

Res Electricae Magdeburgenses

Magdeburger Forum zur Elektrotechnik

Stephan Balischewski

Multifunktionaler Einsatz von Batteriespeichern in elektrischen Verteilnetzen Optimale Auslegung und Betrieb

Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg
Magdeburg 2020

MAFO
BAND 79

Res Electricae Magdeburgenses

Magdeburger Forum zur Elektrotechnik, Jg. 18, Band 79, 2020

<http://www.mafo.ovgu.de/>

IMPRESSUM

Herausgeber:

- Prof. Dr.-Ing. Andreas Lindemann, Lehrstuhl für Leistungselektronik, Institut für Elektrische Energiesysteme
- Prof. Dr.-Ing. habil. Martin Wolter, Lehrstuhl für Elektrische Netze und Erneuerbare Energie, Institut für Elektrische Energiesysteme
- Prof. Dr. rer. nat. Georg Rose, Lehrstuhl für Medizinische Telematik/Medizintechnik, Institut für Medizintechnik
- Prof. Dr.-Ing. Ralf Vick, Lehrstuhl für Elektromagnetische Verträglichkeit, Institut für Medizintechnik

Gründungsherausgeber:

- Prof. Dr. rer. nat. habil. Jürgen Nitsch
- Prof. Dr.-Ing. habil. Zbigniew Antoni Styczynski

alle: Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg
Postfach 4120, 39016 Magdeburg

V. i. S. d. P.:

Dr.-Ing. Stephan Balischewski

Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, Postfach 4120, 39016 Magdeburg

1. Auflage, Magdeburg, Otto-von-Guericke-Universität, 2020

Zugl.: Magdeburg, Univ., Diss., 2020

Auflage: 50

Redaktionsschluss: Februar 2020

ISSN: 1612-2526

ISBN: 978-3-944722-xx-y

DOI: 10.24352/UB.OVGU-20xx-xxx

© Copyright 2020 Stephan Balischewski

Bezug über die Herausgeber

Druck: docupoint GmbH

Otto-von-Guericke-Allee 14, 39179 Barleben

Multifunktionaler Einsatz von Batteriespeichern in elektrischen Verteilnetzen

Optimale Auslegung und Betrieb

Dissertation

zur Erlangung des akademischen Grades

Doktoringenieur (Dr.-Ing.)

von M. Sc. Stephan Balischewski
geb. am 05.11.1987 in Stendal

genehmigt durch die Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik
der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg

Gutachter: Jun.-Prof. Dr.-Ing. Ines Hauer
Prof. Dr.-Ing. habil. Martin Wolter
Prof. Dr.-Ing. Dirk Westermann

Promotionskolloquium am 29. Januar 2020

Kurzfassung

Der zunehmende Bedarf an Flexibilisierungsmöglichkeiten des elektrischen Energiesystems ist als direkte Folge des strukturellen Systemwandels zu sehen. Veränderungen in allen drei Bereichen des Stromnetzes (Erzeugung, Verbrauch, Transport) führen zu einer wachsenden Volatilität des Energieflusses, welche durch geeignete Maßnahmen aufgefangen werden muss. Während netzbasierte Energieüberschüsse vor allem durch Netzausbau und konventionelle Netzführung ausgeglichen werden können, verlangen marktbasierter Überschüsse mit zunehmendem Volatilitätsgrad in der Erzeugung nach Möglichkeiten der zeitlichen Verschiebung. Die Nutzung neuartiger Energiespeichertechnologien, wie Batteriespeichersysteme, ist einerseits notwendig auf Grund des fehlenden Ausbaupotentials konventioneller Pumpspeicher, aber andererseits auch mit Unsicherheiten angesichts fehlender Betriebserfahrungen im großtechnischen Einsatz und den aktuell noch hohen Investitionskosten verbunden.

Die vorliegende Arbeit betrachtet den Einsatz von Batterieenergiespeichern (BES) im elektrischen Verteilnetz und ist dabei in die komplexe Auslegung und Betrieb unter jeweils verschiedenen Optimierungszielen aufgeteilt. Dies beginnt mit der Analyse der regulatorischen Rahmenbedingungen und der darauf aufbauenden Betrachtung potentieller Anwendungsfälle. Durch die Kombination unterschiedlicher Modellierungsansätze auf Zell- und Batteriesystemebene wurde anschließend die Grundlage für die Bewertung ausgewählter Anwendungsfälle aus verschiedenen Gebieten sowie deren möglicher Kombination mit Zusatzanwendungen geschaffen. Des Weiteren wurde mit Hilfe eines modifizierten Zyklenzählverfahrens sowie einer auf Messwerten basierenden Wichtung entsprechend der Zyklertiefe ein Modell zur Nachbildung der Alterungseffekte für BES konzipiert und umgesetzt. Die Szenarien werden hinsichtlich Wirtschaftlichkeit unter Beachtung der genannten Aspekte bewertet. Die theoretischen Analysen werden anschließend im Vergleich zu einem realen Feldtest unter Nutzung einer 1 MW / 0,5 MWh-Referenzanlage betrachtet und der Speichereinsatz bewertet. Abschließend wird ein Ansatz zur Bestimmung eines online BES-Zustandsindizes, welcher auf einfachen Betriebsdaten beruht und weder zusätzliche Messdaten benötigt, noch den laufenden Betrieb beeinflusst, vorgestellt.

Inhalt

1	Einleitung	1
1.1	Motivation	1
1.2	These der Arbeit	3
1.3	Aufbau und Abgrenzung der Arbeit.....	3
2	Speicher in elektrischen Energiesystemen	5
2.1	Notwendigkeit der Flexibilisierung des Energienetzes	5
2.2	Definition, Klassifizierung und Kenngrößen von Energiespeichern	8
2.3	Einsatzgebiet und Anwendungsfallübersicht	15
2.3.1	Netzdienlicher Speichereinsatz	15
2.3.2	Marktdienlicher Speichereinsatz.....	17
2.4	Systemintegration und regulatorischer Rahmen	18
2.4.1	Energiespeicher in der Gesetzgebung.....	18
2.4.2	Entgelte und Gebührenumlage	20
2.4.3	Normung und Standardisierung.....	23
2.5	Lithium-Ionen-Speicher	25
2.6	Derzeitige Auslegungsverfahren und Betriebsmodelle.....	28
3	Modellierung und Auslegung von Batteriespeichern	32
3.1	Einführung	32
3.2	Mathematische Batteriespeichermodellierung	32
3.2.1	Generisches Modell.....	32
3.2.2	Ansätze der Zellmodellierung	33
3.2.3	Modellierung des Alterungsverhalten	38
3.2.4	Netzanschluss und Zusatzkomponenten	46
3.2.5	Modellumsetzung und Parametrierung.....	47
3.3	System- und Komponentenauslegung	56
4	Unifunktionale Betriebsweise und Nutzungsstrategien	59
4.1	Einführung	59

4.2	Anwendungsfall A: Netzstützung	59
4.3	Anwendungsfall B: Industrieinsatz	66
4.4	Anwendungsfall C1: Parallelbetrieb mit Photovoltaikanlagen.....	71
4.5	Anwendungsfall C2: Parallelbetrieb mit Windkraftanlagen.....	76
5	Multifunktionaler BES-Einsatz	82
5.1	Erweiterbarkeit unifunktionaler Anwendungsfälle.....	82
5.2	Zusätzliche Anwendungsfälle	83
6	Praktische Realisierung am Beispiel einer 1-MW-Testanlage	89
6.1	Smart Grid Energy Storage System - SGESS.....	89
6.2	Versuchsumgebung	90
6.3	Implementierung der Anwendungsfälle.....	92
6.4	Vergleich der Voruntersuchung mit dem Feldversuch.....	93
6.5	Bewertung des Feldversuchs.....	93
6.6	Ansatz eines zyklenbasierten state-of-health-Index	98
7	Zusammenfassung und Ausblick.....	100
8	Literaturverzeichnis	102
9	Abkürzungsverzeichnis.....	113
10	Abbildungsverzeichnis	115
11	Tabellenverzeichnis.....	119
Anhang A.	Laborversuche zur Speichermodellbildung.....	121
Anhang B.	Laborversuche zur Speichermodellbildung.....	122

1 Einleitung

1.1 Motivation

Die Sicherung einer zuverlässigen, bezahlbaren und nachhaltigen Energieversorgung ist insbesondere für Industrienationen wie Deutschland von eminenter Bedeutung. Die zurückliegende Fokussierung auf konventionelle Erzeugung aus überwiegend fossilen Energieträgern trägt jedoch nur den ersten beiden Aspekten Rechnung. Im Energiekonzept der Bundesregierung vom September 2010 wurden daher Zielstellungen definiert, durch die der dritte Aspekt des energiepolitischen Zieldreiecks stärker berücksichtigt werden soll [1].

Das Energiekonzept der Bundesregierung – Ziele und Annahmen

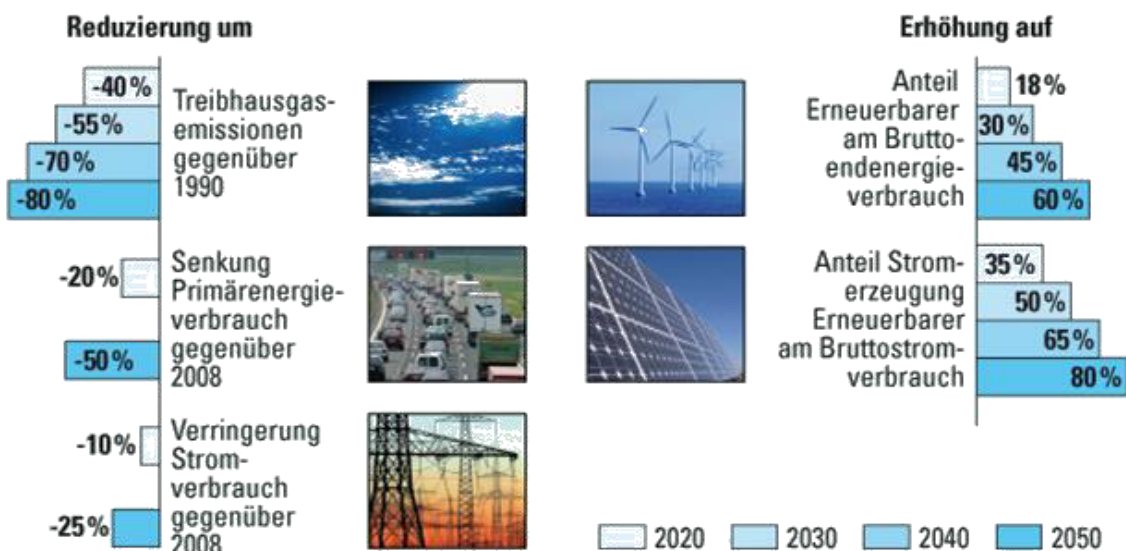


Abbildung 1 Energiepolitische Zielstellungen der Bundesregierung bis 2050, [2]

Mit den formulierten Zielen wurde eine stärkere Integration von erneuerbaren Energien (EE) sowohl direkt als auch indirekt vorangetrieben, was sich auch in Zahlen widerspiegelt. Im Zeitraum von 2014 bis 2018 stieg der Anteil regenerativer Energie im Stromsektor von 27,4 % auf 37,8 % [3].

Dieser Wandel der Erzeugungssituation (hoher Anteil volatiler Erzeugung) verändert gleichermaßen den Charakter des elektrischen Energiesystems und führt zu einem steigenden Bedarf an Flexibilisierungsoptionen [4] sowohl auf Erzeugungs- als auch auf Lastseite, um dieser Volatilität zu begegnen. Energiespeicher stellen seit jeher ein probates Mittel dar, um die benötigte Entkopplung zu erzeugen [5]. Gegenwertig verfügt das deutsche Stromnetz über 9.964 MW installierter Speicherleistung [6], wovon 98,8 % auf Pumpspeicherkraftwerke entfallen. Ein weiterer Ausbau der Speicherkapazitäten wird jedoch nur mit alternativen

Technologien, wie bspw. Batterieenergiespeichern (BES), realisierbar sein. Während deren Funktionsweise und Betriebsverhalten im Einzelbetrieb bereits seit längerem bekannt sind und sich im großräumigen Einsatz befindet, drängen stationäre Systeme mit größerer Leistung erst seit Kurzem auf den Markt [7]. Erfahrungen im großtechnischen Betrieb sowie dessen Auswirkungen auf den prognostizierten Nutzungshorizont dieser Technologien sind demnach kaum gegeben und wirken sich ebenso wie die hohen Investitionskosten hemmend auf die Markteinführung aus. Ein unklarer regulatorischer Rahmen verstärkt diese Tendenz. Dies beginnt bereits bei grundlegenden Aspekten wie einer fehlenden eindeutigen Begriffsdefinition, welche bisher durch Eingruppierung in andere Netzteilnehmergruppen (Erzeuger, Endverbraucher) mit der Folge einer regulatorischen Doppelbelastung versucht wurde zu kompensieren.

Die Basis für einen rentablen Speicherbetrieb bildet daher die Beantwortung der Frage nach der optimalen Systemkonfiguration mit einer kostenminimalen Ausführung unter Beachtung der technologischen Grenzen. Durch Berücksichtigung der charakterisierenden Eigenschaften in der Systemnachbildung kann eine Integration in den Planungsprozess elektrischer Systeme erfolgen und eine fundierte Bewertung des Nutzens unter besonderer Berücksichtigung der begrenzten Lebenszeit von BES und der dafür maßgebenden Faktoren erfolgen. Auf der Anwendungsseite kann der Fokus nicht länger auf Einzelszenarien liegen. Die stärkere Berücksichtigung von Mehrfachnutzungsstrategien und deren Einfluss auf die durch den Speichereinsatz erzielbaren Einnahmen sind als wesentliche Punkte des zukünftigen Einsatzes zu nennen. Die Herausforderung in diesem Szenario liegt in der Auswahl an kombinierbaren Einzelanwendungen auf Grundlage von Faktoren wie Systemrelevanz oder Zukunftsfähigkeit. Gleichzeitig ist die beschleunigte Alterung, die mit der Steigerung der Nutzung einhergeht, bei der Umsetzung von Mehrfachnutzungen zu berücksichtigen.

Pilothafte Implementierungen von BES im Megawatt-/Megawattstundenbereich sind für die Validierung der theoretischen Ansätze notwendig und leisten einen entscheidenden Beitrag zur Überwindung des Erfahrungsdefizits.

1.2 These der Arbeit

Der steigende Flexibilisierungsbedarf im elektrischen Energiesystem bedingt zukünftig den stärkeren Einsatz neuartiger Speichertechnologien zur Gewährleistung einer zuverlässigen Energieversorgung. Die spezifischen Anforderungen an die Systeme werden wesentlich durch die umzusetzenden Anwendungsfälle beeinflusst und wirken sich ebenso wie die Technologiecharakteristika auf die Rentabilität des Speichereinsatzes aus. Daraus lässt sich die nachfolgende These dieser Arbeit ableiten:

Der Einsatz von Batterieenergiespeichern im elektrischen Versorgungsnetz kann durch multifunktionelle Auslegung und Betrieb wirtschaftliche Vorteile im Vergleich zu unifunktionalen Anwendungen mit sich bringen und dadurch der Anwendung dieser Technologie zum Durchbruch verhelfen. Zu diesem Zweck müssen mathematische Modelle geschaffen werden, um durch gezielte Auswahl von Nutzungsszenarien die Auslegung, den Betrieb und den Einfluss auf die Lebensdauer zu bewerten. Die Ergebnisse der Berechnung sind einer Sensitivitätsanalyse zu unterziehen und auch praktisch, im realen Einsatz, zu verifizieren.

1.3 Aufbau und Abgrenzung der Arbeit

Die vorliegende Arbeit adressiert die in zahlreichen Analysen [1, 4, 8] dargestellten Herausforderungen der Energiewende und konzentriert sich dabei auf die elektrische Verteilnetzebene, welche bei der Integration volatiler Erzeuger eine zentrale Rolle einnehmen wird [9]. Der darin geforderte hohe Flexibilisierungsbedarf des zukünftigen Energiesystems [8] kann u.a. durch den Einsatz von Energiespeichern gedeckt werden. Hierzu sind in erster Linie Speicher mit relativ großen Kapazitäten (bis in den MWh-Bereich) und guter Dynamik notwendig. Diese Arbeit beschränkt sich daher auf den Einsatz von Batterieenergiespeichern, da andere Speichertechnologien, wie bspw. Schwungradspeicher oder Superkondensatoren, den energetischen Anforderungen nicht gerecht werden können [10].

Zu den Schwerpunkten dieser Arbeit gehören die optimale Dimensionierung von BES unter Berücksichtigung technologiespezifischer Charakteristika für verschiedene Einzelfunktionalitäten und im Weiteren für den kombinierten, multifunktionellen Einsatz des Speichersystems, bei dem mehrere Funktionalitäten parallel genutzt werden sollen. Diese beiden Aspekte bilden gleichzeitig den Kernbeitrag dieser Arbeit.

Diese in der Dissertationsschrift vorgestellten Ergebnisse basieren im Wesentlichen auf

verschiedenen Untersuchungen, welche sowohl auf theoretischen Simulationen als auch auf eigenen Labor- und Feldmessungen in drei Hardware-Maßstäben:

- Labormodell 10 KW/ 1h,
- Netzgroßspeicher 1MW/0,5h,
- Netzgroßspeicher 5MW/1h

beruhen. Die durch die Messungen gewonnenen, praktischen Erkenntnisse wurden dabei genutzt, um den Realitätsgrad des Speichermodells zu überprüfen und die Simulationsergebnisse durch Feldtests zu validieren.

In Kapitel 1 wurde die Motivation zur Durchführung dieser Arbeit vorgestellt. Davon leitet sich auch die in Kapitel 1.2 vorgestellte These der Arbeit ab.

Die genauere Einordnung der Thematik wird in Kapitel 2 dargelegt. Abgeleitet aus den Flexibilitätsanforderungen an das Smart Grid werden die charakteristischen Parameter der Speicher diskutiert. Unterschiedliche netz- und marktdienliche Speicheransätze werden erläutert und die aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen für den Speichereinsatz vorgestellt.

Kapitel 3 ist der Modellierung von BES gewidmet. Hierzu sind mit Hilfe eines generischen Ansatzes verhaltens- und lebensdauerspezifische Modelle entworfen worden, welche durch eigene Labormessungen eines Batteriespeichers gestützt werden. Der Fokus liegt auf einem Lithium-Ionen-Speichermedium, wobei die Modelle bei entsprechender Parametrierung auch für andere Batteriechemien anwendbar sind. In diesem Kapitel wird zudem die zu Grunde liegende Auslegung der BES Komponenten vorgestellt.

Die Modelle finden anschließend in Kapitel 4 und 5 bei der Auslegung und Auswahl der Betriebsweise des BES in verschiedenen Szenarien Anwendung. Aufbauend auf dem unifunktionalen Einsatz werden anschließend sowohl die Notwendigkeit des multifunktionalen Einsatzes, als auch die sich daraus ergebenden Herausforderungen beleuchtet. Hierzu werden Lösungsansätze entwickelt und vorgestellt.

Im 6. Kapitel wird die praktische Umsetzung des zuvor simulativ betrachteten Speichereinsatzes vorgestellt und ein Bezug zwischen Simulation und Praxis hergestellt. Durch den Einsatz eines 1 MW-Referenzspeichers konnten sowohl die technische Realisierbarkeit als auch der ökonomische Mehrwert nachgewiesen werden.

Die Arbeit schließt mit Zusammenfassung und Ausblick im Kapitel 7.

2 Speicher in elektrischen Energiesystemen

2.1 Notwendigkeit der Flexibilisierung des Energienetzes

Der Einsatz von Energiespeichern im Energiesystem ist als eines der technischen Mittel zu sehen, den Herausforderungen der Energiewende zu begegnen. Die Gesamtheit an Speicherkapazität lässt sich dabei nach [1] auf

- netzbasierte Energieüberschüsse (bzw. Unterdeckungen),
- marktbasierter Energieüberschüsse (bzw. Unterdeckungen) und den
- Bedarf an Systemdienstleistungen

sowie deren Überschneidungen auf der Erzeuger- oder Lastseite zurückführen.

Als marktbasierter Überschuss wird das ggf. entstehende Saldo zwischen erzeugten und abgenommenen Energiemengen im Gesamtsystem verstanden. Netzbasierte Überschüsse gehen dagegen mit einem Mangel an Übertragungskapazität einher. In diesem Fall sorgt das Einspeisemanagement für die Einhaltung der technischen Grenzwerte und Gewährleistung der Versorgungsqualität. Das zeitliche Energieverschiebungspotential wird in beiden Fällen zum Ausgleich der Defizite genutzt. Zusätzlich werden Systemdienstleistungen eingesetzt, um die Netzparameter innerhalb der Betriebsgrenzen zu halten, falls die Überschüsse über die Maßen ansteigen. Der Verlust des stützenden Verhaltens vom Netz gehender konventioneller Kraftwerke kann durch Energiespeicher bilanziell kompensiert werden.

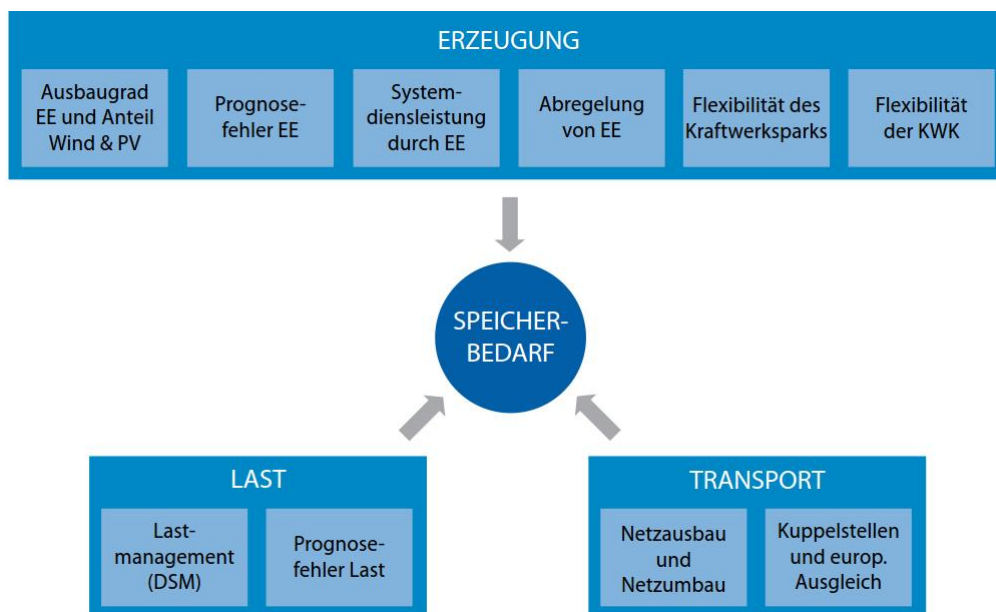


Abbildung 2 Beeinflussung des Speicherbedarfs durch Erzeugung, Transport und Last, [11]

Beeinflusst wird der Speicherbedarf durch die Entwicklungen im Erzeugungs-, Transport und Lastsektor. Das Zusammenwirken der in Abbildung 2 dargestellten Einflussfaktoren ist dabei maßgeblich. Mit Überschreiten eines kritischen Anteils volatiler Erzeuger an der Energieerzeugung werden jedoch die sich in den einzelnen Sektoren befindlichen Flexibilitätsoptionen nicht mehr ausreichen, um die energetische Bilanz auszugleichen [1].

Der Gesamtspeicherbedarf für Deutschland ist daher in verschiedenen Studien mit unterschiedlichen Randbedingungen untersucht worden. In [1] und [11] wurden 8 Studien unterschiedlicher Bundesministerien und unabhängiger Klima- und Energieinstitutionen ausgewertet und gegenübergestellt. Insgesamt wurde festgestellt, dass bei aktueller Ausbaustufe der überwiegende Teil an Energieüberschüssen netzbasiert ist und damit lokal sehr differenziert auftritt. Die Positionierung von Speichereinheiten innerhalb des Systems ist daher bedeutsam. Langfristig können netzbasierte Überschüsse durch den Stromnetzausbau als vorrangige Flexibilitätsoption vollständig aufgefangen werden. Jedoch kann der Einsatz von Energiespeichern fallspezifisch zu einem verminderten Ausbaubedarf führen, was insbesondere im Hinblick auf die zunehmenden marktbasieren Stromüberschüsse lohnenswert wird. Mit Voranschreiten des EE-Zubaus wird von überwiegend marktgetriebenen Energieüberschüssen ausgegangen, sodass eine überregionale Energieverteilung nicht mehr ausreichend ist. In Abbildung 3 sind die den Speicherbedarf bestimmenden Stromüberschüsse in Deutschland für unterschiedliche Ausbaugrade dargestellt.

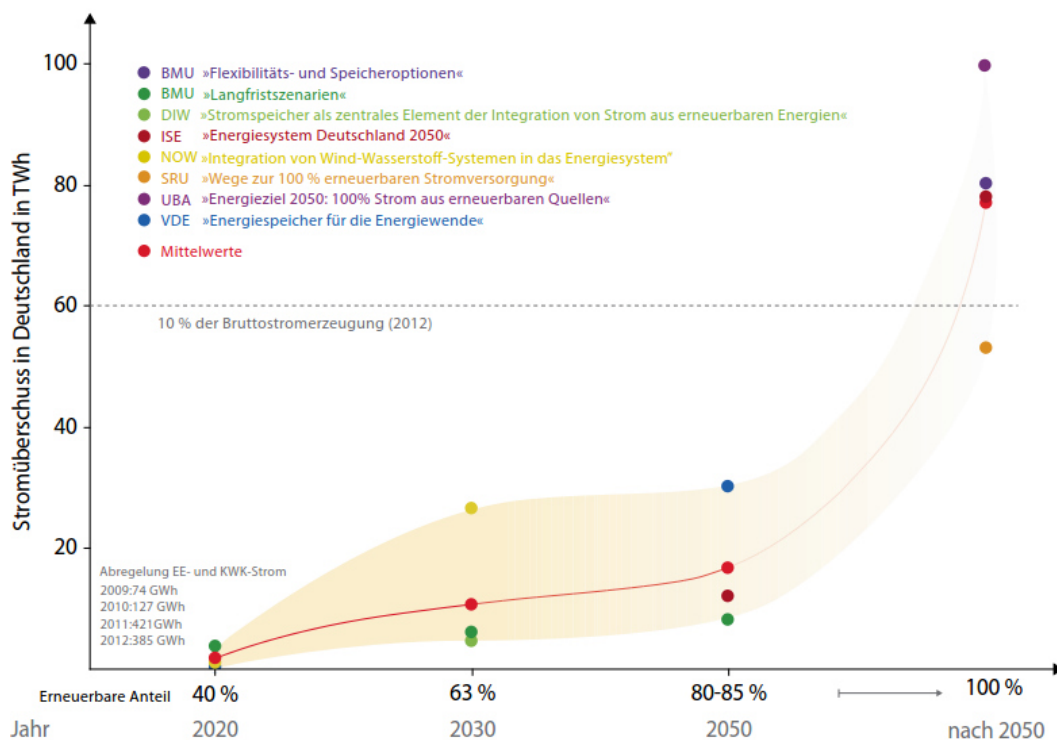


Abbildung 3 Stromüberschüsse bei steigendem Ausbaugrad der erneuerbaren Energien, [12]

Einzelne Studien weisen hier bereits ab 40 % EE-Anteil einen Bedarf auf, welcher hauptsächlich durch Kurzzeitspeicherung gedeckt werden kann. Pumpspeicher- sowie Batteriespeicherkraftwerke gelten bei Eintreten einer entsprechenden Kostendegression hier als vorrangige Technologien. Ein weiterer Zubau volatiler Einspeiser steigert den Bedarf jedoch nur langsam. Das unterschiedliche Voranschreiten des Netzausbaus als Randbedingung der Studien macht sich hier ebenso wie der Einfluss internationaler Speicherpotentiale vornehmlich in Norwegen, Schweden und Österreich maßgeblich bemerkbar. Mit weiterem Zubau bis hin zu einer erneuerbaren Vollversorgung steigt der Bedarf signifikant in allen Studien. Energiespeicher werden in diesem Fall auf Grund ihrer gesicherten Leistung zu systemrelevanten Anlagen, was sich auch in einem Anteil von 20 % bis 30 % der zukünftigen Stromgestehungskosten manifestiert.

Ähnliche Schlüsse lassen sich aus den Ergebnissen aus [8] ziehen. In den vorgestellten Szenarien wurde die auf Windkraft basierende regenerative Erzeugung sukzessive gesteigert mit dem Ziel einer 50 %-Versorgung bis 2050. Mit einer Verfünfachung der Windeinspeisung konnte zwar die Bedarfsdeckung auf 61 % gesteigert (39 % aus Fremdenergie) werden, allerdings ergaben sich auch große nicht nutzbare Einspeiseanteile (35 %) bei maximalen Einspeisewerten von mehr als 400 % bezogen auf den Energiebedarf. Der Aufbau von massiven, nicht nutzbaren nationalen Leistungsreserven wäre die Folge.

Eine Ausweitung des Betrachtungsbereichs auf Kontinentaleuropa zeigt zwar eine Mäßigung der Effekte auf Grund der regional verschiedenen natürlichen Gegebenheiten, wie Luftdruckverhältnisse oder Globalstrahlungsunterschiede, jedoch treten weiterhin Zeiträume mit kontinentalen Über- bzw. Unterdeckungen auf, die je nach Szenario unterschiedlich stark ausgeprägt sind. Daraus resultiert, dass das Ausgleichspotential der lokalen Energieverteilung auf dem Weg zu einer 100 % regenerativen Energieversorgung zwingend durch eine zeitliche Ausgleichskomponente zu erweitern ist.

Diese Erkenntnisse werden auch bei globaler Betrachtung bestätigt. Mit Hilfe eines Multi-Region Energy System Optimization Model wurde in [13] der globale Speicherbedarf aus einzelnen separat optimierten Regionen bei einer 100 % Energieversorgung auf Windkraft sowie zentralen und dezentralen Photovoltaikanlagen (PV) aggregiert. Die statistischen Auswertungen zeigen, dass weniger als zwei Drittel des Energiebedarfs direkt gedeckt werden und etwa 35 % aus verschiedenen Energiespeichereinrichtungen bereitgestellt werden muss. Die Studie zeigt einen globalen Speicherbedarf von insgesamt 4125 TWh auf, der sich auf elektrische Speicher (Batterien), Gasspeicher sowie thermische Speicher verteilt und ein geschätztes Marktvolumen von 4730 Mrd.€ verkörpert [13].

2.2 Definition, Klassifizierung und Kenngrößen von Energiespeichern

Definition und Abgrenzung

Der Begriff des Speichers findet in unterschiedlichen Fachgebieten Anwendung, wobei die genauen Bedeutungen stark voneinander abweichen und eng mit dem fachspezifischen Kontext assoziiert sind. Für den Fachbereich der elektrischen Energietechnik haben Sterner und Stadler die folgende allgemeine Definition für Energiespeicher aufgestellt.

„Ein Energiespeicher ist eine energietechnische Einrichtung, welche die drei folgenden Prozesse beinhaltet: Einspeichern (Laden), Speichern und Ausspeichern (Entladen).“ [11]

Da diese Definition keine Angaben zur Art der speichernden Einrichtung bzw. Stoffe oder zur Anzahl der Prozesse beinhaltet, umfasst sie einen weiten technologischen Bereich. Primärenergieträger wie Kohle, Erdöl oder Erdgas können demnach ebenfalls als Energiespeicher bezeichnet werden, da diese (einmalig) Energie, durch die Umwandlung von Biomasse, einspeichern, vorhalten (speichern) und während der Verbrennung ausspeichern. Im Rahmen dieser Arbeit werden diese Energiespeicher nicht betrachtet. Die Definition wird im ersten Schritt auf Sekundärspeicher, die sich durch die Möglichkeit einer mehrfachen Ausführung der drei Prozesse auszeichnen, beschränkt [11]. Im Folgenden werden die Begriffe Energiespeicher, Batterieenergiespeicher und Sekundärenergiespeicher synonym verwendet.

Einteilung von Sekundärenergiespeichern

Zum Zweck der Übersicht, Zuordnung und Vergleichbarkeit lassen sich Energiespeicher in unterschiedliche Klassen und Kategorien einteilen. Global kann eine Einteilung nach zugehörigem Energiesektor in Stromsektor, Wärmesektor, Gassektor oder Verkehrssektor vorgenommen werden, wobei die Ein- und Ausspeicherung jeweils in einem Sektor stattfindet. Klassische Beispiele dafür sind Batterien (Stromsektor), Warmwasserspeicher (Wärmesektor) oder Kraftstoffspeicher (Verkehrssektor). Darüber hinaus können sektorübergreifende Speicher zur Kopplung unterschiedlicher Energiesysteme eingesetzt werden. Technologien wie Power-to-Heat oder Power-to-Gas verbinden den Strom- mit dem Wärme- bzw. Gassektor und können, entsprechend der obenstehenden Definition und in Abhängigkeit der weiterführenden Endanwendung, als Primär- und Sekundärspeicher ausgeführt sein.

Gebräuchlicher ist die Einteilung in Klassen entsprechend unterschiedlicher Parameter, wie Ort, Zeit oder Speicherprinzip. In Abbildung 4 sind verschiedene Einteilungsmöglichkeiten zusammengefasst.

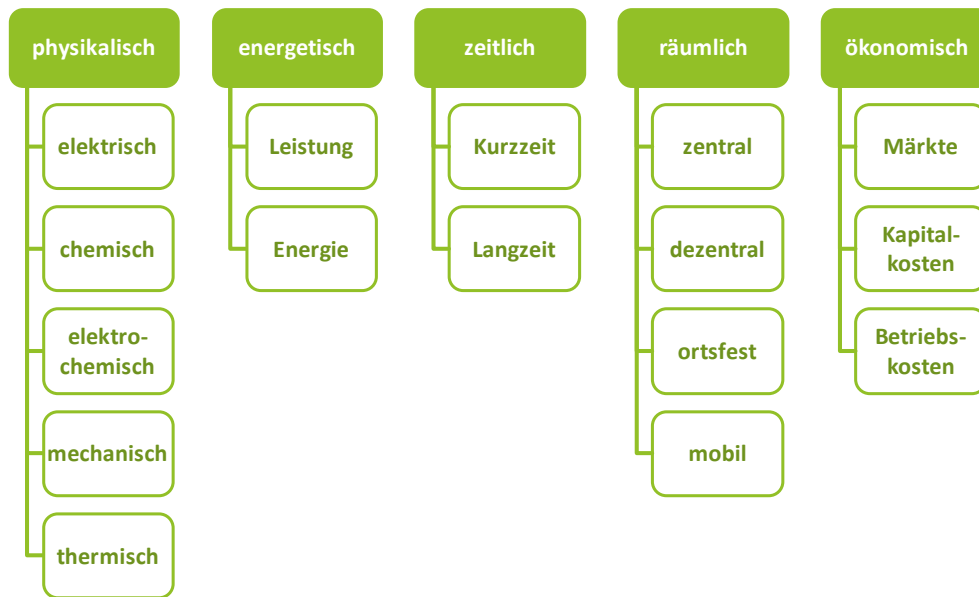


Abbildung 4 Übersicht zur Klassifizierung von Speichersystemen [14]

Bei einer Einteilung nach den physikalischen Prinzipien wird die Form der Speicherung zu Grunde gelegt. Während bei einer rein elektrischen Speicherung das energetische Einlagerungsvermögen des elektrischen Feldes, in Form von Kapazitäten, bzw. des magnetischen Feldes, in Form von Induktivitäten, ausgenutzt wird, greifen chemische und elektrochemische Speicher, wie Primärenergieträger oder Batterien, auf die Bindungsenergie zwischen chemischen Elementen zurück. Mechanische Speicher hingegen, zu denen Pumpspeicherkraftwerke oder Schwunghmassespeicher zählen, lagern Energie durch (einmalige) Änderung der Lage (potentielle Energie) oder des Bewegungszustandes (kinetische Energie) ein. Thermische Speicher nutzen die Fähigkeit zugeführte Wärmeenergie durch Änderung des Aggregatzustandes (Latentwärmespeicher) oder durch Änderung der Speicherstofftemperatur (sensible Wärmespeicher) vorhalten zu können.

Energetische und zeitliche Klassifizierungen scheinen zunächst eng mit einander verknüpft, unterscheiden sich jedoch bei genauerer Betrachtung in der Wahl der klassengebenden Prozesse. Wie durch die Nomenklatur der energetischen Klassifizierung bereits deutlich wird, steht einer der primären Parameter (siehe auch Folgekapitel) im Vordergrund des Interesses. Die Zeit des Ein- bzw. Ausspeicherprozesses fällt im Verhältnis zur auftretenden Leistung bei Leistungsspeichern gering aus, während gegensätzliches bei Energiespeichern der Fall ist. In der zeitlichen Klassifizierung hingegen wird die Zeit zwischen der Ein- und Ausspeicherung als Kriterium herangezogen. Während sich Kurzzeitspeicher durch eine eng begrenzte Speicherphase (Stunden bis Tage) auszeichnen, werden Langzeitspeicher zum Überbrücken längerer Zeiträume (Tage bis Wochen/Monate) zwischen Ein- und Ausspeicherung eingesetzt. Eine direkte Verbindung beider Klassen ist daher nur bedingt möglich, wengleich die Begriffe oftmals synonym verwendet werden. So lassen sich Power-Caps/ Super-Caps eindeutig

sowohl den Leistungs- als auch Kurzzeitspeichern zuordnen, wohingegen bei transsektoraler Speicherung auch hohe kurzzeitige Leistung mit einer hohen Vorhaltezeit, bspw. im Wärme- oder Gasnetz, kombiniert werden können.

Aus geographischer oder auch netztechnischer Sicht lassen sich zwei Klassifizierungspaare bilden. Dabei stehen den Zentral- oder auch Großspeichern dezentrale Kleinspeicher gegenüber, welche wiederum unter erhöhtem steuerungstechnischem Aufwand zu einem virtuellen Großspeicher aggregiert werden können. Typische Vertreter der Gruppen wären Pumpspeicher bzw. PV-Hausspeicher. Als weiteres Kriterium kann die geographische Flexibilität herangezogen und zwischen mobilen Speichern, wie bspw. Elektrofahrzeuge und ortsfesten Speichern, zu denen alle festinstallierten Systeme zählen, unterschieden werden.

Eine eher weniger gebräuchliche Klassifizierung kann nach verschiedenen ökonomischen Parameter durchgeführt werden. So lassen sich Speicher anhand ihrer spezifischen Investitionskosten (CAPEX, engl. capital expenditures) vergleichen. Dabei werden einmalige Kosten für die Errichtung und Beschaffung der Speicheranlage zu Grunde gelegt. Im Gegensatz dazu werden bei einem Vergleich bezüglich der Betriebskosten (OPEX, engl. operational expenditures) wiederkehrende Aufwendungen, welche auf Grund von Verschleiß, Wartungen, Versicherung oder Personal anfallen, herangezogen.

Technische und ökonomische Kenngrößen

Auch wenn sich die im vorangegangenen Abschnitt beispielhaft genannten Speichersysteme technisch erheblich voneinander unterscheiden, lassen sich verschiedene Kenngrößen definieren, die für alle Systeme elementar sind. Mit Hilfe dieser Größen lassen sich die charakteristischen Eigenschaften der Technologien beschreiben und davon ausgehend Arbeitsbereiche definieren und abgrenzen.

Die Leistung P_{Stor} eines Speichersystems gibt die Menge an Energie je Zeiteinheit an, welche diesem zugeführt oder entnommen werden kann. Je nach Technologie lassen sich weitere Unterteilungen, bspw. auf Grund unterschiedlicher Auslegung von Ein- und Ausspeicherleistung, treffen. Bei elektrochemischen Speichern ist die Angabe einer Bemessungsleistung, einer maximalen Dauerleistung sowie einer maximalen Pulsleistung, welche in der Regel auf wenige Sekunden begrenzt ist, gebräuchlich.

Als zweite Kerngröße beschreibt das Speichervermögen bzw. die Speicherkapazität C_{Stor} die Menge maximal ein-/ausspeicherbarer Energie. Sie beschreibt die maximale Energiemenge, die ein- bzw. ausgespeichert werden kann. Es kann hier zwischen weiteren Kapazitätsbegriffen, wie bspw. der theoretischen Kapazität, der nutzbaren Kapazität oder der

Bemessungskapazität unterschieden werden. Eine strikte und einheitliche Begriffstrennung ist nur teilweise gegeben und hängt auch von der Behandlung weiterer Größen, wie etwa dem Arbeitsbereich, durch die jeweiligen Autoren ab.

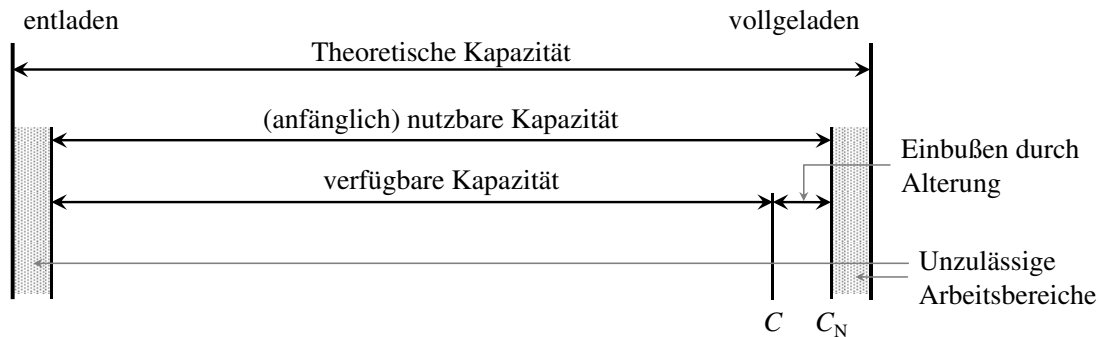


Abbildung 5 Darstellung unterschiedlicher Kapazitätsbegriffe, nach [15]

In Abbildung 5 ist das Verständnis und die Verwendung der unterschiedlichen Begriffe innerhalb dieser Arbeit dargestellt. Als Kerngröße wird dabei die Kapazität angesehen, die der späteren Anwendung zur Verfügung stehen soll, was durch die anfänglich nutzbare Kapazität beschrieben werden soll. Sie wird daher im Folgenden als Bemessungsgröße beziffert und schließt eine Minderung im Vergleich zur theoretisch Kapazität, bspw. in Folge einer Begrenzung der Entladetiefe (unzulässige Arbeitsbereiche), bereits mit ein. Die verfügbare Kapazität beschreibt den Anteil, der auch nach voranschreitender Alterung noch genutzt werden kann und stellt im Gegensatz zur Bemessungskapazität eine zeit- und nutzungsabhängige Größe dar.

Basierend auf Kapazität und Leistung kann das Auslegungsverhältnis AV , teilweise auch als Energie-zu-Leistung-Verhältnis (energy-to-power ratio, $E2P$) bezeichnet, als Quotient dieser Größen definiert werden [16]. Insbesondere bei Speichersystemen, bei denen diese Größen nicht unabhängig voneinander gewählt werden können, ist die Einhaltung eines minimalen Auslegungsverhältnisses von großer Bedeutung für die Langlebigkeit der Speichereinheit.

$$AV = \frac{C_{\text{Stor}}}{P_{\text{Stor}}} \quad (2.1)$$

Der Leistungsgradient α_{Stor} beschreibt die Dynamik einer Speichereinheit durch Angabe einer (maximalen) Änderungsgeschwindigkeit der Speicherleistung. Er wird daher auch als Anstiegsrate (engl.: ramp rate) bezeichnet [16].

$$\alpha_{\text{Stor}} = \frac{\Delta P}{\Delta t} \quad (2.2)$$

Auf Systemebene kann die Dynamik durch unterschiedliche Faktoren beeinflusst werden, wie Speichertechnologie, Art/Funktionsweise der Energieumformungseinrichtung oder Tot- bzw. Anlaufzeit aufgrund der eingesetzten Steuerungstechnik. Aus dem Leistungsgradient und der Anlaufzeit kann daher die Einsatz- bzw. Reaktionszeit abgeleitet werden, welche die Zeit zwischen Anforderungen einer Leistung und Erreichen des Sollwertes angibt [16].

Als bezogene Größen sind die Leistungsdichte und Energiedichte zu nennen. Diese stellen einen Bezug zwischen der jeweiligen Größe und dem Gewicht (gravimetrisch) bzw. dem Volumen (volumetrisch) her, welches die Speichereinheiten mit sich bringen. Gravimetrische Größen werden auch als spezifische Energie/Leistung bezeichnet [17]. Anhand der Energiedichte lässt sich eine Zuordnung späterer Anwendungsfelder vornehmen, da Bauvolumen oder mitzuführendes Gewicht bspw. im mobilen Bereich (4-C-Markt, Verkehrssektor) als limitierend einzustufen sind. Abbildung 6 zeigt das Ragone-Diagramm, welches einen Zusammenhang zwischen spezifischer Leistung und Energie herstellt.

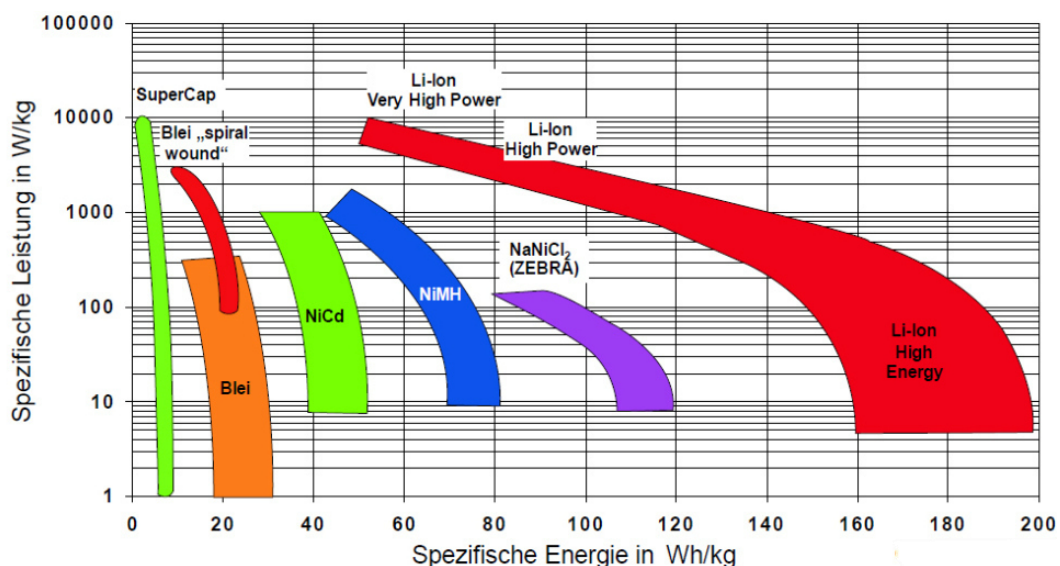


Abbildung 6 Ragone-Diagramm [18]

Abschließend lassen sich Effizienzgrößen definieren. Zu diesen zählen Wirkungsgrade für den Ein-/Auspeicherprozess sowie für den Speicherprozess selbst [19]. Während Ein- und Auspeicherwirkungsgrad als Maß für die Verluste im Zuge der Energieumformung angesehen werden können, beschreibt der Speicherwirkungsgrad die Energiemenge, die während der Energievorhaltung parasitär umgesetzt wird. Eine andere Möglichkeit die Verluste des Speicherprozesses zu beschreiben, stellt die Selbstentladungsrate dar, welche im Unterschied zum Wirkungsgrad jedoch einen direkten zeitlichen Bezug herstellt.

Aus ökonomischer Sicht sind die Kosten einer Technologie entscheidend für die Bewertung. Für Speichersysteme werden spezifische Leistungs- und Energiekosten unterschieden, wobei

hier nur die Kapitalkosten berücksichtigt werden [1]. Zur Ermittlung der spezifischen Kosten werden die Aufwendungen für die Energieumformungseinrichtung (spez. Leistungskosten) oder die Speichereinheit in Relation zum jeweiligen technischen Parameter gesetzt. In der Literatur lässt sich eine weite Spanne von spezifischen Kosten je Technologie finden, was auch bei Betrachtung der exemplarischen Werte für unterschiedliche Technologien in Tabelle 1 deutlich wird.

Tabelle 1 Parameterübersicht verschiedener Energiespeichertechnologien [20, 21]

Technologie	η in %	Leistungsdichte in W/kg	Energiedichte Wh/kg	Selbst- entladung	spez. P- Kosten in €/kW	spez. E- Kosten in €/kWh
Li-Ion	< 95	100 - 185	120 - 200	5 %/Monat	150	180 - 600
Redox-Flow	< 75	o. A.	30 - 70	0,4 %/Tag	1500	150
NaS	< 75	250	200	10 %/Tag	200	150 - 600
H ₂ / Gas	< 40	1000	580 – 33.300	<1 %/Monat	2000	6
Blei	< 85	o. A.	25	<0,4 %/Tag	150	100 - 250

Betriebsgrößen

Während der Nutzung sind weitere Parameter für einen ordnungsgemäßen Betrieb von Bedeutung. Eine zentrale Rolle nehmen dabei der state of charge (*SOC*, engl. Ladezustand) bzw. der depth of discharge (*DOD*, engl. Entladetiefe) ein. Beide Größen stellen ein Maß für den gegenwärtigen Energiegehalt im Verhältnis zur Kapazität dar und unterscheiden sich dabei lediglich in der Wahl der in Bezug gesetzten Größen. Bei der Bestimmung wird beim *SOC* auf die noch eingespeicherte Energiemenge E_{in} zurückgegriffen, beim *DOD* hingegen auf die bereits entnommene Energiemenge E_{out} – siehe Gleichung (2.3). Bei der Bestimmung des *SOC* ist die Wahl der Bezugskapazität von Bedeutung bei der Bewertung des Ladungszustandes. In der Normung ist diese jedoch nicht eindeutig festgelegt (Vgl. DIN 40729: „Der Ladungszustand ist das Verhältnis einer aktuellen Elektrizitätsmenge zu einer zugeordneten *n*-stündigen Kapazität einer Batterie.“, [22]). In Anlehnung an die unterschiedlichen Kapazitätsbegriffe lassen sich ebenfalls unterschiedliche *SOC* definieren, indem der aktuelle Ladungszustand ins Verhältnis zur theoretisch verfügbaren Kapazität (SOC_0), zur Bemessungskapazität (relativer *SOC*, SOC_r) oder zur verfügbaren Kapazität (praktischer *SOC*, SOC_p) gesetzt wird. Zur einfacheren Darstellung wird im Folgenden auf die Indizierung des *SOC* bei Verwendung von Bemessungsgrößen verzichtet.

$$SOC_p = \frac{E_{in}}{C_p} = 1 - DOD_p = 1 - \frac{E_{out}}{C_p} \quad (2.3)$$

Während der Nutzung treten Effekte auf, die zu einer Alterung des Speichersystems führen und als Folge die nutzbare Kapazität des Energiespeichers sowie die Lebensdauer reduzieren. Hier wird in der Literatur überwiegend zwischen einer nutzungsabhängigen und einer nutzungsunabhängigen Alterung unterschieden. Die Anzahl möglicher Vollzyklen beschreibt dabei ersteres und wird daher auch als Zyklentalterung bzw. Zyklenlebensdauer bezeichnet. Gebräuchlich ist dabei die Angabe einer Anzahl von Vollzyklen (vollständige Be- und Entladung), welche bis zu einer Kapazitätseinsenkung auf 80 % des Bemessungswertes durchfahren werden können. Dem gegenüber steht die kalendarische Alterung als rein zeitbezogene Komponente. Im Gegensatz zur zyklischen Alterung werden durch die kalendarische Alterung Effekte abgebildet, die auch im Standby oder bei Lagerung der Speichereinheit die Kapazität verringern. Während des Speicherbetriebs wird die Alterung durch den aktuellen Gesundheitszustand (*SOH*, engl.: state of health), welcher nach Gleichung (2.4) berechnet wird, abgebildet.

$$SOH = \frac{C_p}{C_N} \quad (2.4)$$

Da die Alterungsmechanismen je nach Technologie unterschiedlich ausgeprägt sind und analytisch nur mit hohem Aufwand bis teilweise gar nicht bestimmt werden können, wird für den *SOH* auf eine messtechnische Bestimmung der verfügbaren Kapazität zurückgegriffen [15].

Für Spezialanwendungen muss hingegen der Funktionszustand (*SOF*, engl.: state of function) eines Speichers beachtet werden. Dieser gibt die Fähigkeit eines Speichers an, eine vorher genau definierte Funktion zu erfüllen und wird vor allem dann angewandt, wenn die Kapazitätsänderung nur von sekundärer Bedeutung ist. Ein typisches Beispiel ist der Startvorgang durch eine Kfz-Bordbatterie, bei dem der Speicher eine hohe Spitzenlast erbringen muss und die Kapazität nur bedingt relevant ist.

2.3 Einsatzgebiet und Anwendungsfallübersicht

In Abhängigkeit des aus dem Einsatz resultierenden späteren Nutzens lassen sich unterschiedliche Anwendungsfälle für Speichersysteme ableiten. In Anlehnung an die für den Flexibilisierungsbedarf verantwortlichen Energieüberschüsse aus Kapitel 2.1 lassen sich die Anwendungen in netzdienlichen sowie marktdienlichen Speichereinsatz unterteilen, wobei netzdienliche Anwendungen primär zur Stabilität und/oder Qualität des elektrischen Systems beitragen. Ein marktdienlicher Einsatz zielt in erster Linie auf die Erzielung wirtschaftlichen Gewinns ab. Abbildung 7 zeigt eine Übersicht ausgewählter Anwendungsfälle.



Abbildung 7 Aufgabenfelder von Energiespeichern, nach [23]

2.3.1 Netzdienlicher Speichereinsatz

Die primäre Aufgabe von Energiespeichern im netzdienlichen Einsatz ist die Stabilisierung des Energienetzes. Es wird damit ein aktiver Beitrag der Anlagen gefordert, der über die Netzverträglichkeit hinaus geht, um einen ungestörten Netzbetrieb unter Einhaltung der technischen Grenzen zu ermöglichen [24]. Die Begrifflichkeit kann zudem auf „systemdienlich“ erweitert werden, sofern ein positiver Effekt für das gesamte Energiesystem (nicht nur Stromnetz) erzielt wird [1]. Eine direkte Stabilisierungswirkung ist beim Einsatz zur Bereitstellung von technischen Systemdienstleistungen festzustellen. Durch Erbringung von Regelleistung zur Frequenzstabilisierung bzw. von Blindleistung zur Spannungshaltung werden die Netzparameter innerhalb des vorgeschriebenen Toleranzband um den Nennwert gehalten. Der dafür notwendige technische und organisatorische Rahmen wird durch

Netzwerk Codes [25] und die einschlägigen Normen und Richtlinien [26, 27, 28, 29] festgelegt. Eine weitere gängige Einsatzmöglichkeit besteht in der Sicherstellung der Versorgungsqualität unmittelbar am Verbraucher als unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV). Insbesondere kritische Infrastrukturen, wie Krankenhäuser oder Mobilfunk- und Serveranlagen, nutzen USVs, um im Falle einer Störung den Versorgungsausfall auf typischerweise eine halbe Netzperiode (10 ms) [5] zu begrenzen und damit einen Totalausfall der Systeme zu verhindern. Neben der direkten Einflussnahme werden zukünftig verstärkt andere Betriebsweisen in indirekter Form einen netzdienlichen Beitrag leisten. Als (zusätzliche) Flexibilitätsoption helfen Energiespeicher beim Ausgleich zwischen dargebotsabhängiger Erzeugung und Energiebedarf. Daraus folgt nach [1, 5] unter anderem

1. Senkung der Residuallast,
2. Steigerung der lokalen Eigenverbrauchsquote,
3. Minderung des Netzausbaubedarfs,
4. Vermeidung von Einspeisemanagementmaßnahmen und
5. Entlastung von Einzelkomponenten (Leitungen, Transformatoren).

Der netzdienliche Speichereinsatz bringt damit auch volkswirtschaftliche Vorteile durch die Eindämmung von Netzausbaukosten, vermiedenen Entschädigungen für Einspeisemanagementmaßnahmen sowie einer effizienteren Energienutzung mit sich. Ein derartiger Einsatz bringt jedoch auch den Einsatz von standardisierten Informations- und Kommunikationskomponenten mit sich, um die Bereitstellung notwendiger Informationen zu gewährleisten und die Interaktion der Komponenten zu verbessern [1]. Damit einhergehend ist die Implementierung eines geeigneten Lademanagements in Verbindung mit einer für den jeweiligen Anwendungsfall ausgelegten Anlage zu nennen. Abbildung 8 zeigt die unterschiedliche Wirkung zweier Laderegime am Beispiel eines PV-Speichers.

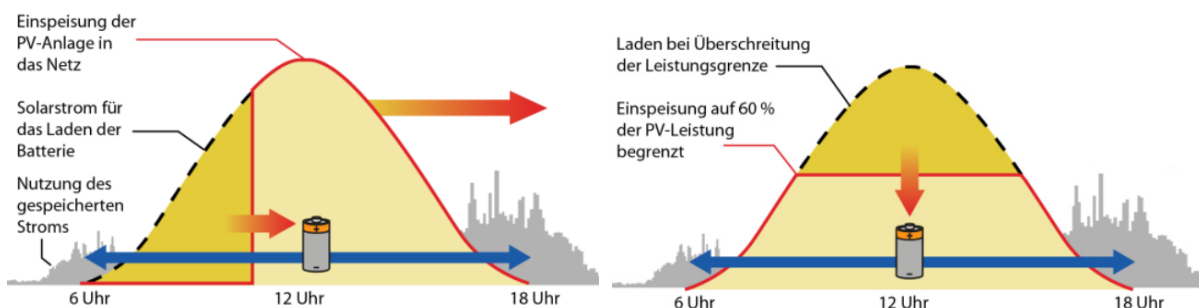


Abbildung 8 Laderegime im Vergleich: ungesteuertes Laden (rechts) und Peak-Shaving (links), nach [24]

Das in der rechten Abbildung dargestellte Peak-Shaving reduziert die Netzbelastung, indem die Einspeiseleistung begrenzt und die erzeugte Energie gleichmäßiger den Verbrauchern

zugeführt wird. Das ungesteuerte Laden in der linken Darstellung wirkt sich kontraproduktiv aus. Eine sofortige Einspeicherung führt ggf. zum Erreichen der Kapazitätsgrenze des Energiespeichers in den Mittagsstunden. Die produzierte Solarenergie kann dann nicht weiter eingespeichert werden und drängt mit maximalem Gradienten in das Netz, wodurch eine deutlich höhere Belastung beim Energiespeichereinsatz entsteht. Bei zu geringer Kapazität ist dies auch in der Peak-Shaving-Anwendung der Fall. Die richtige Dimensionierung des Energiespeichers ist daher entscheidend für eine größtmögliche Netzdienlichkeit.

2.3.2 Marktdienlicher Speichereinsatz

Neben den netzdienlichen Anwendungen lassen sich marktdienliche Anwendungen definieren, deren Fokus nicht auf der technischen Optimierung des Energiesystems liegt, sondern auf der Erzielung von betriebswirtschaftlichen Gewinnen. Prinzipiell können dafür drei unterschiedliche Ansatzpunkte genutzt werden, woraus sich Speichereinsatzfelder ableiten lassen:

- Steigerung von Erlösen,
- Senkung von Betriebskosten,
- Verbesserung der eigenen Marktposition.

Die Grenzen zwischen den einzelnen Kategorien sowie zu den netzdienlichen Anwendungen sind dabei fließend. Im Zusammenhang mit erneuerbaren Erzeugern geht eine Steigerung der Erlöse entweder mit einer Vergrößerung der eingespeisten Energiemenge oder mit einer Anpassung der Einspeisezeiten einher. Da die Energieproduktion nicht ohne weiteres gesteigert werden kann, ist die erste Variante insbesondere bei (netzbedingter) Zwangsdrosselung der Energieproduktion umsetzbar. Eine Absenkung der Einspeiseleistung wird in dem Fall nicht durch Minderung der Energieproduktion, sondern durch Einspeicherung des abgeregelten Leistungsanteils realisiert. Da diese Energie zu einem späteren Zeitpunkt wieder eingespeist werden könnte, eröffnet dies das Potential, die sonst fälligen Entschädigungszahlungen des Netzbetreibers zu verringern und gleichzeitig die nutzbare regenerative Energiemenge zu steigern. Darüber hinaus können Speicher seitens des EE-Anlagenbetreibers dafür eingesetzt werden, den angekündigten Einspeisefahrplan einzuhalten und Kapital aus dem Marktprämienmodell zu schlagen [30]. Das Ausbalancieren der Einspeisung sorgt dabei für einen zusätzlichen Bonus für die Einhaltung des Fahrplanes.

Im Verbrauchersektor werden Speicher hauptsächlich eingesetzt, um die Bezugskosten zu senken. Die Steigerung der Eigenverbrauchsquote von PV-Hausdachanlagen im privaten Bereich ist ein klassisches Beispiel für diese Anwendung und kann durch entsprechende Auslegung optimiert werden [31]. Anwendungsfelder mit weitaus größerem wirtschaftlichen

Potential ergeben sich in der Industrie. Der zusätzlich zum Arbeitspreis erhobene Leistungspreis sorgt für eine entsprechende Sensibilität gegenüber Lastspitzen. Diese können durch den Speicher in Form eines Lastmanagements ausgeglichen werden und fallen damit aus der Bilanz. Bei Großabnehmer (Energieverbrauch >10 GWh/a) besteht zusätzlich die Möglichkeit durch passendes Lastmanagement die Abgaben zu reduzieren. Gemäß § 19 Abs.2 der Netzentgeltverordnung (StromNEV) können individuelle Netzentgelte bei Nichtunterschreiten einer festgelegten Vollbenutzungsstundenzahl gewährt werden, wodurch sich die Abgaben um bis zu 90% reduzieren lassen.

Wird der Speicher separat im Strommarkt betrieben, ergibt sich für den Händler/Betreiber die Möglichkeit, von den Schwankungen des Börsenpreises zu profitieren. Im klassischen Arbitragehandel wird Energie zu Zeiten eines geringen Strompreises (off peak prices) bezogen und eingespeichert und anschließend zu Zeiten hoher Nachfrage (peak prices) wieder zurück in das Versorgungsnetz gespeist [11]. Der Speicherbetrieb verfolgt damit keinen physikalischen Zweck und zielt einzig auf einen maximalen Spread zwischen peak price und off peak price ab.

2.4 Systemintegration und regulatorischer Rahmen

2.4.1 Energiespeicher in der Gesetzgebung

Die Integration von Energiespeichern in das bestehende elektrische System ist an die allgemein geltenden Regularien für Zugang und Nutzung geknüpft. Die relevanten Passagen sind vordergründig im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) sowie im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zu finden. Die technisch/physikalische Grundlage für den Bezug oder die Einspeisung von Energie wird durch die Anschlusspflicht nach §17 EnWG geboten. Seit der Änderung vom 26.07.2011 sind hier neben Speichereinrichtungen zur Erdgasvorhaltung auch „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“ explizit in Abs. 1 genannt [32]. Der Anschluss von Energiespeichern ist im Vergleich zu weiteren Anlagen nach §§ 3, 8 EEG 2017 zusätzlich zu priorisieren, sofern die Ladung aus regenerativen Quellen erfolgt. Darauf aufbauend besteht nach § 20 EnWG für jedermann ein Anrecht auf Zugang zum elektrischen Versorgungsnetz, um den bestehenden physikalischen Anschluss zum Energieaustausch in den nachgelagerten Märkten zu nutzen. Auch hier besteht nach § 11 EEG 2017 ein Vorzugsrecht. Während das EnWG eine diskriminierungsfreie Netznutzung vorschreibt, privilegiert das EEG Anlagen, welche Strom aus erneuerbaren Energiequellen zur Verfügung stellen. Dieser Status wird auf Energiespeicher übertragen sofern die eingespeicherte Energie aus EEG-Anlagen stammt. Zusätzlich werden nach § 11 EnWG sowie §§ 8, 12 EEG 2017 die unter bestimmten Umständen bestehenden Möglichkeiten der Netzanschluss- bzw. –zugangsverweigerung eingeschränkt und der Netzbetreiber zur Anpassung

(Betriebsoptimierung oder Netzausbau) verpflichtet. Die indirekte Gleichstellung mit EEG-Anlagen unterstützt damit die Integration von Energiespeichern.

Angeschlossene Energiespeicher sind weiterhin verpflichtet sich gemäß §§ 13 ff. EnWG an Maßnahmen zur Aufrechterhaltung und Sicherung der Systemstabilität zu beteiligen. Dies gilt nach § 13a Abs. 1 für die Durchführung von marktbezogenen Maßnahmen, wie bspw. Regelenergie, oder der Aktivierung von Reserven ab einer Anlagenbemessungsleistung von 10 MW. Eine vergütete Wirk- oder Blindleistungseinspeisung kann dabei sowohl von betriebsfähigen oder in Revision befindlichen als auch von Anlagen, deren Betriebsfähigkeit zunächst herzustellen ist, gefordert werden. Darüber hinaus kann eine Stilllegung (vorrübergehend ab 10 MW, endgültig ab 50 MW) nach § 13b Abs. 4,5 durch den Netzbetreiber untersagt werden, sofern die Speicheranlage als systemrelevant gekennzeichnet ist. Des Weiteren werden Anlagen ab einer Bemessungsleistung von 100 kW durch das Einspeisemanagement (EisMann) nach § 14 EEG 2017 erfasst, was gemäß § 3 Abs. 1 EEG 2017 auch Speicheranlagen beinhaltet. Dem Netzbetreiber wird es damit ermöglicht, die Einspeiseleistung als präventive Maßnahme zur Vermeidung eines Engpasses zu reduzieren. Auf Grund der indirekten Gleichstellung profitieren Energiespeicher jedoch weiterhin von der Erstabnahmepflicht. Darüber hinaus können Energiespeicher als Netzreserve durch den Netzbetreiber vorgehalten werden. Die Reservekraftwerksverordnung (ResKV) schafft in § 8 Abs. 4 die notwendige Ausnahme von den Entflechtungsregelungen.

Mit einer Empfehlung der Clearingstelle des EEG wurden 2016 einige essentielle Rechtsunsicherheiten in Bezug auf die Einordnung von Energiespeichern geklärt [33]. Die lange Zeit offene Frage der Ausschließlichkeit der Beladung aus regenerativen Energiequellen gemäß § 3 Abs. 1 EEG 2017 wird insofern aufgelöst, als dass eine geringfügige Beladung mit nicht-regenerativ erzeugter Energie nicht zwangsläufig zum Verlust des Anlagenstatus i. S. d. EEG führt. Die damit verbundenen und im vorangegangenen Absatz erläuterten Anlagenprivilegien für Energiespeichersysteme bleiben damit auch bei Nachladung kleiner Energiemengen aus anderen Quellen erhalten. Der Anlagenbetreiber ist jedoch verpflichtet eine technische Notwendigkeit zum Zweck des Anlagenschutzes, z.B. vor Tiefentladung, durch Offenlegung des technischen Konzeptes nachzuweisen. Nicht weiter definiert wird das Ausmaß der geringfügigen Einspeicherung. Ein sofortiger Verlust des Anlagenstatus erfolgt im alternierenden Betrieb, also bei sogenannter Mischbeladung sowohl aus regenerativen als auch nicht-regenerativen Quellen. Auch in diesem Fall ist der Speicherbetreiber in der Nachweispflicht zur Wiedererlangung des EEG-Anlagenstatus. Eine rein bilanzielle Betrachtung zur Abgabe der nicht-regenerativ erzeugten Energie befindet sich noch in der

Diskussion [33]. Demnach existiert nach aktuellem Stand keine Regelung, wie ein entsprechender Nachweis erfolgen kann oder muss.

Die Clearingstelle ergänzt zudem eine im Gesetzestext fehlende Definition [34] des Stromspeicherbegriffs, welche hingegen im EnWG weiterhin nicht zu finden ist. Damit wird die Rechtsunsicherheit bezüglich der Einordnung einer spezifischen Anlage in den Bereich der Energiespeicher i. S. d. § 3 Nr. 1 EEG 2017 aufgelöst. Aus juristischer Sicht kann eine uneingeschränkte Einbeziehung von Energiespeichern in den Anlagenbegriff nicht vorgenommen werden, da die im Wortlaut benannte „Einrichtung“ zur Aufnahme elektrischer Energie nicht für jede Technologie (bspw. nicht für Batteriespeicher) legal identifizierbar ist. Auf Basis des § 3 Nr. 1 EEG 2009 wird jedoch der gesetzgeberische Wille zur Einbeziehung von elektrochemischen Speichern abgeleitet, da hier die Speicherung „als Wasserstoff oder chemische(r) Energie“ explizit genannt ist.

2.4.2 Entgelte und Gebühreumlage

Ebenso wie Erzeuger oder Verbraucher werden Energiespeicher mit staatlichen oder regulierten finanziellen Belastungen belegt. Der Kostenanteil für die Erzeugung und den Vertrieb der elektrischen Energie liegen einer Beispielrechnung der Bundesnetzagentur für 2017 bei 21,5 %, sodass beinahe 80 % des Endverbraucherpreises auf anderweitige Umlagen und Steuern zurückzuführen ist [35].

Da der Energiespeicherbegriff wie bereits ausgeführt jedoch gesetzlich nicht definiert ist und die Empfehlung nach [33] sich auf das Verständnis einzelner EEG-Paragrafen bezieht, herrscht Uneindeutigkeit in der Gebührenfrage. Das Energierecht behilft sich daher mit einer Aufteilung des Anlagenstatus je nach aktueller Betriebsart: Bei Einspeicherung gilt die Energiespeicheranlage i. S. d. EEG 2017 als Letztverbraucher, während Sie bei der Ausspeicherung den Status einer Erzeugungsanlage annimmt (§ 3 Nr. 43b EEG 2017). Daraus resultiert grundsätzlich eine doppelte Belastung durch die EEG-Umlage, welche jedoch durch die Ausnahmeregelung des § 61k Abs. 1 EEG 2017 ausgesetzt wird. Demnach wird die während der Einspeicherung anfallende EEG-Umlage, um die Höhe der bei der Ausspeicherung anfallenden Umlage gekürzt, siehe Abbildung 9.

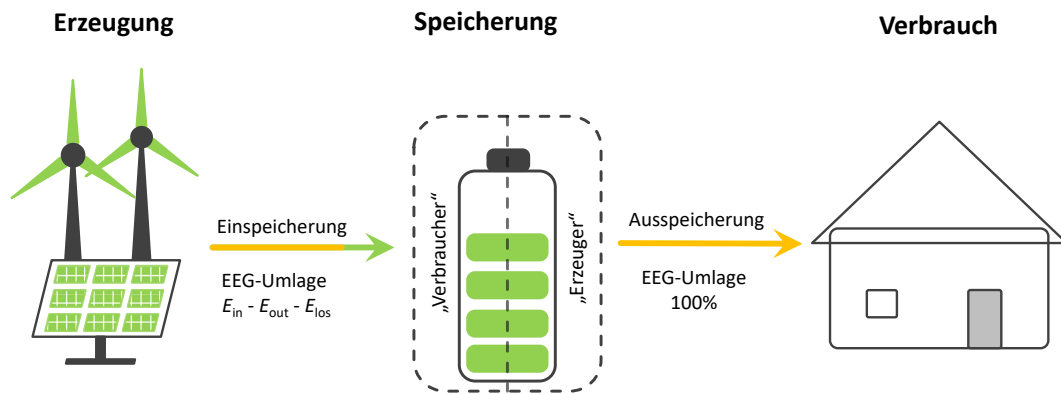


Abbildung 9 EEG-Umlage und Befreiung nach § 61k EEG 2017, nach [36]

Zusätzlich werden Verluste nicht mit der Umlage belegt und verringern ebenfalls das Einspeichersaldo [37]. Voraussetzung für die Kürzung ist eine nachvollziehbare Abrechnung und Energieerfassung über geeichte Messgeräte sowie die Einhaltung der Meldepflichten nach §§ 74, 74a EEG 2017. Nicht spezifiziert ist hingegen, inwieweit Energiemengen, die zur Versorgung von Sicherheitstechnik, Steuereinheiten, Lüftern oder sonstiger Peripherie von der Speicheranlage bezogen werden, mit der Umlage belegt werden [37]. Eine (Teil-) Befreiung von der EEG-Umlage ist zusätzlich möglich, sofern eine Eigenversorgung nach § 3 Nr. 19 EEG 2017 vorliegt und das öffentliche Netz nicht für den Energietransport genutzt wird. Der Betrieb zur Eigenversorgung ist jedoch nach § 27a EEG 2017 nur dann zulässig, wenn es sich um eine nicht durch das EEG geförderte Anlage handelt. Anlagen unterhalb der Bagatellgrenze von 10 kW installierter Leistung sind zur Eigenversorgung grundsätzlich vollbefreit.

Sofern das Netz der allgemeinen Versorgung genutzt wird, fallen Netzentgelte, entsprechend der Stromnetzentgeltverordnung, sowie Messentgelte, KWK-Umlage oder die Umlage für abschaltbare Lasten an [38]. Gemäß § 118 Abs. 6 EnWG kann jedoch eine Befreiung von der Netzentgeltspflicht gewährt werden, sofern der Energiespeicher netzgebunden arbeitet, d.h. die eingespeicherte Energie aus dem allgemeinen Versorgungsnetz bezogen und auch in dieses ausgespeichert wird. Die Befreiung ist auf 20 Jahre begrenzt und gilt nur für Anlagen, die sowohl

- a) nach dem 31.12.2008 errichtet wurden und
- b) nach dem 04.08 2011 und innerhalb von 15 Jahren in Betrieb genommen wurden

Der Gesetzgeber sieht weiterhin in einem engen Rahmen Steuervergünstigungen gemäß § 9 Stromsteuergesetz (StromStG) vor. Nach Abs. 1 Nr. 3 sind Anlagen mit einer Bemessungsleistung unterhalb von 2 MW steuerbefreit. Weiterhin ist laut § 12 StromStV (Stromsteuerdurchführungsverordnung) der § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG auf

Pumpspeicherkraftwerke (PSW) anzuwenden, sodass die dem Maschinensatz zugeführte elektrische Energie (und in potentielle Energie umgewandelte Energie) von der Steuer zu befreien ist. Paradoxer Weise gilt diese Steuererleichterung (bisher) ausschließlich für PSW. Eine entsprechende Übertragung der Regelung auf Batteriespeicher wurde vom Bundesfinanzhof zurückgewiesen [39]. Diese ungleiche Behandlung wurde mit Inkrafttreten des zweiten Gesetzes zur Änderung des Energiesteuer- und des Stromsteuergesetzes (2. EnergieStGuaÄndG) am 01.01.2018 teilweise behoben. Gemäß des neu eingeführten § 5 Abs. 4 StromStG können stationäre Batteriespeicher, die nicht der Eigenversorgung dienen, auf Antrag beim Hauptzollamt als Teile des Versorgungsnetzes anerkannt und auf diesem Weg von der Stromsteuer befreit werden. Der Speichereigenverbrauch zur Anlagensteuerung oder Zellklimatisierung wird in der Gesetzeserläuterung explizit von dieser Regelung ausgenommen, was die Frage eines zuverlässigen und anerkannten messtechnischen Nachweises aufwirft.

Weiterhin ist der Begriff „Batteriespeicher“ nicht näher erläutert. Eine genaue Abgrenzung, welche Technologien als Batteriespeicher i. S. d. StromStG zu verstehen sind (Vgl. Nomenklatur im EEG), konnte damit nicht geschaffen werden, was insbesondere für Hybrid- oder Zwischenlösungen, wie Redox-Flow-Speicher oder Power-Caps, nachteilig sein kann. Die Regelung geht zudem nicht ausreichend auf die Nutzung des Speichers ein, was eine Ausschließlichkeitsdebatte ähnlich der EEG-Regelung mit sich bringen kann. Es wird nicht näher erläutert, ob die eingespeicherte Energie exklusiv aus dem Versorgungsnetz bezogen werden darf oder ob auch eine Kombination mit dezentraler Erzeugungsanlage ohne Verlust der Steuerprivilegien gestattet wird.

Für sämtliche Regelungen der einzelnen Rechtsnormen ist daher eine inkonsistente und teils widersprüchliche Handhabung der Thematik festzuhalten. Weiterhin ist die inhaltliche Fokussierung auf einzelne beispielhafte Anwendungsfelder und Einsatzgebiete augenscheinlich. Als bisher einziger Ansatz zur Mehrfachnutzung wurde durch die Clearingstelle des EEG der Umgang mit Schwarmspeichern, d.h. der Zusammenfassung einer Vielzahl von kleineren PV-Haushaltsspeicher zur Regelleistungserbringung, diskutiert. Im Ergebnis wurde für diesen Anwendungsfall der EEG-Anlagenstatus aberkannt und somit eine Barriere für derartige Nutzungskonzepte geschaffen [40].

2.4.3 Normung und Standardisierung

Unabhängig von der gesetzlichen Behandlung werden technische Anforderungen an Energiespeichersysteme gestellt, die eine sichere Systemintegration ermöglichen. Obwohl diese keinen bindenden Charakter besitzen, greift der Gesetzgeber diese i.d.R. auf und verpflichtet zu deren Einhaltung. Für das elektrische Energiesystem sind laut § 49 EnWG ggf. i. V. m. § 10 Abs. 2 EEG 2017 insbesondere die Richtlinien des Verbandes der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. (VDE) sowie die Grundsätze des Deutschen Instituts für Normung e. V. (DIN) und weiterhin die europäischen Netzkodizes zu berücksichtigen.

Die Normungslandschaft weist in Bezug auf (elektrochemische) Energiespeicher bereits eine Vielzahl von Richtlinien auf. Die Mehrheit befasst sich jedoch mit Akkumulatoren als Starterbatterien oder Traktionsspeicher im Fahrzeugbereich [41]. In Bezug auf die Netzintegration gelten für Energiespeicher die allgemeinen Anschlussregeln der jeweiligen Netzebene (u.a.: VDE-AR-N 4105, TAB Mittelspannung, TAB Hochspannung, entso-e network codes). Ähnlich der rechtlichen Regelungen des EnWG/EEG gelten Speicher in Abhängigkeit der Energieflussrichtung entweder als Verbraucher (Einspeicherung) oder Erzeuger (Auspeicherung) und haben die jeweiligen Anforderungen zu erfüllen. Von besonderem Interesse sind dabei Maßnahmen zu Sicherung von Netzqualität sowie Stabilität, wie bspw. die automatische Leistungsanpassung bei kritischem Systemzustand (Über- und Unterfrequenz mit $\Delta f \geq \pm 200$ mHz) [42]. Für Energiespeicher gelten hierbei auf Grund der Anlagencharakteristika erhöhte Anforderungen in Bezug auf die Regelkonstanten (Anschwingzeit $t_{an} \leq 1$ s, Ausregelzeit, Einschwingzeit $t_{ein} \leq 10$ s) [42]. In der aktualisierten Version des FNN-Hinweises zu Speichern in der Niederspannung wird zudem die Einhaltung einer maximal zulässigen Phasenunsymmetrie von 4,6 kVA durch Anschluss von EE und Speicher auf derselben Phase gewährleistet. Spezieller befasst sich die VDE-Anwendungsregel VDE-AR-E 2510-2 mit Energiespeichern für das Niederspannungsnetz. Bezüglich der Netzintegration wird lediglich auf die Einhaltung der allgemeingeltenden Anschlussregeln und technischen Anschlussbedingungen verwiesen [43].

Auf internationaler Ebene ist die IEC 62933 für Planung, Installation und Betrieb von Energiespeichersystemen (ES) maßgebend. Die Anlagen sind dabei grundsätzlich so zu entwickeln, dass sie das Netz unterstützen und zur Systemsicherheit beitragen [44].

Im Zuge der Harmonisierung und Weiterentwicklung einzelner TAR wurden zwischen Oktober 2018 und März 2019 weitreichenden Änderungen in Form neuer Anwendungsregeln (VDE-AR-N 4100/4110/4120/4130) umgesetzt [45]. Ziel war die Umsetzung des neuen europäischen Network Code Requirements for Generators (NC RfG), welcher jedoch nur für Pumpspeicherkraftwerke Anwendung findet und alle weiteren Speichieranlagen explizit

ausschließt [46]. In den Entwürfen der AR-N 4100/4110 werden besondere Anforderungen an Speicher, ohne weitere Einschränkung zur Art des Speichers, definiert. Für den Erhalt eines gesetzlichen Vergütungsanspruches (EEG oder KWKG) ist ein Nachweis der „Herkunft“ der eingespeicherten Energie, getrennt nach Primärenergieträger zu erbringen [47].

Auf Basis des Gefährdungspotentials sind die Bereiche Sicherheit und Systemprüfung in vielerlei Anwendungsbereichen separat genormt. Hinzu kommen Regularien unabhängig von der Art der weiteren Speichernutzung (stationär, portabel, mobil, industriell) in denen Betrachtungen üblicherweise auf Technologieebene stattfinden. Für die Einhaltung ist jedoch in der Regel der Systemhersteller verantwortlich, sodass diese bei der Integration von stationären Systemen von nachrangigem Interesse sind. Eine Übersicht gibt Tabelle 2.

Tabelle 2 Übersicht von Standards aus dem Bereich Sicherheit, Prüfung und Kennzeichnung elektrochemischer Energiespeicher

	Bezeichnung	Inhalt
Allgemein	DIN IEC 62485-1 (Entwurf)	Sicherheitsanforderungen an Batterien und Batterieanlagen – Teil 1: Allgemeine Sicherheitsinformationen
	IEC/TR 62060	Secondary cells and batteries – Monitoring of lead acid stationary batteries – User guide
	DIN EN 50272	Sicherheitsanforderungen an Batterien und Batterieanlagen
	DIN EN 61427-2 (Entwurf)	Wiederaufladbare Zellen und Batterien für die Speicherung erneuerbarer Energien – Allgemeine Anforderungen und Prüfverfahren – Teil 2: Netzintegrierte
	DIN IEC 62933-5 (Entwurf)	Sicherheitsbetrachtungen in Zusammenhang mit netzintegrierten elektrischen Energiespeichersystemen (EES-Systemen) (IEC 120/74/CD:2016)
Nickelbatterien	DIN EN 60622	Akkumulatoren und Batterien mit alkalischem oder anderen nichtsäurehaltigen Elektrolyten – Gasdichte, wiederaufladbare, prismatische Nickel-Cadmium-Einzelzellen
	DIN EN 60623 (Entwurf)	Akkumulatoren und Batterien mit alkalischen oder anderen nicht-säurehaltigen Elektrolyten – Geschlossene prismatische wiederaufladbare Nickel-Cadmium-Einzelzellen
	DIN EN 62675	Akkumulatoren und Batterien mit alkalischem oder anderen nichtsäurehaltigen Elektrolyten – Prismatische wiederaufladbare gasdichte Nickel-Metallhydrid-Einzelzellen für industrielle Anwendungen
Bleibatterien	DIN EN 61056-1	Bleibatterien für allgemeine Anwendungen (verschlossen) – Teil 1: Allgemeine Anforderungen, Eigenschaften – Prüfverfahren
	DIN EN 60896	Ortsfeste Blei-Akkumulatoren Teil 11: Geschlossene Batterien – Allgemeine Anforderungen und Prüfverfahren Teil 21: Verschlossene Bauarten – Prüfverfahren

Lithium	DIN EN 62619 (Entwurf)	Akkumulatoren und Batterien mit alkalischen oder anderen nichtsäurehaltigen Elektrolyten – Sicherheitsanforderungen für Lithium-Akkumulatoren und -Batterien für die Verwendung in industriellen Anwendungen
	DIN EN 62620	Akkumulatoren und Batterien mit alkalischen oder anderen nichtsäurehaltigen Elektrolyten – Lithium-Akkumulatoren und -batterien für industrielle Anwendungen
	BVES/BSW/DGS	Sicherheitsleitfaden Li-Ionen-Hausspeicher Stationäre elektrische Energiespeichersysteme vorgesehen zum Anschluss an das Niederspannungsnetz
	VDE-AR-E 2510-50	Energiespeichersysteme Lithium-Batterien. Stationäre Energiespeichersysteme mit Lithium-Batterien – Sicherheitsanforderungen.
Redox-Flow	DIN EN 62932 (Entwurf)	Flow-Batterie-Systeme für stationäre Anwendungen Teil 1: Allgemeines, Terminologie und Definitionen Teil 2-1: Allgemeine Leistungsanforderungen und Prüfverfahren Teil 2-2: Sicherheitsanforderungen

Die Normenlandschaft ist zwar, wie eingangs erwähnt, bereits recht umfangreich jedoch keineswegs erschöpfend, was durch die unterschiedliche starke Normung einzelner Technologien verdeutlicht wird. Die gezielte Weiterentwicklung und Zusammenführung der bestehenden Standards zu einem Basisstandard je Technologie und weiteren Vertiefungen in Abhängigkeit unterschiedlicher Anwendungen wird daher angestrebt [41].

2.5 Lithium-Ionen-Speicher

Technologiebeschreibung

Unter der Bezeichnung Lithium-Ionen-Batterien wird eine Gruppe von Akkumulatoren mit ähnlicher chemischer Zusammensetzung umrissen. Das Materialkonzept ist dabei deutlich weniger einheitlich als bei Bleiakkumulatoren oder anderen Batterietechnologien, wie NiCd- oder NiMH-Batterien. Auf Grund der unterschiedlichen möglichen Zusammensetzungen und den jeweiligen Einflüssen auf die Batterieparameter, besteht bei Lithiumsystemen, trotz des bereits umfangreichen Einsatzes, nach wie vor großes FuE-Potential [5]. Die Gemeinsamkeit besteht in der Verwendung von gasförmigem Lithium, welches in den Elektrodengittern interkaliert ist. Das Prinzip sowie der Kernaufbau, dargestellt in Abbildung 10, ist für die Mehrzahl der Systeme identisch.

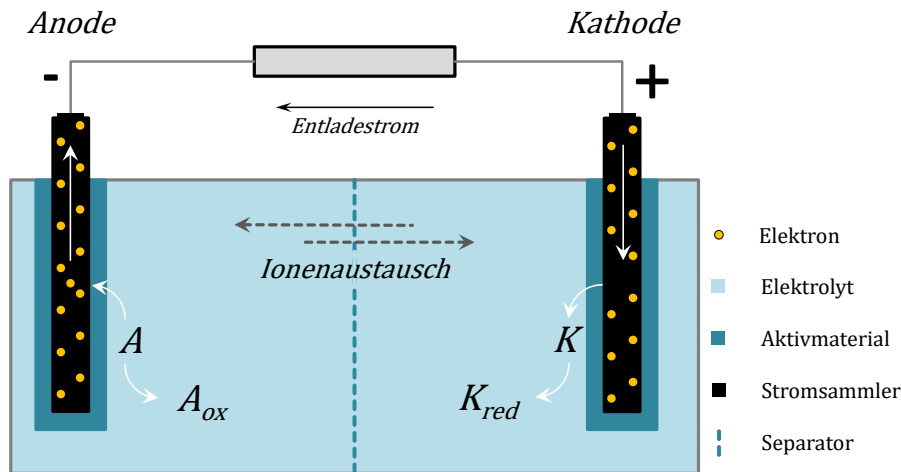
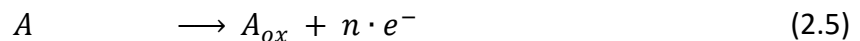


Abbildung 10 Aufbau einer elektrochemischen Zelle, frei nach [15]

Zwei Elektroden werden in einen mit einem Elektrolyten gefüllten Behälter getaucht und durch einen Separator räumlich voneinander getrennt. Während die Elektroden in der Regel das Aktivmaterial (den chemischen Speicher) darstellen, dient der Elektrolyt der inneren Ladungsträgerübertragung. Dieser Ladungsträgeraustausch ist chemisch mit einer Redoxreaktion verbunden. An der Anode (negative Elektrode) bildet das Aktivmaterial unter Abgabe von Elektronen (Oxidation, Gl. (2.5)) positivgeladene Kationen aus, die anschließend in den Elektrolyten übergehen. Über eine äußere leitfähige Verbindung gelangen die Elektronen zur Kathode (positive Elektrode) und rekombinieren dort mit Ionen des dortigen Aktivmaterials bzw. des Elektrolyten zu neutralen Atomen/Molekülen (Reduktion, Gl. (2.6)). Der Stromkreis wird über eine innere Ionenbrücke geschlossen, welche den Anionenaustausch durch den Separator ermöglicht.



Die eigentliche Energiespeicherung erfolgt dabei in der Formierung von elektrochemischen Bindungen der Aktivmaterialien. Im Gegensatz zu den bisher am Häufigsten eingesetzten Bleiakkumulatoren [5], welche auf dem Prozess der Rekonstitution beruhen, wird eine Zersetzung der Elektrode verhindert, was sich wiederum positiv auf die Lebensdauer auswirkt [48]. Neben der höheren Lebensdauer liegen die Stärken der Lithiumtechnologie in der hohen Energie- und Leistungsdichte sowie der geringen Selbstentladung [49, 50]. Der hohe Energiegehalt bringt jedoch auch gehobene Anforderung an die Sicherheit mit sich. Die Reaktionsfreudigkeit von Lithium und die konzentrierte Energie erschweren den Umgang mit der Technologie. Lithiumionenbatterien müssen daher mit einem aufwendigeren Überwachungs- und Steuerungssystem bis auf Zellebene versehen werden [15, 48]. Allein die Tatsache, dass die im Fall eines *thermal runaway* freigesetzte thermische Energie mehr als das

fünffache der elektrisch nutzbaren Energie beträgt, verdeutlicht die Notwendigkeit eindrucksvoll [15]. Hinzu kommen vergleichsweise hohe Kosten für Zellen und Batteriesysteme [16, 50].

Das derzeitige Haupteinsatzgebiet der Lithiumionentechnologie ist der 4C-Markt sowie der Verkehrssektor (Elektromobilität) [10]. Die Stärken des hohen Energiegehaltes kommen dort optimal zum Tragen. Auf Grund des abzusehenden Elektrofahrzeug-Roll-outs ist zudem von Skaleneffekten auszugehen, sodass die Technologiekosten gesenkt und die ökonomischen Nachteile gesenkt werden [21]. Im elektrischen Netz finden Lithiumakkumulatoren bisher Einsatz in der Spannungs- bzw. Frequenzregelung [16] sowie zukünftig auch in Form von Elektrofahrzeugen als mobile Speichern durch Vehicle-4-Grid-Anwendungen [51].

Vergleich mit anderen Speichersystemen

Im Vergleich mit weiteren Speichertechnologien zeigt sich, dass heute gängige und in höheren Leistungsklassen erprobte Energiespeicher konstruktionsbedingt nicht für einen weiteren, räumlich verteilten Zubau eignen (PSW, CAES) und zukünftig unabhängigerer Technologien benötigt werden. Einige der Alternativen (Power Caps, SMES) sind auf Grund der Leistungsklasse und/oder Speicherzeit jedoch nur bedingt für den Einsatz im Versorgungsnetz geeignet. Lithium-Ionen-Speicher Elektrochemische Speicher zeigen hier in Sachen Skalierbarkeit einige Vorteile, wie auch aus der Technologievorstellung hervorgeht. Die nachfolgende Tabelle verdeutlicht das große Potential sowie auch die Vorteile von Lithium-Ionen-Akkumulatoren im Vergleich zu anderen Batteriechemien.

Tabelle 3 Bewertung und Vergleich von Energiespeichersystemen anhand ausgewählter Kriterien

Technologie	Energie-dichte	Leistungs-dichte	Lebensdauer	Entwicklungs-stand	Investitions-kosten
PSW	---	----	+++	+++	○
Fly Wheel	-	++	+++	+++	--
CAES	--	k. A.	++	○	--
SMES	--	--	+++	++	---
Power-Cap	---	+++	+++	+++	---
Pb-Batterie	○	+	--	+++	+
Li-Ionen-Batterie	+++	++	○	++	-
ZEBRA	++	k. A.	○	○	--
Redox-Flow	○	k. A.	+++	+	---

Vgl. [11, 20, 52, 53, 5]

2.6 Derzeitige Auslegungsverfahren und Betriebsmodelle

Es existieren bereits verschiedene Ansätze zur Dimensionierung und Nutzung von Batteriespeichersystemen in der Literatur, wobei unterschiedliche Zielstellungen verfolgt werden. In [54] wird die optimale Positionierung und Dimensionierung verschiedener regenerativer Erzeuger sowie auch BES in zukünftigen Verteilnetzen diskutiert. Als Zielstellung wird die Maximierung des Kapitalwertes verfolgt, wobei sich auf die Initialplanung konzentriert wird. BES-spezifische Parameter wie Alterung, Arbeitsbereich oder Eigenverbrauch werden nicht berücksichtigt. Die Autoren in [55] führen eine Speicherdimensionierung zur Minimierung der Betriebskosten eingebetteter Micro Grids durch. Der Schwerpunkt liegt dabei jedoch auf der Anwendung und dem Vergleich einschlägiger Optimierungsmethoden in diesem Bereich, weshalb die Charakteristika der Technologien teils stark vereinfacht werden. Für den Betrieb wird sich auf einen rein bilanziellen Energieausgleich beschränkt. Eine ähnliche Problematik wird in [56] beleuchtet, wobei neben den ökonomischen Faktoren auch ökologische sowie Versorgungssicherheitsaspekte in die Zielfunktion einfließen. Die getroffenen Vereinfachungen sind ähnlich ausgeprägt. [57] untersucht den Einfluss spezieller Energieerzeuger auf die benötigte Speicherkapazität in einem Inselnetz. Ausgehend von einer vorher festgelegten Speichergröße wird eine potentielle Minderung durch zusätzliche Integration von Gezeitenkraftwerken untersucht. In [58] werden die Kennzahlen des Speichersystems in Kombination mit netzunabhängigen Windkraftanlagen auf Basis eines eigens eingeführten Systemindex durchgeführt. Der Fokus liegt auf der probabilistischen Methodik, weshalb insbesondere die Speichersysteme nur in geringer Tiefe modelliert werden. In [59] wird ein Ansatz vorgestellt den Zuverlässigkeitsherausforderungen in Micro Grids, welche sich durch stochastische Einspeiser ergeben, durch eine optimale Kombination aus Energiespeicher und Reservekraftwerken zu begegnen. In einer zweistufigen Optimierung werden Speichergröße und Reserve unter den Bedingungen geringer Kosten und gleichzeitig hoher Versorgungszuverlässigkeit ausgelegt. Eine Abschätzung der Lebensdauer wird bei der Bestimmung einer geeigneten Speichergröße und Betriebsbereich in [60] berücksichtigt. Der Speichereinsatz beschränkt sich dabei auf den Last- und Erzeugungsausgleich in isolierten Micro Grids. Ein weiterer Nutzungsansatz besteht in der Verbesserung des Systembetriebs. In [61] werden Energiespeicher mit dem Ziel dimensioniert, das zulässige Spannungsband einzuhalten und Blindleistungsverluste zu minimieren.

Neben der Speicherdimensionierung für die Anwendung in Inselnetzen und Micro Grids wird vor allem die Kombination mit unterschiedlichen regenerativen Erzeugern in der Literatur diskutiert. In [62] wird die Kapazität des Energiespeichers in Kombination mit einem

Photovoltaikkraftwerk bestimmt und die Zielfunktion als Optimum zwischen EE-Erzeugung und Speicherkosten definiert. Dabei werden zeitliche Unterschiede in Einspeisung und Energiepreis nicht jedoch die bereits erwähnten Anlagencharakteristika berücksichtigt. Gleiche Einschränkungen gelten für [63], wobei das Optimierungsziel in der Minimierung der langfristigen Durchschnittsenergiekosten sowie der Investitionskosten für den Energiespeicher besteht und mittels stochastischer Programmierung gelöst wird. In [64] unterstützt der Energiespeicher die Vermarktung der erzeugten PV-Energie am Day-ahead- sowie am Intraday-Markt und bietet weiterhin die Möglichkeit der Teilnahme am Sekundärregelleistungsmarkt. Die Größenauswahl erfolgt durch Simulation von drei festgelegten Speicherkonfigurationen und anschließender Sensitivitätsanalyse. Die Simulation beschränkt sich dabei auf die Leistungsbilanzierung unter Berücksichtigung der begrenzenden Randbedingungen (Speicherkapazität) und stellt die ökonomische Analyse in den Vordergrund. Als Erweiterung der Einzelspeicherauslegung wird in [65] ein Ansatz zur Auslegung eines Hybridsystems, bestehend aus BES und Pumpspeicherkraftwerk, mit dem Ziel einer optimalen Integration von Windkraftwerken vorgestellt. Basierend auf der Bilanz zwischen geplanter und tatsächlicher Winderzeugung am Anschlusspunkt wird der resultierende Differenzverlauf nach der diskreten Fourier-Transformation in niederfrequente und höherfrequente Leistungsänderungen unterschieden und den beiden Speichertechnologien zugeteilt. [66] erweitert diesen Auslegungsansatz um einen dritten Frequenzbereich und nutzt zusätzlich Power-Caps für sehr schnelle Änderungen. In beiden Beiträgen werden die Speichersysteme über ein einfaches Integratormodell ohne Berücksichtigung von Alterung oder Betriebspunktverhalten abgebildet.

Ein zweiter zentraler Aspekt der Speicherintegration, neben dem Systemdesign, wird in [67] mit der optimalen Betriebsweise von hybriden Speichersystemen diskutiert. Auslegung und Betrieb werden parallel durch den Pareto-Ansatz optimiert. Technologische Besonderheiten finden keine Berücksichtigung. Eine geeignete Betriebsweise unter technischen und / oder wirtschaftlichen Gesichtspunkten ist über alle Einsatzgebiete und Netzebenen von großer Bedeutung, um die Durchdringung von Speicheranlagen zu steigern. Eine Einsatzmöglichkeit, die in [52] vorgestellt wird, besteht in der Entlastung von Leitungen und Transformatoren in Niederspannungsnetzen. Die Betriebsweise begrenzt die Belastung auf 1 p.u. und vermeidet damit den Einsatz von Netzsicherheitsmaßnahmen zur Überlastungsprävention. Eine Absicherung einzelner Niederspannungsabschnitte durch BES wird in [68] vorgestellt. Schwerpunkt ist hierbei die Ansteuerung und Regelung der Inverter, um eine unterbrechungsfreie Versorgung des Netzabschnittes zu gewährleisten. Der vorgestellte Kontrollmechanismus nutzt das Beobachterprinzip zur optimalen Ansteuerung. Die Ergebnisse aus [69] zeigen weiterhin, dass die Zuverlässigkeit der Versorgung in Niederspannungsnetzen

durch den Einsatz intelligent gesteuerter Batteriespeicher gesteigert werden kann. Der vorgestellte und im Reallabor getestete Speicher erfüllt dabei die Anforderungen an die Fault-Ride-Through-Funktion und übt eine netzstützende Wirkung aus. In [70] verbessert der Batteriespeicher die Systemführung in einem Inselnetz. Der Steuerungsalgorithmus mit dem Ziel der Spitzenlastminimierung wurde mit Hilfe des interior-point-Verfahrens optimiert, wodurch die Lastverschiebung verbessert werden konnte. Für die höchste Ebene wird in [71] eine Form des Contingencies Management unter Einsatz von Energiespeichern vorgestellt. Die Autoren zeigen, dass die vorgeschlagene und vom N-1-Kriterium abweichende Bestimmung von Netzreserve durch den Speicherbetrieb weiter verbessert werden kann.

Ein weiteres Optimierungsziel besteht im Bereich der optimalen EE-Integration unter Einsatz von Energiespeichersystemen. In [72] wird bereits die Betriebsweise von Batteriespeichern in Verbindung mit PV-Hausdachanlagen im kleinen Maßstab betrachtet. Die Autoren entwerfen mit Hilfe von genetischen Algorithmen einen optimalen Einsatzplan zur Minimierung des häuslichen Energiebezugs unter geringstmöglichem finanziellem Aufwand. Ebenfalls im häuslichen Bereich sind die Untersuchungen in [73] angesiedelt. Unter Berücksichtigung von Echtzeit-Preisinformationen und der stündlichen Produktion von Solarenergie wird eine Profitmaximierung durch nichtlineare Programmierung durchgeführt. Eine ähnliche Betriebsweise, die jedoch gänzlich auf integrierte Erzeuger verzichtet, wird dagegen in [74] beschrieben. Durch Lastverschiebung beim Endverbraucher werden dabei Energiebezugskosten minimiert. Allerdings fungiert im Gegensatz zu der vorangegangenen Arbeit nicht der Energieverbrauch, sondern der prognostizierte und stündlich schwankende Endenergiepreis als Führungsgröße der Betriebsstrategie. In [75] wird ein hybrides Speichersystem bestehend aus BES und PSW zur Trennung von kurz- und langfristigen Energieausgleich eingesetzt. Durch die Minimierung der Einspeiseschwankungen wird die Integration von Windkraftanlagen vereinfacht und die Ergebnisse der Studie weisen eine Kostenreduktion durch die verbesserte Betriebsweise auf. [76] verfolgt eine vergleichbare Zielstellung für Windkraftanlagen. Der adaptive Betriebsführungsalgorithmus basiert jedoch auf einem stochastischen Ansatz und berücksichtigt stündliche Erzeugungs- bzw. Preisschwankungen. In [77] wird der Einsatz der selben Technologiekombination auf Basis einer wöchentlichen Erzeugungprognose geplant. Als Zielstellung werden die Rohstoffkosten konventioneller Energieerzeuger minimiert. Die Autoren in [78] beschränken ihre Untersuchungen auf PV-Anlagen bzw. auf die Bestimmung des Mehrwertes, der sich durch den Einsatz von Energiespeichern ergeben kann. Das Erzeugungsprofil wird dazu in repräsentative Szenarien unterteilt und anschließend mit dem Energiespeicher kombiniert. Eine Optimierung und Bewertung findet unter Berücksichtigung von Einspeisevergütung, Managementprämien und Vertragsstrafen sowie Speicherbereitstellungskosten für den PV-

Anlagenbetreiber statt. [79] vergleicht mehrere Betriebsstrategien PV-Speicher-Kombikraftwerke für die Teilnahme im Energiehandel und gleichzeitiger Vorhaltung von Sekundärreserve. Durch den koordinierten Speichereinsatz kann die Bereitstellung von Reserveleistung trotz Einspeiseschwankungen und unvorhersehbarem Regelleistungsabruf realisiert werden.

Ein rein marktoptimiertes System wird in [80] vorgestellt. Für die Kombination verschiedener regenerativer Erzeuger und Energiespeicher wird dabei eine Gewinnmaximierung am Energiemarkt durchgeführt. Die Charakteristiken der Teilnehmer werden dabei als Randbedingungen zur Entwicklung einer optimalen Bieterstrategie verwendet.

Die Literatur zeigt deutlich, dass der optimalen Auslegung sowie der auf das Anwendungsgebiet zugeschnittenen Betriebsweise von (Batterie-)Energiespeichern eine große Bedeutung beigemessen wird, um ein technisch wie wirtschaftlich optimales Ergebnis erzielen zu können.

Dennoch beschränkt sich die Mehrzahl der Autoren auf eine rein energetische Auslegung (Kapazität) ohne Berücksichtigung der Ein- und Ausspeicherleistung, obwohl dies ebenfalls einen Beitrag zu den Systemkosten leistet. Weiterhin werden bei der Nachbildung der Speichereinheit (zumeist als Integratormodell ausgeführt) in der Regel nur statische Ein-/Ausspeicherwirkungsgrade berücksichtigt. Eine Arbeitspunktabhängigkeit wird ebenso wie der benötigte Eigenverbrauch nicht abgebildet. Eine entscheidende Vereinfachung wird in der Nichtberücksichtigung von Alterungserscheinungen getroffen. Insbesondere bei der wirtschaftlichen Bewertung von elektrochemischen Speichern und deren Einsatz haben die Belastung des Batteriesystems und die dadurch bestimmte Lebensdauer einen großen Einfluss auf die Rentabilität einer Anwendung. Die im Vergleich zu anderen technischen Einrichtungen der Energietechnik deutlich geringere Lebensdauer des BES sowie die derzeit noch hohen Investitionskosten sind hierfür maßgeblich verantwortlich.

Im Bereich der Betriebsverfahren legen beinahe alle Autoren eine unifunktionale Betriebsweise zu Grunde. Lediglich 2 von 28 Literaturstellen ziehen eine Doppelnutzung der Speichereinheit in Betracht, wobei es sich in beiden Fällen um die Kombination aus Energie- und Sekundärreservemarkt handelt. Betriebsstrategien für die Mehrfachnutzung sind damit weitestgehend unbeachtet. Ebenso wird die Auswirkung von Mehrfachanwendungen auf die Systemauslegung und Lebensdauer nicht betrachtet.

3 Modellierung und Auslegung von Batteriespeichern

3.1 Einführung

Die Unterschiede der einzelnen Speichertechnologien, bezüglich Aufbau, Funktionsweise und Eignung für bestimmte Anwendungsfälle sowie in Investitions- und Betriebskosten, machen eine anwendungsfallabhängige Systemauslegung in Verbindung mit einer Analyse der optimalen Systemkonfiguration notwendig. Simulationsmodelle bieten durch die Nachbildung von Systemcharakteristika eine geeignete Basis und ermöglichen eine fundierte Aussage zu den aufgeworfenen Fragestellungen.

3.2 Mathematische Batteriespeichermodellierung

3.2.1 Generisches Modell

Die Modellbildung erfolgt nach einem mehrstufigen Ansatz, indem sowohl statische Aspekte, wie Spitzenleistung und Gesamtenergiebedarf, als auch dynamische Aspekte, wie Momentanleistung, Ladezustand und Betriebsgrenzen, berücksichtigt werden. Es wird dafür auf einen generischen Ansatz aus Abbildung 11 zurückgegriffen.

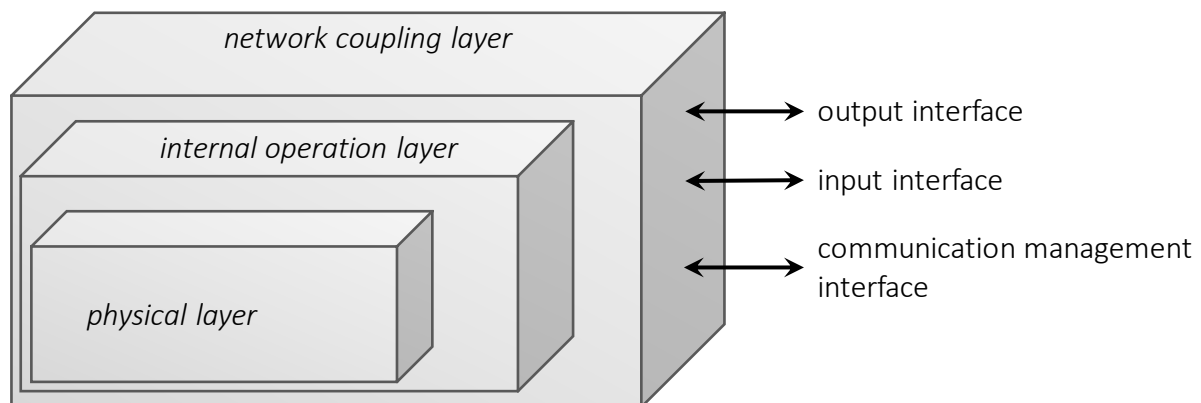


Abbildung 11 generische Layer- und Interface-Struktur der Speichermodellierung, nach [81]

Das Modell weist drei Stufen auf, wobei das *physical layer* die zentrale Komponente der simulierten Speichereinheit bildet. Innerhalb dieses Teilmodells werden die charakteristischen Eigenschaften der Energiespeichereinheit, welche maßgeblich durch die Batteriezelle repräsentiert wird, nachgebildet. Erweitert wird das Modell in der zweiten Stufe durch Zusatzkomponenten, die für einen Systembetrieb notwendig sind, im *internal operation layer* sowie durch die leistungselektronischen und Netzkoppelglieder mit ihren entsprechenden Charakteristika in der dritten Modellebene (*network coupling layer*).

Zur Einbindung in die Simulationsumgebung sind drei Schnittstellen vorgesehen, über die

- Leistungs- und Energiesollwerte (*input interface*),
- Leistungs- und Energieistwerte unter Berücksichtigung der internen Restriktionen und Anwendungsfälle (*output interface*), sowie
- externe Informationen zur Einsatzplanung und Entscheidungsfindung in unterschiedlichen Anwendungsfällen (*communication management interface*)

zwischen Speichermodell und Simulationsumgebung ausgetauscht werden.

3.2.2 Ansätze der Zellmodellierung

Für die Batteriezelle, als zentrale Komponente eines elektrochemischen Speichersystems, können unterschiedliche Modellierungsansätze gewählt werden. Das in der Literatur befindliche Spektrum erstreckt sich dabei von empirischen bis hin zu physikalischen Modellen sowie unterschiedlich ausgeprägten Hybridansätzen. Eine Übersicht ist in Tabelle 4 gegeben.

Tabelle 4 Klassifizierung verschiedener Batteriezellmodelle nach [97, 98]

Typ	Modell	empirisch	hybrid	physikalisch	
el.-chem.	rein elektrochemisch			✓	
	Lionsimba			✓	
	ECM elektrochemisch		✓		
elektrisch	Peukert's Modell	✓			
	Analytisch	Rakhmatov und Vrudhula		✓	
		Shepherd		✓	
		Nernst		✓	
		KiBaM		✓	
	ECM	Rint	einfach	erweitert	
		RC		✓	
		Thevenin (erster Ordnung)		✓	
		Dual Polarization (zweiter Ordnung)		✓	
		Künstliche neuronale Netze	✓		
Kombinierte Modelle	Analytisch, thermisch			✓	
	ECM thermisch		✓		
	Mechanisch		✓	✓	
Kombinierte Modelle	Elektro-thermisch		✓		
	Thermo-elektrochemisch		✓	✓	
	Thermo-mechanisch		✓	✓	

Darüber hinaus können einfache bilanzierende Modelle genutzt werden [82]. Diese Integratormodelle stellen die in der elektrischen Energietechnik am häufigsten verwendete Form der Energiespeicherabbildung dar (siehe Kapitel 2.5). Sie bringen den Vorteil einer sehr einfachen Umsetzbarkeit mit sich und können weiterhin eine sehr große Bandbreite an Technologien abdecken. Nachteilig ist jedoch die äußerst grobe Darstellung, die rein auf der Energiebilanz beruht. Es lassen sich weder technologiespezifische Charakteristika noch Zusatzkomponenten berücksichtigen. Darüber hinaus stellt es einen rein statischen Zusammenhang dar, welcher den Einfluss sämtlicher äußerer Bedingungen vernachlässigt.

Empirische Modelle nutzen systemtheoretische Ansätze, basierend auf Messwerten und Beobachtungen, zur Nachbildung des zu modellierenden Systems. Die exakten inneren Zusammenhänge werden dabei nicht betrachtet, da sich allein auf die resultierende Ausgabe bei Anregung des Systems fokussiert wird. Zu den bekanntesten Vertretern dieser Modellgruppe zählen die künstlichen neuronale Netze (KNN) sowie die Fuzzylogic. Während KNN mit Hilfe eines Datensatzes trainiert werden, um das reale Ein-Ausgabe-Verhalten zu erhalten, nutzt die Fuzzylogic die Theorie der „unscharfen Mengen“, wodurch das System Zustände jenseits des Binären erfassen kann. Mit diesen Ansätzen lassen sich zum Teil recht komplexe Systeme nachbilden, ohne die physikalisch-chemischen Zusammenhänge erfassen zu müssen. Die Fokussierung auf eine mess- und erfahrungsbasierte Modellierung bringt jedoch gewisse Nachteile mit sich. Die Aussagekraft des Modells ist in hohem Maße an die Qualität und Quantität der zugrundeliegenden Messungen und Beobachtungen geknüpft. Eine hinreichende Genauigkeit und Aussagekraft kann nur durch entsprechendes Training mit aufwendig zu ermittelnden Messdatensätzen erfolgen. Weiterhin fließen nur die Systemeigenschaften in das Modell ein, welche im Rahmen der Messung/Beobachtung festgestellt werden konnten. Es besteht somit die Gefahr eine Verfälschung auf Grund stochastisch aufgetretener Extrema bzw. deren Ausbleiben.

Einen Sonderfall der empirischen Modellierung stellt das Peukert-Modell dar, welches einen Zusammenhang zwischen der zum gegenwärtigen Zeitpunkt verfügbaren Kapazität C_p (Peukertkapazität) und dem Entladestrom I unter Einbeziehung des Zelltyps herstellt. Die ursprüngliche Form, welche für eine Belastung von $I = 1$ A entwickelt wurde, lässt sich durch zusätzliche Berücksichtigung der Bemessungskapazität C_N sowie des Bemessungsstromes I_N in eine allgemeine Form überführen, wobei der Einheitenkorrekturterm entfällt. Gleichung (3.1) zeigt die dem Modell zu Grunde liegende Peukert-Gleichung, wobei der Peukert-Faktor k für die unterschiedlichen Zellchemien experimentell zu ermitteln ist.

$$t = \frac{C_p}{I^k} \cdot (1A)^{k-1} = \frac{C_N}{I_N} \cdot \left(\frac{I_N}{I}\right)^k \quad (3.1)$$

Die ausgegebene Entladezeit t berücksichtigt damit die inneren Verluste, ohne die dafür verantwortlichen Abläufe nachbilden zu müssen.

Der Vorteil dieser Modelle liegt in der Entkoppelung von Nachbildung und physikalischem Hintergrund, sodass eine Modellbildung ohne tiefgreifendes Verständnis der inneren Größen und Zusammenhänge erfolgen kann. Insbesondere bei hochkomplexen Systemen oder Systemen, bei denen die inneren Vorgänge (noch) nicht ausreichend bekannt sind, kommt dies zum Tragen.

Ein gegenteiliger Ansatz besteht in der physikalischen Modellierung der Akkumulatoren. Das Augenmerk liegt dabei in der möglichst exakten Nachbildung der grundlegenden inneren Zusammenhänge des Systems, was im Falle einer Batteriezelle den physikalisch-chemischen Reaktionsabläufen entspricht. Auf Grund dieser Ausrichtung werden derartige Modelle auch als fundamentale Modelle bezeichnet [82]. Grundlage dieser ist die Formulierung mathematischer (Differential-) Gleichungen und Funktionen, die die Abläufe ausreichend charakterisieren. Die Modelle sind daher überwiegend analytischer Natur. Der (rein) elektrochemische Ansatz, und im Speziellen das LIONSIMBA Framework [83] für Lithiumsysteme, ist ein bekannter Vertreter dieser Kategorie.

Physikalische Modelle bieten den höchstmöglichen Grad an Genauigkeit, da sie auf kausalen Zusammenhängen und nicht auf phänomenologische Beschreibungen beruhen. In der Praxis gestaltet sich diese Nachbildung jedoch oft als schwierig, da ein umfassendes Wissen, um die inneren Abläufe zwingend erforderlich ist, um die beschreibenden Gleichungssysteme formulieren zu können. Darüber hinaus mangelt es oftmals an notwendigen Koeffizienten der einzelnen Gleichungen für eine ausreichende Modellbeschreibung.

Halb-empirische bzw. hybride Ansätze bilden eine Zwischenlösung, da sie Eigenschaften beider Kategorien vereinen. Der Ansatz entspricht zunächst der Black-Box-Modellierung, da das Hauptaugenmerk auf der Nachbildung des Ein-Ausgangsverhaltens auf Basis von Messreihen und Beobachtungen liegt. Die Beschreibung erfolgt dann mit Hilfe von analytischen Gleichungen, die in der Regel jedoch nicht die komplexen inneren (Teil-) Vorgänge an sich abbilden. Es werden Äquivalenzen zwischen realem Verhalten und den in dem jeweiligen Fachgebiet auftretenden Basisgleichungen genutzt, um das System zu beschreiben. In der Elektrotechnik wird dieser Ansatz vielfältig in Form von elektrischen Ersatzschaltbildern (ECM, electrical equivalent circuit model) angewandt. Die Grundlage dieser Darstellung basiert auf dem Helmholtz-Satz [84], auch als Helmholtz-Thevenin-Theorem oder Thevenin-Theorem bekannt, wonach sich jedes lineare elektrische Netzwerk

bezüglich seines Klemmverhaltens durch eine Reihenschaltung aus Ersatzspannungsquelle und Ersatzimpedanz abbilden lässt [85]. Abbildung 12 zeigt ausgewählte ECM-Beispiele.

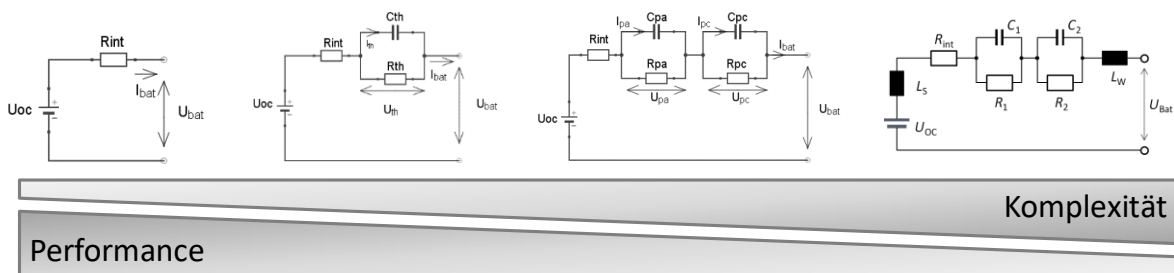


Abbildung 12 Ersatzschaltbilder und Vergleich unterschiedlicher Batteriemodelle, v.l. RINT-Modell, Thevenin-Modell, Dual-Polarization-Modell, Randler-Modell, nach [86, 87, 88]

Das RINT-Modell repräsentiert das einfachste ECM einer Batteriezelle und besteht aus lediglich 2 Komponenten [89]. Die Leerlaufspannung U_{OC} wird mit Hilfe einer idealen Spannungsquelle abgebildet und durch einen in Reihe geschalteten Innenwiderstand R_{int} ergänzt, welcher für das Modell namensgebend ist. Entsprechend Gleichung (3.2) können mit dem Modell bereits in der einfachsten Form und bei fester Parametrierung interne Verluste in Abhängigkeit des entnommenen oder eingepprägten Stromes berücksichtigt werden.

$$U_{bat} = U_{OC} - I_{bat} \cdot R_{int} \quad (3.2)$$

Der Vorteil des Modells liegt eindeutig im einfachen Aufbau in Verbindung mit einer vertretbaren Genauigkeit. Bei entsprechender Parametrierung und Hinterlegung von Kennlinien können auch Abhängigkeiten der Modellgrößen vom Ladezustand, Temperatur oder Alterungsgrad berücksichtigt werden, wodurch sich die Genauigkeit steigern lässt und sich der Typus von empirisch-analytisch in halb-empirisch verschiebt. Für dynamische Prozesse ist das Modell jedoch gänzlich ungeeignet, da es nur über passive Elemente verfügt [86].

Eine erste Erweiterung des RINT-Modells stellt das Thevenin-Modell dar. Durch ein zusätzliches in Reihe geschaltetes RC-Glied wird das dynamische Spannungsverhalten einer Batteriezelle nachgebildet. Äquivalent zum Basismodell werden innere Verluste an Kontakten und Elektroden durch den ohmschen Widerstand repräsentiert. Das RC-Glied, bestehend aus dem Polarisationswiderstand R_{Th} und der Polarisationskapazität C_{Th} , modelliert das chemische Reaktionsverhalten an den Oberflächen der Elektroden sowie den Ionentransport mit seinem charakteristischen PT1-Verhalten, siehe Gleichung (3.3)

$$U_{bat} = U_{OC} - U_{Th} - I_{bat} \cdot R_{int} \quad (3.3)$$

$$\dot{U}_{\text{Th}} = -\frac{U_{\text{Th}}}{R_{\text{Th}}C_{\text{Th}}} + \frac{I_{\text{Bat}}}{C_{\text{Th}}}$$

In seiner Grundform ist dieses Zellmodell mit statischen Werten parametrisiert, sodass keine Korrelation zum Ladezustand oder der Temperatur hergestellt werden kann. Dies geht zu Lasten der (dynamischen) Modellgenauigkeit geht [89]. Verschiedene Ansätze die Genauigkeit zu erhöhen bestehen u.a. im Einsatz paralleler Zweige mit unterschiedlicher Parametrierung für Lade- und Entladevorgänge oder in der Hinterlegung von Kennlinien zur Nachbildung der SOC-Abhängigkeit. Beides steigert jedoch den Simulationsaufwand und geht damit zu Lasten der Rechengeschwindigkeit [90]. Nichtsdestotrotz weist das Thevenin-Modell, auch in erweiterter Form, das ausgewogenste Verhältnis zwischen Genauigkeit und Rechenaufwand auf.

Sofern ein höherer Grad an Genauigkeit im Vordergrund steht, kann auf das Dual-Polarization-Modell zurückgegriffen werden. Dieses erweitert wiederum das Thevenin-Modell um ein zweites RC-Glied, weshalb es auch als *second order model* bezeichnet wird. Das dynamische Verhalten lässt sich mit Hilfe des zweiten RC-Gliedes nochmals verfeinern, da Konzentrationspolarisation und Aktivierungspolarisation getrennt voneinander behandelt werden [86]. Das elektrische Verhalten wird durch die Gleichungen (3.4) beschrieben.

$$U_{\text{Bat}} = U_{\text{OC}} - U_{\text{pa}} - U_{\text{pc}} - I_{\text{Bat}} \cdot R_{\text{int}}$$

$$\dot{U}_{\text{pa}} = -\frac{U_{\text{pa}}}{R_{\text{pa}}C_{\text{pa}}} + \frac{I_{\text{Bat}}}{C_{\text{pa}}} \quad (3.4)$$

$$\dot{U}_{\text{pc}} = -\frac{U_{\text{pc}}}{R_{\text{pc}}C_{\text{pc}}} + \frac{I_{\text{Bat}}}{C_{\text{pc}}}$$

Weitere Effekte, wie die Ladungsträgerdiffusion zwischen den Elektroden, lassen sich durch klassische Elemente nicht ausreichend annähernd. Um diese dennoch innerhalb eines ECM darstellen zu können, wurde durch den Physiker Emil Warburg eine nach ihm benannte Ersatzimpedanz entwickelt. Im Randler-Modell [88] kommt diese, neben den aus dem Dual-Polarization-Modell bekannten Elementen, zum Tragen, um das Verhalten am oberen Ende des Nyquist-Diagramms (niedrige Frequenzen) mit Hilfe einer „undurchlässigen Wand“ zu beschreiben [87]. Eine weitere zusätzliche Induktivität komplettiert das Modell und vervollständigt das Impedanzspektrum für sehr hohe Frequenzen.

Das Randler-Modell bietet damit das größte Maß an Genauigkeit und empfindet die inneren Vorgänge am besten nach. In der Praxis kommt es auf Grund seines hohen Parametrierungsaufwandes, der dafür benötigten langen Messprozeduren und der teuren

Messtechnik jedoch selten zum Einsatz. Zur Erfassung hochdynamischer Prozesse an der Zelle eignet es sich jedoch besser als die zuvor vorgestellten Modelle [87].

Alle ECM bieten im Vergleich zu anderen Modellierungsmethoden eine einfache Kaskadierbarkeit und damit eine Möglichkeit der Kopplung mit weiteren Modelltypen. An Hand der Impedanzanteile lässt sich die Verlustleistung unmittelbar bestimmen und als Eingangsgröße für ein thermisches Modell heranziehen. Zelltemperatur, Spannungsverlauf und Ladezustand können ihrerseits in ein Lebensdauermodell einfließen [82].

3.2.3 Modellierung des Alterungsverhalten

Einflussfaktoren und deren Berücksichtigung

Aufgrund der relativ kurzen Lebensdauer von Batteriespeichern im Vergleich zu anderen Netzbetriebsmitteln, sind das Alterungsverhalten und eine realistische Lebensdauerabschätzung bedeutsam für die System- und Anwendungsbewertung. Das Maß der Alterung wird durch die Umgebungs- und Betriebsbedingungen beeinflusst. Zu den äußeren Haupteinflussgrößen zählen die mechanische Beanspruchung sowie die Zelltemperatur. Mechanische Einflüsse können in elektrischen wie mechanischen Kontaktschwächen resultieren und damit den Ausfall von Aktivmaterial fördern [15]. Die Temperatur bestimmt maßgeblich die Reaktionsfreudigkeit der Materialien und damit das Auftreten sowohl gewollter als auch ungewollter chemischer Reaktionen. Je nach Zellchemie führen erhöhte Temperaturen zu unterschiedlichen Auswirkungen, wie bspw. Korrosion des Elektronenableiters in Bleibatterien oder Ausbildung von Kristalldendriten bei NiCd-Batterien [15]. Während die Korrosion zu einer Abnahme der Leitfähigkeit des Ableiters führt, mündet ein stetiges Dendritenwachstum in einem internen Kurzschluss der Zelle. In Lithiumbatterien verstärken hohe Temperaturen die Ausbildung einer SEI-Schicht (engl. solid electrolyte interface) an der Anode [48]. Durch Zersetzung des Elektrolyten wird die Interkalation von Lithium in das Graphitgitter erschwert und die Elektrode teilweise passiviert.

Diese äußeren Einflüsse sind bei ungesteuertem Einzelzellbetrieb (bspw. 4-C-Anwendung) von großer Relevanz. In größeren Systemen, wie stationären Speichern, können mechanische Einflüsse auf Grund von Einhausung jedoch vernachlässigt werden. Die Überwachung und Regelung der Zelltemperatur wird insbesondere bei Lithiumsystemen durch das Batteriemanagementsystem (BMS) sowie ein integriertes Kühlsystem übernommen, die in dem hier aufgestellten Model gesondert berücksichtigt werden (siehe Abschnitt 3.2.4). Es kann daher davon ausgegangen werden, dass die Temperatur innerhalb der zulässigen Grenzen gehalten wird und damit der direkte Einfluss auf die Zellalterung ebenfalls vernachlässigt werden kann.

In die betrieblichen Einflüsse fließen Art und Häufigkeit der Nutzung ein. Ähnlich der Temperatur führt eine falsche Betriebsweise zu erhöhter Alterung des Systems. Insbesondere die Tiefenentladung und Überladungen sind im Betrieb zu vermeiden, um die betriebsbedingte Alterung einzudämmen. Die Folgen eines falschen Betriebs wirken sich wiederum auf die einzelnen Technologien in eigener Art aus. Während eine Überladung bei Bleisäurebatterien zu Ausgasung und damit Konzentrationsveränderungen des Elektrolyten führt und leicht durch Wiederauffüllen behoben werden kann, beschleunigt bereits eine leichte Überladung die angesprochene und für die kalendarische Alterung von Lithiumbatterien verantwortliche Ausbildung der SEI-Schicht [15]. Die Überladung bildet damit auch den größten Degradationseinfluss für Lithiumakkumulatoren. Die Tiefenentladung bedingt bei Lithiumzellen einen Abbau den Stromableiters, wodurch Kurzschlüsse durch das gelöste Metall drohen. Aber auch bei Betrieb innerhalb der Betriebsgrenzen kann ein Kapazitätsverlust drohen. Eine hohe Belastung der Zellen kann zu Dendritenbildung (Blei) oder auch Leitfähigkeitsminderung (NiCd) führen. Für Lithium stellt eine hohe Belastung einen weiteren Verstärkungsfaktor der Passivierung der Elektroden dar und verstärkt damit den unumgängliche Alterungseffekt, der durch permanente Umordnung der Aktivmaterialien bei jedem Zyklendurchlauf auftritt [48].

Ähnlich der äußeren Einflüsse kann ein Teil der betriebsbedingten Alterungseinflüsse durch die Systemtechnik ausgemerzt werden. Dies gilt vor allem für Tiefen- und Überladung, welche als Teil des Sicherheitsmanagements des BMS zu verhindern sind. Ähnliches gilt für eine Überbelastung der Zellen. Zusätzlich kann der Belastungseinfluss durch eine geeignete Auslegung der Speichereinheit und Berücksichtigung der technologischen Grenzen sowie des allgemeinen Stands der Technik eingeschränkt werden. Dieser Ansatz findet bei der späteren Systemauslegung in Kapitel 3.3 Anwendung. Die Alterung kann damit auf den, insbesondere für Lithiumbatterien, Hauptfaktor – die regelmäßige Zyklisierung – begrenzt werden.

Zyklentalterung und Zyklientiefe

Im Rahmen dieser Arbeit werden zwei Verfahren mit unterschiedliche Kennwerten für die Bewertung herangezogen. Beide basieren auf der Zyklenlebensdauer, welche sich als bevorzugtes Maß der Alterung etabliert hat. Als Basis der Überlegungen werden die folgenden Zyklenbegriffe, entsprechend dem gängigen Verständnis innerhalb des Fachbereichs, zugrunde gelegt.

Vollzyklen: Als Vollzyklus wird ein zeitlich zusammenhängender Vorgang bestehend aus einer jeweils vollständigen Be- und Entladung in Höhe der Bemessungskapazität des Systems bezeichnet. Dabei wird ein vollständiger monotoner Verlauf des SOC von 0 % - 100 % - 0 % bzw. 100 % - 0 % - 100 % als Ermittlungsgrundlage herangezogen.

Teilzyklen: Als Teilzyklus wird ein zeitlich zusammenhängender Vorgang bestehend aus einer Be- und Entladung mit jeweils energetischem Umsatz unterhalb der Bemessungskapazität des Systems bezeichnet. Ein Teilzyklus gilt als abgeschlossen, sofern der ursprüngliche Ladezustand wieder erreicht wird.

Halbzyklen: Als Halbzyklus wird ein monotoner Vorgang bezeichnet, welcher einen Be- oder Entladevorgang beschreibt. Der Energieumsatz kann sowohl der vollen Bemessungskapazität (i.d.R. ohne Angabe der Zyklientiefe) als auch eines Teils dieser (Angabe der Zyklientiefe erforderlich) entsprechen. Zwei aufeinanderfolgende Halbzyklen der vollen Bemessungskapazität bilden damit einen Vollzyklus.

Zyklientiefe: Mit Hilfe der Zyklientiefe (engl.: depth of discharge range $DODr$.) wird die Ausprägung eines Teil- oder Halbzyklus beschrieben. Die Angabe erfolgt in Relation zur Bemessungskapazität und kann zwischen 0 % und 100 % liegen.

Garantiezyklen: Die Angabe von Garantiezyklen entspricht der vom Hersteller angegebenen zyklischen Lebensdauer eines elektrochemischen Speichers und erfolgt üblicherweise in Form von Vollzyklen. Es wird dabei versichert, dass während des Durchfahrens der angegebenen Zyklenzahl das Kriterium zum Lebensdauerende ($C \leq 0,8 \cdot C_N$) nicht erreicht wird.

Eine weit verbreitete Methode zur Ermittlung der zyklischen Alterung stellt die Bestimmung äquivalenter Vollzyklen (engl. full cycle equivalent, FCE) nach Gleichung (3.5) dar.

$$FCE = \frac{1}{2 \cdot C_{\text{Stor}}} \cdot \sum_{i=1}^n |E_i| \quad (3.5)$$

Das Verfahren setzt die während des Betriebs betragsmäßig umgesetzte und über alle Zyklen n aufsummierte Energie E_i ins Verhältnis zur Speicherkapazität C_{Stor} und bestimmt damit einen Vergleichswert zum Betrieb, bestehend aus Vollzyklen. Teilzyklen mit einer Entladetiefe unterhalb von 100 % wirken sich jedoch weniger stark auf die Alterung des Gesamtsystems aus [91, 60, 92], weshalb die Angabe des FCE lediglich als erste Näherung zu betrachten ist und den Einfluss der Betriebsweise auf die Lebensdauer außer Acht lässt.

Eine realistischere Abschätzung kann mit Hilfe des in [93] beschriebenen Verfahrens getroffen werden. Auf Grund der Tatsache, dass mit zunehmender Zyklientiefe der Grad an umgesetztem Aktivmaterial in den Zellen steigt und damit vermehrt ungewollte Seitenreaktionen stattfinden, wird die Lebensdauerbetrachtung hierbei nicht auf Vollzyklen beschränkt. Für Zyklen unterschiedlicher Entladetiefe wird eine adäquate Anzahl definiert und

somit der differierende Alterungsbeitrag berücksichtigt. Für die unterschiedlichen Zyklierungstiefen wird im Rahmen dieser Arbeit die Verteilung (siehe Abbildung 13) nach [91] zu Grunde gelegt. Die dargestellten Messwerte entsprechen den Garantiezyklen bei Einhaltung der zugeordneten Zyklierungstiefe. Durch Anfitzen der Datenpunkte wurde die in Gleichung (3.6) dargestellte Funktion der Garantiezyklenzahl N in Abhängigkeit der Zyklierungstiefe $DODr$ ermittelt.

$$N = c_1 \cdot (DODr)^{c_2} \quad (3.6)$$

Aus dem funktionellen Zusammenhang ergibt sich, dass der Koeffizient c_1 der vom Hersteller bereitgestellten Garantiezyklenzahl mit einem $DODr$ von 100 % entspricht, was eine einfache Übertragbarkeit auf andere Lebensdauerangaben gewährleistet. Mit Hilfe der ermittelten Gleichung und der üblichen Herstellerangabe von garantierten Vollzyklen kann für jede Zyklierungstiefe $DODr$ eine korrespondierende Anzahl von virtuellen Garantiezyklen N festgestellt werden. Abbildung 13 zeigt den sich daraus ergebenden Verlauf der Zyklenverteilung (Fitting-Funktion) sowie die zugrunde gelegte Messwertverteilung der Zyklenlebensdauer.

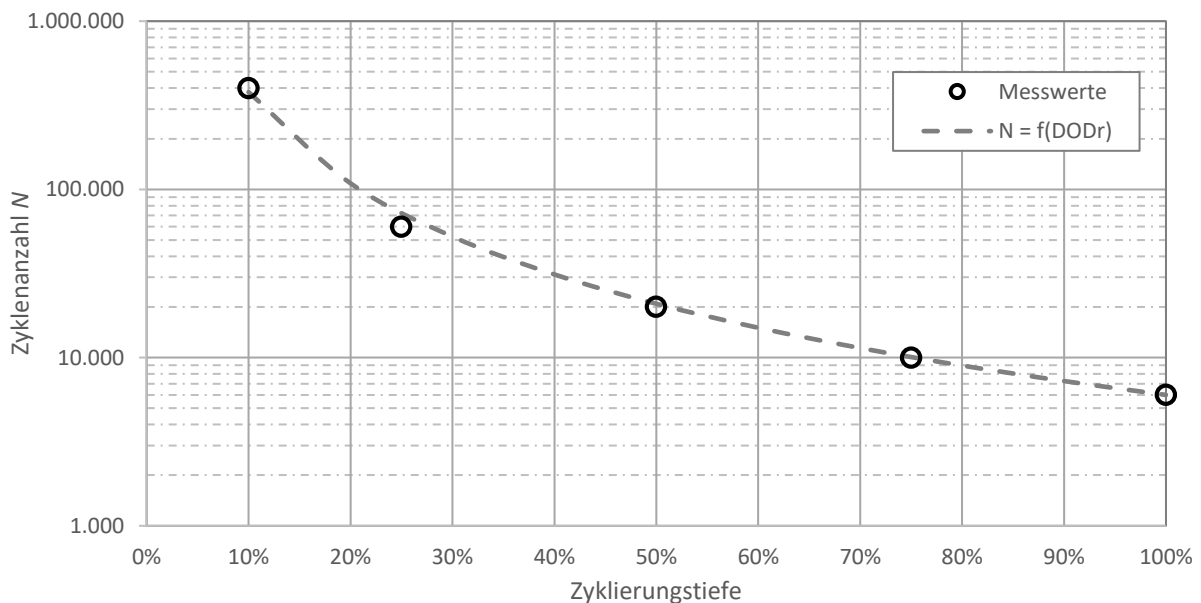


Abbildung 13 Zyklische Batterie-Lebensdauer von Li-Akkumulatoren in Relation zur Entladetiefe nach [91]

Für die weiteren Betrachtungen wird die Zyklierungstiefe in $m = 10$ äquidistante Bereiche w mit einem Abstand von 10% definiert. Basierend auf dieser Verteilung kann entsprechend Gleichung (3.7) für alle n_w Zyklen mit $0 \leq n_w \leq N_w$ und der zugehörigen Entladetiefe $DODr_w$ ein Gewicht h_w , welches auf den Ergebnissen der Verteilungsfunktion basiert, bestimmt

werden, sodass für jeden Bereich w ein repräsentativer Alterungsanteil A_w ermittelt werden kann.

$$h_w = \frac{1}{N_w} \Big|_{DODr_w} \quad (3.7)$$

Der Gesamalterungszustand A ergibt sich dann entsprechend Gleichung (3.8) aus der Summe der gewichteten Zyklenzahlen.

$$A = \sum_{w=1}^m A_w = \sum_{w=1}^m n_w \cdot h_w \quad (3.8)$$

Prinzip des Rainflow Counting Algorithmus

Neben der Wertung der Zyklen ist deren Bestimmung entscheidend für eine aussagekräftige Lebensdauerabschätzung. Um eine realitätsnähere Bewertung vornehmen zu können, wurde in dieser Arbeit das Rainflow-Zählverfahren nach [94] mit der zuvor beschriebenen Wichtung in Abhängigkeit der Zyklierungstiefe kombiniert. Das Verfahren löst das in [93] ursprünglich genutzte Prinzip der Zählung separierter Lade- und Entladehalbzuklen ab. Das Rainflow-Counting-Verfahren entstammt der Werkstoffkunde und wurde zur Analyse von schwingender Beanspruchung/Belastung von Bauteilen, welche in der Realität beinahe ausnahmslos mit variierender Amplitude auftritt, und einer darauf aufbauenden Lebensdauerabschätzung entwickelt. Die Namensgebung leitet sich vom Verlauf von Regenwasserflüssen über Pagodendächer ab, anhand dessen diese Methode entwickelt wurde. Bei der Anwendung wird aus einer zeitlichen Belastungsfolge eine Reihe von Umkehrpunkten gebildet und anschließend das Auftreten von geschlossenen Hysteresen (abgeleitet aus dem Spannungs-Dehnungs-Diagramm der Werkstoffkunde) ermittelt, welche als fundamentales Schädigungsereignis definiert sind. An dieser Stelle wird die Analogie zwischen Werkstoffen und Speicherzellen, die der Übertragung des Verfahrens in die Batteriealterung zu Grunde liegt, sehr gut ersichtlich. In Bezug auf Speichersysteme können diese Hysteresen als Zyklen mit entsprechender Zyklierungstiefe interpretiert werden. Davon nicht erfasste Bereiche gehen als Residuen in die weitere Zählung ein und summieren sich damit zu einer zeitlich weiter gefassten Belastung (siehe Abbildung 14), was eine wesentliche Verbesserung bei der Ermittlung der Speicherbelastung darstellt.

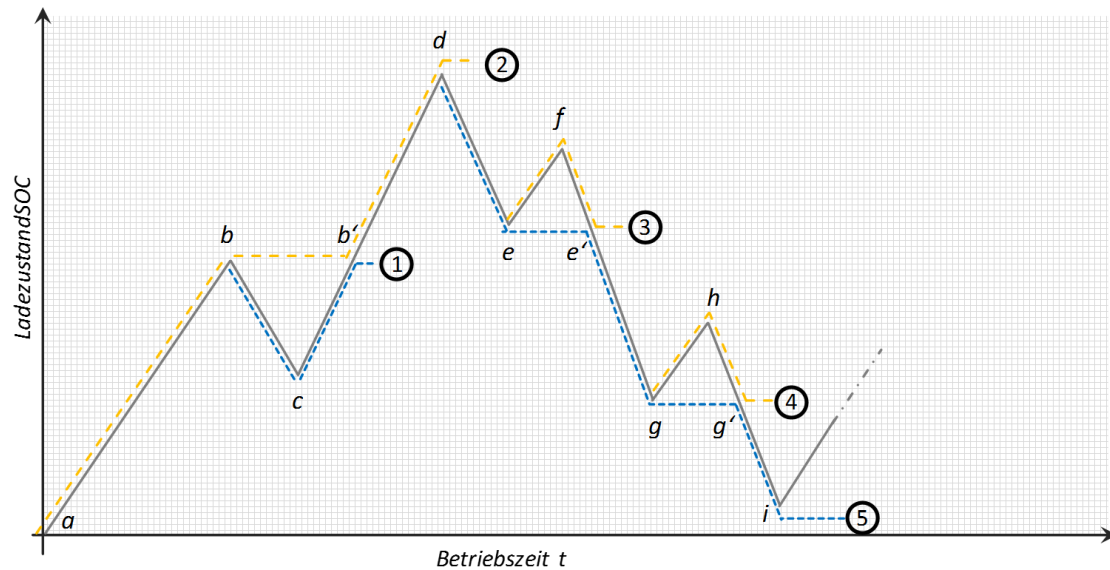


Abbildung 14 Prinzip der Rainflow-Zählung zur Ermittlung der zyklischen Alterung

Anhand des Verlaufs in Abbildung 14 lässt sich die Ermittlung der Zyklen sehr gut nachvollziehen. Ausgehend von einem Startpunkt ($t = 0$) wird der Verlauf graphisch zunächst nach wiederkehrenden Minima (Valleys) und anschließend nach Maxima (Peaks) durchsucht. Ein Zyklus gilt dann als abgeschlossen, wenn das Niveau des zuletzt aufgetretenen Minimums (bzw. Maximums) wieder erreicht oder unterschritten (bzw. überschritten bei Maximum) wird. Ausgehend vom Minimum a wird der Wert mit dem folgenden Minimum c verglichen, welches jedoch nicht kleiner oder gleich dem Wert von a ist, sodass der Zyklus über die Punkte b und b' fortgesetzt wird. Da keines der nachfolgenden Minima den Wert von a annimmt, geht der Zyklus 2 als Halbzyklus mit der Zyklierungstiefen (Wertigkeit) $0,5 \cdot (d - a)$ in die Zählung ein. Die währenddessen überlaufenen Punkte b, c, b' bilden einen in sich geschlossenen Zyklus und gehen als Teilzyklus 1 mit der Wertigkeit $b - c$ in die Betrachtung ein. Nach dem gleichen Muster kann ein Halbzyklus 5 über d, e, e', g, g', f ermittelt werden, welcher mehrfach durch die geschlossenen Teilzyklen 3 (e, f, e') und 4 (g, h, g') unterbrochen wird. Auf Grund der Extraktion dieser auftretenden Zwischenzyklen können ausgedehnte und durch den Zwischenzyklus unterbrochene (Halb)Zyklen als solche identifiziert werden und dementsprechend einer Zyklierungstiefe mit höherwertigem Gewicht zugeordnet werden. Es ergibt sich damit eine realitätsnähere Verteilung der Zyklen im Vergleich zu der ursprünglich propagierten Halbzyklenzählung. Die Vorteile der Rainflow-Zyklenzählung in Verbindung mit der vorgestellten Wichtung wird anhand des nachfolgenden Beispielverlaufs, welcher zur Erklärung in zwei Teilbereiche gegliedert wird, noch einmal verdeutlicht.

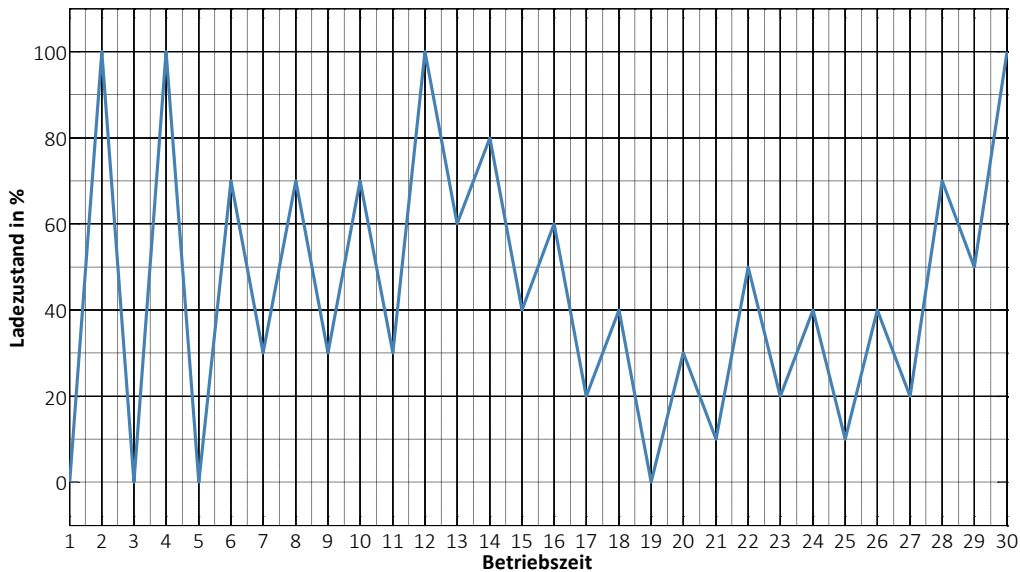


Abbildung 15 beispielhafter Ladezustandsverlauf zur Zyklenermittlung

Abschnitt 1: $1 \leq t \leq 12$

Bei oberflächlicher Betrachtung setzt sich der Verlauf in diesem Abschnitt aus zwei Vollzyklen sowie drei daran anschließende Teilzyklen im Bereich $30\% \leq SOC \leq 70\%$ zusammen, wobei hier bereits der Übergang zwischen Voll- und Teilzyklen sowie das Abschnittsende unzureichend betrachtet werden.

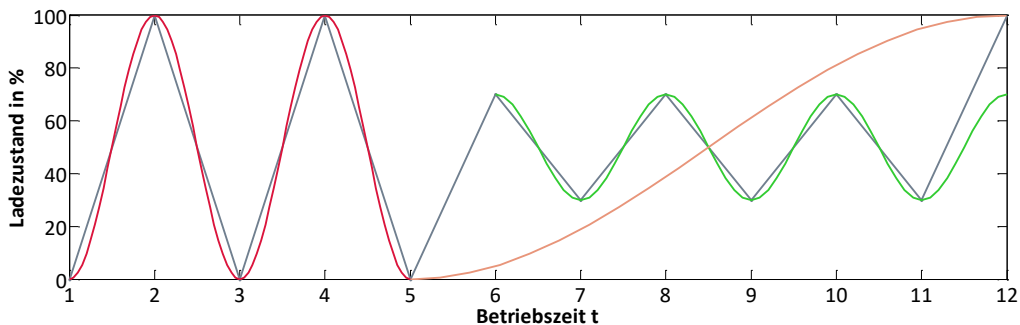


Abbildung 16 ermittelte Zyklen nach Rainflow-Counting-Verfahren für Abschnitt 1

In Abbildung 15 sind die durch das Rainflow-Zählverfahren ermittelten Zyklen farbig eingezeichnet. Neben den augenscheinlichen Vollzyklen (rot) und Teilzyklen (grün), welche auch per Halbzyklenzählung adäquat erkannt werden, wurde eine weitere Halbzyklus (orange) über den Bereich $t = 4$ bis $t = 12$ erkannt. Da die Halbzyklenzählung lediglich den Bereich zwischen zwei Kurvenextrema erfasst, kann dieser Halbzyklus mit einer Zyklientiefe von 100% nicht durch das Verfahren erfasst werden und wird stattdessen durch zwei Halbzyklen zu je 70 % DODr repräsentiert. Die Erkennung ist jedoch insofern bedeutsam, da beide Ladezustandsgrenzen erreicht werden und die dort vorherrschenden Alterungseinflüsse

zum Tragen kommen. Bei einer fiktiven Vollzyklenzahl von 100 Zyklen wird damit in diesem Abschnitt eine ca. 2% höhere Alterung im Vergleich zur Halbzyklenzählung festgestellt. Das full cycle equivalent hingegen überschätzt die Alterung noch stärker. Die Differenz von mehr als 20% ist auf die fehlende Wichtung in Abhängigkeit von der Zyklientiefe zurückzuführen.

Abschnitt 2: $13 \leq t \leq 30$

Der zweite Abschnitt ist durch eine deutlich größere Dynamik mit einer höheren Anzahl von unregelmäßiger Teillade- und Entladevorgängen geprägt, was einen realen Betrieb originalgetreuer abbildet. Die Ergebnisse der Zyklenzählung sind in Abbildung 17 dargestellt.

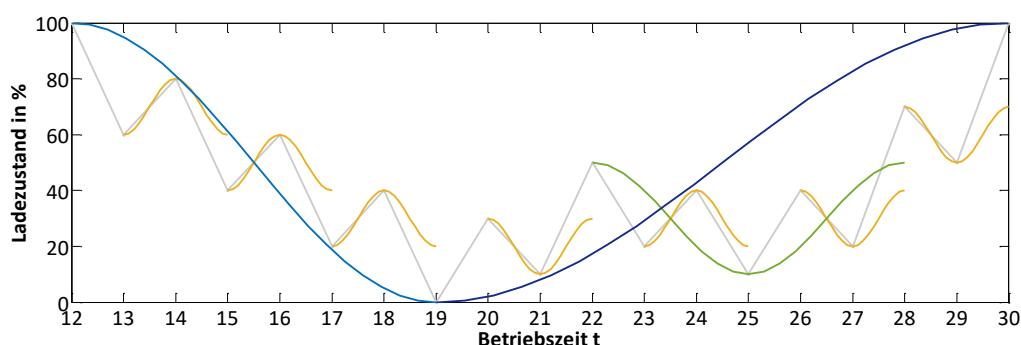


Abbildung 17 ermittelte Zyklen nach Rainflow-Counting-Verfahren für Abschnitt 2

Die Unterschiede zur Halbzyklenzählung werden in diesem Abschnitt noch deutlicher. Neben insgesamt 7 Teilzyklen (orange) mit einer Entladetiefe von 20% wird in mehrfacher Hinsicht eine globale Änderung (blau und grün) erfasst und durch überlagerte Zyklen mit größerer Entladetiefe abgebildet. Die Darstellung des Zeitbereiches $22 \leq t \leq 28$ zeigt zudem, dass auch mehrfache Überlagerung hinreichend erkannt und deren Wirkung somit berücksichtigt werden kann. Ein Vergleich der Gesamtalterungskennwerte des Beispielverlaufs auf Basis unterschiedlicher Zyklenzählung sowie des Fullcycle equivalent ist in Tabelle 5 gegeben. Die Grundlage bilden wie im vorangegangenen Beispiel 100 Vollzyklen. Im Gegensatz zum ersten Teilbereich führt die Missachtung globaler Tendenzen zu einer signifikanten Überschätzung der Alterung durch die Halbzyklenmethode, welche selbst oberhalb des full cycle equivalent liegt. Das Rainflow-Zählverfahren, welches auf die Ermittlung von Teilzyklen ausgelegt ist, liefert daher die verlässlichsten Werte.

Tabelle 5 Vergleich der ermittelten Alterung nach unterschiedlichen Verfahren

Rainflow-Verfahren	Halbzyklenverfahren	FCE
4,7 %	8,1 %	6,5 %

3.2.4 Netzanschluss und Zusatzkomponenten

Die Integration von Batteriespeichern in das elektrische System erfordert den Einsatz von leistungselektronischen Stellgliedern zur Umwandlung des Gleichstromes in Wechselstrom, weshalb diese in der Modellierung berücksichtigt werden. Es wird sich dabei auf die Berücksichtigung der elektrischen Verluste beschränkt. Die im Inverter entstehende Verlustleistung wird durch die Kontakt- bzw. Leitungsverluste und die Schaltverluste der Leistungshalbleiter gebildet. In Abbildung 18 sind die Ergebnisse einer Wirkungsgradmessung eines bidirektionalen AC/DC-Wandlers mit einer Bemessungsleistung von 10 kW an einer Batterieeinheit dargestellt. Messreihen und weitere Kenndaten sind im Anhang A enthalten.

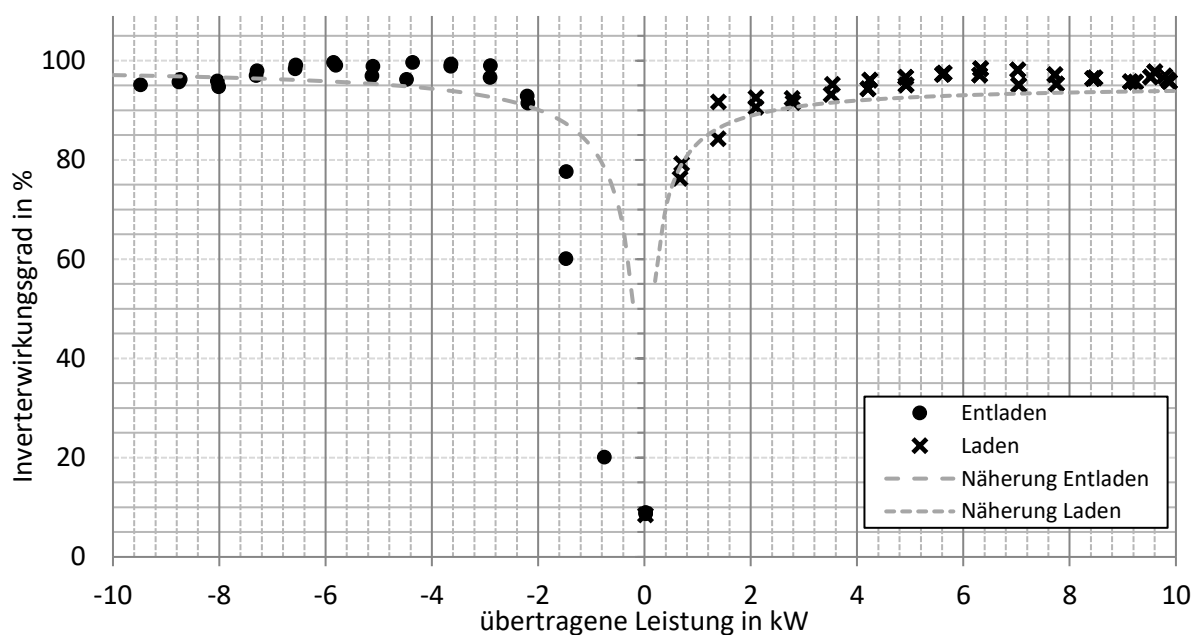


Abbildung 18 Wirkungsgradmessung eines Batteriewechselrichters

Aus den Messdaten wurde durch Fitting-Verfahren eine Näherungsfunktion erstellt, welche ebenfalls abgebildet ist. Der ermittelte Kurvenverlauf entspricht der üblichen Form eines leistungselektronischen Übertragers, wie er auch in anderen Arbeiten [51] zu Grunde gelegt wird. Wie dem Diagramm entnommen werden kann, folgt der Inverterwirkungsgrad einer hochgradig nicht linearen Kurvenform, welche als Funktion der übertragenen Leistung, gemäß Gleichung (3.9), wiedergegeben werden kann. Ein Vergleich mit den Angaben eines Systems größerer Leistung (1 MW) in [95] zeigt, dass die Näherungsfunktion insbesondere im mittleren und oberen Leistungsbereich eine gute Genauigkeit auch in höheren Leistungsklassen darstellt und für die Modellparametrierung herangezogen werden kann.

$$\eta_{\text{Inv}} = f(P_{\text{Inv}}) = \frac{P_{\text{Inv}}}{P_{\text{Inv}} + c_3 \cdot P_{\text{Inv}} + c_4} \quad (3.9)$$

Neben den energetischen Umwandlungsverlusten belasten verschiedene Verbraucher, die eine ordnungsgemäße Funktion des Energiespeichers sicherstellen, die Speicherenergiebilanz. Die unter dem Begriff Eigenverbrauch zusammengefassten Energiemengen werden durch die in Tabelle 6 aufgeführten Peripherieeinrichtungen bezogen.

Tabelle 6 Übersicht peripherer Energiespeicherverbraucher

Energieverbrauch	Komponente
konstant, Stand-By-Verbrauch	Batteriemanagementsystem
	Datenerfassungssystem
	Steuerungssystem
	Überwachungs- und Sicherheitseinrichtungen
	Brandschutz- und -meldeeinrichtungen
variabel, arbeitspunktabhängig	Lüftung
	Heiz- und Klimatechnik

Die Auswertungen von zwei Testanlagen im Megawattbereich (1 MW / 0,5 MWh, 5 MW / 5 MWh) mit unterschiedlichem Systemdesign und Wärmemanagement (HVAC-Aggregat, erzwungen Konvektion) zeigen, dass der Gesamtbedarf in beiden Fällen auf etwa 1 % der Bemessungsleistung abgeschätzt werden kann.

3.2.5 Modellumsetzung und Parametrierung

Modellauswahl

Die Wahl des zu verwendenden Simulationsmodells ist in erster Linie mit dem Anspruch verbunden, die technologiebedingten Charakteristika von elektrochemischen Speichern, und Lithium-basierten Systemen im Speziellen, nachzubilden. Das oftmals verwendete einfache Bilanzmodell (Integrator) bietet diese Möglichkeit nicht. Aus elektrotechnischer Sicht ist daher die Wahl eines ECM naheliegend. Im Vergleich der unterschiedlichen Modellierungsansätze für elektrochemische Zellen (Kapitel 3.2.2) konnte jedoch die Herausforderung in der Parametergewinnung, insbesondere bei ECM, mit steigender Komplexität herausgestellt werden. Für Betrachtungen auf Systemebene sind zusätzlich, neben den nur unter hohem Aufwand ermittelbaren Zellersatzgrößen, eine Vielzahl an Parametern zum Systemaufbau, wie bspw. Anzahl, Verschaltung und Kapazität der Einzelzellen oder geometrische Maße und Abstände der Zellen, von Nöten, um die Vorteile dieser Modelle nutzen zu können. Diese Größen sind in der Phase der Systemdimensionierung und -planung üblicherweise nicht bekannt. Es zeigt sich jedoch, dass bereits geringe Variationen dieser Parameter einen großen Einfluss auf die Modellausgangsgrößen und damit das Systemverhalten haben [96]. Zur Verdeutlichung wurde ein elektrochemisches Modell auf Basis des Dual-Polarization-Modell

entwickelt und der Einfluss der unterschiedlichen Parameter mit Hilfe einer Sensitivitätsanalyse bewertet. Dazu wurde sowohl das elektrische Zellverhalten als auch das thermische Verhalten zur Bestimmung der Verluste und des Leistungsbedarfs der Zusatzkomponenten (Klimatechnik) modelliert. Zur Validierung wurden Messdaten eines realen Großspeichersystems (1 MW, 0,5 MWh) genutzt. In Abbildung 19 werden Simulationsergebnisse und reale Verläufe anhand des Ladezustands des Systems exemplarisch miteinander verglichen und bewertet. Die Verläufe zeigen, dass das grundsätzliche Verhalten überwiegend gut nachgebildet wird. Es wird allerdings auch deutlich, dass insbesondere am unteren Ende der Skala Abweichungen von mehr als 100 % auftreten. Dies liegt unter anderem auch in den ohnehin kleinen Werten begründet, welche für Abweichungen anfälliger sind, aber auch im Einfluss der Systemtechnik, welche den State of Charge regelmäßig kalibriert. Diese Vorgänge sind im Modell nicht abbildbar. Im übrigen Betriebsbereich fällt die Abweichung deutlich geringer aus, liegt aber dennoch in einem Bereich zwischen 5 % und 20 %.

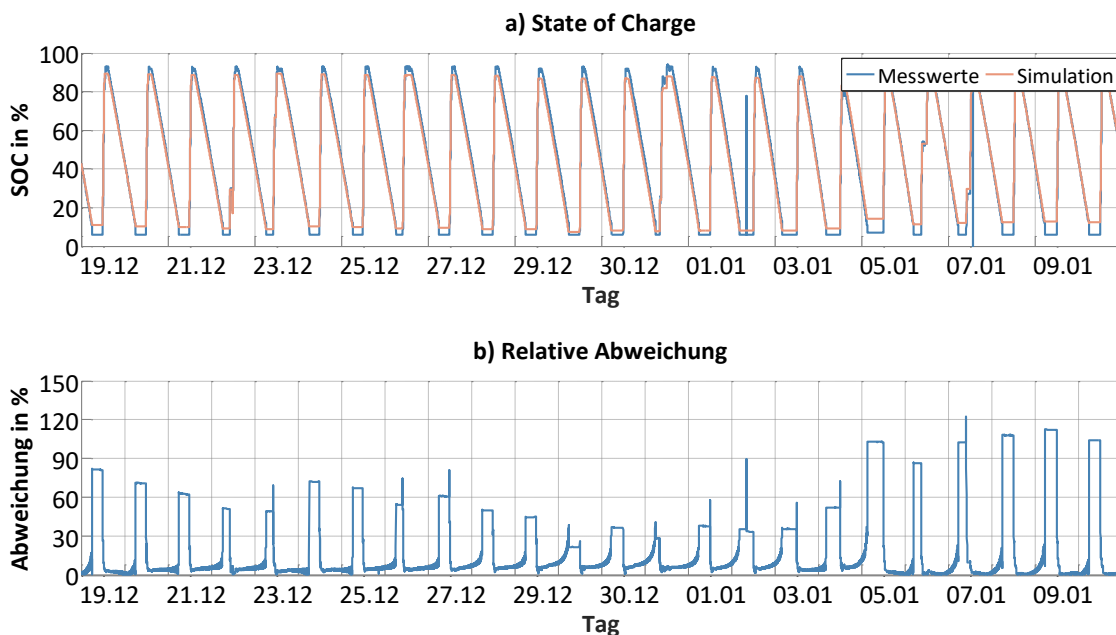


Abbildung 19 Simulationsergebnisse eines Dual-Polarization-Modells a) SOC-Vergleich mit vermessenem System, b) Fehlerbetrachtung, nach [97]

Neben dem SOC wurde die abzuführende Verlustleistung betrachtet. Diese muss mit Hilfe von Lüftungs- und Klimatechnik abgeführt werden, sodass in dem zweiten Modellteil eine Wärmeübertragung aus freier und erzwungener Konvektion hinterlegt wurde. Entscheidend für die Wärmeübertragung und damit die Kühleigenschaft bzw. benötigte Kühlleistung sind dabei die Strömungsgeschwindigkeit und Anordnung der Wärmequellen (Zellen). In Abbildung 20 werden die Sensitivitäten der Abstände auf die Wärmeübertragungsformen sowie auf die Strömungsgeschwindigkeit dargestellt. Es wird deutlich ersichtlich, dass bereits geringe

Änderungen des Zellabstandes im Millimeterbereich eine sehr große und nicht lineare Änderung des Wärmeübertragungskoeffizienten bewirkt. Freie und erzwungene Konvektion verhalten sich dabei gegenläufig, während die Strömungsgeschwindigkeit stetig fällt. Dieses Verhalten führt zu einer labilen Nachbildung der Wärmeübertragung und der -abfuhr, welche im Modell leicht in hohen Zelltemperaturen und einer damit einhergehenden Leistungsreduktion zum thermischen Schutz der Zellen mündet. Dies führt wiederum zu Abweichungen des Energieflusses und eine über die Zeit anwachsende Abweichung im Ladezustand (SOC).

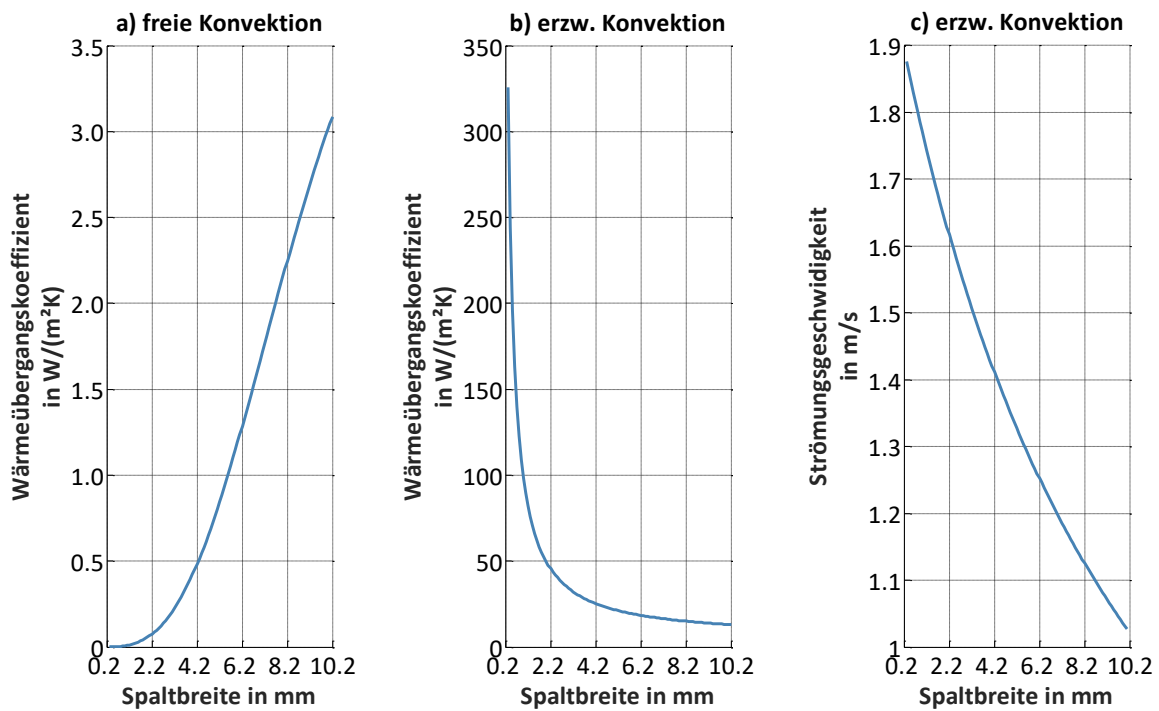


Abbildung 20 Einfluss des Zellabstandes auf den Wärmeübertragungskoeffizienten bei freier (a) und erzwungener (b) Konvektion sowie auf die die Luftstromgeschwindigkeit (c) bei erzwungene Konvektion, nach [97]

Die Untersuchungen an dem gewählten ECM zeigen, dass damit eine Vielzahl von Einflussfaktoren berücksichtigt werden können. Gleichzeitig wird allerdings auch deutlich, dass dies nicht konsequenterweise zu einer hohen Genauigkeit führt. Die große Anzahl an Parametern (R_{int} , R_{pa} , C_{pa} , R_{pc} , C_{pc} , U_{OC}), welche wiederum als Funktionen der Temperatur, des Ladezustandes und/oder des Zellstroms zu hinterlegen sind, bringen eine Vielzahl potentieller Fehlerquellen mit sich. Zudem sind diese Parameter üblicherweise gänzlich unbekannt bzw. nicht in ausreichender Form vorhanden und hochgradig zell- und herstellerabhängig. In Summe führt dies selbst bei einem durch reale Messwerte validierten und damit optimal parametrisierten Modell zu signifikanten Abweichungen. Die Nutzung des ECM in weiteren Modellteilen (wie ein thermisches Verlustmodell) wird auf Systemebene vor

allem durch Aufbau und Anordnung der Zellen erschwert (siehe Abbildung 20). Die Wechselwirkungen steigern die Komplexität auf systemischer Ebene soweit, dass die Vorteile eines ECM-Modells nicht mehr verlässlich nutzbar gemacht werden können. Der Ansatz wird daher unter den gegebenen Umständen als zu komplex und nicht zweckmäßig eingestuft.

Für das Speichersystemmodell wird daher eine höhere Abstraktionsebene gewählt und auf ein empirisch-analytisches Modell auf Basis des allgemeinen Peukert-Zusammenhangs in Gleichung (3.10) zurückgegriffen.

$$t = \frac{C_N}{I_N} \cdot \left(\frac{I_N}{I}\right)^k \Leftrightarrow I \cdot t = C_N \cdot \left(\frac{I_N}{I}\right)^{k-1} \quad (3.10)$$

$$P \cdot t = C_{\text{Stor}} \cdot \left(\frac{P_{\text{Stor}}}{P}\right)^{k-1} \quad (3.11)$$

Der auf der Stromaufnahme beruhende Zusammenhang, der für einzelne Batteriezellen gültig ist, wurde entsprechend Gleichung (3.11) modifiziert und auf die umgesetzte Leistung überführt, um das charakteristische Verhalten mit Hilfe von Größen auf Anlagenebene abbilden zu können. Durch diese Modellwahl können die zum Teil sehr starken Auswirkungen unterschiedlicher Parametersätze und Wechselwirkungen auf Zellebene umgangen werden. Das technologiespezifische Verhalten, wie die Minderung der nutzbaren Kapazität bei steigender Belastung, kann dennoch abgebildet werden, wie auch die nachfolgenden Versuche zeigen.

Übertragung des Standardmodells

Um die Modifikation des Peukert-Modells zu rechtfertigen und die Parameterwahl zu untermauern, wurden mehrere Versuche zur Kapazitätsbestimmung an einem Laborspeicher auf Lithiumeisenphosphatbasis mit einer Kapazität von 10 kWh durchgeführt. Eine Übersicht zum Versuchsträger findet sich in Anhang B. Als Testumgebung wurde ein power-hardware-in-the-loop-Teststand (pHIL), welcher auf die Prüfung von Batterieenergiespeichern bis zu einer Leistung von 200 kW ausgelegt ist, genutzt. Abbildung 21 gibt eine Übersicht zum Testaufbau.

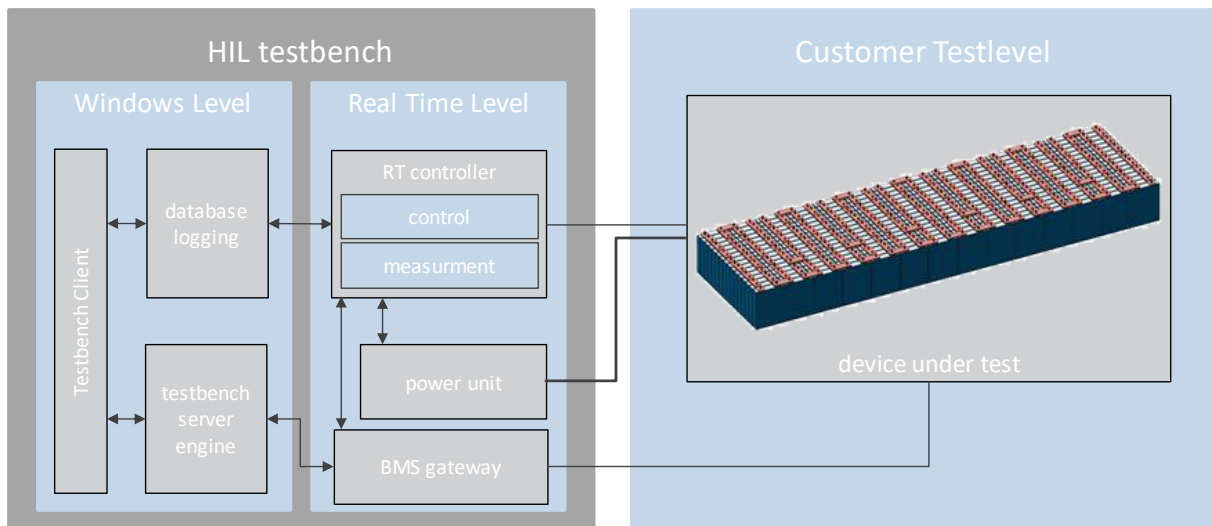


Abbildung 21 Referenzspeicher in pHIL-Testumgebung

Der Einsatz der pHIL-Umgebung erlaubt hierbei die Prüfung eines kompletten Speicherpacks bei gleichzeitiger Einbindung der notwendigen Überwachung durch das zugehörige Batteriemanagementsystem, welches bei mehrzelligen Systemen grundsätzlich erforderlich ist und die interne Sicherheit gewährleistet.

Da die Peukert-Gleichung in ihrem Grundzug einen Zusammenhang zwischen Entladeleistung (Entladestrom) und der Speicherkapazität herstellt, wurden Versuche zur Kapazitätsbestimmung bei unterschiedlicher Belastung durchgeführt. Hierbei wurde eine Entladung mit konstanter Leistung mit einer C-Rate von $\frac{1}{3}C$, $\frac{2}{3}C$ sowie $1C$ durchgeführt und die Kapazität bei der jeweiligen Belastung bestimmt. Die Spannungsverläufe über den entnommenen Energiemengen sind Abbildung 22 dargestellt.

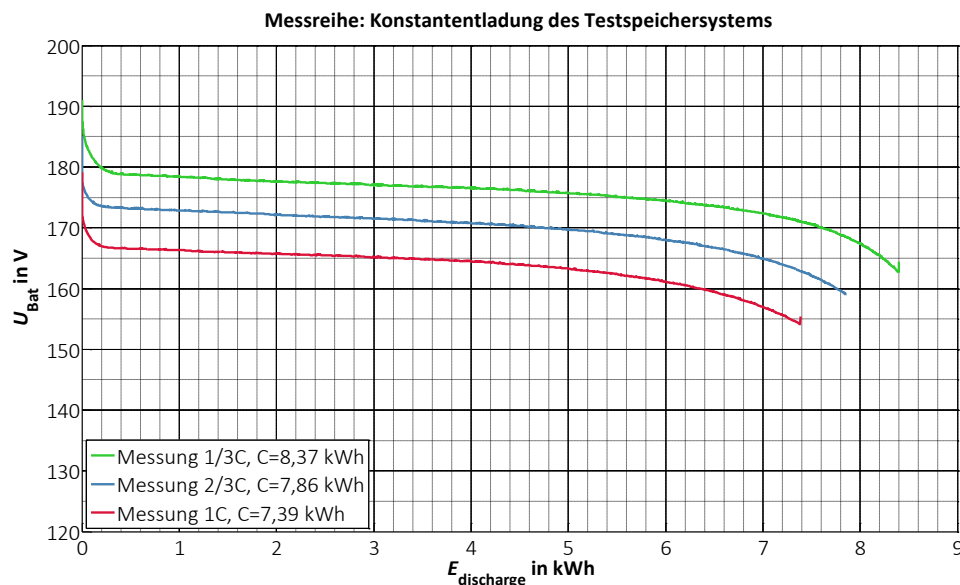


Abbildung 22 Spannungsverläufe des Testspeichers während der Kapazitätsbestimmung

Im Vergleich der drei Entladekurven wird das charakteristische Verhalten, welches durch das phänomenologische Peukert-Gesetz nachgebildet wird, deutlich. Mit sinkender Entladeleistung steigt die nutzbare Energiemenge, die dem Testsystem entnommen werden konnte. Die Abweichungen im Vergleich zur rechnerischen Bemessungskapazität sind durch die vorherige Zyklisierung des Testsystems zu erklären, welches bereits durch vorhergehende Nutzung gealtert ist.

Basierend auf den Messergebnissen wurde unter Anwendung der Gleichungen (3.12) - (3.14) der charakteristische Peukert-Exponent k mit Hilfe der Entladezeit t und der korrespondierenden Leistung P bestimmt.

$$t_1 = \frac{C_1}{P_1} \quad (3.12)$$

$$t_2 = \frac{C_2}{P_2} \quad (3.13)$$

$$k = \frac{\log t_2 - \log t_1}{\log P_1 - \log P_2} \quad (3.14)$$

In Tabelle 7 sind die zur Ermittlung relevanten Größen sowie die Ergebnisse in Form der Peukert-Exponenten aufgeführt.

Tabelle 7 Messwerte und Auswertungsergebnisse

Kenngröße	Versuchslauf		
	1/3 C	2/3 C	1 C
Entladeleistung	3,6 kW	7,2 kW	10,8 kW
Entladezeit	2h 20min	1h 6min	41min
ermittelte Kapazität	8,39 kWh	7,86 kWh	7,39 kWh
Peukert- Exponent			
1/3 C	-/-	1,09	1,12
2/3 C	1,09	-/-	1,15
1C	1,12	1,15	-/-

Im Rahmen der Versuche konnte ein mittlerer Peukert-Exponent von $k = 1,1$ ermittelt werden. Dieser liegt leicht oberhalb des für die verwandte Technologie üblichen Wertes von $k = 1,05$ [15]. Dies ist mit der bereits in Kapitel 3.2.3 erwähnten Alterung des BES zu erklären. Mit zunehmender Alterung steigt der rate-capacity effect, was einer Zunahme des Peukert-Exponenten gleichkommt. Zudem bezieht sich der ursprüngliche Zusammenhang auf eine Einzelzelle, wodurch äußere leistungsabhängige Verluste an Kontakten, Zellverbindern und Leitungen unberücksichtigt bleiben. Die Versuchsreihe zeigt jedoch, dass dennoch

vergleichbare Werte erreicht werden, sodass die Abweichungen erklärbar sind. Die Modifikation des Basismodells sowie die Übertragung des Zusammenhangs auf Anlagenebene werden daher als zulässig angesehen. Das Peukert-Modell bildet einen guten Kompromiss zwischen dem einfachen Bilanzierungsmodell und dem zu komplexen ECM. Es wird daher zur Nachbildung der Speichereinheit im *physical layer* des Modells genutzt.

State of Charge Bestimmung

Direkt auf dem Peukert-Modell baut die Bestimmung des Ladezustands (SOC) auf. Die Methodik zur Bestimmung des SOC ergibt sich aus dem Simulationsansatz und dem gewählten Modell. In der Praxis gebräuchliche Verfahren, wie bspw. über die Bestimmung des Gleichstromwiderstandes oder der komplexen Impedanz, können bei der Modellierung ebenso wenig wie die Ruhespannungsmethode angewandt werden. Diese Methoden setzen die modellhafte Nachbildung der einzelnen Spannungskennlinien voraus und benötigen daher ein ECM als Basis. Des Weiteren wird die Information zum Ladezustand (falls in Form von Parametersätzen vorhanden) bereits durch die Parametrierung mit eingebracht und ist daher direkt im Modell hinterlegt. Es würde sich damit ein axiomatischer Zusammenhang in Form eines inhaltlichen Zirkelschlusses ergeben. Die Methoden dienen viel mehr der *SOC* - Bestimmung in einem beobachteten System. Dem Modell werden in diesem Fall entsprechende Messwerte (Zellspannung), aus denen der *SOC* auf Grund der dargestellten Abhängigkeiten als Ausgabe bestimmt wird. Als verbleibende Methode wird das Coloumb Counting (engl.: Ladungszählung, siehe Gleichung (3.15)) über den Betrachtungszeitraum T angewandt und ebenso wie das Peukert-Modell modifiziert und auf Leistungswerte übertragen – Gleichung (3.16).

$$SOC(t) = SOC(t = 0) + \frac{1}{Q_N} \int_{t=0}^T i(t) dt \quad (3.15)$$

$$SOC(t) = SOC(t = 0) + \frac{1}{C_N} \int_{t=0}^T p(t) dt \quad (3.16)$$

Im Modell lässt sich der Ansatz auf Grundlage der diskreten Simulationsschritte z mit einer Schrittweite τ_{sim} weiter vereinfachen (Gleichung (3.17)). Aus dem Peukert-Zusammenhang wurde ein Korrekturfaktor nach Gleichung (3.19) entwickelt, durch welchen die Kapazitätsänderungen bei vom Bemessungswert abweichender Speicherleistung berücksichtigt werden, siehe Gleichung (3.18).

$$SOC(z) = SOC(z = 0) + \frac{1}{C_N} \sum_{z=0}^z P(z) \cdot \tau_{sim} \quad (3.17)$$

$$SOC(z) = SOC(z = 0) + \frac{1}{C_N} \sum_{z=0}^z c_{korr}(z) \cdot P(z) \cdot \tau_{sim} \quad (3.18)$$

mit

$$c_{korr}(z) = \left(\frac{P_{Stor}}{P(z)} \right)^{k-1} \quad (3.19)$$

Die Berechnungen wurden den im vorangegangenen Kapitel erhobenen Messwerten gegenübergestellt und die nutzbare Kapazität untersucht. Tabelle 8 zeigt den Vergleich zwischen Mess- und Berechnungswerten.

Tabelle 8 Vergleich der Kapazitätswerte aus Messung und Berechnungsverfahren

Testreihe	gem. Kapazität in kWh	errechnete Kapazität in kWh	Abweichung in %
1	8,39	9,36	11,6
2	7,86	8,19	4,1
3	7,39	7,39	0,0

Der Vergleich zeigt eine gute Übereinstimmung zwischen Messung und Rechenwerten. Auf Grund der Simulation mit Bemessungsleistung ist in Testreihe 3 erwartungsgemäß keine Abweichung zu verzeichnen, da der Korrekturterm in diesem Fall den Wert 1 annimmt, sodass die hinterlegte Kapazität erreicht wird. Die Abweichungen in den anderen Messreihen sind einerseits auf die Parameterwahl (Mittelwert) und andererseits auf den gemessenen Prüfling (unbekannter Alterungszustand) zurückzuführen. Nichtsdestotrotz liegt die Abweichung im unteren bis mittleren Bereich der Abweichung des zuvor untersuchten ECM-Modells (5 – 20%). Extreme Abweichungen von bis zu 120 % wie beim ECM-Modell sind hier nicht zu verzeichnen.

Die angewandte Methodik weist damit geringere Abweichungen bei wesentlich geringerem Rechenaufwand und größerer Robustheit auf und wird daher für die weiteren Betrachtungen genutzt.

Implementierung und Parameterübersicht

Für den Aufbau des Speichermodells wurde auf die Software MATLAB sowie SIMULINK der Firma MATHWORKS zurückgegriffen. Der beschreibende Modellteil ist dabei in Simulink umgesetzt und beinhaltet die Bestandteile der Netzanschlusskomponente und Zusatzkomponenten

sowie das, in den vorangegangenen Kapiteln vorgestellte, modifizierte Peukert-Modell. Durch letzteres wird im Simulink-Modell die angefragte Leistung angepasst und anschließend der SOC-Berechnung zugeführt. Die weiteren Modellteile sind in Form von Skripten in MATLAB umgesetzt. Hier ist allen voran das Alterungsmodell zu nennen, welches im ersten Schritt die Einzelzyklen nach dem Rainflow-Counting extrahiert und im zweiten Teil eine Wertung entsprechend der Zyklertiefe und dem Verhältnis von Teil- und Vollzyklen. In Abbildung 23 wird der Modellaufbau charakterisiert.

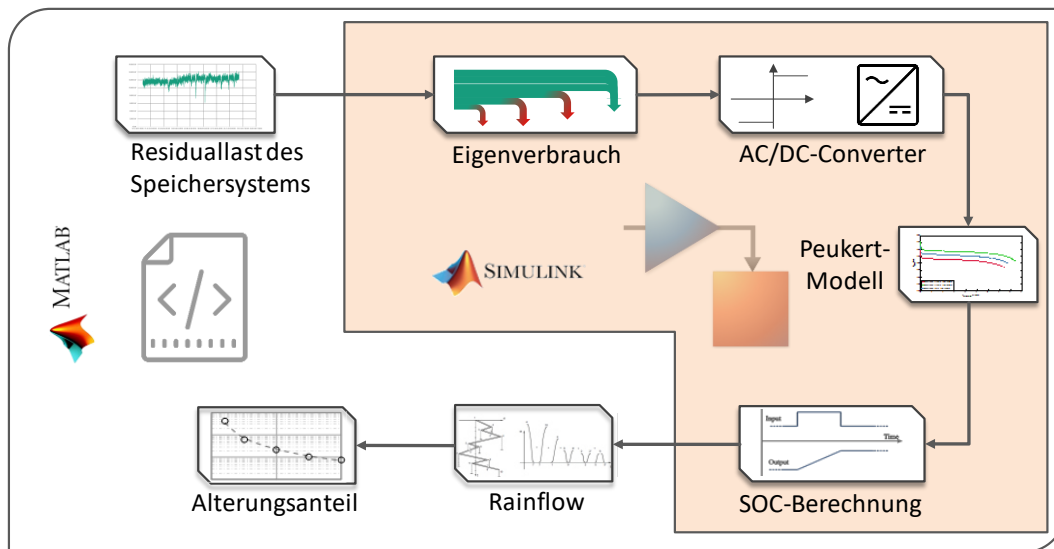


Abbildung 23 Implementierungsebenen des BES-Modells

Die für die einzelnen Modellteile notwendigen Kernparameter sind in Tabelle 9 zusammengefasst. Die angegebenen Parameter des Inverter- bzw. Lebensdauermodells spiegeln die Faktoren der auf den Messdaten basierenden Näherungsfunktionen (Gleichung (3.6) und (3.9)) wieder.

Tabelle 9 Parameter des Speichersimulationsmodells

Modellkomponente	Parameterwert
Speichermodell	
Peukert-Zahl k	1,1
Eigenverbrauch	1 % · P_N
Invertermodell	
Faktor c_3	6000
Faktor c_4	-1,8
Lebensdauermodell	
Faktor c_1	0,02
Faktor c_2	1
Faktor m	10

3.3 System- und Komponentenauslegung

Für eine technisch und wirtschaftlich effiziente Nutzung des Batteriespeichers ist eine Auslegung unter Berücksichtigung des späteren Anwendungsfalles vorzunehmen. Der dafür genutzte Auslegungsalgorithmus ist in Abbildung 24 dargestellt.

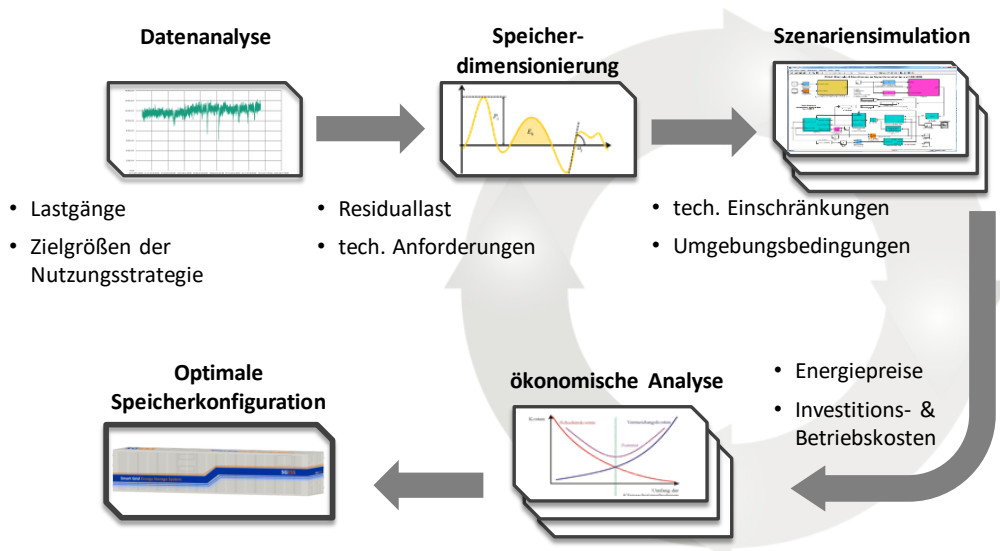


Abbildung 24 Dimensionierungsalgorithmus

Technische Parameter

Den Ausgangspunkt für die Dimensionierung bilden Leistungskennlinien, wie bspw. Erzeugungsprofile, Lastgänge oder auch Grenzlastzahlen des Basisspeicherszenarios. Aus diesem Portfolio lässt sich eine Residuallast $P_{\text{res}}(t)$ erzeugen, welche die Anforderungen an den Anwendungsfall sowie den Anteil der durch das Speichersystem zu erbringenden Energiemenge widerspiegelt. Abbildung 25 zeigt in einem vereinfachten Verlauf die Zusammenhänge zwischen dem Speicherlastverlauf und den im Folgenden abgeleiteten Größen.

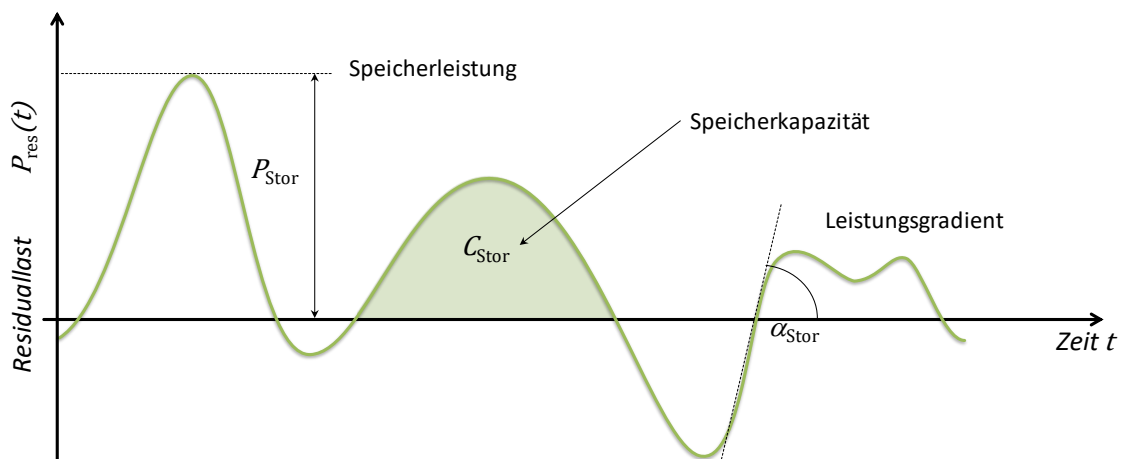


Abbildung 25 Bestimmung der technischen Parameter

Basierend auf der Residuallastkurve lassen sich die technischen Eckparameter, angefangen mit der Bemessungsleistung P_{Stor} nach Gleichung (3.20), bestimmen. Während des Dimensionierungsdurchlaufs werden Lade- und Entladezyklen durch i Speichereinsatzperioden repräsentiert, sodass gilt:

$$P_{\text{Stor},x} = \max(P_{\text{res}}^+(t))_x \quad \forall x = \{x \in \mathbb{N} | 1 \leq x \leq i\} \quad (3.20)$$

Darauf aufbauend wird die benötigte Kapazität C_{Stor} einer Einsatzperiode nach Gleichung (3.21)

$$C_{\text{Stor},x} = \int_{t_x}^{t_{x+1}} P_{\text{res}}^+(t) dt \quad \forall x = \{x \in \mathbb{N} | 1 \leq x \leq j\} \quad (3.21)$$

bzw. der Leistungsgradient α_{Stor} einer Einsatzperiode nach Gleichung (3.22) aus dem Leistungsverlauf ermittelt.

$$\alpha_{\text{Stor},x} = \max\left(\frac{\Delta P_{\text{Stor}}}{\Delta t}\right)_x \quad \forall x = \{x \in \mathbb{N} | 1 \leq x \leq k\} \quad (3.22)$$

Da für jeden Zyklus die Parameter fortlaufend bestimmt werden, liefert der Ablauf Vektoren als Ergebnis für jede Größe zurück, aus denen sich ohne weitere Reduktion eine dreidimensionale $i \times j \times k$ Matrix aus möglichen Speicherkonfigurationen ergibt. Die Anzahl der Konfigurationen lässt sich durch Eliminieren redundanter Vektoreinträge sowie durch Beschränkung des Wertebereichs auf technologisch bedingte Grenzen reduzieren. Dabei ist das Auslegungsverhältnis $P_{\text{Stor}}/C_{\text{Stor}}$ zu beachten, welches durch Zellhersteller üblicherweise auf eine Verhältnis von 1:3 begrenzt wird. In bisher realisierten Anwendungen wird ein Verhältnis von 1:2,1 bisher nicht überschritten [98].

Wirtschaftliche Parameter

Aufbauend auf den technischen Parametern lassen sich die Investitionskosten (CAPEX) für jede Kombination bestimmen. Dabei werden separierte technologiebezogene spezifische Leistungskosten k_P und Kapazitätskosten k_C zu Grunde gelegt. Der Kostenanteil für Zusatzkomponenten (siehe Tabelle 6) wird anhand der Speichersystemparameter bemessen und durch den Overhead-Koeffizienten c_{OH} berücksichtigt. Die Gesamtkosten lassen sich durch mit Einsen besetzte Hilfsvektoren \mathbf{e} entsprechend der Kostenfunktion in Gleichung (3.23) bestimmt.

$$\mathbf{K}_{\text{CAPEX}} = c_{\text{OH}} \cdot (k_P \cdot \mathbf{p}_{\text{Stor}} \cdot \mathbf{e}_j^T + k_C \cdot \mathbf{e}_i \cdot \mathbf{c}_{\text{Stor}}^T) \quad (3.23)$$

Die Bewertung erfolgt im Weiteren für jede Investition mit Hilfe der Kapitalwertmethode (englisch: *net present value, NPV*) nach Gleichung (3.24). Den Investitionskosten K_{CAPEX} werden dabei die über die Laufzeit bzw. Lebensdauer t_{life} anfallenden und nach einer Zinsrate z_r abgezinsten Erlöse $E(t)$ entgegengehalten.

$$NPV_{x y} = \sum_{t=1}^{t_{\text{life}}} \left(\frac{E_{x y}(t)}{(1 + z_r)^t} \right) - K_{\text{CAPEX}, x y} \quad (3.24)$$

$$\forall x = \{x \in \mathbb{N} | 1 \leq x \leq i\}$$

$$\forall y = \{y \in \mathbb{N} | 1 \leq y \leq j\}$$

4 Unifunktionale Betriebsweise und Nutzungsstrategien

4.1 Einführung

Anhand der in Kapitel 2.3 vorgestellten Anwendungsfälle wird nachfolgend der Speichereinsatz exemplarisch bewertet. Es wird sich dabei auf die drei Anwendungsgebiete

- A. BES zur Netzstützung
- B. BES im industriellen Umfeld
- C. BES in Kombination mit regenerativen Erzeugern

konzentriert. Der unifunktionale Speichereinsatz dient einerseits als Basis für die ggf. erforderliche Speicherauslegung und andererseits als Vergleich für die Bewertung des darauf aufbauenden multifunktionalen Einsatzes.

4.2 Anwendungsfall A: Netzstützung

Im ersten Anwendungsfall (AWF) wird der netzdienliche Speichereinsatz durch die Bereitstellung von Regelleistung betrachtet. Auf Grund der Klassifizierung von Batteriespeicher als Kurzzeitspeicher ist ein Einsatz vor allem in der ersten Stufe (Primärreserve, PRL) der Regelleistungsstaffelung, die in Abbildung 26 dargestellt ist, sinnvoll. Durch Anlagen-Pooling ist auch die zweite Stufe (Sekundärreserve) geeignet. Auf Grund der prinzipiell längeren Speicherzeiten wird dies jedoch nicht weiter betrachtet.

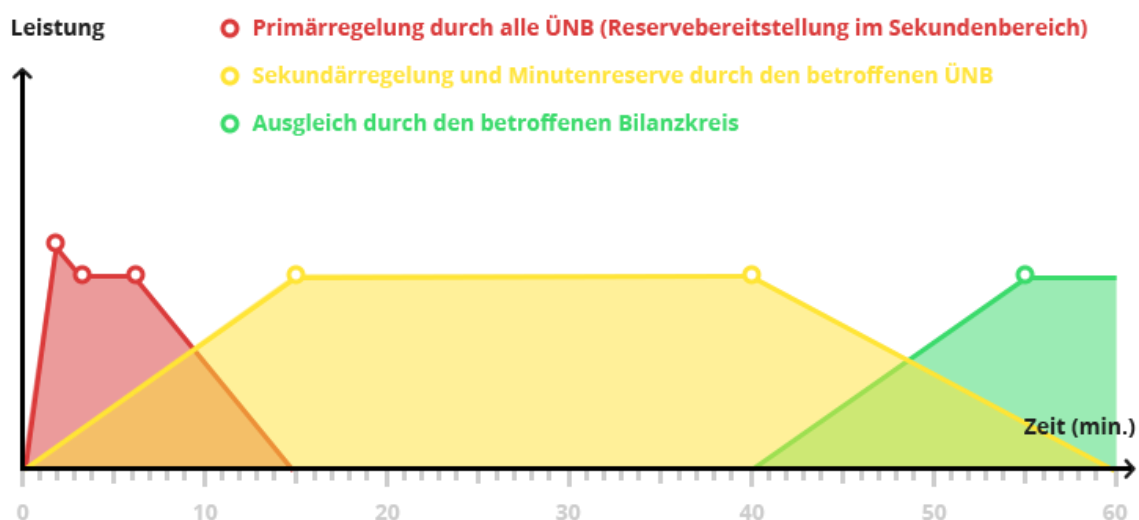


Abbildung 26 zeitliche Staffelung des Regelleistungsabrufs, nach [99]

Der Einsatz im Regelleistungsmarkt wird in den entso-e network codes geregelt. Die darin beschriebenen Mindestanforderungen an Regelleistungsanbieter gelten für jede beteiligte technische Einrichtung und sind nachfolgend in Tabelle 10 zusammengefasst.

Tabelle 10 allgemeine Anforderungen an Anlagen zur Erbringung von Primärreserve

Kategorie	Anforderung
technische Anforderung	Mindestgebot 1MW angeboten Leistung innerhalb von 30s abrufbar Bereitstellung für 15min Genauigkeit der Frequenzmessung <10mHz Totband +/- 10mHz um Sollfrequenz Statik [P(f)] durch ÜNB anpassbar Erbringung pos. und neg. Leistung
organisatorische Anforderungen	Eignungsnachweis durch Präqualifikation Verteilung durch wöchentliche Auktion permanente Vorhaltung Meldepflicht bei Bereitschaft/Ausfall verpflichtende Betriebsprotokolle (Nachweis der Erbringung) Mitteilungspflicht auf Anfrage des ÜNB 2 wöchige Archivierungsdauer bei frequenzrelevanten Ereignissen
Abruf	Gesamtmenge 3000 MW in ENTSOE-Gebiet Verteilung nach länderspezifischer Erzeugungsleistung Abruf nach Solidarprinzip lokal durch Frequenzmessung am Einspeiseort

Für Energiespeichersysteme gelten darüberhinausgehende Regelungen, welche in [100] beschrieben sind und später in den *Network Code on Load-Frequency-Control and Reserves (LFC&R NC)* übernommen wurden. Darin wird eine Mindestausspeicherzeit von 30 min bei ununterbrochenem Vollabruf der präqualifizierten Leistung für Teilnehmer mit begrenzter Speicherkapazität festgelegt. Das 30-Minuten-Kriterium begründet ein Auslegungsverhältnis gemäß Gleichung (4.1).

$$AV = \frac{C_{\text{Stor}}}{P_{\text{Stor}}} > 1 \quad (4.1)$$

Eine weitere Folgerung besteht in der Festlegung von zulässigen bzw. unzulässigen Arbeitsbereichen im Normalbetrieb, d.h. bei einer kontinuierlichen Frequenzabweichung

$\Delta f < 50$ mHz, der Anlage im singulären Betrieb. Die Grenzwerte des Arbeitsbereichs werden entsprechend Gleichung (4.2) und (4.3) aus den Systemgrößen bestimmt.

$$SOC_{uG} = \frac{1}{2} \cdot \frac{P_{Stor}}{C_{Stor}} \cdot 100 \% \quad (4.2)$$

$$SOC_{oG} = \left(1 - \frac{1}{2} \cdot \frac{P_{Stor}}{E_{Stor}}\right) \cdot 100 \% \quad (4.3)$$

Lademanagement

Zur Einhaltung der Ladezustandsgrenzwerte ist durch den Anlagenbetreiber eine geeignete Nachladestrategie vorzusehen. Neben der Möglichkeit des Energiean- bzw. -verkaufs werden durch den Netzbetreiber Freiheitsgrade bei der Erbringung von Regelleistung eingeräumt [101]. Im Rahmen dieser wird ein Abweichen von der nominalen Leistungs-Frequenz-Statik (siehe Abbildung 27) toleriert. Aus technischer Sicht sind vor allem die nachfolgenden Freiheitsgrade interessant:

Übererfüllung (UE): Im Rahmen der Übererfüllung ist eine Steigerung der zu erbringenden Regelleistung von 20% zulässig. Die Nutzung ist dabei nicht an einen bestimmten Arbeitspunkt geknüpft oder auf Bereich beschränkt und kann daher beliebig genutzt werden. Als Bezugsgröße für den Zusatzanteil ist die zum jeweiligen Zeitpunkt nach herkömmlicher Statik angefragte Leistung heranzuziehen.

Totband (DB): Im Falle sehr kleiner Frequenzabweichung, die sich im Rahmen des Totbands um die Nennfrequenz bewegen, kann die Statik um den ausgesparten Bereich erweitert werden. Eine Ladung/Entladung innerhalb des Totbandes wird damit zugelassen, sofern die Leistungs-Frequenz-Kennlinie eingehalten wird.

Leistungsgradient (PG): Die Regularien stellen keine direkten Anforderungen an den max./min. Leistungsgradienten von PRL-Anlagen. Jedoch ergibt sich aus der Forderung die präqualifizierte Leistung innerhalb von 30s vollständig abrufen zu können, ein individueller, an die Anlagenleistung gekoppelter Mindestgradient. Anlagen, die über eine höhere Dynamik verfügen, werden nicht beschränkt.

Für ein optimales Lademanagement werden die dargestellten Freiheitsgrade in Abhängigkeit des Ladezustandes aktiviert und ausgereizt. Als Zielgröße wird ein $SOC = 50$ % angestrebt, um positive und negative PRL gleichermaßen vorzuhalten.

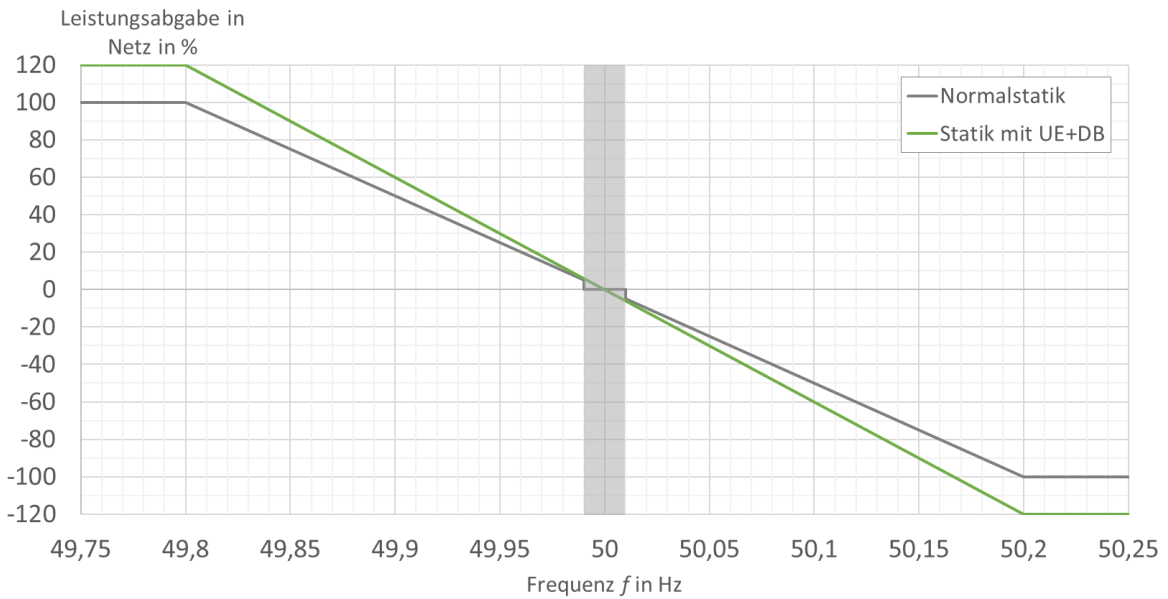


Abbildung 27 Gegenüberstellung von klassischen und erweiterter Leistungs-Frequenz-Statik

Szenariensimulation

Für die nachfolgenden Untersuchungen zur optimalen Konfiguration wird die um die Freiheitsgrade erweiterte Statik zu Grunde gelegt. Dadurch lassen sich die Einsatzbedingung realitätsnah abbilden und die gebotenen Betriebsfreiheiten berücksichtigen. Als Eingangsdatensatz wird ein ENTSO-E Jahresfrequenzverlauf von 2017 mit einer Auflösung von 10s gewählt. Die Parameter des simulierten Speichersystems können Tabelle 11 entnommen werden.

Tabelle 11 Speichermodellparameter Anwendungsfall A

Parameter	Wert
präqualifizierte Leistung	1 MW
Auslegungsverhältnis	1,1 – 2,0
Eigenverbrauch	1 %
Zyklenlebensdauer	6000
kalendarische Lebensdauer	12 Jahre
spezifische Leistungskosten	180 €/kW
spezifische Kapazitätskosten	600 €/kWh
Overhead-Kosten	20 %

Die Eingangsparameter und Ergebnisse der simulierten Systemkonfigurationen, bei denen das Auslegungsverhältnis variiert wurde, sind in den nachfolgenden Abbildungen dargestellt. Den Betrachtungen liegt die Annahme zu Grunde, dass ein wöchentlicher Zuschlag im Rahmen der Regelleistungsauctionierung erhalten wird.

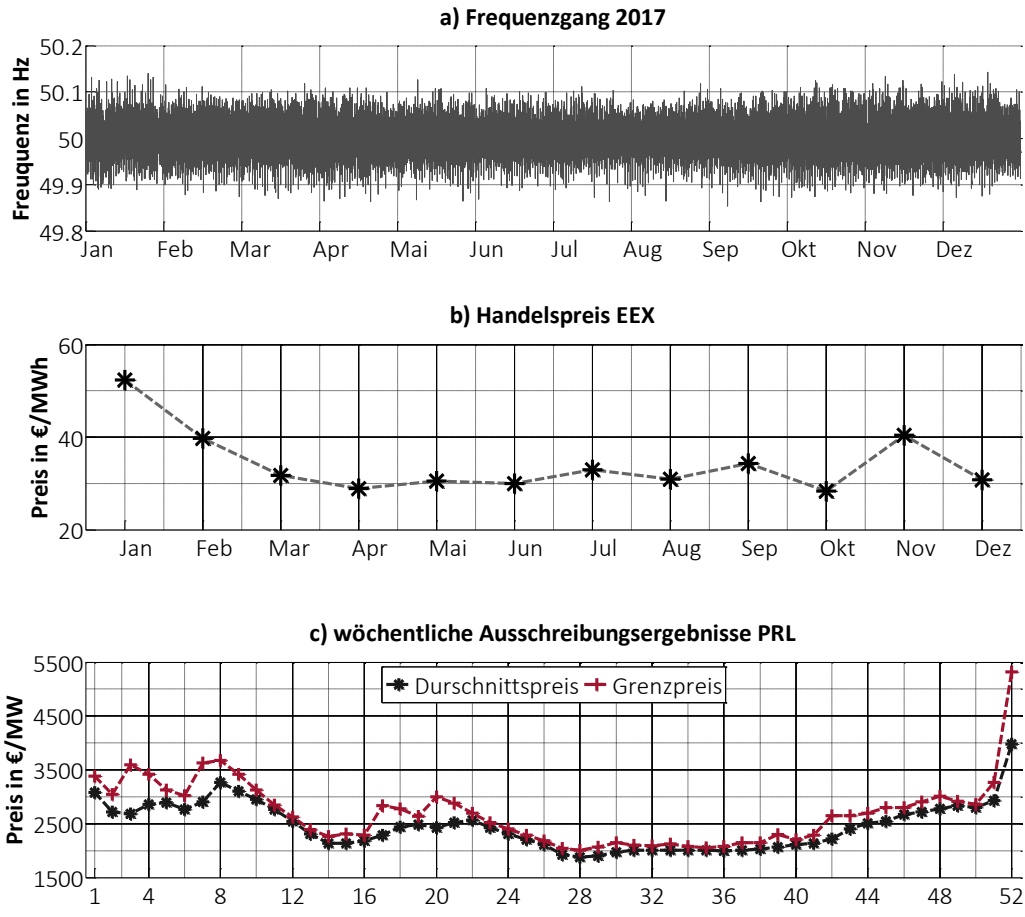


Abbildung 28 Eingangdaten der PRL-Simulation: Frequenzgang (a), EEX-Preis (b) für Ausgleichsenergie und gezahlt Regelleistungsvergütung (c)

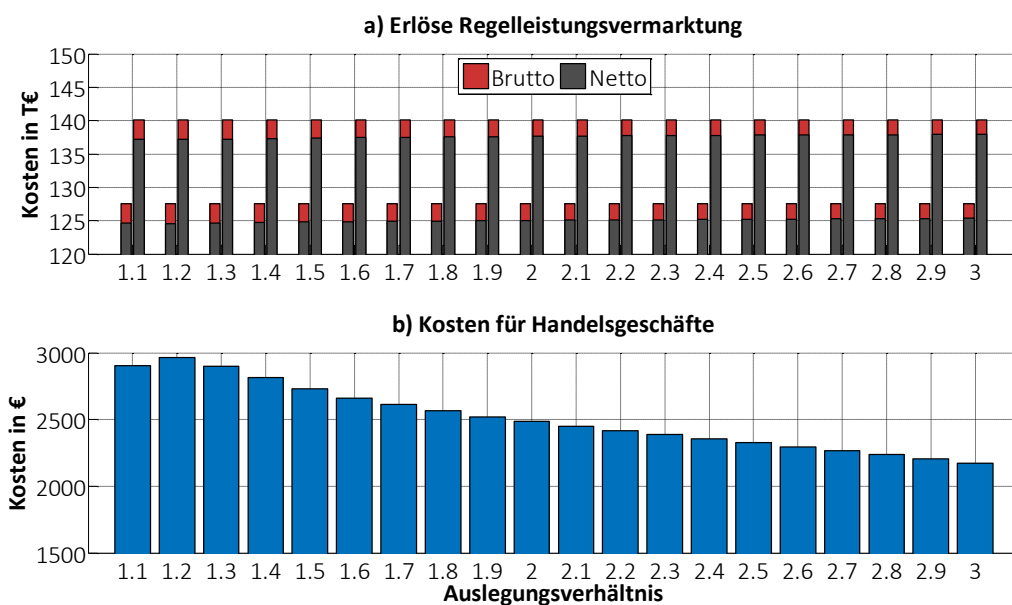


Abbildung 29 Erlöse (a) und Ausgleichsenergiekosten (b) des PRL-Einsatzes

Abbildung 29a stellt die Brutto- und Nettoerlöse aus der Primärregelleistungsbereitstellung für ein Auslegungsverhältnis von 1,1 bis 3 gegenüber. Dabei wurden jeweils der mittlere Regelleistungspreis sowie der Grenzleistungspreis berücksichtigt. Die Bruttoerlöse sind für alle Systemvarianten identisch, was auf Grund der Preisbildung, die lediglich die präqualifizierte Leistung berücksichtigt, vorzusehen war. Darüber hinaus zeigen jedoch auch die Nettoerlöse, bei denen die Kosten für die Nachladung des Speichersystems aus Energiemarktgeschäften berücksichtigt werden, keine nennenswerten Differenzen. Eine genauere Betrachtung dieser Kosten begründet dieses Verhalten. Auf der einen Seite sinkt die Notwendigkeit zur Nachladung des Energiespeichers auf Grund des größeren Arbeitsbereiches und dem damit verbundenen größeren Potential zum zeitlichen Ausgleich, was sich positiv in den Kosten niederschlägt – siehe Abbildung 29b. Andererseits betragen diese laufenden Kosten nur einen Bruchteil der erzielten Erlöse, sodass kein signifikanter Einfluss verzeichnet werden kann. Die Mehrkosten für die Systemvergrößerung sind damit nicht durch Erlössteigerungen aufzuwiegen.

Im Gegensatz dazu wird die Lebensdauer durch Variation der Systemkonfiguration merklich beeinflusst. Eine Betrachtung der zyklischen Alterung ergibt einen kontinuierlichen Rückgang der jährlich umgesetzten Garantiezyklen (siehe auch 3.2.3) bei steigender Systemkapazität. Wie aus Abbildung 30 hervorgeht, erstreckt sich der Wertebereich dabei von mehr als 10 % bis unter 3,5 %. Durch Hochrechnung lässt sich die korrespondierende kalendarische Lebensdauer prognostizieren. Unter den getroffenen Annahmen wird diese jedoch ab einem Auslegungsverhältnis von 1,4 durch das kalendarische Maximum von 12 Jahren begrenzt, sodass keine Verlängerung der Lebensdauer trotz steigender Kapitalkosten erreicht wird.

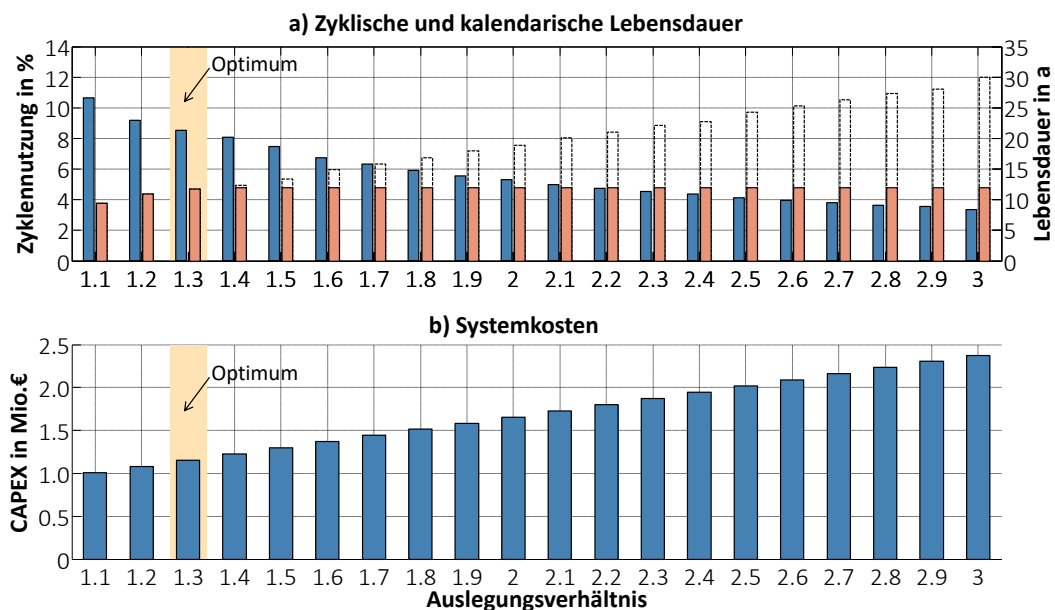


Abbildung 30 Lebensdauer (a) und Kapitalkosten (b) unterschiedlicher Systemkonfigurationen im Primärregelleistungseinsatz

Einsatzbewertung

Die Untersuchungen zeigen, dass sich für den Einsatz von BES zur Erbringung von Primärregelleistung eine optimale Konfiguration finden lässt. Dabei ist die Lebensdauer bzw. Alterung während der Nutzung das entscheidende Kriterium. Eine Reduktion der laufenden Kosten zum Nachladen des Systems und Einhaltung der 30-Minuten-Grenzwerte durch größer dimensionierte Anlagen ist dabei nur im geringen Maße möglich. Im Gegensatz dazu zeigt eine vergleichende Untersuchung, dass die Implementierung der angepassten Leistungs-Frequenz-Statik zu Reduktion der Betriebskosten sinnvoll ist. Die Nachladekosten lassen sich durch die angepasste Betriebsführung, um bis zu 40 % reduzieren.

Letztlich stellt sich der Anwendungsfall jedoch als nicht wirtschaftlich dar, wie die erwirtschafteten Kapitalwerte in Abhängigkeit des Zinssatzes in Abbildung 31 darstellen.

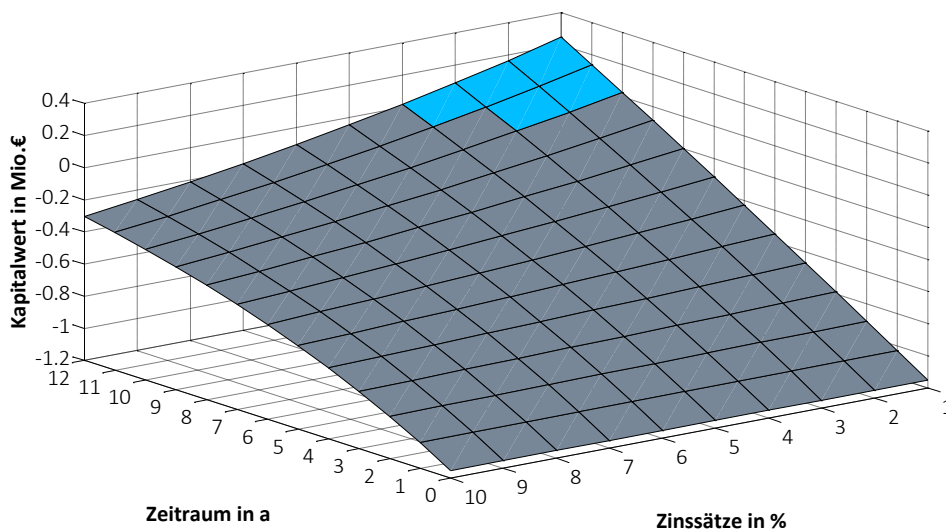


Abbildung 31 Kapitalwertentwicklung bei unterschiedlichen Zinssätze

Unter den getroffenen Annahmen ergibt sich nur für geringe Zinssätze von 1-4 % ein positiver Kapitalwert (blaue Flächen) innerhalb der Anlagenlebenszeit. Diese Zinssätze liegen außerhalb der realistischen Zinsspanne, welche im Elektroenergiesektor typischerweise zwischen 6% und 12% angesetzt wird [102]. Für höhere Zinssätze liegt ein negativer NPV (graue Flächen) vor, sodass keine Rendite zu verzeichnen ist. Bei der Bewertung ist zusätzlich zu berücksichtigen, dass im Bereich der Erträge wohlwollende Annahmen getroffen wurden. Es wird hier von einem wöchentlichen Zuschlag der angebotenen Leistung zum Durchschnittspreis ausgegangen. Dies entspricht einem Maximalertrag, da durch turnusmäßige Wartung bedingte Stillstandszeiten ausgenommen sind. Die Betriebskosten wurden auf die Nachladekosten reduziert. Kosten für Betriebspersonal oder ggf. notwendige Reparaturen gehen in die Betrachtung nicht mit ein. Zusätzlich sind auf der Einnahmenseite Preisverfälle

auf Grund einer steigenden Bieterzahl, wie sie in der jüngeren Vergangenheit zu beobachten waren, nicht berücksichtigt.

4.3 Anwendungsfall B: Industrieinsatz

Im zweiten Anwendungsfall wird der Speichereinsatz im industriellen Sektor betrachtet. Im Fokus der Untersuchungen steht die Senkung der Betriebskosten in der energieintensiven Industrie, welche sich durch einen besonders hohen Einsatz von (Primär-) Energie im Vergleich zum erwirtschafteten Bruttoerlös auszeichnen. Im Gegensatz zur Energieversorgung von Privatkunden, mit einer vergleichsweise geringen Spitzenlast, entrichten Großkunden nicht nur den Arbeitspreis für die bezogene Energiemenge, sondern zusätzlich einen Leistungspreis, welcher anhand der monatlichen bzw. jährlichen Spitzenlast bestimmt wird. Eine Vergleichmäßigung des Lastgangs und Senkung der Lastspitze ist daher erstrebenswert.

Ein weiterer positiver Aspekt ergibt sich aus den Regelungen des § 19 StromNEV. Wie bereits in Kapitel 2.3.2 erwähnt, besteht die Möglichkeit der individuellen Netzentgeltvereinbarung für Energiegroßabnehmer. Diese Regelung kann oberhalb einer Energieabnahme von 10 GWh gewährt werden und ist entsprechend Tabelle 12 gestaffelt.

Tabelle 12 Staffelung individueller Netzentgelte nach § 19 Abs.2 StromNEV

Stufe	Vollbenutzungsstunden in h/a	mindestens anfallende Netzentgelte
0	< 7000	100 %
1	7000	20 %
2	7500	15 %
3	8000	10 %

Die Eingruppierung in die jeweilige Stufe erfolgt dabei nach den Vollbenutzungsstunden (Vbh) des Abnehmers, welche sich nach Gleichung (4.4) aus dem Jahresenergiebezug E_{Jahr} und der Lastspitze P_{max} im selben Zeitraum ergibt.

$$Vbh = \frac{E_{\text{Jahr}}}{P_{\text{max}}} \quad (4.4)$$

Im Umkehrschluss lässt sich anhand eines (prognostizierten) Jahresenergiebezugs die maximal zulässige Lastspitze zum Erreichen einer NEV-Stufe bestimmen. Diese gehen als Grenzwerte für das Peak-Shaving in die nachfolgende Auslegung und Simulation ein.

Datenbasis und Speicherdimensionierung

Der Anwendungsfall wird anhand von beispielhaften Lastgängen eines energieintensiven Unternehmens betrachtet. Die Dimensionierung der Speichereinheit baut dabei auf die in Abbildung 32a und b dargestellten Messwertreihen auf.

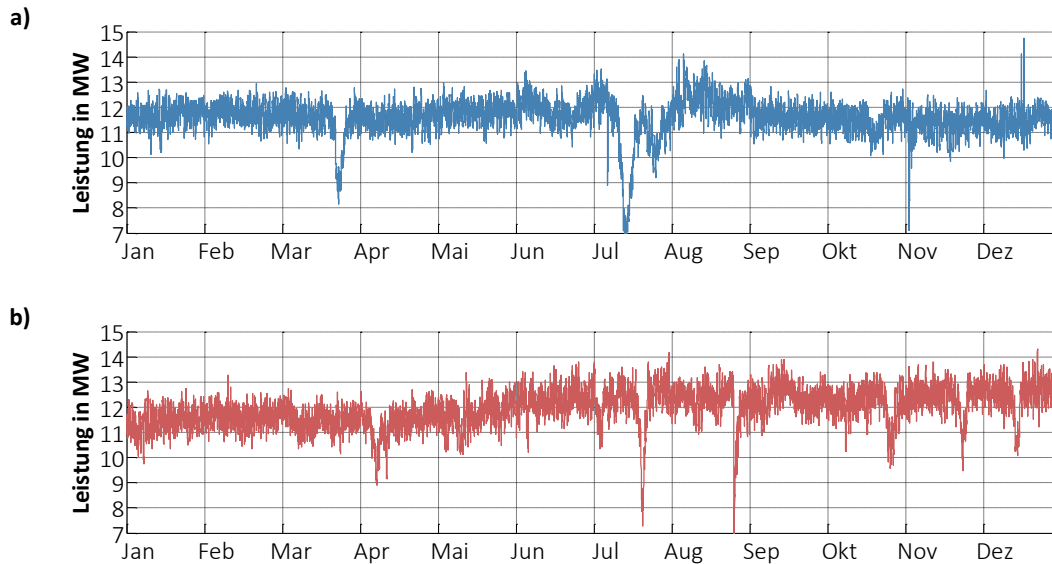


Abbildung 32 Jahreslastgänge eines energieintensiven Unternehmens: a) Messreihe 1, b) Messreihe 2

Bereits aus den Kurvenverläufen lässt sich ein Potential zur Lastglättung ableiten, da vereinzelt auftretende Lastspitzen zu verzeichnen sind. Für eine differenzierte Dimensionierung wurde aus den dargestellten Lastverläufen die maximal zulässigen Spitzenleistungen je Vbh-Stufe bestimmt (siehe Tabelle 13) und als Grenzwert in die Speicherdimensionierung übernommen.

Tabelle 13 Eingangsdaten und Ergebnisse der Speicherdimensionierung AWF B

Szenario	Datensatz	Vbh in h/a	P_{\max} in MW	P_{Stor} in MW	C_{Stor} in MWh
1.1	1	7000	14,52	0,22	0,22 (0,06)
1.2	1	7500	13,55	1,19	1,19 (0,56)
1.3	1	8000	12,70	2,04	10,54
2.1	2	7000	14,97	---	---
2.2	2	7500	13,97	0,35	0,36
2.3	2	8000	13,10	1,22	4,32

Die Grenzwerte bestätigen in 5 von 6 Fällen das Potential zur Netzentgeltreduktion. Das Szenario 2.1 weist im Ausgangszustand eine Spitzenlast unterhalb der 7000 Vbh auf, sodass die erste Befreiungsstufe bereits erreicht ist.

Bei der Bewertung der Speicherkonfigurationen ist zu erwähnen, dass die Speicherkapazitäten

der Szenarien 1.1 und 1.2 im zweiten Schritt der Dimensionierung um den Faktor 4 bzw. 2 angehoben wurden, um ein Auslegungsverhältnis von 1 zu erreichen. Die sich daraus ergebenden gravierenden Differenzen zwischen den Dimensionierungsschritten (in Klammern) begründen sich in der Berücksichtigung der technologischen Charakteristika der Batterieenergiespeicher.

Szenariensimulation

Für die Simulation der 5 Szenarien wurde das Speichermodell mit den Leistungsparametern der vorangegangenen Dimensionierung sowie den Werten des ersten Anwendungsfalls (siehe Tabelle 11) parametrisiert. Die Simulationsergebnisse bestätigen die Einsenkung der Spitzenleistung mit den gewählten Parametern in allen Szenariendurchläufen. Ein beispielhafter Verlauf ist in Abbildung 33 dargestellt.

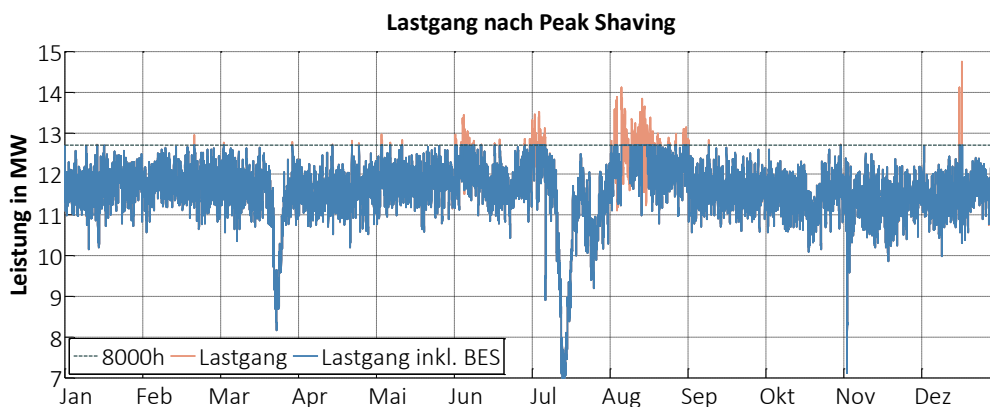


Abbildung 33 Jahreslastgänge eines energieintensiven Unternehmens mit BES zum Peak-Shaving

Wie weiterhin aus der Abbildung hervorgeht, fällt die Nutzungszeit des Systems über die Betrachtungsdauer sehr gering aus, wie es für Peak-Shaving-Anwendungen im Allgemeinen zu verzeichnen ist. Neben der Anzahl auftretender Lastspitzen schlägt sich auch die im Vergleich zum vorangegangenen Anwendungsfall sehr geringe Dynamik des Leistungsverlaufs positiv im Lebensdauermodell nieder. Auf Basis der simulierten Verläufe ergibt sich eine jährliche Alterung der jeweiligen Speichersysteme von maximal 1 ‰ (Szenario 2.3) bzw. deutlich darunter. Die Lebensdauer wird daher wiederum durch die kalendarische Komponente entsprechend der Annahmen auf 12 Jahre begrenzt.

Für die Kostenanalyse des Anwendungsfalls wird ein Versorgungsanschluss der energieintensiven Industrie im Hochspannungsnetz mit angeschlossener Umspannung auf ein internes Mittelspannungsnetz vorausgesetzt. Daraus ergeben sich die in Tabelle 14 gelisteten Preisbestandteil nach [103] sowie die in Tabelle 15 gezeigten Speichersystemkosten sowie Netzentgeltreduktionen.

Tabelle 14 Zusammensetzung der Netzentgelte nach Jahresleistungspreissystem

Netzebene	Leistungspreis in €/kW	Arbeitspreis in ct/kWh
Hochspannung	111,66	0,65
Umspannung HS-MS	149,78	0,29

Tabelle 15 Speichersystemkosten und Netzentgeltreduktion in Anwendungsfall B

Szenario	Datensatz	Vbh in h/a	CAPEX in Mio. €	Einsparung in Mio. €/a
1.1	1	7000	0,21	3,85
1.2	1	7500	1,11	4,09
1.3	1	8000	8,03	4,33
2.1	2	7000	---	---
2.2	2	7500	0,33	0,24
2.3	2	8000	3,38	0,47

Einsatzbewertung

Die Ergebnisse der Kapitalwertanalyse für die einzelnen Szenarien zeigen ein zum Teil enormes wirtschaftliches Potential des Anwendungsfalles – siehe Abbildung 34. Mit Ausnahme von Szenario 2.3 (vordere Flächenkante) werden die Investitionen auf Grund des hohen Einsparpotentials unabhängig vom angesetzten Zinssatz ausgeglichen. Die Untersuchungen zeigen, dass bereits nach spätestens 3 Jahren Betriebszeit Gewinne durch den Anlagenbetrieb eingefahren werden. Über die Gesamtlaufzeit ergeben sich Gewinne, die auch bei realistischen Zinsannahmen das 130-fache des Kapitaleinsatzes überschreiten. In Szenario 2.3 ist bis zu einem Zinssatz von 9% ein positiver NPV zu verzeichnen, sodass sich der Anwendungsfall auch hier positiv darstellt. Im Grenzbereich der Annahmen (hohe Zinssätze) ist hingegen keine Gewinnerzielung mehr möglich (rote Flächen).

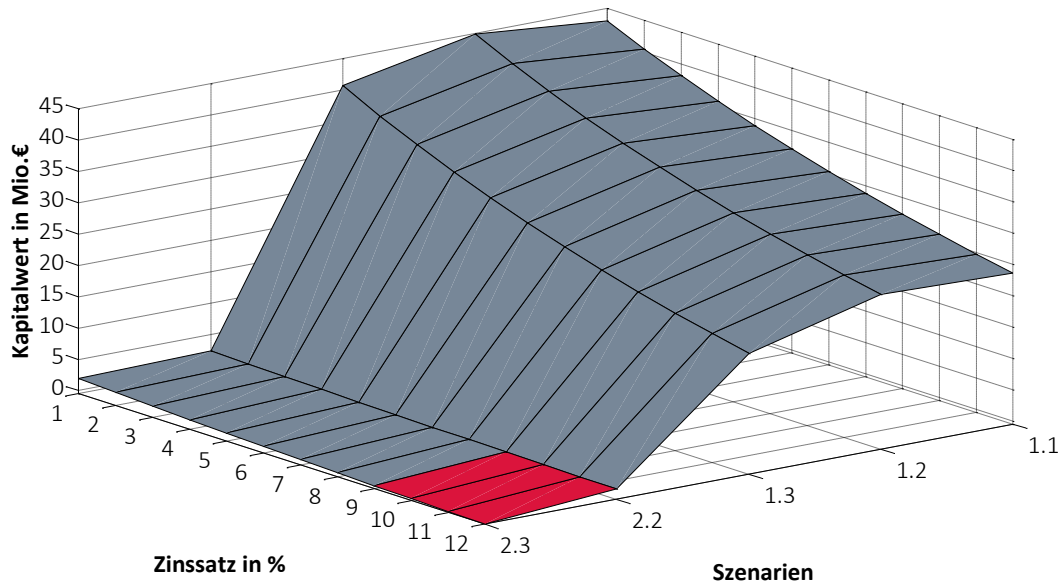


Abbildung 34 Abhängigkeit des Kapitalwertes vom Zinssatz für 5 Szenarien

Die deutlichen Unterschiede in der Rentabilität der einzelnen Szenarien unterstreichen jedoch auch die Vulnerabilität des Anwendungsfalles. Es besteht eine hohe Sensitivität gegenüber dem zugrunde gelegten Lastverlauf sowie der im Ausgangszustand erreichten Vollbenutzungsstundenzahl. Letzteres wird durch den Vergleich der Szenarien 1.1-1.3 und 2.2/2.3 verdeutlicht. Auf Grund des bereits erreichten Vbh-Niveaus sinkt das Kosteneinsparpotential von 80 – 90 % auf 10 – 20 %. Die Speicherkosten hingegen liegen in vergleichbaren Regionen (Vgl. Tabelle 15). Es wurde weiterhin der Einfluss der Lastspitzenhöhe durch eine Variantensimulation untersucht. Als Basis wurde Verlauf 2 gewählt und das Verhältnis zwischen Jahresdurchschnittslast und Jahresspitzenlast in einem Bereich von ca. 1,15 bis ca. 1,23 variiert, wobei 1,193 das Verhältnis der Ausgangskurve beschreibt. Die unterschiedlich starken Auswirkungen auf den Kapitalwert der einzelnen Stufen gehen aus Abbildung 35 hervor.

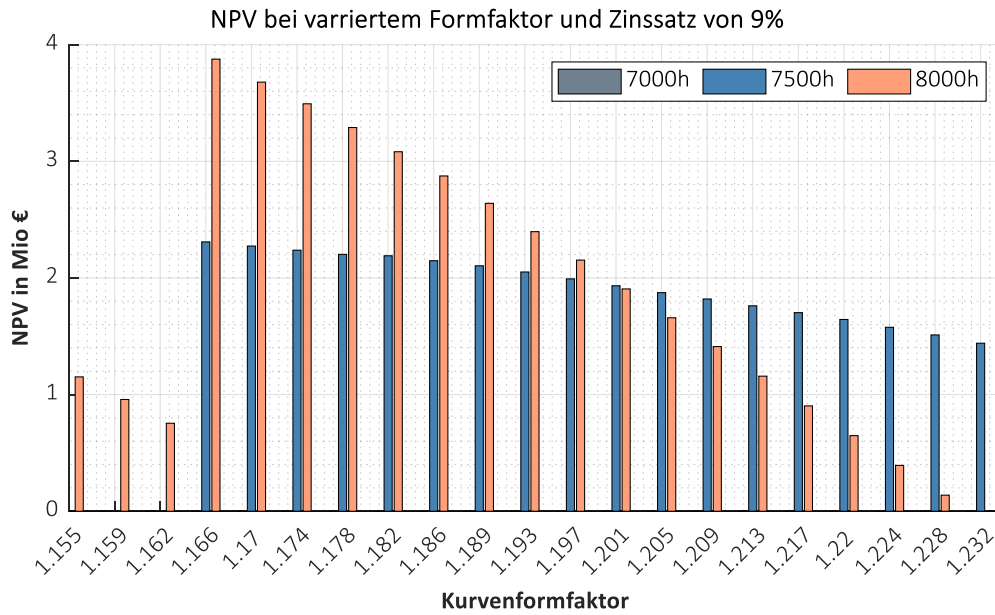


Abbildung 35 Einfluss des Grundlast-Spitzlast-Verhältnisses auf den Kapitalwert

Während der Kapitalwert im 7500 Vbh-Szenario durch die Variation des Formfaktors bereits merklich beeinflusst wird, ist dieser Effekt im 8000 Vbh-Szenario noch weitaus deutlicher auszumachen. Dies starke Abhängigkeit wird durch die Unstetigkeit der Verläufe zwischen 1.162 und 1.166 zusätzlich unterstrichen. Unterhalb eines Formfaktors von 1.166 sind die 7500 Vollbelastungsstunden bereits ohne weitere Maßnahmen erreicht, sodass das anteilige einsparpotential dort entfällt. Es verbleibt eine maximale Einsparung von 10 %. Die Untersuchung stützt daher die zuvor gezogenen Schlussfolgerungen in der Bewertung des Anwendungsfalles.

Zusätzlich ist zu betonen, dass sich die Wirtschaftlichkeit dieses Speichereinsatzes auf der in der Netzentgeltverordnung eingeräumten Sonderregelung begründet. Eine Abschaffung des Passus ist damit gleichbedeutend mit einem Zusammenbruch des Geschäftsmodells. Für die Szenarien 2.2 und 2.3 ergibt sich damit ein erhöhtes finanzielles Risiko auf Grund der benötigten Nutzungsjahre zum Erreichen eines positiven NPV.

4.4 Anwendungsfall C1: Parallelbetrieb mit Photovoltaikanlagen

Im dritten Anwendungsfall soll ein Speichereinsatz in Verbindung mit regenerativen Erzeugern, und hier im speziellen Photovoltaik, betrachtet werden. Anlagen, die Energie aus regenerativen Quellen erzeugen, werden durch das EEG privilegiert, sodass die erzeugte Energie vorrangig einzuspeisen ist. Ein Abweichen von diesem Grundsatz ist nur bei Gefährdung der Systemsicherheit und -stabilität zulässig. Im Rahmen des Einspeisemanagements sind Netzbetreiber daher berechtigt, EEG-Anlagen in der Einspeisung

zu drosseln, um Kapazitätsengpässe zu vermeiden. Durch diese notwendigen Maßnahmen wird der Nettoertrag der Anlage jedoch gemindert, sodass das energetische Potential nicht voll ausgeschöpft werden kann. Die Abregelung ist entsprechend der in Abbildung 36 dargestellten Stufen gestaffelt. Ab einer Bemessungsleistung von 100 kW sind Anlagenbetreiber gesetzlich dazu verpflichtet die notwendigen technischen Voraussetzungen zur Umsetzung dieser Maßnahmen zu schaffen. Auf die Berücksichtigung anderweitiger Netzführungsmaßnahmen, bspw. zur Behebung von Spannungsbandverletzungen, wird in dieser Untersuchung verzichtet.

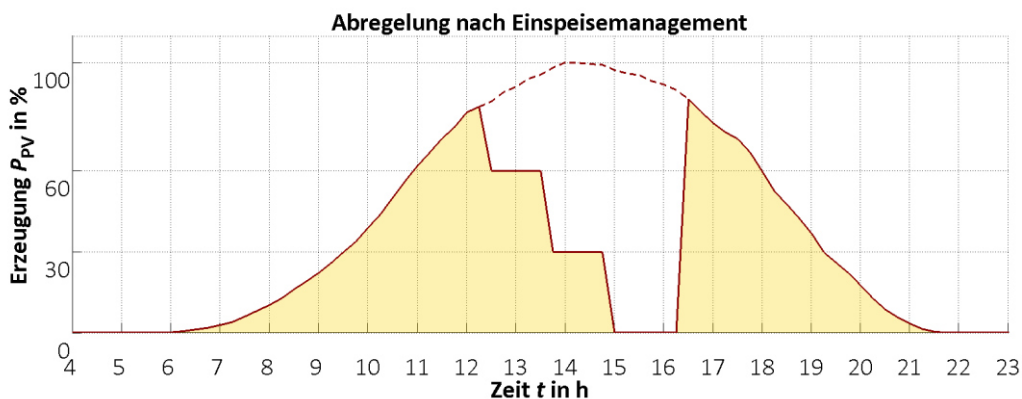


Abbildung 36 Abregelungsstufen im Einspeisemanagement am Beispiel einer PV-Erzeugungskurve

Ein weiterer negativer Aspekt, neben der nicht eingespeisten Solarenergie, stellen die Kosten für diese Maßnahmen dar. Die in der Einspeisung gedrosselten Anlagenbetreiber werden gegenüber anderen Einspeisern benachteiligt. Als Ausgleich sieht das EEG 2017 in § 13 Abs.1 eine Entschädigungspflicht seitens der Netzbetreiber vor, da diese ihrer Verpflichtung zur Schaffung ausreichender Netzkapazitäten nicht nachgekommen sind. Die abgeregelte Energiemenge wird daher nach dem vorgesehenen EEG-Satz vergütet, ohne in das Netz eingespeist worden zu sein. Die Kosten werden über die Netzentgelte auf den Verbraucher umgelegt, sodass ein volkswirtschaftlicher Schaden durch nicht erbrachte Leistung entsteht.

Ziel dieses Anwendungsfalles soll es daher sein die EE-Einspeisung durch den Einsatz des Speichers zu maximieren und gegenüber den Entschädigungszahlungen zu bewerten. Da der Einsatz zusätzlicher Betriebsmittel gegenüber einem finanziellen Ausgleich per se nicht wirtschaftlich sein kann, wird die Abschaffung der Entschädigungsregelung vorausgesetzt.

Datenbasis und Speicherdimensionierung

Zur Untersuchung des Anwendungsfalles wird auf ein Standarderzeugungsprofil für PV-Anlagen zurückgegriffen, welches auf eine Leistung von 230 kW skaliert wird. Die Wahl des Skalierungsfaktors stützt sich auf die durchschnittliche installierte Leistung von PV-Anlagen in

den Verteilnetzebenen [104], wobei nur Anlagen oberhalb der gesetzlich vorgeschriebenen Mindestgröße für abregelbare Anlagen berücksichtigt wurden. Das Szenario empfindet damit die mittlere Anlagengröße in Deutschland nach. Weiterhin wird das Profil eines Sommertages genutzt, da eine Systemüberlastung nur zu Zeiten hoher Erzeugung zu vermuten ist. Es werden die folgenden Abregelungsszenarien untersucht, um unterschiedlich stark ausgebaute Anschlusssituationen abzubilden.

Tabelle 16 Verteilung der Abregelungsstufen in den Szenarien des Anwendungsfalls C1

Szenario	60% Abregelung	30% Abregelung	0% Abregelung
1	☒		
2		☒	
3			☒
4	25%	25%	50%

Die Szenarien 1-3 repräsentieren eine exklusive Abregelung von einer Stunde der jeweiligen Stufe innerhalb des betrachteten Zeitraums. Szenario 4 geht auf den Einzelszenarien aufbauend von einem heterogenen Auftreten unter der angegebenen Verteilung aus.

Die Ergebnisse der Dimensionierung der drei Basisszenarien sind für eine einstündige Leistungsbegrenzung in Abbildung 37 dargestellt.

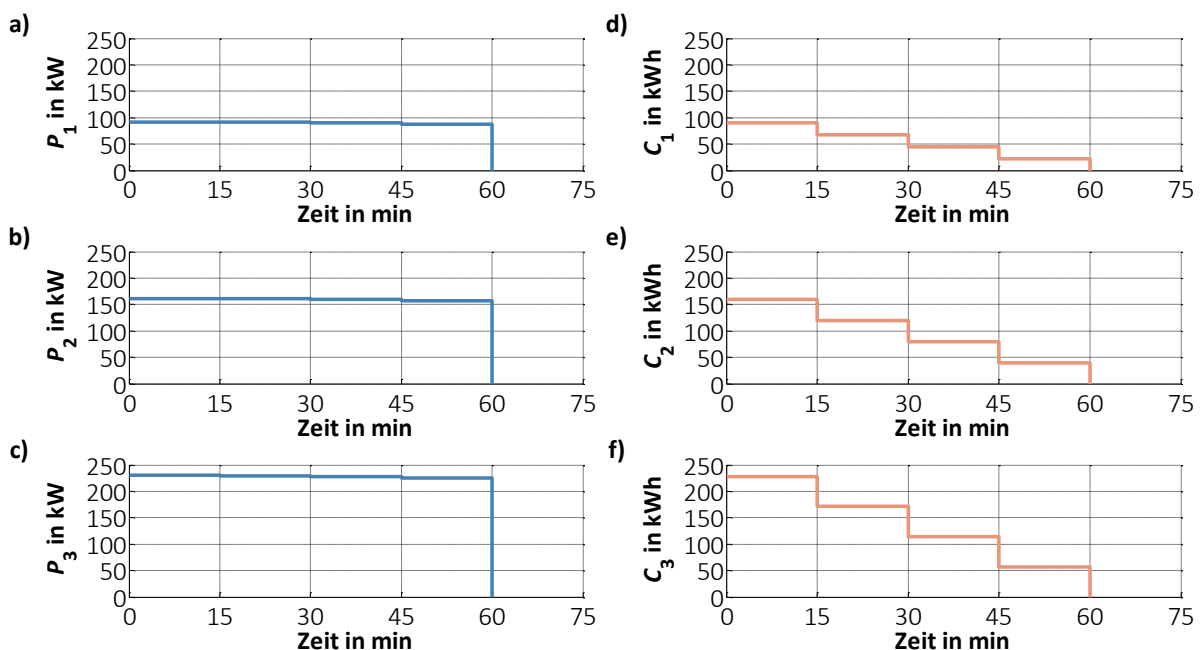


Abbildung 37 Auslegungsergebnisse in AWF C1: benötigte Speicherleistung (a)-(c) und -kapazität (d)-(f) der Basisszenarien

Szenariensimulation

Das Speichermodell wird für die Szenarien mit den bereits aus den vorangegangenen Anwendungsfällen bekannten Werten (einstündige Abregelung zur Mittagszeit, siehe auch

Tabelle 11) sowie den Ergebnissen des Dimensionierungsalgorithmus parametrisiert. Auf Grund der Vielzahl an Faktoren, wie Witterung, Netzausbaugrad oder Einspeisung/Bezug weiterer Teilnehmer der Netzregion, die die Notwendigkeit der Abregelungsmaßnahmen beeinflussen und damit die Jahreshäufigkeit bestimmen, wird die Anzahl der Abregelungen in einem Bereich zwischen 1 und 160 variiert, um ein größeres Ergebnisfeld bewerten zu können.

Im ersten Schritt werden die Auswirkungen der Nutzung auf die Lebensdauer des Systems betrachtet. Auf Grund der Szenariendefinition und der spezifischen Speicherauslegung resultiert aus jedem Abregelungsvorgang ein Vollzyklus für die Szenarien 1-3. In der Summe ergibt sich daraus auch bei der hier maximal betrachteten Anzahl von Einspeisemanagementmaßnahmen eine Zyklentalterung von 2,67 % im Jahr, was einer Betriebszeit von mehr als 37 Jahren bis zum Erreichen der angenommenen Maximalzyklenzahl entspricht. In Szenario 4 fällt diese auf Grund der auftretenden Teilzyklen entsprechend geringer aus und liegt bei etwa 1,82 %. Die Lebensdauer des Systems wird in diesem Anwendungsfall daher rein durch die kalendarische Alterung auf 12 Jahre begrenzt.

Zur Bewertung der Rentabilität wird wiederum der Kapitalwert bei variierender Einsatzhäufigkeit sowie unterschiedlichen Zinssätzen über die Lebensdauer von 12 Jahren (kalendarische Lebensdauer) herangezogen.

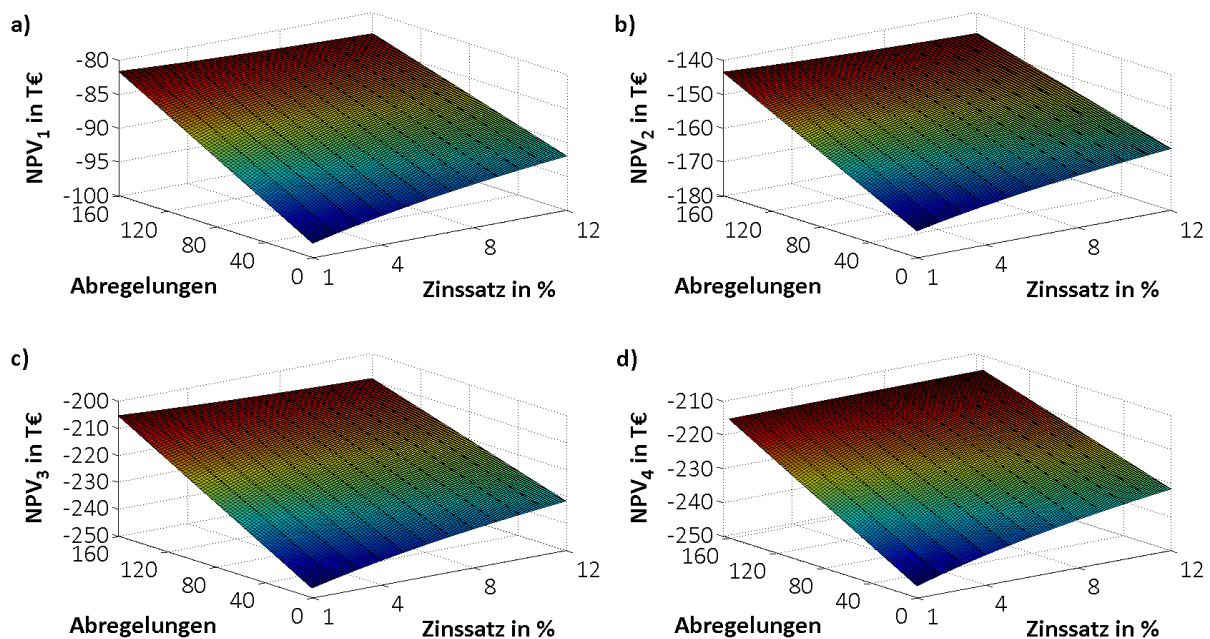


Abbildung 38 Kapitalwertentwicklungen für a) 60%-Abregelung (Szenario 1), b) 30%-Abregelung (Szenario 2), c) 0%-Abregelung (Szenario 3) und d) verteilte Abregelung (Szenario 4)

Die Ergebnisse zeigen einen durchweg negativen net present value. Auch unter günstigsten Rahmenbedingungen (160 Abregelungen p.a., Zinssatz 1 %) verbleiben Kosten zwischen

80.000 € und 210.000 €, die innerhalb der Nutzungszeit nicht durch die Einspeisung der erzeugten Energie gedeckt werden können, wobei eine Vergütung von 100 €/MWh und Energiebezugskosten zur Eigenverbrauchsdeckung von 200 €/MWh angenommen wurde.

Einsatzbewertung

Die Betrachtung des Kapitalwertes zeigt sehr deutlich, dass dieser Anwendungsfall sich unter den gegebenen Umständen nicht wirtschaftlich realisieren lässt. Dies zeigt sich noch deutlicher in einer detaillierten Aufstellung der Kosten und potentiellen Erlöse in Tabelle 17.

Tabelle 17 Gegenüberstellung der Kosten und Erlöse in AWF C1

Szenario	Systemkosten CAPEX	OPEX	Erlöse / Abregelung
1	85.000 €	3,31 € / d	9,05 €
2	149.600 €	5,80 € / d	15,95 €
3	214.200 €	8,28 € / d	22,85 €
4	214.200 €	8,28 € / d	17,67 €

Neben den im Vergleich zum normierten Erlös hohen Investitionskosten sind laufende Kosten zu berücksichtigen. Der durchgängige Anlagenbetrieb verursacht jährliche Kosten, die in den ersten drei Szenarien erst ab etwa 125 Abregelungsmaßnahmen pro Jahr gedeckt werden, wodurch kaum noch Überschüsse zur Refinanzierung der Speicheranlagen verbleiben. In Szenario 4 liegt die Anzahl der notwendigen Abregelungen entsprechend höher bei einem Wert von 164 und somit außerhalb der gegebenen Rahmenbedingungen. Die Erhöhung im Vergleich zu den vorherigen Szenarien begründet sich in den gleichbleibenden Speicherparametern bei gesunkenen Einnahmen. Die vermarktbare Energiemenge fällt auf Grund der Verteilung unterschiedlicher Abregelungsstufen geringer aus, jedoch muss das System für den Maximalfall vorgehalten werden.

Aus energetischer Sicht lassen sich ähnliche Schlüsse ziehen. Ein Mehrwert in Form von zusätzlich nutzbarer Energie ergibt sich unter Berücksichtigung des Eigenverbrauchs ab einer kritischen Anzahl von 86 Einspeisemanagementmaßnahmen, die durch den BES ausgeglichen werden. Die eingespeiste Nettoenergie wird durch den Speichereinsatz um bis zu 17 MWh (Szenario 3) gesteigert, was bezogen auf die jährliche Gesamterzeugung einer Steigerung des Energieertrags von 2,8 % entspricht. Die Ergebnisse zeigen, dass eine Verschiebung der abgeregelten Energie ab einem gewissen Grad energetische und ökologische Vorteile mit sich bringen, diese jedoch mit unverhältnismäßig hohen Mehrkosten verbunden sind.

4.5 Anwendungsfall C2: Parallelbetrieb mit Windkraftanlagen

Einen noch größeren Anteil als die PV-Erzeugung trägt die Energiegewinnung aus Windkraft zur regenerativen Stromerzeugung bei und soll daher in einem zweiten Anwendungsfall dieser Kategorie untersucht werden. Im Gegensatz zu PV-Anlagen, welche einmalig in Richtung der Hauptertragsrichtung ausgerichtet und aufgeständert werden, ist bei Windkraftanlagen (WKA) eine Nachführung der Anlage entsprechend der Windrichtung und -geschwindigkeit zur Optimierung des Ertrages notwendig. Dies wird durch verschiedene Zusatzantriebe realisiert. Die Ausrichtung der Rotorblätter wird mit Hilfe der Pitch-Regelung bzw. der Pitch-Antriebe (siehe Abbildung 39) durchgeführt, wodurch sich der Anstellwinkel der Rotorblätter und damit die angreifenden Auftriebskräfte anpassen lassen. Die Ausrichtung der WKA in die Windrichtung erfolgt durch Azimutantriebe (engl. Yaw Drive) zwischen Gondel und Turm.

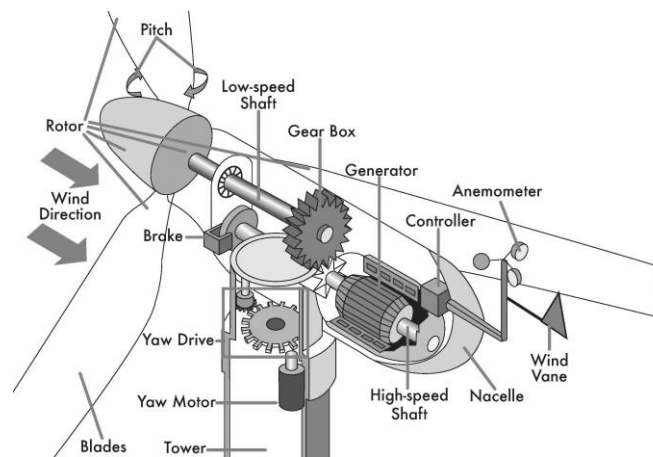


Abbildung 39 Komponenten und Aufbau einer Windkraftanlagengondel, [105]

Neben diesen Hilfsantrieben werden WKA mit Heizsystemen ausgerüstet, welche die Anlage vor Vereisung und damit einem Festsetzen des Rotors schützen. Diese werden in unterschiedlicher Weise entweder vorbeugend als Einfrierschutz (engl. anti-icing system) oder als Enteisungssystem (engl. de-icing system) im Rotor untergebracht. Die Wirkung kann dabei auf das gesamte Rotorblatt ausgerichtet sein oder nur die funktionsgewährleistenden Abschnitte enthalten.

In der Summe ergibt sich durch die genannten sowie weitere Zusatzkomponenten ein energetischer Eigenbedarf je WKA, welcher in windstarken Zeiten zwar durch die Anlagen selbst gedeckt werden kann, in windschwachen Zeiten zum Teil aus dem öffentlichen Netz bezogen werden muss. Die dadurch entstehenden Kosten gehen in Form von operativen Betriebskosten in die Bilanz ein. Die Anwendung des BES zielt daher auf die Erbringung der benötigten Eigenenergie durch Einspeicherung während der windstarken Phasen ab, wodurch die Betriebskosten gesenkt werden können.

Datenbasis und Speicherdimensionierung

Da die Darstellung der Windeinspeisung über standardisierte Einspeiseprofile keine verlässliche Abbildung der für den Eigenbedarf benötigten stochastischen Leistung zulässt, wird für die Untersuchung des Anwendungsfalls auf Messdaten eines Windparks mit mehr als 30 Anlagen mit Bemessungsleistungen zwischen 2 MW und 6 MW zurückgegriffen. Die Gesamteinspeiseleistung wurde linear skaliert auf einen Wert von 100 MW. Die ebenfalls gemessene Bezugsleistung wurde in gleicher Weise skaliert. Einspeisung und Bezug sind als Jahresverlauf in Abbildung 40 dargestellt.

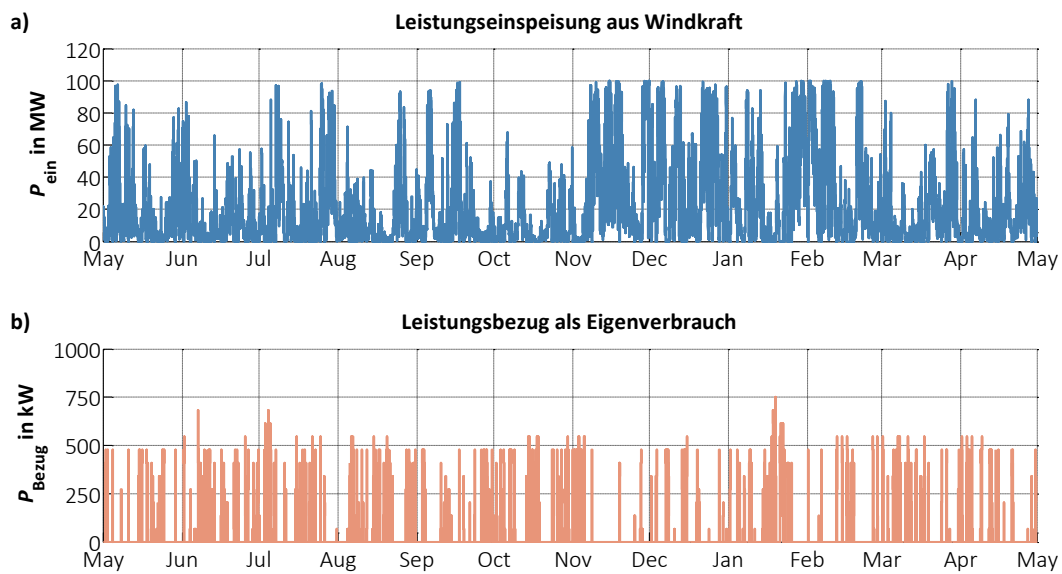


Abbildung 40 Eingangsdaten des AWF C2: Windeinspeisung (a) und bezogener Eigenbedarf (b)

Die Eingangsdaten zeigen Leistungsbezüge, welche im Schnitt etwa 500 kW betragen, jedoch in Einzelfällen auch darüber hinausgehen und bis zu 750 kW betragen können. Weiterhin werden sowohl der stochastische Charakter als auch die vergleichsweise hohen Bezugszeiten deutlich. Eine Analyse zeigt, dass die Bezugszeiten mehr als 12 % des betrachteten Jahresdatensatzes ausmachen und eine Gesamtenergiemenge von mehr als 317 MWh bezogen wird. Zur Bewertung der Anwendung werden die in Tabelle 18 aufgeführten Kostenbestandteile zu Grunde gelegt, welche zu jährlichen Kosten in Höhe von 63.500 € führen.

Tabelle 18 Kostenzusammensetzung des Eigenverbrauchs in Anwendungsfall C2

Kostenanteile	Wert
Leistungspreis in €/kW	25
Arbeitspreis in €/MWh	200
Einspeisevergütung in €/MWh	100

Die Dimensionierungsergebnisse, entsprechend des in Abschnitt 3.3 erläuterten Verfahrens, sind in Abbildung 41 dargestellt. Teilabbildung a) zeigt die während der Einspeicherphasen aufgetretenen und nach Häufigkeit des Auftretens sortierten Leistungswerte. In der zweiten Teildarstellung sind die ebenfalls geordneten Kapazitätswerte dargestellt. Die Verteilung, insbesondere der benötigten Kapazität, lässt bereits Optimierungspotential vermuten. Wie aus der Darstellung hervorgeht, treten teilweise sehr hohe Kapazitätsbedarfe auf, welche jedoch nur einen geringen Anteil der Betriebsstunden des Jahres ausmachen. Die Differenz der Betriebszeit zwischen den beiden Teilabbildungen lässt sich durch die Wahl der Darstellung begründen. Während für die Dimensionierung der Leistung nur positive Werte (Einspeicherung) von Bedeutung sind, sind für die Rückspeisung der eingelagerten Energie auch negative Leistungswerte notwendig, welche in der oberen Abbildung nicht enthalten sind.

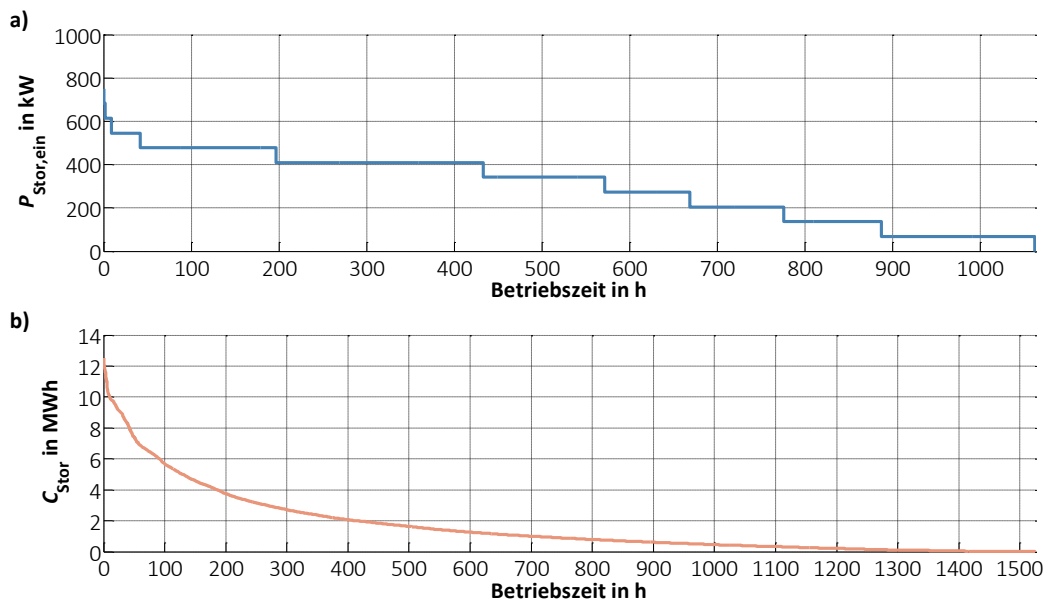


Abbildung 41 Ergebnisse der Speicherdimensionierung in AWF C2: benötigte Speicherleistungen (a) und Speicherkapazitäten (b)

Der Dimensionierungsalgorithmus findet $j = 11$ mögliche Leistungs- sowie $k = 3.123$ Kapazitätsstufen, was in 34.353 in Frage kommende Speicherkombinationen resultiert. Im Vorfeld der Szenariosimulation wurden die Dimensionierungsergebnisse eingehender betrachtet. Als Ergebnis dessen konnten die dargestellten Leistungs- und Kapazitätskurve weiter eingeschränkt werden, indem Doppelungen sowie marginale Differenzen, insbesondere der Kapazitätswerte, ausgeschlossen wurden. Als Genauigkeitsgrenze für die Kapazität wurden 100 kWh festgelegt, was einer Differenz von unter 1 % des Maximalwerts entspricht. Die Zahl der in Frage kommenden Simulationsläufe verringert sich dadurch um mehr als 96 % auf 1.342.

Szenariensimulation

Basierend auf den Ergebnissen der Dimensionierung wurde die Szenariensimulation durchgeführt, indem das Modell mit den entsprechenden Leistungs- und Kapazitätswerten parametrisiert und der Speichereinsatz zur Reduktion der Bezugsleistung des in Abbildung 40b dargestellten Lastverlaufs betrachtet wurde. Darüber hinaus wurden die aus den vorangegangenen Anwendungsfällen bekannten Parameter genutzt (siehe Tabelle 11). Der Speicherbetrieb sieht die vollständige Abdeckung der Bezugsleistung im Rahmen der energetischen Grenzen (Kapazität) vor. Die Nachladestrategie ist so gewählt, dass im Einspeisefall zunächst die Wiederbefüllung des BES mit der zur Verfügung stehenden Erzeugungsleistung ausgeführt wird. Im ersten Schritt wird die systemische Alterung in der hier angestrebten Nutzung untersucht. Das Alterungslevel wird entsprechend des in Kapitel 3.2.3 vorgestellten Verfahrens als Summe über die jeweiligen Anteile der unterschiedlichen Zyklentiefen in Abbildung 42 dargestellt.

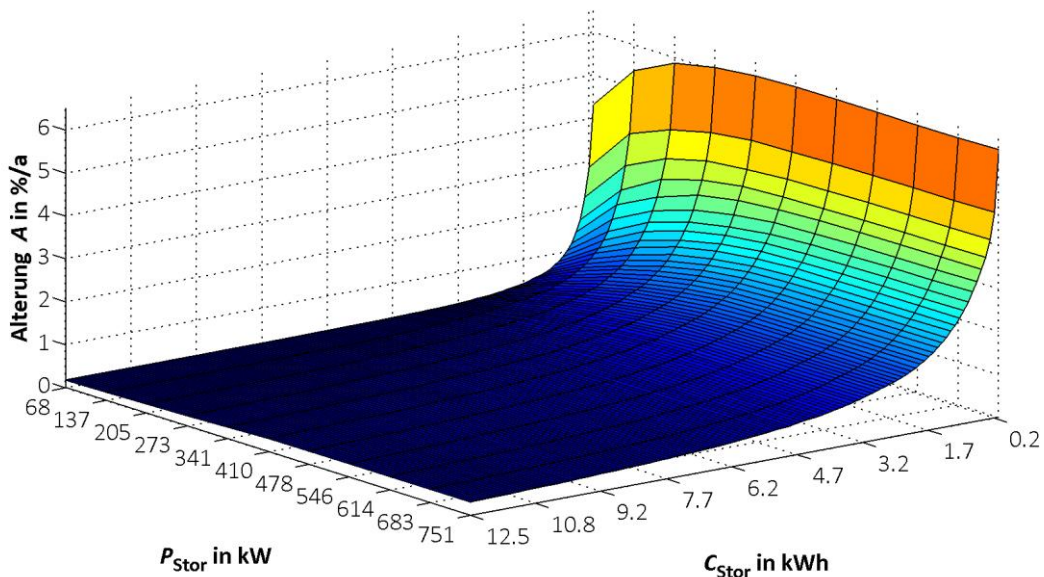


Abbildung 42 jährliche Alterung der simulierten Speicherkonfigurationen in AWF C2

Neben dem bekannten Zusammenhang, dass bei gleichem Nutzungsprofil die Alterung mit sinkender Kapazität überproportional steigt, zeigt die Auswertung eine maximale Alterung von 6,2 % pro Jahr, was einer Lebensdauer von 16 Jahren entspricht. Im Mittel beträgt die Alterung weniger als 0,6 %. Die Lebensdauer wird daher in jedem Fall durch die kalendarische Komponente auf 12 Jahre begrenzt.

Auf Grund des bereits aufgezeigten nicht linearen Zusammenhangs zwischen Speichergroße und der potentiellen Einsatzzeiten wird im Weiteren die optimale technische Systemgröße, bezogen auf die Einsatzzeit, untersucht. Als Optimum wird dabei eine große zeitliche Abdeckung bei gleichzeitig geringer Systemgröße definiert. Ziel ist es daher, den

kleinstmöglichen Leistungs- bzw. Kapazitätswert bei gleichzeitig größtmöglicher Abdeckung des Betriebszeitraumes zu ermitteln. Hierzu werden die Dimensionierungsvektoren um redundante Einträge reduziert und für jeden Eintrag die bei entsprechender Parametrierung abdeckbare Betriebsdauer ermittelt. Mathematisch ergibt sich das Optimum aus dem normierten Verhältnis der Leistungs- bzw. Kapazitätswerte (hier allgemein mit x bezeichnet) und dem damit abdeckbaren normierten Betriebszeitraum t nach der allgemeinen Darstellung in Gleichung (4.5).

$$x_{\text{opt}} = \max\left(\frac{t_{\text{use}}}{\hat{t}} \cdot \frac{\hat{x}}{x}\right) \quad (4.5)$$

Die sich daraus ergebenden Größen sind in der nachfolgenden Abbildung markiert.

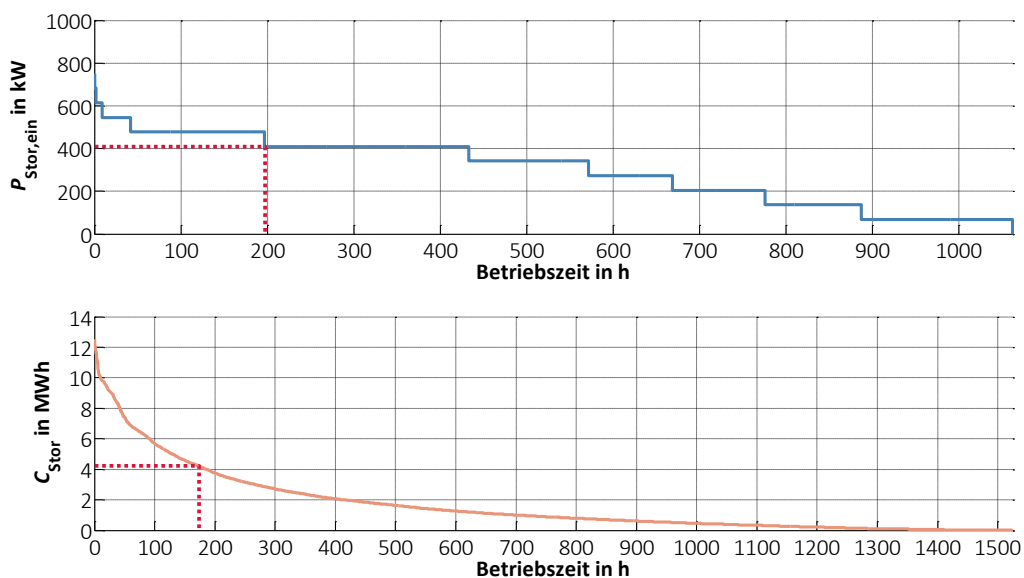


Abbildung 43 optimale technische Speicherkonfiguration in AWF C2: Speicherleistungen (a) und Speicherkapazitäten (b)

Während die Speicherleistung kaum eingeschränkt wird und hier lediglich der Spitzenwert entfällt, wird die Kapazität spürbar reduziert. Es ergeben sich Werte von $P_{\text{Stor,opt}} = 410 \text{ kW}$ und $C_{\text{Stor,opt}} = 4,24 \text{ MWh}$. Die Reduzierung der Kapazität um ca. 67 % des Spitzenwertes führt dabei nur zu etwa 11 % Betriebszeit, in denen nicht ausreichend Energie bereitgestellt werden kann. Angesichts der massiven Reduktion der Kapazität und der damit einhergehenden Kosteneinsparung von mehr als 65 % kann dies in Kauf genommen werden.

Einsatzbewertung

In der Kapitalwertanalyse wird zunächst das technische Optimum betrachtet. Eine Übersicht der ökonomischen Kennzahlen ist in der nachfolgenden Tabelle 19 dargestellt.

Tabelle 19 Kennzahlenübersicht der techn. optimalen Konfiguration in Anwendungsfall C2

Kenngröße	Wert
Speicherleistung	683 kW
Speicherkapazität	4,24 MWh
CAPEX	3,17 Mio. €
OPEX p.a	27.090 €
Bezugskosten p.a.	7.620 €
Einsparung p.a.	28.770 €
NPV	-2.94 Mio. €

Die Übersicht zeigt deutlich, dass die betrachtete technisch optimale BES-Kombination während der Lebensdauer nicht rentabel arbeitet. Der Grund hierfür sind einerseits die trotz der Optimierung hohen Investitionskosten sowie die Berücksichtigung der Betriebskosten, welche sich aus dem Eigenverbrauch der Anlage sowie der geminderten Einspeiseenergie zur Aufladung des Speichers ergeben. Da sich sowohl Betriebskosten als auch Investitionskosten bei weiterer Reduktion der Speicherparameter teilweise deutlich reduzieren lassen, soll mit Hilfe von Abbildung 44 ein Überblick über die Kapitalwerte sämtlicher Konfigurationen gegeben werden.

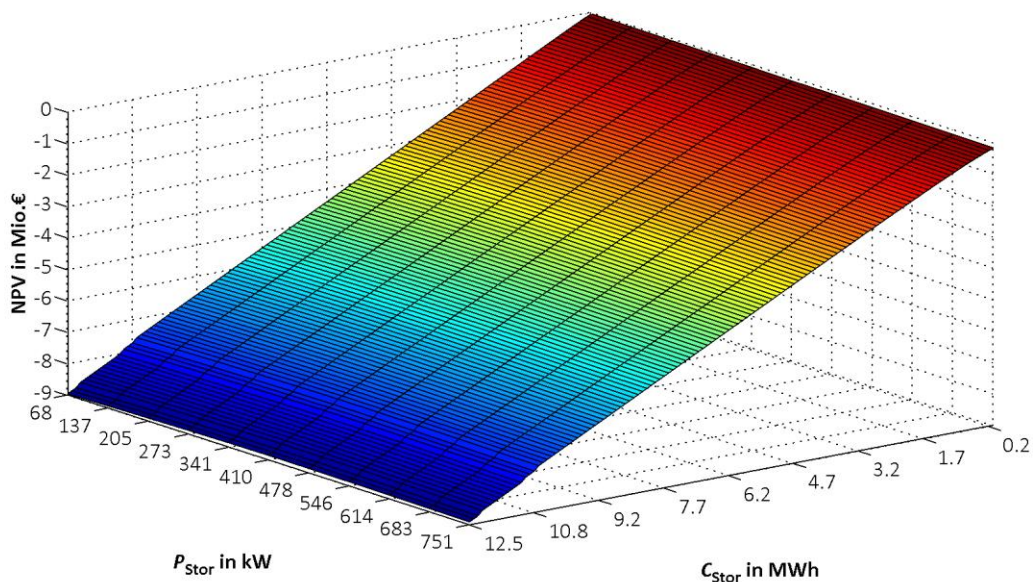


Abbildung 44 Kapitalwerte der Speicherkonfigurationen in AWF C2 über 12 Jahre Betriebszeit

Es zeigt sich, dass in keinem der Fälle eine positive Bilanz in diesem Einzelanwendungsfall erwirtschaftet werden kann, da der Einfluss der Investitionskosten zu stark überwiegt.

5 Multifunktionaler BES-Einsatz

5.1 Erweiterbarkeit unifunktionaler Anwendungsfälle

Als Basis für einen multifunktionalen Speichereinsatz werden die beschriebenen Einzelanwendungsfälle zu Grunde gelegt und hinsichtlich Chancen und Risiken für eine multifunktionale Anwendung bewertet.

In Anwendungsfall A konnte durch die Bereitstellung von Primärregelleistung kein wirtschaftlicher Einsatz realisiert werden, sodass zusätzliche Einnahmen für eine positive Bilanz notwendig wären. Gleichzeitig wurde jedoch auch die permanente Nutzung, ohne nennenswerte Leerlaufzeiten deutlich. In Verbindung mit der Dynamik der Anwendung konnte bereits eine entsprechende zyklische Alterung des Systems ausgemacht werden, welche sich allerdings durch Anhebung der Speicherkapazität bei gleichzeitig steigenden Investitionskosten reduzieren ließe.

Besonders hervorzuheben ist der Sicherheitsaspekt der Anwendung. Als Teil der Systemdienstleistungen fällt der PRL eine hohe Bedeutung in Bezug auf die Stabilität des elektrischen Energiesystems zu. Die Bereitstellung der angebotenen Leistung im Falle eines Abrufs ist daher zwingend zu gewährleisten, um diesem Sicherheitsaspekt gerecht zu werden. Entsprechend hohe Pönalen unterstreichen dies und stellen ein finanzielles Risiko für den Speicherbetreiber dar. Eine Kombination mit weiteren Anwendungsfällen wird auf Grund der potentiellen Gefährdung des technischen Betriebs des Versorgungsnetzes ausgeschlossen und nicht weiter untersucht.

Bei den Betrachtungen zum Speichereinsatz in der Industrie ist vor allem die hohe Rentabilität der Einzelanwendung deutlich geworden. Die Untersuchungen haben gezeigt, dass bereits in der Einfachnutzung ein wirtschaftlicher Einsatz realisiert werden kann. Zusätzlich muss die sehr geringe Auslastung des BES herausgestellt werden. In den betrachteten Szenarien lag die Alterung jeweils deutlich unterhalb 1 % p.a. sodass die Lebensdauer nicht als begrenzendes Kriterium zu betrachten ist.

Auf der Gegenseite wurde jedoch auch die starke Abhängigkeit von unterschiedlichen Faktoren deutlich. Die Variation des Verhältnisses von Spitzenleistung zu Mittelwert hat gezeigt, dass bereits geringe Änderungen des Lastgangs einen großen Einfluss auf das Ergebnis und die Wirtschaftlichkeit ausüben. Des Weiteren muss die Anwendung auf Grund der Abhängigkeit vom regulatorischen Rahmen als Sonderfall betrachtet werden, der dadurch als besonders anfällig und nicht zukunftssträchtig angesehen werden muss.

Anwendungsfall C1 weist von den betrachteten unifunktionalen Einsatzstrategien die schlechteste Rentabilität auf. Es wurde deutlich, dass der erzielbare Gewinn durch die Einspeisung zusätzlich erzeugter PV-Energie die Anschaffung eines Energiespeichers nicht rechtfertigt.

Dem gegenüber steht jedoch der energetische und ökologische Mehrwert, der sich aus der nicht abgeregelten Energiemenge ergibt. Der sehr geringe Nutzungsgrad, der durch die Zyklennutzung von unter 3 % deutlich wird, zeigt zudem das große Potential für weiterführende Nutzungsmöglichkeiten. Zudem lassen sich dadurch Anschaffungs- und Betriebskosten auf weitere Anwendungen verteilen.

5.2 Zusätzliche Anwendungsfälle

Als Erweiterung des unifunktionalen Einsatzes werden weitere Anwendungsfälle für Batterieenergiespeicher in Kombination mit regenerativer Erzeugung betrachtet, die zunächst einzeln untersucht werden.

Anwendungsfall D1: Eigenverbrauchsoptimierung

Eine mögliche Anwendung besteht dabei in der Steigerung der Eigenverbrauchsquote des PV-Parks. Ebenso wie der BES bezieht der PV-Park selbst Leistung zur Aufrechterhaltung der Funktion. Der Eigenverbrauch wird dabei durch Komponenten unterschiedlicher Kategorien verursacht. Dabei sind vor allem Rechen- und Steuerungstechnik, bspw. zum Maximum Power Point (MPP) Tracking, sowie Stand-By-Verluste der Leistungselektronik zu nennen. In größeren Installation belasten ggf. zusätzlich noch Sicherheitstechnik oder auch Netzwerktechnik zur Informationsverwaltung mehrerer Anlagen die Energiebilanz. Während der Eigenverbrauch in Einspeisephase instantan durch die Erzeugung gedeckt wird, muss die Leistung in den Zeiten meteorologisch bedingt ausbleibender Erzeugung aus dem Versorgungsnetz bezogen werden und verursacht damit laufende Betriebskosten.

Die Deckung des Eigenverbrauchs über die Erzeugungsphasen hinaus trägt daher zur Entlastung der Versorgungsinfrastruktur bei. Ökonomisch bietet diese Anwendung durch die Arbitrage zwischen EEG-Vergütung und Energiebezugspreis einen Mehrwert.

Die Szenariensimulation baut auf dem in Kapitel 4.4 vorgestellten Anwendungsfall auf. Sie fußt damit ebenfalls auf einem Standardeinspeiseprofil für Photovoltaikanlagen mit einer Spitzenleistung von 230 kW, wobei für diese Anwendung eine jahreszeitlich bedingte Fallunterscheidung durchgeführt wird. Der Eigenbedarf wird in Anlehnung an den BES ebenfalls mit 1 % der installierten Leistung abgeschätzt. Die Ergebnisse der Speicherdimensionierung, nach der in Kapitel 3.3 beschriebenen Vorgehensweise, sind in Tabelle 20 zusammengefasst.

Tabelle 20 Dimensionierungsergebnisse zur Eigenverbrauchsreduktion Anwendungsfall D1

Lastprofil	Speicherleistung in kW	Speicherkapazität in kWh
Sommer	5,52	38,3
Übergangszeit	5,98	44,7
Winter	9,20	59,7

Die benötigte Speicherleistung richtet sich bei exklusiver Betrachtung dieses Anwendungsfalles grundsätzlich nach dem angenommenen Eigenverbrauch der PV-Anlage. Zusätzlich schlägt sich der Eigenverbrauch der Speicheranlage, basierend auf Anwendungsfall C1, sowie die zur Nachladung zur Verfügung stehende Zeit und Erzeugungsleistung nieder, da eine vollständige Beladung des BES in der Erzeugungsphase sichergestellt werden muss. Bei der Bewertung der Speicherkapazität ist festzuhalten, dass diese ebenfalls nicht nur in der Erbringung des PV-Park-Bedarfs begründet ist, da das Zusatzszenario nur dann sinnvoll umgesetzt werden kann, wenn die bezogene Energie vollumfänglich erbracht wird und damit auch der Eigenbedarf des BES während der Nachtphase gedeckt werden kann.

Im Vergleich der Speicherkonfigurationen für die beiden zu kombinierenden Anwendungsfälle (Vgl. Tabelle 17 und Tabelle 20) zeigt sich, dass die Eigenverbrauchsminimierung bereits durch die ursprüngliche Konfiguration erbracht werden kann. Anwendungsfall C1 bleibt daher auch bei Kombination maßgeblich für die Systemauslegung. Investitions- und Betriebskosten bleiben damit von der zusätzlichen Funktionalität unbeeinflusst. In Bezug auf die Lebensdauer des BES ergeben sich je nach Teilszenario zusätzliche Zyklenutzungen zwischen 0,4 % (Szenario 3) und 2 % (Szenario 1) im Jahr. Diese im Vergleich zur Einfachanwendung (Anwendungsfall C1) geringere Zyklenzahl trotz häufigerer Nutzung (max. 160 Einsätze in Anwendungsfall C1, 350 Einsätze in Anwendungsfall D1) ist durch die Zyklierungstiefe ($DODr$) begründet, welche zum Teil unterhalb von 17 % liegt. Hier wird der Einfluss der Wichtungsfaktoren des Lebensdauermodells (siehe auch Abschnitt 3.2.3) besonders deutlich. In der Folge ist auch bei dieser Mehrfachanwendung die Nutzungszeit nicht durch die Zyklenzahl begrenzt, da der während der kalendarischen Lebensdauer umgesetzte Anteil an Garantiezyklen lediglich in einem Bereich von 36,8 % - 56,0 % liegt.

Zur Untersuchung der wirtschaftlichen Faktoren wird auf die Annahmen von Anwendungsfall C1 (siehe u.a. Tabelle 16) aufgebaut. Abbildung 45 zeigt die Kapitalwerte der Einfachanwendung (a)-(c) im Vergleich zu den Erweiterungen in der Mehrfachanwendung (d)-(f).

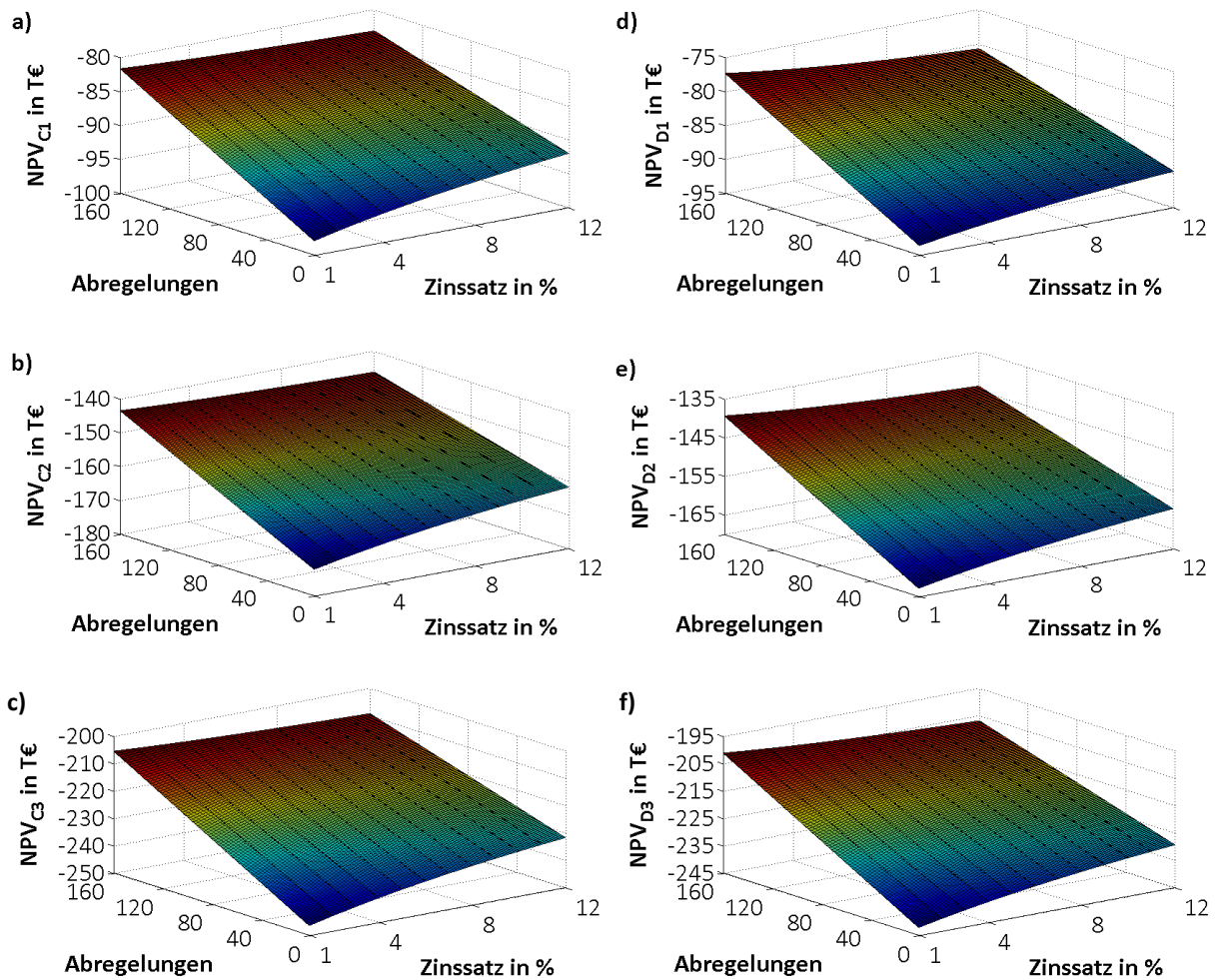


Abbildung 45 Vergleich der Kapitalwertentwicklung zwischen Basisszenarien des unifunktionalen Einsatzes C1 (a)-(c) und des multifunktionalen Einsatzes D1 (d)-(f)

Der Vergleich zeigt, dass der Kapitalwert durch die Mehrfachanwendung positiv beeinflusst wird. In allen Subszszenarien ist ein Anstieg des NPV zu erkennen. Es zeigt sich jedoch auch deutlich, dass der Einfluss vergleichsweise gering ausfällt und der Kapitalwert in keinem Szenario in den positiven Bereich verschoben werden konnte. Da die Erlöse der Zusatzanwendung mit der Differenz zwischen Arbeitspreis für bezogene Leistung und der Einspeisevergütung für erzeugte Leistung einhergehen, wird weitergehend der Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der drei Basisszenarien untersucht. Die Preisdifferenz wird dabei zwischen 0 €/MWh und 20 €/MWh variiert der sich daraus ergebende Kapitalwert für eine unterschiedliche Anzahl an Abregelungsmaßnahmen bestimmt. Die Ergebnisse sind in Abbildung 46 (a)-(c) dargestellt.

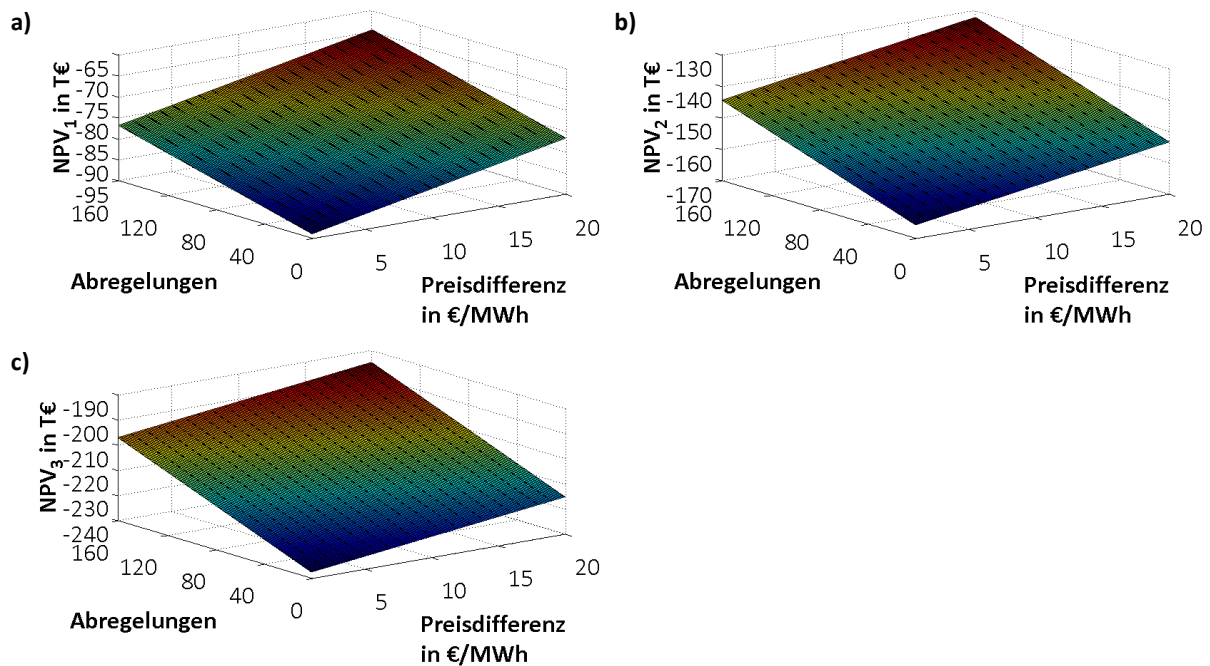


Abbildung 46 Einfluss der Preisdifferenz auf den NPV die Basisszenarien des multifunktionalen Speichereinsatzes D1: a) Szenario 1, b) Szenario 2, c) Szenario 3

Auch hier zeigt sich, dass selbst bei größeren Preisdifferenzen und einem moderaten Zinssatz von 6 % keine signifikante Verbesserung erreicht werden kann. Unter den zu Grunde gelegten Annahmen kann die Gewinnschwelle nur erreicht werden, wenn die Investitionskosten erheblich gemindert werden, was im Best-Case einer Kostenreduktion auf unter 20 % des aktuellen Niveaus gleichkommt.

Anwendungsfall D2: Reduktion von Blindleistungskosten im Windpark

Im Bereich der Speicheranwendung in Kombination mit Windenergieerzeugung ergeben sich weitere Betriebskostenbestandteile, die sich durch den Speichereinsatz minimieren lassen. Hier ist neben dem bereits behandelten Wirkleistungsbezug der Blindleistungsbezug zu nennen. Zur Vermeidung von Turbulenzen vor/nach einer WEA und einer damit verbundenen Ertragsminderung sind Mindestabstände zwischen den Turbinen einzuhalten. Dies führt nicht nur zu erhöhtem Platzbedarf des Windparks, sondern resultiert auch in längeren Anschlussleitungen. Sowohl zu Erzeugungszeiten als auch bei Windflauten ergibt sich damit ein von der Leitungslänge abhängiger Blindleistungsbedarf. Dieser Blindleistungsbedarf (Abbildung 47) erreicht in der aus AWF C2 bekannte Fallstudie Werte von bis zu 11 Mvarh und summiert sich auf mehr als 9.600 Mvarh im Untersuchungsjahr. Unter Berücksichtigung eines Blindleistungspreises von 10 €/Mvarh ergeben sich damit jährliche Kosten von ca. 96.400 €. In der Summe belaufen sich die Kosten für Wirk- und Blindleistungsbezug auf ca. 1,6 Mio. € p.a.

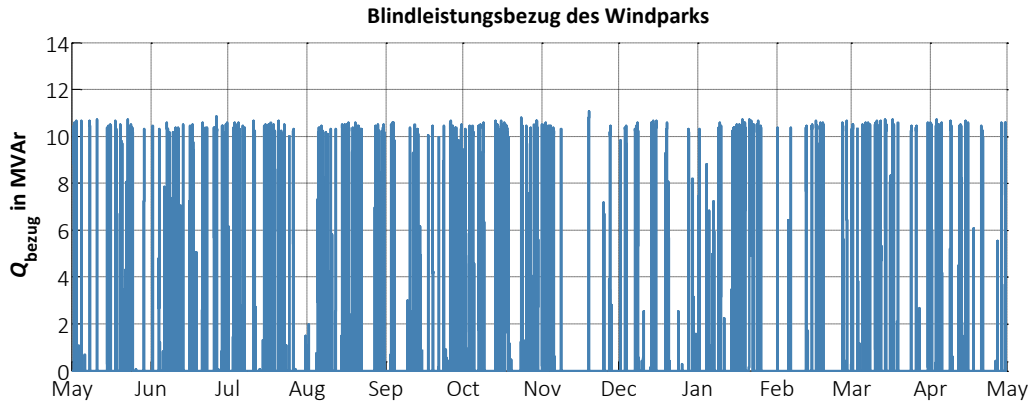


Abbildung 47 jährlicher Blindleistungsbezug des Windparks in AWF D2

In Anbetracht der im Vergleich zum Basisanwendungsfall (Abschnitt 4.5: AWF C2) deutlich größeren Leistungswerte erfordert eine technische Kompensation der Blindleistung einen ebenso größer dimensionierten BES. In Anbetracht der vom Netzbetreiber zu Grunde gelegten Kostenermittlung ist dies jedoch nicht notwendig. Da die Blindleistung nur zu Zeiten fehlender Erzeugung kostpflichtig ist, können die Blindleistungskosten bereits durch den Einsatz der zuvor ermittelten Konfigurationen gesenkt werden. Unter Berücksichtigung der unterschiedlichen Kostenanteile lässt sich eine optimale Speicherkonfiguration auf Basis der Kapitalwerte ermitteln. Der Optimierungsansatz wird dabei durch die folgende Gleichungen (5.1) ausgedrückt. Dabei repräsentiert R_0 die jährlichen Energiebezugskosten ohne Speichereinsatz, $K_{\text{CAPEX},x,y}$ die Investitionskosten des BES und $R_{x,y}$ die Kosten des verbliebenen Bezugsleistung $P_{\text{res,Bezug},x,y}$ bei Einsatz eines Speichers mit der Leistungs-Kapazitäts-Kombination x, y .

$$NPV_{\text{opt}} = \max(NPV^{(i \times j)})$$

mit

$$NPV_{x,y} = \sum_{t=1}^{t_{\text{life}}} \left(\frac{R_0 - R_{x,y}}{(1 + z_r)^t} \right) - K_{\text{CAPEX},x,y} \quad (5.1)$$

$$\forall x = \{x \in \mathbb{N} | 1 \leq x \leq i\}$$

$$\forall y = \{y \in \mathbb{N} | 1 \leq y \leq j\}$$

Dieser beinhaltet auch die Betriebskosten des BES selbst. Die jährlichen Bezugskosten R eines Szenarios setzen sich entsprechend Gleichung (5.2) aus dem Anteil des Leistungspreises k_p , des Arbeitspreises k_E sowie des Blindleistungspreises k_q zusammen. Der Zinssatz wird für diese Auswertung auf einen moderaten Wert von $z_r = 7\%$ festgelegt.

$$R = \sum R_m = \begin{cases} R_E = k_E \cdot \int_0^{T=1a} P_{\text{res,Bezug}} d\tau \\ R_P = k_P \cdot \max(P_{\text{res,Bezug}}) \\ R_Q = k_Q \cdot \int_0^{T=1a} Q_{\text{res,Bezug}} d\tau \end{cases} \quad (5.2)$$

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass mehrere Konfigurationen einen positiven Kapitalwert aufweisen und damit eine lohnenswerte Investition darstellen. Das betriebswirtschaftlich beste Ergebnis ist in Tabelle 21 dargestellt.

Tabelle 21 Kennzahlenübersicht der optimalen BES-Konfiguration in Anwendungsfall D2

Kenngröße	Wert
Speicherleistung	205 kW
Speicherkapazität	100 kWh
CAPEX	116.000 €
OPEX p.a	3.450 €
Wirkleistungskosten p.a.	57.700 €
Blindleistungskosten p.a.	81.300 €
Einsparung p.a.	17.400 €
NPV	22.000 €

Die Kosten für Wirk- und Blindleistungsbezug konnten in diesem Szenario um ca. 13 % gesenkt werden. Gleichzeitig verzeichnet der BES während dieser Anwendung eine Alterung von lediglich 5,8 %. Ohne die obere Begrenzung auf das maximale kalendarische Alter von 12 Jahren wäre daher eine noch größere Rendite möglich. Zudem zeigt sich durch die geringe Alterung wie auch durch die Nutzungszeit von unter 4,8 % Potential für weitere Anwendungen, welche den Kapitalwert weiter steigern können.

6 Praktische Realisierung am Beispiel einer 1-MW-Testanlage

6.1 Smart Grid Energy Storage System - SGESS

Als Versuchsanlage diente das „smart grid energy storage system“ (SGESS) des Fraunhofer Institut für Fabrikbetrieb und -automatisierung in Magdeburg. Der Versuchsträger wurde als All-in-One-Lösung, mit dem Ziel eine umfassende Anzahl an Anwendungsfällen abzudecken, konzipiert. Die Gesamtkapazität beträgt 478 kWh bei einer Bemessungsleistung von 1 MW. Alle Komponenten sind in einem 40-Fuß Seecontainer integriert, sodass ein vergleichsweise einfacher Transport der Anlage ermöglicht wird. Der Container lässt sich in 3 Teilbereiche untergliedern, wie Abbildung 48 entnommen werden kann.

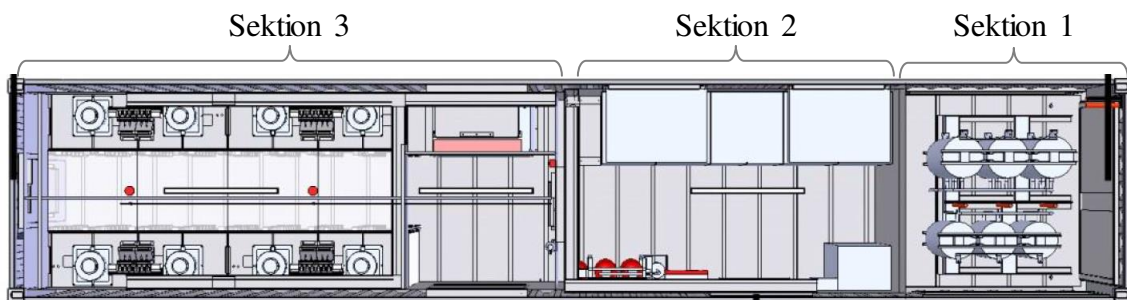


Abbildung 48 Innenaufbau des Smart Grid Energy Storage System

In der Abbildung rechts (Sektion 1) sind die beiden Trockentransformatoren des Containers skizziert. Das SGESS ist sowohl im Niederspannungsbereich (0,3/0,4 kV) als auch im Mittelspannungsbereich (0,3/10 kV) einsetzbar. Der Niederspannungstransformator übernimmt zudem die Versorgung der containereigenen Versorgungseinrichtungen im Funktionsbereich (Sektion 2). Dieser enthält den überwiegenden Teil der Peripherietechnik, wie IKT, Brandmeldeanlage, CO₂-Brandhemmanlage und diverse Messgeräte, sowie die Inverter des Speichers. Die Leistungselektronik ist in zwei Teilinverter zu je 500 kW mit zentraler Steuerung unterteilt und jeweils mit der Hälfte der zur Verfügung stehenden Speichereinheiten verbunden. Diese sind im Batteriezellraum, links in der Abbildung (Sektion 3), platziert. Die Speichereinheit ist mit 5040 Lithium-Ion-Batteriezellen, welche gleichmäßig auf 8 separierte Strings zu je 14 Modulen verteilt sind, bestückt. Ebenfalls im Batterieraum ist die Klimatisierung untergebracht, welche die Innentemperatur des Batterieraums in einem Bereich von 20 – 25°C hält.



Abbildung 49 Testsystem SGESS am Einsatzort

6.2 Versuchsumgebung

Die dargestellten und simulativ untersuchten Ansätze konnte im Rahmen eines Forschungsvorhabens teilweise praktisch realisiert und untersucht werden. Als Versuchsfeld diente der Solar-Park auf dem ehemaligen Militärflugplatz Neuhardenberg (Brandenburg), welcher zum Zeitpunkt des Versuchslaufs über eine installierte Gesamterzeugungsleistung von 155 MW verfügte. Die Freiflächensolaranlage ist auf mehrere Vermarktungsunternehmen aufgeteilt, welche ihrerseits Modulfelder unterschiedlicher Größe bewirtschaften. Für den Feldtest wurde ein Modulfeld bestehend aus 13 Stationen des mit ca. 70 MW größten Vermarkter ausgewählt. Die Stationen mit einer Leistung zwischen 800 kVA und 1800 kVA addieren sich zu einer Gesamtleistung von ca. 20 MW innerhalb des Modulfeldes.



Abbildung 50 Luftbild des PV-Park Neuhardenberg [106]

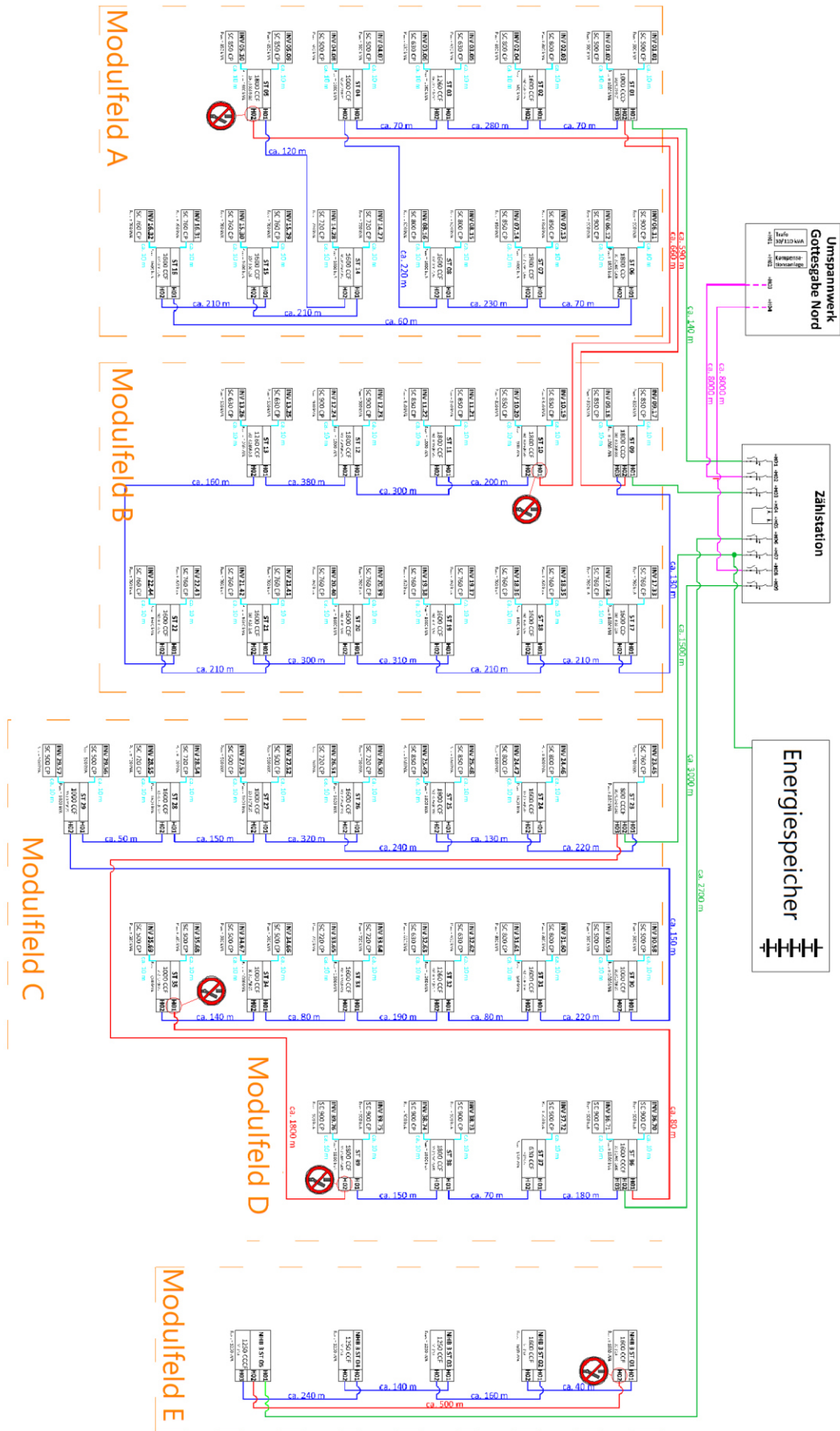


Abbildung 51 Versuchsgelände des praktischen Speichereinsatzes

6.3 Implementierung der Anwendungsfälle

Zur Umsetzung der theoretisch betrachteten Szenarien wurde die Versuchsanlage um notwendige Komponenten der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) erweitert, sodass eine Anbindung an die im Versuchsfeld vorhandene IKT-Struktur erfolgen konnte. Der SGESS-Server stellt dabei die zentrale Komponente dar und beinhaltet Module zur Datenaufnahme, -speicherung und Steuerung des Speichersystems – siehe Abbildung 52.

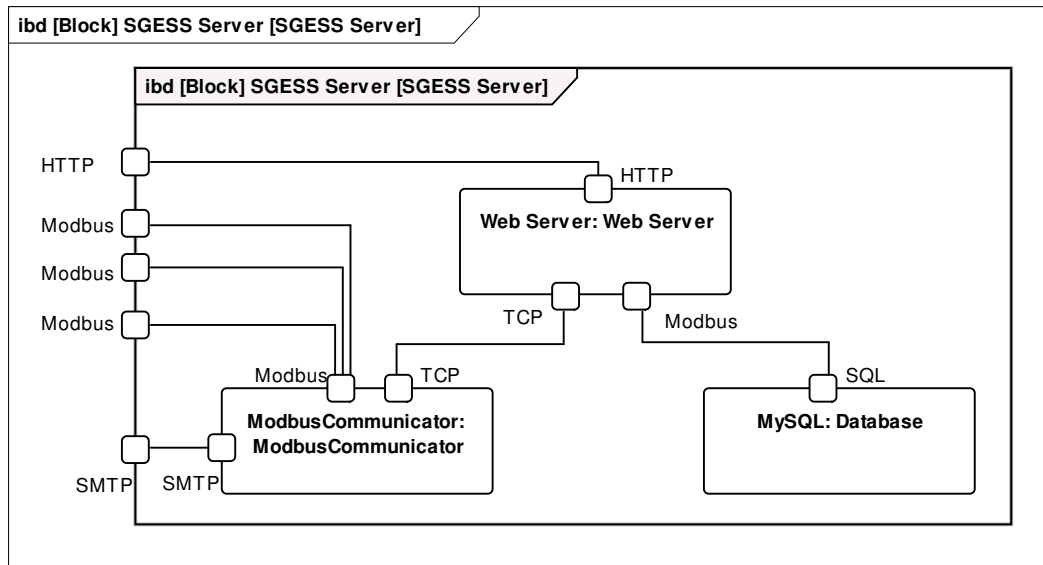


Abbildung 52 Komponenten des SGESS-Server

Über die Modbus-Schnittstelle des Systems konnten diverse Messstellen des PV-Parks einbezogen und die benötigten Messwerte, bspw. die gegenwärtig eingespeiste oder bezogene Wirkleistung, in die Steuerungsstrategie integriert werden. Darüber hinaus wurde ein direkter Informationsaustausch mit dem PV-Park-Controller (skytron), welcher Informationen aus dem Einspeisemanagement des Netzbetreibers enthält, sowie mit dem zuständigen Vermarkter per http-Web-Schnittstelle realisiert.

Die dadurch bezogenen aktuellen sowie über den Datenbank-Service verfügbaren historischen Messwerte fließen in die Entscheidungsheuristik zur Umsetzung der nachfolgenden Szenarien ein:

1. Eigenverbrauchsminimierung
2. Aufnahme abgeregelter Energie
3. Intra-Day-Trading

In Abbildung 53 ist der im SGESS-Server implementierte Entscheidungsablauf vereinfacht dargestellt.

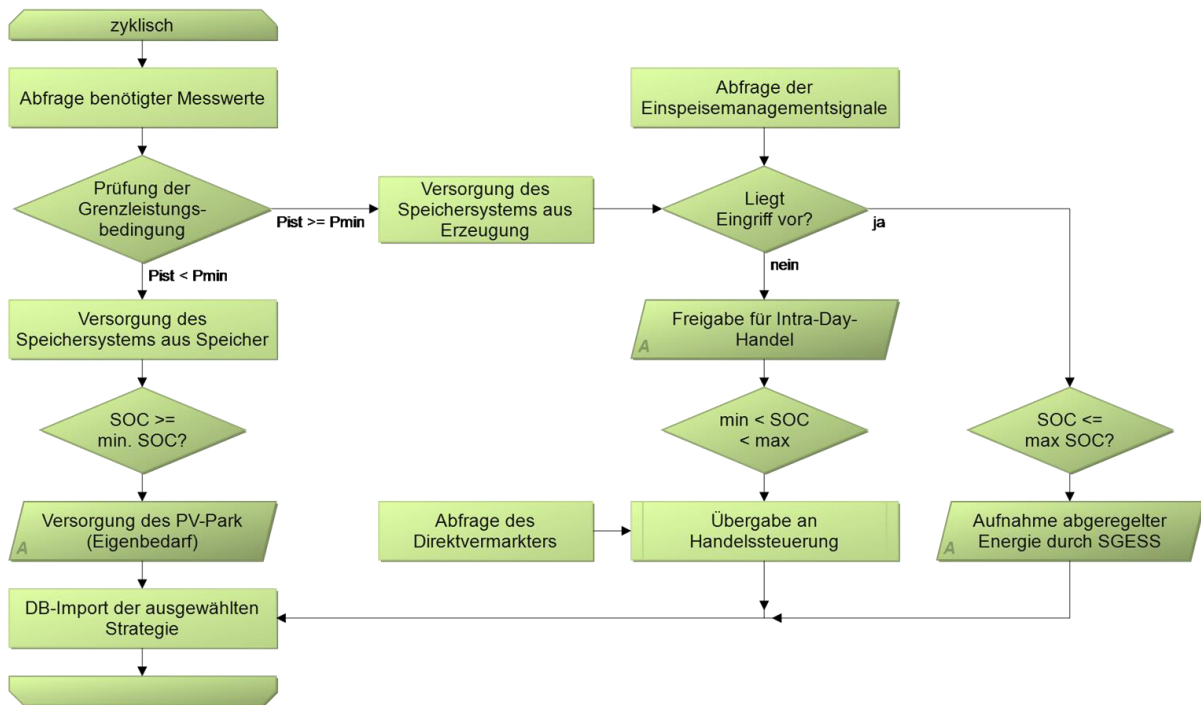


Abbildung 53 hierarchische Entscheidungsheuristik während des Feldtests

6.4 Vergleich der Voruntersuchung mit dem Feldversuch

Durch den Feldversuch wurden die Ergebnisse des Simulationsszenarien aus Kapitel 5.2 in ihrer Grundaussage bestätigt. Durch die Kombination mehrerer paralleler Anwendungsfälle konnte gezeigt werden, dass ein multifunktionaler Speichereinsatz bereits durch heutige prototypische Anlagen realisierbar ist und einen positiven Einfluss auf die Rentabilität des Einsatzes hat. Dies wurde insbesondere in der ersten Phase des Feldtests deutlich. In der zweiten Versuchsphase wurden darüber hinaus die neuralgischen Einflussfaktoren bestätigt. Durch turnusmäßige Vertragsverhandlungen zwischen PV-Parkbetreiber und Energieversorger wurden die Kosten für Bezugsenergie deutlich gesenkt, wodurch keine signifikante Differenz zwischen Energiebezugskosten und Einspeisevergütung mehr zu verzeichnen war. Das Potential der Mehrfachanwendung konnte damit nicht länger gehoben werden. Die wirtschaftliche Bilanz gleicht indes dem unifunktionalen Einsatz.

6.5 Bewertung des Feldversuchs

Im Rahmen der praktischen Erprobung des multifunktionalen Speicherbetriebs konnten die vorgestellten Strategien über einen Zeitraum von ca. 2 Jahren getestet werden. Wie aus der nachfolgenden Abbildung hervorgeht, konnte durch den Praxisversuch nachgewiesen werden, dass ein multifunktionaler Einsatz von Batteriespeichersystemen mit der gegenwärtig verfügbaren Technik bereits möglich ist.

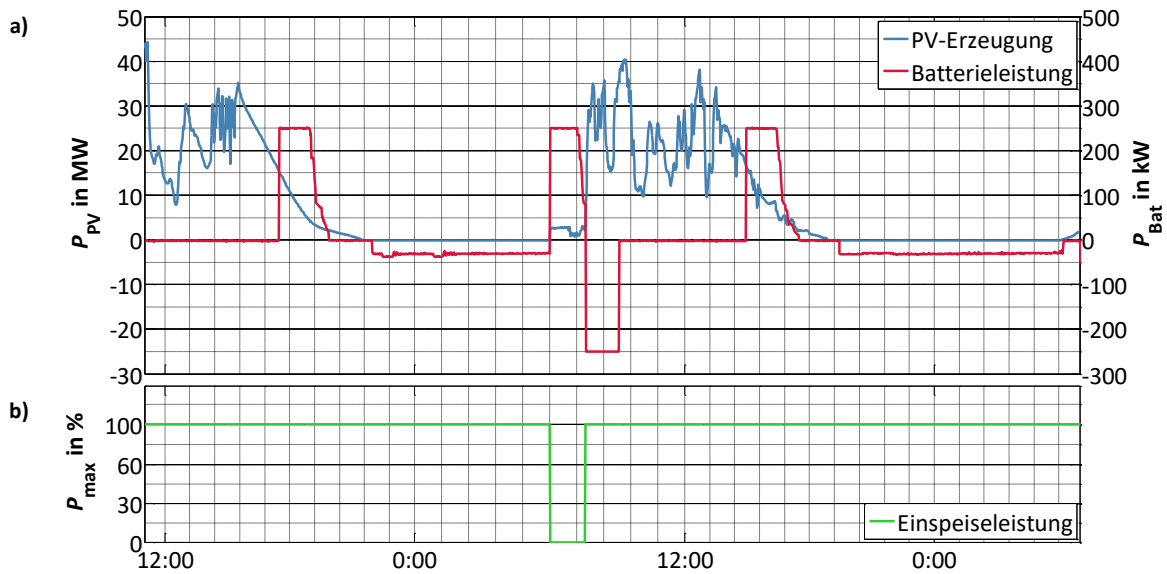


Abbildung 54 Messwertkurven des Praxisversuchs vom 17.07.2015 – 19.07.2015: a) Eigenverbrauchsminimierung sowie Aufnahme abgeregelter Energie, b) zulässige Leistung nach EisMan

Die Messwerte in Abbildung 54a spiegeln sowohl die Einspeisung des Parks (blauer Verlauf) sowie die korrespondierende Batteriespeicherleistung (roter Verlauf) über einen Zeitraum von etwa 2 Tagen wieder. Das SubszENARIO der PV-Parkeigenbedarfsdeckung wird dabei sowohl durch die Ladephasen zum Ende der Erzeugungsperiode als auch durch die ausgedehnte Entladung mit einer geringen Leistung von etwa 30 kW über die Nacht hinweg sichtbar. Die Ladung ist dabei uhrzeitgesteuert und richtete sich, zzgl. eines Sicherheitspuffers, nach dem Sonnenuntergang. Das Verhalten ist als wiederholendes Muster im Betrachtungszeitraum zu erkennen und spiegelt den ersten Pfad des Einsatzschemas in Abbildung 53 wieder. Darüber hinaus ist die in der Simulation als Basisszenario betrachtete Einspeicherung im Falle einer Einspeisemanagementmaßnahme zu Beginn des zweiten Tages ersichtlich. Der Netzbetreiber begrenzt zu Tagesbeginn die zulässige Einspeiseleistung, dargestellt in Abbildung 54b, auf 0 % der Anlagenleistung, wodurch der höher priorisierte Anwendungsfall (rechter Pfad) des Implementierungsschemas aktiviert und die Testanlage mit der Einspeicherung beginnt.

Der Nachweis des dritten Subszenarios während des Feldtests ist in Abbildung 55 dargestellt.

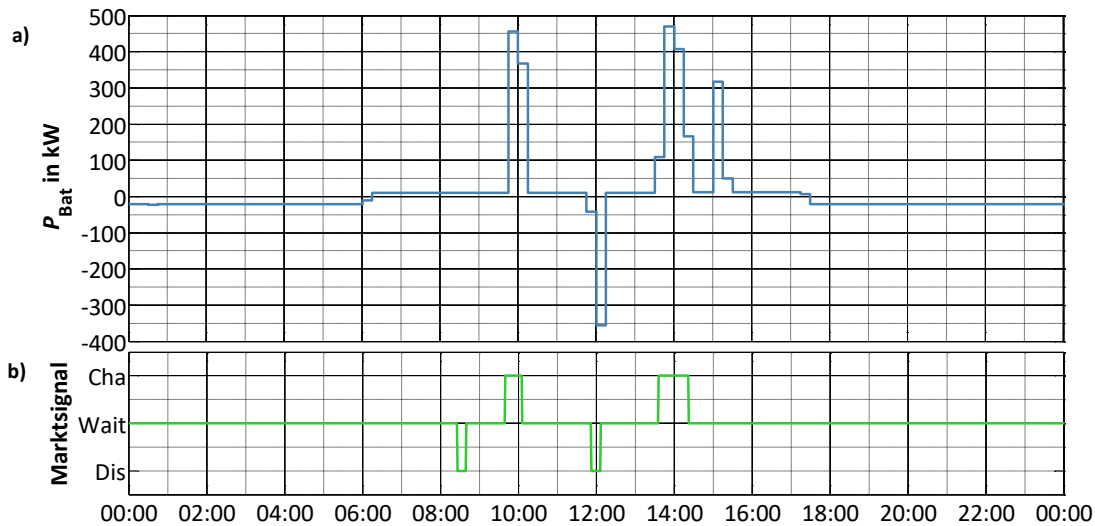


Abbildung 55 Messwertkurven des Praxisversuchs vom 02.03.2016: a) Verlauf der Batteriespeicherleistung, b) Steuerungssignal des Vermarkters

Die Testanlage (Teilabbildung a) wird in diesem Anwendungsfall über eine separate Schnittstelle (siehe Abbildung 52) zum Vermarkter des PV-Parks entsprechend des von außen vorgegebenen Steuerungssignals (Teilabbildung b) gesteuert. Leichte Abweichungen in der zeitlichen Staffelung der Verläufe liegen in einer unterschiedlichen Messwertaufösung – 15-min-Mittelwerte im Leistungsverlauf und 1-min-Werte im Steuerungssignal – begründet. Die Verläufe zeigen, wie der Basisbetrieb des BES durch die zusätzlichen Handelsgeschäfte unterstützt werden kann. Im Abschnitt zwischen 15:00 Uhr und 16:00 Uhr ist dies gut an der kurzen Ladephase zur Sicherstellung der Nachtversorgung zu erkennen. Hier konnte die vorherige marktgetriebene Ladung des Energiespeichers als Synergie genutzt werden, um die obligatorische Vollladung zu verkürzen. Es zeigt sich zusätzlich, dass für eine umfassende Einbindung und Steuerung durch den Vermarkter ein ausgedehnterer Informationsaustausch von Nöten ist. Auf Grund des niedrigen SOC konnte die Anlage nicht auf das erste Entladesignal des abgebildeten Zeitraums reagieren. Die Übermittlung von BES-Daten in einem bidirektionalen Kommunikationskanal würde die Planung der Speicheranlage in der Vermarktung deutlich verbessern und könnte damit einen Beitrag zur Erlössteigerung leisten.

Durch die Kombination mehrerer Anwendungsfälle in einer Steuerungsstrategie konnte die wirtschaftliche Bilanz des Speichereinsatzes signifikant verbessert werden. Gleichmaßen wurde die Abhängigkeit von äußeren Rahmenbedingungen deutlich. Neben den Differenzen in Vergütung und Kosten für eingespeiste bzw. bezogene Energie müssen die Kosten zur Versorgung des Speichersystems zwingend Berücksichtigung finden. Darüber hinaus stellt die Einspeicherung von Energie während einer Einspeisemanagementmaßnahme derzeit kein Geschäftsmodell dar, wenngleich die technische Machbarkeit nachgewiesen werden konnte.

Im Falle einer Abregelung zur Engpassbeseitigung besteht nach § 15 EEG 2017 eine Entschädigungspflicht des Netzbetreibers gegenüber dem Betreiber regenerativer Anlagen. Die Entschädigungspflicht basiert auf der derzeit nicht gegebenen Möglichkeit abgeregelter regenerativer Energie zu einem späteren Zeitpunkt einspeisen zu können. Diese Regelung ist jedoch bei zunehmender Speicherintegration zu prüfen. Bezüglich des marktbasierten Betriebes sind vor allem Art und Häufigkeit der Handelsgeschäfte ausschlaggebend für die Bewertung und die Wirtschaftlichkeit des Speicherbetriebs. Es konnte festgestellt werden, dass die Nutzungszeit des BES während des Feldversuchs zu gering ausfiel, sodass der durch die Szenarien erzielte Gewinn keine Anschaffung eines solchen Systems rechtfertigen würde.

Neben der Rentabilität wurde im Rahmen der praktischen Erprobung auch die Technologiereife bzw. Integrierbarkeit von Batterieenergiespeichersystemen geprüft und bewertet. Die vom vorhandenen PV-Parksystem autarke Steuerung über den SGESS-Server hat sich hierbei als bedingt zweckmäßig erwiesen. Einerseits konnte durch diesen Ansatz eine Rückwirkung auf die skytron-Steuereinheit vollumfänglich unterbunden werden, sodass bei der softwareseitigen Implementierung der Steuerungsstrategien, in einer Sandbox-artigen Umgebung, die Testphasen erheblich verkürzt werden konnten. Andererseits ist jedoch die korrekte Arbeitsweise des SGESS-Servers an die Aufrechterhaltung der unterschiedlichen IKT-Verbindungen gebunden. Die Versuchsphase hat gezeigt, dass Verbindungsausfälle zwischen den Komponenten als Fehlerquelle zu berücksichtigen sind. Durch eine vollständige Integration in ein gemeinsames Steuerungssystem lässt sich die Zahl der Verbindungen jedoch auf die Ansteuerung des BES beschränken und die Robustheit des Gesamtsystems steigern. Die Alternative besteht in der redundanten Ausführung von Kommunikationsverbindungen.

Darüber hinaus konnte während der Testphase die Rückwirkung der Netz- und Anschlussbeschaffenheit auf die Testanlage beobachtet werden. Messungen an der Anlage sowie im PV-Park-internen Netz belegen eine teilweise sehr hohe Belastung mit Harmonischen, siehe Abbildung 56. In der Folge kam es zur Überlastung der anlageninternen Harmonic-Filter, was in einem Ausfall der Speicheranlage resultierte. Die Ursache für dieses Verhalten ist einerseits in der Vielzahl an leistungselektronischen Stellgliedern innerhalb des PV-Parks zu sehen, die funktionsartbedingt Oberschwingungen emittieren. Darüber hinaus birgt die Anschlusskonstellation mit 2 in Reihe geschalteten Transformatoren Optimierungspotential in sich und begünstigt die Ausbildung von Resonanzen, die zu Stromharmonischen in dieser Höhe führen können.

Die Vorkommnisse unterstreichen jedoch den Wert einer optimalen Auslegung der Anlagenkomponenten, welche im Feldversuch auf Grund der zuvor feststehenden Konfiguration der Testanlage bzw. des PV-Parks nicht möglich war.

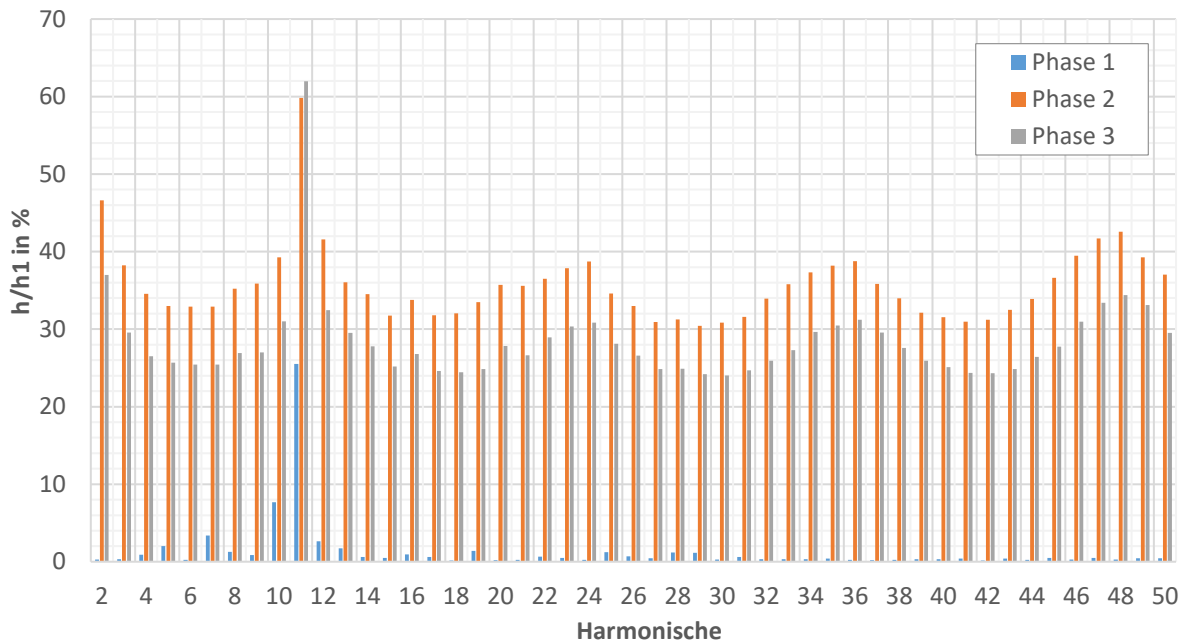


Abbildung 56 Messung der Stromharmonischen an Wechselrichter 1 BES-Testanlage SGESS im Fehlerfall, Messung aufgenommen am 08.09.2016, 12:30Uhr

Weiterhin hat sich gezeigt, dass an die interne Steuerung des BES höhere Anforderungen in puncto Resilienz zu stellen sind. Die Sicherheitssysteme, die den Batteriespeicher vor kritischen Zuständen, wie Übertemperatur oder Tiefenentladung, schützen, haben im Testbetrieb zuweilen eine Sicherheitsabschaltung des SGESS auf Grund fehlerhafter Messwerte veranlasst. Diese Betriebseinschränkungen liegen vor allem im Neuheitsgrad derartiger Anlagen begründet und lassen sich durch den Prototypencharakter des Versuchsträgers erklären. Zur Umsetzung weiterer Anwendungen, die ggf. systemrelevant sind (Primärregelleistungserbringung), sind jedoch Optimierungen notwendig.

Es lässt sich festhalten, dass die zum Zeitpunkt des Feldversuchs verfügbare Technologie noch nicht über die notwendige Marktreife für einen flächendeckenden und verlässlichen Einsatz verfügt.

6.6 Ansatz eines zyklensbasierten state-of-health-Index

Während des Feldversuchs sollte auch der Einfluss der jeweiligen Nutzung auf den Gesundheitszustand (state of health, *SOH*) des Testsystems im realen Betrieb untersucht werden. Es zeigte sich jedoch, dass der hierfür gebräuchliche Ansatz in der Praxis nur bedingt einsatzfähig ist. Wie in Kapitel 2.2 dargelegt, wird der *SOH* mit Hilfe der zum Zeitpunkt der Bestimmung (real) verfügbaren Kapazität sowie der Bemessungskapazität des BES bestimmt, siehe Gleichung (6.1).

$$SOH = \frac{C_p}{C_N} \quad (6.1)$$

Die Methodik beruht auf der messtechnischen Bestimmung der verfügbaren Kapazität des BES und setzt damit das Durchfahren mindestens eines Entladehalbzklus mit 100 % Zyklertiefe voraus. Sowohl die simulativen Untersuchungen als auch die Ergebnisse des Feldtests zeigen jedoch, dass ein derartiges Betriebsverhalten nicht realitätsnah ist. Eine derartige Implementierung ermöglicht im besten Fall eine sporadische Bestimmung des Gesundheitszustandes im laufenden Betrieb jedoch kein durchgängiges Monitoring. Darüber hinaus treten in einigen Anwendungsfällen, siehe bspw. Primärregelleistungserbringung in Kapitel 4.2, während des Betriebes erst gar keine Zyklen mit voller Zyklertiefe auf. Eine *SOH*-Bestimmung ist in diesem Fall nur durch eine Betriebsunterbrechung möglich, was wiederum die erzielbaren Einnahmen schmälert (PRL-Beispiel: einwöchige Teilnahmepause auf Grund der Bieterintervalle).

Auf Basis des in Abschnitt 3.2.3 entwickelten Alterungsmodells wird daher eine Methode zur zyklensbasierten *SOH*-Abschätzung nach Gleichung (6.2) und unter Verwendung der Gleichungen (3.6) - (3.8) vorgeschlagen.

$$SOH_z = 1 - A = 1 - \sum_{w=1}^m n_w \cdot h_w \quad (6.2)$$

Der Ansatz nutzt die für die Alterung hauptverantwortlichen und während des Normalbetriebs in der jeweiligen Zyklertiefenstufe w auftretenden Zyklen n_w zur Alterungsbestimmung. Diese werden unter Berücksichtigung des entsprechenden Gewichtes h_w zur Abschätzung des Gesundheitszustandes herangezogen. Der SOH_z -Index ermöglicht zudem die stärkere Berücksichtigung des aktuellen BES-Zustandes durch Anpassung der zur Verfügung stehenden Kapazität. Die Anpassung wird durch den Ablauf in Abbildung 57 verdeutlicht.

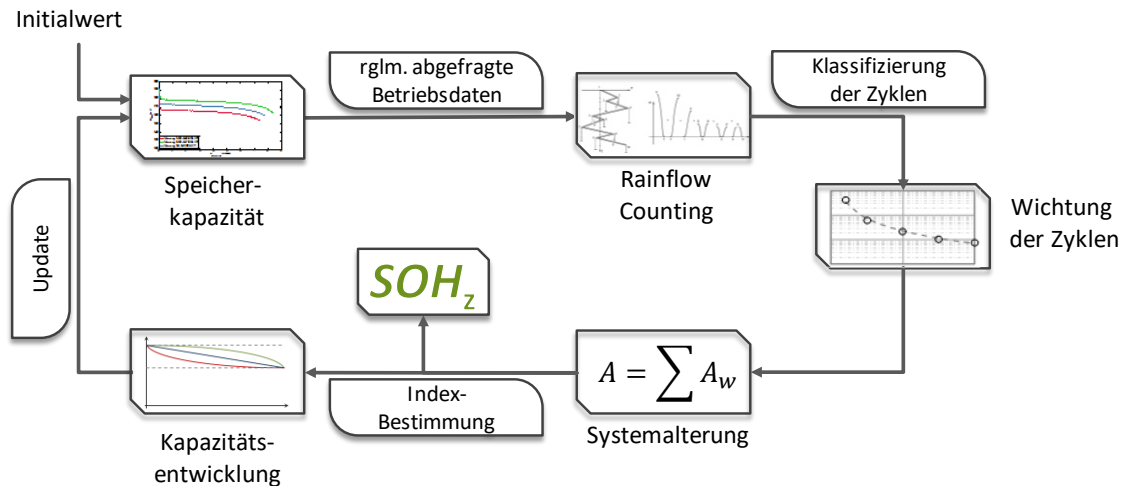


Abbildung 57 zyklische Anpassung der Gewichte der Alterungsfunktion

Durch entsprechende Hinterlegung von Kennlinien im Block Kapazitätsentwicklung lässt sich das Verfahren nochmals vertiefen. Während üblicherweise von einem linearen Zusammenhang zwischen durchlaufenen Zyklen (Alterung) und der eingebüßten Kapazität ausgegangen wird, sind, abhängig von der spezifischen Zellchemie, auch nichtlineare Zusammenhänge möglich. Die Berücksichtigung dieser zelltypischen Alterungsabhängigkeiten ist in das Verfahren ohne weiteres integrierbar.

Neben der betriebsunterbrechungsfreien Bestimmung des Systemzustandes bietet der Ansatz die Möglichkeit, Wartungsintervalle in Abhängigkeit der Alterung dynamisch zu gestalten und den Aufwand durch vorrausschauende Wartung (engl. predictive maintenance) zu minimieren. Weiterhin ist die Anwendung der Methode nicht nur lokal im BES, sondern auch in einer zentralen Leitwarte vorstellbar. Für den Netzbetreiber ergeben sich dadurch bessere Planungsmöglichkeiten sowie eine Möglichkeit zur Prognose der Ausfallwahrscheinlichkeit dieses Betriebsmittels.

Zur praktischen Umsetzung des vorgeschlagenen Indexes ist jedoch die direkte Abhängigkeit des Ansatzes von den zu Grunde gelegten Zyklenzahlen zu berücksichtigen. Für die Bestimmung des SOH_z sind valide Basisdaten der Zyklenfestigkeit der verwendeten Speicherzellen notwendig, um einen verlässlichen Index bestimmen zu können. Hierbei sei angemerkt, dass sowohl Zellhersteller im Rahmen ihrer Qualitätssicherung als auch BES-Hersteller bei der Systemplanung und -konfektionierung i.d.R. Zellvermessungen vornehmen, um die Produktqualität zu sichern. Durch die Berücksichtigung dieser Daten, anstatt von generalisierten Literaturwerten, lässt sich die Genauigkeit des Ansatzes erhöhen. Die Verifizierung des entwickelten Indexes muss in Langzeittests erfolgen.

7 Zusammenfassung und Ausblick

Die immer stärkere Fokussierung auf regenerative Energieerzeuger, wie Windkraft- und Photovoltaikanlagen, führt zu einem starken Wandel im elektrischen Versorgungssystem. Das volatile und zum Teil stochastische Einspeiseverhalten bringt einen erhöhten Bedarf an Optionen zur Flexibilisierung des gesamten Energiesystems, sowohl auf Erzeugungs- als auch auf Lastseite, sowie der zeitlichen Entflechtung von Energieerzeugung und Energienutzung mit sich. Derzeit verfügbare Technologien zur Energiespeicherung können den zukünftigen Bedarf nur bedingt gerecht werden, sodass neuartige Systeme, wie Großbatteriespeicher, sich stärker im elektrischen Versorgungsnetz etablieren werden. Die Voraussetzung für einen großräumigen Einsatz solcher Systeme bildet die (kosten-) optimale Auslegung in Verbindung mit einem geeigneten Betriebskonzept. Hierzu werden geeignete Verfahren und Modelle benötigt, welche die Berücksichtigung der technologiebedingten Betriebscharakteristika sowie der betrieblichen und zeitlichen Systemalterung ermöglichen.

Im Rahmen dieser Dissertation wurde der Einsatz von Batteriespeicheranlagen im elektrischen Verteilnetz untersucht. In einer vorausgehenden Analyse der regulatorischen und normativen Rahmenbedingungen wurden vor allem die fehlende Rechtsdefinition sowie die daraus resultierenden Hemmnisse deutlich. Die derzeitige Praxis einer Eingliederung in legal definierte Teilnehmergruppen (Erzeuger, Endverbrauch) in Abhängigkeit der Energieflussrichtung ist nicht nur mit den physikalischen Vorgängen unvereinbar, sondern führt in zu einer regulatorischen Mehrfachbelastung solcher Systeme. Die Vielzahl an unklaren und zum Teil nicht nachvollziehbaren Ausnahmeregelungen mindert diese Problematik nicht, sondern nährt den Bedarf an der Definition eines zusätzlichen, eigenständigen Speichersegments in der regulatorischen Betrachtung.

Für die weiteren Betrachtungen wurde ein mehrstufiges Modell, basierend auf einem generischen Modellierungsansatz, entwickelt, mit dem die Dimensionierung durchgeführt und das Betriebsverhalten repräsentiert werden kann. Hierzu wurden unterschiedliche Ansätze zur Darstellung elektrochemischer Speicher diskutiert und hinsichtlich Genauigkeit, Parametrieraufwand und Komplexität verglichen. Auf Basis einer weiterführenden Bewertung der Ansätze hinsichtlich deren Eignung für die Modellierung auf Systemebene erfolgte die Modellumsetzung. Hierbei erwies sich die Mehrheit der Batteriemodelle für den Einsatz auf Systemebene als ungeeignet. Die Berücksichtigung einer Vielzahl von elektrochemischen Teilprozessen mündet zwar in einer erhöhten Genauigkeit aber auch in überproportional steigender Anzahl notwendiger Parameter. Auf Grund der zumeist fehlenden Datengrundlage für diese Modelle kann der Genauigkeitsvorteil nur bedingt genutzt werden. Zusätzlich

erschwert die Zelltyp- und Herstellerabhängigkeit eine Verallgemeinerung dieser Modelle. Die Parametrierung der einzelnen Teilsysteme stützt sich im Wesentlichen auf eigens erhobene Messdaten mehrerer Speichersysteme unterschiedlicher Systemgröße. Es konnte damit ein Ansatz vorgestellt werden, welcher die technologischen Charakteristika besonders berücksichtigt und eine fundierte Bewertung der anwendungsfallabhängigen Systemalterung ermöglicht.

Unter Anwendung des vorgestellten Modells wurden ausgewählte Einzelanwendungsfälle für Großbatteriespeicher im elektrischen Netz untersucht. Die Szenarien wurden dabei so gewählt, dass ein möglichst breites Anwendungsspektrum mit unterschiedlichen Zielgruppen (Versorger, Erzeuger, Abnehmer) und Interessen (Systemstabilisierung, Kostenminimierung, EE-Maximierung) abgedeckt werden konnte. Basierend auf den Ergebnissen der Einzelfallbetrachtung und einer Anwendungsfallbewertung wurde der Speichereinsatz in einer Mehrfachanwendung untersucht. Im Ergebnis kann die Aussage getroffen werden, dass durch die Mehrfachanwendung eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit erzielt werden kann. In den untersuchten Szenarien konnte zudem keine signifikante Abnahme der Lebensdauer des BES ausgemacht werden.

Die simulativen Betrachtungen konnten im Rahmen des durchgeführten Feldtests praktisch erprobt werden und ein Funktionsnachweis erbracht werden. Die reale Implementierung des Versuchsträgers stützt dabei die theoretischen Vorbetrachtungen sowie dessen Ergebnisse. Des Weiteren konnten zusätzliche Faktoren identifiziert werden, die den Systembetrieb beeinflussen und den Nutzen einer geeigneten Systemauslegung noch erweitern.

Die zu Beginn dieser Arbeit aufgestellte These kann daher als erwiesen angesehen werden.

In weiterführenden Betrachtungen ist insbesondere der Langezeiteinsatz solcher Systeme zu adressieren. Die praktische Validierung des Lebensdauermodells stellt dabei einen zentralen Punkt dar, welcher im Rahmen dieser Arbeit nicht behandelt werden konnte. Zudem sind Aspekte der informations- und kommunikationstechnischen Integration in bestehende wie zukünftige Leitsysteme zu untersuchen. Die Ergebnisse des Feldversuchs zeigen diesbezüglich sowohl das bestehende Optimierungspotentials in der Betriebsführung als auch den daraus resultierenden Bedarf eines einheitlichen und bidirektionalen Datenaustausches auf.

8 Literaturverzeichnis

- [1] M. Zapf, Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem - Rahmenbedingungen, Bedarf und Einsatzmöglichkeiten, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2017.
- [2] Gesamtverband Steinkohle e.V., „Webpräsenz des Gesamtverband Steinkohle e.V.“, 2017. [Online]. Available: http://www.gvst.de/pics/steinkohle/detail/K2A7-3_11.jpg. [Zugriff am 17 03 2019].
- [3] Umwelt Bundesamt, „Erneuerbare Energien in Zahlen,“ [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen?sprungmarke=strom#textpart-1>. [Zugriff am 17 03 2019].
- [4] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), „dena-NETZFLEXSTUDIE - Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung,“ Hrsg.: Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) Energiesysteme und Energiedienstleistungen, Berlin, 2017.
- [5] D. U. Sauer, „Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung,“ Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA) RWTH Aachen, Aachen, 2006.
- [6] Bundesnetzagentur BNetzA, „Kraftwerkliste,“ Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bonn, 07.03.2019.
- [7] Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI, „Technologie-Roadmap Stationäre Energiespeicher 2030,“ Karlsruhe, 2015.
- [8] M. Popp, Speicherbedarf bei einer Stromversorgung mit erneuerbaren Energien, Berlin Heidelberg: Springer-Verlag, 2010.
- [9] H. Niederhausen und A. Burkert, Elektrischer Strom - Gesteherung, Übertragung, Verteilung, Speicherung und Nutzung elektrischer Energie im Kontext der Energiewende, Wiesbaden: Springer Vieweg, 2014.

- [10] Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestag, „Vor- und Nachteile verschiedener Energiespeichersysteme WD 8 - 3000 - 032/14,“ Fachbereich WD 8: Umwelt, Naturschutz, Reaktorsicherheit, Bildung und Forschung, Berlin, 2014.
- [11] M. Sterner und I. Stadler, *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*, Heidelberg: Springer Vieweg, 2014.
- [12] M. Sterner, „Energiespeicher in Deutschland: Bedarf – Technologien – Rahmenbedingungen,“ *Energy Storage*, Düsseldorf, 24.März 2014.
- [13] G. Pleßmann, M. Erdmann, M. Hlusiak und C. Breyer, „Global energy storage demand for a 100% renewable electricity supply,“ *Energy Procedia (8th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition, IRES 2013)*, Nr. 46, p. 22 – 31, 2014.
- [14] J. L. Garzón Real, „Bewertung von Einsatzszenarien eines Großbatteriespeichers in Windparks,“ Magdeburg, 2015.
- [15] A. Jossen und W. Weydanz, *Batterien und Akkumulatoren richtig einsetzen, Untermeitingen: Inge Reichardt Verlag*, 2006.
- [16] G. Fuchs, B. Lunz, M. Leuthold und D. U. Sauer, „Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität,“ *Smart Energy for Europe Platform GmbH (SEFEP)*, 2012.
- [17] R. A. Huggins, *Energy Storage - Fundamentals, Materials and Applications*, 2nd Hrsg., Springer Cham Heidelberg New York Dordrecht London: Springer International Publishing Switzerland, 2016.
- [18] M. Brand, „Überblick über moderne Batteriespeicher und deren Zukunft,“ in *8. Solartagung Rheinland-Pfalz*, 2012.
- [19] P. Radgen, „Zukunftsmarkt Elektrische Energiespeicherung,“ Umweltbundesamt (UBA) Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2007.
- [20] P. Komarnicki, „Energy storage systems: power grid and energy market use cases,“ *Archives of Electrical Engineering*, p. 495–511, 16 09 2016.

- [21] D. U. Sauer, „Marktanreizprogramm für dezentrale Speicher insbesondere für PV-Strom,“ im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), 2013.
- [22] „DIN 40729: Akkumulatoren; Galvanische Sekundärelemente; Grundbegriffe,“ DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE, Beuth Verlag, Berlin, 1985.
- [23] P. Komarnicki, „Entwicklung und Erprobung von marktoptimalen Betriebsstrategien am Beispiel eines 1MW Batteriespeichersystem,“ Dialogforum „Speichermöglichkeiten schaffen“, Magdeburg, 23.09.2015.
- [24] M. Sterner, F. Eckert, M. Thema und F. Bauer, „Der positive Beitrag dezentraler Batteriespeicher für eine stabile Stromversorgung, Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES) OTH Regensburg,“ Kurzstudie im Auftrag von BEE e.V. und Hannover Messe, Regensburg / Berlin / Hannover, März 2015.
- [25] entso-e, „Network Code on Frequency Control and Reserve,“ European Network of Transmission System Operators for Electricity, Brüssel, Juni 2013.
- [26] VDE AR-N 4105, „Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz: Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz,“ VDE Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e.V., Berlin, 2017.
- [27] DIN EN 50160, „Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen,“ DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE, Beuth Verlag, Berlin, Februar 2016.
- [28] BDEW, „Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz (Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz),“ BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. , Berlin, Juni 2008.
- [29] VDN, „EEG-Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz,“ VDN Verband der Netzbetreiber VDN e.V. beim VDEW, Berlin, August 2004.
- [30] M. Korpaas, A. Holen und R. Hildrum, „Operation and sizing of energy storage for wind power plants in a market system,“ *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Bd. Vol. 25, Nr. Issue 8, pp. 599-606, Oct. 2003.

- [31] J. Li, „Optimal sizing of grid-connected photovoltaic battery systems for residential houses in Australia,“ *Renewable Energy*, Nr. in press, online: 28.09.2018.
- [32] Deutscher Bundestag, „Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften vom 26. Juli 2011,“ Bundesgesetzblatt 2011, Teil 1, Nr.41, Bonn, 03. August 2011.
- [33] Clearingstelle des EEG, „Empfehlung 2016/12 - Anwendungsfragen zu Speichern im EEG 2014,“ 2016.
- [34] F. Brahms, „Neuregelung für den Einsatz von Stromspeichern im EEG 2017,“ StorageDay XXL, Potsdam, 09.11.2016.
- [35] Bundesnetzagentur BNetzA, „Monitoringbericht 2017,“ Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, Bonn, 2017.
- [36] F. Streich, „Stromspeicher – Netzentgelte und Umlagen: Energiespeicher als wesentlicher Baustein der Energiewende,“ ALTEC ENERGIE, Stuttgart, März 2017.
- [37] BVES - Bundesverband Energiespeicher e.V. Berlin und DIHK - Deutscher Industrie- und Handelskammertag Berlin | Brüssel, „Faktenpapier Energiespeicher - Rechtsrahmen, Geschäftsmodelle, Forderungen,“ Berlin, Brüssel, März 2017.
- [38] F. Lietz und K. Gent, „Energierrechtliche Hürden für Stromspeicher,“ Klimaschutz- und Energieagentur Niedersachsen, Stromspeicher in Unternehmen optimieren - Lohnen sich Energiespeicher?, Braunschweig, 01.06.2016.
- [39] Bundesfinanzhof, *Stromsteuerrechtliches Herstellerprivileg - Auslegung von § 9 Abs. 1 Nr. 2 StromStG - Aufladen einer Batterie ist keine Stromerzeugung - Umwandlung von Wechselstrom in Gleichstrom*, Urteil VII R 33/10, 2012.
- [40] F. Valentin, „Stromspeicher im Recht der erneuerbaren Energien,“ 08 05 2017. [Online]. Available: https://www.vbv.de/fileadmin/user_upload/pdf/2017/REE_17-01_Beitrag_Dr._Valentin_-_Anl_2017-05-08.pdf. [Zugriff am 02 08 2018].

- [41] DIN e.V.; DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE; DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.; VDI Verein Deutscher Ingenieure e. V. (Hrsgg), „Die deutsche Normungsroadmap Energiespeicher,“ Berlin, Frankfurt, Bonn, Düsseldorf, Februar 2016.
- [42] Forum für Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN), „Anschluss und Betrieb von Speichern in der Niederspannung,“ VDE, Berlin, Oktober 2016.
- [43] VDE-AR-E 2510-2, „Stationäre elektrische Energiespeichersysteme vorgesehen zum Anschluss an das Niederspannungsnetz,“ VDE Verlag GmbH, Berlin, September 2015.
- [44] IEC 62933-3-1, „Electrical Energy Storage (EES) Systems - Part 3-1: Planning and Installation - General specifications,“ International Electrotechnical Commission (IEC), 04.11.2016.
- [45] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., „Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE,“ 03 10 2016. [Online]. Available: <https://www.vde.com/de/fnn>. [Zugriff am 05 08 2019].
- [46] Europäische Kommission, „Verordnung (EU) 2016/631 der Kommission zur Festlegung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger,“ Official Journal of the European Union, Brüssel, 14. April 2016.
- [47] E VDE-AR-E 4110, „Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung),“ VDE Verlag GmbH, Berlin, März 2017.
- [48] D. Linden und T. B. Reddy, Handbook of Batteries, 3rd Hrsg., New York: McGraw-Hill, 1995.
- [49] J. I. San Martín, I. Zamora, J. J. San Martín, V. Aperribay und P. Eguía, „Energy Storage Technologies for Electric Applications,“ in *International Conference on Renewable Energies and Power Quality*, Las Palmas de Gran Canaria, Spain, 2011.
- [50] W. Hennings, J. Linssen, P. Markewitz und S. Vögele, STE Preprint 06/2011 Energiespeicher, Jülich: Forschungszentrum Jülich GmbH, Institut für Energie- und Klimaforschung Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE), 2011.

- [51] C. Wenge, „Optimaler Betrieb von mobilen Speichern im Smart Grid - Mobilitätsleitwarte,“ *Res electricae Magdeburgenses*; 53, Magdeburg, 2013.
- [52] C. Klabunde, N. Moskalenko, Z. Styczynski, P. Lombardi und P. Komarnicki, „Use of energy storage systems in low voltage networks with high photovoltaic system penetration,“ in *2015 IEEE Eindhoven PowerTech*, Eindhoven, Netherlands, 2015.
- [53] ETG Task Force Energiespeicher, „Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger- Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf,“ *Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG)*, Frankfurt, 2009.
- [54] A. Ehsan und Q. Yang, „Coordinated Investment Planning of Distributed Multi-Type Stochastic Generation and Battery Storage in Active Distribution Networks,“ *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, pp. 1-1, 2018.
- [55] S. Sukumar, M. Marsadek, A. Ramasamy und H. Mokhlis, „Grey Wolf Optimizer Based Battery Energy Storage System Sizing for Economic Operation of Microgrid,“ in *2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, Palermo, Italy, 2018.
- [56] M. Kharrich, Y. Sayouti und M. Akherraz, „Microgrid Sizing with Environmental and Economic Optimization,“ in *2018 Renewable Energies, Power Systems & Green Inclusive Economy (REPS-GIE)*, Casablanca, Morocco, 2018.
- [57] K. S. El-Bidairi, H. D. Nguyen, S. D. G. Jayasinghe, T. S. Mahmoud und I. Penesis, „Impact of Tidal Energy on Battery Sizing in Standalone Microgrids: A Case Study,“ in *2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, Palermo, Italy, 2018.
- [58] T. M. Masaud, O. Oyebanjo und P. Sen, „Sizing of large-scale battery storage for off-grid wind power plant considering a flexible wind supply–demand balance,“ *IET Renewable Power Generation*, Bd. Vol. 11, Nr. Iss. 13, pp. 1625 - 1632, 2017.
- [59] J. Dong, F. Gao, X. Guan, Q. Zhai und J. Wu, „Storage-Reserve Sizing With Qualified Reliability for Connected High Renewable Penetration Micro-Grid,“ *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Bd. Vol. 7, Nr. Iss. 2, pp. 732 - 743, 2016.

- [60] L. Setyawan, J. Xiao und P. Wang, „Optimal Depth-of-Discharge Range and Capacity Settings for Battery Energy Storage in Microgrid Operation,“ in *2017 Asian Conference on Energy, Power and Transportation Electrification (ACEPT)*, Singapore, Singapore, 2017.
- [61] A. Jalali und M. Aldeen, „Risk-Based Stochastic Allocation of ESS to Ensure Voltage Stability Margin for Distribution Systems,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, Bd. accepted for publication, 2018.
- [62] S. Massucco, P. Pongiglione, M. Saviozzi, F. Silvestro, F. Baccino und P. Serra, „Optimal Sizing of a Storage System Coupled with Grid Connected Renewable Generation Respecting Day-Ahead Dispatch Profile,“ in *2018 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2018 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, Palermo, Italy, 2018.
- [63] P. Harsha und M. Dahleh, „Optimal Management and Sizing of Energy Storage Under Dynamic Pricing for the Efficient Integration of Renewable Energy,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, Bd. Vol. 30, Nr. Issue 3, pp. 1164 - 1181, 2015.
- [64] A. González-Garrido, A. Saez-De-Ibarra, A. Milo, H. Gaztañaga und P. Eguia, „Sensitivity Analysis of the Storage System Sizing for Solar Plants in Energy and Reserve Markets,“ in *15th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Lodz, Poland, 2018.
- [65] I. N. Moghaddam und B. Chowdhury, „Optimal Sizing of Hybrid Energy Storage Systems to Mitigate Wind Power Fluctuations,“ in *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, Boston, MA, USA, 2016.
- [66] T. Yang, „Optimal sizing of the hybrid energy storage system aiming at improving the penetration of wind power,“ in *2016 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, Xi'an, China, 2016.
- [67] Y. Ghiassi-Farrokhfal, C. Rosenberg, S. Keshav und M.-B. Adjaho, „Joint Optimal Design and Operation of Hybrid Energy Storage Systems,“ *IEEE Journal on Selected Areas in Communications*, Bd. 34, Nr. 3, pp. 639 - 650, 2016.
- [68] R. A. Alexandre, S. F. Pinto und J. J. Santana, „Energy storage system for grid connection and island operation,“ in *2016 IEEE International Smart Cities Conference (ISC2)*, Trento, Italy, 2016.

- [69] R. J. W. de Groot, P. Karaliolios, J. G. Slootweg, E. C. W. de Jong und F. van Overbeeke, „Smart storage: Embedding local storage in the distribution grid,“ in *2013 IEEE Grenoble Conference*, Grenoble, France, 2013.
- [70] Y. Ning, X. Li, X. Ma, X. Jia und D. Hui, „Optimal Schedule Strategy of Battery Energy Storage Systems for Peak Load Shifting Based on Interior Point Method,“ in *12th World Congress on Intelligent Control and Automation (WCICA)*, Guilin, China, 2016.
- [71] V. Guerrero-Mestre, Y. Dvorkin, R. Fernández-Blanco, M. A. Ortega-Vazquez und J. Contreras, „Incorporating energy storage into probabilistic security-constrained unit commitment,“ *IET Generation, Transmission & Distribution*, Bd. 12, Nr. 18, pp. 4206 - 4215, 2018.
- [72] C. Prapanukool und S. Chaitusaney, „An Appropriate Battery Capacity and Operation Schedule of Battery Energy Storage System for PV Rooftop with Net-Metering Scheme,“ in *14th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI-CON)*, Phuket, Thailand, 2017.
- [73] K. Loudiyi und A. Berrada, „Operation optimization and economic assessment of energy storage,“ in *2014 International Renewable and Sustainable Energy Conference (IRSEC)*, Ouarzazate, Morocco, 2014.
- [74] E. Telaretti, L. Dusonchet, F. Massaro, L. Mineo, G. Pecoraro und F. Milazzo, „A simple operation strategy of battery storage systems under dynamic electricity pricing: An Italian case study for a medium-scale public facility,“ in *3rd Renewable Power Generation Conference (RPG 2014)*, Naples, Italy, 2014.
- [75] T. Yang, S. Lou, X. Zhang, X. Tian und Z. Bai, „Coordinated optimal operation of hybrid energy storage in power system accommodated high penetration of wind power,“ in *5th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT)*, Changsha, China , 2015.
- [76] Z. Shu und P. Jirutitijaroen, „Optimal Operation Strategy of Energy Storage System for Grid-Connected Wind Power Plants,“ *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, Bd. 5, Nr. 1, pp. 190 - 199, 2014.
- [77] J. Kumano und A. Yokoyama, „Optimal weekly operation scheduling on pumped storage hydro power plant and storage battery considering reserve margin with a large penetration of renewable energy,“ in *2014 International Conference on Power System Technology*, Chengdu, China , 2014.

- [78] J. Luo, Y. Gao, J. Ren und Y. Yang, „The joint operation strategy of energy storage power station and photovoltaic power station based on typical output scenarios,“ in *13th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA)*, Wuhan, China , 2018.
- [79] A. González-Garrido, A. Saez-de-Ibarra, H. Gaztañaga, A. Milo und P. Eguia, „ Comparison of market operation strategies for photovoltaic power plants with storage systems providing frequency ancillary services,“ in *2018 Thirteenth International Conference on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER)*, Monte-Carlo, Monaco, 2018.
- [80] W. Su, G. Zhong, C. Wang und P. Zou, „Optimal strategy of combined operation of wind, solar and storage units,“ in *2017 IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*, Beijing, China , 2017.
- [81] P. Komarnicki, P. Lombardi und Z. Styczynski, „Electric Energy Storage Systems - Flexibility options for Smart Grids,“ Springer-Verlag GmbH, Berlin, 2017.
- [82] A. Jossen, „Modellierung und Simulation moderner Batteriesysteme und hybrider Energiespeicher Topologien,“ wiss. Vortrag in Workshop Dezentrale Sektorkopplung und Hybride Energiespeichersysteme, Dresden, 15.11.2016.
- [83] M. Torchio, L. Magni, R. B. Gopaluni, R. D. Braatz und D. M. Raimondo, „LIONSIMBA: A Matlab Framework Based on a Finite Volume Model Suitable for Li-Ion Battery Design, Simulation, and Control,“ *Journal of The Electrochemical Society*, Bd. Issue 7, Nr. Vol. 163, pp. A1192 - A1205, 2016.
- [84] H. Helmholtz, „Über einige Gesetze der Vertheilung elektrischer Ströme in körperlichen Leitern mit Anwendung auf die thierisch-elektrischen Versuche,“ *Annalen der Physik und*, Bd. Vol. 89, Nr. no. 6, p. 211–233, 1853.
- [85] D. H. Johnson, „Origins of the equivalent circuit concept: the voltage-source equivalent,“ *Proceedings of the IEEE*, Bd. Vol. 91, Nr. Issue 4, pp. 636 - 640, 21.05.2003.
- [86] A. Nikolian, J. de Hoog, K. Fleurbay, J.-M. Timmermans, O. Noshin, P. Van de Bossche und J. V. Van de Mierlo, „Classification of Electric modelling and Characterization methods of Lithium-ion Batteries for Vehicle Applications,“ European Electric Vehicle Congress, Brussels, Belgium, 03.-05.12.2014.

- [87] P. Keil und A. Jossen, „Aufbau und Parametrierung von Batteriemodellen,“ in *19. DESIGN&ELEKTRONIK-Entwicklerforum Batterien & Ladekonzepte*, München, 2102.
- [88] M. Krönemund, „Vortragsreihe: Batterie - Systemaspekte und Modellbildung,“ BMBF, Braunschweig, 2015.
- [89] H. He, R. Xiong und j. Fan, „Evaluation of Lithium-Ion Battery Equivalent Circuit Models for State of Charge Estimation by an Experimental Approach,“ *energies*, Bd. 4, pp. 582-598, 24.01.2011.
- [90] S. Mousavi G. und M. Nikdel, „Various battery models for various simulation studies and applications,“ *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 32, Bd. 32, pp. 477 - 485, 2014.
- [91] M. Swierczynski, D. I. Stroe, A.-I. Stan, R. Teodorescu und D. U. Sauer, „Selection and Performance-Degradation Modeling of LiMO₂/Li₄Ti₅O₁₂ and LiFePO₄/C Battery Cells as Suitable Energy Storage Systems for Grid Integration With Wind Power Plants: An Example for the Primary Frequency Regulation Service,“ *IEEE transactions on Sustainable Energy*, Bd. 5, Nr. 1, pp. 90-101, 2014.
- [92] S. Paul, „Analyse der Ausfallwahrscheinlichkeiten von Lithium-Ionen-Energiespeichern in elektrifizierten Fahrzeugen,“ Dissertation, Ulm, 2014.
- [93] O. Bitsche, B. Spier, C. Ashtiani und R. Lagerstrom, „Verfahren zur Ermittlung der Alterung einer Batterie“. Deutschland/EU Patent EP 1 450 173 A2, 08 25 2004.
- [94] „ASTM E1049-85(2017): Standard Practices for Cycle Counting in Fatigue Analysis,“ ASTM International, West Conshohocken, PA, 2017.
- [95] ads-tec Energy Storage, „StarXe System PJ-EST-000413 SXS0478,“ Datenblatt, Nürtingen, 2014.
- [96] J. Dancker, S. Balischewski und M. Wolter, „Combined Thermo-Electrical Simulation Model for Large-scale Battery Electrical Storage Systems,“ in *53rd International Universities Power Engineering Conference*, Glasgow, Scotland, 2018.

- [97] J. Dancker, „Entwicklung eines Simulationsmodells zur Beschreibung des elektrischen und thermischen Betriebsverhaltens von Batteriespeichersystemen,“ Otto-von-Guericke-Universität, Magdeburg, 2017.
- [98] Sandia National Laboratories, „DOE Global Energy Storage Database,“ [Online]. Available: <https://www.energystorageexchange.org/>.
- [99] „regelleistung.net,“ [Online]. Available: <https://www.regelleistung.net/ext/static/technical>. [Zugriff am 14 01 2019].
- [100] 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW, „Anforderungen an die Speicherkapazität bei Batterien für PRL,“ <https://www.regelleistung.net/ext/download/anforderungBatterien>, 29.09.2015.
- [101] 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW, „Eckpunkte und Freiheitsgrade bei Erbringung von Primärregelleistung - Leitfaden für Anbieter von Primärregelleistung,“ <https://www.regelleistung.net/ext/download/eckpunktePRL>, 03.04.2014.
- [102] European Commission, „A policy framework for climate and energy in the period from 2020 up to 2030,“ European Commission, Brüssel, 22.1.2014.
- [103] Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom, „Preisblatt 1 - Netzentgelte für Entnahmen mit Leistungsmessung,“ envia Mitteldeutsche Energie AG, Chemnitz, 2017.
- [104] 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW, „Netztransparenz - Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber,“ [Online]. Available: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten>. [Zugriff am 26 01 2018].
- [105] S. Balischewski, C. Wenge, P. Komarnicki, I. Hauer und M. Wolter, „Battery Storage Services that Minimize Wind Farm Operating Costs: A Case Study,“ in *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe)*, Turin, ITA, 2017.
- [106] Airport Neuhardenberg Airport Development A/S, „AIRPORTPARK BERLIN-NEUHARDENBERG,“ [Online]. Available: <https://www.airportpark-berlin-neuhardenberg.de/solarpark/>. [Zugriff am 31 12 2018].

9 Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
Abs.	Absatz
AC	alternating current
AV	Auslegungsverhältnis
BES	Batterieenergiespeicher
CAES	compressed air energy storage
CAPEX	capital expenditures
DB	dead band
DC	direct current
E2P	Energy-to-power-ratio
ECM	equivalent circuit model
EE	erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien
EEX	european energy exchange
EisMan	Einspeisemanagement
elek.	elektrisch
EnergieStGuaÄndG	Gesetz zur Änderung des Energiesteuer- und des Stromsteuergesetzes
ENTSO-E	european network of transmission system operators for electricity
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung
ff	folgende
FuE	Forschung und Entwicklung
http	hypertext transfer protokoll
HVAC	heating ventilation and air conditioning
i. S. d.	im Sinne des [Gesetzes]
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
Kfz	Kraftfahrzeug
KNN	künstliches neuronales Netz
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LFC&R NC	network code on load-frequency-control and reserves
MPP	maximum power point
NiCd	Nickelcadmium
NiMH	Nickelmetallhydrid
Nr.	Nummer
OPEX	operational expenditures
p.a.	per annum
p.u.	per unit
PG	power gradient

pHIL	power hardware in the loop
PRL	Primärregelleistung
PSW	Pumpspeicherkraftwerk
PV	Photovoltaik
ResKV	Verordnung zur Regelung der Beschaffung und Vorhaltung von Anlagen in der Netzreserve
SGESS	smart grid energy storage system
SOF	state of function
StromNEV	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen
StromStG	Stromsteuergesetz
StromStV	Verordnung zur Durchführung des Stromsteuergesetzes
TAB	technische Anschlussbedingungen
UE	Übererfüllung
USV	unterbrechungsfreie Stromversorgung
ZEBRA	zero emission battery activities

Formelzeichen	Bedeutung	Einheit
η	Wirkungsgrad	-
P	Leistung	W
t	Zeit	s
α	Leistungsgradient	W/s
DOD	depth of discharge	%
$DODr$	Zyklierungstiefe	%
N	Zyklenanzahl	
A	Alterung	%
FCE	full cycle equivalent	
SOC	state of charge	%
Q	Ladung	As
SOH	state of health	%
T	Temperatur	K
Δf	Frequenzänderung	Hz
I	Stromstärke	A
U	Spannung	V
R	Widerstand	Ω
C	Speicherkapazität	Ws
Vbh	Vollbenutzungsstunden	h
NPV	net present value	€

10 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Energiepolitische Zielstellungen der Bundesregierung bis 2050, [2].....	1
Abbildung 2	Beeinflussung des Speicherbedarfs durch Erzeugung, Transport und Last, [11]	5
Abbildung 3	Stromüberschüsse bei steigendem Ausbaugrad der erneuerbaren Energien, [12]	6
Abbildung 4	Übersicht zur Klassifizierung von Speichersystemen [14]	9
Abbildung 5	Darstellung unterschiedlicher Kapazitätsbegriffe, nach [15].....	11
Abbildung 6	Ragone-Diagramm [18]	12
Abbildung 7	Aufgabenfelder von Energiespeichern, nach [23].....	15
Abbildung 8	Laderegime im Vergleich: ungesteuertes Laden (rechts) und Peak-Shaving (links), nach [24]	16
Abbildung 9	EEG-Umlage und Befreiung nach § 61k EEG 2017, nach [36]	21
Abbildung 10	Aufbau einer elektrochemischen Zelle, frei nach [15].....	26
Abbildung 11	generische Layer-und-Interface-Struktur der Speichermodellierung, nach [81]	32
Abbildung 12	Ersatzschaltbilder und Vergleich unterschiedlicher Batteriemodelle, v.l. RINT- Modell, Thevenin-Modell, Dual-Polarization-Modell, Randler-Modell, nach [86, 87, 88]	36
Abbildung 13	Zyklische Batterielebensdauer von Li-Akkumulatoren in Relation zur Entladetiefe nach [91]	41
Abbildung 14	Prinzip der Rainflow-Zählung zur Ermittlung der zyklischen Alterung	43
Abbildung 15	beispielhafter Ladezustandsverlauf zur Zyklenermittlung.....	44
Abbildung 16	ermittelte Zyklen nach Rainflow-Counting-Verfahren für Abschnitt 1.....	44
Abbildung 17	ermittelte Zyklen nach Rainflow-Counting-Verfahren für Abschnitt 2.....	45
Abbildung 18	Wirkungsgradmessung eines Batteriewechselrichters	46

Abbildung 19	Simulationsergebnisse eines Dual-Polarization-Modells a) SOC-Vergleich mit vermessenem System, b) Fehlerbetrachtung, nach [97]	48
Abbildung 20	Einfluss des Zellabstandes auf den Wärmeübertragungskoeffizienten bei freier (a) und erzwungener (b) Konvektion sowie auf die die Luftstromgeschwindigkeit (c) bei erzwungene Konvektion, nach [97].....	49
Abbildung 21	Referenzspeicher in pHIL-Testumgebung	51
Abbildung 22	Spannungsverläufe des Testspeichers während der Kapazitätsbestimmung	51
Abbildung 23	Implementierungsebenen des BES-Modells	55
Abbildung 24	Dimensionierungsalgorithmus	56
Abbildung 25	Bestimmung der technischen Parameter	56
Abbildung 26	zeitliche Staffelung des Regelleistungsabrufs, nach [99].....	59
Abbildung 27	Gegenüberstellung von klassischen und erweiterter Leistungs-Frequenz-Statik.....	62
Abbildung 28	Eingangsdaten der PRL-Simulation: Frequenzgang (a), EEX-Preis (b) für Ausgleichsenergie und gezahlt Regelleistungsvergütung (c).....	63
Abbildung 29	Erlöse (a) und Ausgleichsenergiekosten (b) des PRL-Einsatzes	63
Abbildung 30	Lebensdauer (a) und Kapitalkosten (b) unterschiedlicher Systemkonfigurationen im Primärregelleistungseinsatz	64
Abbildung 31	Kapitalwertentwicklung bei unterschiedlichen Zinssätze	65
Abbildung 32	Jahreslastgänge eines energieintensiven Unternehmens: a) Messreihe 1, b) Messreihe 2	67
Abbildung 33	Jahreslastgänge eines energieintensiven Unternehmens mit BES zum Peak-Shaving	68
Abbildung 34	Abhängigkeit des Kapitalwertes vom Zinssatz für 5 Szenarien.....	70
Abbildung 35	Einfluss des Grundlast-Spitzzlast-Verhältnisses auf den Kapitalwert.....	71
Abbildung 36	Abregelungsstufen im Einspeisemanagement am Beispiel einer PV-Erzeugungskurve	72

Abbildung 37	Auslegungsergebnisse in AWF C1: benötigte Speicherleistung (a)-(c) und -kapazität (d)-(f) der Basisszenarien.....	73
Abbildung 38	Kapitalwertentwicklungen für a) 60%-Abregelung (Szenario 1), b) 30%-Abregelung (Szenario 2), c) 0%-Abregelung (Szenario 3) und d) verteilte Abregelung (Szenario 4)	74
Abbildung 39	Komponenten und Aufbau einer Windkraftanlagengondel, [105].....	76
Abbildung 40	Eingangsdaten des AWF C2: Windeinspeisung (a) und bezogener Eigenbedarf (b)	77
Abbildung 41	Ergebnisse der Speicherdimensionierung in AWF C2: benötigte Speicherleistungen (a) und Speicherkapazitäten (b)	78
Abbildung 42	jährliche Alterung der simulierten Speicherkonfigurationen in AWF C2.....	79
Abbildung 43	optimale technische Speicherkonfiguration in AWF C2: Speicherleistungen (a) und Speicherkapazitäten (b)	80
Abbildung 44	Kapitalwerte der Speicherkonfigurationen in AWF C2 über 12 Jahre Betriebszeit.....	81
Abbildung 45	Vergleich der Kapitalwertentwicklung zwischen Basisszenarien des unifunktionalen Einsatzes C1 (a)-(c) und des multifunktionalen Einsatzes D1 (d)-(f)	85
Abbildung 46	Einfluss der Preisdifferenz auf den NPV die Basisszenarien des multifunktionalen Speichereinsatzes D1: a) Szenario 1, b) Szenario 2, c) Szenario 3	86
Abbildung 47	jährlicher Blindleistungsbezug des Windparks in AWF D2	87
Abbildung 48	Innenaufbau des Smart Grid Energy Storage System	89
Abbildung 49	Testsystem SGEES am Einsatzort.....	90
Abbildung 50	Luftbild des PV-Park Neuhardenberg [106]	90
Abbildung 51	Versuchsgelände des praktischen Speichereinsatzes	91
Abbildung 52	Komponenten des SGEES-Server.....	92
Abbildung 53	hierarchische Entscheidungsheuristik während des Feldtests	93

Abbildung 54	Messwertkurven des Praxisversuchs vom 17.07.2015 – 19.07.2015: a) Eigenverbrauchsminimierung sowie Aufnahme abgeregelter Energie, b) zulässige Leistung nach EisMan	94
Abbildung 55	Messwertkurven des Praxisversuchs vom 02.03.2016: a) Verlauf der Batteriespeicherleistung, b) Steuerungssignal des Vermarkters.....	95
Abbildung 56	Messung der Stromharmonischen an Wechselrichter 1 BES-Testanlage SGEES im Fehlerfall, Messung aufgenommen am 08.09.2016, 12:30Uhr	97
Abbildung 57	zyklische Anpassung der Gewichte der Alterungsfunktion.....	99
Abbildung 58	gemessener AC- und DC-Leistungsverlauf	121

11 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Parameterübersicht verschiedener Energiespeichertechnologien [20, 21] ..	13
Tabelle 2	Übersicht von Standards aus dem Bereich Sicherheit, Prüfung und Kennzeichnung elektrochemischer Energiespeicher	24
Tabelle 3	Bewertung und Vergleich von Energiespeichersystemen anhand ausgewählter Kriterien.....	27
Tabelle 4	Klassifizierung verschiedener Batteriezellmodelle nach [97, 98]	33
Tabelle 5	Vergleich der ermittelten Alterung nach unterschiedlichen Verfahren	45
Tabelle 6	Übersicht peripherer Energiespeicherverbraucher	47
Tabelle 7	Messwerte und Auswertungsergebnisse.....	52
Tabelle 8	Vergleich der Kapazitätswerte aus Messung und Berechnungsverfahren	54
Tabelle 9	Parameter des Speichersimulationsmodells.....	55
Tabelle 10	allgemeine Anforderungen an Anlagen zur Erbringung von Primärreserve..	60
Tabelle 11	Speichermodellparameter Anwendungsfall A	62
Tabelle 12	Staffelung individueller Netzentgelte nach § 19 Abs.2 StromNEV	66
Tabelle 13	Eingangsdaten und Ergebnisse der Speicherdimensionierung AWF B	67
Tabelle 14	Zusammensetzung der Netzentgelte nach Jahresleistungspreissystem	69
Tabelle 15	Speichersystemkosten und Netzentgeltreduktion in Anwendungsfall B	69
Tabelle 16	Verteilung der Abregelungsstufen in den Szenarien des Anwendungsfalls C1.....	73
Tabelle 17	Gegenüberstellung der Kosten und Erlöse in AWF C1.....	75
Tabelle 18	Kostenzusammensetzung des Eigenverbrauchs in Anwendungsfall C2	77
Tabelle 19	Kennzahlenübersicht der tech. Optimalkonfiguration in Anwendungsfall C2.....	81
Tabelle 20	Dimensionierungsergebnisse zur Eigenverbrauchsreduktion Anwendungsfall D1	84

Tabelle 21	Kennzahlenübersicht der optimalen BES-Konfiguration in Anwendungsfall D2	88
Tabelle 22	Kenngößen des Testsystems zur Ermittlung der Wirkungsgradfunktion ...	121
Tabelle 23	Kenngößen des Batteriespeichers zur Zellmodellparametrierung.....	122

Anhang A. Laborversuche zur Speichermodellbildung

Tabelle 22 Kenngrößen des Testsystems zur Ermittlung der Wirkungsgradfunktion

Wechselrichter	
Typ	3 x Sunny Island 5048
AC-Spannung	230V
AC-Strom	3 x 21,7A
AC-Leistung	3 x 5kW
DC-Spannung	41...63V
Max. DC-Dauerstrom	3 x 100A
Laderegelung	8IUoU
Eigenverbrauch	25W
Speichereinheit	
Typ	WB-LYP90AHA (LiFePO4)
Aufbau	2p16s
Nennspannung	51,2V
Max. Ladestrom	1C
Max. Entladestrom	3C
Schutzeinrichtung	200A-Schmelzsicherung
Gesamtkapazität	theoretisch: 166,0Ah gemessen: 133,4Ah
Kommunikation	
Protokoll	Ethernet-Modbus
Steuerung	Labview-Oberfläche
Datenauswertung	Matlab, PQ-Analyzer, LogView
Messtechnik	
AC-seitig	Fluke 1760
DC-seitig	Hioki 8870-20
Zellüberwachung	Junsi Cell-Log 82

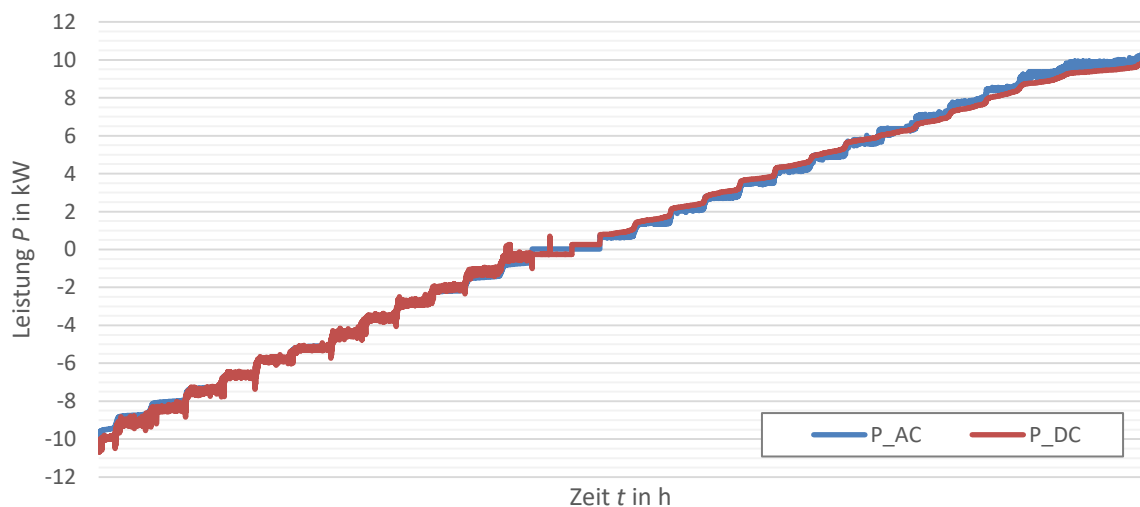


Abbildung 58 gemessener AC- und DC-Leistungsverlauf

Anhang B. Laborversuche zur Speichermodellbildung

Tabelle 23 Kenngrößen des Batteriespeichers zur Zellmodellparametrierung

Kenngröße	Anforderung
Zellenanzahl	224
Verschaltung	4p56s
Bemessungskapazität	10,8 kWh
Nennspannung	179,2V
Entladeschlussspannung	140V
Ladeschlussspannung	207,2V
optimale Ladung	1/3C
maximale Ladung	1C
maximale Entladung	2C
maximale Entladung gepulst	3C
optimale Entladung	1C

PUBLISHED MAFO BOOKS

- [1] A. Orths: Multikriterielle, optimale Planung von Verteilungsnetzen im liberalisierten Energiemarkt unter Verwendung von Spieltheoretischen Verfahren. ISBN: 3-929757-57-5, 2003
- [2] M. Purmann: Optimierung des Betriebsverhaltens von PEM-Brennstoffzellen unter Berücksichtigung von elektrischem und Gesamtwirkungsgrad bei unterschiedlichen Lastanforderungen und Betriebsparametern. ISBN: 3-929757-63-X, 2003
- [3] M. Al-Hamid: Extraktion von höheren Moden TEM-Wellenleitern. ISBN: 3 929757-64-8, 2004
- [4] H. Haase, J. Nitsch, T. Steinmetz: Transmission-Line Super Theory – A new Approach to an Effective Calculation of Electromagnetic Interference. ISBN: 3 929757-67-2, 2004
- [5] A. Bachry: Power Quality Studies in Distribution Systems Involving Spectral Decomposition. ISBN: 3-929757-68-0, 2004
- [6] Z. Styczynski (Editor): Power Network and Renewables – A Scientific Report- (5 Years Research). ISBN: 3-929757-69-9, 2004
- [7] E. Blume: Numerische Analyse der Kopplung linearer Antennen innerhalb eines Resonators. ISBN: 3-929757-71-1, 2004
- [8] E. Handschin, Z. Styczynski (Editors): Power System Application of the Modern Battery Storage. ISBN: 3-929757-75-3, 2004
- [9] H. Haase: Full-Wave Field Interactions of Nonuniform Transmission Lines. ISBN: 3-929757-78-8, 2005
- [10] D. Nitsch: Die Wirkung eingekoppelter ultrabreitbandiger elektromagnetischer Impuls auf komplexe elektronische System. ISBN: 3-929757-79-6, 2005
- [11] B. Hadzi-Kostova: Protection Concepts in Distribution Networks with Decentralised Energy Resources. ISBN: 3-929757-84-2, 2005
- [12] T. Steinmetz: Ungleichförmige und zufällig geführte Mehrfachleitungen in komplexen, technischen Systemen. ISBN: 3-929757-98-2, 2006
- [13] Z. Styczynski, J. Haubrock (Editors): Influence of Distributed and Renewable Generation on Power System Security. ISBN: 3-929757-99-0, 2006
- [14] G. Heideck: Ein autonomes Brennstoffzellensystem: Optimierungsansätze. ISBN: 3-929757-94-X, 2006
- [15] Z. Styczynski, H. D. Musikowski (Editors): Dresdener Kreis Elektroenergieversorgung 7. ISBN: 3-929757-85-0, 2006
- [16] F. Gronwald: Antenna Theory in Resonating Systems derived from Fundamental Electromagnetism. ISBN: 3-929757-93-1, 2006

- [17] G. Krauthäuser: Grundlagen und Anwendungen von Modenverwirbelungs-kammern. ISBN: 978-3-929757-43-9, 2007
- [18] C. Dzienis: Ersatzmodelle nichtlinearer Lasten in elektrischen Verteilungs-netzen. ISBN: 978-3-929757-07-1, 2007
- [19] Z. Styczynski, J. Haubrock (Editors): Renewable and Dispersed Power Generation in Power Systems. ISBN: 978-3-929757-44-6, 2008
- [20] J. Haubrock: Parametrierung elektrischer Äquivalentschaltbilder von PEM Brennstoffzellen. ISBN: 978-3-940961-02-0, 2008
- [21] N. Angelov: Rechnergestütztes Lernen im Bereich der Regenerativen Energien (Ausgewählte Aspekte). ISBN: 978-3-940961-03-7, 2008
- [22] P. Komarnicki: Anwendung hochgenauer, synchroner Messungen zur Verbesserung des Betriebs von Verteilungsnetzen. ISBN 978-3-940961-04-4, 2008
- [23] C. Roggatz: Trainingssimulator für die Führung von elektrischen Systemen mit dezentralen Energieeinspeisungen - Trainingsszenarien und Umsetzung. ISBN: 978-3-940961-05-1, 2008
- [24] K. Rudion: Aggregated Modelling of Wind Farms. ISBN: 978-3-940961-14-3, 2008
- [25] M. R. Ganjavi: Protection System Coordination Using Expert System. ISBN: 978-3-940961-15-0, 2008
- [26] S. Bofinger: Energieversorgungsnetze mit einem hohen Anteil an photovoltaischer Solarenergie: Standortbestimmung, Solarstromprognose, Netzintegration. ISBN: 978-3-940961-25-9, 2008
- [27] Z. Styczynski, P. Komarnicki (Editorial Board): Distributed and Renewable Power Generation. ISBN: 978-3-940961-26-6, 2008
- [28] S. Kochetov: Time- and frequency-domain modeling of passive interconnection structures in field and circuit analysis. ISBN: 978-3-940961-27-3, 2008
- [29] M. Magdowski: Entwicklung und Validierung eines Werkzeugs zur Berechnung der elektromagnetischen Einkopplung von stochastischen Feldern in Leitungs-strukturen. ISBN: 978-940961-28-0, 2008
- [30] F. Sonnemann: Elektromagnetische Effekte an elektrischen Zündmitteln (EED) mit angeschlossener Zündkreiselektronik (ZKE) bei impulsförmiger, breit-bandiger Bestrahlung. ISBN: 978-3-940961-32-7, 2009
- [31] T. Smieja: Multikriterielle Planung interregionaler Elektrizitätsnetze im liberalisierten Energiemarkt. ISBN: 978-3-940961-35-8, 2009
- [32] C. O. Heyde: Dynamic Voltage Security Assessment for On-Line Control Room Application. ISBN: 978-3-940961-40-2, 2010

-
- [33] Z. A. Styczynski, N. I. Voropai (Editors): Renewable Energy Systems Fundamentals, Technologies, Techniques and Economics. ISBN: 978-3-940961-42-6, 2010
- [34] Z. A. Styczynski, N. I. Voropai (Editors): Renewable Energy Systems Fundamentals, Technologies, Techniques and Economics. ISBN: 978-3-940961-44-0, (Russian Version), 2010
- [35] Z. A. Styczynski, A. Lindemann (Editors): Integration of Renewable Energies into the Grid/ Proc. of the Power&Energy Student Summit 2010. ISBN: 978-3-940961-47-1, 2010
- [36] Z. A. Styczynski, H.-D. Musikowski (Editors): Dresdener Kreis Elektroenergieversorgung 11, ISBN: 978-3-940961-51-8, 2010
- [37] M. A. Gurbiel: Definition and Testing of a Digital Interface of a Power Substation. ISBN: 978-3-940961-54-9, 2011
- [38] P. Lombardi: Multi criteria optimization of an autonomous virtual power plant. ISBN:978-3-940961-55-6, 2011
- [39] M. Powalko: Beobachtbarkeit eines elektrischen Verteilungsnetzes. Ein Beitrag zum Smart Grid. ISBN:978-3-940961-62-4, 2011
- [40] Z. A. Styczynski, K. Rudion, C. Nguyen-Mau (Editorial Board): Power System Dynamic Security Assessment. ISBN: 978-3-940961-61-7, 2011
- [41] M. Käbisch: Optimale Dimensionierung und Betriebsführung einer brennstoffzellenbasierten Auxiliary Power Unit im Fahrzeug. ISBN 978-3-940961-67-9, 2011
- [42] Z. A. Styczynski, N. I. Voropai (Editors): Special issue Grant 220 Russian Federation "Smart Grid for Efficient Energy Power System for the Future", Proceedings Volume I. ISBN: 978-3-940961-74-7, 2012
- [43] Z. A. Styczynski, P. Komarnicki, A. Naumann (Editors): Abschlussbericht Harz.ErneuerbareEnergien-mobility. ISBN: 978-3-940961-71-6, 2012
- [44] M. Heuer: Diagnosetool für stationär betriebene PEM-Brennstoffzellensysteme. ISBN: 978-3-940961-77-8, 2012
- [45] M. Stötzer: Demand Side Integration in elektrischen Verteilnetzen – Potenzialanalyse und Bewertung. ISBN: 978-3-940961-78-5 ,2012
- [46] M. Magdowski: Vergleich der Einkopplung deterministischer und statistischer elektromagnetischer Felder in Leitungen. ISBN 978-3-940961-75-4, 2012
- [47] A. Naumann: Leitwarte im Smart Grid. ISBN 978-3-940961-81-5, 2012
- [48] K. Rudion: Offshore Power System Planning-Selected Aspects. ISBN 978-3-940961-82-2, 2012
- [49] C. Nguyen Mau: Electric Power System Stability Enhancement by Voltage Source Converter based High Voltage Direct Current Technology. ISBN 978-3-940961-84-6, 2012
-

- [50] H. Guo: Measurement-based-Load Modeling for Smart Grid Planning. ISBN 978-3-940961-86-0, 2012
- [51] Z. A. Styczynski, N. Voropai, V. Stepanov, P. Lombardi (Editors): The power grid of the future. Proceedings No. 2 in the scope of Mega Grant Baikal. ISBN 978-3-940961-95-2, 2013
- [52] Z. A. Styczynski, N. Voropai, V. Stepanov, P. Lombardi (Editors): The power grid of the future. Proceedings No. 3 in the scope of Mega Grant Baikal. ISBN: 978-3-940961-98-3, 2013
- [53] Christoph Wenge: Optimaler Betrieb von mobilen Speichern im Smart Grid - Mobilitätsleitwarte-. Diss., Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, ISBN: 978-3-944722-01-6, 2014
- [54] Christian Röhrig: Smart Distribution Planung unter Berücksichtigung von residualen Lasten. Diss., Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, ISBN: 978-3-944722-06-1, 2014
- [55] Felix Middelstädt: Research of SEM Poles of Complex Wire Structures. ISBN: 978-3-944722-07-8, 2014
- [56] Zbigniew A. Styczynski (Editor): Power Network and Renewables - A Scientific Report- 15 Years Research. ISBN: 978-3-944722-08-5, 2014
- [57] N.N. Solonina, V.S. Stepanov, K.V. Suslov: Information technology in intelligent power networks. Monograph. ISBN: 978-3-944722-13-9, 2014
- [58] Rainer Krebs: Fundamentals of Power System Protection. ISBN: 978-3-944722-15-3, 2014
- [59] Natalia Moskalenko: Optimal Dynamic Energy Management System in Smart Homes. Diss., Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, ISBN: 978-3-944722-16-0, 2014
- [60] Ines Hauer: Optimale Last- und Erzeugungsanpassung bei kritischen Netzzuständen - Algorithmen und deren Bewertung-. Diss., Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, ISBN: 978-3-944722-18-4, 2014
- [61] Marc Richter: Dresdner Kreis Elektroenergieversorgung 15. Begleitband zum Workshop 2014. ISBN: 978-3-944722-21-4, 2014
- [62] Z. A. Styczynski, A. Richter, P. Kühne (Editors): Second ELECON Workshop. Begleitband zum Workshop 2014. ISBN: 978-3-944722-23-8, 2014
- [63] Paul Bernstein: Modellgestützte optimale Betriebsführung von PEM- Brennstoffzellen für autonome Anlagen. Diss., Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, ISBN: 978-3-944722-24-5, 2015
- [64] Steffen Rabe: Betrieb einer Zweipunkt-Offshore-HGÜ-Verbindung Modelluntersuchungen. Diss., Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, ISBN: 978-3-944722-31-3, 2015
- [65] Bartłomiej Arendarski: Reliability Assessment of Smart Grids. Diss., Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, ISBN: 978-3-944722-32-0, 2015

- [66] Xiaofeng Pan: Numerisches EMV-Simulationsverfahren zur Berechnung der Störaussendung elektrischer Antriebssysteme in Hybridfahrzeugen. Diss., Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, ISBN: 978-3-944722-34-4, 2016
- [67] Marc Richter: PMU-basierte Zustandsabschätzung in Smart Distribution. Diss., Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, ISBN: 978-3-944722-43-6, 2016
- [68] Illia Bielchev: Adaptiver Distanzschutz im Standard IEC 61850. Diss., Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, ISBN: 978-3-944722-45-0, 2016
- [69] Ahmed F. H. Hassan: Modeling of Single and Double-Shielded Cables for EMC Applications. Diss., Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, ISBN: 978-944722-41-2, 2016
- [70] Xudan Liu: Control of Voltage Source Converter Based High Voltage Direct Current Transmission Systems for Grid Code Compliance. Diss., Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, ISBN: 978-3-944722-46-7, 2016
- [71] Markus Kaiser: Fusion of Interventional Ultrasound & X-ray. Diss., Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, ISBN: 978-3-944722-51-1, 2016
- [72] Folkhart Grieger: Ein Beitrag zur Bestimmung der Zuverlässigkeit von Leistungshalbleiterbauelementen unter Berücksichtigung der Anwendung. Diss., Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, ISBN: 978-3-944722-52-8, 2016
- [73] Mengfei Li: Toward a Robust Electromagnetic Tracking System for Use in Medical Applications. Diss., Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, ISBN: 978-3-944722-66-5, 2018
- [74] C. Klabunde, J. Dancker, N. Gast, T. Schröter, F. Schulz, J. Rossberg, A. Richter: Statusbericht der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg zum Verbundprojekt: Intelligentes Multi-Energie-System (SmartMES), ISBN: 987-3-944722-69-6, 2018
- [75] Tamara Schröter: 19. Dresdner Kreis Elektroenergieversorgung, Begleitband zum Workshop 2018 in Magdeburg, ISBN: 978-3-944722-79-5
- [76] C. Klabunde, J. Dancker, N. Gast, T. Schröter, F. Schulz, J. Rossberg: Intelligentes Multi-Energie-System (SmartMES). Statusbericht der Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg zum Verbundprojekt; 2. Statusseminar 04. April 2019 in Magdeburg, ISBN: 987-3-944722-80-1, 2019
- [77] S. Helm, J. Dancker, M. Fritsch, T. Schröter: Power and Energy Student Summit 2019, 09.-11. Juli 2019, Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, ISBN: 978-3-944722-84-9, 2019
- [78] I. Chychykina: Comparison of Different Redispatch Optimization Strategies. Diss., Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg, ISBN: 978-3-944722-89-4, 2019