der Abschätzung der volkswirtschaftlichen Effekte von PV-Speichersystemen unter Annahme einer Kleinunternehmerregelung wird die Umsatzsteuer des Systemkaufs für jedes Jahr in Anlehnung an die erwartete Lebensdauer des Gesamtsystems mit einem Zwanzigstel der insgesamt gezahlten Umsatzsteuer angesetzt.

Regelbesteuerung

Im Rahmen der Regelbesteuerung wird ein PV-Speichersystem als Investitionsgut betrachtet, das damit vorsteuerabzugsfähig ist; die beim Kauf des Systems gezahlte Umsatzsteuer wird somit vom Finanzamt erstattet. Der Betreiber des PV-Speichers ist dann dazu verpflichtet, Steuern auf die aus seiner Anlage erwirtschafteten Umsätze (Eigenverbrauch und Netzeinspeisung) zu zahlen:

- Zur Ermittlung der Umsatzsteuer auf den Eigenverbrauch wird ein fiktiver Nettostrompreis angenommen².
- Die zu zahlende Umsatzsteuer auf Netzeinspeisung

2 Bis zum 31.12.2014 konnte die Umsatzsteuer auch noch auf Grundlage der Selbstkosten berechnet werden. Da dies jedoch nun nicht mehr möglich ist, basieren die Berechnungen auf der Variante mit dem fiktiven Nettostrompreis.

Auswertung des Standard-Monitorings

Abschätzung der volkswirtschaftlichen Effekte dezentraler Solarstromspeicher in den Jahren 2014 und 2015

ergibt sich direkt aus der jeweils geltenden EEG-Vergütung der PV-Anlage.

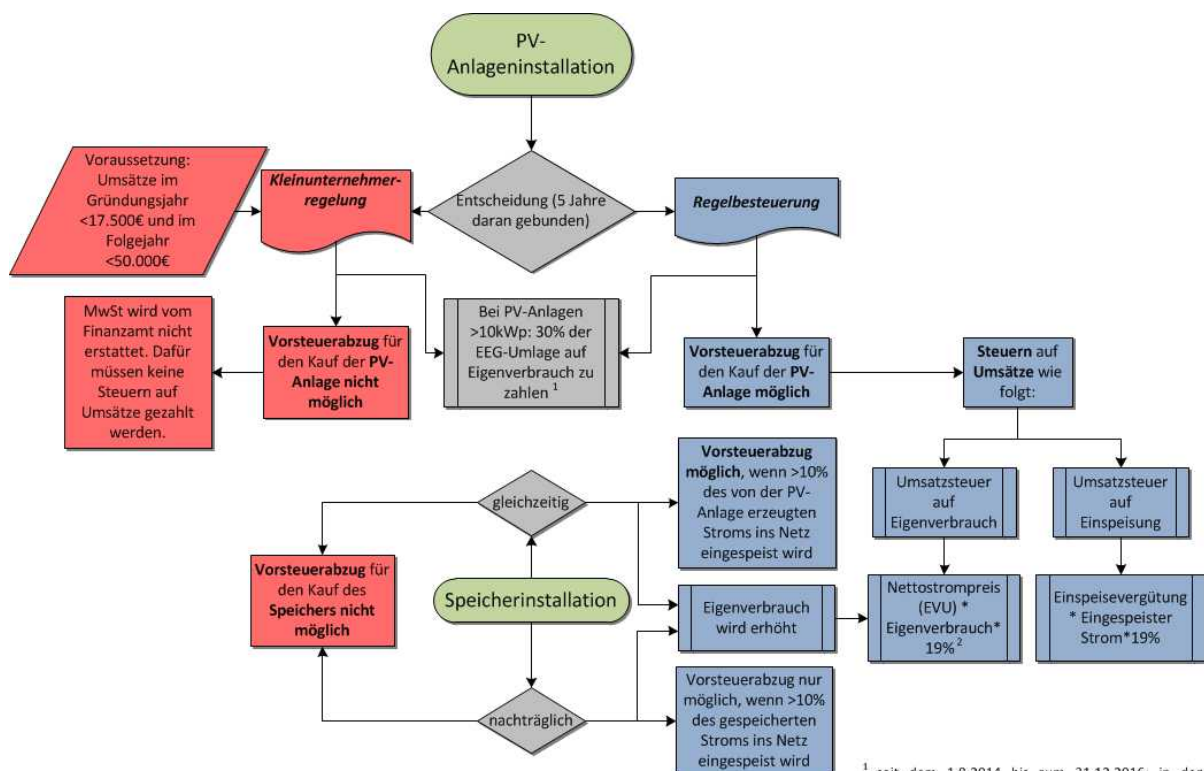
nachträglichen Installation keine Regelbesteuerung wählt.

Bei der Wahl der Besteuerungsart sind weiterhin die Mindestanforderungen, ab denen eine unternehmerische Nutzung des PV-Speichers zulässig ist, zu beachten:

- Wird der Speicher gleichzeitig mit der PV-Anlage installiert, bekommt der Betreiber die Umsatzsteuer aus dem Kauf vom Finanzamt erstattet, wenn mindestens 10% des PV-Stroms ins Netz eingespeist (unternehmerisch genutzt) werden.
- Wird der Speicher nachträglich installiert, kann die Umsatzsteuer nur dann erstattet werden, wenn mindestens 10% des gespeicherten Stroms ins Netz eingespeist werden. Da dies im Rahmen der geltenden Anschlussrichtlinien typischerweise nicht möglich ist, wird davon ausgegangen, dass der Betreiber bei einer

Abschätzung der volkswirtschaftlichen Effekte von Solarstromspeichern

Die berechneten volkswirtschaftlichen Effekte von Solarstromspeichern für die Jahre 2014 und 2015 sind in Abbildung 7-5 und Abbildung 7-6 dargestellt. Dabei wird als Berechnungsgrundlage zwischen einer Regelbesteuerung (Abbildung 7-6) sowie einer Kleinunternehmerregelung (Abbildung 7-7) aller Anlagen unterschieden. In den oberen Abbildungen (a) sind dabei jeweils die direkten monetären Effekte für jeden Monat des Jahres einzeln aufgeführt. Die untere Abbildung (b) zeigt jeweils eine kumulierte Bilanz der entstandenen Zahlungsflüsse für das



© ISEA / RWTH Aachen 2015

¹ seit dem 1.8.2014 bis zum 31.12.2016; in den Rechnungen für das ganze Jahr 2014 angenommen
² bis 31.12.2014 konnte die Umsatzsteuer auch noch auf Grundlage der Selbstkosten berechnet werden

Abbildung 7-5: Schematische Darstellung der unterschiedlichen Möglichkeiten zur umsatzsteuerlichen Behandlung von PV-Anlagen und Solarstromspeichern

gesamte Jahr. Alle monetären Effekte sind dabei stets aus Sicht der öffentlichen Hand dargestellt: Haushaltseinnahmen und gesparte öffentliche Ausgaben werden somit positiv, entgangene Einnahmen negativ dargestellt³.

Nicht gezahlte EEG-Vergütung

Der Posten "Nicht gezahlte EEG-Vergütung" beschreibt die Summe der Geldmengen, die den Betreibern von PV-Speichern nicht ausgezahlt werden, da sie einen Teil ihres PV-Stroms nicht in das öffentliche Stromnetz einspeisen und somit keine EEG-Vergütung für diese Strommengen erhalten. Dies entlastet die öffentliche Hand und wird daher in Abbildung 7-6 und Abbildung 7-7 positiv eingezeichnet.

Insbesondere in den Sommermonaten werden durch den Einsatz von PV-Speichern erhebliche Mengen an EEG-Vergütung eingespart: In Summe ergibt sich für das Jahr 2015 eine Gesamtmenge von 78,5 GWh PV-Strom, der nicht in das öffentliche Stromnetz eingespeist wurde. Die dadurch eingesparten EEG-Vergütungen entsprechen einem monetären Gegenwert von 10 Millionen Euro. Das ist eine deutliche Steigerung gegenüber 2014 mit einem Gegenwert von unter 4 Millionen Euro.

Entgangene Steuer und Umlagen

Ein Großteil des deutschen Endkundenstrompreises setzt sich aus Steuern und Umlagen zusammen (siehe dazu auch in Tabelle 7-2). Der steigende Autarkiegrad einiger privater Haushalte führt somit zu einer Verringerung der insgesamt aus Strombezug generierten Steuereinnahmen. Die so ermittelten Geldmengen gehen daher negativ in die Bilanz ein. Da insbesondere die Thematik der vermiedenen EEG-Umlage durch Speichersysteme ein häufig diskutiertes Themenfeld darstellt, ist diese in der

Jahresaufstellung nicht mit den restlichen Umlagen verrechnet, sondern separat aufgeführt.

Den Mindereinnahmen von Steuern und Umlagen durch Verringerung des privaten Strombezugs steht die auf Speichersysteme oder deren Nutzen gezahlte Umsatzsteuer entgegen. Die so generierten (positiven) Zahlungsflüsse werden jeweils mit den entgangenen Steuern und Umlagen verrechnet: Bei der monatlichen Darstellung geschieht dies aus Gründen der Übersichtlichkeit direkt, in der jährlichen Bilanz sind diese Posten jeweils einzeln aufgeführt. Ebenfalls in die Rechnung einbezogen wird die von PV-Anlagen mit Nennleistungen oberhalb von 10 kWp zu zahlende verminderte EEG-Umlage auf selbstverbrauchten Strom.

In Summe zeigt sich für das Jahr 2015 für den Fall der Regelsbesteuerung eine weitestgehende Kompensation von eingenommenen und entgangenen Steuern und Umlagen. Die nicht an Speicherbetreiber ausgezahlte EEG-Vergütung überwiegt dabei die nicht gezahlte Umlage auf Netzstrom deutlich. Im Falle der Kleinunternehmerregelung werden nach derzeitigem Stand durch PV-Speicher mehr Steuern eingenommen als vermieden - die Bilanz der EEG-Umlage ist dabei in beiden Fällen identisch.

Entgangene Netzentgelte und Konzessionsabgaben

Die Aufrechterhaltung der Infrastruktur zur Elektrizitätsversorgung wird in Deutschland derzeit vor allem über Netzentgelte gedeckt, die einen wesentlichen Bestandteil des Arbeitspreises für elektrische Energie von privaten Endverbrauchern darstellen. Die Nutzbarmachung öffentlicher Wege zu Verlegung und Betrieb der Verteilleitungen (Konzessionsabgabe) stellt darüber hinaus eine wichtige Einnahmequelle für Städte und Gemeinden dar. Die Einnahmen aus diesen Abgaben werden im Zuge zunehmender Autarkiegrade von Letztverbrauchern langfristig sinken.

3 Aufgrund einer leicht veränderten Datenbasis sowie einer überarbeiteten Berechnungsmethode weichen die hier rückwirkend für das Jahr 2014 dargestellten Zahlen geringfügig von den im Jahresbericht 2015 präsentierten Ergebnissen ab.

Auswertung des Standard-Monitorings

Abschätzung der volkswirtschaftlichen Effekte dezentraler Solarstromspeicher in den Jahren 2014 und 2015

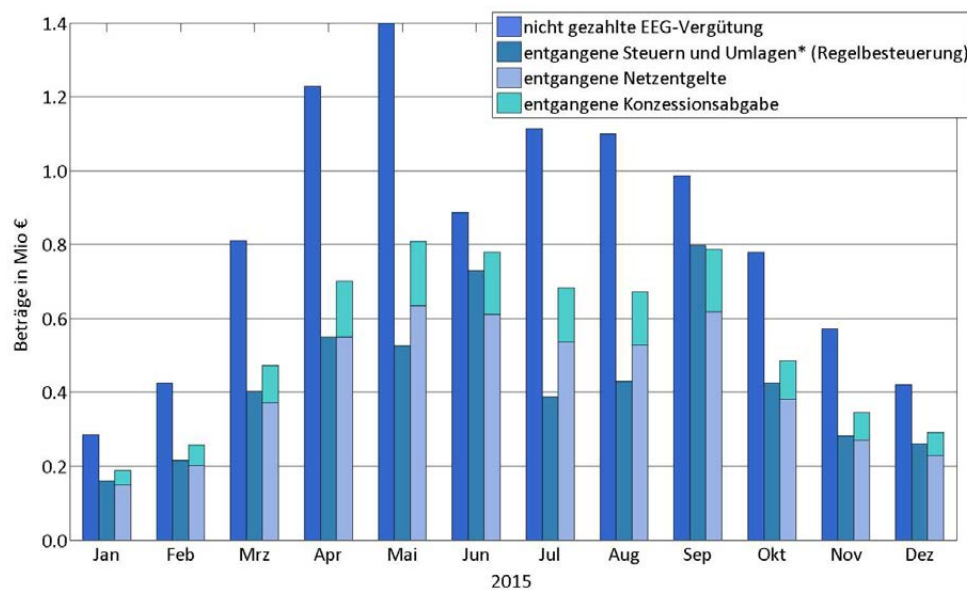


Abbildung 7-6a: Abschätzung der volkswirtschaftlichen Effekte von Solarstromspeichern unter Annahme einer Regelbesteuerung aller Systeme - Darstellung der jahreszeitlichen Effekte

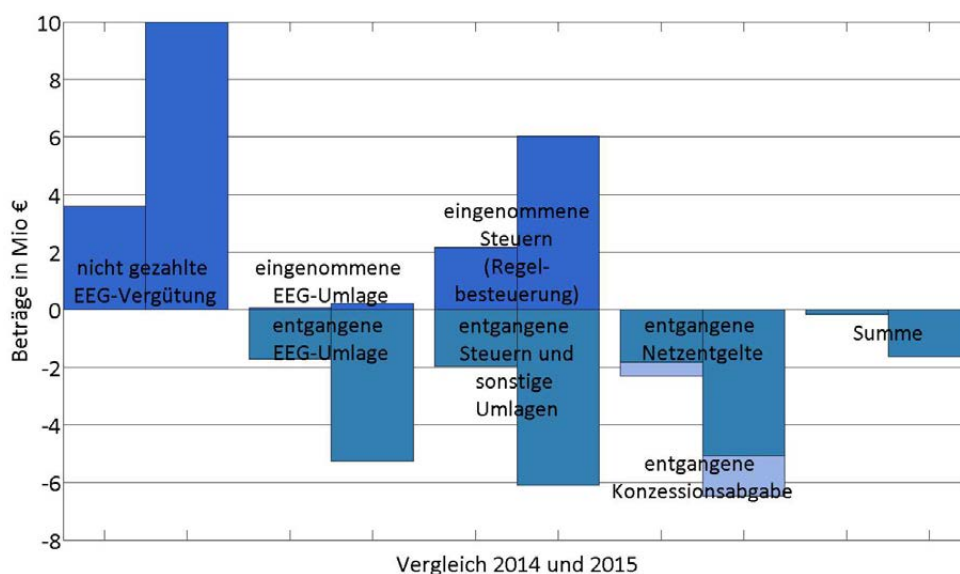


Abbildung 7-6b: Abschätzung der volkswirtschaftlichen Effekte von Solarstromspeichern unter Annahme einer Regelbesteuerung aller Systeme - Bilanz der Geldströme für die Jahre 2014 und 2015

Dies ist problematisch, da auch Betreiber von PV-Speichern grundsätzlich weiterhin einen Netzanschluss benötigen (siehe dazu auch Kapitel 7-3), sich aber durch einen sinkenden Strombezug weniger an dessen Finanzierung beteiligen. Da die Kosten zur Erhaltung der Infrastruktur unabhängig vom tatsächlichen Verbrauch der einzelnen Letztverbraucher sind, führen verringerte Zahlungen von PV-Speicherbetreibern somit zu einer erhöhten Belastung der verbleibenden Stromkunden.

Summe

Der letzte Posten in den jeweils unteren Abbildungen zur Berechnung der volkswirtschaftlichen Effekte stellt die Summe aller positiven und negativen monetären Effekte auf die öffentliche Hand dar. War die volkswirtschaftliche Betrachtung für das Jahr 2014 ausgeglichen bis leicht positiv, so ergibt sich für das Jahr 2015 bei beiden Berechnungsgrundlagen ein leichtes Minus.

Es ist dabei grundsätzlich zu beachten, dass selbstverständlich auch PV-Anlagen ohne Solarstromspeicher den

Eigenverbrauch und Autarkiegrad der jeweiligen Haushalte erhöhen. Dies ist jedoch nicht Bestandteil der vorliegenden Analyse. Für das gesamte Jahr 2015 sind die Ergebnisse aus Abbildung 7-6b und Abbildung 7-7b nochmals in Tabelle 7-3 zusammengefasst.

Förderung

Neben den Betriebseffekten von dezentralen Solarstromspeichern auf den Energieverbrauch der jeweiligen Betreiber hat auch die Förderung eines Teils der in Deutschland betriebenen PV-Speicher durch die KfW-Bank einen Einfluss auf die entstehenden Zahlungsströme. Bei einem angenommenen durchschnittlichen Tilgungszuschuss von ca. 3.500 € pro Speichersystem und einer Anzahl von 10.615 in 2015 geförderten Speichersystemen ergibt sich für diesen Zeitraum ein (einmalig) ausgezahlter Tilgungszuschuss von rund 37 Millionen Euro.

	Kleinunternehmerregelung	Regelbesteuerung
Wert des nicht eingespeisten EE-Stroms	+ 10,00 Millionen €	+ 10,00 Millionen €
Summe der vermiedenen EEG-Umlage	- 5,27 Millionen €	- 5,27 Millionen €
Summe der generierten EEG-Umlage (PV-Anlagen > 10 kWp)	+ 0,20 Millionen €	+ 0,20 Millionen €
Summe der vermiedenen sonstigen Steuern/Abgaben/ Umlagen	- 6,11 Millionen €	- 6,11 Millionen €
Summe der generierten Umsatzsteuer	+ 7,20 Millionen €	+ 6,01 Millionen €
Summe der vermiedenen Netzentgelte und Konzessionsabgaben	- 6,47 Millionen €	- 6,47 Millionen €
Summe (gerundet)	- 0,45 Millionen €	- 1,64 Millionen €

Tabelle 7-3: Zusammenfassung: Abschätzung der volkswirtschaftlichen Effekte von Solarstromspeichern für das Jahr 2015

Auswertung des Standard-Monitorings

Abschätzung der volkswirtschaftlichen Effekte dezentraler Solarstromspeicher in den Jahren 2014 und 2015

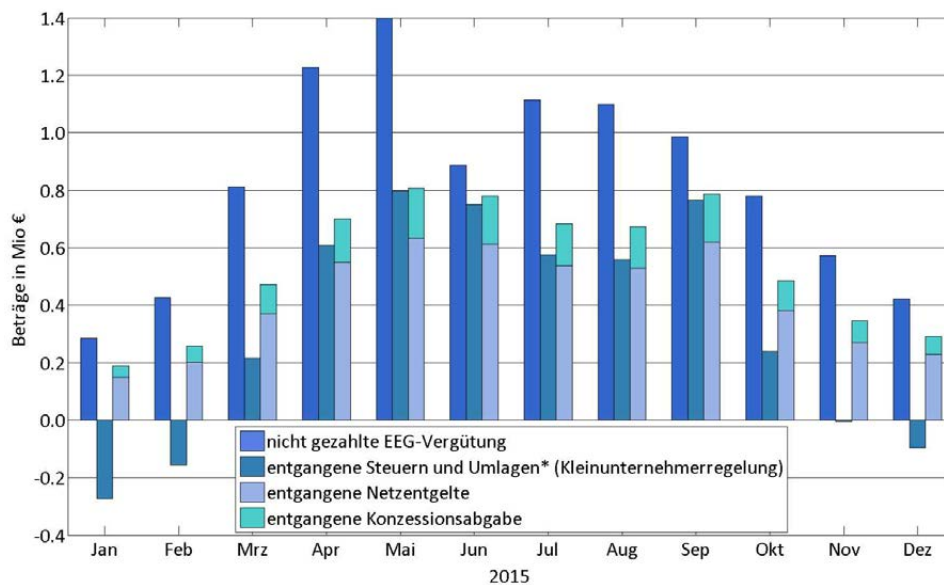


Abbildung 7-7a: Abschätzung der volkswirtschaftlichen Effekte von Solarstromspeichern unter Annahme einer Kleinunternehmerregelung aller Systeme - Darstellung der jahreszeitlichen Effekte

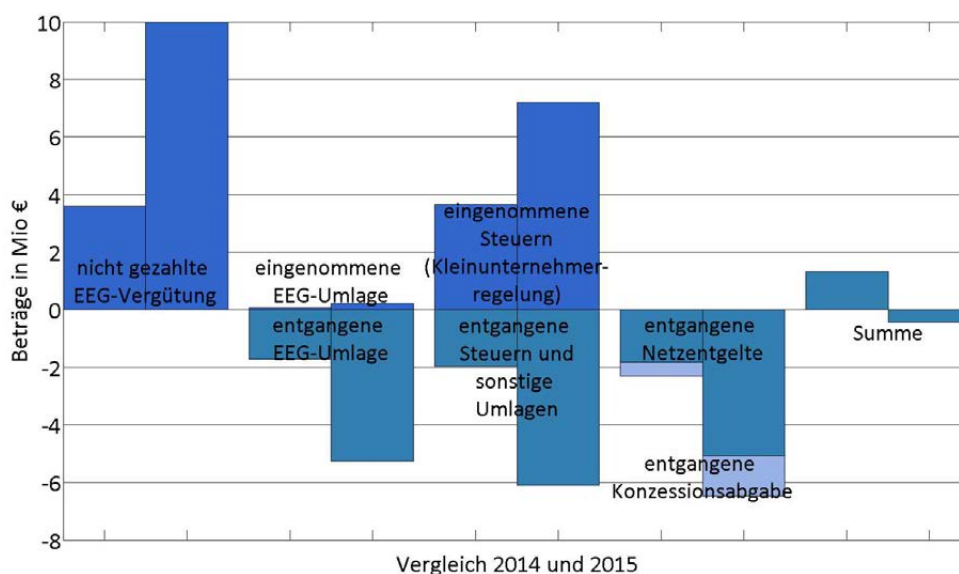


Abbildung 7-7b: Abschätzung der volkswirtschaftlichen Effekte von Solarstromspeichern unter Annahme einer Kleinunternehmerregelung aller Systeme - Bilanzierung der Geldströme für die Jahre 2014 und 2015

Ausblick: Langfristige Entwicklung der volkswirtschaftlichen Effekte

Anhand der heute am Markt zu beobachtenden Tendenzen lassen sich qualitative Aussagen über die wahrscheinliche Entwicklung der volkswirtschaftlichen Effekte von Solarstromspeichern ableiten:

- Die Degression der garantierten EEG-Vergütung für Solarstrom ist in den vergangenen Quartalen aufgrund niedriger nationaler Installationsraten nur langsam vorangeschritten. Unter der Annahme einer auch weiterhin geringen monatlichen Degression der EEG-Vergütung von 0,25 %, kann für die kommenden Jahre mit einer weitgehenden Stabilität der vermiedenen EEG-Zahlungen pro Speichersystem gerechnet werden. Innerhalb der nächsten 5 Jahre sind dann Rückgänge der spezifischen Einsparungen von weniger als 14 % zu erwarten.
- Bei Wegfall der Einspeisevergütung für Strom aus Photovoltaikanlagen, beispielsweise bei Erreichen des nationalen Ausbauziels von 52 GWp oder bei einem vermehrten Herausfallen von PV-Anlagen aus der zwanzigjährigen EEG-Vergütung, würde der Posten "Nicht gezahlte EEG-Vergütung" für eine steigende Anzahl von PV-Anlagen aus der Berechnung herausfallen.
- Ein vermehrtes Nachrüsten von dezentralen PV-Speichern zu bestehenden PV-Anlagen, die aufgrund ihres Installationsdatums zum Teil deutlich höhere Einspeisevergütungen erhalten, würde die öffentliche Hand dagegen durch eingesparte Vergütungszahlungen erheblich entlasten.
- Aufgrund der sinkenden Endkundenpreise von Speichersystemen ist in Zukunft grundsätzlich mit sinkenden Einnahmen durch hierauf gezahlte Umsatzsteuer pro Speichersystem zu rechnen. Eine mittlere Preisdegression von geschätzten 15 % pro Jahr würde innerhalb der nächsten 5 Jahre zu einer Minderung dieses Postens um etwa 55 % führen.
- Die derzeitige Bundesregierung hat in ihrem Koalitionsvertrag festgelegt, dass noch in der laufenden Legislaturperiode eine Reform der Netzentgelte geprüft werden soll. Dabei sollen explizit auch verbrauchsunabhängig Netzentgelte in Betracht gezogen werden. Die Einführung von verbrauchsunabhängigen Netzentgelten hätte unmittelbare Folgen auf die Wirtschaftlichkeit von PV-Speichern und deren Effekt auf die volkswirtschaftlichen Zahlungsflüsse. PV-Speicher wären dann nicht mehr in der Lage, diese Entgelte zu vermeiden; der Posten würde entsprechend aus der Berechnung herausfallen.

Auswertung des Standard-Monitorings

Abschätzung der volkswirtschaftlichen Effekte dezentraler Solarstromspeicher in den Jahren 2014 und 2015

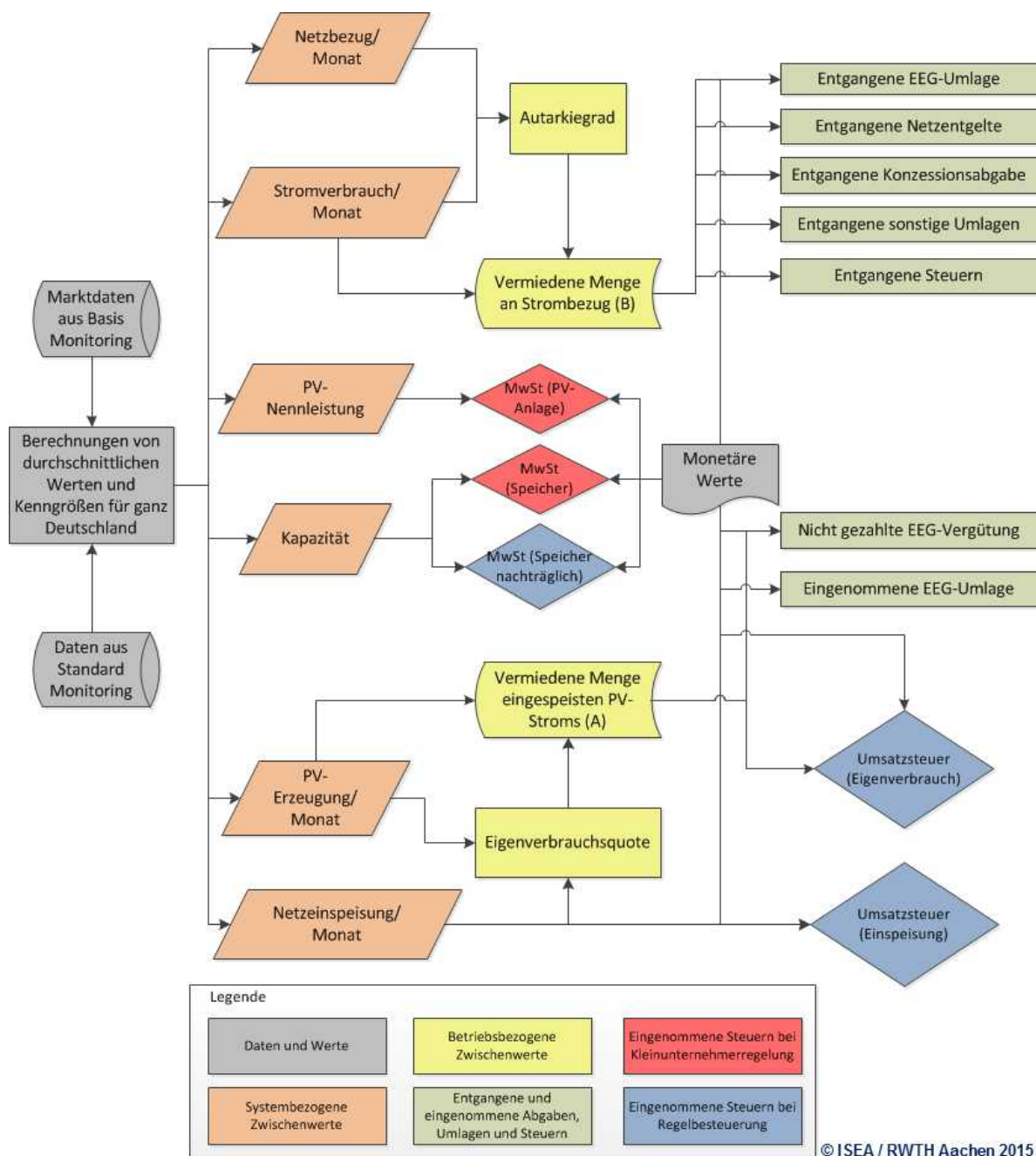


Abbildung 7-8: Schematische Darstellung der Abschätzung der volkswirtschaftlichen Effekte der Erhöhung des privaten Eigenverbrauchs durch Solarstromspeicher

Realisierung des Intensiv-Monitorings



Im Rahmen des Intensiv-Monitorings soll die Wirkung und der Nutzen von PV-Speichern auf den jeweiligen Haushalt sowie auf das Verteilnetz tiefergehend analysiert werden. So kann ein besseres Verständnis der Technologie unter realen Einsatzbedingungen geschaffen werden, um daraus Empfehlungen für die langfristige Weiterentwicklung der Technologie oder des Förderprogramms abzuleiten. Dazu werden im Rahmen des Forschungsprojektes in Labortests sowie an bis zu 20 privat betriebenen Solarstromspeichern hochauflösende Messungen durchgeführt. Dabei werden alle Spannungen, Ströme und Energieflüsse von PV-Anlage, Haushalt, Speichersystem und Stromnetz sekundlich erfasst und ausgewertet. Darüber hinaus werden Einstrahlungswerte, Faktoren der Netzqualität nach DIN EN 50160, Temperaturwerte von PV-Modulen und Speicherbatterie sowie das Rundsteuersignal sekundengenau analysiert.

Die Realisierung eines solchen Messsystems stellt eine technische wie organisatorische Herausforderung dar. In den folgenden Kapiteln werden daher die einzelnen Schritte zur Umsetzung des Intensiv-Monitorings im Feld dargestellt:

- 8.1. Ziele der hochauflösenden Messungen
- 8.2. Definition der Messstellen
- 8.3. Aufbau eines geeigneten Messsystems
- 8.4. Validierung des entwickelten Messsystems
- 8.5. Auswahl der zu vermessenden Speichersysteme
- 8.6. Vorbereitung der Feldinstallationen
- 8.7. Einbringen der Sensoren
- 8.8. Inbetriebnahme des Messsystems
- 8.9. Durchführung von Kapazitätstests an Bleibatterien mit zugänglichen Polklemmen
- 8.10. Durchführung von Kapazitätstests an Lithium-Ionen Batterien oder Bleibatteriesystemen mit nicht zugänglichen Polklemmen

Eine umfangreiche Auswertung der bisherigen Messun-

gen hinsichtlich ihrer Betriebsstrategie, Netzzrückwirkung, der erreichten Eigenverbrauchs- und Autarkiegrade sowie der Wirkungsgrade von Leistungselektronik und Batteriespeichern erfolgt in Kapitel 9.

8.1 Ziele der hochauflösenden Messungen

Die wesentlichen Ziele der hochauflösenden Vermessung von PV-Speichern sind:

Prüfen der tatsächlichen Wirkungsgrade:

Die Wirkungsgrade von Batterien und Leistungselektronik sind von zahlreichen Faktoren abhängig, unter anderem von der jeweiligen Spannungslage, Leistung und Temperatur. Um ein aus Netz- und Verbrauchersicht optimales Speichersystem zu entwickeln, ist es somit wichtig, die Faktoren zu identifizieren, die im realen Betrieb den Wirkungsgrad des Gesamtsystems am stärksten beeinflussen, um diesen durch geeignete Maßnahmen zu maximieren.

Prüfen der Energiemanagementstrategien

Intelligente Energiemanagementstrategien ermöglichen einen maximalen Nutzen des Speichersystems für den Betreiber und das Niederspannungsnetz. Neben der Verwendung von Erzeugungs- und Lastprognosen zur Vermeidung abgeregelter Solarerzeugung kann durch gezielte Steuerung des Gesamtsystems die Autarkie des Haushaltes weiter erhöht und die Alterung der Batteriespeicher minimiert werden.

Einfluss des Anschlusses

Die am Markt verfügbaren Speichersysteme verfolgen unterschiedliche Konzepte des Anschlusses an die PV-Anlage (DC-gekoppelt, AC-gekoppelt, Generatorkoppelt) und das Stromnetz (einphasig, symmetrisch dreiphasig, asymmetrisch dreiphasig). Die Einflüsse der zugrundeliegenden Verschaltung auf den Betreiber und das Niederspannungsnetz können erst durch hochaufge-

löst Messungen (Frequenz, Oberwellen) erfasst werden.

Prüfen des Einflusses der Leistungsfähigkeit von Speichern:

Die verschiedenen am Markt verfügbaren PV-Speicher weisen zum Teil sehr unterschiedliche Leistungsfähigkeiten auf. Neben der maximalen Lade-/Entladeleistung zählt hierzu auch die Fähigkeit, auf schnelle Laständerungen reagieren zu können.

Prüfen der Batteriealterung:

Unterschiedliche Batterietechnologien weisen zum Teil erheblich voneinander abweichende Alterungscharakteristika auf. Für einen nachhaltigen Betrieb von PV-Speichern ist somit stets auch der Einfluss der gewählten Betriebsstrategie auf die stattfindenden Alterungsprozesse in der Batterie zu überprüfen.

Prüfen der Potenziale von bi-direktionalen Netzdienstleistungen:

Die Potenziale von dezentralen PV-Speichern zur Erbringung von Systemdienstleistungen stehen im Fokus zahlreicher aktueller Studien. Anhand der bisher genannten Punkte ist zu prüfen, ob die Speicher technisch und organisatorisch in der Lage sind, neben Ihrer primären Aufgabe der Eigenverbrauchssteigerung verlässlich weitere Aufgaben zu übernehmen.

Darüber hinaus sind zahlreiche weitere Anwendungen der generierten Messdaten, beispielsweise hinsichtlich der Parametrierung von Systemmodellen, denkbar.

8.2 Definition der Messstellen

Um die tatsächliche Performance von PV-Speichern unter realen Bedingungen beurteilen zu können, ist eine detaillierte Vermessung privat betriebener Anlagen erforderlich. Für die verschiedenen am Markt verfügbaren Speichertechnologien wurden dazu Messpläne entwickelt, die eine um-

fassende Analyse bezüglich Wirkungsgraden, Eigenverbrauchssteigerung, Netzverhalten und Batteriealterung erlauben. Diese Messpläne sind für AC- und DC-gekoppelte Systeme unterschiedlich und werden im Folgenden einzeln dargestellt.

- Die Messplanerstellung erfolgt grundsätzlich für eine dreiphasige Anbindung der PV-Anlage bzw. des Speichersystems; bei Systemen, die nur über eine einphasige Verbindung verfügen, entfallen nichtrelevante Messstellen.
- Für Messungen auf der Gleichstromseite des PV-Generators wird im Messplan von lediglich einem DC-Anschluss ausgegangen. Ist die Anlage an einen Multistring-Wechselrichter angeschlossen, werden dort entsprechend mehrere DC-Messstellen implementiert.

AC-gekoppelte Speichersysteme

AC-gekoppelte Speichersysteme zeichnen sich dadurch aus, dass sie über die Wechselstromseite des Haushaltes mit der PV-Anlage verbunden sind. In Abbildung 8-1 ist ein entsprechender Aufbau schematisch dargestellt. Zusätzlich sind dort bereits die einzelnen Messstellen und Sensoren eingezeichnet, die im Zuge der Installationsarbeiten integriert werden. Wenn nicht explizit anders beschrieben, werden an den Messstellen jeweils Strom, Spannung, Leistung sowie der Energiefluss gemessen.

- Auf der Wechselstromseite befinden sich drei Messstellen (blau markiert, von links nach rechts: Speicher L1-L3, PV L1-L3, Haushalt L1-L3). Die Angabe L1-L3 bezieht sich dabei auf die einzelnen Phasen des Stromnetzes. Mit diesen drei Messstellen auf der AC-Seite ist es möglich, den Netzbezug bzw. die Netzeinspeisung am Netzanschluss zu errechnen, womit dazu kein weiterer Sensor benötigt wird.
- Auf der Gleichstromseite (orange markiert) wird eine Messstelle direkt an der Batterie (DC Batterie) implementiert, eine weitere an der PV-Anlage (DC PV).

Realisierung des Intensiv-Monitorings Definition der Messstellen

- An der Batterie des Speichersystems wird darüber hinaus ein Sensor zur Überwachung der Batterietemperatur angebracht.
- Auf der Erzeugungsseite zeichnet ein Einstrahlungssensor nach Möglichkeit kontinuierlich die solare Einstrahlung und die Modultemperatur auf.

DC-gekoppelte Speichersysteme

Im Unterschied zu AC-gekoppelten Speichersystemen sind DC-gekoppelte Speichersysteme nicht über die Wechselstromseite des Haushaltes, sondern über einen Gleichspannungszwischenkreis mit der PV-Anlage verbunden. Dadurch ergibt sich ein gegenüber Abschnitt 8.1 veränderter Messaufbau, der in Abbildung 8-2 (Seite 83) schematisch dargestellt ist:

- Auf der Wechselstromseite (Blau markiert) gibt es eine Messstelle für den Speichersystemausgang (Speicher L1-L3) und eine Messstelle für die Belastung durch den Haushalt (Haushalt L1-L3). Mit diesen zwei Messstellen auf der AC-Seite ist es möglich, den Netzbezug bzw. die Netzeinspeisung am Netzanschluss zu errechnen, womit dafür

kein weiterer Sensor benötigt wird.

- Auf der Gleichstromseite (orange markiert) werden an der PV-Anlage (PV-DC) und an der Batterie (Batterie DC) Messstellen implementiert. Wie bei der AC-gekoppelten Topologie erfasst ein Temperatursensor die Batterietemperatur im Speichersystem und ein Einstrahlungssensor die solare Einstrahlung und die Modultemperatur.

Bei beiden Topologien werden die aufgezeichneten Messdaten in einem zentralen Controller zusammengeführt und mittels eines FTP-Clients über die Internetverbindung des Systembetreibers an einen Server gesendet. Im Folgenden wird zunächst auf die Messinstrumente selbst und ihre Funktionen eingegangen.

8.3 Aufbau eines geeigneten Messsystems

Die Aufgabe des entwickelten Messsystems ist die umfassende Messdatenerfassung im gesamten betrachteten Haushalt. Dazu sind sowohl ein größerer Umfang an erfassbaren Messgrößen als auch eine hohe zeitliche Auflösung

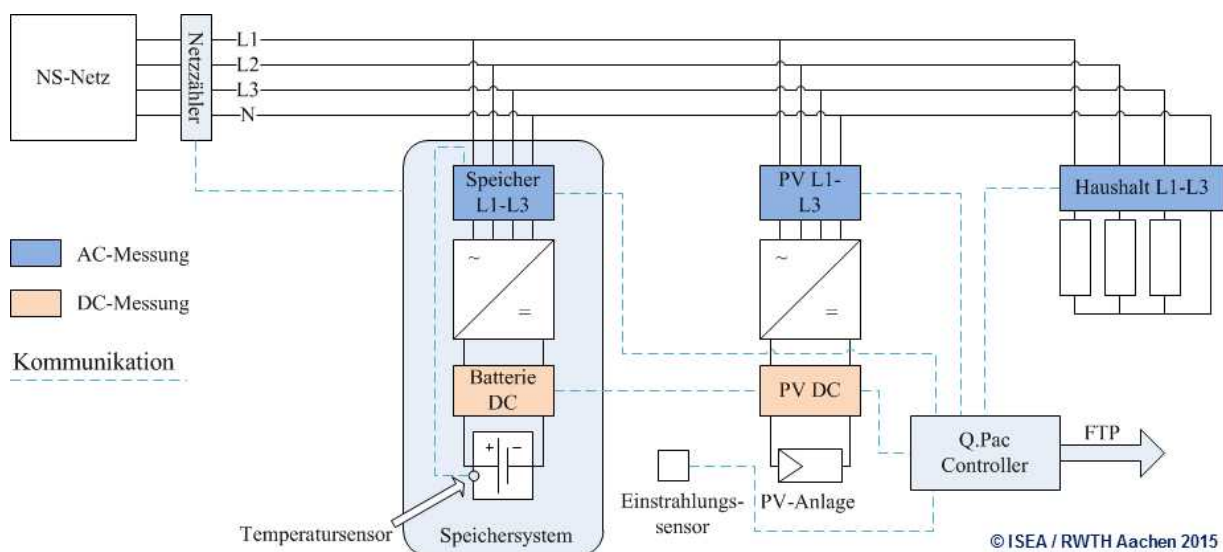


Abbildung 8-1: Schematischer Aufbau eines hochauflösenden Messsystems für ein AC-gekoppeltes PV-Speichersystem.

sung der Messungen erforderlich. Das im Folgenden vorgestellte, am ISEA entwickelte, Messsystem ist in der Lage, bis zu 64 Messgrößen mit einer zeitlichen Auflösung von einer Sekunde zu erfassen und automatisiert einer zentralen Datenbank zuzuführen. Die verwendeten Komponenten des Messsystems werden in den folgenden Abschnitten jeweils kurz dargestellt; eine Validierung der Leistungsfähigkeit des entwickelten Messsystems erfolgt in Kapitel 8.4.

Controller

Das zentrale Element des Messsystems ist ein leistungsfähiger, galvanisch getrennter Gantner Q.pac Datencontroller. Er bietet die Möglichkeit, externe Messmodulen über 4 RS485 Schnittstellen mittels des im Bereich der Energiemessung weit verbreiteten Modbus-Protokolls anzubinden. Der Controller fragt Messdaten von den angeschlossenen Modulen ab und verarbeitet sie intern weiter. Die empfangenen Messdaten werden sekundlich in einen Zwischenspeicher geschrieben, welcher nach 24 Stunden zu einem Tagesfile zusammengefasst und per FTP-Client an einen zentralen Server gesendet wird. Das selbstständige Hochladen der Daten aus dem privaten Netz des Speicherbetreibers heraus bietet den Vorteil, dass ein potenziell sicherheitsgefährdendes Öffnen des Heimnetzes für den Zugriff von außen entfällt.

Energiemessgerät

Für die Messungen auf der Wechselstromseite werden Messgeräte des Typs Janitza UMG 104 genutzt. Das Gerät ist ein Netzanalysator, mit dem sich gleichzeitig zahlreiche Parameter erfassen lassen. Die Anbindung der Analysatoren an den Controller erfolgt via Modbus-Protokoll; vom Controller aus können dann die einzelnen Register des Netzanalysators ausgelesen werden. Das Energiemessgerät besitzt je 4 Kanäle zur Messung von Strom und Spannung. Darüber hinaus ermittelt es Messgrößen wie Leistung, Energie, Leistungsfaktoren sowie Netzqualität und -frequenz. Die Abtastung der Kanäle er-

folgt kontinuierlich mit einer Frequenz von 20 kHz.

- Der Stromeingang kann Ströme bis zu 7,5 A mit einer Genauigkeit von $\pm 0.2\%$ messen. Da im Haushalt Ströme mitunter deutlich über 7,5 A zu erwarten sind, werden die Wechselströme durch separate Stromwandler geführt und erzeugen auf der Sekundärseite ein um den Faktor zehn kleineres Stromsignal.
- Über den Spannungseingang können ohne Wandler Spannungen bis 480 V_{AC} mit einer Genauigkeit von $\pm 0.2\%$ gemessen werden.

Zusätzlich lässt sich über einen separaten Eingang ein analoger Temperatursensor anschließen. Im Messaufbau wird zur Temperaturüberwachung der Batterie hierzu ein PT100-Sensor verwendet.

Messmodul für DC-Leistungen

Auf der DC-Seite werden mit Messmodulen des Typs Gantner Q.bloxx A127 sowohl Strom als auch Spannung der jeweiligen Messstelle erfasst. Ein Modul besitzt vier unabhängige Eingänge:

- Zwei der Eingänge dienen zur Spannungsmessung bis ± 1200 V_{DC}, womit auch hohe PV-String Spannungen erfasst werden können.
- Zwei weitere Eingänge ermöglichen Shunt-Strommessungen bis $\pm 2,4$ V. Das Modul kann diese Messgrößen mit bis zu 100 kHz abtasten.

Ferner können auf dem Modul selbst erste einfache arithmetische Berechnungen ausgeführt werden, womit im Messsystem beispielsweise die Momentanleistung ermittelt wird. Auf dem Controller findet im Anschluss daran durch Mittelwertbildung über den letzten Erfassungszyklus eine Umrechnung in die DC-Leistung statt. Werden mehr als zwei DC-Messstellen benötigt, wird darüber hinaus ein Electrex ATTO Hutschienen Messgerät mit Modbus-Schnittstelle und 3 Messkanälen verwendet, das für Spannungen von maximal 300 V zu einer gemeinsamen Masse verwendbar ist.

Realisierung des Intensiv-Monitorings

Validierung des entwickelten Messsystems

Dateninfrastruktur

Die durch die Sensoren erfassten Messdaten werden zunächst lokal auf dem Controller des Messsystems zusammengeführt und dort konditioniert (Ermittlung von DC-Leistungswerten und Energieflüssen). Die gesammelten Messdaten werden täglich per FTP in einem Logfile an einen Server des ISEA gesendet. Dazu wird nach Möglichkeit der (private) Internetzugang des Anlagenbetreibers mitgenutzt. Der Umfang des Uploads eines Systems beläuft sich dabei auf ca. 20 MB pro Tag und belastet den Internetanschluss des Betreibers nur unwesentlich. Die in proprietärem Format am Server ankommenden Messdaten der Datenlogger werden durch ein dazu am ISEA entwickeltes Softwaretool auf Vollständigkeit und Konsistenz geprüft und automatisiert in eine zentrale SQL-Datenbank überführt. Für eine erste Auswertung der Messdaten wurden automatisierte Routinen entwickelt, die eine Schnellbeurteilung der Funktionstüchtigkeit der

Anlagen bzw. des Messsystems ermöglichen. Auf Basis dieser Messdaten können den Anlagenbetreibern zudem über ein Webinterface (graphische) Informationen zu ihren Speichersystemen zur Verfügung gestellt werden.

8.4 Validierung des entwickelten Messsystems

Das beschriebene Messsystem wurde im Rahmen der Entwicklung eines PV-Batteriespeicherprüfstands am ISEA ausgiebig getestet und validiert. Dazu wurden unter anderem diverse Messungen an einem am ISEA vorhandenen DC-gekoppelten Speichersystem mit Lithium-Ionen Batterietechnik durchgeführt, um sicherzustellen, dass sich anhand der gewonnenen Messergebnisse das Betriebsverhalten des Speichergerätes hinreichend genau rekonstruieren lässt. Zusätzlich wurde die Genauigkeit des Gesamtmesssystems gegen ein Mehrphasen-Präzisions-Leistungsmessgerät verifiziert. Das Speichersystem wur-

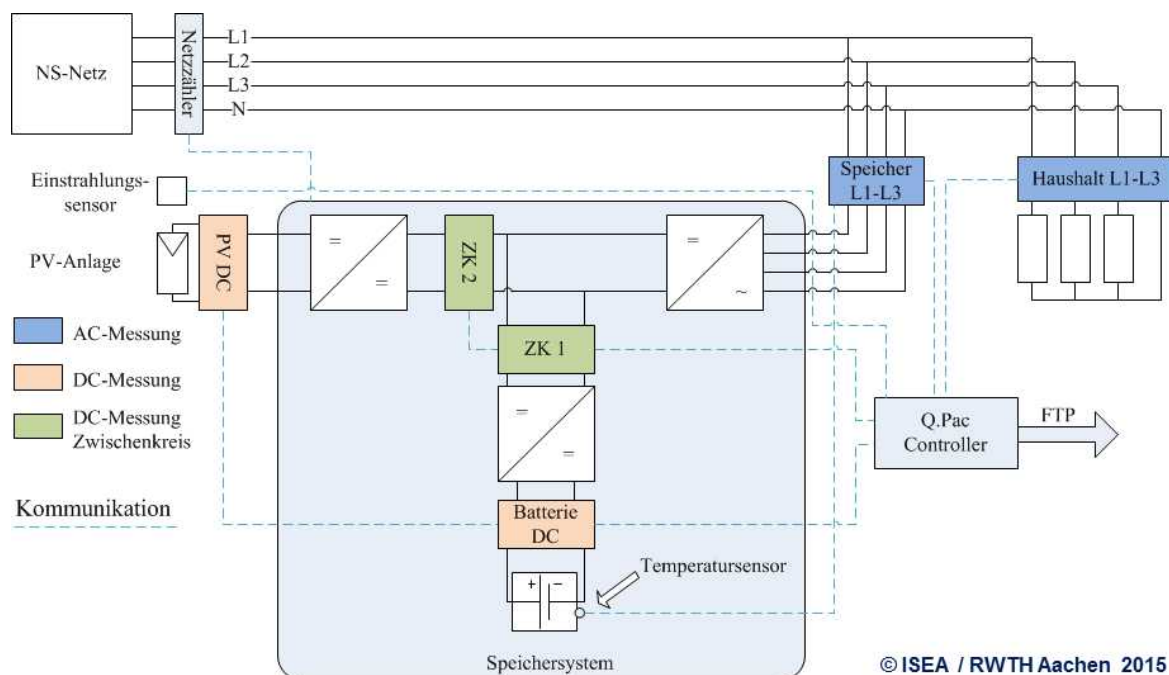


Abbildung 8-2: Schematischer Aufbau eines hochauflösenden Messsystems für ein DC-gekoppeltes PV-Speichersystem.

de dabei in einem PV-Speichersystemprüfstand betrieben, um gezielte Erzeugungs- und Lastsituationen zu generieren.

Aufbau des PV-Speicher Prüfstands

Der Prüfstand zur Validierung des Messsystems für das Intensiv-Monitoring bedient sich des Hardware-in-the-Loop Konzeptes. Ein PV-Speichersystem wird dabei über seine Ein- und Ausgänge an ein angepasstes Gegenstück – in diesem Fall den PV-Prüfstand – angeschlossen. Der Prüfstand bildet dabei die typische elektrische Umgebung des Speichersystems, nämlich PV-Erzeugung, Haushaltslast und die Möglichkeit der Netzeinspeisung, nach. Die dazu verwendeten Komponenten umfassen:

- Einen PV-Simulator, der es ermöglicht das Betriebsverhalten einer realen PV-Anlage unabhängig vom Wetter nachzubilden, indem PV-Erzeugungsszenarien generiert werden können. Mit diesem können PV-Anlagen bis zu 4 kWp nachgebildet werden.
- Einen PV-Wechselrichter des Typs SMA Sunny Boy 5000, um AC-gekoppelte PV-Speicher zu betreiben, da diese Systeme nur parallel zu einer kompletten PV-Anlage aus Generator und PV-Wechselrichter betrieben werden.
- Drei Lastbänke, die den Haushaltsbedarf eines Privathaushaltes auf drei voneinander unabhängigen Phasen simulieren können und in der Lage sind, Leistungen von jeweils bis zu 5,6 kW zu fordern.
- Einen Netzanschluss, der sowohl Einspeisung als auch Bezug aus dem öffentlichen Stromnetz ermöglicht.
- Zusätzlich steht auch eine reale 5 kWp PV-Anlage zur Verfügung, mit der die Speichersysteme unter vollständig realistischen Bedingungen betrieben werden können (siehe Abbildung 8-11 am Ende dieses Kapitels).

Prüfverfahren

Im Rahmen der Prüfstandentwicklung wurde zunächst evaluiert, welche qualitativen Aussagen sich über das Betriebsverhalten eines Speichersystems durch die Auswertung der Messdaten feststellen lassen. Zu diesem Zweck wurden Messprogramme definiert, die das Speichersystem in festgelegte Betriebszustände bringen.

Als Referenz wurde ein 24-stündiger Testzyklus aus PV-Erzeugung und Hausverbrauch definiert: Für das Erzeugungsprofil wurde ein durchwachsender Sommertag gewählt und für den Hausverbrauch ein exemplarisches Verbrauchsprofil mit hoher Last am späten Nachmittag¹. Das Messsystem erfasst in diesem Fall die Erzeugung durch die simulierte PV-Anlage, den Hausverbrauch, den Output des Speichersystems und die Batterieleistung. Die Ergebnisse der Leistungsmessung sind in Abbildung 8-3 aufbereitet dargestellt. Nachtzeiten, in der der Speicher leer und die solare Einstrahlung gleich null ist, wurden dabei aus Gründen der Übersichtlichkeit abgeschnitten.

PV-Erzeugung

Die gelbe Kurve stellt die DC-seitige Leistung am Ausgang des PV-Simulators dar. Die starken, kurzen Schwankungen zeigen einen wechselhaften Tagesverlauf der Einstrahlung.

Hausverbrauch

Die rote Kurve zeigt den Haushaltsverbrauch im Verlauf des Tages. Auch hier sind deutlich die einzelnen Leistungsspeaks über den Tag verteilt zu erkennen. Vor allem am Morgen und am späten Nachmittag ist ein erhöhter Leistungsbedarf im Haushalt zu sehen. Dazwischen zeigen sich in regelmäßigen Abständen Verbrauchsspitzen wie beispielsweise ein Kühlschrank, der periodisch nachkühlt.

Realisierung des Intensiv-Monitorings Validierung des entwickelten Messsystems

© ISEA / RWTH Aachen 2015

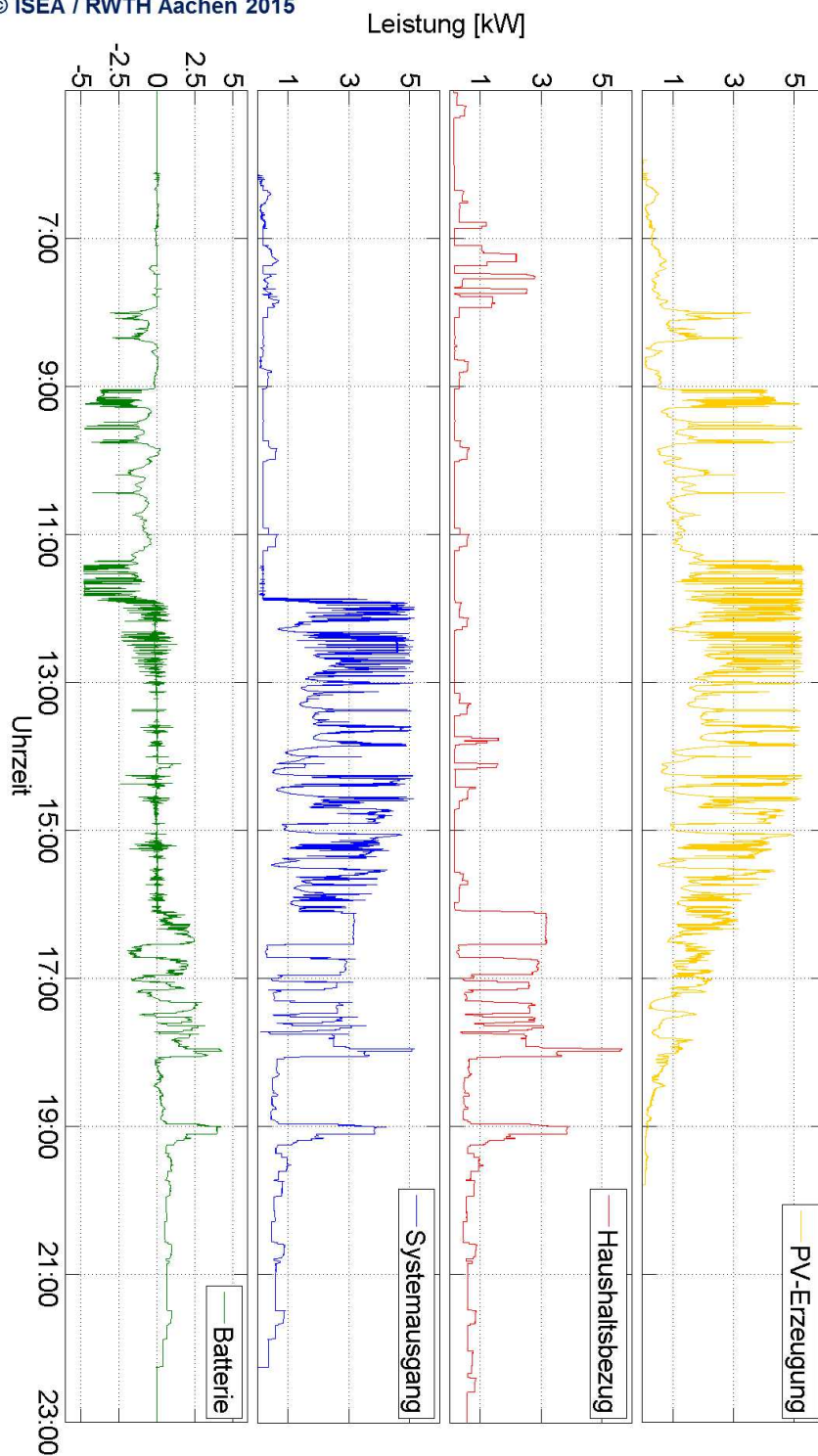


Abbildung 8-3: Schematischer Testzyklus mit simuliertem Erzeugungs- und Lastprofil

Speichersystem AC-Seite

Die blaue Kurve stellt den Verknüpfungspunkt des Speichersystems mit dem Stromnetz dar. Da bei diesem Test ein DC-gekoppeltes Speichersystem verwendet wurde, ist lediglich ein unidirektionaler Leistungsfluss erkennbar: Der Speicher wird direkt durch die DC-seitige PV-Erzeugung geladen.

Batterie

Die grüne Kurve zeigt den Leistungsverlauf an der Batterie des Speichersystems an. Ein negativer Leistungswert wird in dieser Grafik als Ladevorgang an der Batterie interpretiert, da die Batterie aus Systemsicht als Verbraucher wirkt. Ein positiver Wert bedeutet, dass durch die Batterie Leistung bereitgestellt wird.

Betriebsstrategie

Anhand der aus den Messdaten erzeugten Grafik lässt sich das Betriebsverhalten des Speichers wie folgt beschreiben:

Hausverbrauch priorisiert bedienen: Die Speicherbatterie ist zum Startzeitpunkt vollständig entladen. Obwohl bei Sonnenaufgang zwischen 6:00 Uhr und 8:00 Uhr PV-Leistung generiert wird und die Speicherbatterie zu diesem Zeitpunkt leer ist, wird die PV-Leistung (gelb) direkt in das Hausnetz eingespeist (blau), weil dort ein vorrangig zu bedienender Hausverbrauch (rot) vorhanden ist.

Überschüssige Leistung zum Laden verwenden: Erst sobald die PV-Erzeugung ab ca. 8:00 Uhr diesen Hausverbrauch übersteigt, beginnt das Speichersystem die Batterie zu laden (grün). Gut zu erkennen ist dabei, dass die Ladeleistung der stark wechselnden PV-Erzeugung folgt. Dies ist insofern interessant, als dass ein träges Verhalten des Speichers zu einer kurzzeitigen unerwünschten Einspeisung am Netzanschlusspunkt führen würde.

Volleinspeisung bei geladener Batterie: Um die Mittagszeit herum erreicht das Speichersystem den vollständig geladenen Zustand, was man in der Grafik daran erkennt, dass zum einen die Batterieleistung auf null absinkt und zum anderen die volle PV-Leistung nun direkt in das Hausnetz eingespeist wird. Auffällig sind hier die vielen Ausschläge bei der Batterieleistung. Erst durch die hohe zeitliche Auflösung des Messsystems lässt sich gut erkennen, dass das System auf stark wechselnde PV-Erzeugung mit kurzzeitigem Nach- bzw. Entladen der Batterie im Sekundenbereich reagiert.

Versorgung aus der Batterie: Der Verbrauch im Haushalt steigt am Nachmittag wieder an und übersteigt ab ca. 16:00 Uhr auch die PV-Erzeugung, die aufgrund eines sinkenden Sonnenstandes abnimmt. Aus den Messdaten lässt sich anschaulich darstellen, dass der Speicher beginnt, die wachsende Lücke zwischen PV-Erzeugung und Hausverbrauch zu decken, indem er die über den Tag zwischengespeicherte Energie aus der Batterie freigibt. Mit dieser Energie kann das Speichersystem noch bis in den späten Abend den Haushalt bilanziell autark vom öffentlichen Stromnetz halten. In der Nacht muss die Grundlast des Haushalts dennoch aus dem Stromnetz gedeckt werden.

Zeitliche Auflösung des Messsystems

Um den Vorteil der hohen zeitlichen Auflösung des Messsystems für die Analyse der Speichersysteme zu verdeutlichen, wurde in Abbildung 8-4 ein Ausschnitt aus dem Testzyklus hervorgehoben, der zeigt, dass aus den Messdaten auch ermittelt werden kann, wie gut ein Speichersystem auf unstete Bedingungen reagiert. Zu sehen ist in der oberen Kurve ein Sprung im Haushaltsbezug von über 1,5 kW. Das vermessene Speichersystem reagiert jedoch erst mit einer zeitlichen Verzögerung von etwa 2 Sekunden auf die geänderten Lastbedingungen mit einem Anstieg der Einspeiseleistung. Gut erkennbar ist der nahezu konstante Leistungsgradient, mit dem das Speichersys-

Realisierung des Intensiv-Monitorings

Validierung des entwickelten Messsystems

tem auf den Lastsprung reagiert. Auf das Hochfahren der Leistung folgt eine kurze Einschwingphase, bevor sich die ausgegebene Leistung stabilisiert. Insgesamt lässt sich durch die Messdaten feststellen, dass das System 18 Sekunden braucht, bis es dem Lastsprung vollständig folgen kann. Eine starke Fluktuation in der Erzeugung bzw. im Hausverbrauch bedeutet somit, dass ein großer Teil der Leistung trotz installiertem Speichersystem in das Netz eingespeist oder aus dem Netz bezogen werden muss. Da bei heutiger Einspeisevergütung der Eigenverbrauch einer Einspeisung stets finanziell vorzuziehen ist und das Ziel eines Speichers die Minimierung des Netzbezuges ist, ist eine geringe Systemdynamik in Bezug auf wechselhafte Bedingungen nachteilig.

Referenzmessung

Um sicherzustellen, dass das Messsystem auch in Bezug auf die absolute Messgenauigkeit den Ansprüchen eines hochauflösenden Monitorings der PV-Speichersysteme genügt, wurde es am ISEA mit einer hochgenauen Referenzmessung abgeglichen. Dabei wurde dem System zunächst eine konstante PV-Erzeugung zugeführt und danach durch eine AC-Last mit konstantem Strom entladen. Die Messdaten des entwickelten Messsystems sowie des hochgenauen Referenzmessgeräts wurden aufgezeichnet und anschließend vergleichend zeitdiskret verglichen.

Als Referenz diente hierzu hochgenaues Leistungsmessgerät des Typs Zimmer LMG 500. Der Hersteller gibt die Messgenauigkeit dieses Gerätes mit 0,015 % vom Mess-

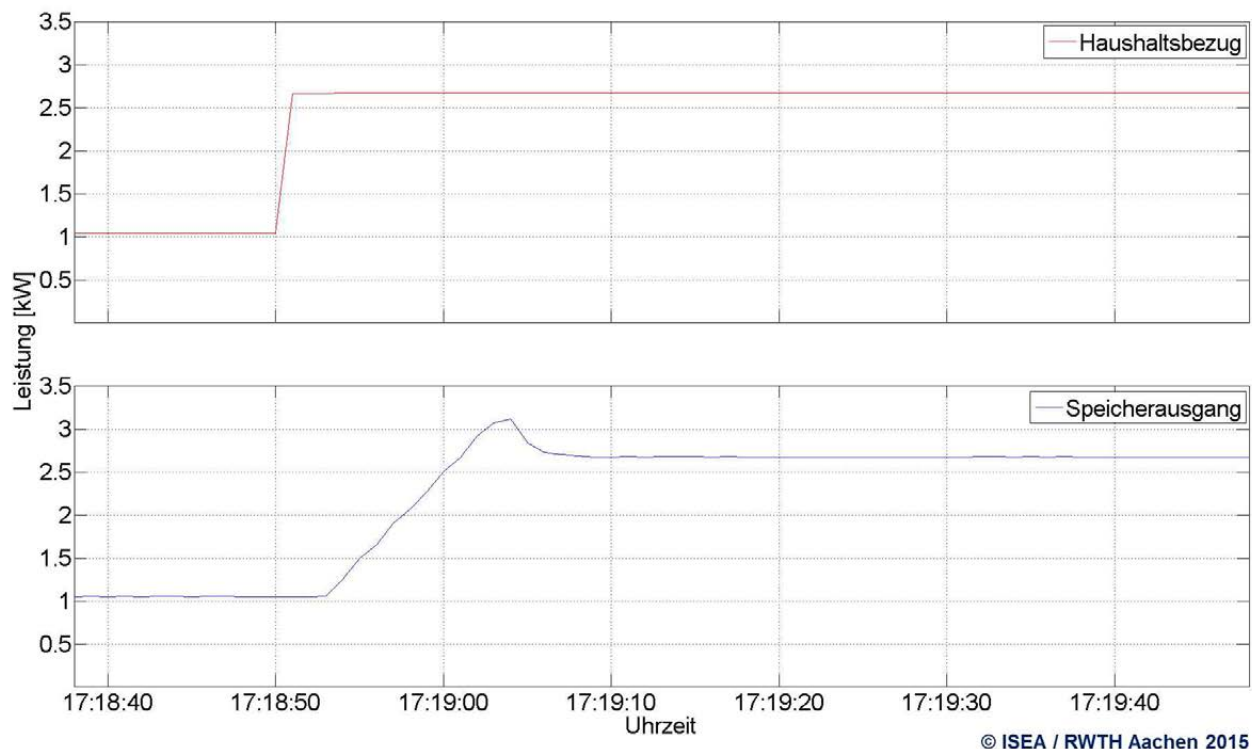


Abbildung 8-4: Messung der Reaktion eines Solarstromspeichers auf einen Lastsprung im Haushalt

wert + 0,01% des Messbereichsendwertes bei 45-65 Hz an. Durch diverse Messvergleiche zwischen dem Präzisionsmessgerät und mehreren Messstellen im Prüfstand wurde eine maximale Messabweichung zwischen Präzisionsmessgerät und Messsystem von 1,3% bei einer Leistung bis zu 4 kW gemessen.

1 Der hier gewählte Referenztag dient ausschließlich zur Validierung des Messsystems und ist nicht dazu gedacht, weitergehende Aussagen über die Betriebszustände und Effizienz des verwendeten PV-Speichersystems zu treffen, siehe dazu Kapitel 9.

8.5 Auswahl der zu vermessenden Speichersysteme

Im Rahmen des Intensiv-Monitorings werden markttypische Systeme mit einem gleichzeitig möglichst breiten Spektrum an technischen Ausprägungen berücksichtigt. Im Vorfeld der Installationen wurde dazu eine Auswahl von vier Speichersystemen getroffen, für die jeweils standardisierte Prozesse definiert wurden, um die Installationsarbeiten möglichst effizient umsetzen zu können (siehe Kapitel 8.6). Die Auswahl geeigneter Speichersysteme erfolgte nach folgenden Kriterien:

Hohe Marktdurchdringung

Um eine möglichst hohe Grundgesamtheit von potenziellen freiwilligen Teilnehmern für das Intensiv-Monitoring zu erreichen, war es im Vorfeld wichtig, Speichersysteme mit

einer möglichst hohen Marktdurchdringung auszuwählen. Diese Speichersysteme erfüllen darüber hinaus auch die Forderung nach einer möglichst hohen Repräsentanz der Mehrheit der in Deutschland installierten Speichersysteme.

Hohe technische Diversität

Zur globalen Analyse der Potenziale von PV-Speichern ist es von besonderem Interesse, Speichersysteme mit möglichst unterschiedlichen Konzepten zu vermessen, um deren Eigenschaften unter realen Bedingungen vergleichen zu können. Bei der Auswahl von Speichersystemen wurde daher auf eine hohe Diversität hinsichtlich der folgenden Eigenschaften geachtet:

- Blei und Lithium-Ionen Batterien
- Ein- und Dreiphasige Systeme
- AC- und DC-gekoppelte Systeme

Zur Vermessung durch das Intensiv-Monitoring wurden nach Anwendung der beschriebenen Kriterien die folgenden Systeme ausgewählt:

- Senec.IES Home G2 (Deutsche Energieversorgung)
- Sunny Boy Smart Energy (SMA)
- Hauskraftwerk S10 (E3/DC)
- ECO (Sonnenbatterie)

Hersteller	Produktbezeichnung	Batterietyp	AC / DC	Anschluss
Deutsche Energieversorgung	Senec.IEC Home G2+	Blei	AC	1-phasig
SMA	Smart Energy	Lithium	DC	1-phasig
E3/DC	S10	Lithium	DC	3-phasig
Sonnen	Eco	Lithium	AC	1-phasig

Tabelle 8-1: Technische Eigenschaften der ausgewählten Solarstromspeicher

Realisierung des Intensiv-Monitorings Auswahl der zu vermessenden Speichersysteme



Abbildung 8-6: SENECE.IES Home G2
Quelle: www.solarinvert.de



Abbildung 8-7: Sunny Boy Smart Energy
Quelle: www.sma.de



Abbildung 8-8: Hauskraftwerk S10
Quelle: www.e3dc.com



Abbildung 8-9: Sonnenbatterie Eco
Quelle: <http://sbc-koblenz.sonnenbatterie.de>

Die zentralen technischen Eigenschaften der ausgewählten Systeme sind in Tabelle 8-1 zusammengefasst; die Auswertung der Markthäufigkeit bezieht sich auf die Ergebnisse des Jahresberichts 2015.

Die vier in Tabelle 8-1 dargestellten Speichersysteme wurden zunächst am ISEA angeschafft. Dort werden Sie unter Laborbedingungen tiefgehender und gezielter hinsichtlich definierter Kriterien vermessen, als es eine Vermessung im Feld zulassen würde. Die angeschafften Speichersysteme wurden weiterhin dazu genutzt, im Vorfeld der Installationen im Zusammenarbeit mit einem

Elektromeisterbetrieb sowie Sachverständigen eine detailgenaue Vorgehensweise der Tätigkeiten im Feldeinsatz zu entwickeln und zu dokumentieren. Das zu den Feldinstallationen entsendete Personal kann auf Basis dieser Dokumentation an jedem der ausgewählten Speichersysteme zuvor unter definierten Bedingungen geschult werden; so kann eine fachkundige Installation des Messequipments beim Speicherbetreiber gewährleistet werden. In Abbildung 8-10 bis 8-12 sind die Bestandteile des Laborprüfstandes am ISEA abgebildet.



Abbildung 8-10: Institutseigene Solaranlage zum Vermessen von Solarstromspeichern



Abbildung 8-11: Prüflabore am Testcenter des ISEA



Abbildung 8-12: Prüfstand zur hochauflösenden Vermessung von Solarstromspeichern unter Laborbedingungen

Realisierung des Intensiv-Monitorings

Vorbereitung der Feldinstallationen

8.6 Vorbereitung der Feldinstallationen

Die Installation von hochauflösenden Messgeräten an privat betriebenen PV-Speichern im Rahmen des Forschungsprojekts WMEP PV-Speicher stellt einen umfangreichen Eingriff in das elektrische System des jeweiligen Haushalts dar. Neben den Arbeiten am eigentlichen PV-Speichersystem ist es erforderlich, neue Leitungen zu legen und vorhandene Leitungen zur Vermessung durch das Messsystem zu führen.

Um die Qualität der Installation und die Einhaltung der geltenden Regeln und Vorschriften sicherzustellen, wurde am ISEA in enger Kooperation mit einem Elektromeisterbetrieb sowie Sachverständigen ein darauf ausgerichtetes standardisiertes Vorgehen, bestehend aus Installationsvorschrift und abschließenden Prüfungsroutinen, definiert. Dieses wird in seiner Grundfassung den interessierten Betreibern von PV-Speichern im Vorfeld zur Information zugesendet, damit anschließend in enger Rücksprache eine angepasste Vorgehensweise zur Installation des individuellen Messsystems definiert werden kann. Die gewählte standardisierte Vorgehensweise und umfangreiche Dokumentation ist insbesondere in Hinblick der auftretenden haftungs- und versicherungsrelevanten Fragen von höchster Bedeutung, welche in einem separaten Vertrag klar geregelt werden.

Im Folgenden wird das grundsätzliche Vorgehen der Installation zusammenfassend und teilweise stark verkürzt wiedergegeben. Um die Komplexität überschaubar zu halten, wird von einem linearen Installationsvorgang ausgegangen, der in der Realität jeweils um zusätzliche Arbeitsschritte und Iterationen ergänzt werden muss.

Kontaktaufnahme mit interessierten Betreibern

Die Teilnahme am Intensiv-Monitoring erfolgt grundsätzlich freiwillig und häufig auf Initiative der Betreiber von Solarstromspeichern. Dazu ist auf der Website im Informationsportal zum Intensiv-Monitoring eine Email-

Adresse angegeben, bei der sich interessierte Betreiber vormerken lassen können. Alternativ werden manche Betreiber von besonders interessanten Systemen auch durch das ISEA per Email kontaktiert. Mit diesen interessierten Nutzern wird dann im Vorfeld der Installation Kontakt aufgenommen.

Vorbereitende Kommunikation mit dem Betreiber

Um eine erste Einschätzung des zu vermessenden Speichersystems sowie der individuellen Besonderheiten des jeweiligen Aufstellungsortes zu erhalten, wird zunächst eine intensive Kommunikation mit dem Betreiber sowie idealerweise dem jeweiligen Installateur des PV-Speichers angestrebt. Ziel dieser Gespräche ist es, ein möglichst genaues Bild der baulichen und elektrischen Gegebenheiten vor Ort zu erhalten. Dazu gehören Informationen zum Aufstellort des Speichers, der Hausverteilung und evtl. der/des Wechselrichter/s, der Abstände zwischen diesen Komponenten, sowie mögliche Arten der Leitungsführung. Für die Installation des Einstrahlungssensors sind ein möglicher Leitungsweg und die Montage beim PV-Generator zu klären. Daneben erhält der Betreiber eine schriftliche Ausfertigung der vorzunehmenden Eingriffe („Installationsbeschreibung“) an seinem Speichersystem sowie einen Vordruck des zugrundeliegenden Installationsvertrags zur Ansicht zugesendet.

Vorbereitung im Labor

Die Installation des Messsystems wird im Vorfeld am ISEA sorgsam vorbereitet und die einzusetzenden Komponenten soweit möglich vorkonfektioniert:

- Der zentrale Bestandteil des Messsystems ist ein Messkasten, in dem die Messgeräte verbaut sind. Dieser wird im Vorfeld der Installation vormontiert. Vor Ort erfolgen dann nur noch das Fixieren des vormontierten Kastens an der Wand sowie das Anschließen der Messleitungen.
- Die Software des Messsystems wird anhand der individuellen technischen Eigenschaften des zu vermessenden

PV-Speichers bereits im Vorfeld vorkonfiguriert.

- Vorbereitung der Shuntboxen: Mit der Hilfe von Shuntboxen werden im Speichersystem und an der PV-Anlage berührungssicher Ströme gemessen. Auch diese Boxen werden im Labor vormontiert, indem ein Messshunt verbaut wird und die Messleitungen einseitig bereits an diesen Shunt angeschlossen werden.
- Schulung der Mitarbeiter: Das zu entsendende Personal hat eine umfangreiche Schulung für die Installation der Messsysteme im Feld erhalten. Dabei wurden die in der standardisierten Vorgehensweise aufgelisteten Arbeitsschritte jeweils mehrfach an einem Speichersystem desselben Typs ausgeführt, das im Feld mit einem Messsystem ausgerüstet werden soll. Der Ablauf dieser Schulung wurde dabei dokumentiert, um die Fähigkeit des Personals zu belegen, das Messsystem fachgerecht zu installieren.

Begehung des Standorts

Nach Betreten des Hauses erfolgt zunächst eine Begehung aller für die Messaufgabe relevanten Räumlichkeiten, um einen allgemeinen Überblick zu erhalten und die baulichen und elektrischen Gegebenheiten vor Ort mit den im Vorfeld erhaltenen Informationen abzugleichen. Unter Absprache mit dem Hausbesitzer und/oder Speicherbetreiber werden geeignete Installationsorte/-wege für folgende Komponenten des Messsystems festgelegt, sofern diese nicht bereits im Vorfeld geklärt werden konnten:

- Installationsort Messsystem
- Leitungsweg (Kabelkanal) zwischen Messsystem und Hausverteilung
- Leitungsweg (Kabelkanal) zwischen Messsystem und Speichersystem
- Leitungsweg (Kabelkanal) zwischen Messsystem und Router
- Leitungsweg für den Einstrahlungssensor und Montage am PV-Generator

Das Messsystem sollte sich im Allgemeinen möglichst nahe an der Hausverteilung befinden, um lange Leitungswege zwischen Messsystem und Hausverteilung zu vermeiden; gleichzeitig sollten die Leitungswege der Messleitungen zu Speichersystem und PV-Anlage nicht zu lang werden. Hier muss in Rücksprache mit dem Betreiber des PV-Speichers ein sorgsam abgewogener Kompromiss gefunden werden. Während aller Arbeiten an elektrischen Geräten wird der Arbeitsplatz so abgesichert, dass ein unbeabsichtigtes Betreten des Arbeitsbereichs durch Dritte vermieden wird.

Mechanische Installation des Messsystems

Ist der Installationsort festgelegt und freigeräumt, wird die Wandstelle, an der das Messsystem befestigt werden soll, zunächst mit einem Leitungssucher auf darin verlaufende Stromleitungen untersucht, was durch die Nähe zur Hausverteilung mit besonderer Sorgfalt geschehen muss. Danach wird der Messkasten an der Wand fixiert.

Installation der Kabelkanäle

Für eine ordnungsgemäße Verlegung der Messleitungen zwischen Hausverteilung und Messsystem, sowie zwischen Messsystem und PV-Speicher werden ausreichend groß dimensionierte Kabelkanäle mit Rücksicht auf die Ein- und Ausgänge von Hausverteilung, Messsystem und Speichersystem montiert.

Vorbereitung der Strommessungen

Um den Zeitraum zu minimieren, in dem die Stromversorgung des Haushalts aus Sicherheitsgründen bei der Installation abgeschaltet werden muss, wird das Messsystem nun vorverkabelt. Für die AC-Strommessungen werden Stromleitungen durch die Stromwandler geführt. Diese Stromwandler sind mit Universalmessgeräten verbunden, die aber lediglich Ströme bis zu 7,5 A direkt erfassen können und daher auf den Einsatz von Stromwandlern bei der Vermessung angewiesen sind. Die Leitungsquerschnitte der verwendeten Leitungen werden

Realisierung des Intensiv-Monitorings

Einbringen der Sensoren

dabei an die zu erwartenden Ströme und verwendeten LS-Schalter gemäß DIN VDE 0100 angepasst.

Die Stromleitungen werden im Anschluss daran auf eine ausreichende Länge zurechtgeschnitten, um einen späteren Anschluss in der Hausverteilung und eine passgenaue Verlegung durch den Kabelkanal zu gewährleisten. Die Enden der Leitungen bleiben vorerst offen.

Vorbereitung der Spannungsmessung

Im Messsystem sind Universalmessgeräte (Janitza UMG 104) verbaut, mit denen unter anderem die Spannungen im Wechselstromnetz erfasst werden. An jedem dieser Messgeräte werden Messleitungen zur Spannungsmessung auf allen drei Phasen und dem Nullleiter des Haushalts angeschlossen. Die Messleitungen werden am für den Anschluss in der Hausverteilung vorgesehenen Ende auf geeignete Länge zugeschnitten und die Enden zunächst offen gelassen. Die Länge der Messleitungen muss dabei ausreichen, um die Verlegung bis zur Hausverteilung zu gewährleisten.

Vorbereitung der Versorgungsleitung

Der elektrische Eigenbedarf des Messsystems wird über einen 230V Anschluss gedeckt. Die Versorgungsspannung wird von einer der Phasen im Haushalt bezogen und über einen zusätzlichen oder vorhandenen LS-Schalter abgesichert.

Netzwerkverbindung herstellen

Damit das Messsystem im späteren Betrieb die Messdaten per FTP-Client an einen Server versenden kann, muss eine Verbindung zum lokalen Netzwerk hergestellt werden. Zu diesem Zweck ist vom (privaten) Router des Betreibers des PV-Speichersystems bis zum Messsystem ein Netzkabel zu legen. Alternativ lässt sich das Messsystem auch über einen WLAN-Adapter mit einem gegebenenfalls vorhandenen WLAN im Haushalt verbinden. In Fällen, in denen eine Nutzung des privaten Netzwerks des

Betreibers nicht möglich ist, kann das System auch per GSM-Stick Daten über das Mobilfunknetz versenden.

8.7 Einbringen der Sensoren

Die Installation des Messequipments in das Speichersystem gestaltet sich je nach Topologie des zu vermessenden Systems unterschiedlich. Die einzelnen Arbeitsschritte der Installation des Messsystems werden daher im Folgenden beispielhaft für ein DC-gekoppeltes Speichersystem dargestellt.

Der Haushalt bleibt für die Dauer der Installationen von Komponenten im Speichersystem weiterhin mit dem öffentlichen Stromnetz verbunden. Das Trennen des gesamten Haushaltes vom öffentlichen Stromnetz wird erst später notwendig und soll im Allgemeinen so kurz wie möglich erfolgen, um einen durchgehenden Betrieb von Licht, Kühlgeräten, Telefonanschluss, etc. zu gewährleisten. Im Folgenden sind die chronologisch geordneten Arbeitsschritte für jede Topologie aufgelistet:

Abschalten des Speichersystems

Das Speichersystem wird zunächst gemäß der Herstellervorgaben abgeschaltet. Anschließend werden vorhandene LS-Schalter und FI-Schalter in der Hausverteilung geöffnet und gemäß DIN VDE 0105 gegen Wiedereinschalten gesichert. Die PV-Anlage ist daraufhin über die Solarstecker vom Speichersystem zu trennen. Die offenen Steckverbindungen der PV-Anlage werden mit einer Abdeckung gegen versehentliches Berühren gesichert. Im Anschlussbereich des Speichersystems wird die Spannungsfreiheit allpolig mit einem Multimeter überprüft.

Installation der Messstelle Batterie DC

Der Batterieumrichter ist über eine Hin- und Rückleitung mit der Batterie selbst verbunden. Bei der Installation der Messstelle Batterie DC wird eine Shuntbox nach Möglichkeit in den Strompfad mit dem niedrigen Potential zwi-

schengeschaltet. In der Box befindet sich ein Shunt mit dem der Stromfluss zwischen Batterie und Batterieumrichter erfasst wird. Neben dem Stromfluss wird auch die Spannung an der Batterie erfasst. Die Spannung wird dabei zwischen den beiden Polen der Batterie gemessen:

- Das Potential des negativen Pols kann über den Anschluss der Messleitung an den Shunt in der Box erfasst werden.
- Das Potential des positiven Pols muss im Bereich zwischen Batterie und Batterieumrichter gemessen werden.

Beim Integrieren der Shuntbox in das Speichersystem werden nach Möglichkeit im Vorfeld ausreichend Steckersätze des verbauten Typs erworben und für den Anschluss genutzt.

Installation des Temperatursensors der Batterie

Zur Überwachung der Batterietemperatur wird ein PT100 Temperatursensor verwendet. Der Sensor wird dabei am positiven Pol einer Batteriezelle, alternativ an das Batteriemodul, angebracht um eine möglichst direkte Kopplung an die thermische Masse der Batterie zu erreichen.

Herausführung der Messleitungen aus dem System

Die Messleitungen für Strom-, Spannungs- und Temperaturmessungen müssen bei beiden Systemtopologien an geeigneter Stelle aus dem System heraus geführt werden. Dazu bieten sich in erster Linie bereits vorhandene Kabeldurchführungen im Gehäuse des Systems, z.B. für die Kommunikation an. Alternativ bieten sich Lüftungsöffnungen des Geräts an, sofern dadurch die Lüftungswirkung des Systems nicht negativ beeinflusst wird. Pro Messstelle sind dies zwei zweiadrig ausgeführte, geschirmte Messleitungen. Ein Temperatursensor benötigt eine weitere zweiadrige Messleitung.

Installation der Messstelle PV-DC

Die PV-DC-Messung (Photovoltaik-Direct Current-Messung) dient zur Erfassung von Spannung und Strom, die

durch die Photovoltaik-Anlage generiert werden. Bei einem DC-gekoppelten Speichersystem misst sie zwischen PV-Generator und dem DC-Eingang des Speichersystems. In den Stromkreis zwischen den jeweiligen Geräten wird eine Shuntbox geschaltet, die über Messleitungen mit dem Messsystem verbunden ist. Diese Box ist bereits vor-konfektioniert und wird über passende Solarstecker zunächst mit dem Speichersystem bzw. PV-Wechselrichter verbunden. Der Typ der Solarstecker wurde im Vorfeld mit dem Anlagenbetreiber geklärt, um Kompatibilität zu gewährleisten.

Installation der AC-seitigen Messungen

Auf der Wechselstromseite des Haushalts werden, abhängig von der bestehenden Speichersystemtopologie, folgende Messstellen installiert:

- Strommessung Haushalt (AC-gekoppelt, DC-gekoppelt)
- Strommessung Speichersystem Ausgang (AC-gekoppelt, DC-gekoppelt)
- Strommessung PV-Wechselrichter Ausgang (nur AC-gekoppelt)
- Spannungsmessung der Phasen (AC-gekoppelt, DC-gekoppelt)

Für die Installation des Messequipments muss der Strom im Haushalt abgeschaltet werden. Der Zeitraum, in dem der Haushalt stromlos ist, wurde dabei durch die getroffenen Maßnahmen minimiert.

Freischaltung des Haushalts

Über die LS-Schalter am Eingang der Hausverteilung wird der gesamte Haushalt inklusive der Hausverteilung stromlos geschaltet. Die Schalter werden durch Anbringen einer gut sichtbaren Warnung gegen unbeabsichtigtes Wiedereinschalten gemäß DIN VDE 0105 gesichert. Das Speichersystem befindet sich im ausgeschalteten Zustand. Die LS-Schalter der zum Speichersystem abgehenden Leitungen sind geöffnet und ebenfalls gegen Wiedereinschalten gesichert. Die Abdeckungen in der

Realisierung des Intensiv-Monitorings

Inbetriebnahme des Messsystems

Hausverteilung werden vorsichtig entfernt und die Phasen daraufhin mit einem Multimeter auf Spannungsfreiheit überprüft. Nur wenn alle Phasen spannungsfrei sind, darf mit der Installation fortgefahren werden.

Installation der Messstelle Haushalt

Die für den Haushalt vorbereiteten Messleitungen werden zwischen den LS-Schaltern für den Hausbezug und dem FI-Schalter für den Haushalt angeschlossen und ersetzen die bis dahin zwischen den Komponenten installierten Leitungen. Dieser Vorgang wird für jede Phase durchgeführt.

Installation der Messstelle Speichersystem AC

Die Installation der Strommessung des Speichersystemausgangs erfolgt analog zur Installation der Messstelle Haushalt. Ist das Speichersystem ein einphasig einspeisendes Gerät, so entfallen die Strommessungen auf den Phasen, die nicht vom Speichersystem gespeist werden.

Spannungsmessung der Phasen

Die Phasenspannungen werden in der Hausverteilung nach Möglichkeit über bereits vorhandene, ansonsten hinzuzufügende LS-Schalter abgegriffen. Jede Spannungsmessung muss über einen LS-Schalter abgesichert werden. Um die Schutzwirkung des FI-Schalters zu erhalten, ist darauf zu achten, Phasen und Nullleiter nicht über den FI-Schalter hinweg gemischt abzugreifen. Alle Spannungen werden jeweils hinter dem FI-Schalter gemessen.

Stromversorgung des Messsystems

Die Versorgungsspannung für das Messsystem wird ebenfalls über eine der drei Phasen der Spannungsmessung aus der Hausverteilung abgegriffen. Schließlich wird der Nullleiter mit dem Nullleiter in der Hausverteilung verbunden. Wiederum ist darauf zu achten, Phasenanschluss und Nullleiter nicht über einen FI-Schalter hinweg verteilt abzugreifen.

8.8 Inbetriebnahme des Messsystems

Bevor das Hausnetz wieder mit dem öffentlichen Stromnetz verbunden wird, wird die gesamte Installation mithilfe einer vorgefertigten Checkliste sorgsam und ausführlich überprüft. Dies geschieht zum einen durch eine Sichtprüfung und Bilddokumentation aller veränderten und neu eingebrachten Komponenten und deren richtigen Anschluss. Darüber hinaus werden alle Schraubklemmen und Muttern nochmals mit einem Schraubendreher bzw. Drehmomentschlüssel auf festen Sitz hin überprüft. Außerdem werden die Shuntboxen und die Kabel- und Messleitungsführung kontrolliert. Nach der Prüfung wird unter Beachtung der Regeln für das Arbeiten unter Spannung die Batterieleitung in die Shuntbox geführt und am Shunt befestigt. Danach werden die Shuntboxen und im Anschluss daran das Speichersystem selbst wieder geschlossen. Die elektrischen Installationen des Haushalts werden jetzt wieder wie folgt in Betrieb genommen:

Netzanschluss des Haushaltes

Nachdem die Prüfung der Installation erfolgreich abgeschlossen wurde, kann das Gesamtsystem schrittweise wieder in Betrieb genommen werden. Die Abdeckungen der Hausverteilung werden wieder angebracht. Die Sicherung gegen das Wiedereinschalten am Eingang der Hausverteilung wird entfernt und die Hauptsicherung eingeschaltet. Ebenso werden vorhandene LS-Schalter für die Unterverteilung im Haus wieder eingeschaltet, sofern sie geöffnet sind. Die Hausgeräte sind nun wieder mit Strom versorgt.

Wiederinbetriebnahme des Speichersystems (bei DC-gekoppeltem System)

Die PV-Anlage wird zunächst über die Solarstecker mit der PV-Messbox verbunden. Anschließend werden geöffnete Schalter in der Hausverteilung für das Speichersystem geschlossen. Das Speichersystem kann nun gemäß den Herstellervorgaben des Speichersystems eingeschaltet werden.

Installation des Einstrahlungssensors

Für die Installation des Einstrahlungssensors muss zunächst ein geeigneter Ort zur Befestigung des Sensors gefunden werden. Der Sensor wird auf einer beschattungsfreien Stelle montiert. Idealerweise wird er an der Unterkonstruktion der PV-Anlage angebracht. Bei der Installation des Sensors werden die Vorschriften für das Arbeiten auf Gebäudedächern beachtet.

Ist keine geeignete Stelle vorhanden oder nur unter sehr großem Aufwand zugänglich oder wird kein geeigneter Installationsort gefunden, der auch eine geeignete Messleitungsverbindung mit dem Messsystem ermöglicht, wird auf die Installation eines Einstrahlungssensors verzichtet.

Überprüfung der Funktionstüchtigkeit

Nach der vollständigen Installation aller Equipments wird das Messsystem auf Funktionstüchtigkeit getestet, indem mit einem Laptop und entsprechender Software auf das Messsystem zugegriffen wird. Dort werden Online-Werte ausgelesen und eine Plausibilitätsprüfung durchgeführt. So müssen beispielsweise die Phasenspannungen im eingeschalteten Zustand bei ca. 230 V liegen und den Strommessungen richtig zugeordnet sein. Weiter sollte bei keiner der Variablen ein undefinierter Wert angezeigt werden. Ebenso erfolgt ein Plausibilitätsabgleich mit angezeigten Messwerten des Speichersystems. Ergeben sich bei der Prüfung keine Fehler, ist die Installation erfolgreich abgeschlossen.

Aufbereitung der Daten des Intensiv-Monitorings für die Betreiber

Es ist geplant, den Teilnehmern des Intensiv-Monitorings auf dem Webportal des Speichermonitorings einen exklusiven Bereich zu schaffen, in welchem sie das Betriebsverhalten ihres Speichersystems in hoher Auflösung graphisch aufbereitet nachvollziehen können. Daneben werden den Betreibern schriftliche Berichte über das Verhalten ihrer Anlage zugesendet.

8.9 Durchführung von Kapazitätstests an Bleibatterien mit zugänglichen Polklemmen

Um eine quantitative Aussage zur Lebensdauerperformance der Batterien treffen zu können und diese mit den gemessenen Leistungsflüssen zu korrelieren, ist die Bestimmung der Kapazität der Batterien in den betrachteten Anlagen von zentraler Bedeutung. Es ist daher vorgesehen, an verschiedenen Systemen, die im Rahmen des Intensiv-Monitorings vermessen werden, Kapazitätstests durchzuführen. Dadurch soll insgesamt die belastungsabhängige Alterung der Batterien analysiert werden. Zur Vermessung der Kapazität von PV-Speichern werden im Folgenden reproduzierbare Vorgehen definiert, die somit auch eine unabhängige Bewertung des Gesundheitszustandes (engl.: State of health, SOH) erlauben.

Hierbei wird zwischen den verschiedenen am Markt verfügbaren Speichertechnologien unterschieden:

Bleibatteriesysteme mit zugänglichen Polklemmen

Bei Bleibatteriesystemen mit zugänglichen Polklemmen ist es möglich, mit externem Equipment direkt an den Polklemmen der Bleibatterie einen Kapazitätstest durchzuführen. Zu diesem Zweck wird das Speichersystem im ersten Schritt heruntergefahren und freigeschaltet. Unter Beachtung der Regeln für das Arbeiten unter Spannung wird das System über eine Wartungstüre oder -klappe geöffnet. Um die Batterie nach Abschluss des Tests wieder auf denselben Ladezustand bringen zu können, wird eine Spannungsmessung an den Batteriepolen durchgeführt, um den anfänglichen Ladezustand zu bestimmen.

Ladung der Batterie

Die Batterie wird vom Rest des Systems abgeklemmt und ein Ladegerät direkt an die Polklemmen der Batterie angeschlossen. Mit diesem Ladegerät wird die Batterie auf die durch Datenblätter des Speichers bzw. der Batterie vorgegebene maximale Spannung über ein CCCV (constant current constant voltage) Ladeverfahren aufgeladen.

Realisierung des Intensiv-Monitorings

Durchführung von Kapazitätstests

Dieser Vorgang kann je nach Batterietechnologie und Ladezustand zu Beginn bis zu 10 Stunden dauern. Im Anschluss an die Ladung erfolgt eine Ruhephase von mindestens 60 Minuten, um Diffusionsvorgänge in der Batterie abklingen zu lassen.

Entladung der Batterie

Erst danach wird anstatt des Ladegeräts nun eine Last an die Batterie angeschlossen und so lange ein konstanter Strom von der Batterie gefordert, bis sie ihre vom Hersteller vorgegebene minimale Spannung erreicht. Bei einer C/10 Entladung kann auch dieser Vorgang bis zu 10 Stunden dauern.

Wiederherstellung des Startzustandes

Nach Abschluss der Entladung wird erneut das Ladegerät angeschlossen und die Batterie wird wieder auf den vor dem ersten Aufladen gemessenen Spannungswert aufgeladen. Je nach Ladezustand zu Beginn des Kapazitätstests, ist hier erneut mit einer Ladezeit von bis zu 10 Stunden zu rechnen.

Rückbau

Nachdem die finale Ladung abgeschlossen ist, wird das Ladegerät von der Batterie getrennt. Falls es sich um eine Bleibatterie mit flüssigem Elektrolyt handelt wird daraufhin ein eventuell durch die Belastung entstandener Flüssigkeitsverlust durch Gasung in der Batterie kontrolliert und gegebenenfalls durch Nachfüllen von destilliertem Wasser ausgeglichen. Das System wird zuletzt wieder in den Zustand vor dem Kapazitätstest zurückversetzt (siehe Kapitel 8-8) und wieder für den normalen Hausbetrieb freigegeben.

8.10 Durchführung von Kapazitätstests an Lithium-Ionen Batterien oder Bleibatteriesystemen mit nicht zugänglichen Polklemmen

Aufgrund des erhöhten Gefährdungspotenzials von Lithium-Ionen Batterien sowie typischerweise auch bei ausgeschaltetem Speichersystem aktiven BMS ist die direkte Durchführung eines Kapazitätstests bei Systemen mit Lithium-Ionen Batterien nicht praktikabel. Das gleiche gilt für Speichersysteme mit Bleibatterien, deren Polklemmen nicht ohne tiefe Eingriffe in das System zugänglich sind. Daher wird in diesen Fällen die Netto-Kapazität des Systems vermessen ohne den Batteriespeicher vom Rest des Speichersystems zu trennen.

Ladung der Batterie

Der initiale Ladevorgang kann grundsätzlich über zwei verschiedene Methoden durchgeführt werden, die folgend kurz erläutert werden:

Netzladung: Für das Aufladen des Speichers kann – sofern vorhanden – auf eine Gerätefunktion zurückgegriffen werden, die das System über Netzbezugsstrom auflädt. Bei dieser Möglichkeit kann kein Einfluss auf den Ladestrom genommen werden.

Ladung durch PV-Simulator: Ist eine solche Funktion nicht vorhanden, kann auf einen mitgebrachten PV-Simulator zurückgegriffen werden, anstatt auf die hauseigene PV-Anlage und damit auf das Wetter angewiesen zu sein. Für den PV-Simulator wird ein dreiphasiger Starkstrom-Anschluss zur Versorgung benötigt. Dieser kann entweder bereits als Wandsteckdose vorliegen oder er wird vorübergehend neu an der Hausverteilung hergestellt, indem an den drei Phasen sowie dem Null- und Schutzleiter der Hausverteilung eine CEE-Wandsteckdose 16A angeschlossen wird. Die zusätzliche Belastung durch den Simulator ist als gering einzustufen, da für den Kapazitätstest nur geringe Ladeströme verwendet werden.

Ruhezeit

Mittels einer der oben beschriebenen Methoden wird das System auf einen Ladezustand von 100% gebracht. Anschließend folgt eine Ruhephase von mindestens 60 Minuten, um Diffusionsvorgänge in der Batterie abklingen zu lassen.

Entladung

Um eine gezielte Entladeleistung einstellen zu können, wird sich eines Alternativzählers bedient, der seitens der RWTH Aachen gestellt wird. Eine elektrische AC-Last wird an eine CEE 7/4-Steckdose angeschlossen, wobei zwischen der Steckdose und der Last der Austauschzähler geschaltet ist. Das Anschlussschema ist in Abbildung 8-13 dargestellt. Der Alternativzähler wird anstatt des originalen Verbrauchszählers an das Speichersystem angeschlossen. Sobald die Last eingeschaltet wird, sieht das Speichersystem nur genau diese Last als Hausverbrauch und entlädt mit der dementsprechenden Leistung. Für den Kapazitätstest wird eine konstante Entladeleistung eingestellt. Die Leistung wird so hoch gewählt, dass das Speichersystem innerhalb von 10 Stunden vollständig entlädt. Eine Überlastung des Stromkreises, an den die Steckdose gekoppelt ist, findet aufgrund der niedrigen Entladeleistungen für den Kapazitätstest nicht statt.

Rückbau

Nach der Entladung werden PV-Simulator und elektrische Last wieder entfernt und das Gesamtsystem wieder in den

Zustand von vor dem Kapazitätstest zurückversetzt. Ein erneutes Aufladen auf den Startladezustand ist hier nicht notwendig, da im Gegensatz zum Kapazitätstest aus Abschnitt 8.9 kein Eingriff vorbei am Energiemanagementsystem des Speichers vorgenommen wurde.

8.11 Qualität der im Feld vorgefundenen Speicherinstallationen

Im Rahmen der andauernden Installationsarbeiten zum Intensiv-Monitoring erhalten die ausführenden Ingenieure des ISEA Einblicke in die Qualität der mechanischen und elektrischen Installationen der jeweiligen Solarstromspeicher. Diese werden typischerweise durch gewerbliche Installateure (Solateure) ausgeführt. Da PV-Speicher ein vergleichsweise junger Markt sind, in dem seitens der Installateure zum Teil bisher nur geringe Erfahrungen bestehen, kann die Evaluierung der vor Ort vorgefundenen Installationen ein wichtiger Indikator für allgemein bestehende Probleme mit dieser neuen Technologie sein.

Bis zum Veröffentlichungsdatum des vorliegenden Jahresberichts wurden insgesamt 13 Installationen von hochauflösenden Messsystemen an privat betriebenen PV-Speichern durchgeführt. Die dabei vorgefundenen Installationen waren insbesondere zu Beginn der Untersuchungen nicht immer fachgerecht ausgeführt und wiesen zum Teil erhebliche Mängel auf (siehe Jahresbericht 2015).

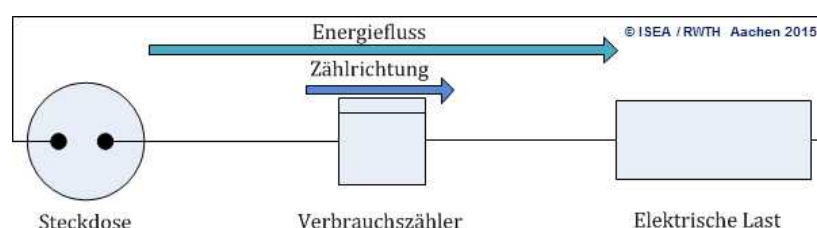


Abbildung 8-13: Schematische Darstellung des Anschlusses von Last und Verbrauchszähler im Rahmen der Kapazitätstests

Realisierung des Intensiv-Monitorings Qualität der im Feld vorgefundenen Speicherinstallationen

Vorgefundene Installationsfehler wurden jeweils umgehend mit dem Betreiber des Speichersystems kommuniziert. Des Weiteren wurde der verantwortliche Solateur kontaktiert und auf die bestehenden Mängel hingewiesen. In den aufgetretenen Fällen konnte so jeweils eine zügige und für den Betreiber kostenfreie nachträgliche Behebung der Installationsfehler erwirkt werden.

Es kann als Erfolg des Monitorings und als ein genereller Fortschritt der Branche gewertet werden, dass die seit Mitte 2015 besichtigten PV-Speichersysteme durchgängig höhere Installationsqualitäten aufwiesen. Dies kann sowohl auf höhere Erfahrung von Installateuren, aber auch installationsfreundlichere Speichersysteme und bessere Schulungen zurückgeführt werden.

Auswertung des Intensiv-Monitorings



Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des vorliegenden Jahresberichts waren hochauflösende Messsysteme an vier PV-Speichern im Prüflabor des ISEA sowie an 13 privat betriebenen Solarstromspeichern im Großraum Nordrhein-Westfalen installiert. Bis Ende Juni ist die andauernde Vermessung von insgesamt zwanzig PV-Speichern in Feldversuchen geplant. Die wesentlichen elektrischen Daten der bis Ende 2015 messtechnisch erfassten PV-Speichersysteme sowie der zugehörigen Haushalte sind in Tabelle 9-1 zusammengefasst.

In den folgenden Kapiteln werden verschiedene Auswertungen der erhobenen Messwerte dargestellt: Zunächst wird der Einfluss der Speichersysteme auf Eigenverbrauch und Autarkiegrad der Haushalte im Jahresverlauf betrachtet (Kapitel 9.1 bis 9.2). Anschließend folgt eine Analyse der Betriebsweisen, der Netzurückwirkung und der individuellen Belastungshäufigkeiten unterschiedlicher Speichersysteme (Kapitel 9.3 bis 9.5). Schließlich werden Labor- und Feldmessungen hinsichtlich der Wirkungsgrade von Leistungselektronik und Batteriespeicher sowie des Regelverhaltens analysiert (Kapitel 9.6 bis 9.9).

9.1 Eigenverbrauchsquoten der im Feld untersuchten Solarstromspeicher

Ziel vieler Betreiber von PV-Anlagen und speziell der Betreiber von Speichersystemen ist es, möglichst viel des durch die heimische PV-Anlage erzeugten Stroms selbst im Haushalt zu verwenden. Aufgrund einer Asymmetrie zwischen PV-Erzeugung und Verbrauch, kann ein Speichersystem hier zu einer deutlichen Erhöhung des Eigenverbrauchsanteils führen. Um die Effektivität von Speichern hinsichtlich des Eigenverbrauchs zu untersuchen, wurden die Messdaten der teilnehmenden Haushalte des Intensiv-Monitorings dahingehend analysiert und die Ergebnisse von vier Systemen, unterschiedlicher Hersteller in Abbildung 9-1 dargestellt. Aufgrund der unterschiedlichen Installationszeitpunkte der Systeme variiert auch der durch das Monitoringprogramm abgedeckte Zeitraum. Die in diesem Kapitel durchgeführten Auswertung wurde daher für das am längsten im Feld befindliche Messsystem des jeweiligen Herstellers durchgeführt.

ID	PV [kWp]	Stromverbrauch [kWh]	Speichertyp	Topologie	Kapazität netto [kWh]	$P_{\text{Batt, max}}$ [kW]
1	9,90	3.918	E3DC S10	DC	9,20	3,00
2	9,56	6.000	Senec Home	AC	8,00	2,50
3	10,00	5.932	Sonnenbatterie eco 9.0	AC	7,00	3,00
4	6,50	8.007	Senec Home G2+	AC	8,00	2,50
5	9,80	6.670	E3DC S10	DC	9,20	3,00
6	9,80	3.500	Senec Home G2+	AC	8,00	2,50
7	5,25	1.800	SMA SB SE 5000	DC	2,00	1,50
8	6,24	6.000	SMA SB SE 5000	DC	2,00	1,50
9	9,94	7.000	Sonnenbatterie eco 9.0	AC	7,00	3,00
10	9,94	5.200	Sonnenbatterie eco 8.0	AC	8,00	3,30
11	6,24	3.000	E3DC S10 Mini	DC	4,60	1,50
12	7,80	8.761	E3DC S10	DC	9,20	3,00

Tabelle 9-1: Zusammenfassung der elektrischen Daten der bisherigen Teilnehmer des Intensiv-Monitorings

Eigenverbrauchsquoten mit Speicher

Aus den hochauflösenden Messdaten lassen sich die tatsächlich erreichten Eigenverbrauchsquoten der Haushalte mit und ohne Speichersystem ermitteln. Die Eigenverbrauchsquote wird hierbei definiert als der Anteil der photovoltaischen Erzeugung, der direkt verbraucht oder in das Speichersystem geladen wird, um somit später wieder dem Haushalt zugeführt zu werden. Der Eigenverbrauch entspricht damit der PV-Energie, die nicht in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird:

$$EVQ = \left(1 - \frac{\text{Netzeinspeisung [kWh]}}{\text{PV Erzeugung [kWh]}} \right) \cdot 100 \%$$

Die Verluste innerhalb des Speichers, wie z.B. Ladeverluste und Verluste in der Elektronik zählen in dieser Rechnung, da die DC-seitige PV-Erzeugung als Bezugsgröße herangezogen wird, zum Hausverbrauch dazu. Somit fallen bei AC-gekoppelten Systemen die Leistungsverluste im externen PV-Wechselrichter ebenfalls unter den Hausverbrauch.

Eigenverbrauchsquoten ohne Speicher

Neben der tatsächlichen Eigenverbrauchsquote lässt sich aus den hochauflösenden Messdaten auch die Eigenverbrauchsquote eines Haushaltes ermitteln, die mit PV-Anlage, jedoch ohne Speichersystem aufgetreten wäre. In der Auswertung wird dazu die Gleichzeitigkeit der gemessenen DC-seitigen PV-Erzeugung und des gemessenen Hausverbrauchs analysiert. Daraus lässt sich ein theoretischer Eigenverbrauch "ohne Speicher" errechnen, indem zunächst die virtuell in das Stromnetz eingespeiste Energiemenge ohne vorhandenen Speicher berechnet wird. Daraus lässt sich der Eigenverbrauch ohne Speicher ermitteln und mit derselben Formel wie zuvor eine Eigenverbrauchsquote errechnen.

Bei dieser Methodik wird eine Änderung der Einspeisegrenze von 60 % auf 70 % gemäß der EEG Vergütung für

netzeinspeisende PV-Anlagen ohne Speichersystem vernachlässigt. Das kann besonders in den Sommermonaten in Peakzeiten zu höheren errechneten Eigenverbrauchsquoten ohne Speichersystem führen, als es tatsächlich der Fall gewesen wäre, wenn der Haushalt nur eine netzeinspeisende PV-Anlage betreiben würde. Findet in den Messdaten eine Abregelung auf 60 % der PV-Nennleistung statt, so fließt diese Abregelung auch in die errechnete Eigenverbrauchsquote ohne Speichersystem mit ein.

Steigerung des Eigenverbrauchsanteils

Viele der hochauflösenden Messsysteme wurden erst im Verlauf des Jahres 2015 installiert, so dass nur für ein einziges Speichersystem die Messdaten eines vollständigen Jahres vorliegen. Es lassen sich jedoch bereits folgende qualitativen Aussagen treffen:

- Die ermittelten Eigenverbrauchsquoten der Haushalte "ohne Speicher" steigen in den Wintermonaten erwartungsgemäß an: Da die PV-Erzeugung aufgrund der kürzeren Tage und des niedrigeren Sonnenstands sinkt während der Hausverbrauch ansteigt, wird anteilig mehr PV-Leistung zur Deckung des Hausbedarfs genutzt.
- In den Sommermonaten ist die PV-Erzeugung hingegen so hoch, dass meist nur ein geringerer Anteil im Haus genutzt werden kann, sofern der Anlagenbetreiber seinen Stromverbrauch nicht der dargebotsabhängigen PV-Erzeugung manuell anpasst, indem er z.B. energieintensive Prozesse in die sonnenreiche Zeit verlegt.
- Die hochauflösenden Messdaten zeigen, dass die erreichten Eigenverbrauchsquoten aller untersuchten Haushalte durch Einsatz der PV-Heimspeichersysteme signifikant gesteigert werden konnte. Steigerungen von über 20 Prozentpunkten sind in den Sommermonaten, aber auch in den Wintermonaten leicht zu erzielen.

Auswertung des Intensiv-Monitorings Eigenverbrauchsquoten der im Feld untersuchten Solarstromspeicher

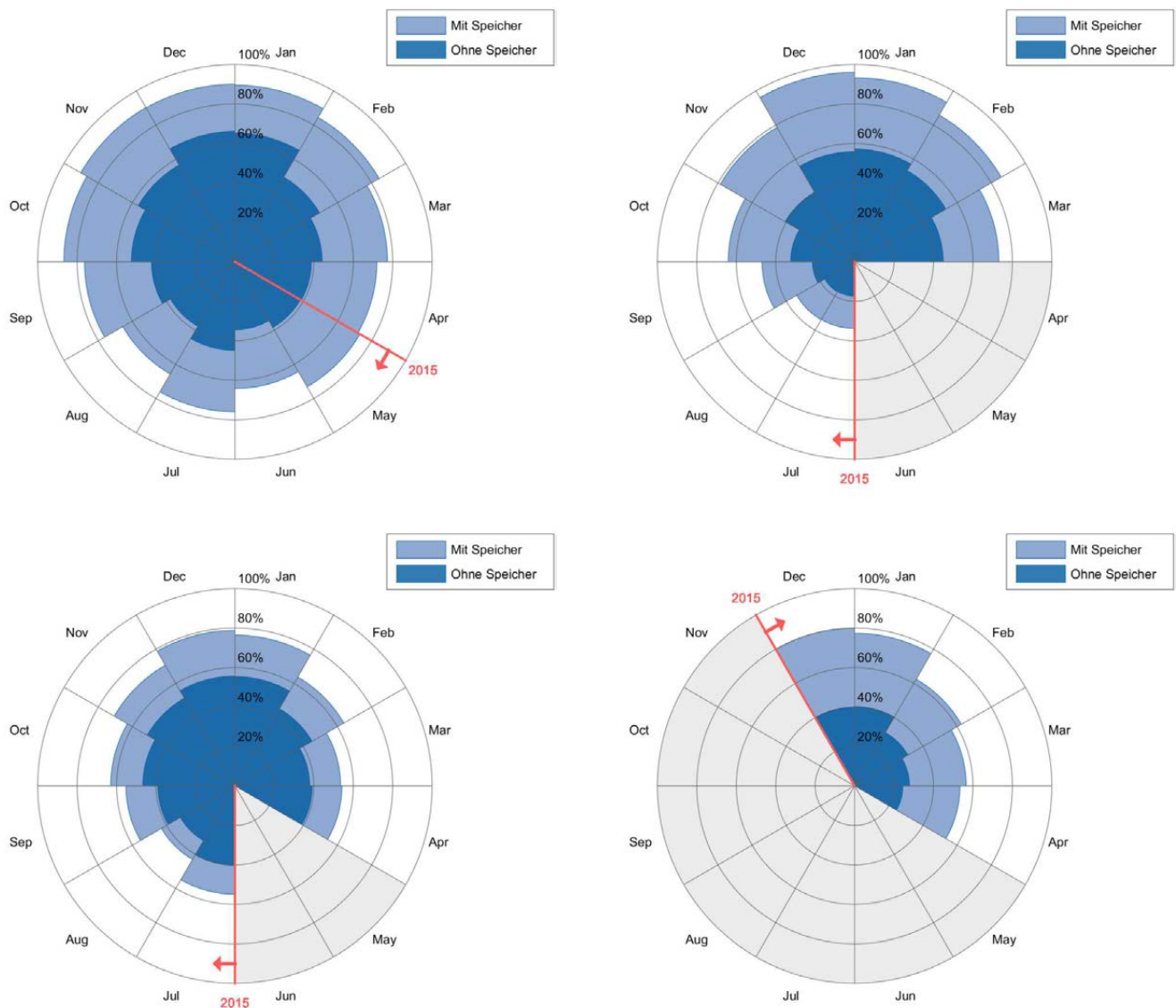


Abbildung 9-1: Darstellung der Eigenverbrauchsquote im Jahresverlauf von 4 ausgewählten Speichersystemen.

Oben rechts: ID 10, $P_{PV} = 9,94$ kWp, $E_{Jahr} = 5.200$ kWh, $C_{Batt} = 8,0$ kWh

Oben links: ID 04, $P_{PV} = 6,50$ kWp, $E_{Jahr} = 8.007$ kWh, $C_{Batt} = 8,0$ kWh

Unten links: ID 08, $P_{PV} = 6,24$ kWp, $E_{Jahr} = 6.000$ kWh, $C_{Batt} = 2,0$ kWh

Unten rechts: ID 05, $P_{PV} = 9,80$ kWp, $E_{Jahr} = 6.670$ kWh, $C_{Batt} = 9,2$ kWh

Grenzen

Selbst mit installierten Speichersystemen kann bei keinem der untersuchten Haushalte im Jahresverlauf ein Monat mit vollständigem Verbrauch der Solarenergie beobachtet werden. Dies ist insofern bemerkenswert, da aufgrund der geringen PV-Erzeugung im Winter zumindest die großen PV-Speicher genügend Kapazität hätten, um die gesamte Tageserzeugung der jeweiligen PV-Anlagen aufnehmen. Doch auch in den Wintermonaten kann es für kurze Zeiten zu einer relativ hohen PV-Einspeisung bei gleichzeitig kaum vorhandener Haushaltslast kommen. Dann ist die Batterieladung allein durch die Leistungsfähigkeit des Systems bzw. der Batterie(-umrichters) begrenzt und Überschussleistung muss weiterhin in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden. Hinzu kommen Regelungsgenauigkeiten und -verzögerungen, wie sie in Kapitel 9.6.7 näher beschrieben werden.

Einfluss der Speichergroße

Insgesamt lässt sich anhand der Daten die erwartete Korrelation zwischen Steigerung der Eigenverbrauchsquote und Kapazitätsgröße des Speichers zeigen. Ein relativ kleines Speichersystem mit nur wenig nutzbarer Kapazität erreicht im Schnitt eine kleinere Steigerung der Eigenverbrauchsquote, als es Speichersysteme mit deutlich größeren Kapazitäten vermögen. Sichtbar wird hingegen auch, dass sich dieser Nachteil in den erzeugungsschwachen Monaten ein zum Teil egalisiert, da die Speichergroße aufgrund geringerer PV-Erzeugung weniger ins Gewicht fällt. Dies deckt sich mit den in Kapitel 7.4 dargestellten Auswertungen des Standard-Monitorings.

9.2 Autarkiegrade der im Feld untersuchten Solarstromspeicher

Wie in Kapitel 6.7 gezeigt, ist für viele Speicherbetreiber die Steigerung der Unabhängigkeit von Energieversorgern eine der wichtigsten Motivationen zum Kauf eines PV-

Heimspeichersystems. Über eine erhöhte Autarkie soll eine Absicherung gegen steigende Strompreise erfolgen. Dabei ist es nicht das primäre Ziel der Betreiber, sich komplett vom zuverlässigen, öffentlichen Stromnetz zu separieren, sondern im technisch umsetzbaren Rahmen den Einfluss durch steigende Strompreise zu dämpfen. Im Folgenden wird anhand der Messdaten des Intensiv-Monitorings der Einfluss der Speichersysteme auf den Autarkiegrad untersucht.

Autarkiegrad mit Speicher

Der Autarkiegrad beschreibt die bilanzielle Unabhängigkeit eines Haushalts vom öffentlichen Stromnetz. Da die meisten PV-Speichersysteme jedoch nicht inselbildend arbeiten, findet auch in Phasen, in denen sich der Haushalt bilanziell zu 100% autark versorgt, ein Leistungsaustausch mit dem öffentlichen Stromnetz statt. Eine vollständige (physikalische) Autarkie vom öffentlichen Stromnetz ist mit den meisten am Markt vertretenen Speichersystemen technisch nicht umsetzbar - dies ist in Hinblick auf die Jahresbilanz von Erzeugung und Verbrauch (siehe Abbildung 9-2 und Kapitel 7.3) jedoch auch nicht sinnvoll, da es spätestens im Winter zu einer bilanziellen Unterversorgung des Haushaltes kommen wird, sofern keine alternativen dezentralen Erzeugungsquellen, beispielsweise ein Blockheizkraftwerk oder eine kleine Windanlage, zur Verfügung stehen. Aus den hochauflösenden Messdaten lässt sich der Autarkiegrad eines Haushaltes mit Speichersystem nach folgender Formel ermitteln:

$$\text{Autarkiegrad} = \left(1 - \frac{\text{Netzbezug [kWh]}}{\text{Stromverbrauch [kWh]}} \right) \cdot 100 \%$$

Wird der Hausverbrauch komplett durch Netzbezug gedeckt, so ergibt sich ein Autarkiegrad von 0 %. Kann der Netzbezug hingegen nahezu vermieden werden, so steigt der Autarkiegrad auf fast 100 %.

Auswertung des Intensiv-Monitorings

Autarkiegrade der im Feld untersuchten Solarstromspeicher

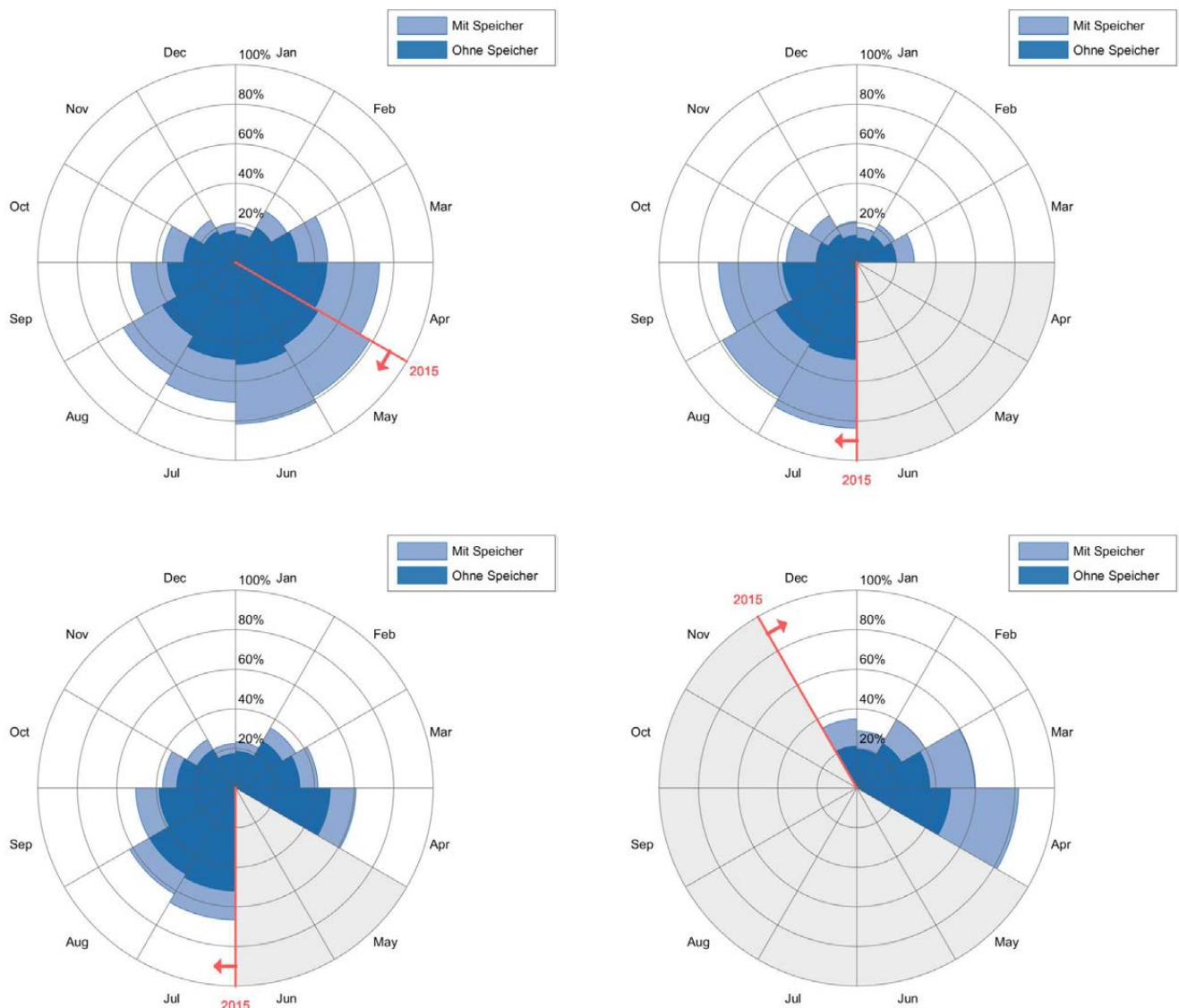


Abbildung 9-2: Darstellung der Autarkiequote im Jahresverlauf von 4 ausgewählten Speichersystemen.

Oben rechts: ID 10, $P_{PV} = 9,94 \text{ kWp}$, $E_{Jahr} = 5.200 \text{ kWh}$, $C_{Batt} = 8,0 \text{ kWh}$

Oben links: ID 04, $P_{PV} = 6,50 \text{ kWp}$, $E_{Jahr} = 8.007 \text{ kWh}$, $C_{Batt} = 8,0 \text{ kWh}$

Unten links: ID 08, $P_{PV} = 6,24 \text{ kWp}$, $E_{Jahr} = 6.000 \text{ kWh}$, $C_{Batt} = 2,0 \text{ kWh}$

Unten rechts: ID 05, $P_{PV} = 9,80 \text{ kWp}$, $E_{Jahr} = 6.670 \text{ kWh}$, $C_{Batt} = 9,2 \text{ kWh}$

Autarkiequote ohne Speicher

Analog zur Eigenverbrauchsquote lässt sich durch eine Analyse der Messdaten hinsichtlich Gleichzeitigkeit von PV-Erzeugung und Hausverbrauch ein theoretischer Netzbezug ermitteln, der im betrachteten Haushalt ohne Speichersystem aufgetreten wäre. Über die oben dargestellte Formel kann dann unmittelbar der Autarkiegrad "ohne Speicher" ermittelt werden. Im Gegensatz zur Berechnung der Eigenverbrauchsquote schlägt sich eine Spitzenkappung der PV-Anlage nicht im ermittelten Autarkiegrad nieder, da zur Berechnung nur der Netzbezug relevant ist: Zu Zeiten, in denen eine Abregelung der PV-Leistung stattfindet, wird kein Strom aus dem Netz bezogen.

Steigerung der Autarkie

Der Verlauf des Autarkiegrades ist über das Jahr gesehen konträr zur Eigenverbrauchsquote. Im Sommer kann dank hoher PV-Erzeugung ein größerer Anteil des häuslichen Strombedarfs durch die PV-Anlage gedeckt werden. Im Winter hingegen steigt zum einen der Strombedarf in deutschen Haushalten üblicherweise an und zum anderen sinken die solaren Einstrahlungswerte auf einen Bruchteil der im Sommer üblichen Werte ab. Dennoch leisten in allen dargestellten Fällen die Speichersysteme einen nennenswerten Beitrag zur Steigerung der bilanziellen Unabhängigkeit des Haushaltes vom öffentlichen Stromnetz. Den größten Effekt erzielen die Speicher jedoch in den sonnenreichen Monaten von Mai bis September.

Grenzen

Auffällig ist, dass trotz hoher Autarkiegrade auch im Sommer keine 100% Unabhängigkeit erzielt werden kann. Die Speicher und auch die PV-Anlagen sind nicht dafür ausgelegt, mehr als einen Tag bei schlechten Wetterbedingungen überbrücken zu können. Dementsprechend kann im Zeitraum von einem Monat typischerweise keine vollständige Autarkie erzielt werden. Darüber hinaus treten die gleichen Effekte wie bei der Eigenverbrauchsquote zu-

tage: Aufgrund von Regelungenauigkeiten und Totzeiten reagieren die Speichersysteme nicht ideal auf Last- und Erzeugungswechsel. Dementsprechend kommt es immer wieder zu kurzen Phasen von Netzbezug und in Folge geminderten Autarkiegraden.

Einfluss der Speichergroße

In der Auswertung zeigt sich ebenfalls eine erwartete Korrelation zwischen nutzbarer Speicherkapazität und Autarkie. Große Speichersysteme, wie A, B und D leisten in sonnenreichen Zeiten einen deutlich höheren Beitrag, als das kleinere System B. Im Winter hingegen nivelliert sich der Vorteil der großen Speichersysteme, da die PV-Überschüsse in den meisten Fällen nicht mehr ausreichen, um die größeren Speicher gänzlich zu füllen. Bei Blei-Systemen kommen im Winter erschwerend Erhaltungsladungen hinzu, die den Speicher vor der Sulfatierung schützen sollen. Die geringe Sonneneinstrahlung reicht dazu in den meisten Fällen alleine nicht mehr aus.

9.3 Betriebsstrategien unterschiedlicher PV-Speichersysteme

Eine hohe Durchdringung der Niederspannungsnetze mit PV-Anlagen kann in Zeiten starker solarer Einstrahlung lokal zu Überbeanspruchungen der Netzinfrastruktur führen. Um diese Problematik zu mindern können PV-Anlagen heute entweder über einen Rundsteuerempfänger abgeregelt oder starr auf 70 % Ihrer nominellen Erzeugungsleistung begrenzt werden. Für den Anlagenbetreiber wäre es dagegen wünschenswert, jede Kilowattstunde an Energie, die durch seine PV-Anlage generiert werden kann, auch zu nutzen – ob durch Einspeisung oder Eigenverbrauch.

Nutzen eines dezentralen Speichersystems

PV-Heimspeichersysteme können durch Ihre Fähigkeit der Stromspeicherung genau an diesem Punkt ansetzen, um einen Nutzen für den Speicherbetreiber zu erzielen

Auswertung des Intensiv-Monitorings

Betriebsstrategien unterschiedlicher PV-Speichersysteme

und zeitgleich das Niederspannungsnetz zu entlasten und damit für eine stärkere Durchdringung mit PV-Anlagen zu ertüchtigen. PV-Leistung, die ansonsten abgeregelt werden müsste, lässt sich durch ein Batteriesystem zwischenspeichern und somit für eine spätere Nutzung zugänglich machen. Gleichzeitig treten trotzdem keine zu hohen Erzeugungsspitzen am Netzanschlusspunkt des Haushalts auf. Um beiden Zielen gerecht zu werden, müssen PV-Speichersysteme über ein entsprechend intelligentes Energiemanagement verfügen. Um Erzeugungsspitzen im Sommer zuverlässig abfangen zu können, müssen zum Auftretszeitpunkt noch dementsprechende Kapazitätsreserven im Speicher vorhanden sein. Das Energiemanagementsystem (EMS) ist für die Vorhaltung dieser Reserven verantwortlich und kann über eine geeignete Wetterprognose abschätzen, wie groß die Reserven sein müssen. Bei einer schlechten Abschätzung kann es passieren, dass der Speicher so lange Reserven frei hält, bis die Erzeugung nicht mehr groß genug ist, um den Speicher vollständig zu füllen. Diese Energie steht dann nicht für den Eigenverbrauch am Abend zur Verfügung. Werden hingegen zu geringe Reserven vorgehalten, kann der Speicher seine Aufgabe der Spitzenkappung nicht wahrnehmen und es muss Solarenergie abgeregelt werden. Der Speicherbetreiber verliert dadurch in beiden Fällen Energie für den Eigenverbrauch.

Verhalten in der Praxis

Durch die umfassende Vermessung der Speichersysteme im Feld lassen sich deutliche Unterschiede in der Betriebsweise unterschiedlicher Modelle feststellen. Exemplarisch werden an dieser Stelle die Ladestrategien von zwei Speichersystemen verglichen. Abbildung 9-3 zeigt jeweils den Tagesverlauf der Netzeinspeisung bei zwei unterschiedlichen Haushalten mit PV-Anlage und Speichersystem. Zusätzlich ist die Energiemenge aufgetragen, die durch Einsatz des Speichers nichts in das öffentliche Stromnetz eingespeist wurde. Dies entspricht in guter Näherung der in den Speicher geladenen Energiemenge.

In beiden Fällen wäre die PV-Leistung zur Mittagszeit groß genug, um die 60%-Einspeisegrenze für PV-Anlagen mit gefördertem Speichersystem (für Anlagen, die bis Ende 2015 installiert wurden) zu überschreiten. Anhand der beiden Systeme lassen sich zwei unterschiedliche Betriebsweise identifizieren.

Eigenverbrauchsmaximierung

Diese Art einen Speicher zu betreiben hat zur Maxime, den Speicher maximal auszunutzen. Daher wird so früh wie möglich Energie in den Speicher geladen. Diese relativ simple Betriebsstrategie erfordert kein ausgefeiltes EMS und kann auf Prognosen bezüglich Wetter und Last verzichten. Die obere Kurve in Abbildung 9-3 zeigt das gemessene Ladeverhalten eines Systems mit dieser Betriebsstrategie. Das Speichersystem beginnt in den frühen Morgenstunden beim ersten PV-Überschuss mit der Ladung der Batterie. In der Folge wird eine größere Netzeinspeisung durch den Speicher am Morgen vermieden. Aufgrund der beträchtlichen Beladung des Speichers am Morgen und Vormittag, hat die Batterie zur Mittagszeit in diesem Fall einen Ladezustand erreicht, der es nötig macht, die Ladeleistung zu reduzieren: Das Speichersystem geht in eine Konstantspannungsladephase über, in der nur noch wenig Leistung aus der Solaranlage aufgenommen wird. Aufgrund der großen Speicherkapazität kann das System auch in der Mittagsspitze der Erzeugung noch Energie aufnehmen. Dennoch wird an diesem Tag ersichtlich, dass die Ladeleistung nicht mehr ausreicht, um die PV-Einspeisung in das Netz auf die für dieses System in den KfW-Förderbedingungen geforderten 60% der PV-Anlagennennleistung zu begrenzen. Konsequenterweise müsste hier der PV-Wechselrichter die Erzeugungsleistung begrenzen. Für den Betreiber der PV-Anlage ist das also nachteilhaft, weil er die theoretisch abrufbare Energie in der Mittagsspitze verwerfen muss und sie damit nicht mehr für die Nutzung im Haushalt zur Verfügung steht.

Netzdienlicher Betrieb

Wie in Abbildung 9-3 (oben) gezeigt, kann der eigenverbrauchsmaximierende Betrieb aufgrund fehlender Intelligenz dazu führen, dass auf eine Abregelung der PV-Erzeugung in Spitzenzeiten zurückgegriffen werden muss, obwohl grundsätzlich die Kapazität des Speichersystems ausreichend wäre, um die volle Erzeugungsspitze oberhalb der 60 % Einspeisegrenze aufzunehmen. Dieses Problem kann durch eine Anpassung in der Betriebsweise des Speichers vermieden werden. Der netzdienliche Betrieb zielt darauf ab, den oberen Teil der Erzeugungskurve abzuschneiden, indem die Batterie gezielt geladen wird, und die Energie in die Abend- bzw. Nachtstunden zu verschieben. Wartet der Speicher allerdings zu lange mit der Ladung der Batterie ab, kann es im schlimmsten Fall passieren, dass das Wetter während der Ladung für den Rest des Tages umschwingt und nicht mehr genügend PV-Überschuss vorhanden ist, um das System noch vollständig bis Sonnenuntergang zu laden. Aus netztechnischer Sicht wäre dies kein Problem; für den Betreiber des Speichers hingegen wäre dann sein Betriebsmittel nicht optimal ausgenutzt worden.

Einsatz von Prognosen

Um eine Abregelung von PV-Leistung dies zu verhindern, kann auf ein intelligentes EMS zurückgegriffen werden, das sowohl Wetter- als auch Lastprognose in seine Berechnung einbezieht. Je besser die Prognosen sind, desto genauer kann abgeschätzt werden, wie der PV-Überschuss für des Tages aussieht und wann eine Batterieladung gestartet werden sollte. Für Lithium-Ionen Batterien hat diese Betriebsstrategie zudem noch einen weiteren Vorteil: Lithium-Ionen Batterien erfahren allgemein eine erhöhte Alterung, wenn sie lange Zeit in hohen Ladezuständen betrieben werden. Ein verzögertes Vollladen der Batterien hat zur Folge, dass das System eine längere Zeit auf einem niedrigen Spannungsniveau verbringt und dabei weniger stark altert. Dies kann einen signifikant posi-

ven Einfluss auf die erreichbare Lebensdauer der Batterie haben¹.

Unter den untersuchten Systemen findet sich für diese Betriebsweise ein Beispiel, anhand dessen sich der positive Effekt für das Netz und für den Betreiber zeigen lässt. Abbildung 9-3 zeigt den Tagesverlauf für Netzeinspeisung und Batterieladung für ein anderes System. Auch dieser Tag wurde danach ausgewählt, dass die Betriebsweise deutlich erkennbar ist.

Im Gegensatz zum in Abbildung 9-3 oben dargestellten System erfolgt hier keine sofortige Beladung des Speichers, sobald PV-Überschuss vorhanden ist. Die Ladung wird tatsächlich erst am Vormittag gestartet. Durch die so zurückgehaltene Kapazität kann die Erzeugungsspitze effektiv gepuffert werden. Der Betreiber hat dadurch den Vorteil, diese Energie erst gar nicht abregeln zu müssen, sondern sie nutzbar im Speicher zu haben. Für das Verteilnetz ergibt sich durch diese Betriebsweise sogar ein stärker entlastender Effekt, als eine strikte 60 %-Abregelung bewirken würde. Durch den Speicher wird die maximale Netzeinspeisung effektiv nicht nur auf die 60 % begrenzt, sondern sogar deutlich darunter. Das Speichersystem wäre damit auch in der Lage, die im Rahmen der zweiten Periode der KfW-Förderung verschärften Randbedingungen (50 % Spitzenkappung) problemlos zu erfüllen.

¹ Die Alterung von Bleibatterien wird dagegen unter anderem aufgrund von ungünstiger Kristallbildung (Sulphatierung) insbesondere in niedrigen Ladezuständen stark beschleunigt. Im Sinne einer Maximierung der Batteriebensdauer sollten diese Speichersysteme daher so schnell wie möglich vollgeladen werden. Ein eventuelles Abregeln von PV-Leistung zur Mittagszeit muss dann in Kauf genommen werden.

Auswertung des Intensiv-Monitorings

Betriebsstrategien unterschiedlicher PV-Speichersysteme

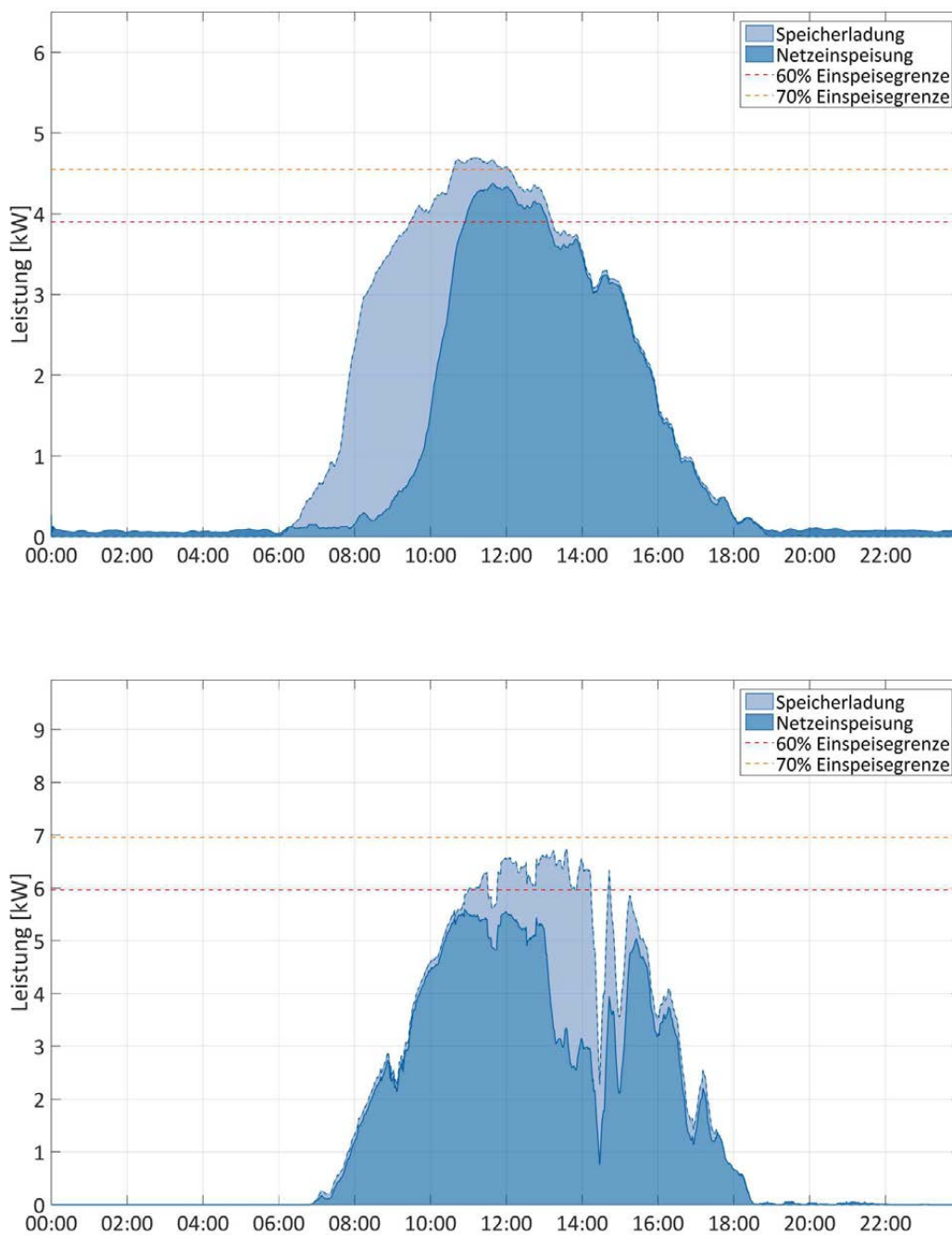


Abbildung 9-3: Vergleich einer eigenverbrauchsmaximierenden (oben) und einer netzdienlichen (unten) Betriebsweise

9.4 Netzurückwirkung dezentraler Solarstromspeicher

Verschiedene Studien haben anhand von Zeitreihensimulationen gezeigt, dass dezentrale Speichersysteme einen Beitrag zur verbesserten Integration erneuerbarer Energien leisten können (siehe unter anderem [38 -40]). Im folgenden sollen durch Auswertung hochauflösender Messdaten die tatsächlichen Effekte auf die Niederspannungsnetze exemplarisch ausgewertet werden¹.

In Abbildung 9-4 ist die gemessene Häufigkeitsverteilung der Residualleistung des Speichersystems mit der ID 10 (siehe Tabelle 9-1) "mit Speicher", sowie die (berechnete) Häufigkeitsverteilung der Residualleistung "ohne Speicher", kumuliert über alle drei Phasen des Netzanschlussknoten, dargestellt. Die zugrundeliegenden Daten wurden von Mitte Juli bis Ende September 2015 erhoben. In Anlehnung an DIN EN 50160 wurden die (sekundlichen) Messdaten zur Darstellung mit einem 15-min Mittelwertfilter

ter bearbeitet. Die positive X-Achse entspricht hier und in den folgenden Abbildungen stets einem Strombezug aus dem Netz, die negative X-Achsen einer Netzeinspeisung der PV-Anlage.

Einfluss des Speichersystems auf den Netzbezug (1-phasig, AC-Kopplung)

Abbildung 9-4 zeigt, dass der Einsatz des Speichersystems im betrachteten Fall die Spitzenbezugslast aus dem Stromnetz von 22,5 kW auf 19,1 kW reduziert. Grund dafür ist die stärkere Versorgung des Haushalts durch den Batteriespeicher in den Abend- und Nachtstunden. Der Speicher sorgt weiterhin dafür, dass der Haushalt im betrachteten Zeitraum in den Lastbereichen von 0 W bis 6.700 W und 8.000 W bis 9.200 W zu ca. 70 % autark ist und nur 30 % des Strombedarfs aus dem öffentlichen Netz

¹ Teile des vorliegenden Kapitels basieren auf Ergebnissen, die bereits im Rahmen der 3. Konferenz Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien (Berlin, 2016) vorgestellt wurden [41].

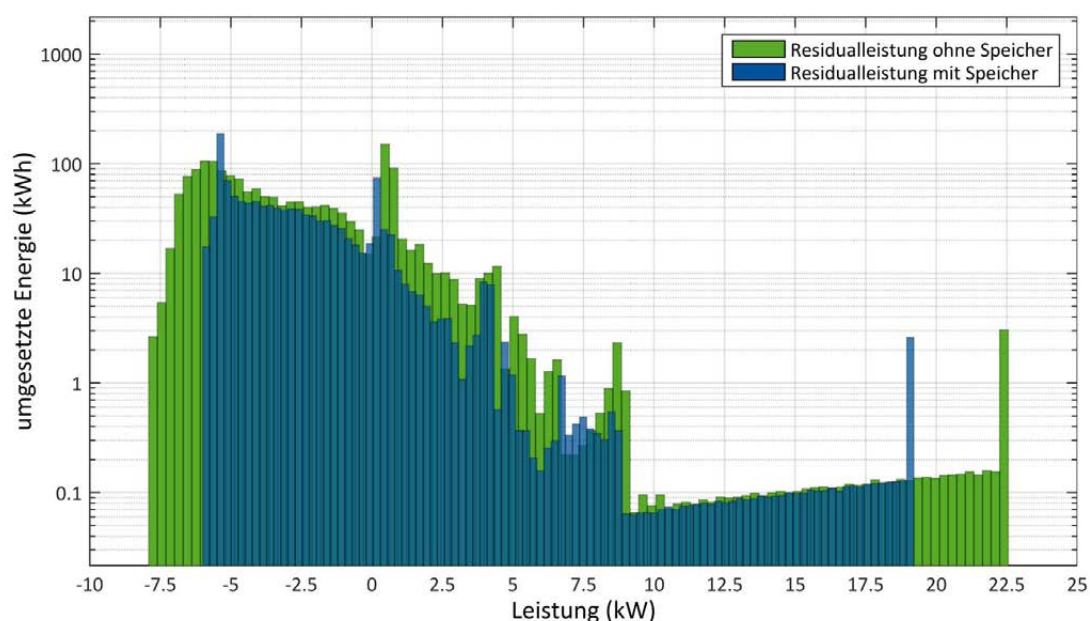


Abbildung 9-4: Residualleistung eines AC-gekoppelten PV-Speichersystems (Zeitraum: 15.07-31.12.2015). Aufgrund der begrenzten Messgenauigkeit der verwendeten Prüfinstrumente wird zunächst auf eine Darstellung der Ergebnisse kleiner 100 W verzichtet.

Auswertung des Intensiv-Monitorings

Netzurückwirkung dezentraler Solarstromspeicher

bezogen werden muss. Über ein ganzes Jahr betrachtet wird der Autarkiegrad jedoch aufgrund geringerer Sonneneinstrahlung und eines höheren Strombedarfs in den Wintermonaten niedriger ausfallen (siehe auch Kapitel 7).

Einfluss des Speichersystems auf die Netzeinspeisung (1-phasig, AC-Kopplung)

Auch bei der maximalen Einspeiseleistung ist eine Reduktion durch den Einsatz des Speichersystems zu beobachten: Anstatt theoretisch mit einem Spitzenwert von 7,8 kW einzuspeisen, liegt die maximale Einspeiseleistung mit Speichersystem bei nur 5,9 kW. Auf die PV-Modulnennleistung bezogen sinkt somit die Einspeisung in das Niederspannungsnetz von 78,5 % auf 59,4 %. Dieser Anteil steht für weiteren Zubau von PV-Anlagen zur Verfügung, sodass insgesamt deutlich mehr PV-Leistung installiert werden kann, ohne eine resultierende erhöhte Belastung der Niederspannungsnetze zu bewirken.

Einfluss des Speichersystems auf die Netzsymmetrie (1-phasig, AC-Kopplung)

Die Mehrzahl der in Deutschland angeschlossenen Speichersysteme weist eine Nennleistung unterhalb von 4,7 kW auf und wird einphasig an das Stromnetz angeschlossen. Dadurch kann es sowohl beim Laden als auch beim Entladen des Speichers zu Verschiebungen der Netzsymmetrie kommen. Zur Veranschaulichung dieses Phänomens ist in Abbildung 9-5 analog zu den vorhergehenden Auswertungen die gemessene Residualleistung "mit Speicher" und die theoretisch berechnete Residualleistung "ohne Speicher", nur für die Phase L1, an der das AC-gekoppelte Speichersystem angeschlossen ist, dargestellt.

Auf der betrachteten Phase L1 ist ein Rückgang der Spitzenbezugslast von 7,4 kW auf nur noch 4 kW erkennbar. Auch die maximale Einspeisung in das Netz verringert sich von 2,6 kW auf 2,3 kW, wodurch die Belastung des Nie-

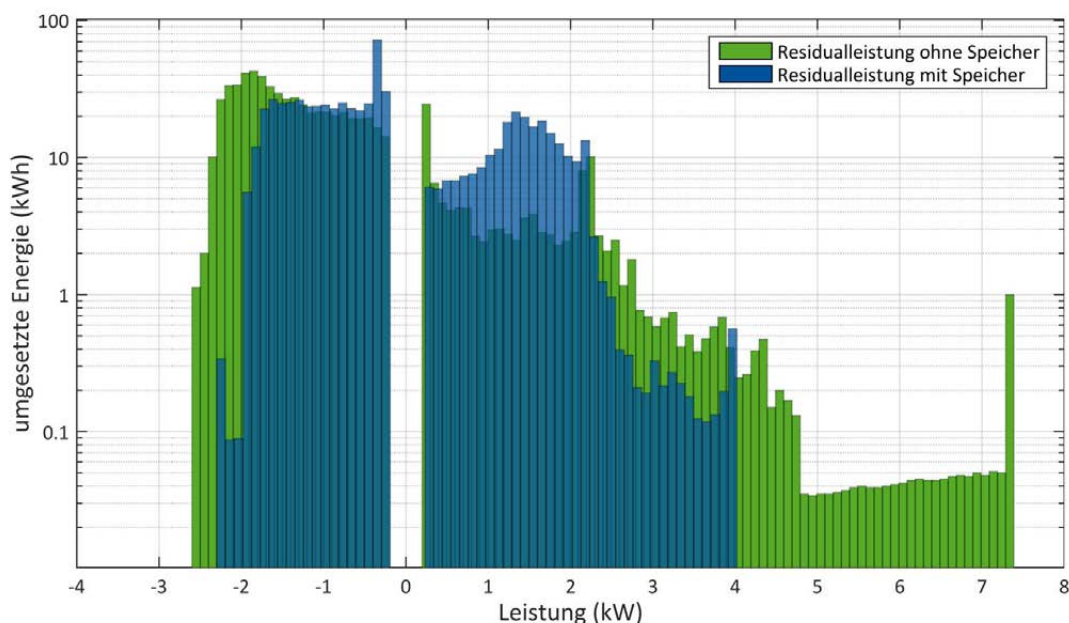


Abbildung 9-5: Residualleistung der Phase L1 eines AC-gekoppelten PV-Speichersystems (Zeitraum: 15.07 - 31.12.2015)

derspannungsnetzes äquivalent zur kumulierten Betrachtung reduziert wird. Im Bereich von 0,3 kW bis 2,2 kW ist hingegen ein deutlicher Anstieg der umgesetzten Energiemenge zu verzeichnen. Berechnungen der Energiebilanz dieser Phase zeigen, dass der Energiebezug "mit Speicher", im Gegensatz zur kumulierten Betrachtung über alle Phasen im betrachteten Zeitraum von 233,2 kWh auf 253,2 kWh ansteigt. Die Einspeisung in das Niederspannungsnetz nimmt hingegen von 568,7 kWh auf 477 kWh ab.

Dieser Effekt ist auf das Energiemanagementsystem des Speichers zurückzuführen, das den Bedarf des Haushalts bilanzierend (über alle drei Phasen) ermittelt und daraus die Ladeleistung der Batterie berechnet. Da die Batterie des betrachteten Systems nur auf einer Phase angeschlossen ist, entstehen Asymmetrien bei Netzbezug und Netzeinspeisung der einzelnen Phasen. Diese Asymmetrie der Leistungseinspeisung und Leistungsaufnahme bei

einphasig angeschlossenen Solarstromspeichern kann dazu führen, dass einzelne Phasen nicht weniger, sondern stärker belastet werden. Im betrachteten Fall spielt dies allerdings praktisch keine Rolle, da sich die Mehrbelastung auf den Bereich kleiner Leistungen verteilt. Insbesondere in Hinblick auf die zukünftige Erbringung von Netzdienstleistungen durch dezentrale PV-Speicher sollte die Thematik jedoch nicht ignoriert werden. So sollte bei der Installation neuer Batteriespeicher zukünftig darauf geachtet werden, dass in einem Netzabschnitt nicht alle PV-Speichersysteme auf der gleichen Phase angeschlossen werden.

In Abbildung 9-6 erfolgt analog zu den bisherigen Auswertungen die Analyse für das DC-gekoppelte Speichersystem mit der ID 8 (siehe Tabelle 9-1). Die zugrundeliegenden Messdaten wurden im Zeitraum von Mitte Juli 2015 bis Ende Februar 2016 aufgezeichnet.

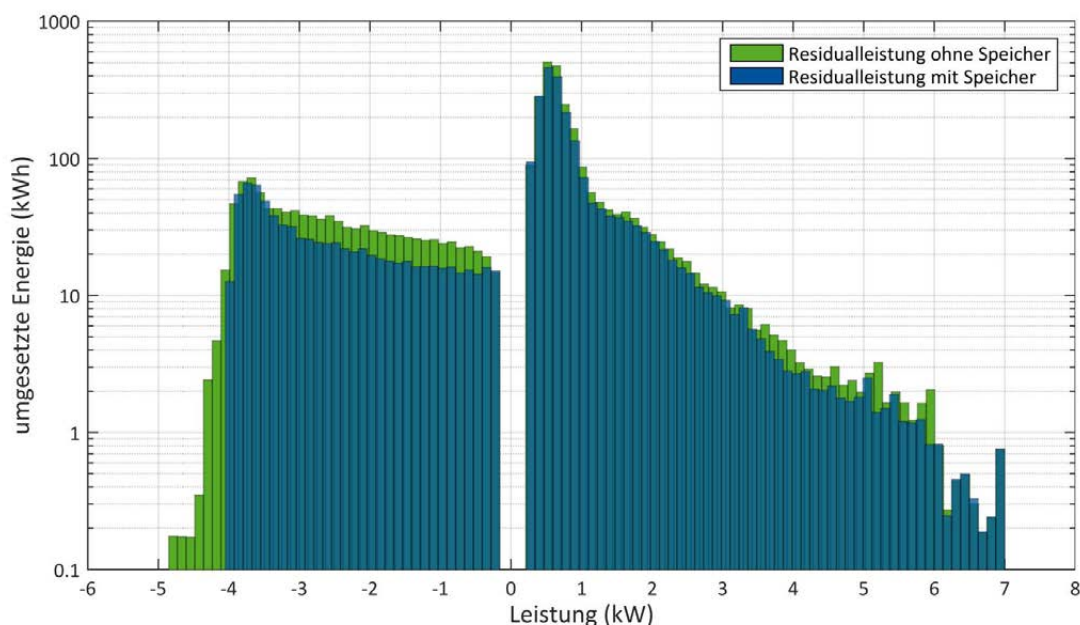


Abbildung 9-6: Residualeistung eines DC-gekoppelten PV-Speichersystems (Zeitraum: 15.07.2015 - 29.02.2016)

Auswertung des Intensiv-Monitorings

Analyse der typischen Belastungsfälle von PV-Speichersystemen

Einfluss des Speichersystems auf den Netzbezug (1-phasig, DC-Kopplung)

Analog zum betrachteten AC-gekoppelten Speichersystem ist auch beim DC-System ein Rückgang der maximalen Einspeiseleistung in das Versorgungsnetz zu beobachten. Die Abnahme von 4,9 kW auf 4,1 kW entspricht dabei, bezogen auf die Nennleistung der PV-Anlage, einer Abnahme von 78,5 % auf 65,7 %. Der Speicher liegt somit rund 350 W oberhalb der maximal zulässigen Einspeisegrenze von 60 %, die eigentlich durch die KfW-Förderrichtlinien vorgeschrieben ist. Da ein Mess- bzw. Regelfehler in dieser Größenordnung als unwahrscheinlich einzustufen ist, muss hier eine bewusste oder unbewusste Fehleinstellung durch den Installateur vermutet werden.

Einfluss des Speichersystems auf die Netzeinspeisung (1-phasig, DC-Kopplung)

Im dargestellten Fall kann keine Reduktion der Spitzenbezugslast festgestellt werden. Die Ursache dafür ist insbesondere in der geringe Kapazität des Speichersystems zu sehen: Die Batterie wird typischerweise bereits in den frühen Abendstunden vollständig entladen, sodass sie für die später am Abend auftretenden Leistungsspitzen zwischen 6 kW und 7 kW nicht mehr zur Verfügung steht.

Einfluss des Speichersystems auf die Netzsymmetrie (1-phasig, AC-Kopplung)

Im Gegensatz zu AC-gekoppelten Speichersystemen ist die Symmetrie des Netzbezugs bei (einphasig) DC-gekoppelten Systemen grundsätzlich unkritisch, da die Batterie hier ausschließlich aus der PV-Anlage geladen werden kann und somit keine zusätzlichen Stromflüsse verursachen kann. Bezüglich eines bilanzierenden Bediensens der auftretenden Haushaltslasten gelten die im vorherigen Abschnitt zu AC-gekoppelten Speichersystemen getroffenen Aussagen analog.

9.5 Analyse der typischen Belastungsfälle von PV-Speichersystemen

Dezentrale Solarstromspeicher sehen sich im Verlauf eines Tages unterschiedlichen Belastungsszenarien ausgesetzt, die jeweils einen erheblichen Einfluss auf die erreichbaren Wirkungsgrade des Gesamtsystems haben können. Zur Verdeutlichung werden im Folgenden die hochauflösenden Messdaten mehrerer Speichersysteme exemplarisch miteinander verglichen. Dabei soll versucht werden, qualitative Gemeinsamkeiten der Systeme, unabhängig von der Größe der PV-Anlage oder des Lastprofils des Haushaltes, zu bestimmen. Dies kann unter anderem bei der Definition eines einheitlichen Betriebswirkungsgrades für Solarstromspeicher hilfreich sein² (siehe auch Kapitel 9.6).

Die Interpretation der erhobenen Messdaten soll dabei nicht nur durch die Autoren dieses Jahresberichts erfolgen: Um ein möglichst breites Spektrum an Ideen bezüglich eines typischen Belastungsprofils von PV-Speichern zu erhalten, werden die zugrundeliegenden Belastungshäufigkeiten (Histogramme) aller vermessener PV-Speicher frei verfügbar auf der Website des Speichermonitorings (www.speichermonitoring.de) zur Verfügung gestellt. Die zugrundeliegende Lizenz erlaubt dabei die Verwendung und Veränderung der Daten für alle kommerziellen und nicht-kommerziellen Zwecke bei korrekter Zitierung der Urheber.

² Anmerkung: Teile des vorliegenden Kapitels basieren auf Ergebnissen, die bereits im Rahmen des 31. Symposiums Photovoltaische Solarenergie (Bad Staffelstein, 2016) sowie der 10. Internationalen Konferenz zur Speicherung Erneuerbarer Energien (Düsseldorf, 2016) vorgestellt wurden [42, 43].

Exemplarischer Vergleich der Belastungshäufigkeiten von AC-gekoppelten Speichersystemen

In Abbildung 9-7 sind die Belastungshäufigkeiten dreier AC-gekoppelter Speichersysteme für den Zeitraum Anfang August bis Ende Dezember 2015 dargestellt. Dabei ist auf der Abszisse die Energie in Kilowattstunden dargestellt, die in jedem Leistungsbereich am Batterieumrichter-Ausgang (AC-seitig) umgesetzt wird. Die gemessene Leistung an den Systemen mit der ID 4, ID 7 und ID 10 (siehe Tabelle 9-1) ist dabei jeweils auf die Nennleistung des jeweiligen Speichersystems normiert. Die positive X-Achse entspricht einer Ladung der Batterie, die negative X-Achse entspricht einer Entladung.

Der im Rahmen dieser Auswertung betrachtete Zeitraum ist für eine abschließende Bewertung der Ergebnisse zu klein. Es können jedoch bereits einige markante Punkte der dargestellten Verteilungen analysiert werden:

- Alle betrachteten Speicher werden überwiegend im Bereich der maximalen Leistung des Batterieumrichters geladen, sodass dort jeweils ein hoher Energieumsatz zu verzeichnen ist. Es kommen außerdem zeitlich begrenzt auch Messwerte oberhalb der Nennleistung vor, die im Rahmen einer im Datenblatt vermerkten temporären Überlastfähigkeit der Elektronik als geplanter Betriebszustand zu bewerten sind.
- Aufgrund unterschiedlicher Regelstrategien der Systeme treten beim Laden der Batterie darüber hinaus Spitzen des Energieumsatzes bei weiteren Leistungen auf. Dies ist auf Unterschiede bei der verwendeten Batterietechnologien und individuelle Ladeverfahren zurückzuführen. So werden beispielsweise Lithium-Ionen Batterien teilweise mit einer mehrstufigen Konstantleistungsladephase beaufschlagt, während insbesondere Systeme mit Blei-Säure Batterien zur Verbesserung ihrer Lebensdauer Erhaltungsladungen im kleinen Leistungsbereich vornehmen.

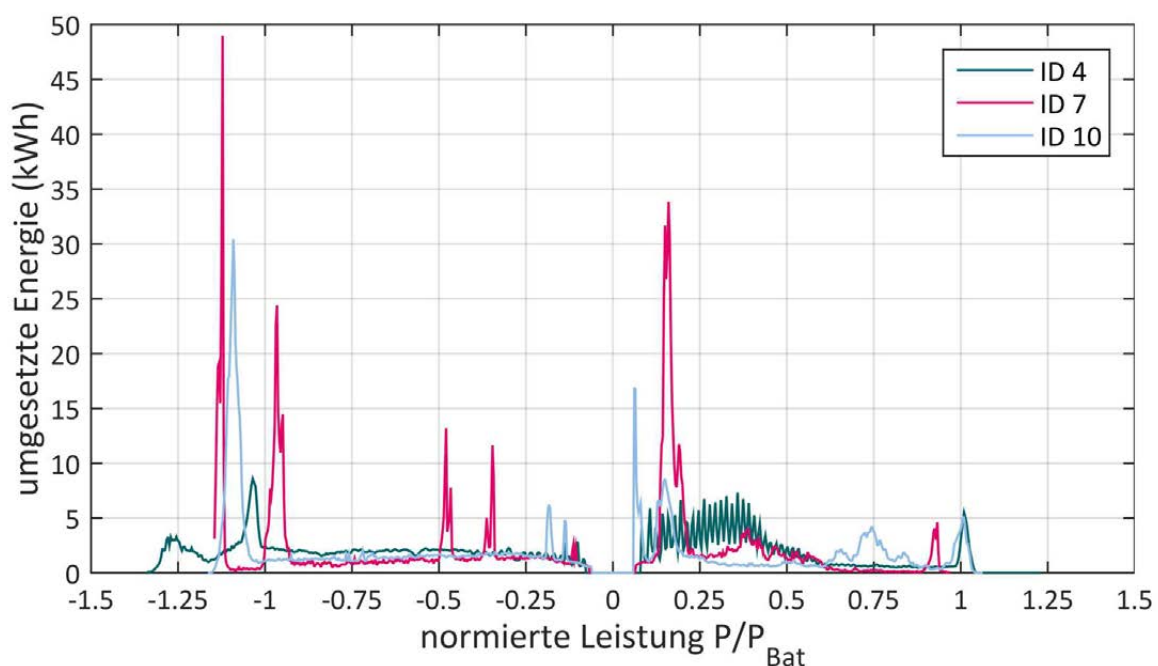


Abbildung 9-7: Belastungshäufigkeiten dreier AC-gekoppelter PV-Speichersysteme (Zeitraum: 01.08 - 31.12.2015). Aufgrund der begrenzten Messgenauigkeit der verwendeten Prüfinstrumente wird zunächst auf eine Darstellung der Ergebnisse kleiner 100 W verzichtet.

Auswertung des Intensiv-Monitorings

Analyse der typischen Belastungsfälle von PV-Speichersystemen

- Die Entladecharakteristiken der unterschiedlichen Systeme unterscheiden sich dagegen erwartungsgemäß deutlich voneinander, da sie insbesondere von den individuellen Lastprofilen der Haushalte geprägt sind:
- Zunächst kann festgestellt werden, dass bei allen betrachteten Systemen ein „Sättigungseffekt“ in Höhe der maximalen Entladeleistung auftritt. Dies wird dadurch verursacht, dass das Energiemanagementsystem (EMS) der Speicher typischerweise alle Lasten oberhalb der maximalen Entladeleistung der Batterie mit der maximalen Entladeleistung bedient.
- Der Großteil der auftretenden Entladeleistungen befindet sich bei allen betrachteten Systemen im kleinen Leistungsbereich unterhalb der halben Nennleistung des Speichersystems; ein relevanter Anteil der umgesetzten Energiemenge unterhalb von 20% der Systemnennleistung zur Verfügung gestellt.
- Die Ausprägung von scheinbaren "periodischen Schwin-

gungen" im Entladebereich des Systems mit der ID 4 kann auf getaktete Lasten im Haushalt zurückgeführt werden, nicht aber auf die Regelstrategie des Systems.

Die Belastungshäufigkeit des Speichersystems hängt demnach nicht nur vom Lastprofil des Haushaltes ab, sondern auch von der individuellen Regelstrategie und Auslegung der Systeme und der Größe der PV-Anlage.

Einfluss der Jahreszeiten auf die Belastungshäufigkeiten von PV-Speichersystemen

Die dargestellten Belastungshäufigkeiten bilden in ihrer Grundgesamtheit noch kein volles Jahr ab. Um den Einfluss der verschiedenen Jahreszeiten auf die Belastung der Speichersysteme abzuschätzen, ist in Abbildung 9-8 die Belastungshäufigkeit des Systems mit der ID 4 getrennt nach Betriebsmonaten von August bis Dezember 2015 dargestellt. Die positive X-Achse entspricht wiederum einem Aufladen der Batterie, die negative X-Achse der Entladung in den Haushalt:

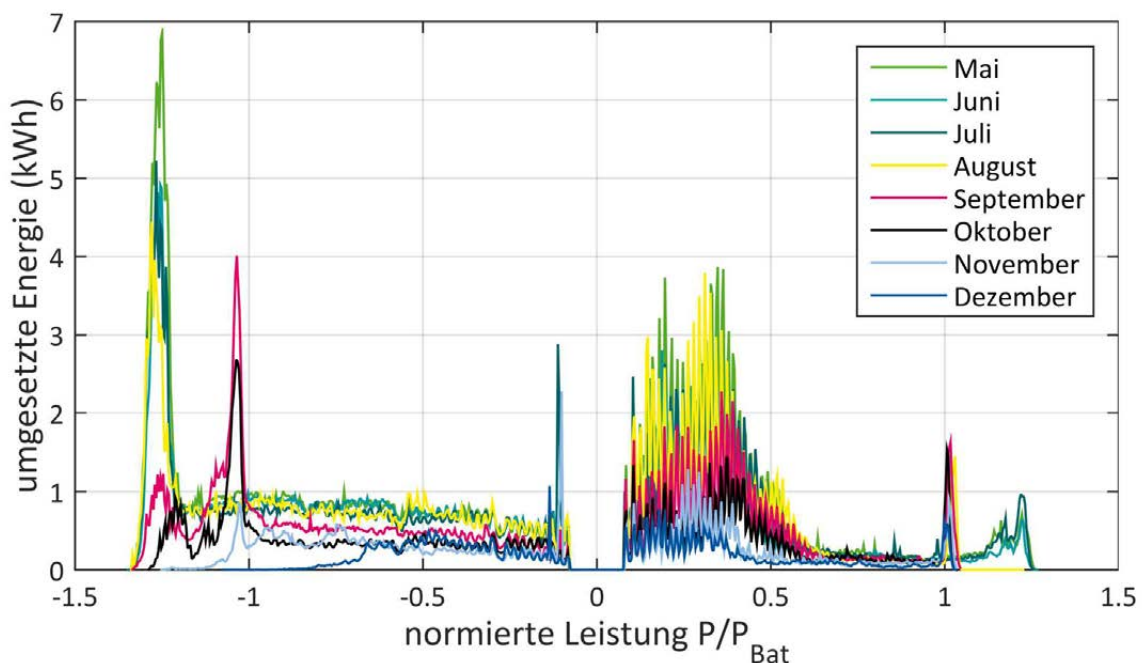


Abbildung 9-8: Belastungshäufigkeit des Speichersystems ID 4 im Jahresverlauf

Ladung und Entladung der Batterie folgen im Jahresverlauf einem charakteristischen Muster: Während die umgesetzten Energiemengen im Bereich der Entladung in den Sommermonaten aufgrund der insgesamt höheren verfügbaren Solarenergie ansteigen, flachen die Kurven in den Herbst- und Wintermonaten signifikant ab. Die Verteilung der leistungshäufigkeiten bleibt dabei grundsätzlich erhalten. Die Spitzen der Verteilungskurve im Bereich der Speicherladung verschieben sich dagegen in den Herbst- und Wintermonaten hin zu kleineren Leistungen. Dies geschieht analog zum Rückgang der Spitzenleistung der PV-Anlage.

Es ist insbesondere bei Batteriespeichersystemen mit Blei-Säure Akkumulatoren darauf zu achten, dass diese nur mit PV-Anlagen kombiniert werden, die auch in den Wintermonaten dazu in der Lage sind, eine hinreichende Ladeleistung zur Verfügung zu stellen, da ansonsten eine extrem beschleunigte Batteriealterung aufgrund von Sul-

phatierung auftreten kann.

Exemplarischer Vergleich der Belastungshäufigkeiten von DC-gekoppelten Speichersystemen

Analog zum Vergleich der drei AC-gekoppelten Speichersysteme erfolgt in Abbildung 9-9 ein Vergleich dreier DC-Systeme. Der Betrachtungszeitraum erstreckt sich hier von Mitte November 2015 bis Mitte Februar 2016. Dargestellt ist hierbei die am DC-Anschluss der Batterie umgesetzte Energie je Leistung. Dies ist messtechnisch bedingt durch den Aufbau eines DC-Systems, da im Rahmen des Monitorings keine Zwischenkreismessungen durchgeführt werden. Untersucht wurden die Systeme mit der ID 12, ID 1 und der ID 8 (siehe Tabelle 9-1). Die positive X-Achse entspricht der Aufladung der Batterie, die negative X-Achse der Entladung.

Analog zur Auswertung der AC-gekoppelten Speichersysteme erlaubt der begrenzte Messzeitraum keine ab-

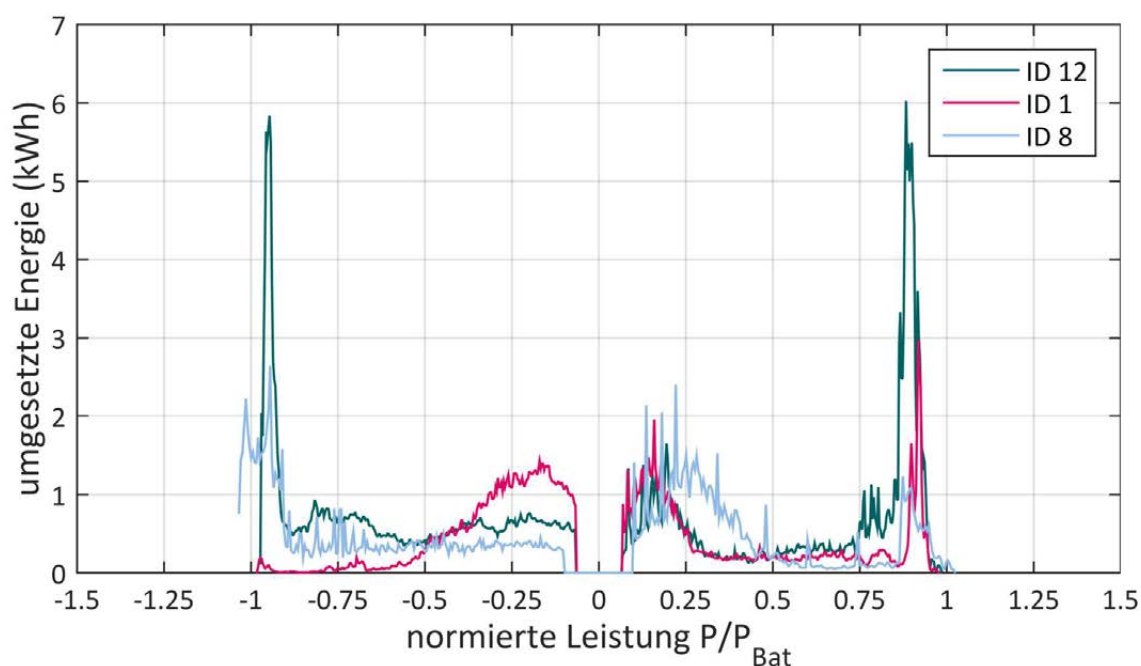


Abbildung 9-9: Belastungshäufigkeiten dreier DC-gekoppelter PV-Speichersysteme (Zeitraum: 15.09.2015 - 15.02.2016)

Auswertung des Intensiv-Monitorings

Erarbeitung eines einheitlichen Betriebswirkungsgrades für PV-Speicher

schließende Bewertung der Systeme. Es können jedoch folgende vorläufigen Beobachtungen getätigt werden:

- Bei den Systemen ID 12 und ID 8 wird der Speicher, wie auch bei den AC-Systemen, hauptsächlich mit der maximalen Ladeleistung des Umrichters geladen, sodass dort eine Spitze des Energieumsatzes zu verzeichnen ist. Es kommen jedoch kaum Messwerte oberhalb dieses Spitzenwertes vor.
- Das System mit der ID 1 hat hingegen einen deutlich abweichenden Energieverlauf beim Laden des Speichers. Die Batterie wird überwiegend mit Leistungen im Bereich von 25 % seiner Nennleistung geladen. Ein erhöhter Energieumsatz bei der maximalen Ladeleistung des Umrichters bleibt dagegen komplett aus. Da die Speichersysteme mit der ID 12 und der ID 1 baugleich sind, muss die Ursache für dieses Verhalten in Erzeugung und Verbrauch des Haushalts begründet sein. Die zu System ID 1 zugehörige PV-Anlage hat eine Ost-West-Ausrichtung, wohingegen die zu System ID 12 zugehörige PV-Anlage eine Süd-Ausrichtung hat. Die Diskrepanz zwischen den Systemen ist somit auf die, insbesondere in den betrachteten Wintermonaten, geringere Sonneneinstrahlung aus Ost-West-Richtung zurückzuführen. Das EMS kann die gewünschten Ladeleistungen nicht zur Verfügung stellen
- Wie schon bei den AC-Systemen werden Lasten oberhalb der maximalen Entladeleistung des Umrichters mit der maximal möglichen Leistung aus der Batterie gespeist, sodass eine Spitze des Energieumsatzes beobachtet werden kann. Trotz der unterschiedlichen Haushalte ist die Entladecharakteristik hier im Vergleich zu den AC-Systemen sehr ähnlich, auch wenn das System mit der ID 8 einen deutlich höheren Energieverbrauch aufweist als die anderen beiden Haushalte. Diese unterschiedlichen Auswertungsergebnisse können jedoch nicht auf die Topologie der Speichersysteme (AC/DC) zurückgeführt werden, sondern auf unterschiedliche Faktoren bezüglich der Haushalte.

Verglichen mit den AC-Systemen ist, trotz unterschiedlicher Regelstrategien, der Verlauf bei der Ladung der DC-Speichersysteme sehr ähnlich. Durch die unterschiedliche Ausrichtung der PV-Anlagen entstehen hingegen, trotz identischem Betrachtungszeitraum, deutliche Abweichungen bei der Ladung der Batteriespeicher.

9.6 Erarbeitung eines einheitlichen Betriebswirkungsgrades für PV-Speicher

Die Vergleichbarkeit der Qualität von PV-Speichersystemen ist gegenwärtig aufgrund inkonsistenter und oft realitätsferner Wirkungsgradangaben vieler Hersteller, die beispielsweise nur den maximalen Batteriewirkungsgrad angeben oder Standby-Verluste unterschlagen, kompliziert. Insbesondere Privatkunden können diese Aussagen oft nicht korrekt einordnen. Ein einheitliches Bewertungsverfahren könnte einerseits Kaufentscheidungen vereinfachen; gleichzeitig profitieren auch die Hersteller qualitativ hochwertiger Systeme von einer höheren Transparenz, da sie sich besser von der Konkurrenz abgrenzen können.

Die erhobenen hochauflösenden Messdaten erlauben es, typische Belastungsszenarien für PV-Speicher zu entwickeln um so ein standardisiertes Testverfahren abzuleiten. Dieses Testverfahren kann dann unmittelbar anhand der tatsächlich gemessenen Wirkungsgrade (siehe Kapitel 9) validiert werden. Um diese überfällige Entwicklung am Speichermarkt zu beschleunigen, stellt das ISEA die gemessenen Belastungshäufigkeiten auf der Website www.speichermonitoring.de öffentlich zur Verfügung und beteiligt sich darüber hinaus zusammen mit zahlreichen Herstellern, Verbänden und Forschungsinstitutionen an der Erarbeitung und Validierung eines geeigneten einheitlichen Bewertungsverfahrens.

9.7 Vermessung von Speichersystemen im Labor

Im Rahmen des Speichermonitorings wurden vier kommerziell verfügbare PV-Speicher am ISEA angeschafft und tiefgehend vermessen (siehe Kapitel 8). Dabei standen vor Allem die Wirkungsgrade der Leistungselektronik und der Batteriepacks sowie das Regelverhalten im Vordergrund. Im folgenden Kapitel werden die Ergebnisse der bisher durchgeführten Messungen präsentiert. Nach einer einleitenden Definition der Messmethodik (Kapitel 9.9.1) folgt die Darstellung der gemessenen Wirkungsgrade von Elektronik und Batterie (Kapitel 9.9.2 bis 9.9.5). Anschließend werden die gemessenen Eigenverbräuche sowie das Regelverhalten der einzelnen Speichersysteme diskutiert (Kapitel 9.9.6 bis 9.9.7).

Es wird im Folgenden darauf verzichtet, die Messergebnisse konkreten Produktmodellen zuzuordnen. Die vermessenen Speicher werden stattdessen durchgängig als System A, B, C oder D bezeichnet, wobei die Bezeichnung über alle Kapitel konsistent bleibt: "System A" in den Labortests entspricht auch "System A" in den Feldtests. Dies geschieht aus zwei wesentlichen Gründen: Zum Einen entsprechen die vermessenen Modellvarianten nicht mehr dem Stand der Technik (alle Baujahr 2014) und wurden bei manchen Herstellern mittlerweile durch neue Systeme mit teils deutlich abweichenden Konfigurationen ersetzt. Zum anderen kann eine Vermessung von vier Einzelsystemen nie den gesamten Markt abdecken. Das Aufzeigen bestimmter Schwächen einzelner Systeme würde damit eine Produktprüfung im Sinne einer "Stiftung Warentest" suggerieren, die durch die begrenzte Grundgesamtheit jedoch nicht gewährleistet werden kann.

9.7.1 Definition von Energiepfaden

Um die unterschiedlichen am Markt verfügbaren Systemtopologien miteinander vergleichbar zu machen, werden zur Beschreibung der Teilwirkungsgrade nicht die einzelnen Komponenten der Speichersysteme, sondern funk-

tionale Energiepfade betrachtet, wie sie von Niedermeyer et al. im „Modularen Bewertungsverfahren“ [44] beschrieben wurden. Dieses "Blackbox-Modell" ermöglicht eine vollständige Beschreibung von PV-Speichern anhand ihrer Ein- bzw. Ausgänge und ist nicht auf (technisch zum Teil nur schwierig realisierbare) Messungen der Zwischenkreisspannungen und -ströme bei DC-gekoppelten Speichersystemen angewiesen. Diese nachfolgend dargestellten Bezeichnungen werden, unter anderem zur besseren Vergleichbarkeit mit anderen Studien, in allen folgenden Kapiteln durchgehend verwendet.

Energiepfad "PV2AC"

Der Energiepfad PV2AC beschreibt die Direkteinspeisung der PV-Anlage in das Stromnetz bzw. zur Deckung der Haushaltslast (siehe Abbildung 9-10a). Dieser Pfad tritt typischerweise überwiegend nachmittags auf, wenn der Batteriespeicher bereits vollständig geladen ist und somit keine zusätzliche Solarenergie aufnehmen kann. Bei intelligenten Batteriespeichern (siehe Kapitel 9-3) tritt dieser Fall darüber hinaus auch vormittags auf, wenn das Energiemanagementsystem des Speichers zur Vorhaltung von Batteriekapazitäten für die Mittagsspitze von einem vorzeitigen Vollladen der Batterie absieht.

Energiepfad "PV2Bat"

Der Energiepfad PV2Bat beschreibt die Ladung der Batterie durch die PV-Anlage. Dieser Energiepfad tritt typischerweise in den Mittagsstunden auf, wenn die PV-Erzeugung die Haushaltslast übersteigt und die überschüssige Energie in den Speicher geleitet wird (siehe Abbildung 9-10b).

Energiepfad "Bat2AC"

Der Energiepfad Bat2AC beschreibt die (teilweise) Deckung der elektrischen Haushaltslasten durch das Batteriespeichersystem, wie sie typischerweise in den Abend- und Nachtstunden auftritt (siehe Abbildung 9-10c).

Auswertung des Intensiv-Monitorings Vermessung von Speichersystemen im Labor

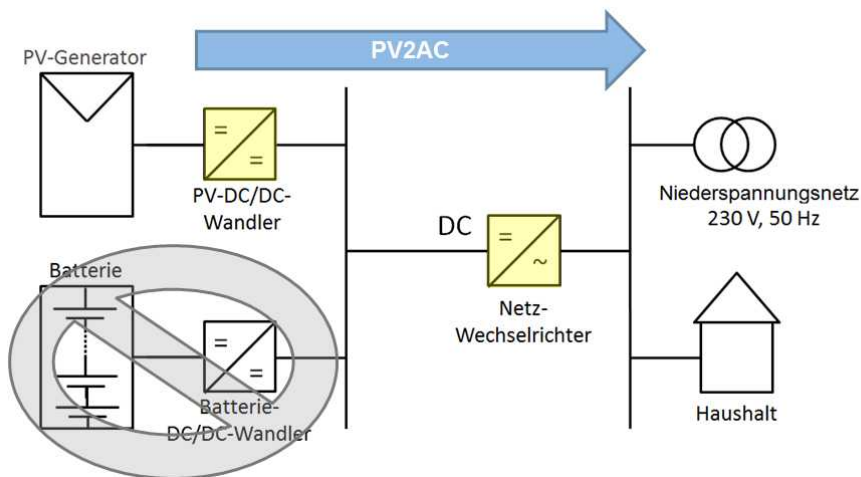


Abbildung 9-10a: Energiepfad PV2AC: Direkteinspeisung der Solaranlage in das Stromnetz bzw. den Haushalt

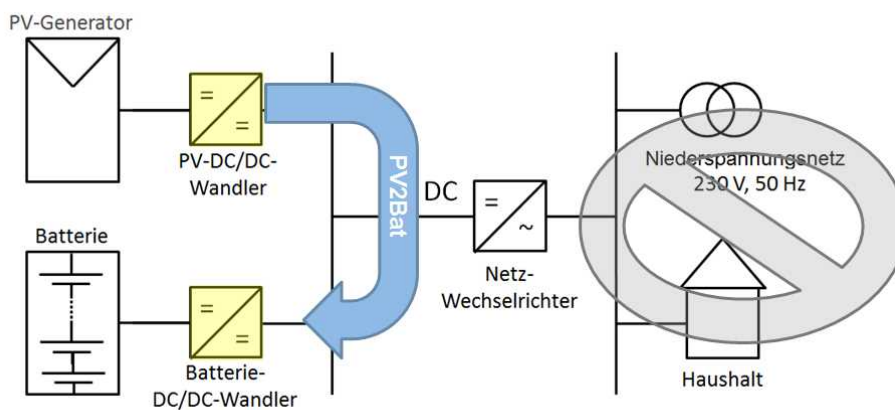


Abbildung 9-10b: Energiepfad PV2BAT: Laden der Batterie durch die PV-Anlage

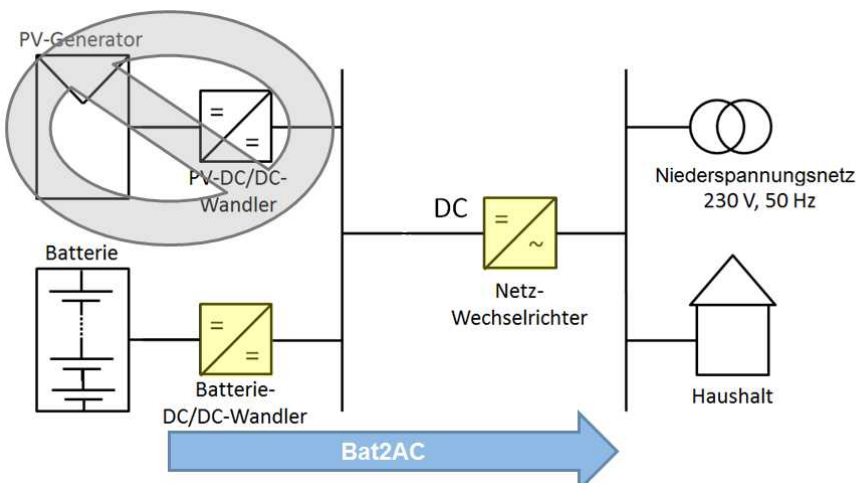


Abbildung 9-10c: Energiepfad BAT2AC: Deckung der Haushaltslast durch die Batterie

9.7.2 Wirkungsgrade des Pfades PV2AC

in Abbildung 9-11 sind die gemessenen Verläufe der Wirkungsgrade der vier untersuchten Speichersysteme für unterschiedliche Leistungen auf dem Energiepfad PV2AC (Direkteinspeisung von Solarenergie in den Haushalt bzw. das Stromnetz) dargestellt. Während die Systeme A, B und C jeweils im Leistungsbereich ab 20 % die von der PV-Anlage zur Verfügung gestellte Energie durchgehend mit einer Effizienz von mehr als 96 %, mit Spitzenwerten bis 98 %, umwandeln liegt System D hier in weiten Teilen um ca. 2 bis 3 Prozentpunkten darunter - in niedrigen Leistungsbereichen zeigen sich sogar Abweichungen um bis zu 7 Prozentpunkte.

Diese gemessene Abweichung kann teilweise auf die Dimensionierung der getesteten Komponenten zurückgeführt werden: Da eine Vermessung des gesamten

Leistungsspektrums von System D mit den am Institut verfügbaren Prüfinstrumenten (siehe Kapitel 8) nicht möglich war, sind die tendenziell effizienteren Betriebsbereiche nahe der Nennleistung nicht Teil der dargestellten Analyse. Für einen objektiven Vergleich dieses Energiewandlungspfades sollte Speichersystem D daher in zukünftigen Untersuchungen mit geeigneten Prüfinstrumenten über den gesamten Leistungsbereich hinweg vermessen werden.

In der Praxis ist darauf zu achten, groß dimensionierte Speichersysteme ausschließlich mit PV-Anlagen zu kombinieren, die eine entsprechend hohe Eingangsleistung liefern können um die auftretenden Verluste im Teillastbetrieb zu vermeiden.

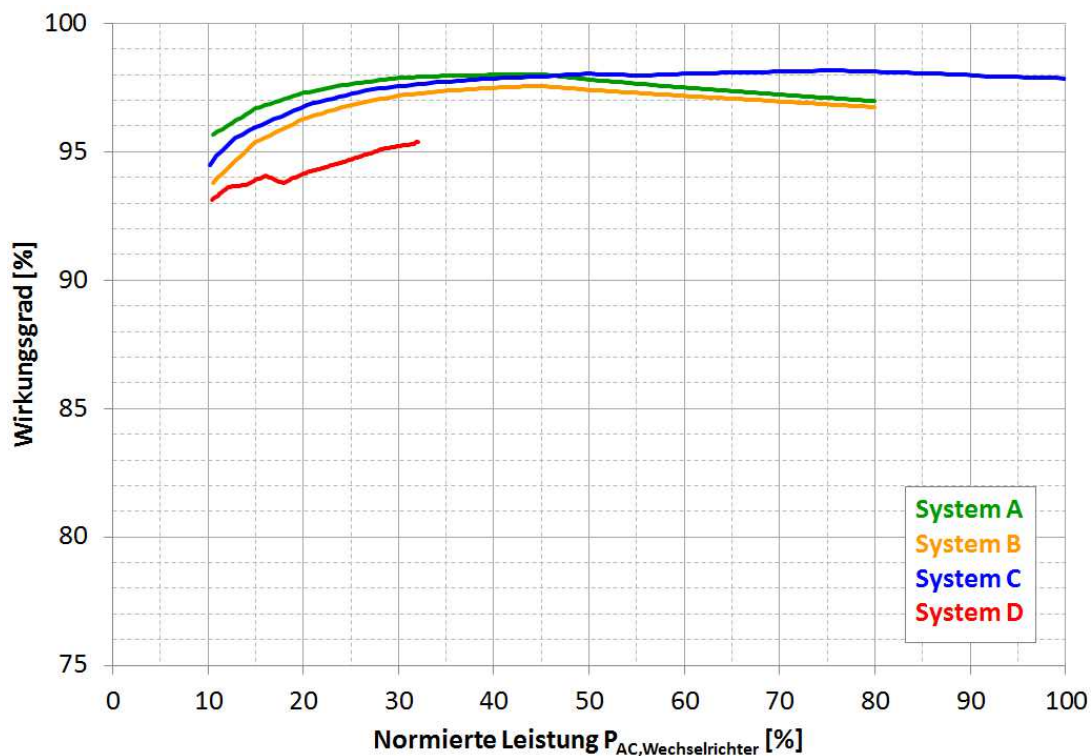


Abbildung 9-11: Labormessungen der Wirkungsgrade des Pfades PV2AC, normiert auf die Ausgangsleistung (AC) der Netzwechselrichter.

Auswertung des Intensiv-Monitorings

Vermessung von Speichersystemen im Labor

9.7.3 Wirkungsgrade des Pfades PV2Bat

In Abbildung 9-12 werden die Wirkungsgradkurven der vier untersuchten Speichersysteme auf dem Pfad PV2Bat (Laden der Batterie durch die PV-Anlage) grafisch dargestellt.

Auch hier zeigt sich zwischen den vermessenen Speichersystemen ein zum Teil deutlicher Unterschied in den Konvertierungsverlusten: Abhängig von der verwendeten Speichertopologie, der Spannungslage der Batterie und den verwendeten Komponenten ergibt sich für die untersuchten Speichersysteme ein Wirkungsgradspektrum mit einer Breite von rund 5 Prozentpunkten über den gesamten getesteten Leistungsbereich.

Einfluss des Batterieladezustands auf die Messergebnisse des Pfades PV2Bat

Um den Einfluss des Ladezustands der Batteriespeicher während der Wirkungsgradmessungen zu bestimmen, wurde der Energiewandlungspfad PV2Bat für jedes Speichersystem jeweils bei unterschiedlichen Ladezuständen der Batterie untersucht. Abbildung 9-13 stellt exemplarisch die Wirkungsgradkurven des Speichersystems A für unterschiedlichen Ladezustände der Batterie gegenüber.

Es ist zu sehen, dass beim betrachteten System keine signifikante Abhängigkeit des gemessenen Wirkungsgrades der Leistungselektronik in Bezug auf den Ladezustand der Batterie feststellbar ist. Die blau gestrichelte Kurve für die völlig entladene Batterie (SOC 0 bis 11 %) liegt sehr nahe an der gemittelten Kurve aller SOC-Bereiche. Für die Ladezustände zwischen 33 und 44 % sowie für die fast

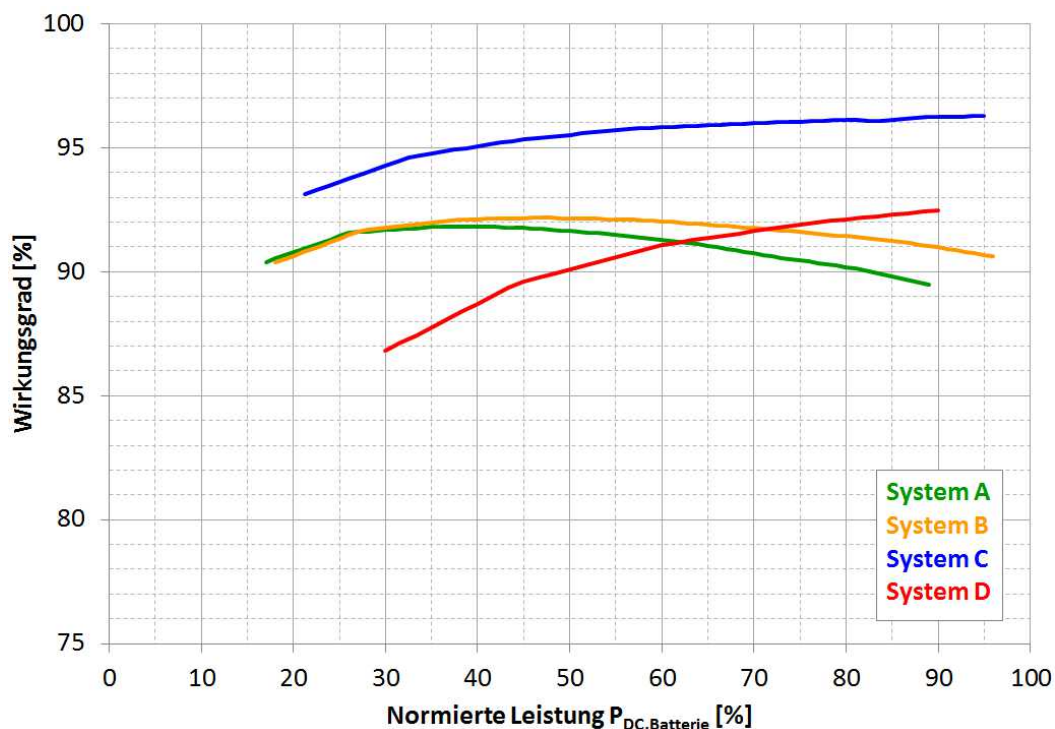


Abbildung 9-12: Labormessungen der Wirkungsgrade des Pfades PV2Bat, normiert auf die Nennleistung der verwendeten Batteriespeicher (DC)

vollständig geladene Batterie bei einem SOC zwischen 77 und 88 % kann ein um ca. 0,5 Prozentpunkte höherer Wirkungsgrad ausgemacht werden. Innerhalb der SOC-Bereiche von 11 bis 22 % sowie für 66 bis 77 % liegt der Wirkungsgrad um ca. 0,5 Prozentpunkte unterhalb der gemittelten Kurve.

Insgesamt zeigt sich für das betrachtete Speichersystem eine nur geringe Abhängigkeit des Wirkungsgrades auf dem Pfad PV2AC vom Ladezustand der Batterie. Auch bei der Vermessung der anderen drei Speichersystemen zeigten sich ähnliche Zusammenhänge: Bei keinem Speichersystem konnten Abweichungen deutlich oberhalb von $\pm 1,0$ Prozentpunkten festgestellt werden.

9.7.4 Wirkungsgrade des Pfades Bat2AC

In Kapitel 9.3 wurde bereits darauf eingegangen, dass in durchschnittlichen Einfamilienhaushalten der größte Teil des Energieumsatzes beim Entladen der Batterie im Bereich kleiner Leistung stattfindet (meist unterhalb von 500 W). Abbildung 9-14 veranschaulicht deutlich, dass sich die Effizienz der vier untersuchten Systeme in genau diesem Leistungsbereich sehr stark voneinander unterscheidet.

Während der Batteriewechselrichter des Systems A die Umwandlung der in der Batterie gespeicherte Energie bei einer Leistung von 300 W mit einem hervorragenden Wirkungsgrad von 96 % bewerkstelligt, erreicht System D hier nur eine Effizienz von 83 % und liegt damit um 13 Prozentpunkte niedriger. Wird der Batteriespeicher mit nur 150 W entladen unterscheiden sich diese beiden Systeme sogar um 20 Prozentpunkte. Die Systeme B und C weisen in die-

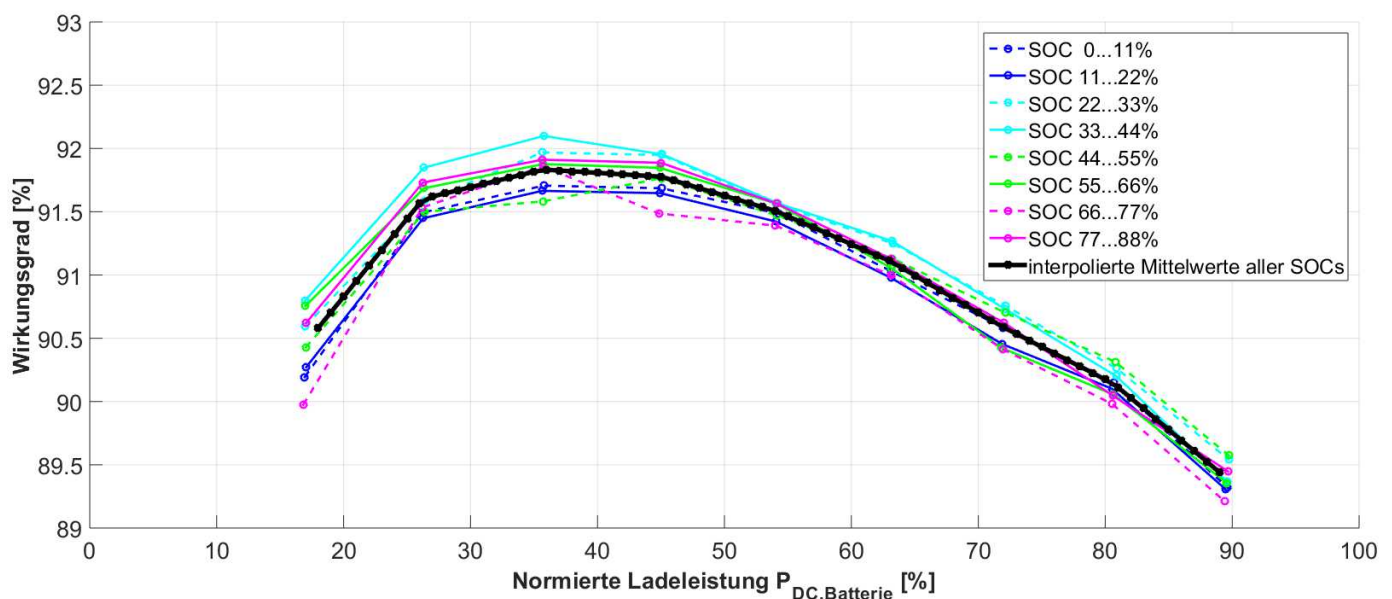


Abbildung 9-13: Einfluss des Ladezustands der Batterie auf den Wirkungsgradverlauf des Pfades PV2Bat (System A), normiert auf die Nennleistung der verwendeten Batteriespeicher (DC)

Auswertung des Intensiv-Monitorings

Vermessung von Speichersystemen im Labor

sem unteren Leistungsbereich einen Wirkungsgrad von im Mittel ca. 90 % auf.

Einfluss des Batterieladezustands auf die Messergebnisse des Pfades Bat2AC

Analog zum Energiewandlungspfad PV2Bat wurden auch beim Pfad Bat2AC Messungen bei unterschiedlichen Ladezuständen der Batterie durchgeführt um eine mögliche Abhängigkeit des erreichbaren Wirkungsgrades aufgrund unterschiedlicher Spannungsdifferenzen zwischen Batterie und Umrichterzwischenkreis zu untersuchen.

Abbildung 9-15 auf der folgenden Seite zeigt dazu exemplarisch die unterschiedlichen Verläufe der Wirkungsgrade des Speichersystems D bei unterschiedlichen Ladezuständen für den Energiepfad Bat2AC. Wiederum konnten nur geringe Abhängigkeit zwischen Ladezustand und Effi-

zienz der Leistungselektronik gefunden werden. Lediglich im unteren Leistungsbereich und bei nahezu vollständig geladener Batterie (SOC zwischen 80 und 100 %) konnte ein gegenüber dem Mittelwert um ca. 1,0 bis 1,5 Prozentpunkte höherer Wirkungsgrad festgestellt werden. Die Wirkungsgradkurven der einzelnen untersuchten Ladezustände schwanken dabei wiederum jeweils um ca. $\pm 0,5$ Prozentpunkte um die Mittelwertkurve.

Auch die Vermessung der restlichen drei Speichersysteme auf dem Energiepfad BAT2AC ergab keine signifikanten Abhängigkeiten, die Abweichung zum Mittelwert der Einzelmessungen lag jeweils im Bereich von weniger als $\pm 1,0$ Prozentpunkten.

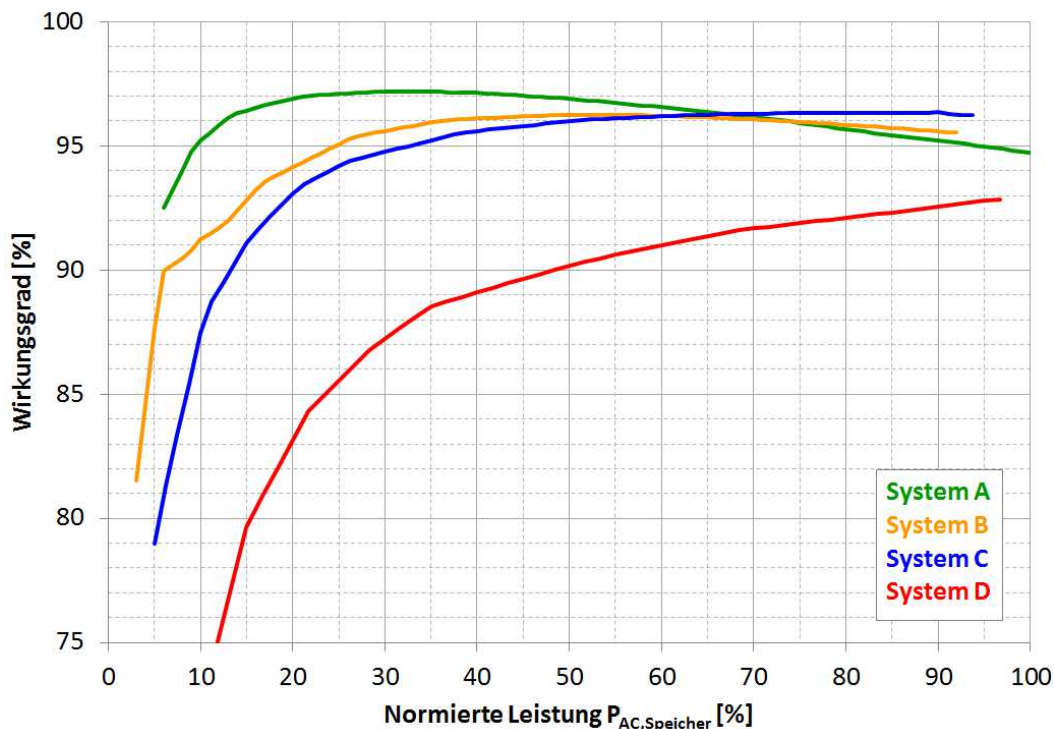


Abbildung 9-14: Labormessungen der Wirkungsgrade des Pfades Bat2AC, normiert auf die Nennleistung der verwendeten Batteriespeicher (DC)

9.7.5 Wirkungsgrade der Batteriespeicher

In Abbildung 9-16 sind die im Labor ermittelten Wirkungsgrade der Batteriespeicher der vier getesteten Speichersysteme für unterschiedliche Lade- und Entladeleistungen dargestellt.

Die Versuchsreihen wurden dabei jeweils am funktionalen System, also unter Einbeziehung des Batteriemanagementsystems und des Energiemanagementsystems, durchgeführt und stellen somit Netto-Messungen dar. Die Messung von Batteriespannung- und Strom erfolgten jeweils DC-seitig "an den Batterieklemmen" (siehe auch Kapitel 8). Für die einzelnen Versuchsreihen wurden die Systeme jeweils zunächst vollständig entladen und anschließend mit einer definierten Leistung ge- und wieder entladen. Jeder Test wurde im Sinne einer bestmöglichen Reproduzierbarkeit dreimal durchgeführt. Folgende Belastungsszenarien wurden getestet:

- Ladung mit 500 W, Pause, Entladung mit 500 W ("500 L/E")
- Ladung mit 1.000 W, Pause, Entladung mit 1.000W ("1000 L/E")
- Ladung mit der maximalen Ladeleistung laut Datenblatt, Pause, Entladung mit der maximalen Entladeleistung laut Datenblatt ("max. L/E")
- Ladung mit der maximalen Ladeleistung laut Datenblatt, Pause, Entladung mit 500 W (max. L/ 500E")

Das Spektrum der gemessenen Batteriewirkungsgrade ist, abhängig von der verwendeten Zellchemie sowie des getesteten Belastungsfalls, mit einer Breite von nahezu 26 Prozentpunkten enorm. Die qualitative Ordnung der Systeme bleibt dabei nahezu über alle Belastungsfälle hinweg erhalten. Für alle betrachteten Systeme zeigt sich, dass der Wirkungsgrad der Batterie tendenziell mit steigenden Lade- und Entladeleistungen absinkt. Am deutlichsten ist

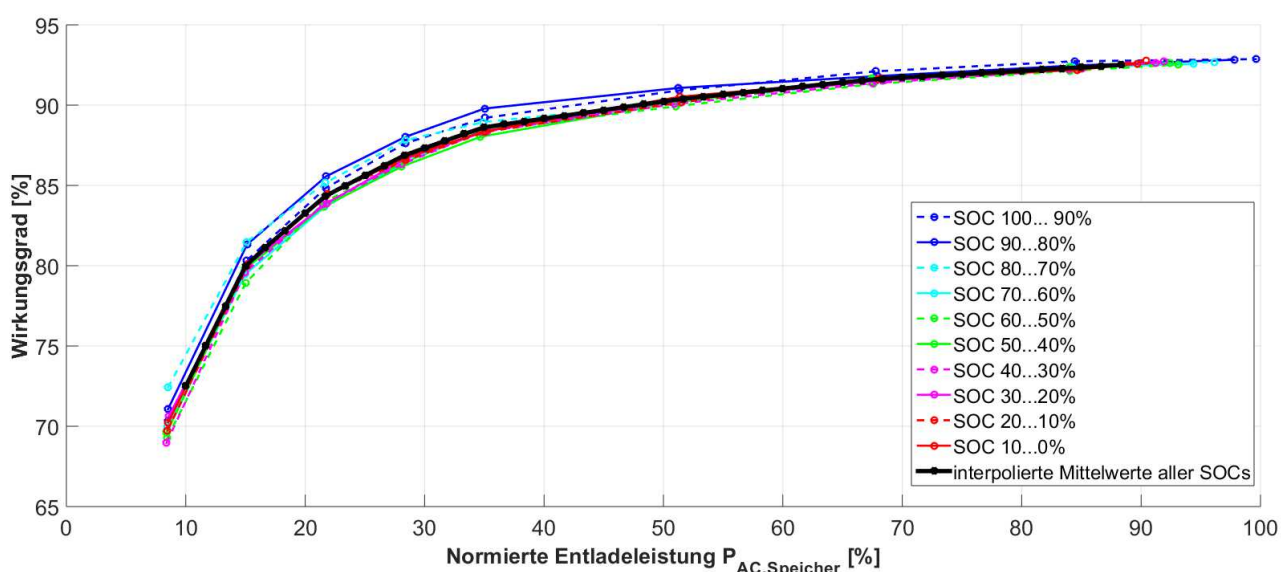


Abbildung 9-15: Einfluss des Ladezustands der Batterie auf den Wirkungsgradverlauf des Pfades Bat2AC (System D), normiert auf die Nennleistung der verwendeten Batteriespeicher (DC)

Auswertung des Intensiv-Monitorings Vermessung von Speichersystemen im Labor

dieser Effekt bei den Batterien der Systeme A und D zu sehen. Der Wirkungsgrad der Batterien beträgt bei 500 W ca. (87 % / 99 %) und sinkt bei höchster Belastung auf ca. (83 % / 94 %) ab. Die Batterien der Systeme B und C zeigen dagegen über einen größeren Leistungsbereich weitestgehend gleichbleibende Wirkungsgrade. Bei asymmetrischer Lade- bzw. Entladeleistung, also bei einem Ladevorgang mit maximaler Lade- und kleiner Entladeleistung, sind bei allen untersuchten Speichersystemen Wirkungsgrade im Mittelfeld der jeweils gemessenen Wertebereiche zu verzeichnen, Lediglich System A zeigt hier mit 83 % seinen schlechtesten Wirkungsgrad.

9.7.6 Messung des Eigenverbrauchs der Speichersysteme

Wie alle elektrischen Geräte verbrauchen auch Solarstromspeicher zur Umsetzung ihrer Aufgabe (hier: Der Er-

höhung des lokalen Eigenverbrauchs) selbst elektrische Energie und erhöhen damit den Gesamtstromverbrauch des Haushalts. Dies ist unumgänglich und kann, solange die auftretenden Verbräuche nicht übermäßig hoch sind, als erwartbare Betriebskosten akzeptiert werden. Speichersysteme, die aufgrund eines unzureichenden Designs jedoch einen signifikanten Einfluss auf den Jahresstromverbrauch des Haushaltes haben, verschwenden den produzierten Solarstrom und sind daher im Sinne einer effizienten und nachhaltigen Energieversorgung abzulehnen.

Die im Rahmen der Labormessungen untersuchten PV-Speichersysteme weisen zur Deckung ihres Eigenbedarfs unterschiedlich hohe Energieverbräuche auf. Die im Labor gemessenen Werte sind in Tabelle 9-2 gegenüber gestellt. Dabei wird für jeden Speicher zwischen den Betriebsmodi "Bereitschaft", "Standby" und "Schlaf" unterschieden,

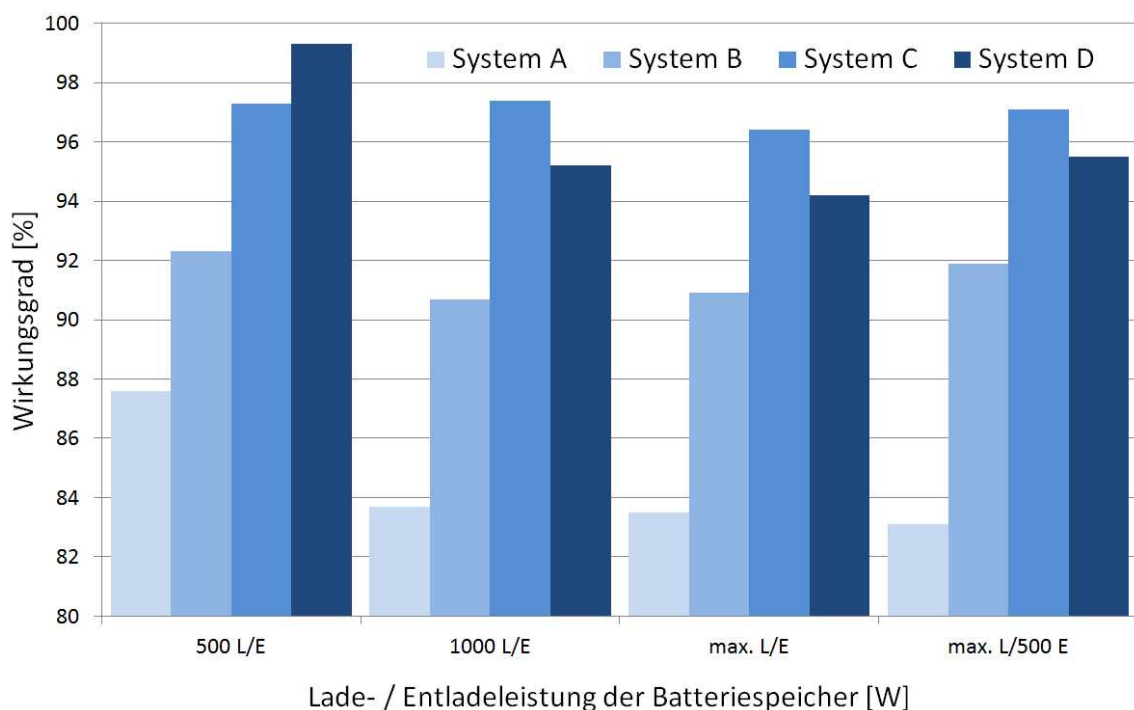


Abbildung 9-16: Round-Trip Wirkungsgrade der Batteriespeicher bei unterschiedlicher Belastung

deren Unterschiede im folgenden erläutert werden:

Bereitschaftsmodus

Als Bereitschaftsmodus wird der Systemzustand beschrieben, in dem ein Speichersystem in der Lage ist, umgehend (mit seiner maximalen Regelgeschwindigkeit) eine Leistungsanfrage zu beantworten. Anders formuliert könnte man den Zustand auch als eine aktive Einspeisung von 0 W Leistung definieren. Bei dieser Betriebsart fallen neben den Verlusten des Batterie- und Energiemanagementsystems (BMS bzw. EMS) auch die Leerlaufverluste der leistungselektronischen Komponenten an. Dies führt dazu, dass große Speichersysteme auch stets höhere Bereitschaftsverluste haben als Speicher mit einer kleinen Ausgangsleistung (siehe auch Kapitel 9.9). Die (nahezu konstanten) Verluste im Bereitschaftsmodus sind darüber hinaus wesentlich für die verhältnismäßig geringen Wirkungsgrade der Speichersysteme in niedrigen Leistungsbereichen verantwortlich, da sie als konstante Verluste in die Rechnung eingehen. Zur Messung der Energieaufnahme im Bereitschaftsmodus wurden die Speichersysteme jeweils mit einem Entladepuls, gefolgt von einer Pause (0 W Ausgangsleistung), belastet.

Standby-Modus

Im Standby Modus sind sowohl BMS als auch EMS des Speichersystems aktiv, die abschaltbaren leistungselektronischen Komponenten, insbesondere des Netzwechselrichters, sind dagegen weitestgehend inaktiv; ein unmittelbares Reagieren auf plötzliche Leistungsanforderungen ist somit nicht möglich. Das Speichersystem misst während des Standby-Modus die Energieflüsse des Haushaltes, um sich bei Bedarf in den Bereitschaftsmodus zurückzusetzen.

Schlafmodus

Manche Speichersysteme können in einen Schlafmodus wechseln, in dem aus Effizienzgründen weite Teile des

EMS sowie der leistungselektronischen Komponenten abgeschaltet werden. Zur Wiederherstellung der vollen Funktionalität ist ein "Hochfahren" notwendig, das eine gewisse Zeit (typischerweise rund 1-2 Minuten) in Anspruch nimmt. Das Verweilen im Schlafmodus tritt insbesondere in den späteren Nachtstunden, nach vollständiger Entladung des Batteriespeichers auf. Erst bei einer erneuten Bereitstellung elektrischer Energie durch die PV-Anlage am nächsten Tag wird der Speicher reaktiviert.

In Tabelle 9-2 sind die Eigenverbräuche der im Labor vermessenen Systeme in den unterschiedlichen Betriebsmodi dargestellt. Bei der Interpretation der Messdaten ist zu beachten, dass die durchgeführten Messungen mit den gleichen Messinstrumenten umgesetzt wurden, die auch im Feld zur Anwendung kommen. Da die verwendeten Sensoren darauf ausgelegt wurden, einen großen Leistungsbereich abzudecken kann insbesondere die Messung sehr kleiner Wechselströme nur mit einer begrenzten Genauigkeit umgesetzt werden. Die Messungen sind somit qualitativer Art. Es ist geplant, die entsprechenden Messungen in Zukunft mittels eines Präzisionsmessgerätes zu validieren.

Folgende Aussagen können bereits anhand der vorliegenden Messdaten getroffen werden:

- System A weist in allen Betriebsmodi einen extrem niedrigen Eigenverbrauch im einstelligen Wattbereich auf und definiert damit das in diesem Bereich zurzeit technisch mögliche. Die aufgetretenen Verbräuche waren teilweise zu klein um mit den verwendeten Messgeräten verlässlich detektiert zu werden.
- System B wies, unabhängig vom Betriebszustand, eine weitestgehend konstante Dauerleistung von rund 15 W Eigenverbrauch auf. Da das vermessene System scheinbar weder einen Standby- noch einen Schlafmodus verwendet könnten hier alleine durch softwareseitige Anpassungen

Auswertung des Intensiv-Monitorings

Vermessung von Speichersystemen im Labor

deutliche Einsparungen erreicht werden.

- System C zeigt im Bereitschaftsmodus eine Leistungsaufnahme von ca. 25 W und versetzt sich bei Inaktivität in einen sehr effizienten Schlafmodus
- System D weist von allen Systemen den höchsten Grundverbrauch auf, kann jedoch durch Verwendung eines gut funktionierenden Schlafmodus seine Energieaufnahme, verglichen mit dem Bereitschaftsmodus, auf rund ein Fünftel reduzieren.

Bei der Interpretation der Messungen ist zu berücksichtigen, dass unter den vermessenen Systemen sowohl AC- als auch DC-gekoppelte Speichersysteme, teilweise mit 3-phasigem Anschluss untersucht wurden: Ein höheres Funktionsspektrum (beispielsweise eine höhere Ausgangsleistung zur Einspeisung von Solarstrom der PV-Anlage) schlägt sich dabei stets auch unmittelbar in einem höheren Eigenbedarf der Systeme nieder (siehe hierzu auch Kapitel 9.9.8).

9.7.7 Messung der Regelgüte

Die wesentliche Aufgabe eines PV-Speichers ist es, solare Überschüsse zu speichern und am Abend durch Abgabe dieser Energie, den Strombezug aus dem Netz zu reduzieren. Damit der PV-Speicher seine Leistungsaufnahme (Laden) und Leistungsabgabe (Entladen) der jeweiligen Situation anpassen kann, benötigt er permanent Informationen über die Energiebilanz des Haushalts.

System	A	B	C	D
Bereitschaftsmodus	< 10	Ca. 15 W	Ca. 25 W	Ca. 50 W
Standby-Modus	< 10	Ca. 15 W	Ca. 15 W	Ca. 30 W
Schlafmodus	< 10	Ca. 15 W	< 10 W	Ca. 10 W

Tabelle 9-2: Eigenverbräuche sortiert nach Speichersystem und Modus Sonnenbatterie, Pfad Bat2AC

Hierzu wird zum Beispiel ein Leistungsmessgerät am Hausanschlusspunkt installiert, welches Aufschluss darüber gibt, ob gerade Leistung ins Netz eingespeist oder Leistung aus dem Netz bezogen wird. Daraus berechnet das BMS des Speichers, wie hoch seine Leistungsaufnahme bzw. -abgabe sein soll. Im Idealfall stellt das Speichersystem die entsprechend berechnete Leistung in Nullzeit exakt ein, so dass die resultierende Netzaustauschleistung dauerhaft null Watt beträgt. Aufgrund von Ungenauigkeiten beim Messen der Energiebilanz des Haushalts, der Verarbeitung der Messdaten oder der Regelung des Speichers sowie Tot- und Einregelzeiten kann dies jedoch in der Praxis oft nicht in der geforderten Qualität erreicht werden.

Die (theoretisch) optimale Regelung eines idealen PV-Speichers ist schematisch in Abbildung 9-17 (oben) dargestellt:

- Die X-Achse bildet hierbei die im Haushalt auftretende Residualleistung ab:
 - Eine negative Residualleistung entspricht einem Leistungsüberschuss (mehr PV-Erzeugung als Verbrauch).
 - Bei einer positiven Residualleistung übertrifft der Leistungsbedarf des Haushaltes die Erzeugung der PV-Anlage.
- Auf der Y-Achse ist die resultierende (bilanzielle) Netzaustauschleistung des Haushaltes aufgetragen.
 - Bei einem Haushalt ohne Speichersystem wird die Residualleistung unmittelbar in eine Netzaustauschleistung umgesetzt, so dass sich die gestrichelte Linie "ohne Speicher" ergibt
 - Ein idealer Speicher ohne jegliche Restriktionen würde dagegen die Netzaustauschleistung des Haushalts zu allen Zeiten auf Null regeln und den Haushalt somit vollständig netzautark machen.

Neben den beiden idealen Fällen "Ohne Speicher" und "Ideale Regelung" kann ein Speichersystem, bedingt durch Mess- und Regelungenauigkeiten grundsätzlich in vier unterschiedlichen Betriebsbereichen operieren:

PV-Einspeisung

Das Speichersystem nimmt (obwohl es technisch dazu in der Lage wäre) nicht die gesamte überschüssige PV-Erzeugung auf, so dass ein Teil der erzeugten Solarleistung in das öffentliche Netz eingespeist wird. Für den Betreiber stellt dies ggf. einen Verlust dar, da er den dadurch nicht eingespeicherten Strom möglicherweise später aus dem Netz beziehen muss. Da eine perfekte Regelung nicht möglich ist und eine Ladung des Speichers aus dem Netz unter allen Umständen vermieden werden sollte, sollte sich ein gutes Speichersystem für alle negativen Residualleistungen in diesem Bereich befinden. Die Qualität der implementierten Regelung kann dabei direkt anhand der erreichten Netzaustauschleistung abgelesen werden: Je geringer diese ist, umso höher ist die Regelgüte des Speichersystems in diesem Arbeitsbereich.

Netzladung

In diesem Betriebszustand wird die Batterie mit einer höheren Leistung geladen, als die PV-Anlage zur Verfügung stellt. Dadurch wird neben PV-Leistung auch Netzstrom in die Batterie geladen. Dies stellt für den Betreiber einen doppelten wirtschaftlichen Verlust dar, da einerseits die verfügbare Batteriekapazität nicht vollständig für Solarstrom genutzt werden kann und andererseits teurer Netzstrom verlustbehaftet zwischengespeichert wird, wodurch er, bilanziell gesehen, um rund 15 % verteuert wird. Dieser Betriebszustand ist sowohl technisch als auch wirtschaftlich nachteilhaft und daher rot hinterlegt.

Netzversorgung

Der elektrische Haushaltsbedarf kann in diesem Fall aufgrund von Mess- und Regelungenauigkeiten nicht zu

100% durch den Batteriespeicher gedeckt werden, so dass die verbleibende Differenz aus dem öffentlichen Netz bezogen wird. Da auch hier eine perfekte Regelung nicht möglich ist sollten Speichersysteme tendenziell etwas weniger Leistung einspeisen um einen Überschuss zu vermeiden, der ansonsten nicht mehr zur lastgerechten Versorgung des Haushalts zur Verfügung steht.

Batterieeinspeisung

In diesem Fall wird die Haushaltslast durch die Batterie "überdeckt", so dass ein Teil der Batterieleistung in das Stromnetz eingespeist wird. Dabei wird die eingespeiste Leistung mit rund 12 Cent/kWh vergütet, was verglichen mit einer Nutzung im Haushalt nachteilig ist, wo sie einen Wert von ca. 29 Cent/kWh hätte.

Die Vermessung der Speichersysteme im Labor ergab das in Abbildung 9-17 (unten) dargestellte Verhalten. Es ist zu erkennen, dass keins der vermessenen Speichersysteme im eingeschwungenen Zustand eine hinreichende Regelgüte aufweist. Im Einzelnen zeigen die vermessenen Speichersysteme folgendes Regelverhalten:

- System A und D zeigen eine mäßige Regelgüte mit Abweichungen im Bereich 20...50 W. Das Laden des Speichers erfolgt dabei jeweils ausschließlich mit PV-Strom - beim Entladen der Batterie wird jedoch kontinuierlich Leistung in das öffentliche Stromnetz eingespeist, so dass es hier für den Betreiber zu monetären Verlusten kommt.
- System C zeigt beim Laden der Batterie eine hohe Abweichung von ca. 70 W, die dazu führt, dass das System an einem wechselhaften Tag möglicherweise nicht vollgeladen werden kann. Beim Entladen zeigt sich eine kontinuierliche, jedoch vergleichsweise geringe Übereinspeisung des Batteriespeichers in das Stromnetz.
- System B zeigt ein inkonsistentes, stark leistungsabhängiges Regelverhalten mit akzeptabler Regelgüte in den

Auswertung des Intensiv-Monitorings

Vermessung von Speichersystemen im Labor

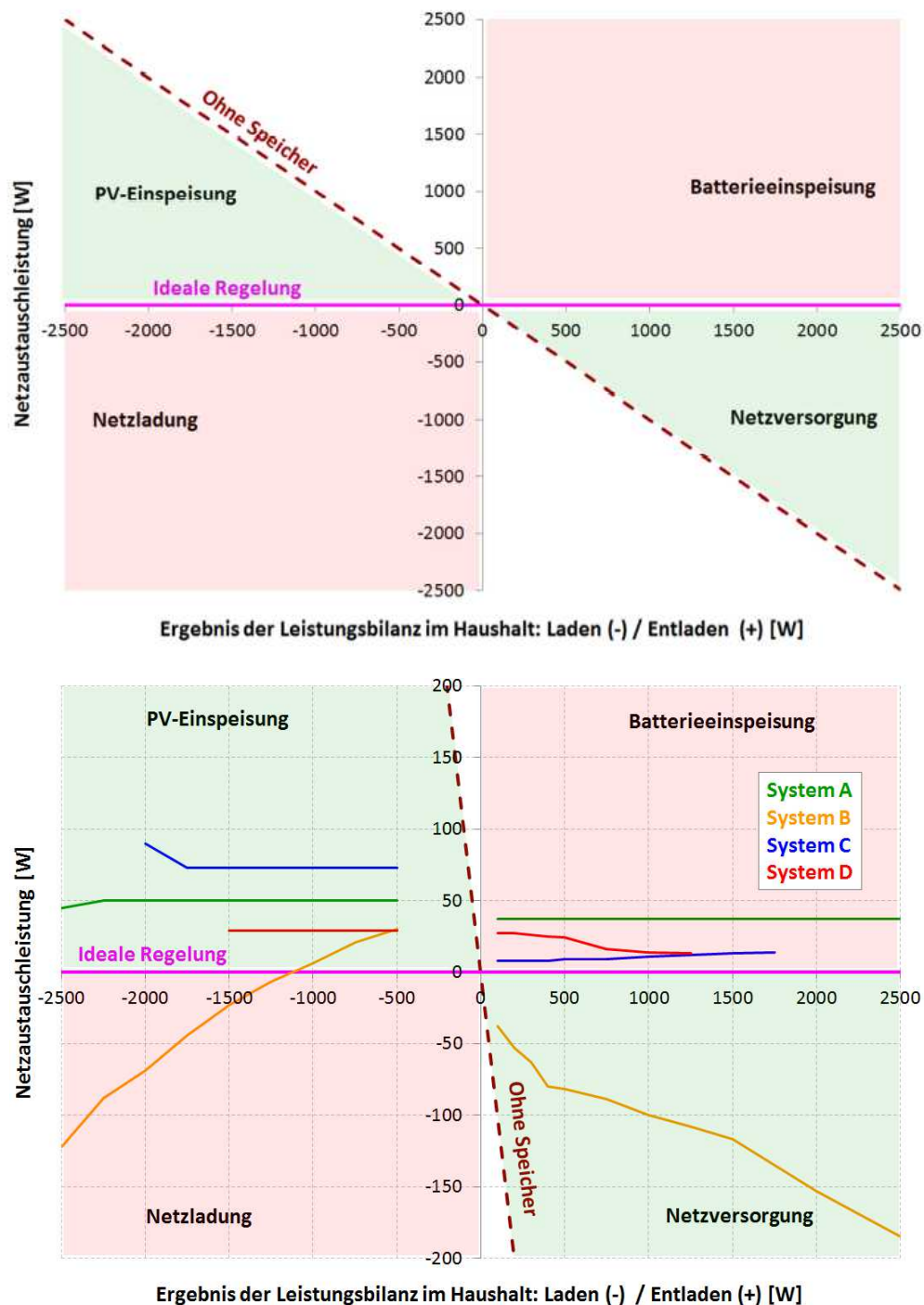


Abbildung 9-17: Einfluss der Regelgüte auf die Netzaustauschleistung. Oben: optimales Betriebsverhalten für Systeme mit und ohne Batteriespeicher. Unten: Gemessene Regelgüte der untersuchten Speichersysteme

kleinen Leistungsbereichen und sehr hohen Abweichungen in den größeren Leistungsbereichen: Ab einer Ladeleistung von 1.200 W wird zusätzlicher Ladestrom aus dem Netz bezogen und verlustbehaftet gespeichert. Auch mit steigenden Entladeleistungen zeigt System B erhebliche Abweichungen, die hier zu einer Unterdeckung der Haushaltlasten von bis zu 200 W führen.

Die monetären Einflüsse einer fehlerhaften Regelung für die Betreiber sind dabei nicht vernachlässigbar: Werden bei allen Entladevorgängen innerhalb eines Jahres durchschnittlich 25 W Speicherleistung ins Stromnetz überführt, entgehen dem Haushalt dadurch jährlich rund 50 kWh Eigenverbrauch. Bezogen auf ein typisches Speichersystem kann dies eine Reduzierung von bis zu 5% der Jahresenergiemenge ausmachen.

Als Basis für diese Berechnung wurde ein Speicher mit einer nutzbaren Kapazität von 4 kWh, eine PV-Anlage mit 4 kWp Leistung, ein Jahresstromverbrauch im Haushalt von 4000 kWh sowie eine durchschnittliche Entladeleistung von 500 W angenommen. Bei kleineren Entladeleistungen erhöhen sich sogar die ungenutzt eingespeisten Energiemengen aus der Batterie.

9.7.8 Messung der Regelgeschwindigkeit

Die Regelgeschwindigkeit eines Speichersystems beschreibt, mit welcher Dynamik es auf sich ändernde Situationen in der PV-Erzeugung oder bei den Haushaltlasten reagieren kann um seine Lade- bzw. Entladeleistungen entsprechend zu adaptieren. Ein ideales Speichersystem würde der Residualleistung des Haushaltes in Nullzeit folgen. Aufgrund begrenzter Geschwindigkeiten von Datenerfassung - und Verarbeitung, Kommunikationsschnittstellen und begrenzter Leistungsgradienten der verwendeten leistungselektronischen Bauteile treten in der Realität jedoch zum Teil erhebliche zeitliche Verzögerun-

gen auf. Diese zeitlichen Verzögerungen sorgen dafür, dass ein Speichersystem bei dynamischer Belastung weder die gesamte theoretisch zur Verfügung stehende PV-Leistung nutzen, noch alle Haushaltlasten perfekt bedienen kann.

In Abbildung 9-18 ist beispielhaft die Reaktion des Systems A auf einen Lastsprung dargestellt: Nach einer Totzeit von rund 2 Sekunden, innerhalb derer das Speichersystem keine Reaktion auf die veränderten Randbedingungen zeigt, folgt eine knapp einminütige Ausregeldauer: Innerhalb dieser passt das Speichersystem seine Ausgangsleistung sukzessiv an die Residualleistung des Haushaltes an, bis schließlich ein "stationärer Zustand" im Rahmen der Regelgüte erreicht wird: Im dargestellten Fall schwingt das vermessene System dauerhaft zwischen dem Sollwert und einem maximalen Regelfehler von etwa 75 W. Im Mittel ergibt sich eine dauerhafte Abweichung von ca. 37 W, siehe hierzu auch Kapitel 9.7.7.

In Tabelle 5-2 sind die Totzeiten und Ausregeldauern für die vier untersuchten Speichersysteme in Reaktion auf einen Lastsprung, jeweils von ihrer maximalen Entladeleistung auf 100 W, zusammenfassend dargestellt. Aufgrund der zeitlichen Auflösung der verwendeten Messinstrumente konnten dabei keine Regelzeiten unterhalb einer Sekunde detektiert werden.

- Es zeigt sich, dass System D insgesamt am schnellsten regelt. Eine Totzeit ist mit den verwendeten Prüfinstrumenten nicht erfassbar und auch das Ausregeln geschieht nahezu verzugsfrei. Lediglich bei Lastsprüngen in Höhe der maximalen Batterieleistung zeigt sich ein abweichendes Verhalten: Hier wird zunächst für einige Sekunden mit Volllast in das Netz gespeist, bis eine Einregelung auf den Sollwert (wiederum innerhalb einer Sekunde) erfolgt.
- System C weist ähnlich kleine Totzeiten auf, benötigt zum Ausregeln jedoch bis zu 7 s. An diesem System wurden

Auswertung des Intensiv-Monitorings Vermessung von Speichersystemen im Labor

dagegen auch Lastwechselvorgänge beobachtet, in denen die Ladeleistung schrittweise angepasst wurde und sich der finale Sollwert erst nach 120 s einstellte.

- System B weist stark schwankende Totzeiten von bis zu 13 s mit daraus resultierenden Ausregeldauern von bis zu 15 s auf. Hier scheint das System aufgrund einer ungünstigen Regelung deutlich unterhalb seiner hardwareseitig möglichen Potenziale zu arbeiten.
- Am schlechtesten sind die Ergebnisse bei System A: Mit einer Totzeit von 2 bis 5 s liegt dieser Speicher zwar im Mittelfeld, aber mit einer Ausregeldauer von teilweise bis zu 50 s zeigt dieses System ein nicht akzeptables Regelungsverhalten. Durch dieses extrem träge Regeln werden dem Haushalt nennenswerte Energiemengen in Form von Batterieeinspeisung in das Stromnetz als lokal nutzbare Solarenergie entzogen. Gleichzeitig wird das Einsparpotenzial in der Jahresstromrechnung durch den Vorgang der Netzladeung herabgesetzt.

Zur Interpretation der Ergebnisse muss beachtet werden, dass die dargestellten Messwerte lediglich eine erste, qualitative Analyse darstellen. Zukünftige Messungen mit hochgenauen Prüfinstrumenten, die auf Messungen im

Millisekunden und -wattbereich optimiert sind, sind geplant. Darüber hinaus zeigen alle Speichersysteme eine (erwartbare) klare Abhängigkeit der Ausregeldauer von der Höhe des angelegten Lastsprungs, welche in zukünftigen Arbeiten ebenfalls quantifiziert werden soll.

Eine umfangreiche Analyse der monetären Einflüsse einer endlichen Regelgeschwindigkeit von PV-Speichern für den Betreiber findet sich in [45].

System	Regelgeschwindigkeit		Stationärer Zustand	
	Totzeit [s]	Ausregeldauer [s]	Mittlere Abweichung [W]	Max Abweichung [W]
A	2-5	10-50	+ 30	+ 75
B	2-13	4-15	- 39	- 42
C	< 1-2	1-12 (max. 120)	+ 8	+ 10
D	< 1	< 1 (nur bei Vollast: 5-7)	+ 27	+ 33

Tabelle 9-3: Beispielhafte Totzeiten und Ausregeldauern der vier untersuchten Speichersysteme

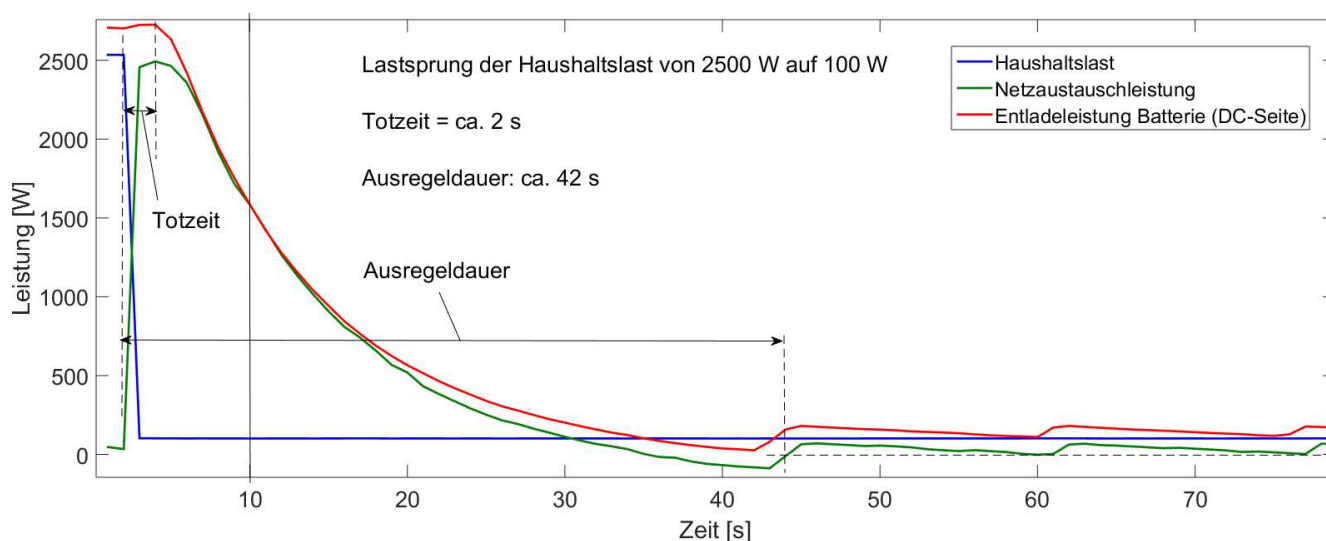


Abbildung 9-18: Zeitlicher Verlauf der Systemantwort auf einen Lastsprung (System A)

9.8 Vermessung von Wirkungsgradkurven an privat betriebenen PV-Speichern

Die hochauflösenden Feldmessungen, die bereits Grundlage für die Analysen in Kapitel 9.1 bis 9.4 waren, können dazu genutzt werden, "virtuelle Wirkungsgradmessungen" anhand realer Betriebszustände durchzuführen um die im Labor erhobenen Messwerte (siehe Kapitel 9.6) zu ergänzen.

Um aus den (zeitlich gekoppelten) Messreihen der einzelnen Speichersysteme reproduzierbare Wirkungsgradkurven erzeugen zu können, ist zunächst eine umfangreiche Vorbearbeitung der Rohdaten erforderlich. Die dazu am ISEA entwickelten Methoden werden in Kapitel 9.8.1 beschrieben. Anschließend werden für jedes der vier vermessenen Speichersysteme exemplarisch die aus den Felddaten des bisherigen Betriebs ermittelten leistungsabhängigen Wirkungsgrade auf allen drei Energiepfaden dargestellt (Kapitel 9.8.2 bis 9.8.4). Schließlich folgt eine Darstellung der gemessenen zyklischen Batteriebelastungen sowie der DC-Batteriewirkungsgrade aller Speichersysteme (Kapitel 9.8.5).

9.8.1 Erzeugen leistungsabhängiger Wirkungsgradkurven anhand hochauflösender Messdaten

Statistisch gesehen durchfährt ein PV-Speichersystem im Verlauf einer typischen Woche mehrfach (nahezu) alle technisch möglichen Betriebszustände. Da für jeden Zeitpunkt die Messdaten aller Eingangs- und Ausgangsleistungen vorliegen, liegt es nahe, eine geclusterte Auswertung dieser Einzelmessungen durchzuführen um statistische Aussagen über die tatsächlich erreichten Wirkungsgrade in den einzelnen Betriebspunkten zu treffen.

Die zur Realisierung dieses Verfahrens durchgeführten Schritte sind im folgenden für das Beispiel des Energiepfades PV2AC einzeln dargestellt. Zu jedem Abschnitt ist dabei auf der folgenden Doppelseite eine vereinfachte Il-

lustration für das Beispiel eines einzelnen Tages dargestellt (siehe Abbildung 9-19a bis 9-19f). Um statistisch belastbare Ergebnisse zu erhalten, werden bei der eigentlichen Berechnung die Messdaten möglichst großer Zeiträume berücksichtigt. Für alle Berechnungen werden die Definitionen der Energiepfade zugrunde gelegt, wie sie bereits in Kapitel 9.7 beschrieben wurden.

1. Isolieren der relevanten Datenreihen

Zur Berechnung der Wirkungsgrade im Pfad PV2AC sind zunächst DC- und AC-Leistungen der PV-Anlage erforderlich. Darüber hinaus wird, zur Berücksichtigung eventueller Streuströme, auch die DC-Leistung des Batteriespeichers benötigt (siehe Schritt 3). Alle Daten werden dabei in ihrer vollen Auflösung ($T=1s$) verarbeitet, es erfolgt keine zeitliche Mittelwertbildung.

2. Sortieren der Daten anhand der PV-Leistung

Zur besseren Veranschaulichung des Verfahrens werden die Daten im zweiten Schritt anhand der DC-seitigen PV-Leistung aufsteigend sortiert (siehe Abbildung 9-19b). Um Rechenzeit zu sparen kann dieser Schritt bei der eigentlichen Auswertung übersprungen werden.

3. Herausfiltern der Mischzustände

Um Aussagen über die Wirkungsgrade der gewählten Energiepfade zu machen, darf zum Zeitpunkt der Analyse kein Mischbetrieb vorliegen, da ansonsten Teile der Leistungselektronik in einem höheren (und somit tendenziell effizienteren) Leistungsbereich betrieben würden, als in diesem Moment durch den betrachteten Pfad verursacht.

Eine objektive Auswertung der Pfadwirkungsgrade ist somit nur zu den Zeitpunkten möglich, an denen die Energieflüsse im nicht-betrachteten Pfad vernachlässigbar klein sind. Als Grenze wurde für die vorliegende Auswertung eine Batterieleistung von $\pm 50\text{ W}$ zugelassen.

Auswertung des Intensiv-Monitorings

Vermessung von Wirkungsgradkurven an privat betriebenen PV-Speichern

4. Einteilen in Leistungsklassen und Berechnung der Wirkungsgrade

Die verbleibenden Messpunkte stellen den reinen Betrieb des Speichersystems im Pfad PV2AC dar. Um zu einer leistungsabhängigen Wirkungsgradkurve zu gelangen werden die verbleibenden Messpunkte nun in Leistungsklassen (Bins) eingeteilt. Als Breite der Bins wurde für die vorliegende Auswertung 50 W gewählt. Dies stellt einen belastbaren Kompromiss aus Genauigkeit und Datenverfügbarkeit dar: Kleinere Leistungsklassen erlauben eine feiner aufgelöste Darstellung der Wirkungsgradkurven, benötigen für eine hinreichende Aussagekraft jedoch eine deutlich höhere Grundgesamtheit an Messdaten.

Die Berechnung der Wirkungsgrade erfolgt dann für jeden Datenpunkt durch Division der Ausgangsgröße (PV-AC) durch die Eingangsgröße (PV-DC). Streuströme in- und aus der Batterie, die innerhalb des gewählten Toleranzbandes liegen, werden dabei näherungsweise berücksichtigt und entsprechend in Abzug gebracht.

5. Herausfiltern von Ausreißern in den einzelnen Bins

Bei der hochauflösenden Vermessung von elektrischen Systemen kann es stets zu einzelnen Ausreißern kommen, die auf transiente Vorgänge oder eine kurzzeitige Fehlsynchronisation der Zeitstempel des Messsystems zurückzuführen ist. Um solche Einflüsse aus der Berechnung herauszuhalten, wird jeweils ein Toleranzband definiert, außerhalb dessen Werte nicht berücksichtigt werden (siehe Abbildung 9-19e). Zur Festlegung des Toleranzbandes wird zunächst der Mittelwert aller Individuen eines Bins sowie die mittlere Abweichung der Individuen hiervon berechnet. Im Anschluss werden alle Individuen, deren Abstand zum Mittelwert größer ist als das Zweifache der mittleren Abweichung beträgt aus der Auswertung herausgenommen. Das gewählte Toleranzband hat somit in jedem Bin eine Breite äquivalent zur vierfachen mittleren Abweichung vom Mittelwert der Individuen dieses Bins.

6. Berechnen von Mittelwert und Standardabweichung in jedem Bin

Anhand der verbleibenden Individuen werden schließlich für jedes Bin Mittelwert und Standardabweichung gebildet und in die erzeugte Wirkungsgradkurve eingetragen. Es ist zu beachten, dass die Daten bereits im vorhergehenden Schritt von Ausreißern bereinigt wurden und die Standardabweichung daher nicht auf die Gesamtheit aller Messwerte angewendet wird.

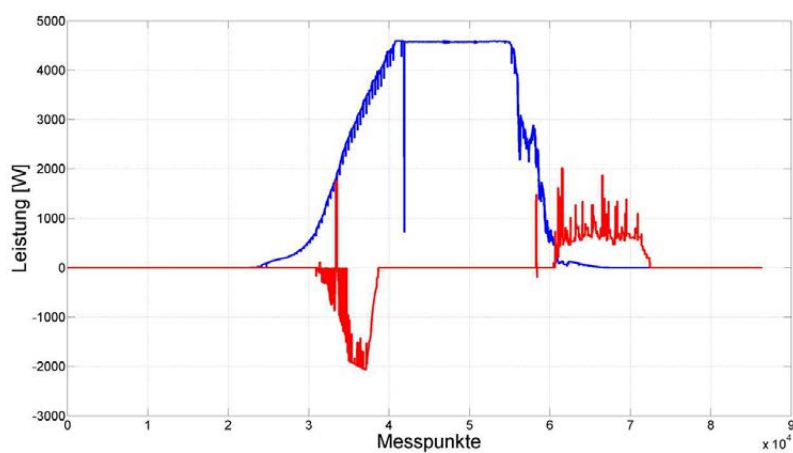


Abbildung 9-19a: Darstellung der Ausgangsdaten: PV-DC (blau) und BAT-DC (rot). Auf eine Darstellung von PV-AC wird zwecks einer besseren Anschaulichkeit verzichtet.

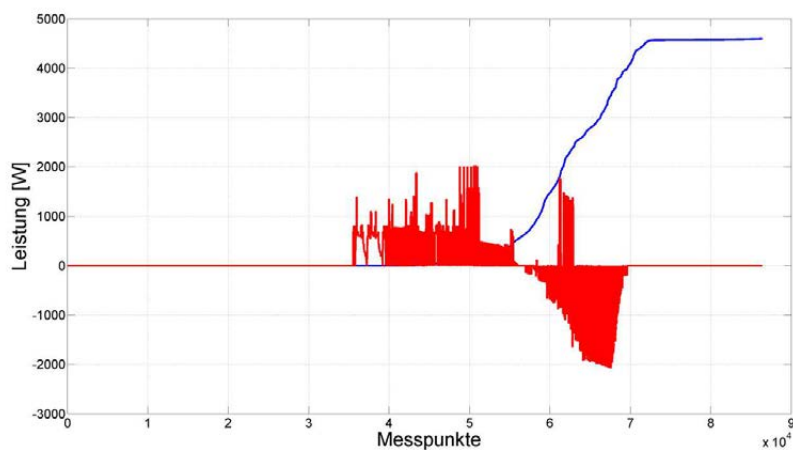


Abbildung 9-19b: Darstellung der nach der PV-Leistung (DC) sortierten Ausgangsdaten

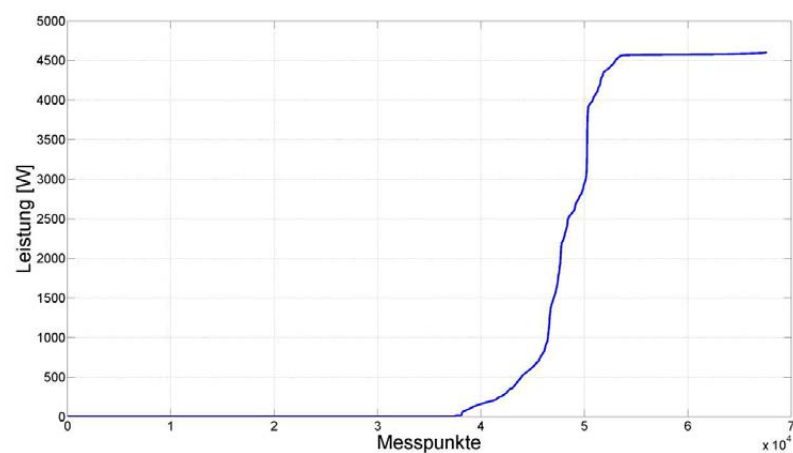


Abbildung 9-19c: Darstellung der Ausgangsdaten, nach Herausfiltern der Mischzustände.

Auswertung des Intensiv-Monitorings

Vermessung von Wirkungsgradkurven an privat betriebenen PV-Speichern

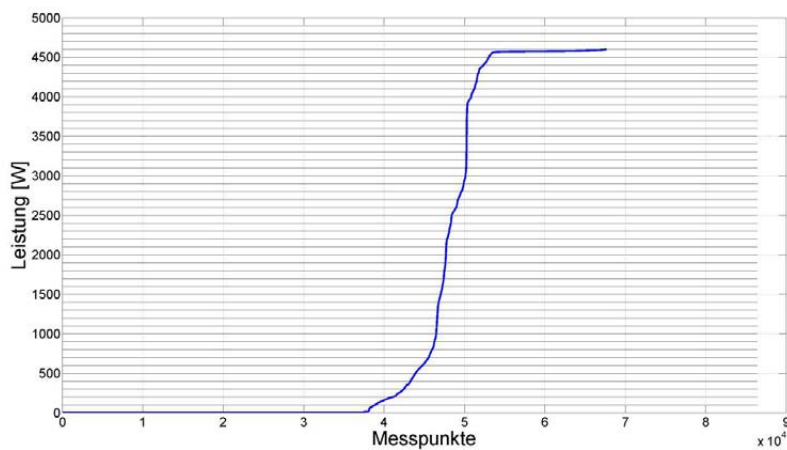


Abbildung 9-19d: Einteilung der verbleibenden Messwerte in Leistungsbereiche konstanter Breite (Bins)

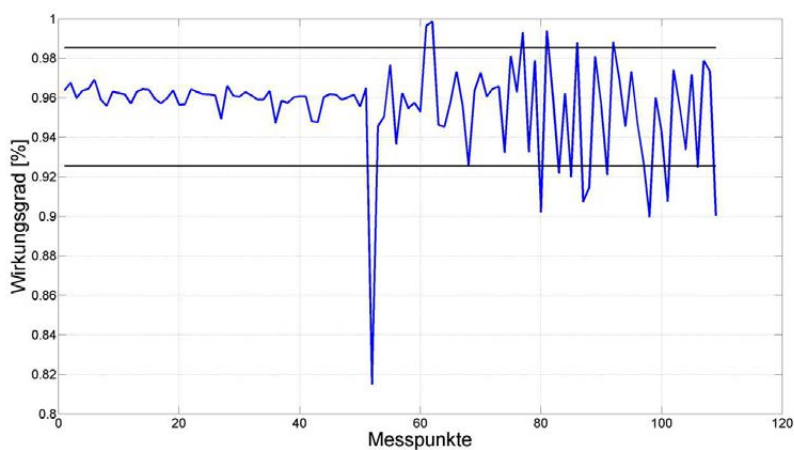


Abbildung 9-19e: Darstellung der berechneten Wirkungsgrade für den Pfad PV2AC innerhalb eines Bins. In schwarz ist das gewählte Toleranzband eingetragen.

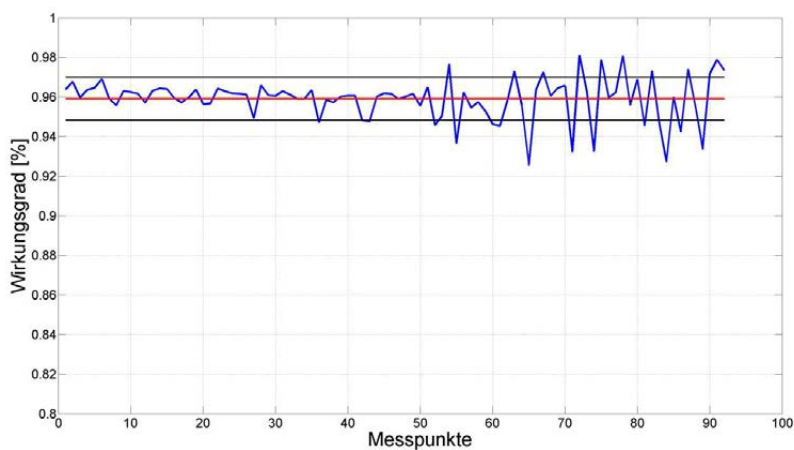


Abbildung 9-19f: Nachdem die Ausreißer aus der Datenmenge herausgefiltert wurden werden Mittelwert und Standardabweichung der verbleibenden Individuen gebildet.

9.8.2 Wirkungsgrade des Pfades PV2AC

In Abbildung 9-20a bis 9-20e sind die nach dem in Kapitel 9.8.1 beschriebenen Verfahren aus Felddaten ermittelten Wirkungsgradkurven für den Energiepfad PV2AC, also die Direkteinspeisung der PV-Anlage in das Stromnetz, bzw. den Haushalt, dargestellt. Für jedes der vier unterschiedlichen im Feld vermessenen Speichersysteme wird eine exemplarische Analyse dargestellt. Die vermessenen Zeiträume der einzelnen Anlagen sind dabei nicht identisch, was aufgrund der zeitlichen Entkopplung der Auswertung (siehe Kapitel 9.8.1) jedoch grundsätzlich keinen Einfluss auf die Aussagekraft der Analyse hat.

Bei der Bewertung des Pfades PV2AC ist zu beachten, dass die ermittelten Wirkungsgrade bei AC-gekoppelten Speichersystemen vor allem auf den verwendeten PV-Wechselrichter zurückzuführen sind und keine Aufschlüsse über die Qualität des eigentlichen Speichersystems geben.

Aufgrund unterschiedlicher Konfigurationen der im Labor und Feld vermessenen Speichersystemen wird auf eine gemeinsame Darstellung der Ergebnisse verzichtet.

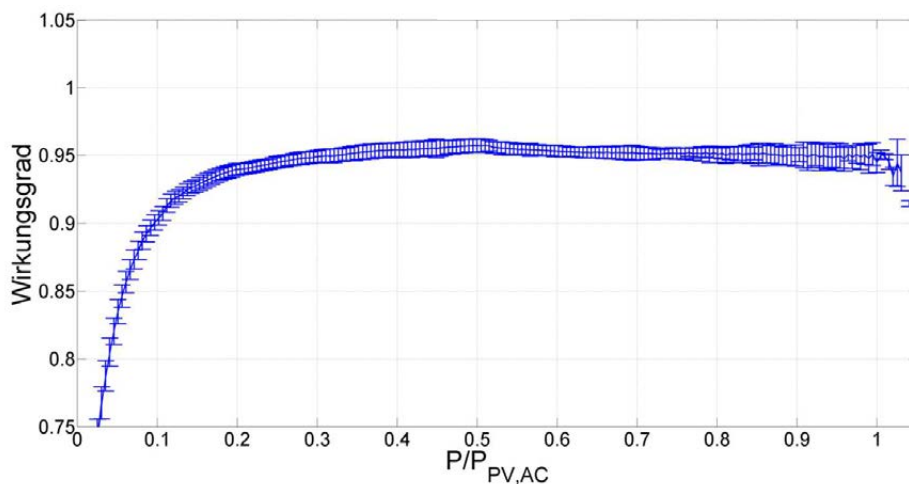


Abbildung 9-20a: Wirkungsgrad des Systems A (Pfad: PV2AC)

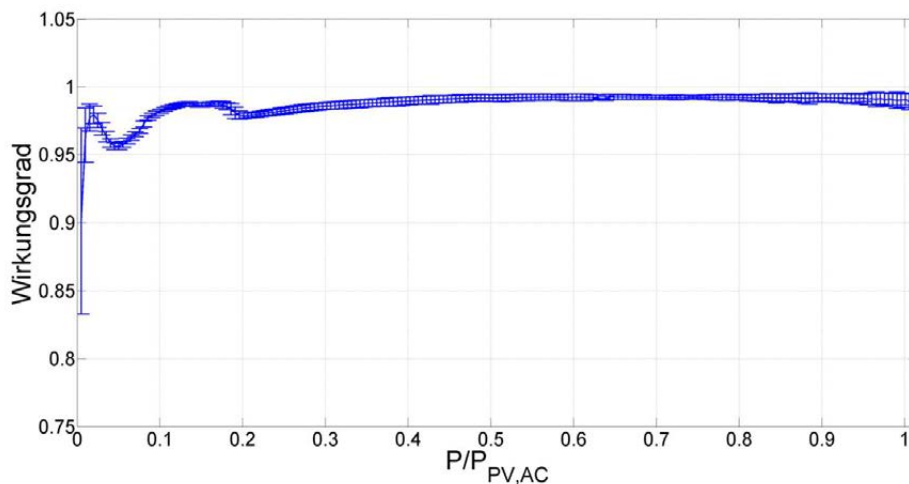


Abbildung 9-20b: Wirkungsgrad des Systems B (Pfad: PV2AC)

Auswertung des Intensiv-Monitorings

Vermessung von Wirkungsgradkurven an privat betriebenen PV-Speichern

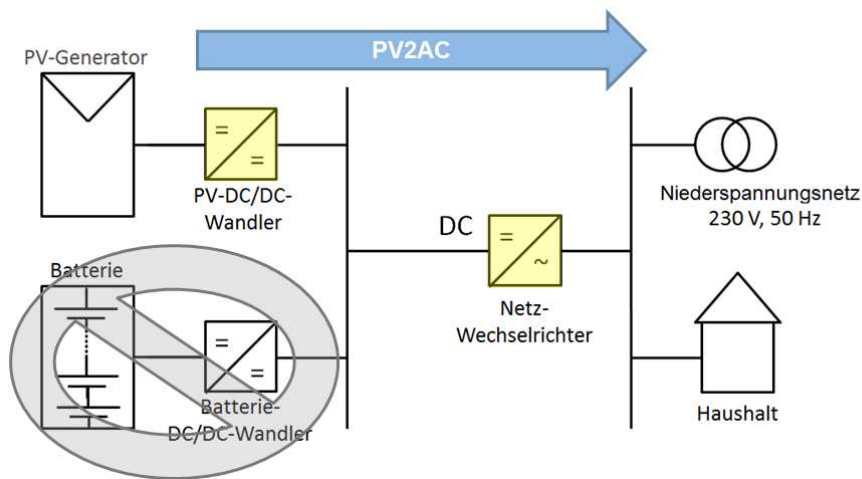


Abbildung 9-20c: Energiepfad PV2AC: Direkteinspeisung der Solaranlage in das Stromnetz bzw. den Haushalt

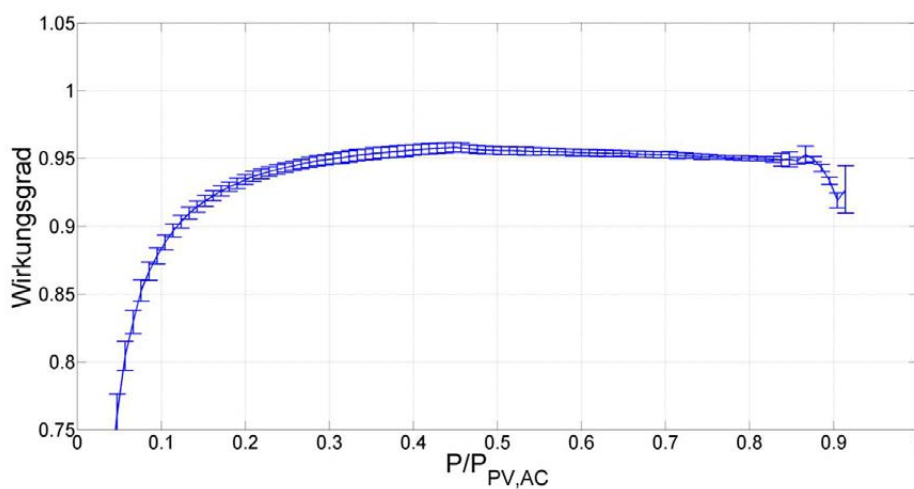


Abbildung 9-20d: Wirkungsgrad des Systems C (Pfad: PV2AC)

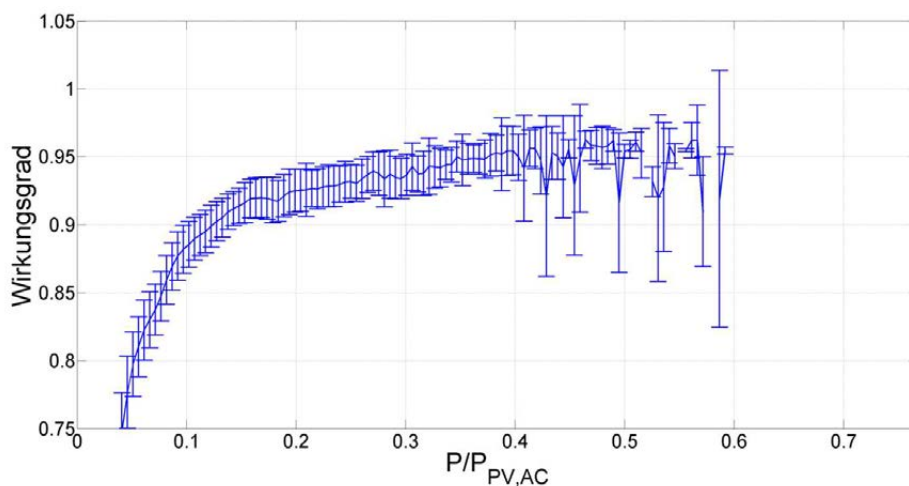


Abbildung 9-20e: Wirkungsgrad des Systems D (Pfad: PV2AC)

9.8.3 Wirkungsgrade des Pfades PV2Bat

In Abbildung 9-21a bis 9-21e sind die nach dem in Kapitel 9.8.1 beschriebenen Verfahren aus Felddaten ermittelten Wirkungsgradkurven für den Energiepfad PV2Bat, also das Laden der Batterie durch die PV-Anlage, dargestellt. Die dargestellten Speichersysteme sind dabei identisch zu denen in Kapitel 9.8.2 und Kapitel 9.8.4.

In Übereinstimmung mit den Ergebnissen der Labormessungen (siehe Kapitel 9.6.3) wurden keine Abhängigkeit der Wirkungsgrade von den jeweiligen Ladezuständen der Batteriespeicher berücksichtigt. Die durchgeführten virtuellen Messungen stellt somit eine implizite Mittlung über

diesen potenziellen Einflussfaktor dar.

Bei der Bewertung des Pfades PV2BAT ist darüber hinaus zu beachten, dass die ermittelten Wirkungsgrade bei AC-gekoppelten Speichersystemen neben dem eigentlichen Speicher zu relevanten Teilen durch die Performanz des verwendeten PV-Wechselrichter zurückzuführen sind.

Aufgrund unterschiedlicher Konfigurationen der im Labor und Feld vermessenen Speichersystemen wird auf eine gemeinsame Darstellung der Ergebnisse verzichtet.

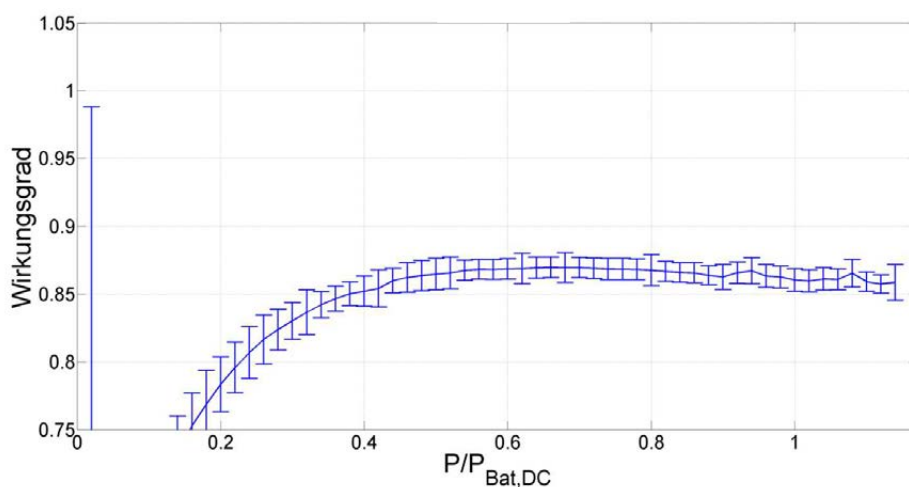


Abbildung 9-21a: Wirkungsgrad des Systems A (Pfad: PV2Bat)

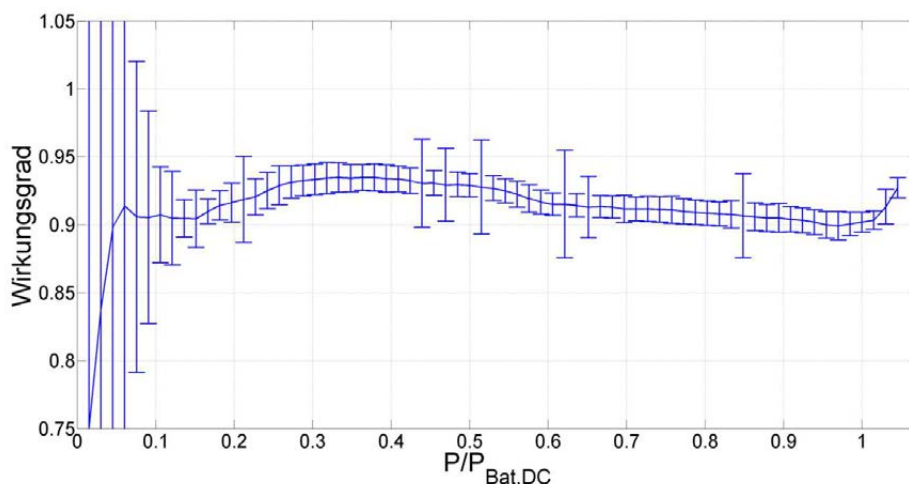


Abbildung 9-21b: Wirkungsgrad des Systems B (Pfad: PV2Bat)

Auswertung des Intensiv-Monitorings

Vermessung von Wirkungsgradkurven an privat betriebenen PV-Speichern

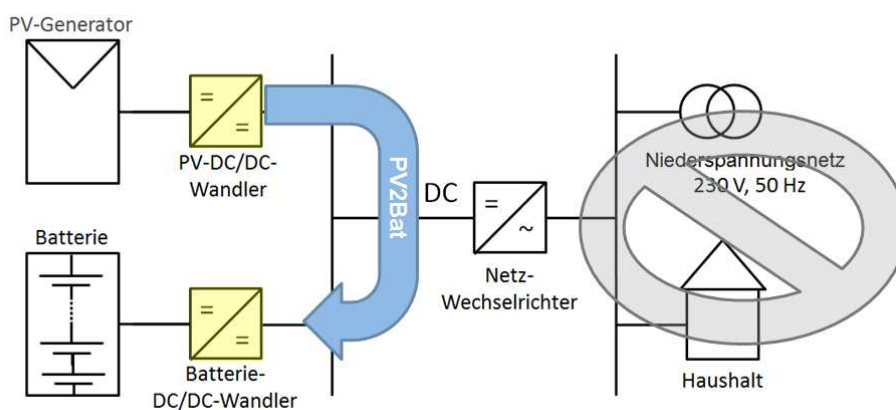


Abbildung 9-21c: Energiepfad PV2BAT: Laden der Batterie durch die PV-Anlage

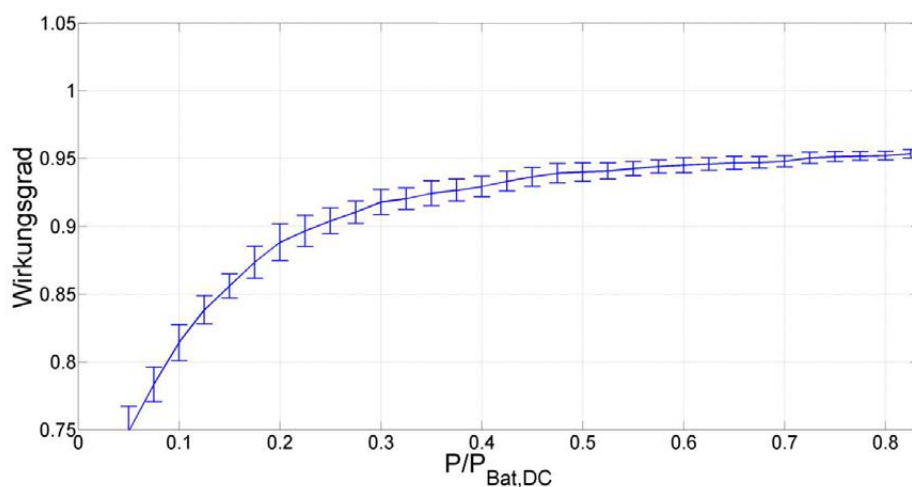


Abbildung 9-21d: Wirkungsgrad des Systems C (Pfad: PV2Bat)

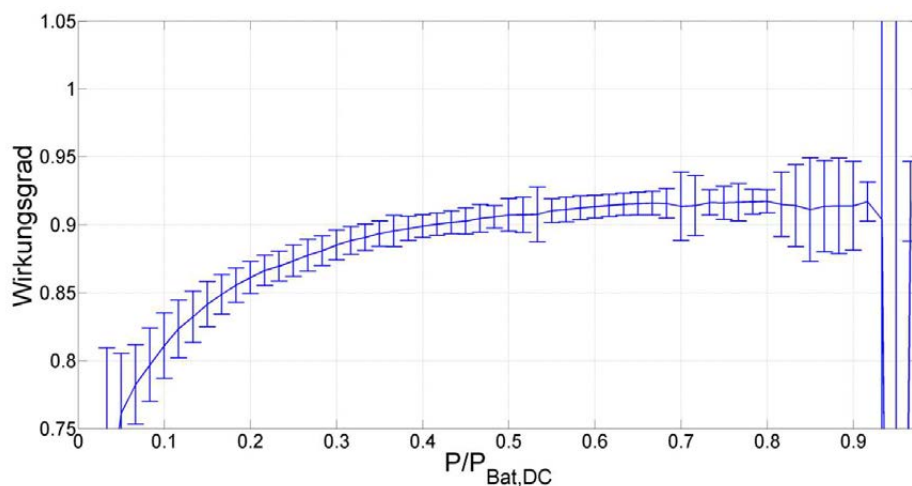


Abbildung 9-21e: Wirkungsgrad des Systems D (Pfad: PV2Bat)

9.8.4 Wirkungsgrade des Pfades Bat2AC

In Abbildung 9-22a bis 9-22e sind die nach dem in Kapitel 9.8.1 beschriebenen Verfahren aus Felddaten ermittelten Wirkungsgradkurven für den Energiepfad Bat2AC, also das Decken der Haushaltslast durch die Batterie, dargestellt. Die dargestellten Systeme sind dabei identisch zu denen in Kapitel 9.8.2 und Kapitel 9.8.3.

Analog zum vorherigen Kapitel wurden in Übereinstimmung mit den Ergebnissen der Labormessungen (siehe auch Kapitel 9.6.4) keine Abhängigkeit der Wirkungsgrade von den Ladezuständen der Batteriespeicher berücksichtigt.

Im Gegensatz zu den in Kapitel 9.8.2 und 9.8.3 dargestellten Wirkungsgradverläufen sind die hier gezeigten Ergebnisse auch bei AC-gekoppelten Speichersystemen ausschließlich auf die im Speicher verbauten Komponenten zurückzuführen, da der (externe) PV-Wechselrichter in diesem Energiepfad nicht berücksichtigt wird.

Aufgrund unterschiedlicher Konfigurationen der im Labor und Feld vermessenen Speichersystemen wird auf eine gemeinsame Darstellung der Ergebnisse verzichtet.

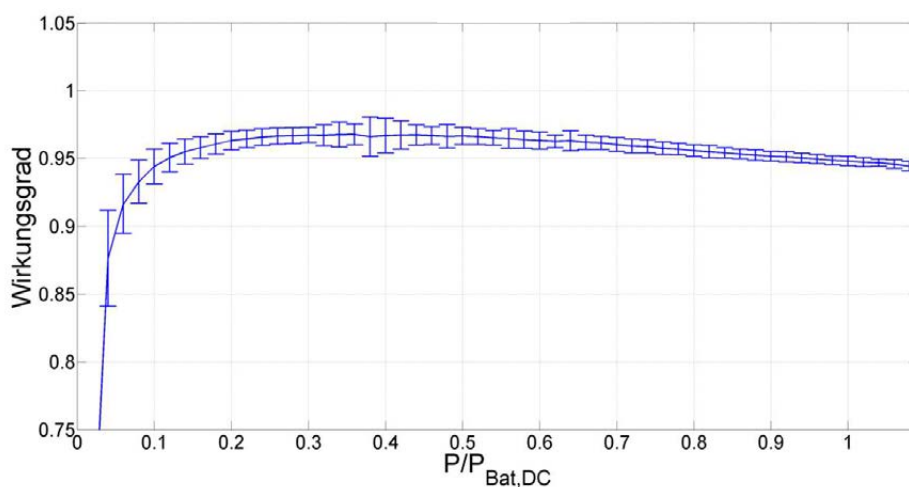


Abbildung 9-22a: Wirkungsgrad des Systems A (Pfad: Bat2AC)

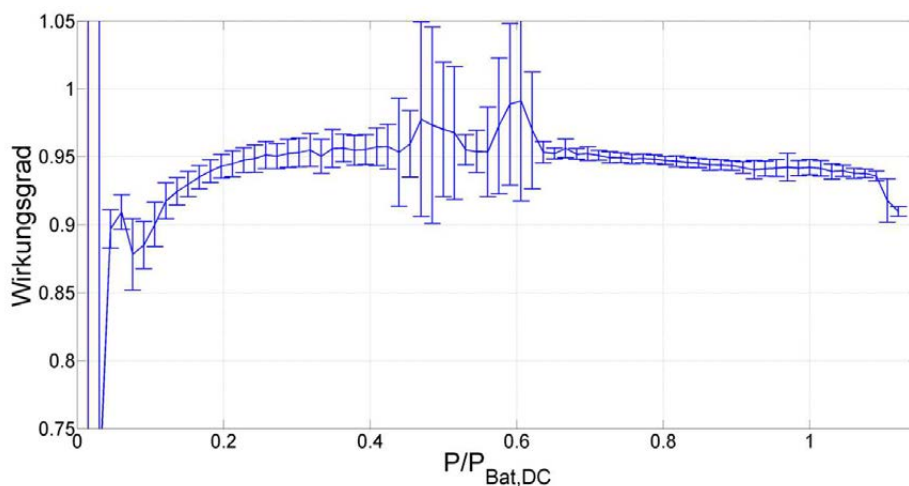


Abbildung 9-22b: Wirkungsgrad des Systems B (Pfad: Bat2AC)

Auswertung des Intensiv-Monitorings

Vermessung von Wirkungsgradkurven an privat betriebenen PV-Speichern

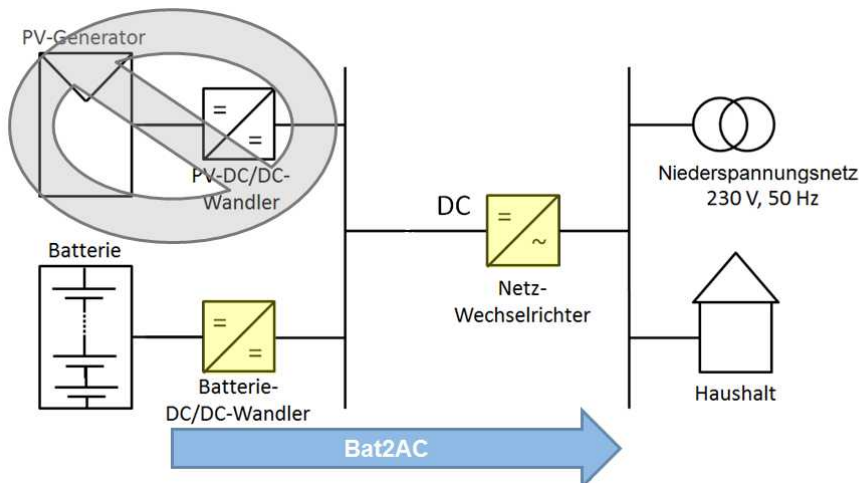


Abbildung 9-22c: Energiepfad Bat2AC: Direkteinspeisung des Speichers in das Stromnetz bzw. den Haushalt

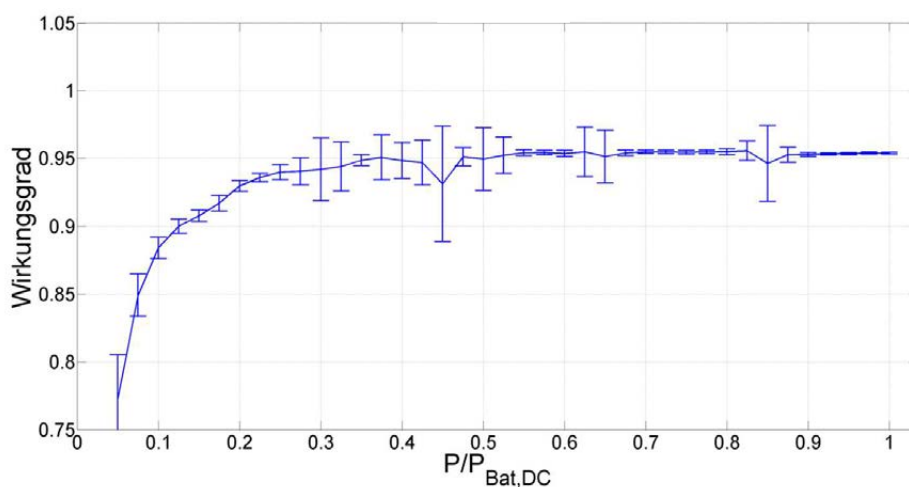


Abbildung 9-22d: Wirkungsgrad des Systems C (Pfad: Bat2AC)

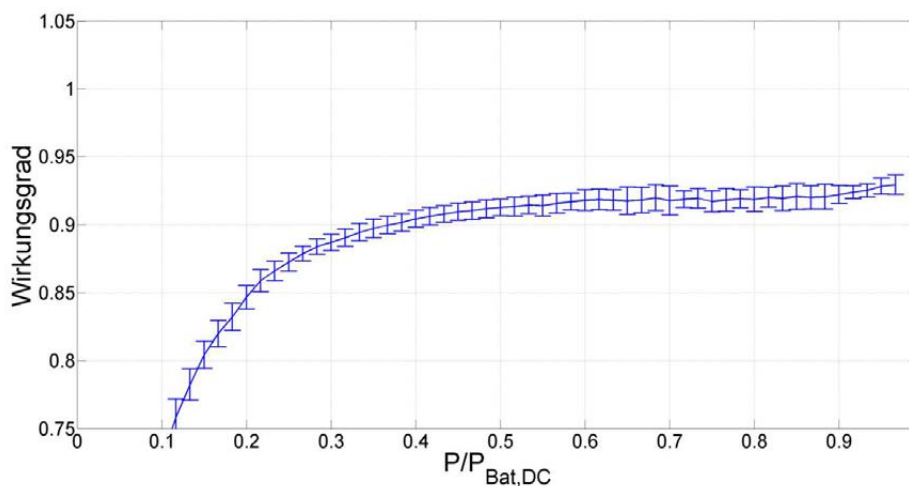


Abbildung 9-22e: Wirkungsgrad des Systems D (Pfad: Bat2AC)

9.8.5 Wirkungsgrade der Batteriespeicher und Auswertung der täglichen Zyklierung

Neben den Wirkungsgraden der leistungselektronischen Komponenten eines Speichersystems ist der energetische Verlust beim Laden und Entladen der Batterie von zentraler Bedeutung. Dieser Verlust wird zum einen dadurch bestimmt, mit welcher Effizienz die Energie in der Batterie zwischengespeichert werden kann und zum anderen, wie stark die Batterie über den Betrachtungszeitraum genutzt wird.

Für den Betreiber ist es aus wirtschaftlichen Gründen wünschenswert, eine möglichst hohe Ausnutzung seiner Batteriekapazität zu erreichen. Rechnerisch lässt sich die Ausnutzung der Batteriekapazität durch Angabe der äquivalenten Vollzyklen beschreiben. Dieser Wert gibt an, wie oft ein System in einem betrachteten Zeitraum theoretisch hätte vollständig ge- und wieder entladen werden können (Teilzyklen werden dabei zu Vollzyklen aufaddiert). Die Anzahl der erreichbaren äquivalenten Vollzyklen eines Speichersystems hängt stark von der Dimensionierung des Gesamtsystems aus PV-Anlage, Haushaltslast und Batteriespeicher ab:

- Ein tendenziell klein ausgelegtes Speichersystem kann dabei, bezogen auf seine Kapazität, öfter vollständig zyklisiert werden, da hierzu geringere Energiemengen erforderlich sind. Im Gegenzug wirkt sich ein kleiner Speicher natürlich weniger stark auf den Eigenverbrauch und die Autarkie aus.
- Wird der Speicher im Vergleich zur PV-Anlage und Haushaltslast sehr groß dimensioniert, so steigen Eigenverbrauchsquote und Autarkiegrad stärker an, im Jahresverlauf werden dadurch aber tendenziell weniger Vollzyklen erreicht: Im Winter reicht aufgrund reduzierter Sonneneinstrahlung der erzeugte PV-Überschuss nicht aus, um den Speicher vollständig zu füllen. Im Sommer kann es dagegen vermehrt vorkommen, dass der Speicher

über Nacht nicht komplett entladen wird, da der Haushalt im Sommer insgesamt weniger Strom benötigt und zudem die Nächte - also die Zeiträume fehlender solarer Einstrahlung - deutlich kürzer sind.

Für die zwölf im Feld vermessenen PV-Speicher wurde anhand der aufgezeichneten Messdaten eine Auswertung hinsichtlich der Ausnutzung und des Wirkungsgrades jedes Batteriespeichers durchgeführt. Dabei wurden jeweils die über den gesamten betrachteten Zeitraum am Batteriespeicher DC-seitig umgesetzten Energiemengen (Einspeisung und Entladung) betrachtet und miteinander verglichen. Aufgrund der unterschiedlichen Betrachtungszeiträume sind jahreszeitliche Effekte zu berücksichtigen.

Die Ergebnisse sind in Tabelle 9-5 dargestellt. Die Tabelle zeigt eine Übersicht der Systeme inklusive der gesamten Be- und Entladung über den Messzeitraum. Die Systeme sind nach dem gemessenen energetischen Batteriewirkungsgrad absteigend sortiert.

Wirkungsgrade

Die Ergebnisse in Tabelle 9-5 zeigen eine klare Korrelation der gemessenen Batteriewirkungsgrade zu den unterschiedlichen Systemherstellern. Dies stellt in Hinblick auf die unterschiedlichen verwendeten Speichertechnologien (Lithium-Ionen (NMC), Lithium-Ionen (LiFePO₄) und Bleisäure (OPzS)) ein erwartbares Ergebnis dar, auf das hier jedoch nicht weiter eingegangen werden soll (siehe Einschränkung in Kapitel 9.7).

Zyklenzahlen

In Tabelle 9-5 sind sowohl der Messzeitraum, als auch die insgesamt aufgetretenen Lade- und Entlademengen sowie die resultierenden äquivalenten Vollzyklen dargestellt. Bei der Interpretation muss berücksichtigt werden, dass einige der Messsysteme erst spät im Jahr 2015 installiert

Auswertung des Intensiv-Monitorings

Vermessung von Wirkungsgradkurven an privat betriebenen PV-Speichern

wurden und sich der Messzeitraum in diesem Fall größtenteils über das Winterhalbjahr erstreckt, was sich in niedrigeren batterieeitigen Energieumsätzen niederschlägt.

Insgesamt zeigt sich für die beobachteten Speichersysteme eine Spannweite zwischen 0,3 und 0,8 täglichen äquivalenten Vollzyklen. Kleiner ausgelegte Speichersysteme weisen dabei, auch bei gleichem Hersteller bzw. Spei-

cherprodukt, durchgehend tendenziell höhere Vollzyklenzahlen auf als vergleichbare groß dimensionierte Speichersysteme. Gleichzeitig können kleine Batteriespeicher dagegen aufgrund ihrer begrenzten Kapazität insbesondere in den Sommermonaten den Autarkiegrad eines Haushaltes weniger stark steigern als Speicher mit einer höheren nutzbaren Kapazität (siehe Kapitel 7.4 -7.5 und Kapitel 9.1 - 9.2).

System	Tage	Ladung	Entladung	Vollzyklen	Vollzyklen pro Tag	Eta Batterie
Beschreibung	[-]	[kWh]	[kWh]	[-]	[-/Tag]	[%]
System D	113	294,43	281,49	61,19	0,54	95,6%
System D	281	793,32	756,19	82,19	0,29	95,3%
System C	274	397,62	378,72	189,36	0,69	95,2%
System D	170	704,36	668,33	72,64	0,43	94,9%
System C	118	206,48	194,27	97,13	0,82	94,1%
System D	156	496,65	463,90	50,42	0,32	93,4%
System B	280	1.141,45	1.049,29	145,73	0,52	91,9%
System B	190	1.111,23	1.016,23	96,78	0,51	91,5%
System B	241	1.098,40	978,51	122,31	0,51	89,1%
System A	76	409,68	351,16	43,90	0,58	85,7%
System A	368	1.976,81	1.644,01	205,50	0,56	83,2%
System A	179	590,23	464,94	58,12	0,32	78,8%

Tabelle 9-4: Wirkungsgrade und Vollzyklen aus Felddaten

9.9 Zusammenhang zwischen Wirkungsgrad, Eigenverbrauchsquote und Autarkiegrad

Das primäre Ziel eines Solarstromspeichers ist die vermehrte Nutzung des lokal erzeugten Solarstroms zur Deckung der anfallenden Haushaltslasten mit der bestmöglichen Effizienz. Doch zwischen den beiden Anforderungen nach Autarkie und Wirkungsgrad besteht ein inhärenter Konflikt, der im Folgenden qualitativ dargestellt werden soll. Zunächst sollen dazu die Bedeutungen der zum Teil fälschlicherweise synonym verwendeten Größen "Eigenverbrauchsquote" und "Autarkiegrad" beleuchtet werden:

Eigenverbrauchsquote

Der Eigenverbrauch entspricht dem Anteil der lokal erzeugten PV-Leistung, der zur Versorgung des Haushaltes beiträgt. Eine Volleinspeisung der PV-Anlage hätte eine Eigenverbrauchsquote von 0 %, ein vollständiges Nutzen der gesamten Solarenergie eine Eigenverbrauchsquote von 100 % zur Folge. Es ist dabei zu beachten, dass der Eigenverbrauch durch diese Definition für typische Privathaushalte umso größer wird, je kleiner die Nennleistung der installierten PV-Anlage ist. Im Extremfall bedeutet eine 50 Wp PV-Anlage zwar eine Eigenverbrauchsquote von bis zu 100 %, ist aus energetischer Sicht jedoch nahezu vernachlässigbar.

Autarkiegrad

Der Autarkiegrad beschreibt den Anteil der elektrischen Haushaltslast, der durch lokal erzeugten PV-Strom gedeckt wird. Eine Volleinspeisung der PV-Anlage hätte somit einen Autarkiegrad von 0 % zur Folge - ein Autarkiegrad von 100 % kann jedoch nur dann erreicht werden, wenn der gesamte Strombedarf des Haushaltes (bilanziell über alle Phasen) aus PV-Anlage und Speichersystem gedeckt wird. Insbesondere in den Wintermonaten ist dies für die allermeisten Haushalte in Deutschland nicht möglich (siehe Kapitel 7.3).

Grundsätzlich gilt aber dass der Autarkiegrad eines typischen Privathaushaltes umso größer wird, je größer die Nennleistung der installierten PV-Anlage ist.

Zur Beschreibung der Funktionalität eines Solarstromspeichers, nämlich der Deckung der anfallenden Haushaltslasten durch lokal erzeugten Solarstrom, ist der Autarkiegrad daher die geeignetere Kenngröße.

Wirkungsgrad

Die Steigerung von Autarkiegrad und Eigenverbrauch durch ein Speichersystem geht zwangsläufig mit einer Erhöhung der Systemverluste einher, da die Energie, verglichen mit einer Direkteinspeisung der PV-Anlage, zusätzliche Umwandlungsstufen durchlaufen muss. Eine ausschließliche Betrachtung der Wirkungsgrade ist daher nicht zielführend. Solarstromspeicher sollten stattdessen so ausgelegt werden, dass sie in der Lage sind, den individuell gewünschten Autarkiegrad mit der maximal möglichen Effizienz zu realisieren.

Zu den auslegungsbedingten Zusammenhängen zwischen Eigenverbrauchsquote und Autarkiegrad sowie den dabei im Feld erreichbaren Wirkungsgraden erfolgen im Rahmen des Speichermonitorings andauernde Untersuchungen, die voraussichtlich bis Ende des Jahres veröffentlicht werden

Auswertung des Intensiv-Monitorings

Zusammenhang zwischen Wirkungsgrad, Eigenverbrauchsquote und Autarkiegrad

Zusammenfassung & Ausblick



Das öffentlich geförderte Forschungsprojekt "Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher" stellt die Begleitforschung zum Förderprogramm "Erneuerbare Energien - Speicher" der KfW-Bank dar. Im Fokus dieser Forschungsaktivitäten stehen

- die Entwicklung des Marktes für Solarstromspeicher hinsichtlich Umfang und Verbreitung unterschiedlicher Speichertechnologien sowie realisierter Preisdegressionen,
- die Abschätzung der durch Speicher verursachten volkswirtschaftlichen Effekte infolge eines steigenden privaten solaren Eigenverbrauchs und
- die Quantifizierung der erreichten Wirkungsgrade und Netzeffekte von Solarstromspeichern, die Zuverlässigkeit der Batterien unter realistischen Bedingungen sowie die Beurteilung zukünftiger Zweitnutzungspotenziale.

Langfristiges Ziel des Forschungsvorhabens ist die ganzheitliche und anwendungsbezogene Bewertung von Solarstromspeichern im Kontext der deutschen Energiewende sowie des individuellen Verbraucherinteresses. Durch die Erhöhung der Markttransparenz kann frühzeitig dazu beigetragen werden, Sicherheits- und Leistungsstandards zu etablieren, um den Markt damit nachhaltig positiv zu beeinflussen.

Markt- und Technologieentwicklung

Seit 2013 wurden in Deutschland rund 34.000 dezentrale Solarstromspeicher mit einer kumulierten nutzbaren Speicherkapazität von ca. 200 MWh installiert, die meisten in Kombination mit neu errichteten PV-Anlagen. War der Markt bis Mitte 2014 bezüglich der verwendeten Batterietechnologien noch weitestgehend ausgeglichen, dominieren heute - insbesondere aufgrund der anhaltenden Preisdegression von jährlich knapp 20 % - Lithium-Ionen Batterien den Markt. Obwohl nur rund 55 % der installierten Speichersysteme durch die KfW-bank gefördert wurden, haben die anspruchsvollen technischen

Randbedingungen der Bundesförderung einen positiven Einfluss auf den gesamten deutschen Markt genommen: Nahezu alle großen Speicherhersteller erfüllen mit ihrer gesamten Modellpalette die gestellten Mindestanforderungen.

Hochauflösende Vermessung von Speichersystemen

Die hochauflösende Vermessung von Speichersystemen unter Laborbedingungen sowie bei privaten Betreibern im Feld ermöglicht ein tiefgreifenderes Verständnis der auftretenden Netzurückwirkungen sowie der tatsächlichen Wirkungsgrade. Hierbei zeigt sich, dass PV-Speicher die gestellten Anforderungen an eine Netzdienlichkeit grundsätzlich erfüllen können. Intelligente Betriebsstrategien ermöglichen dabei einen Nutzen sowohl für die Betreiber als auch für die Stromnetze. Bezüglich der Wirkungsgrade zeigen sich bei manchen Systemen noch Defizite. Die öffentlichen Ergebnisse des Speichermonitorings können dafür sorgen, dass die beobachteten Schwachpunkte auch bei anderen Herstellern identifiziert und in kommenden Produktgenerationen behoben werden.

Laufende und geplante Aktivitäten im Rahmen des Speichermonitorings umfassen:

- Die kontinuierliche Auswertungen und Disseminierung aktueller Marktentwicklungen von dezentralen Solarstromspeichern
- Die Installation weiterer hochauflösender Messsysteme an privat betriebenen PV-Speichern
- Die Auswertung der Potenziale für bi-direktionale Netzdienstleistungen anhand der hochauflösend erfassten Felddaten
- Die Quantifizierung der Einflüsse unterschiedlicher Systemauslegungen anhand von Felddaten

Der nächste Jahresbericht zum Speichermonitoring wird voraussichtlich im zweiten Quartal 2017 veröffentlicht werden.

- [1] H. Wirth et al: Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Fassung vom 25.12.2015. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg 2015
>> <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen-pdf-dateien/studien-und-konzeptpapiere/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf>
- [2] B. Burger: Stromerzeugung aus Solar- und Windenergie im Jahr 2015. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg 2016
>> <https://www.ise.fraunhofer.de/de/downloads/pdf-files/aktuelles/folien-stromerzeugung-aus-solar-und-windenergie-im-jahr-2015.pdf>
- [3] Entwicklung des deutschen PV-Marktes. Auswertung und graphische Darstellung der Meldedaten der Bundesnetzagentur – Stand 31.1.2016. Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW-Solar)
>> https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/user_upload/BNetzA-Daten_Dez_2015_kurz.pdf
- [4] J. Nitsch: „Szenario 2013“ – eine Weiterentwicklung des Leitszenarios 2011 (Eckdaten und Kurzbeschreibung). Stuttgart, 2013
>> http://www.neueenergie.net/sites/default/files/medien/u234/dateien/130413_szenario-2013_nitsch.pdf
- [5] Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche (Photovoltaik)
>>https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/user_upload/BNetzA-Daten_Dez_2015_kurz.pdf
- [6] Kyocera Solar Y-Serie. Produktbeschreibung.
>> http://www.photovoltaiik-shop.com/downloads/dl/file/id/1074/de_solarmodul_kyocera_kd140gh_320_datenblatt_pdf.pdf
- [7] Yingli YGE 60 Cell. Produktbeschreibung.
>> http://www.photovoltaiik-shop.com/downloads/dl/file/id/1102/de_solarmodule_yingli_240_260p_60zellen_datenblatt_pdf.pdf
- [8] Luxor Eco Line. Produktbeschreibung.
>> http://www.photovoltaiik-shop.com/downloads/dl/file/id/1088/de_solarmodul_luxor_eco_60_230_250p_datenblatt_pdf.pdf
- [9] M. Memmler et al: Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger – Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2013. Umweltbundesamt, Desslau-Roßlau 2014
>> http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate_change_29_2014_schrempf_komplett_10.11.2014_0.pdf

- [10] Innovationsallianz Photovoltaik – Neue F&E Förderinitiative. Website zum Förderprogramm des Bundesministeriums für Bildung und Forschung und des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.
>> <http://www.innovationsallianz-photovoltaik.de/main/ueber-uns/2013/>
- [11] W. Horenkamp et al: Dezentrale Energieversorgung 2020. VDE Studie der ETG-Taskforce Dezentrale Energieversorgung 202, Frankfurt 2007
>> <http://www.vde.com/de/fg/ETG/Pbl/Studien/Documents/MCMS/VDEStudieDezentraleEnergieversorgung2020gesamt.pdf>
- [12] Ausbau und Ertüchtigung des Niederspannungsnetzes zur Aufnahme großer Mengen an Photovoltaik. Bundesverband Solarwirtschaft e.V. 2012
>> http://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/bsw_hintergr_netzausbau.pdf
- [13] G. Kerber: Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für Strom aus Photovoltaikanlagen. Dissertation. Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik, Technische Universität München, München 2011
>> <http://mediatum.ub.tum.de/doc/998003/document.pdf>
- [14] T. Wieland, F. Otto, L. Fickert, T. K. Schuster: Analyse, Bewertung und Steigerung möglicher Einspeisekapazität dezentraler Energieerzeugungsanlagen in der Verteilnetzebene. 8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien 2013
- [15] T. Degner, G. Arnold, D. Geibel, T. Reimann, P. Strauß, B. Engel, T. Bülo: Integration von Photovoltaikanlagen in Verteilungsnetze. Kasseler Symposium Energie-Systemtechnik, Kassel 2011
>> http://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/de/presse-infothek/publikationen/uebersicht/2011/integration_von_photovoltaikanlageninverteilungsnetze/_jcr_content/pressrelease/linklistPar/download/file.res/2011-10-06-KSES_Degner.pdf?wcmode=disabled
- [16] S. Dorendorf et al: Erzeugungsmanagement zur Umsetzung des § 4 Abs. 3 EEG – Grundzüge. Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW. Berlin, 2006
>> http://www.tennet.eu/de/fileadmin/downloads/Kunden/grundsatz_erzeugungsmanagement.pdf
- [17] H. Predki: System- und Marktintegration von Photovoltaik-Anlagen durch dezentrale Stromspeicher? – Eine Analyse der technischen Potentiale und rechtlichen Rahmenbedingungen. Leuphana Schriftenreihe Nachhaltigkeit & Recht, Lüneburg 2013
>> http://www.leuphana.de/fileadmin/user_upload/Forschungseinrichtungen/professuren/energie-und-umweltrecht/Schriftenreihe/Schriftenreihe_Nr_5__Photovoltaik-dezentrale-stromspeicher__Predki_def_HP_JG_HP.pdf

- [18] J. Moshövel et al: Analysis of the maximal possible grid relief from PV-peak-power impacts by using storage systems for increased self-consumption. Journal of Applied Energy Volume 137, 1 January 2015, Pages 567–575
- [19] Energie-Info Stromverbrauch im Haushalt. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Berlin 2013
>> [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/6FE5E98B43647E00C1257C0F003314E5/\\$file/708-2_Beiblatt_zu%20BDEW-Charts%20Stromverbrauch%20im%20Haushalt_2013-10-23.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/6FE5E98B43647E00C1257C0F003314E5/$file/708-2_Beiblatt_zu%20BDEW-Charts%20Stromverbrauch%20im%20Haushalt_2013-10-23.pdf)
- [20] ©ayutaroupapa /Fotolia.com
- [21] Sterner, M.; Eckert, F; Thema, M.; Bauer, F. (2015): Der positive Beitrag dezentraler Batteriespeicher für eine stabile Stromversorgung, Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES) OTH Regensburg, Kurzstudie im Auftrag von BEE e.V. und Hannover Messe, Regensburg / Berlin / Hannover
>> http://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/BEE_HM_FENES_Kurzstudie_Der_positive_Beitrag_von_Batteriespeichern_2015.pdf
- [22] EEG 2014 - feste Einspeisevergütungen im Überblick. Stand: März 2016. Bundesverband Solarwirtschaft
>> <https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/Verguetungsuebersicht-Basis.pdf>
- [23] Daten zur Energiepreisentwicklung. Statistisches Bundesamt
>> https://www.destatis.de/DE/Publikationen/Thematisch/Preise/Energiepreise/EnergiepreisentwicklungPDF_5619001.pdf?__blob=publicationFile
- [24] Erneuerbare Energien - Speicher. Website der KfW-Bank
>> [https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/F%C3%B6rderprodukte/Erneuerbare-Energien-%E2%80%93-Speicher-\(275\)/](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/F%C3%B6rderprodukte/Erneuerbare-Energien-%E2%80%93-Speicher-(275)/)
- [25] Richtlinien zur Förderung von stationären und dezentralen Batteriespeichersystemen zur Nutzung in Verbindung mit Photovoltaikanlagen. Vom 21. Dezember 2012. Fundstelle: BAnz AT 19.04.2013 B1
>> http://www.verwaltungsvorschriften-im-internet.de/bsvwvbund_21122012_EI54222021.htm
- [26] Erneuerbare Energien „Speicher“ – Konkretisierungen der Fördervoraussetzungen (Stand: 06.05.2013)
>> <https://www.kfw.de/Technische-Medien/contentmedia/Besonderheiten-zu-275-PDFs/Konkretisierung-F%C3%B6rdervoraussetzungen.pdfText>
- [27] J. M. Hellerstein: Quantitative Data Cleaning for Large Databases. EECS Computer Science Division UC Berkeley. Berkeley, 2008
>> <http://db.cs.berkeley.edu/jmh/papers/cleaning-unece.pdf>

Literaturverzeichnis

- [28] E. Rahm, H. H. Do: Data Cleaning: Problems and Current Approaches. University of Leipzig, Germany. IEEE Techn. Bulletin on Data Engineering, Dec. 2000
>> http://betterevaluation.org/sites/default/files/data_cleaning.pdf
- [29] J. Schiffer et al: Model prediction for ranking lead-acid batteries according to expected lifetime in renewable energy systems and autonomous power-supply systems. J Power Sources 2007;168; 66-78
- [30] P. Ruetschi: Aging mechanisms and service life of lead–acid batteries. J Power Sources 2004; 127; 33-44
- [31] DIN 60896-1, Stationary lead-acid batteries, Part 11: Vented types, General requirements and methods of test (IEC 60896-11:2002); German version EN 60896-11:2003
- [32] S. Käbitz et al: Cycle and calendar life study of a graphite | LiNi₁/3Mn₁/3Co₁/3O₂ Li-ion high energy system. Part A: Full cell characterization. J Power Sources 2013; 239; 572-583
- [33] M Ecker et al: Calendar and cycle life study of Li(NiMnCo)O₂-based 18650 lithium-ion batteries. J Power Sources 2014; 248; 839-851
- [34] International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV) 2015 Results. Seventh Edition, March 2016
>> <http://www.itrpv.net/cm4all/iproc.php/ITRPV%20Seventh%20Edition%20Vers%202.pdf?cdp=a>
- [35] E. M. Rogers: Diffusion of Innovations. Free Press, 5th Edition. New York 2003.
- [36] V. Karnowski: Diffusionstheorien. Nomos, erste Auflage. Mannheim 2011.
- [37] The Diffusion Process. Special Report No. 18. Iowa State University of Science and Technology / United States Department of Agriculture. Ames 1981.
>> <http://www.soc.iastate.edu/extension/pub/comm/SP18.pdf>
- [38] H. Predki: System- und Marktintegration von Photovoltaik-Anlagen durch dezentrale Stromspeicher? – Eine Analyse der technischen und rechtlichen Rahmenbedingungen. Leuphana Schriftreihe Nachhaltigkeit & Recht Nr. 5, Lüneburg 2013
- [39] R. Rezania, D. Burnier de Castro, A. Abart: Energiespeicher zum regionalen Leistungsausgleich in Verteilnetzen - Netzgeführter versus marktgeführter Betrieb. 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Wien 2011
- [40] J. Moshövel et al.: Analysis of the maximal possible grid relief from PV-peak-power impacts by using storage systems for increased self-consumption. Appl Energy (2014)

- [41] K. P. Kairies, J. van Ouwerkerk, D. Magnor, und Prof. Dr. rer. nat. D. U. Sauer, „Netzurückwirkung dezentraler Solarstromspeicher“, gehalten auf der 3. Konferenz Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien, Berlin, 2016
- [42] K. P. Kairies, D. Haberschusz, O. Wessels, J. Strebel, J. van Ouwerkerk, D. Magnor, und Prof. Dr. rer. nat. D. U. Sauer, „Monitoring des KfW-Marktanreizprogrammes für PV-Speichersysteme“, gehalten auf der 31. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein 2016
- [43] K. P. Kairies, D. Haberschusz, O. Wessels, J. Strebel, J. van Ouwerkerk, D. Magnor, und Prof. Dr. rer. nat. D. U. Sauer, „Monitoring des KfW-Marktanreizprogrammes für PV-Speichersysteme“, gehalten auf der 10. Internationalen Konferenz zur Speicherung Erneuerbarer Energien, Düsseldorf 2016
- [44] Fabian Niedermeyer et al., „Innovative Performancetests für PV-Speichersysteme zur Erhöhung der Autarkie und des Eigenverbrauchs“, gehalten auf der 30. Symposium Photovoltaische Solarenergie, Bad Staffelstein 2015
- [45] J. Weniger, T. Tjaden, V. Quaschnig: Reaktionsvermögen von Solarstromspeichern. Erschienen in PV Magazine 02/2015 S.50-52
 >> <http://pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/2014/04/WENIGER-2015-Reaktionsverm%C3%B6gen-von-Solarstromspeichern.pdf>

Literaturverzeichnis

Anhang A

Datenschutzerklärung

Der Schutz der personenbezogenen Daten unserer Nutzer ist für uns von größter Bedeutung. Sie können sich darauf verlassen, dass wir Ihre Daten sensibel und sorgfältig behandeln und sowohl technisch als auch organisatorisch für ein Höchstmaß an Datensicherheit sorgen. Die Monitoringbeauftragten des Instituts für Stromrichtertechnik und elektrische Antriebe (ISEA) der RWTH Aachen verpflichten sich zur Beachtung aller Vorschriften des Landesdatenschutz- sowie des Telemediengesetzes und werden personen- und anlagenbezogene Daten der Nutzer nur in dem in dieser Datenschutzerklärung beschriebenen Umfang erheben und verarbeiten.

1. Grundprinzipien des Monitoringprogramms bei der Verarbeitung von personen- und anlagenbezogenen Daten

- Das Monitoringprogramm erhebt und verarbeitet personenbezogene Daten unter Einhaltung aller Datenschutzgesetze der Bundesrepublik Deutschland und der Datenschutzbestimmungen der Europäischen Union.
- Das Monitoringprogramm verwendet personenbezogenen Daten ausschließlich um eine anonyme Evaluierung des Marktanreizprogrammes für PV-Speicher wie es in den Richtlinien zur Förderung von stationären und dezentralen Batteriespeichersystemen zur Nutzung in Verbindung mit Photovoltaikanlagen festgehalten ist, korrekt und im notwendigen Ausmaß durchführen zu können. Eine Nutzung der erhobenen Daten außerhalb der wissenschaftlichen Analyse, insbesondere eine Weitergabe der Daten zu Werbe- oder Marketingzwecken, ist ausgeschlossen.

2. Art und Umfang der Erhebung und Verarbeitung personenbezogener Daten

Im Rahmen des Monitoringprogramms erhebt und verarbeitet das Institut für Stromrichtertechnik und elektrische Antriebe (ISEA) der RWTH Aachen die personenbezogenen Daten der Anlagenbetreiber sowie die technischen Daten der geförderten PV-Anlagen und Batteriespeichersysteme zu wissenschaftlichen Zwecken. Darüber hinaus werden wie auf jeder Website einige technisch notwendigen Verbindungsdaten (wie zum Beispiel die IP Adresse der Verbindung) kurzzeitig gespeichert, jedoch weder archiviert oder mit den per Fragebogen erhobenen Daten verknüpft.

Im Rahmen der Registrierung auf dieser Website werden vom Nutzer unter Anderem folgende Daten erfragt:

Personenbezogene Daten:

- Anrede
- Name
- Vollständige Anschrift und Kontaktdaten des Anlagebetreibers
- Vollständige Anschrift und Kontaktdaten des Anlagestandorts
- E-mailadresse

Anlagenbezogene Daten:

- Datum der Installation der PV-Anlage sowie des Speichersystems
- Nennleistung der mit dem Batteriespeichersystem verbundenen PV-Anlage
- Batterietechnologie und -kapazität des Batteriespeichersystems
- Systemtopologie des Batteriespeichersystems
- Produktbezeichnungen und Kosten der Anlage

komponenten

- Weitere freiwillige Angaben

Darüber hinaus können einzelne Nutzer dazu aufgefordert werden an einem weiterführenden Monitoring teilzunehmen. Von diesen Haushalten werden über die bereits genannten einmalig zu erfassenden Daten die folgenden monatlichen Betriebsdaten erhoben:

- Zählerstände
- Ggf. Störungen des Betriebsablauf

Teilnehmer dieses weiterführenden Monitorings erhalten die Möglichkeit die Betriebsdaten ihres PV-Speichersystems in aufbereiteter Form einzusehen. Die Betriebsdaten des eigenen PV-Batteriespeichersystems werden dabei mit aggregierten und aufbereiteten Durchschnittsdaten von Teilnehmern aus ihrem Postleitzahlbereich und ganz Deutschland verglichen. Die aggregierten Durchschnittsdaten sind nur für die Teilnehmer des weiterführenden Monitorings einsehbar; ein Rückschluss aus den aggregierten Vergleichsdaten auf einzelne Anlagendaten ist ausgeschlossen.

3. Beiträge in Foren auf dieser Website

Forenbeiträge (nur für angemeldete Nutzer zugänglich) werden auf unseren Servern elektronisch gespeichert um die Daten ausschließlich für andere registrierte Nutzer abrufbar zu machen (sogenannte Inhaltsdaten). Beiträge im Forum können von den jeweiligen Urhebern jederzeit bearbeitet oder gelöscht werden. Die Inhaltsdaten werden von uns nicht anderweitig verarbeitet und sind vor einem Auffinden in Suchmaschinen geschützt.

4. Verarbeitung der Daten

Die erhobenen Daten werden im Rahmen des Forschungsprojekts Wissenschaftliches Mess- und Eva-

luierungsprogramm Solarstromspeicher anonymisiert ausgewertet. Dazu gehören unter anderem die Marktdurchdringung unterschiedlicher Systemtopologien, die durchschnittliche Preisgebung der Batteriespeicher oder die Dimensionierung der Batteriespeicher bezogen auf die Nennleistung der Photovoltaikanlage. Die Auswertung der Betriebsdaten soll unter anderem Aufschluss über die Steigerung der Eigenverbrauchsquoten bzw. der Autarkie und der Wirkungsgrade der untersuchten Systeme liefern. Eine orts aufgelöste Analyse der Systeme erfolgt lediglich auf Basis der angegebenen Postleitzahlen. Die bei der Registrierung angegebenen Straßennamen und Hausnummern gehen nicht in die technische Analyse der Daten ein.

Unabhängig von Registrierung verwendet diese Seite so genannte Cookies. Cookies sind kleine Informationseinheiten die vorübergehend auf Ihrem Rechner gespeichert werden um das Nutzen unserer Website angenehmer und sicherer zu gestalten. Cookies richten auf Ihrem Computer keinen Schaden an. Sie können den Umgang Ihres Internetbrowser mit Cookies aber jederzeit selbst anpassen.

Weitergabe an Dritte/ Veröffentlichung der Daten

Personenbezogene und anlagebezogene Daten werden von uns in keinem Fall an Dritte weitergegeben. Angegebene Daten werden weder zu Werbe-, noch zu Marketingzwecken an andere Parteien übergeben. Im Rahmen des Forschungsprojekts WMEP Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprojekt Solarstromspeicher werden jährlich, unter anderem auf dieser Website, Fortschrittsberichte für die Öffentlichkeit zugänglich gemacht. In diesen Berichten werden alle evaluierten Daten anonymisiert und aggregiert dargestellt; Einzeldatensätze sind darin nicht erkennbar.

Verwendung der Daten nach Projektende

Nach dem Ende des Forschungsprojekts werden alle Datensätze vollanonymisiert. Dies bedeutet, dass die Namen, Anschriften und Emailadressen aller Teilnehmer des Monitoringprogramms sowie die Adressen der Anlagenstandorte (mit Ausnahme der Postleitzahl) unwiderruflich gelöscht werden.

5. Inhalt des Onlineangebots

Neben der Funktion als Registrierungsportal bietet die Website www.speichermonitoring.de weitergehende Informationen zum Themenkomplex Solarstromspeicher an. Die zur Verfügung gestellten Informationen und Texte sind unter größter Sorgfalt und mit großem Augenmerk auf Aktualität erstellt worden. Jedoch handelt es sich um ein aktuell sehr schnell wandelndes Themenfeld mit vielen neuen Entwicklungen am Markt und in der Forschung. Daher kann es passieren, dass manche Informationen nicht mehr auf dem aktuellen Stand sind. Auch bei anderen ausgegebenen Daten, wie z.B. die aufbereiteten Anlagedaten können Fehler nicht ausgeschlossen werden. Durch regelmäßige Aktualisierung der Informationen und „probability checks“ der Daten wird stets versucht solche Vorfälle zu vermeiden.

Der Autor übernimmt keinerlei Gewähr für die Aktualität, Korrektheit, Vollständigkeit oder Qualität der bereitgestellten Informationen. Haftungsansprüche gegen den Autor, welche sich auf Schäden materieller oder ideeller Art beziehen, die durch die Nutzung oder Nichtnutzung der dargebotenen Informationen bzw. durch die Nutzung fehlerhafter und unvollständiger Informationen verursacht wurden, sind grundsätzlich ausgeschlossen, sofern seitens des Autors kein nachweislich vorsätzliches oder grob fahrlässiges Verschulden vorliegt. Der Autor behält es sich ausdrücklich vor, Teile der Seiten oder das gesamte

Angebot ohne gesonderte Ankündigung zu verändern, zu ergänzen, zu löschen oder die Veröffentlichung zeitweise oder endgültig einzustellen.

6. Verweise und Links

Im Zusammenhang mit dem Inhalt enthält diese Website vermehrt Verweise und Links zu anderen Internetadressen, ob es sich dabei nun um Studien, Journalistische Artikel oder Herstellerinformationen handelt. Hier wird versichert, dass die Recherche mit größter Sorgfalt und mit Augenmerk auf Aktualität vollzogen wurde; es kann jedoch keine Garantie für die Richtigkeit dieser Informationen geben.

In dem Moment der Linksetzung kann versichert werden, dass keine illegalen Inhalte erkennbar waren. Da auf den Inhalt dieser Websites zu einem späteren Zeitpunkt jedoch kein Einfluss herrscht, kann dies nicht für alle Zeit Garantiert werden. Allgemein ist festzuhalten, dass versucht wird nur Informationen von seriösen Stellen zu verlinken, wo diese Gefahr als vergleichsweise gering angenommen wird.

Bei direkten oder indirekten Verweisen ("Hyperlinks") auf fremde Internetseiten bzw. sonstige im Internet bereitgestellten Dokumenten, die außerhalb des Verantwortungsbereiches des Autors liegen, würde eine Haftungsverpflichtung ausschließlich in dem Fall in Kraft treten, in dem der Autor von den Inhalten Kenntnis hat und es ihm technisch möglich und zumutbar wäre, die Nutzung im Falle rechtswidriger Inhalte zu verhindern. Der Autor erklärt hiermit ausdrücklich, dass zum Zeitpunkt der Linksetzung keine illegalen Inhalte auf den zu verlinkenden Seiten erkennbar waren. Auf die aktuelle und zukünftige Gestaltung, die Inhalte oder die Urheberschaft der gelinkten / verknüpften Seiten hat der Autor keinerlei Einfluss. Deshalb distanziert er sich hiermit ausdrücklich von allen Inhalten aller gelinkten / verknüpften Seiten, die

Anhang A

Datenschutzerklärung

nach der Linksetzung verändert wurden. Diese Feststellung gilt für alle innerhalb des eigenen Internetangebotes gesetzten Links und Verweise sowie für Fremdeinträge in vom Autor eingerichteten Gästebüchern, Diskussionsforen, Linksammlungen und Mailing-Listen. Für illegale, fehlerhafte oder unvollständige Inhalte und insbesondere für Schäden, die aus der Nutzung oder Nichtnutzung solcherart dargebotener Informationen entstehen, haftet allein der Anbieter der Seite, auf welche verwiesen wurde, nicht derjenige, der über Links auf die jeweilige Veröffentlichung lediglich verweist.

7. Schaltflächen externer Websites

Um unseren Nutzen die Möglichkeit zu geben, Inhalte dieser Website in sozialen Netzwerken teilen zu können haben wir sogenannte Plugins der verbreitetsten sozialen Netzwerke eingebunden. Diese können durch einen Mausklick auf die entsprechende Schaltfläche aktiviert werden. Die Benutzung dieser Plugin unterliegt separaten Datenschutzbedingungen auf die das Team des Monitoringprogramms keinen Einfluss hat. Sind sie einmal aktiviert gelten folgende Datenschutzbedingungen:

Facebook:

Dieses Angebot verwendet Social Plugins ("Plugins") des sozialen Netzwerkes facebook.com, welches von der Facebook Inc., 1601 S. California Ave, Palo Alto, CA 94304, USA betrieben wird ("Facebook"). Die Plugins sind an einem der Facebook Logos erkennbar (weißes „f“ auf blauer Kachel oder ein „Daumen hoch“-Zeichen) oder sind mit dem Zusatz "Facebook Social Plugin" gekennzeichnet. Die Liste und das Aussehen der Facebook Social Plugins kann hier eingesehen werden:

<https://developers.facebook.com/docs/plugins/>.

Wenn ein Nutzer eine Webseite dieses Angebots aufruft, die ein solches Plugin enthält, baut sein Browser eine direkte Verbindung mit den Servern von Facebook auf. Der Inhalt des Plugins wird von Facebook direkt an Ihren Browser übermittelt und von diesem in die Webseite eingebunden. Der Anbieter hat daher keinen Einfluss auf den Umfang der Daten, die Facebook mit Hilfe dieses Plugins erhebt und informiert die Nutzer daher entsprechend seinem Kenntnisstand:

Durch die Einbindung der Plugins Facebook die Information, dass ein Nutzer die entsprechende Seite des Angebots aufgerufen hat. Ist der Nutzer bei Facebook eingeloggt, kann Facebook den Besuch seinem Facebook-Konto zuordnen. Wenn Nutzer mit den Plugins interagieren, zum Beispiel den Like Button betätigen oder einen Kommentar abgeben, wird die entsprechende Information von Ihrem Browser direkt an Facebook übermittelt und dort gespeichert. Falls ein Nutzer kein Mitglied von Facebook ist, besteht trotzdem die Möglichkeit, dass Facebook seine IP-Adresse in Erfahrung bringt und speichert. Laut Facebook wird in Deutschland nur eine anonymisierte IP-Adresse gespeichert.

Zweck und Umfang der Datenerhebung und die weitere Verarbeitung und Nutzung der Daten durch Facebook sowie die diesbezüglichen Rechte und Einstellungsmöglichkeiten zum Schutz der Privatsphäre der Nutzer, können diese den Datenschutzhinweisen von Facebook entnehmen:

<https://www.facebook.com/about/privacy/>.

Wenn ein Nutzer Facebookmitglied ist und nicht möchte, dass Facebook über dieses Angebot Daten über ihn sammelt und mit seinen bei Facebook gespeicherten Mitgliedsdaten verknüpft, muss er sich vor dem Besuch des Internetauftritts bei Facebook ausloggen. Ebenfalls ist es möglich Facebook-Social-Plugins mit Add-ons für Ihren Browser zu blocken, zum

Beispiel mit dem "Facebook Blocker".

Google+:

Dieses Angebot verwendet die "+1 -Schaltfläche des sozialen Netzwerkes Google Plus, welches von der Google Inc., 1600 Amphitheatre Parkway, Mountain View, CA 94043, United States betrieben wird ("Google"). Der Button ist an dem Zeichen "+1 auf weißem oder farbigen Hintergrund erkennbar.

Wenn ein Nutzer eine Webseite dieses Angebotes aufruft, die eine solche Schaltfläche enthält, baut der Browser eine direkte Verbindung mit den Servern von Google auf. Der Inhalt der "+1 -Schaltfläche wird von Google direkt an seinen Browser übermittelt und von diesem in die Webseite eingebunden. Der Anbieter hat daher keinen Einfluss auf den Umfang der Daten, die Google mit der Schaltfläche erhebt. Laut Google werden ohne einen Klick auf die Schaltfläche keine personenbezogenen Daten erhoben. Nur bei eingeloggten Mitgliedern, werden solche Daten, unter anderem die IP-Adresse, erhoben und verarbeitet.

Zweck und Umfang der Datenerhebung und die weitere Verarbeitung und Nutzung der Daten durch Google sowie Ihre diesbezüglichen Rechte und Einstellungsmöglichkeiten zum Schutz Ihrer Privatsphäre können die Nutzer Googles Datenschutzhinweisen zu der "+1 -Schaltfläche entnehmen:

<http://www.google.com/intl/de/+policy/+1button.html> und der FAQ: <http://www.google.com/intl/de/+1/button/>.

Twitter:

Dieses Angebot nutzt die Schaltflächen des Dienstes Twitter. Diese Schaltflächen werden angeboten durch die Twitter Inc., 795 Folsom St., Suite 600, San Fran-

cisco, CA 94107, USA. Sie sind an Begriffen wie "Twitter" oder "Folge", verbunden mit einem stilisierten blauen Vogel erkennbar. Mit Hilfe der Schaltflächen ist es möglich einen Beitrag oder Seite dieses Angebotes bei Twitter zu teilen oder dem Anbieter bei Twitter zu folgen.

Wenn ein Nutzer eine Webseite dieses Internetauftritts aufruft, die einen solchen Button enthält, baut sein Browser eine direkte Verbindung mit den Servern von Twitter auf. Der Inhalt des Twitter-Schaltflächen wird von Twitter direkt an den Browser des Nutzers übermittelt. Der Anbieter hat daher keinen Einfluss auf den Umfang der Daten, die Twitter mit Hilfe dieses Plugins erhebt und informiert die Nutzer entsprechend seinem Kenntnisstand. Nach diesem wird lediglich die IP-Adresse des Nutzers die URL der jeweiligen Webseite beim Bezug des Buttons mit übermittelt, aber nicht für andere Zwecke, als die Darstellung des Buttons, genutzt. Weitere Informationen hierzu finden sich in der Datenschutzerklärung von Twitter unter <http://twitter.com/privacy>.

8. Sicherheit

Wir setzen technische und organisatorische Sicherheitsmaßnahmen ein, um zu gewährleisten, dass die personen- und anlagenbezogenen Daten unserer Nutzer vor Verlust, unrichtigen Veränderungen oder unberechtigten Zugriffen Dritter geschützt sind. Nur berechnete Personen haben Zugang zu Ihren Daten, und dies auch nur insoweit, als es im Rahmen der oben genannten Zwecke erforderlich ist.

9. Auskunft, Berichtigung und löschen der Daten

Alle Daten, die sie im Rahmen des Monitoringprogramms angeben, sind für Sie jederzeit in vollem Umfang auf dieser Website in der Rubrik „Meine Anlage“

Anhang A

Datenschutzerklärung

einsehbar. Ein selbstständiges Ändern oder Löschen dieser Daten ist aufgrund der Fördererheblichkeit des Monitoringprogramms ohne weiteres nicht möglich. Sollten Sie versehentlich falsche Angaben gemacht haben, bitten wir Sie sich per Email mit uns in Verbindung zu setzen und die entsprechenden Datensätze in Absprache mit uns korrigieren.

10. Kommunikation per E-Mail

Sollte www.speichermonitoring.de eine E-Mail von Ihnen erhalten (z.B. über das Kontaktformular), so wird davon ausgegangen, dass auch Berechtigung zu einer Beantwortung per E-Mail besteht.

11. Rechtswirksamkeit dieses Haftungsausschlusses

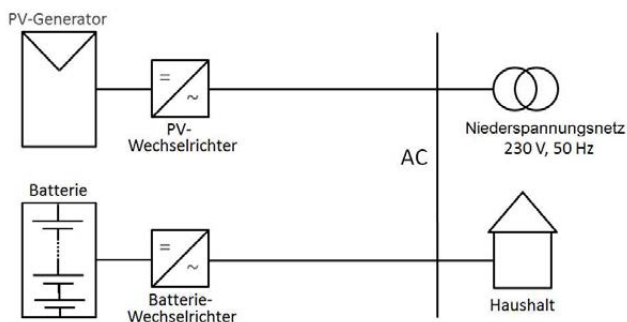
Dieser Haftungsausschluss ist als Teil des Internetangebotes zu betrachten, von dem aus auf diese Seite verwiesen wurde. Sofern Teile oder einzelne Formulierungen dieses Textes der geltenden Rechtslage nicht, nicht mehr oder nicht vollständig entsprechen sollten, bleiben die übrigen Teile des Dokumentes in ihrem Inhalt und ihrer Gültigkeit davon unberührt.

Anhang B

Speichersystemtopologien & Betriebsstrategien

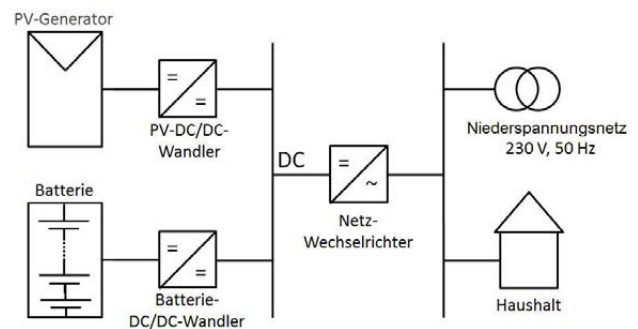
AC-gekoppelte Speichersysteme

Wechselspannungsseitig gekoppelte Solarstromspeicher werden unabhängig von der zugehörigen Photovoltaikanlage installiert und betrieben; PV-Anlage und Batteriespeicher sind jeweils mit einem eigenen Netzwechselrichter an das Stromnetz angeschlossen. Dies macht die AC-Kopplung zu einer besonders einfach nachzurüsten- den Lösung für schon bestehende PV-Anlagen und ermöglicht eine passgenaue Dimensionierung des batteriewechselrichters. Durch die elektrische Trennung der Systeme muss der Strom, der in der PV-Anlage erzeugt wird, jedoch mehr Konvertierungsstufen durchlaufen, bevor er in der Batterie gespeichert werden kann. Die Verwendung eines separaten Batteriewechselrichters ermöglicht darüber hinaus eine einfache Integration von bi-direktionalen Netzdienstleistungen, wie beispielsweise der Bereitstellung von Regelenergie.



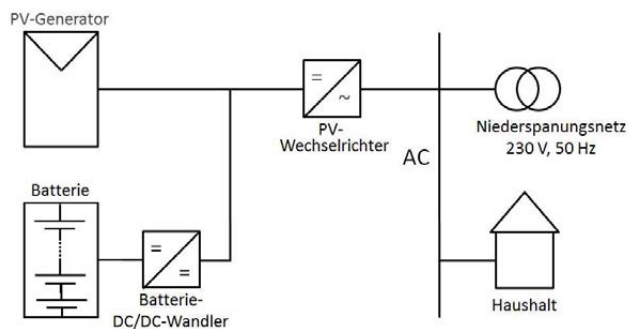
DC-gekoppelte Speichersysteme

Bei gleichspannungsseitig gekoppelten Solarstromspeichern sind die PV-Anlage und der Batteriespeicher über denselben Wechselrichter an das Stromnetz angeschlossen. Für das Gesamtsystem werden dadurch weniger Komponenten benötigt was häufig einen Kosten- und Platzvorteil bietet. Darüber hinaus durchläuft der Strom, der in der Solaranlage erzeugt wird, auf dem Weg zum Batteriespeicher insgesamt weniger Umwandlungsstufen. Bei großen Unterschieden zwischen der PV- und Batterieleistung kann es jedoch zu einem vermehrten Betrieb in (tendenziell ineffizienteren) Teillastbereichen der Leistungselektronischen Komponenten kommen. Die Möglichkeit zur Bereitstellung von bi-direktionalen Netzdienstleistungen ist hier abhängig von der Ausgestaltung des jeweiligen Netzwechselrichters.



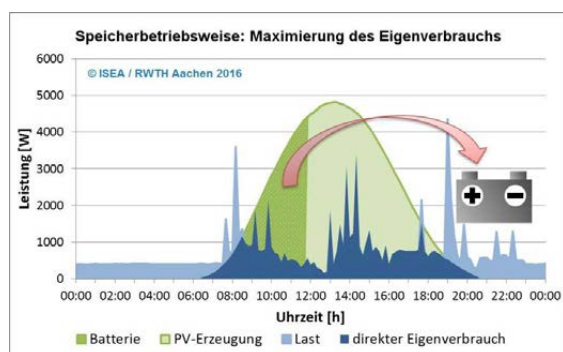
Generatorkoppelte Speichersysteme

Bei generatorkoppelten Solarstromspeichern wird der Batteriespeicher über einen DC/DC Steller direkt an die Gleichspannungsleitung der PV-Anlage angeschlossen. Ein Laden erfolgt somit unmittelbar aus den PV-Modulen; zum Energieaustausch mit dem Haushalt wird in den Abend- und Nachtstunden der vorhandene PV-Wechselrichter verwendet. Aufgrund der typischerweise uni-direktionalen Bauweise der meisten PV-Wechselrichter können i.A. ohne weiteres keine bi-direktionalen Netzdienstleistungen erbracht werden. Bezüglich der tatsächlichen Verhaltensweise im (Misch-) Betrieb stehen umfangreiche Analysen noch aus. Insbesondere eine mögliche negative Beeinflussung des MPP-Trackers sollte hier geprüft werden.



Maximierung des Eigenverbrauchs

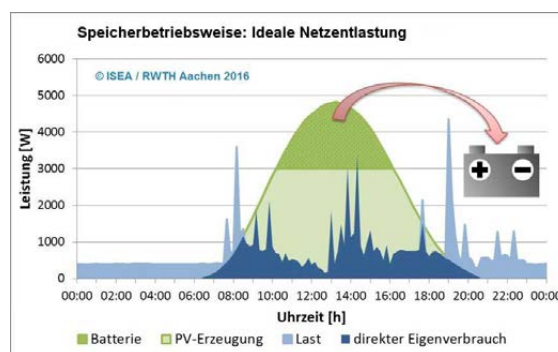
Bei der Betriebsstrategie Maximierung des Eigenverbrauchs werden die Batteriespeicher vor allem im Laufe des Vormittags geladen und reduzieren die Netzaustauschleistung der Haushalte mit PV-Anlagen zu den tendenziell netzunkritischen Zeitpunkten zwischen 7 und 12 Uhr. Die ausgefüllte Fläche in der untenstehenden Abbildung entspricht dabei der in die Batterie eingespeicherten Energiemenge. Bei Erreichen der maximalen Erzeugungsleistung der PV-Anlagen zur Mittagszeit sind die Batteriespeicher an sonnigen Tagen bereits vollständig geladen und können danach keinen Einfluss mehr auf die Wirkleistungseinspeisung der PV-Anlagen ausüben; die maximal ins Netz eingespeiste Erzeugungsleistung kann somit nicht sicher reduziert werden.



Ideale Netzentlastung

Im Fall der idealen Netzentlastung ermöglicht das Energiemanagementsystem des PV-Speichers unter Zuhilfenahme geeigneter Erzeugungs- und Lastprognosen ein Laden der Batteriespeicher nur in der Spitze der solaren Erzeugung. Die maximale Netzaustauschleistung der Haushalte mit PV-Anlage kann hier im Sinne einer Wirkleistungsbegrenzung dauerhaft sicher reduziert werden, während der Batteriespeicher im Tagesverlauf trotzdem sicher vollgeladen wird.

PV-Anlagen die im Rahmen des Marktanreizprogrammes betrieben werden dürfen maximal 60 % ihrer Nennleistung in das Stromnetz einspeisen. Die über diese Grenze hinausgehende Erzeugung während der Mittagsspitze muss daher entweder direkt selbst verbraucht werden oder kann in den Batteriespeicher geladen werden. Durch diese Reduzierung der maximalen Einspeiseleistung der Photovoltaikanlagen kann die heute bestehende Aufnahmekapazität der Stromnetze für PV-Strom um bis zu 67% gesteigert werden. Ein lokaler Netzausbau kann somit vermieden werden.



Anhang C

Marktanteile der Hersteller beim Speichermonitoring

Marktanteile der 20 größten Hersteller von Solarstromspeichern

In Ergänzung zu Kapitel 6.7 sind in Tabelle C-1 die zwanzig häufigsten Hersteller von Solarstromspeichern in Deutschland aufgelistet. Da sich die dargestellten Daten ausschließlich auf KfW-geförderte Speichersysteme beziehen, kann es dabei zu systematischen Abweichungen vom Gesamtmarkt kommen:

- Hersteller, deren Speicher nicht KfW-förderfähig, sind tauchen nicht in der Liste auf
- Der Anteil der KfW-geförderten Speicher ist grundsätzlich für jeden Hersteller unterschiedlich: Hersteller mit einem höheren Anteil KfW-geförderter Speichersysteme werden dabei in Tabelle C-1 tendenziell überbewertet, Hersteller mit einem niedrigeren Anteil KfW-geförderter Speicher werden tendenziell unterbewertet.

Darüber hinaus sind alle bereits in Kapitel 6.7 aufgelisteten Randbedingungen zu beachten. Speichersysteme, die auch nach manueller Sichtung der eingetragenen Datensätze keinem Hersteller zugeordnet werden konnten gehen dabei nicht in die Grundgesamtheit ein, die zur Ermittlung des Marktanteils verwendet wurde.

#	Hersteller	Anzahl	Marktanteil
1	Sonnenbatterie	1749	18,8%
2	Senec	1510	16,2%
3	SMA	1410	15,1%
4	E3/DC	1058	11,4%
5	Nedap	473	5,1%
6	LG	391	4,2%
7	Samsung SDI	356	3,8%
8	IBC	338	3,6%
9	Varta	225	2,4%
10	Fronius	222	2,4%
11	Solarworld	168	1,8%
12	RWE	151	1,6%
13	Sony	142	1,5%
14	Kostal	106	1,1%
15	Neeovoltaic	102	1,1%
16	Hoppecke	90	1,0%
17	BAE	70	0,8%
18	SolarInvert	66	0,7%
19	BYD	65	0,7%
20	Solarwatt	58	0,6%
Sonstige		558	6%
nicht zuordenbar		401	---

Tabelle C-1: Marktanteile der beim Speichermonitoring registrierten Hersteller

