

MÖGLICHKEITEN UND
GRENZEN DER ALTERUNGSANALYSE VON
BATTERIESPEICHERSYSTEMEN ANHAND VON
BETRIEBSDATEN

Abschlussarbeit

eingereicht am Fachbereich 1
Energie und Information
der Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin

zur Erlangung des akademischen Grades
Master of Science

vorgelegt von

Jan Grüner
geboren am 11.07.1993 in Berlin

am 8. Januar 2024

Erstprüfer: Prof. Dr.-Ing. V. Quaschning
Zweitprüfer: M.Sc. Kevin Gajkowski

Vorwort

Die erste Seite meiner Arbeit möchte ich den Personen widmen, die mir auf dem Weg hierhin eine unglaubliche Stütze gewesen sind und ohne die ich vermutlich niemals bis hier gekommen wäre.

An erster Stelle möchte ich meinem Bruder danken. Du bist Antrieb, Motivation und in vielerlei Hinsicht auch Inspiration gewesen, diesen akademischen Weg nicht nur zu gehen, sondern ihn auch zu beenden.

Des Weiteren möchte ich mich bei meiner Mutter, meinem Vater und meiner Paten-tante bedanken. Ihr habt immer zu mir gehalten, mich nicht hängen lassen, mich immer wieder gepusht und mich sowohl finanziell als auch emotional immer unterstützt, sodass ich diesen Weg gehen konnte.

Mein größter Dank bezogen auf diese Arbeit gebührt meinem Betreuer von Seiten der Deutschen Gesellschaft für Solarenergie e.V. Kevin Gajkowski, ich bin mir mehr als si-cher, dass andere Betreuer an mir verzweifelt wären. Deine lockere, lässige Art und natür-lich dein technisches Verständnis haben mir immens dabei geholfen, dass hier irgendwie über die Bühne zu bekommen. Trotz Covid19 und immer strengerer Hygiene-Auflagen stand deine Tür immer offen, wenn ich Hilfe oder Rat brauchte.

Ebenso möchte ich mich bei Professor Volker Quaschning dafür bedanken, mir in betreu-ender Funktion genug Freiraum gelassen zu haben. Und selbstverständlich auch dafür mich mehr oder weniger mein ganzes Studium inspirierend begleitet zu haben.

Inwieweit ich mein ganzes gewonnenes Wissen ausschöpfen kann, um meinen Teil zur Energiewende und zum Abwenden der Klimakatastrophe beizutragen, wird die Zukunft zeigen.

Eidesstattliche Erklärung

Ich versichere, dass ich die vorstehende Arbeit selbstständig und ohne fremde Hilfe angefertigt und mich anderer als der in den beigefügten Verzeichnissen angegebenen Hilfsmittel nicht bedient habe. Alle Textstellen, die wörtlich oder sinngemäß aus Veröffentlichungen entnommen wurden, sind als solche kenntlich gemacht. Alle Quellen, die dem World Wide Web entnommen oder in einer digitalen Form verwendet wurden, sind der Arbeit beigefügt.

Der Durchführung einer elektronischen Plagiatsprüfung stimme ich hiermit zu. Die eingereichte elektronische Fassung der Arbeit entspricht der eingereichten schriftlichen Fassung exakt. Die Arbeit wurde bisher keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegt und auch nicht veröffentlicht. Ich bin mir bewusst, dass eine unwahre Erklärung rechtliche Folgen haben kann.

Berlin, 26.01.2021
Ort, Datum

Jan Grüner

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung	1
2 Grundlagen	5
2.1 Batterietechnologien	5
2.2 Systemtopologien	12
2.2.1 AC-gekoppelte Systeme	12
2.2.2 DC-gekoppelte Systeme	13
2.2.3 PV-Generatorgekoppelte Systeme	14
2.3 Bewertungsgrößen von PV-Batteriespeichersystemen	15
2.3.1 Eigenverbrauchsanteil	15
2.3.2 Autarkiegrad	16
2.3.3 System Performance Index (SPI)	16
2.3.4 Lücken in der Bewertung von PV-Batteriespeichersystemen	17
2.4 Relevante Parameter der Alterungsanalyse	18
2.4.1 Kapazität	19
2.4.2 State-of-Charge (SoC)	20
2.4.3 State-of-Health (SoH)	20
2.5 Alterung von PV-Heimspeichern	20
2.6 Verfahren zur Alterungsanalyse	21
2.6.1 Im-Feld-Kapazitätsmessung nach ISEA	22
2.6.2 Impedanzspektroskopie	23
2.6.3 Verfahrenskonzept nach DGS	24
3 Alterungsanalyse realer Systeme	26
3.1 Vorstellung der untersuchten Systeme	26
3.2 Vorstellung der Messwerte zur kalendarischen Lebensdauer des Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung (ZSW)	28
3.3 Untersuchung der Systeme nach dem Konzept der DGS	29
3.3.1 Festlegen der Leistungsbereiche	29
3.3.2 Auflösung der Kapazitätsbestimmung	31
3.3.3 Betrachtung der untersuchten Systeme	33
3.3.4 Auswertung des Konzeptes nach DGS	36
3.4 Kapazitätsbestimmung anhand abgeschlossener Ladungszyklen	37
3.4.1 Beschreibung des Verfahrens	37
3.4.2 Vergleich der Konzepte	39
3.4.3 Betrachtung der untersuchten Systeme	40
3.5 Validierung und Einordnung der Ergebnisse	42

Abbildungsverzeichnis

1.1	Entwicklung des Anteils erneuerbarer Energien am Brutto-Stromverbrauch in Deutschland[17]	1
1.2	Umsatz der Energiespeicherbranche in Deutschland im Jahr 2018 (Wärmespeicherung inklusive Kraftwerkswärmespeicher und Wärmepumpen)[7]	2
1.3	Beispielhafte Deckung des Strombedarfs durch zusätzliche Solarstromspeicher [9]	3
2.1	Prinzipieller Aufbau und Funktionsweise einer Lithiumionen-Batterie [11]	6
2.2	Prinzipieller Aufbau einer a Vanadium-Redoxflow-Zelle, b bipolare Anordnung [11]	10
2.3	Energiewandlungspfade der einzelnen Topologien von PV-Speichersystemen [5]	12
2.4	Systemkomponenten und Messpunkte von AC-gekoppelten Speichersystemen [5]	13
2.5	Systemkomponenten und Messpunkte von DC-gekoppelten Speichersystemen [5]	14
2.6	Systemkomponenten und Messpunkte von PV-Generatorgekoppelten Speichersystemen [5]	15
2.7	Blockdiagramm zur simulationsbasierten Systembewertung mit dem System Performance Index (SPI) [15]	17
2.8	Qualitative Abgrenzung der verschiedenen Kapazitätsbezeichnungen [8]	19
2.9	Schematische Darstellung der im Feld durchgeföhrten Kapazitätstests [8]	22
2.10	Verlauf eines Kapazitätstests mit Ladung und vollständiger Entladung [8]	23
3.1	Betriebszeit der untersuchten Systeme in Monaten. Sortierung nach den Monitoring Portalen	26
3.2	Kapazitätsverlauf der kalendarischen Alterungsuntersuchung bei verschiedenen SoC Werten und Temperaturen, zyklisiert mit einer Stromrate von C/3	28
3.3	Vergleich der Leistungsbereiche 1 und 9 anhand der Ladeleistung am Beispiel von System B, monatlich aufgelöst	30
3.4	Degradation der Speicherkapazität ermittelt anhand der Ladeleistung am Beispiel von System B	32
3.5	Speicherdegradation der untersuchten Systeme nach dem Konzept der DGS anhand der Ladeleistung, jährlich aufgelöst	33
3.6	Speicherdegradation der untersuchten Systeme nach dem Konzept der DGS anhand der Entladeleistung, jährlich aufgelöst	35

3.7	Alterungsanalyse von System B anhand abgeschlossener Ladungszyklen, betrachtete Monate Februar bis April	38
3.8	Vergleich der Ansätze zur Bestimmung der Kapazität anhand von System B Ladeleistung	39
3.9	Vergleich der Ansätze zur Bestimmung der Kapazität anhand von System B Entladeleistung	40
3.10	Speicherdegradation der untersuchten Systeme über Analyse abgeschlossener Ladezyklen anhand der Ladeleistung, jährlich aufgelöst	41
3.11	Speicherdegradation der untersuchten Systeme über Analyse abgeschlossener Ladezyklen anhand der Entladeleistung, jährlich aufgelöst	42

Tabellenverzeichnis

3.1 Leistungsbereiche 1 - 10 der Analyse in 10 % - Schritten	30
--	----

1 Einleitung

Die Folgen des Klimawandels sind weltweit sichtbar und spürbar, das Fenster zum Handeln verkleinert sich. Der Ausstoß von Treibhausgasen auf der Erde muss drastisch reduziert werden, um die weltweiten Auswirkungen des Klimawandels zu begrenzen. Hauptziel der von der internationalen Staatengemeinschaft 2015 in Paris beschlossenen Vereinbarung ist es, die Erderwärmung auf deutlich unter 2° Celsius, möglichst aber auf 1,5° Celsius zu beschränken.

Um einen angemessenen Beitrag für das Erreichen der 1,5-Grad-Grenze leisten zu können, müsste Deutschland bis etwa 2035 auf ein klimaneutrales Energiesystem umstellen. Mit dem im vergangenen Jahr beschlossenen Klimaschutzgesetz der Bundesregierung wird eine Treibhausgas-Neutralität bis 2050 angestrebt, dies ist wiederum nicht vereinbar mit der 1,5-Grad-Grenze der internationalen Staatengemeinschaft.

Der Energiesektor und die Umstellung auf ein klimaneutrales Energiesystem gilt als Schlüsselsektor für das Erreichen von CO₂-Neutralität. Die Transformation zu einer klimaneutralen Energieversorgung erfordert einen schnellen Umbau der Stromerzeugung auf 100 Prozent erneuerbare Energien. Wie Abbildung 1.1 zu entnehmen ist, sind bereits 43 Prozent des Brutto-Stromverbrauchs¹ durch regenerative Energien abgedeckt.

Die Zubaurate der vergangenen Jahre und der Einfluss auf den Brutto-Stromverbrauch

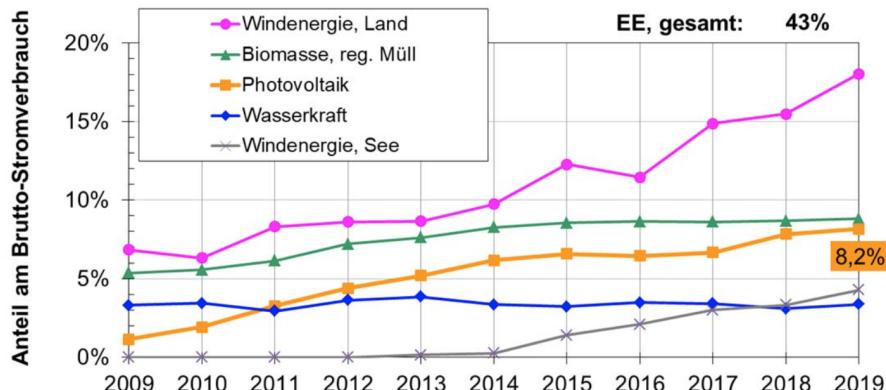


Abbildung 1.1: Entwicklung des Anteils erneuerbarer Energien am Brutto-Stromverbrauch in Deutschland[17]

aus Abbildung 1.1 zeigen jedoch, dass ein deutlich schnellerer Ausbau der erneuerbaren

¹Brutto-Stromerzeugung, bereinigt um den Importsaldo, entspricht dem Bruttostromverbrauch [17]

Stromerzeugung notwendig ist. In der Studie des Wuppertal Instituts[10] erscheint ein Ausbau von Windenergie- (on- und offshore) und Photovoltaikanlagen in einer Größenordnung von zusammen mindestens 25 bis 30 GW pro Jahr sinnvoll. Aus einigen anderen modellbasierten Szenarien lässt sich ein niedrigerer jährlicher Ausbaubedarf von 15 GW ableiten, jedoch setzen diese andere Rahmenbedingungen und flankierende Maßnahmen voraus, wie etwa immensen Import klimaneutraler Energieträger wie Wasserstoff. Hinzu kommt, dass auch Altanlagen zunehmend ersetzt werden müssen. Die aktuellen Ausbauziele der Bundesregierung für das Jahr 2030 erfordern einen jährlichen Zubau von 5 – 10 GW. [10][17].

Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien fallen jedoch zusätzliche Belastungen für das Strom- und Energiesystem an, insbesondere die optimale Nutzung der fluktuiierenden regenerativen Energien ist entscheidend für eine erfolgreiche Energiewende. Ein Ausbau bzw. Umbau der Transport- und Verteilnetze für Strom ist ebenso erforderlich, wie eine stärkere Digitalisierung des Stromsystems, um die bereits erwähnten fluktuiierenden Strommengen optimal zu nutzen. Des Weiteren ist die Nutzung der Potenziale im Bereich der Sektorenkopplung, etwa auf Grundlage einer integrierten Analyse der Ausbauerfordernisse des Strom- und Wasserstoffnetzes, ein weiterer Punkt aus [10]. Hinzu kommt der Ausbau von Speicherkapazitäten in Form von Pumpspeicherwerkstätten, Wärmepeicherung, Power-to-Gas, Power-to-Liquid und Batteriespeichern.

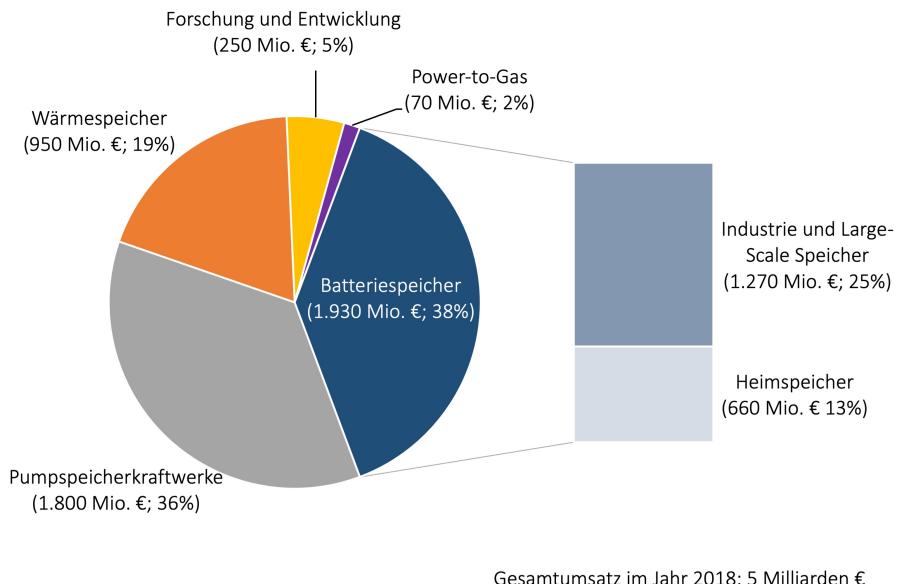


Abbildung 1.2: Umsatz der Energiespeicherbranche in Deutschland im Jahr 2018 (Wärmepeicherung inklusive Kraftwerkswärmespeicher und Wärmepumpen)[7]

Abbildung 1.2 macht deutlich, welche besondere Stellung gerade die Batteriespeicher im

Zuge der Energiewende einnehmen. Schon 2018 machten die Batteriespeicher 38 Prozent des Umsatzes der Energiespeicherbranche aus. Zwei Drittel der Einnahmen im Bereich der Batteriespeicher gehen aus industriell betriebenen² und Large-scale Speichern³ her vor. Ein Drittel der Einnahmen resultieren aus sogenannten Heimspeichern (engl. Home Storage), welche im Niederspannungsbereich liegen und oftmals in privaten Haushalten für eine Steigerung des PV-Eigenverbrauchs genutzt werden. Nach [14] lassen sich in Privathaushalten, ausgestattet mit Photovoltaikanlage und Batteriespeichersystem, bis zu 80 Prozent des Strombedarfs decken. Eine beispielhafte Deckung des Strombedarfs und die optimale Nutzung des PV-erzeugten Stroms kann Abbildung 1.3 entnommen werden.

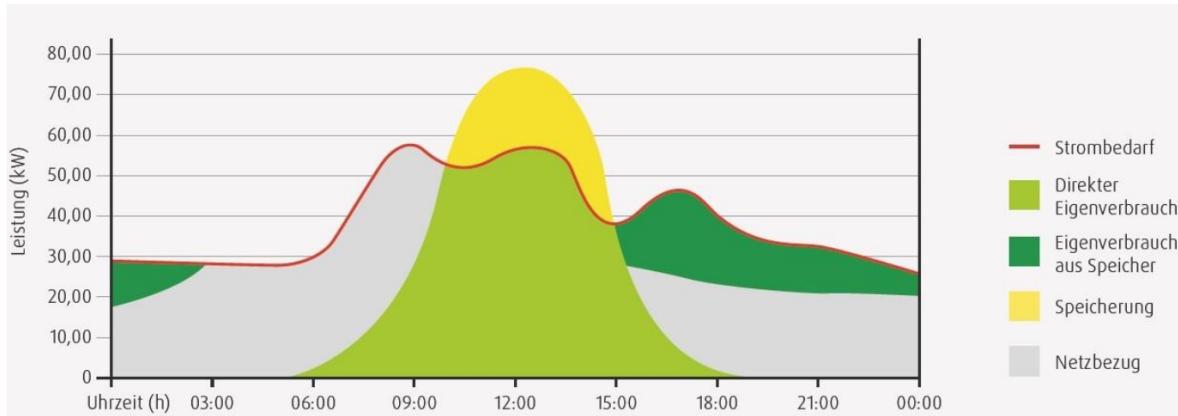


Abbildung 1.3: Beispielhafte Deckung des Strombedarfs durch zusätzliche Solarstromspeicher [9]

Nur rund zwei Jahre nach der Installation des 100.000. Solarstromspeichers in Deutschland hat sich die Zahl nach Einschätzung des Bundesverband Solarwirtschaft e.V. im Frühsommer 2020 bereits verdoppelt. Nach [4] ist jedoch mehr nötig: Bis 2030 muss die Speicherkapazität in Deutschland verzehnfacht werden, um das Gelingen der Energiewende abzusichern.

In den Grundlagen soll zunächst ein Verständnis für die genutzte Batterietechnologie, die damit einhergehenden Alterungserscheinungen und die Lücke in der Bewertung von PV-Batteriespeichern, bezogen auf die Lebensdauer, vermittelt werden. Es soll aufgezeigt werden, dass die Batteriealterung von Speichern zunehmend an Relevanz gewinnt. Da zum Beispiel die Gewährleistungsansprüche im Rahmen der Zeitwertersatzgarantie für die ersten KfW geförderte Systeme 2020 endeten.

Diese Arbeit nimmt sich dieser Problematik im Bereich der Alterungsanalyse von Batterie-

²Batteriespeicher im Nieder- und Mittelspannungsbereich mit Leistungen bis zu einigen 100 kW und Kapazitäten mit bis zu einigen 100 kWh

³Batteriespeicher im Mittel- und Hochspannungsbereich mit Leistungen bis zu einigen 10 MW und Kapazitäten bis zu einigen 10 MWh

Heimspeichersystemen an und versucht, Aussagen anhand von Betriebsdaten⁴ bezüglich des Zustands des Batteriespeichers zu geben und dabei auf teure Messtechnik zu verzichten. Hierbei gilt es, ein bereits entwickeltes Konzept zur Alterungsanalyse von Batteriespeichern zu validieren und eventuelle Schwächen und Grenzen aufzuzeigen.

⁴Zur Verfügung gestellt von verschiedenen PV-Speicherbetreibern aus unterschiedlichen Monitoring-Portalen

2 Grundlagen

2.1 Batterietechnologien

Im folgenden Abschnitt werden die Technologien von PV-Batteriespeichersystemen vorgestellt und somit ein grundsätzliches und technologisches Verständnis vermittelt. Lithium-Ionen Batterien sind marktführend im Bereich von PV-Heimspeichersystemen [8], über die Betrachtung der Vor- und Nachteile der jeweiligen Technologien werden Gründe für die Verwendung von Lithium-Ionen-Batterien im PV-Heimspeichersegment aufgezeigt und schaffen somit eine Grundlage für die weiteren Ausführungen dieser Arbeit.

Lithium-Ionen-Batterien

Lithium-Ionen-(Lion) Batterien gelten sowohl im Bereich portabler Anwendungen, wie Laptop oder Handy, als auch im Elektrofahrzeug- und stationären Speichermarkt als wichtigste Speichertechnologie. Aufgrund einer großen Anzahl von Elektrolyten und Kombinationen von Elektrodenmaterialien, kann im Bereich der Lithium-Batterietechnologie nicht von einem einheitlichen Konzept wie z.B. bei Blei- und NiCd-Batterien ausgegangen werden [2]. Lithium, das mit einer Dichte von $0,534 \text{ g cm}^{-3}$ bei 20° Celsius , als das leichteste aller Metalle gilt, ist hier namensgebend. Besonders aufgrund des Normalpotentials von $E^0 = -3,045 \text{ V}$ werden Batterien mit hoher Energie und Leistung ermöglicht [11]. Das Lithium wird ionisch in Form sogenannter Interkalationselektroden¹, die Lithiumionen reversibel aufnehmen und abgeben können, in einem flüssigen oder polymeren Elektrolytsystem eingesetzt [11].

Der prinzipielle Aufbau und die Funktionsweise einer Lithium-Ionen-Batterie ist in Abbildung 2.1 dargestellt. Kohlenstoff wird als negatives Elektrodenmaterial (bei Entladung: Anode) genutzt und Metalloxide als positives Elektrodenmaterial (bei Entladung: Kathode). Üblicherweise befinden sich die Elektroden in einer Lösung eines Lithiumsalzes in einem organischen Lösemittel. Durch die langsame Reaktion des Lithiums mit dem Elektrolyt bildet sich auf der Elektrodenoberfläche eine schützende Passivierungs- oder Deckschicht, die einen Transport von Lithiumionen Li^+ ermöglicht. Während der Entladung dringen die Lithiumkationen Li^+ in die positive Elektrode ein und wandern durch den Elektrolytraum von Minus nach Plus. Während des Ladens findet eine umgekehrte Wanderung der Kationen von Plus nach Minus statt und die Kationen dringen in die negative Elektrode ein. Das in der Elektrolytlösung enthaltene Lithiumsalz speist Lithiumionen nach [11].

¹Interkalation (lat. *intercalare* „einschieben“) bedeutet die Einlagerung in ein Wirtsgitter.

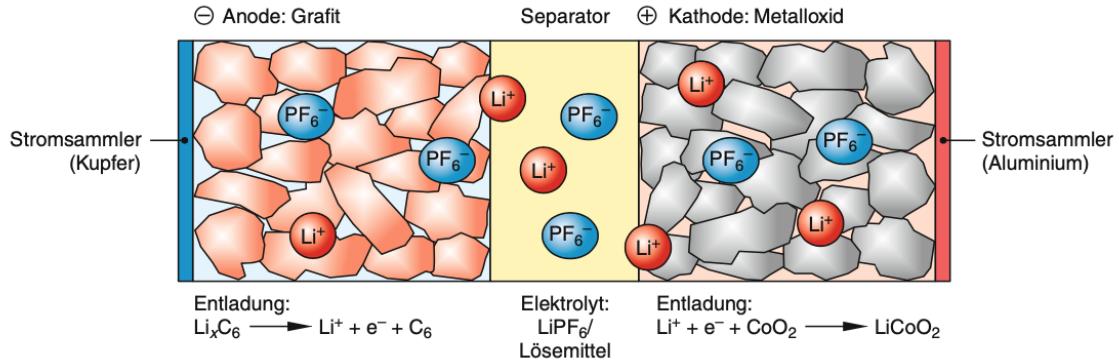


Abbildung 2.1: Prinzipieller Aufbau und Funktionsweise einer Lithiumionen-Batterie [11]

Aufgrund der großen Anzahl möglicher Materialkombinationen, die bereits eingangs erwähnt worden sind, gibt es nach wie vor hohe Entwicklungspotenziale. Bisher ist nicht klar, welches der Konzepte die besten Eigenschaften für den Einsatz im Bereich von großen Speichersystemen haben wird [2]. Prinzipiell lassen sich für moderne Lithium-Ionen-Batterien folgende Anforderungen nach [11] festlegen:

- kompakte und leichte Bauweise
- frei von giftigen Metallen
- verlässlich und inhärent sicher
- langlebig (≥ 90.000 Zyklen) und energiereich (3.000 Wh/kg, 5.000 Wh/L)
- preiswert
- in einem breiten Temperaturbereich funktionieren
- bei Nichtgebrauch um weniger als 1 % pro Jahr selbstentladen
- hohe Leistungsdichte und Entladespannung

Negativ behaftetes Thema im Bereich der Lithium-Batterie-Technologie ist die Frage nach der Reichweite von Lithium bei einer steigenden Nachfrage durch die Elektrifizierung des Verkehrs. Konservativen Abschätzungen zufolge geht man von etwa 6 Millionen Tonnen Lithium aus, die wirtschaftlich abgebaut werden können. Die Lithium-Vorkommen beschränken sich jedoch auf relativ wenige Länder und finden sich in den hochgelegenen Salzwassergebieten Argentiniens, Boliviens, Chiles und in China und Tibet, den kristallinen Hart- und Weichgesteinen in Australien, Kanada, USA und Zimbabwe und in den geothermischen Solen und Ölfeldern der westlichen USA [11]. Diese Menge soll zumindest für die nächsten 40 Jahre ausreichen. Was bedeutet, dass mittelfristig ein effizientes Recyclingsystem etabliert werden muss, das auch die Rückgewinnung von Lithium beinhaltet muss.

Blei-Säure-Batterien

Die Technologie der Blei-Säure-Batterien gilt als die älteste² und bezogen auf die weltweit installierte Batteriekapazität als bedeutendste Speichertechnologie [2][11]. Heutzutage werden ausschließlich verschlossene Batterien mit interner Gasrekombination (Gel- oder Vlies-Technologie) und geschlossene Batterien mit flüssigem Elektrolyt eingesetzt, da diese gegenüber den offenen Systemen die Bildung von explosivem Knallgas aus Schwefelsäure beim Laden und Überladen der Batterie vermeiden [11]. Hierbei sind die folgenden vier Faktoren wesentlich:

1. Blei-Calcium-Legierungen mit hoher Überspannung für das Elektrodengitter
2. Katalysator (Palladium- oder Platinschwamm) oberhalb der Entlüftung zur H₂-O₂-Rekombination
3. Sauerstoffkreislauf mit O₂-Verzehr an der Bleielektrode
4. Fixierung des Schwefelsäureelektrolyts mit Gel oder Glasfasern

Blei-Säure-Batterien sind hauptsächlich aus den Materialien Blei, Schwefelsäure und Kunststoff aufgebaut und erreichen Energiedichten um etwa 25 Wh/kg bei Wirkungsgraden von 80-85 %. Qualitativ hochwertige stationäre Blei-Säure-Batterien können eine Lebensdauer von 6 - 12 Jahren bei Zyklenlebensdauern um 2.000 Zyklen, bei Ausnahmen bis zu 7.000 Zyklen, erreichen. Die spezifischen Kosten dieser Technologie liegen je nach Qualität und zu erwartenden Lebensdauer bei 100 - 200 €/kWh.

Batteriespeichersysteme auf Basis der Blei-Säure-Technologie werden weltweit zur Lösung lokaler Probleme in der Energieversorgung genutzt. dazu gehören Anlagen zur Stabilisierung von Netzausläufern und zur Aufrechterhaltung von Frequenz und Spannungsstabilität [11][2]. Blei-Säure-Batterien sind besonders zu Beginn der dezentralen Speicherung von PV-Energie in privaten Haushalten³ genutzt worden. Durch starke Preissenkungen, die kompaktere Bauweise sowie längere Lebensdauern und höhere Effizienzwerte von Lithium-Ionen-Batterien ist die Blei-Säure-Batterie im Bereich der PV-Batteriespeichersysteme komplett abgelöst worden (vgl. [8]).

Blei-Säure-Batterien werden dennoch weltweit angeboten und weisen eine sehr gute Marktverfügbarkeit auf. Aufgrund des bereits vorhandenen Recyclingsystem von Blei-Säure-Batterien ist in den kommenden Jahren nicht mit Engpässen zu rechnen. Des Weiteren bietet die Technologie noch großes Potential durch gezielte Materialoptimierung und eine damit einhergehende Verbesserung der Eigenschaften.

²Gaston Planté baute den ersten praktischen Akkumulator aus Bleiplatten im Jahr 1859

³Bei der Aufstellung in Wohnhäusern muss auf eine Belüftung des Batteriraums aufgrund der Batteriegasung geachtet werden.

Hochtemperatur-Natrium-Batterien

Hochtemperatur-Natrium-Batterien zeichnen sich gegenüber den anderen beschriebenen Batterietechnologien durch eine flüssige Aktivmasse (Natrium) und einen oxidkeramischen Festelektrolyten aus und wurden seit den 1980er Jahren für mobile Anwendungen entwickelt [11][2]. Beim Anodenmaterial handelt es sich bei dieser Technologie um flüssiges Natrium, während das Kathodenmaterial variieren kann. Der Natrium-Nickelchlorid-Akkumulator, auch ZEBRA-Batterie⁴ genannt, nutzt eine feste Nickelchloridkathode für sein System. Während die Natrium-Schwefel-(NaS)-Batterie mit flüssigem Schwefel als Kathodenmaterial arbeitet. Als Festelektrolyt wird β -Alumina verwendet, welches eine Gruppe keramischer Oxide mit Schichtstruktur umfasst, die Natriumionen leitet.

Der Name der Hochtemperatur-Natrium-Batterien leitet sich aus den hohen Betriebstemperaturen im Bereich von 270° Celsius bis 350° Celsius ab. Diese Temperaturen sind notwendig um die beschriebenen Aktivmassen in flüssigen Zustand zu versetzen und somit eine ausreichende Leistungsfähigkeit zu erreichen [2]. Kommt es zu einer Abkühlung der Batteriespeicher unterhalb der Betriebstemperaturen ist ein Laden und Entladen nicht mehr möglich und es kann aufgrund von thermisch-mechanischer Spannungen zu einem Bruch des keramischen Elektrolyten kommen. Durch eine entsprechend dimensionierte Isolierung kann bei täglicher Nutzung die Temperatur der Batterie durch die eigene Reaktionswärme aufrechterhalten werden. Dennoch ist bei der Nutzung von Hochtemperatur-Natrium-Batterien mit thermischen Verlusten zu rechnen. Für eine 16 kWh ZEBRA-Batterie sind beispielsweise ca. 100 W thermische Verluste zu kalkulieren, die aus dem Stromnetz gespeist werden müssen. Dies entspricht einer Selbstentladung von etwa 15 % pro Tag, was einen Einsatz von Hochtemperatur-Natrium-Batterien im PV-Heimspeichersegment infrage stellt [2].

Die Forschung im Bereich der Natrium-Schwefel-Technologie für den Einsatz als Speicher in Netzen wird besonders im japanischen Raum vorangetrieben. So wird unter anderem seit einigen Jahren (Stand 2020) eine Anlage mit 48 MWh und einer Leistung von 6 MW betrieben. Grundsätzlich bietet die Technologie das Potenzial zu geringen Kosten und hohen Zykluslebensdauern. Gegen einen großflächigen Einsatzbereich in Mehrfamilienhäusern, Gewerbegebieten und kommunalen Gebäuden sprechen die relativ hohen Innenwiderstände und damit einhergehende geringe Leistungsfähigkeit beider Batterietechnologien. Des Weiteren gilt insbesondere die Fragestellung eines Brandrisikos bei Installationen in geschlossenen Gebäuden als schwer zu lösen. Hinzu kommt eine stark eingeschränkte Anbietersituation. So werden NaS-Batterien ausschließlich von einer Firma in Japan und ZEBRA-Batterien nur von zwei Firmen weltweit angeboten [2][11].

⁴ZEBRA: Zeolite Battery Research Africa oder Zero Emission Battery Research Activity [11]

Nickel-Cadmium-/Nickel-Metallhydridbatterien

Nickel-Cadmium-Akkus (NiCd) gehören zu den alkalischen Batterien, die für stationäre und mobile Anwendungen eine ausgereifte Speichertechnologie darstellen [11]. Vorteile der sehr robusten elektrochemischen und mechanischen Nickel-Cadmium-Systeme sind die hohe Robustheit gegenüber Tiefenentladung und Überladung, eine hohe Kapazitätsausnutzung bei hohen Stromraten sowie hohe Ladeleistungen [2]. Hinzu kommt eine akzeptable Leistung bei niedrigen Temperaturen von -20° Celsius bis -40° Celsius und eine lange Lebensdauer im Vergleich zu anderen Akkus .

Nachteile gegenüber anderer Batterietechnologien liegen beim Zykluswirkungsgrad (nur etwa 70 - 75 %), der aufgrund der geringen Zellspannung von 1,2 V, relativ gering ist. Des Weiteren ist die Nutzung dieser Batterietechnologie im Haushaltselektronikbereich EU-weit verboten, infolge der Verwendung von hochgiftigem Cadmium [2]. Dennoch werden Nickel-Cadmium-Systeme in industriellen Anwendungen eingesetzt werden. Das bisher größte Nickel-Cadmium-System (40 MW für 7 Minuten, 26 MW für 15 Minuten) unterstützt die Kraftwerksreserve im Inselnetz in Fairbanks (Alaska).

Nickel-Cadmium-Systeme bestehen aus einer Nickelhydroxidkathode (Pluspol), die aufgrund ihrer Reversibilität und Zyklenstabilität verwendet wird und einer metallischen Cadmiumanode (Minuspol) in 21 % Kalilauge. Die wahren Elektrodenvorgänge sind kompliziert und verlaufen über die Lösungsphase (Calciumhydroxid, höhere Nickelhydroxide) [11]. Nach DIN EN 50272-2 ist bei der Aufstellung von Nickel-Cadmium-Batterien, ebenso wie bei Bleibatterien, auf eine Belüftung des Batterieraums zu achten [2].

Nickel-Metallhydrid-Akkumulatoren (NiMH) besitzen anstelle der Cadmium-Elektrode eine gerollte Wasserstoffspeicherelektrode in 30 %iger Kalilauge. Diese nimmt beim Entladen Wasserstoff auf und gibt beim Laden den im Gitter gespeicherten Wasserstoff wieder ab. Der Memory-Effekt ist verglichen mit der Nickel-Cadmium-Batterie geringer.

Nickel-Metallhydridspeicher (NiMH) spielen, aufgrund ihrer im Vergleich zu anderen Speichertechnologien hohen Kosten und relativ geringen Lebensdauer bei hoher Zyklenzahl, so gut wie keine Rolle auf dem stationären Speichermarkt. Sie finden Anwendung in portablen, tragbaren Geräten und als Hybridfahrzeubatterien. Grundsätzlich gilt für beide Technologien das Kostensenkungspotenzial als nicht ausreichend, um mittelfristig auf dem Markt für stationäre Speicher wettbewerbsfähig zu sein [2].

Redox-Flow-Batterien

Redox-Flow-Batterien, auch Fluss- oder Flüssigbatterien genannt, sind galvanische Speicher mit löslichen Reagentien und ähneln dem Arbeitsprozess einer Wasserstoffbrennstoffzelle bzw. einem Eletrolyseur. Das aktive Material besteht hier aus in einem Lösungsmittel gelösten Salzen, wobei Lösungsmittel und Salze zusammen auch als Teil

des Elektrolytsystems wirken [2]. Wichtige Kombinationen von Salzen sind unter anderem Fe/Cr, Br₂/Cr, Vanadium/Vanadium und NaBr+Na₂S₄/Na₂S₂+NaBr₃. Besonders zu betrachten ist hier die Vanadium-Redoxflow-Batterie, da Vanadium in vier verschiedenen Wertigkeiten stabil ist und somit in beiden Elektroden verwendet werden kann [11]. Aus diesem Grund kommt es nicht zu Verunreinigung durch den Durchtritt von Ionen durch die Membran [2].

Daher wird die Funktionsweise von Redoxflow-Batterien anhand der Vanadium-Redoxflow-Batterie erläutert. Das Elektrolyt mit den darin enthaltenen Vanadiumionen mit unterschiedlichen Oxidationsstufen wird in Tanks gelagert und bei Bedarf einer zentralen Reaktionseinheit für den Lade- bzw. Entladeprozess mittels Pumpen zugeführt (vgl. Abbildung 2.2 a)). Der negative und positive Elektrolytkreislauf tauschen durch eine Membran anschließend oxidierbare oder reduzierbare Vanadiumionen in den Anoden- und Kathodenräumen aus.

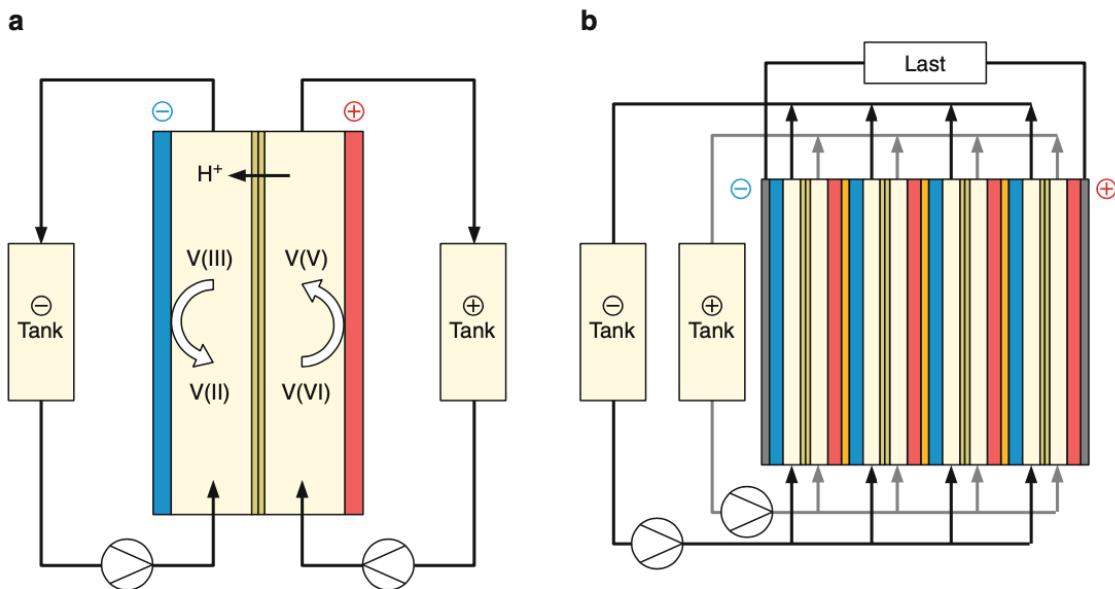


Abbildung 2.2: Prinzipieller Aufbau einer **a** Vanadium-Redoxflow-Zelle, **b** bipolare Anordnung [11]

Redoxflow-Zellen sind bis in den Kilo- und Megawattbereich saklierbar. Aggregate für höhere Spannungen entstehen durch elektrische Serienschaltung bipolarer Einzelzellen zu einem Zellenstapel und können Abbildung 2.2 b entnommen werden [11].

Der negative Aspekt der Vanadium-Redoxflow-Technologie liegt im relativ teuren Grundmaterial. Andere bereits erwähnte Materialkombinationen eröffnen ein deutlich höheres Kostensenkungspotenzial. Hinzu kommt, dass die kleinsten am Markt verfügbaren Systeme derzeit im Bereich von 10 kW Leistung liegen, einen hohen Wartungsaufwand durch Pumpen, Dichtungen usw. mit sich bringen und spezielle Anforderungen an den

Batterieraum aufgrund großer Säuremengen nötig sind. Daher ist von einem Einsatz in Einfamilienhäusern als PV-Batteriespeicher eher abzuraten.

Grundsätzlich eignet sich diese Technologie daher im Wesentlichen für größere Anlagen im Bereich von Mehrfamilienhäusern, Gewerbegebieten oder kommunalen Gebäuden, da der Bau der Tanks sehr einfach und effektiv umgesetzt werden kann und das Elektrolyt mit dem gelösten Salz einfach und effizient über Tanklastwagen nachgefüllt werden kann. Des Weiteren lässt sich bei den Vanadium-Batterien der Elektrolyt vollständig und durch einen externen Recyclingprozess wieder regenerieren und somit ohne Verluste des Vanadiums wiederverwendet werden [2].

2.2 Systemtopologien

Der folgende Abschnitt befasst sich mit dem beim Anwender installierten Gesamtsystem. Dieses beinhaltet ein Leistungsumwandlungssystem (Wechselrichter bzw. Konverter), den Batteriespeicher und die AC-Stromsensoren als relevante Systemkomponenten. Die Anbindung der Batterie ans Gesamtsystem kann in verschiedene Topologien unterteilt werden. Diese Systemtopologien und die zugehörigen Energiewandlungspfade sind in Abbildung 2.3 dargestellt und werden im folgenden Abschnitt weiter erläutert. Die Energiewandlungspfade sind durch die Leistungsflüsse zwischen der jeweiligen Quelle (PV-Generator, Batterie oder Netz) und der jeweiligen Senke (Batterie, Last oder Netz) definiert. Somit ergeben sich die folgenden Energiewandlungspfade:

PV2AC:

PV-Netzeinspeisung oder Direktnutzung

AC2BAT oder PV2BAT:

AC-Batterieladung oder PV-Batterieladung

BAT:

Batteriespeicherung

BAT2AC oder BAT2PV:

AC-Batterieentladung oder Batterieentladung

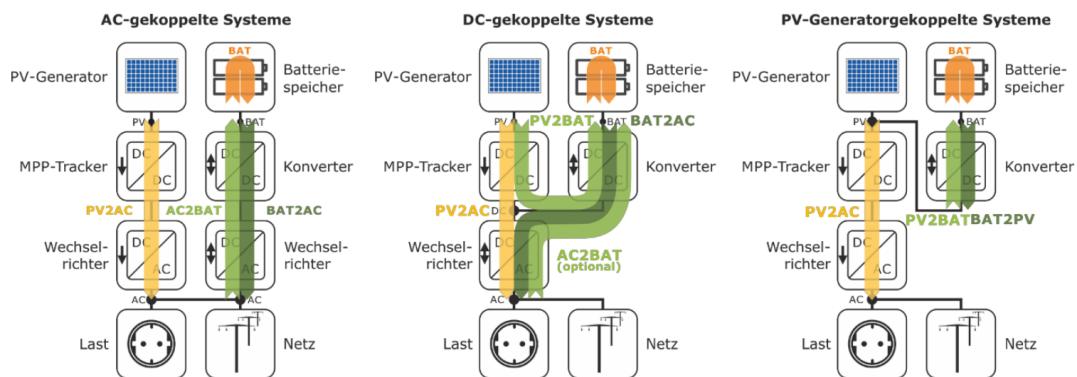


Abbildung 2.3: Energiewandlungspfade der einzelnen Topologien von PV-Speichersystemen [5]

2.2.1 AC-gekoppelte Systeme

AC-gekoppelte Systeme werden unabhängig von der PV-Anlage installiert und betrieben [2]. Sowohl die PV-Anlage als auch der Batteriespeicher sind jeweils mit einem Wechselrichter an das Stromnetz angeschlossen (vgl. Abbildung 2.4). Der Gleichstrom der PV-Anlage wird über den Umwandlungspfad PV2AC durch einen unidirektionalen PV-Wechselrichter in Wechselstrom umgewandelt, während die Batterieladung (AC2BAT) und -entladung (BAT2AC) über einen bidirektionalen Batterie-Wechselrichter erfolgt. Die gesamte Konvertierungskette der Batterieladung besteht somit aus den Pfaden PV2AC und AC2BAT [5].

Die elektrische Trennung von PV-Anlage und Batteriespeicher vereinfacht das Nachrüsten bestehender Systeme, jedoch muss der PV-erzeugte Strom mehr Konvertierungsstufen durchlaufen, bevor er in der Batterie gespeichert werden kann. Die damit einherge-

henden Umwandlungsverluste hängen maßgeblich von den Wirkungsgraden der installierten Geräte ab

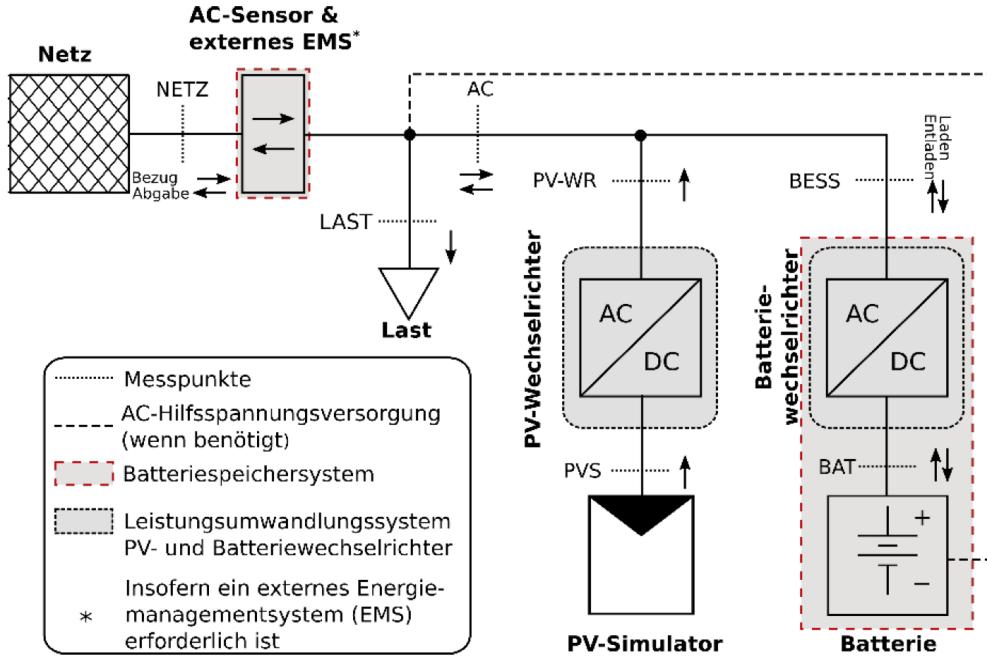


Abbildung 2.4: Systemkomponenten und Messpunkte von AC-gekoppelten Speichersystemen [5]

2.2.2 DC-gekoppelte Systeme

Bei DC-gekoppelten Systemen sind die PV-Anlage und der Batteriespeicher über einen Hybrid-Wechselrichter an das Stromnetz angeschlossen und das Leistungsumwandlungssystem besteht somit aus einer Einheit (vgl. Abbildung 2.5). Der PV-erzeugte Gleichstrom wird entweder über den DC-Zwischenkreis des Wechselrichters in die Batterie geladen (PV2BAT) oder durch den Wechselrichter in Wechselstrom umgewandelt (PV2AC) und direkt zur Lastdeckung oder Netzeinspeisung⁵ genutzt.

Die Wechselrichterbrücke kann unidirektional oder bidirektional ausgeführt sein. Über eine bidirektionale Ausführung ließe sich der Batteriespeicher auch über das AC-Netz laden. Im Vergleich zum AC-gekoppelten System zeigt sich aufgrund eines geringeren Bedarfs an Komponenten häufig ein Kosten- und Platzvorteil. Die tendenziell geringeren Umwandlungsverluste hängen auch hier maßgeblich von den Wirkungsgraden der installierten Geräte ab.

⁵Die Einspeisung ins Netz sollte erst bei vollständig geladener Batterie und einem gleichzeitigen Überschuss an PV-Energie erfolgen

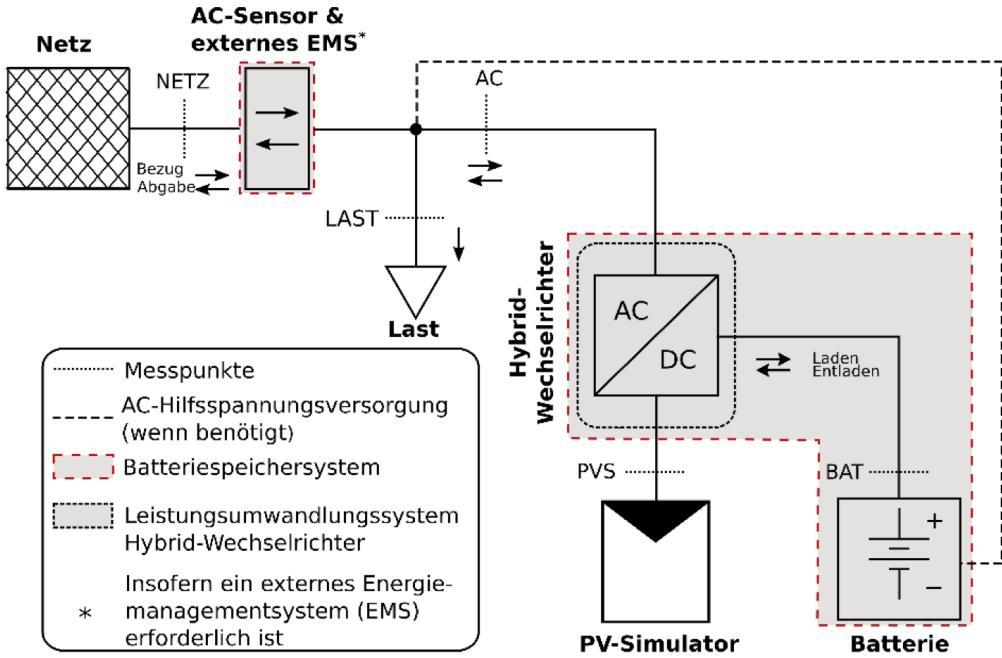


Abbildung 2.5: Systemkomponenten und Messpunkte von DC-gekoppelten Speichersystemen [5]

2.2.3 PV-Generatorgekoppelte Systeme

Bei einem PV-Generatorgekoppelten System wird nach [5] die Batterie direkt über einen Batterie-Konverter im Zwischenkreis zwischen PV-Anlage und dem konventionellen PV-Wechselrichter geladen (PV2BAT). Die Netzeinspeisung bzw. Deckung der Last (PV2AC) sowie die Batterieentladung (BAT2AC) erfolgen über einen zum Speichersystem kompatiblen PV-Wechselrichter (vgl. Abbildung 2.6). Die gesamte Kette der Batterieentladung besteht somit aus den Energiewandlungspfaden BAT2PV und PV2AC.

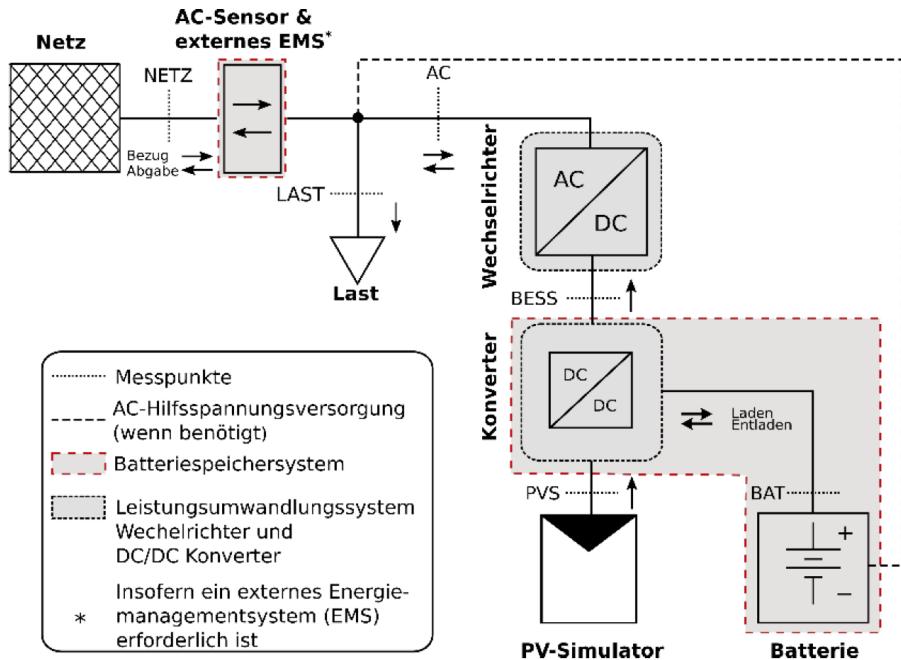


Abbildung 2.6: Systemkomponenten und Messpunkte von PV-Generatorgekoppelten Speichersystemen [5]

2.3 Bewertungsgrößen von PV-Batteriespeichersystemen

Der folgende Abschnitt befasst sich mit den bestehenden Bewertungsgrößen von PV-Batteriespeichersystemen. Neben den energetischen Größen des Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad soll auch der von der HTW Berlin entwickelte System Performance Index (SPI) vorgestellt werden, welcher zusätzlich eingesparte Stromkosten mit einbezieht und dadurch die Systeme auch monetär betrachtet. Außerdem sollen die Lücken in der Bewertung von PV-Batteriespeichersystemen nochmals erläutert werden.

2.3.1 Eigenverbrauchsanteil

Der Eigenverbrauchsanteil (e) ist ein prozentualer Wert, beschrieben durch Formel 2.1, der die direkt verbrauchte (E_{DV}) und die in der Batterie eingespeicherte Solarenergie (E_{BL}) ins Verhältnis zur insgesamt von der PV-Anlage erzeugten Energie (E_{PV}) setzt.

$$e = \frac{E_{DV} + E_{BL}}{E_{PV}} \quad (2.1)$$

Nach [14] lässt sich mit einem integrierten Batteriespeichersystem der Eigenverbrauchsanteil von PV-Anlagen von meist unter 30 % auf über 60 % steigern.

Theoretisch ließe sich mithilfe des Eigenverbrauchsanteils eine Aussage über die ordnungsgemäße Funktion eines Batteriespeichersystems treffen, fällt bspw. der Wert vergleichsweise gering aus, so wäre dies ein Indiz für eine nicht ordnungsgemäße Funktion [12].

Die Verwendung des Eigenverbrauchsanteils als Vergleichsgröße für PV-Batteriespeicher-systeme ist jedoch in Frage zu stellen, da sich dessen Berechnung je nach Systemtopologie unterscheiden kann. Des Weiteren verringern Umwandlungsverluste im Batteriespeichersystem die Netzeinspeisung, wodurch der Eigenverbrauchsanteil umso höher ist, je ineffizienter das Batteriespeichersystem arbeitet [13].

2.3.2 Autarkiegrad

Beim Autarkiegrad (a) handelt es sich ebenfalls um einen prozentualen Wert, der nach Formel 2.2 den Anteil des elektrischen Energieverbrauchs (E_{VB}) angibt, der durch den PV-Direktverbrauch (E_{DV}) oder die Batterieentladung ((E_{BE}) gedeckt wird.

$$a = \frac{E_{DV} + E_{BE}}{E_{VB}} \quad (2.2)$$

Sowohl der Eigenverbrauchsanteil als auch der Autarkiegrad hängen von der Speicherkapazität ab. Somit hat ein größerer Batteriespeicher meist einen höheren Autarkiegrad zur Folge, was den Vergleich der Energieeffizienz von Systemen unterschiedlicher Speicherkapazität anhand des erzielten Autarkiegrads erschwert. Hinzu kommt, dass die Höhe der PV-Direktversorgung stark vom zeitlichen Verlauf der elektrischen Last abhängt. Selbst bei identischen Batteriespeichersystemen variiert daher der Autarkiegrad je nach Verbrauchsverhalten. Daher ist auch der Autarkiegrad als Vergleichsgröße von PV-Batteriespeichern nicht zu verwenden [13].

2.3.3 System Performance Index (SPI)

Der System Performance Index (SPI) ist eine von der Forschungsgruppe Solarspeichersysteme der Hochschule für Technik und Wirtschaft entwickelte Kennzahl, die die Energieeffizienz eines Speichersystems bewertet und den monatlichen Vorteil veranschaulicht, indem er den Energieaustausch zwischen dem Niederspannungsnetz und dem Speichersystem und die dabei auftretenden Verluste betrachtet. Dabei bildet die Berechnung der bilanziellen Stromkosten (C) nach Formel 2.3, die der Differenz aus den Netzbezugskosten (C_{G2AC}) und den Einnahmen aus der Netzeinspeisung (R_{AC2G}) entspricht, die Grundlage des SPI.

$$C = C_{G2AC} - R_{AC2G} = E_{G2AC} \cdot p_{G2AC} - E_{AC2G} \cdot p_{AC2G} \quad (2.3)$$

Die Netzbezugskosten (C_{G2AC}) ergeben sich aus dem Produkt des Netzbezugspreises (p_{G2AC}) und der aus dem Netz bezogenen Energie (E_{G2AC}). Die Einnahmen aus der Netzeinspeisung (R_{AC2G}) können aus der Einspeisevergütung (p_{AC2G}) und der in das Netz eingespeisten Energie (E_{AC2G}) ermittelt werden [13].

Um die Abhängigkeit des SPI von der Speicherkapazität zu minimieren, werden die bilanziellen Stromkosten (C_{REF}), die sich ohne Einsatz eines PV-Batteriespeichersystems ergeben, als Referenz betrachtet.

$$SPI = \frac{\Delta C_{PVBS,REAL}}{\Delta C_{PVBS,IDEAL}} = \frac{C_{REF} - C_{PVBS,REAL}}{C_{REF} - C_{PVBS,IDEAL}} \quad (2.4)$$

Nach Formel 2.4 werden diese mit den durch ein ideales, verlustfreies PV-Batteriespeicher- system erzielten bilanziellen Stromkosten ($C_{PVBS,IDEAL}$) verglichen. Daraus lässt sich das theoretische Kosteneinsparungspotential des betrachteten PV-Batteriespeichersystems ($\Delta C_{PVBS,IDEAL}$) bestimmen. Der SPI setzt die durch das verlustbehaftete PV-Batterie- speichersystem realisierte Kosteneinsparung ($\Delta C_{PVBS,REAL}$) ins Verhältnis zum Kosten- einsparungspotenzial des verlustfreien PV-Batteriespeichersystems gleicher Speicherka- pazität ($\Delta C_{PVBS,IDEAL}$) [13].

Die schematische Darstellung der simulationsbasierten Systembewertung mit dem SPI ist Abbildung 2.7 zu entnehmen.

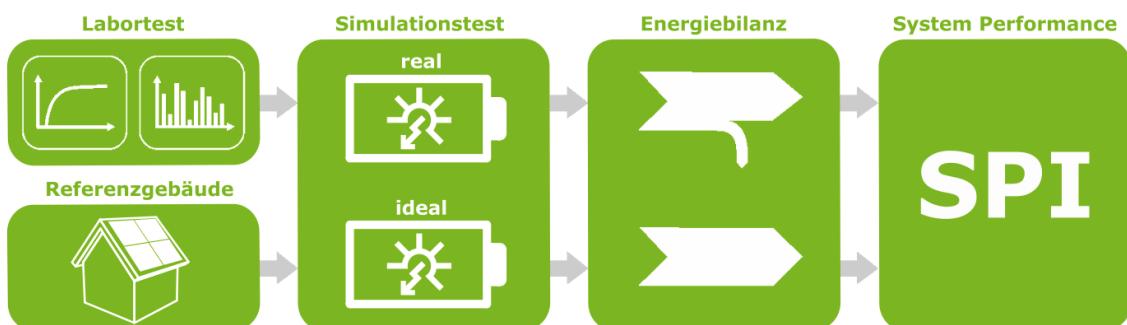


Abbildung 2.7: Blockdiagramm zur simulationsbasierten Systembewertung mit dem System Performance Index (SPI) [15]

2.3.4 Lücken in der Bewertung von PV-Batteriespeichersystemen

Wie bereits im Abschnitt 2.3.2 beschrieben, lassen sich PV-Batteriespeichersysteme durch die energetischen Kennzahlen Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad beschreiben und können Auskunft über die korrekte Auslegung eines Batteriespeichersystems

geben. Von einer Nutzung als Vergleichsgrößen für PV-Batteriespeichersysteme ist aufgrund des Einflusses bereits erwähnter Aspekte jedoch abzuraten. Der System Performance Index stellt unter Berücksichtigung des theoretischen Kosteneinsparungspotenzials die Grundlage für die Wirtschaftlichkeitsberechnung dar und kann somit eine zuverlässige Aussage über das Kosten-Nutzen-Verhältnis treffen.

Die Hauptgründe für die Anschaffung einer PV-Anlage mit integriertem Batteriespeicher sind nach [6] neben dem eigenen Beitrag zur Energiewende wirtschaftliche Faktoren, wie die Absicherung gegen mögliche Strompreissteigerungen. Die Installation eines Systems ist somit dann wirtschaftlich, wenn es im Laufe seiner Lebenszeit höhere monetäre Gewinne erzielt als Anschaffungskosten verursacht. Über die Amortisationsdauer lässt sich der Zeitraum, innerhalb dessen die Anschaffungskosten wieder zurückgeflossen sind, benennen. Bei den beschriebenen Bewertungsgrößen wird die Lebensdauer des Systems jedoch nicht in die Betrachtung mit einbezogen.

Die Lebensdauer eines Batteriespeichersystems ist dann überschritten, wenn der State of Health, welcher nachfolgend weiter beschrieben wird, 80 % der Nennkapazität entspricht. Die Degradation von 20 % der Nutzkapazität wird von den Herstellern in der Regel für einen Zeitraum von zehn Jahren garantiert. Um die Lebensdauer, auch Alterung genannt, eines Batteriespeichersystems zu bestimmen, fehlt es bisher an einem kostengünstigen und einfach durchzuführenden Test.

2.4 Relevante Parameter der Alterungsanalyse

Die relevanten Parameter der Alterungsanalyse werden im folgenden Abschnitt genauer erläutert. Zunächst gilt es jedoch die Grenzwerte zu definieren, welche für die Analyse benötigt werden. Diese sind zum einen aus der Norm „ISO 9000:2015“ zu entnehmen oder innerhalb der KfW Förderung [3] unter dem Begriff der Zeitwertersatzgarantie wie folgt zusammengefasst:

„Für die Batterien des Batteriespeichersystems liegt eine Zeitwertersatzgarantie für einen Zeitraum von zehn Jahren vor. Hierbei wird bei Defekt der Batterien der Zeitwert der Batterien ersetzt. Der Zeitwert berechnet sich anhand einer über den Zeitraum von zehn Jahren beginnend mit dem Tag der Inbetriebnahme linear angenommenen jährlichen Abschreibung. Die Zeitwertersatzgarantie ist vom Verkäufer dem Käufer des Batteriesystems gegenüber zu garantieren oder eine geeignete Versicherungslösung, deren Kosten der Verkäufer trägt, zu gewährleisten. Weitergehende Garantieerklärungen der Zwischenhändler/Hersteller können selbstverständlich abgegeben werden.“[3]

Hierzu konkretisiert das Dokument „Anlage zum Merkblatt: Erneuerbare Energien - Speicher“, dass eine Batterie als defekt gilt, wenn ihre Kapazität 80 % der Nennkapazität unterschreitet. Diese Festlegung würde exemplarisch für den Betrieb des PV-Batteriespeichersystems bedeuten:

Erreicht die Batterie nach fünf Jahren (also der Hälfte der Garantiezeit) eine Kapazität von 80 % der angegebenen Nennkapazität, besteht ein Anspruch auf Ersatz der Hälfte des ursprünglichen Batteriepreises, sofern die Alterung nicht auf einem vom Kunden verschuldeten Fehlbetrieb des Heimspeichers zurückgeführt werden kann [8].

2.4.1 Kapazität

Im naturwissenschaftlichen Bereich ist die Kapazität eines Batteriespeichers eindeutig in Amperestunden definiert. Jedoch hat es sich in der Branche durchgesetzt, die Energie einer Batterie als (energetische) Kapazität in Wattstunden anzugeben. Diese verwendete Definition ist inzwischen bis in die Grundlagenliteratur durchgedrungen. Im „Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme“[5] des Bundesverband Energiespeicher werden beide Definitionen aufgeführt und sind somit zulässig.

Im Dokument „Anlage zum Merkblatt: Erneuerbare Energien - Speicher“ stößt man auf die Begriffsdefinition der Nennkapazität, welche gegebenenfalls eine Verletzung des 80 % - Kriteriums nachweisen kann. Hierbei ist aufgrund einer Vielzahl am Markt verwendeten Bezeichnungen die genaue Definition nicht immer klar. In Datenblättern von Herstellern, Arbeitsgruppen oder anderen Institutionen werden aktuell 19 verschiedene Begriffe verwendet, welche meist unterschiedliche Definitionen aufweisen [15][8]. Abbildung 2.8 soll die drei relevanten Kapazitätsgrößen, welche generell voneinander abgegrenzt werden können, aufzeigen.

Die nutzbare Batteriekapazität eignet sich aufgrund eines anerkannten Testverfahrens für reproduzierbare Messungen gemäß „Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme“[5] am ehesten als Basis für die Gewährleistung und Garantie gemäß KfW.

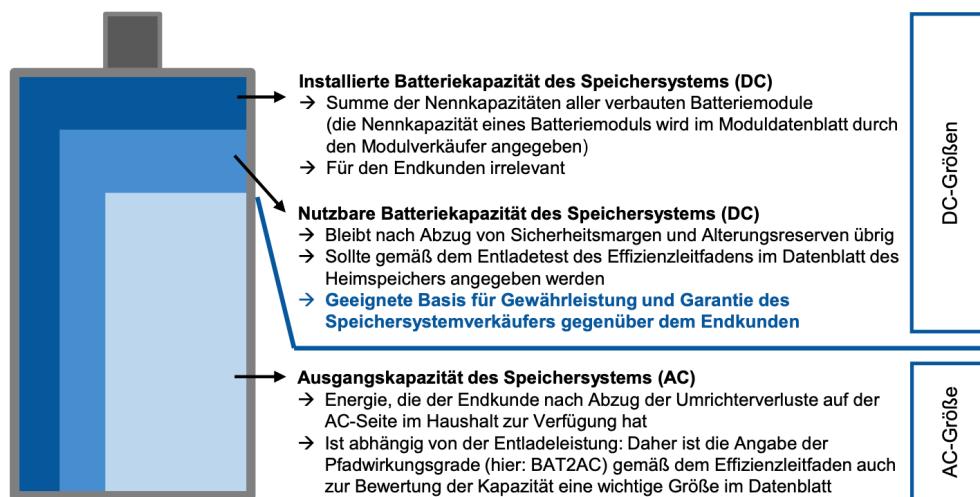


Abbildung 2.8: Qualitative Abgrenzung der verschiedenen Kapazitätsbezeichnungen [8]

2.4.2 State-of-Charge (SoC)

Unter dem State-of-Charge (SoC) versteht man den aktuellen Ladezustand eines Batteriespeichers, welcher in Prozent angegeben wird. Der SoC berechnet sich nach Formel 2.5 und ist der Quotient aus der Division des momentanen Ladezustands ($Q(t)$) geteilt durch die maximal gespeicherte Kapazität (Q_0) [11]. Er dient als Ladezustandskontrolle des Batteriemanagementsystems (BMS) und wird in einer Vielzahl von Monitoring-Portalen ausgegeben.

$$SoC = \frac{\text{momentaner Ladezustand } Q(t)}{\text{maximal gespeicherte Kapazität } Q_0} \quad (2.5)$$

2.4.3 State-of-Health (SoH)

Der State-of-Health gibt das Verhältnis der aktuell maximal verfügbaren Kapazität zur Kapazität der neuen Batterie an (vgl. Formel 2.6) und wird wie der SoC in Prozent angegeben. Er kann somit eine Aussage bzgl. des „Gesundheitszustandes“[11] der Batterie treffen und ist als relevanter Parameter der Alterungsanalyse von Batteriespeichern anzusehen.

$$SoH = \frac{\text{verfügbare Kapazität } Q_0(t)}{\text{Kapazität der neuen Batterie } Q_0} \quad (2.6)$$

2.5 Alterung von PV-Heimspeichern

Aus den vorangegangenen Abschnitten lassen sich einige Tendenzen erkennen, die einen Einfluss auf die weitere Bearbeitung des Themas haben. Besonders im Bereich der Alterungsanalyse weisen PV-Batteriespeichersysteme noch deutliche Lücken auf. Dieser Abschnitt soll Gründe aufzeigen, warum Lithium-Ionen-Speicher (die als marktführend im Bereich der PV-Heimspeicher gelten [8]) mit steigender Betriebszeit Leistung verlieren

Die Degradation von Lithium-Ionen-Batterien wird in der Fachliteratur auf die chemischen Reaktionen zurückgeführt. Dieser Kapazitätsverlust beginnt zum Zeitpunkt der Herstellung und tritt auch in ungenutzten Batterien während des Lagerns auf [11]. Diese Degradation kann durch erhöhte Temperaturen oder Überladen beschleunigt werden.

Die Fachliteratur unterscheidet hier zwischen der kalendarischen Lebensdauer und der Zykluslebensdauer. Während die kalendarische Lebensdauer der Lithium-Ionen-Batterien

von Alterungsprozessen abhängt, die unabhängig von einer Nutzung (Laden bzw. Entladen) der Batterie auftreten. Bezieht sich die Zykluslebensdauer auf die Zahl an Lade-Entlade-Vorgängen bis es zum Ausfall der Zelle kommt.

Aus Forschungen des Helmholtz-Institutes [18] geht hervor, dass sich bereits nach wenigen Lade-Entladezyklen eine Schicht aus Mikrostrukturen zwischen der Separatorschicht und der Lithium-Elektrode bildet. Diese Mikrostrukturen bilden sich im Elektrolyt aus Reaktionsverbindungen und können unterschiedliche Gestalt annehmen. Sie treten entweder in einem eher ungeordneten Schlamm, moosartige Strukturen oder nadelförmigen Dendriten auf, die sogar gefährliche Kurzschlüsse verursachen können [18]. Des Weiteren kommt es zu einem Anstieg der Impedanz und somit zu einem schwinden der Kapazität mit jedem Zyklus.

Im Wesentlichen hängt die Alterungsgeschwindigkeit von der Zellchemie, der Stabilität der Elektrolytlösung und strukturellen Änderungen der Elektroden ab. Hierbei mindern vier Prozesse die Kapazität und Leistung wesentlich:

- Die Passivierungsschicht (SEI) wächst exzessiv oder wird beschädigt, wobei Lithium-Ionen verbraucht werden.
- Lösemittelmoleküle interkalieren in die Elektroden und zerstören die Kristallstruktur, so dass Lithium nicht weiter reversibel einlagern kann.
- Das Elektrolyt zersetzt sich bei erhöhten Temperaturen und Spannungen.
- Beim Zyklisieren treten Volumenänderungen des Elektrodenmaterials auf, so dass die mechanische Stabilität leidet.

2.6 Verfahren zur Alterungsanalyse

Nach [5] haben sich standardisierte Messverfahren zur Laborvermessung von Batteriespeichersystemen etabliert. Die Messverfahren nach [5] sind zum Nachweis von Gewährleistungs- und Garantiefällen jedoch kaum umsetzbar [8], da hierfür eine Entnahme des Batteriespeichersystems notwendig wäre, wovon aus mehreren Gründen abzuraten ist:

- Potenzielle Störungen des Energiemanagement-Systems (EMS) können nicht ausgeschlossen werden, wenn die Batterie entfernt und anschließend wieder angeschlossen wird.
- Ein damit einhergehender Gewährleistungs- und Garantieverlust soll vermieden werden.
- Eine Vermessung im Labor wäre eine unverhältnismäßige Belastung für den Betreiber, da der Speicher in der Zeit nicht verwendet werden kann.

Die im folgenden Abschnitt vorgestellten Verfahren zielen daher auf aussagekräftige Informationen bezüglich der bereits beschriebenen, relevanten Parameter der Alterungsanalyse ab, welche im Feld und ohne einen Ausbau des Batteriespeichersystems erhoben werden können.

2.6.1 Im-Feld-Kapazitätsmessung nach ISEA

Das Institut für Stromrichtertechnik und elektrische Antriebe (ISEA) der RWTH Aachen hat ein Testverfahren entwickelt [8], das eine Vermessung des Batteriespeichersystems vor Ort ermöglicht. Die Durchführung des Kapazitätstests wird schematisch in Abbildung 2.9 dargestellt und beinhaltet eine Vollladung und eine anschließende vollständige Entladung des Batteriespeichersystems. Die Systeme bleiben während der Messung am Netz angeschlossen und zudem erfolgt kein direkter Eingriff in die Steuerung der Systeme (vgl. Abbildung 2.9).

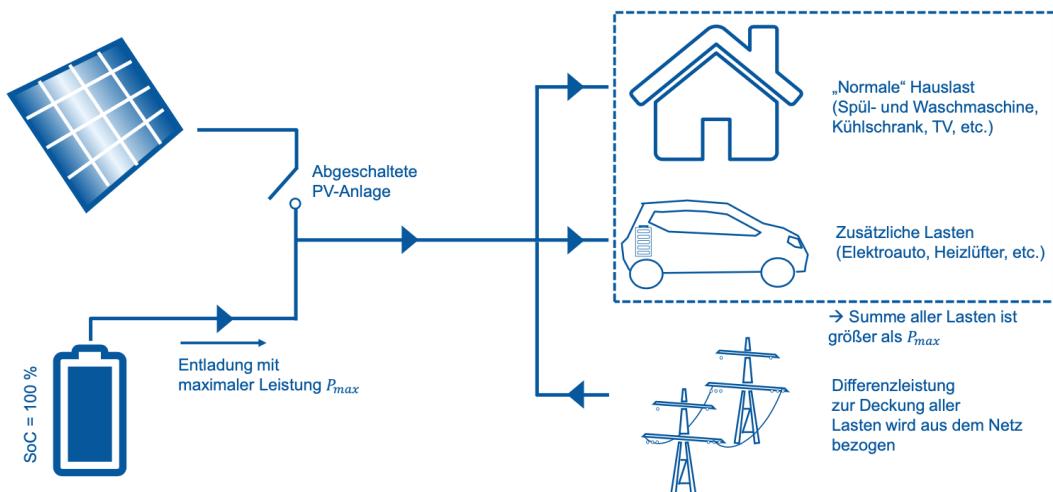


Abbildung 2.9: Schematische Darstellung der im Feld durchgeführten Kapazitätstests [8]

Ein beispielhafter Verlauf einer vollständigen Entladung (positive Batterieleistung) nach Vollladung (negative Batterieleistung) ist Abbildung 2.10 zu entnehmen. Für die Ladung und Entladung des Speichers ist es außerdem notwendig, Randbedingungen einzuhalten. Eine sichere Vollladung ist beispielsweise nur möglich, wenn geeignete Wetterverhältnisse vorliegen, sodass die Batterie durch die hauseigene PV-Anlage geladen werden kann. Alternativ könnte bei geeigneter Auslegung des Batteriespeichersystems auch über das Netz geladen werden, was jedoch Mehrkosten für den Betreiber zur Folge hätte. Der Batteriespeicher gilt als vollständig geladen, wenn das System zum einen die Ladung

trotz weiterhin vorhandenem PV-Überschuss selbstständig beendet und zum anderen dem Display oder Webportal ein Ladezustand von 100 % entnommen werden kann [8].

Für die Entladung gilt es bei allen Tests eine möglichst konstante Entladeleistung zu gewährleisten, um somit reproduzierbare Tests durchführen zu können. Aufgrund der stets angeschlossenen Hauslast, als überlagerndes Element, ist daher nur die maximale Entladeleistung zu verwenden, um die Reproduzierbarkeit der Messung zu gewährleisten. Aus diesem Grund wird im Haushalt eine Last angelegt, die im aufgeführten Schema (Abbildung 2.9) durch die Ladung eines Elektroautos dargestellt wird und die Entladeleistung des Batteriespeichersystems dauerhaft übersteigt. Die vollständige Entladung ist als abgeschlossen anzusehen, sobald das System die Entladung selbstständig beendet und das Display bzw. Webportal einen Ladezustand von 0 % anzeigt [8].

Bei dem von der ISEA der RWTH Aachen entworfenen Kapazitätstestung im Feld ist zu beachten, dass es sich bei dem Testverfahren nicht um einen Kapazitätstest gemäß dem „Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme“[5] handelt.

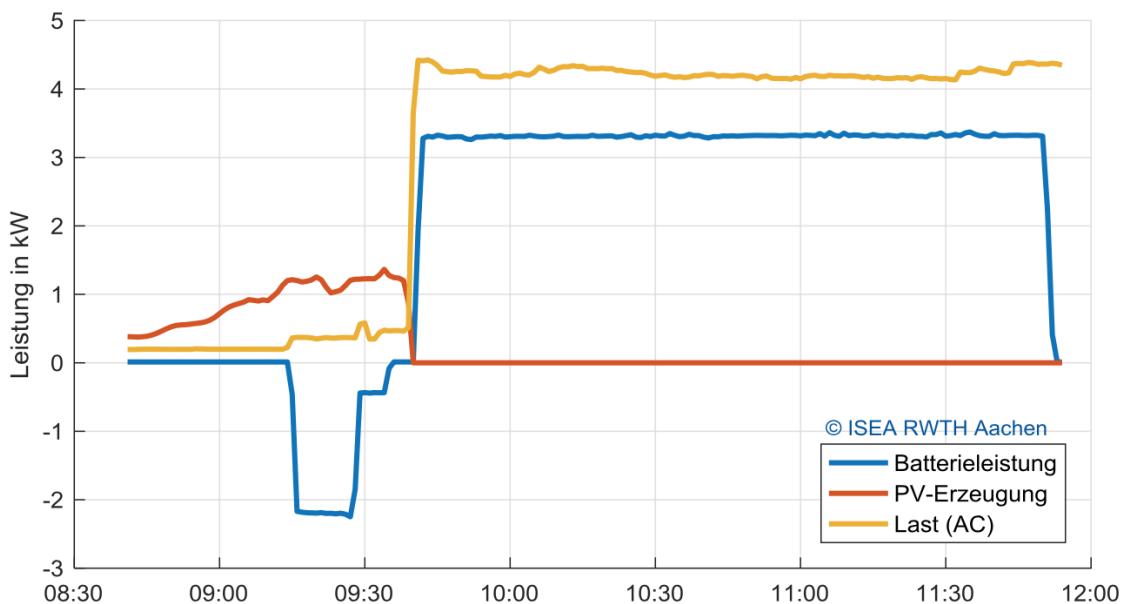


Abbildung 2.10: Verlauf eines Kapazitätstests mit Ladung und vollständiger Entladung [8]

2.6.2 Impedanzspektroskopie

Impedanzmessungen⁶ können den bereits beschriebenen State-of-Health (SoH) einer Batterie anzeigen. Durch die Alterung kommt es (vgl. Abschnitt 2.5) zu schleichender Zunah-

⁶**Impedanz**, auch Wechselstromwiderstand, ist ein elektrischer Widerstand in der Wechselstromtechnik und gibt bei einem zweipoligen Netzwerkelement das Verhältnis von elektrischer Spannung zur Stromstärke an [11]

me des Elektrolyt- und Innenwiderstands. Der über die Impedanzspektroskopie ermittelte frequenzabhängige komplexe Innenwiderstand, kann mit bekannten Referenzwerten verglichen werden. Somit lassen sich interne Prozesse der Batterie, wie Ladungstransfer, Elektrodendegradation oder Diffusion messen und bewerten. Hierfür wird die Batterie mit variierendem Wechselstrom angeregt. Die dadurch resultierende Batteriespannung lässt sich mit dem anregenden Strom zur Impedanz verrechnen und kann somit Rückschlüsse auf den Zustand der Batterie liefern [11][1].

Aktuelle Lithium-Ionen-Zellen weisen Impedanzen von kleiner als $1 \text{ m}\Omega$ auf. Ein geeignetes Messverfahren als auch die eingesetzte Hardware müssen aufgrund der extrem niedrigen Impedanzwerte, niedriger Frequenzen und einem weiteren Frequenzbereich besondere Anforderungen erfüllen. Kostenintensive, präzise Messgeräte und leistungsfähige Geräte mit großem Speicher, um präzise, dynamische Signale zu erzeugen, sind somit notwendig, um eine Impedanzspektroskopie überhaupt durchzuführen [1]. Ein mobiler Einsatz dieses Messkonzeptes ließ sich bisher nicht umsetzen, weshalb das Verfahren bislang ausschließlich im Labor zum Einsatz kommt. Für die Alterungsanalyse von PV-Batteriespeichersystemen ist dieses Verfahren, wie bereits eingangs beschrieben daher nicht geeignet.

Wissenschaftler der Professur für Mess- und Sensortechnik der TU Chemnitz haben in Zusammenarbeit mit der Firma Rutronik die Methodik zur Erzeugung des notwendigen Signals so optimiert, dass ein Chip mit begrenztem Speicher und einer relativ geringen Rechenleistung das Verfahren ohne zusätzliche Signalgeneratoren abbilden kann. Durch die Energieversorgung des Chips durch die Batterie selbst konnte die Anschaffung zusätzlicher Hardware minimiert werden. Die Zwischenspeicherung der Messdaten konnte aufgrund neuartiger Algorithmen, die es ermöglichen sämtliche Berechnungen simultan zur Messung zu erledigen, auf unter 500 KByte reduziert werden. Die Reduzierung der Messdauer auf rund fünf Minuten bietet dazu die Möglichkeit, die Messung in definierten Zyklen, z.B. bestimmten Betriebszuständen, zu wiederholen [1].

Momentan kann der Prototyp vier Batteriezellen gleichzeitig untersuchen. Laut Aussage des Herstellers Rutronik (in Person von Herrn Andreas Mangler) lässt sich die Hardware prinzipiell beliebig auf größere Systeme skalieren. Der Hauptverwendungszweck soll wohl im Bereich der Elektroautos liegen, das Verfahren würde sich allerdings mit der vorhandenen Hardware auch bei PV-Heimspeichersystemen anwenden lassen.

2.6.3 Verfahrenskonzept nach DGS

Beide bereits vorgestellten Verfahren zur Alterungsanalyse befinden sich entweder noch in der Entwicklung und sind noch nicht marktreif (Impedanzspektroskopie) oder sind mit einem gewissen Zeitaufwand verbunden.

Daher ließ die Deutsche Gesellschaft für Sonnenenergie (DGS) im Rahmen einer Masterarbeit ein Konzept entwickeln, welches den State-of-Health unabhängig von der Systemtopologie bestimmen soll [9]. Die Berechnung der nutzbaren Batteriekapazität des

Speichersystems (nach Abbildung 2.8) erfolgt hier über die Daten aus den Webportalen.

Das erstellte Konzept soll, durch eine korrekte Bestimmung des State-of-Health, die Degradation des PV-Speichersystems aufzeigen und somit besonders Systeme mit einer übermäßigen Degradation detektieren [9]. Hierbei wird die Annahme getroffen, dass die nutzbare Batteriekapazität des Speichersystems (nach Abbildung 2.8) bei der Inbetriebnahme genau der angegebenen Nennkapazität auf dem Herstellerdatenblatt und somit 100 % entspricht. Durch die Umstellung der Formel 2.7 lässt sich somit die Energiemenge bestimmen, welche einem ΔSoC von 1 % entspricht.

$$\text{Nennkapazität} = 100\% \Leftrightarrow 1\% = \frac{\text{Nennkapazität}}{100} \quad (2.7)$$

Da sich diese Annahme auch auf die nutzbare Batteriekapazität des Speichersystems in umgekehrter Form anwenden lässt, ist es möglich, die Energiemenge, die benötigt wird, um 1 % ΔSoC hervorzurufen, auf 100 % hoch zu skalieren und somit theoretisch zu jedem beliebigen Zeitpunkt die nutzbare Batteriekapazität zu bestimmen.

Das Verfahren kann somit auf ein beliebiges PV-Batteriespeichersystem angewendet werden, sofern das Webportal folgende Parameter liefert:

- Lade- und Entladeleistung in Watt oder Wattstunden
- Ladezustand bzw. State-of-Charge in %
- Nutzbare Batteriekapazität des Speichersystems zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme in Wattstunden

Bei der Anwendung des Verfahrens ist besonders auf die zeitliche Auflösung der Werte zu achten. In [9] wird eine 15-minütige Auflösung der Werte als optimal angesehen.

Nachdem die Energiemenge, die notwendig ist ΔSoC um 1 % ansteigen oder fallen zu lassen, ermittelt worden ist, kann im zweiten Schritt die Berechnung auf die nutzbare Batteriekapazität zum Zeitpunkt x erfolgen und somit die Degradation zu diesem Zeitpunkt festgestellt werden.

3 Alterungsanalyse realer Systeme

3.1 Vorstellung der untersuchten Systeme

Die in Abbildung 3.1 aufgeführten Systeme stammen von privaten Betreibern, welche mit Hilfe der DGS-Firmenmitglieder Online-Datenbank akquiriert worden sind. Bei allen untersuchten Systemen handelt es sich um Lithium-Ionen-Batterien mit einer nutzbaren Batteriekapazität von 4 bis 14 kWh und einer Betriebszeit von acht bis 73 Monaten (vgl. Abbildung 3.1). Die Betreiber der Systeme werden aus Gründen des Datenschutzes anonymisiert. Des Weiteren lässt sich aus Abbildung 3.1 entnehmen, dass die Betriebsdaten zum Analysieren der Systeme vier unterschiedlichen Monitoring-Portalen entstammen. Das von SMA betriebene Sunnyportal stellt mit der Hälfte den größten Anteil der untersuchten Systeme dar, gefolgt vom E3/DC Monitoring Portal, welches ein Drittel ausmacht. Zunächst werden die verschiedenen Portale vorgestellt und genauer aufzeigt, welche Betriebsdaten sie liefern und mit welchem Aufwand diese zu bearbeiten sind.

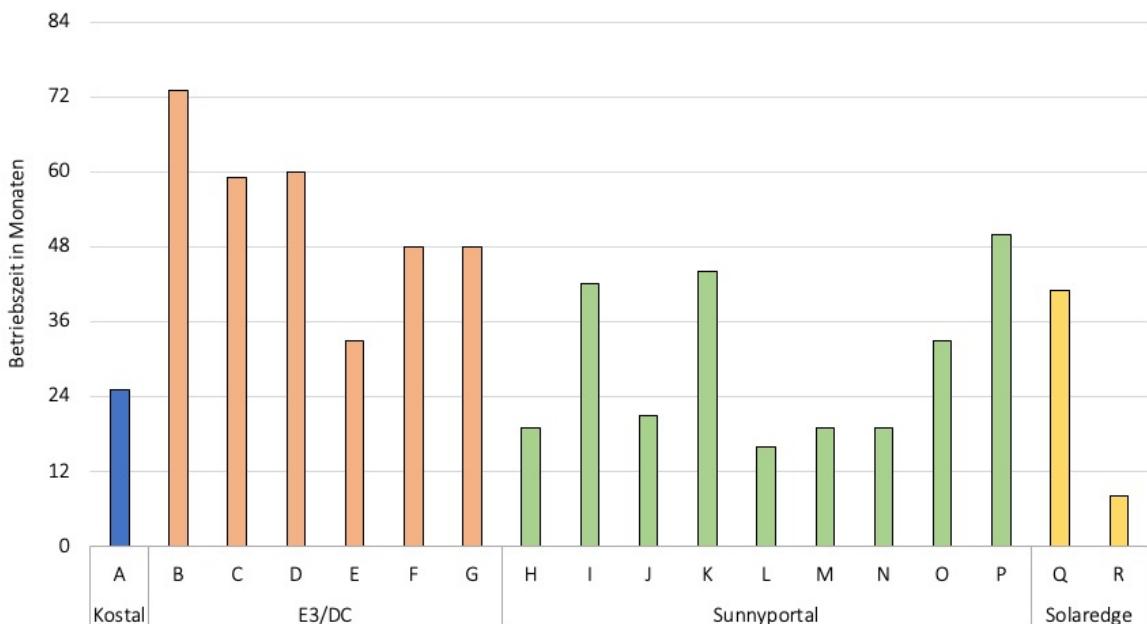


Abbildung 3.1: Betriebszeit der untersuchten Systeme in Monaten. Sortierung nach den Monitoring Portalen

Kostal

Das von Kostal betriebene Piko Solar Portal ist im August 2020 durch das Kostal Solar Portal ersetzt worden. Neben einer deutlich benutzerfreundlicheren Oberfläche der Webseite hat es auch leichte Veränderungen bei der Bereitstellung von Betriebsdaten gegeben. Sowohl das Piko Solar als auch das Kostal Solar Portal liefern Messwerte über Einspeisung, Batterieladung/-entladung, Netzbezug, Direktverbrauch und den Hausverbrauch in einer 10-minütigen Auflösung¹ im CSV-Format. Während das Piko Solar Portal dazu noch die PV-Leistung liefert hat, wird dieser Messwert im Kostal Solar Portal nicht mehr explizit ausgegeben, kann aber aus der Summe von Einspeisung, Batterieladung und Direktverbrauch ermittelt werden. Positiv zu bewerten ist, dass im Kostal Solar Portal durch einen separaten Download Messdaten über den Ladezustand in % (SoC) einzusehen sind.

E3/DC

In den zur Verfügung gestellten Energiebilanzen des Portals von E3/DC sind der Ladezustand in % (SoC), Batterieladung/-entladung, Netzeinspeisung, Netzbezug, Solarproduktion und Hausverbrauch in einer 15-minütigen Auflösung einzusehen. Zusätzlich wird die Solarproduktion auf die installierten Tracker aufgeteilt, was aber für die weitere Betrachtung nicht weiter relevant ist. Positiv zu erwähnen ist, dass auch monatliche Energiebilanzen eine 15-minütige Auflösung gewährleisten und somit der Aufwand beim Download geringer ausfällt.

Sunnyportal

Das von SMA zur Verfügung gestellte Sunnyportal liefert in den Energiebilanzen Leistungsangaben in Watt über den Direktverbrauch, die Batterieladung/-entladung, Netzbezug, Gesamtverbrauch, Netzeinspeisung, PV-Erzeugung und die Begrenzung der Wirkleistung. Der Aufwand, die Energiebilanzen in 15-minütiger Auflösung zu erhalten, ist jedoch verglichen mit den anderen betrachteten Portalen immens. Für die benötigte Auflösung ist es notwendig, tägliche Energiebilanzen herunterzuladen. Fällt der betrachtete Zeitraum größer aus, so wird auch die Auflösung größer. Hinzu kommt, dass der Ladezustand in % (SoC) im Portal angezeigt wird, jedoch nicht in den heruntergeladenen Energiebilanzen enthalten ist.

Solaredge

Das von Solaredge verwendete Portal stellt ähnlich zum E3/DC Portal Einspeisung, Netzbezug, Eigenverbrauch und PV-Produktion und den Ladezustand in % (SoC) dar. Die Besonderheit bezüglich der Batterieladeleistung liegt hier in der Darstellung positiver (Ladung) und negativer (Entladung) Leistungsangaben in einer Spalte, während bei den anderen betrachteten Portalen die Werte stets getrennt voneinander bereitgestellt werden. Wöchentliche Energiebilanzen liefern auch hier eine 15-minütige Auflösung.

¹Hierbei erfolgt der Download der Energiebilanz einer Woche, bei größeren gewählten Zeiträumen, wie Monat oder Jahr erfolgt die Auflösung in täglichen oder monatlichen Werten

3.2 Vorstellung der Messwerte zur kalendarischen Lebensdauer des Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung (ZSW)

Im Rahmen des Verbundprojekts Speichersicherheit hat das Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung (ZSW) die kalendarische Lebensdauer von Lithium-Ionen-Zellen bei unterschiedlichen SoC Fenstern bei verschiedenen Temperaturen untersucht. Die Ergebnisse dieser Messungen sollen als Vergleichswerte für die in dieser Arbeit aufgezeigten Konzepte dienen, mit denen eine Alterungsanalyse anhand von Betriebsdaten ermöglicht werden soll. Die Zellen werden mit einer Stromrate von 1C zyklisiert². Die Ermittlung der verbleibenden Kapazität über die Zelllebensdauer hinweg erfolgt monatlich unter definierten Standardbedingungen. Bei der Ermittlung werden die Zellen ein paar Mal mit einer Stromrate von C/3 zyklisiert³. Aus diesen paar Zyklen lässt sich dann die verbleibende Kapazität ermitteln.

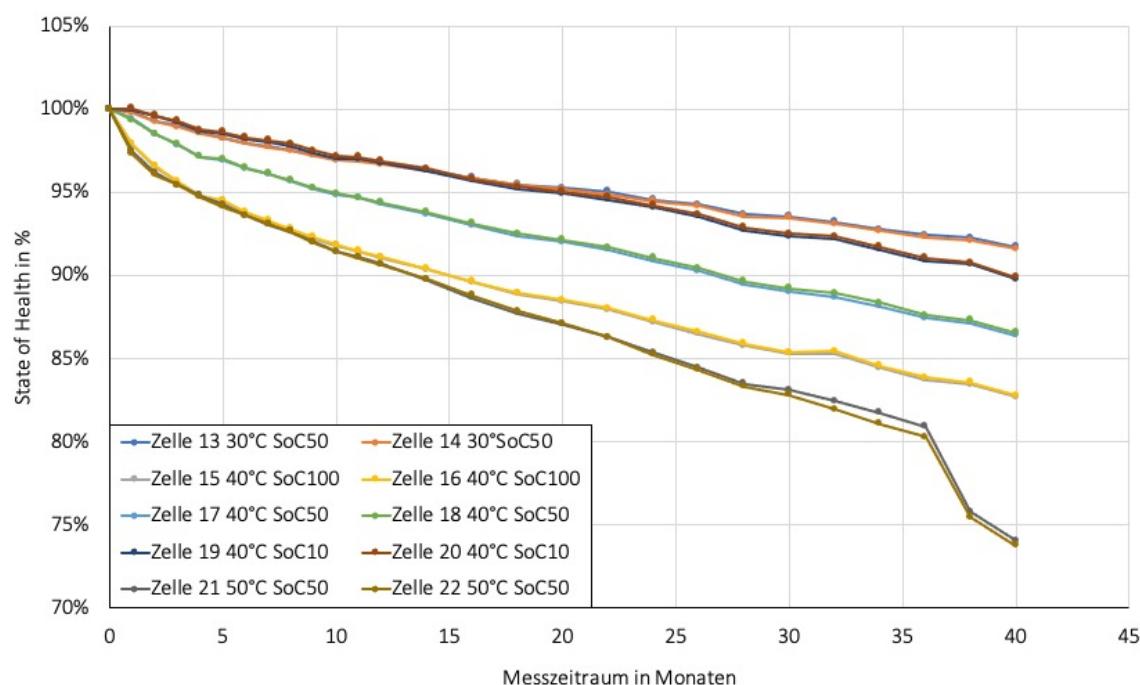


Abbildung 3.2: Kapazitätsverlauf der kalendarischen Alterungsuntersuchung bei verschiedenen SoC Werten und Temperaturen, zyklisiert mit einer Stromrate von C/3

²Lade- bzw. Entladeraten einer Batterie werden durch C-Raten geregelt. Eine C-Rate von 1C wird auch als einstündige Entladung bezeichnet, d.h., dass eine voll geladene Batteriezelle mit einer Kapazität von 1 Ah eine Stunde lang 1 A liefern sollte.

³C/3 ist eine dreistündige Entladung, d.h., dass die Batteriezelle 333,3 mA für drei Stunden liefert.

Abbildung 3.2 zeigt die Ergebnisse der kalendarischen Alterungsanalyse des ZSW. Die im Rahmen dieser Arbeit untersuchten Batteriespeichersysteme sind für gewöhnlich keinen hohen Temperaturen ausgesetzt, da diese Speicher meistens in kühlen und trockenen Räumen installiert sind. Daher eignen sich für eine Validierung am ehesten die Zellen 13 und 14 (vgl. 3.2). Grundlegende Unterschiede zwischen den hier untersuchten Systemen und den Ergebnissen des ZSW liegen vor allem in der Herangehensweise beider Analysen. Während das ZSW seine Analysen auf Zellebene betrieben hat, werden in dieser Arbeit reale Systeme untersucht, welche nicht unter standardisierten Testbedingungen in einem Labor ablaufen. Dennoch lassen sich aus den Verläufen der vom ZSW getätigten Kapazitätstests prinzipielle Alterungstendenzen erkennen, die eventuell bei der Validierung der erarbeiteten Konzepte hilfreich sind.

3.3 Untersuchung der Systeme nach dem Konzept der DGS

Aus den bereits beschriebenen Monitoring-Portalen ergibt sich, dass mit dem Konzept zur Alterungsanalyse der DGS lediglich die Systeme B bis G, Q und R analysiert werden können. Wie bereits in Abschnitt 3.1 beschrieben, fehlt in den Energiebilanzen der anderen Portale die Angabe des Ladezustands in % (SoC) für eine Analyse nach dem Konzept der DGS. Für die Betrachtung der Leistungsbereiche und der Auflösung der Kapazitätsbestimmung wird zunächst lediglich System B betrachtet, da dieses die mit Abstand längste Betriebszeit aufweist (vgl. Abbildung 3.1) und somit die meisten Betriebsdaten liefert.

3.3.1 Festlegen der Leistungsbereiche

Aus [9] konnte bereits die Erkenntnis gewonnen werden, dass höhere Leistungsbereiche (ab 1.000 W) besser geeignet für die Berechnungen sind. Bei niedrigen Leistungsbereichen (0 - 500 W) ist mit höheren Verlusten zu rechnen, da die Leistungselektronik auf den Bereich mit den am meisten zu erwartenden Betriebsstunden ausgelegt ist, um somit die Kosten des PV-Batteriespeichers möglichst gering zu halten [9]. Der mittlere Leistungsbereich (500 - 1.000 W) weist weniger Verluste verglichen mit den niedrigen Leistungsbereichen auf, beinhaltet dafür allerdings eine Standardabweichung von bis zu 40 % und ist somit für die Betrachtung nicht geeignet [9].

Die untersuchten Systeme variieren wie bereits erwähnt, sowohl in der nutzbaren Kapazität des Speichers als auch in der Ladeleistung. Während einige Systeme bei einer maximalen Leistungen von 1.000 Watt geladen bzw. entladen werden, gibt es unter den betrachteten Systemen auch Ladeleistungen bis zu 5.000 Watt. Daher empfiehlt es sich, eine Einteilung in Leistungsbereiche vorzunehmen, um die Systeme miteinander vergleichen zu können. Die Einteilung der Leistungsbereiche bezogen auf die Nennleistung erfolgt in 10 % - Schritten von 0 - 100 % , somit ergeben sich zehn Leistungsbereiche,

welche Tabelle 3.1 zu entnehmen sind.

Leistungsbereich 1	0 - 10 %	Leistungsbereich 6	50 - 60 %
Leistungsbereich 2	10 - 20 %	Leistungsbereich 7	60 - 70 %
Leistungsbereich 3	20 - 30 %	Leistungsbereich 8	70 - 80 %
Leistungsbereich 4	30 - 40 %	Leistungsbereich 9	80 - 90 %
Leistungsbereich 5	40 - 50 %	Leistungsbereich 10	90 - 100 %

Tabelle 3.1: Leistungsbereiche 1 - 10 der Analyse in 10 % - Schritten

Abbildung 3.3 zeigt beispielhaft die Ergebnisse der Alterungsanalyse der Leistungsbereiche 1, 5 und 9 in einer monatlich aufgelösten Betrachtung. Hierzu wurde für jeden Monat ein Mittelwert nach dem Konzept zur Alterungsanalyse der DGS ermittelt und in einem Punktdiagramm aufgetragen. Die x-Achse zeigt den betrachteten Zeitraum an, von der Installation des Systems im Mai 2014 bis zum Ende des betrachteten Zeitraums im März 2020. Auf der y-Achse ist die relative Kapazität in % aufgetragen von 0 - 100 %. Als Ausgangswert für die Berechnung der relativen Kapazität wird hier der erste ermittelte Wert, sprich Mai 2014, hinzugezogen. Gegenüber dem stark schwankenden

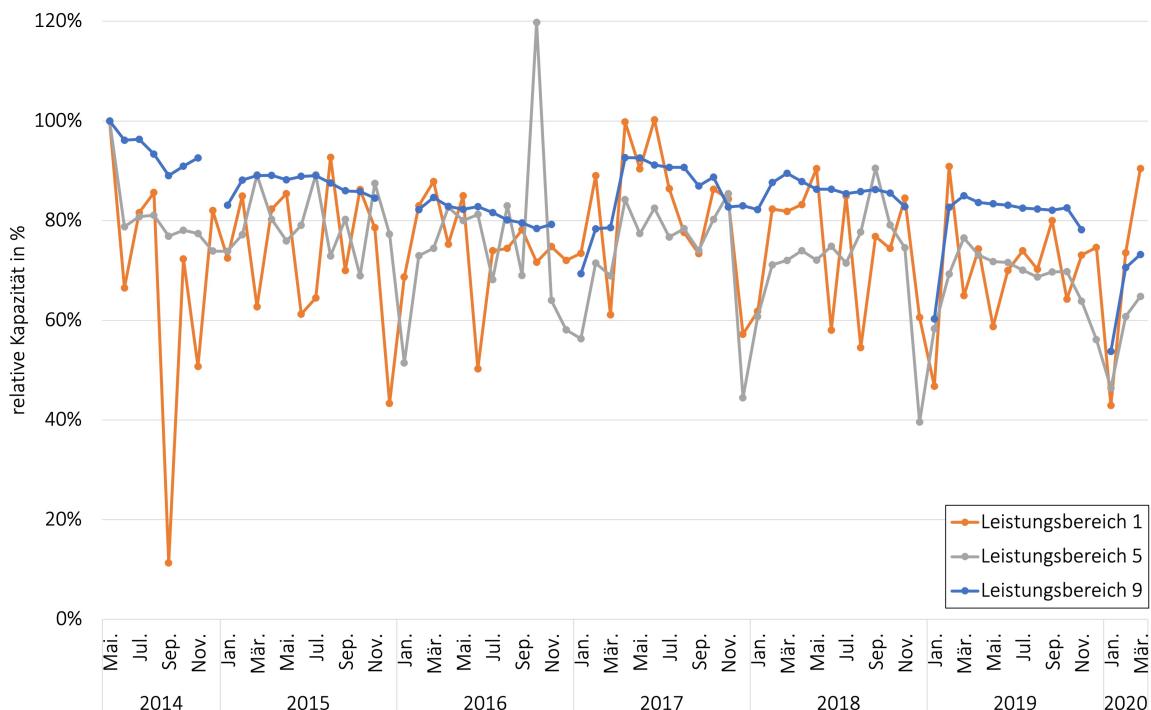


Abbildung 3.3: Vergleich der Leistungsbereiche 1 und 9 anhand der Ladeleistung am Beispiel von System B, monatlich aufgelöst

Verlauf der relativen Kapazität im Leistungsbereich 1 und 5 kann der Verlauf des Leistungsbereichs 9 als kontinuierlich abnehmend bezeichnet werden. Lediglich vereinzelte Werte reißen aus diesem Verlauf aus. Die im Verlauf von Leistungsbereich 9 auftretenden Lücken sind hingegen negativ zu bewerten. Die Erklärung liegt im abnehmenden Ertrag der PV-Anlage in den Wintermonaten, was dazu führt, dass der Batteriespeicher vermehrt mit geringen Leistungen beladen bzw. entladen wird und daher keine Daten in dieser Leistungsklasse vorhanden sind.

Das in Abbildung 3.3 dargestellte System B soll, wie bereits erwähnt, beispielhaft die Tendenz aufzeigen, welche sich aus der Analyse der untersuchten Systeme ergeben hat. Diese Tendenz zeigt auf, dass die Schwankungen der berechneten Werte in den oberen Leistungsbereichen abnehmen, jedoch vermehrt Lücken in den Messdaten während der Wintermonate auftreten. Um die Schwankungen möglichst gering zu halten und die Lücken in den oberen Leistungsbereichen möglichst zu vermeiden, wird für den weiteren Verlauf der Analyse ein Mittelwert aus den Leistungsbereichen 6-10 gebildet.

3.3.2 Auflösung der Kapazitätsbestimmung

Die jährliche und monatliche Auflösung der Kapazitätsbestimmung bieten Vor- und Nachteile, die in diesem Abschnitt dargestellt und erläutert werden. Zunächst erscheint eine monatliche Auflösung der Analyse sinnvoll, da etwa ein Drittel der betrachteten Systeme eine Betriebszeit von unter zwei Jahren aufweisen (vgl. Abbildung 3.1). Hinzu kommt, dass bei einer jährlichen Berechnung der Kapazität alle Daten des abgeschlossenen Betriebsjahres verwendet und aufgrund der Bildung des Mittelwertes gleich gewichtet werden. Die erkennbaren Tendenzen der Kapazitätstests des ZSW zeigen jedoch auf, dass die Degradation kontinuierlich abnimmt und im ersten Monat nicht so weit fortgeschritten ist wie im letzten Monat des Betriebsjahres. Die Bildung des Mittelwerts verfälscht somit die tatsächliche Kapazität, was zu einer unterschätzten Speicherdegradation führt. Des Weiteren würde eine jährliche Auflösung für einen Nachweis der Zeitwertersatzgarantie nach KfW vermutlich nicht ausreichen.

Abbildung 3.4 zeigt die Speicherdegradation des Systems B anhand der relativen Kapazität über die gesamte Betriebszeit und ist über die Ladeleistung berechnet worden. Die berechnete Kapazität zum Zeitpunkt der Installation (Mai 2014) wird hier als Ausgangswert mit 100 % angenommen. Die monatlich aufgelöste Berechnung zeigt besonders in den Wintermonaten starke Abweichungen zu den restlichen Monaten. Es lässt sich ein typischer kalenderischer Verlauf betrachten: Die Kapazität sinkt in den Wintermonaten um 10-20 % im Vergleich zu den anderen Monaten ab. Nach den Wintermonaten steigt die relative Kapazität im Frühjahr, im März, April und Mai, auf ihr jährliches Maximum und nimmt dann stetig von Monat zu Monat ab. Eine Erklärung hierfür könnte wahrscheinlich im schwankenden PV-Ertrag im Verlauf des Jahrezyklus liegen.

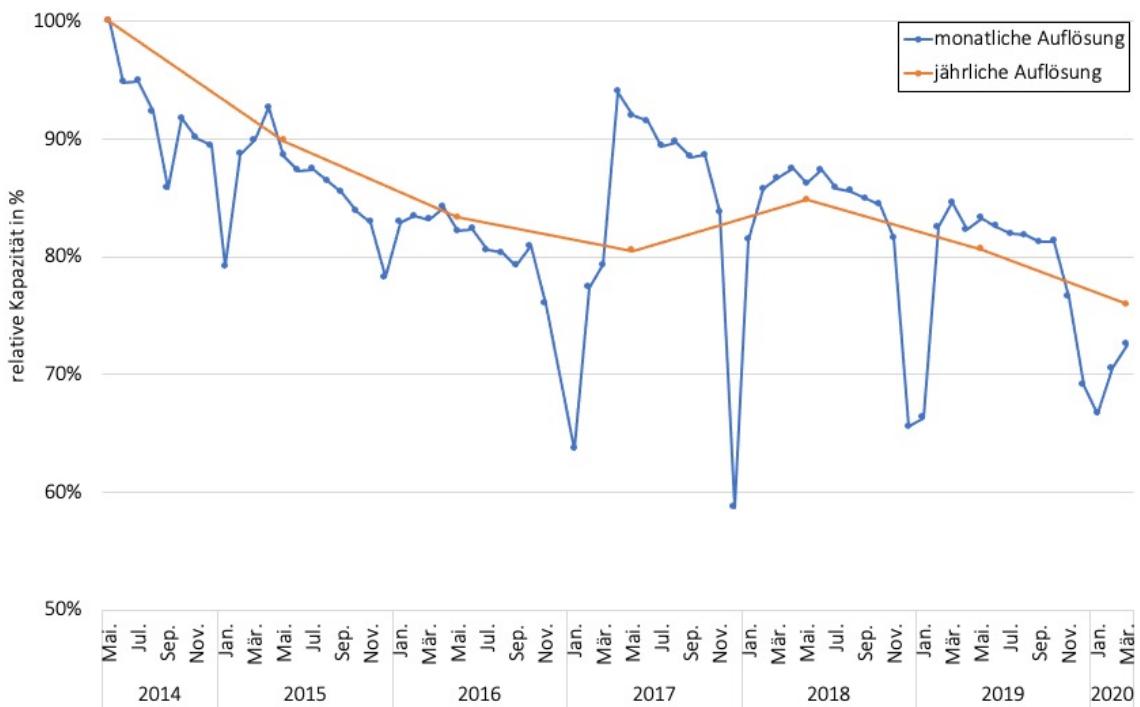


Abbildung 3.4: Degradation der Speicherkapazität ermittelt anhand der Ladeleistung am Beispiel von System B

Der Verlauf bei jährlicher Auflösung zeigt, wie bereits eingangs erläutert, den jährlichen Mittelwert an und verdeutlicht die Nachteile der Bildung des Mittelwertes. Während die tatsächliche Kapazität monatlich zwischen 10-20 % schwankt und teilweise in den Wintermonaten deutlich unter 80 % fällt, zeigt die jährliche Auflösung erst im letzten Jahr eine relative Kapazität unter 80 % an.

Bei weiterer Betrachtung von Abbildung 3.4 fällt die untypische Kapazitätszunahme im Frühjahr 2017 ins Auge. Laut dem Hersteller ist diese Zunahme auf ein Systemupdate bezüglich des Ladeverhaltens zurückzuführen. Bis Anfang 2017 sah das Ladeverhalten vor, eine schonende Betriebsweise für die Batteriezellen zu fahren. Das heißt, sobald eine der Zellen komplett ent- bzw. geladen war, wurde die Ent- bzw. Beladung des kompletten Batteriespeichersystems gestoppt, um somit die einzelne Zelle nicht weiter zu belasten. Diese schonende Betriebsweise wirkt sich positiv auf den State-of-Health der einzelnen Zellen aus, dem Betrieber steht jedoch eine geringere Kapazität zur Verfügung. Durch das Systemupdate wurde diese schonende Betriebsweise für das System zurückgefahren und somit steht dem System wieder mehr nutzbare Batteriekapazität zur Verfügung.

Die monatliche Auflösung der Ergebnisse wird aufgrund ihrer Schwankungen kaum aussagekräftig genug sein, um Garantieansprüche gemäß der Zeitwertersatzgarantie geltend zu machen. Daher wird im weiteren Verlauf dieser Arbeit von einer monatlichen Be-

trachtung abgesehen und mit einer jährlichen Betrachtung fortgefahrene.

3.3.3 Betrachtung der untersuchten Systeme

Die aus den Abschnitten 3.3.1 und 3.3.2 gewonnenen Erkenntnisse werden im folgenden Abschnitt dazu genutzt, die Systeme B bis G und Q nach dem Konzept zur Alterungsanalyse der DGS zu analysieren. Das System R kann aufgrund seiner Betriebszeit von lediglich acht Monaten nicht mit einer jährlichen Auflösung betrachtet werden und fällt somit aus der Analyse.

Die Energiebilanzen der betrachteten Systeme entstammen von den Portalen von E3/DC und Solaredge, da diese alle benötigten Parameter für die Analyse liefern (vgl. Abschnitt 2.6.3 Verfahrenskonzept nach DGS). Die Berechnung der relativen Kapazität bzw. des SoH erfolgte nach Formel 2.6, wobei die Angabe der nutzbaren Kapazität auf dem Datenblatt der Hersteller als Kapazität der neuen Batterie angenommen wurde. Die Berechnung erfolgte zum einen anhand der Ladeleistung und zum anderen anhand der Entladeleistung und können Abbildung 3.5 (Laden) und Abbildung 3.6 (Entladen) entnommen werden.

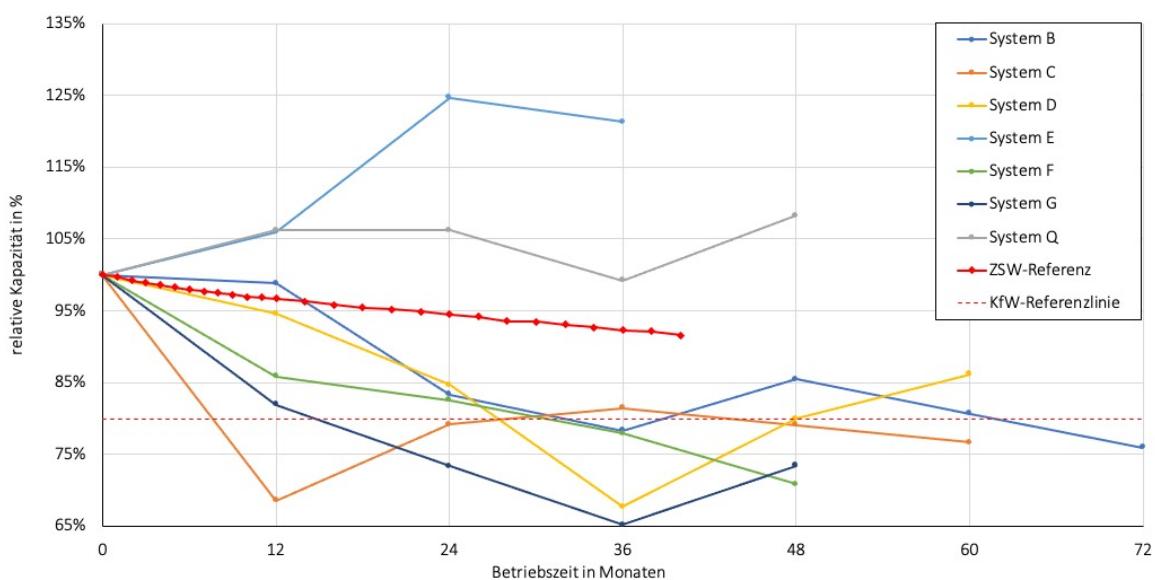


Abbildung 3.5: Speicherdegradation der untersuchten Systeme nach dem Konzept der DGS anhand der Ladeleistung, jährlich aufgelöst

System B

System B weist nach dem ersten Betriebsjahr mit einer relative Kapazität von 99 % (Laden) bzw. 96 % (Entladen) die geringste Degradation der Systeme auf. Nach dem zweiten Betriebsjahr fällt die relative Kapazität in einen Bereich zwischen 80 und 85 % (Laden) bzw. 70 und 80 % (Entladen), in dem eine Vielzahl der untersuchten Systeme nach dem zweiten Betriebsjahr zu finden sind. Im darauf folgenden Betriebsjahr fällt die

relative Kapazität das erste mal unter die 80 % - KfW-Referenz, was vermutlich zu dem bereits in Abschnitt 3.3.2 erwähnten Systemupdate führt. Dadurch steigt die Kapazität nach dem vierten Betriebsjahr wieder auf 85 % (sowohl Laden als auch Entladen). In den folgenden Betriebsjahren ist eine klare Degradation zu erkennen.

System C

System C zeigt im Vergleich zu den anderen Systemen eine überdurchschnittlich hohe Degradations der Kapazität nach dem ersten Betriebsjahr. In den zwei darauf folgenden Betriebsjahren ist eine Zunahme der Kapazität knapp über die 80 % - KfW-Referenz zu erkennen. Diese Zunahme ist vermutlich abermals auf das Systemupdate zurückzuführen. Nach dem vierten und fünften Betriebsjahr ist erneut eine Degradation der relativen Kapazität zu erkennen, jedoch ist diese nicht derart überdurchschnittlich wie nach dem ersten Betriebsjahr.

System D

System D weist in den ersten zwei Betriebsjahren einen ähnlichen Verlauf zu System B auf. Nach dem ersten Betriebsjahr liegt der Wert sehr nahe am Wert des ZSW, fällt dann allerdings nach den folgenden zwei Jahren unter die Degradationsgrenze von 80 %. Auch bei diesem System ist nach dem Abfallen unter die Degradationsgrenze eine Zunahme der Kapazität in den darauf folgenden Jahren zu erkennen und vermutlich abermals über ein Sytemupdate zu begründen.

System E

Das System E weicht von den Ergebnissen der anderen E3/DC Systeme deutlich ab. Während die anderen Systeme eine mehr oder weniger starke Kapazitätsdegradation aufzeigen, ist bei System E eine Kapazitätszunahme von 25 % (Laden) bzw. 18 % (Entladen) gegenüber der dem Datenblatt entnommenen nutzbaren Kapazität in den ersten zwei Betriebsjahren zu erkennen. Die Zunahme der Kapazität nach dem ersten Betriebsjahr gibt Rätsel auf, während die Zunahme im zweiten Jahr wohl auf das bereits in Abschnitt 3.3.2 beschriebene Systemupdate zurückzuführen ist. Ab dem dritten abgeschlossenen Betriebsjahr stellt sich dann eine erkennbare Degradation von 4 % (Laden) bzw. 2 % (Entladen) ein.

System F

System F weist, als eines von wenigen Systemen, Unterschiede in den jeweiligen Berechnungen auf. Während die Berechnung über die Ladeleistung eine stetige Degradation der Kapazität aufzeigt (vgl. Abbildung 3.5), ist bei der Berechnung über die Entladeleistung eine deutlich stärkere Degradation nach dem ersten Betriebsjahr zu erkennen, was eine Zunahme im darauf folgenden Betriebsjahr zur Folge hat (vgl. Abbildung 3.6). Beide Berechnungen weisen allerdings eine Unterschreitung der Degradationsgrenze nach dem dritten Betriebsjahr auf.

System G

System G zeigt, sowohl anhand der Berechnung über die Ladeleistung (vgl. Abbildung 3.5) als auch über die Berechnung der Entladeleistung (vgl. Abbildung 3.6), eine stetige Degradation der Kapazität und fällt hierbei schon nach dem zweiten Betriebsjahr unter die 80 % - Degradationsgrenze. Nach dem dritten Betriebsjahr weist das System G dazu den niedrigsten Wert aller betrachteten Systeme, mit 65 % (Laden) bzw. 62 % (Entladen), auf. Der berechnete Wert nach dem vierten Betriebsjahr deutet wieder auf eine Zunahme der Kapazität hin, was abermals mit dem Systemupdate der E3/DC Systeme erklärt werden könnte.

System Q Bei System Q handelt es sich um das einzige System, deren Energiebilanzen zur Berechnung der Kapazitäten aus dem Monitoring Portal von Solaredge entstammen. Des Weiteren entfällt eine Berechnung anhand der Entladeleistung, da der Batteriespeicher in diesem System nur in den unteren Leistungsbereichen 1 bis 5 entladen wird. Der Verlauf der berechneten Kapazitäten weicht dazu immens von den anderen Systemen ab. Nach dem ersten Betriebsjahr ist eine Zunahme der Kapazität um 6 % zu beobachten. Die Kapazität bleibt im darauf folgenden Jahr dann konstant und nimmt erst im dritten Betriebsjahr wieder um 7 % ab. Nach dem vierten Betriebsjahr ist die Kapazität dann wieder um 9 % gestiegen im Vergleich zur Ausgangskapazität.

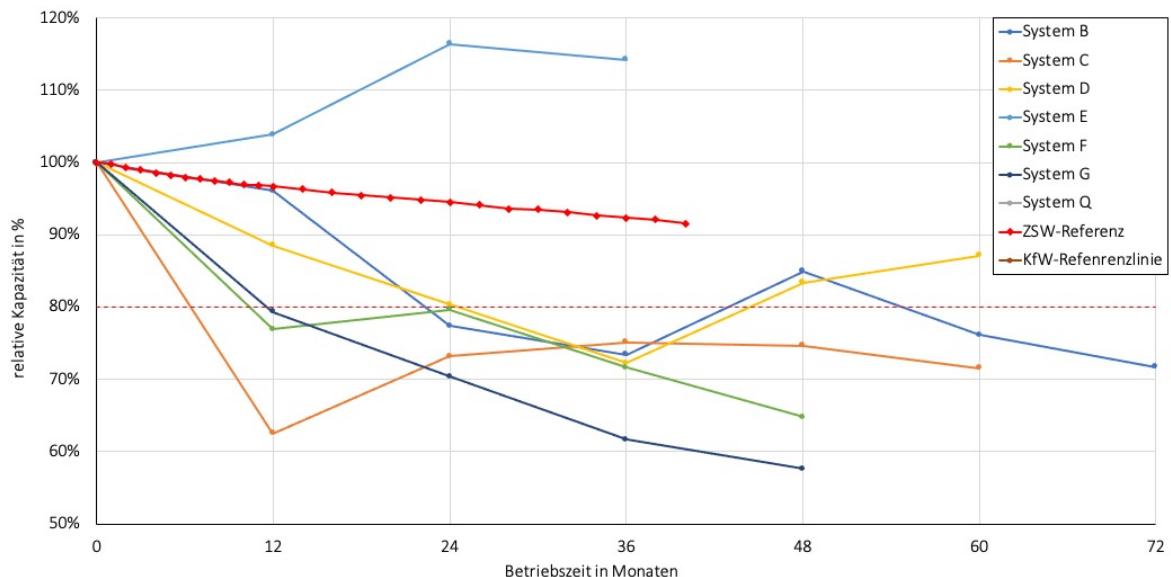


Abbildung 3.6: Speicherdegradation der untersuchten Systeme nach dem Konzept der DGS anhand der Entladeleistung, jährlich aufgelöst

3.3.4 Auswertung des Konzeptes nach DGS

Die Analyse anhand der Lade- und Entladeleistung nach dem Konzept der DGS [9] zeigt im Vergleich der Ladeleistung in Abbildung 3.5 mit der Entladeleistung in Abbildung 3.6 auf, dass die Werte der Entladeleistung unterhalb der Werte ermittelt durch die Ladeleistung liegen. Die Ursache liegt hierfür in der Bildung der relativen Kapazität bzw. des State-of-Health über die nutzbare Batteriekapazität des Speichersystems, welche vom Datenblatt des Herstellers entnommen worden ist. Aufgrund des Wirkungsgrads nehmen die Batteriespeicher im Allgemeinen mehr Energie auf, als sie abgeben, was dazu führt, dass die Werte ermittelt durch die Entladeleistung geringer ausfallen, als die Werte ermittelt durch die Ladeleistung.

Wie bereits eingangs erwähnt, dient die Angabe der nutzbaren Batteriekapazität des Herstellers auf den Datenblättern hier als Ausgangswert für die Berechnung, dass diese angegebene Kapazität mitunter abweicht von der tatsächlich nutzbaren Batteriekapazität wird in der Fachliteratur bestätigt [16]. Eine Angabe über die tatsächlich nutzbare Batteriekapazität zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme würde den Ergebnissen vermutlich mehr Aussagekraft verleihen. Dennoch lassen sich prinzipielle Degradationsverläufe und eventuelle Systemupdates den Ergebnissen entnehmen.

Wie anhand der Abbildungen 3.5 und 3.6 zu erkennen ist, wird mit dem bereits beschriebenen Systemupdate die Degradation des Speichersystems unter die 80 % Degradationsgrenze kompensiert und verfügbare Reserven des Speichers ausgenutzt. Das sogenannte Derating der Speicher könnte somit auch eine Ursache für die Abweichungen von den Angaben der Hersteller auf den Datenblättern und den tatsächlich installierten nutzbaren Batteriekapazitäten [16] sein.

Des Weiteren lässt sich in den in Abbildung 3.5 und 3.6 erkennen, dass die Messergebnisse des ZSW hier kaum als Referenzwerte genutzt werden können. Die Degradationswerte über die betrachteten Zeiträume weichen deutlich von den, unter Laborbedingungen gemessenen, ZSW-Werten ab. Eine Validierung über diese ZSW-Werte ist somit nicht möglich. Hinzu kommt, dass nicht alle Systeme anhand dieses Konzepts analysiert werden konnten, da nicht jedes Webportal die benötigten Parameter zur Verfügung stellt.

3.4 Kapazitätsbestimmung anhand abgeschlossener Ladungszyklen

Der vorangegangene Abschnitt hat gezeigt, dass die Alterungsanalyse nach dem von der DGS entwickelten Verfahren über die Energiemenge pro 1 % SoC im Rahmen der jährlichen Auflösung Schwächen aufweist, die nicht zu vernachlässigen sind. Gleichzeitig ist das System nur für die Portale geeignet, die Energiebilanzen mit den benötigten Parametern liefern. Aus diesem Grund ist es notwendig, eine alternative Herangehensweise zu wählen, mit der möglichst alle Systeme betrachtet und analysiert werden können.

3.4.1 Beschreibung des Verfahrens

Jede der betrachteten Energiebilanzen liefert Werte bezüglich Lade-/Entladeleistung, Netzeinspeisung, Netzbezug, Direktverbrauch, PV-Ertrag und Hausverbrauch in Watt bzw. Kilowatt. Anhand dieser Parameter und unter Einhaltung einiger Rahmenbedingungen lassen sich abgeschlossene Ladungs- bzw. Entladungszyklen des Batteriespeichers erkennen, welche dann zur Berechnung eines Vergleichswertes genutzt werden können.

Für die Analyse gilt die Annahme, dass die Summe aller Leistungen eines abgeschlossenen Ladungs- bzw. Entladungszyklus die Energiemenge ausgibt, welche der Batteriespeicher maximal speichern kann. Die betrachteten Energiebilanzen sind 15-minütig aufgelöst, demzufolge dividieren wir die Energiemenge der Lade- bzw. Entladeleistung durch vier und erhalten die verfügbare Kapazität zum Zeitpunkt des betrachteten Zeitraum t nach Formel 3.1.

$$\text{verfügbare Kapazität } Q_0(t) = \sum \frac{\text{Lade - bzw. Entladeleistung}}{4} \quad (3.1)$$

Die Randbedingungen für einen abgeschlossenen Lade- bzw. Entladezyklus werden wie folgt festgelegt:

1. Die Entladung gilt als abgeschlossen, sobald keine Leistung mehr aus dem Batteriespeicher zur Deckung des Hausverbrauchs gezogen wird, sondern durch den Netzbezug abgedeckt wird.
2. Die Ladung gilt als abgeschlossen bzw. der Batteriespeicher als voll geladen, wenn die nicht direkt verbrauchte Energie der PV-Anlage ins Netz und nicht in den Batteriespeicher eingespeist wird.
3. Die Summe der Leistung, die zum Laden bzw. Entladen in bzw. aus dem Batteriespeicher geflossen ist, ist die Energiemenge eines 100 % geladenen Akkus.

Aus der Betrachtung der Betriebsdaten der Systeme I, K, O und P ergab sich, dass die Randbedingungen oftmals nur in den Monaten Februar-April und September-November zu aussagekräftigen Ergebnissen führten. In den Sommermonaten kommt es bei den betrachteten Systemen nicht zu einer kompletten Entladung des Batteriespeichers über die Nacht, während in den Wintermonaten sich ein gegensätzliches Bild abzeichnet. Hier reicht die tagsüber gewonnene PV-Leistung mitunter nicht mehr dazu aus, den Batteriespeicher komplett voll zu laden.

Abbildung 3.7 zeigt die berechnete Kapazität anhand des beschriebenen Verfahrens beispielhaft an System B auf. Die Werte stammen aus der Betrachtung der Monate Februar bis April und zeigen den Verlauf der relativen Kapazität ermittelt durch die Ladeleistung (blau) und Entladeleistung (orange) an. Der Ausgangswert zur Berechnung der relativen Kapazität ist hier nicht dem Datenblatt des Herstellers entnommen, sondern entspricht dem ermittelten Wert nach Formel 3.1 im ersten Frühjahr nach der Installation.

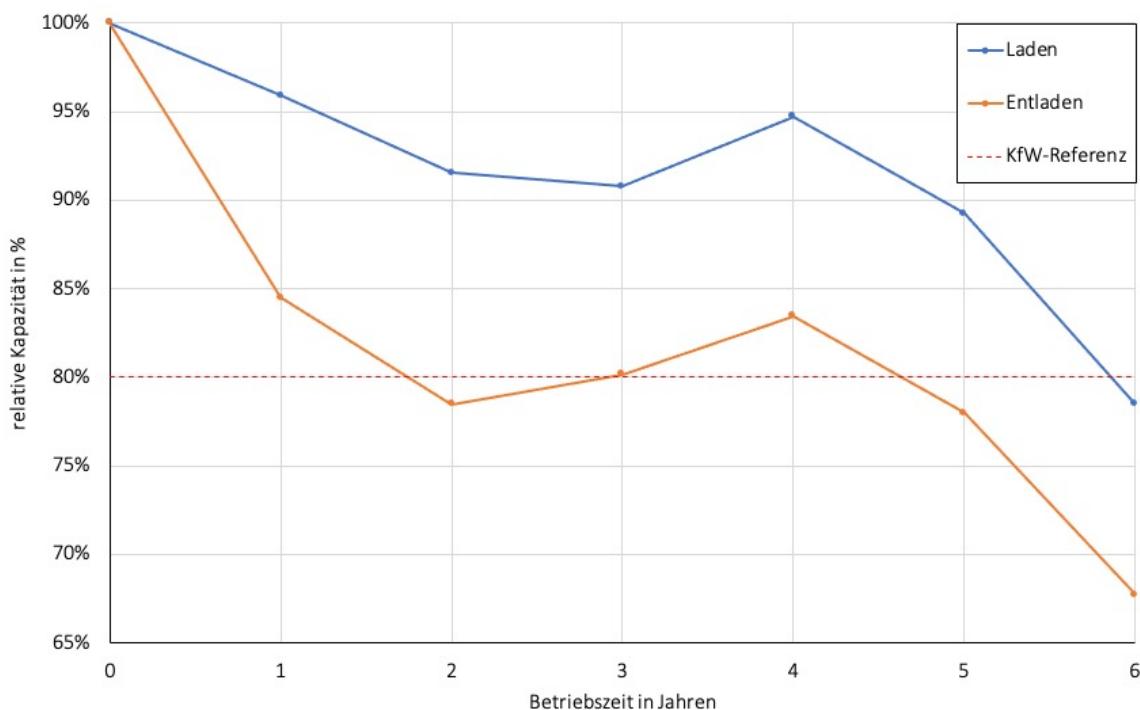


Abbildung 3.7: Alterungsanalyse von System B anhand abgeschlossener Ladungszyklen, betrachtete Monate Februar bis April

Abbildung 3.7 zeigt, dass sich schon spätestens am Ende des ersten Betriebsjahres die Werte der Entladeleistung permanent 10 - 15 % unter denen der Ladeleistung befinden. Dies ist besonders auf die Degradation nach dem ersten Betriebsjahr zurückzuführen, da diese ermittelt anhand der Entladeleistung deutlich steiler verläuft als die Werte

ermittelt durch die Ladeleistung. Die Ursache hierfür liegt vor allem im Wirkungsgrad und in den thermischen Verlusten des Batteriespeichers.

3.4.2 Vergleich der Konzepte

Der folgende Abschnitt soll beispielhaft anhand von System B einen Vergleich der beiden angewandten Konzepte schaffen. Hierfür wurde das System B sowohl anhand der Lade- als auch anhand der Entladeleistung analysiert und die Verläufe der beiden Konzepte können so miteinander verglichen werden.

Abbildung 3.8 stellt die ermittelten Werte anhand der Ladeleistung dar. Es zeigt sich, dass die ermittelten Werte über das von der DGS entworfene Konzept nach dem ersten Betriebsjahr minimal 8 % (nach dem fünften Betriebsjahr) und maximal 13 % (nach dem dritten Betriebsjahr) unter den ermittelten Werten nach Formel 3.1 verlaufen und lediglich im letzten betrachteten Abschnitt nur noch gering (2 %) voneinander abweichen. Die Ursache hierfür liegt vermutlich in den Ausgangswerten zur Berechnung der relativen Kapazität. Wie bereits eingangs beschrieben, wird bei dem Konzept, entworfen durch die DGS, die Angabe der nutzbaren Kapazität des Datenblattes vom Hersteller genommen. Während dem Konzept über abgeschlossene Ladungszyklen der ermittelte Wert des ersten Frühjahrs zugrunde liegt. Das die Angabe des Datenblattes bezüglich der nutzbaren Kapazität mitunter niedriger ist, als die tatsächlich installierte Kapazität ist in Abschnitt 3.3.4 bereits beschrieben worden und kann anhand [16] überprüft werden.

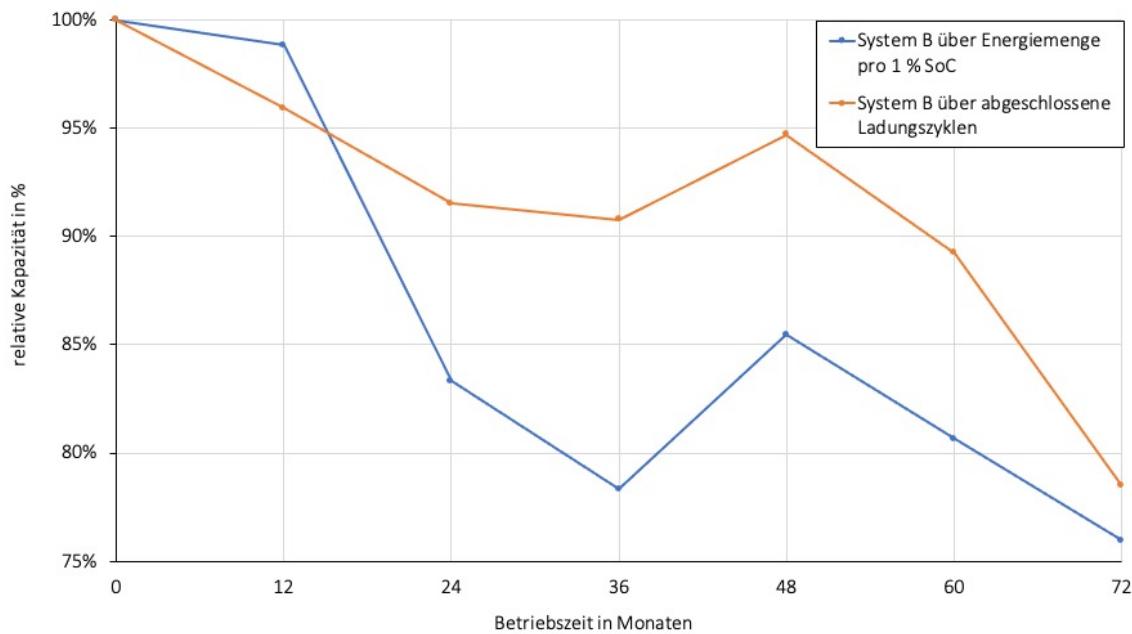


Abbildung 3.8: Vergleich der Ansätze zur Bestimmung der Kapazität anhand von System B Ladeleistung

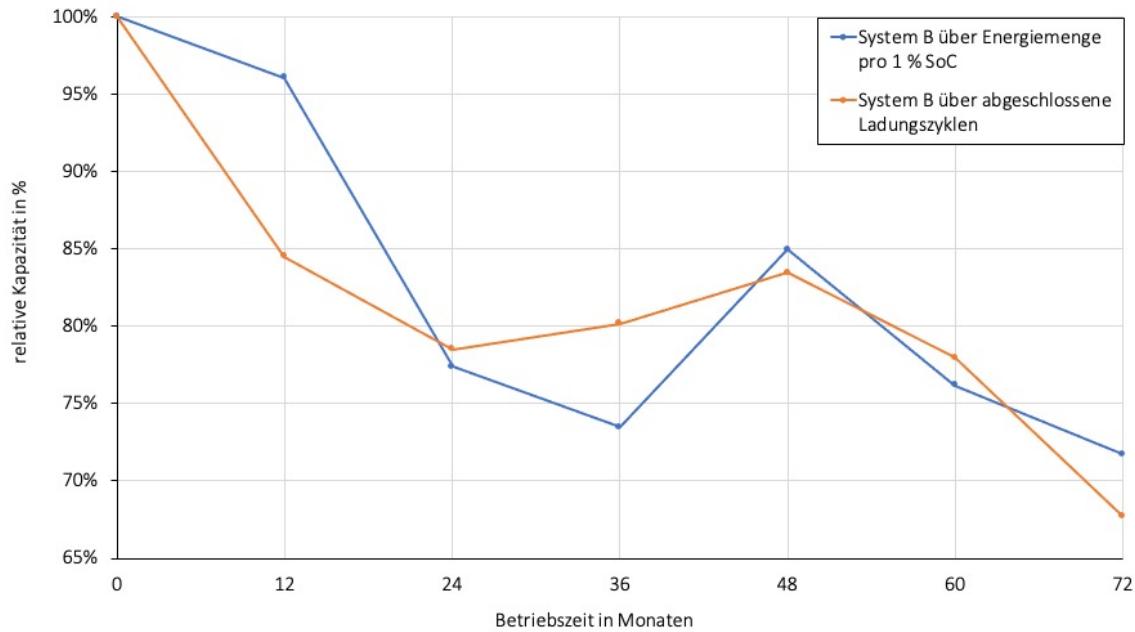


Abbildung 3.9: Vergleich der Ansätze zur Bestimmung der Kapazität anhand von System B Entladeleistung

Abbildung 3.9 stellt die ermittelten Werte anhand der Entladeleistung dar. Verglichen mit den in Abbildung 3.8 dargestellten Werten, liegen die Werte näher beieinander. Einzig nach dem ersten (11 %) und nach dem dritten Betriebjahr (7 %) weichen die Werte um mehr als 5 % voneinander ab. Während in Abbildung 3.8 die ermittelten Werte durch das Konzept nach DGS klar unterhalb der Werte nach Formel 3.1 verlaufen, ist in Abbildung 3.9 ein klarer Wechsel diesbezüglich zu erkennen. Nach dem sechsten Betriebsjahr liegt der Wert nach Formel 3.1 hier sogar 4 % unterhalb des Wertes ermittelt durch das Konzept nach DGS. Wie bereits in Abschnitt 3.3.4 verlaufen die Werte ermittelt durch die Entladeleistung immer etwas niedriger als die Werte ermittelt durch die Ladeleistung. Das die über die Entladeleistung ermittelten Werte den in Abbildung 3.9 dargestellten Verlauf aufzeigen, scheint für die Validierung der Konzepte positiv zu sein, da sie auf ähnliche Werte kommen.

3.4.3 Betrachtung der untersuchten Systeme

Die Berechnung erfolgte zum einen anhand der Ladeleistung und zum anderen anhand der Entladeleistung und können Abbildung 3.10 (Laden) und Abbildung 3.11 (Entladen) entnommen werden. Beide Diagramme zeigen die relative Kapazität betrachtet über die Betriebszeit ab der Installation auf. In beiden Abbildungen ist neben den Werten der untersuchten Systeme auch der Verlauf der Kapazitätsmessungen von Zelle 14 des Zentrum für Sonnenenenergie und Wasserstoff-Forschung (ZSW) aufgeführt.

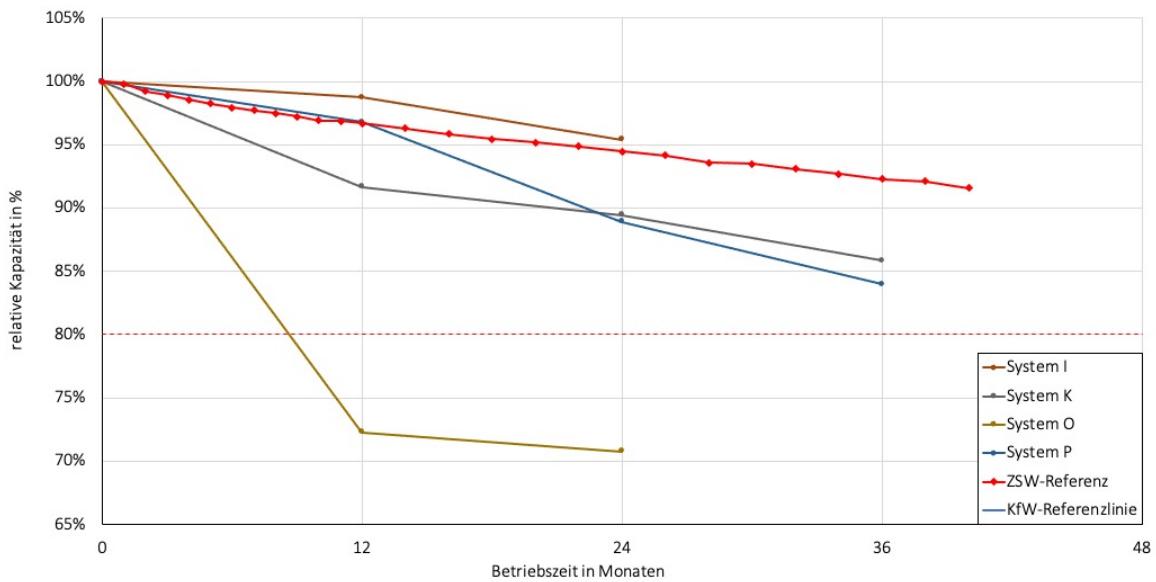


Abbildung 3.10: Speicherdegradation der untersuchten Systeme über Analyse abgeschlossener Ladezyklen anhand der Ladeleistung, jährlich aufgelöst

System I

Abbildung 3.10 zeigt einen stetigen Degradationsverlauf von System I, welcher leicht über den Werten der Referenz gemessen durch die ZSW verläuft. Während Abbildung 3.11 eine deutlich stärkere Degradation nach dem ersten Betriebsjahr aufweist und nach dem darauf folgenden Betriebsjahr eine Kapazitätszunahme von 2 % zeigt.

System K

System K zeigt als einziges der hier untersuchten Systeme unterschiedliche Verläufe der Werte ermittelt durch Lade- und Entladeleistung auf. In der Analyse anhand der Ladeleistung ist eine klare Speicherdegradation zu erkennen, die sich nach dem dritten Jahr bei 86 % , verglichen mit dem im ersten Frühjahr ermittelten Wert, befindet (vgl. Abbildung 3.10). Die Ermittlung anhand der Entladeleistung weist nach einem Betriebsjahr eine Zunahme der Kapazität auf, die dann über ein Jahr konstant bei 2 % über dem Ausgangswert bleibt. Erst nach dem dritten Betriebsjahr lässt sich eine Degradation erkennen (vgl. Abbildung 3.11).

System O

System O weist sowohl in Abbildung 3.10 als auch in Abbildung 3.11 eine außergewöhnlich starke Speicherdegradation verglichen mit den anderen Systemen nach dem ersten Betriebsjahr auf. Nach dem zweiten Betriebsjahr ist die relative Kapazität nur um 1 % (Laden) bzw. 2 % (Entladen), verglichen mit dem vorangegangenen Jahr, gesunken. Verglichen mit der, auf dem Datenblatt angegebenen, Nennkapazität würden die Werte noch niedriger sein. Aufgrund der extremen Abnahme die aus den Werten hervor geht, scheint somit ein Garantiefall gefunden worden zu sein. Dem Betreiber wäre somit eine

genauere Analyse bzw. eine Vermessung seines Speichers nahezulegen.

System P

System P zeigt im ersten Betriebsjahr in Abbildung 3.10 einen nahezu identischen Verlauf zur Referenz des ZSW auf. Nach den Betriebsjahren zwei und drei ist eine deutlich stärkere Degradation zu erkennen, womit die relative Kapazität einen Wert von 84 % nach drei Betriebsjahren aufweist und somit noch über der 80 % - Degradationsgrenze liegt. Abbildung 3.11 weist eine deutlich stärkere Degradation verglichen mit Abbildung 3.10 auf und sinkt dann kontinuierlich in den darauf folgenden Betriebsjahren auf 78 % ab.

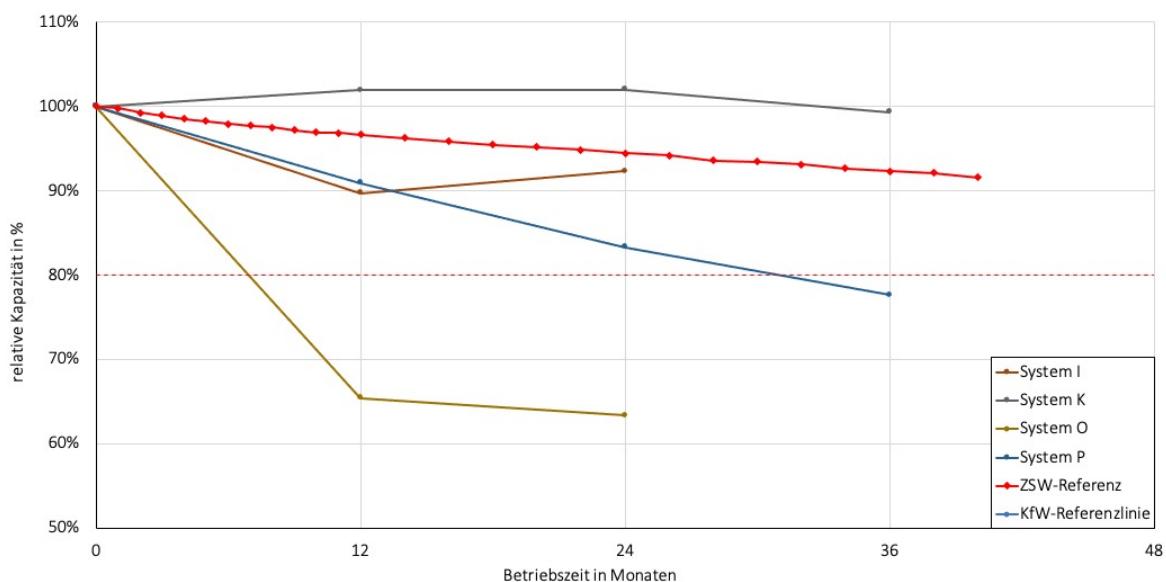


Abbildung 3.11: Speicherdegradation der untersuchten Systeme über Analyse abgeschlossener Ladezyklen anhand der Entladeleistung, jährlich aufgelöst

3.5 Validierung und Einordnung der Ergebnisse

Nach der Analyse der unterschiedlichen Systeme anhand zweier Konzepte zur Alterungsanalyse stellt sich die Frage, inwieweit die berechneten Werte mit den realen Werten übereinstimmen und wie die Konzepte zu validieren sind.

Prinzipiell lassen sich die Konzepte auf zwei Möglichkeiten validieren. Zum einen wäre die Validierung über ein anerkanntes Verfahren möglich, aufgrund der Erkenntnisse aus Abschnitt 2.6 Verfahren zu Alterungsanalyse geht allerdings hervor, dass die momentanen Verfahren alle mit einem monetären oder zeitlichen Aufwand verbunden sind und im zeitlichen Rahmen dieser Arbeit nicht durchgeführt werden können.

Die zweite Möglichkeit der Validierung kann über den Hersteller erfolgen. Diese haben oftmals eine größere Menge an Daten zur Verfügung als der Betreiber oder der betreuende Installateur des Speichersystems. Die Hersteller nutzen diese Daten für die notwendige Überwachung sicherheitstechnischer Aspekte und können somit Aussagen über wichtige elektrische Kenngrößen liefern. Somit ist der Hersteller in der Lage, mit Hilfe eines Näherungsverfahrens, Aussagen bezüglich des State-of-Health zu treffen. In welchen Abständen diese Aussagen getroffen werden können, ließ sich auf Nachfrage bei den verschiedenen Herstellern nicht klären.

Bei der Aufstellung des Konzeptes zur Alterungsanalyse nach dem Verfahren der DGS [9] ist es gelungen einen Vergleich der ermittelten Werte mit denen des Herstellers anzustellen. Die Validierung ist jedoch lediglich für ein betrachtetes System angefertigt worden und ist somit nicht ausreichend für eine Validierung des Verfahrens. Dennoch zeigte der Vergleich der Werte dieses Systems auf, dass der ermittelte Wert für das dritte Betriebsjahr lediglich um 0,2 % von dem Wert des Herstellers abwich. Ein Ähnliches vorgehen war in dieser Arbeit leider nicht möglich, da sich die Zusammenarbeit mit den Herstellern nur auf einen geringen Informationsaustausch bei wenigen Ausnahmen beschränkte.

Eine weitere Möglichkeit der Validierung über Angaben des Herstellers zeigen die Batteriespeicher der Firma SMA auf. Über ein Ethernet-Kabel oder eine W-LAN Verbindung lässt sich eine Verbindung zum Batterie-Wechselrichter herstellen. In diesem lokalen Menü ist es dem Betreiber möglich, sich einen sogenannten Momentanbericht zu erstellen. Unter den dort ausgegebenen Parameter findet sich auch eine Angabe bzgl. des State-of-Health. In welchem Rahmen diese Werte aktualisiert herausgegeben werden, konnte auf Nachfrage beim Hersteller nicht beantwortet werden.

Lediglich der Betreiber des SMA-Systems K konnte seinen Momentanbericht an uns weitergeben, sodass ein Vergleich der ermittelten Werte mit denen des Herstellers möglich ist. Der über den Momentanbericht ausgegebene Wert für den State-of-Health lag bei 88 % bezogen auf den Wert bei der Inbetriebnahme des Systems. Der ermittelte Wert über die Ladeleistung liegt mit 86 % lediglich 2 % unter dem Wert des Herstellers. Während der Wert, der über die Entladeleistung ermittelt worden ist, mit 99 % eine Abweichung von 11 % aufweist. Ein Abgleich mit den anderen Systemen hätte hier Sinn ergeben, war aufgrund des zeitlichen Rahmens jedoch nicht mehr umzusetzen.

4 Fazit

Über die Grundlagen wird ein Verständnis für den Einsatz von Lithium-Ionen-Batterien im stationären Bereich vermittelt. Energetische Kennzahlen, wie Eigenverbrauchsanteil, Autarkiegrad und System Performance Index, können hier eine zuverlässige Aussage über das Kosten-Nutzen-Verhältnis treffen, ohne jedoch die Lebensdauer des Batteriespeichersystems zu berücksichtigen. Durch die ebenfalls in den Grundlagen ausgeführten Ursachen der Alterung von Lithium-Ionen-Speichern, ist die Betrachtung der Lebensdauer oder auch Alterungsanalyse für den Garantieanspruch, z.B. im Rahmen von KfW-geförderten Anlagen, essenziell. Die Zeitwertersatzgarantie legt hierbei sogar Randbedingungen fest, ab welcher Degradationsgrenze diese Garantie tatsächlich greift. Für Betreiber eines PV-Batteriespeichersystems ist es jedoch kaum ersichtlich, ob und zu welchem Zeitpunkt der betriebene Speicher unter diese Degradationsgrenze fällt. Diese Arbeit hatte somit das Ziel die Möglichkeiten und Grenzen der Alterungsanalyse anhand von Betriebsdaten zu evaluieren.

Zunächst sollte eine möglichst große Anzahl unterschiedlicher PV-Batteriespeichersysteme eine breite Feldstudie anhand der Betriebsdaten analysiert werden. Ein bereits entwickeltes Verfahren zur Alterungsanalyse sollte durch diese Feldstudie und eine eventuelle Zusammenarbeit mit den Herstellern validiert werden. Da eine Zusammenarbeit von Seiten der Hersteller abgelehnt worden ist, musste die Kontaktaufnahme mit mäßigem Erfolg über verschiedene Elektro-Installateure erfolgen. Auf diesem Weg konnten 18 Betreiber davon überzeugt werden, an der Feldstudie teilzunehmen und ihre Betriebsdaten bzw. einen Zugang zu ihren Monitoring Portalen bereitzustellen.

Im weiteren Verlauf der Datenverarbeitung stellte sich heraus, dass nicht alle Portale die benötigten Parameter liefern, um mit dem bereits entwickelten Verfahren analysiert zu werden, sodass eine weitere Methode zur Analyse aufgestellt werden musste. Beide Verfahren liefern Ergebnisse, die auf die Alterung von PV-Batteriespeichersystemen hinweisen. So ist es gelungen, bei einigen der betrachteten Batteriespeicher Systemupdates im Laufe ihrer Betriebszeit nachzuweisen und einen möglichen Garantiefall aufzuspüren. Die beiden Konzepte sind jedoch noch nicht komplett ausgereift, so ist beispielsweise eine Bestimmung der nutzbaren Batteriekapazität nicht zu einem beliebigen Zeitpunkt, sondern bisher nur anhand einer jährlichen Betrachtung möglich. Hinzu kommt, dass die Validierung beider Verfahren noch aussteht und somit die Aussagekraft der Ergebnisse noch geprüft werden muss.

Das eigentliche Ziel dieser Arbeit, es Betreibern zukünftig zu ermöglichen, ohne großen zeitlichen Aufwand oder teure Messtechnik, eine Aussage bezüglich des State-of-Health

ihres Batteriespeichersystems zu erhalten, ist nur teilweise erfüllt. Beide Konzepte erfüllen ihre Aufgabe, sind aber wie bereits erwähnt noch zu validieren und zu verfeinern. Des Weiteren ist eine Automatisierung der Prozesse, besonders im Bereich der Downloads der Betriebsdaten unabdingbar, da diese mitunter mit einem immensen Zeitaufwand verbunden sind.

Dennoch liefert diese Arbeit einige Erkenntnisse, wie die Alterungsanalyse und die Berechnung der nutzbaren Batteriekapazität anhand von Betriebsdaten ermöglicht werden kann. Besonders im Vergleich mit anderen Methoden der Kapazitätsbestimmung bieten die angewandten und entwickelten Verfahren eine kostengünstige Alternative und können somit im Sinne des Verbraucherschutzes bei der Detektion von etwaigen Garantieansprüchen relevant sein.

Bibliography

- [1] Dec. 2020. URL: <https://www.elektronikpraxis.vogel.de/wie-sich-der-alterungszustand-von-akkus-schnell-bestimmen-laesst-a-623853/?p=2>.
- [2] *Batterietechnologien*. Oct. 2020. URL: <https://www.speichermonitoring-bw.de/batterien/>.
- [3] “Bekanntmachung Förderung von stationären und dezentralen Batteriespeichersystemen zur Nutzung in Verbindung mit Photovoltaikanlagen”. In: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2016.
- [4] Bundesverband Solarwirtschaft e.V. *Statistische Zahlen der deutschen Solarstrombranche(Speicher/Mobilität)*. 2020.
- [5] *Effizienzleitfaden für PV-Speichersysteme*. Bundesverband Energiespeicher e.V. (BVES) and Bundesverband Solarwirtschaft e.V. (BSW). July 2019.
- [6] Jan Figgener et al. *Speichermonitoring BW - Jahresbericht 2019*. Aug. 2019.
- [7] Jan Figgener et al. “The development of stationary battery storage systems in Germany - A market review”. In: *The Journal of Energy Storage* 29 (Mar. 2020), p. 101153.
- [8] Jan Figgener et al. *Wissenschaftliches Mess-und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0. Jahresbericht 2018*. July 2018.
- [9] Erik Grüner. “Erstellen eines Verfahrens zur Qualitätsanalyse von PV-Batteriespeicher-Systemen anhand von Betriebsdaten”. MA thesis. Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Feb. 2019.
- [10] Dr. Georg Kobiela et al. *CO2-neutral bis 2035: Eckpunkte eines deutschen Beitrags zur Einhaltung der 1,5- °C-Grenze*. 2020.
- [11] Peter Kurzweil and Otto K. Dietlmeier. *Elektrochemische Speicher*. Springer Fachmedien Wiesbaden, 2018.
- [12] Johannes Weniger and Volker Quaschning. “Begrenzung der Einspeiseleistung von netzgekoppelten Photovoltaiksystemen mit Batteriespeichern”. In: *28. Symposium Photovoltaische Solarenergie* (2013).
- [13] Johannes Weniger, Tjarko Tjaden, and Volker Quaschning. “Vergleich verschiedener Kennzahlen zur Bewertung der energetischen Performance von PV-Batteriesystemen”. In: Mar. 2017.
- [14] Johannes Weniger et al. *Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende*. June 2015. ISBN: 978-3-8305-3548-5.

- [15] Johannes Weniger et al. *Stromspeicher-Inspektion 2018*. Nov. 2018.
- [16] Johannes Weniger et al. *Stromspeicher-Inspektion 2020*. Mar. 2020.
- [17] Harry Wirth. *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*. Tech. rep. Fraunhofer ISE, Sept. 2020.
- [18] Ralf F. Ziesche et al. “4D imaging of lithium-batteries using correlative neutron and X-ray tomography with a virtual unrolling technique”. In: *Nature Communications* 11.1 (2020), p. 777.