Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen

efzn

Energie-Forschungszentrum
Niedersachsen

Potentiale elektrochemischer Speicher in elektrischen Netzen in Konkurrenz zu anderen Technologien und Systemlösungen (ESPEN)

Abschlussbericht

Prof. Dr.-Ing. Hans-Peter Beck (Hrsg.)

Band 44

Cuvillier Verlag Göttingen

Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen (EFZN)

Band 44

Das EFZN ist ein gemeinsames wissenschaftliches Zentrum der Universitäten:

TU Clausthal

Technische Universität Braunschweig

GEORG-AUGUST-UNIVERSITÄT GÖTTINGEN

Leibniz Universität Hannover

CARL VON OSSIETZKY universität OLDENBURG

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Potentiale elektrochemischer Speicher in elektrischen Netzen in Konkurrenz zu anderen Technologien und Systemlösungen (ESPEN)

Abschlussbericht

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über http://dnb.d-nb.de abrufbar.

1.Aufl. Göttingen : Cuvillier, 2016

© Cuvillier Verlag, Göttingen 2016
Nonnenstieg 8, 37075 Göttingen
Telefon: 0551-54724-0
Telefax: 0551-54724-21
www.cuvillier.de

Alle Rechte vorbehalten. Ohne ausdrückliche Genehmigung des Verlages ist es nicht gestattet, das Buch oder Teile daraus auf fotomechanischem Weg (Fotokopie, Mikrokopie) zu vervielfältigen.

1.Auflage, 2016

Gedruckt auf säurefreiem Papier

ISBN 978-3-7369-9423-2
eISBN 978-3-7369-8423-3

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Laufzeit des Verbundprojektes: 01.11.2012 bis 31.12.2015

Förderkennzeichen: 0325530A-F

Gefördert durch:

Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Bildung, und Forschung unter dem Förderkennzeichen 0325530A-F gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Projektleitung

Prof. Dr.-Ing. Hans-Peter Beck
Technische Universität Clausthal
Energie-Forschungszentrum Niedersachsen (EFZN)

Teilprojektleitung

Dr.-Ing. Michael Danzer
Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW)
Fachgebiet Akkumulatoren

Prof. Dr.-Ing. Andreas Jossen
Technische Universität München (TUM)
Lehrstuhl für Elektrische Energiespeichertechnik

Dr. rer. nat. Tanja Kneiske
Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angwandten Forschung e.V.
Fraunhofer-Institut für Windenergie- und Energiesystemtechnik (IWES)

Dipl.-Ing. Stephan Lux
Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angwandten Forschung e.V.
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE)

Univ. Prof. Dr. rer. nat. Dirk Uwe Sauer
Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen (RWTH)
Lehrstuhl für Elektrochemische Energiewandlung und Speichersystemtechnik

Prof. Dr.-Ing. Z. A. Styczynski
Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg (OvGU)
Lehrstuhl für Elektrische Netze/Alternative Elektroenergiequellen

Bearbeitung

Dipl.-Ing. Heike Bart
Fraunhofer-Institut für Windenergie- und Energiesystemtechnik

Dipl.-Ing. (DH) Björn Bayer
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme

Dipl.-Ing. Joaquin Klee Barillas
Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg

Dr.-Ing. Michael Danzer
Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Dipl.-Ing. (FH) Martin Dennenmoser M.Sc.
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme

Dipl. Wirt.-Ing. Alexander Gitis
Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen

Dipl.-Ing. Basem Idlbi
Fraunhofer-Institut für Windenergie- und Energiesystemtechnik

M.Sc. Christian Klabunde
Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg

Dipl.-Wirt.-Ing. Karolina Koring
Energie-Forschungszentrum Niedersachsen

Dr.-Ing. Natalia Moskalenko
Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg

Dipl.-Ing. Maik Naumann
Technische Universität München

Dipl.-Ing. Markus Landau
Fraunhofer-Institut für Windenergie- und Energiesystemtechnik

Dipl.-Ing. Stephan Lux
Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme

Dipl.-Ing. Matthias Puchta
Fraunhofer-Institut für Windenergie- und Energiesystemtechnik

Sebastian Raab
Fraunhofer-Institut für Windenergie- und Energiesystemtechnik

Dr.-Ing. Weiwei Shan
Fraunhofer-Institut für Windenergie- und Energiesystemtechnik

Dipl.-Ing. Verena Spielmann
Energie-Forschungszentrum Niedersachsen

Dipl.-Ing. Eric Tchoupou Lando
Energie-Forschungszentrum Niedersachsen

Dipl.Wirtsch.-Ing. Jan von Appen
Fraunhofer-Institut für Windenergie- und Energiesystemtechnik

Prof. Dr. rer. nat Heinz Wenzl
Energie-Forschungszentrum Niedersachsen

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Kurzzusammenfassung

Das zukünftige Potential von Speichern hängt im Wesentlichen vom Netzausbau und dem zukünftigen Kraftwerkspark ab. Bei sehr großer Flexibilisierung des zukünftigen Energieversorgungssystems werden zukünftig Stromspeicher im Wesentlichen nur noch für Netzdienstleistungen mit hoher Ausgangsleistung benötigt werden. Elektrochemische Speicher sind dafür besonders geeignet.

Netzausbau

Elektrochemische Speicher sind in der Lage, den Netzausbau zu vermeiden oder zu verzögern, insbesondere wenn die Betriebsführung vom Netzbetreiber beeinflusst werden kann. Netzausbau, die Abregelung von Erzeugungsanlagen und Power to Heat als Option zur direkten Nutzung von Strom in Wärmesystemen sind jedoch viel kostengünstiger als Speicher. Das Potential für Speicher für die Vermeidung des Netzausbaus ist somit beschränkt auf besondere Netzsituationen. Bei weiterem Ausbau von EE-Anlagen im ländlichen Raum und einer hohen Marktdurchdringung mit Elektrofahrzeugen mit einer, durch gleichzeitiges Laden geprägten Laststruktur, kann die Zahl von Netzpunkten, die Potentiale für Speicher bieten, aber stark zunehmen.

Kraftwerkspark

Ein Kraftwerkspark basierend auf stofflich gespeicherter Energie (synthetische Brennstoffe durch die stoffliche Speicherung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen oder Erdgas aus fossilen Quellen) ist weiterhin notwendig, da der Strombedarf bei einer Dunkelflaute technisch und wirtschaftlich nicht durch Speicher gedeckt werden kann.

In den nächsten 20 – 30 Jahren wird ein Großteil des jetzigen Kraftwerkparks erneuert werden. Wenn der Ersatz durch hochdynamische flexible Kraftwerke erfolgt, die bis 2050 den größten Teil des Kraftwerkparks stellen, dann ist es möglich, dem Residuallastgang mit sehr kurzen Vorlaufzeiten (z.B. weniger als 15 Minuten) sehr eng zu folgen. Kraftwerke mit An- und Abfahrzeiten im Minutenbereich, keinen Mindeststillstandszeiten oder Mindestlaufzeiten, bestehend aus parallel geschalteten großen Gasmotoren (pro Block bis knapp 20 MW), sind kommerziell verfügbar, haben einen höheren Wirkungsgrad als Gasturbinenkraftwerke (ca. 50 %), keine Zusatzkosten für häufige Lastwechsel bzw. Start-Stop-Vorgänge und Investitionskosten in vergleichbarer Höhe zu GuD-Kraftwerken. In welchem Ausmaß derartige Kraftwerke die bestehenden, deutlich weniger dynamischen Kraftwerke ersetzen werden, hängt von vielen wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen ab.

Strompreise unterhalb der Brennstoffkosten oder sogar negative Strompreise kann es dann nicht mehr geben. Weiterhin wird die Einspeisung von PV- und Windkraftanlagen, die Strom ohne variable Kosten produzieren, nicht mehr zu Gunsten von Kraftwerken mit variablen

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Brennstoffkosten verringert werden, weil diese auf Grund des jetzigen Strommarktdesigns laufen.

Speicher sind in einem derartigen hochdynamischen Kraftwerkspark im Wesentlichen nur noch in drei Fällen notwendig:

1. Bereitstellung von Netzdienstleistungen, insbesondere bei geringer oder negativer Residuallast und
2. Aufnahme von Strom aus erneuerbaren Energiequellen, wenn deren Stromproduktion den Stromverbrauch überschreitet.
3. Sicherstellung der Stromversorgung bei Netzausfall (Netzersatzanlagen und unterbrechungsfreie Stromversorgungen)

Zu 1: Netzdienstleistungen

Bei negativer oder geringer positiver Residuallast wäre weder der bestehende noch der zukünftige Kraftwerkspark in der Lage, alle Netzdienstleistungen zu erfüllen, es sei denn, dass Kraftwerke nur zur Bereitstellung von Netzdienstleistungen ohne Abnahme der gleichzeitig erzeugten Wirkleistung betrieben werden. Im Jahr 2050 ist für knapp 80 % der Zeit, entsprechend ca. 1.600 Stunden, mit negativer Residuallast zu rechnen (vgl. AP 3.4). Ein Kraftwerkspark, der nur zur Bereitstellung von Netzdienstleistungen mit einer Mindestleistung von angenommen 5 GW läuft, würde pro Jahr somit ca. 7,5 TWh Strom produzieren, für den es keine Abnehmer gibt.

Elektrochemische Speicher alleine oder in Kombination mit anderen energietechnischen Anlagen wären in der Lage alle Netzdienstleistungen (Momentanreserve, Primär- und Sekundärreserve, Kurzschlussleistung, Netzwiederaufbau) zu erbringen.

Die Entwicklung von Speichern, die zur gleichzeitigen Bereitstellung aller Netzdienstleistungen bis zur Übernahme der Stromversorgung durch den zukünftigen Kraftwerkspark in der Lage sind, ist somit eine vordringliche Aufgabe. Wie lange die Überbrückungszeit sein muss, hängt vom Anteil der hochdynamischen Kraftwerke im zukünftigen Kraftwerkspark ab. Speicher, die positive Regelleistung erbringen, können durch hochdynamische Kraftwerke nach wenigen Minuten abgelöst werden, so dass Speicher nur eine sehr kurze Überbrückungszeit benötigen werden.

Zu 2: Aufnahme von Überschussstrom

Überschussstrom aus der Überdeckung des Strombedarfs durch Strom aus erneuerbaren Energiequellen wird es ab ca. 2020 geben. Im Jahr 2050 wird unter den getroffenen Annahmen ca. 1.600 Stunden pro Jahr Überschussproduktion existieren. Bei einem hochdynamischen Kraftwerkspark wird es so gut wie keine überschüssige Produktion geben, weil Kraftwerke nie unter den variablen Brennstoffkosten eingesetzt werden müssen. Besteht der Kraftwerkspark weiterhin aus thermischen Kraftwerken, werden sich zusätzlich Zeiten ergeben, in denen Kraftwerke Strom produzieren, obwohl es keine Abnehmer dafür gibt. Bei trägen Kraftwerken sind Speicher erforderlich, um die möglichen

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Leistungsgradienten an den Residuallastgang anzupassen. Es wird dann aber nicht Strom aus erneuerbaren Energien gespeichert, sondern Strom aus Kraftwerken.

Die überschüssige Strommenge kann in Stromspeichern aufgenommen werden und später verwendet werden, statt Kraftwerke hochzufahren. Da die Kraftwerke aber aus Gründen der Versorgungssicherheit bei lang andauernder Unterdeckung des Strombedarfs aus erneuerbaren Energiequellen vorgehalten werden müssen, müssen Stromspeicher mit ihren Gesamtkosten gegen die variablen Kosten der Kraftwerke konkurrieren. Dies ist nur bei extrem geringen Investitionskosten für Speicher denkbar, so dass hier kein Anwendungspotential für Speicher vorhanden ist.

Überschussstrom kann aber sehr effizient und sehr kostengünstig in dualen Wärmesystemen genutzt werden, die sowohl mit stofflich gespeicherter Energie, z.B. Erdgas, als auch mit Strom, ggf. gekoppelt über eine Vergrößerung des im Wärmesystem vorhandenen Wärmespeichers, betrieben werden. Die unmittelbare Nutzung von 1 kWh Strom aus EE-Anlagen ersetzt bei Nutzung in Wärmepumpen ca. 3 – 4 kWh an fossilen Energieträgern, bei direkter Nutzung in elektrisch beheizten Kesseln 1 kWh fossile Energieträger. Im Vergleich dazu ersetzt Strom aus Stromspeichern, die den Einsatz eines Gaskraftwerks mit 50 % Wirkungsgrad verhindern, 2 kWh fossile Energieträger und beim Umweg über Power to Gas ca. 0,2 kWh. Trotz des höheren CO_2-Einsparpotentials von Stromspeichern im Vergleich zur direkten thermischen Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen sind aber die Investitionskosten für Stromspeicher sehr viel größer. Unter den bestehenden Rahmenbedingungen ist es aber wirtschaftlicher, Erdgas zu verbrennen als Überschussstrom zu nutzen. Das Potential von elektrochemischen Stromspeichern im Verhältnis zur direkten thermischen Nutzung von Strom ist somit im Wesentlichen eine Frage der zukünftigen wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen.

Zu 3: Sicherstellung der Stromversorgung bei Stromausfall

Für Netzersatzanlagen und unterbrechungsfreie Stromversorgungen wird der bestehende, große Markt für elektrochemische Speicher weiter existieren.

Weitere Erläuterungen und Hintergründe

Die ersten Überlegungen zum Projekt ESPEN fanden im Jahre 2010 statt. Ausgangspunkt war die hohe Bedeutung, die Speichern für das zukünftige Energieversorgungssystem zugeordnet wurde, gekoppelt mit dem Unbehagen, dass Alternativen zu Speichern zu wenig und zu wenig systematisch untersucht wurden. Das Arbeitsprogramm war im Wesentlichen auf die Einbindung von Speichern in Netze zur Vermeidung bzw. Verzögerung des Netzausbaus ausgelegt. Als Anwendungen für Speicher wurde identifiziert:

1. Spannungsstabilisierung im Mittel- und Niederspannungsnetz
2. Speicherung zur Überbrückung begrenzter Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

3. Leistungsspeicherung zur Sicherstellung des globalen Energiegleichgewichts und der Frequenz
4. Energiespeicher bei Netzüberlastung

Nur der dritte Aspekt hat keinen direkten Bezug zur Vermeidung bzw. Verzögerung des Netzausbaus. Die Arbeiten in AP1 und AP2 haben gezeigt, dass elektrochemische Speicher technisch in der Lage sind, für die identifizierten Anwendungsfälle Lösungen ohne Netzausbau zu schaffen, solange die Betriebsführung der Speicher vom Netzbetreiber mitbeeinflusst werden kann. In AP3 wurde dagegen gezeigt, dass Netzausbaumaßnahmen, Lastmanagement, Power to Heat und hochdynamische Kraftwerke wirtschaftlicher und mit höherer Versorgungssicherheit in der Lage sind, Lösungen für die identifizierten Problemstellungen bereitzustellen.

In Arbeitspaket 4 Charakterisierung, Auswahl und Tests von elektrochemischen Energiespeichern wurden u.a. die Alterung von Lithium-Ionen-Batterien untersucht. Es wurde gezeigt, dass mit den Lithium-Eisenphosphat-Zellen eine Batterietechnologie verfügbar ist, die sich besonders für stationäre Anwendungen auf Grund der langen kalendarischen und zyklischen Lebensdauer eignet. Anhand des genauen Alterungsverhaltens können Betriebsweisen abgeleitet werden, die speziell an die Alterung der Batterien angepasst sind.

Arbeitspaket 5 Nutzung vorhandener Energiespeicher im Netz hat gezeigt, dass insbesondere die großen installierten Leistungen und Energiemengen von USV-Anlagen nicht für das Stromnetz zur Verfügung gestellt werden können. Ein Teil der Gründe sind technischer Natur, die wesentlichen Gründe sind aber die fehlende Bereitschaft und die fehlenden Anreize für die jetzigen Betreiber.

In AP 6 Lebensdauerzykluskosten wurden die Lebensdauerzykluskosten für Batterien ermittelt, wobei die Abhängigkeit der Kosten pro kWh vom Energiedurchsatz eine hohe Bedeutung hat. Der Energiedurchsatz und die Häufigkeit der Nutzung von Speicher hängen in hohem Maße vom zukünftigen Kraftwerkspark und der Konkurrenz von Power to Heat als technischer und wirtschaftlich sehr günstiger Alternative ab.

In AP 7 Regelung der Energiespeicher, Aktivierung und Überwachung wurde insbesondere die Nutzung von Batterien zur Bereitstellung von Momentanreserve und Primärregelung untersucht. Diese Anforderungen stellen ein großes Anwendungspotential für Speicher dar.

Im AP 8 Rolle und Wert von Kommunikationssystemen zur Überwachung und zum Einsatz von Speichern wurde der Zusatznutzen von Kommunikation für die Betriebsführung untersucht. In AP 1, 2 und 3 wurde festgestellt, dass Speicher, deren Betriebsführung nicht durch den Netzbetreiber mitbestimmt und ggf. auch unmittelbar beeinflusst werden kann, die Integration von erneuerbaren Energien sogar verhindern und Netzüberlastungen erzeugen können.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

In AP 9 Rechtliche Rahmenbedingungen bei Bereitstellung von Speicherkapazität durch kleine, dezentral im Netz vorhandene Energiespeicher wurden existierende Hemmnisse aufgezeigt und Vorschläge zur Veränderung sowie der sich daraus ergebenden Auswirkungen dargestellt.

In AP 10 Akzeptanzproblematik wurde untersucht, welche nicht technischen Hemmnisse bei der Einführung von Speichern zu erwarten sind und wie sie überwunden werden können.

AP 11 umfasst das Projektmanagement sowie die Durchführung von Workshops zu verschiedenen Themen im Arbeitsprogramm, sowie die breite Diskussion der Ergebnisse mit den verschiedensten Akteuren.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis XV

Tabellenverzeichnis XXVII

Abkürzungsverzeichnis XXXI

1 Beschreibung von Referenznetzen 1

1.1 Quantifizierbare Zielvorgaben 1

1.1.1 Quantitative Ziele 1

1.1.2 Stromnetz und Netzbetreiber 6

1.1.3 Kraftwerke und Systemdienstleistungen 7

1.2 Definition der Leitszenarien 8

1.2.1 Definition der Erzeugung und Lasten in der Niederspannung 8

1.2.2 Definition der Erzeugung und Lasten in der Mittelspannung 9

1.3 Definition von Netzstrukturen 11

1.3.1 Ermittlung der Netzstrukturen in der Niederspannung 11

1.3.2 Ermittlung der Netzstrukturen in der Mittelspannung 14

1.4 Entwicklung der Netzmodelle mit Erzeugern und Lasten 15

1.4.1 Implementierung der definierten MS-Netzstrukturen in den Netzsimulator 15

1.4.2 Implementierung der definierten NS-Netzstrukturen in den Netzsimulator 17

1.5 Validierung und Simulation des Netzes ohne Speicher 19

1.5.1 Ermittlung residualer Last (NS-Sammelschienen) und Spannungsprofile in Netzausläufern 19

1.5.2 Ermittlung residualer Last (MS-Sammelschienen) und Spannungsprofile in Netzausläufern 24

1.5.3 Betriebsmittelauslastung in der Niedersapnnung 24

1.5.4 Betriebsmittelauslastung in der Mittelspannung 25

1.5.5 Gesamtheitliche Betrachtung und Bewertung 25

2 Benötigte Speicherkapazität und technische und wirtschaftliche Anforderungen 27

2.1 Festlegung der Anwendungsszenarien 27

2.2 Integration der Speichermodelle in die Netzsimulation 36

2.2.1 Erstellung von spezifischen Modellen elektrochemischer Speicher 36

2.2.2 Definition der Schnittstelle zwischen Speichermodell und Netzmodell 37

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

2.2.3 Implementierung der Speichermodelle in den NS-Netzsimulator für ausgewählte Anwendungsfälle in der Niederspannung 38
2.2.4 Implementierung der Speichermodelle in den MS-Netzsimulator für ausgewählte Anwendungsfälle in der Mittelspannung..... 42
2.3 Validierung und Netzsimulationen mit Speicher 47
2.3.1 Niederspannungsebene..... 47
2.3.2 Mittelspannungsebene..... 54
2.3.3 Netzanalysen mit Last- und Verbrauchsprognosen auf Basis vorhandener realer Netze 67
2.4 Wirtschaftliche Anforderungen an die Speicher 73
2.4.1 Anforderungen an Zyklenfestigkeit und stationäre Betriebslebensdauer 73
2.4.2 Anforderungen an die Energiespeicherlebensdauer in der Beispielanwendung PV-Heimenergiespeicher 75
2.5 Ableitung von Kriterien zur Definition von Folgevorhaben als Pilot- und Demonstrationsprojekte 81
3 Alternative Lösungen zum Einsatz von Speichern..... 85
3.1 Netzausbau 86
3.1.1 Verwendete Studien..... 86
3.1.2 Konzepte, Technologien und Einsatzfelder 86
3.1.3 Wirtschaftliche Aspekte..... 88
3.1.4 Zusammenfassung der Ergebnisse 90
3.2 Nutzung von Gas- und Wärmenetzen..... 92
3.2.1 Verwendete Studien..... 92
3.2.2 Konzepte, Technologien und Einsatzfelder 92
3.2.3 Wirtschaftliche Aspekte..... 94
3.2.4 Methodik und Ergebnisse..... 95
3.2.5 Zusammenfassung..... 97
3.3 Lastmanagement 99
3.3.1 Verwendete Studien..... 99
3.3.2 Konzepte und Einsatzfelder..... 99
3.3.3 Wirtschaftliche Aspekte..... 101
3.3.4 Methodik zur Bewertung des Lastmanagements..... 102
3.3.5 Ergebnisse..... 103

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

3.3.6 Zusammenfassung und Vergleich ... 104
3.4 Spitzenlastkraftwerke ... 106
3.4.1 Verwendete Studien ... 106
3.4.2 Konzepte, Technologien und Einsatzfelder ... 106
3.4.3 Methodik und Ergebnisse ... 108
3.4.4 Bestehender Kraftwerkspark ... 111
3.4.5 Ersatz des bestehenden Kraftwerkparks durch hochdynamische Gasmotorenkraftwerke ... 112
3.4.6 Zusammenfassung ... 113
3.5 Zusatzlasten ... 114
3.5.1 Verwendete Studien ... 114
3.5.2 Konzepte, Technologien und Einsatzfelder ... 114
3.5.3 Wirtschaftliche Aspekte ... 117
3.5.4 Untersuchung der PtH-Anwendung als Zusatzlast zur Nutzung regionaler EE-Überschüsse ... 117
3.5.5 Zusammenfassung ... 119
4 Charakterisierung, Auswahl und Tests von elektrochemischen Energiespeichern ... 121
4.1 Ermittlung von Lastkollektiven ... 121
4.1.1 Statistische Lastkollektive ... 122
4.1.2 Methoden zur Bestimmung von Lastkollektiven ... 128
4.1.3 Lastkollektive (Monte Carlo Methoden) ... 132
4.1.4 Statistische Analyse von Lastprofilen ... 134
4.2 Entwicklung beschleunigter Prüfmethoden für dynamische Lebensdauertests ... 137
4.2.1 Methoden zur beschleunigten Prüfung ... 137
4.2.2 Synthetische Generierung von dynamischen Lastprofilen ... 139
4.3 Auswahl geeigneter Prüflinge ... 142
4.3.1 Recherche und Bewertung verfügbarer Speicher ... 142
4.3.2 Recherche & Bewertung verfügbarer Speicher ... 144
4.4 Durchführung von Tests ... 149
4.4.1 Dynamische Parameter- & Lebensdauertests ... 149
4.4.1.4.2 Belastungstestpunkte ... 161
4.4.2 Parametertests ... 178
4.5 Abgleich der Testergebnisse und Entwicklung von Modellen ... 184

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

4.5.1 Modellentwicklung ... 184
4.5.2 Untersuchung der dynamischen Eigenschaften über die Lebensdauer einer Batterie ... 190
4.6 Vermessung von Wirkungsgrad, Selbstentladung und Stillstandverlusten von verschiedenen Batteriesystemen ... 193
4.6.1 Vermessung von Wirkungsgrad, Selbstentladung und Stillstandverlusten (Hochtemperatur- und Bleibatterie) ... 193
4.6.2 Vermessung von Wirkungsgrad, Selbstentladung und Stillstandverlusten bei einer Li-Ionen Batterie ... 197
5 Nutzung vorhandener Energiespeicher im Netz ... 201
5.1 Erfassung und Beschreibung vorhandener Energiespeicher ... 201
5.1.1 Erfassung und Beschreibung von vorhandenen Elektroautos ... 201
5.1.2 Speicher in USV-Anwendungen ... 206
5.1.3 Sonstige Energiespeicher ... 209
5.2 Evaluation möglicher Betriebsweisen zur alternativen Nutzung ... 212
5.2.1 Betriebsführung sonstiger Energiespeicher im Verbund ... 212
5.2.2 Betriebsführung USV-Anlagen ... 215
5.2.3 Evaluation möglicher Betriebsweisen von Elektroautos ... 217
5.3 Modellierung und Simulation in einem Netzsegment ... 219
6 Lebensdauerzykluskosten ... 223
6.1 Ermittlung der Speicherparameter und relevanter Nebenkosten ... 223
6.1.1 Technische Parameter ... 224
6.1.2 Ökonomische Parameter ... 226
6.1.3 Technologiesteckbriefe ... 227
6.2 Erstellung von Referenzlastprofilen ... 233
6.2.1 Primärregelleistung ... 233
6.2.2 Netzausbauverzögerung in der Niederspannungsebene ... 236
6.2.3 Netzausbauverzögerung in der Mittelspannungsebene ... 237
6.3 Energiespeicherdimensionierung ... 239
6.3.1 Optimierte Dimensionierung von Energiespeichern ... 239
6.3.2 Dimensionierung von Batterien anhand von Alterungsbetrachtungen ... 244
6.3.3 Alterung und Wirkungsgradeinflüsse ... 245
6.4 Bestimmung der Lebensdauerzykluskosten ... 250

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

6.4.1 Entwicklung einer Berechnungsmethodik zur Bestimmung der Lebensdauerzykluskosten ... 250

6.4.2 Skalierungseffekte ... 260

6.5 Wirtschaftlicher Vergleich zu Alternativen ... 262

6.5.1 Vergleich der Speichersysteme für die Anwendung Primärregelleistung ... 263

6.5.2 Vergleich der Speichersysteme für die Anwendung Netzausbauvermeidung in der Niederspannungsebene ... 266

6.5.3 Vergleich der Speichersysteme für die Anwendung Netzausbauvermeidung in der Mittelspannungsebene ... 267

7 Regelung der Energiespeicher, Aktivierung und Überwachung ... 271

7.1 Messung dynamischer Lastprofile an unterschiedlichen Batterietechnologien ... 271

7.1.1 Messung dynamischer Lastprofile an unterschiedlichen Batterietechnologien ... 272

7.1.2 Messung dynamischer Lastprofile an alternativen Batterietechnologien ... 275

7.1.3 Messung dynamischer Lastprofile an Li-Ionen Batterien ... 278

7.2 Modellierung und Parametrierung der Dynamik der Batterietechnologien ... 282

7.2.1 Modellierung und Parametrierung der Dynamik der Batterietechnologien ... 282

7.2.2 Modellierung und Parametrierung der Dynamik alternativer Batterietechnologien ... 284

7.2.3 Modellierung und Parametrierung der Dynamik von Li-Ionen Batterien ... 286

7.3 Simulation von Batteriesystemen, Wechselrichtern, Netzen und verteilten Lasten 297

7.3.1 Simulationsumgebung und Referenznetz ... 297

7.3.2 Erzeugung von Daten für die Simulationsumgebung ... 298

7.4 Regelung virtueller Synchronmaschinen anhand von Netzgrößen ... 301

7.4.1 Regelung virtueller Synchronmaschinen am Testnetz ... 301

7.4.2 Simulationsgestütze Regelung viertueller Synchromaschnien anhand von Netzgrößen ... 305

7.5 Erarbeitung alternativer Regel- und Aktivierungskonzepte ... 308

7.6 Kommunikation und Zusammenfassung verteilter Speicher zur Bereitstellung von Netzdienstleistungen ... 309

7.7 Anforderungskatalog für den Informationsaustausch aus organisatorischer Sicht . 314

7.7.1 Darstellung der Referenzarchitektur ... 314

7.7.2 Aufbau der Referenzarchitektur ... 317

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

8 Rolle und Wert von Kommunikationssystemen zur Überwachung und zum Einsatz von Speichern ... 323
8.1 Anforderungen an Kommunikationssysteme ... 323
8.2 Erfassung und Beschreibung möglicher Kommunikationssysteme ... 328
8.2.1 Technische Erfassung der Kommunikationssysteme und des benötigten Datenaustausches ... 328
8.2.2 Beschreibung der Kommunikationsmöglichkeiten für eine Simulation ... 330
8.3 Bewertung von Kommunikationssystemen hinsichtlich technischer und wirtschaftlicher Funktionalität ... 331
9 Rechtliche Rahmenbedingungen bei Bereitstellung von Speicherkapazität durch kleine, dezentral im Netz vorhandene Energiespeicher ... 335
9.1 Analyse der aktuellen notwendigen Rahmenbedingungen ... 335
9.1.1 Speicheranlagen im Kontext zu den gesetzlichen Rahmenbedingungen ... 335
9.1.2 Ökonomische Rahmenbedingungen ... 340
9.2 Speicheranlagen im Kontext technisch-organisatorischer Rahmenbedingungen ... 343
9.2.1 Transmission und Distribution Codes ... 343
9.2.2 Erfordernisse bezüglich des netztechnischen Anschlusses in der Nieder- und Mittelspannungsebene ... 343
9.2.3 Anwendungsabhängige Anforderungen ... 345
9.3 Notwendige Rahmenbedingungen für ein dezentrales und zentrales Systemdesign ... 349
9.3.1 Interessenanalyse seitens der Netzbetreiber und der Speicherbetreiber ... 349
9.3.2 Analyse des Speicherbedarfs im zentralen und dezentralen Systemdesign 354
9.3.3 Zusammenfassung und erste Bewertung ... 355
9.4 Konzept zur Adaption und Erweiterung bestehender rechtlicher Randbedingungen für die Netzintegration dezentraler Speichereinheiten ... 357
9.4.1 Bereitstellung von Systemdienstleistungen (dynamische Basis) ... 357
9.4.2 Bereitstellung von Systemdienstleistungen (quasidynamische Basis) sowie zur Langzeitspeicherung von Energie ... 359
10 Akzeptanzproblematik ... 367
10.1 Evaluation möglicher Akzeptanzprobleme ... 367
10.1.1 Gefährdungen ... 370
10.1.2 Ökobilanzen ... 371
10.2 Ermittlung des Gesamtpotentials dezentraler Hausspeicher ... 374

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

10.3 Konzepte zur Erschließung des Potentials dezentraler Speicher 376
11 Dissemination 381
11.1 Erarbeitung von Konsens und Erläuterung von Konfliktpotenzialen, Bestimmung von Entwicklungslinien und Bestimmung des Gesamtpotenzials 381
11.1.1 Zugrunde liegende Annahmen 382
11.1.2 Potentiale für elektrochemische Speicher 384
11.1.3 Entwicklungsbedarf und Vorschläge für Demonstrationsvorhaben 385
11.2 Projektbegleitende Workshops 386
11.2.1 Workshop: Pumpspeicherkraftwerke 386
11.2.2 Workshop: Große Batteriespeicher (1) 386
11.2.3 Workshop: Spannungshaltung und Mittel- und Niederspannungsnetzen.. 387
11.2.4 Workshop: Power-to-Heat 387
11.2.5 Workshop: Power-to-Gas 387
11.2.6 Workshop: Netzausbau 388
11.2.7 Workshop: Große Batteriespeicher (2) 388
11.2.8 Workshop: Rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen für den Einsatz von Speichern 389
11.2.9 Workshop: Nachhaltige Versorgungssicherheit 389
11.2.10 Workshop: Nutzung bestehender USV- und Notstromanlagen für die zukünftige Energieversorgung 389
Literaturverzeichnis 391
Anhang A: Netzstrukturen der modellierten Niederspannungsnetze 409
Anhang B: Gesammelte Anwendungsfälle 413

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Häufigkeit der installierten Photovoltaik-Leistung je Einwohner in vorstädtischen Netzen (über: [10]- [11]) 11

Abbildung 2: Lage der selektierten Ortschaften 12

Abbildung 3: Vorgehen zur Bestimmung der Netzstruktur (vorstädtische Netzstruktur) 13

Abbildung 4: Einspeisekennlinie für die Erzeugung aus Photovoltaik-Anlagen 18

Abbildung 5: Jahresdauerlinie der Residuallast je Szenario im ländlichen Netz 20

Abbildung 6: Auslastung der Kabelabschnitte im Strang 3 des ländlichen Netzes je Szenario 21

Abbildung 7: Knotenspannungen im Strang 1 des ländlichen Netzes im Szenario 2030 23

Abbildung 8: links: Box und Whisker für tägliche Zeit mit positiver Residuallast je Netz und Szenario; rechts: Jahresverlauf der täglichen Zeit mit positiver Residuallast im ländlichen Netz für das Szenario 2012 24

Abbildung 9: Gesamtheitliche Betrachtung von NS- und MS-Netzen 25

Abbildung 10: Verteilung der Spannungswerte am NAP des Speichers für verschiedene Referenz 2012, 2020, 2030 26

Abbildung 11: Häufigkeit der abgerufenen Primärregelleistung (PRL) in den Kalenderwochen des Jahres 2014 [7]. Oben: Totband +/-10mHz; unten: Ausnutzung von Totband und Messtoleranz +/- 20 mHz (Daten zur Netzfrequenz: [38], Berechnungen nach [39]) 32

Abbildung 12: Energiedurchsatz für unterschiedliche Arbeitspreise in MWh/MW bei Erbringung von Sekundärregelleistung in vom 23. bis 30.09.2013. Unten: fünft günstigstes Gebot in der Merit-Order; Oben: fünft teuerstes Gebot in der Merit-Order (Daten: [38], [50]) 34

Abbildung 13: Ersatzschaltbild für die Modellierung des elektrisch dynamischen Verhaltens einer Li-Ionen-Batterie 36

Abbildung 14: Datensatz zur Parametrierung des Modells: links die Ruhespannung und rechts die Widerstände ohmsche Widerstand R_0, und der Elektrodenwiderstand R_1 jeweils in Abhängigkeit vom Ladezustand 37

Abbildung 15: Funktion von DLL Schnittstelle 38

Abbildung 16: Speichermodell 39

Abbildung 17: Modellierungsansatz Eigenverbrauchsoptimierung 40

Abbildung 18: P_{Sp}-I_{Ltg}-Charakteristik 41

Abbildung 19: ΔU-P-Charakteristik 42

Abbildung 20: MS-Netz 2 aus Tabelle 3 implementiert in Power Factory 43

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Abbildung 21: MS-Netz 2 aus Tabelle 3 und entsprechende Platzierung der dezentralen Erzeuger sowie des Speichers 44

Abbildung 22: Ergebnisse der Spannungshaltung ohne und mit Batterie 44

Abbildung 23: Ladezustand der Batterie 45

Abbildung 24: Leistung und Ist-Frequenz von Power Factory 46

Abbildung 25: Speicherparameter je Netztopologie und Szenario; links: Lade- und Entladeleistung; rechts: Speicherkapazität 47

Abbildung 26: Kabelauslastung Szenario 2030 ländlich ohne und mit Speicher; links: maximale Auslastung im Strang 3; rechts: Auslastung des Kabelabschnittes L27 48

Abbildung 27: Deckungsbeitrag regenerativer Energien; links: tägliche Versorgung durch regenerative Energien mit und ohne Speicher im ländlichen Netz 2030; rechts: mittlere Versorgungsdauer je Netz und Szenario mit Speicher 48

Abbildung 28: Kabelauslastung Szenario 2030 ländlich ohne und mit Speicher; links: maximale Auslastung im Strang 3; rechts: Auslastung des Kabelabschnittes L27 50

Abbildung 29: Speicherbedarf im ländlichen Netz in Abhängigkeit von der übergebenen MS/NS Sammelschienenspannung 52

Abbildung 30: Kostenvergleich zwischen Energiespeicher und alternativen Maßnahmen zur Entlastung des elektrischen Netzes 53

Abbildung 31: Schematische Darstellung der Interaktion zwischen Netz und Speicher (inkl. Spannungs- und Laderegler) 54

Abbildung 32: Kennlinie des Spannungsreglers 55

Abbildung 33: MS-Netz 2 aus Tabelle 7 und entsprechende Platzierung der dezentralen Erzeuger sowie des Speichers 56

Abbildung 34: Speicherbetrieb für eine exemplarische Sommerwoche; Kennlinie: Ref, Speicherauslegung: 1 MW/ 100 MWh 57

Abbildung 35: Speicherbetrieb für eine exemplarische Sommerwoche; Kennlinie: Ref, Speicherauslegung: 2 MW/ 100 MWh 58

Abbildung 36: Verteilung der Spannungswerte am NAP des Speichers für verschiedene Kennlinienvarianten; Speicherauslegung: 1 MW (oben) und 2 MW (unten), 100 MWh 58

Abbildung 37: Lade- und Entladeleistung des Speichers für verschiedene Kennlinienvarianten; Speicherauslegung: 1 MW und 2 MW, 100 MWh 59

Abbildung 38: Ladezustand für verschiedene Kennlinienvarianten; Speicherauslegung: 1 MW und 2 MW, 100 MWh 61

Abbildung 39: Beispielhafte Darstellung des ursprünglichen Leistungsflusses gegenüber Sollwerten (3Std-Mittelwert und 12Std-Mittelwert), Zeitausschnitt ca. 2 Tage 63

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Abbildung 40: oben: Notwendige Speicherleistung (Laden: positiv, Entladen: negativ) bezogen auf die installierte EE-Leistung für die verschiedenen Ausgleichsszenarien; unten: Notwendige nutzbare Speicherkapazität bezogen auf die installierte EE-Leistung für die verschiedenen Ausgleichsszenarien 64

Abbildung 41: Energieumsatz bezogen auf die notwendige Speicherkapazität („Äquivalente Vollzyklen“) für die verschiedenen Ausgleichsszenarien 66

Abbildung 42: oben: Maximale Leistungsflüsse am UW in Netz 1 im Vergleich zur relativen Reduzierung der Leistungsflüsse durch Speichereinsatz; unten: Maximale Gradienten [MW/min] in Netz 1 ohne Speichereinsatz im Vergleich zur relativen Gradientenreduzierung durch Speichereinsatz 67

Abbildung 43: Schematische Darstellung des untersuchten Netzbereichs mit Verteilung des PV-Zubaus in den untersuchten Szenarien 69

Abbildung 44: Vergleich der Ergebnisse hinsichtlich der auftretenden Spannungsbandverletzungen für die untersuchten Technologieoptionen und Szenarien 71

Abbildung 45: Struktur des Simulationsmodells zur techno-ökonomischen Analyse von stationären Energiespeicheranwendungen (nach [68, 69, 71]) 76

Abbildung 46: Zyklen je Halbzyklentiefe für verschiedene Batteriekapazitäten 78

Abbildung 47: Investitionskosten des konventionellen Netzausbaus bezogen auf die jährlich zusätzlich integrierbare Energie aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen für die in den betrachteten Studien ([1], [75] und [76]) untersuchten Szenarien (in [76]: Werte nur für das Jahr 2020 angegeben) 89

Abbildung 48: Potenzial der Nutzung überschüssiger Energiemengen in den vorhandenen Fernwärmenetzen in den vier Regelzonen und für Deutschland für das Jahr 2030 (eigene Berechnungen nach [20], [30], [31] und [32]) 96

Abbildung 49: Grenzkosten der durch PtH integrierbaren Energie in den einzelnen Regelzonen und in Deutschland für das Jahr 2030 (Berechnungen nach [20], [30], [31] und [32] und Kostenabschätzung nach [79]) 97

Abbildung 50: DSM-Arten Lastverzicht und Lastverschiebung [95] 99

Abbildung 51: Beispielwoche der Residuallast 2012 mit und ohne DSM-Maßnahmen 103

Abbildung 52: Jahresdauerlinien der Residuallast 2012 und 2013 mit und ohne DSM-Maßnahmen 103

Abbildung 53: Jahresganglinie der Residuallast in der Bundesrepublik Deutschland 109

Abbildung 54: Histogramm über die Einsatzdauer von Kraftwerken, die bei einer positiven Residuallast im Leistungsbereich von 0 – 5 GW eingesetzt werden müssen 110

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Abbildung 55: Histogramm über die Einsatzdauer von Kraftwerken, die bei einer positiven Residuallast im Leistungsbereich von 0 – 5 GW eingesetzt werden müssen 110

Abbildung 56: Betrachtete Märkte und zugehörige Angebotsfristen und -zeiträume für den Einsatz der PtH-Anlage [51]. Annahmen für den regionalen Überschussmarkt nach [79] 118

Abbildung 57: Zeitlicher Verlauf der Netzfrequenz im Januar 2012: Oben: Ausschnitt über wenige Stunden, unten Gesamtmonat 126

Abbildung 58: Darstellung der Dynamik der Frequenzänderungen mittels von-bis Zählung; Dargestellt ist die Häufigkeit von Frequenzänderungen von einem Extremwert bis zum nächsten in Klassen von 10 mHz pro Stunde für den in Abbildung 57 dargestellten zeitlichen Verlauf der Frequenz 127

Abbildung 59: Lastkollektiv PV-Batterie: Histogramm der Zyklentiefe über der Häufigkeit der jeweiligen C-Rate 131

Abbildung 60: Lastkollektiv PV-PRL-Batterie: Histogramm der Zyklentiefe über der Häufigkeit der jeweiligen C-Rate 131

Abbildung 61: Häufigkeitsverteilung und 3x3 Übergangsmatrix 133

Abbildung 62: Übersicht: Erstellung von Lastkollektiven 133

Abbildung 63: Stromprofil und Ladezustand für drei exemplarische Frühlingstage 134

Abbildung 64: Zeitlicher Verlauf eines normierten und gestuften Signals eines eintägigen Lastverlaufs 136

Abbildung 65: Relative Kapazität über der Zeit von Testpunkten mit verschiedenen Temperaturen und zyklischen Belastungen 138

Abbildung 66: Vergleich des dynamischen Verlaufs eines synthetisch generierten Signals mit realen Signalen 140

Abbildung 67: Synthetisch generiertes Leistungsprofil mit einer Zeitdauer von 1 h 140

Abbildung 68: Vergleich der Häufigkeitsverteilungen eines generierten Lastprofils und eines über mehrere Tage gemessenen Lastprofils 141

Abbildung 69: Histogramm des spezifischen Preises der erfassten Rundzellen 143

Abbildung 70: Ablaufschema der Erstellung des Bewertungskataloges für Akkumulatoren 145

Abbildung 71: Struktur des Bewertungskataloges mit zwei Spannungsebenen, drei Leistungszeiten und den jeweiligen Eigenschaftskategorien 145

Abbildung 72: Kapazitätsverlauf der kalendarischen und zyklischen Belastung der Sony Testzelle aus [130] 150

Abbildung 73: Histogramm der Gesamtkapazität aller 1100 vermessenen Testzellen 155

Abbildung 74: Histogramm des Innenwiderstands aller 1100 vermessenen Testzellen 156

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Abbildung 75: Wöhler-Kurve mit der Zyklenfestigkeit je Zyklentiefe 166

Abbildung 76: C-Rate und SOC Verlauf des nach Stromwerten sortierten Lastkollektivs PV-Batterie 168

Abbildung 77: Detailansicht des sortierten Lastkollektivs PV-Batterie 168

Abbildung 78: Entwicklung der relativen Kapazität über der Zeit für verschiedene Temperaturen bei 50 % SOC 170

Abbildung 79: Entwicklung der relativen Kapazität über der Zeit für verschiedene SOCs bei 40°C 171

Abbildung 80: Entwicklung des relativen Innenwiderstands über der Zeit für verschiedene Temperaturen bei 50% SOC 172

Abbildung 81: Entwicklung der relativen Kapazität über der Zeit von Testpunkten mit 80 % DOD um 50 % SOC mit verschiedenen C-Raten bei 40°C 173

Abbildung 82: Entwicklung der relativen Kapazität über äquivalente Vollzyklen von Testpunkten mit 80% DOD um 50% SOC mit verschiedenen C-Raten bei 40°C 174

Abbildung 83: Entwicklung der relativen Kapazität über äquivalente Vollzyklen von Testpunkten mit verschiedenen DODs um 50 % SOC mit 1C/1C bei 40°C 174

Abbildung 84: Entwicklung der relativen Kapazität über äquivalente Vollzyklen von Testpunkten mit 20 % DOD um verschiedene mittlere SOCs mit 1C/1C bei 40°C 175

Abbildung 85: Entwicklung des relativen Innenwiderstands über der Zeit von Testpunkten mit verschiedenen DODs um 50 % SOC mit 1C/1C bei 40°C 176

Abbildung 86: Entwicklung der relativen Kapazität über der Zeit der Lastkollektiv Testpunkte im Vergleich zur Lagerung mit 50 % SOC bei 40°C 177

Abbildung 87: Entwicklung der relativen Kapazität der rein zyklischen Alterung über äquivalente Vollzyklen der Lastkollektiv Testpunkte bei 40°C 178

Abbildung 88: PV Lastkollektiv zur Anwendung an den Testzellen 179

Abbildung 89: NET-PV Lastkollektiv zur Anwendung an den Testzellen 180

Abbildung 90: Relativer Kapazitätsverlust bei beschleunigter Alterung und realen Profilen 181

Abbildung 91: Vergleich von kalendarischer und Zyklenalterung 181

Abbildung 92: Verlauf der rel. Kapazität über äquivalenten Vollzyklen 182

Abbildung 93: Verlauf des rel. Innenwiderstandes über äquivalenten Vollzyklen 183

Abbildung 94: Entwicklung der relativen Kapazität über der Zeit für wechselnde Lagerung und Zyklisierung mit 80% DOD um 50% mit 1C/1C bei 40°C 185

Abbildung 95: Relative Kapazität nach über 455 Lagerungen bei verschiedenen SOCs und Temperaturen 186

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Abbildung 96: Relative Kapazität über der Zeit von verschiedenen SOCs und Temperaturen mit gemessenen und mit Alterungsmodell extrapolierten Daten 187

Abbildung 97: Rein zyklischer Kapazitätsverlust über FCE der Testpunkte mit verschiedenen DODs um 50 % SOC mit 1C/1C bei 40°C 188

Abbildung 98: Extrapolation des rein zyklischen Kapazitätsverlusts über FCE der Testpunkte mit verschiedenen DODs um 50 % SOC mit 1C/1C bei 40°C 188

Abbildung 99: Äquivalente Vollzyklen bis zum Lebensdauerende bei 80% SOH der Testpunkte mit verschiedenen DODs um 50 % SOC 189

Abbildung 100: Kapazitätsverlauf der Lastkollektive PV-Batterie und PV-PRL-Batterie bei 25°C im Vergleich zum mit dem Gesamtalterungsmodell simulierten Verlauf 190

Abbildung 101: Leerlaufspannungskennlinie bei den verschiedenen Alterungszuständen über a) die Kapazität und b) den SOC 191

Abbildung 102: Performancevergleich an unterschiedlichen Alterungszuständen. Darstellung des Innenwiderstandswertes nach 10 s in a) und den Wirkungsgrad über die Pulsleistung bei SOC 80 % in b) 192

Abbildung 103: An einen Prüfkreis angeschlossen NaNiCl-Modul (links) und die grafische Oberfläche des Monitoring Software zur Erfassung der elektrischen Parameter (rechts) 193

Abbildung 104: Batterieteststand des Fraunhofer IWES 197

Abbildung 105: Selbst-Entladung einer Li-Ion Zelle bei 25°C 199

Abbildung 106: Einteilung von Kriterien für Batteriespeicher nach ökologischen, ökonomischen und technischen Aspekten 209

Abbildung 107: Bewertung der Batterietechnologien bezüglich der ausgewählten Kriterien für stationäre Anwendungen 211

Abbildung 108: Beispiel der simulierten Leistungsverläufe eines PV-BSS mit 4 kWp PV-EZA und 4 kWh Blei-BSS an einem sonnenreichen Tag im September 213

Abbildung 109: Ablauf der wetter- und frequenzgesteuerten Netzdienstleistung 214

Abbildung 110: Energiespeicherbetrieb zur Bereitstellung von Primärregelleistung 216

Abbildung 111: Simulationsoberfläche von PowerFactory mit dem implementierten Verteilnetz der OvGU 219

Abbildung 112: Auslastung des Transformators im Normalbetrieb über ein Jahr (Zeitachse wird in Sekunden angegeben) 220

Abbildung 113 Jahresprofil vom 15.August 2012 bis 16. August 2013 221

Abbildung 114: Y-Achse zeigt die Anzahl der Fälle in der eine 15-Minütige Überlastung des Transormators auftritt. Die X-Achse zeigt den Grad der Überlastung an 222

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Abbildung 115: Kalendarische Lebensdauern einer Lithium-Ionen-Batterien 229

Abbildung 116: Zyklische Lebensdauer von Lithium-Ionen-Batterien (logarithmisch skaliert) 230

Abbildung 117: Kalendarische Lebensdauern von Hochtemperatur Batterien 232

Abbildung 118: Zyklische Lebensdauer von Hochtemperatur Batterien (logarithmisch skaliert) 232

Abbildung 119: Frequenzverlauf und Primärregelleistungsabrufe innerhalb von zwei Stunden 234

Abbildung 120: Relative Häufigkeiten der Primärregelleistungsabrufe im Analysezeitraum von 3,5 Monaten 235

Abbildung 121: Beispielhafte Leistungsabrufe für zwei simulierte Sommertage in der Anwendung Netzausbauverzögerung in der Niederspannungsebene 236

Abbildung 122: Relative Häufigkeiten der Leistungsabrufe in der Anwendung Netzausbauverzögerung in der Niederspannungsebene im betrachteten Referenzjahr 237

Abbildung 123: Beispielhafte Leistungsabrufe in der Anwendung Netzausbauverzögerung in der Mittelspannungsebene 238

Abbildung 124: Relative Häufigkeiten der Leistungsabrufe in der Anwendung Netzausbauverzögerung in Mittelspannungsebene im betrachteten Referenzjahr 238

Abbildung 125: Schematische Darstellung des Ladezustandsverlaufs zweier unterschiedlicher Speicherkapazitäten bei gleicher Leistungsanforderung und gleichem Start-SOC 240

Abbildung 126: Identifizierte Halbzyklen in einem Ladezustandsprofil 241

Abbildung 127: Histogramm der Auftrittshäufigkeit von identifizierten Halbzyklen mit einem positiven und negativen Energiehub 241

Abbildung 128: Typische Wöhlerkurve für eine Lithium-Ionen-Batterie 242

Abbildung 129: Betragsmäßige Darstellung des Histogramms der Zyklenhäufigkeiten 243

Abbildung 130: Vergleich der Innenwiderstandswerte nach 10 Sekunden und die entnehmbare Leistung in Abhängigkeit vom SOC über die Zelllebensdauer 245

Abbildung 131: Mittlerer Wirkungsgrad von jeweils 3 Zellen bei verschiedenen relativen Leistungen 246

Abbildung 132: Entwicklung des Wirkungsgrads (1C/1C Zyklus) über der Zeit für verschiedene Alterungstestpunkte 247

Abbildung 133: Entwicklung der Selbstentladerate über der Zeit für die Lagerungstestpunkte bei verschiedenen Temperaturen bei 50% SOC 248

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Abbildung 134: Entwicklung der Selbstentladerate über der Zeit für die Lagerungstestpunkte bei 40°C bei verschiedenen SOCs 249

Abbildung 135: Prinzipieller Aufbau des implementieren Berechnungswerkzeuges für die Kalkulation der Lebensdauer und der Lebenszykluskosten 251

Abbildung 136: Ladezustandsverlauf in Abhängigkeit der Leistungsanforderungen für eine 10 MWh Lithium-Ionen-Batterie über 24 Stunden in der Anwendung PRL 253

Abbildung 137: Lebensdauern und resultierende Kapazitätsabnahme pro Sekunde in Abhängigkeit des Ladezustandes einer Lithium Ionen Batterie 254

Abbildung 138: Ausschnitt des Histogramms der positiven Zyklen einer 10 MW und 7 MWh Lithium Ionen Batterie in der Anwendung PRL 255

Abbildung 139: Zyklische Alterung und die resultierende prozentuale Kapazitätsabnahme in Abhängigkeit von der Entladetiefe bzw. Depth of Discharge (DOD) 256

Abbildung 140: Berechnungsablauf des entwickeln MATLAB Werkzeugs 257

Abbildung 141: Einfluss der zyklischen und der kalendarischen Alterung auf die Lebensdauer einer 10 MW und 7 MWh Lithium Ionen Batterie in der Anwendung PRL 257

Abbildung 142: Ergebnisse der Lebensdauerberechnung für verschiedene Kapazitäten eines Lithium-Ionen-Speichersystems bei gleicher Leistungsauslegung von 10 MW 258

Abbildung 143: Kostenarten in der Berechnung von Lebenszykluskosten von Speichern 259

Abbildung 144: Kapitalwerte der verschiedenen Speichertechnologien für die Anwendung Primärregelleistung im Jahr 2015 263

Abbildung 145: Annuität der verschiedenen Speichertechnologien für die Anwendung Primärregelleistung im Jahr 2015 264

Abbildung 146: Kapitalwerte der verschiedenen Technologien für die Anwendung Netzausbauvermeidung in der Niederspannungsebene im Jahr 2015 266

Abbildung 147: Annuität der verschiedenen Technologien für die Anwendung Netzausbauvermeidung in der Niederspannungsebene im Jahr 2015 267

Abbildung 148: Kapitalwerte der verschiedenen Technologien für die Anwendung Netzausbauvermeidung in der Mittelspannungsebene im Jahr 2015 268

Abbildung 149: Annuität der verschiedenen Technologien für die Anwendung Netzausbauvermeidung in der Mittelspannungsebene im Jahr 2015[30] 269

Abbildung 150: Leistungsprofil und den resulitierenden Energiezustandsverlauf zur Vermessung der Batterietechnologien 272

Abbildung 151: Ermittelter Wirkungsgrad der Batterietechnologien an verschiedenen Arbeitspunkten 274

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Abbildung 152: Vergleich der Wirkungsgrade von verschiedenen Energiespeichertechnologien [155, 156] 275

Abbildung 153: Impedanzspektroskopie-Messungen bei verschiedenen SOC und 25°C 277

Abbildung 154: Impedanzspektroskopie-Messungen bei verschiedenen Temperaturen und 50 % SOC 278

Abbildung 155: Die Betriebspunkte der EIS-Test für nicht-lineares Modell [158] 279

Abbildung 156: Nyquist kurve eines Zwei-Zeitkonstanten Ersatzschaltbildes [159] 280

Abbildung 157: Nyquist-Kurven aus Messung und Modell für die vermessene Li-Ionen-Zelle 281

Abbildung 158: Generische Modellstruktur zur Simulation von Energiespeichersystemen . 282

Abbildung 159: Validierungsprofil und resultierende SOE über eine Stunde 283

Abbildung 160: Stromprofil für die Validierung des Ersatzschaltbildmodells 285

Abbildung 161: Gemessene und simulierter Spannungsverlauf bei eingeprägtem Stromprofil bei 25°C und 90 % SOC 286

Abbildung 162: Batterie und Wandler-Simulationsschema 287

Abbildung 163: Das Ersatzschaltbild aus einer Lithium-Ionen-Zelle und Schaltungstopologie Batterie 288

Abbildung 164: P-f-Kennlinie entsprechend einem P-Regler mit Totzone 290

Abbildung 165: P-U-Kennlinie für Spannungsregelung 290

Abbildung 166: Topologische Struktur des Drei-Phasen-PWM-Gleichrichters [161] 291

Abbildung 167: Regelungs-Modell in d-q-Koordinaten 293

Abbildung 168: Struktur der PLL 294

Abbildung 169: Vereinfachtes Batterie-Modell-Simulation Schema 295

Abbildung 170: Parameter-Dialog für das Speicher-Umrichter-Modell in PowerFactory 296

Abbildung 171: Ländliches Landnetzmodell implementiert in Matlab/Simulink 298

Abbildung 172: Vergeich des synthetischen Summenprofils mit dem H0-Profil 299

Abbildung 173: Ablaufdiagramm zur Berechnung des PV-Ertrags für unterschiedliche PV-Anlageausrichtung 299

Abbildung 174: Abhängigkeit der Jahreserzeugung von der Ausrichtung der PV-Anlage 300

Abbildung 175: Belastung einer Blei- und Lithium-Ionen-Batterie im Zwischenkreis der VISMA bei Zuschalten einer Last von 5 kW 302

Abbildung 176: Frequenzverlauf eines Monats im UECT-Netz (eigene Messungen) 303

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Abbildung 177: Ergebnis des Zählverfahrens zur Beschreibung der Batteriebelastung bei Erbringung von Momentanreserve 304

Abbildung 178: Leistungsabgabe der VISMA bei einem simulierten Frequenzabfall 305

Abbildung 179: Blindleistungsabgabe der VISMA bei einer Änderung der Netzspannung ... 306

Abbildung 180: Netzfrequenzhaltung mittels Leistungsaufnahme der VISMA bei einer Lastzuschaltung 307

Abbildung 181: Netzfrequenzhaltung mittels Leistungsaufnahme der VISMA bei einer Lastzuschaltung 307

Abbildung 182: Batteriebetrieb zur Maximierung des Eigenverbrauchs 310

Abbildung 183: Variierung der Einspeisegrenze bezüglich der Netzspannung am Hausanschlusspunkt 311

Abbildung 184: Überwachung der Transformatorleistung zur Änderung der Einspeisegrenze 312

Abbildung 185: Variierung der Einspeisegrenze bezüglich der Netzbelastung am Transformator 312

Abbildung 186: Überwachung der Transformatorleistung zur Aktivierung der verteilten Speicher 313

Abbildung 187: Steuerung der verteilten Speicher mit „Lade-Signal“ 313

Abbildung 188: Aufbau der Referenzarchitektur, Vergleich mit [170] 315

Abbildung 189: Entwicklung der Referenzarchitektur, Vergleich mit [170] 317

Abbildung 190: Definierte Anwendungsfälle 318

Abbildung 191: Komponentenschicht 319

Abbildung 192: Informationsaustauschschicht des Anwendungsfalls: Wirtschaftliche Energiespeichernutzung – Teilnahme am Spot-Markt 321

Abbildung 193: Kommunikationsschicht 322

Abbildung 194 Beispielhafte Energieflusspfade (blau = AC, grün = DC) und Kommunikationsstrecken (orange = betriebsdienlich, rot = abrechnungsdienlich) 325

Abbildung 195: Prozess der Daten-Übertragung über die 7 Schichten des OSI-Modells 328

Abbildung 196: Eigenschaften einiger Protokolle 329

Abbildung 197: Beispielhafte Energiesystemstruktur mit korrespondierender heterogener Kommunikations-Infrastruktur 331

Abbildung 198: Recherche-Ergebnisse eingesetzter Protokolle 333

Abbildung 199: Beispiele von Übertragungsprotokollen auf verschiedenen System- und OSI-Ebenen 333

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Abbildung 200: Komponenten des Strompreises bezogen auf Batteriespeicher [185] 340

Abbildung 201: Struktur des Strommarktes in Deutschland 341

Abbildung 202: Speichereinsatz zur Leitungsentlastung (links: Leitungsbelastung, rechts: Speicherprofil) 347

Abbildung 203: Anzahl der Zeitpunkte mit überlasteten Leitungen in Abhängigkeit vom Szenario (oNA: ohne Netzausbau; mNA: mit Netzausbau) 355

Abbildung 204: „Sehen Sie im lokalen Einsatz von Energiespeichern für Ihre Gemeinde/Stadt auch wirtschaftliche Vorteile?“ 369

Abbildung 205: Durchschnittliche Treibhausgas-Emissionen verschiedener Stromerzeugungs- und Speichertechniken im Vergleich 372

Abbildung 206: Durchschnittlicher Primärenergieaufwand verschiedener Stromerzeugungs- und Speichertechniken bezogen auf eine produzierte kWh Strom 373

Abbildung 207: Jährliche Speicherpotenziale und die Energiemenge des deutschen Stromimports von 2012 im Vergleich zu Batteriespeichersystemen in privaten Haushalten 374

Abbildung 208: Anwendungsmöglichkeiten von dezentralen Batteriespeichern in Aufteilung der Anwendungsebenen, Netzbetreiber, Gewerbe/Industrie und Privathaushalte 376

Abbildung 209: Prüfungsfaktoren für Geschäftsmodelle dezentraler Speicher 377

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht über die Funktionen des Stromversorgungssystems und die Beiträge des Stromnetzes bzw. der Netzbetreiber, der Kraftwerke, der Verbraucher und Stromspeicher zu ihrer Erfüllung 3

Tabelle 2: Installierte Leistung und Ausbauszenarien für Photovoltaik in Bayern [3–6] 8

Tabelle 3: Installierte Erzeugungsleistung regenerativer Energieträger 9

Tabelle 4: Abgeleitete Ausbaustufen für Wind und Photovoltaik 10

Tabelle 5: Netzstrukturen der modellierten Niederspannungsnetze [13]-[15] 12

Tabelle 6: Modellparameter der Niederspannungsnetze 13

Tabelle 7: Kenndaten der genutzten MS-Netze 14

Tabelle8: Veröffentlichte Daten verschiedener Netzbetreiber und abgeleitete Durchdringungsgrade für PV und Wind (Stand: Ende 2012) 15

Tabelle 9: Durchdringungsgrad für die EE-Szenarien 16

Tabelle 10: Gleichzeitigkeits- und Verschiebungsfaktoren der PV- und Windkraftanlagen 16

Tabelle 11: Kennparameter der Residuallast je Netzmodell und Szenario 20

Tabelle 12: Kennwerte der Kabelauslastung je Netz und Szenario 22

Tabelle 13: maximale und minimale Knotenspannungen je Netz im Szenario 2030 23

Tabelle 14: Mögliche Anwendungsfälle für Speicher im Netz 27

Tabelle 15: Technische und regulatorische Anforderungen für die Marktteilnahme für Primärregelleistung (*PRL*), Sekundärregelleistung (*SRL*) und Minutenreserveleistung (*MRL*) (in Anlehnung an [32]) 30

Tabelle 16: Anforderungsvoraussetzungen 37

Tabelle 17: Speicherparameter der Saisonalen Speicher 49

Tabelle 18: Speicherbedarf je Netz und Szenario 50

Tabelle 19: Speicherbedarf je Netz und Szenario (Sekundensimulation) 51

Tabelle 20: Speicherbedarf je Netztopologie und Szenario bei einer MS/NS-Sammelschienenspannung von 1,05 pu 52

Tabelle 21: Änderung der Kennlinie des Spannungsreglers 56

Tabelle 22: Prozentualer Zeitanteil des Speichers im Leerlauf, P_{ist} = 0 60

Tabelle 23: Veränderung der Netzverluste im Vergleich zum Fall ohne Speicher 62

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Tabelle 24: Zusammenfassung der relevanten Informationen für die Systemkonfiguration der untersuchten Technologien 68

Tabelle 25: Ausbaufaktoren, Anzahl der PV-Anlagen und PV-Gesamtleistung für die vier untersuchten Szenarien 70

Tabelle 26: Wirtschaftliche Daten 77

Tabelle 27: Technische Parameter 77

Tabelle 28: Ergebnisse der Alterung über 20 Jahre Simulation 78

Tabelle 29: Lastverschiebepotenziale der einzelnen Sektoren von 2012, 2020, 2030 101

Tabelle 30: Spitzenlastreduktion für die Jahre 2012, 2020 und 2030 mit den jeweiligen Gesamt- und Grenzkosten 104

Tabelle 31: Technische Daten über die Dynamik des bestehenden Kraftwerkparks [104] ... 111

Tabelle 32: Technologie- und Anwendungsbeispiele für die Nutzung elektrischer Energieüberschüsse mithilfe von Zusatzlasten sortiert nach ausgangsseitiger Energieform 115

Tabelle 33: Kenngrößen der verwendeten Lastkollektive 129

Tabelle 34: Annahmen zur Simulation 132

Tabelle 35: Ladungsumsätze pro Tag mit Abweichung zum Referenzlastprofil 134

Tabelle 36: Aufteilung der normierten Leistungspulse in den Zuständen 135

Tabelle 37: Resultierende Zustandsübergangswahrscheinlichkeiten in [%] aus der statistischen Analyse mehrerer Lastverläufe 136

Tabelle 38: Datenblattangaben der als Prüfling verwendeten Lithium-Ionen-Zelle 142

Tabelle 39: Durchschnittsgewichtung der Bewertungskategorien 146

Tabelle 40: Platzierung der Systeme im NS-Netz für Mittel-Leistung 147

Tabelle 41: Ergebnisse der Lagerungsvortests an der Testzelle 158

Tabelle 42: Ergebnisse der Belastungsvortests an der Testzelle 158

Tabelle 43: Testpunkte der Lagerungstests 160

Tabelle 44: Testpunkte der Testpunkte mit konstanter Belastung 164

Tabelle 45: Testmatrix Lagerungstests 179

Tabelle 46: Wärmebedarf der Natrium-Nickel-Chlorid-Batterie 194

Tabelle 47: Messergebnisse der Lade- und Entladevermessung bei unterschiedlichen Stromstärken 195

Tabelle 48: Resultierende leistungsabhängige Wirkungsgrade für Hochtemperaturbatterien 195

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Tabelle 49: Resultierende leistungsabhängige Wirkungsgrade für Blei-Säure-Batterien..... 196

Tabelle 50: Energiewirkungsgrad 198

Tabelle 51: Energie Ladungsverluste..... 198

Tabelle 52: Gemessenen Anfangs- und Endwerte der Spannungen für Selbstentladung..... 199

Tabelle 53: Übersicht über die vorhandenen Elektroautos nach [131–145]..... 203

Tabelle 54: Abschätzung der Batteriespeicherkapazitäten für Krankenhäuser und Telekommunikation in Deutschland 208

Tabelle 55: Kriterien zur Einteilung von Batteriespeichern in einer stationären Anwendung 210

Tabelle 56: Erläuterungen zu den Netzdienstleistungen 212

Tabelle 57: Technologiesteckbrief für Lithium-Ionen-Batterien..... 228

Tabelle 58: Technologiesteckbrief für Hochtemperaturbatterien..... 231

Tabelle 59: Auflistung der verschiedenen untersuchnten Batterietechnologien..... 273

Tabelle 60: Testmatrix der Impedanzspektroskopie Messungen 276

Tabelle 61: Domänen 315

Tabelle 62: Zonen 316

Tabelle 63: Beschreibung der Anwendungsfälle..... 318

Tabelle 64 Anwendungen der Speicher bzgl. Kommunikation 323

Tabelle 65: Kommunikationsvariables zur Überwachung und Steuerung von netzgekoppelten elektrochemischen Energiespeichern 330

Tabelle 66: Aufgaben und Instrumente der Netzbetreiber nach dem EnWG 336

Tabelle 67: Netzsicherheitsrelevante Vorgaben aus dem Recht des EEG 338

Tabelle 68: Präqualifikationen der Primärregelleistung [188]..... 345

Tabelle 69: Notwendige Speicherparameter für die verschiedenen Anwendungsfälle 348

Tabelle 70: Speicherleistung und -kapazität zur Engpassbeseitigung im Szenario 2012..... 355

Tabelle 71: Die vorgeschlagene Änderungen der regulatorischen Rahmen nach [199] 359

Tabelle 72: Auflistung der beteiligten Akteure in Bezug auf Batteriespeicher in Verteilnetzen 368

Tabelle 73: Spannweite der für die Bilanzen zum Treibhausgasausstoß und dem Primärenergieaufwand verwendeten Daten der Batteriespeicher 372

Tabelle 74: DZ-4 Autark..... 378

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Abkürzungsverzeichnis

AC	Wechselstrom (Engl. „alternating current“)
AGEE-Stat	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik
AP	Arbeitspaket
ARegV	Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung)
ARR	Mittlere Rentabilität einer Investition (Engl. „average rate of return“)
ÄVZ	Äquivalente Vollzyklen (vgl. FCE)
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BmHKW	Biomasse-Heizkraftwerk
BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BOL	Batterielebensdaueranfang (Engl. „begin of life“)
BSS	Batteriespeichersystem
CC-Phase	Konstantstrom-Ladungsphase (Engl. „constant current”)
CCCV	Abfolge von CC- und CV-Phase
C-LFP	Zellchemie einer Lithiumionenbatterie: Anode: Graphit, Kathode: Lithium-Eisenphosphat
CPU	Prozessor (Engl. „central processing unit“)
C-Rate	Batteriestromrate
CTS	Zelltestsystem (Engl. „Cell Test System”)
CV-Phase	Konstantspannungs-Ladungsphase (Engl. „constant voltage”)
DEA	Dezentrale Erzeugungsanlagen
DC	Gleichstrom (Engl. „direct current“)

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

DC2007	DistributionCode 2007
DLL	Dynamic Link Library
DOC	Batteriezyklentiefe (Engl. „depth of cycle“)
DOD	Entladetiefe (Engl. „depth of discharge“)
DR	Marktwirtschaftliches Lastmanagement (Engl. „demand response“)
DSI	Lastmanagement (Engl. „demand side integration“) siehe auch „LM“
DSM	Lastmanagement (Engl. „demand side management“) siehe auch „LM“
DT	Dampfturbine
FCE	Äquivalente Batterievollzyklen (Engl „Functional Capacity Evaluation“)
ECS	Electrochemical Society
EE	Erneuerbare Energien
EEA	Erneuerbare Energieerzeugungsanlage
EEG	Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz)
EEX	European Energy Exchange
EIS	Elektrochemische Impedanz-Spektroskopie (Engl. „electrochemical impedance spectroscopy“)
EMS	Energiemanagementsystem
ENTSO-E	Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (Engl. „European Network of Transmission System Operators for Electricity“)
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)
EOL	Batterielebensdauerende (Engl. „end of life“)
EPEX	European Power Exchange (EPEX SPOT SE)
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EZA	Erzeugungsanlage
E2P	Energie-zu-Leistungs-Verhältnis (Engl. „energy to power ratio“)

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

FCE	Äquivalente Vollzyklen (Engl. „full cycles equivalent“)
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE
GHD	Sektor Gewerbe, Handel Dienstleistungen
GT	Gasturbine
GUI	Grafische Benutzeroberfläche (Engl. „graphical user interface“)
HS	Hochspannung
HT	Hochtarif
HT	Hochtemperatur
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
INL	Idaho National Laboratory
IT	Informationstechnik
ISEA	Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe RWTH Aachen
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCOE	Energiegestehungskosten (Engl. „levelized costs of energy“)
LFP	Lithium-Eisenphosphat
LM	Lastmanagement
LTO	Lithium-Titanat-Anode
MOL	Batterielebensdauermitte (Engl. „middle of life“)
MRL	Minutenreserveleistung
MS	Mittelspannung
NAP	Netzanschlusspunkt
NEA	Netzersatzanlagen
NEP	Netzentwicklungsplan (NEP2013 – Netzentwicklungsplan 2013)
NIMBY-Effekt	(Engl. „not in my back yard“)
NMC	Lithium-Nickel-Mangan-Cobalt-Oxid (Material für Lithiumionenbatterien)

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

NS	Niederspannung
NSA	Notstromaggregate
NT	Niedertrarif
ONT	Ortsnetztransformator
OTC	Außerbörslicher Handel (Engl. „over-the-counter“)
PEM	Proton-Exchange-Membran
PI-Regler	Proportional–integral-Regler
PLL	Phasenregelschleife
PRL	Primärregelleistung
PtC	Power-to-Compression
PtG	Power-to-Gas
PtH	Power-to-Heat
PV	Photovoltaik
PV-BSS	Photovoltaik-Batteriespeichersystem
PWM	Pulsweitenmodulation
RC-Glied	Parallelschaltung eines Widerstands (Engl. „resistor“) mit einer Kapazität (Engl. „capacitor“)
ResKV	Reservekraftwerksverordnung
ROI	Rentabilitätswert (Engl. „return on investment“)
rONT	regelbarer Ortsnetztransformator
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SCADA	Computersystem zur Überwachung und Steuerung technischer Prozesse (Engl. „Supervisory Control and Data Acquisition“)
SimSES	Simulationstool für die Simulation stationärer Energiespeicher
SOC	Batterieladezustand (Engl. „*state of charge*“)
SOE	Batterieenergiezustand (Engl. „state of energy“)
SOH	Batteriealterungszustand (Engl. „state of health“)

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

SRL	Sekundärregelleistung
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
StromStG	Stromsteuergesetz
TAB2007	Technische Anschlussbestimmungen TAB 2007
TAR	Technischen Anschlussrichtlinien
TC2007	TransmissionCode 2007
THG	Treibhausgas
UCTE	Union für die Koordinierung des Transports von Elektrizität (Engl. „Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity“)
ÜN	Übertragungsnetz
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
USV	Unterbrechungsfreie Stromversorgung
UW	Umspannwerk
VDN	Verband der Netzbetreiber e. V.
VISMA	Virtuelle Synchronmaschine
VN	Verteilnetz
VNB	Verteilnetzbetreiber
VOC	Spannungs-orientierte Vektorregelung

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Arbeitspaket 1

Fraunhofer-Institut für Windenergie- und Energiesystemtechnik

1 Beschreibung von Referenznetzen

In diesem ersten Arbeitspaket wurden für die unterschiedlichen Szenarien Referenznetze erstellt. Dazu wurden nach einer Bestandsaufnahme existierender Szenarien und Studien Leitszenarien definiert und quantifizierbare Ziele für Speicher in Übertragungs- und Verteilungsnetzen festgelegt.

Nach der Definition von Netzstrukturen wurden dann Erzeugungs- und Laststrukturen auf Mittel (MS)- und Niederspannungsebene (NS) festgelegt. Dann wurden die Netze zum weiteren Gebrauch als Netzsimulator implementiert. Die Auswahl der zu untersuchenden Netze bzw. die Festlegung von Modellnetzen orientierten sich an den jeweils verfolgten Zielen.

Im letzten Schritt des Arbeitspaketes wurde eine Netzanalyse durchgeführt. Da an dieser Stelle noch keine Speicher implementiert waren, konnten die Netze als Referenznetze untersucht werden und so durch Betrachtung der residualen Last in einzelnen Unterabschnitten der Netze in Arbeitspaket 2 der Speicherbedarf ermittelt werden.

Diese Untersuchungen wurden zunächst in der Mittel- und Niederspannungsebene durchgeführt. Am Ende wurde dann eine ganzheitliche Betrachtung durchgeführt, um den Speicherbedarf auch Netzebenen übergreifend zu untersuchen.

1.1 Quantifizierbare Zielvorgaben

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen

1.1.1 Quantitative Ziele

Elektrochemische Speicher und speicheräquivalente Systeme haben Auswirkungen auf das Energieversorgungssystem über das Stromversorgungssystem hinaus. Für eine Bewertung der Auswirkungen ist es erforderlich, Kriterien aufzustellen, die eine Quantifizierung der Auswirkungen und damit eine Bewertung ermöglichen. Qualitative Ziele wie Entlastung des Stromnetzes, Verbesserung der Versorgungssicherheit etc. sind für eine Bewertung nicht verwertbar. Im Arbeitsvorschlag wurden vier Anwendungsfälle für Speicher in Netzen unterschieden:

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

1. Spannungsstabilisierung im Mittel- und Niederspannungsnetz
2. Speicherung zur Überbrückung begrenzter Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen
3. Leistungsspeicherung zur Sicherstellung des globalen Energiegleichgewichts und der Frequenz
4. Energiespeicher bei Netzüberlastung

Die Anwendungsfälle 1, 2 und 4 beziehen sich auf die Vermeidung des Netzausbaus. Nur Anwendungsfall 3 betrifft auch Kraftwerke, die jetzt zur Frequenzhaltung herangezogen werden. In der folgenden Tabelle sind die Anwendungsfälle bzw. Funktionen, die das Stromversorgungsystem erfüllen muss, deutlich breiter gefasst.

Für eine Bewertung müssen die Auswirkungen von Speichern auf die einzelnen, vom Energieversorgungssystem zu erfüllenden Anforderungen unterschieden werden, und es muss zwischen den Auswirkungen auf das Stromnetz, den Betriebsbedingungen von Kraftwerken und den Lastverlauf von Verbrauchern unterschieden werden. Allerdings ist diese Unterscheidung nicht immer eindeutig durchführbar, so dass im Folgenden die zu erfüllenden Anforderungen als Ordnungsschema für die Festlegung quantitativer Ziele verwendet werden.

Aus Tabelle 1 wird ersichtlich, dass der Netzbetreiber für viele der zu erfüllenden Funktionen die Verantwortung innehat, die technische Erfüllung aber nicht selber durchführt, sondern nur die technischen Bedingungen festlegt und deren Erfüllung entweder durch Ausschreibungen, Netzzugangsverordnungen oder finanzielle Anreize gewährleistet. Für den Netzbetreiber ist somit nur wichtig, dass die Anforderungen langfristig sicher, zuverlässig, preiswert und für den Netzbetreiber einfach erfüllt werden. Speicher bzw. Anreize für Verbraucher zu Verhaltensänderungen konkurrieren aus Sicht des Netzbetreibers mit Kraftwerken und Netzanschlussbedingungen. Die Erbringung einiger der gestellten Anforderungen kann durch Vorgabe der Netzanschlussbedingungen und inhärente Eigenschaften der eingesetzten Anlagen (z.B. Momentanreserve von Kraftwerken) kostenfrei für den Netzbetreiber an die Betreiber von Kraftwerken oder sonstigen energietechnischen Anlagen überwälzt werden.

Tabelle 1 zeigt, dass Verbraucher nur in seltenen Fällen zur Sicherstellung der geforderten Funktionen herangezogen werden und Kraftwerke den größten Anteil an der Erbringung der Netzdiensleistungen haben, oft jedoch unter der technischen und regulatorischen Aufsicht der Netzbetreiber, die die Verantwortung zur Funktionserfüllung haben. Speicher sind vergleichbar zu Kraftwerken bzgl. der geforderten Funktionserfüllung. Der Einsatz von Speichern als Verbraucher mit systemrelevanter Wirkung ist möglich. Zur eindeutigen Abgrenzung zwischen Speichern, die Strom zur späteren Abgabe verbrauchen, können Speicher wie Kraftwerke gesehen werden, die zusätzlich aber auch Leistung aufnehmen können.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Tabelle 1: Übersicht über die Funktionen des Stromversorgungssystems und die Beiträge des Stromnetzes bzw. der Netzbetreiber, der Kraftwerke, der Verbraucher und Stromspeicher zu ihrer Erfüllung

Funktionen, die das Stromversorgungssystem erfüllen muss	***Beitrag zur Funktionserfüllung durch das Stromnetz***	***Beitrag zur Funktionserfüllung durch die Betriebsbedingungen von Kraftwerken***	***Beitrag zur Funktionserfüllung durch Eingriffe in den Lastgang von Verbrauchern***	***Einsatzmöglichkeiten von Stromspeichern***
Räumliche Verteilung von Strom aus Erzeugungsanlagen zu Verbrauchern	Grundfunktion des Stromnetzes	Beeinflussung durch verbrauchsnahe Standorte und verbrauchsorientierte Produktion	Beeinflussung durch kraftwerksnahe Standorte und produktionsorientierten Verbrauch	Vermeidung von Stromtransport durch zeitlichen Ausgleich von Produktion und Verbrauch, mit dem Transport zu anderen Verbrauchern vermieden werden kann.
Zeitliche Verteilung von Strom aus Erzeugungsanlagen zu Verbrauchern	Nicht möglich	Beeinflussung durch verbrauchsorientierte Produktion	Beeinflussung durch angebotsorientierten Verbrauch	Grundfunktion von Speichern, die Strom auch ausspeisen können.
Frequenzstabilität (Momentanreserve und Primärregelleistung	Verantwortung des Netzbetreibers, Realisierung durch Kraftwerkseinsatz und Verbrauchsmanagement	Netzbetreiber legt Verhalten der Kraftwerke fest und schreibt Leistungserbringung aus	Bisher keine Einbindung von Verbrauchern, es sei denn für die Erbringung von Regelleistungen	Kraftwerksähnlicher Betrieb als Beitrag zur Frequenzhaltung ist möglich.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Funktionen, die das Stromversorgungssystem erfüllen muss	***Beitrag zur Funktionserfüllung durch das Stromnetz***	***Beitrag zur Funktionserfüllung durch die Betriebsbedingungen von Kraftwerken***	***Beitrag zur Funktionserfüllung durch Eingriffe in den Lastgang von Verbrauchern***	***Einsatzmöglichkeiten von Stromspeichern***
Sekundär- und Tertiärregelleistung zur Vermeidung von Netzüberlastungen	Verantwortung des Netzbetreibers, Realisierung durch Kraftwerkseinsatz und Verbrauchsmanagement	Netzbetreiber legt Verhalten der Kraftwerke fest und schreibt Leistungserbringung aus	Bisher keine Einbindung von Verbrauchern, es sei denn für die Erbringung von Regelleistungen	Kraftwerksähnlicher Betrieb als Beitrag zur Vermeidung von Netzengpässen ist möglich
Spannungshaltung im Übertragungsnetz und Verteilnetz bis 20 kV: Bereitstellung von Blindleistung	Verantwortung des Netzbetreibers, Realisierung durch Betriebsmittel und Festlegung von Anschlussbedingungen	Netzbetreiber legt Verhalten der Kraftwerke fest	Bisher keine Einbindung von Verbrauchern, bei großen Verbrauchern aber finanzielle Belastung bei Blindleistungsbezug über die vereinbarten Grenzen hinaus	Kraftwerks- oder verbraucherähnlicher Betrieb als Beitrag zur Spannungshaltung
Spannungshaltung im Niederspannungsnetz: Bereitstellung von Blindleistung und Wirkleistung	Verantwortung des Netzbetreibers	Nur Einbindung von Erzeugern auf 400 V Ebene durch Netzanschlussbedingungen	Bisher keine Einbindung	Kraftwerksähnlicher Betrieb durch Netzanschlussbedingungen möglich

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Funktionen, die das Stromversorgungssystem erfüllen muss	***Beitrag zur Funktionserfüllung durch das Stromnetz***	***Beitrag zur Funktionserfüllung durch die Betriebsbedingungen von Kraftwerken***	***Beitrag zur Funktionserfüllung durch Eingriffe in den Lastgang von Verbrauchern***	***Einsatzmöglichkeiten von Stromspeichern***
Kurzschlussleistung	Verantwortung des Netzbetreibers, Einbau von Schutzmaßnahmen, etc.	Erbringung durch Kraftwerke, Netzbetreiber legt Bedingungen fest	Keine Einbindung	Kraftwerksähnlicher Betrieb möglich
Versorgungswiederaufbau nach partiellem oder totalem Netzzusammenbruch	Verantwortung des Netzbetreibers, Vorbereitung von Schaltfunktionen, etc.	Erbringung durch spezielle Kraftwerke, Netzbetreiber legt Bedingungen fest	Keine Einbindung	Kraftwerksähnlicher Betrieb möglich
Ausgleich zwischen Stromerzeugung in Kraftwerken und Stromverbrauch	Verantwortung des Netzbetreibers und des Strommarktdesigns. Das Ergebnis des Handels bzgl. Kraftwerkseinsatzplanung und Verbrauch muss vom Netzbetreiber auf Netzengpässe überprüft und diese ggf. durch Eingriffe beseitigt werden	Redispatch – statt der Kraftwerke, die als Ergebnis des Handelsprozesses eigentlich am Netz sein müssten, werden andere an anderen Standorten eingesetzt.	Verbraucher werden nicht in die Anpassung miteingeschlossen.	Kraftwerksähnlicher Betrieb möglich

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

1.1.2 Stromnetz und Netzbetreiber

Für Netzbetreiber sind folgende Aspekte kostenrelevant:

- Vermeidung oder Verzögerung von Investitionen in neue Betriebsmittel durch veränderte Einspeiseprofile und –orte, sowie Änderungen des Lastprofils,
- Verringerung der Netzverluste
- Verringerung der Betriebsmittelbelastung innerhalb der zulässigen Belastungsgrenzen.

Speicher und andere neuartige Betriebsmittel sind für den Netzbetreiber von Bedeutung, wenn sie die Kosten zur Erfüllung der geforderten Funktionen verringern:

- **Vermeidung oder Verzögerung von Investitionen, die wegen Verletzung von technischen und/oder regulatorischen Grenzwerten erforderlich sind:** Die Kostenfunktion des Netzbetreibers ist eine Sprungfunktion: Jegliche Änderungen sind mit hohen Kosten verbunden und führen zu einer deutlichen Erhöhung der übertragbaren Leistung. Investitionen in das Netz werden nur getätigt, wenn Grenzwerte (Spannung und maximale Ströme) überschritten werden.
  Im Rahmen des Projekts ist somit zu prüfen, ob und unter welchen Bedingungen elektrochemische Speicher in der Lage sind, Netzinvestitionen zu vermeiden oder zu verzögern.
- **Verringerung der Netzverluste:** Speicher, die im Netz installiert werden und die maximale Leistung und/oder die über das Netz transportierte Energiemenge vermindern, können die Netzverluste[1] reduzieren. Da die Netzverluste immer niedriger als die Verluste eines Speichersystems sind, ist der Bau eines Speichers sowohl volkswirtschaftlich als auch für den Netzbetreiber betriebswirtschaftlich nicht sinnvoll. Ein Betreiber eines Speichers kann argumentieren, dass durch den Einsatz des Speichers und die gewählte Betriebsweise die Netzverluste sinken und dafür eine Vergütung durch den Netzbetreiber zu zahlen sei. Die pauschalen Entgelte für vermiedene Netznutzungsentgelte bei dezentraler Einspeisung sind ein Ausdruck davon.
- **Verringerung der Betriebsmittelbelastung:** Bei geringerer Maximalleistung, die über das Netz transportiert werden muss, ist eine geringere Temperaturbelastung von Leitungen, Schaltern und Transformatoren und somit eine höhere Lebensdauer zu erwarten. Angesichts der Auslegungslebensdauer von 40 Jahren ist aber nicht zu erwarten, dass sich aus einer geringeren Belastung (ohne dass vorher Grenzen der Belastbarkeit erreicht worden sind) ein relevanter bzw. auch nur annähernd quantifizierbarer Nutzen für den Netzbetreiber ergibt.

[1] Eine Verringerung der Netzverluste bei Installation von Speichern tritt allerdings nicht automatisch ein. Insbesondere bei großen Speichern, die ohne Betrachtung der Netzsituation betrieben werden, kann die Netzbelastung auch steigen [1].

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Aus diesen Gründen sind die Potentiale von Speichern für den Netzbetreiber auf wenige Sonderfälle beschränkt, bei denen Speicher die wirtschaftlichste Lösung zur Vermeidung oder Verzögerung von Netzinvestitionen sind.

Auf Grund dieser Überlegungen konnten die, im Arbeitsprogramm ursprünglich angedachten Kriterein, z.B. die Vermeidung des Netzausbaus über die Quantifizierung der zur Verfügung gestellten Leistung über eine bestimmte Dauer zu bewerten, nicht übernommen werden.

1.1.3 Kraftwerke und Systemdienstleistungen

Bei der Betrachtung der Potentiale von Speichern für die Erbringung der Anforderungen, die im elektrischen Netz unter der Verantwortung des Netzbetreibers durch Kraftwerke erfüllt werden müssen, gibt es hingegen zahlreiche Potentiale, da Speicher die jetzt überwiegend von Kraftwerken erbrachten Netzdienstleistungen alleine oder in Verbindung mit Kraftwerken ebenfalls erfüllen können und, bei Beschränkung auf elektrochemische Speicher, bzgl. der Standortwahl unproblematisch sind. Die bezogen auf Leistung und Energieinhalt geringere Größe elektrochemischer Speicher kann ein Vor- und Nachteil sein. Die wesentlichen Anforderungen sind:

- Unterstützung oder Übernahme von Regelleistungen (Momentanreserve, Primär-Sekundär- und Tertiärregelleistung) durch (verteilte) Speicher, sodass thermische Kraftwerke immer bzw. häufiger nur nach Fahrplan und nicht zur Erbringung von Regelleistung im angedrosselten Zustand gefahren werden müssen.
- Verringerung der vorzuhaltenden Reservekraftwerkskapazität durch Speicher.

Quantitative Ziele für den Speichereinsatz dafür orientieren sich ausschließlich an den Kosten für die Bereitstellung von Regelleistung durch den jetzigen und zukünftigen Kraftwerkspark, der einen Teil dieser Leistungen ohne Zusatzinvestitionen und mit nur geringen variablen Kosten erbringen kann. Momentanreserve ist eine integrale technische Eigenschaft von Großkraftwerken, für die es bisher keine Vergütung gibt. Da diese Funktionen außer Momentanreserve ausgeschrieben werden und Marktpreise dafür existieren, reduziert sich die Frage darauf, ob elektrochemische Speicher wirtschaftlich zu den existierenden bzw. zukünftigen Marktpreisen betrieben werden können.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

1.2 Definition der Leitszenarien

In diesem Abschnitt werden die Leitszenarien zum Ausbau der erneuerbaren Energien festgelegt und auf die einzelnen Spannungsebenen bzw. für die jeweiligen Netzstrukturen runtergebrochen.

1.2.1 Definition der Erzeugung und Lasten in der Niederspannung

Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg

Da alle ausgewählten Niederspannungsnetze im Landkreis Bayern liegen (siehe Kapitel 1.3.1) konnte zur Prognose der Erzeugung aus regenerativen Energien der „Netzentwicklungsplan 2013“ [2] (kurz: NEP2013) mit den Szenarien B2023 und B2033 für Bayern verwendet werden. Diese Studie wurde verwendet, da es sich hierbei um eine in der Politik anerkannte Studie handelt. Zur Ermittlung der installierten Photovoltaik-Leistung in den Untersuchungsjahren erfolgte zwischen den vorhandenen Stützjahren eine lineare Approximation. Die jeweils installierten Leistungen und Ausbaugrade je Untersuchungs- und Stützjahr zeigt Tabelle 2.

Tabelle 2: Installierte Leistung und Ausbauszenarien für Photovoltaik in Bayern [3–6]

Jahr	*installierte Leistung in GW*	*Ausbaufaktor in %*
2012	9	0
2020	13,4	49
2023	15,1	68
2030	15,6	73
2033	15,8	76

Im Vergleich zur Prognose für gesamt Deutschland ergeben sich in Bayern etwas geringere Ausbaufaktoren. Da die installierte Photovoltaik-Leistung in Bayern jedoch bereits heute sehr hoch ist, kompensiert sich dieser geringe Ausbau wieder. Für die Anwendung des Photovoltaik-Ausbaus auf die modellierten Niederspannungsnetze wird von einem gleichmäßigen Ausbau auf allen Spannungsebenen und in allen Netzen ausgegangen, sodass für die Berechnung der insgesamt installierten Photovoltaik-Leistung je Niederspannungsnetz eine direkte Anwendung der ermittelten Ausbaufaktoren möglich ist. Die Aufteilung der zusätzlichen Photovoltaik-Leistung auf die einzelnen Anlagen und Netzknoten ist in Kapitel 1.3.2 näher erläutert.

Im Gegensatz zur Erzeugung aus regenerativen Energien wurde im Bereich der elektrischen Last von keiner signifikanten Änderung innerhalb der betrachteten Szenarien ausgegangen, sodass diese in allen Szenarien identisch ist.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

1.2.2 Definition der Erzeugung und Lasten in der Mittelspannung

Fraunhofer-Institut für Windenergie- und Energiesystemtechnik

Zur Ermittlung des Speicherbedarfs in Mittelspannungsnetzen sind ebenfalls Leitszenarien für die zukünftige Entwicklung der Erzeugungsanlagen und Lasten notwendig. Zur Definition dieser Leitszenarien für das Projekt wurde eine Literaturrecherche zu aktuellen Prognosen für zukünftige Erzeugungs- und Laststrukturen durchgeführt. Wie bereits im letzten Unterkapitel erläutert, wurde in Konsens mit den Projektpartnern (insbesondere OvGU, welche die Niederspannungsebene untersuchen) festgelegt, dass für die Ausbauprognosen der Erneuerbaren Energien das Szenario B des Netzentwicklungsplans 2013 zu Grunde gelegt wird. Um in den Untersuchungen die zukünftige Entwicklung der installierten PV- und Windleistung zu berücksichtigen, werden daher neben dem aktuellen Referenzszenario zwei zusätzliche Ausbaustufen für 2020 und 2030 auf Basis des Netzentwicklungsplans (NEP) 2013 definiert (Tabelle 3). Die Lastentwicklung wird in allen Spannungsebenen als gleichbleibend angenommen.

Tabelle 3: Installierte Erzeugungsleistung regenerativer Energieträger

	NEP 2013 Szenario B [7]			***AGEE Stat [8], Stand Feb. 2013 auf Basis EEG-Stammdaten vom 31.12.2012***
Installierte Nettonennleistung in GW	2011	2023	2033	Referenz 2012
Wasserkraft	4,40	4,80	5,00	4,40
Wind (onshore)	28,90	49,30	66,30	31,04
Wind (offshore)	0,20	14,10	25,30	0,28
Photovoltaik	25,30	61,30	65,30	32,64
Biomasse	5,50	8,50	9,00	5,95
Sonstige reg. Erzeugung	0,90	1,50	2,30	1,71
reg. Erzeugung ges.	65,20	139,50	173,20	76,02

Da die Untersuchungen in ESPEN auf die Nieder- und Mittelspannungsebene beschränkt sind, wird Wind (offshore) nicht weiter berücksichtigt. Auch Wasserkraft und Biomasse sowie sonstige regenerative Erzeugung werden nicht weiter betrachtet, da sie einerseits einen relativ geringen Anteil aufweisen und Biomasse keine so starken Fluktuationen wie PV und Wind aufweist. In Tabelle 4 sind daher die aus Szenario B des NEP 2013 abgeleiteten Ausbaustufen für Wind (onshore) sowie Photovoltaik dargestellt. Als Basis bzw. Referenz

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

dient der Stand der installierten Leistung Ende 2012. Für Photovoltaik wird hier keine Unterscheidung zwischen Nieder- und Mittelspannungsebene gemacht. Die Steigerung der installierten Leistung wird in beiden Ebenen identisch angenommen.

Tabelle 4: Abgeleitete Ausbaustufen für Wind und Photovoltaik

Installierte Nettonennleistung in GW	***Referenz***		***Interpoliert nach NEP 2013 Szenario B***		***Interpoliert nach NEP 2013 Szenario B***	
	Ende 2012		2020		2030	
Wind (onshore)	31,04	100 %	45,90	148 %	61,20	196 %
Photovoltaik	32,64	100 %	55,30	169 %	64,10	197 %

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

1.3 Definition von Netzstrukturen

1.3.1 Ermittlung der Netzstrukturen in der Niederspannung

Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg

Zur Untersuchung des Speichereinsatzes in der Niederspannungsebene wurden synthetische Niederspannungsnetzstrukturen modelliert, die nach Möglichkeit auf realen Netzen basieren. Hierbei wurden unterschiedliche Typologien untersucht, sodass sowohl ländliche, vorstädtische als auch städtische Netzstrukturen selektiert wurden. Zur Einordnung der Ortschaften zu den unterschiedlichen Typologien diente die Einwohnerzahl. Nach der Zuordnung unterschiedlicher Ortschaften zu den 3 Typologien erfolgte eine Analyse der installierten Photovoltaik-Leistung je Einwohner für alle Ortschaften. Hierzu wurden sowohl die Anlagenstammdaten der Übertragungsnetzbetreiber [9]-[10] zur Ermittlung der installierten Leistungen als auch Daten des statistischen Landesamtes Bayern [11] zur Bestimmung der Einwohnerzahlen verwendet. Einen Überblick über die installierte Photovoltaik-Leistung je Einwohner im Bereich der vorstädtischen Ortschaften zeigt Abbildung 1. Hierfür wurden 125 Ortschaften vorrangig in Bayern ausgewählt, da vor allem in dieser Region eine hohe installierte Photovoltaik-Leistung in der Niederspannungsebene vorhanden ist [12]. Die selektierte Ortschaft lag hierbei innerhalb der oberen 10 % aller untersuchten Ortschaften. Damit ist ein hoher Anteil regenerativer Energien innerhalb der modellierten Netze gewährleistet, sodass die modellierten Netze als „Worst Case“-Fälle angesehen werden können.

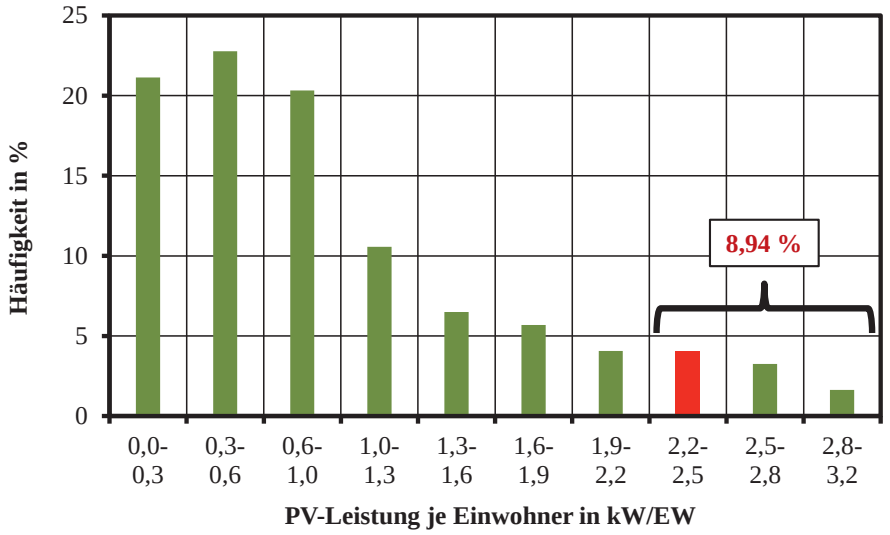


Abbildung 1: Häufigkeit der installierten Photovoltaik-Leistung je Einwohner in vorstädtischen Netzen (über: [10]- [11])

Wenn die Anforderungen an den netzdienlichen Betrieb in diesen Netzen erfüllt werden, kann davon ausgegangen werden, dass ein Speicherbetrieb auch in Netzen mit einem geringeren Anteil an regenerativen Energien möglich ist. Abbildung 2 zeigt, dass alle ausgewählten Netze in Bayern liegen. Die ländlichen Netze werden dabei durch die Ortschaft

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Buchhofen (1), die vorstädtischen durch Röttingen (2) und die städtischen durch Feuchtwangen (3) charakterisiert.

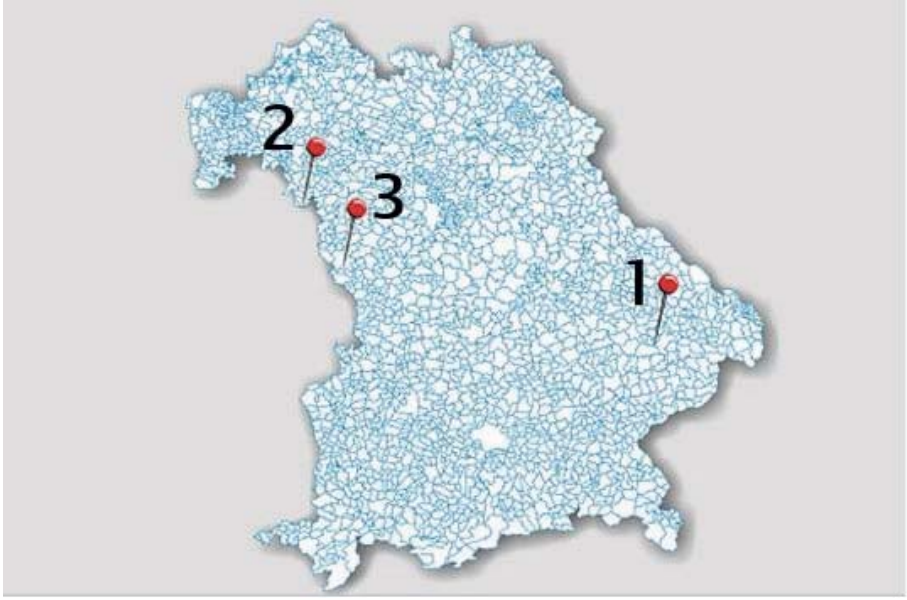


Abbildung 2: Lage der selektierten Ortschaften

Nach der Definition der betrachteten Ortschaften galt es über die Netzstrukturdaten der dazugehörigen Verteilnetzbetreiber [13–15] typische Parameter für die entsprechenden Niederspannungsnetze zu definieren. Damit war es möglich die durchschnittliche Trafoscheinleistung S_{Trafo}, die Einwohnerzahl je Transformatorstation bzw. Niederspannungsnetz $n_{\mathrm{EW,NS}}$, die durchschnittliche Einwohnerzahl je Niederspannungsabgang $n_{\mathrm{EW,HA}}$ und die Kabellängen je Niederspannungsnetz l_{NS} zu bestimmen. Einen Überblick über diese Parameter gibt Tabelle 5. Nach der Modellierung der realen Netze ist ein Vergleich mit den ermittelten Durchschnittsparametern möglich, damit bestimmt werden kann, ob die Gültigkeit der Netze gegeben ist.

Tabelle 5: Netzstrukturen der modellierten Niederspannungsnetze [13]-[15]

	S_{Trafo} *in kVA*	$n_{\mathrm{EW,NS}}$ *in EW*	$n_{\mathrm{EW,HA}}$ *in EW*	l_{NS} *in km*
Buchhofen	277	109	2,00	2,25
Röttingen	345	135	2,03	2,00
Feuchtwangen	1000	595	5,34	3,81

Um im Anschluss aus den gewählten Ortschaften ein mögliches *Niederspannungsnetz* zu selektieren, wurden diese geclustert. Unter der Annahme, dass die Einwohnerzahl je Cluster gleich ist, lässt sich so aus den ermittelten Angaben für die Einwohnerzahl je Niederspannungsnetz ein möglicher Einzugsbereich bestimmen. Innerhalb dieses Einzugsbereiches erfolgte die Selektion einer möglichen Transformatorstation und im Anschluss die Nachbildung der Netzstruktur. Hierbei wurden die Kabelverläufe parallel zu

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

vorhandenen Infrastrukturen wie Straßen und Gehwegen angenommen. Somit war es möglich diese innerhalb von Google Earth [16] zu markieren und anschließend auszumessen. Dieses Vorgehen ist in Abbildung 3 verdeutlicht und ermöglichte die Modellierung von Niederspannungsnetzen für die 3 untersuchten Typologien. Tabelle 6 zeigt darüber hinaus, dass die Abweichungen zwischen den modellierten Netzen und den ermittelten Durchschnittsparametern vor allem in Hinblick auf die Transformatorscheinleistung und die Einwohnerzahlen gering ausfallen. Lediglich im ländlichen Netz musste aufgrund der hohen Photovoltaik-Leistung ein größerer Transformator gewählt werden. Im Bereich der Leitungslänge je Niederspannungsnetz ergeben sich jedoch im vorstädtischen und städtischen Netz größere Unterschiede. Im vorstädtischen Netz rührt der Fehler vor allem aus einem etwas längeren, nicht bewohnten Leitungsabschnitt in Strang 3. Im städtischen Netz dagegen ist diese Abweichung gewollt. Die Stadt Feuchtwangen besteht neben der Innenstadt selbst auch aus einem etwas größeren Industriegebiet und mehreren Randgebieten, die von ihrem Aufbau her eher vorstädtischen Regionen zuzuordnen sind. Für die Modellierung wurde jedoch gezielt ein innerstädtischer Bereich ausgewählt, in dem die Häuserdichte sehr viel größer ist und somit auch die Länge der Leitungsabschnitte zwischen den Hausanschlüssen geringer ausfällt. Im ländlichen Netz dagegen stimmen Durchschnitts- und Modellparameter gut überein.

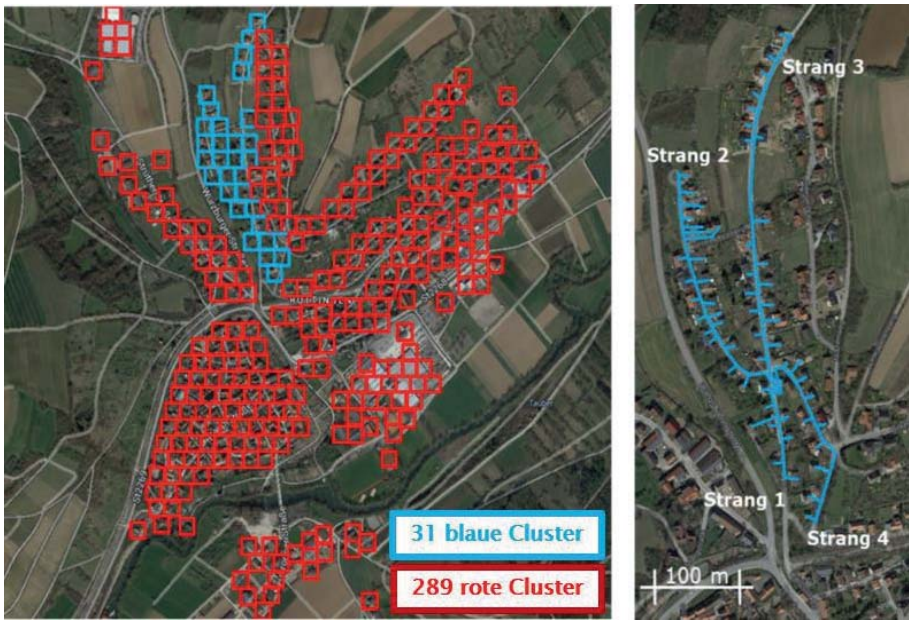


Abbildung 3: Vorgehen zur Bestimmung der Netzstruktur (vorstädtische Netzstruktur)

Tabelle 6: Modellparameter der Niederspannungsnetze

	S_{Trafo} *in kVA*	$n_{\text{EW,NS}}$ *in EW*	$n_{\text{EW,HA}}$ *in EW*	l_{NS} *in km*	P_{PV} *in kW/EW*
Buchhofen	400	114	2,00	2,530	4,09
Röttingen	400	120	2,10	2,677	2,51
Feuchtwangen	1000	581	5,64	2,404	1,14

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

1.3.2 Ermittlung der Netzstrukturen in der Mittelspannung

Fraunhofer-Institut für Windenergie- und Energiesystemtechnik

Es wurden eine Literaturrecherche und Untersuchungen zur Kategorisierung von Mittelspannungsnetzen und Bildung geeigneter Referenznetze durchgeführt. Reale Mittelspannungsnetze standen für die Untersuchungen in ESPEN nicht zur Verfügung.

Daher wurde auf Basis von charakteristischen Kenndaten und Methoden aus der Literatur ein generisches Netz (Netz 2) erzeugt [4, 6]. Ein weiteres generisches Netz (Netz 1), welches auf den gleichen Literaturquellen basiert und bereits aus einem anderen Projekt bestand [17], wurde für die Untersuchungen übernommen und leicht angepasst. Beide Netze werden als offen betriebene Ringnetze simuliert und weisen eine eher ländliche Strukturen (d.h. längere Kabelstrecken und eher geringere Lastdurchdringung) auf.

Tabelle 7: Kenndaten der genutzten MS-Netze

	Netz 1	***Netz 2***
Kurzschlussscheinleistung auf der Hochspannungsseite	3000 MVA	3000 MVA
R/X-Verhältnis auf der Hochspannungsseite	0,1	0,1
UW-Nennleistung	40 MVA	20 MVA
Anzahl Ortsnetzstationen	120	56
Max. Last NS Ø-Last NS	23,8 MW 12,1 MW	11,1 MW 5,7 MW
Max. Last MS (inkl. NS) ***Ø-Last MS***	27,3 MW 14,3 MW	11,1 MW 5,7 MW

Die Niederspannungsnetze (NS) werden hier als akkumulierte Lasten und Einspeisung modelliert, wodurch die Einflüsse der NS-Topologie vernachlässigt werden. Nur die Ortsnetztransformatoren (ONT) werden mitmodelliert. Die Bemessungsscheinleistung wird für alle ONT auf 400 kVA festgelegt.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

1.4 Entwicklung der Netzmodelle mit Erzeugern und Lasten

1.4.1 Implementierung der definierten MS-Netzstrukturen in den Netzsimulator

Fraunhofer-Institut für Windenergie- und Energiesystemtechnik

Erzeugungs- und Laststrukturen

Für die Erzeugungsstruktur innerhalb der Netze werden drei Szenarien untersucht: 1. vor allem PV, 2. vor allem Wind sowie 3. PV und Wind anteilsähnlich.

Die jeweiligen Durchdringungsgrade berechnen sich aus den veröffentlichten Daten der unten aufgeführten Netzbetreiber zu installierter PV und Windleistung sowie der entnommenen Jahresarbeit (Tabelle 8). Die durchschnittliche Last basiert auf den veröffentlichten Daten zur entnommenen Jahresarbeit aller Entnahmen der Netzebene in GWh. Dieser Wert wird zur Bestimmung der durchschnittlichen Last durch die Anzahl der Jahresstunden (8760 h) geteilt. Die resultierenden Durchdringungsgrade für das Referenzszenario sind in Tabelle 9 dargestellt.

Tabelle 8: Veröffentlichte Daten verschiedener Netzbetreiber und abgeleitete Durchdringungsgrade für PV und Wind (Stand: Ende 2012)

1.)Bayernwerk [18] *2.)SHNG [19]* *3.)Eon edis [20]*	*NS*	*MS/NS*	*MS*	*HS/MS*
Entnommene Jahresarbeit aller Entnahmen der Netzebene [TWh]	1.) 12,5 2.) 3,8 3.) 5,1	1.) 10,4 2.) 3,1 3.) 5,1	1.) 17,0 2.) 8,3 3.) 4,3	1.) 27,1 2.) 8,5 3.) 3,6
Installierte PV-Leistung [GWp]	1.) 3,4 2.) 0,7 3.) 0,35	1.) 0,31 2.) 0,015 3.) 0,009	1.) 1,0 2.) 0,34 3.) 0,81	1.) 0,17 2.) 0,0 3.) 0,003
Installierte Wind-Leistung [GWp]	1.) 0,003 2.) 0,008 3.) 0,0	1.) 0,002 2.) 0,0 3.) 0,003	1.) 0,25 2.) 2,59 3.) 0,91	1.) 0,06 2.) 0,06 3.) 0,62
PV-Durchdringungs-grad [kWp/kW]	1.) 2,36 2.) 1,56 3.) 0,6	1.) 0,26 2.) 0,04 3.) 0,02	1.) 0,52 2.) 0,36 3.) 1,65	1.) 0,05 2.) 0,0 3.) 0,08
Wind-Durchdringungsgrad [kWp/kW]	1.) 0,0 2.) 0,02 3.) 0,0	1.) 0,0 2.) 0,0 3.) 0,0	1.) 0,13 2.) 2,73 3.) 1,85	1.) 0,02 2.) 0,06 3.) 1,5

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Tabelle 9: Durchdringungsgrad für die EE-Szenarien

EE-Szenarien	***Durchdringungsgrad für Referenzszenario (=Inst. Leistung / durchschnittliche Last) [kWp/kW]***		
	PV (NS)	PV (MS)	Wind (MS)
vor allem PV (Bayernwerk)	2,36	0,52	0,13
vor allem Wind (SHNG)	1,55	0,36	2,73
PV und Wind anteilsähnlich (edis)	0,6	1,65	1,85

Einspeiseprofile

Jedem NS-Netz ist eine akkumulierte PV-Erzeugung zugeordnet. Die PV-Erzeugung, welche auf Basis des Durchdringungsgrades für das Netzgebiet bestimmt wurde, ist hierbei gleichmäßig auf alle NS-Netze verteilt. Auf MS-Ebene sind zusätzlich PV- und Windkraftanlagen vorgesehen. Die PV-Anlage auf Mittelspannungsebene ist hierbei an einem eher kritischen Netzknoten (am Strangende) angeschlossen.

Den Einspeiseprofilen liegen gemessene PV-Leistungsdaten in 1-Min-Auflösung aus Kassel sowie Windmessdaten in 5-Min-Auflösung des Standorts Wünnenberg aus dem Fraunhofer IWES-Windmessnetz zu Grunde.

Für die verschiedenen Szenarien werden die angenommene installierte Leistung und damit die Einspeiseprofile abhängig vom Durchdringungs- und Ausbaugrad skaliert.

Aufgrund der räumlichen Verteilung der Erzeugung werden Gleichzeitigkeitsfaktoren für die PV-Einspeisung angenommen (Tabelle 10). Hierdurch wird berücksichtigt, dass nie alle Anlagen gleichzeitig mit ihrer Nennleistung einspeisen. Die PV- und Windkraftanlagen stellen hier keine Blindleistung bereit, so dass die Ergebnisse hierdurch nicht beeinflusst werden.

Tabelle 10: Gleichzeitigkeits- und Verschiebungsfaktoren der PV- und Windkraftanlagen

Gleichzeitigkeitsfakor PV in NS	0,9
Gleichzeitigkeitsfakor PV in MS	0,85
Verschiebungsfaktor PV und Wind	1

Lastprofile

Jedem NS-Netz ist eine akkumulierte Last zugeordnet. Die Lastzeitreihen basieren auf generischen Lastprofilzeitreihen in 1-Min-Auslösung, welchen jeweils unterschiedliche Anzahlen von Haushalts-, Gewerbe- sowie Landwirtschaftslasten zu Grunde liegen [21]. Die

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Profile wurden so gewählt, dass die maximale jährliche Auslastung der 400 kVA-ONT zwischen 45 und 55 % liegt. In Netz 1 sind zusätzliche Gewerbelasten auf MS-Ebene vorgesehen. Für diese Lasten werden veröffentlichte Standardlastprofile vom Typ G1 und G3 in 15-Min-Auflösung genutzt, welche für die Jahressimulation auf 1-Min-Intervalle interpoliert werden [22].

Für die Lasten wird vereinfacht ein konstanter Verschiebungsfaktor von 0,98 angenommen.

1.4.2 Implementierung der definierten NS-Netzstrukturen in den Netzsimulator

Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg

Nach der Ermittlung der 3 Netzstrukturen für ländliche, vorstädtische und städtische Regionen war es notwendig, diese in einer Simulationsumgebung zu implementieren und entsprechende Zeitreihen für die elektrische Last und die Erzeugung aus Photovoltaik zu hinterlegen. Als Simulationssoftware diente das Netzplanungstool PSS®NETOMAC von Siemens PTI [23], dass neben umfassenden dynamischen Analysen auch zeitreihenbasierte Lastflussberechnungen erlaubt. Hierzu werden interne Schnittstellen verwendet, in denen die entsprechenden Last- und Erzeugungszeitreihen mit dem Zeitschritt und dem pu-Wert hinterlegt werden.

Bei der Modellierung der elektrischen Last erfolgte im ersten Schritt eine Unterscheidung zwischen den Lastarten Haushalt, Gewerbe und Landwirtschaft. Die elektrische Last im Haushaltssektor wurde über die Einwohnerzahlen und die Hausanschlüsse in den verschiedenen Niederspannungsnetzen modelliert. Da es nicht möglich ist auf Basis von öffentlichen Daten die konkrete Einwohnerzahl für einen bestimmten Hausanschluss zu bestimmen, wurden jedem Haushalt zufallsbasierte Lastzeitreihen zugeordnet, in denen sowohl die angeschlossenen Geräte als auch die Personenzahl im Haushalt mittels einer Zufallsverteilung variiert wurden. Bei der Zuordnung der Einzelprofile wurde darauf geachtet, dass die Einwohnerzahl je Niederspannungsnetz eingehalten wird. In den Bereichen Landwirtschaft und Gewerbe wurden dagegen die BDEW-Standardlastprofile L0 für den Bereich Landwirtschaft und G1, G2, G5 im Bereich Gewerbe verwendet [24]. Die Ermittlung des Energieverbrauches erfolgte über Durchschnittsverbräuche in den unterschiedlichen Wirtschaftsbereichen [25]. Sowohl die zufallsbasierten Haushaltslasten als auch die BDEW-Standardlastprofile liegen dabei in einer zeitlichen Auflösung von 15 min vor.

Zur Modellierung der volatilen Einspeisung aus Photovoltaik-Anlagen über den gegebenen Szenarienhorizont diente das Klimamodell REMO des Max-Plank-Instituts für Meteorologie [26]. Die REMO Datenbank enthält Datensätze von unterschiedlichen Klimaparametern bis in das Jahr 2100, die in einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde und einer geografischen Auflösung von 0,1° x 0,1° vorliegen. Trotz der hohen zeitlichen Auflösung von einer Stunde handelt es sich bei dem Klimamodell lediglich um eine Klimaprojektion, d. h. im Gegensatz zu einer Klimavorhersage ergeben sich in den tageszeitgenauen Daten größere Abweichungen von den tatsächlich eintretenden Werten, jedoch ermöglicht sie eine Abschätzung der

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

zukünftigen Klimaentwicklung und gibt somit Aufschluss über erreichbare Mittel- und Spitzenwerte in verschiedenen Regionen [27]. Nach der Ermittlung der Latitude und Longitude jeder Ortschaft [16] konnten die REMO-Zeitreihen der entsprechenden geografischen Cluster für die Jahre 2012, 2020 und 2030 ausgelesen werden. Um darüber hinaus die zeitliche Auflösung der Erzeugungsprofile an die Lastprofile anzugleichen, mussten die vorhandenen stündlichen Werte auf 15 min interpoliert werden. Zur Bestimmung der im Jahr 2012 installierten Photovoltaik-Leistung wurden die Anlagenstammdaten [9]-[10] ausgelesen und soweit möglich den realen Hausanschlüssen zugeordnet. Innerhalb der Zukunftsszenarien 2020 und 2030 wurden den Hausanschlüssen, an denen im Jahr 2012 noch keine Photovoltaik-Anlagen installiert sind, über einen Zufallsalgorithmus Photovoltaik-Anlagen integriert. Die installierte Leistung je Anlage wird dabei ebenso zufällig bestimmt und liegt im Bereich der im Jahr 2012 erreichten mittleren Anlagenleistung ± 5 kW. Die insgesamt installierte Photovoltaik Leistung innerhalb der Zukunftsszenarien ergibt sich aus den in Kapitel 1.2 bestimmten Ausbaufaktoren.

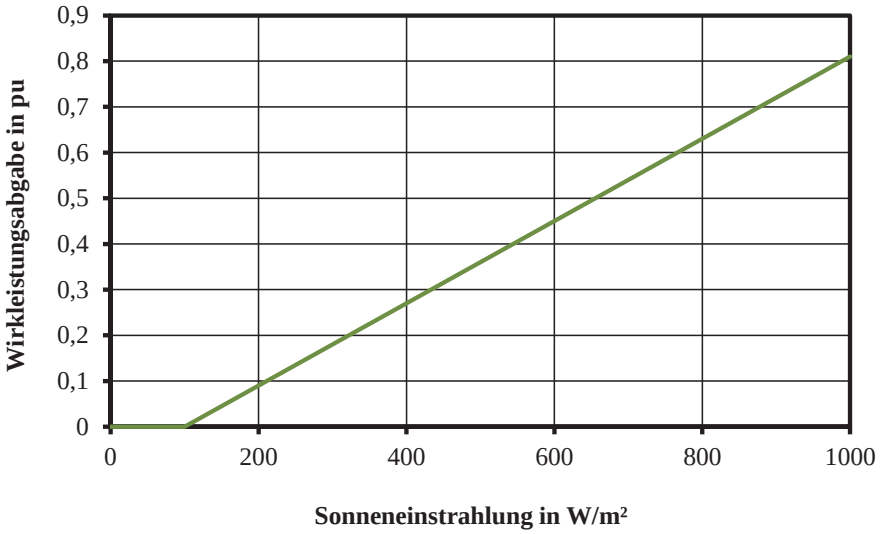


Abbildung 4: Einspeisekennlinie für die Erzeugung aus Photovoltaik-Anlagen

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

1.5 Validierung und Simulation des Netzes ohne Speicher

1.5.1 Ermittlung residualer Last (NS-Sammelschienen) und Spannungsprofile in Netzausläufern

Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg

Bei der Auswertung der Simulationsergebnisse für die verschiedenen Niederspannungsnetze und Szenarien liegt der Fokus vorrangig auf der Definition des Speicherbedarfs und Speicherpotentials unter Berücksichtigung unterschiedlicher Zielgrößen.

Residuallast

Im Bereich der resultierenden Residuallasten der einzelnen Netze wird der Lastfluss über den jeweiligen Ortsnetztransformatoren betrachtet. Diese residuale Last stellt somit die Last bzw. Erzeugung dar, die das überlagerte Mittelspannungsnetz an dem Verknüpfungspunkt zum Niederspannungsnetz sieht. Darüber hinaus erlaubt diese Betrachtung eine direkte Aussage über die Entwicklung der Auslastung der Ortsnetztransformatoren durch den Zubau an Photovoltaik. Abbildung 5 zeigt stellvertretend die resultierende Residuallast aller Szenarien für das ländliche Netz als Jahresdauerlinie. Diese Jahresdauerlinien lassen sich über die maximale Importleistung P_{im}, die maximale Exportleistung P_{ex}, die Importenergie E_{im}, die Exportenergie E_{ex}, die Importdauer t_{im} und die Exportdauer t_{ex} charakterisieren.

Bei der Analyse der Jahresdauerlinie fallen zuerst die durch die PV-Einspeisung bestimmten hohen Exportleistungen und -energien auf, die sich innerhalb der Szenarien weiter erhöhen. Somit stellt dieser Leistungsexport die bestimmende Größe für die Auslastung der Betriebsmittel innerhalb des Netzes dar. Am Beispiel des ländlichen Netzes zeigt sich, dass die maximal zulässige Transformatorleistung in den Jahren 2020 und 2030 bereits überschritten ist. Bei Verwendung eines 400 kVA Transformators ergibt sich hier eine Erhöhung der maximalen Auslastung von ca. 80 % im Jahr 2012 auf ca. 140 % im Jahr 2030. Somit ist in diesem Fall bereits eine Betriebsmittelentlastung durch den Speichereinsatz möglich. Aufgrund der konstanten elektrischen Last innerhalb der definierten Szenarien bleibt die Importleistung nahezu konstant. Einen weiteren wichtigen Aspekt bei der Betrachtung der Residuallast stellen die Export- und Importdauern dar. Trotz der deutlichen Erhöhung von Exportleistung und -energie bleibt die Exportdauer nahezu konstant. Der Grund hierfür liegt in dem geringen Zeitfenster, in dem die PV-Anlagen im Laufe eines Tages einspeisen können. Somit ist zwar aus rein energetischer Sicht eine autarke Versorgung des Niederspannungsnetzes in jedem Szenario möglich, jedoch bedingt die begrenzte PV-Einspeisung im Winter und die nicht vorhandene Erzeugung nachts eine Leistungsvorhaltung für mehrere Stunden bis Tage.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

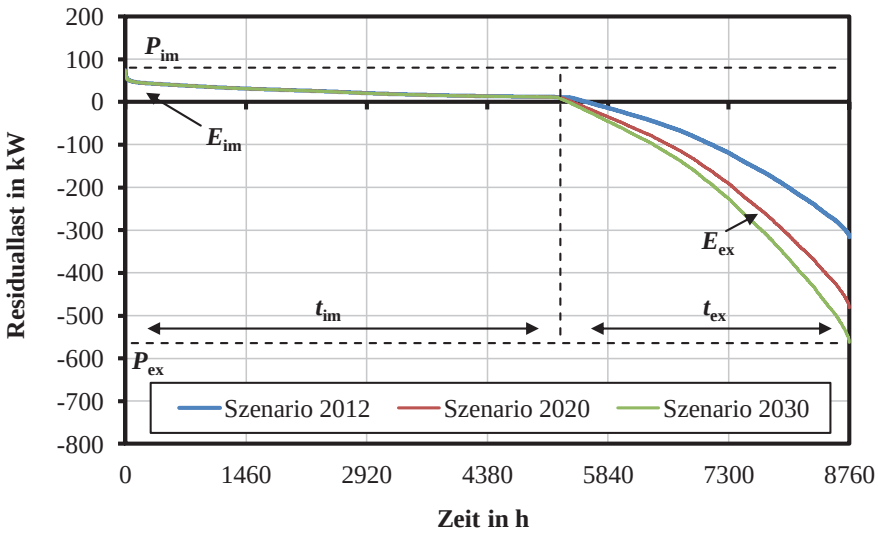


Abbildung 5: Jahresdauerlinie der Residuallast je Szenario im ländlichen Netz

Die vergleichende Betrachtung aller Netze in Tabelle 11 zeigt, dass eine Erhöhung der Strukturdichte, die gleichzeitig zu einer Verringerung der installierten PV-Leistung je Einwohner führt, ebenso eine Reduzierung der Exportleistung und -energie bezogen auf die Einwohnerzahl zur Folge hat. Daher ergeben sich im vorstädtischen und städtischen Netz im Vergleich zum ländlichen Netz keine Überlastung der Transformatoren. Ansonsten fallen die Ergebnisse in allen Netzen ähnlich aus. Das heißt in allen Netzen übersteigt die Erzeugung aus regenerativen Energien die elektrische Last, obwohl die Importdauer zum Teil deutlich über der Exportdauer liegt.

Tabelle 11: Kennparameter der Residuallast je Netzmodell und Szenario

Netz	*Jahr*	P_{ex} *in kW*	P_{im} *in kW*	t_{ex} *in %*	t_{im} *in %*	E_{ex} *in MWh*	E_{im} *in MWh*
ländlich	2012	-317	74	36	64	-389	133
	2020	-482	74	38	62	-624	130
	2030	-562	74	39	61	-740	130
vorstädtisch	2012	-223	50	37	63	-270	94
	2020	-336	50	38	62	-432	91
	2030	-389	50	39	61	-515	90
städtisch	2012	-479	170	33	67	-540	362
	2020	-731	170	36	64	-900	350
	2030	-848	170	38	62	-1100	345

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Kabelauslastung

Bereits die Betrachtung der Residuallast hat gezeigt, dass die maximale Auslastung der Betriebsmittel durch den Leistungsexport bzw. die Erzeugung aus PV-Anlagen bestimmt wird. Innerhalb der einzelnen Stränge führt dies zu einer maximalen Auslastung im vorderen Teil des Stranges, da die ersten Strangabschnitte die komplette Leistung aufnehmen müssen. Dies verdeutlicht Abbildung 6 am Beispiel aller Szenarien des ländlichen Netzes (Struktur des Netzes siehe Anhang A: A1). Darüber hinaus verdeutlich die Betrachtung der maximalen Auslastung je Kabelabschnitt noch einmal, dass die Einspeisung aus regenerativen Energien für die Betriebsmittelauslastung ausschlaggebend ist, da sich immer hinter dem Anschlussknoten einer PV-Anlage ein Belastungssprung ergibt. In Bereichen, in denen keine PV-Anlagen angeschlossen sind, ergeben sich dagegen Platos, in denen sich die Auslastungsmaxima nur geringfügig ändern. Außerdem zeigt die Abbildung deutlich, dass eine Positionierung des Speichers hinter dem letzten überlasteten Kabelabschnitt notwendig ist, um den Strang vollständig zu entlasten. Im optimalen Fall erfolgt eine Positionierung des Speichers in der Mitte des Stranges, um zudem zur Spannungshaltung beizutragen.

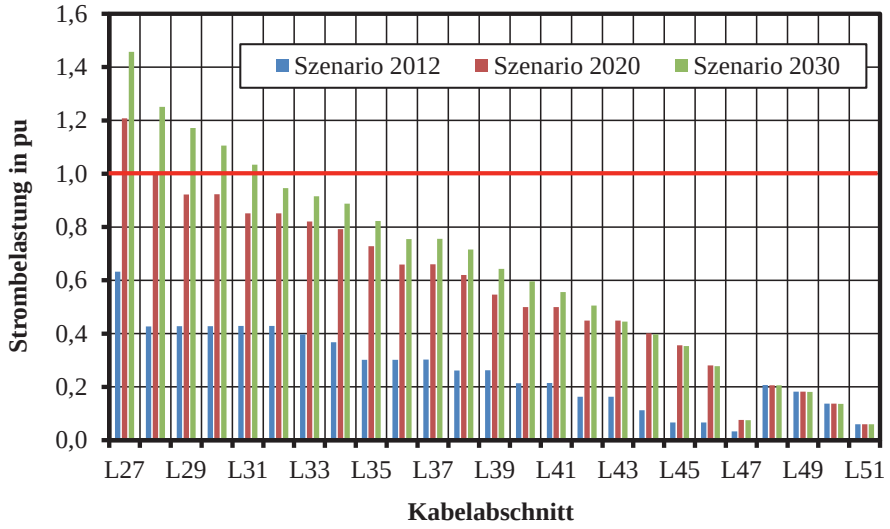


Abbildung 6: Auslastung der Kabelabschnitte im Strang 3 des ländlichen Netzes je Szenario

Bei dem Vergleich der maximalen Strombelastung I_{max} innerhalb der einzelnen Netzstrukturen in Tabelle 12 bestätigen sich die Ergebnisse, die bereits die Betrachtung der Residuallast ergeben hat, d. h. die Auslastungen im ländlichen Netz fallen aufgrund des hohen PV-Anteils am höchsten aus und reduzieren sich mit der Strukturdichte. Darüber hinaus zeigen die Anzahl der überlasteten Kabelabschnitte $n_{I>Imax}$ und der dadurch notwendige Netzausbaubedarf $l_{I>Imax}$ dass innerhalb der modellierten Netze kein konkreter Zusammenhang zwischen der installierten PV-Leistung und dem Netzausbau besteht. Aufgrund der Betrachtung von drei spezifischen realen Netzen kann daher auf Basis dieser Ergebnisse keine allgemeine quantitative Aussage über den Netzausbaubedarf in der Niederspannungsebene getroffen werden, da die Individualität der Netze aufgrund der exakten Länge der einzelnen Stränge zu groß ist. Es lässt sich jedoch festhalten, dass zukünftig der hohe PV-Ausbau vorrangig in ländlichen und vorstädtischen Netzstrukturen zu

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Überlastungen führen wird und der Netzausbaubedarf in diesen Netzen höher ausfällt. Darüber hinaus zeigt die ermittelte abzuschaltende Energie, dass diese im Vergleich zur tatsächlich exportierten Energie sehr gering ausfällt. Das Maximum erreicht sie im Szenario 2030 des ländlichen Netzes mit 4,6 %. Damit diese Energie eingespeist werden kann, ist der Einsatz von Energiespeichern oder der Netzausbau notwendig. Ansonsten muss eine Abschaltung der PV-Anlagen erfolgen.

Tabelle 12: Kennwerte der Kabelauslastung je Netz und Szenario

Netz	*Jahr*	$I_{\max}$ *in pu*	$n_{I>I_{\max}}$	$l_{I>I_{\max}}$ *in m*	$E_{I>I_{\max}}$ *in MWh*
ländlich	2012	0,92	0	0	0
	2020	1,21	6	190	7,21
	2030	1,46	9	226	34,04
vorstädtisch	2012	0,67	0	0	0
	2020	1,08	5	107	0,38
	2030	1,19	8	193	3,34
städtisch	2012	0,66	0	0	0
	2020	0,87	0	0	0
	2030	1,04	3	105	0,14

Spannungsband

Um einen sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten ist eben der Einhaltung von Strombelastungsgrenzen ebenso die Einhaltung eines definierten Spannungsbandes notwendig, welches innerhalb der DIN EN 50160 definiert ist. Die Norm besagt, dass unter normalen Betriebszuständen die Spannung nur ± 10 % von der Netznennspannung abweichen darf.

Der Verlauf des Spannungsbandes entlang des ersten Stranges des ländlichen Netzes für das Szenario 2030 ist typisch für Niederspannungsnetze bzw. Netze mit einer radialen Struktur, d. h. bei einer hohen Erzeugung aus regenerativen Energien ergeben sich die maximalen Spannungen je Knoten, die zum Ende des Stranges hin ansteigen. Überwiegt dagegen die elektrische Last, sodass sich ein Lastfluss hin zum letzten Knoten einstellt, sinkt die Spannung zum Ende des Stranges hin. Innerhalb des betrachteten Stranges werden die Vorgaben der DIN EN 50160 an allen Knoten eingehalten. Jedoch erfolgten die Simulationen unter der Voraussetzung eines starren Slacks, der am Verknüpfungspunkt eine Spannung von 1,0 pu vorgibt. Unter diesen Voraussetzungen ist eine Spannungsanhebung um 0,09 pu bis zum letzten Knoten des Stranges bereits als kritisch anzusehen und es muss eine gesonderte

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Betrachtung unter Berücksichtigung des Mittelspannungsnetzes erfolgen. Führt diese Betrachtung zu Verletzungen des zulässigen Spannungsbandes, ist die Nutzung von Energiespeichern, Stufentransformatoren oder PQ-Regelung in PV-Anlagen notwendig.

Bei der Betrachtung des Spannungsbandes zeigt ein Vergleich der unterschiedlichen Netze (Tabelle 13) dass sowohl das ländliche Netz, als auch das vorstädtische Netz Extremwerte in derselben Größenordnung aufweisen. Aufgrund des geringeren Anteils an regenerativen Energien, der höheren elektrischen Last und der geringeren Leitungslängen zwischen den Hausanschlüssen fällt die maximale Spannung im städtischen Netz dagegen etwas geringer aus. Darüber hinaus haben alle Netze gemein, dass lediglich die Spannungsmaxima kritische Werte annehmen.

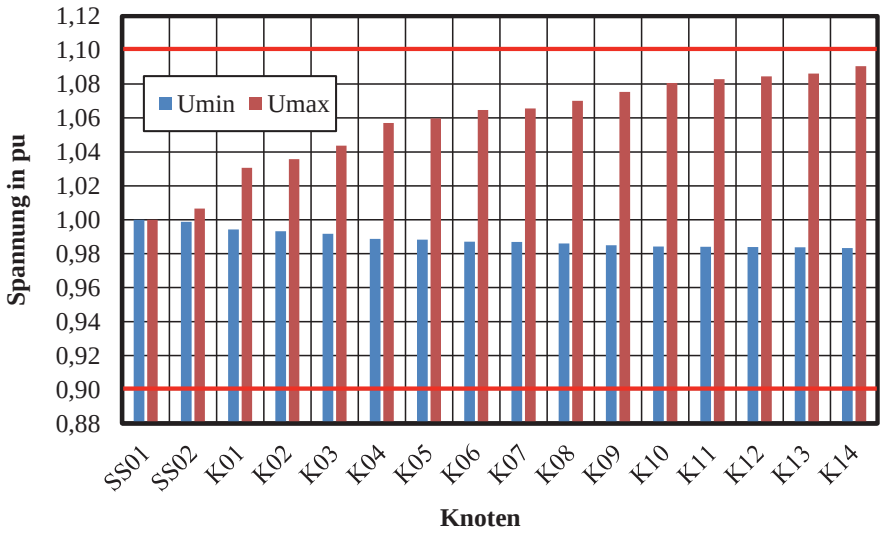


Abbildung 7: Knotenspannungen im Strang 1 des ländlichen Netzes im Szenario 2030

Tabelle 13: maximale und minimale Knotenspannungen je Netz im Szenario 2030

	ländlich	*vorstädtisch*	*städtisch*
$U_{\min}$ in pu	0,983	0,985	0,982
$U_{\max}$ in pu	1,091	1,093	1,067

Versorgungsgrad regenerativer Energien

Um im letzten Schritt eine konkrete Aussage über die Flautezeiten und Versorgungszeiten der regenerativen Energien zu treffen zeigt Abbildung 8 die tägliche Zeit mit positiver Residuallast. Hierbei zeigt der Jahresverlauf des ländlichen Netzes deutlich, dass die Flautezeiten einen saisonalen Charakter aufweisen, d. h. in den Wintermonaten reduzieren sich zum einen die Sonnenstunden und zum anderen sinkt die Strahlungsintensität, wodurch die Erzeugung aus regenerativen Energien in den meisten Tagesstunden nicht ausreicht, um die elektrische Last zu decken. Dies bedeutet im Umkehrschluss, dass eine saisonale Speicherung notwendig ist, um eine autarke Stromversorgung zu gewährleisten.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

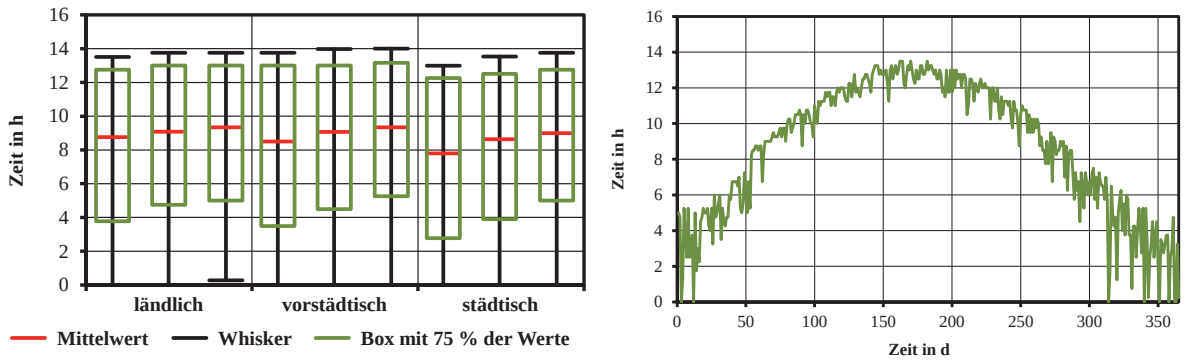


Abbildung 8: links: Box und Whisker für tägliche Zeit mit positiver Residuallast je Netz und Szenario; rechts: Jahresverlauf der täglichen Zeit mit positiver Residuallast im ländlichen Netz für das Szenario 2012

Vor allem die Betrachtung der Häufigkeitsverteilungen zeigt, dass unabhängig von der installierten Leistung immer noch Tage existieren, an denen die Erzeugung aus regenerativen Energien zu keinem Zeitpunkt übersteigt. Der Ausbau der regenerativen Energien führt trotzdem dazu, dass sich der Bereich der geringeren Versorgungsstunden etwas nach oben verschiebt, da bereits geringere Strahlungsintensitäten ausreichen, um die elektrische Last zu decken. Im Bereich hoher Versorgungstunden fallen die Änderungen dagegen in allen Netzen sehr gering aus, da im Bereich von 14 Stunden bereits die maximale Anzahl an Sonnenstunden pro Tag beinahe erreicht ist. Im Vergleich weisen die Netze mit einer höheren Strukturdichte und der damit verbundenen geringeren Erzeugung aus regenerativen Energien einen niedrigeren Anteil an positiver Residuallast auf, sodass sich sowohl die Mittelwerte als auch der Bereich geringer Versorgungsstunden reduzieren.

1.5.2 Ermittlung residualer Last (MS-Sammelschienen) und Spannungsprofile in Netzausläufern

Fraunhofer-Institut für Windenergie- und Energiesystemtechnik

Die Netzsimulation für die verschiedenen Szenarien und Anwendungsfälle (s. AP2) werden als Jahressimulationen mit einer Zeitauflösung von 1 Minute durchgeführt.

Die Ergebnisse der Netzsimulationen werden unter AP2 anhand der dort definierten Anwendungsfälle beschrieben.

1.5.3 Betriebsmittelauslastung in der Niedersapnnung

Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg

Die Betriebsmittelauslastung wurde bereits in 1.5.1 mit betrachtet und dort dargestellt.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

1.5.4 Betriebsmittelauslastung in der Mittelspannung

Fraunhofer-Institut für Windenergie- und Energiesystemtechnik

Die Bestimmung der Betriebsmittelauslastung wurde im Rahmen der Anwendungsfälle durchgeführt und ist in den Darstellungen in AP2 beschrieben.

1.5.5 Gesamtheitliche Betrachtung und Bewertung

Fraunhofer-Institut für Windenergie- und Energiesystemtechnik

Bisher wurden die Niederspannung und die Mittelspannung gesondert betrachtet. Für jede Spannungsebene wurden einzeln Erzeuger, Lasten und Netzmodelle entwickelt. Hier sollen die Berechnungen zusammengeführt und gemeinsam betrachtet werden.

Es wurde ein iteratives Vorgehen gewählt, dass in Abbildung 9 dargestellt ist. Der Unterschied zwischen den beiden Simulationen ist, dass in Simulation A keine Speicher in der Mittelspannung angenommen wurde, während in Simulation B der Effekt von Speichern untersucht wurde.

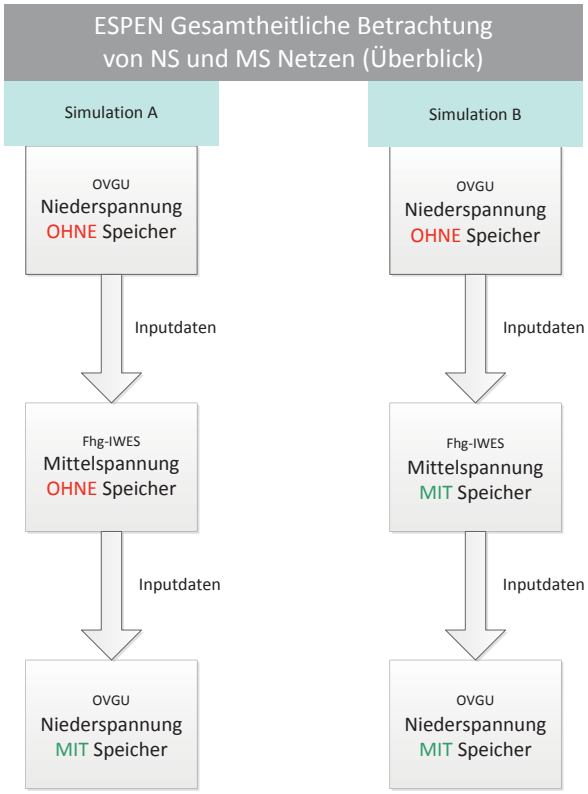


Abbildung 9: Gesamtheitliche Betrachtung von NS- und MS-Netzen

Dazu wurde der Anwendungsfall der Spannungshaltung (siehe AP2) für die verschiedenen Szenarien herangezogen. Das verwendete Mittelspannungsnetz hat 56 Ortnetzstationen zur Niederspannung. Die Daten aus der Niederspannung vom Partner OvGU waren in drei Kategorien eingeteilt, die „ländliche“, „vorstädtische“, und „städtische“ Netze repräsentieren sollen. Für die Verteilung auf die Ortnetzstationen wurde eine Verteilung der

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

NS Netze angenommen, die eine Nahe Anbindung zum Hochspannungsknoten für die „städtischen“, eine etwas weitere für die „vorstädtischen“ und eine entferntere für die „ländlichen“ Netze vorsieht. Folgende Ergebnisse ergaben sich aus der Berechnung für die Mittelspannungsebene.

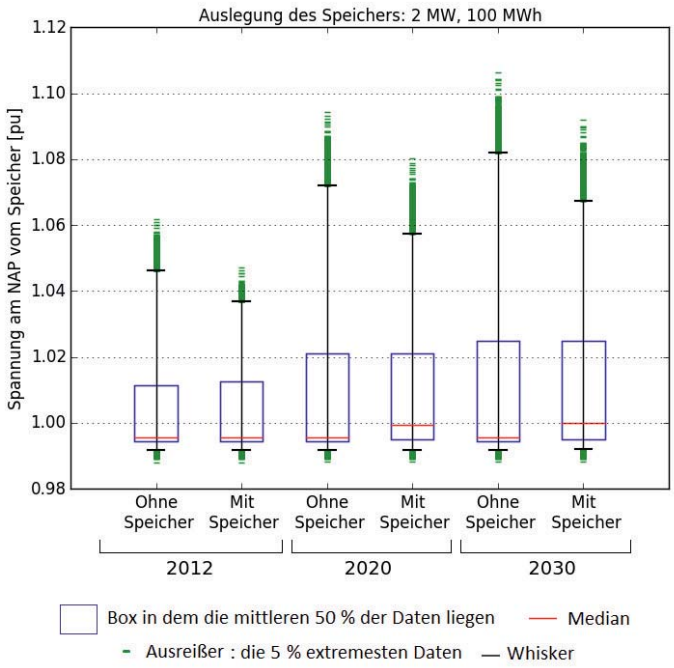


Abbildung 10: Verteilung der Spannungswerte am NAP des Speichers für verschiedene Referenz 2012, 2020, 2030

Es hat sich gezeigt, dass es durch die hohe Gleichzeitigkeit der Spannungsverläufe an den Ortsnetzstationen, hervorgerufen durch die Nutzung von nur drei verschiedenen Zeitreihen (länglich, vorstädtisch, städtisch) sehr starke Ausreißer vor allem Richtung zu hoher Spannung durch auftreten. Dies geschieht durch die exakt gleiche PV Erzeugung in den drei Klassen der Niederspannungsnetze.

Es hat sich außerdem gezeigt, dass für diesen Fall (NS-Daten in 15 min Auflösung) die Speicherkennlinie nicht ausgelegt ist. Die Änderung der Spannung verlief so schnell, durch die aus den NS-Daten gegebenen 15 min, dass der Speicher nahezu nie in der „Ladungsausgleich“ Zone angesprochen wurde. Dies verursachte starke Konvergenzprobleme in der Netzsimulation.

Fazit aus dieser Untersuchung ist deshalb, dass eine netzebenenübergreifende Simulation so wenig Aussagekraft bezüglich des gemeinsamen Speicherbedarfs geben kann. Eine gemeinsame Implementierung beider Netzebenen und damit eine gemeinsame Netzuntersuchung ist im Rahmen dieses Projektes nicht möglich und sollte in weiteren Untersuchungen durchgeführt werden.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Arbeitspaket 2

Fraunhofer-Institut für Windenergie- und Energiesystemtechnik

2 Benötigte Speicherkapazität und technische und wirtschaftliche Anforderungen

Im folgenden Arbeitspaket werden nun konkrete Anwendungsszenarien definiert. Im Rahmen dieser Anwendgunsfälle werden basierend auf den Netzen, die in AP1 erstellt wurden konkrete Netzsimulationen durchgeführt, um die Anwendungsszenarien quantitativ bewerten zu können. Speichermodelle werden entwickelt und in die Netzsimulationssoftware mit Hilfe von Schnittstellen eingebunden. Nachdem dann wirtschaftliche Anforderungen an die Speicher untersucht wurden, werden Kriterien für Folgevorhaben und Pilotprojekte festgelegt.

2.1 Festlegung der Anwendungsszenarien

Fraunhofer-Institut für Windenergie- und Energiesystemtechnik

Tabelle 14 zeigt eine Übersicht möglicher Anwendungsfälle oder Anwendungsszenarien für Speicher im Netz und ihre Vorteile für den Netzbetrieb. Grün hinterlegt sind die Anwendungen, auf welche im Folgenden näher eingegangen wird. Sie scheinen für die Untersuchungen innerhalb des Projekts insbesondere auch im Hinblick auf den Einsatz von elektrochemischen Speichern am vielversprechendsten.

Tabelle 14: Mögliche Anwendungsfälle für Speicher im Netz

Anwendungsfall	*Vorteile*	*Anmerkungen*
Spannungshaltung	Mehr dezentrale Erzeuger (DEA) integrierbar Vermeidung / Reduzierung Abregelung von DEA Vermeidung / Reduzierung / Verzögerung von Netzausbau	
Frequenzregelung Momentanreserve Primärregelleistung Sekundärregelleistung Minutenreserve	Systemstabilität Globales Energiegleichgewicht Weniger / keine Vorhaltung von Regelleistung aus konv. Kraftwerken notwendig	Momentanreserve (virtuelle Synchronmaschine) wird in AP 7 betrachtet

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Anwendungsfall	*Vorteile*	*Anmerkungen*
Netzüberlastung	Vermeidung / Reduzierung / Verzögerung Netzausbau Vermeidung / Reduzierung Abregelung von DEA Mehr dezentrale Erzeuger (DEA) integrierbar	
Überbrückung von Versorgungsunterbrechungen bei Netzfehlern	Erhalt der hohen Versorgungssicherheit	
Minutenbereich (USV)	Keine kurzzeitige Versorgungs-unterbrechung	Industrie hat üblicherweise eigene USV
Stundenausgleich (z.B. 1h-24h)	Keine Versorgungsunterbrechung	
Tagesausgleich (z. B. 1 – 7 Tage)	Keine Versorgungsunterbrechung	
Wochen-/Jahresausgleich	Keine Versorgungs-unterbrechung	Batteriespeicher eher nicht geeignet
Versorgungswiederaufbau	Unterstützung Netzwiederaufbau / Schwarzstartfähigkeit Systemstabilität	
Ausgleich fluktuierender Energie/ Einspeisung („vergleichmäßigte“ Residuallast)	Reduzierung Rampen / Leistungsgradienten Reduzierung Hochlauf von konv. Kraftwerke/ Kaltreserve (Vermeidung Hochlaufverluste) Besserer Grundlastbetrieb von konv. Kraftwerken Minimierung Abregelung von DEA	
Spitzenlasterzeugung	Spitzenlastglättung Als Alternative / Unterstützung von Spitzenlastkraftwerken	

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Anwendungsfall	*Vorteile*	*Anmerkungen*
Winkelstabilität der Synchrongeneratoren	Unterstützung der Systemstabilität	
Direktvermarktung	Optimierte Vermarktung von EE-Strom Einhaltung Fahrplan Ausgleich Prognosefehler Anpassung an Preisentwicklung	Kein „Netz“-Thema; eher Geschäftsmodell
Veränderung der Kurzschlussleistung	Verbesserung der Überlastfähigkeit	Batteriespeicher eher nicht geeignet

Die folgenden fünf Anwendungsfälle wurden auf dieser Grundlage für die weiteren Untersuchungen in AP2 identifiziert:

1. Spannungshaltung
2. Ausgleich fluktuierender Erzeugung („Vergleichmäßigung“ der Residuallast)
3. Vermeidung von Netzüberlastung
4. Frequenzhaltung (insb. Primärregelleistung)
5. Überbrückung begrenzter Einspeisung
6. Der Hintergrund des letzten Anwendungsfalls ist die Unterstützung der Versorgungssicherheit innerhalb des untersuchten Netzbereichs im Stundenbereich. Da eine Versorgungsunterbrechung, z.B. verursacht durch Netzfehler, ein eher seltenes und vereinzeltes Ereignis darstellt, ist der Einsatz zur Überbrückung kein geeigneter Anwendungsfall, um Abrufprofile in Form von Jahresprofilen zu generieren. Aus diesem Grund wird dieser Anwendungsfall nicht weitergehend untersucht.

Ziel dieses Arbeitspakets ist die Erarbeitung der qualitativen Anforderungen an Speicher bei der Erbringung von Regelleistung.

Technisch-regulatorische Vorgaben für die Regelleistungserbringung

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen

Die technischen Anforderungen für die Erbringung der drei Regelleistungsarten sind im TransmissionCode [28] der Übertragungsnetzbetreiber festgelegt. Die regulatorischen Anforderungen an die Marktteilnahme ergeben sich aus den jeweiligen Beschlüssen der Bundesnetzagentur ([29], [30], [31]). Die wichtigsten Anforderungen sind in Tabelle 15 zusammengefasst.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Tabelle 15: Technische und regulatorische Anforderungen für die Marktteilnahme für Primärregelleistung (*PRL*), Sekundärregelleistung (*SRL*) und Minutenreserveleistung (*MRL*) (in Anlehnung an [32])

Regelleistungsart	***PRL***	***SRL***	***MRL***
Ansprechzeit	< 30 Sekunden	< 5 Minuten	< 15 Minuten
Abruf	frequenzabhängig	durch ÜNB	Durch ÜNB
min. Leistung	+/- 1 MW	5 MW	5 MW
min. Leistungsgradient	+/- 2 MW/min	1 MW/min	1/3 MW/min
Pooling möglich	ja	ja	ja
min. Speicherkapazität	min. 1 MWh/MW	4 MWh/MW	4 MWh/MW
Ausschreibung	wöchentlich	wöchentlich	täglich
Erbringungszeitraum	eine Woche[2]	eine Woche[3]	ein Tag[4]
Zuschlag	Leistungspreis	Leistungspreis	Leistungspreis
Vergütung	Leistung	Leistung und Arbeit	Leistung und Arbeit

Im August 2015 veröffentlichten die deutschen ÜNB Anforderungen bezüglich der Speicherkapazität zur Erbringung von PRL durch Batteriespeicher [33]. Dabei wird unterschieden, ob die Speicher eigenständig am PRL-Markt eingesetzt werden, oder in einem Pool mit anderen Anlagen, die keine Restriktion über die Speicherkapazität aufweisen. Im ersten Fall ist es erforderlich, dass im Betrieb stets eine Reserve zur Erbringung der präqualifizierten Leistung für 30 Minuten erforderlich ist („30-Minuten-Kriterium“). Somit erhöht sich gegenüber den vorher geltenden Präqualifikationsbedingungen die erforderliche Speicherkapazität auf > 1 MWh/MW. Im zweiten Fall, reduziert sich die geforderte Erbringung der maximalen Leistung auf 15 Minuten („15-Minuten-Kriterium“), weshalb in diesem Fall eine Speicherkapazität von 1 MWh/MW bereits ausreichend ist. Für die Einhaltung der Ladezustandsgrenzen im normalen Betrieb können die in [34] angegebenen Freiheitsgrade der PRL-Erbringung angewandt. Die Wirksamkeit der daraus abgeleiteten Betriebsstrategien muss gegenüber dem Anschluss-ÜNB nachgewiesen werden. Die für die Regelleistungserbringung geforderten Reaktionszeiten (vgl. Tabelle 15) stellen für Batteriespeicher und deren

[2] Primärregelleistung muss von Montag 0 Uhr bis Sonntag 24 Uhr für die gesamte Woche erbracht werden können.

[3] Für Sekundärregelleistung werden für den Erbringungszeitraum vier Produkte ausgeschrieben. Jeweils für positive und negative Sekundärregelleistung existiert die HT-Zeitscheibe (Montag bis Freitag von 8 bis 20 Uhr) und die NT-Zeitscheibe (Montag bis Freitag von 20 bis 8 Uhr, Wochenenden und Feiertage ganztägig).

[4] Für Minutenreserve werden für den Erbringungszeitraum zwölf Produkte ausgeschrieben. Jeweils für positive und negative Minutenreserve existieren sechs Zeitscheiben von jeweils vier Stunden.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Netzanbindung in der Regel kein Problem dar [32], sodass dieser Teil der Präqualifikationsanforderungen erfüllt sein sollte.

Momentanreserve

Momentanreserve bezeichnet die sofort verfügbare dämpfende Wirkung der Trägheit der rotierenden Massen im Netz auf schnelle Änderungen der Netzfrequenz. Als Auslegungsfall wird ein Leistungssprung von 3 GW im europäischen Verbundnetz betrachtet, bei dem die Frequenzabweichung kurzzeitig +/- 800 mHz und stationär +/- 200 mHz nicht überschreiten darf [35], [32]. Gemäß der Annahmen in [35] reduziert sich die in Deutschland aus konventionellen Kraftwerken bereitgestellte Momentanreserve von 372 MW und 0,95 MWh in 2011 auf 118 MW und 0,27 MWh. Damit ist benötigte Momentanreserve weiterhin zur Verfügung steht, sind demnach andere Anlagen, wie beispielsweise große Windenergie- und Freiflächensolaranlagen oder Speicher, für deren Bereitstellung auszurüsten.

Wie sich aus den in [35] vorgestellten Werten ergibt, ist die benötigte Energie im Verhältnis zur bereitgestellten Leistung sehr gering. In [32] sind verschiedene Systeme zur Erbringung von Momentanreserve gemäß ihrer Eignung charakterisiert. Batteriespeicher werden hier als geeignet ausgewiesen, während andere Speichersysteme wie beispielsweise Pump- und Druckluftspeicher5 oder Schwungmassenspeicher als sehr gut geeignet charakterisiert werden. Entscheidend für die Fähigkeit Momentanreserve aus Speichern ohne rotierende Massen bereitstellen zu können, ist neben der Dynamik der Speicher (große Leistungsgradienten, Reaktionsfähigkeit im Bereich von Millisekunden) insbesondere die implementierte Regelung des Netzwechselrichters (Prinzip der „virtuellen Synchronmaschine“ (vgl. [36])) [32].

Primärregelleistung

Primärregelleistung folgt dem Einsatz der Momentanreserve und wird proportional zur Frequenzabweichung aktiviert, um einer weiteren Absenkung bzw. Anhebung dieser entgegenzuwirken. Der Bedarf an Primärregelleistung wird durch die deutschen Übertragungsnetzbetreiber ermittelt und betrug in den Jahren 2008 bis 2015 zwischen etwa 650 und 570 MW [37]. Seit Mitte 2015 werden etwa 780 MW für Primärregelleistung ausgeschrieben[6].

Grundlage der Analyse der Anforderungen an Speicher für die Erbringung von Primärregelleistung bildet die Zeitreihe der Netzfrequenz, welche mit einer zeitlichen Auflösung von einer Sekunde vorliegt [38]. Der Primärregelleistungsabruf wird gemäß [39] aus der Netzfrequenz ermittelt. Abbildung 11 zeigt die Auftrittshäufigkeit der abgerufenen Primärregelleistung in den einzelnen Kalenderwochen (Erbringungszeitraum) des Jahres

[5] Mit den rotierenden Massen ihrer Motor-Generatoreinheiten.
[6] Davon entfallen etwa 200 MW auf die Nachbarländer Österreich, Schweiz und die Niederlande.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

2014[7]. Einerseits wird hier das in [39] angegebene Reglertotband von +/- 10 mHz und andererseits in Anlehnung an [37] ein auf +/- 20 mHz ausgeweitetes Totband (+/- 10 mHz zuzüglich 10 mHz Messtoleranz) angenommen. Durch die Ausweitung des Reglertotbands verringern sich die Zeiträume in denen Primärregelleistung erbracht werden muss und folglich auch der Energiedurchsatz.

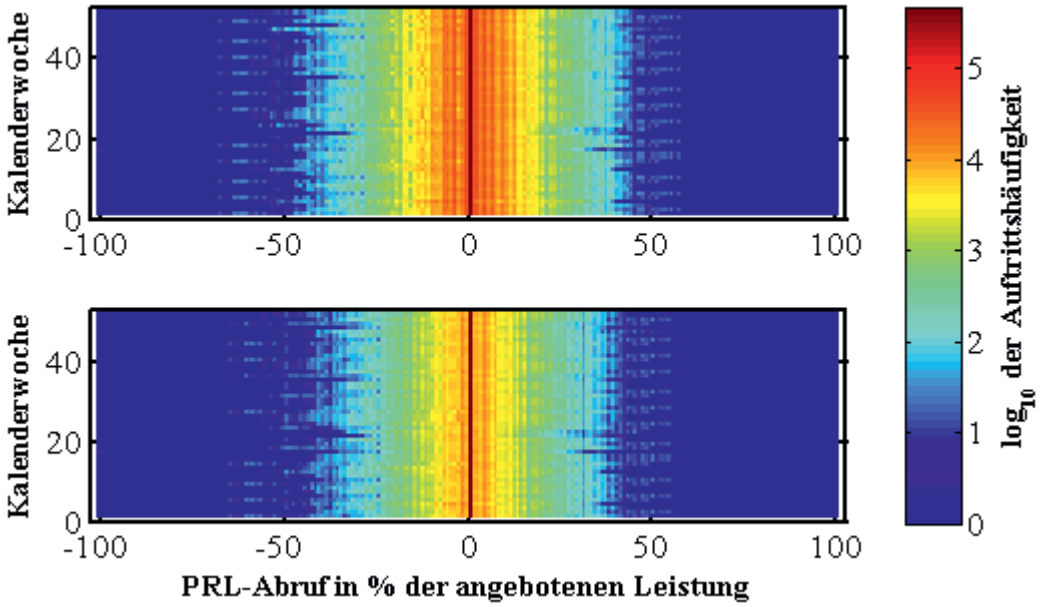


Abbildung 11: Häufigkeit der abgerufenen Primärregelleistung (PRL) in den Kalenderwochen des Jahres 2014[7]. Oben: Totband +/- 10 mHz; unten: Ausnutzung von Totband und Messtoleranz +/- 20 mHz (Daten zur Netzfrequenz: [38], Berechnungen nach [39])

Erwartungsgemäß treten geringe Leistungsabrufe bei geringen Frequenzabweichungen mit der größten Häufigkeit auf. Ebenfalls ist zu erkennen, dass die Streuung der Leistungsabrufe zwischen den verschiedenen Kalenderwochen stark variiert. Den Daten kann entnommen werden, dass in Wochen mit größeren Leistungsabrufen tendenziell in beiden Regelrichtungen größere Abweichungen auftreten. Der Vergleich der beiden Fälle zeigt wie erwartet, die Häufigkeit der Leistungserbringung im unteren Leistungsbereich durch die Ausweitung des Totbandes abnimmt. Der wöchentliche Energiedurchsatz bei Erbringung von Primärregelleistung bei einem Totband von +/- 10 mHz liegt für das betrachtete Jahr[7] im Durchschnitt bei 6,63 MWh/MW (maximal 7,50 MWh/MW, minimal 5,78 MWh/MW). Wird das Totband auf +/- 20 mHz ausgedehnt, reduziert sich der wöchentliche Energiedurchsatz[7] auf durchschnittlich 2,99 MWh/MW (maximal 3,61 MWh/MW, minimal 2,40 MWh/MW). Die für die vollständige PRL-Erbringung ohne die Nutzung der oben angegebenen Freiheitsgrade benötigte nutzbare Speicherkapazität beträgt im ersten Fall zwischen 1 und 3,8 MWh/MW.

[7] Die Kalenderwochen 1, 17, 27, 31, 35, 40 und 44 werden in den hier durchgeführten Betrachtungen nicht berücksichtigt, da die verfügbaren Frequenzzeitreihen Messfehler aufweisen (fehlende Werte, unrealistisch hohe Frequenzabweichungen).

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Sie reduziert sich im zweiten Fall auf Werte zwischen 1 und maximal 2 MWh/MW. Bei dieser Abschätzung wird vereinfachend davon ausgegangen, dass der Speicher zu Beginn jeder Woche einen Ladezustand von 50 % aufweist.

Nutzung der gegebenen Freiheitsgrade

Seit April 2014 besteht für die Erbringung von Primärregelleistung durch Speicher die Möglichkeit verschiedene Freiheitsgrade zu nutzen, um den Speicher möglichst flexibel einsetzen zu können [34]. Demnach stehen die vier Freiheitsgrade: Optionale Übererfüllung, Totbandausnutzung, Ladezustandsausgleich durch Fahrplangeschäfte und mittels anderer Einheiten zur Verfügung, um den Ladezustand des Speichers zu beeinflussen und somit die Verfügbarkeit des Speichers zu verbessern bzw. eine Verfügbarkeit für den gesamten Erbringungszeitraum zu gewährleisten.

Unter der Annahme eines verlustfreien Speichers mit einem Verhältnis von Leistung zu Kapazität von eins zeigt sich, dass in einigen Wochen des Jahres 2014 eine PRL-Erbringung nur durch die Nutzung des Freiheitsgrades „optionale Übererfüllung“ gewährleistet werden kann (Daten: [30]; Ladezustandsberechnung nach [36, 40]; Totband +/- 10 mHz). Sinkt der Ladezustand unter die angegebene untere Grenze, wird der Speicher bei Anforderung negativer Regelleistung mit höherer Leistung geladen, um den Ladezustand möglichst schnell wieder anzuheben. Gleichermaßen wird die Entladeleistung des Speichers bei Anforderung von positiver Regelleistung erhöht, sobald der Ladezustand über die obere Grenze steigt [34]. Für die Festlegung der Ladezustandsgrenzwerte sind dabei die zeitliche Struktur des PRL-Abrufs und die sich daraus ergebenden Ladezustandsverläufe entscheidend. Eine pauschale Festlegung der Grenzwerte ist somit nicht möglich.

Die Wirksamkeit dieser Freiheitsgrade wurde beispielsweise in [40], [41] und [42] untersucht. In [41] wird gezeigt, dass einzig der Ladezustandsausgleich durch Fahrplangeschäfte, ggf. in Kombination mit den anderen Freiheitsgraden, geeignet ist, um die dauerhafte Teilnahme eines Batteriespeichers (Verhältnis von Leistung zu Kapazität von 0,4) am PRL-Markt zu ermöglichen. [42] kommt unter Verwendung verschiedener Nachladestrategien für einen 1 MW/250 kWh Lithiumionen-Speicher zum gleichen Ergebnis.

Projekte

In Deutschland sind Ende 2015 zehn Batteriespeicher für die Regelleistungserbringung in Betrieb [43]. Beispielhaft werden nachfolgend einige Großprojekte genannt. Seit September 2014 ein 5 MW/5 MWh Lithium-Ionen-Speicher durch die WEMAG AG (Schwerin) als erster eigenständiger Energiespeicher kommerziell für die PRL-Erbringung eingesetzt [44], [45]. Bereits im Juni 2014 wurde der kommerzielle Betrieb des Großbatteriespeichers LESSY (1 MW/670 MWh Lithium-Ionen-Speicher) im Kraftwerk Völklingen-Fenne im Regelleistungsmarkt aufgenommen [46]. Seit November 2014 wird in Brandenburg ein Blei-Säure-Speicher in Kombination mit einem Solarkraftwerk betrieben [47] und im Juli 2015 für die PRL-Erbringung präqualifiziert [48]. Seit September 2015 wird in Feldheim Europas

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

größter Batteriespeicher (10 MW/10 MWh Lithium-Ionen-Speicher) betrieben für die PRL-Erbringung durch Vattenfall betrieben [49].

Sekundärregelleistung

Die Ermittlung der Anforderungen bei der Teilnahme am Sekundärregelleistungsmarkt bilden die Daten zum SRL-Bedarf des Netzregelverbundes [38], die mit einer zeitlichen Auflösung von vier Sekunden vorliegen. Weiterhin sind die Vorgaben zur Abrufreihenfolge (vgl. [30]) gemäß der veröffentlichten Leistungs- und Arbeitspreis [50] zu beachten.

Die Anforderungen im Betrieb des Speichers am SRL-Markt sind abhängig von der Position des jeweiligen Angebots in der Merit-Order der Arbeitspreise der bezuschlagten Angebote. Liegt das Angebot im unteren Preisbereich, ist tendenziell ein vollständiger Abruf der präqualifizierten Leistung sowie langen Abrufzeiträume und damit einhergehend ein relativ hoher Energiedurchsatz zu erwarten. Im Gegensatz dazu führen hohe Arbeitspreisgebote zu eher kurzen Abrufzeiträumen und entsprechend zu relativ geringen Energiedurchsätzen (vgl. [51], [37]). Die Auswertung zeigt, dass die tatsächlich benötigte Speicherkapazität für die Regelleistungserbringung stark von der Bieterstrategie (Arbeitspreise) des Anlagenbetreibers und der anderen Marktteilnehmer abhängt. Bei entsprechendem Bieterverhalten ist das für Einzelanlagen geforderte Verhältnis von Kapazität zu Leistung von 4 MWh/MW ausreichend, um die geforderte Regelleistung für den gesamten Abrufzeitraum ohne weitere Maßnahmen zur Verfügung zu stellen (vgl. Abbildung 12).

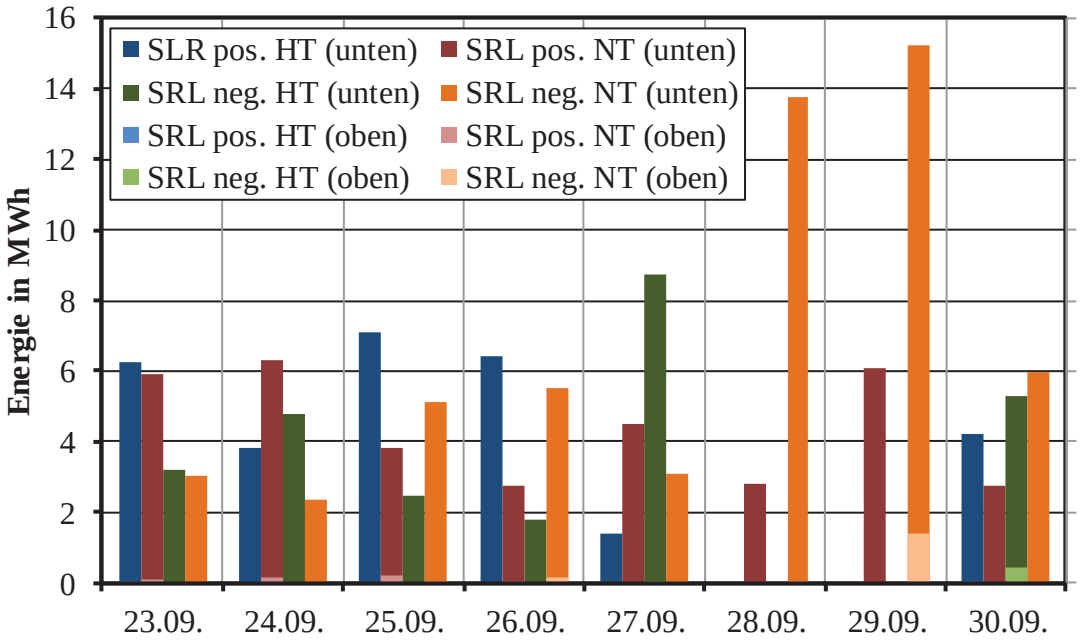


Abbildung 12: Energiedurchsatz für unterschiedliche Arbeitspreise in MWh/MW bei Erbringung von Sekundärregelleistung in vom 23. bis 30.09.2013. Unten: fünft günstigstes Gebot in der Merit-Order; Oben: fünft teuerstes Gebot in der Merit-Order (Daten: [38], [50])

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Abbildung 12 stellt den Energiedurchsatz je Abrufzeitraum für zwei unterschiedliche Arbeitspreise (niedrig, hoch) für die vier SRL-Produkte dar. Erwartungsgemäß variiert der Energiedurchsatz von Tag zu Tag und ist bei hohen Arbeitspreisen meist sehr gering. Am Wochenende (28. und 29.09.2013) wird definitionsgemäß nur das NT-Produkt abgerufen und aufgrund des längeren Abrufintervalls (24 Stunden anstelle der werktäglichen 12 Stunden) ist die durchgesetzte Energie größer (vgl. [51] und zugehörige Ausführungen in AP 3).

[52] zeigt, dass der kombinierte Betrieb eines Speichers zur SRL-Erbringung und für die Aufnahme von PV-Einspeisespitzen aufgrund der zusammenpassenden zeitlichen Struktur grundsätzlich möglich ist. Es wird dargelegt, dass sich der kombinierte Speicherbetrieb sowohl positiv auf die Wirtschaftlichkeit als auch auf die Alterung des Speichers auswirkt.

Minutenreserve

In [32] werden Batteriespeicher aus technischer Sicht als gut geeignet für die Erbringung von Minutenreserve charakterisiert. Allerdings scheint der Wettbewerb am MRL-Markt deutlich größer als in den anderen beiden Regelleistungsmärkten, bei gleichzeitig sehr viel geringeren Leistungspreisen. Die geringen Abrufwahrscheinlichkeiten werden teilweise durch hohe Arbeitspreise kompensiert. Wie in [37] ausgeführt wurde, ist der Einsatz von Batteriespeichern am MRL-Markt zwar grundsätzlich möglich, jedoch sind bei einem Leistungsabruf längere Einsatzzeiten zu erwarten, sodass ausreichend große Speicherkapazitäten bzw. die Besicherung innerhalb eines Regelleistungspools notwendig ist. Weiterhin werden am MRL-Markt nur sehr geringe Deckungsbeiträge erwirtschaftet, weshalb eine dortige Vermarktung nicht wirtschaftlich darstellbar ist [37].

Zusammenfassung

Speicher können bei geeigneter Netzanbindung prinzipiell die Anforderungen der Regelleistungserbringung erfüllen. Die bisher umgesetzten (Pilot-)Projekte zeigen, dass insbesondere die Erbringung von Primärregelleistung ein mögliches Einsatzfeld für Speicher darstellt. Verschiedene Betriebsstrategien, die aus den durch die ÜNB gegebenen Freiheitsgraden abgeleitet werden können, ermöglichen eine eigenständige Teilnahme von Speichern am PRL-Markt. Der Einsatz von Speicher in einem PRL-Pool, beispielsweise in Kombination mit einer Industrieanlage [40], stellt hier ebenfalls eine wirtschaftliche Option dar.

Die Erbringung von SRL oder MRL durch Speicher stellt hingegen keine wirtschaftliche Einsatzoption dar. In diesen Märkten konkurrieren sie mit anderen alternative Erbringer, wie beispielsweise P2H-Anlage für negative SRL und MRL (vgl. [53]). In [37] wird der kombinierte Betrieb von Batteriespeichern am Intraday-, SRL- und MRL-Markt untersucht. Es wird gezeigt, dass ein Betrieb an diesen Märkten derzeit nicht wirtschaftlich darstellbar ist. Allerdings stellt der Einsatz von Speichern am SRL-Markt als Zweitnutzung eine auch wirtschaftlich interessante Option dar [52].

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

2.2 Integration der Speichermodelle in die Netzsimulation

2.2.1 Erstellung von spezifischen Modellen elektrochemischer Speicher

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg

Als Untergruppe der betrachteten Speicher wurden hier Modelle von Batterien als elektrochemische Speicher erstellt. Zusammen mit dem Projektpartner FhG-IWES wurde sowohl der Modellaufbau für die Simulation definiert als auch welche Batterietechnologie modelliert werden sollte. Dabei wurde die Batterietechnologie Lithium-Eisenphosphat (LFP) ausgewählt, da diese im Vergleich zu den meisten anderen Batteriezellen aus der Familie der Lithium-Ionen-Batterien eine höhere Sicherheit und eine längere Lebensdauer aufweisen, was für die netzunterstützenden Speicher eine große Rolle spielt. Für den Modellaufbau wurde das Ersatzschaltbild aus Abbildung 13 bestehend aus einer Konstantspannungsquelle zur Darstellung der Leerlaufsspannung OCV, einen ohmschen Widerstand R_0, und einen RC-Glied verwendet [167]. Mit diesem Aufbau war es möglich, die Batteriezustandsgrößen (Strom, Spannung, Ladezustand) und deren Dynamik wiederzugeben. Die Parametrierung des Ersatzschaltbildes erfolgte mitteks der Daten aus AP7.2 zu den unterschiedlichen untersuchten Batterietechnologien. Dabei wurden die Leerlaufspannungskennlinie und die Parameter R_0, R_1 und C_1 an verschiedenen Arbeitspunkten bei variierender Stromrichtung ermittelt [168]. Dies ermöglichte eine genauere Untersuchung der Batterien bei der Aufnahme und Abgabe von Energie. Die gewonnenen Parameter aus Abbildung 14 zu den Komponenten in Abbildung 13 wurden dem Projektpartner FhG-IWES zur Verfügung gestellt und anschließend in einem PowerFactory-Modell zur Netzsimulation verwendet.

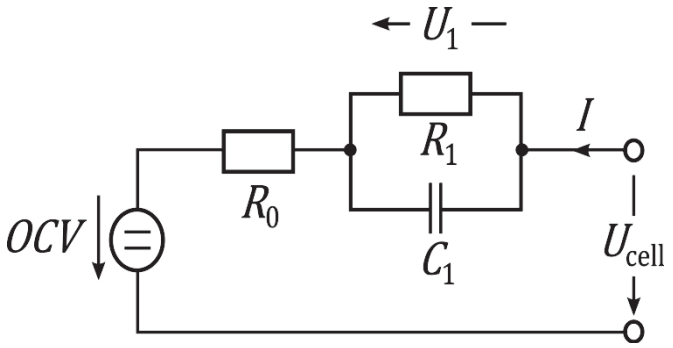


Abbildung 13: Ersatzschaltbild für die Modellierung des elektrisch dynamischen Verhaltens einer Li-Ionen-Batterie

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

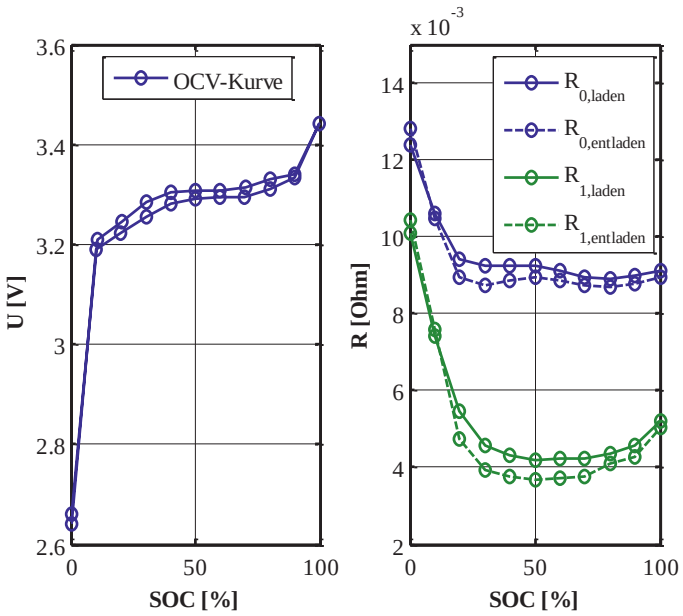


Abbildung 14: Datensatz zur Parametrierung des Modells: links die Ruhespannung und rechts die Widerstände ohmsche Widerstand R_0, und der Elektrodenwiderstand R_1 jeweils in Abhängigkeit vom Ladezustand

2.2.2 Definition der Schnittstelle zwischen Speichermodell und Netzmodell

Fraunhofer-Institut für Windenergie- und Energiesystemtechnik

Die in der Tabelle genannten Übergabeparameter müssen im Speichermodell als Ein- bzw. Ausgänge definiert sein.

Tabelle 16: Anforderungsvoraussetzungen

Anforderungen an Simulation/ Modelle	
Eigenschaften	**Werte**
Zeitliche Auflösung der Netzsimulation	Abhängig vom Anwendungsfall: Sekunden bis Minuten (max. 15 Min) Bei Primärregelleistung: Sekunden
Übergabeparameter Netz an Batterie	P_{Soll}, Q_{soll}, $U_{NAP,ist}$ Bei Anwendungsfall Frequenzstabilität zusätzlich: f_{ist} (Ist-Netzfrequenz)
Übergabeparameter Batterie an Netz	P_{ist}, Q_{ist}, SOC_{ist}
Speicherparametrierung aus der Netzsimulation heraus (einmalig zu Simulationsbeginn notwendig)	Vorgabe der Speicherkapazität Max. Lade-/Entladeleistung Initialer Ladezustand (SOC)

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Für die Integration der Speichermodelle in die Netzsimulationen muss eine geeignete Schnittstelle vorliegen. Hierfür wurde eine Software-Schnittstelle, welche kurze Simulationszeiten gewährleistet, entwickelt und anhand eines Beispielnetzes mit Batterie-Modellen getestet. Abbildung 15 veranschaulicht die Funktion der Schnittstelle. Im gegebenen Fall wird das Netzmodell in PowerFactory erstellt während die Batteriemodelle in Matlab/Simulink vorliegen. Für die Schnittstelle wurden verschiedene Varianten erprobt. Als effizienteste Möglichkeit wurde schließlich der Ansatz ausgewählt, die Batteriemodelle mittels automatischer Code-Generierung in C-Code umzuwandeln und diesen dann als DLL in die Netzsimulation in PowerFactory einzubinden. Somit wird das Speicher-Modell direkt in das numerische Lösungsverfahren für die Netzsimulation integriert und als eigene Funktion aufgerufen. Dieser Weg ermöglicht kurze Rechenzeiten, erlaubt aber trotzdem die bequeme Modellentwicklung und –erprobung in der Simulink-Umgebung. Im Vergleich zu der existierenden Co-Simulations-Schnittstelle von Power-Factory, bei der in jedem Zeitschritt eine Simulink-Rechnung gestartet wird, beträgt die Rechenzeit der 'DLL-Schnittstelle" nur 0,03% der existierenden Schnittstelle. Für einen beispielhaft untersuchten Testfall mit 1 Stunde Simulationszeit und 0.01 Sekunde Zeitschrittweite betrug die Gesamtberechnungszeit mit der DLL-Schnittstelle 2 Sekunde und die mit der Co-Simulations-Schnittstelle 6434 Sekunden.

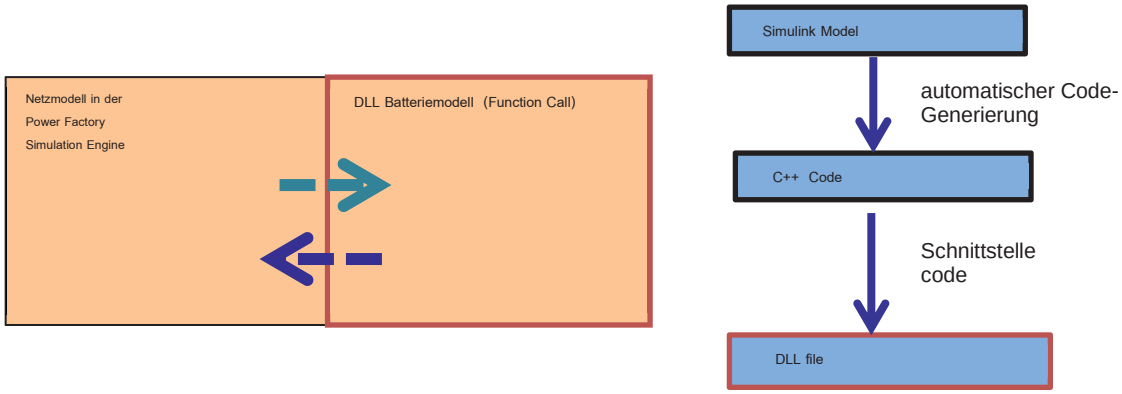


Abbildung 15: Funktion von DLL Schnittstelle

2.2.3 Implementierung der Speichermodelle in den NS-Netzsimulator für ausgewählte Anwendungsfälle in der Niederspannung

Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg

Für elektrochemische Energiespeicher ergibt sich ein breites Anwendungsfallspektrum, das bereits detailliert dargestellt wurde. Für die durchgeführten Untersuchungen im Niederspannungsnetz wurden die folgenden Anwendungsfälle näher betrachtet:

- Glättung der Residuallast / Eigenverbrauchsoptimierung
- Vermeidung von Netzüberlastungen
- Spannungshaltung

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Anwendungsfallmodellierung

Im Folgenden werden die Simulationsmodelle der 3 untersuchten Anwendungsfälle detailliert beschrieben. Die Implementierung aller Speichermodelle in die, in Arbeitspaket 1 erstellten, Netzmodelle erfolgte über den Austausch von Netzparametern und Speicherzeitreihen zwischen den beiden Simulationsumgebungen PSS®NETOMAC [23] (Netzsimulation) und MATLAB (Speichersimulation). Einen Überblick über das allgemeine Speichermodell gibt Abbildung 16.

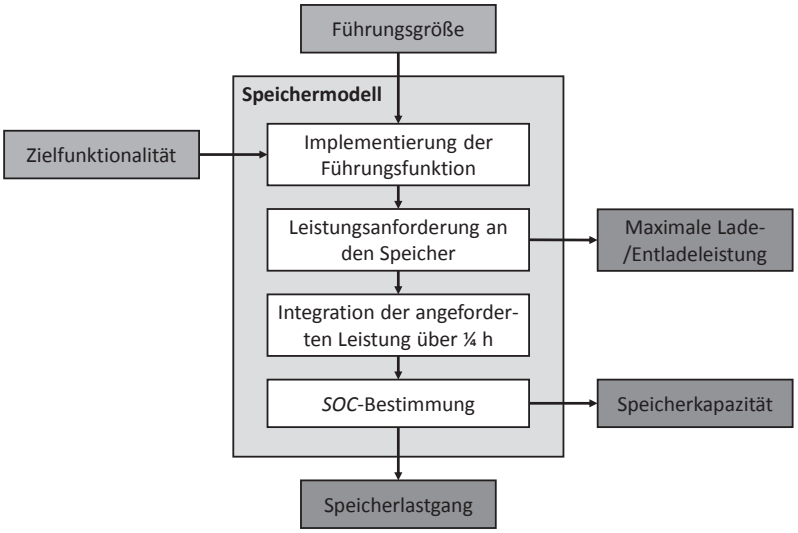


Abbildung 16: Speichermodell

Aus den anwendungsfallspezifischen Zielfunktionen ergeben sich Leistungsanforderungen an den Speicher, die in einer Änderung des *SOC* resultieren. Die Gesamtkapazität E_{max} des Speichers wurde für jeden Anwendungsfall so ausgelegt, dass die jeweiligen Leistungsanforderungen erfüllt werden können. Um die Modellierung dabei technologieoffen zu gestalten wurden Lade- und Entadeverluste, die Selbstentladung, die Entladetiefe und Alterungseffekte vernachlässigt.

Glättung der Residuallast / Eigenverbrauchsoptimierung

Das Ziel dieses Anwendungsfalles ist eine Glättung der Residuallast innerhalb einzelner NS-Stränge. Da die betrachteten NS-Netze vor allen durch hohe installierte Leistungen an Photovoltaik gekennzeichnet sind, wurde dieser Anwendungsfall mit einer Eigenverbrauchsoptimierung innerhalb der einzelnen NS-Stränge gleichgesetzt. Somit führt dieser Anwendungsfall sowohl zu einer Reduzierung der maximalen Im- und Exportleistungen als auch zu einer Reduzierung der Flautezeiten regenerativer Energien.

Da im Rahmen dieses Arbeitspaketes der Speicherbedarf für verschiedene Anwendungsfälle abgeschätzt werden soll, wurde bei der Modellierung dieses Anwendungsfalles davon ausgegangen, dass sowohl die Photovoltaik-Einspeisung als auch die elektrische Last der einzelnen Haushalte bekannt sind. Somit ergibt sich für diesen Anwendungsfall ein Modellierungsansatz, der in Abbildung 17 verdeutlicht wird.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

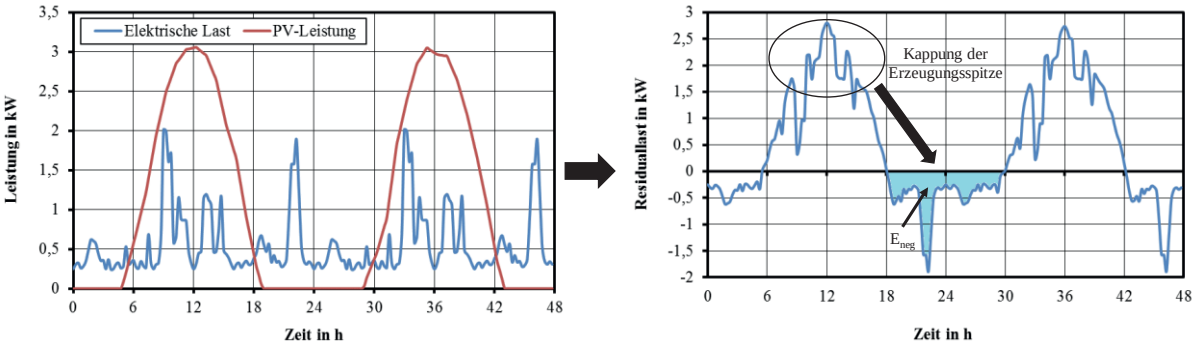


Abbildung 17: Modellierungsansatz Eigenverbrauchsoptimierung

Im ersten Schritt erfolgte die Bestimmung der Residuallast aus einer unterschiedlichen Anzahl von Lasten und Erzeugungsanlagen. Das Ziel des Speichereinsatzes besteht darin, die elektrische Last bzw. die Energieimporte (E_{neg}) zu decken. Um hierbei bereits einen netzdienlichen Effekt zu erreichen, erfolgte die Einspeicherung zu Zeiten maximaler PV-Einspeisung. Als Zeithorizont wurde Zeit zwischen 2 Erzeugungspeaks gewählt. Durch die Erhöhung des Betrachtungszeitraumes kann jedoch auch eine optimale Lastdeckung über mehrere Tage erreicht werden. Als Grenzfall wurde daher ebenso eine saisonale Speicherung innerhalb der unterschiedlichen NS-Netzstrukturen betrachtet.

Vermeidung von Netzüberlastungen

Die in Arbeitspaket 1 erstellten NS-Netzstrukturen wurden auf die auftretenden Auslastungen im Szenario 2012 ausgelegt, sodass in diesen Szenarien keine Überlastungen auftreten. Der hohe Photovoltaik Ausbau in den Szenarien 2020 und 2030 [2] führt jedoch dazu, dass im Falle von Leistungsexporten einzelne Netzstränge z. T. deutlich überlastet sind. Daher besteht das Ziel dieses Anwendungsfalles darin, die maximale Exportleistung zu reduzieren und somit Überlastungen in Kabeln und Transformatoren zu vermeiden. Hierbei wurden die notwendige Speicherleistung und Speicherkapazität bestimmt, um die Batteriespeicher auf den Punkt auszulegen, d. h. die maximale Strombelastung innerhalb der einzelnen Netzstränge auf 1 pu zu reduzieren. Dieser Speichereinsatz konkuriert somit mit konventionellen Netzausbaumaßnahmen und dem Einspeisemanagement [54].

Das verwendete Speichermodell zur Entlastung der einzelnen Netzstränge basiert dabei auf einer P_{Sp}-I_{Ltg}-Charakteristik, die in Abbildung 18 dargestellt ist.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

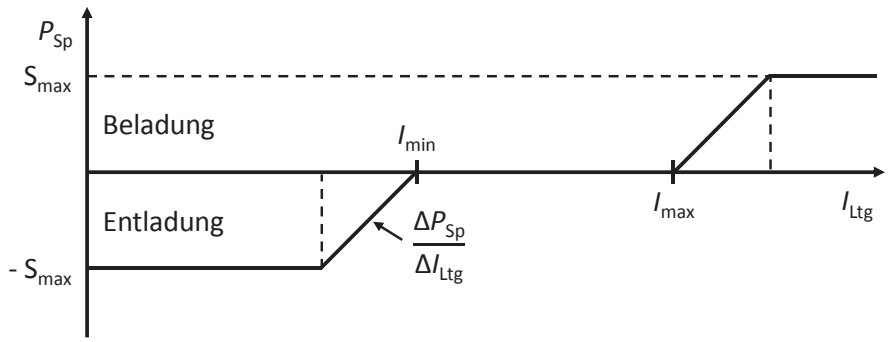


Abbildung 18: P_{Sp}-I_{Ltg}-Charakteristik

Bei dem Strom I_{Ltg} handelt es sich um den Strom des am höchsten belasteten Kabelabschnittes. Sobald die aktuelle Strombelastung den thermischen Grenzstrom I_{max} des Kabels überschreitet, beginnt der Speicher einzuspeichern. Der Anstieg $\Delta P_{\mathrm{Sp}}/\Delta I_{\mathrm{Ltg}}$ lässt sich dabei vereinfacht aus einer dem Leitungsstrom I_{Ltg} äquivalenten Wirkleistung P_{Ltg} bestimmen, die sich nach Gleichung (1) über den Leitungsstrom I_{Ltg} selbst und die Netznennspannung U_{N} berechnen lässt.

$$P_{\mathrm{Ltg}} = \sqrt{3} \cdot U_{\mathrm{N}} \cdot I_{\mathrm{Ltg}} \tag{1}$$

Aus der Differenz zwischen dieser Leistung und einer dem thermischen Grenzstrom I_{max} äquivalenten Wirkleistung P_{max} lässt sich der Anstieg der P_{Sp}-I_{Ltg}-Charakteristik bestimmen. Außerdem beginnt der Speicher ab einem minimalen Strom I_{min} - auszuspeichern. Dieser minimale Grenzstrom wurde so bestimmt, dass die zur Entlastung des Netzes notwendige Speicherkapazität minimiert wird. Zur Entlastung von Transformatoren wurde eine P_{Sp}-S_{Trafo}-Charakteristik verwendet, die sich auf dieselbe Art und Weise bestimmen lässt. Auf Basis dieser Kennlinien lassen sich die Leistungsanforderungen an den Speicher bestimmen, die in einer spezifischen Lade- und Entladecharakteristik resultieren und aus der sich der SOC des Speichers sowie die notwendige Gesamtkapazität E_{max} berechnen lassen.

Spannungshaltung

Die steigende Integration regenerativer Energien in der NS-Ebene führt zunehmend zu einer Verletzung der Spannungsgrenzen nach DIN EN 50160 [55]. Hierbei führt die zusätzliche Erzeugung zu einem Überschreiten der + 10 % Grenze. Das Ziel dieses Anwendungsfalles liegt somit darin durch den Einsatz elektrochemischer Energiespeicher das zulässige Spannungsband einzuhalten und sodie Spannungsqualität innerhalb der NS-Netze zu sichern.

Die Auslegung des Speichers erfolgte analog zum Anwendungsfall „Vermeidung von Netzüberlastungen“ anhand einer P_{Sp}-U_{NAP}-Kennlinie. Bei U_{NAP} handelt es sich um die Spannung am Netzanschlusspunkt. Die Auslegung des Gradienten $\Delta P_{Sp}/\Delta U_{NAP}$ erfolgte über die sich einstellende Spannungsdifferenz zwischen der NS-Sammelschiene und dem Netzanschlusspunkt in Abhängigkeit von der Leistung, die aus dem jeweiligen Netzstrang exportiert bzw. importiert wird (siehe Abbildung 19).

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

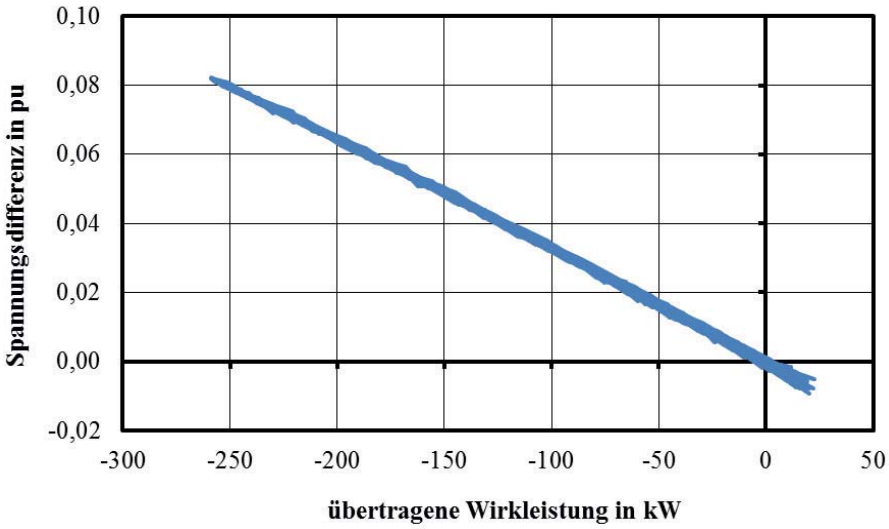


Abbildung 19: Δ*U*-*P*-Charakteristik

Eine Leistungsänderung am Netzanschlusspunkt des Speichers hat somit einen linearen Einfluss auf die Spannung am Netzanschlusspunkt, sodass beim Überschreiten der maximalen Spannung $U_{\max}$ die notwendige Speicherleistung zur Reduzierung der Spannung direkt bestimmt werden kann. Um einen Ladungsausgleich zu ermöglichen erfolgte auch bei diesem Anwendungsfall ein Ausspeichern, sobald eine untere Grenze $U_{\min}$ unterschritten wird. Diese Grenze wurde so bestimmt, dass die notwendige Speicherkapazität minimal wird.

2.2.4 Implementierung der Speichermodelle in den MS-Netzsimulator für ausgewählte Anwendungsfälle in der Mittelspannung

Fraunhofer-Institut für Windenergie- und Energiesystemtechnik

Mit der implementierten Schnittstelle konnten umfangreiche Simulationen eines Mittelspannungsnetzes mit Batteriespeicher für den Anwendungsfall der Spannungshaltung durchgeführt werden. Damit konnte die Bewertung des technischen Einsatzes von Batterien zur Spannungshaltung und Frequenzhaltung (Primäregelleistung) erfolgen.

Spannungshaltung

Zur Analyse des Anwendungsfalls Spannungshaltung wurde ein spannungskritisches Szenario ausgewählt. Hierzu eignet sich das Netz 2 aus Tabelle 4 (aus AP 1) mit einem Durchdringungsgrad gemäß Szenario (1) aus Tabelle 8 (aus AP 1). Das Mittelspannungsnetz wurde in PowerFactory modelliert, wie in Abbildung 20 dargestellt.

Für die Kompensation von Spannungsschwankungen bzw. Flicker z.B. aufgrund von schnellen Laständerungen oder Schalthandlungen im Netz sind hinreichend schnelle Spannungsregelungen erforderlich. Typische Anregelzeiten liegen hier im Bereich von 100 ms. Besondere Wichtigkeit hat die schnelle Begrenzung des lokalen Maximalwertes der Spannung auf den maximal zulässigen Wert des Umrichters durch geeignete Begrenzung der

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

eingespeisten Wirk- bzw. Blindleistung, da es andernfalls zur Schutzabschaltung des Umrichters kommen kann. In Abbildung 20 ist die Spannung als hellblaue Linie dargestellt. Es wurde eine schnelle Spannungsregelung auf Grundlage einer P-U- Kennlinie implementiert.

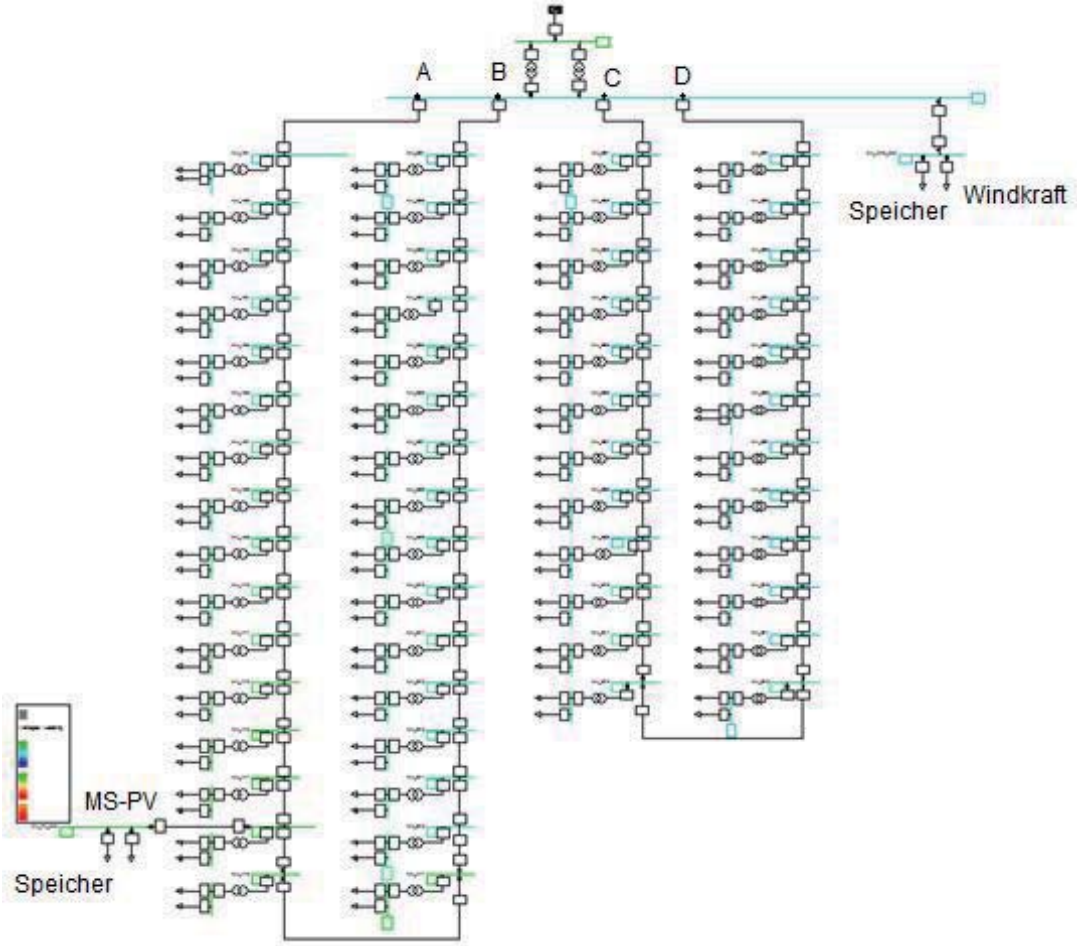


Abbildung 20: MS-Netz 2 aus Tabelle 3 implementiert in Power Factory

Die Struktur des Netzes ist in Abbildung 21 illustriert. Die MS-PV-Anlage ist in diesem Beispiel am Ende des Zweigs (A) platziert (siehe Abbildung 21). Hierdurch entstehen an diesem Netzknoten besonders häufig hohe Spannungswerte. Aus diesem Grund wird der Speicher ebenfalls an diesem Netzknoten angeschlossen. Die Batterie mit PWM-System wurde in Matlab/Simulink modelliert und mithilfe der im Projekt bereits entwickelten DLL-Schnittstelle in das PowerFactory-Netz integriert. Wie in Abbildung 21 gezeigt, wurde für die Validierung der Spannungshaltung die Batterie mit dem MS-PV verbunden.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

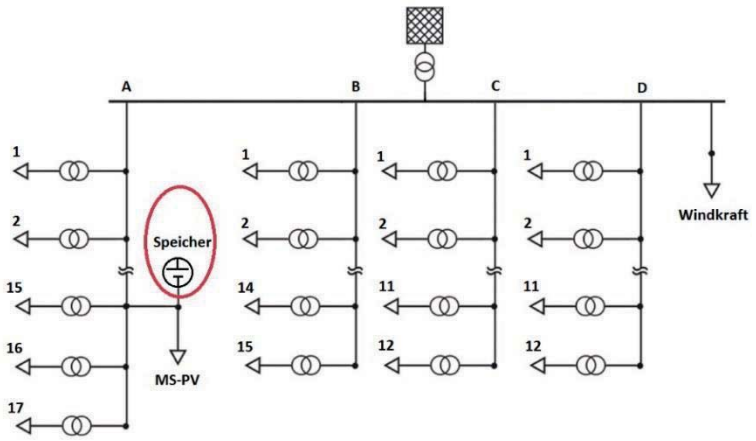


Abbildung 21: MS-Netz 2 aus Tabelle 3 und entsprechende Platzierung der dezentralen Erzeuger sowie des Speichers

Die Abbildung 22 zeigt die typischen Verläufe für einen Tag Simulationsdauer mit 1 Minute Zeitschritt für die Spannungshaltung im Mittelspannungsnetz. Die linken drei Bilder zeigen die Spannungen an verschiedenen Anschlussknoten ohne Unterstützung des Batteriespeichers. Die Bilder auf der rechten Seite zeigen zum Vergleich die veränderten Spannungsverläufe mit Einsatz des IWES 6 MW und 6 MWh Li-Ionen-Batteriesystem aus AP 7.1.3 und AP 7.2.3. Diese Nennleistung und Speicherkapazität wurde nach den Untersuchungen in 1.3.2 bestimmt.

Auf der linken Seite von Abbildung 22 sind die Verläufe ohne, auf der rechten Seite mit Batterieunterstützung dargestellt. In der ersten Reihe der Bilder ist die simulierte Spannung am Knoten zwischen der Batterie und MS-PV gezeigt. Wie wir in dieser Abbildung sehen, ist die Spannung in diesem Punkt unter 0,97 p.u. in der Nacht und erreicht 1,03 p.u. am Tag. Die Spannung wird somit von der PV sehr stark beeinflusst und schwankt über den Tag. Mit Unterstützung der Batterie bleibt die Spannung jedoch im Bereich von 0,99 und 1,02.

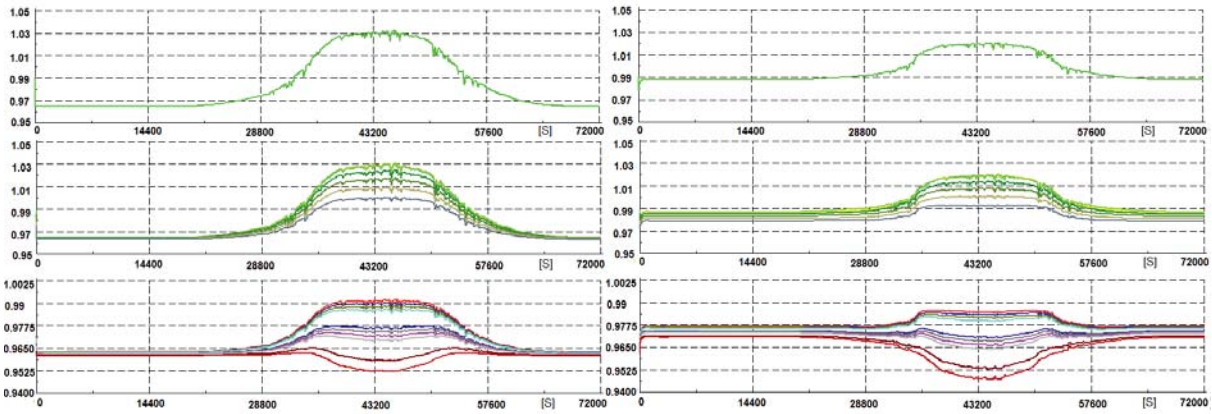


Abbildung 22: Ergebnisse der Spannungshaltung ohne und mit Batterie

Die Linien in der zweiten Reihe sind die Verläufe der simulierten Spannungen in den verschiedenen Knoten 1-17 des Zweigs "A", dem Zweig in dem auch die Batterie verortet ist. Mit Batterie bleiben die Spannungen im Bereich von 0,98 bis 1,02 statt der Schwankungsbreite von 0,96 bis 1,03 ohne Batterie.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Die Linien in der dritten Reihe zeigen die Spannungen in den verschiedenen Knoten 1-15 des Zweigs "B". Weil sie nicht in der Nähe der Batterie sind, ist die Änderung der Spannungsschwankung in diesen Knoten nicht sehr ausgeprägt. Somit kann der Einflussbereich in der Spannungshaltung für dieses Netz mit einer bestimmten Batterie im Simulationstest verifiziert werden.

In Abbildung 23 ist der Ladezustand der Batterie gezeigt. Der Anfangs-SOC ist 0.5. Die maximale Ladeleistung ist auf 3 MW begrenzt, da der andere Teil der Batterieleistung für andere Anwendungen z.B. für Frequenzhaltung reserviert wird.

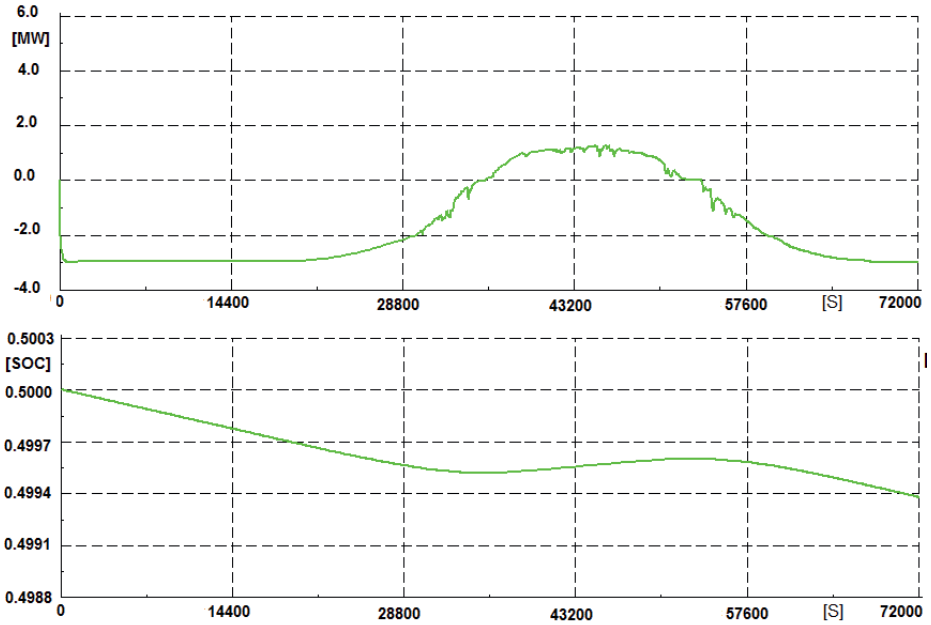


Abbildung 23: Ladezustand der Batterie

Frequenzhaltung (Primärregelleistung)

Abbildung 24 zeigt eine Zeitreihensimulation des Batteriespeichers für den Anwendungsfall Frequenzstützung. Die Regelung des Speichers speist hier eine Wirkleistung abhängig von der Frequenzabweichung vom Nennwert 50 Hz ein und liefert somit einen Beitrag zur Primärregelung. Die schwarze Line zeigt den angenommenen Frequenzverlauf entsprechend einer real gemessenen Zeitreihe. Die grüne Line gibt den dazu gehörigen Verlauf der aufgenommenen bzw. abgegebenen Leistung. Die Batterie hat dieselbe Kapazität wie für den Anwendungsfall der Spannungshaltung. Um die Aufteilung der maximalen Leistung auf die Regelungsziele Spannungshaltung und Frequenzhaltung zu gewährleisten, wurde der Anstieg der P(f)-Kennlinie so gewählt, dass der Wert von 3 MW bei normalen Frequenzschwankungen nicht überschritten wird. Der Parameter-Dialog in Abbildung 24 dient zur Einstellung der Parameter der P(f)-Kennlinie für die Primärregelung sowie der Anfangswerte der Zustandsgrößen der Batterie.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

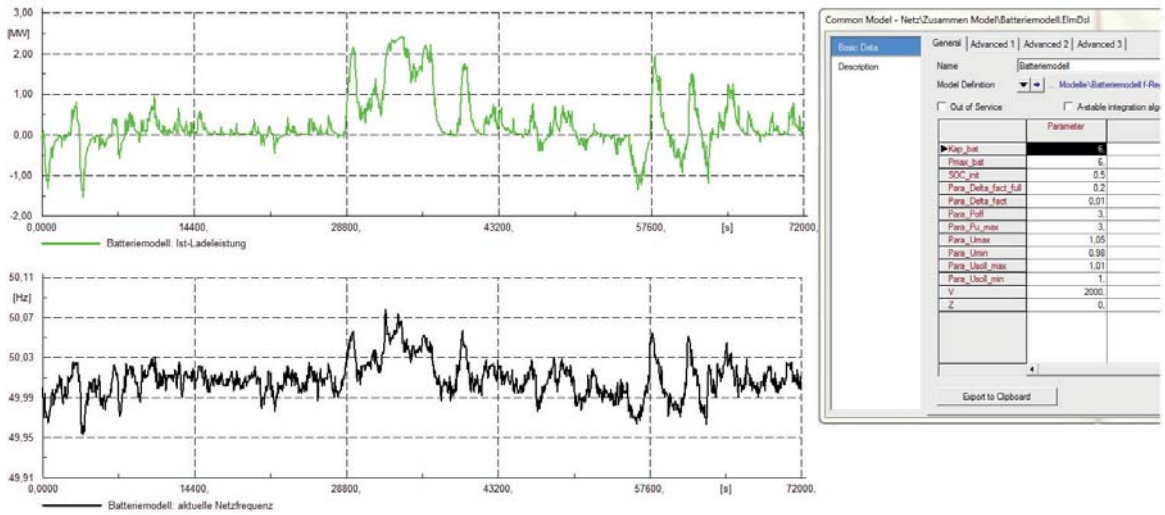


Abbildung 24: Leistung und Ist-Frequenz von Power Factory

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

2.3 Validierung und Netzsimulationen mit Speicher

2.3.1 Niederspannungsebene

Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg

Glättung der Residuallast / Eigenverbrauchsoptimierung

Einen Überblick über die notwendigen Speicheparameter zur Eigenverbrauchsoptimierung je Netztopologie und Szenario gibt Abbildung 25. Das Ziel dieses Anwendungsfalles besteht in der Deckung der elektrischen Last. Somit sind die Speicherparameter direkt von den definierten Kenndaten der Residuallast aus Arbeitspaket 1 abhängig, d. h. das städtische Netz weist den höchsten Speicherbedarf auf. Innerhalb der unterschiedlichen Szenarien zeigt die Entwicklung des Speicherbedarfs dagegen in allen Netztopologien dasselbe Verhalten. Die Speicherkapazität steigt an. Dies liegt darin begründet, dass die PV-Leistung innerhalb der NS-Netze ansteigt und somit die im Laufe des Tages erzeugte Energie ausreicht, um die elektrische Last an Tagen mit einem hohen Energieverbrauch zu decken. Da sich an solchen Tagen ebenso die maximale zu deckende Last erhöht und zudem die Spitzenlast der regenerativen Energien ansteigt, lässt sich in jedem Szenario eine Zunahme der Lade- und Entladeleistung verzeichnen.

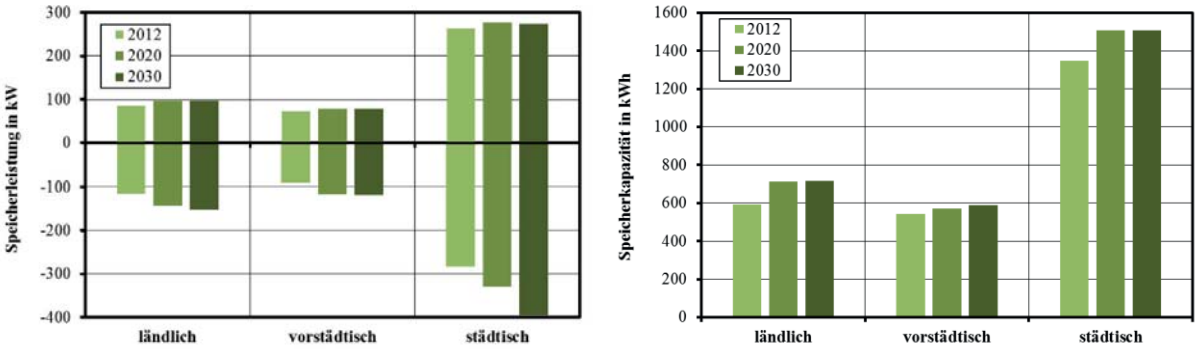


Abbildung 25: Speicherparameter je Netztopologie und Szenario; links: Lade- und Entladeleistung; rechts: Speicherkapazität

Da die Zwischenspeicherung der PV-Einspeisung zu Peak-Zeiten erfolgte, reduziert der Speichereinsatz ebenso die Belastung des elektrischen Netzes. Abbildung 26 zeigt am Beispiel des Szenarios 2030 im ländlichen Netz, dass zwar eine gleichmäßige Entlastung des elektrischen Netzes stattfindet, diese reicht jedoch nicht aus, um ein Überschreiten der maximalen Strombelastung zu verhindern. Somit ist in diesem Fall weiterhin der Einsatz eines gezielt netzdienlich arbeitenden Speichers notwendig. Lediglich im städtischen Netz, das sich zum einen durch sehr geringe Überlastungen gekennzeichnet ist und in dem darüber hinaus aufgrund der hohen elektrischen Last eine starke Reduzierung der Einspeisung notwendig ist, führt der Speichereinsatz zur Eigenverbrauchsoptimierung auch zu einer vollständigen Entlastung des elektrischen Netzes.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

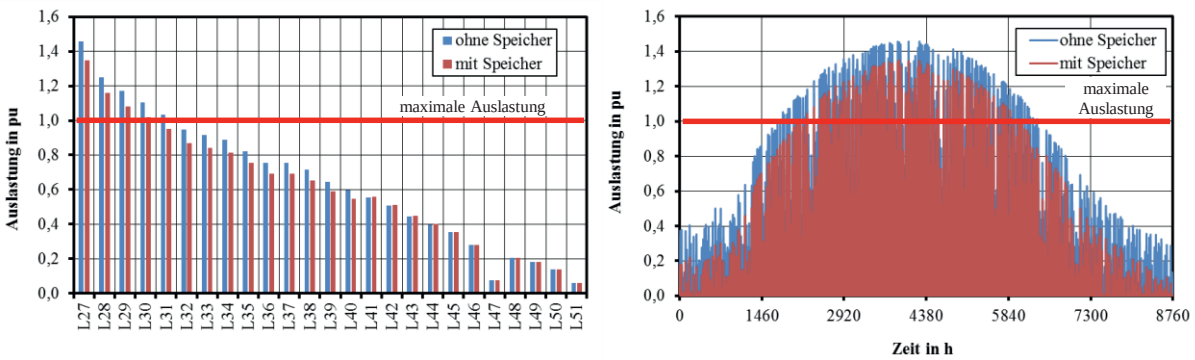


Abbildung 26: Kabelauslastung Szenario 2030 ländlich ohne und mit Speicher; links: maximale Auslastung im Strang 3; rechts: Auslastung des Kabelabschnittes L27

Neben dem netzdienlichen Effekt führt der Einsatz zur Eigenverbrauchsoptimierung auch zu einer Reduzierung der Flautezeiten regenerativer Energien. Abbildung 27 zeigt zum einen die Anzahl der Stunden jedes Tages, die durch regenerative Energien gedeckt werden mit und ohne Speicher (ländliches Netz Szenario 2030) und zum anderen die mittleren Stunden jedes Tages die durch regenerative Energien gedeckt werden. Es zeigt sich eine deutliche Reduzierung der Flautezeiten durch den Einsatz von Batteriespeichern. Vor allem im ländlichen und vorstädtischen Netz kann so ein durchschnittlicher Deckungsbeitrag von nahezu 23 h erreicht werden. Lediglich im Winter reicht die installierte PV-Leistung nicht aus, um die elektrische Last zwischen zwei Einspeisespitzen komplett zu decken. Ebenso im städtischen Netz kann eine deutliche Erhöhung des Deckungsbeitrages verzeichnet werden, aufgrund der deutlich höheren elektrischen Last fällt dieser im Vergleich zu den anderen Netztopologien jedoch am geringsten aus.

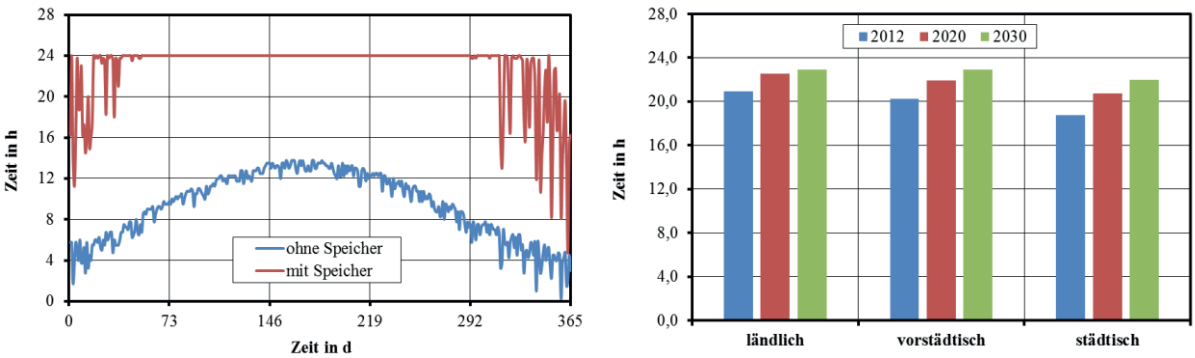


Abbildung 27: Deckungsbeitrag regenerativer Energien; links: tägliche Versorgung durch regenerative Energien mit und ohne Speicher im ländlichen Netz 2030; rechts: mittlere Versorgungsdauer je Netz und Szenario mit Speicher

Einen Grenzfall der Eigenverbrauchsoptimierung stellt die saisonale Speicherung dar. Einen Überblick über die notwendigen Speicherparameter je Netztopologie und Szenario gibt Tabelle 17. Da der Speicher auch hier zur Deckung der elektrischen Last verwendet wird, erhöht sich der Speicherbedarf zum städtischen Netz hin deutlich. Neben der Netztopologie als solches, beeinflussen ebenso die betrachteten Szenarien den Speicherbedarf. Da innerhalb der Szenarien die elektrische Last konstant bleibt, ändert sich auch die

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Entladeleistung nicht. Im Gegensatz dazu erhöht sich mit dem Anteil regenerativer Energien die maximale Ladeleistung, da ebenso die maximale Einspeisespitze ansteigt. Da durch den PV-Ausbau bereits der Lastdeckungsbeitrag durch regenerative Energien steigt, sinkt die notwendige Speicherkapazität deutlich. Unabhängig von dem betrachteten Netz und Szenario kann jedoch zusammengefasst werden, dass eine saisonale Speicherung enorme Speicherkapazitäten benötigt und somit elektrochemische Batteriespeicher für diesen Anwendungsfall nicht geeignet sind.

Tabelle 17: Speicherparameter der Saisonalen Speicher

Netztopologie	*Szenario*	*Entladeleistung in kW*	*Ladeleistung in kW*	*Speicherkapazität in GWh*
ländlich	2012	74	276	42,9
	2020	74	319	24,3
	2030	74	345	18,2
vorstädtisch	2012	50	194	33,1
	2020	50	236	20,3
	2030	50	239	12,1
städtisch	2012	170	479	160,1
	2020	170	660	115,1
	2030	170	712	87,1

Vermeidung von Netzüberlastungen

Die Simulationsergebnisse in Abbildung 28 zeigen, am Beispiel des 3. Stranges im Szenario ländlich 2030, dass elektrochemische Energiespeicher dazu in der Lage sind, das elektrische Netz zuverlässig zu entlasten. Hierzu erfolgte die Installation eines einzelnen zentralen Energiespeichers hinter dem letzten überlasteten Kabelabschnitt, d. h. in diesem Beispiel an Knoten K31. Zur vollständigen Entlastung dieses Netzstranges ist eine Speicherkapazität von ca. 400 kWh bei einer Leistung von ca. 90 kW notwendig.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

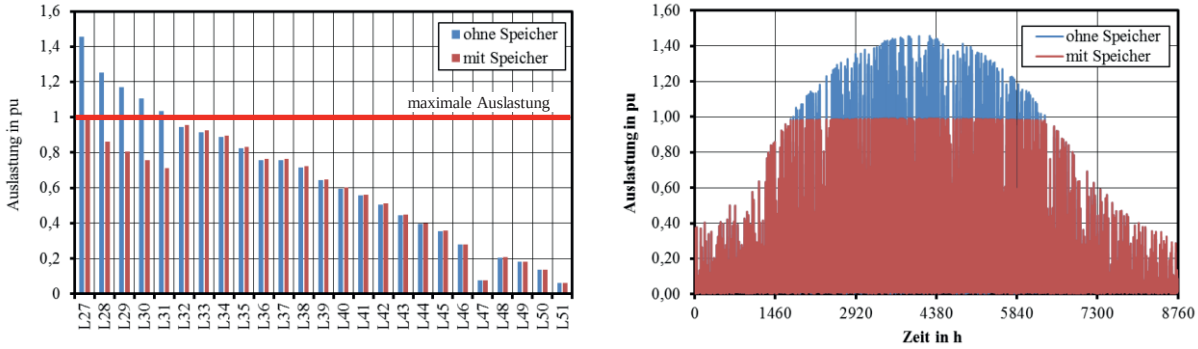


Abbildung 28: Kabelauslastung Szenario 2030 ländlich ohne und mit Speicher; links: maximale Auslastung im Strang 3; rechts: Auslastung des Kabelabschnittes L27

Ein Vergleich der unterschiedlichen NS-Netzstrukturen in Tabelle 18 bestätigt noch einmal die Auswirkungen der unterschiedlichen PV-Durchdringungsgrade innerhalb der einzelnen NS-Netzstrukturen. Vor allem das ländliche NS-Netz zeichnet sich durch einen sehr hohen Speicherbedarf aus und lediglich in dieser Spannungsebene ist zusätzlich zu der Entlastung einzelner Netzstränge ebenso eine Entlastung des MS/NS-Transformators notwendig. In Abhängigkeit von der installierten PV-Leistung, ergibt sich der folgende Speicherbedarf je Netztopologie:

- ländlich: P_{Sp} = 0,27 kW/kWp; E_{Sp} = 0,96 kWh/kWp
- vorstädtisch: P_{Sp} = 0,07 kW/kWp; E_{Sp} = 0,17 kWh/kWp
- städtisch: P_{Sp} = 0,02 kW/kWp; E_{Sp} = 0,01 kWh/kWp

Die Unterschiede innerhalb der verschiedenen Netzstrukturen ergeben sich durch die unterschiedliche Lastdurchdringung und die verwendeten Leitungsquerschnitte.

Tabelle 18: Speicherbedarf je Netz und Szenario

Netz		***ländlich***		***vorstädtisch***		***städtisch***	
Jahr		***2020***	***2030***	***2020***	***2030***	***2020***	***2030***
Strang 1	P in kW	25	49	0	0	0	0
	E in kWh	64	184	0	0	0	0
Strang 2	P in kW	0	0	0	11	0	0
	E in kWh	0	0	0	9	0	0
Strang 3	P in kW	39	86	13	26	0	12
	E in kWh	128	395	22	79	0	9
Strang 4	P in kW	0	0	0	0	0	0
	E in kWh	0	0	0	0	0	0

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Strang 5	*P in kW*	-	-	-	-	*0*	*7*
	E in kWh	-	-	-	-	0	2
Trafo	P in kW	35	63	0	0	0	0
	E in kWh	63	137	0	0	0	0
Gesamt	P in kW	99	198	13	37	0	19
	E in kWh	225	716	22	88	0	11

Zusätzlich zu den bereits betrachteten Simulationen mit einer zeitlichen Auflösung von 15 min, wurde der Einsatz zur Betriebsmittelentlastung auch anhand von Sekundensimulationen gespiegelt (siehe Tabelle 19). Es zeigt sich, dass der Speicherbedarf unter Anwendung dieser Zeitreihen deutlich sinkt. Zum einen ergeben sich unter Verwendung der Sekundenzeitreihen abweichende maximale Lade- und Entladeleistungen. Ursache hierfür sind unterschiedliche Kombinationen aus elektrischer Last und Erzeugung aus regenerativen Energien, die in einer neuen Residuallast und somit einer geringeren maximalen Speicherleistung resultieren. Einen sehr viel größeren Einfluss hat der Einsatz der Sekundenzeitreihen jedoch auf die notwendige Speicherkapazität, die deutlich sinkt. Dies liegt darin begründet, dass die PV-Zeitreihen der Beispielanlage – vor allem aufgrund kurzzeitiger Bewölkung – sehr viel volatiler sind, sodass sich die Speicher bereits im Laufe eines Tages entladen können. Vor allem die Verwendung derselben anlagenspezifischen PV-Kennlinie an alle Anlagen führt hierbei zu einer Unterschätzung der tatsächlichen PV-Einspeisung und somit auch des Speicherbedarfs. In realen Netzen liegt der Speicherbedarf somit zwischen den Ergebnissen der Sekunden- und 15 Minuten-Simulationen.

Tabelle 19: Speicherbedarf je Netz und Szenario (Sekundensimulation)

Netztopologie	***Szenario***	***Ladeleistung in kW***	***Entladeleistung in kW***	***Kapazität in kWh***
ländlich	2020	40	40	10
	2030	113	94	58
vorstädtisch	2020	0	0	0
	2030	4	6	1
städtisch	2020	0	0	0
	2030	0	0	0

Spannungshaltung

Die Analysen in Arbeitspaket 1 haben bereits gezeigt, dass bei einer alleinigen Simulation der NS-Netze keine Spannungsbandverletzungen auftreten. Daher erfolgte im Rahmen der Arbeitspakete 1 und 2 eine zeitreihenbasierte Kopplung zwischen der Nieder- und

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Mittelspannungsebene, um die fluktuierende Spannung an der MS/NS-Übergabestelle abbilden zu können. Die Auswirkungen auf den daraus resultierenden Speicherbedarf in der NS-Ebene sind in Abbildung 29 dargestellt. Eine Erhöhung der aus der MS-Ebene übergebenen Spannung resultiert somit in einer deutlichen Erhöhung des Speicherbedarfs. Vor allem im Szenario 2030 führen bereits geringe Abweichungen von der Netznennspannung zu Spannungsbandverletzungen in vereinzelten Netzausläufern.

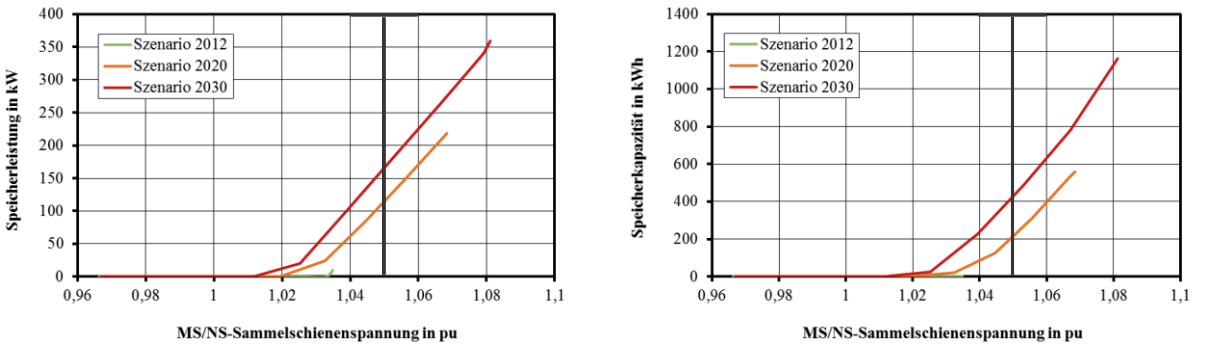


Abbildung 29: Speicherbedarf im ländlichen Netz in Abhängigkeit von der übergebenen MS/NS Sammelschienenspannung

Für den Netzbetrieb von besonderer Bedeutung ist eine Spannung von 1,05 pu an der MS/NS-Übergabestelle, da diese Spannung den üblichen Planungsrichtwerten für MS-Netze entspricht [54]. Daher gibt Tabelle 20 einen Überblick über den Speicherbedarf je Netztopologie bei einer Spannung von 1,05 pu an der Übergabstelle. Da dieser Spannungswert im Szenario 2012 nicht erreicht wird, erfolgt der Vergleich nur für die Szenarien 2020 und 2030. Die Ergebnisse für die einzelnen Netztopologien ähneln dem Anwendungsfall „Vermeidung von Netzüberlastungen“, d. h. im ländlichen Netz ergibt sich der maximale Speicherbedarf und im städtischen Netz ist dieser minimal. Betrachtet man das Verhältnis aus Kapazitäts- und Leistungsbedarf, zeigt sich, dass im städtischen Netz Spannungsbandverletzungen nur bei der maximalen Erzeugungsspitze auftreten, sodass diese in beiden Szenarien unter einer Stunde liegt. Im ländlichen Netz wird das maximale Spannungsbandniveau bereits bei geringeren Einspeisungen überschritten, sodass die maximale Einspeicherdauer hier bei ca. 2,6 h liegt.

Tabelle 20: Speicherbedarf je Netztopologie und Szenario bei einer MS/NS-Sammelschienenspannung von 1,05 pu

Netztopologie	***ländlich***		***vorstädtisch***		***städtisch***	
Szenario	2020	2030	2020	2030	2020	2030
Speicherleistung in kW	115	166	42	78	9	22
Speicherkapazität in kWh	218	430	88	180	3	20

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Wirtschaftlicher Vergleich mit Konkurrenzlösungen

Bereits die vorherige Anwendungsfallanalyse hat gezeigt, dass elektrochemische Energiespeicher ein breites Anwendungsfeld besitzen und das elektrische Netz aus technischer Sicht effektiv entlasten können. Innerhalb des elektrischen Netzes als Gesamtsystem ergeben sich jedoch weitere Möglichkeiten zur Stützung des elektrischen Netzes und zur effektiven Integration regenerativer Energien (siehe Arbeitspaket 3), sodass der Einsatz elektrochemischer Energiespeicher immer in Konkurrenz zu diesen betrachtet werden muss. Dieser Vergleich erfolgt anhand des Anwendungsfalles „Vermeidung von Netzüberlastungen“ für den sich im Niederspannungsnetz die folgenden alternativen Lösungen ergeben:

- Netzausbau (Transformator, Kabeltrassen)
- Abregelung der Einspeisung aus regenerativen Energien

Der Vergleich aller betrachteten Maßnahmen erfolgte auf Basis der annuitätischen Kosten für das Jahr 2030. Der Energiespeicher wurde somit mit den in Tabelle 18 angegebenen Leistungs- und Kapazitätswerten parametriert.

Um alle Maßnahmen miteinander vergleichen zu können wurden die annuitätischen Kosten jeder Annahme für die sich ergebende Netzbelastung im Szenario 2030 berechnet. Für die Abschaltung regenerativer Energien wurden die Stromgestehungskosten angesetzt. Darüber hinaus wurden nur das ländliche und vorstädtische Netz berücksichtigt, da sich im städtischen Netz keine relevanten Überlastungen feststellen lassen.

Einen Überblick über die jeweiligen Kosten je Konzept gibt Abbildung 30.

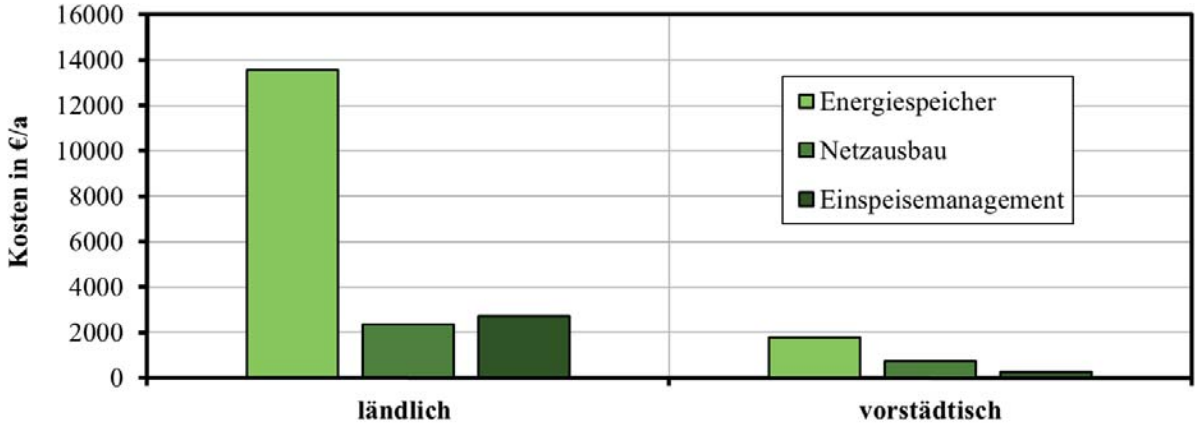


Abbildung 30: Kostenvergleich zwischen Energiespeicher und alternativen Maßnahmen zur Entlastung des elektrischen Netzes

Es zeigt sich deutlich, dass Energiespeicher die unwirtschaftlichste Lösung darstellen. Vor allem in Netzen mit einem sehr hohen Anteil regenerativer Energien – hier dem ländlichen Netz – ergibt sich ein enormer Kapazitätsbedarf. In diesen Netzen ist der Netzausbau die günstigste Alternative.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

2.3.2 Mittelspannungsebene

Fraunhofer-Institut für Windenergie- und Energiesystemtechnik

Im Folgenden werden die Simulation und die Ergebnisse unter Einbindung einer Speicherkennlinie der untersuchten Anwendungsfälle beschrieben.

Anwendungsfall: Spannungshaltung

Die Anforderung dieses Anwendungsfalls liegt darin, die Einhaltung der Spannungskriterien innerhalb des Netzabschnitts entsprechend eines sicheren, stabilen Netzbetriebs zu gewährleisten. Dieser Bereich orientiert sich für das hier untersuchte Beispiel mit 0,94 – 1,05 p.u. an üblichen Planungsrichtwerten für MS-Netze [1], [56], [57], welche sich abhängig vom Netzbetreiber unterscheiden können. Der Speicher soll dabei so betrieben werden, dass eine höhere Durchdringung von dezentralen, erneuerbaren Energie durch eine verbesserte Ausnutzung des erlaubten Spannungsbandes gewährleistet wird. Dadurch kann der Netzausbaubedarf ggf. eingeschränkt werden. Zusätzlich sollen eventuell anfallende Verluste durch Abregelung der PV- und Windkraftanlagen reduziert werden.

Regelung Spannungshaltung

Um die Spannungshaltung mittels eines Speichers zu realisieren, wird eine kennlinienbasierte Wirkleistungsregelung eingeführt. Der Speicher wird dabei entsprechend der Spannung an seinem Netzanschlusspunkt (NAP) U_{NAP} und seines Ladezustandes *SOC* ge- oder entladen [58], wie in Abbildung 31 dargestellt. Auf eine mögliche Blindleistungsbereitstellung durch den Speicher wird zunächst verzichtet.

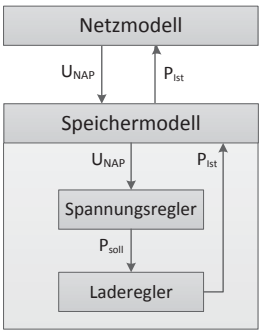


Abbildung 31: Schematische Darstellung der Interaktion zwischen Netz und Speicher (inkl. Spannungs- und Laderegler)

Der Spannungsregler definiert den Sollwert der Leistungsausgabe des Speichers P_{soll}. Dieser wird in Abhängigkeit der Netzspannung entsprechend der in Abbildung 32 dargestellten Kennlinie bestimmt. Die Kennlinie verfolgt dabei das Ziel, entsprechend der jeweiligen Netzsituation spannungssenkend oder -erhöhend zu wirken bzw. Ausgleichsladungen durchzuführen.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

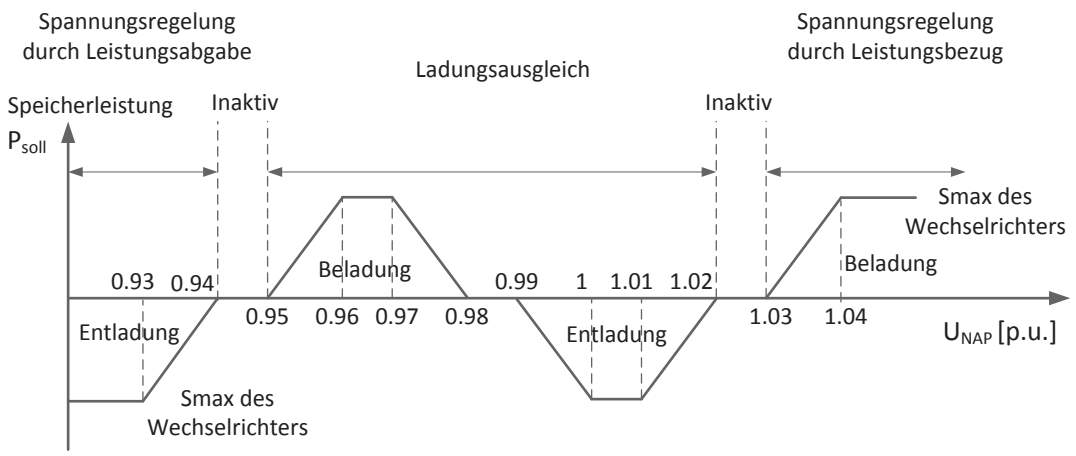


Abbildung 32: Kennlinie des Spannungsreglers

Die einzelnen Spannungsgrenzen werden dabei mittels einer, im folgenden Abschnitt erläuterten, Sensitivitätsanalyse bestimmt.

Durch den Laderegler wird P_{soll} in Abhängigkeit des aktuellen *SOC* bestimmt. Die Betriebsführung des Speichers entspricht dann folgender Logik:

Speicherentladung:

$$P_{\text{Ist}} = P_{\text{soll}} \text{ für } P_{\text{soll}} < 0 \text{ und } SOC > SOC_{\text{min}} \tag{2}$$

Speicherladung:

$$P_{\text{Ist}} = P_{\text{soll}} \text{ für } P_{\text{soll}} > 0 \text{ und } SOC < SOC_{\text{max}} \tag{3}$$

Sonst:

$$P_{\text{Ist}} = 0 \tag{4}$$

Das Speichermodell dient zur Berechnung des aktuellen SOC. Der minimale SOC (SOC_{min}) ist hier 0 % und SOC_{max} entspricht 100 % der Speicherkapazität. Für eine technologieoffene Potenzialabschätzung wird auf die Betrachtung von Lade- und Entladeverlusten, Selbstentladungen und Alterung zunächst verzichtet.

Methodik und Annahmen zur Fallstudie Spannungshaltung

Zur Analyse des Anwendungsfalls Spannungshaltung wird ein spannungskritisches Szenario ausgewählt. Hierzu eignet sich Netz 2 Tabelle 4 (aus AP 1) mit einem Durchdringungsgrad gemäß Szenario (1) Tabelle 8 (aus AP 1). Als Ausbaustufe wurde zunächst das Referenzszenario Tabelle 3 (aus AP 1) gewählt.

Die MS-PV-Anlage ist in diesem Beispiel fast am Ende des Zweigs (A) platziert (siehe Abbildung 33). Hierdurch entstehen an diesem Netzknoten besonders häufig hohe

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Spannungswerte. Aus diesem Grund wird der Speicher ebenfalls an diesem Netzknoten angeschlossen.

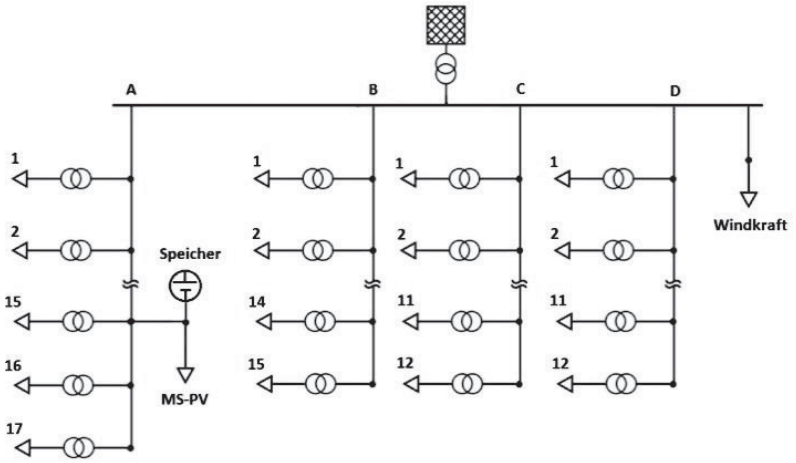


Abbildung 33: MS-Netz 2 aus Tabelle 7 und entsprechende Platzierung der dezentralen Erzeuger sowie des Speichers

Um den Einfluss der Spannungsgrenzen der Kennlinie des Spannungsreglers zu untersuchen, werden vier verschiedene Kennlinien simuliert. Dazu werden die in Abbildung 32 dargestellten Parameter gemäß Tabelle 21 verschoben.

Tabelle 21: Änderung der Kennlinie des Spannungsreglers

	Kennlinie			
	Ref	Var1	Var2	Var3
Verschiebung der Spannungsgrenzen [p.u.]	0	-0,01	0,01	0,02

Hier liegt der Fokus auf der Bestimmung der Speicherleistung und -kapazität in Abhängigkeit der jeweiligen Kennlinie entsprechend folgender Kriterien: Minimierung der kritischen Spannungswerte, minimale Speicherleistung und -kapazität sowie Reduzierung der Netzverluste.

Die Kapazität wird dabei zunächst sehr groß gewählt, in diesem Beispiel 100 MWh. Die Lade- und Entladeleistung des Speichers wird auf 1 bzw. 2 MW festgesetzt. Ziel ist hierbei, die nötige Kapazität und Leistung rückwirkend für jede Kennlinienvariante zu bestimmen.

Simulationsergebnisse

Die Analyse ist folgendermaßen aufgebaut: Zuerst wird die Betriebsführung beispielhaft dargestellt und anschließend der Einfluss der Kennlinien auf die Spannung, die Dimensionierung und die Netzverluste analysiert.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Wirkungsweise der Spannungshaltung

Abbildung 34 zeigt beispielhaft für eine Sommerwoche die Wirkung der Spannungshaltung mit der Referenzkennlinie.

Die Spannung am kritischen Netzknoten kann dabei um ca. 0,01 p.u. im Vergleich zum Fall ohne Speicher gesenkt werden. Während die Leistung hierbei sowohl für Ladung als auch für Entladung mit 1 MW maximal ausgenutzt wird, wird nur ein Bruchteil der Speicherkapazität benötigt. Für diese Beispielwoche würde dementsprechend eine Kapazität von ca. 5 MWh ausreichen, da der maximal erreichte SOC bei 5 % liegt.

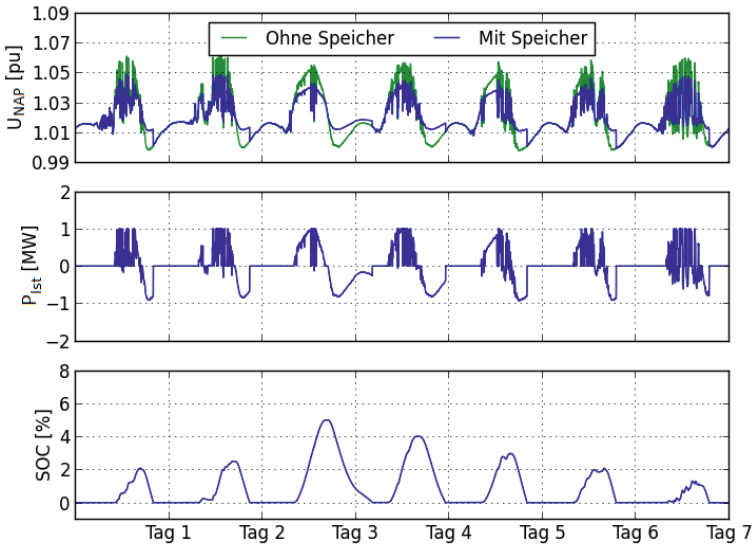


Abbildung 34: Speicherbetrieb für eine exemplarische Sommerwoche; Kennlinie: Ref, Speicherauslegung: 1 MW/ 100 MWh

Um die Auswirkung der Speichernennleistung auf die Spannung zu analysieren, werden in Abbildung 35 die Ergebnisse für dieselbe Beispielwoche mit einer Auslegung auf 2 MW dargestellt.

Es zeigt sich, dass in diesem Beispiel die Spannung um 0,02 p.u. gegenüber dem Fall ohne Speicher abgesenkt werden kann, also um 0,01 p.u. mehr als bei einer Speicherauslegung auf 1 MW. Die maximal mögliche Lade-leistung von 2 MW wird jedoch nicht ausgenutzt. Hier ist lediglich eine maximale Leistung von 1,8 MW nötig, da durch den Leistungsbezug des Speichers die Spannungsgrenze der Reglerkennlinie von bei 1,04 p.u. (vgl. Abbildung 32) nicht erreicht wird. Allerdings ist auch ein Einfluss auf die benötigte Kapazität sichtbar; diese steigt in der Beispielwoche auf etwa 6,5 MWh (maximal erreichter SOC von ca. 6,5 %). Durch die höhere maximale Ladeleistung des Speichers ist die in der gleichen Zeitspanne eingespeicherte Energie größer.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

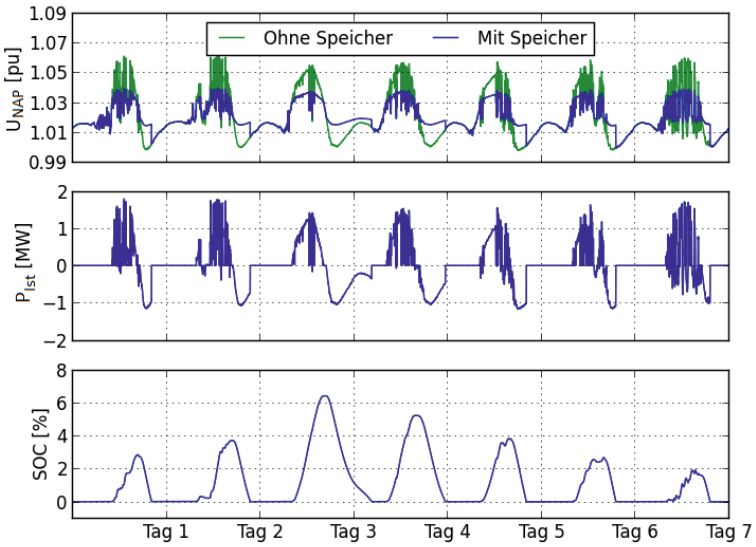


Abbildung 35: Speicherbetrieb für eine exemplarische Sommerwoche; Kennlinie: Ref, Speicherauslegung: 2 MW/ 100 MWh

Ergebnisse der Spannungshaltung

Zur Analyse des Einflusses der Kennlinienvariationen auf die Spannung werden in Abbildung 36 die Spannungswerte der Jahressimulation mit verschiedenen Kennlinien sowie ohne Speicher verglichen.

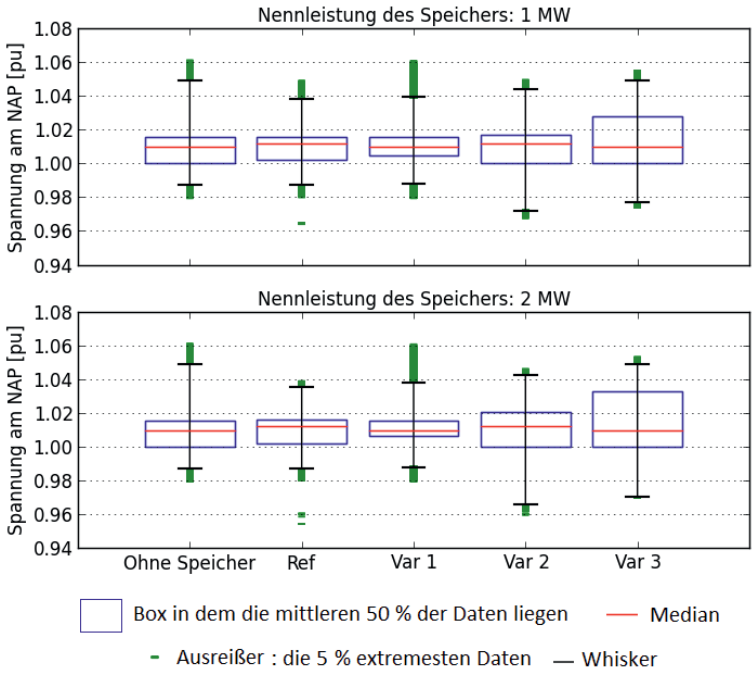


Abbildung 36: Verteilung der Spannungswerte am NAP des Speichers für verschiedene Kennlinienvarianten; Speicherauslegung: 1 MW (oben) und 2 MW (unten), 100 MWh

Es zeigt sich, dass insbesondere die Referenzkennlinie den maximalen Spannungswert gegenüber dem Fall ohne Speicher absenken kann. Obwohl die maximale Spannungsgrenze des Spannungsreglers mit Var1 (1,03 p.u.) niedriger ist als die der Referenzkennlinie

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

(1,04 p.u.), ist die im Jahresverlauf maximal erreichte Spannung mit Kennlinie Var1 höher. Durch die bei niedrigeren Spannungswerten startende Beladung mit Var1 ist der Speicher bereits früher vollständig geladen, so dass er nicht in jedem Fall freie Speicherkapazität zur weiteren Spannungsreduzierung aufweist.

Das untere Spannungsband kann für die Kennlinie Ref bis auf wenige Ausreißer stabil gehalten werden. Die einzelnen stark nach unten abweichenden Werte sind auf Konvergenzprobleme der Regelung in der Simulation zurückzuführen. Diese können jedoch durch weitere Anpassungen im unteren Bereich der Reglerkennlinie behoben werden. Auch die Kennlinien Var2 und Var3 reduzieren den maximalen Spannungswert gegenüber dem Fall ohne Speicher. Allerdings wird hier im Gegenzug auch der minimale Spannungswert weiter herab gesetzt.

Der Vergleich der beiden Leistungsauslegungen zeigt, dass die 2 MW-Variante insgesamt zu einem leicht engeren Spannungsband führt, da auch Ausreißer reduziert werden können.

Ergebnisse der Leistungsausnutzung

Abbildung 37 zeigt die nötige Leistung zur Erreichung der Spannungsreduzierung in Abhängigkeit der Kennlinie.

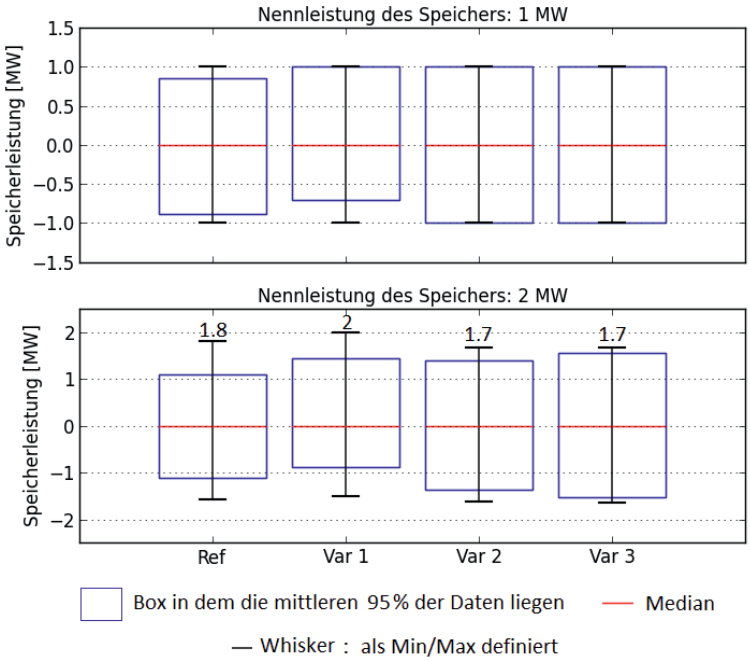


Abbildung 37: Lade- und Entladeleistung des Speichers für verschiedene Kennlinienvarianten; Speicherauslegung: 1 MW und 2 MW, 100 MWh

Die Ergebnisse zeigen, dass die Nennleistung von 1 MW bei allen Kennlinien erreicht wird, so dass die Auslegung auf 1 MW in diesem Anwendungsszenario unterdimensioniert erscheint. Bei einer Nennleistung von 2 MW hingegen wird die maximale Leistung mit den Kennlinien Ref, Var2 und Var3 nicht mehr erreicht. Hier ist die Nennleistung für die angestrebte Spannungsreduzierung ausreichend.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Bezogen auf die installierte Leistung Erneuerbarer Energie (EE) ist für die Kennlinie Ref eine Speicherleistung von etwa 0,1 kW/kWp notwendig. Des Weiteren zeigt sich, dass die nötige Leistung für den Referenzfall auf 1,1 MW reduziert werden könnte, wenn der Speicher nur auf den Anwendungsbereich des 95 %-Quantils ausgelegt würde. Die maximal benötigte Leistung ist jedoch abhängig von der Spannungserhöhung, die durch das jeweilige Netz und das jeweilige Zubauszenario beeinflusst wird. Auffällig ist, dass sich der Speicher zu einem Großteil der Zeit im Leerlauf befindet, das heißt weder geladen noch entladen wird (siehe Tabelle 22). In dieser Zeit und in weiteren Phasen geringer Auslastung kann der Speicher andere Dienstleistungen anbieten und für weitere Anwendungsfälle genutzt werden. Vor allem mit den Kennlinien Ref und Var2 ist der Speicher häufig untätig; es wird hier im Vergleich zu den Kennlinien Var1 und Var3 häufige Be- und Entladung vermieden.

Tabelle 22: Prozentualer Zeitanteil des Speichers im Leerlauf, P_{ist} = 0

	Kennlinie			
Speichernennleistung	Var1	Ref	Var2	Var3
1 MW	58 %	75 %	77 %	52 %
2 MW	59 %	75 %	77 %	53 %

Ergebnisse der Kapazitätsausnutzung

Abbildung 38 stellt die Verteilung der Ladezustände über den Simulationszeitraum bei einer Speichernennleistung von 1 MW und 2 MW dar. Die Ergebnisse zeigen, dass die Kennlinien Var1 und Var3 nicht zu einer ausreichenden Entladung des Speichers führen, so dass sich der Ladezustand über das Jahr bis auf 100 % der Kapazität (100 MWh) aufsummiert. Das liegt daran, dass bei Var1 der Speicher zur Spannungsreduzierung häufig beladen wird und selten in den Bereich des Ladungsausgleichs kommt, da die maximale Spannungsgrenze von Var1 niedrig ist.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

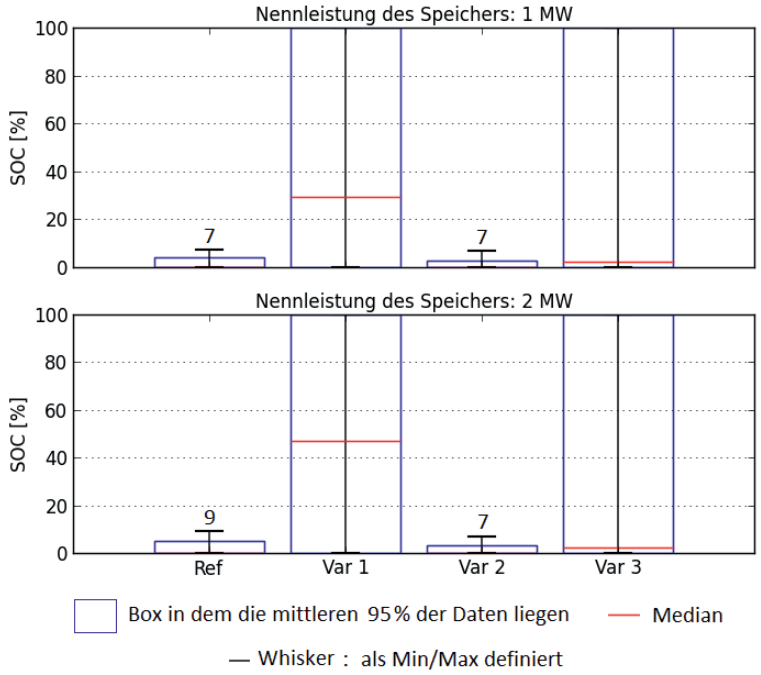


Abbildung 38: Ladezustand für verschiedene Kennlinienvarianten; Speicherauslegung: 1 MW und 2 MW, 100 MWh

Im Gegensatz dazu hat Var 3 hohe Spannungsgrenzen, wodurch der Speicher innerhalb des Bereichs für den Ladungsausgleichs unnötig beladen wird. Reduziert man die Kapazität des Speichers, wird die Spannungshaltung mit Var1 und Var3 weiter eingeschränkt, da der Speicher entsprechend früher vollständig be- oder entladen ist und so auf Spannungsüberschreitungen nicht mehr reagieren kann. Die Kennlinien Ref und Var2 hingegen benötigen weniger als 10 % der Kapazität. Für das 95 %-Quantil des Ladezustands werden dabei sogar nur ca. 5 % der Kapazität benötigt. Entsprechend muss der Speicher hier auf ca. 5 MWh bzw. 10 MWh nutzbare Kapazität ausgelegt werden. Bezogen auf die installierte EE-Leistung ist eine Speicherkapazität von etwa 0,53 kWh/kWp notwendig.

Ergebnisse der Netzverluste

Durch Speicherbeladung während Zeiten hoher Einstrahlung können hohe Ströme vermieden und somit die Netzverluste gesenkt werden. Allerdings kann eine zu starke Absenkung der Spannung auch die Verluste erhöhen. In diesem Beispiel zeigen sich in Abhängigkeit der jeweiligen Kennlinie leicht niedrigere oder höhere Verluste gegenüber dem Fall ohne Speicher (Tabelle 23). Generell lässt sich hier also kein signifikanter Vorteil durch den Einsatz des Speichers erzielen. In dieser Untersuchung wurden zudem die auftretenden Speicherverluste nicht berücksichtigt. Eine vereinfachte Abschätzung der Verluste mit 10 % des Speicherenergieumsatzes ergibt jedoch deutlich höhere Speicherverluste als die erreichte Reduzierung der Netzverluste mit Kennlinie Ref oder Var 1.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Tabelle 23: Veränderung der Netzverluste im Vergleich zum Fall ohne Speicher

	Kennlinie			
Speichernennleistung	Ref	Var1	Var2	Var3
1 MW	-3 %	-4 %	+1 %	+7 %
2 MW	-3 %	-5 %	+2 %	+12 %

Bewertung Spannungshaltung

Insgesamt weist der Speichereinsatz ein hohes Potential zur Spannungshaltung auf, sofern die Kennlinie angemessen für ein Netz parametrisiert wird. Außerdem kann die erforderliche Kapazität und Dimensionierung des Speichers durch die geeignete Auslegung der Kennlinie minimiert oder freie Speicherkapazitäten für weitere Dienstleistungen zur Verfügung gestellt werden. Allerdings ist der Speichereinsatz nur eine von vielen Möglichkeiten zur Spannungshaltung. Alternativen sind z.B. der konventionelle Netzausbau sowie die Blindleistungsbereitstellung durch Kompensatoren und EE-Anlagen. Der Einsatz von Speichern allein zur Stabilisierung der Spannung ist derzeit kein wirtschaftliches Geschäftsmodell, da hiermit aktuell keine Erlöse generiert werden können und da die Speicherkosten sehr hoch liegen. Nur in Kombination mit weiteren Dienstleistungen oder als Zusatzleistung kann es folglich ein wirtschaftlicher Anwendungsfall sein.

Anwendungsfall: Ausgleich fluktuierender Erzeugung

Dieser Anwendungsfall soll eine Glättung der Residuallast des MS-Netzes erzielen bzw. die Leistungsgradienten gegenüber dem überlagerten Netz reduzieren. Die Ergebnisse zeigen, welche Dimensionierung der Speicher für die Szenarien notwendig wäre und welcher Nutzen bezüglich der Gradientenreduzierung und der Reduzierung der Maximallast erreicht werden kann.

Regelung: Ausgleich fluktuierender Erzeugung

Um die Ziel- bzw. Sollwerte P_{soll} für den Leistungsausgleich durch Speichereinsatz zu bestimmen, werden verschiedene laufende Mittelwerte des Leistungsflusses am Umspannwerk (UW) P_{UW} berechnet. In der realen Umsetzung würde dies den Einsatz einer perfekten Prognose des Leistungsflusses bedingen, da auch zukünftige Werte in die Mittelwertbildung einbezogen werden. Diese Form der Regelung ermöglicht neben der Glättung des Leistungsflusses auch eine Reduzierung der Leistungsspitzen. Zwar gleichen sich die Leistungsflüsse regional verteilter MS-Netze im überlagerten Netz bereits zu einem gewissen Grad aus, eine zusätzliche Glättung auf der Mittelspannungsebene kann diesen Effekt jedoch vor allem bei Mittelung über einen längeren Zeitraum verstärken.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Für alle Zeitschritte t mit $n_{\text{delay}} < t \leq t_{\max} - n_{\text{delay}}$ gilt:

$$P_{\text{soll}}(t) = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=0}^{n-1} P_{\text{UW}}(t + n_{\text{delay}} - i) \tag{5}$$

Mit $n = T_{\text{m}}/\text{d}t$: Anzahl Zeitschritte für Mittelwertbildung
T_{m}: Zeitfenster für Mittelwertbildung
$\text{d}t$: Schrittweite der Simulation

$$n_{delay} = \lceil (n-1)/2 \rceil \tag{6}$$

Die Werte für die Randbereiche am Anfang ($t \leq n_{\text{delay}}$) und Ende ($t > t_{\max} - n_{\text{delay}}$)des Jahres werden extrapoliert.

Für das Zeitfenster T_{m} werden verschiedene Werte angenommen, um Szenarien für einen unterschiedlich starken Leistungsausgleich zu untersuchen (Abbildung 39):

- 10-Minuten-Mittelwert (10MinMean)
- 60-Minuten-Mittelwert (60MinMean)
- 3-Stunden-Mittelwert (3StdMean)
- 12-Stunden-Mittelwert (12StdMean)
- 24-Stunden-Mittelwert (24StdMean)

Diese verschiedenen Varianten wurden gewählt, um die jeweiligen Auswirkungen auf die Reduzierung der Gradienten und Leistungsspitzen sowie auf die notwendige Speicherkapazität und -leistung vergleichen zu können.

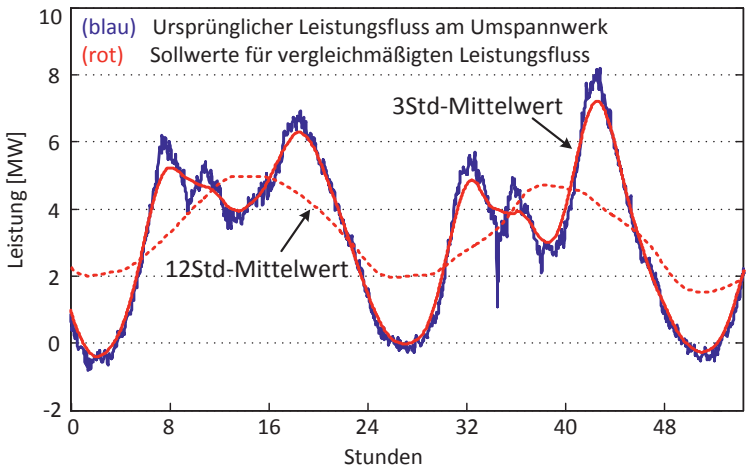


Abbildung 39: Beispielhafte Darstellung des ursprünglichen Leistungsflusses gegenüber Sollwerten (3Std-Mittelwert und 12Std-Mittelwert), Zeitausschnitt ca. 2 Tage

Die Differenz zwischen dem ursprünglichen UW-Leistungsfluss P_{UW} und dem Zielwert P_{soll} soll mit Hilfe eines Speichers ausgeglichen werden. Mittels Jahressimulationen werden die

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

sich daraus ergebenden Anforderungen insbesondere hinsichtlich Speicherkapazität und Leistung ermittelt. Es werden gezielt keine Annahmen für die Speicher (z.B. bezüglich Dimensionierung, Technologie, Wirkungsgrad) getroffen, um die Ergebnisse nicht zu beeinflussen und technologieoffen zu halten. Auch die Netztopologie hat auf die Ergebnisse nur einen geringen Einfluss, weshalb sie für diese Betrachtungen nicht berücksichtigt wird. Nur die jeweiligen Last- und Erzeugerprofile werden entsprechend der Szenarien sowie der Durchdringungsgrade zum resultierenden UW-Leistungsfluss aufsummiert.

Ergebnisse: Ausgleich fluktuierende Erzeugung

Speicherleistung und -kapazität

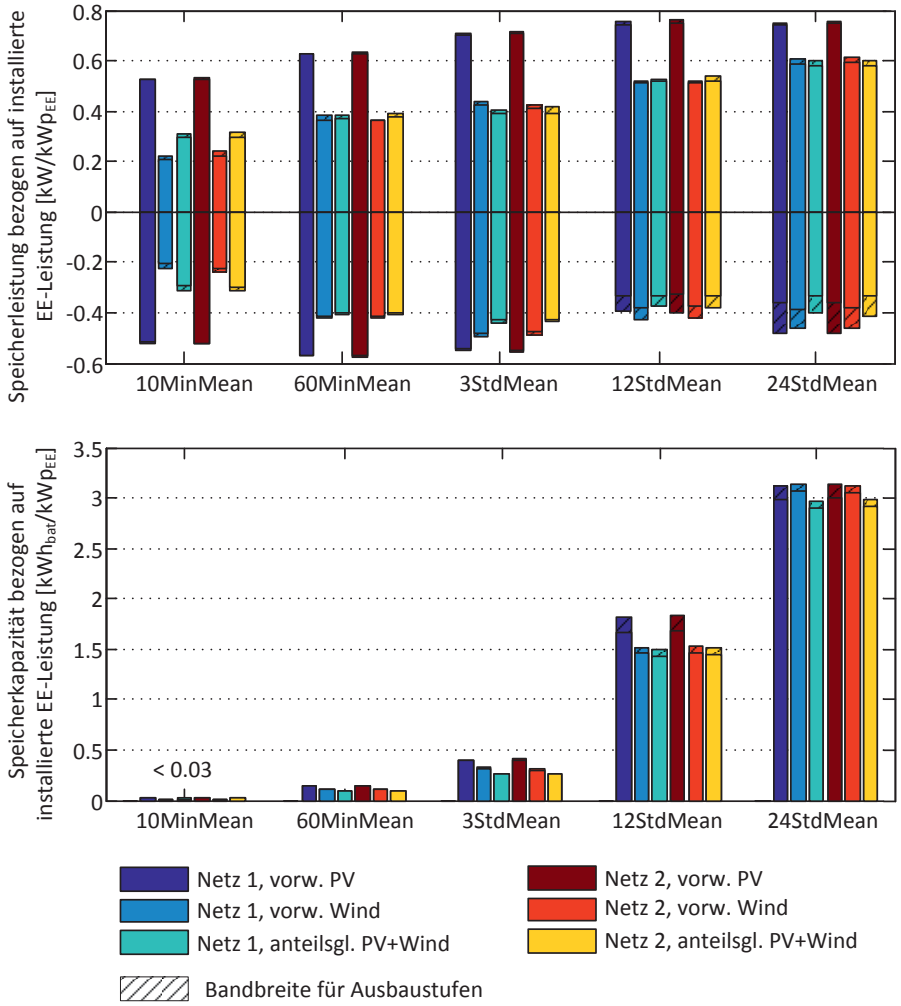


Abbildung 40: oben: Notwendige Speicherleistung (Laden: positiv, Entladen: negativ) bezogen auf die installierte EE-Leistung für die verschiedenen Ausgleichsszenarien; unten: Notwendige nutzbare Speicherkapazität bezogen auf die installierte EE-Leistung für die verschiedenen Ausgleichsszenarien

Die Ergebnisse in Abbildung 40 zeigen die notwendige spezifische Ladeleistung sowie Speicherkapazität für verschiedene Ausbau- und Durchdringungsgrade Erneuerbarer Energie (EE) in Abhängigkeit der oben beschriebenen Ausgleichsszenarien. Die spezifische Ladeleistung ist hier definiert als Quotient zwischen der jeweils notwendigen absoluten

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Ladeleistung und der im untersuchten Netz (NS und MS) insgesamt installierten EE-Leistung. Für die spezifische Speicherkapazität wird analog die notwendige Speicherkapazität auf die installierte EE-Leistung bezogen.

Die notwendige spezifische Ladeleistung sowie Speicherkapazität sind nahezu unabhängig von der Ausbaustufe der installierten PV- und Wind-Leistung (schraffierte Balkenbereiche). Das bedeutet, dass die je Szenario benötigte absolute Ladeleistung und Speicherkapazität mit der installierten EE-Leistung bei gleichbleibender Last linear ansteigt. Es besteht jedoch eine deutliche Abhängigkeit der notwendigen Speicherdimensionierung (Leistung und Kapazität) zur Verteilung der EE-Erzeuger. Bei vorwiegender Einspeisung aus PV-Anlagen sind deutlich größere Ladeleistungen notwendig (Abbildung 40 oben). Dies ist darauf zurückzuführen, dass die erzeugte PV-Leistung höhere kurzzeitige Fluktuationen aufweist und damit höhere Abweichungen vom Mittelwert hervorruft. Bei Mittelung im Kurzzeitbereich liegen die Lade- und Entladeleistungen in der gleichen Größenordnung. Bei einer höheren zeitlichen Mittelung und damit einer deutlicheren Glättung des Leistungsflusses steigt die notwendige Ladeleistung an und liegt über der notwendigen Entladeleistung. Dies ist dadurch bedingt, dass die kurzzeitigen hohen Einspeisespitzen stärker vom laufenden Mittelwert abweichen (laden des Speichers) als die lastbedingten Spitzen (entladen des Speichers).

Auch die notwendige Speicherkapazität ist bei vorwiegender Einspeisung aus PV-Anlagen leicht höher (Abbildung 40 oben). Hier ist der Unterschied jedoch nicht so deutlich wie bei der Speicherleistung. Hingegen hat in Bezug auf die notwendige Speicherkapazität der Zeitbereich der Mittelung einen signifikanten Einfluss. Während bei einem Ausgleich über 10 Minuten nur eine Speicherkapazität von weniger als 0,03 kWh pro kWp installierter EE-Leistung benötigt wird, sind es bei 24 Stunden mit 3 kWh/kWp mehr als das 100-fache.

Insgesamt ist zu berücksichtigen, dass die Maximalwerte der Ladeleistung sowie der Speicherkapazität nur zu sehr wenigen Zeitpunkten über das Jahr erreicht werden. Wenn nicht 100 % der Werte abgedeckt werden sollen, können die Speicher deutlich kleiner dimensioniert werden. Um 95 % der Werte abzudecken, würden abhängig vom Szenario rund 60 bis 75 % der ursprünglich notwendigen Kapazität ausreichen. In Bezug auf die Speicherleistung sind der Einfluss und die Spannbreite noch größer. Während bei einem Ausgleich über 24 h zwischen 30 und 40 % der maximalen Leistung nötig sind, muss die Auslegung bei einem Ausgleich über 10 Minuten nur noch bei 8 bis 15 % der ursprünglichen Leistung liegen. In diesem Fall würde jedoch nicht der gleiche Effekt im Leistungsausgleich erzielt werden, da nicht zu allen Zeitpunkten genügend Speicherkapazität oder -leistung zur Verfügung stehen.

SpeicherauslastungDer Energieumsatz bezogen auf die notwendige Speicherkapazität ist in den Szenarien mit Windeinspeisung in der Regel höher (Abbildung 41). Nur bei zeitlich höherer Mittelung werden bei vorwiegender PV-Einspeisung höhere Zyklenzahlen gefahren. Insgesamt ist der Energieumsatz bezogen auf die notwendige Speicherkapazität in den

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Szenarien mit einer zeitlich höheren Mittelung deutlich niedriger. Die Zyklenzahlen könnten allerdings reduziert werden, wenn die Speicher auf größere Kapazitäten ausgelegt wären.

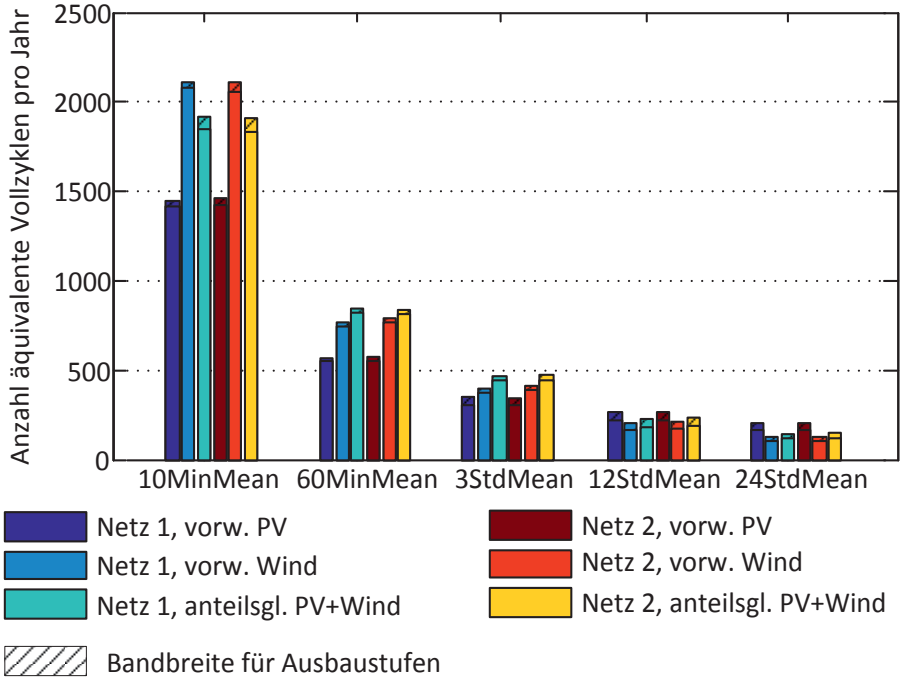


Abbildung 41: Energieumsatz bezogen auf die notwendige Speicherkapazität („Äquivalente Vollzyklen“) für die verschiedenen Ausgleichsszenarien

Vorteile des Leistungsausgleichs

Durch die Glättung des Leistungsflusses können einerseits die vor allem durch PV und Windeinspeisung verursachten Leistungsgradienten reduziert und anderseits der maximale Leistungsfluss am UW gesenkt werden (Abbildung 42).

Die Gradienten werden in dieser Untersuchung jeweils über den Zeitraum von einer Minute (dies entspricht einem Simulationszeitschritt) bestimmt. Die mögliche Reduzierung der maximalen Gradienten ist schon bei Einsatz geringer Speicherkapazitäten und -leistungen signifikant (Abbildung 42 unten).

Bei Mittelung über 12 oder 24 Stunden betragen die resultierenden Gradienten weniger als 1 % der ursprünglichen Gradienten. Auffällig ist zudem, dass die Gradienten bei vorwiegender PV-Einspeisung ohne Speicher größer sind als bei den anderen EE-Szenarien. Allerdings lassen diese sich hier auch deutlich stärker durch Speichereinsatz reduzieren. Bei Mittelung über 10 Minuten lassen sich die Gradienten um fast 90 %-Punkte senken. Im Szenario mit vorwiegender Windeinspeisung sind es ca. 75 %-Punkte.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

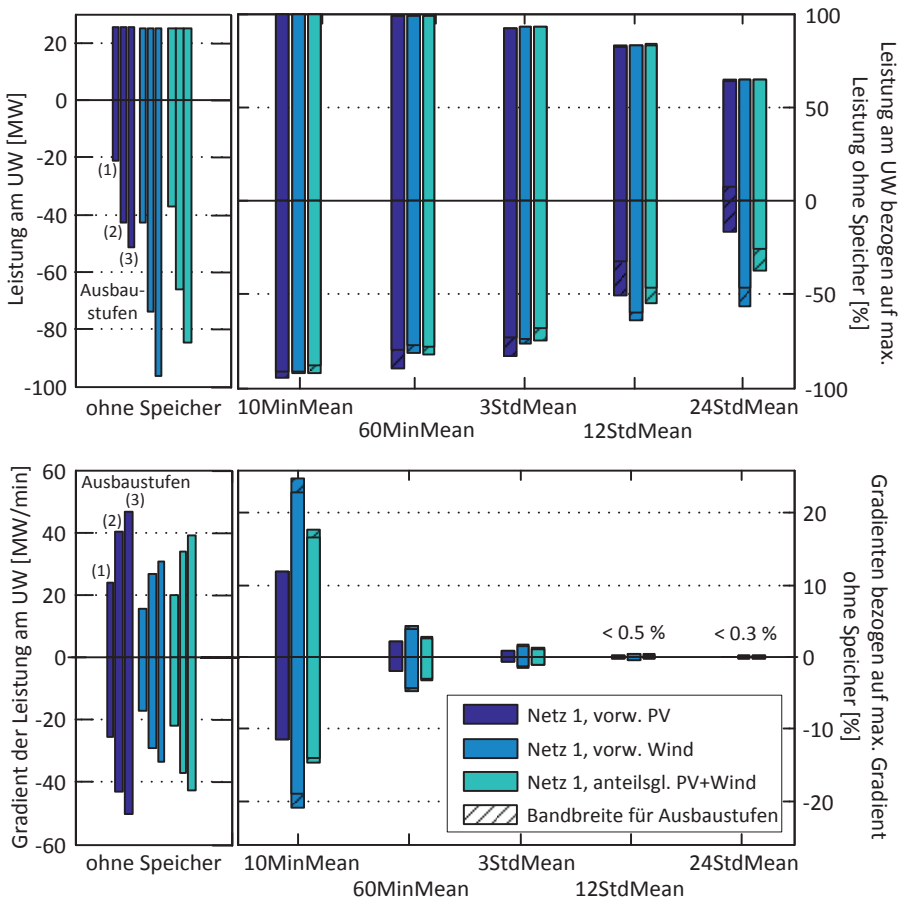


Abbildung 42: oben: Maximale Leistungsflüsse am UW in Netz 1 im Vergleich zur relativen Reduzierung der Leistungsflüsse durch Speichereinsatz; unten: Maximale Gradienten [MW/min] in Netz 1 ohne Speichereinsatz im Vergleich zur relativen Gradientenreduzierung durch Speichereinsatz

Die maximalen Leistungsspitzen am UW werden hingegen erst bei höherer zeitlicher Mittelung signifikant reduziert (Abbildung 42 oben). Hierfür sind deutlich größere Dimensionierungen der Speicherkapazität und -leistung notwendig. Die Leistungsreduzierung wirkt sich zudem vorwiegend auf die negativen Leistungswerte (Rückspeisung in das überlagerte Netz), welche durch die EE-Einspeisung verursacht werden, aus. Zusätzlich ist die ursprüngliche Auslegung des UW von 40 MVA nicht für alle Ausbauszenarien ausreichend (vgl. Abbildung 42 oben). Nur bei einem zeitlichen Ausgleich über mindestens 12 Stunden ließe sich der Leistungsfluss für die meisten Ausbauszenarien auf diesen Wert begrenzen.

2.3.3 Netzanalysen mit Last- und Verbrauchsprognosen auf Basis vorhandener realer Netze

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen

Ziel der in diesem Unterarbeitspaket zur Untersuchung von Technologieoptionen zur Einhaltung von Spannungsobergrenzen in Niederspannungsnetzen durchgeführten Untersuchungen ist der Vergleich verschiedener Optionen zur Einhaltung von

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Spannungsgrenzwerten in einem beispielhaften NS-Verteilnetz, in dem bereits ein zentrales Batteriespeichersystem (BSS) aufgrund einer hohen PV-Durchdringung am Ende des Netzstrangs zu Versuchszwecken eingesetzt wird[8]. In diesem Zusammenhang stellt eine Begrenzung der maximalen Einspeiseleistung aus dezentralen PV-Anlagen durch einen Einsatz von Batteriespeichersystemen oder elektrischen Wärmeerzeugungsanlagen eine Möglichkeit dar, konventionelle Netzausbaumaßnahmen zu verhindern beziehungsweise zu verzögern.

2.3.3.1 Betrachtete Technologien zur Spannungshaltung

Im Folgenden werden die Konzepte, Technologien und Einsatzfelder der untersuchten Systeme zur Vermeidung von Spannungsbandverletzungen kurz vorgestellt, wobei in Tabelle 24 ausgewählte Parameter für die untersuchten Technologien zusammengefasst sind.

Tabelle 24: Zusammenfassung der relevanten Informationen für die Systemkonfiguration der untersuchten Technologien

	Informationen zur Systemkonfiguration
Referenz (ohne Technologie)	Betrachtung von PV-Erzeugung und Haushaltslasten
70%-PV-Abregelung (70%-Ab)	Integriert in jedes Gebäude mit PV-Anlage Netzeinspeiseleistung (PV-Erzeugung abzüglich des Eigenbedarfs) wird auf 70% der installierten PV-Anlagenleistung begrenzt. Basierend auf § 9 Absatz 2 Nummer 2 EEG, 2014
Batteriespeicher zentral (BSS zentral)	Position: am Ende des Netzstrangs (siehe Abbildung 43) Speicherkapazität: 240 kWh Spannungsabhängige Be- und Entladung (ab 1,08 pu und unter 1,069 pu)
Batteriespeicher dezentral (BSS dezentral)	Integriert in jedes Gebäude mit PV-Anlage Speicherkapazität: 1 kWh je installiertem kWp der PV-Anlage Primäres Einsatzziel: Eigenverbrauchserhöhung
PtH dezentral	Integriert in jedes Gebäude mit PV-Anlage Keine zusätzliche thermische Speicherkapazität Ausschließlich bedarfsabhängige Energieumwandlung möglich
Kombiniert	„BSS zentral“ mit „PtH dezentral“ kombiniert

Beim Einsatz der Batteriespeicher- und PtH-Systeme wird die Nutzung der PV-Leistung gegenüber der Netzeinspeisung priorisiert. Verfügbare Leistung, die den zeitgleichen,

[8] Projektbeteiligte sind unter anderem die SWN Stadtwerke Neustadt GmbH, die IBC Solar AG sowie die Akkumulatorenfabrik MOLL GmbH + Co. KG. Die dörflich geprägte Ortschaft (rund 145 Einwohnern (Stand: Oktober 2012)) ist ein Stadtteil der oberfränkischen Stadt Neustadt bei Coburg und wurde aufgrund der hohen Durchdringung mit privaten PV-Anlagen gewählt (http://www.swn-innovativ.de/innovationen/stromspeicher).

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

elektrischen Haushaltbedarf übersteigt, wird somit zur Ladung des Batteriespeichers bis zum Erreichen der Kapazitätsgrenze bzw. zum Betrieb des elektrischen Heizsystems – vorausgesetzt, es besteht ein zeitgleicher thermischer Bedarf – genutzt. Darüber hinaus gehende Überschüsse werden in das Netz eingespeist.

2.3.3.2 Vergleich der Technologieoptionen in einem Beispielnetz

Betrachtungsrahmen und Eingangsdaten

Gegenstand der Untersuchung ist ein realer Netzabschnitt einer kleinen Ortschaft mit hoher PV-Durchdringung. Untersucht werden die unterschiedlichen Technologien auf ihre spannungsbegrenzende Wirkung in jeweils vier Szenarien, die sich hinsichtlich des PV-Ausbaus unterscheiden, wobei jeder Teil der Untersuchung auf der Betrachtung eines vollen Kalenderjahres in viertelstündlicher Auflösung basiert.

Der Netzstrang ist etwa 640 m lang und besteht aus Aluminiumerdkabeln mit einem Querschnitt von 150 bzw. 185 mm^2 [59]. An diesen sind insgesamt 18 Wohnhäuser angeschlossen, die zusammen mit dem Niederspannungsstrang in Abbildung 43 eingezeichnet sind.

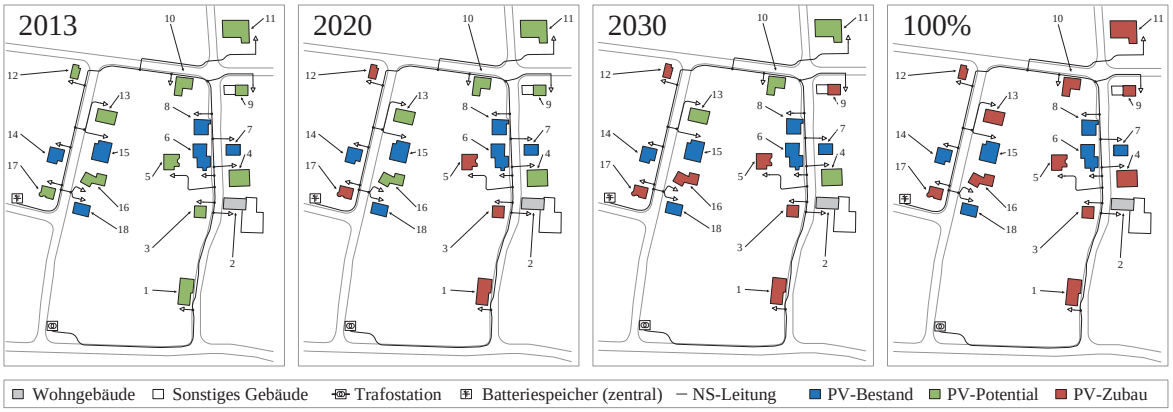


Abbildung 43: Schematische Darstellung des untersuchten Netzbereichs mit Verteilung des PV-Zubaus in den untersuchten Szenarien

Zur Abbildung der elektrischen Haushaltslasten werden individuelle Lastprofile für 2-Personen-Haushalte verwendet (vgl. AP 1.3.1). Dabei werden für jedes der 18 Gebäude ein oder in Abhängigkeit der Personenzahl im Gebäude mehrere unterschiedliche Profile ausgewählt.

Auf Basis von parametrisierten thermischen Standardlastprofilen werden die Jahresprofile des Wärmebedarfs der einzelnen Gebäude ermittelt (vgl. [60]). Für die Bestimmung der gebäudeindividuellen Wärmebedarfe wird unter anderem der Gebäudetyp sowie die Jahresgesamtwärmemenge (vgl. [61], [62]) einbezogen. Einen großen Einfluss auf die thermische Last hat die Außenlufttemperatur, deren Werte von einer Wetterstation in der Nähe der Ortschaft Verwendung finden [63].

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Auf Grundlage technischer Daten der bereits installierten PV-Anlagen sowie verschiedenen Kartenmaterials des Netzgebiets wird das vorhandene Ausbaupotential für PV-Aufdachanlagen ermittelt (vgl. [64], [65]). Für alle Gebäude, die entweder bereits mit einer PV-Anlage ausgestattet sind oder das Potential für die Installation einer solchen Anlage aufweisen (vgl. Abbildung 43), wird aus Messdaten einer Referenz-PV-Anlage[9] eine Jahreszeitreihe für die generierten PV-Erträge ermittelt.

2.3.3.3 Szenarien des PV-Ausbaus

Die installierte PV-Anlagenleistung der Ausbaustufen zwischen dem Referenzjahr 2013 (sechs installierte PV-Anlagen) und dem vollständigen Ausbau des ermittelten PV-Potentials (17 Anlagen) werden mithilfe der Szenarien B2023 und B2033 des Netzentwicklungsplans über Ausbaufaktoren für die Jahre 2020 und 2030 ermittelt [3]. Der auf diese Weise ermittelte PV-Zubau wird anlagen- und gebäudescharf auf die jeweils freien Dachflächen verteilt. Tabelle 25 schlüsselt Ausbaufaktoren, Anlagenzahlen und die jeweils installierte Gesamtleistung der PV-Anlagen für die vier untersuchten Ausbaustufen auf.

Tabelle 25: Ausbaufaktoren, Anzahl der PV-Anlagen und PV-Gesamtleistung für die vier untersuchten Szenarien

Szenario	*2013*	*2020*	*2030*	*Vollständiger Ausbau*
Ausbaufaktor in pu	1,00	1,49	1,73	2,60
Anzahl PV-Anlagen	6	11	13	17
Installierte PV-Leistung in kWp	57,2	85,1	99,2	148,5

2.3.3.4 Netzsimulationen

Erster Schritt der Untersuchung ist eine energetische Bilanzierung der einzelnen Gebäude. Aus der Differenz zwischen elektrischer Haushaltslast und PV-Einspeisezeitreihe wird für jedes Gebäude eine Residuallast gebildet. Anschließend wird dieser Residuallastverlauf mit dem aktuellen Wärmebedarf verglichen und daraus der für die PtH-Anwendung nutzbare Anteil bestimmt. Die elektrische Residuallast abzüglich der Nutzung durch die PtH-Anlage bildet die Eingangszeitreihe der Netzsimulation der PtH-Technologieoption.

Das Modell des Netzstrangs wird in der Software DIgSILENT PowerFactory erstellt. Ergebnis der durchgeführten Netzsimulation sind die Spannungsverläufe an den verschiedenen Knoten im Netzstrang. Durch die Gegenüberstellung der sich in den verschiedenen Szenarien für die unterschiedlichen Technologieoptionen ergebenen Spannungsverläufe werden diese auf ihre netzstützende Wirkung hin untersucht und hinsichtlich ihrer Leistungsfähigkeit verglichen.

[9] Daten zur Verfügung gestellt von den SW Neustrelitz für das Jahr 2014.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

2.3.3.5 Untersuchungsergebnisse

Normativ ist gemäß [66] ein zulässiges Spannungsband von U_n ± 10 % auf Nieder- und Mittelspannungsebene vorgeschrieben. Darüber hinaus ist in [67] festgehalten, dass durch den Betrieb dezentraler (regenerativer) Erzeugungsanlagen die Spannung um nicht mehr als 3 % verändert werden darf. Das Spannungsniveau am Beginn des Netzstrangs wird für eine Worst-Case-Betrachtung auf 1,07 pu festgelegt. Ein nach den oben genannten Normen unzulässiger Spannungshub über 1,10 pu auf Niederspannungsseite ist daher gleichzusetzen mit einer ebenfalls unzulässigen Spannungserhöhung um 3 % durch die Einspeisung dezentraler Anlagen. In Abbildung 44 ist eine Auswahl relevanter Ergebnisdaten für die Technologieoptionen und der jeweiligen Szenarien dargestellt. Diese beziehen sich auf das Strangende, da in allen Untersuchungen die Spannung an dieser Stelle am höchsten ist.

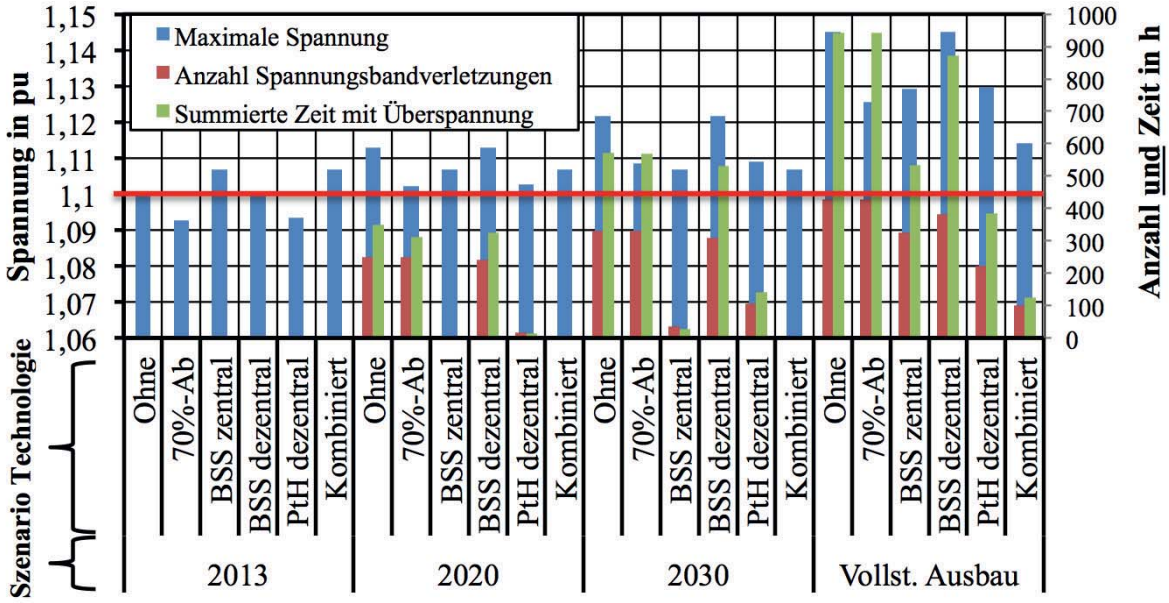


Abbildung 44: Vergleich der Ergebnisse hinsichtlich der auftretenden Spannungsbandverletzungen für die untersuchten Technologieoptionen und Szenarien

Die jeweiligen Referenzszenarien ohne jegliche Maßnahmen zur Spannungsbegrenzung lassen erkennen, dass sich die Höhe und Anzahl der Spannungsbandverletzungen mit steigender PV-Anlagenleistung im Netzstrang signifikant erhöhen. Im Szenario 2020 wird der Spannungsgrenzwert bereits in 248 zeitlich unabhängigen Spannungshubereignissen überschritten. Bei vollständigem Ausbau des PV-Potentials wird eine maximal auftretende Netzspannung von rund 1,145 pu bestimmt und es werden insgesamt 427 Spannungsbandverletzungen verzeichnet, sodass für rund 942 h eine unzulässige Spannung im Netzstrang vorzufinden ist.

Nach § 9 Absatz 2 Nummer 2 EEG, 2014 müssen PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von kleiner gleich 30 kWp entweder mit einer Fernrundsteuereinheit zur Anlagenabregelung bei Netzüberlastung ausgestattet sein oder „am Verknüpfungspunkt ihrer Anlage mit dem Netz die maximale Wirkleistungseinspeisung auf 70 Prozent der installierten Leistung begrenzen“. Im Vergleich zu den Referenzszenarien kann die Maximalspannung um 0,8 bis

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

2 % (Szenario 2013 bis Vollst. Ausbau) verringert werden, sodass die zulässige Maximalspannung im Szenario 2020 nur knapp überschritten wird. Auf die summierte Überspannungszeit hat diese Option im Gegensatz zu den anderen Technologieoptionen keinen nennenswerten Einfluss. Die Anzahl der Spannungsbandverletzungen steigt zum Teil etwas an, da aus einem Überspannungsereignis des Referenzszenarios durch Unterschreitung der zulässigen Maximalspannung innerhalb dieses Ereignisses zum Beispiel zwei zeitlich kürzere Überspannungsereignisse entstehen können.

Durch die Nutzung von Speichersystemen, ob zentral oder dezentral angeordnet, sowie mit der PtH-Anwendung wird die PV-Einspeiseleistung im Netzstrang begrenzt. In Abhängigkeit der Technologie wird eine unterschiedlich starke Reduktion des Spannungsniveaus erreicht.

Die dezentralen Batteriespeicher in der hier angenommenen Auslegung und Betriebsführung zur Steigerung des Eigenverbrauchs zeigen den geringsten Effekt bezogen auf die spannungsbegrenzende Wirkung der Technologien, da die Speicher in ihrem Einsatzverhalten auf eine reine Eigenverbrauchserhöhung programmiert wurden, sodass oftmals im Zeitbereich der PV-Mittagsspitze die Speicher schon vollständig geladen waren. Der zentrale Batteriespeicher zeigt ein relativ gutes Spannungsbegrenzungspotential das über die verschiedenen Szenarien auch mit der spannungsbegrenzenden Wirkung der 70%-Abregelung vergleichbar ist, wobei zu beachten ist, dass sich die Anlagen-/Technologieparameter des zentralen Batteriespeichers im Gegensatz zu den anderen, untersuchten Optionen nicht mit den verschiedenen Szenarien verändert.

Obwohl sich der signifikante Wärmebedarf der Gebäude auf die Wintermonate konzentriert, erweist sich der verbleibende Wärmebedarf in den Sommermonaten für die PtH-Anwendung als ausreichend. Der spannungsbegrenzende Effekt der PtH-Technologie befindet sich in der gleichen Größenordnung wie die 70%-Abregelung, wobei sich das Verhältnis mit steigendem PV-Ausbau etwas verschlechtert. Ein deutlicher Vorteil der PtH-Anwendung besteht in der signifikanten Reduzierung der Überspannungszeiten und der Anzahl dieser Ereignisse.

Zusammenfassung der Ergebnisse

Die Untersuchung hat gezeigt, dass bei der PtH-Anwendung auch bei geringem Wärmebedarf in den Sommermonaten die spannungsbegrenzende Wirkung des Systems kaum beeinträchtigt wird. Darüber hinaus wurde festgestellt, dass die PtH-Technologie in der durchgeführten Untersuchung als effektivstes Einzelsystem abschneidet und zugleich die geringsten Kosten aufweist.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

2.4 Wirtschaftliche Anforderungen an die Speicher

Fraunhofer-Institut für Windenergie- und Energiesystemtechnik

2.4.1 Anforderungen an Zyklenfestigkeit und stationäre Betriebslebensdauer

Technische Universität München

2.4.1.1 Bestimmung der Anforderungen an die Energiespeicherlebensdauer in verschiedenen Anwendungszenarien

Für den Einsatz von Energiespeichern in verschiedenen Anwendungsszenarien im Stromnetz konkurrieren verschiedene Technologien wie zum Beispiel Pumpspeicherkraftwerke, Batterien, Druckluft- und Schwungmassenspeicher miteinander, da die technischen Anforderungen in den wenigsten Fällen eine Hürde darstellen. Um somit spezifische technische Anforderungen für die einzelnen Energiespeichertechnologien definieren zu können, müssen diese aus dem Vergleich der Wirtschaftlichkeit abgeleitet werden. In vielen Fällen ist neben den spezifischen Investitionskosten und der Energieeffizienz vor allem die Lebensdauer eines Energiespeichersystems ein wichtiges Einflusskriterium auf die Wirtschaftlichkeit und somit eine wichtige technische Anforderung die hier betrachtet werden soll.

Im Folgenden soll nach einer Definition der Fachbegriffe zur Speicherlebensdauer, zunächst die Methodik zur Bestimmung der Anforderungen an die Batterielebensdauer diskutiert werden. Darauf folgt anhand eines beispielhaften Anwendungsszenarios die Bestimmung der Anforderungen mit einer hier erarbeiteten Methodik.

Ein Teil der folgenden Ausführungen stützen sich auf die im Projekt entstanden Veröffentlichungen [68–71]

2.4.1.2 Definition der Fachbegriffe zur Energiespeicherlebensdauer

Die folgenden Fachbegriffe zur Lebensdauer von verschiedenen Energiespeichertechnologien sind nicht allgemeingültig definiert, aber sollen hier am Beispiel von Batteriespeichern exemplarisch beschrieben werden.

Lebensdauerende: Da die Eigenschaften von Batteriespeichern durch die sogenannte kalendarische und zyklische Alterung kontinuierlich degradieren und der Batteriespeicher selten spontan seine Funktion verliert, werden oft spezifische Anforderungen der jeweiligen Anwendung für die Festlegung des Lebensdauerendes (EOL – engl. End of life) definiert. Hierbei wird in vielen Fällen ein Schwellwert für die nutzbare Kapazität aber auch der Innenwiderstand, die Leistungsfähigkeit oder der Wirkungsgrad betrachtet. Aus der Elektromobilität kommt die oft genutzte Definition des Lebensdauerendes einer Batterie, wenn die nutzbare Kapazität nur noch 80% der Nennkapazität beträgt (somit 80% SOH – engl. State of health). Ab diesen Wert kann in vielen Fällen dem Fahrzeugnutzer die zu

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Lebensdauerbeginn garantierte Reichweite nicht mehr garantiert werden. Weiterhin ist in verschiedenen Lebensdauerexperimenten an Batterien zu beobachten, dass sich nach unterschreiten von 80% SOH die Degradation deutlich beschleunigt und eine weitere (eingeschränkte) Nutzung der Batterie nur für verhältnismäßig kurze Zeit möglich wäre bevor die Batterie weitere technische Anforderungen wie z.B. die Leistungsfähigkeiten nicht mehr erfüllen kann.

Kalendarische Alterung: Bei den meisten Batteriespeichern ist zu beobachten, dass sich bereits im Ruhezustand kontinuierlich über der Zeit die nutzbare Kapazität irreversibel verringert oder andere Größen wieder der Innenwiderstand erhöht. In vielen Fällen ist die kalendarische Alterung abhängig von der Temperatur und dem Ladezustand der Batterie (SOC – engl. State of charge). Aus der kalendarischen Alterung kann mit dem EOL-Kriterium die kalendarische Lebensdauer bestimmt werden.

Zyklische Alterung: Der Zyklenbetrieb von Batteriespeichern, also dem wiederholten Entladen und Laden, resultiert ähnlich wie bei der kalendarischen Alterung ein irreversibler Kapazitätsverlust oft verbunden mit einer Verschlechterung weiterer Parameter. Die Alterung hängt hierbei von verschiedenen Faktoren wie der Zyklentiefe (DOC – engl. Depth of cycle), der Stromrate (C-Rate), der Temperatur sowie dem SOC-Bereich der Zyklisierung ab. Aus der zyklischen Alterung kann die Zyklenfestigkeit bestimmt werden, die je nach DOC die Anzahl der möglichen Zyklen bis zum Lebensdauerende wiedergibt.

2.4.1.3 Methodik zur Bestimmung der Anforderungen an die Speicherlebensdauer

Um einen sinnvollen Vergleich zwischen den unterschiedlichen Energiespeichertechnologien zu ermöglichen und die wirtschaftlichen Anforderungen zu definieren, sind die verschiedenen technischen Kriterien sowie die Kosten bzw. die Wirtschaftlichkeit über den gesamten Lebenszyklus der Systeme zu berücksichtigen.

Für den Vergleich der Speichertechnologien werden meist die Investitionskosten des Speichers auf den Energieinhalt bzw. auf die installierte Leistung bezogen. Die Kostenangaben in €/kWh für die nutzbare Energie und €/kW für die maximale Leistung des Speichers berücksichtigen dabei allerdings nicht wie der Speicher eingesetzt und betrieben wird. In [72] ist eine sog. Vollkostenbewertung dargestellt, wobei der Betrieb mit unterschiedlichen Zyklenzahlen zum Vergleich kommt, jedoch die genaue Form der Belastung des Speichers keinen Einfluss hat. Von Battke et. al. zeigte in [73] einen Vergleich verschiedener stationärer Energiespeichertechnologien anhand der sogenannten „Levelized costs of energy“ (LCOE - Energiegestehungskosten), wobei dazu nur die entstehenden Gesamtkosten durch die Summe der während der gesamten Lebensdauer ausgespeicherten Energie geteilt wird. Von Pawel et. al. in [74] werden ebenso die LCOE betrachtet, wobei hier auch der Bezug der Anwendung mit einer Gesamtwirtschaftlichkeitsbetrachtung hergestellt wird. In beiden zuvor genannten Ansätzen wird weder der Verlauf der

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Energiespeicheralterung noch die Veränderung der Einnahmensseite durch den Energiespeichereinsatz berücksichtigt, was vor allem für die Beispielanwendung des PV-Heimenergiespeichers mit der PV-Vergütung nicht zu verlässigen ist.

Die vom jeweiligen Anwendungsszenario abhängige Belastung des Energiespeichers hat jedoch einen erheblichen Einfluss auf den Verschleiß und damit auf die Lebensdauer zu Folge, was in der Kostenrechnung Beachtung finden muss. Diese Alterungsbetrachtung ist vor allem für Batteriespeicher entscheidend, kann jedoch auch bei anderen Speichertypen nicht vernachlässigt werden.

Es Bedarf also einer Methodik bzw. eines Modells mit dem technologieunabhängig die tatsächlichen Kosten eines Energiespeichers und der Einfluss auf die Einnahmenseite je nach Anwendungsszenario darstellbar sind. Ein wichtiger Bestandteil ist die Berücksichtigung der belastungsabhängigen Alterung des Energiespeichers, womit sich die Lebensdauer und somit der Betriebszeitraum je nach der resultierenden spezifischen Belastung bestimmt. Des Weiteren müssen relevante Einflüsse wie zum Beispiel die Nutzungsgradverluste oder die Selbstentladung in die Wirtschaftlichkeitsrechnung eingehen.

2.4.2 Anforderungen an die Energiespeicherlebensdauer in der Beispielanwendung PV-Heimenergiespeicher

Die Anforderungen an die Energiespeicherlebensdauer variieren je nach Anwendungsszenario, da sich u.a. die technische Auslegung des Energiespeichers und vor allem die Bestimmung der Wirtschaftlichkeit je nach Einsatz des Energiespeichers anders gestaltet. Weiterhin ergeben sich zwischen den verschiedenen Anwendungsszenarien mit verschiedenen Lastgängen auch unterschiedliche Alterungsverläufe, welche auch maßgeblich von der jeweiligen Speicherauslegung beeinflusst sind. Globale Aussagen zu den technischen Anforderungen über alle Anwendungen sind somit nicht zulässig und ein detaillierter Vergleich der spezifischen Anforderungen für jedes Anwendungsszenario hier nicht möglich. Als Konsequenz wird im Folgenden die Methodik für das beispielhafte Anwendungsszenario von Batteriespeichern in Haushalten zur Eigenverbrauchserhöhung des erzeugten Phovoltaikstroms vorgestellt und die Anforderungen an die Energiespeicherlebensdauer in dieser Anwendung betrachtet.

2.4.2.1 Beschreibung des Simulationsmodell SimSES

Zur Analyse der Wirtschaftlichkeit von Energiespeichern in verschiedenen stationären Anwendungen wurde das Simulationstool SimSES (Simulation stationärer Energiespeicher) genutzt. Dieses Matlab-Tool ist in den Veröffentlichungen [68, 69, 71] in zwei wesentlichen Entwicklungsschritten im Detail beschrieben worden. Anhand der Abbildung 45 soll hier die Struktur des Tools knapp illustriert werden.

Innerhalb des ersten Blocks der „Szenario Definition“, werden alle relevanten technischen und ökonomischen Rahmenbedingungen festgelegt und gegebene Profile für die

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Haushaltslast und die PV-Einspeisung an die Simulationskonfiguration angepasst. Im Block „Systembetrieb“ wird mit der Residuallast aus PV-Erzeugung und Verbrauch des Haushalts der Energiespeicherbetrieb und die Austauschleistung mit dem öffentlichen Stromnetz berechnet, wobei verschiedene Restriktion wie zum Beispiel die Nennleistung der Umrichter oder das PV-Einspeiselimit berücksichtigt wird. Mit dem Lastverlauf für den Energiespeicher wird kontinuierlich die spezifische Abnahme der Energiespeicherkapazität im Block „Alterungsberechnung“ ermittelt, welche wiederum im Block „Systembetrieb“ Auswirkungen auf die Netzaustauschleistung und den weiteren Energiespeicherbetrieb hat. Sobald die Speicherkapazität durch die Alterung zu stark gesunken ist, wird ein Speicherersatz angenommen um die ursprüngliche Systemperformance wiederherzustellen. Im Block „Wirtschaftlichkeitsberechnung“ werden dann über die gesamte Simulationsdauer die Einkünfte (PV-Einspeisevergütung) und alle Kosten (Investitionskosten Energiespeicher, Stromkosten, sonstige Betriebskosten) anhand der berechneten Netzaustauschleistung ermittelt und die Kennzahlen des LCOE oder des ROI (Return on Investment – Rentabilität) bestimmt. Diesen finanziellen Kenngrößen können optimiert werden, in dem zum Beispiel die Systemdimensionierung oder die Betriebsstrategien verbessert werden.

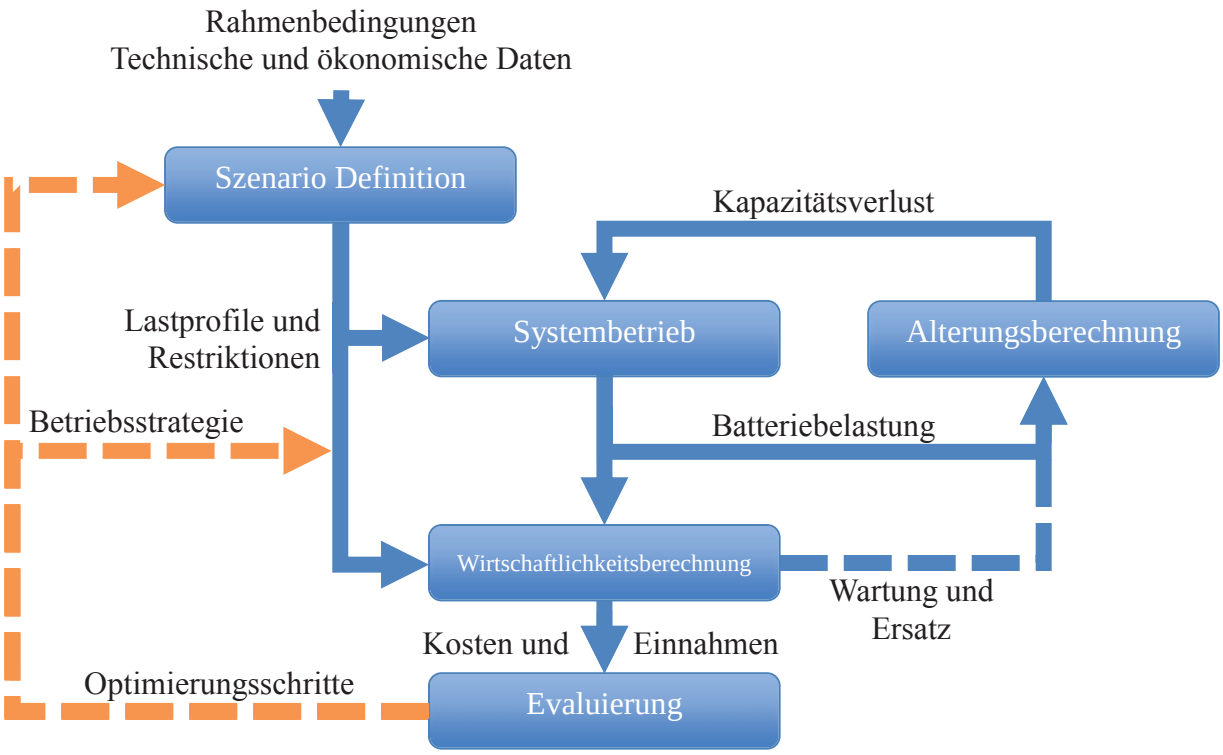


Abbildung 45: Struktur des Simulationsmodells zur techno-ökonomischen Analyse von stationären Energiespeicheranwendungen (nach [68, 69, 71])

2.4.2.2 Beschreibung des Simulationsszenarios

Im Folgenden werden die Eingangsdaten des beispielhaften Simulationsszenarios PV-Heimenergiespeicher vorgestellt: Es soll die Wirtschaftlichkeit der Anschaffung eines Batteriesystems zur gleichzeitig zu installierenden PV-Anlage zum 01.07.2015 für einen

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

beispielhaften Haushalt betrachtet werden. Für den Verbrauch des 4 Personen Haushalts werden 4400 kWh angenommen und 24 verschiedene Varianten aus einem TUM-EEN internen Lastprofilgenerator mit einer Auflösung von 1 Minute verwendet. Die Photovoltaik-Anlage wird mit 4,4 kWp Leistung als optimale Größe für diesen Haushalt dimensioniert. Das verwendete PV-Leistungsprofil entstammt aus Messdaten in 1 Sekunde Auflösung über 4 Jahre, welche in der Simulation auf 20 Jahre mit einer Auflösung von 1 Minute skaliert verwendet werden. Weiterhin wird die Nutzung des Tilgungszuschusses durch das KfW-Programm „Erneuerbare Energien Speicher (275)“ angenommen und folglich die Einspeisereduktion auf 60 % der PV-Nennleistung beachtet. Als finale Auswertung- und Vergleichsgröße wird hier die mittlere Rentabilität der Investition (ARR – Average rate of return) in ein Batteriesystem über 20 Jahre Nutzungsdauer betrachtet. Für die Simulationen und Auswertungen wurden dabei die in Tabelle 26 gezeigten wirtschaftlichen Daten und die in Tabelle 27 aufgeführten technischen Daten verwendet. Die optimale Energiespeichergröße wird im folgenden Abschnitt mit der Auswertung der Alterung und Wirtschaftlichkeit bestimmt.

Tabelle 26: Wirtschaftliche Daten

Eingangsgröße	*Wert*
Zinssatz	4 % pro Jahr
Inflation	2 % pro Jahr
Strompreis	28,67 ct/kWh (01.07.2015)
PV-Einspeisevergütung	12,37 ct/kWh (01.07.2015)
Abschreibungsdauer	20 Jahre
Installationskosten	200 €

Tabelle 27: Technische Parameter

Eingangsgröße	*Wert*
Leistungselektronik	1,1 kW (~90-95%)
<u>Batterie:</u>	
Energie Effizienz	95 %
Selbstentladung	6 % von E_N/Monat
Kalendarische Lebensdauer	15 Jahre
Zyklische Lebensdauer	6.000 äquivalente Vollzyklen

Für den Strompreis wird eine Steigerung von 3,79 % pro Jahr als Extrapolation historischer Daten verwendet. Für die Speicher des Batteriesystems wird ein Minimalszenario mit Speicherpreisen von circa 500 € / kWh und Preisen für die Leistungselektronik von circa 190 € / kW berücksichtigt, wobei ein Preisverfall von circa 3,6 % pro Jahr angenommen wird.

2.4.2.3 Auswertungen zum Einfluss der Lebensdauer

Neben der zyklischen und kalendarischen Lebensdauer des eingesetzten Batteriespeichersystems, hat vor allem die verwendete Energiespeichergröße, bzw. die Größe in Relation zu dem Haushaltsverbrauch und der PV-Einspeisung, den größten Einfluss auf das Alterungsverhalten. Für das beschriebene Simulationsszenario der

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Beispielanwendung PV-Heimenergiespeicher ergibt sich das in folgender Abbildung 46 gezeigte Histogramm der Zyklen je Halbzyklentiefe für drei Energiespeichergrößen. Je nach Speichergröße ergibt sich ein anderes Belastungsprofil des Energiespeichers nach 20 Jahren Betrieb: Größere Energiespeicher werden über alle Halbzyklentiefen hinweg weniger oft zyklisiert als kleinere Speicher. Allerdings wird deutlich, dass vor allem die Halbzyklen mit einer Tiefe von 100 % deutlich weniger oft bei größeren Speichern auftreten. Da die Halbzyklentiefen mit 100 % einen stärkeren Einfluss auf die Alterung haben, altern größere Energiespeicher somit proportional deutlich langsamere als kleinere. Die Auswirkungen der Alterung für die drei Energiespeichergrößen sind in der folgenden Tabelle 28 zusammengefasst.

Tabelle 28: Ergebnisse der Alterung über 20 Jahre Simulation

Batteriekapazität	***2 kWh***	***4 kWh***	***6 kWh***
Äquivalente Vollzyklen (FCE)	~6.650	~5.450	~4.650
Kalendarischer Kapazitätsverlust	~27%	~27%	~27%
Zyklischer Kapazitätsverlust	~17%	~14%	~11%
Anzahl Batterieersatz	2	1-2	1
Restkapazität nach 20 Jahren	~96%	80-100%	~82%
Mittlere Rentabilität (ARR) /Jahr	2,4 %	1,9 %	1,2 %

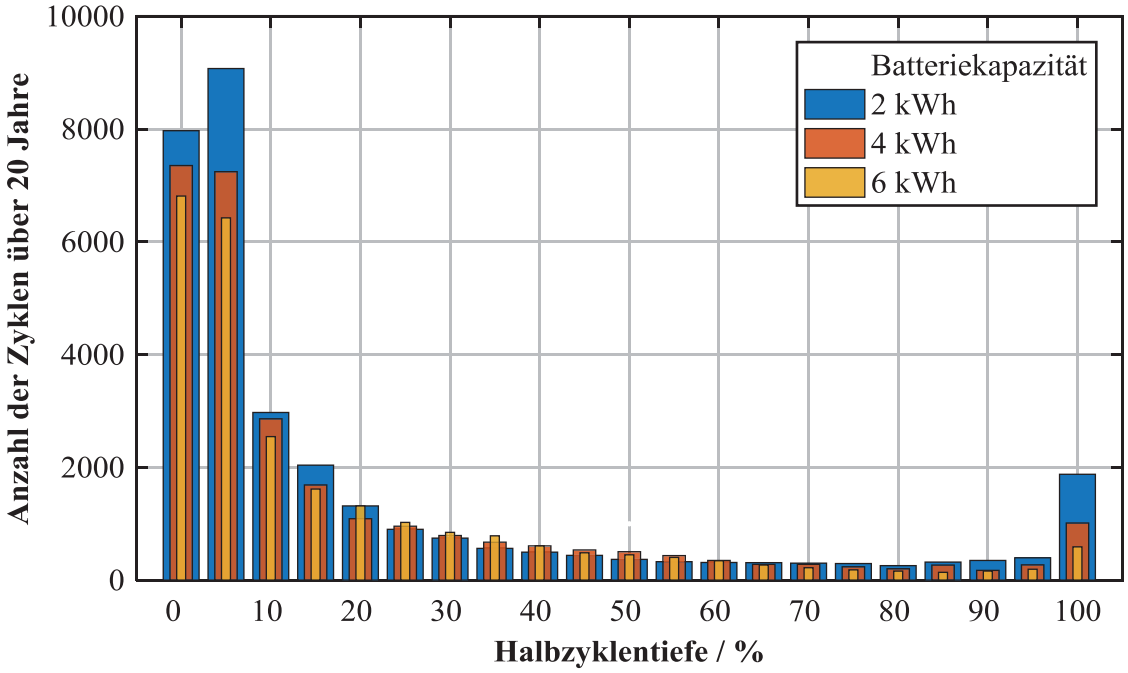


Abbildung 46: Zyklen je Halbzyklentiefe für verschiedene Batteriekapazitäten

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Die erste Zeile beschreibt dabei die Summe alle erzielten Zyklen umgerechnet in äquivalente Vollzyklen. Bei einer Zyklenfestigkeit von 6.000 Vollzyklen wird deutlich, dass der Energiespeicher über 20 Jahre Nutzungsdauer mindestens einmal bei allen Energiespeichergrößen ersetzt werden muss. Die aufgeführte kalendarische Alterung ist der Prozentsatz der Nominalkapazität, der über 20 Jahre durch die Alterung verloren geht. Bei allen Energiespeichergrößen fällt die kalendarische Alterung bei einer kalendarischen Lebensdauer von 15 Jahren gleich aus, da der Einfluss des Ladezustands und der Temperatur auf die kalendarische Alterung in dieser Simulation nicht berücksichtigt wurden. Die zyklische Alterung unterscheidet sich je Energiespeichergröße und hat vor allem bei dem Energiespeicher mit 2 kWh einen großen Einfluss auf die Gesamtlebensdauer. Bei den Energiespeichern mit 4 und 6 kWh macht die zyklische Alterung nur circa ein Drittel des gesamten Kapazitätsverlusts aus. Mit den beiden Alterungsmechanismen muss der Energiespeicher bei einer Größe von 2 kWh mindestens zweimal über die 20 Jahre Lebensdauer ersetzt werden, da das EOL durch die Alterung vorzeitig erreicht wird. Bei den größeren Energiespeichern muss die Batterie im besten Fall nur einmal nach circa 10 Jahren Betrieb ersetzt werden und erreicht optimal das zweite Lebensdauerende nach genau 20 Jahren zum Ende des Betrachtungszeitraums. Der genaue Energiespeicherersatz hängt vom jeweiligen Residuallastprofil ab, welches mit 24 verschiedenen Haushaltslastprofilen in dieser Simulation variiert wurde. In diesem Szenario altert ein 6 kWh Energiespeicher zwar langsamer als ein 4 kWh Energiespeicher, muss aber über die Betriebsdauer ebenso einmal ersetzt werden, was die Wirtschaftlichkeit von dieser Größe mit den größeren Investitionskosten deutlich verschlechtert. Der 2 kWh Energiespeicher erzielt für das betrachtete Simulationsszenario mit steigenden Strompreisen und der Annahme des Szenarios minimaler Speicherpreise die beste mittlere Rentabilität von 2,4 %, allerdings muss dieser Speicher mindestens zweimal über die 20 Jahre Lebensdauer ersetzt werden, was deutliche Risiken je nach Energiespeicherpreisentwicklung auf die Wirtschaftlichkeit zur Folge hat. Der Energiespeicher mit 4 kWh erzielt einen nur wenig geringeren ARR von 1,9 %, was aber auch absolut höhere Gewinne mit sich bringt, da die zu diesem Wert im Bezug stehenden Investitionskosten fast doppelt so groß sind.

Es wurde gezeigt, dass in der Anwendung PV-Heimenergiespeicher die zyklische Alterung bei dem Einsatz von Batterien mit einer Zyklenfestigkeit von circa 6.000 Vollzyklen und einer optimalen Dimensionierung nur circa ein Drittel der Gesamtalterung ausmacht. Die zyklische Alterung kann damit nicht vernachlässigt werden und muss je nach Energiespeichergröße individuell bestimmt werden.

Als Anforderung an die Zyklenfestigkeit kann für dieses Anwendungsszenario bei einer kalendarischen Lebensdauer von 15 Jahren nun eine Zyklenfestigkeit von circa 6.000 Vollzyklen geschlussfolgert werden, da bei der Speichergröße von 4 kWh der Energiespeicher gerade nur einmal ersetzt werden muss. Eine schlechtere Zyklenfestigkeit würde den Energiespeicherersatz öfter notwendig machen, was die Wirtschaftlichkeit

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

deutlich verschlechtern würde. Bessere Zyklenfestigkeiten hätten wiederrum kaum einen Einfluss, da die kalendarische Alterung ohnehin die Lebensdauer einschränkt.

Bei Betrachtung anderer wirtschaftlicher Szenarien der Energiespeicherpreisentwicklung würden die Anforderungen etwas anders ausfallen. Es muss somit individuell für jedes Anwendungsszenario und abhängig von verschiedenen technischen und wirtschaftlichen Parameterräumen die Anforderungen an die Energiespeicherlebensdauer ausgewertet werden.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

2.5 Ableitung von Kriterien zur Definition von Folgevorhaben als Pilot- und Demonstrationsprojekte

Fraunhofer-Institut für Windenergie- und Energiesystemtechnik

Die Vorüberlegungen im Arbeitsprogramm hatten vier Anwendungsgebiete für Speicher in elektrischen Netzen identifiziert:

1. Spannungsstabilisierung im Mittel- und Niederspannungsnetz
2. Speicherung zur Überbrückung begrenzter Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen
3. Leistungsspeicherung zur Sicherstellung des globalen Energiegleichgewichts und der Frequenz
4. Energiespeicher bei Netzüberlastung

Die Arbeiten in AP 1 und 2 haben gezeigt, dass elektrochemische Speicher in der Lage sind, die Verletzung von Spannungsgrenzen und die Überlastung von Betriebsmitteln wie Leitungen und Transformatoren zu verringern bzw. zu vermeiden und die Spannung zu stabilisieren. In diesen beiden Arbeitspaketen wurde aber nicht die Eignung elektrochemischer Speicher zur Frequenzhaltung untersucht, weil Speicher bereits für diese Anwendung im Einsatz sind. Außerdem ist für diese Aufgabe eine ganz andere Herangehensweise erforderlich als die in AP 1 und AP 2 gewählte.

Die detaillierte Betrachtung der Ziele, die mit der Installation von elektrochemischen Speichern in elektrischen Netzen verbunden sind, und die Analyse der Alternativen Netzausbau, Power to Heat und hochdynamische Kraftwerke statt Installation von Speicher haben gezeigt, dass Speicher aus wirtschaftlichen Gründen für die hier untersuchten Aufgaben nicht in Frage kommen können. Nur in besonderen Fällen, in denen durch die Installation von Speichern mit relativ geringem Energieinhalt (einige kWh) und geringer Leistung (einige 10 kW) häufige, aber kurze Spannungsprobleme und Betriebsmittelüberlastungen verhindert werden können, bieten für elektrochemische Speicher eine wirtschaftlich und technisch sinnvolle Option zum Netzausbau. Ein Beispiel dafür sind ausgedehnte Netze mit hoher und ungünstig verteilter Einspeisung von Windkraft- und PV-Anlagen und gewerblichen oder landwirtschaftlichen Lasten mit hohen, kurzen Lastspitzen an Netzausläufern.

Es ist nicht klar, an wie vielen Stellen im Netz derartige Probleme vorhanden sind und ob sich dafür standardisierte Produkte entwickeln lassen. Die Installation von USV-Anlagen bietet jetzt für diese Probleme bereits eine, allerdings nicht optimierte Lösung. Ein mögliches Pilotprojekt für eine konkrete, für viele Stellen im Netz typische Netzsituation könnte wirtschaftlich interessant sein.

Als spezielle Kriterien zur Definition von Folgevorhaben als Pilot- und Demonstrationsprojekte können daher die Folgenden abgeleitet werden:

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Flexbilität

Ein Kriterium für den wirtschaftlichen Nutzen, kann auch das Maß an Flexibilität sein, das ein Batteriespeicher mit sich bringt. Einerseits die Flexibilität durch die im Projekt untersuchten Anwendungen zu Spannungshaltung, Leistungsausgleich usw., aber auch die Möglichkeit einen Batteriespeicher in einem Netz ein paar Jahre einzusetzen, als Überbrückung einer kurzen Zeitspanne, bis zu einer permanenteren Maßnahme. Ist diese durchgeführt, kann die Batterie an anderer Stelle erneut eingesetzt werden. Die Möglichkeit die Batterie als mobiles Entlastset zu nutzen wurde im Projekt Elche in einem Netzgebiet von RWE untersucht und sollte hier Erwähnung finden.

Mehrfachnutzung statt Einfachnutzen

Weitere sinnvolle Folgeprojekte sollten sich mit dem Mehrfachnutzen der Batteriespeicher im Netz beschäftigen. Die Wirtschaftlichkeit steigt enorm mit den verschiedenen Anwendungen eines Batteriesystems, z.B. Energiemarktteilnahme und Spannungshaltung. Hierzu müssen konkrete Regelungen und optimierte Betriebsführungen entwickelt werden, die eine wirtschaftliche, technische aber auch regulatorische Lösung bieten können.

Ganzheitliche Systemkombinationen statt Einzellösungen

Im Weiteren sollten nicht nur Batteriesystem einzeln gegenüber anderen Lösungen wie Power-to-Heat betrachtet und untersucht, sondern geeignete Kombinationen zur Gesamtenergieversorgung. Es zeigt sich, das der kombinierte Einsatz von Speichern, wie Batterien, Wärmespeicher mit den jeweiligen Umwandlungstechnologien und Erzeugern großes Potential aufweisen. Daraus können Batteriespeicher-Kombiprodukte, wie z.B. PV-Batteriesysteme, aber auch KWK-Batterie-Wärmespeichersysteme für einzelnen Wohnhäuser, aber auch ganze Quartierskonzepte zusammen mit Herstellern, Planern und Netzbetreibern entwickelt werden. Auch die koordinierte Vernetzung mehrerer dezentraler Speicheranlagen gewinnt im Zuge der Digitalisierung (Stichwort „Internet of Things“) stark an Bedeutung – es gilt zu untersuchen, welchen Mehrwert Speicher im Verbundbetrieb leisten können und wie eine optimale Ansteuerung erfolgen kann.

Standardisierte Tests & Bewertungen zur Batteriespeichereffizienz und -Alterung

Da die elektrischen Verluste und die Alterung in Batteriespeichern von vielfältigen Stellgrößen mitunter stark beeinflusst werden können (z.B. Betriebstemperatur, Wahl der Batterie-Zellchemie, Systemtopologie, usw.) und auch für verschiedene Anwendungen stark abweichen können, sollten in Zukunft Untersuchungen an Normprofilen verschiedener Anwendungen erstellt werden. Diese können zur verlässlicheren Bewertung bestehender und neuer Technologien verwendet werden um durch Modelle oder Experimente die Effizienz und die Alterung in der geplanten Anwendung im Voraus zu bestimmen.

Optimierung der Dimensionierung und des Betriebs von Batteriespeichern

Die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern hängt, neben der Anwendung, stark von der gewählten Technologie, Dimensionierung und der Betriebsweise ab. Es besteht daher ein

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Bedarf an detaillierten Modellen verschiedener Batterietechnologien mit einer ausreichend genauen Abbildung der jeweiligen Anwendung. Optimierungsverfahren erlauben es, für beliebige Speicheranwendungen eine angepasste und kostenoptimale Speicherauslegung und -betriebsweise zu erreichen. Forschungsergebnisse in diese Richtung könnten die Kosteneffizienz von Batteriespeichern maßgeblich erhöhen

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Arbeitspaket 3

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen

3 Alternative Lösungen zum Einsatz von Speichern

Alle Funktionen, die elektrochemische Speicher in elektrischen Netzen erfüllen können, können durch alternative technologische Lösungen ebenfalls erbracht werden. In diesem Kapitel werden die bereits im Projektantrag identifizierten Alternativen

1. Netzausbau des Stromnetzes
2. Netzausbau der Gas- und Wärmenetze
3. Lastmanagement
4. Spitzenlastkraftwerke
5. Zusatzlasten

einzeln beschrieben. Bei der Bearbeitung dieses Arbeitspakets haben sich keine weiteren Alternativen zu elektrochemischen Speichern ergeben, so dass keine Aufnahme eines weiteren Themenkreises notwendig wurde. Allerdings hat sich gezeigt, dass die Abgrenzung der Themen ungünstig gewählt wurde und deshalb Überlappungen nicht immer vermieden werden konnten. Insbesondere die beiden Themenfelder Netzausbau der Gas- und Wärmenetze und Zusatzlasten sind problematisch. Eine Einteilung in Nutzung von Strom für thermische Anwendungen, inkl. Zusatzlasten, und Power to Gas hätte einige der Überlappungen vermieden, aber andere geschaffen. Zusatzlasten, die nicht die thermische Nutzung von Strom für thermische Zwecke betreffen, hätten auch im Themenkreis Lastmanagement behandelt werden können.

Die Bearbeitung des Arbeitspakets zeigt, dass der Ausbau des Stromnetzes im Regelfall eine technisch umfassendere und kostengünstigere Alternative als die Nutzung von Speichern ist. Des Weiteren hat sich gezeigt, dass die thermische Nutzung von Strom, der nicht unmittelbar für den Betrieb von Lasten in anderen Netzbereichen verwendet werden kann, eine sehr kostengünstige und emissionsmindernde Alternative zu Speichern ist.

Die Bearbeitung des Themenkreises Spitzenlastkraftwerke hat gezeigt, dass existierende Kraftwerkstechnologien (Gasmotorenkraftwerke) durch ihre hohe Dynamik und ihren hohen Wirkungsgrad über einen sehr großen Bereich der Ausgangsleistung die Chancen für elektrochemische Speicher besonders stark beschränken. Der Ersatz des jetzigen Kraftwerkparks, der durch den politisch beschlossenen Kernkraft- und Kohleausstieg erforderlich sein wird, wird dazu führen, dass das Angebot von Strom unterhalb der variablen Brennstoffkosten weitgehend verschwinden wird und „Überschussstrom“ nur noch bei einer, über der Stromnachfrage liegenden Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen vorhanden sein wird.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

3.1 Netzausbau

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen

In diesem Arbeitspaket wird der Einsatz von Speichern anhand einer Literaturrecherche im Vergleich zur Durchführung von Netzausbau- und Netzverstärkungsmaßnahmen betrachtet. Speicher sorgen für den zeitlichen Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch, Netze hingegen für den räumlichen Ausgleich. Energie, die nicht in unmittelbarer räumlicher und zeitlicher Nähe zum Erzeugungsort genutzt werden kann, kann entweder gespeichert werden, oder über Netze zu Verbrauchern an anderen Orten weitergeleitet werden. Die zugrundeliegende Annahme für die Nutzung von Netzen ist, dass es zum gleichen Zeitpunkt sowohl lokale Stromüberschüsse als auch, an anderen Orten, Strombedarf gibt. In der Bundesrepublik Deutschland gilt unter den getroffenen Annahmen, dass dies mindestens bis 2030 in der überwiegenden Anzahl der Stunden der Fall ist, bei einer Betrachtung für ganz Europa gilt die Annahme vermutlich noch sehr viel länger.

3.1.1 Verwendete Studien

Grundlage der durchgeführten Betrachtungen bilden die vorhandenen Untersuchungen zur Thematik des notwendigen Netzausbaus in den Verteilnetzen ([1], [75], [76]). Der Einsatz von Speichersystemen als Alternative zum konventionellen Netzausbau wird insbesondere in [77], [37] und [78] thematisiert. Die Potenziale des Speichereinsatzes werden in Konkurrenz zum konventionellen Netzausbau sowie zum Einsatz alternativer Ausbaukonzepte betrachtet und auf Grundlage der Gesamtkosten verglichen. Die zugrundeliegenden Untersuchungen verwenden unterschiedliche Basisjahre und Ausbaupfade dezentraler EE-Anlagen. Weiterhin werden unterschiedliche Annahmen bezüglich der vertikalen Verteilung des Zubaus in den einzelnen Netzebenen erwartet, was eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse erschwert.

3.1.2 Konzepte, Technologien und Einsatzfelder

Neben konventionellen Netzverstärkungs- beziehungsweise Netzausbaumaßnahmen stehen eine Reihe unterschiedlicher Konzepte und Technologien zur Verfügung, um die Überlastung der Netzbetriebsmittel beziehungsweise die Verletzung bestehender Grenzwerte durch dezentrale Einspeisung zu vermeiden. Die Gründe für notwendige Netzausbaumaßnahmen unterscheiden sich dabei zwischen den Verteilnetzebenen. Während in Mittel- und Niederspannungsebene im Wesentlichen eine Verletzung der Spannungsgrenzwerte eine Verstärkung der Netze erforderlich macht, treten in der Hochspannungsebene meist Verletzungen der Grenzwerte der Stromtragfähigkeit auf [1].

3.1.2.1 Konventioneller Netzausbau

Als Maßnahmen des konventionellen Netzausbaus werden in [1] abhängig vom Grund des Ausbaubedarfs verschiedene Optionen genannt. Der Einsatz von (partiellen) parallelen Leitungen ist für alle Netzformen geeignet, um sowohl die vornehmlich am Strangende auftretende Verletzung von Spannungsgrenzwerten als auch die Verletzung der thermischen

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Belastungsgrenzen zu vermeiden [1]. Werden die Belastungsgrenzen von Transformatoren erreicht, so wird entweder ein Austausch des bestehenden Transformators durch einen der nächsthöheren Leistungsklasse vorgenommen, oder es wird ein zweiter Transformator parallel betrieben [1]. In den anderen betrachteten Studien wird zur Untersuchung des konventionellen Netzausbaus ähnlich vorgegangen.

3.1.2.2 Regelbare Ortsnetztransformatoren und Einzelstrangregler

Da im Mittel- und Niederspannungsnetz der Netzausbaubedarf im Wesentlichen durch die Verletzung von Spannungsgrenzwerten bedingt ist, bietet der Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren (rONT) oder Einzelstrangreglern eine Alternative zum konventionellen Netzausbau [1]. Das Übersetzungsverhältnis eines regelbaren Ortsnetztransformators kann dynamisch und im Betrieb an die Lastverhältnisse im Netz angepasst werden. Mittel- und Niederspannungsebene werden somit voneinander entkoppelt, sodass für beide Spannungsebenen das vollständige Spannungsband zur Verfügung steht [75], [78]. In [78] wird abgeschätzt, dass damit die Aufnahmekapazität für erneuerbare Energie um das Vierfache gesteigert wird. Für die Mittelspannungsebene gilt dies jedoch nur für den Fall, dass innerhalb eines Mittelspannungsnetzes alle Ortsnetztransformatoren regelbar ausgeführt sind. Bezüglich der Regelung stehen verschiedene Konzepte zur Verfügung (vgl. [75] und [78]), die jeweils verschiedene Mess- und Kommunikationsinfrastruktur erfordern und somit unterschiedliche zusätzliche Kosten nach sich ziehen. Während der Einsatz des rONT Auswirkungen auf die Spannung aller angeschlossenen Niederspannungsstränge hat, wird durch die Nutzung von Einzelstrang- [78] beziehungsweise Spannungslängsreglern [75] die Spannung nur innerhalb des betreffenden Strangs beeinflusst. Spannungsprobleme an langen Netzausläufern, insbesondere in erzeugungsgeprägten Szenarien, werden nach [78] durch rONT nicht vollständig gelöst.

3.1.2.3 Erzeugungsmanagement

Die Reduzierung der maximalen Einspeiseleistung dezentraler Erzeugungsanlagen in Zeiten hoher Netzbelastung wird seit einigen Jahren im Netzbetrieb eingesetzt, um kurzfristige Überlastungen der Netzbetriebsmittel zu verhindern. Im Rahmen der Netzausbauplanung findet diese Option jedoch keine Anwendung. In verschiedenen Studien wird gezeigt, dass durch die Einbeziehung des Erzeugungsmanagements in den Netzplanungsprozess die Aufnahmefähigkeit der Netze für dezentrale Erzeugungskapazitäten steigt, da die Netze nicht auf selten auftretende Extremwerte der Einspeisung ausgelegt sein müssen (vgl. [77], [75]). Einerseits können, wie in [75] angegeben, statische Grenzwerte für die maximale Einspeiseleistung vorgegeben, andererseits auch selektive Wirk- und Blindleistungsanpassungen vorgenommen werden [78]. Die im Fall einer Anlagenabregelung nicht eingespeiste, jedoch nach den aktuellen Rahmenbedingungen trotzdem zu vergütende Energie beträgt durchschnittlich wenige Prozent des Jahresenergieertrags [75].

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

3.1.2.4 Speichersysteme

In den zugrundeliegenden Studien werden verschiedene Speichertechnologien und Einsatzzwecke und die resultierenden Auswirkungen auf die Netzbelastung und möglicherweise zusätzlich erforderliche Investitionen betrachtet. Die in [1] durchgeführte Variantenrechnung unterscheidet zwischen marktorientiert und damit gegebenenfalls netzbelastender und netzorientierter Betriebsweise der Speicher. In [78] werden ausschließlich Batteriespeicher zum netzdienlichen Einsatz im Verteilnetz untersucht. Betrachtet werden einerseits der Speichereinsatz direkt am Transformator zur Vergleichmäßigung des Lastflusses und die damit einhergehende Verbesserung der Betriebsmittelauslastung und andererseits der spannungsstützende Speichereinsatz am Strangende.

3.1.3 Wirtschaftliche Aspekte

Die verschiedenen Optionen des Netzausbaus werden in den analysierten Studien basierend auf den resultierenden Kosten beziehungsweise den erzielbaren Einsparmöglichkeiten verglichen.

3.1.3.1 Konventioneller Netzausbau

Da den analysierten Studien unterschiedliche Basisannahmen und Szenarien zugrunde liegen, werden zum Vergleich der Ergebnisse die ermittelten Investitionskosten auf die erwartete zusätzlich pro Jahr zu integrierende Energie aus dezentralen Anlagen[10] bezogen und in Abbildung 47 gegenübergestellt (vgl. [1], [75], [76]). Bei einer Betrachtung über die Lebensdauer der Netzinvestitionen reduzieren sich die Kosten pro kWh um den Faktor 20 bis 40, je nachdem welche Annahmen zur technisch-wirtschaftlichen Lebensdauer der Netzinvestitionen gemacht werden.

Die spezifischen Werte des Investitionsbedarfs liegen im Bereich zwischen 200 und 400 €/kW, wobei das BMU-Szenario aufgrund des sehr geringen prognostizierten Zubaus die mit Abstand höchsten Werte liefert [76]. Durch die Verwendung der jeweils nächstgrößeren Standardnetzkomponente geschieht der Netzausbau stufenweise, sodass ggf. mehr dezentrale Anlagen angeschlossen werden können, als in den verwendeten Studien prognostiziert wird. Die in Abbildung 47 dargestellten, auf die zusätzlich integrierbare Energie bezogenen Investitionskosten für den Netzausbau, stellen eine globale Abschätzung der Netzausbaukosten über alle Verteilnetzebenen dar.

[10] Die zusätzlich integrierbare Energie wird aus den Ausbauprognosen in den betrachteten Studien und den im NEP 2013 – Szenario B [3] angenommenen jährlichen Volllaststunden für Windenergie- und Photovoltaikanlagen bestimmt.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

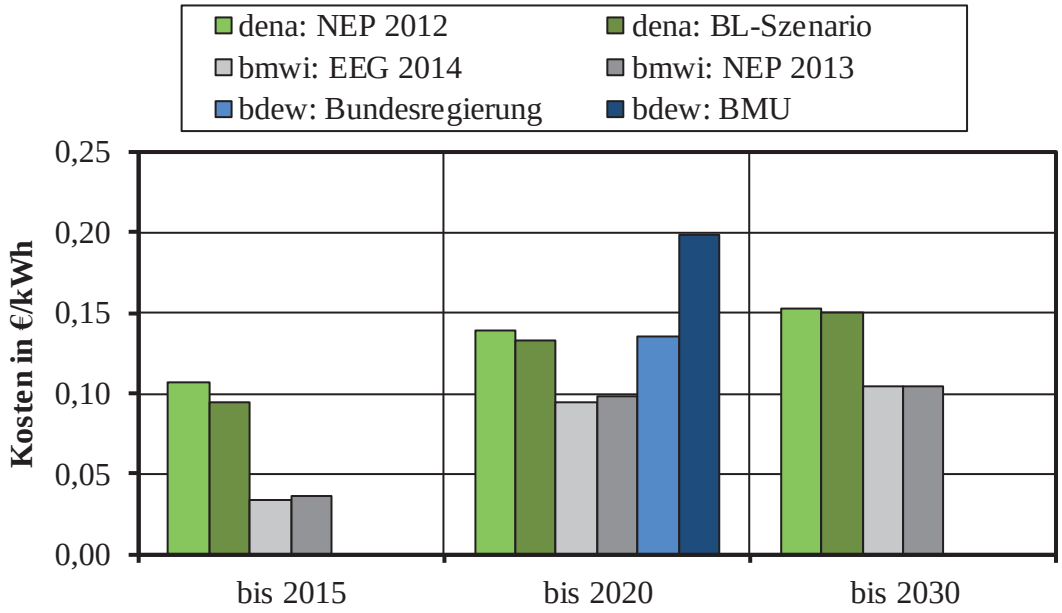


Abbildung 47: Investitionskosten des konventionellen Netzausbaus bezogen auf die jährlich zusätzlich integrierbare Energie aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen für die in den betrachteten Studien ([1], [75] und [76]) untersuchten Szenarien (in [76]: Werte nur für das Jahr 2020 angegeben)

3.1.3.2 Regelbare Ortsnetztransformatoren und Einzelstrangregler

In [78] wird aufgezeigt, dass der rONT-Einsatz in Abhängigkeit der untersuchten Typnetze und Szenarien zu einer durchschnittlichen Reduzierung der Gesamtkosten des Netzausbaus auf knapp 40 % führt. Durch den Einsatz von Einzelstrangreglern werden die Netzausbaukosten um durchschnittlich 30 % reduziert. In [75] werden verschiedene Durchdringungen mit rONT untersucht und es wird gezeigt, dass die jährlichen Zusatzkosten im Szenario „EEG 2014“ um 10 % reduziert werden können.

3.1.3.3 Erzeugungsmanagement

Beim Einsatz des Erzeugungsmanagements zur Verringerung des nötigen Netzausbaus stehen die einhergehenden Einsparmöglichkeiten den variablen Kosten der abgeregelten, jedoch trotzdem zu vergütenden Energie, der Ersatzbeschaffung sowie der notwendigen Kommunikationsinfrastruktur gegenüber. Mit der Reduzierung der maximalen Einspeiseleistung sinken zwar der Netzausbaubedarf und damit die zugehörigen Kosten, jedoch nehmen die Kosten der abgeregelten Energie, neben der eventuell zu zahlenden Einspeisevergütung auch durch die notwendige Ersatzbeschaffung, gleichzeitig zu. Ziel ist es somit, die Einspeiseleistung nur soweit zu begrenzen, dass ein Minimum der zusätzlichen Kosten für die EE-Integration erreicht wird [75] bzw. keine zusätzlichen Kosten entstehen. In [75] wird im Szenario „EEG 2014“ bei einer Reduzierung der maximalen Einspeiseleistung auf 70 % durch die Verringerung des notwendigen Netzausbaus um 44 % eine Einsparung von 15 % der jährlichen Zusatzkosten erreicht . [1] liefert für eine ähnliche Betrachtung bei

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

pauschaler Abregelung der PV-Anlagen auf 70 % und der Windkraftanlagen auf 80 % im Szenario „NEP 2012“ eine Einsparung von 19 % der Investitionskosten. In [78] wird eine Einsparung der Ausbaukosten von durchschnittlich knapp 40 % durch die pauschale Abregelung der PV-Einspeisung auf 70 % in der Niederspannungsebene erwartet, wobei keine zusätzlichen Kosten (Vergütung, Ersatzbeschaffung) berücksichtigt werden.

3.1.3.4 Speichersysteme

Die Auswirkungen des spannungsstützenden Speichereinsatzes auf die Ausbaukosten in der Niederspannungsebene werden in [78] für Natrium-Schwefel-Batterien untersucht. Die Ergebnisse sind auf andere Batteriesysteme weitgehend übertragbar, da sich Lebensdauer, Wirkungsgrad und Investitionskosten nicht grundsätzlich unterscheiden. Das durchschnittliche Kostensenkungspotenzial von Speichern wird wegen ihrer hohen Kosten zu lediglich etwa 15 % im Vergleich zu den wirtschaftlich besten Netzausbaumaßnahmen geschätzt. Die in [77] vorgestellten Ergebnisse zeigen für die Mittelspannungsebene, dass Speichersysteme gegenüber dem konventionellen Netzausbau keine Verringerung der Gesamtkosten ermöglichen. Für die Niederspannungsebene wird ermittelt, dass der Einsatz von Speichersystemen beziehungsweise die selektive Abregelung von EE-Anlagen in Einzelfällen eine kosteneffiziente Alternative zum konventionellen Netzausbau darstellen kann, aber keine generelle Lösung zur Vermeidung des Netzausbaus bieten. Ähnliche Ergebnisse werden ebenfalls in [1] und [37] angegeben. Die in Arbeitspaket 2 dieses Projekts erhaltenen Ergebnisse zeigen, dass sich in den betrachteten Typnetzen der Einsatz von Speicher nie gegenüber dem konventionellen Ausbau lohnt. Der Speichereinsatz ist nur unter sehr besonderen Spezialfällen eine wirtschaftliche Lösung.

3.1.3.5 Kombination der Technologieoptionen

In [78] wird herausgearbeitet, dass in jedem untersuchten Szenario mindestens eine Technologieoption geeignet ist, die Kosten des konventionellen Netzausbaus zu reduzieren und daraufhin qualitativ abgeleitet, dass die Kombination verschiedener Optionen eine weitere Reduktion der Ausbaukosten ermöglichen kann. In [75] wird die Kombination des prioritären Einsatzes von Erzeugungsmanagementmaßnahmen und des zusätzlichen rONT-Einsatzes eine Kostenreduktion von 20 % ermittelt. Im Vergleich dazu stehen die etwas geringeren Einsparmöglichkeiten von 15 % durch den ausschließlichen Einsatz des Einspeisemanagements.

3.1.4 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die Auswertung der vorhandenen Studien zeigt, dass verschiedene Netzausbauoptionen zur Integration dezentraler EE-Anlagen in das Energieversorgungsystem zur Verfügung stehen. Insbesondere in [78] wird dabei aufgezeigt, dass der Einsatz unterschiedlicher Technologien die Kosten des konventionellen Netzausbaus deutlich reduzieren kann. Diese haben ein deutlich höheres Kostensenkungspotenzial als die Nutzung von Stromspeichersystemen.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Weiterhin wird dargelegt, dass die notwendigen Netzausbaumaßnahmen sowie der mögliche Einsatz alternativer Techniken und die damit verbundenen Kosten beziehungsweise Einsparmöglichkeiten sehr stark von der Netztopologie und dem angenommenen Belastungsszenario abhängen. Lediglich in Einzelfällen können Speichersysteme somit eine kosteneffiziente Alternative zu anderen Optionen des Netzausbaus darstellen. Diese Ergebnisse werden durch die eigenen Arbeiten in den anderen Arbeitspaketen dieses Projekts, insbesondere AP1 und AP2 bestätigt.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

3.2 Nutzung von Gas- und Wärmenetzen

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen

Anhand eigener Untersuchungen und Literaturrecherchen wird der Einsatz von Gas- und Wärmenetzen als Alternative zu elektrochemischen Speichern betrachtet. Dabei ist zu beachten, dass die für Wärmeanwendungen notwendigen Anlagen und Produkte in den meisten Fällen bereits als kommerzielle, ausgereifte Produkte vorhanden sind, während das Power-to-Gas-Konzept großtechnisch noch nicht erprobt ist und es auch bei intensiver Förderung noch Jahre dauern wird, bevor Anlagen großtechnisch sicher betrieben werden können.

3.2.1 Verwendete Studien

Im Bereich der Wärmenetze ist insbesondere [79] sowie die Ergebnisse aus [53], beziehungsweise für den Bereich der Gasnetze [80] sowie in Auszügen [81] und [82] hervorzuheben. [83] und [84] thematisieren sowohl die Nutzung von Gas- als auch die Nutzung von Wärmenetzen und verbinden die beiden Untersuchungsfelder. In den genannten Studien werden sowohl die technischen als auch wirtschaftlichen Potenziale und Herausforderungen behandelt. Eine Vergleichbarkeit der Ergebnisse wird jedoch durch unterschiedliche Basis- und Stützjahre, Ausbaupfade der erneuerbaren Energien (EE) und weitere Annahmen, wie dem elektrischen Netzausbau in den verschiedenen Netzebenen, erschwert.

3.2.2 Konzepte, Technologien und Einsatzfelder

Als Alternativen zur Nutzung von elektrochemischen Speichern können zwei Power-to-X-Technologien eingesetzt werden. Power-to-Heat (PtH) verbindet den elektrischen Energiesektor mit dem Sektor für Brauch- und Prozesswärme und Power-to-Gas (PtG) verbindet die beiden Energiesektoren Strom und Gas.

3.2.2.1 Power-to-Heat

Nach [79] kann die PtH-Anwendung in mehrere Fälle eingeteilt werden. Der erste befindet sich im Bereich der Systemdienstleistungen, wobei mithilfe von PtH-Anlagen negative Regelleistung bereitgestellt werden kann. Der zweite Anwendungsfall ergibt sich aus einer drohenden Abregelung von EE durch lokale beziehungsweise regionale Netzengpässe, die mit PtH-Anwendungen innerhalb der betroffenen Netzbereichs vermieden werden können.

Zur Umwandlung von elektrischer Energie in Wärme stehen verschiedene, marktreife Technologien, wie beispielsweise elektrische Widerstandsheizsysteme, Elektrodenheizkessel und Wärmepumpen zur Verfügung. Diese werden im Rahmen des Arbeitspakets 3.5 – Zusatzlasten näher erläutert.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Einsatzfelder

Fernwärme- beziehungsweise Dampfnetze können für die kurzfristige Speicherung von Überschussstrom verwendet werden [83]. In diesem Bereich nimmt Dänemark eine Vorreiterrolle ein, weil dort bereits im industriellen Maßstab Überschussstrom in Wärmenetzen gespeichert und nutzbar gemacht wird [79], [83]. In Deutschland existieren Ende 2014 Fernwärmenetze mit einer gesamten Wärmeengpassleistung von ca. 37 GW, aus denen etwa 136 TWh an Kunden abgegeben wurden. Der Bestand der Fernwärmenetze unterscheidet sich zwischen den Bundesländern deutlich, wobei die Netzlängen und die thermischen Anschlussleistungen in den Städten Hamburg, Bremen und Berlin überdurchschnittlich hoch sind [85]. Bei der Abschätzung der Einsatzmöglichkeiten ist zu beachten, dass die PtH-Anwendung mit der energetischen Sanierung von Gebäuden zusammen betrachtet werden müssen [84].

PtH-Anlagen, die an Fernwärmenetze angeschlossen sind, eignen sich besonders zur Bereitstellung von negativer Sekundärregelleistung, da sie sehr flexibel und verhältnismäßig preisgünstig eingesetzt werden können. Durch die PtH-Anwendung in diesem Bereich sollen 2025 in Deutschland durch die entsprechenden Brennstoffsubstitutionen ca. 1,3 bis 2 Mio. t CO_2 eingespart werden können [85], [86].

Kommunale Fernwärmenetze sind meist saisonal im Einsatz und werden überwiegend von KWK-Anlagen oder Heizkraftwerken gespeist. Die saisonale Unterstützung der Wärmeversorgung durch eine PtH-Anwendung erreicht nur eine geringe Ausnutzungsdauer beziehungsweise eine geringe Zyklenzahl der Speicher, aber einen Eintrag erneuerbarer Energien in den Wärmesektor. Gewerbliche und industrielle Dampf-/Wärmenetze, beispielsweise in Industrieparks, sind das ganze Jahr kontinuierlich im Einsatz. Die Pufferkapazität dieser Netze beträgt jedoch nur einige Minuten im Bereich des anliegenden Wärmebedarfs und kann deshalb nur in einem deutlich eingeschränkten Bereich genutzt werden [83], wenn keine Wärmespeicher nachgerüstet werden.

3.2.2.2 Power-to-Gas

Konzept und Technologien

Ein Konzept für die Umwandlung von elektrischer Energie in den stofflichen Energieträger Gas ist die Elektrolyse. Die verfügbaren Technologien werden im Rahmen des AP 3.5 - Zusatzlasten erläutert.

Einsatzfelder

Kleinere und kurzfristig auftretende Überschussstrommengen können mithilfe von PtG im Gasnetz zwischengespeichert werden, wobei saisonal auftretende, große Energieüberschüsse mit PtG im mehrstelligen TWh-Bereich von großtechnischen Gasspeichern aufgenommen werden können [81], [83]. Wasserstoff, als Produkt der Elektrolyse, ist (derzeit) ein regionales und kein überregionales Handelsgut und ist (derzeit) nicht als Energieträger sondern als Chemikalie von Bedeutung [83]. Aus diesem Grund

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

werden die bestehenden Elektrolyseure gegenwärtig nicht netzdienlich sondern in Abhängigkeit der zu produzierenden Menge betrieben.

In Deutschland gibt es bereits Erfahrungen mit dem Transport von Wasserstoff (in Pipelines) insbesondere an verschiedenen Chemie- und Raffineriestandorten mit lokalen Wasserstoffnetzen [83]. Alternativ kann der Wasserstoff auch in die bestehende Erdgasinfrastruktur geleitet werden, wobei der heutige Grenzwert für eine Wasserstoffbeimischung bei 5 vol-% liegt. Dieser Beimischungsanteil ist Gegenstand vielfältiger Untersuchungen, wobei nach [87] die Gasinfrastruktur einen erhöhten Grenzwert von 10 % Wasserstoffanteil verträgt. Im Gegensatz zu Wasserstoff ist synthetisch hergestelltes Methan vollständig kompatibel mit der bestehenden Erdgasinfrastruktur, sowie den nachgelagerten (End-)Anwendungen.

3.2.3 Wirtschaftliche Aspekte

3.2.3.1 Kosten und Erlösmöglichkeiten für Power-to-Heat

Die Vermarktung von negativer Regelleistung mithilfe von großtechnischen, zentralen Elektro- oder Elektrodenheizkesseln lässt sich bereits vielerorts wirtschaftlich betreiben, der Markt für negative Regelleistung ist jedoch stark begrenzt [79], [88], [51]. Die Installationskosten betragen abhängig von der verwendeten Technologie und dem Anwendungsgebiet (Fernwärme oder Industrieanlage) zwischen 75 und 350 €/kW_{el} [79]. Die Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebs hängt stark von der Umlagenbelastung der eingesetzten Energie ab [79].

3.2.3.2 Kosten und Erlösmöglichkeiten für Power-to-Gas

Die Wirtschaftlichkeit von PtG hängt zu großen Teilen von der Ausnutzungsdauer der Elektrolyse ab, die wiederum direkt vom EE- und Netzausbau sowie dem jahreszeitlich bedingten Energiedargebot abhängig ist [83]. Die Investitionskosten der Elektrolyse liegen zwischen 1000 und mehr als 2000 €/kW_{el}, wobei Kostensenkungen auf 500 bis 600 €/kW_{el} prognostiziert werden [80], [83]. Darüber hinaus haben die jeweilige Verwendung und die einhergehenden Erlöse des produzierten Wasserstoffs ebenfalls einen hohen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit.

Die verschiedenen Einsatzszenarien von PtG zur saisonalen Ausgleichsspeicherung stehen in wirtschaftlicher Konkurrenz zum konventionellen Erdgaspreis, der für industrielle Abnehmer im Bereich von 4 ct/kWh_{CH4} liegt. In [83] wird ausgeführt, dass die verschiedenen PtG-Anwendungen/-Szenarien um den Faktor drei bis sechs über dem Erdgaspreis liegen und eine wirtschaftliche Nutzung der Technologien ohne weiteres nicht möglich ist. Die Kosten für eine Ertüchtigung des Erdgasnetzes für höhere Wasserstoffkonzentrationen von bis zu 10 vol-% wird auf rund 3,7 Mrd. € geschätzt (vgl. [89]).

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Die hohen Kosten der PtG-Anwendungen resultieren insbesondere aus dem niedrigen Gesamtwirkungsgrad der Prozesskette von deutlich weniger als 40 %, wobei im Forschungsbereich der biologischen Methanisierung ein deutliches Kostenreduzierungspotenzial gesehen wird. Langfristig ergeben sich insbesondere im Verkehrssektor große Nutzungspotenziale sowie eine schneller zu erreichende Wirtschaftlichkeit der Technologie, da die Effizienz eines Brennstoffzellenantriebs im Vergleich zu Verbrennungskraftmaschinen hoch ist (vgl. [82]).

3.2.4 Methodik und Ergebnisse

Da die PtH-Anwendungen mit geringeren Kosten als die PtG-Anwendungen realisiert werden können und negative elektrische Residuallasten bis 2030 nur in begrenztem Maße auftreten werden, beschränken sich die durchgeführten Untersuchungen auf PtH.

3.2.4.1 Potenzial in den vorhandenen Wärmenetzen

Betrachtet wird das theoretische Nutzungspotenzial überschüssiger elektrischer Energie in den vorhandenen Wärmenetzen (vgl. [85]), wobei vereinfachend angenommen wird, dass lediglich Haushaltskunden angeschlossen sind. Durch das vergleichsweise ungünstige Abnahmeprofil privater Haushalte (saisonal stark schwankende Wärmelast) stellt diese Betrachtung eine Abschätzung des Potenzials nach unten dar. Die Ermittlung der Wärmebedarfe (auf Stundenbasis) für die Referenzjahre (2012, 2020 und 2030) erfolgt auf Grundlage von [60]. Zu dessen Ermittlung wird die Bebauungsstruktur in Deutschland basierend auf [90] mit den Unterscheidungsmerkmalen Alt- (Baujahr bis 1979) oder Neubau, sowie Ein- oder Mehrfamilienhaus ermittelt und im Anschluss auf die Regionen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) verteilt.

Aus den nach [60] ermittelten Wärmebedarfszeitreihen und den elektrischen Residuallasten aus den Last- und EE-Einspeisezeitreihen der ÜNB wird das Potenzial zur Deckung des Wärmebedarfs aus der negativen Residuallast (Bedarf und Verfügbarkeit zur gleichen Zeit; keine zusätzlichen Speicher) bestimmt. Die EE-Einspeisung wird für die Jahre 2020 und 2030 mithilfe der Ausbauprognosen nach [3] bestimmt, wobei die Lastzeitreihe des Jahres 2012 als gleichbleibend angenommen wurde.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

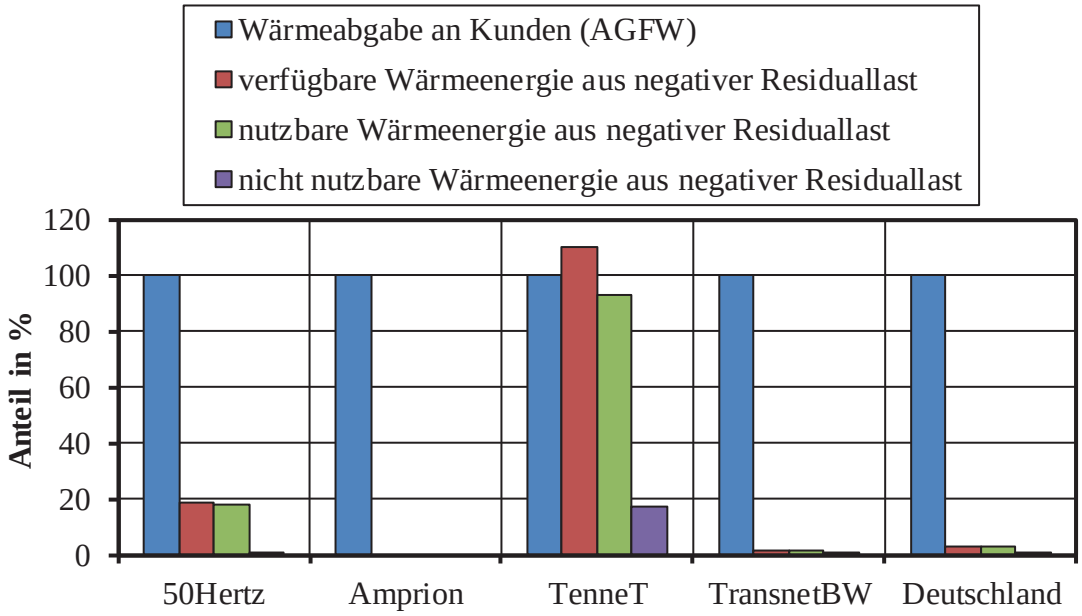


Abbildung 48: Potenzial der Nutzung überschüssiger Energiemengen in den vorhandenen Fernwärmenetzen in den vier Regelzonen und für Deutschland für das Jahr 2030 (eigene Berechnungen nach [20], [30], [31] und [32])

In den Regelzonen Amprion und TransnetBW bestehen keine beziehungsweise nur sehr geringe Überschüsse. In der Regelzone TenneT übersteigen die verfügbaren Überschüsse den Wärmebedarf. Unter Berücksichtigung der (jahres)zeitlichen Verfügbarkeit kann der Wärmebedarf zu etwa 80 % durch elektrische Überschüsse gedeckt werden. In der Regelzone 50Hertz stimmt die Verfügbarkeit überschüssiger elektrischer Energie zeitlich mit hohem Wärmebedarf gut überein, sodass das vorhandene Potenzial vollständig genutzt werden kann. Das Substitutionspotenzial beträgt in dieser Regelzone knapp 20 % des ermittelten Wärmebedarfs. In der gesamtdeutschen Betrachtung ergibt sich, dass etwa 3 % des Wärmebedarfs aus regenerativen, elektrischen Überschüssen gedeckt werden können.

Abbildung 49 stellt eine grobe Abschätzung der Grenzkosten der Integration der negativen Residuallast durch die Nutzung von PtH in den vorhandenen Fernwärmenetzen dar. Es werden die höchsten in [79] angegebenen Installationskosten für elektrische Heizsysteme in Fernwärmenetze von 300 €/kW herangezogen und auf die in Abhängigkeit der installierten Leistung integrierbare Energie umgelegt. Die umlagebelasteten Strombezugskosten werden in dieser Abschätzung nicht berücksichtigt, sodass sich die Grenzkosten lediglich auf die Installationskosten beziehen.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

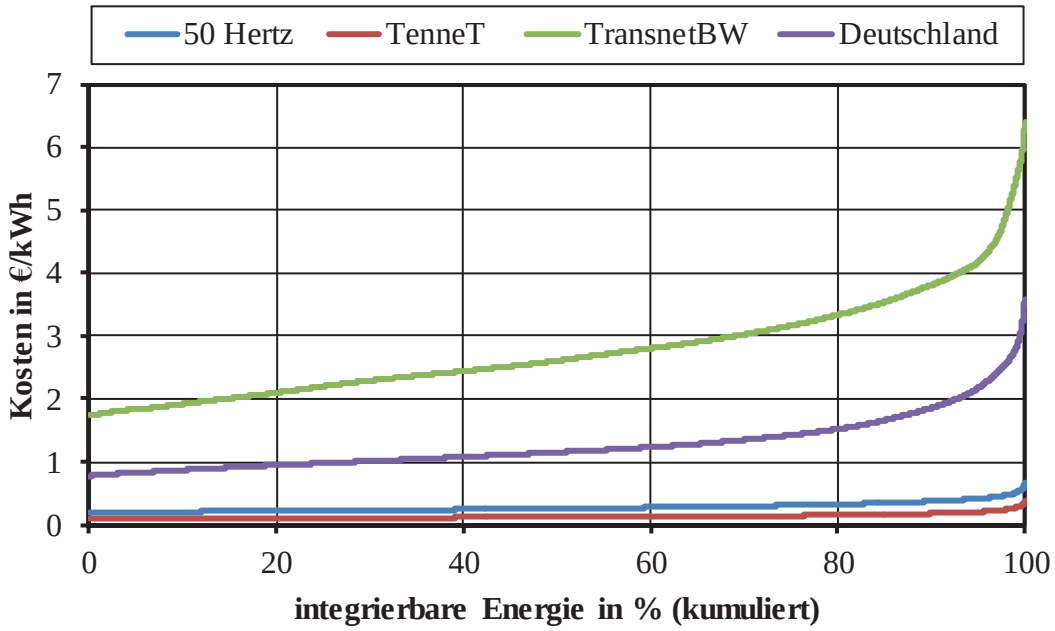


Abbildung 49: Grenzkosten der durch PtH integrierbaren Energie in den einzelnen Regelzonen und in Deutschland für das Jahr 2030 (Berechnungen nach [20], [30], [31] und [32] und Kostenabschätzung nach [79])

Die Wärmegestehungskosten konventioneller Systeme betragen nach [91] 5,6 ct/kWh für die Wärmebereitstellung mittels einer Erdgas-KWK-Anlage. Nach [79] betragen die Wärmegestehungskosten für Erdgaskessel 4 bis 5 ct/kWh. Mit mehr als 9 ct/kWh übersteigen die hier abgeschätzten günstigsten Gestehungskosten (Regelzone TenneT) diese Werte deutlich. Allerdings können sie durchaus mit den Kosten anderer regenerativer Systeme, wie beispielsweise Biomethan oder Solarthermieanlagen, von mehr als 1 €/kWh konkurrieren [91].

3.2.5 Zusammenfassung

Die vorgenommen Untersuchungen und die Auswertung der genannten Studien haben gezeigt, dass sich sowohl Gas- als auch Wärmenetzte zur Speicherung/Aufnahme von Überschussstrom aus EE eingesetzt werden können. Dabei seht, insbesondere für Wärmeanwendungen, bereits eine Vielzahl von Technologien kommerziell zur Verfügung, die insbesondere im Fernwärmebereich auch schon eingesetzt wird[11]. Die Wirtschaftlichkeit variiert stark mit den rechtlich-regulatorischen Rahmenbedingungen, wie beispielsweise den Kosten der örtlichen Wärmebereitstellung und den zu zahlenden Umlagen auf den bezogenen Strom, mit denen die PtH-Anwendung konkurriert.

(Dezentrale) PtH-Anwendungen stellen im Vergleich zu elektrochemischen Speichern eine kostengünstige Alternative dar, um insbesondere die Verteilnetze durch die Aufnahme (kurzfristiger) Einspeisespitzen zu entlasten. Allerdings steht die umgewandelte Energie,

[11] Beiträge und Ergebnisse der EFZN-Dialogplattform Power-to-Heat am 05. und 06. Mai 2015 in Goslar [53].

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

anders als bei der elektrochemischen Speicherung, nicht zur späteren Verwendung zur Verfügung.

Durch die Möglichkeit Strom in Form von Gas in der (bestehenden) Gasinfrastruktur einspeichern zu können, kann die regenerativ erzeugte Energie räumlich transportiert und zeitlich verlagert werden [92]. Diese Eigenschaft macht die PtG-Anwendung vor dem Hintergrund eines möglichst vollständig regenerativ versorgten Energiesystems zu einer interessanten Anwendung. Aus Gründen der Wirtschaftlichkeit und des Entwicklungsstands der Technologien ist im hier betrachteten Zeitrahmen bis 2030 das PtH-Konzept der Anwendung von PtG vorzuziehen.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

3.3 Lastmanagement

Technische Universität München

Ziel in diesem Teilarbeitspaket ist es, das technische Potenzial von Lastmanagement auf übergeordneter Ebene für Deutschland darzustellen und die Kosten abzuschätzen. Da bereits viele verschiedene Arbeiten und Studien zum Thema Lastmanagement durchgeführt wurden, sollen in diesem Arbeitspaket die Potenziale in den Sektoren Haushalt, Gewerbe und Industrie anhand der vorhandenen Literatur erfasst werden. Die wirtschaftliche Analyse und der Vergleich zu den weiteren Alternativen in diesem Arbeitspaket erfolgt auf Basis der Residuallastprofile der Übertragungsnetzbetreiber von 2012.

3.3.1 Verwendete Studien

Zur Darstellung und Bewertung des Potenzials von Lastmanagement in Deutschland wurden folgende Studien und Veröffentlichungen herangezogen: [93–103]

3.3.2 Konzepte und Einsatzfelder

Lastmanagement (LM) ist ein Synonym für Demand Side Management (DSM) oder Demand Side Integration (DSI) und steht für die Beeinflussung des Verbrauchlastganges durch Energieversorgungsunternehmen. Der Inhalt des Begriffes Demand Response (DR) geht noch etwas weiter: "Demand Response ist eine kurzfristige und planbare Veränderung der Verbraucherlast als Reaktion auf Preissignale im Markt oder auf eine Aktivierung im Rahmen einer vertraglichen Leistungsreserve. Diese Marktpreise oder Leistungsabrufe werden durch ungeplante, unregelmäßige oder extreme energiewirtschaftliche Ereignisse ausgelöst" [101]. Das Lastmanagement hat einerseits zum Ziel Leistungsmaxima abzuschwächen (Lastverzicht oder Peak Shaving) andererseits zu Zeiten mit Energieüberschuss zusätzliche Lasten in diese Zeiten zu legen (Lastverschiebung, Valley Filling) [95] [96]. Dies wird in Abbildung 50 verdeutlicht.

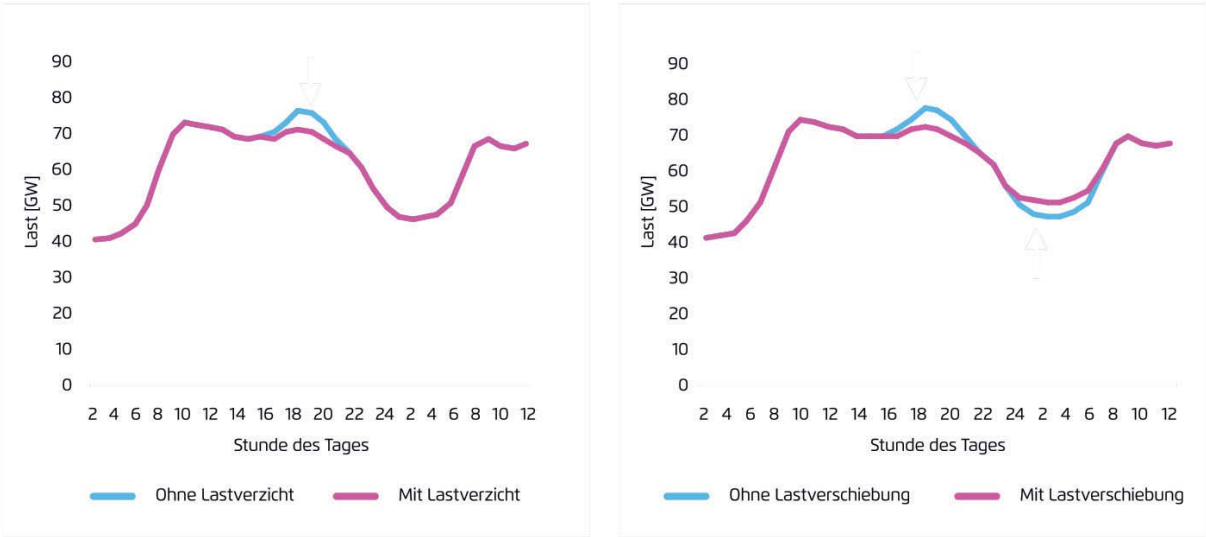


Abbildung 50: DSM-Arten Lastverzicht und Lastverschiebung [95]

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Prinzipiell sollen elektrische Lasten zu Zeiten hoher Energienachfrage in Zeiten niedriger Energienachfrage verlegt werden. Ausschlaggebend motiviert werden kann sektorenübergreifend über finanzielle Anreize durch z.B. variable Stromtarife. Eingeschränkt wird die preisgesteuerte Anpassung durch Verlagerungsgrenzen der elektrischen Lasten hinsichtlich der Höhe der Verschiebbarkeit und der Zeitspanne, in welcher die Last verteilt werden kann.

3.3.2.1 Begriffsdefinition

Lastverschiebung: Kurz- und langfristiges Verlagerungspotenzial

Lasten können unterschiedlich lange verlagert werden. In der Realität erstreckt sich dieser Zeitraum von wenigen Sekunden bis hin zu einem Tag. Der Zeitraum wird hier in zwei Zeiträume aufgeteilt. So haben Lasten mit einer Verlagerungsdauer von bis zu 1 Stunde ein kurzfristiges Verlagerungspotenzial und Lasten mit einer Verlagerungsdauer von bis zu 24 Stunden ein langfristiges Verlagerungspotenzial. Dabei wird allen Lasten mit kurzfristigem Potenzial ein Verschiebezeitraum von 1 Stunde und allen mit langfristigem Potenzial ein Verschiebezeitraum von 24 Stunden zugesprochen.

Lastüberhöhung

Der Begriff der Lastüberhöhung beschreibt um wie viel die Leistung eines Prozesses (z.B. in der Industrie) über die Nominalleistung hinaus erhöht werden kann. Da Industrieprozesse normalerweise mit einer sehr hohen Auslastung und möglichst mit maximaler Leistung stattfinden, kann die Last in vielen Fällen nur geringfügig überhöht werden. Jedoch wird in dieser Arbeit angenommen, dass jede zusätzliche Last zu jedem Zeitpunkt übernommen werden kann solange diese geringer als die Spitzenlast im Betrachtungszeitraum ist. Neu geplante Anlagen in der Industrie verfügen über einen wesentlich breiteren Leistungsbetriebsbereich. So kann künftig beispielsweise der Stromverbrauch in der Aluminiumindustrie um bis 25 % überhöht werden [102].

Lastabwurf oder Lastverzicht

Wird eine Last abgeworfen, so wird eine Last über einen gewissen Zeitraum reduziert oder komplett abgeschaltet ohne dass sie zu einem späteren Zeitpunkt wieder nachgeholt wird. So verringert sich die Durchschnittslast über das Jahr. Der Begriff des Lastabwurfs wird dabei primär im Sektor Industrie verwendet und steht in Zusammenhang mit Produktionsausfällen.

3.3.2.2 Lastverschiebungspotenzial in Deutschland

Auf Basis der unter 3.3.1 aufgeführten Literatur, wurde für die Jahre 2012, 2020 und 2030 das Lastverschiebungspotenzial für die drei Sektoren Haushalte, GHD und Industrie aufgestellt. In der folgenden Tabelle 29 sind dazu für die kurzfristigen (< 1 h) und langfristigen (< 24 h) Verschiebedauern die technisch realisierbaren Lastverschiebungspotenziale aufgetragen. Die langfristigen Potenziale entstammen dabei der VDE-Studie „Demand Side Integration“ [103], wobei angenommen wurde, dass sich

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

keine relevante Änderung der Werte von 2010 zu 2012 ergab. Die kurzfristigen Potenziale wurden aus der Arbeit von Klobasa [98] entnommen und unter Berücksichtigung der weiteren Studien auch für 2012 als richtige Größenordnung eingestuft. Hierbei wurden jeweils die Potenziale für das Winter-Halbjahr verwendet, da sich diese Werte im Vergleich zu den Werten in verschiedenen Studien in der gleichen Größenordnung bewegen. Anhand des Verhältnisses aus kurzfristigen und langfristigen Potenzialen der Daten für 2012, wurden die kurzfristigen Potenziale für 2020 und 2030 abgeschätzt.

Tabelle 29: Lastverschiebepotenziale der einzelnen Sektoren von 2012, 2020, 2030

Jahr	***2012***		***2020***		***2030***	
Verschiebedauer	***< 1 h***	***< 24 h***	***< 1 h***	***< 24 h***	***< 1 h***	***< 24 h***
Haushalte	3,7 GW	2,6 GW	5,4 GW	3,8 GW	9,4 GW	6,6 GW
GHD	2,9 GW	1,4 GW	3,6 GW	1,7 GW	3,8 GW	1,8 GW
Industrie	2,8 GW	-	2,8 GW	-	2,8 GW	-
Gesamt	**9,4 GW**	**4,0 GW**	**11,8 GW**	**5,5 GW**	**16,0 GW**	**8,4 GW**

3.3.3 Wirtschaftliche Aspekte

In der Bewertung des Lastmanagements wird hier nur der Fall der Lastverschiebung betrachtet, bei dem in keinem der drei Sektoren relevante Opportunitätskosten anfallen. Nur bei den langfristigen Lastverschiebungen größer als 1 Stunde müssten die Kosten für Produktionsausfälle oder ähnlicher Kosten im Sektor Industrie berücksichtigt werden. Somit werden hier nur die Investitionskosten für DSM-Maßnahmen betrachtet. Für die Sektoren Haushalte und GHD müssen dabei die Investitionskosten für Smart Meter bzw. Geräte zur Regelung der Leistung mittels IKT-Infrastruktur berücksichtigt werden. Im Sektor Industrie sind diese Implementierungen zwecks des bereits genutzten Spitzenlastmanagements bereits erfolgt und bedingen somit nur vernachlässigbar geringe weitere Kosten. Sektorenübergreifend bedingt die DSM-Logik der Geräte außerdem zusätzlich einen geringfügig höheren Stromverbrauch (Datenaustausch zwischen Smart-Meter und DSM-Leitstelle) der aber als vernachlässigbar angenommen wird. Anhand der Daten der Kosten für DSM-Geräte aus [99] können dann die Investitionskosten für die Sektoren Haushalte und GHD abgeschätzt werden. Dort wird ersichtlich, dass schaltbare Leistungen < 1000 W zu hohe Gesamtkosten pro MW und Schaltvorgang verursachen würden. Für das kurzfristige Lastverschiebepotenzial von 3,7 GW wäre somit die kostengünstigere Lösung nur 3,7 Mio. Geräte a 1000 W schaltbarer Leistung zu benutzen, statt eine größere Anzahl mit geringeren schaltbaren Leistungen. Bei 39,71 Mio. deutschen Haushalten [100] in 2012 ist die Abschätzung realistisch, dass in mindestens 10 % der Haushalte mindestens ein Gerät mit 1000 W schaltbarer Leistung nutzbar ist. Für den Sektor GHD wird ebenso angenommen, dass ausschließlich Geräte mit schaltbaren Leistung pro Gerät größer 1000 W genutzt

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

werden und diese vorhanden sowie nutzbar sind. Für die Sektoren Haushalte und GHD werden somit 26 Euro/MW und Schaltvorgang nach [99] als Gesamtkosten angenommen. Für die Betrachtungsjahre 2020 und 2030 werden die gleichen Kosten pro MW und Schaltvorgang verwendet. Die Lastverschiebung in der Industrie wird ohne zusätzliche Kosten berücksichtigt.

In der folgenden Auswertung werden weiterhin nur die erwähnten Kosten zum Vergleich mit den anderen Alternativen aufgezeigt. Die Erlöspotentiale der Lastverschiebung oder des Lastverzichts anhand der „Verordnung zu abschaltbarer Lasten“ [94] oder am Regelleistungsmarkt werden dabei ausgeklammert.

3.3.4 Methodik zur Bewertung des Lastmanagements

Zur Bewertung der technischen Potenziale des Lastmanagements werden hier die kumulierten Residuallastkurven der 4 Übertragungsnetzbetreiber betrachtet. Für die Residuallastkurven der Jahre 2020 und 2030 erfolgte die Hochrechnung nach dem Netzentwicklungsplan 2013 für 2020 und 2030. Dabei wird die Annahme getroffen, dass es bei dem Ausgleich von Lasten keine Einschränkungen durch das Stromnetz bzw. andere Betriebsmittel gibt. Die Kosten für den eventuell benötigten Netzausbau werden hier nicht berücksichtigt. Weiterhin wird hier nur die Lastverschiebung betrachtet. Dabei hat das Lastmanagement das Ziel die Spitzenlasten zu reduzieren und das Residuallastprofil über Zeiträume größer als 24 Stunden zu vergleichmäßigen.

Es wurde ein Simulationsmodell erstellt, mit dem sich das theoretische Verschiebepotenzial der Residuallast auf Übertragungsnetzebene über einen Zeitraum von einem Jahr darstellen lässt. Dabei werden bei der Lastverschiebung die Potenziale der einzelnen Sektoren zusammengenommen verwendet, die jeweiligen Potenziale nach der Verschiebedauer kurzfristig und langfristig dabei individuell berücksichtigt. Der Algorithmus vergleichmäßigt dabei iterativ das Residuallastprofil bis alle Potenziale ausgeschöpft sind. Als beispielhaftes Ergebnis dient die Abbildung 51, in der das Verschiebepotenzial zum Ausgleich der Residuallast anhand einer Beispielwoche verdeutlicht wird. Dabei ist anhand der Tagesverläufe zu sehen, dass die Spitzenlasten bis zu circa 9 GW reduziert werden und dabei die Tagesverläufe geglättet werden können.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

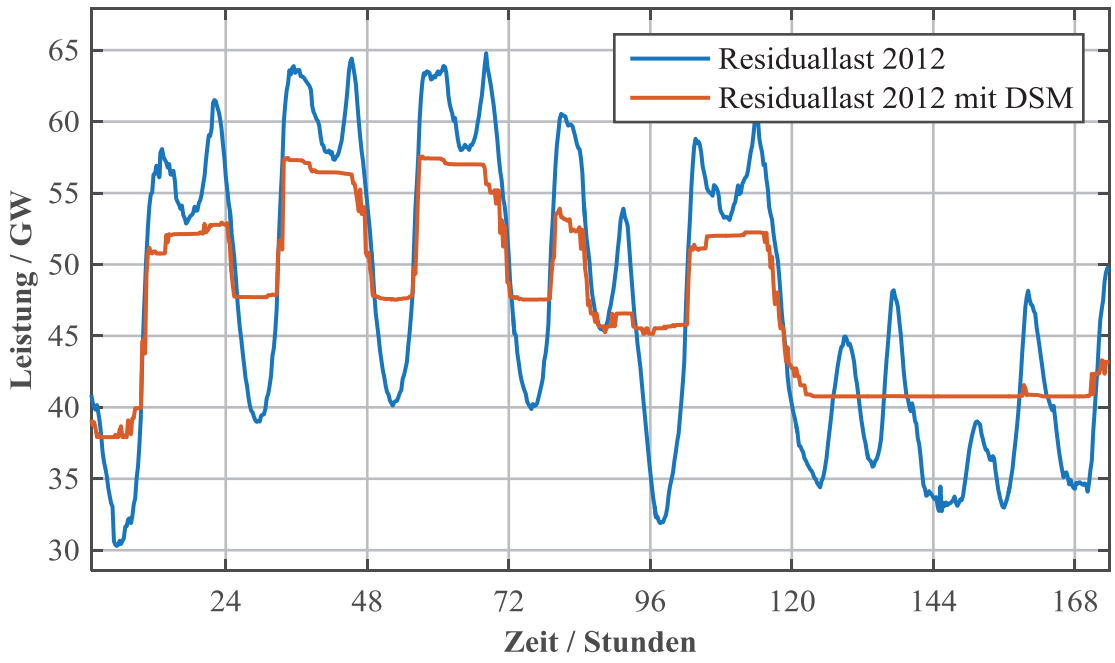


Abbildung 51: Beispielwoche der Residuallast 2012 mit und ohne DSM-Maßnahmen

3.3.5 Ergebnisse

Anhand der in folgenden Abbildung 52 gezeigten Jahresdauerlinien für 2012 und 2030 mit ohne DSM-Maßnahmen, kann der Effekt der Lastverschiebung über ein ganzes Jahr aufgezeigt werden.

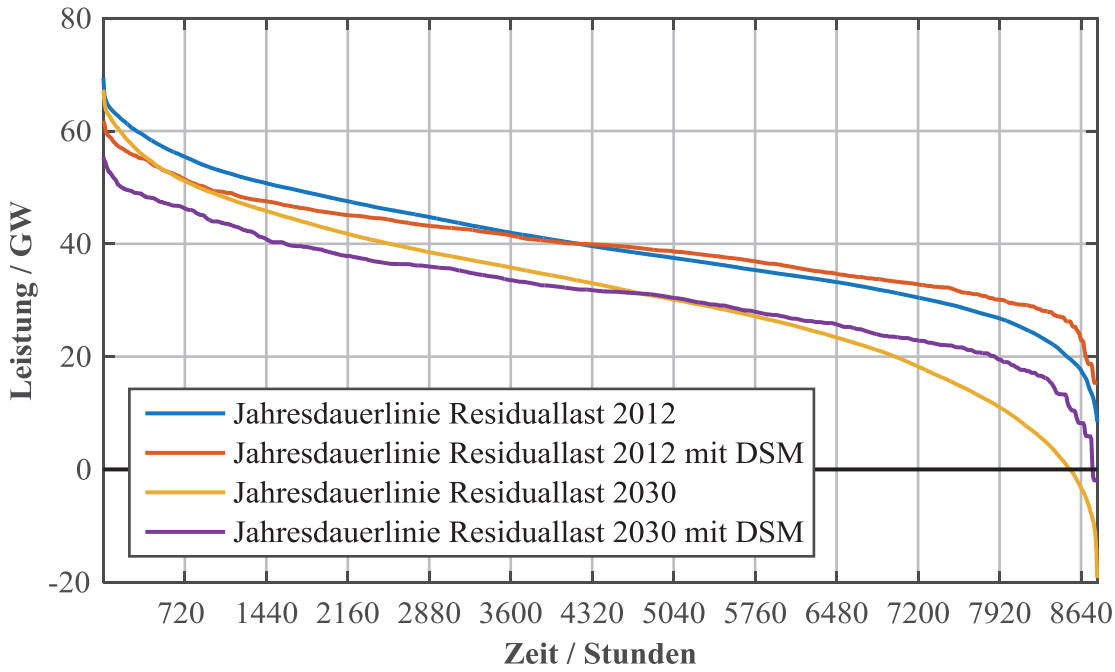


Abbildung 52: Jahresdauerlinien der Residuallast 2012 und 2013 mit und ohne DSM-Maßnahmen

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Es wird deutlich, dass in für 2012 und 2030 mit den DSM-Maßnahmen der Verlauf der Kurve deutlich flacher wird und die Spitzenlasten wesentlich reduziert werden können. Die verschobenen Lastspitzen spiegeln sich dann in den Bereichen im rechten Bereich der Grafik wieder, wo die Kurven mit DSM über den Kurven ohne DSM liegen. Anhand dieser Kurven kann die Spitzenlastreduktion als Differenz zwischen der maximalen Last mit und ohne DSM ermittelt werden, welche in folgender Tabelle 30 dargestellt sind. Durch die höheren Einspeisepotenziale der Erneuerbaren Energien und die größeren Lastverschiebepotenziale, fallen in den Jahren 2020 und 2030 die Spitzenlastreduktion deutlich höher aus.

Mit den oben gezeigten spezifischen Gesamtkosten von 26 € pro MW und Schaltvorgang für die Sektoren Haushalte und GHD sind in der zweiten Zeile die Gesamtkosten für die Lastvergleichmäßigung der einzelnen Jahre aufgetragen. Dabei wird hier angenommen, dass alle Verschiebepotenziale in jedem 15-Minuten Zeitintervall genutzt werden was zu circa 35.000 Schaltvorgängen pro Jahren führen würden. Somit sind diese Gesamtkosten als absolute Obergrenze anzusehen, da in der Realität bei einem gesteuerten Einsatz der DSM-Maßnahmen deutlich weniger Schaltvorgänge nötig wären.

In der dritten Zeile der Tabelle sind zum Vergleich mit den anderen Alternativen die Grenzkosten als Quotient der Gesamtkosten mit der Spitzenlastreduktion des jeweiligen Betrachtungsjahres aufgezeigt. Es wird deutlich, dass das bei dieser Betrachtung trotz größerer Spitzenlastreduktionen in den Jahren 2020 und 2030 die Grenzkosten pro GW Lastreduktion relativ konstant bleiben.

Tabelle 30: Spitzenlastreduktion für die Jahre 2012, 2020 und 2030 mit den jeweiligen Gesamt- und Grenzkosten

	2012	***2020***	***2030***
Spitzenlast ohne DSM-Maßnahmen	69,5 GW	67,8 GW	67,3 GW
Spitzenlastreduktion	7,7 GW	8,9 GW	11,9 GW
Gesamtkosten für Verschiebepotenzial	8,5 Mrd.€	10,7 Mrd.€	14,5 Mrd.€
Grenzkosten	1,1 Mrd.€/GW	1,2 Mrd.€/GW	1,2 Mrd.€/GW

3.3.6 Zusammenfassung und Vergleich

Bei der im vorherigen Abschnitt gezeigten Kostenaufstellung ergeben sich zwar hohe absolute Kosten der Spitzenlastreduktion, da hier die potenziell größten spezifischen Kosten mit der maximalen Anzahl an Schaltvorgängen berücksichtigt wurden. Hierbei gehen aus Gründen der Vergleichbarkeit mit den anderen Alternativen die Erlösmöglichkeiten anhand der „Verordnung abschaltbarer Lasten“ oder am Regelleistungsmarkt nicht reduzierend auf die Kosten ein. Weiterhin muss beachtet werden, dass die Residuallast mit den DSM-Maßnahmen und den gezeigten Potenzialen nicht vollständig vergleichmäßigt werden kann und nur um die jeweils angegebenen Spitzenlasten reduzierbar ist. Eine weitere Reduktion

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

ist mit Lastabwürfen möglich, die aber mit hohen Opportunitätskosten durch Produktionsausfälle einhergehen und deren Kosten nur sehr schwer beziffert werden können.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

3.4 Spitzenlastkraftwerke

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen

In diesem Arbeitspaket wird untersucht, ob schnell anlaufende, hochdynamische Spitzenlastkraftwerke Einfluss auf die Notwendigkeit und das wirtschaftliche Potential haben, Strom aus regenerativen Energiequellen bzw. von Strom, der zu sehr niedrigen Preisen angeboten wird, zu speichern. Es zeigt sich, dass dieser Einfluss sehr hoch ist, und die Anwendungsbereiche elektrochemische Speicher in elektrischen Netzen sehr stark beschränken sein werden, wenn die Erneuerung des Kraftwerkparks mit dem Fokus auf derartige Kraftwerke erfolgt.

3.4.1 Verwendete Studien

Für die hier dargestellte Untersuchung wurden Residuallastgänge auf Basis der üblichen Prognosen erstellt und Literatur ausgewertet, die sich mit dem zukünftigen Kraftwerkseinsatz beschäftigt. Studien, die explizit die Wechselwirkung zwischen Kraftwerkspark, sowohl bzgl. der installierten Gesamtkapazität als auch der eingesetzten Kraftwerkstechnologien, und dem Potential von Stromspeichern behandeln, wurden nicht gefunden.

Für die Berechnung der Residuallast wurde auch hier die Annahme gemacht, dass sich der Lastverlauf zeitlich nicht verändert und der Gesamtverbrauch über die absehbare Zeit im Wesentlichen konstant bleibt. Insbesondere die Annahme eines unveränderten Zeitverlaufs, die explizit oder implizit in den verfügbaren Studien gemacht wird, ist verblüffend, weil dadurch ein relevanter Einfluss von Lastmanagement, Demand-Side-Management und Supply-Response, insbesondere einer umfassenden Nutzung von Power to Heat, auf das Stromversorgungssystemverneint wird.

3.4.2 Konzepte, Technologien und Einsatzfelder

Speicherung regenerativ erzeugten Stroms statt Kraftwerke

In der öffentlichen Diskussion wird oft die Frage gestellt, ob bzw. in welchem Umfang Energiespeicher Kraftwerke ersetzen können. Dabei ist zu unterscheiden zwischen Stromspeichern und der stofflichen Speicherung von Strom als Wasserstoff, Methan oder einem anderen gasförmigen oder flüssigen Energieträger.

Stofflich gespeicherte Energieträger benötigen zur Stromerzeugung energietechnische Anlagen, die jetzigen Kraftwerken entsprechen. Bei Nutzung von regenerativ erzeugtem Methan sind jetzige Gaskraftwerke unmittelbar einsetzbar. Bei anderen regenerativ erzeugten Energieträgern sind Anpassung und Weiterentwicklungen bestehender Kraftwerkstechnologien notwendig. Es wird aber in jedem Fall weiterhin einen Kraftwerkspark zur Stromerzeugung aus stofflich gespeicherter Energie geben. Bzgl. der

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Systembetrachtung in diesem Arbeitspaket ist es ohne Bedeutung, ob der zukünftige Kraftwerkspark mit fossilen oder mit regenerativ erzeugten Energieträgern betrieben wird.

Wegen der hohen Umwandlungsverluste von Strom in Gas und wieder zurück ist es aber sinnvoll, Strom zu speichern oder direkt zu nutzen, bevor er stofflich gespeichert wird. Solange fossiles Erdgas noch für thermische Zwecke verwendet wird, ist es wirtschaftlich und ökologisch besser, dieses Erdgas durch Power to Heat Anwendungen zu ersetzen, bevor regenerativ erzeugter Strom stofflich gespeichert wird.

Stromspeicher (elektrochemische Speicher, Pumpspeicherwerke, etc.) können dagegen im Prinzip Kraftwerkskapazitäten unabhängig von der Herkunft und Art des stofflich gespeicherten Energieträgers ersetzen und die Betriebszeiten vermindern.

1) Die Auslegung der erforderlichen Speicher ist bezüglich der maximalen Ausgangsleistung relativ klar. Ohne Kraftwerke muss die insgesamt verfügbare Ausgangsleistung der Speicher in der Lage sein, die maximale Last im Netz zu decken. Lediglich zuverlässig umsetzbare Lastmanagementsysteme, die Einspeisung aus sicherer Stromerzeugungskapazität (Laufwasserkraftwerke, Must-Run-Kraftwerke[12], Biomassenkraftwerke, etc.) dürfen von der Maximalleistung abgezogen werden. Es ist zu erwarten, dass die maximale Ausgangsleistung der Speicher somit ca. 65 – 75 GW betragen muss.
2) Die Auslegung der erforderlichen Speicher bezüglich Energieinhalts ist dagegen sehr viel schwerer. Die maximal zu erwartende Dauer von unzureichender Einspeisung aus Windkraft- und PV-Anlagen beträgt ca. 21 Tage. Simulationen der Residuallast zeigen, dass in dieser Zeit etwa 40 TWh an gespeicherter Energie erforderlich sind. Sicherheitszuschläge sind notwendig, um folgende Punkte zu berücksichtigen:
   a) Speicher sind am Anfang nicht ganz voll,
   b) Speicher müssen am Ende noch eine Restkapazität haben, um eine zweite Phase von Unterdeckung des Strombedarfs aus erneuerbaren Energiequellen abzusichern,
   c) Extreme Witterungslagen und sehr selten auftretende Ereignisse wie Vulkanausbrüche müssen abgedeckt werden können.

   Je nach Bewertung dieser Zusatzaspekte ergeben sich Werte im Bereich von 100 TWh. Die erforderliche Speichergröße ist dabei eher eine Frage nach der gesellschaftlichen Risikobereitschaft, einen längeren Stromausfall in Kauf zu nehmen, als eine technisch zu beantwortende Frage.
3) Bei der Kostenbewertung ist zu beachten, dass ein erheblicher Teil dieser Speicherkapazität weniger als einmal pro Jahr tatsächlich genutzt werden würde.

Aus diesem Grund erscheint es völlig ausgeschlossen, dass das zukünftige Stromversorgungssystem ohne einen Kraftwerkspark auskommen wird, der in der Lage ist,

[12] Unter Must-Run-Kraftwerke werden Kraftwerke verstanden, die unabhängig vom Stromabsatz im Betrieb sein müssen. Im Wesentlichen handelt es sich dabei um Kraftwerke mit Wärmeauskopplung zur Bereitstellung von Prozesswärme oder Heizwärme, bzw. Sondermüllverbrennungsanlagen.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

die Maximallast im Netz zu decken und über die jetzt bereits verfügbare stofflich gespeicherte Energiemenge verfügen kann. Ob sich Speicher und Kraftwerke ergänzen werden, hängt von der Kostensituation ab. Da der Kraftwerkspark wegen der Sicherheit der Stromversorgung in jedem Fall vorhanden sein muss, müssen sich die Zusatzinvestitionen in Speicher und deren Betriebskosten gegen die variablen Betriebskosten des zukünftigen Kraftwerkparks rechnen. Für die Klärung dieser Frage ist es notwendig, Überlegungen zum zukünftigen Kraftwerkspark und den Betriebszeiten der Kraftwerke anzustellen.

Der Kraftwerkspark der Zukunft

Der Kraftwerkspark muss in der Lage sein, alle Lasten ohne Unterstützung durch Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen zu versorgen. Dies kann mit und ohne Speicher erfolgen. Es sind zwei Extremfälle zu unterscheiden:

- **Maximale Unterstützung durch Speicher:** Bei Volllast aller Kraftwerke wird nur die durchschnittliche tägliche Last gedeckt. In Zeiten geringer Last werden die Speicher gefüllt, die dann in Zeiten hoher Last wieder entladen werden. Ein Teil der Speicher wird häufig genutzt werden, ein anderer Teil nur in Kombination von Volllast (Mittag- und Abendstunden) und gleichzeitig keiner oder nur sehr geringer Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen.
- **Keine Speicher:** Der Kraftwerkspark wird so ausgelegt, dass er auch die maximale Spitzenlast aus stofflich gespeicherter Energie decken kann.

Das Verhältnis von Speichern und Kraftwerken ist im Wesentlichen eine Kostenfrage, die von der Dynamik des Kraftwerkparks (Leistungsgradienten, An- und Abfahrzeiten, Wirkungsgrad im Teillastbetrieb, Mindeststillstandszeiten, etc.) und den Investitions- und Betriebskosten der Kraftwerke und Speichern abhängt. Zu beachten ist, dass ein Teil der Energiespeicher und Kraftwerke selten im Betrieb sein werden und Speicherkosten auf Basis täglicher Entladung bzw. Kraftwerkskosten auf Basis vieler jährlicher Betriebsstunden nicht für eine Bewertung verwendet werden können. Investitionskosten für die installierte Leistung und die Bereitstellung der Energie werden somit eine sehr große Rolle spielen.

3.4.3 Methodik und Ergebnisse

Für weitere Überlegungen wurden zwei Bachelorarbeiten im Rahmen des Projekts durchgeführt. In der ersten wurden vom jetzigen Kraftwerkspark ausgegangen, in der zweiten wurde unterstellt, dass der Kraftwerkspark ausschließlich aus Gasmotorenkraftwerken besteht, die innerhalb von 5 Minuten ihre Gesamtleistung hoch- und abfahren können (Leistungsgradient im Bereich von 14 GW pro Minute, keine wesentlichen Kostenbelastungen durch häufigen Wechsel zwischen Stillstands- und Betriebszeiten haben, sowie über den gesamten Leistungsbereich auch bei sehr hoher Dynamik einen hohen Wirkungsgrad (knapp 50 % besitzen). Wegen des international beschlossenen Kohleausstiegs wird auch im ersten Fall in einem Szenario nur Gaskraftwerke betrachtet.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Beide Arbeiten gehen von der gleichen Ausgangslage aus, dem erwarteten Residuallastgang im Netz, der sich auf Grund des geplanten Ausbaus an erneuerbaren Energien ergeben wird. Der zeitliche Verlauf der Residuallast wird hier nicht dargestellt, weil er nur eine qualitative Aussage ermöglicht. In Abbildung 53 ist die Jahresdauerlinie für verschiedene Jahre dargestellt. Die Kurve zeigt an, dass ab ca. 2020 mit einer Überdeckung des Strombedarfs durch Erzeugung aus erneuerbaren Energien zu rechnen ist. Im Jahr 2050 ist dann mit ca. 1750 Stunden an negativer Residuallast zu rechnen. Die Kurven zeigen fernerhin, dass der Übergang von positiver zu negativer Residuallast immer flacher verläuft. Die Zahl der Stunden mit geringer positiver oder negativer Residuallast nimmt somit zu.

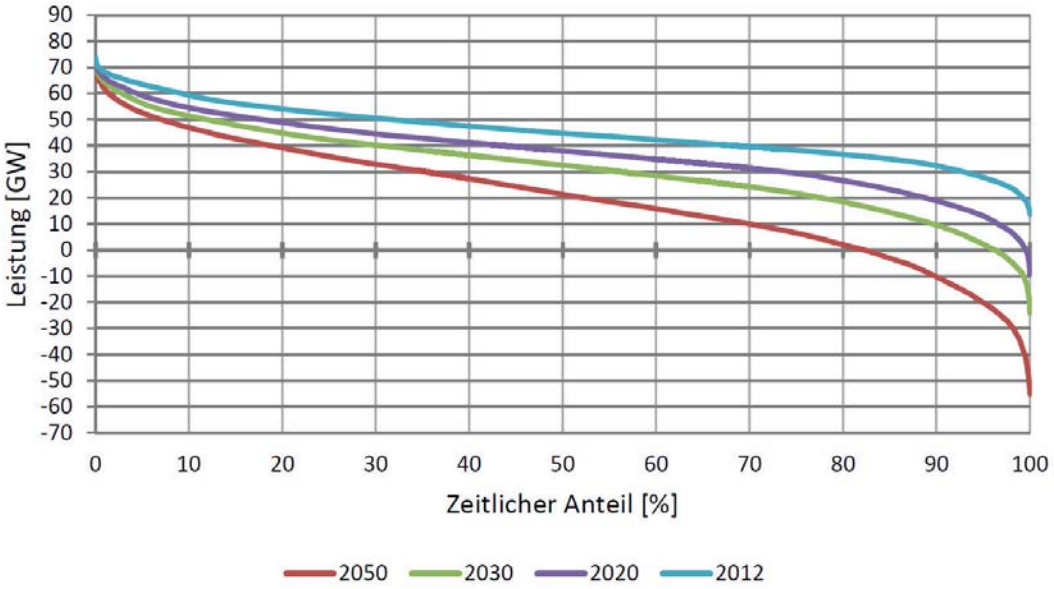


Abbildung 53: Jahresganglinie der Residuallast in der Bundesrepublik Deutschland

Bei der Diskussion der Jahresganglinie wird selten explizit darauf hingewiesen, dass die negative Residuallast nicht in einem einzigen zeitlichen Block anfällt, sondern sich aus sehr vielen kurzen Zeiträumen zusammensetzt. In Abbildung 54 ist das Histogramm über die Betriebsstunden der Kraftwerke dargestellt, die bei einer Residuallast im Bereich von 0 – 5 GW im Einsatz sein müssen. Es zeigt sich, dass das Konzept von Grundlastkraftwerken, die ohne Unterbrechung für tausende Stunden pro Jahr im Betrieb sind, hinfällig wird.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

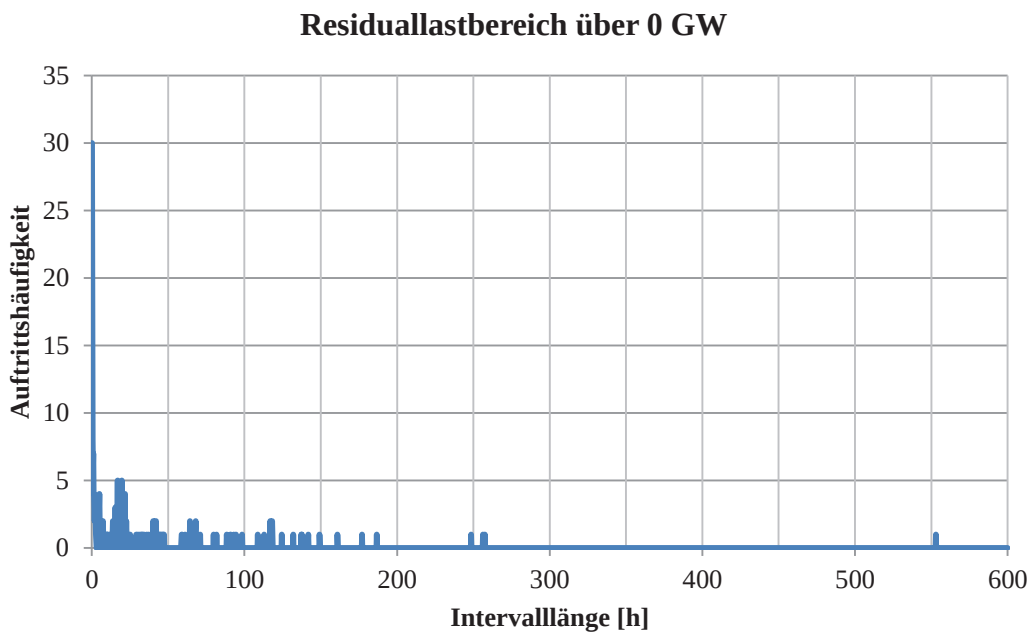


Abbildung 54: Histogramm über die Einsatzdauer von Kraftwerken, die bei einer positiven Residuallast im Leistungsbereich von 0 – 5 GW eingesetzt werden müssen

Die Betriebsdauern und die Zahl der Einsätze verringern sich dramatisch, wenn Histogramme für Kraftwerke betrachtet werden, die zur Deckung der Residuallast im Leistungsbereich über 65 GW betrachtet werden. Dieser Teil des Kraftwerkparks wird insgesamt 20-mal benötigt, die jährlichen Betriebsstunden betragen 31,5 Stunden und der längste kontinuierliche Einsatz beträgt 5 ¼ Stunden.

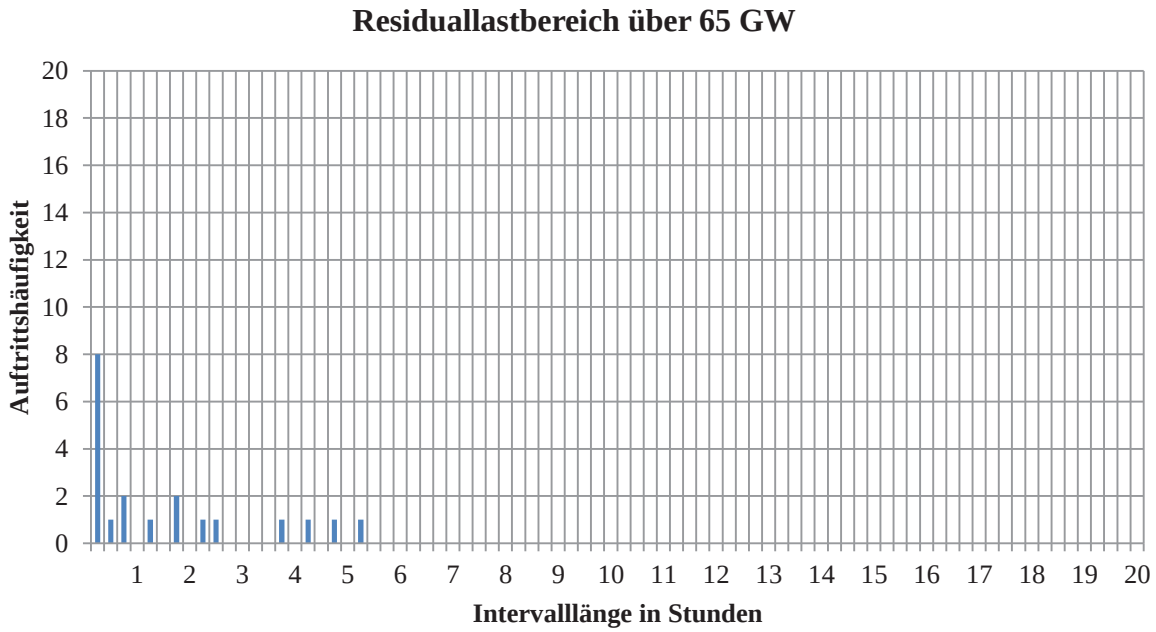


Abbildung 55: Histogramm über die Einsatzdauer von Kraftwerken, die bei einer positiven Residuallast im Leistungsbereich von 0 – 5 GW eingesetzt werden müssen

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

3.4.4 Bestehender Kraftwerkspark

Tabelle 31 [104] zeigt die für die Dynamik des jetzigen Kraftwerkparks relevanten Daten. Diese erklären unmittelbar, dass seit mehreren Jahren negative Strompreise an der Strombörse auftreten. In einer Dena-Studie [35] wird davon ausgegangen, dass die Zahl der Stunden mit negativen Strompreisen bzw. Strompreisen unterhalb der variablen Brennstoffkosten weiter steigen wird, und bis 2025 in ca. 10 – 15 Prozent der Jahresstunden mit derartigen Marktpreisen zu rechnen sein wird. Grund für diese Preisgebote ist die wirtschaftliche Notwendigkeit; Kraftwerke mit langen Abfahrzeiten, Mindeststillstandszeiten und Anfahrzeiten bei sehr kurzen Einbrüchen des Strombedarfs weiter betreiben zu können. „Überschussstrom“ ist in diesen Zeiten also nicht die Konsequenz einer Überdeckung der Gesamtlast durch Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen, sondern die Auswirkung des bestehenden Kraftwerkparks. Erst ab 2020 sind tatsächliche Stromüberschüsse aus erneuerbaren Energiequellen für wenige Stunden pro Jahr zu erwarten.

Tabelle 31: Technische Daten über die Dynamik des bestehenden Kraftwerkparks [104]

	Einheit	***Erdgas GT***	***Erdgas Kombi***	***Erdgas DT***	***Stein-kohlen GT***	***Braun-kohlen GT***
Anfahrtzeit	[h]	0	1	1	2	2
Mindestleistung	[%]	20	33	38	38	40
Mindeststill-standzeit	[h]	0	2	2	2	6
Mindestbetriebszeit	[h]	1	4	4	4	6
Wirkungsgrad-verlust bei Mindestleistung	[%-Punkte]	22	11	6	6	5
Leistungsänderungs-geschwindigkeit	[%/min]	20	6	6	4	3

Der Umgang mit Strom, der unterhalb der variablen Brennstoffkosten angeboten wird, führt im jetzigen Energieversorgungssystem bzw. jetzigen Strommarktdesign zu folgenden Konsequenzen:

- Betreiber von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energiequellen erhalten Marktprämien, damit sie ihre Stromproduktion auf der Strombörse vermarkten. Sie müssen sich dafür den Angebotsverfahren unterwerfen, deren Struktur auf Kraftwerke mit sehr großen Zeitkonstanten zurückzuführen ist. Statt Strom ohne variable Kosten mit Windkraft- oder PV-Anlagen zu erzeugen, werden in diesem Verfahren Kraftwerke mit variablen Brennstoffkosten und Emissionen von Treibhausgasen betrieben.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

- Aus der Überschussproduktion des Kraftwerkparks wird die Notwendigkeit zur Stromspeicherung bzw. zur unmittelbaren Nutzung des Stroms per Lastverschiebung oder Zusatzlasten, insbesondere Power to Heat abgeleitet.

Die Nutzung des bestehenden Kraftwerkparks mit seinen technischen Restriktionen zur schnellen Anpassung der Leistung an den Residuallastgang führt zu folgenden Konsequenzen:

1) Die Einsatzzeiten für Grundlastkraftwerke sinken über die in Jahresganglinien dargestellten Zeiten weiter, weil für kurze Zeiten positiver Residuallast nicht der Einsatz von Grundlastkraftwerken sinnvoll ist, sondern der Einsatz von Spitzenlastkraftwerke. Ab welcher prognostizierten Dauer positiver Residuallast sich das Hochfahren eines Grundlastkraftwerks mit seinen niedrigen variablen Kosten rechnet, erfordert detaillierte Analysen über die Kosten des An- und Abfahrens sowie dem erhöhten Verschleiß dafür.
2) Speicher werden in diesem Szenarium hauptsächlich deshalb benötigt, um Grund- und Mittellastkraftwerke an- und abfahren zu können. Die Speicher werden defacto nicht dafür verwendet, Strom aus erneuerbaren Energien zu speichern, sondern um den Einsatz des bestehenden Kraftwerkparks an die Dynamik des Residuallastgangs anzupassen.

3.4.5 Ersatz des bestehenden Kraftwerkparks durch hochdynamische Gasmotorenkraftwerke

Gasmotorenkraftwerke werden hier betrachtet, weil es sich um eine kommerziell bereits verfügbare Kraftwerkstechnologie handelt. Das größte Gasmotorenkraftwerk mit 250 MW Nennleistung, bestehend aus 13 parallel geschalteten Blöcken, befindet sich in Estland [105].

Die Alternative, den jetzigen Kraftwerkspark durch hochdynamische Kraftwerke zu ersetzen, ist sinnvollerweise mit einer Änderung des Strommarktdesigns zu koppeln, das die Kraftwerkseinsatzplanung mit nur wenigen Minuten Vorlauf, z.B. 15-Minuten, durchführt. Situationen, bei denen dann Windkraft- und PV-Anlagen ohne variable Betriebskosten zu Gunsten von Gaskraftwerken mit variablen Betriebskosten und Treibhausgasemissionen abgeregelt werden müssen, sind dann so gut wie ausgeschlossen. Negative Strompreisangebote von Kraftwerken werden ebenfalls sinnlos. Das Geschäftsmodell und die Einsatzmöglichkeiten von Speichern verändern sich deshalb dramatisch. Die wesentlichen Punkte sind:

Ein Kraftwerkspark, bestehend aus Gasmotorenkraftwerken ist in der Lage, alle zu erwartenden Residuallastgradienten nachzufahren. Gasmotoren, die im Teillastbetrieb arbeiten, können ihre Leistung schnell genug zur Bereitstellung von Primärregelleistung variieren. Gasmotoren, die innerhalb der letzten 60 Minuten am Netz waren, können innerhalb von einer Minute nach Start die volle Leistung abgeben [105].

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Der Teil des Kraftwerkparks, der nur zur Deckung der maximalen Residuallast im Bereich von 65 – 70 GW benötigt wird, wird ca. 20-mal pro Jahr für insgesamt ca. 32 Stunden benötigt (siehe Abbildung 55). Die maximale Betriebszeit pro Start beträgt dabei etwas über 5 Stunden. Technisch sind die geforderten Leistungsprofile mit Speichern mit einer Ausgangsleistung von ca. 5 GW und einem Energieinhalt von ca. 12,5 GWh (Annahme, dass während der längsten Betriebszeit nur ca. 50 % der Leistung im Durchschnitt benötigt werden) zu erfüllen. Wirtschaftlich sind aber die technischen Einheiten mit sehr geringen Investitionskosten im Vorteil.

- Ein Kraftwerkspark mit 5 GW elektrischer Leistung erfordert Investitionskosten in Höhe von ca. 2,75 Mrd. € (ca. 550 €/kW installierter Leistung [105]). Die Betriebskosten entsprechen den Gaskosten für den jährlichen Einsatz. Unter der Annahme, dass im Durchschnitt nur 50 % der Leistung erforderlich sind, muss Gas für ca. 80 GWh eingekauft werden, entsprechend deutlich weniger als eine Million €.
- Die zu erwartende Lebensdauer für derartige Motorenkraftwerke beträgt über 30 Jahre.
- Ein Speicherbedarf zur Abdeckung der gleichen Funktionalität hat eine Maximale Ausspeiselistung von 5 GW und, unter den gleichen Annahmen, einen Energieinhalt von 12,5 GWh. Langfristig sind Spicherkosten von ca. 200 €/kWh zu erwarten. Die Investitionskosten betragen dann ca. 2,5 Mrd. €. Die Betriebskosten, im Wesentlichen der Strom zur Wiederaufladung ist ebenfalls vernachlässigbar.
  Die zu erwartende Lebensdauer beträgt nur ca. 10 Jahre, so dass wirtschaftlich konkurrenzfähige Speicherkosten im Bereich von ca. 60 – 70 €/kWh liegen müssten, ein unrealistischer Wert.

Aus diesem Grund ist nicht zu erwarten, dass Speicher statt Kraftwerken gebaut werden können. Für die Leistungsbereiche mit längerer jährlicher Betriebszeit verschlechtert sich die Wirtschaftlichkeit von Speichern weiter.

Der Leistungsorientierte Einsatz von Speichern für die Bereitstellung von Momentanreserve und Primärreserve wird dadurch aber nicht betroffen und ist weiterhin eine Option, insbesondere, wenn keine oder nur sehr wenige Kraftwerke im Einsatz sind.

3.4.6 Zusammenfassung

Der Einsatz hochdynamischer Kraftwerke, die innerhalb von wenigen Minuten aus dem Stillstand die volle Leistung erreichen, in einem großen Bereich der Ausgangsleistung (ca. 5 – 100 %) einen hohen Wirkungsgrad über dem von Gasturbinenkraftwerken haben, und bei denen keine Mindestlauf- und Mindeststillstandszeiten eingehalten werden müssen, ist technisch in der Lage, das Stromversorgungssystem zu stabilisieren, und ist deutlich wirtschaftlicher als Stromspeicher.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

3.5 Zusatzlasten

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen

In diesem Arbeitspaket wird untersucht, ob die Speicherung von Strom durch die Verwendung von Zusatzlasten, die nur bei Stromüberschüssen zugeschaltet, aber bei Strommangel nicht betrieben werden dürfen, technisch und wirtschaftlich vermieden werden kann. Zusatzlasten bieten speicheräquivalente Funktionen, weil sie Strom, der nicht anderweitig verwendet werden kann, einer wirtschaftlich sinnvollen Verwertung zuführen. Im Gegensatz zu Speichern können sie aber Energie nicht zurückspeisen.

3.5.1 Verwendete Studien

Für Nutzung von EE-Überschüssen sind insbesondere die Technologiekonzepte Power-to-Compression, Power-to-Heat und Power-to-Gas zu nennen, die ausdrücklich in [106], [79], [84] erörtert werden und an dieser Stelle hervorzuheben sind.

3.5.2 Konzepte, Technologien und Einsatzfelder

Zusatzlasten dürfen nur dann betrieben werden, wenn elektrische Energie überschüssig vorhanden ist, d.h. dass entweder

- mehr Strom aus erneuerbaren Energiequellen innerhalb des betrachteten Netzgebiets produziert als verbraucht wird, oder der erzeugte Strom wegen Netzrestriktionen nicht abtransportiert werden kann,
- Kraftwerke zu sehr niedrigen, unterhalb der variablen Kosten liegenden Preise Strom in das Netz einspeisen[13].

Der Begriff Zusatzlast impliziert die Installation einer elektrisch betriebenen, technischen Einrichtung parallel zu einer bereits vorhanden, mit anderen Energieträgern betriebenen technischen Einrichtung, sowie die Veränderung der Nutzungscharakteristik dieser parallel angeordneten Einheit. Dies erfordert u.a. eine schnelle und dynamische Leistungscharakteristik der Anlagen, sowie eine Automatisierung.

Eine Zusatzlast lässt sich immer dann installieren, wenn ein Prozess bzw. eine Endenergienutzung (daher keine Energiespeicherung) parallel bzw. unterstützend durch die Zusatzlast versorgt werden kann. Der energetische Nutzen der Verwendung von Zusatzlasten (Ausgangsseite) kann dabei variieren.

[13] Der Betrieb von Kraftwerken zu Erlösen unterhalb der variablen Brennstoffkosten ist die Konsequenz der mangelnden Dynamik des existierenden Kraftwerksparks, der nicht schnell und häufig an- und abgefahren werden kann.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Tabelle 32 Technologie- und Anwendungsbeispiele für die Nutzung elektrischer Energieüberschüsse mithilfe von Zusatzlasten sortiert nach ausgangsseitiger Energieform

Energieform	*Technologie*	*Anwendungsbeispiele*
Mechanische Energie	Elektromotor	Elektrische Kompressionsanlage parallel zu einer verbrennungstechnischen Kompressionseinrichtung, z.B. bei Ferngasleitungen (Power-to-Compression)
Thermische Energie	Elektrisches Heizsystem	Power-to-Heat-Anwendung (z.B. Gebäudeheizung (privat, gewerblich) oder industrielle Prozesswärme und Dampferzeugung)
Chemische Energie	Elektrolyseur	Produktion von Wasserstoff (s. Power-to-Gas) alternativ zur Wasserstofferzeugung durch Stearmreforming

3.5.2.1 Power-to-Compression (PtC)

In Gasnetzen und -speichern sorgen Verdichterstationen für die Aufrechterhaltung des Drucks, wobei der überwiegende Teil dieser Stationen mit Gasturbinen oder Gasmotoren mit einem geringen Wirkungsgrad von ca. 20 bis 30 % betrieben wird. Werden diese Verdichterantriebe durch Elektromotoren ergänzt[14] (bis 20 MW Nennleistung in Deutschland bereits im Einsatz; weltweit auch weit größere Motoren), die in Zeiten hoher EE-Einspeisung betrieben werden, kann der Druck (Line Packing oder Pack and Draft) in den Leitungssystemen durch die zeitliche Entkopplung von Verdichterbetrieb und Gasentnahme als (kurzfristiges) Speicherpotenzial für EE-Strom nutzbar gemacht werden [106].

3.5.2.2 Power-to-Heat (PtH)

PtH beschreibt die thermische Nutzung von Überschussstrom aus EE-Anlagen als Option neben der Speicherung oder der Abregelung von Erzeugungsanlagen [92]. Grundsätzlich muss es immer möglich sein, PtH-Anlagen auszuschalten, wenn ihr Betrieb zu Engpässen bei der Kraftwerkskapazität oder im Netz führen würde [79]. Die Gesamtanlagen müssen somit eine zusätzliche, alternative Wärmeerzeugungseinheit aufweisen und ggf. mit einem zusätzlichen Wärmespeicher ausgestattet sein [92]. PtH-Anlagen eignen sich auch dafür, negative Primär- und Sekundärregelleistung anzubieten, weil sie sehr schnell in der Lage sind, elektrische Energie aus dem Netz aufzunehmen. Unter den aktuellen regulatorischen Rahmenbedingungen kann jedoch keine Primärregelleistung angeboten werden [107].

[14] Der Ersatz von gasbetriebenen Antrieben durch Elektromotoren bietet für das Energiesystem Ansätze zum Lastmanagement. Es handelt sich aber dann nicht um eine Zusatzlast nach der hier verwendeten Definition, weil die Betriebszeit des Antriebsmotors nur innerhalb enger technischer Grenzen variiert werden kann.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Kommerziell verfügbare Produkte für PtH sind Elektrokessel (Durchlauferhitzer mittels Widerstandsheizung), Elektrodenkessel, in denen Wasser durch direkten Stromfluss erhitzt wird, Wärmepumpen, Nachtspeicherheizungen und KWK-Anlagen. Die für PtH-Anlagen benötigten Komponenten haben im Allgemeinen eine hohe industrielle Reife. Die Regelung der Anlagen im Zusammenspiel mit den parallel vorhandenen Wärmeerzeugungssystemen und die Anpassung an die Marktverhältnisse ist aber komplex (vgl. [79], [108]).

Für die reine PtH-Anwendung befinden sich bereits einige Elektrokessel mit rund 80 MW installierter Gesamtleistung im Einsatz und Elektrodenkessel mit rund 210 MW (vgl. [79], [109] und [88]). Im Wesentlichen werden diese Anlagen zur Bereitstellung von Sekundärregelleistung eingesetzt (vgl. [88], [86] und [110]).

Durch Kombination einer KWK-Anlage mit einem Wärmespeicher ist es möglich, die Anlage auf der elektrischen Seite zu flexibilisieren bzw. netzdienlich zu betreiben (vgl. [79]). Wird ein solches System um einen Elektro- bzw. Elektrodenkessel erweitert, kann der Energieträger der KWK-Anlage zeitweilig durch den Einsatz von EE-Strom substituiert werden. Neben der Brennstoffeinsparung kann mit dieser Systemkonfiguration das Netz in Zeiten hoher Netzbelastung durch die Drosselung der KWK-Anlage und den gleichzeitigen Betrieb der PtH-Anlage als Zusatzlast doppelt entlastet werden (vgl. [111], [110]).

Der Einsatz von PtH-Anlagen in Wärmenetzen ist das bisher größte Anwendungsfeld von Zusatzlasten (vgl. Arbeitspaket 3.2). Im Bereich privater Haushalte können elektrische Heizsysteme jedoch ebenfalls dezentral zur Aufnahme von überschüssiger (PV-) Energie eingesetzt werden und somit zur Entlastung der elektrischen Netze beitragen (vgl. [112]).

3.5.2.3 Power-to-Gas (PtG)

PtG ermöglicht die chemische Speicherung von Überschussstrom aus EE-Anlagen als Option neben der herkömmlichen Speicherung oder der Abregelung von Erzeugungsanlagen [92]. PtG ist eine Speichertechnologie, die aus einer Elektrolyse und optionaler nachgelagerter Synthese anderer Energieträger besteht [92]. Grundsätzlich muss es möglich sein, eine PtG-Anlage abzuschalten, wenn ihr Betrieb zu einem Engpass im Netz führen würde [83].

Für eine PtG-Anwendung sind insbesondere die alkalische, die Proton-Exchange-Membran-(PEM-), sowie die Hochtemperatur-Elektrolyse von Bedeutung (vgl. [83], [113] und ESPEN-Workshop „Power-to-Gas“ am 28.11.2013 in München). Der produzierte Wasserstoff kann mithilfe nachgelagerter Syntheseverfahren in andere Energieträger wie Methan, Methanol oder höhere Kohlenwasserstoffe umgewandelt sowie als Chemierohstoff verwendet werden [83], [84]. Zwar stehen verschiedene Elektrolyseverfahren zur Verfügung, allerdings sind diese großtechnisch nicht wirtschaftlich umsetzbar und können auch nicht verwendet werden, bestehende Wasserstoffproduktionen, die mittels Steamreforming aus Methan produzieren, zu ergänzen.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

3.5.3 Wirtschaftliche Aspekte

Im Folgenden werden nur PtH-Anlagen betrachtet, weil PtC [106] nur eine vergleichsweise kleine Marktnische betrifft und PtG auf absehbare Zeit unwirtschaftlich bleibt [84]. Darüber hinaus zeigt PtH die beste Umweltbilanz, was ebenfalls einen entscheidenden Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Konzepts hat [114].

Die Wirtschaftlichkeit kommerzieller PtH-Anlagen wird getrieben durch die am Markt für negative Sekundärregelleistung erzielbaren Leistungs- und Arbeitspreise und der Angebotsstrategie. Der Erlös aus Wärmelieferungen ist dagegen gering, weil die variablen Kosten von Erdgas als dem, normalerweise verdrängten Brennstoff im Vergleich zu den variablen Stromkosten sehr niedrig sind. Selbst wenn Strom an der Börse unterhalb der variablen Brennstoffkosten oder sogar mit negativen Preisen gehandelt wird, verhindert die Belastung des Stroms mit der Stromsteuer und, bezogen auf die kWh, deutlich höheren Netzentgelten und Konzessionsangaben den konkurrenzfähigen Einsatz von Strom (vgl. [79], [115], [116]). Von besonderer Bedeutung ist dabei die jetzige Struktur der Netzentgelte, die einen geringen Basispreis mit hohen Kosten pro bezogener kWh vorsieht, obwohl die Kostenstruktur des Netzes mit einem sehr hohen Basispreis und vernachlässigbar geringen Kosten pro bezogener kWh abgebildet werden müsste. Ohne die Beseitigung dieser Barrieren, die nur historisch zu verstehen sind, sind PtH-Anlagen auf die Bereitstellung von Regelleistung angewiesen [51]. Die Wirtschaftlichkeit von PtH-Anlagen ließe sich auch durch die Öffnung des Primärregelenergiemarkts verbessern. Es ist zum jetzigen Zeitpunkt nicht zulässig, positive und negative Primärregelleistung separat anzubieten. Dies verschließt den Primärregelenergiemarkt für PtH-Anlagen und benachteiligt Batteriespeicher und PtH-Anlagen [79].

Die Belastung von PtH-Anlagen mit den jetzigen Abgaben macht es sogar wirtschaftlich unmöglich, Strom, der wegen begrenzter Netzkapazitäten in vorgelagerten Netzen abgeregelt werden muss, innerhalb des betroffenen Netzes als Wärme zu nutzen und dadurch fossile Energieträger zu verdrängen, selbst wenn der Strom kostenlos angeboten würde (vgl. Ausführungen im nächsten Abschnitt).

3.5.4 Untersuchung der PtH-Anwendung als Zusatzlast zur Nutzung regionaler EE-Überschüsse

3.5.4.1 Betrachtungsrahmen

Anhand eines beispielhaft betrachteten Fernwärmenetzes (basierend auf Angaben eines Stadtwerks), welches 434 Gebäude (vorwiegend Mehrfamilienhäuser) mit Wärme versorgt, wurden die Möglichkeiten der Installation eines elektrischen Heizsystems (5 MW) zur Aufnahme von regionalen Überschüssen, zur Teilnahme am Sekundärregel- und Minutenreservemarkt, sowie zur Vermarktung an der EEX (Day-Ahead- und Intraday-Markt) untersucht. Im System ist ein Wärmespeicher mit einer Kapazität von 16 MWh vorhanden. Die konventionelle Wärmebereitstellung erfolgt mittels eines Biomasse-Heizkraftwerks

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

(BmHKW) mit einer thermischen Leistung von 17 MW. Für die Spitzenlasterbringung sowie zur Redundanz sind weiterhin Erdgaskessel im System vorhanden. Zentraler Untersuchungsgegenstand ist ein regionaler Überschussstrommarkt, der nach [79] vor einem Einspeisemanagementeingriff (EisMan-Eingriff) eines Netzbetreibers (Abregelung) sicherstellen soll, dass EE-Strom durch eine flexible Last aufgenommen werden kann (vgl. [51]).

3.5.4.2 Untersuchungsgegenstand

Zur Bewertung des Nutzens eines regionalen Marktes für Überschussenergie werden die bereits bestehenden Vermarktungsmöglichkeiten einer PtH-Anlage um einen solchen Markt ergänzt und hinsichtlich der zu erwirtschaftenden Erlöse untersucht.

Sekundärregelmarkt	Minutenregelmarkt	Day-Ahead-Markt	Regionaler Überschussmarkt	Intraday-Handel
Wochengebot: Bis mittwochs 15 Uhr Für ab Montag 0 Uhr Perspektivisch: Tagesgebot	Wochentäglich bis 10 Uhr für Folgetag ab 0 Uhr	Täglich bis 12 Uhr für 1/4- Stunden des Folgetags ab 0 Uhr	Wochentäglich Gebot nach 12 Uhr für Folgetag ab 0 Uhr	Stundenprodukte: Ab 15 Uhr des Vortags bis 45 Min vor Lieferung Viertelstundenprodukte: Ab 16 Uhr des Vortags bis 45 Min vor Lieferung

Abbildung 56: Betrachtete Märkte und zugehörige Angebotsfristen und -zeiträume für den Einsatz der PtH-Anlage [51]. Annahmen für den regionalen Überschussmarkt nach [79]

Die Gebote an den betrachteten Märkten werden zeitlich aufeinander folgend an den verschiedenen Märkten abgegeben. Anhand von Temperaturprognosen ([117] und telefonischer Auskunft des Deutschen Wetterdienstes) wird der Wärmebedarf nach [60] prognostiziert. Aufgrund der unterschiedlichen Vorlaufzeiten und Gebotszeiträume müssen für die einzelnen Märkte verschiedene Prognosegüten verwendet werden (vgl. Abbildung 56).

Anhand der Prognose wird ermittelt, welche Wärmeerzeuger im betrachteten Zeitraum betrieben werden müssten, um den Bedarf zu decken. Daraus resultieren die Grenzkosten der Wärmebereitstellung durch die bereits vorhandenen Erzeuger[15]. Durch die Reduktion der Wärmeauskopplung aus dem BmHKW wird die Einspeisung von elektrischer Energie erhöht und dadurch zusätzliche Erlöse (Vergütung nach EEG) von 12,4 ct/kWh$_{el}$ erzielt.

Ausgehend von den entstehenden Grenzkosten werden die Arbeitspreise so geboten, dass die Energie mit den gleichen Kosten bezogen werden kann, die auch für die konventionelle Wärmebereitstellung anfallen. Für den Leistungspreis an den Regelenergiemärkten wird angenommen, dass für jeden Gebotszeitraum 70 % des mengengewichteten Leistungspreises erzielt werden kann [51]. Basis für diese Betrachtung ist die im Arbeitspaket 2 vorgestellte Analyse der Ergebnisse der Regelleistungsvermarktung. Anhand dieser wird

[15] Angaben des Stadtwerks: BmHKW: 1,8 ct/kWh$_{Biomasse}$; Gaskessel: 4 ct/kWh$_{Erdgas}$.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

ebenfalls ermittelt, zu welchen Preisen die Anlage an den unterschiedlichen Märkten bezuschlagt worden wäre.

3.5.4.3 Ergebnisse

In der betreffenden Netzregion in Mecklenburg-Vorpommern wurden 2014 insgesamt knapp 45 GWh/a durch EisMan-Eingriffe abgeregelt[16]. Durch die betrachtete PtH-Anlage mit der installierten Leistung von 5 MW unter Berücksichtigung der auf 16 MWh begrenzten Kapazität des vorhandenen thermischen Speichers können davon rund 8 GWh im Fernwärmesystem aufgenommen werden [51].

Die erzielten Erlöse sind durch die Opportunitätskosten der verdrängten konventionellen Wärmeerzeugung charakterisiert. Um ähnliche jährliche Deckungsbeiträge wie am SRL-Markt (bisheriges Haupteinsatzgebiet für PtH-Anlagen, hier jährlich mit etwa 300 Volllaststunden und einem Deckungsbeitrag von etwa 115.000 €/a[17] unter den bestehenden rechtlichen Rahmenbedingungen) zu erwirtschaften, wäre ein Strompreis von 0,36 ct/kWh an einem zukünftigen Überschussmarkt erforderlich. Dieser Preis erscheint nur dann realistisch, wenn die PtH-Anlage kaum mit anderen flexiblen Stromabnehmern in der Netzregion konkurriert.

Im günstigsten Fall, bei einem Erwerb des EisMan-Stroms zu 0 ct./kWh ohne Umlagenbelastung, ergeben sich 1500 jährliche Volllaststunden für die PtH-Anlage, sowie der – im Vergleich zur Vermarktung von Regelenergie – höchste jährliche Deckungsbeitrag von rund 140.000 €/a. Durch ein kombiniertes Anbieten auf allen Märkten kann dieser weiter gesteigert werden. Den erwirtschafteten Deckungsbeiträgen stehen die Annuitäten der Investition von etwa 110.000 €/a[18] gegenüber (vgl. [51]).

3.5.5 Zusammenfassung

PtC betrifft nur einen vergleichsweise kleinen Marktbereich, der bisher noch nicht ausreichend wirtschaftlich-technisch untersucht wurde.

PtG ist auf absehbare Zeit nicht wirtschaftlich zu betreiben, da die jeweiligen Technologien noch zu hohe Kosten verursachen. Darüber hinaus können die Anlagen unter der Prämisse des Zusatzlastbetriebs nur während sehr begrenzter Zeitfenster eingesetzt werden.

---

[16] Eigene Analysen auf Basis der durch den Verteilnetzbetreiber e.dis veröffentlichten Daten zu den im Jahr 2014 durchgeführten EisMan-Eingriffen [118].

[17] Nach den im Jahr 2014 geltenden Rahmenbedingungen beträgt die Umlagenbelastung 14,02 ct/kWh bestehend aus den Netzentgelten (Preise des Netzbetreibers in der Beispielregion), Konzessionsabgabe, Stromsteuer, KWK-Umlage, EEG-Umlage, §19-Umlage, Offshore-Umlage und AbLa-Umlag. Hinzukommen noch Kosten in Höhe von etwa 23.000 €/a für den Messstellenbetrieb und die Netzanschlusskosten, wobei die maximale Reduzierung der Netzanschlusskosten um 80 % aufgrund atypischer Netznutzung angenommen wurde (vgl. [51]).

[18] Investitionskosten nach [79] bei angenommener Projektlaufzeit von 20 Jahren und einem Kalkulationszinssatz von 4 % (vgl. [51]).

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Die gesetzlich-regulatorische Belastung der Stromüberschüsse müssen minimiert werden, damit PtH-Anlagen nicht ausschließlich auf die Bereitstellung von Regelleistung angewiesen sind. Eine Verdrängung von fossilen Energieträgern durch die Nutzung von EE-überschüssen ist ökologisch überaus sinnvoll.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Arbeitspaket 4

Technische Universität München

4 Charakterisierung, Auswahl und Tests von elektrochemischen Energiespeichern

Wichtige Anforderungen an elektrochemische Energiespeicher sind der Wirkungsgrad, die Reaktionszeit und Dynamik, sowie die Lebensdauerkosten bzgl. des zu erwartenden Energiedurchsatzes bzw. Lastkollektivs.

Für viele dieser Anforderungen sind die zu einer Bewertung notwendigen Daten bekannt und können auf zukünftige Systeme hochskaliert werden. Die Auswirkungen dynamischer Belastungen von Energiespeichern, d.h. hohe Strombelastungen bei gleichzeitig vernachlässigbarer Änderung des Ladezustands, sind dagegen wenig untersucht, und es ist nicht klar, welche technischen Änderungen an den Energiespeichern und ihrer Betriebsweise möglich und wünschenswert sind, damit die Lebensdauer nicht unzulässig verkürzt wird.

In diesem Arbeitspaket sollen zur Charakterisierung und Lebensdauerbestimmung verschiedene elektrochemische Energiespeichertechnologien untersucht werden. Für die Auslegung der Tests wird zunächst die Ermittlung der Lastkollektive aus den im Arbeitspaket 2.1 bestimmten Lastprofilen beschrieben. Zur Durchführung beschleunigter Alterungstests werden im folgenden Abschnitt Methoden zur Beschleunigung der Alterungstestreihen in 4.2 gezeigt. Darauf wird in 4.3 die Auswahl der Prüflinge für die Alterungstestreihen beschrieben. Es folgen die Darstellung der Alterungstestreihen an verschiedenen elektrochemischen Energiespeichern in 4.4 und die Entwicklung von Lebensdauermodellen der getesteten Speicher in 4.5.

4.1 Ermittlung von Lastkollektiven

Lastkollektive sind synthetische Lastprofile, die einerseits in der zeitlichen Länge des ursprünglichen Profils deutlich verkürzt sind und dabei die Charakteristik der Belastung in quasi gemittelter Form wiedergeben. Andererseits werden Lastkollektive erstellt, um die Belastung in einem kürzeren Zeitraum zu intensivieren. Mit diesen Lastkollektiven ist es dann möglich Alterungstestreihen zu beschleunigen ohne die Charakteristik des ursprünglichen Lastprofils zu verlieren.

Für die Ermittlung von Lastkollektiven aus den in AP 2.1 erstellten Lastprofilen, die in verschiedenen Anwendungen zu erwarten sind, gibt es verschiedene Ansätze die von den einzelnen Partnern in diesem Arbeitspaket dargestellt werden.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

4.1.1 Statistische Lastkollektive

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen

Die Lebensdauer von Batterien variiert sehr stark in Abhängigkeit von den Betriebsbedingungen (zeitlicher Verlauf der durchgesetzten Leistung und Temperatur). Diese hängen im Wesentlichen von den Anwendungen ab, in denen die Batterien eingesetzt werden. Bei manchen Anwendungen können die Betriebsbedingungen gut vorhergesagt werden:

- **Unterbrechungsfreie Stromversorgungen:** Die Batterien befinden sich im vollgeladenen Zustand und werden im Ladeerhaltungsbetrieb betrieben. Bei ausreichend hoher Netzanschlussleistung werden die Batterien nur während Spannungseinbrüchen im Netz entladen, sowie bei Anlagentests.
- **Primärregelleistung:** Die Batterie wird in einem mittleren Ladezustand betrieben und sehr häufig mit geringen Leistungen ge- und entladen. Der Ladezustand ändert sich dabei über lange Zeiträume kaum. Die Ladung und Entladung mit dem maximalen Strom, für den die Batterie ausgelegt ist, und eine vollständige Ladung und Entladung erfolgen selten. Die Analyse des Frequenzverlaufs ermöglicht genaue Informationen zum erwarteten Leistungsverlauf.

Für Batterien, die zur Speicherung von erneuerbarer Energie bei lokalen Überschüssen verwendet werden, kann dagegen nur eine allgemeine Beschreibung der Betriebsbedingungen erfolgen. Details über die insgesamt durchgesetzte Ladungsmenge pro Jahr, dem durchschnittlichen Ladezustand, der Zahl der Ladezustandshübe, etc. können nur mittels aufwendiger Simulationen oder vielen Langzeitmessungen ermittelt werden. Änderungen der Betriebsstrategie der Batterie und des Nutzerverhaltens können die Betriebsbedingungen massiv beeinflussen.

Die Betriebsbedingungen von Batterien in realen Anwendungen unterscheiden sich stark von Testbedingungen im Labor, bei denen üblicherweise die Lebensdauer in Abhängigkeit von einer einzigen Belastung untersucht wird, z.B.: Stromloser Zustand bei verschiedenen Ladezuständen und Temperaturen und Zahl der Vollzyklen bei verschiedenen Entladeströmen und Temperaturen bei standardisierter Ladekennlinie. Es ist offensichtlich, dass sich die Betriebsbedingungen in realen Anwendungen deutlich von den Testbedingungen unterscheiden. Um verlässliche Aussagen über die Lebensdauer von Batterien in Anwendungen mit einer Vielfalt unterschiedlicher Belastungen zu erhalten, müssen deshalb andere Tests definiert werden. Der hier verfolgte Ansatz dafür ist eine statistische Analyse der Lastkollektive, um daraus beschleunigte Tests abzuleiten, die die komplexen Betriebsbedingungen der untersuchten Anwendung weitgehend wiedergeben.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

4.1.1.1 Methodischer Ansatz

Eine Methode zur Prognose der zu erwartenden Lebensdauer[19] muss folgende Anforderungen erfüllen:

1. Mittels mathematischer Algorithmen muss es möglich sein, die Betriebsbedingungen der Batterie standardisiert zu beschreiben und Ähnlichkeiten von Betriebsbedingungen festzustellen.
2. Es muss möglich sein, Änderungen der Betriebsbedingungen (Betriebsstrategie, Auslegungseffekte, etc.) bzgl. der Auswirkungen auf die Lebensdauer zu bewerten.
3. Es müssen beschleunigte Lebensdauertests definiert werden können, die die komplexen Belastungen der Batterie in der jeweiligen Anwendung abbilden. Nur so kann das Prognoseverfahren verifiziert werden.

Die Analyse von Fourierspektren und Kreuzkorrelationen von Spannung, Strom und Ladezustand kann die Betriebsbedingungen charakterisieren und bis zu einem bestimmten Grad Ähnlichkeiten zwischen Betriebsbedingungen aufdecken, ermöglicht aber nicht, aus veränderten Spektren eine unmittelbare Lebensdaueränderung abzuschätzen. Die Definition von beschleunigten Alterungstests ist damit ebenfalls nicht möglich. In [119] ist ein Verfahren beschrieben, das aus den Betriebsbedingungen verschiedene Belastungsfaktoren der Batterie quantifiziert, und aus dem Vergleich aller Belastungsfaktoren die Ähnlichkeit von Betriebsbedingungen ableiten kann. Geeignete beschleunigte Lebensdauertests können damit identifiziert aber nicht definiert werden. Beide Ansätze erlauben aber nicht, Eingriffe in die Betriebsstrategie unmittelbar bzgl. der Lebensdauerauswirkungen zu bewerten.

Der hier verwendete Ansatz orientiert sich an den Methoden der Betriebsfestigkeitslehre und nutzt einige der dort eingesetzten Zählverfahren. Durch die Definition von Ereignissen und ihre statistische Analyse können alle drei Anforderungen erfüllt werden. Der Ansatz wurde erstmal in [120] beschrieben und in [121] erstmals für elektrochemische Systeme angewandt.

4.1.1.1.1 Beschreibung des Ereignis-basierten-Lebensdauermodells

Der hier verfolgte Ansatz beruht auf der Einteilung der Betriebsbedingungen in Ereignisse, der Ermittlung der Zahl der Ereignisse, die innerhalb des Betrachtungszeitraums auftreten, und des Lebensdauerverlusts pro Ereignis. Die der Methode zugrundeliegende Annahme, dass die Schädigung pro Ereignis additiv ist, wird implizit in allen existierenden Lebensdauerprognosemodellen verwendet. Anforderungen an die Definition der Ereignisse sind:

[19] Die Prognose der Lebensdauer ist eine Planungsgröße basierend auf den zu erwartenden Betriebsbedingungen für Batterien mit gut charakterisierten Eigenschaften. Diagnoseverfahren beziehen sich auf eine bestimmte Batterie und erfordern die Messung der aktuellen Eigenschaften dieser Batterie. Eine Prognose der Restlebensdauer der vermessenen Batterie kann mit geeigneten Prognoseverfahren daraus abgeleitet werden.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

- Unabhängigkeit von dem Ereignis davor bzw. von der Reihenfolge
- Kleiner Lebensdauerverlust pro Ereignis
- Eindeutige Zuordnung der Betriebsbedingungen zu Ereignissen und Erfassung aller für die Lebensdauer relevanten Details der Ereignisse
- Stochastische Reihenfolge der Ereignisse

Ereignisse müssen technologiespezifisch definiert werden. Für Bleibatterien bedeutet die Anforderung „Unabhängigkeit des Lebensdauerverlusts von der Reihenfolge“, dass ein Ereignis nur bei vollgeladener Batterie beginnen kann und erst endet, wenn die Batterie wieder vollgeladen ist. Bei Lithium-Ionen-Batterien ist keine derartige Einschränkung der Ereignisgrenze notwendig.

Für Bleibatterien werden die Ereignisse in drei Belastungsklassen eingeteilt, für die jeweils zur Präzisierung des Ereignisses zwei Parameter verwenden werden. Die Nutzung weiterer Parameter erhöht die Komplexität erheblich und erfolgt deshalb nicht.

1. Zyklisieren (Parameter maximal erreichte Entladetiefe und durchschnittlicher Entladestrom)
2. Ladeerhaltungsbetrieb (Parameter Spannung und Zahl von kurzen Hochstrombelastungen)
3. Zyklisieren im teilentladenem Zustand (Parameter Dauer des Ereignisses und umgesetzte Ladungsmenge)

Bei Lithium-Ionen-Batterien brauchen Ereignisse in nur zwei Belastungsklassen eingeteilt werden:

1. Kein Strom bzw. hochfrequenter Stromripple ohne bzw. nur sehr langsamer Änderung des Ladezustands (Parameter: Betriebsdauer in einem Ladezustandsbereich und Stromripple)
2. Strombelastung (Parameter: Durchschnittlicher Ladezustand und Ladezustandshub)

In beiden Fällen wird der Einfluss der Temperatur auf den Lebensdauerverlust über das Arrheniussche Gesetz ermittelt.

Die an ein Lebensdauerprognosemodell gestellten Anforderungen werden durch diese Vorgehensweise erfüllt:

- Die Zahl der Ereignisse wird durch Zählverfahren bestimmt. Betriebsbedingungen mit ähnlicher Häufigkeit aller Ereignisse werden als ähnlich bezeichnet.
- Der Lebensdauerverlust pro Ereignis kann mit üblichen Testverfahren, bei denen nur ein präzise bestimmtes Ereignis stattfindet, bestimmt werden und ist häufig bereits bekannt. Die Auswirkungen einer veränderten Anzahl von Ereignissen mit unterschiedlichen Lebensdauerverlusten durch Änderung der Betriebsstrategie können unmittelbar bewertet werden.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

- Testverfahren, die die Zahl von Ereignissen mit langer Zeitdauer und geringem Lebensdauerverlust pro Ereignis verringern und die Zahl von Ereignissen mit hohem Lebensdauerverlust pro Ereignis aber kurzer Dauer erhöhen, stellen die gesuchten beschleunigten Lebensdauertests bei gleichzeitiger Beibehaltung der komplexen Kombination von Belastungen der Batterie dar.

4.1.1.1.2 Umsetzung

Zur Umsetzung des Ereignis-basierten-Modells ist eine Software erforderlich, die aus dem zeitlichen Verlauf der Betriebsbedingungen Ereignisse identifizieren und zählen kann, sowie Veränderungen der Zahl der Ereignisse zur Analyse von Lebensdauerveränderungen und zur Festlegung eines beschleunigten Lebensdauertests erlaubt. Die vorhandene Software des Instituts für Elektrische Energietechnik wurde im Lauf des Projekts ergänzt.

Die zu analysierenden Daten können aus Messungen oder Simulationen stammen, müssen aber eine hohe zeitliche Auflösung aufweisen und einen langen Zeitraum abdecken, damit die Zahl der erfassten Ereignisse die gesamten Betriebsbedingungen repräsentativ abdeckt. Ferner muss aus Lebensdauertests bekannt sein, wie groß die Schädigungsrate bzw. der Lebensdauerverlust für die auftretenden Ereignisse ist. Die Zahl der dafür benötigten Versuche ist dabei so hoch, dass durch Interpolationen die entsprechenden Werte aus Messungen an Stützstellen abgeschätzt werden müssen.

4.1.1.2 Ergebnisse

4.1.1.2.1 Batterien für Primärregelung

Für die Nutzung der Methodik standen keine Batteriedaten zur Verfügung. Allerdings ermöglichen Daten über den Verlauf der Netzfrequenz eine präzise Beschreibung der Betriebsbedingungen. Eine vollständige Ladung und Entladung der Batterie tritt nur auf, wenn die kontraktierte Primärregelleistung vollständig zweimal hintereinander abgerufen wird. Dies ist außerhalb der Präqualifizierungsphase der Batterie so unwahrscheinlich, dass ein solches Ereignis vernachlässigt werden kann. Abbildung 57 zeigt den Frequenzverlauf und Abbildung 58 die Zählung, wie häufig sich die Frequenz von einem Extremwert zum nächsten verändert.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

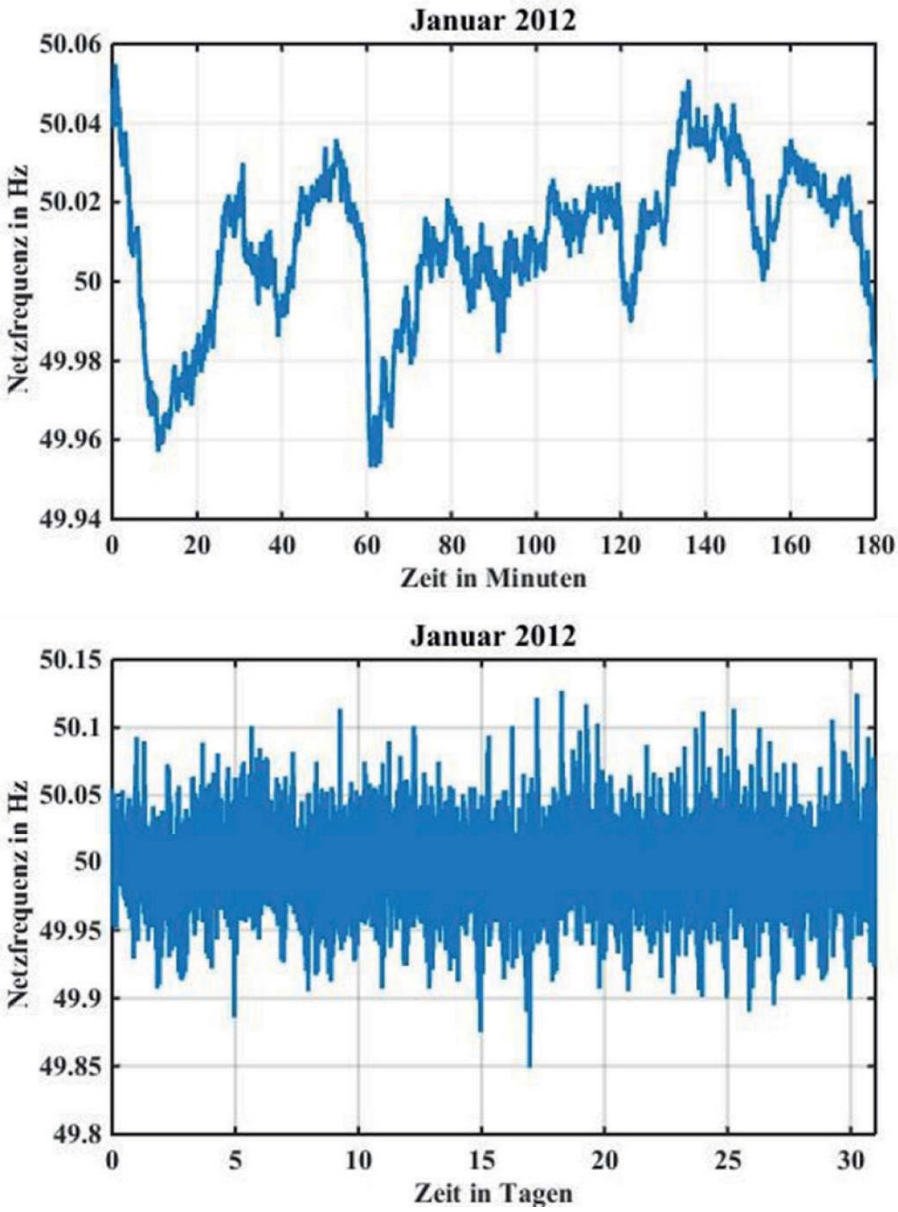


Abbildung 57: Zeitlicher Verlauf der Netzfrequenz im Januar 2012: Oben: Ausschnitt über wenige Stunden, unten Gesamtmonat

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

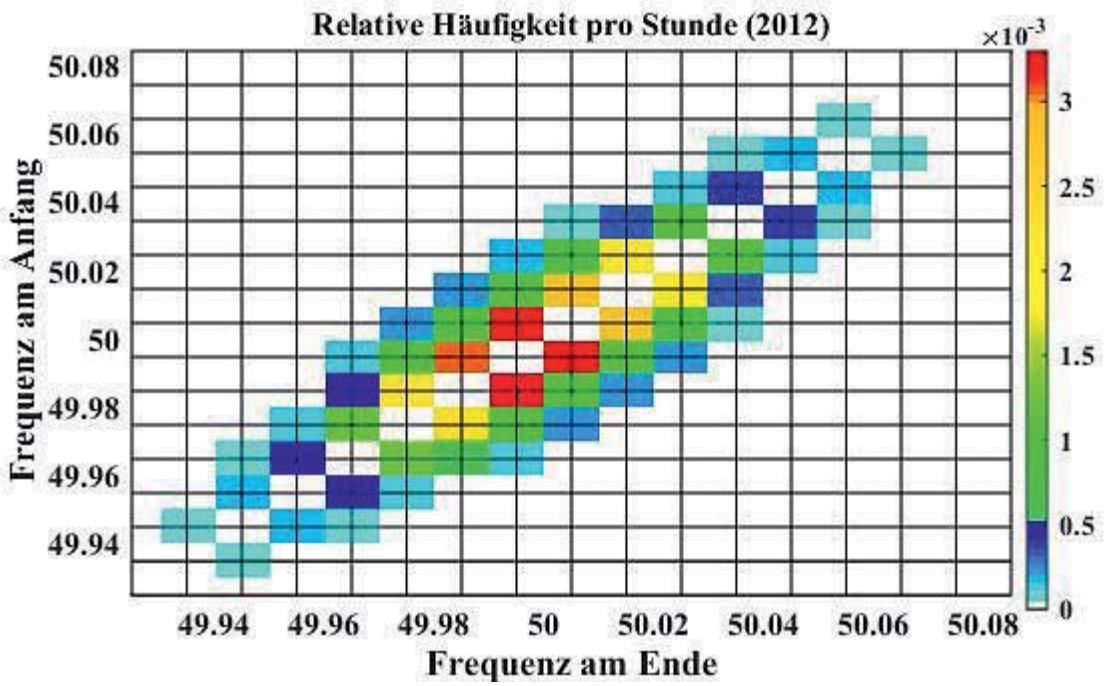


Abbildung 58: Darstellung der Dynamik der Frequenzänderungen mittels von-bis Zählung; Dargestellt ist die Häufigkeit von Frequenzänderungen von einem Extremwert bis zum nächsten in Klassen von 10 mHz pro Stunde für den in Abbildung 57 dargestellten zeitlichen Verlauf der Frequenz

Es ist unmittelbar klar, dass die Masse der Belastungen aus sehr kleinen, sehr häufigen Zyklen um den Sollladezustand herum besteht. Die beim Abruf von Primärregelung geforderte Leistung steigt proportional zur Abweichung der Frequenz vom Sollwert und erreicht die maximale Leistung bei einer Frequenzabweichung von 200 mHz. Da die meiste Zeit die Frequenzabweichung weniger als ca. 50 mHz beträgt, liegen somit die Stromamplituden meistens unterhalb von 25 % der maximalen Auslegungsströme.

Da bei Bleibatterien aus Lebensdauergründen eine regelmäßige Vollladung erfolgen muss, können sie für die Bereitstellung von Primärregelleistung nur unter dieser betrieblichen Restriktion verwendet werden. Ereignisse müssen immer mit dem Vollladezustand beginnen und enden, weil die Schädigungsrate bei ständigem Zyklisieren im Teilladezustand immer weiter steigt. Die Ereignisse dieser Anwendungen für Bleibatterien stammen somit alle aus der Belastungsklasse „Zyklisieren im Teilladezustand“ mit einer Dauer, die der regelmäßigen Vollladung entspricht. Daten für den Lebensdauerverlust von Bleibatterien, die dieser Belastung entsprechen sind nicht vorhanden und wurden nicht erhoben.

Bei Lithium-Ionen-Batterien ist der dauernde Betrieb in einem mittleren Ladezustand zulässig. Der Leistungsverlauf durch die Batterie ist durch viele kurze Phasen ohne Lade- und Entladeströme, aber ggf. geringen hochfrequenten Belastungen durch den Umrichter gekennzeichnet, sowie durch zahlreiche kurze Phasen mit geringen Lade- und Entladeströmen, bei denen sich der Ladezustand nur langsam und nur geringfügig um den Sollladezustand herumbewegt. Es ist möglich, diesen Zustand sowohl als kalendarische

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Alterung zu charakterisieren, als auch als zyklische Alterung mit sehr geringen Ladezustandshüben.

Ein beschleunigter Lebensdauertest muss somit aus sehr kleinen Zyklen um den mittleren Ladezustand herum bestehen. Innerhalb üblicher Auslegungsgrenzen hat die Stromamplitude nach Literaturangaben keine besonderen Auswirkungen auf die Lebensdauer, so dass durch Wahl einer Stromamplitude von 2C die Zahl der Zyklen pro Zeiteinheit und damit die Schädigungsrate erhöht werden kann. Da zu erwarten ist, dass der Ladezustandshub eine große Rolle spielt, wurde ein DOD von 10 % gewählt, entsprechend einem Abruf der Regellistung von ca. 20 % der bereitgestellten Energie.

Die Auswertung der an der TU München durgeführten Messungen zeigt eine ungewöhnlich schnelle Alterung gerade in diesem Bereich, so dass ein beschleunigter Test mit leicht variablen Ladezuständen bei geringerem DOD günstiger gewesen wäre, um einen beschleunigten Alterungstest zu definieren.

4.1.1.2.2 Batterien für Hausenergiespeicher

Die für die Nutzung der Methodik erforderlichen Daten über Betriebsbedingungen sind nicht in ausreichender zeitlicher Auflösung, Dauer und Qualität zur Verfügung gestanden, so dass es nicht möglich war, die Methodik auf Batterien für Hausenergiespeicher anzuwenden. Auch die Simulationsdaten aus Arbeitspaket 2 konnten nicht genutzt werden.

4.1.1.3 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die vorgeschlagene Methodik zur Beschreibung und Analyse der Betriebsbedingungen von Batterien und zur Festlegung von beschleunigten Alterungstests hat ein hohes Potential. Die Umsetzung ist wegen der erforderlichen qualitativ hochwertigen und langen Datenreihen schwierig und erfordert Detailliertes Wissen über den Lebensdauerverlust pro Ereignis. Wegen des anomalen Verhaltens der untersuchten Lithium-Eisenphosphat-Zellen mit einem völlig anderen Lebensdauerverlust als erwartet. Konnte das Modell aber nicht im Rahmen des Projekts verifiziert werden.

4.1.2 Methoden zur Bestimmung von Lastkollektiven

Technische Universität München

In diesem Arbeitspaket sollen Methoden zur Bestimmung und Charakterisierung von Lastkollektiven aufgezeigt werden. Die Charakterisierung der Lastkollektive dient einerseits der Auslegung der Alterungstestreihe in 4.4.1 und der Modellentwicklung in 4.5.1.

Zur Entwicklung einer Methode zur Bestimmung von Lastkollektiven werden Eingangslastprofile in Form des zeitlichen Verlaufs des Ladezustands des Energiespeichers benötigt. Da zu Beginn der Projektarbeit zunächst keine Lastkollektive der Partner zur Verfügung standen, wurde zur Erstellung dieser in Matlab ein Programm entwickelt. Mit diesem Programm können für bespielhafte Anwendungsszenarien wie den Photovoltaik-

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Eigenverbrauchsspeicher oder den Energiespeicher für Primärregelleistung Lastprofile erstellt werden (siehe auch AP 2.4). Damit ist es möglich anhand von realistischen Eingangsprofilen und einer entsprechenden Betriebsstrategie die Energiespeichernutzung über der Zeit zu berechnen und als Ergebnis die benötigten Lastprofile zu erhalten.

Zusätzlich wurden von dem Partner Fraunhofer ISE der TUM zwei verschiedene Lastkollektive zur Verfügung gestellt:

1. Lastkollektiv PV-Batterie: Haushalt mit PV-Anlage zur Eigenverbrauchsoptimierung
2. Lastkollektiv PV-PRL-Batterie: Haushalt mit PV-Anlage zur gleichzeitigen Eigenverbrauchsoptimierung und Bereitstellung von Primärregeleistung

Beide Lastkollektive dienen in den gestarteten Alterungstestreihen als reale Referenzprofile und sind in 4.4.2 in Abbildungen des Verlaufs des Stroms (C-Rate) und des Ladezustands (SOC) dargestellt. Die Erstellung dieser Profile wird in 0 mit Monte-Carlo Methoden gezeigt. Anhand dieser Profile wird hier die Methodik zur Bestimmung und Charakterisierung von Lastkollektiven beschrieben.

4.1.2.1 Charakterisierung anhand von Kenngrößen

Zunächst sollen beide Profile in folgender Tabelle 33 anhand von Kenngrößen, die einen direkten und einfachen Vergleich ermöglichen, charakterisiert werden.

Tabelle 33: Kenngrößen der verwendeten Lastkollektive

Kenngröße	***Lastkollektiv PV-Batterie***	***Lastkollektiv PV-PRL-Batterie***
Gesamtdauer	15h 30 min	22 h 51 min
Auflösung	1 min	1 min
Rel. Ladungsdurchsatz (Laden)	1,562 C_N	0,732 C_N
Rel. Ladungsdurchsatz (Entladen)	-1,562 C_N	-0,732 C_N
Mittlere C-Rate (Laden)	0,243 C	0,073 C
Mittlere C-Rate (Entladen)	-0,172 C	-0,057 C
Maximale C-Rate (Entladen)	-0,750 C	-0,285 C
Maximale C-Rate (Laden)	0,750 C	0,359 C
Minimaler SOC	5,4 %	36,3 %
Maximaler SOC	80,0 %	61,4 %
Mittlerer SOC	51,4 %	51,2 %
Start-SOC	28,0 %	60,0 %

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Die hier gezeigten Kenngrößen ermöglichen eine erste Einschätzung der Belastung des Energiespeichers mit diesen Profilen. Die Größen Gesamtdauer und Auflösung sind dabei nur für die Auslegung der Testpunkte mit diesen Lastkollektiven relevant. Aus den Größen Ladungsdurchsatz und C-Raten kann geschlussfolgert werden, wie stark die zyklische Belastung des Speichers ausfällt. Die Angaben zu den SOCs dienen zur Einschätzung der kalendarischen Alterung und der Zyklentiefen der Belastung. Im Vergleich fällt auf, dass das Lastkollektiv PV-Batterie im Ladungsdurchsatz und in den C-Raten deutlich stärker den Speicher belastet als das Lastkollektiv PV-PRL-Batterie. Weiterhin ist mit den Angaben zu den SOC zu sehen, dass ebenso ein größerer Ladezustandsbereich bei dem Lastkollektiv PV-Batterie genutzt wird. Allerdings geben diese Kenngrößen nur statische Werte oder Mittelwerte über der Zeit wieder, die die Charakteristik der Dynamik nicht wiedergeben können.

4.1.2.2 Charakterisierung anhand von Zyklenzählung

Zur genaueren Bestimmung von Lastprofilen wurde ein Werkzeug in Matlab entwickelt. Mit diesem sind können die gezeigten Kenngrößen wie zum Beispiel der mittlere Ladezustand oder die mittlere Zyklentiefe von beliebigen Lastprofilen berechnet werden. Weiterhin wurde ein Algorithmus entwickelt, der anhand des Strom- und Ladezustandsprofil eine Zyklenzählung durchführt. Hierbei werden nicht wie bei dem sogenannten Rainflow-Zählung [122–124] Vollzyklen erfasst, sondern Halbzyklen ähnlich wie in [125]. Mit der Erfassung von Halbzyklen können verschiedene Charakteristika des Lastprofils genauer dargestellt werden ohne wichtige Informationen zu verlieren. Zum Beispiel kann zu einem Halbzyklus die C-Rate der Belastung berechnet werden. Bei der Vollzyklenzählung würde jeweils nur eine mittlere C-Rate über verschiedene einzelne Belastung darstellbar sein. Weiterhin kann mit dem Halbzyklenzähler in einer Alterungssimulation (siehe AP 2.4) nach jeder Belastungsänderung die resultierende Alterung abgeschätzt werden.

Mit dem Zyklenzählalgorithmus wurden die zwei hier verwendeten Lastkollektive analysiert. Dabei lassen sich nicht nur Histogramme der jeweiligen Zyklentiefe (DOC: Eng. Depth-of-Cycle) darstellen, sondern es kann zusätzlich auch in Korrelation dazu der dazugehörige mittlere Ladezustand der Zyklen ermittelt werden. In Abbildung 59 ist für das Lastkollektiv PV-Batterie einerseits das Histogramm der Zyklentiefe und in Korrelation dazu die jeweilige C-Rate der Halbzyklen aufgetragen. In Abbildung 60 ist die gleiche Darstellung für das Lastkollektiv PV-PRL-Batterie gezeigt. Man sieht, dass das PV-Batterie Profil deutlich größere Zyklen aufzeigt und die C-Raten jeweils größer sind als bei dem PV-PRL-Batterie Profil.

Zwar können mit dieser Methodik Lastprofile nicht anhand von einfachen Größen bestimmt werden, aber die Methodik erlaubt eine detaillierte Abschätzung der Batteriebelastung. Für die Alterungstestreihe dienen diese zwei charakterisierten Lastkollektive zur Verifizierung des zu entwickelnden Alterungsmodells. Einige der zyklischen Testpunkte wurden dabei an die auftretenden Belastungen der Lastkollektive angepasst, wofür die hier dargestellte Charakterisierung und Bestimmung der Lastkollektive dient.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

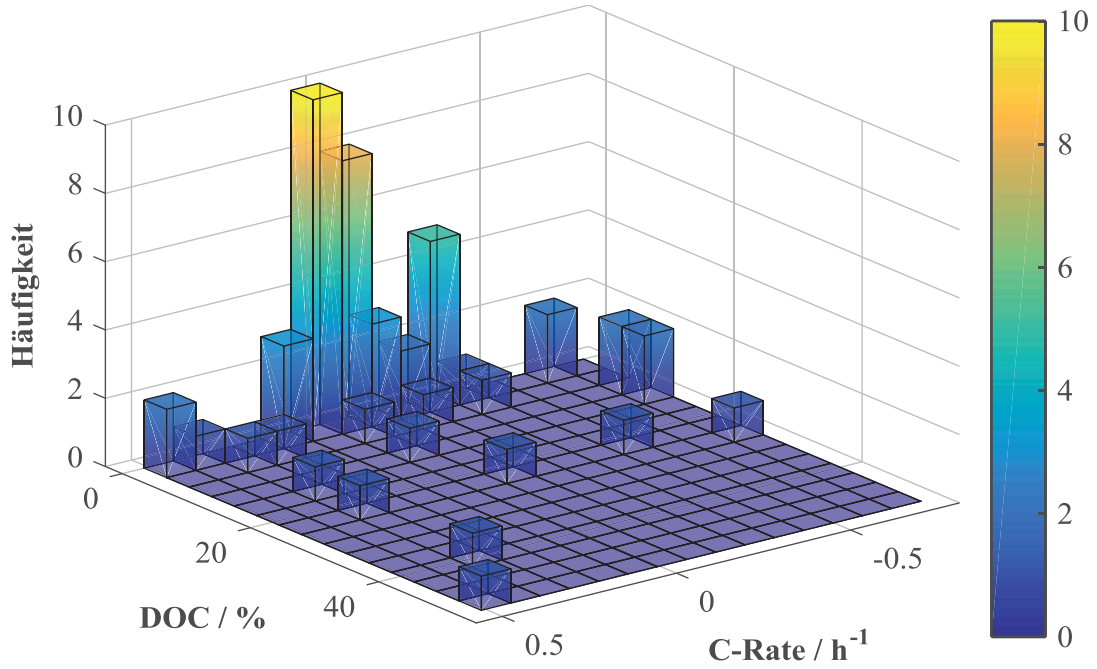


Abbildung 59: Lastkollektiv PV-Batterie: Histogramm der Zyklentiefe über der Häufigkeit der jeweiligen C-Rate

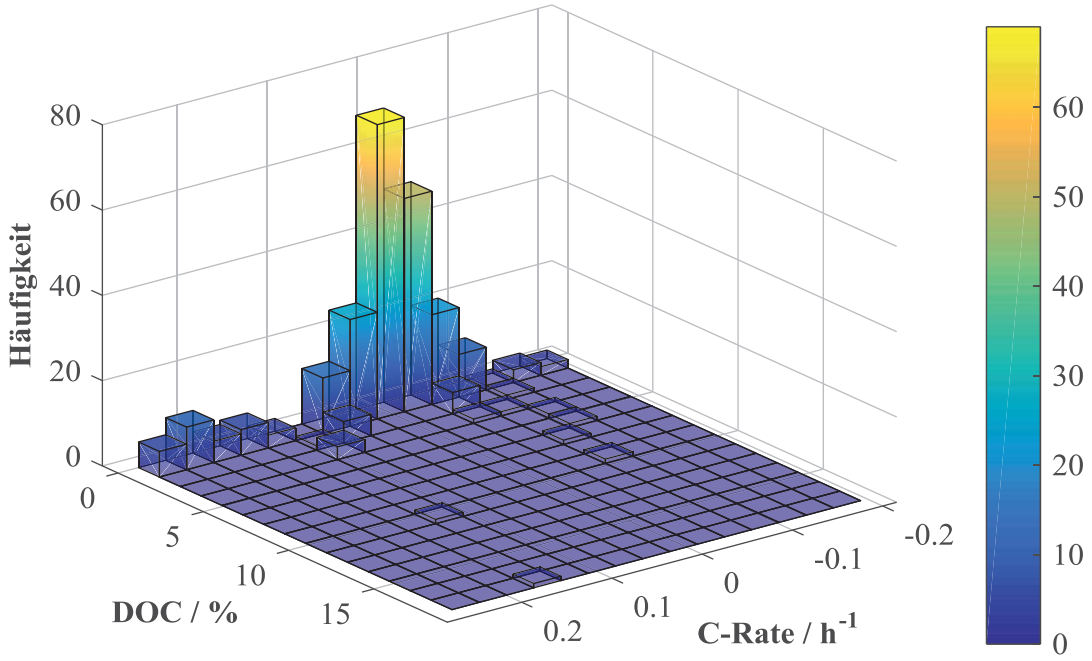


Abbildung 60: Lastkollektiv PV-PRL-Batterie: Histogramm der Zyklentiefe über der Häufigkeit der jeweiligen C-Rate

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

4.1.3 Lastkollektive (Monte Carlo Methoden)

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme

Als Grundlage für die Erzeugung synthetischer Lastkollektive diente hier die Markov-Kette erster Ordnung, die die Auf der Grundlage der Ermittlung der Übergangswahrscheinlichkeit von einem Zustand auf den anderen zu kommen basiert. Hier hängt ein Zustand nur vom jeweiligen Vorgängerelement ab, wobei in diesem Projekt der Strom als Zustand angenommen wurde. Für das zugrundeliegende PV-Batterieprofil wurde ein real gemessenes Profil einer PV Anlage in Freiburg angenommen die auf 6 kWp skaliert wurde.

Als Batteriespeicher wurde ein Speicher mit einem Energieinhalt von 5 kWh gewählt, die Kapazität betrug rechnerisch 12.5 Ah und der maximale Be-und Entladestrom +/- 12A Die Annahmen zur Berechnung des Stromes sind in Tabelle 34 zu finden.

Tabelle 34: Annahmen zur Simulation

Haus	Verbrauch	4400 kWh/Jahr
Batterie	Energie	5 kWh
	C_N	12,5 Ah
	Max / Minimalstrom	+ / - 12 A
	Alterung	Keine
	SOC	0 - 100 %
	DOD	100 %
Photovoltaikanlage	Ausrichtung	45° Süd
	Peakleistung	6kWp

Mithilfe dieser Annahmen wurde ein Jahresprofil des Batteriespeichers simuliert das als Grundlage für die Erstellung der Übergangsmatrizen dient. Dieses wurde im ersten Schritt diskretisiert und dann in Tageslastprofile aufgeteilt. Diese wurden dann entsprechend der Jahreszeiten gegliedert. Dann wurden die Übergangswahrscheinlichkeiten beim Übergang von einem Stromwert zum nächsten ermittelt. Für den Stromwert sind im Ablauf 250 Diskretisierungsstufen vorgesehen. In Abbildung 61 sind links oben die Häufigkeiten der Stromwerte, links unten die relativen Häufigkeiten und rechts die Übergangsmatrix exemplarisch für eine ganzzahlige Diskretisierung dargestellt.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

$$T = \begin{pmatrix} 4 & 6 & 0 \\ 6 & 6 & 8 \\ 0 & 0 & 30 \end{pmatrix}$$

$$T = \begin{pmatrix} 0{,}4 & 0{,}6 & 0 \\ 0{,}3 & 0{,}3 & 0{,}4 \\ 0 & 0 & 1 \end{pmatrix}$$

Zeitschritt 2.1		Ströme Schritt t+1		
		-1A	0A	1A
Ströme Schritt t	1A	0,4	0,6	0
	2A	0,3	0,3	0,4
	3A	0	0	1

Abbildung 61: Häufigkeitsverteilung und 3x3 Übergangsmatrix

Um die Lastkollektive zu erzeugen wird die Matrix der 1. Minute herangenommen und die Verteilung, wo die Spalte den Strom von 0 A aufweist ausgewählt, weil 0 A der Strom vor der 1. Minute ausgewählt wurde, wie etwa in der Abbildung 62 bei der Matrix der 1. Minute veranschaulicht wird. Es wurde aus dieser in Gelb markierten Verteilung aus derselben Abbildung ein Strom ausgewählt. Die Verteilung mit den Wahrscheinlichkeiten dient als Transitionswahrscheinlichkeit oder Gewichtungsauswahl für den Strom des nächsten Schrittes. Natürlich ist der Strom mit der höchsten Gewichtung oder Transitionswahrscheinlichkeit, der Strom, der bei verschiedenen Versuchen am häufigsten vorkommt. Für das Beispiel wurde ein Strom mit einer Gewichtung von 0,1 ausgewählt, also wird -1 A angenommen. Somit ist der Strom in der 1. Minute -1 A. Nachdem der Strom bestimmt wurde, wird der neue Ladezustand berechnet. Der Ladezustand ist um 0,2 % auf 99,8 % gesunken.

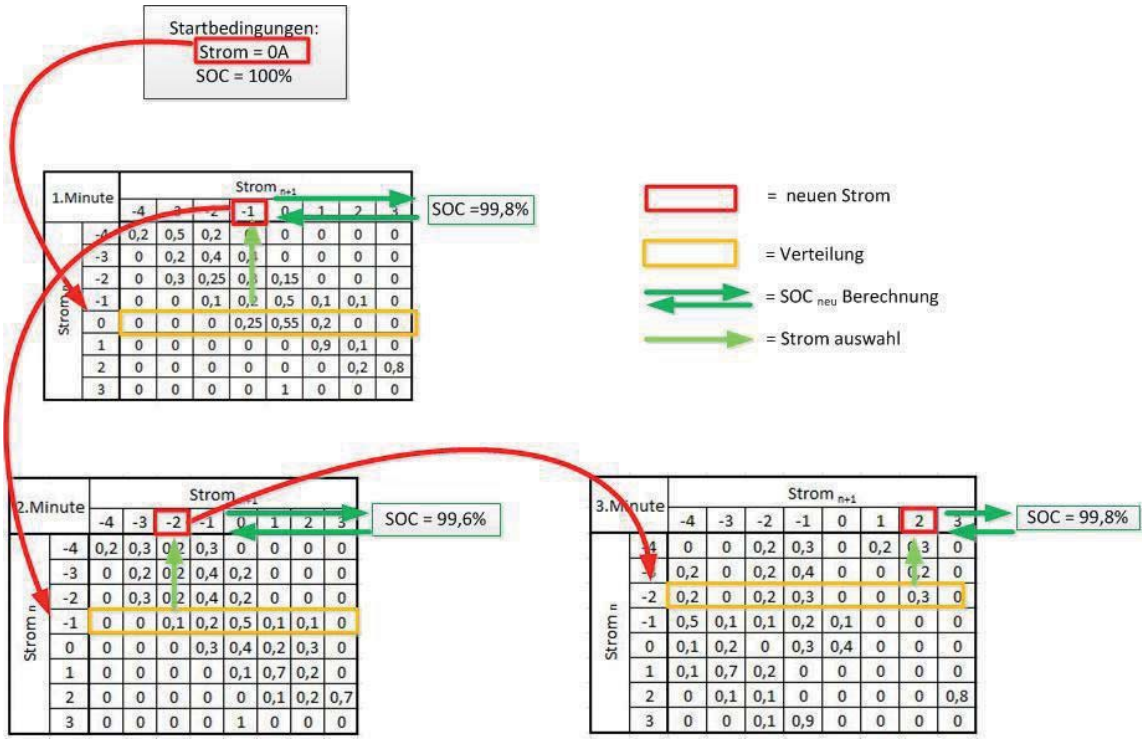


Abbildung 62: Übersicht: Erstellung von Lastkollektiven

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Entsprechend der skizzierten Vorgehenswese wurden so Lastkollektive für die einzelnen Jahreszeiten erzeugt. Beispielhaft sei in das Profil für 3 Wintertage dargestellt.

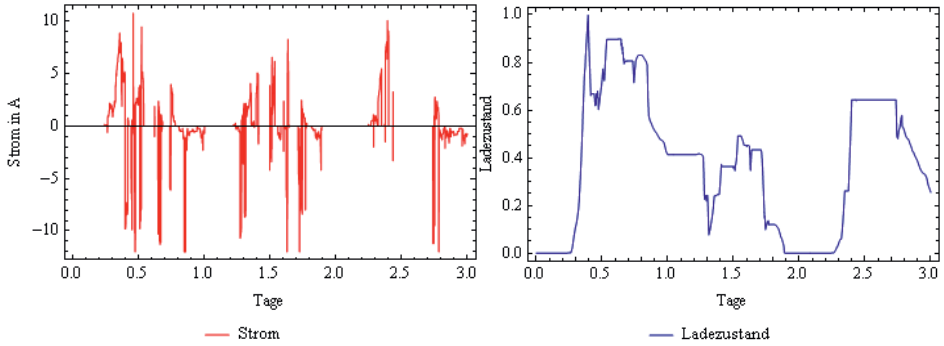


Abbildung 63: Stromprofil und Ladezustand für drei exemplarische Frühlingstage

Im Vergleich zum Referenzprofil zeigte sich, dass eine exakte Übereinstimmung der Stromwerte allein schon wegen der Diskretisierungsfehler nicht möglich ist. Die Abweichungen der Ladungsumsätze pro Tag zum ursprünglichen Batterieprofil zeigen allerdings im Schnitt über je 5 Lastkollektive nur eine geringe Abweichung wie in dargestellt wird.

Tabelle 35: Ladungsumsätze pro Tag mit Abweichung zum Referenzlastprofil

	Winter		***Frühling***		***Sommer***		***Herbst***	
	Wert	Differenz	Wert	Differenz	Wert	Differenz	Wert	Differenz
1	20,99	0,088%	24,00	-0,021%	22,89	0,045%	16,16	-0,404%
2	20,94	-0,153%	23,90	-0,430%	22,81	-0,323%	16,18	-0,326%
3	20,94	-0,145%	24,03	0,105%	22,84	-0,180%	16,25	0,155%
4	20,93	-0,218%	24,00	-0,025%	22,83	-0,219%	16,15	-0,477%
5	20,87	-0,490%	24,04	0,163%	22,88	-0,021%	16,29	0,383%
Ø	20,94	-0,18%	24,00	-0,04%	22,85	-0,14%	16,20	-0,13%

4.1.4 Statistische Analyse von Lastprofilen

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg

Im Rahmen dieses Arbeitspaketes wurden Zeitreihen von gesammelten Lastprofilen statistisch analysiert. Dabei wurde der Fokus der Analyse auf die Dynamik, die Häufigkeit und die Wahrscheinlichkeit der Lastwechsel gelegt. Diese Analyse galt als Vorlage für die Programmierung eines Signalgenerators in Arbeitspaket 4.2.2. Aufgrund der niedrigen zeitlichen Auflösung der zur Zeit des Vorhabens öffentlich vorhandenen Lastprofile, wurden für die Untersuchung in diesem Arbeitspaket reale Lastprofile eines Haushaltes verwendet.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Diese wiesen eine zeitliche Auflösung von 1 Sekunde auf. Damit wurde es möglich, den Betrieb einer am Verteilnetz angeschlossenen Batterie genauer zu untersuchen.

Für die statistische Auswertung der Lastprofile wurden die Messreihen mehrerer Tage verwendet. Als erstes wurden die Zustände der Lastkollektive anhand der Amplitude, Pulsdauer, Transienten, Nulldurchgänge und Ruhezeiten festgelegt. Dafür wurden die Messreihen auf den Peak-Wert des jeweiligen Tages normiert und der normierte Verlauf in mehrere Bereiche bzw. Zustände unterteilt. Somit wurde die Häufigkeit der definierten Zustände für die untersuchten Tage bestimmt. Die Zuordnung der Zustände der normierten Leistungspulse sind in Tabelle 36 aufgetragen.

Tabelle 36: Aufteilung der normierten Leistungspulse in den Zuständen

Zustand	P *in [%] von* P_{Peak}
1	5
2	10
3	15
4	35
5	55
6	75
7	95
8	100

Die Aufteilung in Zustände vereinfachte die statistische Analyse der Signale, um anschließend die Auftrittswahrscheinlichkeit der Leistungspulse bestimmen zu können.

Im zweiten Schritt wurde die Wahrscheinlichkeit des Wechsels zwischen den Zuständen ermittelt. Dabei wurden die Übergänge zwischen den Stufen bzw. den Zuständen der Signale über die komplette Zeit gezählt.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

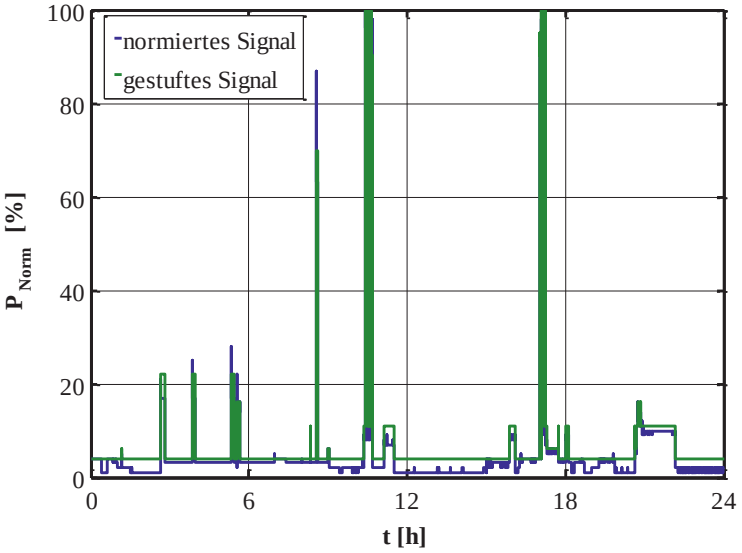


Abbildung 64: Zeitlicher Verlauf eines normierten und gestuften Signals eines eintägigen Lastverlaufs

Durch die Aufteilung in Zuständen sollte der charakteristische Verlauf der normierten Leistungsgänge möglichst erhalten bleiben. Dies ist in Abbildung 64 erkennbar. Die Amplituden der Pulse des gestuften Signals ähneln den Amplituden des normierten Leistungsverlaufes. Mit solchen gestuften Signalen wurde die Aufzählung der Zustandsübergänge durchgeführt. Durch die Ergebnisse dieser Aufzählung wurde eine Übergangssmatrix bestimmt. Diese, in Tabelle 37 dargestellt, repräsentiert die Wahrscheinlichkeit eines Zustandswechsels. Im Falle von Zustand 8, welcher der Peak-Leistung entspricht, findet z.B. ein Wechsel auf Zustand 1, Grundlast des Haushalts, mit einer Wahrscheinlichkeit von ca. 1.1779 % statt.

Tabelle 37: Resultierende Zustandsübergangswahrscheinlichkeiten in [%] aus der statistischen Analyse mehrerer Lastverläufe

Zustand	*S1*	*S2*	*S3*	*S4*	*S5*	*S6*	*S7*	*S8*
S1	99.9626	0.1948	0.1637	0.5354	0.5043	1.6400	0.6009	1.1779
S2	0.0120	99.7217	0.2456	0.0162	0.0000	0.0000	0.1002	0.2945
S3	0.0026	0.0588	99.5225	0.0324	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
S4	0.0051	0.0031	0.0682	99.3186	0.0420	0.2523	0.0000	0.0000
S5	0.0024	0.0000	0.0000	0.0000	98.9704	0.5046	0.1002	1.2956
S6	0.0109	0.0000	0.0000	0.0973	0.0630	97.0984	0.0000	0.0000
S7	0.0018	0.0062	0.0000	0.0000	0.0210	0.0000	98.9985	0.4122
S8	0.0026	0.0155	0.0000	0.0000	0.3992	0.5046	0.2003	96.8198

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

4.2 Entwicklung beschleunigter Prüfmethoden für dynamische Lebensdauertests

Da Lebensdauertests an Batteriezellen zeitaufwändig sind, ist es daher ein Ziel Lebensdauertests möglichst zu beschleunigen, um so in kürzeren Versuchszeiten bereits aussagekräftige Ergebnisse zu erhalten. In diesem Arbeitspaket sollen dazu verschiedene Prüfmethoden für dynamische Lebensdauertests beschrieben werden.

4.2.1 Methoden zur beschleunigten Prüfung

Technische Universität München

Da der in 4.3.1 ausgewählte Prüfling für die Alterungstestreihe eine relativ große kalendarische und zyklische Lebensdauer hat, muss die in 4.4.1 beschriebenen Alterungstestreihe beschleunigt durchgeführt werden um innerhalb der Projektlaufzeit belastbare Ergebnisse zu erzielen.

Prinzipiell kann jeder Einflussfaktor auf die Alterung verstärkt werden um die Alterung zu beschleunigen. Bei der kalendarischen Alterung kann dies mit erhöhten Temperaturen erreicht werden. Bei der zyklischen Alterung kann einerseits die C-Rate der Belastung erhöht werden um die Alterung zu beschleunigen. Weiterhin kann die Belastung und damit die Alterung intensiviert werden, in dem die Dynamik erhöht oder die Stillstandszeiten im Belastungsprofil reduziert werden. Anhand der Größen des Ladezustandsbereichs oder Zyklentiefe ist keine Beschleunigung der Alterung möglich, da diese Größen der realen Belastung angepasst sein müssen.

Wichtig bei der Beschleunigung von Alterungstestreihen ist, dass die Beschleunigung reproduzierbar ist und dass ein eindeutiger Zusammenhang zwischen der Beschleunigungsmethode und dem Beschleunigungsfaktor existiert. Idealerweise sollten schon vor Beginn der Testreihe Vortests durchgeführt werden, um die Nutzbarkeit der Beschleunigungsmethoden zu überprüfen. Trotzdem sollten weiterhin die Beschleunigungsmethoden innerhalb der Testreihe validiert werden, da sich möglicherweise erst nach längerer Zeit bestimmte Effekte bemerkbar machen.

4.2.1.1 Auswahl der Methoden und Vortests

Für die Alterungstestreihe in 4.4.1 wurde einerseits eine Erhöhung der Temperatur für die kalendarischen und zyklischen Testpunkte als Beschleunigung gewählt. In der Mehrheit der Testpunkte werden erhöhte Temperaturen von 40°C angewandt, da kein qualitativer Einfluss der Temperatur auf die Alterung durch zyklische Belastung erwartet wird. Andererseits wird eine Erhöhung der C-Raten sowie der Dynamik für die zyklischen Testpunkte als Beschleunigungsmethoden gewählt. Vor dem Start der Testreihe wurden bereits einige Zellen bei erhöhter Temperatur gelagert um den Alterungsverlauf vorab abschätzen können und um die Testpunkte der Messreihe besser auslegen zu können. Weiterhin wurden die maximalen

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

C-Raten ermittelt, bei denen die Testzelle in Lade- und Entladerichtung noch innerhalb des spezifizierten Temperaturbereichs bleibt. Mit dem Wissen über die maximal möglichen C-Raten können die Testpunkte spezifiziert werden, bei denen eine beschleunigte Alterung auf Grund höherer Temperaturen und Stromraten zu erwarten ist. Weiterhin wurden verschiedene Untersuchungen zum Lade- und Entladeverhalten der Zellen vorgenommen. Mit den Ergebnissen dieser Vortests können die Zyklenzeiten der Alterungstestreihen verkürzt werden und damit die Tests insgesamt beschleunigt werden.

4.2.1.2 Validierung der Methoden

Die getroffenen Annahmen zur Beschleunigung der Lebensdauertests konnten in der Testreihe bestätigt werden. In Abbildung 65 ist die Entwicklung der relativen Kapazität von jeweils 3 Prüflingen als Mittelwert über der Zeit von verschiedenen Testpunkten dargestellt. Es ist zu sehen, dass die Alterung bei den Lagerungstestpunkten (Lag, …) mit 25°C und 40°C Umgebungstemperatur einen ähnlichen Verlauf zeigt und die Kapazität nur eine temperaturbedingte Differenz aufweist. Ein ähnliches Bild ergibt sich bei den zyklischen Belastungstestpunkten (Zyk, …). Es kann nun anhand des Alterungsverlaufs die Annahme verifiziert werden, dass der Alterungsverlauf bei zyklischer Belastung bei dem hier untersuchten Prüfling nicht von der Temperatur abhängt. Weiterhin entspricht der quantitative Unterschied des Kapazitätsverlusts dieser zyklischen Testpunkte relativ genau dem der Lagerungstestpunkte bei 25°C und 40°C in jedem Zeitpunkt.

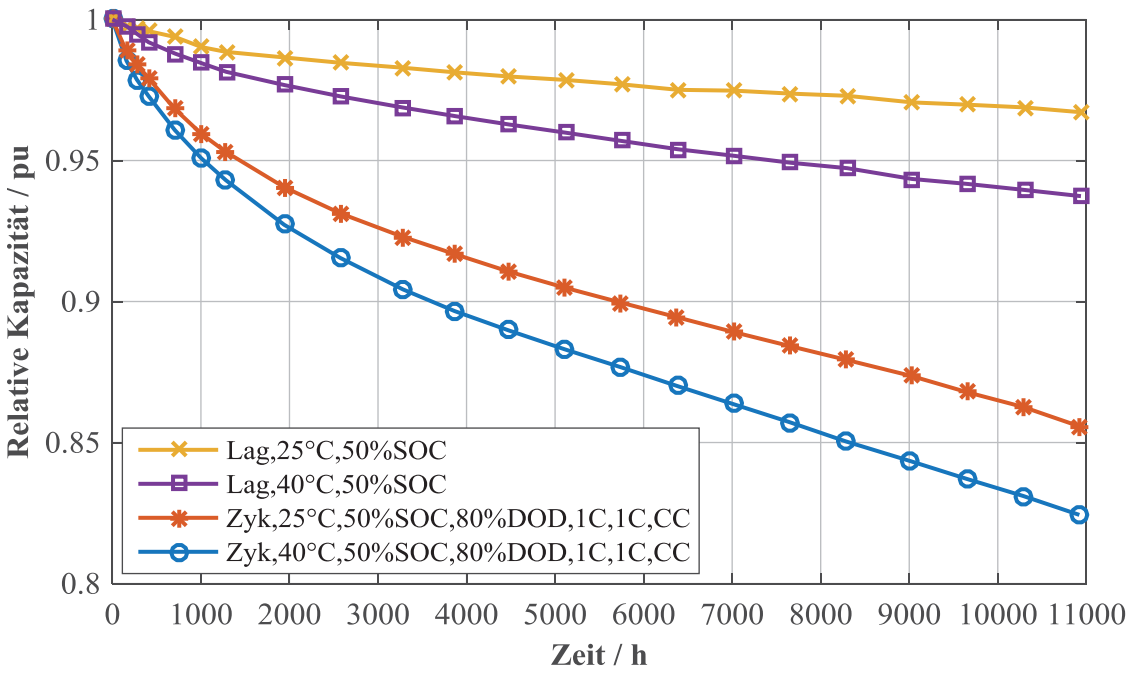


Abbildung 65: Relative Kapazität über der Zeit von Testpunkten mit verschiedenen Temperaturen und zyklischen Belastungen

Die weitere Beschleunigungsmethode der Belastung mit höheren Stromraten konnte ebenso verifiziert werden. In der weiter unten gezeigten Abbildung 82 ist zu sehen, dass die Alterung einen ähnlichen Verlauf bei verschiedenen C-Raten aufweist. Die quantitativen

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Abweichungen nehmen mit steigender C-Rate zu und nur bei dem Testpunkt mit einer C-Rate von 2 C ergibt sich bei Erreichen des definierten Lebensdauerendes bei 80 % der Nennkapazität eine Beschleunigung der Alterungsgeschwindigkeit.

4.2.2 Synthetische Generierung von dynamischen Lastprofilen

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg

Ziel dieses Arbeitspaketes war es unter anderem, statistische Prozesse, wie sie in realen Lastprofilen auftreten, über eine stochastische Methode nachzubilden. Mittels sogenannter Markov-Ketten wurden Lastprofile zur Anregung von Batterien synthetisch generiert, die anhand ihrer statistischen und dynamischen Charakteristika vergleichbar mit realen Lastprofilen sind. Die synthetisch generierten Signale sind im Gegensatz zu realen Lastverläufen von kürzerer Dauer, und lassen sich leichter im Labor implementieren.

Bei der in diesem Arbeitspaket umgesetzten Methode zur Generierung von synthetischen Lastprofilen handelte es sich um eine Markov-Kette erster Ordnung. Das heißt, die Wahrscheinlichkeit eines Übergangs zum Zustand X_{n+1} hängt nur vom vorherigen Zustand X_n ab und nicht von den früheren Zuständen. Die Ergebnisse aus der Definition der Zustände und Übergangswahrscheinlichkeiten zwischen Zuständen aus Arbeitspaket 4.1.2 wurden für die Erstellung eines Algorithmus basiert auf Markov-Ketten verwendet.

Der umgesetzte Algorithmus verwendet einen Zufallsgenerator, der einen Wert zwischen 0 und 1 liefert. Dieser Wert zusammen mit der Übergangsmatrix hilft der Ermittlung des zukünftigen Zustands der Leistung. Der entwickelte Algorithmus zu diesem Arbeitspaket lieferte synthetische Eingangssignale unterschiedlicher Längen, die die Untersuchung des beschleunigten Alterungsverhaltens von elektrochemischen Zellen ermöglichte. Die generierten Signale wiesen, statistisch betrachtet, die gleichen Eigenschaften, gegebenfalls in einem kürzeren Betrachtungszeitraum, wie reale Belastungskollektive auf. Ein mittels des Algorithmus generierten Signals wird in Abbildung 66 im Vergleich zu mehreren realen Signalen dargestellt. Es ist zu erkennen, dass das synthetische Signal einen den realen Signalen ähnlichen Verlauf aufweist.

Wie schon erwähnt, ist der Algorithmus in der Lage, Signale mit verschiedenen zeitlichen Längen zu generieren. Wie in Abbildung 67 zu sehen, wurde die Dynamik und Häufigkeitsverteilung der normierten Leistungspulse mehrerer Tagen in ein einstündiges Signal wiedergegeben. Der Vergleich der Häufigkeitsverteilung zwischen dem synthetisch generierten Leistungsverlauf und mehreren gemessenen Tagen ist in Abbildung 68 zu sehen. Die größte Abweichung der Häufigkeitsverteilungen trat bei Zustand 1 mit etwa 9 % auf. Bei den restlichen Zuständen war die Abweichung nicht größer als 5 %. Werden weitere synthetische Signale nacheinander gestellt, nimmt die Abweichung der Verteilungen ab.

Mit dieser Methode ist es damit möglich, die reale Belastung einer Batterie eines Jahres mittels eines synthetischen Lastverlaufs von wenigen Tagen abzubilden.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

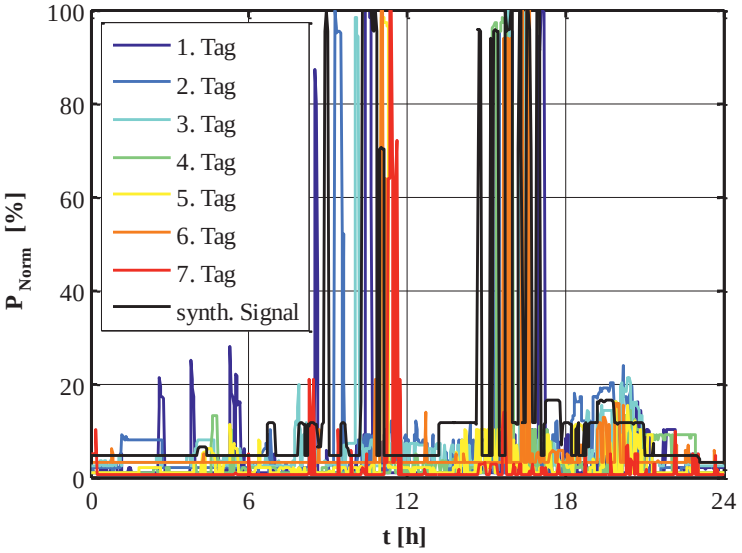


Abbildung 66: Vergleich des dynamischen Verlaufs eines synthetisch generierten Signals mit realen Signalen

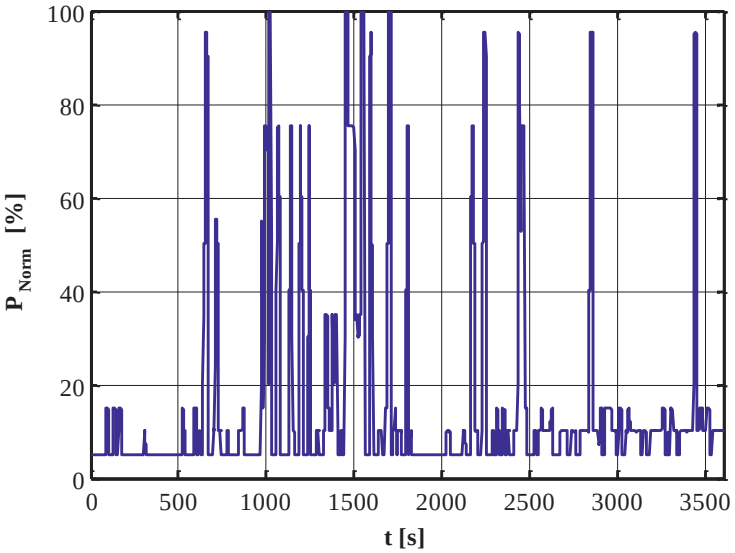


Abbildung 67: Synthetisch generiertes Leistungsprofil mit einer Zeitdauer von 1 h

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

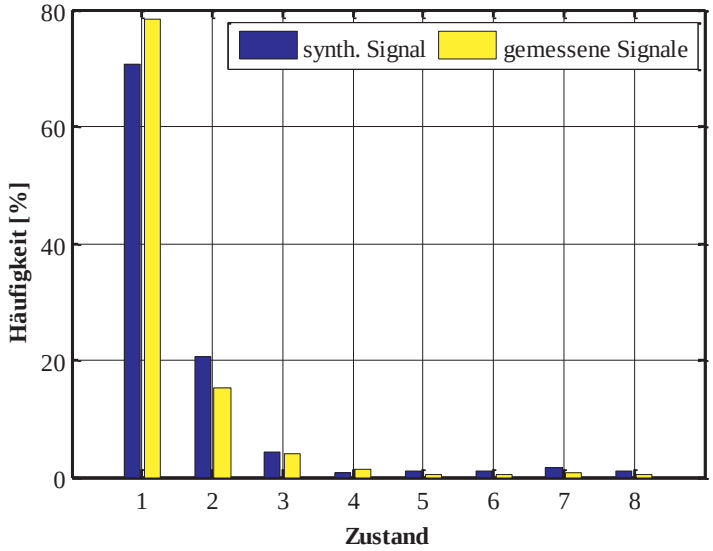


Abbildung 68: Vergleich der Häufigkeitsverteilungen eines generierten Lastprofils und eines über mehrere Tage gemessenen Lastprofils

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

4.3 Auswahl geeigneter Prüflinge

In diesem Arbeitspaket wird die Auswahl geeigneter Prüflinge bzw. Testzellen für die Alterungstestreihen der TUM und des Fraunhofer ISE beschrieben. Dabei wurde die Recherche nach der Bauform von Lithium-Ionen-Batterien aufgeteilt. Die TUM erfasste dabei Rundzellen als die kleinste verfügbare Bauform von Lithium-Ionen-Batterien für den stationären Einsatz. Das Fraunhofer ISE konzentrierte die Recherche auf größere Bauformen wie Pouchzellen und Prismatische Zellen.

4.3.1 Recherche und Bewertung verfügbarer Speicher

Technische Universität München

Die von der TUM durchgeführten Alterungstestreihen an Lithium-Ionen-Batterien waren zu Projektbeginn noch nicht spezifiziert. Somit sollte in diesem Arbeitspaket die Recherche & Bewertung verfügbarer Lithium-Ionen-Rundzellen erfolgen, mit dem Ziel eine Testzelle nach noch zu bestimmenden Kriterien auszuwählen.

4.3.1.1 Beschreibung der Testzelle

Im Rahmen eines weiteren Projekts der TUM konnte eine große Stückzahl einer Lithium-Ionen-Batteriezelle für die Testreihen in ESPEN zur Verfügung gestellt werden. Ein herausragender Vorteil dieser Testzellen ist es, dass diese bereits in verschiedenen stationären Speichern zur Anwendung kommen und damit die Eignung prinzipiell belegt ist. Die Datenblattangaben dieser Lithium-Ionen-Zelle sind in folgender Tabelle 38 dargestellt und entstammen dem Datenblatt des Herstellers [126].

Tabelle 38: Datenblattangaben der als Prüfling verwendeten Lithium-Ionen-Zelle

Kenngröße	***Beschreibung***
Zellchemie	C-LFP (Anode: Graphit, Kathode: Lithium-Eisenphosphat)
Zellspannung	2,0-3,6 V; Nennspannung U_{N} = 3,2 V
Zellgeometrie	Rundzelle 26650
Zelltyp	Hybridzelle: Hochenergie- und Leistungszelle
Hersteller	Sony
Bezeichnung	Sony US26650FTC1
Nennkapazität	3.000 mAh bei 0,2 C Entladung bei 25°C
Innenwiderstand	18 mΩ (gemessen bei AC 1kHz)
Zyklenlebensdauer	80 % Nennkapazität: 6.000 Zyklen bei 1 C Entladung 60 % Nennkapazität: 6.000 Zyklen bei 10/3 C Entladung

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

4.3.1.2 Vergleich der Testzelle mit anderen verfügbaren Batterien

Da mit der oben beschriebenen Testzelle bereits eine gute Referenzzelle ausgewählt wurde, war es nicht mehr notwendig über eine Recherche und der Bewertung eine geeignete Testzelle zu ermitteln. Trotzdem soll hier die ausgewählte Zelle mit den am Markt verfügbaren Lithium-Ionen-Batterien verglichen werden. Dazu wurden in einer Recherche ein Großteil der Markt verfügbaren Lithium-Ionen-Rundzellen erfasst. Die Recherche beschränkte sich u.a. auf diesen Zelltyp, da mit den verfügbaren Messgeräten der TUM in größerer Stückzahl nur Batterien bis zu einer Nennspannung von 4 Volt getestet werden können.

Die Recherche erfolgte auf verschiedenen Internetseiten von deutschen Batteriehändlern und beschränkte sich auf Zellen der Lithium-Ionen-Technologie. Zum Stichtag am 24.02.2013 wurden 121 Rundzellen erfasst, wovon 71 der am meisten verwendeten Bauform 18650 und 7 der Bauform der Testzelle 26650 entsprechen. Als Kriterium zur Bewertung der Eignung für stationäre Anwendungen und zum Vergleich mit der Testzelle, können hier nur die Energiedichte und der Preis dienen. Für die weiteren relevanten Größen wie die Leistungsdichte oder die kalendarische und zyklische Lebensdauer gibt es in den wenigsten Datenblättern nutzbare Angaben. Da in stationären Anwendungen die Wirtschaftlichkeit vor allem von den Batteriepreisen abhängt, wird hier als Vergleichsgröße der spezifische Preis als Preis pro Energiemenge in Wh der Batteriezellen betrachtet. In folgender Abbildung 69 ist von 73 Zellen von denen ein Preis erfasst werden konnte, die Häufigkeitsverteilung des spezifischen Preises aufgetragen.

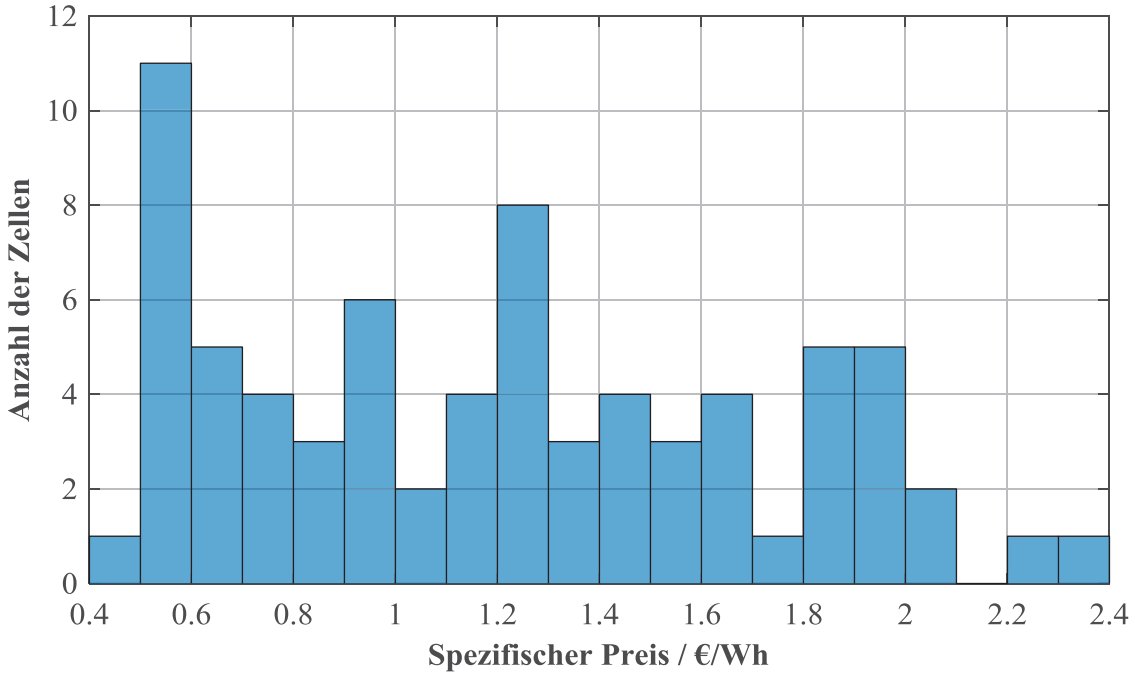


Abbildung 69: Histogramm des spezifischen Preises der erfassten Rundzellen

Die spezifischen Preise erstrecken sich mit Werten zwischen 0,40 – 2,40 €/Wh relativ weit, allerdings werden hier auch verschiedene Zelltechnologien dargestellt die unterschiedliche

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Eigenschaften aufweisen und deswegen unterschiedlich teuer sind. Vor allem NMC-Zellen sind im linken Bereich zu finden, aber diese Technologie zeigt meist auch kürzere Lebensdauern im Vergleich zu anderen Zelltechnologien. Als Mittelwert ergibt sich in dieser Verteilung die nicht einer Normalverteilung gleicht, ein spezifischer Preis von 1,21 €/Wh. Die ausgewählte Testzelle ist mit 1,09 €/Wh somit billiger als der Durchschnitt der erfassten Zellen.

Die einzige Rundzelle der gleichen Bauform und Zellchemie im Vergleich zur Testzelle ist die mit „ANR26650M1B“ bezeichnete C-LFP Zelle von A123. Diese ist 1,45 €/Wh um 33 % teurer als die Testzelle. Zwar ist diese Vergleichszelle in einer Vielzahl von Publikationen beschrieben, was bei der Auslegung der hier durchzuführenden Alterungstestreihe hilfreich ist. Allerdings wird im Datenblatt und in verschiedenen Publikationen eine deutlich geringere Lebensdauer dieser Hochleistungszelle angegeben. Somit ist die ausgewählte Testzelle „US26650FTC1“ von Sony nicht nur günstiger, sondern auch aus technischer Sicht mit einer längeren Lebensdauer besser für stationäre Anwendungen geeignet.

4.3.1.3 Marktrecherche zu Heimenergie-Batteriespeichern

Weiterhin wurde eine umfassende Marktrecherche zu Heimenergiebatteriespeichern durchgeführt. Hierbei wurden wichtige technische Kriterien wie der Systemaufbau, das Kühlsystem, die jeweils verwendete Batteriezelltechnologie und auch wirtschaftliche Kriterien wie die Haltbarkeitsgarantie oder der Verkaufspreis erfasst. Diese Datenbasis wurde so strukturiert, dass sich damit Systeme mit unterschiedlichen Eigenschaften in Ihrer technischen und wirtschaftlichen Eignung vergleichen lassen. In dieser Recherche wurde u.a. deutlich, dass die LFP-Zellchemie der Testzelle zum Stand Juni 2015 in über 62% der erhältlichen Systeme genutzt wird. Somit bestätigt sich mit den aktuellen Ergebnissen der Marktrecherche die Testzelle als geeigneter Prüfling, der weiterhin in einer Vielzahl an Systemen eingesetzt wird.

4.3.2 Recherche & Bewertung verfügbarer Speicher

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme

Die Erarbeitung einer Bewertung, für Akkumulatoren aus netztechnischer Sicht ist eine große Herausforderung. Deshalb waren die benötigten Eigenschaften eines Akkumulators zum Anschluss an ein Stromnetz bis heute selbst in Fachkreisen noch nicht abschließend geklärt.

Deswegen wurden im Folgenden nur die zentralen Kriterien aufgeführt, welche mit allen Gesichtspunkten in Einklang gebracht werden können und Akkumulatoren ausreichend charakterisieren. Dies führt dazu, dass die jeweiligen Kriterien möglichst allgemeingültig und für alle Akkumulatorentypen gleichermaßen zutreffend sein müssen. Die Erarbeitung des Bewertungskataloges findet nach dem in Abbildung 70 dargestellten Schema statt.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

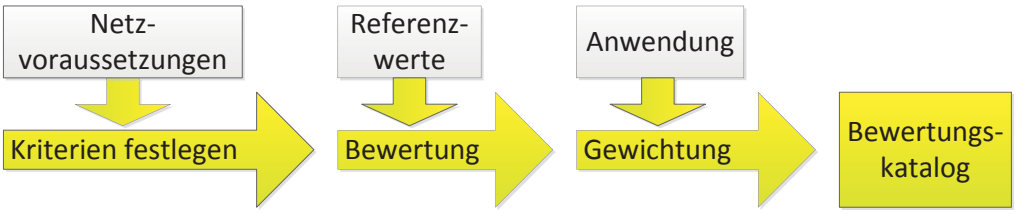


Abbildung 70: Ablaufschema der Erstellung des Bewertungskataloges für Akkumulatoren

Aus den Netzvoraussetzungen und den Referenzwerten kann ein Bewertungskatalog für Akkumulatoren erstellt werden dessen Struktur in Abbildung 71 abgebildet ist.

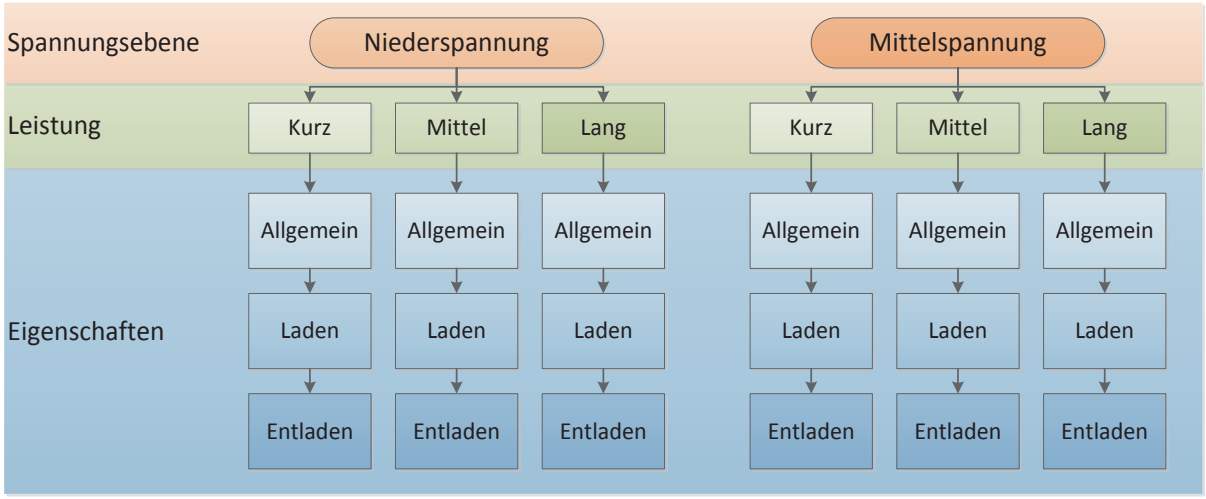


Abbildung 71: Struktur des Bewertungskataloges mit zwei Spannungsebenen, drei Leistungszeiten und den jeweiligen Eigenschaftskategorien

Die Definitionen der Leistungen lauten:

1. Kurz-Leistung: Sie stellt die Fähigkeit des Akkumulators dar, kurzzeitig Leistung zur Verfügung zu stellen.
2. Mittel-Leistung: Sie stellt die Fähigkeit dar, über Minuten bis Stunden Energie bereitstellen zu können.
3. Es werden die Abrufzeiten der Sekundärregelleistung verwendet. Sie mussinnerhalb von 5 Minuten abrufbar sein. Sie soll hier nur zum Ausgleich von Anfahrzeiten großer Kraftwerke eingesetzt werden und muss somit nicht in dem im [TCD2] geforderten Umfang zur Verfügung stehen, d. h. es liegt hier kein permanenter stochastisch wechselnder Leistungsbedarf vor.
4. Lang-Leistung: Sie stellt die Fähigkeit des Akkumulators dar, für Tage einen konstanten Energiefluss bereitstellen zu können.
5. Hier werden die Werte der Minutenregelung verwendet. Sie soll innerhalb von 15 Minuten abrufbar sein. Akkumulatoren werden allerdings in dieser Untertabelle nur zum Verschieben von Lasten über große Zeiträume eingesetzt. Es wird davon ausgegangen, dass ein Netz vorliegt, welches einen hohen Anteil EE-Einspeisung und einen geringen Anteil von Energie aus konventionellen Kraftwerken enthält. Somit soll die Lang-Leistung den Ausgleich der wetterabhängigen Schwankungen ermöglichen.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Für die verschiedenen Kategorien wurden weiterhin Durchschnittsgewichtungen der Bewertungskategorien festgelegt, diese sind in Tabelle 39 dargestellt:

Tabelle 39: Durchschnittsgewichtung der Bewertungskategorien

Durchschnittsgewichtung		***NS-Netz***			***MS-Netz***		
Leistung / ***Eigenschaften***		***Kurz in %***	***Mittel in %***	***Lang in %***	***Kurz in %***	***Mittel in %***	***Lang in %***
Allgemein:		100	100	100	100	100	100
1	Energie-Verluste/Zeit	1	5	8	1	5	9
2	Gravimetrisch	7	4	2	7	4	3
3	Volumen	9	6	4	9	6	4
4	Gravimetrisch	2	4	6	3	5	6
5	Volumen	4	7	8	5	7	8
6	Nutzbarer SOC-Bereich	5	6	7	5	6	8
7	Temperatur minimal	3	3	3	8	7	7
8	Temperatur maximal	1	1	1	6	5	5
9	Kaltstart-Fähigkeit	8	8	8	7	7	7
10	Blackout-Fähigkeit	5	6	6	7	8	8
11	Anschlussleistung (minimal)	10	9	9	3	5	5
12	Wärme/Kühlung	7	8	8	5	5	5
13	Überwachung	12	11	10	6	6	5
14	Kapazitätsverluste	10	10	12	10	11	12
15	Lebensdauer in Zyklen	17	12	7	17	13	8
Laden:		100	100	100	100	100	100
16	E/P in Zeit	5	17	29	11	24	30
17	Verluste pro Aufladung	34	31	22	30	33	24
18	P/t ohne vorherige Belastung	24	26	34	23	22	32
19	P/t mit vorheriger Entladung	37	26	15	36	21	14

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Entladen:		100	100	100	100	100	100
20	E/P in Zeit	5	17	27	11	24	30
21	Verluste pro Entladung	34	31	25	30	33	24
22	P/t ohne vorherige Belastung	24	26	34	23	22	32
23	P/t mit vorheriger Aufladung	37	26	15	36	21	14

Die Punktzahlen der Kategorien wurden für die jeweilige Kategorie mit einer Gewichtung von 20 % für allgemeine Eigenschaften und jeweils 40 % für das Be- und Entladen zusammengefasst. Es wurden weiterhin eine Vielzahl von Speichersystemen unterschiedlicher Technologie recherchiert und ein Ranking erstellt. Beispielhaft ist in Tabelle 40 die Bewertung für die Mittelleistung dargestellt.

Tabelle 40: Platzierung der Systeme im NS-Netz für Mittel-Leistung

NS-Netz, Mittel-Leistung			
Platz	Punkte	Sorte	Typ
1.	93	VRF	Prudent Energy, KW-Class VRB-ESS®
2.	83	VRF	Gildemeister, CellCube FB 10
3.	80	LiFenPO4	TRI-CELL, XS-Li – TN-System
4.	79	LiFePO4	SOLARWATT, Energy Storage
5.	78	LiFePO4	PROSOL, Sonnenbatterie
6.	75	NaS	NKG Insulators LTD
7.	48	VRF	GEFC, GEFC-2.5kW1.5h-VFB
8.	38	Li	KACO, Powador-gridsaver
9.	37	PB	AZUR, INDEPENDA
10.	37	Li	Antaris Solar, Energie Fuchs
11.	37	LiNiGr	E3DC, S10
12.	36	PB	IBC Solar, Solstor 8.0 Pb
13.	34	PB	HELIOS, H/D

Durch Auswertung lässt sich feststellen, dass das VRF-System von Prudent Energy am besten für den Einbau in ein Verteilnetz geeignet ist. Dies ist durch seine freie Skalierbarkeit der Energiemenge zur Leistung, aber auch durch die schnelle Reaktionszeit und die prinzipiell verschleißfreie Zellchemie gegeben. Allerdings zeigte sich das die Systeme zum gegebenen Zeitpunkt von der technischen Reife noch nicht den Anforderungen entsprachen und auch ein Stacktest für den eingeplanten Arbeitsaufwand zu komplex erschien. Aus diesem Grund

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

wurde auf ein Li-Ionen System umgeschwenkt. Für die Untersuchungen wurde exemplarisch ein Typ Zelle ausgewählt, der mit einer hohen kalendarischen und zyklischen Lebensdauer angegeben wird, da Details über die Zellen der hier verglichenen Systeme nicht verfügbar waren. Bei der Zelle handelt es sich um eine Kokam SLPB 90216216. Diese ist eine Pouch-Zelle mit 40 Ah Kapazität. Als Kathodenmaterial wird Lithium-Kobalt-Nickel-Mangan-Oxid $Li(Ni_xCo_xMn_x)O_2$ verwendet, die Anode besteht aus Graphit.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

4.4 Durchführung von Tests

Die Durchführung der Parameter- und Lebensdauertests der TUM und des Fraunhofer ISE werden in diesem Abschnitt beschrieben. Hierbei dienen die Tests der TUM der Entwicklung eines Lebensdauermodells welches im folgenden Abschnitt 4.5 beschrieben wird. Die Ergebnisse des Fraunhofer ISE dienen zum Vergleich der Lebensdauer verschiedener elektrochemischer Batterietechnologien in Arbeitspaket 6.

4.4.1 Dynamische Parameter- & Lebensdauertests

Technische Universität München

In diesem Abschnitt werden die einzelnen Arbeitsschritte der Lebensdauertests an der in 4.3.1.1 beschriebenen Lithium-Ionen-Testzelle dargestellt. Nach einer Motivation der Testreihe folgt eine Diskussion der Kriterien der Auslegung sowie das Konzept der Auslegung der Experimente. Nach der folgenden Beschreibung der Testvorbereitung werden zum Schluss die Ergebnisse der Testreihe aufgezeigt. Die Charakterisierung und die Parametertests an der Testzelle werden im Arbeitspaket 7.1.2 und 7.2.2 gezeigt.

4.4.1.1 Motivation der Alterungstestreihe der Testzelle

Für die Parametrierung des Alterungsmodells der Testzelle in 4.5.1 werden detaillierte und belastbare Daten zu den Alterungseffekten unter verschiedenen Alterungseinflüssen benötigt. Mit der Analyse und Nutzung vorhandener Daten könnte der eigene Messaufwand reduziert oder gegebenenfalls die Alterungstestreihe besser ausgelegt werden. Im Folgenden werden dazu verschiedene vorhandene Quellen erörtert, in denen Daten zu den Alterungseffekten der Testzelle US26650FT von Sony dokumentiert sind.

4.4.1.1.1 Datenblätter

Die benötigten Daten und Parameter für das Alterungsmodell für die Testzelle können nicht aus den verschiedenen vorliegenden Datenblättern bezogen werden. Die Angaben sind weder vollständig noch verwertbar. Zum Teil widersprechen sich die Angaben in den verschiedenen Datenblättern und manche Informationen sind als garantierte Mindestwerte zu verstehen, aber entsprechen dabei nicht den realen messbaren Werten. Folgende Daten können aber trotzdem als Referenz verwendet werden.

Für die kalendarische Alterung wird in den Vortragsfolien von [127] bei den Temperaturen 23°C, 45°C und 60°C nach einer Lagerung von einem Jahr eine Restkapazität von 95 %, 89 % und 85 % angegeben. In dieser Präsentation wird die Nennkapazität der Zelle bei 0,2 C Entladung mit 3 Ah angegeben, welche auch bei eigenen Messungen an die vorliegenden Testzellen bei 1,0 C Entladung erreicht werden konnte. Als Zyklisierung nach Spezifikation wird im Folgenden nach den Angaben von Sony die Entladung mit 1,0 C also 3 A bis 2,0 V und die Ladung mit 1,0 C bis 3,6 V mit einer folgenden CV-Phase bis 100 mA definiert. In der Präsentation lässt sich aus einer weiteren Abbildung der Kapazitätsverlust nach 1.000 Zyklen nach Spezifikation mit circa 8 % abschätzten. Weiterhin wird nach 5000 Zyklen bei der

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Zyklisierung nach Spezifikation bei Raumtemperatur eine Mindestrestkapazität von 80 % garantiert. Bei Entladeströmen von 10 A wird ein Kapazitätsverlust von 10 % nach 1000 Zyklen angegeben.

Für die zyklische Alterung ist aus den Graphen zwei weiterer vorliegender Datenblätter [126, 128] ablesbar, dass nach 1.000 Zyklen (2,0-3,6 V mit CV-Phase bis 100 mA) bei 23°C mit 2,85 A Lade- und Entladeströmen circa 90 mAh (3 %) und mit 10 A Lade- und Entladeströmen circa 168 mAh (6 %) Kapazitätsverlust auftreten. Diese deutlich geringen Werte im Vergleich zu Präsentation von Sony, könnten durch den Einfluss des geringeren Stroms begründet sein.

4.4.1.1.2 Weitere Literatur

Zum aktuellen Zeitpunkt konnte nur zwei weitere Quellen gefunden werden, in den u.a. die Testzelle untersucht wird:

Im Projektbericht des INL [129] wird der Einsatz der Testzelle in einem stationären Energiespeicher mit anderen Zellen verglichen. Genaue Definitionen und belastbare Daten zu der Alterung der Testzelle sind nicht vorhanden. In einer ECS-Veröffentlichung von einer Gruppe von Sony-Mitarbeitern [130] wird ein Alterungsmodell mit Messdaten von zwei C-LFP-Zellen parametriert, wovon eine sehr wahrscheinlich die Testzelle ist. Folgende Abbildung 72 gibt Trends der kalendarischen und zyklischen Alterung bei unterschiedlichen Temperaturen an. Dabei wurden die Zellen zwischen 2,0-3,6 V mit 0,5 C zyklisiert, wobei die CV-Phase nicht genauer definiert ist.

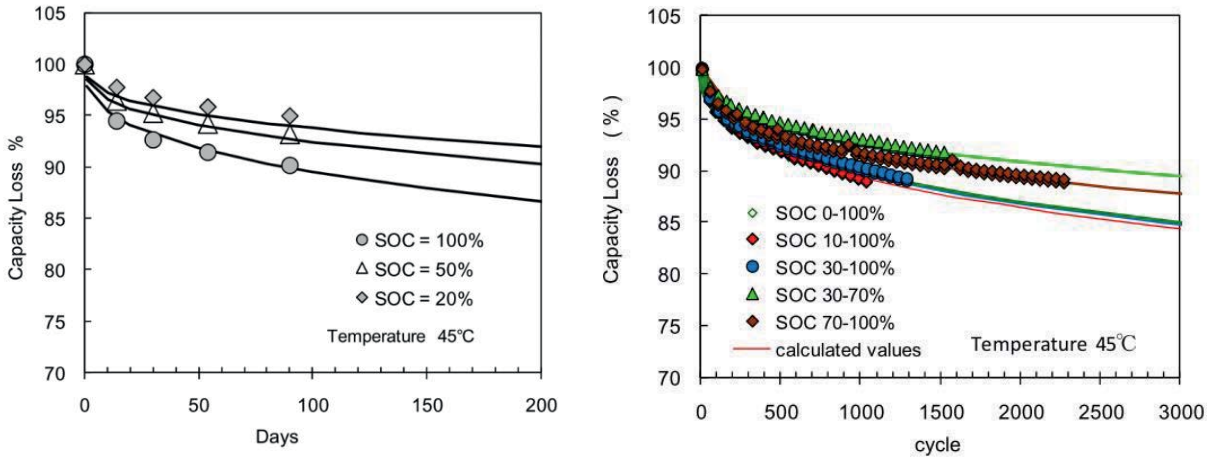


Abbildung 72: Kapazitätsverlauf der kalendarischen und zyklischen Belastung der Sony Testzelle aus [130]

Zwar gibt diese Veröffentlichung mit den gezeigten Abbildungen einen ungefähren Trend der kalendarischen Alterung bei unterschiedlichen SOCs an, allerdings nur bei einer Temperatur und einem Messzeitraum von 90 Tagen. Bei der zyklischen Alterung sind ähnliche Einschränkungen vorhanden. Da das Paper von einer Arbeitsgruppe von Sony und damit dem Hersteller der Zelle stammt, ist diese Betriebsweise so wie sie auch im Datenblatt beschrieben wird, zulässig und anwendbar ohne zu große Kapazitätsverluste zu provozieren. Wichtig wäre noch zu wissen, ab welchem Ladeschlussstrom die CV-Phase abgebrochen

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

wird. Beim qualitativen Vergleich der einzelnen Kurven der zyklischen Alterung lässt sich Folgendes erkennen:

- Die größten Kapazitätsverluste treten bei den verschiedenen Messpunkten mit Zyklisierung bis zum vollen Ladezustand auf, wobei der untere Grenzwert des SOCs kaum Einfluss zeigt.
- Die Zyklisierung im SOC-Bereich 30 - 70 % zeigt einen kleineren Kapazitätsverlust als die Zyklisierung im Bereich 70 - 100 % mit einem kleineren DOD

Problematisch bei dem Vergleich der einzelnen hier gezeigten Kurven ist, dass ein Großteil des Kapazitätsverlusts durch die kalendarische Alterung bei der erhöhten Temperatur auftritt und diese zudem stark vom mittleren SOC abhängt.

4.4.1.1.3 Fazit

Somit liegen für die Testzelle keine vollständigen und wissenschaftlich belastbaren Daten vor mit der das Alterungsmodell parametriert werden könnte. Damit ist es erforderlich eigene Alterungstestreihen durchzuführen, deren Ergebnisse dann aber mit der Literatur verglichen werden können

4.4.1.2 Kriterien der Auslegung der Testreihe

Die Alterungstestreihen an der Testzelle sollen einerseits an die in stationären Batterieanwendungen auftretenden Belastungen angepasst sein. Da sich die genaue Dimensionierung und damit auch die möglichen Betriebsweisen stationärer Batteriespeicher noch nicht genau abschätzen lassen, sollen andererseits auch die Alterungseffekte der Belastungen abgebildet werden können, die zunächst nicht in der Praxis zu erwarten sind. Für die Alterungseinflüsse der Temperatur und der Stromstärke soll der gesamte Wertebereich berücksichtigt werden, für den der Prüfling spezifiziert ist. Da die Alterungstestreihen nicht in einem beliebig großen Umfang dimensioniert werden können, sollen im Folgenden zunächst die Einschränkungen und Hindernisse beschrieben werden. Danach folgt die Diskussion der Annahmen und Ansätze, die dann den Rahmen der Auslegung und Beschreibung der Alterungstestreihen im folgenden Abschnitt 4.4.1.3 darstellt.

4.4.1.2.1 Einschränkungen und Hindernisse

Die gravierendste Einschränkung bei der Gestaltung einer Alterungstestreihe ist der Zeitraum in der die Tests abgeschlossen sein müssen. Die Tests können nur bedingt unter realen Bedingungen ablaufen, die einen Zeitrahmen der Zellnutzung von bis zu 10 Jahren und länger vorsehen. Somit müssen die Alterungstestreihen möglichst zeiteffizient ausgelegt werden.

Eine weitere Einschränkung ist die begrenzte Anzahl an Prüfkanälen und Klimakammern. Somit sollten für die Versuchsdauer der Alterungstestreihen nur so viele Kanäle und Kapazitäten der Klimakammern wie nötig blockiert werden. Bei der Anzahl der Prüflinge gibt

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

es allerdings im Vergleich kaum Einschränkungen, da über 1.400 Einheiten der Testzelle der TUM zur Verfügung gestellt wurden.

4.4.1.2.2 Vergleichbarkeit mit anderen Testreihen

Ein wichtiges Kriterium bei der Auslegung der Testreihen ist die Vergleichbarkeit mit anderen Alterungstestreihen der TUM und mit den Projektpartnern. Dabei wurde entschieden, dass die Vergleichbarkeit nicht über die Auslegung aller Messpunkte, sondern nur über die in 4.4.2 beschriebenen zwei Lastkollektive gewährleistet werden soll. Ein Grund dafür ist, dass den Projektpartnern nur eingeschränkte Prüfkapazitäten und eine geringere Anzahl Testzellen zur Verfügung stehen um die gleichen Testpunkte abbilden zu können. Des Weiteren möchten die Projektpartner die Vergleichbarkeit zu ihren eigenen Testreihen aufrechterhalten.

4.4.1.2.3 Annahmen

Auf Grund der genannten Einschränkungen und Hindernisse, müssen bei der Auslegung folgende Annahmen getroffen werden ohne diese dabei explizit in der Versuchsreihe zu belegen.

1. **Superpositionsprinzip:** Da die zyklischen Belastungen nicht von den kalendarischen Belastungen trennbar sind, muss angenommen werden, dass sich die Alterungseffekte der kalendarischen und zyklischen Alterung überlagern lassen ohne dass sie sich dabei beeinflussen. Mit den Lagerungsversuchen kann zumindest der Trend der kalendarischen Alterungseffekte wiedergegeben werden um dann die alleinige Auswirkung der zyklischen Belastung abzuschätzen.
2. **Unabhängigkeit der Reihenfolge der Alterung:** Für das Alterungsmodell soll angenommen werden, dass die Alterungseffekte zeitlich unabhängig voneinander sind und sich die gleichen Auswirkungen auch bei unterschiedlicher Reihenfolge der Belastungen ergeben. Dabei gibt es zwei unterschiedliche Fälle: Zum einen wird angenommen, dass Lagerung und Belastung der Zellen in der zeitlichen Reihenfolge unabhängig sind und keinen bzw. nur einen geringen Einfluss auf die Alterungseffekte haben. Zum anderen wird angenommen, dass bei dynamischen Profilen die prinzipielle Reihenfolge der Belastung keine Rolle spielt. Die Annahme der Unabhängigkeit der Reihenfolge der Alterung wird dabei nur gültig sein, wenn bestimmte Zeitintervalle des Wechsels bzw. der Zyklenzeiten eingehalten werden.

   Somit werden die Hauptmesspunkte nur mit einer konstanten Belastung ausgelegt ohne diese Annahme näher zu überprüfen. Erste Ergebnisse von Experimenten an der gleichen Testzelle deuten darauf hin, dass die Annahme der Unabhängigkeit der Reihenfolge der Alterung gültig ist.
3. **Arrhenius-Gesetz:** Damit die Alterungstestreihen schneller durchgeführt werden können, soll zur Beschleunigung bei der Mehrzahl der Messpunkte eine erhöhte Temperatur angesetzt werden als in der realen Anwendung zu erwarten wäre. Mit Berücksichtigung des Arrhenius-Gesetzes kann dann die Alterung bei niedrigeren

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Temperaturen abgeschätzt werden. Zur Verifikation der Annahme sollen zumindest wenige Messpunkte bei den realen niedrigeren Temperaturen angesetzt werden.

4. **Annahmen über die Interpolation der Alterungseffekte der nicht messtechnisch bestimmten Testpunkte:** Wie bereits zuvor beschrieben, sollen die Alterungseinflüsse der kalendarischen und zyklischen Alterung, sowie die Einflüsse der Temperatur und des mittleren Ladezustands möglichst unabhängig voneinander ermittelt werden. Dabei können aber nicht beliebig viele Messpunkte mit allen theoretisch denkbaren Kombinationen der Alterungseinflussfaktoren definiert werden. Somit sollen die Kombinationen der Alterungseinflussfaktoren getestet werden, mit denen die Auswirkungen auf die nicht getesteten Kombinationen abgeschätzt werden können. Für die Abschätzung der Alterungseffekte der nicht getesteten Bereiche soll aus den gemessenen Werten interpoliert werden.

4.4.1.2.4 Ansätze der Auslegung

Auf Grund der zeitlichen Einschränkung, sollen die Alterungstestreihen vor allem durch erhöhte Temperaturen beschleunigt werden. Dabei ist zu beachten, dass die Temperaturen die Datenblattvorgaben der Zelle nicht überschreiten. Die Beschleunigung des Ah-Durchsatzes über die C-Raten, soll für die Entlade- und Laderichtung in dem Bereich erfolgen, in dem die Zelle noch sicher betrieben werden kann. Neben diesen Messpunkten mit beschleunigter Alterung, sollen zur Referenz aber auch Messpunkte mit realistischen Bedingungen der stationären Anwendung definiert werden.

Obwohl durch eine Selektion der Testzellen mit relativ homogenen Parametern erfolgte, ist nicht garantiert, dass sich die Zellen bei gleichen Messbedingungen gleich entwickeln. Somit soll mit dem Ziel einer möglichst hohen Aussagewahrscheinlichkeit für jeden Messpunkt mindestens drei Zellen verwendet werden.

4.4.1.3 Testvorbereitung

In diesem Abschnitt sollen die relevanten praktischen Vorarbeiten zu den Alterungstestreihen beschrieben werden. Zunächst wird dabei das Selektionsverfahren der Testzellen aus einer Charge von über 1.400 Zellen erklärt, worauf dann die Vortests der Lagerung und Belastung erläutert werden.

4.4.1.3.1 Selektionsverfahren der Testzellen

Ziel des Selektionsverfahrens

Für die verschiedenen Testpunkte der Alterungstestreihen werden insgesamt über 125 Zellen benötigt. Um die Alterungseffekte der einzelnen Zellen und Testpunkte mit jeweils drei Zellen vergleichen zu können, sollten die Parameter der Testzellen relativ homogen sein. Zwar ist ein auseinanderdriften der Parameter über der Dauer der Alterungstestreihe von identischen Zellen möglich, aber genau deswegen sollte auf eine möglichst homogene Auswahl von Testzellen geachtet werden.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Voraussetzungen und Auswahlkriterien

Da der TUM über 1.400 Prüflinge der Testzelle aus vier Produktionschargen mit 25, 275, 500 und 600 Zellen zur Verfügung stehen, ist die Voraussetzung gegeben eine gewisse Selektion aus einer größeren Gruppe treffen zu können. Dabei sind folgende Kriterien zur Auswahl denkbar:

- Möglichst homogene Zelleigenschaften auf Grund des Produktionsdatums
- Möglichst homogene Historie nach Produktion bis Inbetriebnahme
- Möglichst homogene Parameter die für Alterung relevant sind: Entladekapazität, Innenwiderstand, Wirkungsgrad, dynamische Parameter

Als weitere wichtige Voraussetzung neben dem gleichen Zelltyp müssen möglichst gleiche Messbedingungen (Temperatur, zeitlicher Ablauf der Messungen usw.), Prüfplänen und Auswerteskripten bei der Charakterisierung der Zellen gewährleistet werden.

Vermessung der Zellen

Alle 1400 Zellen wurden zur Charakterisierung nachfolgendem einheitlichen Muster vermessen:

- Gewichtsbestimmung mit Präzisionswaage bei Raumtemperatur
- Ablauf CheckUp-Vermessung:
    - Lagerung der Zellen vor weiterer Vermessung in Kühlschränken bei circa 5-10°C
    - Lagerung vor Vermessung zuletzt bei Raumtemperatur länger als 3 h
    - Vermessung mit BaSyTec CTS mit CheckUp-Prüfplan
    - Lagerung bei Raumtemperatur länger als 48 h zur Relaxation
    - Lagerung bei 25°C länger als 3 h
    - Vermessung mit Biologic EIS mit CheckUp-Prüfplan
- Lagerung bei Raumtemperatur bis alle Zellen vermessen sind
- Lagerung in Kühlschränken bei circa 5-10°C

Dabei wurden die Zellen mit eigens konstruierten Klemmbrettern vermessen, da später nur die für die Alterungstestreihe ausgewählten Testzellen kontaktiert wurden.

Auswahl der Charge

Bevor die benötigten 125 Einzelzellen aus der Gesamtanzahl von 1400 Zellen selektiert werden, sollte zunächst die Auswahl auf eine Charge begrenzt werden. Die einzelnen Chargen unterscheiden sich dabei nicht im Zelltyp, aber im Produktionsdatum und damit der Historie. Um eine bessere Homogenität nach den oben genannten Auswahlkriterien zu gewährleisten, muss somit eine Charge ausgewählt. Folgende Kriterien können dafür angesetzt werden:

- Anzahl der Zellen aus gleicher Charge
- Relative Abweichung vom Mittelwert der einzelnen Parameter und in Summe

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Mit der Annahme von normalverteilen Zellparametern ist Wahrscheinlichkeit höher eine gleiche Anzahl an homogenen Zellen bei größeren Chargen zu selektieren. Allerdings ist mit größerer Anzahl an zu vermessenden Zellen gleichzeitig eine gewisse Wahrscheinlichkeit gegeben, dass es Abweichungen von Messbedingungen gibt und damit Verfälschung der Streuung wahrscheinlich werden. Nach dem ersten Kriterium der möglichst großen Anzahl an Zellen einer Charge, werden zur weiteren Selektion nur die Chargen von 600 und 500 Zellen berücksichtigt. Nach diesem Kriterium würde final auch die Charge der 600 Zellen bevorzugt ausgewählt werden. Als entscheidendes Kriterium galten dann für die Auswahl dann die einzelnen relativen Abweichungen vom jeweiligen Mittelwert (Standardabweichung / Mittelwert) der insgesamt 68 in CheckUp-Messungen erfassten Parameter. Hierbei wies die Charge von 600 Zellen bei über 39 von 68 Parameter und auch im Durchschnitt über alle Parameter eine geringere relative Streuung auf als die Zellen aus der Charge von 500. Beispielhaft ist in der folgenden Abbildung 73 die Streuung der zwei Chargen in der Gesamtkapazität aufgezeigt, wobei die geringere Streuung bei der Charge von 600 Zellen in Blau auf der rechten Seite deutlich wird. Ein anderes Bild ergab sich bei dem rein ohmschen Innenwiderstand der Zellen der mit einer EIS-Messung ermittelt wurde und in Abbildung 74 für beide Chargen gezeigt ist. Die Streuung bei der Charge mit 500 Zellen in Grün fällt kleiner aus, da sich bei der größeren Charge mit 600 Zellen in Blau zwei Gruppen zeigen. In der Auswahl wurde dann aber nur eine der beiden Gruppen berücksichtigt um eine geringe Streuung des Innenwiderstands in der Auswahl zu erhalten. Somit wurde dann die Selektion der Zellen auf die Charge von 600 für die weitere Zellselektion beschränkt.

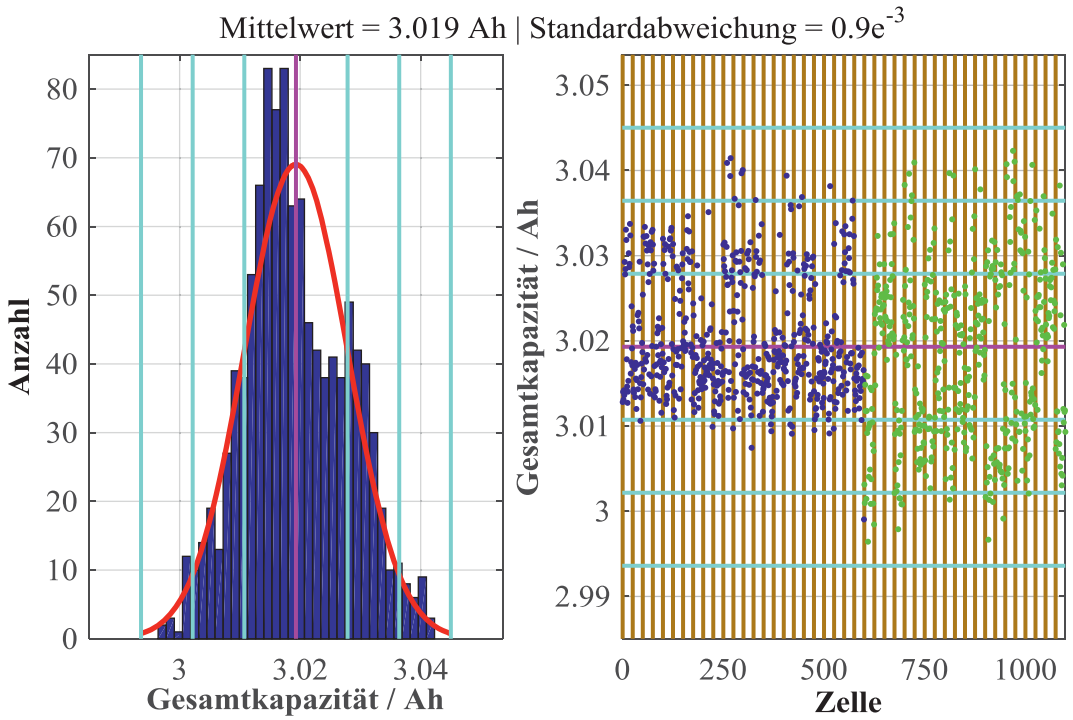


Abbildung 73: Histogramm der Gesamtkapazität aller 1100 vermessenen Testzellen

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

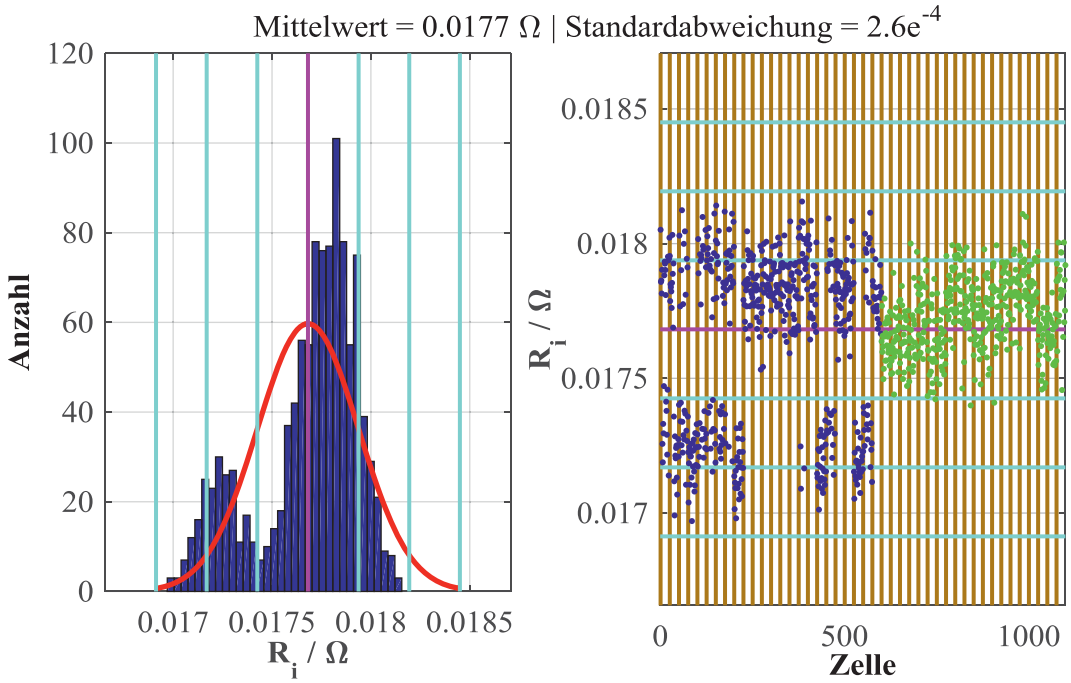


Abbildung 74: Histogramm des Innenwiderstands aller 1100 vermessenen Testzellen

Auswahl der Zellen aus Charge

Für das Ziel der Selektion von möglichst homogenen Zellen aus einer Charge würde bei Nutzung eines Parameters jeweils ausgehend vom Mittelwert des Parameters, die Zellen ausgewählt werden, die möglichst nah um den Mittelwert liegen. Da allerdings viele der 68 in der CheckUp-Messung erfassten Parameter unterschiedlichste Eigenschaften der Zellen wiedergeben und auch in der Mehrzahl unabhängig voneinander sind, kann die Selektion nicht nur über einen Parameter geschehen. Somit wird hier ein Selektionsverfahren angewandt, welches das Ziel hat über die Auswertung der Verteilung verschiedene Parameter möglichst Zellen mit homogenen Eigenschaften auszuwählen. Damit sollen die Zellen aus der Charge von 600 selektiert werden, die über alle zu wählenden Parameter hinweg möglichst nah um den Mittelwert liegen. Dabei wird angenommen, dass die Messwerte eines Parameters normalverteilt sind wenn die Eigenschaften der Zellen identisch wären und somit die Streuung im Idealfall nur das Messrauschen wiederspiegelt. Folglich wären die Messgrößen außerhalb des 1*Sigma-Bereichs der Verteilung wahrscheinlich kein Messrauschen, sondern Messfehler oder Unterschiede in den Eigenschaften der Zelle. Diese Zellen müssen dann weniger bevorzugt ausgewählt bzw. für die Selektion bewertet werden.

Wie bereits beschrieben wurden mit der Gewichts-, CTS- und EIS-Messung über 68 Parameter jeder Zelle ermittelt. Diese teilen sich wie folgt auf: Gewicht 1, CTS 51, EIS 16. Im Folgenden soll begründet werden, welche Parameter für das finale Selektionsverfahren von den 68 Parametern herangezogen wurden. Einige dieser 68 Parameter sind teilweise redundant wie zum Beispiel die Kapazitäten der einzelnen Prüfschritte, bestimmte Widerstands- und Temperaturgrößen. Weitere Parameter streuen durch die Messbedingungen. Zum Beispiel war es trotz Nutzung einer Klimakammer nicht möglich alle

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Zellen genau bei 25°C Umgebungstemperatur zu vermessen. Weiterhin gab es sicherlich Einflüsse durch den streuenden Kontaktwiderstand der Klemmbretter in denen die Zellen eingespannt und kontaktiert waren. Bei den Temperaturwerten gab es zudem fehlerhafte Messwerte und Zellen bei denen der Temperatursensor bei der Messung keinen Kontakt zur Zelle hatte. Zudem zeigten bestimmte Parameter deutlich größere Streuungen als andere auf Grund von möglichen unterschiedlichen Messbedingungen oder Messfehlern. Andere Parameter korrelieren weiterhin stark zueinander, da sie direkt voneinander abhängig sind. Bestimmte Größen sind zu dem exakt gleich, da sie nur zur Kontrolle von Prüfplanparametern dienten wie z.B. bestimmte Zeiten oder Ladungsdurchsätze.

Final wurden mit dieser Begründung eine Auswahl von insgesamt 28 Parametern mit folgender Aufteilung getroffen: Gewicht, CTS-Messung 24, EIS-Messung 3. Zur finalen Selektion der benötigten 125 Zellen aus der Charge von 600 wurde folgendes Auswahlverfahren angewandt:

Ausgehend vom Mittelwert der 28 zu betrachtenden Größen wird jeweils der tolerierte Bereich in positive und negative Richtung schrittweise mit dem Faktor a (Auswahl-Multiplikator a für Sigma der Normverteilung $\mu+\sigma*a$) vergrößert. Dabei wird dann eine Zelle selektiert, wenn die Zelle über alle zu betrachtenden Größen im tolerierten Bereich um den Mittelwert liegt. Dieser Bereich wird solange schrittweise über alle Parameter vergrößert, bis die Mindestanzahl von 125 Zellen zur Selektion erreicht ist.

Bei der Charge von 600 Zellen wurde ein Auswahl-Multiplikator a von 1,3156 ermittelt um genau 125 Zellen auszuwählen. Bei Betrachtung einer Normalverteilung würden diese Zellen dabei in einem Intervall von 81,17 % liegen.

4.4.1.3.2 Lagerungsvortests

Zur Abschätzung und besseren Auslegung der Testpunkte der kalendarischen Alterung wurden im Rahmen eines Vortests 5 Zellen bei 60°C mit unterschiedlichen SOCs gelagert. Im Datenblatt werden für die Lagerung der Testzelle Temperaturen von bis zu 75°C als sicher eingestuft. Zur Vergleichbarkeit mit anderen Messreihen am Lehrstuhl soll die Maximaltemperatur von 60°C auch hier angesetzt werden. Die Ergebnisse nach 2 Monaten Lagerung sind in folgender Tabelle 41 dargestellt.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Tabelle 41: Ergebnisse der Lagerungsvortests an der Testzelle

SOC	*Kapazitäts-abnahme*	*Relativer Kapazitäts-verlust*	*Relativer Kapazitäts-verlust bez. 1 Monat*	*Relative Selbstentladung*	*Relative Selbstentladung bez. 1 Monat*
10%	1,94 %	1,57 %	0,05 %	0,37 %	0,01 %
30%	3,67 %	2,63 %	0,08 %	1,04 %	0,03 %
50%	4,58 %	3,31 %	0,10 %	1,27 %	0,04 %
80%	7,01 %	4,50 %	0,14 %	2,51 %	0,08 %
100%	7,53 %	5,09 %	0,16 %	2,44 %	0,08 %

Die Spalten mit Bezug auf 1 Monat geben jeweils die theoretisch ermittelten Werte bei einer Temperatur von 20°C und einer Lagerdauer von einem Monat an, wenn das Arrhenius-Gesetz bei der kalendarischen Alterung angenommen wird. Nach einem Jahr Testlaufzeit, würde bei 60°C Lagertemperatur bei beispielsweise einem mittleren SOC von 50 % circa 20 % Kapazitätsverlust zu ermitteln sein. Mit der Annahme des Arrhenius-Gesetzes, würden die Zelle erst nach circa 16 Jahren bei einer Lagertemperatur von 20°C 80 % der Nennkapazität erreichen. In der Tabelle wird außerdem deutlich, dass ein größerer SOC eine größere Selbstentladung und einen größeren irreversiblen Kapazitätsverlust nach sich zieht. Weiterhin verhält sich die Selbstentladung gleich zu dem irreversiblen Kapazitätsverlust.

4.4.1.3.3 Belastungsvortests

Zur Validierung der Prüfpläne und zu einer ersten Abschätzung des erwarteten Kapazitätsverlusts, wurden mit jeweils einer Zelle Belastungsvortests durchgeführt deren Ergebnisse in folgender Tabelle 42 zu sehen sind. Dabei ist links die Kurzbeschreibung des jeweiligen Tests und rechts der relative Kapazitätsverlust bezogen auf die zuvor ermittelte Kapazität nach 7 Tagen Testdauer bei einer Umgebungstemperatur von 25°C zu sehen.

Tabelle 42: Ergebnisse der Belastungsvortests an der Testzelle

#	*Kurzbeschreibung Test*	*Relativer Kapazitätsverlust*
1	Lastkollektiv PV-Batterie	-0,08%
2	Lastkollektiv PV-PRL-Batterie	-0,12%
3	100% DOD, Mittlerer SOC=50%, 1C-1C	0,76%
4	100% DOD, Mittlerer SOC=50%, 1C-1C + CV-Phase	0,48%
5	80% DOD, Mittlerer SOC=50%, 1C-1C	0,47%

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Die Beschreibung der ersten beiden Tests der Lastkollektive erfolgt unter 4.4.2. Bei den anderen Tests wurde jeweils mit 1 C in Lade- und Entladerichtung zyklisiert. Die Tests 3 und 4 wurden jeweils mit dem maximalen SOC-Bereich durchgeführt, wobei im 4.Test noch die CV-Phase nach Spezifikation gefahren wurde. In den Tests 5 und 6 wurde jeweils der SOC-Bereich eingegrenzt.

Außer bei den Lastkollektiven mit einer sehr geringen Belastung, nimmt bei allen Tests die Kapazität ab. Ein Vergleich der einzelnen Testergebnisse ist wenig sinnvoll, da jeweils nur eine Zelle über einen kurzen Zeitraum getestet wurde. Mit diesen Ergebnissen soll aber begründet werden, dass die CheckUp Messungen zu Beginn im Abstand von einer Woche durchzuführen sind. In größeren Abständen würden eventuell Änderungen der Steigung des Kapazitätsrückgangs nicht präzise zu entdecken sein.

4.4.1.4 Auslegungskonzept der kalendarischen, zyklischen und Lastkollektiv Testpunkte

4.4.1.4.1 Lagerungstestpunkte

Um bereits nach einem Jahr Testlaufzeit erste Abschätzungen der kalendarischen Alterung geben zu können, sollen Testpunkte mit der Maximaltemperatur von 60°C und verschiedenen SOCs gewählt werden. Zum Nachweis der Arrhenius-Gesetzmäßigkeit und der Simulation realistischer Lagerungsbedingungen, sollten auch Testpunkte bei niedrigeren Temperaturen gewählt werden. Zur Vergleichbarkeit mit anderen Alterungstestreihen der TUM, werden hierzu die Temperaturen von 0°C, 10°C, 25°C und 40°C gewählt.

Da in den beschriebenen Lagerungsvortests (siehe 4.4.1.3.2) noch im SOC-Bereich zwischen 10-30 % deutliche Unterschiede in der Alterung zu sehen sind, sollte auch der SOC von 0 % in der Testmatrix berücksichtigt werden.

In stationären Anwendungen kann in den meisten Fällen mit einer Klimatisierung eine optimale Zelltemperatur hinsichtlich der Alterung eingestellt werden. Als realistische Referenztemperatur wird hierbei 25 °C gewählt. Um eine beschleunigte Alterung zu erzielen, werden bei 40°C alle relevanten SOCs geprüft, da bei dieser Temperatur die meisten Belastungstestpunkte gesetzt werden. Zur Verifizierung des Arrhenius-Gesetzes, werden die verschiedenen Temperaturen bei einem SOC von 50 % getestet, da dies voraussichtlich der mittlere SOC stationärer Batterieanwendungen ist. Weiterhin kann mit den Messwerten bei einem SOC von 50 % am besten die weiteren Werte bei niedrigeren und höheren SOCs abgeschätzt werden. Für die Referenztemperatur von 25°C werden zusätzlich noch die SOCs 0 % und 100 % überprüft, um über den gesamten SOC-Bereich die Alterungseffekte abschätzen zu können. Zwischen den SOCs 0 % und 50 % sowie zwischen 50 % und 100 % soll jeweils auch ein Testpunkt gesetzt werden, da die Sensitivität in diesem Bereich nicht zu vernachlässigen ist. Somit werden weitere Testpunkte bei den SOCs von 25 % und 75 % gewählt. Idealerweise sollte bei der Haupttemperatur von 40°C eine kleinere Stufung der SOCs angesetzt werden, da die Sensitivität relativ hoch ist. Vorgeschlagen ist eine Stufung in

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

12,5 %-Schritten, um jeweils genau den mittleren SOC zwischen den bisherigen SOCs der Testpunkte abzudecken.

Anhand dieser Auslegung sollte es möglich sein auch die Alterung näherungsweise zwischen den zu prüfenden SOCs und den Temperaturen anhand der Messergebnisse abzuschätzen. Aus den beschriebenen Überlegungen folgt somit die Definition der Testpunkte für die kalendarischen Alterungstests in folgender Tabelle 43:

Tabelle 43: Testpunkte der Lagerungstests

Temperatur ***SOC***	***0°C***	***10°C***	***25°C***	***40°C***	***60°C***
0%			x	x	x
12,5%				x	
25,0%				x	
37,5%				x	
50,0%	x	x	x	x	x
62,5%				x	
75,0%				x	
87,5%				x	
100%			x	x	x

Für die Testpunkte mit den SOCs 12,5-87,5 % soll dabei der Start-SOC mit dem Ah-Durchsatz bezogen auf die in der vorhergehenden CheckUp Messung bestimmte reversible Kapazität (CC- und CV-Phase) eingestellt werden. Für die Testpunkte mit SOC 100 % wird die Zelle mit CC- und CV-Phase nach Spezifikation vollgeladen.

Da die Zelle nicht tiefentladen gelagert werden soll um mögliches Dendritenwachstum zu vermeiden, sollte ein SOC von 0% bezogen auf die Nennkapazität nicht eingestellt werden. In der CV-Phase sind bis zu einem Entladeschlussstrom von C/20 also 150 mA noch circa 3,44 % der Nennkapazität entnehmbar. Somit sollen bei den Testpunkten mit den definierten SOCs von 0 % die Zellen nach den Spezifikationen ohne CV-Phase entladen und somit bei einem SOC von circa 3,44 % gelagert werden.

Mit der aktuellen Auslegung würden insgesamt 51 Zellen gelagert werden, da für jeden Punkt in der Matrix drei Zellen getestet werden sollen. Der Großteil von 27 Zellen würde dabei auf der Haupttemperatur von 40°C in der Klimakammer der Belastungstests gelagert werden können.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Die CheckUp Messungen müssen hierbei in einem Rhythmus kleiner gleich 4 Wochen durchgeführt werden, da bei 60°C bereits nach 4 Wochen eine relative Selbstentladung von bis zu 2,5 % zu erwarten ist und damit der SOC neu eingestellt werden muss.

4.4.1.4.2 Belastungstestpunkte

Im Folgenden soll zunächst die Umgebungstemperatur der Test definiert werden, worauf erst die Lastkollektiv Tests und danach die Testpunkte mit zyklischer Belastung beschrieben werden. Grundsätzlich wird die Anzahl der nutzbaren Kanäle für diese Belastungstests das einschränkende Kriterium in der Auslegung der Testpunkte sein.

Umgebungstemperatur

Um die zyklischen Alterungstests zu beschleunigen, werden hier ebenso erhöhte Temperaturen angesetzt. Im Datenblatt [128] ist für die Ladung der Maximalwert der Umgebungstemperatur mit 45°C angegeben, womit Oberflächentemperaturen der Zelle von 60°C erreicht werden könnten. Für die Entladung ist eine maximale Umgebungstemperatur von 60°C zulässig, wobei Oberflächentemperaturen der Zelle von 80°C erreicht werden könnten. Um die Spezifikationen der Zelle nicht zu verlassen, wäre somit 45°C die maximale Umgebungstemperatur für die Belastungstests da die Umgebungstemperatur konstant gehalten werden soll. Zur Vergleichbarkeit mit anderen Testreihen soll die leicht geringere Umgebungstemperatur von 40°C als Haupttemperatur für die Belastungstestpunkte gelten. Zur Verifizierung der Messungen, wird auch ein Testpunkt bei der Referenztemperatur von 25°C gewählt.

Lastkollektiv Tests

Neben klassischen Testpunkten mit konstanten C-Raten der Zyklisierung, sollen für diese Alterungstestreihe auch reale Belastungsprofile getestet werden. Dazu werden die im Abschnitt 4.4.2 beschriebenen Lastkollektive des Fraunhofer ISE verwendet.

Diese zwei Lastkollektive sollen zyklisch ohne Unterbrechung jeweils an 3 Zellen bei einer Umgebungstemperatur von 40°C getestet werden. Da der Ah-Durchsatz konstant gehalten werden soll, wird ein Stromprofil benötigt. Dieses wird über den Bezug des C-Raten-Profil auf die Nennkapazität bestimmt. Mit zunehmender Alterung und sinkender Restkapazität werden nach einiger Zeit die untere und obere Spannungsgrenze der Zellen während der Stromprofile erreicht. Da keine Anpassung des Stromprofils während der Zyklisierung in der BaSyTec-Software möglich ist, muss folglich die Zyklisierung abgebrochen werden. Um nach diesem Zeitpunkt weiter zyklisieren zu können, muss das Stromprofil auf die verringerte Kapazität angepasst werden. Möglich wäre eine Reduzierung der Ströme mit dem Bezug des originalen C-Ratenprofils auf die Restkapazität oder die Reduktion der Ströme in den Bereichen in denen die Spannungsgrenzen erreicht werden, was eher dem Vorgehen in der realen Anwendung entsprechen würde.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Alle 4 Wochen sollen die Testzellen ebenso durch CheckUp Messungen bestimmt werden. Danach wird der Start-SOCs über den Ah-Durchsatz auf die in der vorhergehenden CheckUp Messung bestimmte Restkapazität eingestellt.

4.4.1.4.3 Testpunkte konstanter Belastung

Die beschriebenen Lastkollektive sollen zur Verifizierung des zu entwickelnden Alterungsmodells dienen. Dazu sollen neben der kalendarischen Alterung auch die zyklische Alterung anhand konstanter C-Raten und SOC-Bereiche untersucht werden. Anhand der Alterungseffekte der einzelnen Testpunkte kann dann das Alterungsmodell parametriert werden. Die Validierung würde anhand des Strom- und Temperaturprofils der Lastkollektive erfolgen. Die zyklischen Testpunkte könnten dabei idealerweise an die auftretenden Belastungen der Lastkollektive angepasst werden. Diese Belastungen sind in den Histogrammen der C-Rate über der Zyklentiefe der Lastkollektive der PV-Batterie und der PV-PRL-Batterie in den Abbildung 59 und Abbildung 60 dargestellt.

Es zeigt sich, dass Zyklen mit DODs <5 % dominieren und die C-Raten im Mittel bei 0,2 C liegen. Nur vereinzelt gibt es größere Zyklentiefen mit dann auch höheren C-Raten. Da allerdings die Testzelle nach Datenblattangaben in Laderichtung bis 1 C und in Entladerichtung bis über 6,6 C belastet werden kann und auch in anderen Untersuchungen einer 1 C/1 C Zyklisierung eine hohe Zyklenlebensdauer ermittelt wurde, wäre es dabei nicht sinnvoll, die einzelnen Testpunkte nur anhand der beschriebenen Lastkollektive auszulegen. Es würden sonst in der begrenzten Zeit nur geringe Alterungseffekte zu beobachten sein. Idee ist daher einerseits die Belastungen der Lastkollektive mit einzelnen Testpunkten abzudecken und andererseits verschiedene Belastungsstärken hin bis zur maximal möglichen Belastung zu testen.

Definition C-Raten

Als minimale C-Rate in Lade- und Entladerichtung soll 0,2 C angesetzt werden, da dies circa die mittlere C-Rate der Lastkollektive ist. Weiterhin ist zu erwarten, dass bei kleineren C-Raten voraussichtlich kaum noch Alterungseffekte durch die Zyklisierung feststellbar sein werden und die kalendarische Alterung dominieren wird. Als Referenztestpunkt soll die Belastung von 1 C/1 C gelten, mit dem bei verschiedenen Temperaturen der Einfluss der Temperatur bei der Zyklisierung unabhängig von der kalendarischen Alterung überprüft werden soll. Da in realen Lastprofilen, wie auch in den Lastkollektiven zu sehen, die C-Raten im Zeitverlauf variieren, sollen ausgehend von diesem Referenztestpunkt auch verschiedene Kombinationen der Lade- und Entladerate überprüft werden.

Als maximale C-Rate in Laderichtung sind 1 C in den Datenblättern [126, 128] definiert. Für die Entladerichtung sind C-Raten bis zu 6,66 möglich. Da in stationären Anwendungen in seltenen Fällen Belastungen größer 1 C zu erwarten sind, soll als maximale Stromrate für die Entladerichtung 2 C getestet werden.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Definition DOD und mittlerer SOC

Anders als bei mobilen Anwendungen gibt es bei stationären keine definierten Ladeverfahren. Je nach Anwendungsfall und Energiedargebot durch z.B. eine PV-Anlage, wird die Batterie mit variablen Strömen geladen. In Entladerichtung verhält es sich ähnlich und die sich ergebenden Zyklentiefen hängen stark vom Anwendungsfall, der Dimensionierung der Batterie sowie der Auslegung der zum Beispiel einspeisenden PV-Anlage ab. Somit müssen mit den Testpunkten verschiedene große DODs abgedeckt werden.

Zusätzlich wäre zum Beispiel für die PRL eine Zyklisierung im hohen Ladezustandsbereich kontraproduktiv, da nicht der volle Energieinhalt ausgenutzt werden könnte bzw. öfters Korrekturentladungen stattfinden müssten. In den Lastkollektiven ist der SOC im Mittel bei 50 %, was typisch für stationäre Anwendungen ist. Somit sollen in den Testpunkten mit DODs kleiner 100 % um einen SOC von 50 % zyklisiert werden. Trotz dieser Annahme, wären zumindest zwei Testpunkte mit einer Zyklisierung in einem höheren und in einem niedrigeren SOC Bereich sinnvoll, um die Abhängigkeit der Alterungseffekte vom mittleren SOC zu überprüfen.

Definition und Erklärung der Testpunkte

Aus den beschriebenen Überlegungen folgt somit die Definition der Testpunkte für die zyklischen Alterungstests in folgender Tabelle 44. In der Spalte SOC ist jeweils der mittlere SOC um den die Zyklisierung erfolgen soll angegeben. Weiterhin wird angegeben, wie viele Zyklen theoretisch ohne Pausieren der Tests innerhalb eines Jahres erreicht werden könnten. Über die Datenblattangabe aus [126] wird nach einer Zyklisierung nach Spezifikation erst nach 6000 Zyklen ein Kapazitätsverlust von 20 % bei einer Umgebungstemperatur von 23°C erreicht. Mit diesem Bezugswert wurde in der vorletzten Spalte der erwartete relative Kapazitätsverlust für die einzelnen Testpunkte ermittelt. In der letzten Spalte ist noch der relative Ah-Durchsatz pro Jahr bezogen auf die Nennkapazität angegeben.

Zu beachten ist bei den C-Raten, dass bei Strömen größer 1,6 C (5 A) jeweils ein BaSyTec XCTS-Kanal für die Testzellen genutzt werden müsste. Im Folgenden soll zu dieser Tabelle für jeden Testpunkt eine Begründung gegeben werden und der Bezug zu anderen Testpunkten erklärt werden.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Tabelle 44: Testpunkte der Testpunkte mit konstanter Belastung

#	*Temperatur*	*DOD*	$\overline{SOC}$	*Laderate*	*Entlade-rate*	*Max. Zyklen pro Jahr*	*Erwarteter min. Kapazitätsverlust nach 1 Jahr*	*Rel. Durchsatz pro Jahr*
1	25°C	80%	50%	1,0 C	1,0 C	5.475	15%	4.380
2	40°C	100%	50%	1,0 C+CV	1,0 C	3.650	12%	3.650
3	40°C	100%	50%	1,0 C	1,0 C	4.380	15%	4.380
4	40°C	80%	50%	0,5 C	0,5 C	2.738	7%	2.190
5	40°C	80%	50%	0,2 C	0,2 C	1.095	3%	876
6	40°C	80%	50%	1,0 C	1,0 C	5.475	15%	4.380
7	40°C	40%	50%	1,0 C	1,0 C	10.950	15%	4.380
8	40°C	20%	50%	1,0 C	1,0 C	21.900	15%	4.380
9	40°C	10%	50%	1,0 C	1,0 C	43.800	15%	4.380
10	40°C	5%	50%	1,0 C	1,0 C	87.600	15%	4.380
11	40°C	80%	50%	0,5 C	1,0 C	3.650	10%	2.920
12	40°C	80%	50%	1,0 C	0,5 C	3.650	10%	2.920
13	40°C	20%	75%	1,0 C	1,0 C	21.900	15%	4.380
14	40°C	20%	25%	1,0 C	1,0 C	21.900	15%	4.380
15	40°C	80%	50%	1,0 C	2,0 C	7.300	19%	5.840
16	40°C	40%	50%	1,0 C	2,0 C	11.680	19%	5.840

1. Testpunkt: Mit diesem Testpunkt kann verifiziert werden, ob die erhöhte Temperatur von 40°C im Referenztestpunkt 6 nur Einfluss auf die kalendarische Alterung hat oder auch die Alterung durch Zyklisierung beeinflusst.
2. Testpunkt: Dieser Testpunkt soll primär zum Vergleich zu der LTO-LFP-Testreihe am Lehrstuhl dienen. Weiterhin kann hiermit der Einfluss der CV-Phase beim Laden im Vergleich zum Referenztestpunkt 6 dargestellt werden. Hierbei würde nach den Spezifikationen jedoch bei erhöhter Temperatur zyklisiert werden, womit in den verschiedenen Datenblättern nach 6000 Zyklen noch 80 % der Nennkapazität angegeben werden. In diesem Testpunkt 2 wird in Laderichtung nach Erreichen der Ladeschlussspannung eine CV-Phase bis zu dem im Datenblatten [126] definierten Ladeschlussstrom von 100 mA gefahren. Damit ergibt sich zumindest zu Beginn der Messreihe ein DOD von 100 % bezogen auf die Nennkapazität. In diesem Testpunkt

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

wird der Ah-Durchsatz pro Zyklus auf Grund des erwarteten Kapazitätsrückgangs kontinuierlich sinken.

3. Testpunkt: Im Vergleich zum 2. Testpunkt soll hier nur im CC-Bereich ohne CV-Phase zyklisiert werden, um die Alterungseffekte der CV-Phase unterscheiden zu können. Im Vergleich zum Referenztestpunkt 6 wird hier allerdings der volle SOC-Bereich gefahren, wobei nur zu Beginn ein DOD von 100 % bezogen auf die Nennkapazität allein der CC-Phase möglich sein wird. In diesem Testpunkten wird wie beim 2.Testpunkt der Ah-Durchsatz pro Zyklus auf Grund des erwarteten Kapazitätsrückgangs kontinuierlich sinken.
4. - 5. Testpunkt: Im Vergleich zum Referenztestpunkt 6 wird hier mit geringen Stromraten zyklisiert, um den Einfluss geringerer Ströme auf die Zyklenfestigkeit zu untersuchen. Da zu erwarten ist, dass die Sensitivität der C-Rate relativ hoch ist, würde es nicht ausreichen allein über eine Interpolation mit dem Testpunkt 5 die C-Rate von 0,5 C abzudecken. 0,2 C ist hierbei die durchschnittliche C-Rate, die z.B. typischerweise in aktuellen Auslegungen von PV-Batterie-Systemen ermittelt werden kann. Mit niedrigeren C-Raten würden wahrscheinlich die kalendarischen Alterungseffekte dominieren, da mit diesem Testpunkt der Zyklendurchsatz gering ist.
5. Testpunkt: Dieser Testpunkt ist der Referenztestpunkt, zu dem die weiteren Testpunkte in Bezug gesetzt werden. Hierbei orientiert sich die Auslegung an den Spezifikationen der Datenblätter, wobei nur im CC-Bereich zyklisiert wird.
6. - 10. Testpunkt: Im Vergleich zum Referenztestpunkt 6 würden mit diesen Testpunkten der Einfluss der Ladetiefe untersucht werden. Dabei werden ausgehend von 100 % DOD die Entladetiefen von 80 %, 40 %, 20 % und 5 % untersucht. Die kleinere Schrittweite in dem Bereich kleinerer Entladetiefen ist notwendig, da hier eine größere Sensitivität der Zyklenfestigkeit zu erwarten ist. 40 % DOD wird als Referenz zu den Testpunkten 13 und 14 benötigt. Der Testpunkt 9 mit 10 % DOD wäre ein möglicher Testpunkt auf den verzichtet werden könnte, aber die Qualität der Ergebnisse verbessern würde.
7. - 12. Testpunkt: Mit diesen Testpunkten werden im Vergleich zum Referenztestpunkt unterschiedliche Lade- und Entladeraten untersucht. Dabei wird jeweils die Lade- und Entladerate auf 0,5 C reduziert, da für diese C-Rate der Testpunkt 4 als Referenz dienen kann und ebenso der Zyklendurchsatz noch ausreichend hoch bleibt.
13. - 14. Testpunkt: Mit diesen Testpunkten würde im Vergleich zum Testpunkt 4 bei gleichem DOD von 40 % bei anderen mittleren SOCs zyklisiert werden. Es wurden als mittlere SOCs 25 % und 75 % gewählt, da diese SOCs in den Lagerungstestpunkten ebenso untersucht werden. Weiterhin wäre mit dieser Auslegung gewährleistet, dass voraussichtlich bis zu einem Kapazitätsverlust von 10 % der konstante Ah-Durchsatz des DOD von 40 % über den definierten SOC-Bereich noch erreicht werden kann.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

15. Testpunkt: Dieser Testpunkt wäre zu Untersuchung der Auswirkungen größerer Entladeraten im Vergleich zum Referenztestpunkt 6 notwendig. Mit diesem Testpunkt würde der schnellste Ah-Durchsatz aller Testpunkt erreicht werden, womit die Entwicklung der Alterungseffekte der weiteren Testpunkte im Voraus abgeschätzt werden kann.
16. Testpunkt: Mit diesem Testpunkt soll im Vergleich zum Testpunkt 15 der Einfluss kleinerer Entladetiefen bei gleichem mittleren SOC untersucht werden. Es wird ein DOD von 40 % gewählt, da auch in diesem Bereich bei Betrachtung der zu erwartenden Wöhler-Kurve die größte Sensitivität neben dem bei Testpunkt 15 gewählten DOD von 80 % zu erwarten ist.

Bei den Testpunkten mit der DODs kleiner 100 %, wird der DOD auf die Nennkapazität bezogen und der Ah-Durchsatz solange wie möglich konstant gehalten. Sobald durch den Kapazitätsverlust die Spannungsgrenzen erreicht werden, wird ab diesem Punkt der Ah-Durchsatz pro Zyklus ebenso kontinuierlich sinken.

Die Zyklisierung soll in allen Testpunkten jeweils bei dem definierten minimalen SOC ($SoC_{\min} = \overline{SoC} - \frac{DoD}{2}$) starten. Der mittlere SOC wird dabei auf die in der jeweils vorhergehenden CheckUp Messung ermittelte verbleibende Kapazität (CC- und CV-Phase) eingestellt.

Die Testpunkte mit den verschiedenen Zyklentiefen bei den Stromraten 1 C/1 C würden in einer aus Literaturwerten generierten Wöhler-Kurve für Lithium-Ionen-Zellen die Punkte einnehmen, die in folgender Abbildung 75 gezeigt sind. Die weiteren Testpunkte mit niedrigeren und höheren C-Raten bzw. unterschiedlichen Lade- zu Entladeraten, würden jeweils bei einem DOD von 100 % angesetzt werden, da dies voraussichtlich der Punkt mit der größten Sensitivität in der Kurve ist. Mit den Ergebnissen soll dann der Kurvenverlauf bei geringeren DODs approximiert werden.

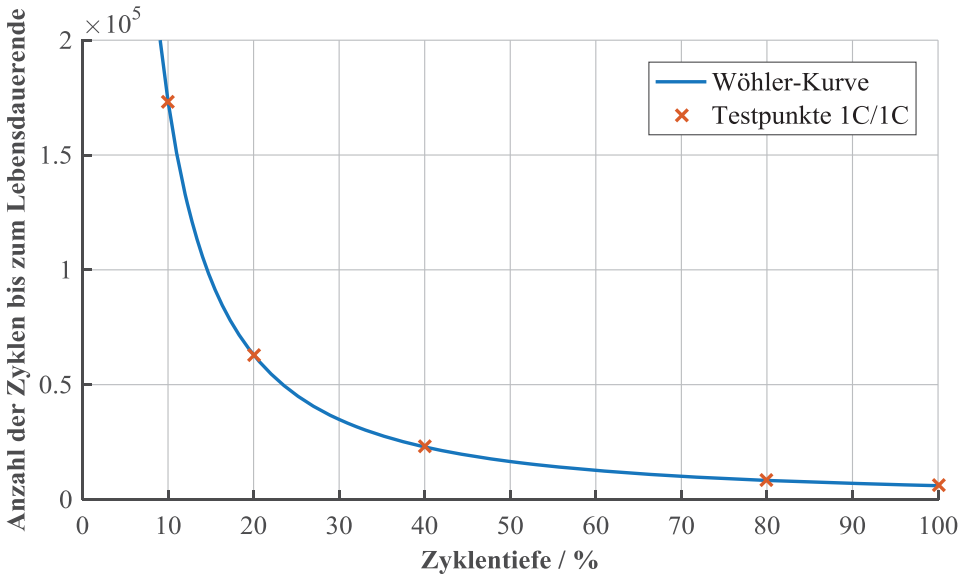


Abbildung 75: Wöhler-Kurve mit der Zyklenfestigkeit je Zyklentiefe

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

4.4.1.4.4 Weitere Tests

Neben den beschriebenen Tests mit Lastkollektiven und konstanten Belastungen wurden weitere Tests konzipiert um die Annahmen der Unabhängigkeit der Reihenfolge der Belastung zu überprüfen. Dazu wurden zwei Testvarianten definiert:

1. Wechsel von Lagerung und zyklischer Belastung: Hierbei soll überprüft werden, ob die Reihenfolge der Lagerung und der zyklischen Belastung keinen bzw. nur einen geringen Einfluss auf die Alterungseffekte hat.
2. Dazu werden weitere sechs Zellen verwendet, die jeweils in einer Gruppe von drei Zellen im zeitlichen Wechsel gealtert werden. Die Lagerung erfolgt dabei bei 40°C Umgebungstemperatur und einem SOC von 50% und die zeitgleiche konstant zyklische Belastung ist dabei wie der Referenztestpunkt 6 bei 40°C Umgebungstemperatur, einem DOD von 80 % um einen mittleren SOC von 40°C bei einer 1 C/1 C Ladung und Entladung definiert. Diese beiden Alterungsarten werden nach jeder CheckUp-Messung im gleichen Raster wie die weiteren Zellen der Alterungstestreihe zueinander an den jeweils drei Zellen getauscht.
3. Nach zwei Wechseln haben die zwei Gruppen von Zellen jeweils beide Alterungsarten in gleicher Zeit durchfahren und sollten nach der Annahme der Unabhängigkeit der Reihenfolge der Alterung weitestgehend gleiche Alterungseffekte vorzeigen.
4. Wechsel des originalen und sortierten Lastkollektives PV-Batterie: Hier wird die zweite Variante der Annahme der Unabhängigkeit der Reihenfolge der Alterung untersucht, bei der die Reihenfolge der Belastung keinen Einfluss zeigen sollte.
5. Dazu wird hier das Lastkollektiv PV-Batterie in einer sortierten Form an weiteren drei Zellen bei 40°C Umgebungstemperatur getestet. In diesem neuen Profil werden die Ladungs- und Entladungsintervalle des Originalprofils in absteigender Reihenfolge gefahren. Dabei wechseln sich jeweils Lade- und Entladeintervalle von einer Minute in jeweils absteigender Sortierung der Stromhöhe ab um insgesamt von Anfang bis Ende des Lastkollektivs im gleichen SOC-Bereich zu bleiben. Das sich ergebende SOC- und C-Raten-Profil ist in der folgenden Abbildung 76 zu sehen. Die zweite Abbildung 77 stellt dabei den Ausschnitt der ersten beiden Stunden dar, in dem der Wechsel von Lade- zu Entladeintervall genauer zu sehen ist.
6. Genau wie das originale Lastkollektiv PV-Batterie wird dieses sortiere Profil zyklisch hintereinandergefahren. Zu Bestätigung der Annahme der Unabhängigkeit der Reihenfolge der Alterung mit Belastung sollten bei jeder CheckUp-Messung die Alterungseffekte ähnlich groß sein.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

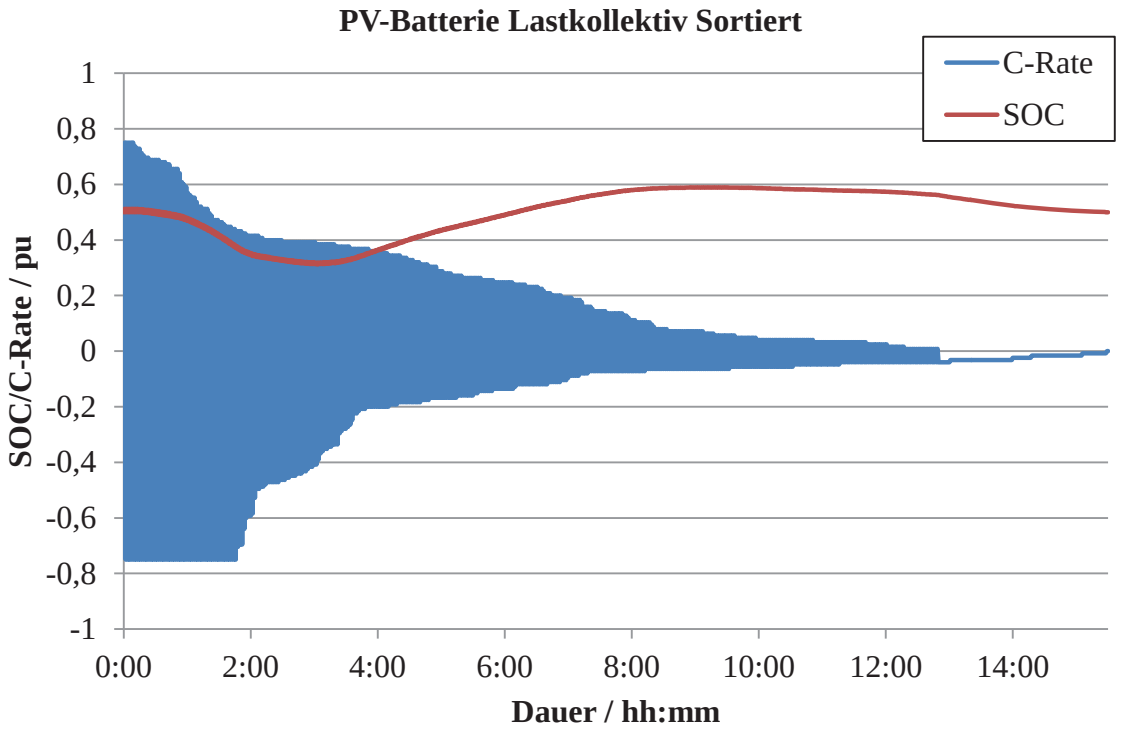


Abbildung 76: C-Rate und SOC Verlauf des nach Stromwerten sortierten Lastkollektivs PV-Batterie

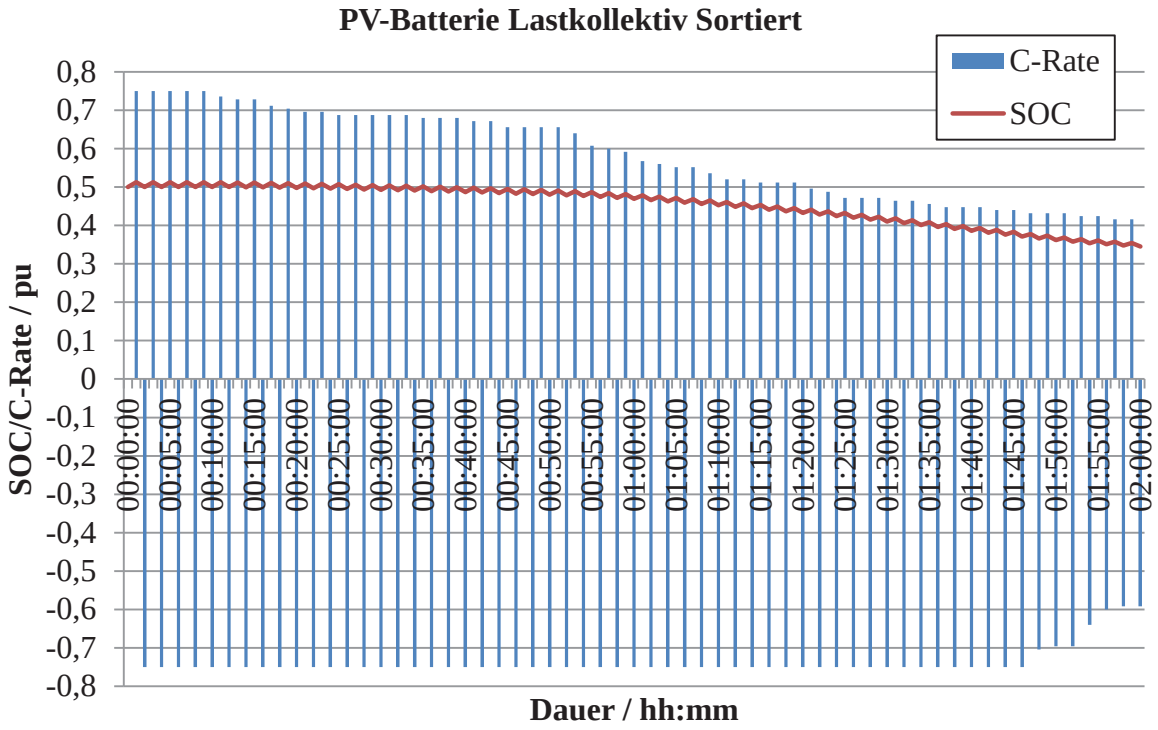


Abbildung 77: Detailansicht des sortierten Lastkollektivs PV-Batterie

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

4.4.1.4.5 Definition CheckUp Messungen

Damit die Alterungseffekte der einzelnen Zellen miteinander vergleichbar werden, sollen die CheckUp Messungen mit allen Zellen jeweils in gleichen Abständen und zu möglichst gleichen Zeitpunkten mit dem gleichen Prüfprozedere durchgeführt werden.

Da zu Beginn der Alterungstests, wie in den Vortests und den Kurven des Datenblatts [126] zu sehen war, die größte Sensitivität der Alterungseffekte zu beobachten ist, sollen die Check-Up Messungen an allen Zellen zunächst in Abständen von jeweils einer Woche nach Start der Messreihe durchgeführt werden. Dabei soll überprüft werden, wie stark die Kapazität jeweils gesunken ist. Falls die Steigung über 2 Wochen konstant bleibt, soll der Rhythmus auf 2 Wochen erhöht werden. Mit dem gleichen Prozedere soll dann der Rhythmus auf 4 Wochen gesteigert werden und bis zum Ende der Testreihe gehalten werden.

Die regelmäßigen CheckUp Messungen setzen sich aus einem Prüfplan mit 2 Vollzyklen, Pausen und Pulsen sowie einer EIS bei einem SOC von 50 % zusammen, der bereits zur Charakterisierung der 125 selektierten Testzellen genutzt wurde. Vor dem CheckUp müssen die Zellen mindestens 2 Stunden vorher auf 25°C eingelagert werden um auf die Zieltemperatur klimatisiert zu werden. In Vortests wurde ermittelt, dass die Oberflächentemperatur der Zellen sich nach circa 2 Stunden von ursprünglich 60°C auf 25°C bei einer Umgebungstemperatur von 25°C einpendelt. Zwischen dem CheckUp Prüfplan und der EIS-Messung ist eine Pause von mindestens 12 Stunden zu setzen. Diese Relaxationszeit wurde ebenso in Vortests als die Zeit bestimmt, zu der die in einer EIS-Messung sichtbare Relaxation weitestgehend abgeschlossen ist.

SOC-Einstellung nach CheckUp Messungen

Für die Lagerungs- und Belastungstests müssen alle Zellen nach den CheckUp Messungen wieder auf den jeweiligen SOC des Testpunkts gebracht werden. Dazu werden die Zellen jeweils entladen und danach mit dem Kriterium des Ah-Durchsatz geladen bis der im Testpunkt definierte SOC_min erreicht ist. Der SOC bestimmt sich dabei an der im CheckUp bestimmten verbleibenden Kapazität (CC- und CV-Phase) der jeweiligen Zelle.

4.4.1.5 Ergebnisse der Alterungstestreihe

Zur Auswertung der insgesamt 36 Testpunkte mit jeweils drei gleich belasteten Zellen, wurde eine graphische Benutzeroberfläche (GUI) entwickelt. Mit dieser GUI ist es möglich die Messungen an sich zu validieren, die Entwicklung der über 124 Parameter der CheckUp-Tests der Zellen anzuzeigen und weiterhin die Eingangsdaten für Alterungsmodell vorzubereiten.

In diesem Abschnitt sollen nur die Entwicklung der wichtigsten Parameter der Testzelle dargestellt werden, die in den regelmäßigen CheckUp-Messungen bei allen Testzellen bestimmt werden:

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

- Kapazität: Entladekapazität mit 1 C mit CV-Phase bei 25°C Umgebungstemperatur
- Innenwiderstand: Mit EIS-Messung bestimmter rein ohmsche Impedanz bei 50 % SOC und 25°C Umgebungstemperatur

Weitere relevante Werte wie der Wirkungsgrad oder die Selbstentladerate sind in Arbeitspaket 6.3.3 dargestellt.

Die in den folgenden Abbildungen gezeigten Werte sind jeweils die Mittelwerte aus drei Zellen mit gleicher Belastung. Eine Streuung der ermittelten Werte wird aus Darstellungsgründen nicht gezeigt. Zudem ist die Streuung in den meisten Testpunkten relativ klein, sodass diese nicht sichtbar wäre.

Die Alterungstestreihe wurde über das Projektende fortgesetzt, sodass hier die Messungen von Oktober 2014 bis Februar 2016 über eine Zeit von über 458 Tagen gezeigt werden können.

Weiterhin können im Folgenden nicht alle Testpunkte dargestellt und im Detail diskutiert werden. Somit wird nur eine Auswahl gezeigt die für die Erklärung der Alterungsmodellierung in 4.5.1 relevant ist. Zunächst wird die kalendarische Alterung anhand der Lagerungstestpunkte gezeigt, worauf dann die Testpunkte mit konstanter Belastung und die Lastkollektiv Testpunkte folgen.

4.4.1.5.1 Ergebnisse der Lagerungstestpunkte

In folgender Abbildung 78 ist der Verlauf der relativen Kapazität über der Zeit für die Lagerungstestpunkte mit 50% SOC für verschiedene Temperaturen gezeigt.

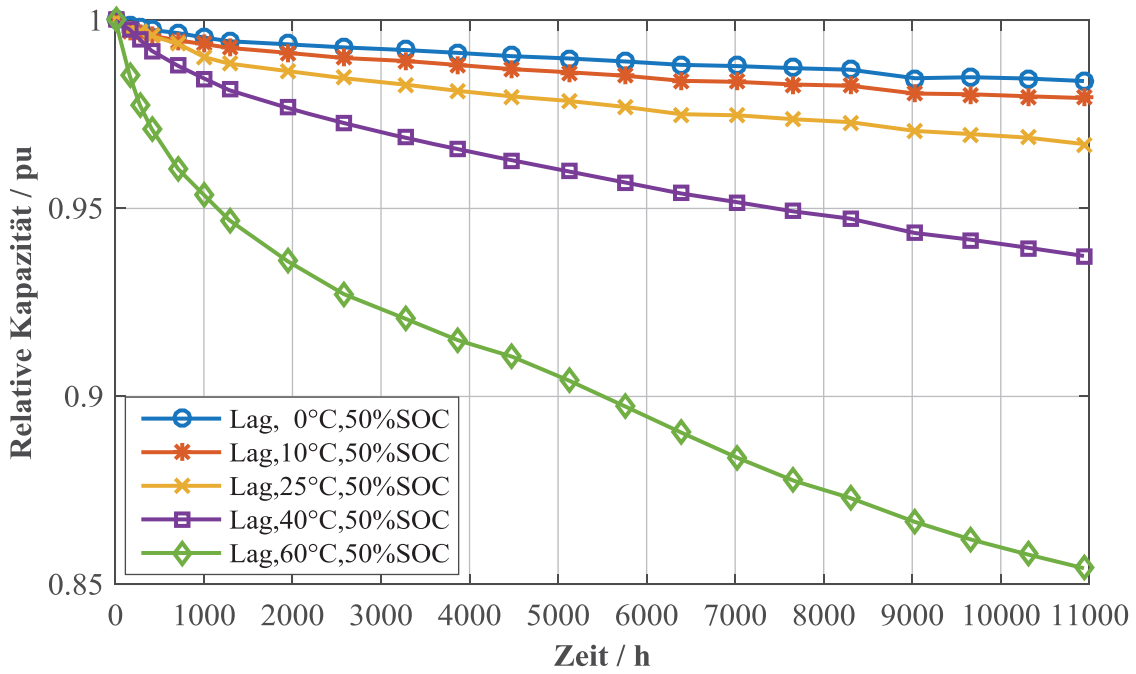


Abbildung 78: Entwicklung der relativen Kapazität über der Zeit für verschiedene Temperaturen bei 50 % SOC

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Es wird deutlich, dass bei allen Temperaturen die Kapazität in Abhängigkeit von der Quadratwurzel der Zeit abnimmt. Zu Beginn ist bei allen Testpunkten eine starke Abnahme der Kapazität zu beobachten worauf eine lineare Phase folgt. Weiterhin ist klar ersichtlich, dass die Kapazität mit höheren Temperaturen stärker abnimmt. Es ist die sogenannte Arrhenius-Charakteristik erkennbar, da sich der Kapazitätsrückgang mit steigenden Temperaturen deutlich stärker zeigt als im Bereich zwischen 0 - 25°C.

Für die Lagerungstestpunkte mit verschiedenen SOCs bei 40°C ist die Alterung in der Abbildung 79 dargestellt.

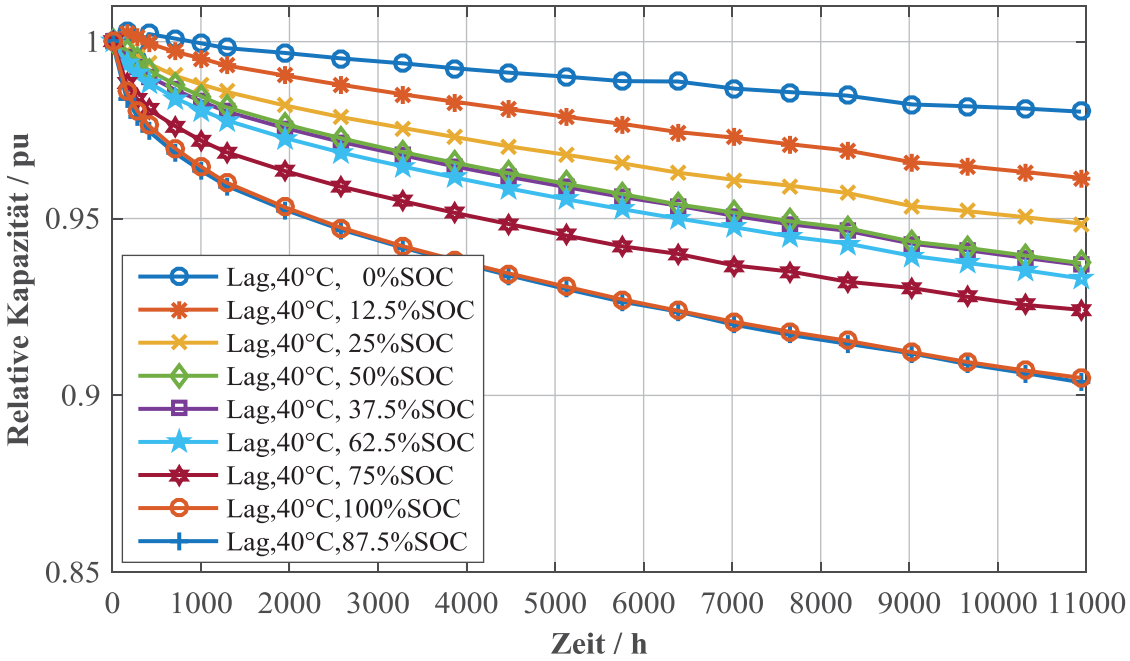


Abbildung 79: Entwicklung der relativen Kapazität über der Zeit für verschiedene SOCs bei 40°C

Man sieht bei allen SOCs einen ähnlichen Verlauf des Kapazitätsrückgangs. Ebenso ist zu erkennen, dass die Kapazitätsabnahme mit höheren SOCs stärker ausfällt. Ein ähnliches Verhalten ist auch bei 25°C und 60°C zu beobachten.

In folgender Abbildung 80 ist zudem die Entwicklung des Innenwiderstands der Lagerungstestpunkte bei 50 % SOC für verschiedene Temperaturen gezeigt. Es ergibt sich ein ähnliches Bild wie bei dem Kapazitätsrückgang. Mit höheren Temperaturen steigt der Innenwiderstand schneller an. Weiterhin bewegen sich die Werte der relativen Zunahme des Innenwiderstands in ähnliche Größe zu der Abnahme der Kapazität wie in Abbildung 78 zu sehen ist.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

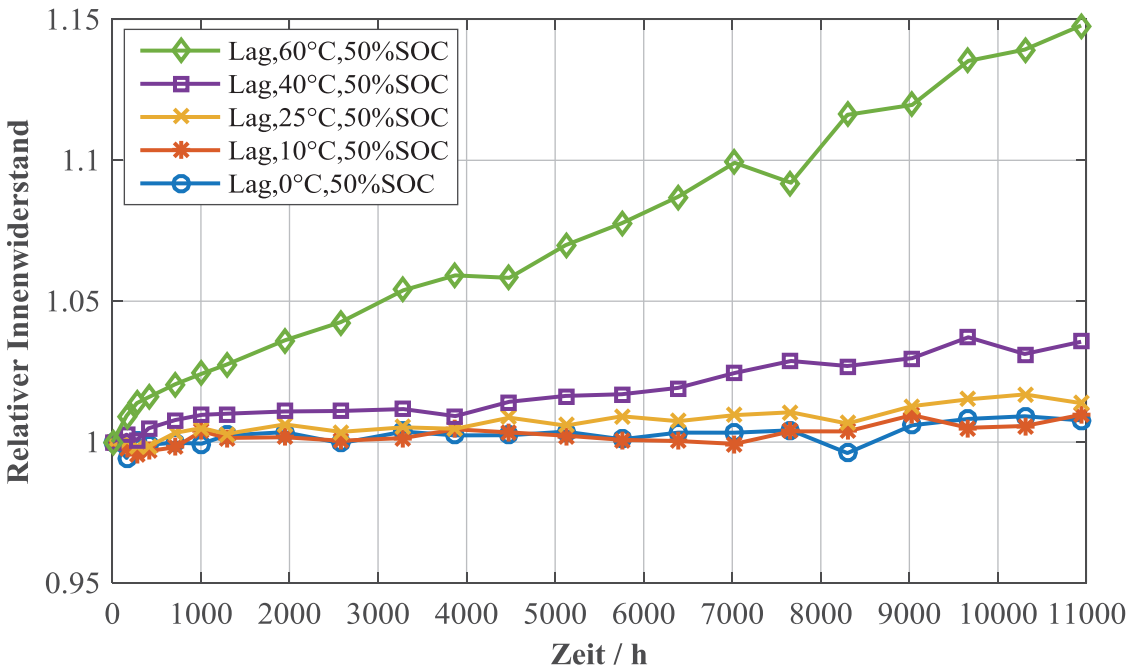


Abbildung 80: Entwicklung des relativen Innenwiderstands über der Zeit für verschiedene Temperaturen bei 50% SOC

4.4.1.5.2 Ergebnisse der Testpunkte konstanter Belastung

Für die zyklische Alterung werden im Folgenden die einzelnen Belastungsparameter C-Rate, Zyklentiefe und SOC-Bereich einzeln ausgewertet. Dabei wird zum Teil wie bei den Lagerungstestpunkten der Kapazitätsverlauf über Zeit in Stunden aufgetragen. In anderen Plots wird als x-Achse der gesamte Ladungsdurchsatz umgerechnete in sogenannte äquivalente Vollzyklen (ÄVZ, engl. Full cycles equivalent – FCE) aufgetragen. Bei einer Nennkapazität von 3 Ah der Testzelle würde damit ein äquivalenter Vollzyklus einer vollständigen Entladung und Beladung mit jeweils 3 Ah entsprechen oder z.B. 2 Ent- und Beladungen mit jeweils 1,5 Ah, also einer Zyklentiefe von 50 %.

Einfluss der C-Rate

In der ersten Abbildung 81 sind zunächst die Kapazitätsverläufe über der Zeit für die Testpunkte mit unterschiedlichen C-Raten bei gleichem DOD von 80% mit einem mittleren SOC von 50 % bei 40°C Umgebungstemperatur aufgetragen. Mit dieser Angabe ergibt sich ein SOC-Bereich der Zyklisierung zwischen 10-90 % der Nennkapazität. Es ist zu sehen, dass bis auf die Zyklisierung mit 1C/2C, also 1C in Laderichtung und 2C in Entladerichtung, alle Kurven einen ähnlichen Verlauf zeigen. Mit größeren C-Raten ist zu Beginn eine größere Alterung zu beobachten, worauf dann im linearen Abschnitt eine fast gleiche Steigung bei den verschiedenen Kurven zu sehen ist. Nur im Testpunkt mit 1C/2C Zyklisierung ist ein „Abknicken“ der Kurve und damit ein Wendepunkt nach circa 5.000 Stunden zu beobachten.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

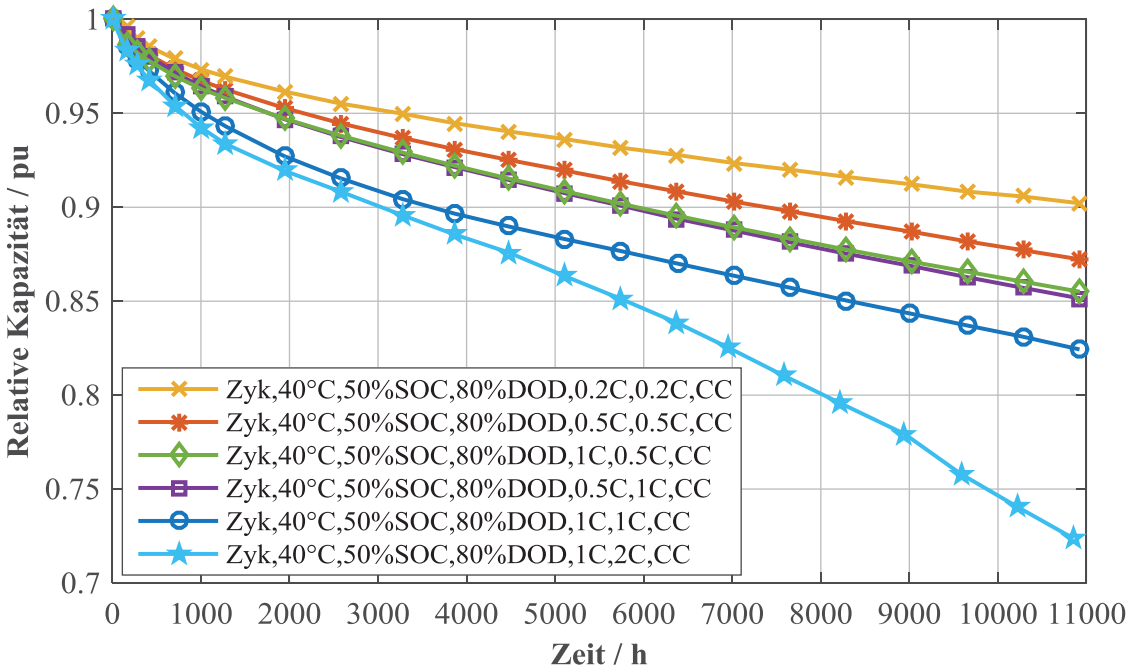


Abbildung 81: Entwicklung der relativen Kapazität über der Zeit von Testpunkten mit 80 % DOD um 50 % SOC mit verschiedenen C-Raten bei 40°C

In der Darstellung über der Zeit bei verschiedenen C-Raten ist allerdings nicht implizit abzulesen, dass die verschiedenen Testpunkte unterschiedlich hohe Ladungsdurchsätze pro Zeit fahren. Da die zyklische Alterung statt wie bei der kalendarischen Alterung durch den Ladungsdurchsatz getrimmt ist, werden die gleichen Testpunkte im Vergleich in Abbildung 82 über den äquivalenten Vollzyklen aufgetragen. Weiterhin ist in dieser Abbildung nur der errechnete rein zyklische Kapazitätsverlust aufgetragen: Hierzu wird vom Gesamtkapazitätsverlust jeweils die kalendarische Alterung bei 50 % SOC und 40°C Umgebungstemperatur mit der entsprechenden Zeitangabe abgezogen. Hierbei ist zu sehen, dass natürlich die Testpunkte mit höheren C-Raten in der gleichen Zeit einen größeren Ladungsdurchsatz also mehr äquivalente Vollzyklen durchfahren haben. Es fällt auf, dass alle Testpunkte trotz der unterschiedlichen C-Raten in Absolutwerten ungefähr der gleiche Kapazitätsverlust resultiert.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

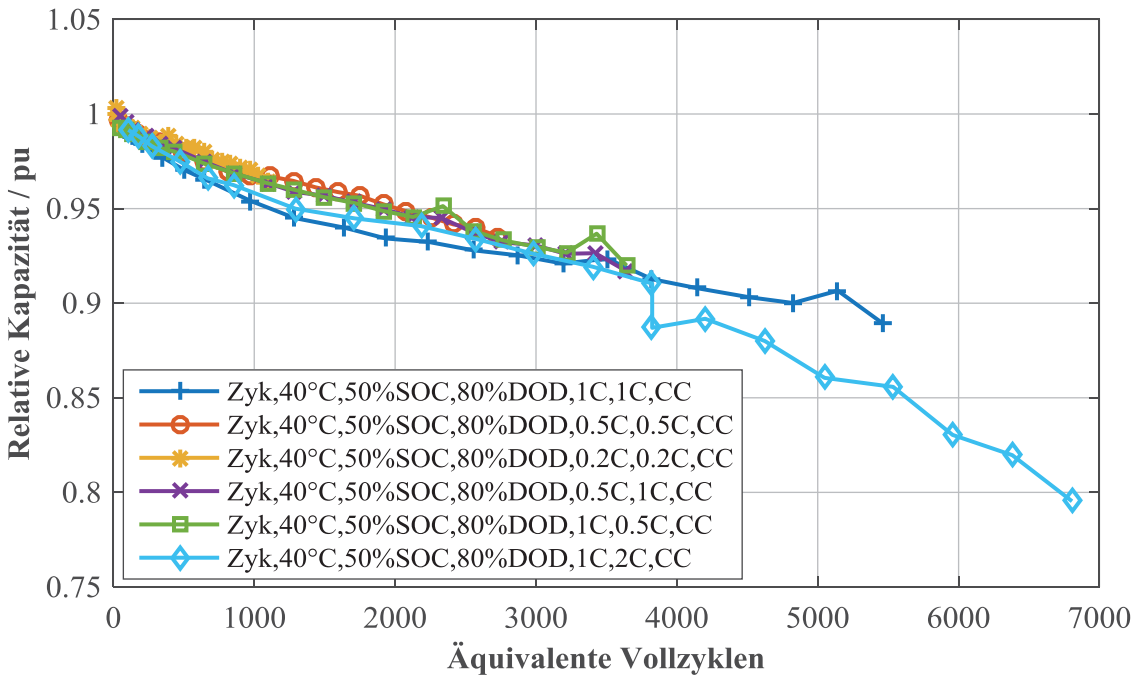


Abbildung 82: Entwicklung der relativen Kapazität über äquivalente Vollzyklen von Testpunkten mit 80% DOD um 50% SOC mit verschiedenen C-Raten bei 40°C

Einfluss der Zyklentiefe

Als größter Einflussfaktor auf die zyklische Alterung zeigte sich in der Messreihe die Zyklentiefe. In folgender Abbildung 83 sind dazu die Testpunkte mit unterschiedlichen DODs um einen mittleren SOC von 50 % mit einer 1 C/1 C Zyklisierung bei 40°C Umgebungstemperatur über den äquivalenten Vollzyklen aufgetragen.

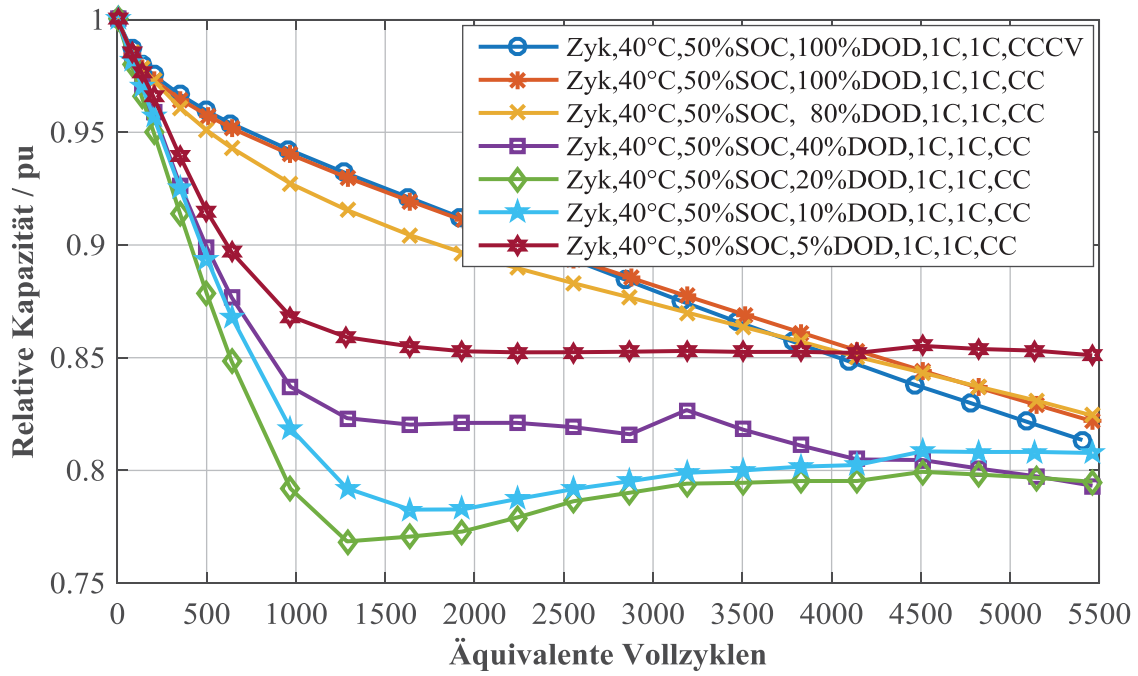


Abbildung 83: Entwicklung der relativen Kapazität über äquivalente Vollzyklen von Testpunkten mit verschiedenen DODs um 50 % SOC mit 1C/1C bei 40°C

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Es zeigt sich eine starke Sensitivität des Alterungsverlaufs von der Zyklentiefe, wobei sich zwei Bereiche für die Zyklentiefen kleiner 80 % darstellen: Bis circa 1000 FCE ist der Kapazitätsverlust linear, wobei keine klare Korrelation zwischen DOD und Steigung zu beobachten ist. Nach 1.000 FCE beginnt bei diesen Testpunkten dann eine Stagnationsphase, in der über 4.500 FCE kein Kapazitätsverlust und zum Teil sogar eine Rekuperation der Kapazität zu beobachten ist. Die Testpunkte mit den Zyklentiefen 80-100% altern nach einer anfänglichen nicht linearen Phase weitestgehend linear. Hierbei ist anzumerken, dass bei den Testpunkten die relative Zyklentiefe kontinuierlich mit dem Kapazitätsverlust zunimmt da die Zyklenbelastung absolut gleich gehalten wird. Nur bei den Testpunkten bei denen die relative Kapazität bereits unter der angegeben Zyklentiefe liegt, wie z.B. die 100% DOD Testpunkte, ändert sich ab diesem Punkte die Belastung kontinuierlich. Dies entspricht dann einer Zyklisierung zwischen den Spannungsgrenzen von 2,0-3,6 V mit schrittweise kleiner werdendem Ladungsdurchsatz pro Zyklus.

Einfluss des Ladezustandsbereichs

Als weiterer wichtiger Einflussparameter auf zyklische Alterung bei dieser Zelle hat sich der Bereich des Ladezustands gezeigt, in dem die Zyklisierung stattfindet. In Abbildung 84 ist der Kapazitätsverlauf der Testpunkte mit verschiedenen mittleren SOCs bei gleichen DODs und jeweils 1 C/1 C Zyklisierung bei 40°C Umgebungstemperatur über den EFC gezeigt.

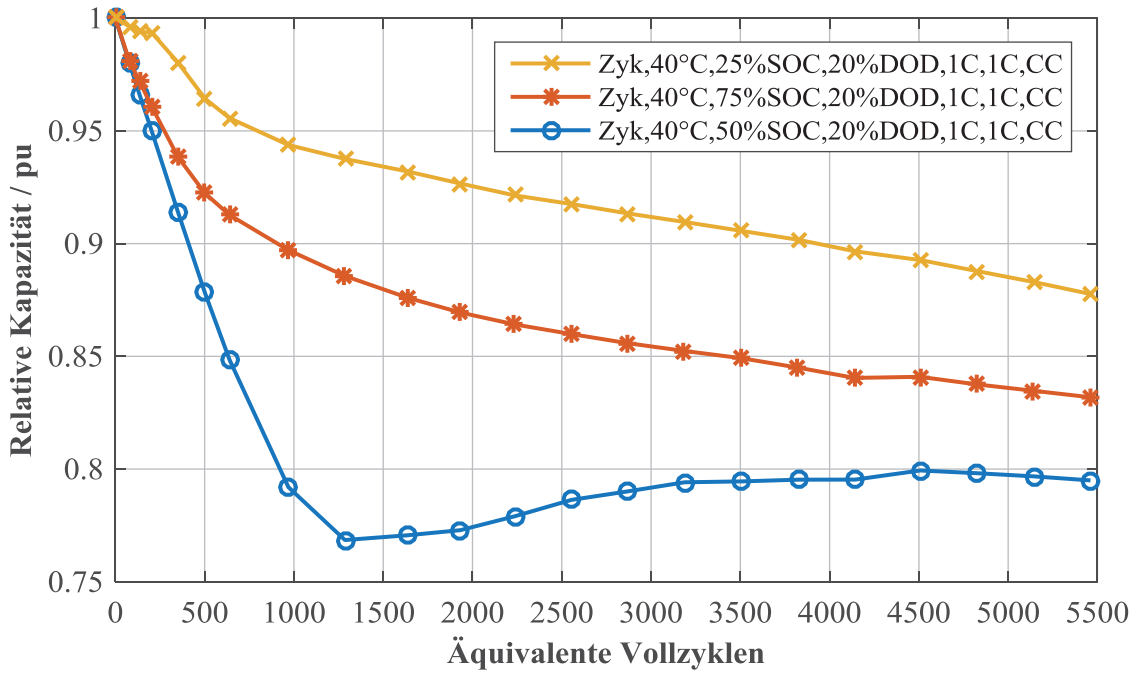


Abbildung 84: Entwicklung der relativen Kapazität über äquivalente Vollzyklen von Testpunkten mit 20 % DOD um verschiedene mittlere SOCs mit 1C/1C bei 40°C

Man sieht, dass die Verläufe stark unterschiedlich ausfallen und kein klarer Zusammenhang zwischen SOC-Bereich und der Alterung zu erkennen ist. Die Zyklisierung zwischen 15-35 % SOC zeigt eine deutlich geringere Alterung als die Zyklisierung zwischen 40-60 % SOC, wobei die Zyklisierung zwischen 65-85 % SOC im Kapazitätsverlust dazwischenliegt. Der

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Unterschied der Alterung ist hierbei nicht mit dem Unterschied in der kalendarischen Alterung zu erklären, da diese rein rechnerisch nur circa die Hälfte der Differenzen in der Kapazität ausmachen kann.

Zur Vollständigkeit wird in Abbildung 85 noch die Entwicklung des Innenwiderstands über der Zeit für die Testpunkte mit unterschiedlichen DODs um 50 % SOC bei 1C/1C Zyklisierung bei 40°C Umgebungstemperatur dargestellt. Hierbei steigt der Innenwiderstand bei allen Testpunkten in gleicher Form, wobei mit höheren Zyklentiefen, bis auf die Ausnahme bei 20 % DOD, ein größerer Anstieg des Innenwiderstands zu sehen ist. Zum Vergleich ist in dieser Abbildung die Entwicklung des Innenwiderstands des Lagerungstestpunkts bei 40°C und 50 % aufgetragen. Die Zunahme des Innenwiderstands fällt ähnlich wie bei dem Kapazitätsverlust durch die zyklische Alterung stärker aus als bei der rein kalendarischen Alterung.

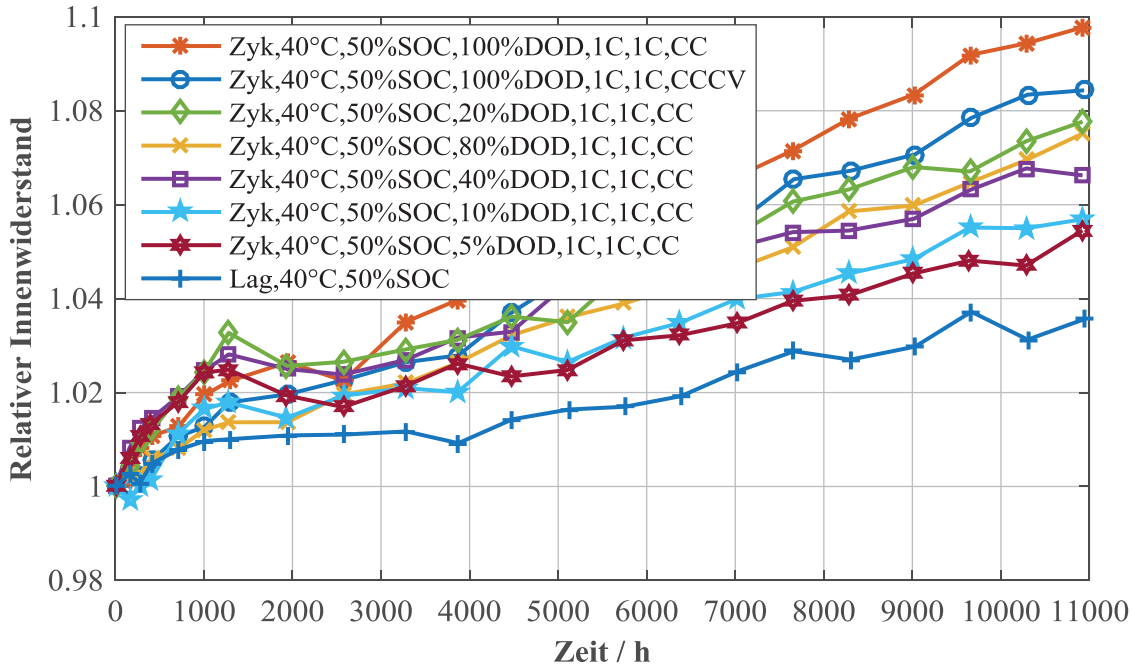


Abbildung 85: Entwicklung des relativen Innenwiderstands über der Zeit von Testpunkten mit verschiedenen DODs um 50 % SOC mit 1C/1C bei 40°C

Insgesamt kann anhand der gezeigten Alterungsverläufe geschlussfolgert werden, dass für diese Testzelle vor allem der DOD und der SOC-Bereich der Zyklisierung die Alterung beeinflusst. Im Vergleich dazu zeigt sich im Bereich der durch das Datenblatt zulässigen C-Raten kaum ein Einfluss von diesem Parameter auf die resultierende Alterung.

4.4.1.5.3 Ergebnisse der Lastkollektive Testpunkte

Die resultierende Alterung im Form des Kapazitätsverlusts der Lastkollektiv Testpunkte ist in folgender Abbildung 86 zunächst über der Zeit im Vergleich zum Lagerungstestpunkt bei 40°C und 50 % SOC gezeigt. Man sieht, dass die drei Lastkollektive einen ähnlichen Alterungsverlauf über der Zeit aufweisen, dass PV-Batterie Lastkollektiv aber einen deutlich stärkeren Kapazitätsverlust zeigt. Weiterhin ist zu beobachten, dass die Lastkollektive PV-

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

PRL-Batterie und PV-Batterie-Sortiert einen nahezu identischen Kapazitätsverlust über der Zeit zeigen. Zudem ist die Alterung nur wenig größer als die Alterung bei Lagerung unter ähnlichen Bedingungen.

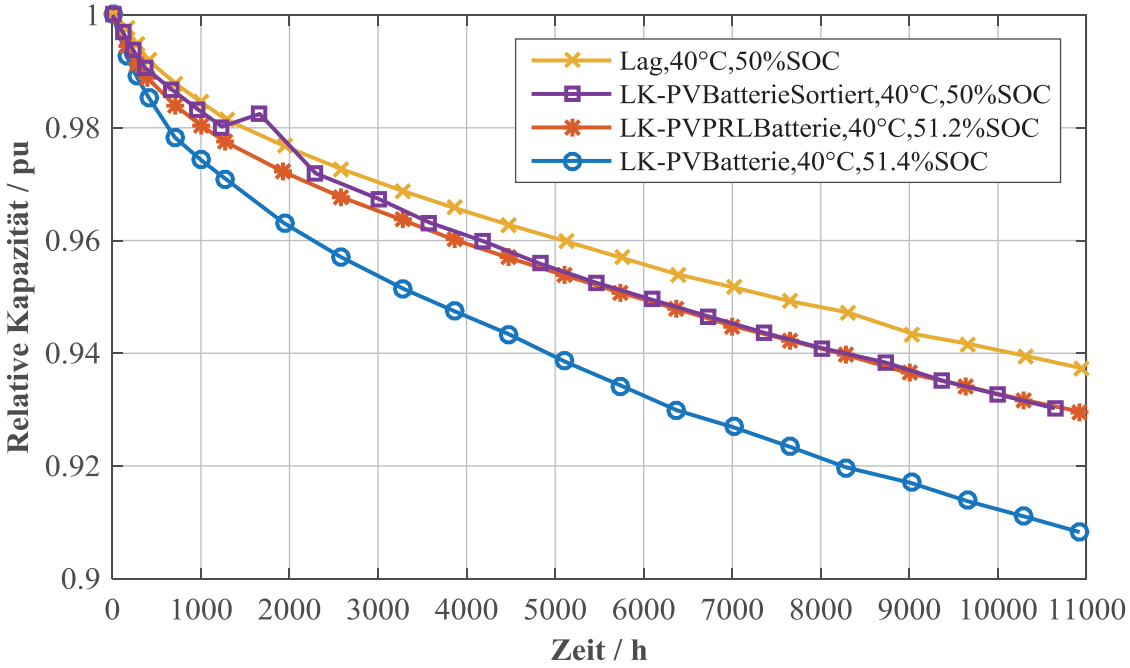


Abbildung 86: Entwicklung der relativen Kapazität über der Zeit der Lastkollektiv Testpunkte im Vergleich zur Lagerung mit 50 % SOC bei 40°C

Die Lastkollektiv Testpunkte mit der rein zyklischen Alterung sind zusätzlich in Abbildung 87 über den FCE aufgetragen, da in den verschiedenen Profilen ein unterschiedlicher Ladungsdurchsatz pro Zeit wirkt und damit der Vergleich über die Zeit schwierig ist.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

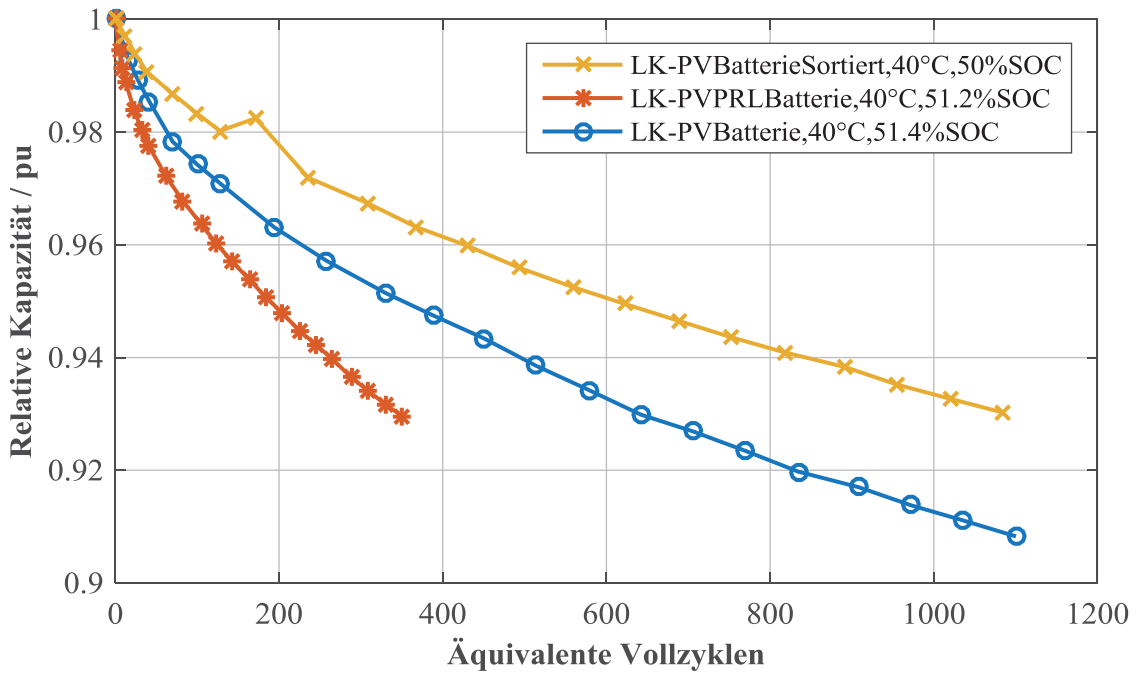


Abbildung 87: Entwicklung der relativen Kapazität der rein zyklischen Alterung über äquivalente Vollzyklen der Lastkollektiv Testpunkte bei 40°C

Es ist nun zu sehen, dass die Lastkollektive über den FCE unterschiedlich stark altern und das Lastkollektiv PV-PRL-Batterie nun die stärkste Alterung verursacht.

4.4.2 Parametertests

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme

In den Prüfungen für die Parametertests wurden die verwendeten Zellen grundsätzlich drei verschiedenen Tests unterzogen. Es fanden Tests bei Lagerung, bei Konstantstromzyklisierung und bei unterschiedlichen Profilen statt.

Zur Vernetzung mit dem Projekt „NET-PV“ und zum Vergleich wurden die Zellen nicht nur mit einem synthetischen Lastprofil, dass auf einen PV-Batteriespeicher beruht, sondern auch mit einem Profil das auf die Doppelnutzung des Speichers für PV-Eigenstromverwendung und Primärregelleistung beaufschlagt.

In der Tabelle 45 finden sich die jeweiligen Parameter für die Lagerungstests, diese sind Temperatur und Ladezustand. Die Tests wurden in Klimakammern mit 20, 35 und 50 °C durchgeführt.

20 °C stellt die für Heimspeichersysteme wohl wahrscheinlichste Umgebung dar, wenn man davon ausgeht, dass der Keller oder im Allgemeinen Räume mit Raumtemperatur üblicherweise als Aufstellungsort gewählt werden.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Tabelle 45: Testmatrix Lagerungstests

SOC/Temperatur	*20 °C*	*35 °C*	*50 °C*
0 %		3 Zellen	3 Zellen
25 %		3 Zellen	
50 %	3 Zellen	2 Zellen	3 Zellen
75 %		3 Zellen	
100 %		3 Zellen	3 Zellen

35 und 50 °C sollen nicht in erster Linie extreme Lagerbedingungen darstellen, sondern Alterungsprozesse beschleunigen. Die entsprechenden Profiltests und Dauerzyklisierungen (beschleunigt) wurden entsprechend auch bei 35°C durchgeführt.

Bei der Anwendung als Eingangsgrößen für die Zelltests wurde das Lastkollektiv auf einen Winter und einen Sommertag beschränkt. Grund dafür ist unter anderem das recht große Datenaufkommen bei einer minutengenauen Auflösung. Aus einer bereitgestellten Auswahl von mehreren einzelnen Sommer- und Wintertagen wurde jeweils ein Tag ausgewählt und für die Anwendung als Testprofil weiterbearbeitet.

Letztendlich sollte das Lastkollektiv in Endlosschleife abgefahren werden. Dafür war es noch notwendig, den Start- und den End-SOC aufeinander anzupassen um SOC-Drifts zu verhindern.

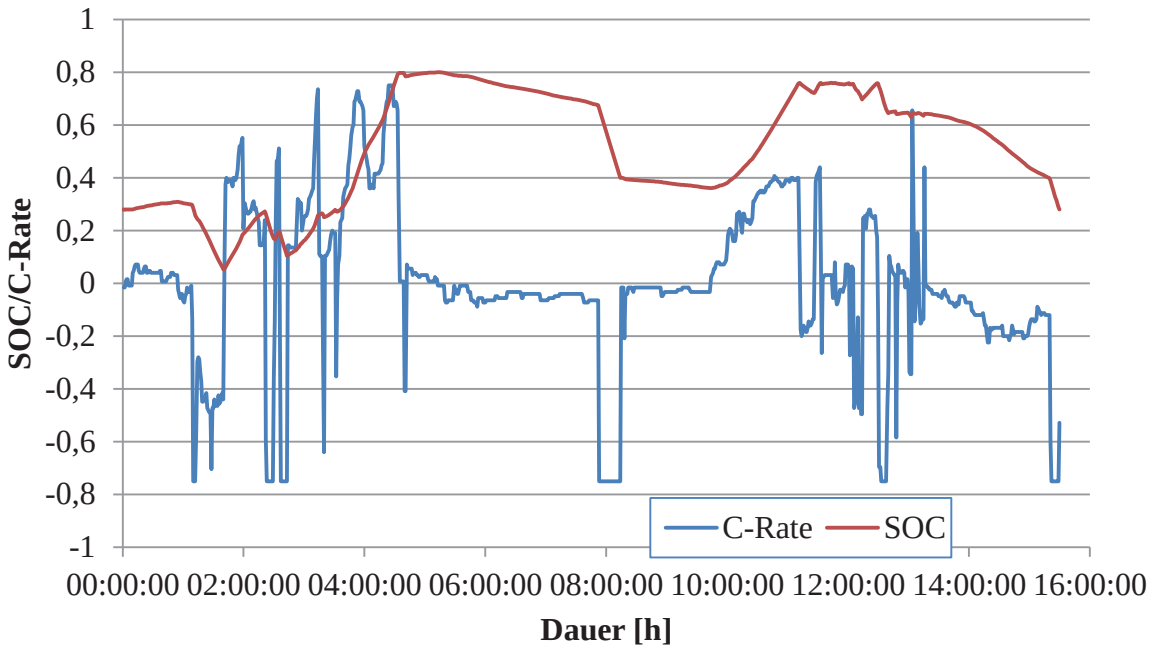


Abbildung 88: PV Lastkollektiv zur Anwendung an den Testzellen

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

In Abbildung 88 dargestellt. Durch Reduktion der Zeiten mit Nichtbestromung konnte der Tagesdurchlauf auf 15,5 Stunden reduziert werden um im Rahmen des Projekts schnellere Ergebnisse zu erhalten.

Für die Tests wurde außerdem ein Profil mit Regelleistung („Projekt NET-PV“) angepasst und an je 3 Zellen getestet. Abbildung 89 stellt dieses Profil dar.

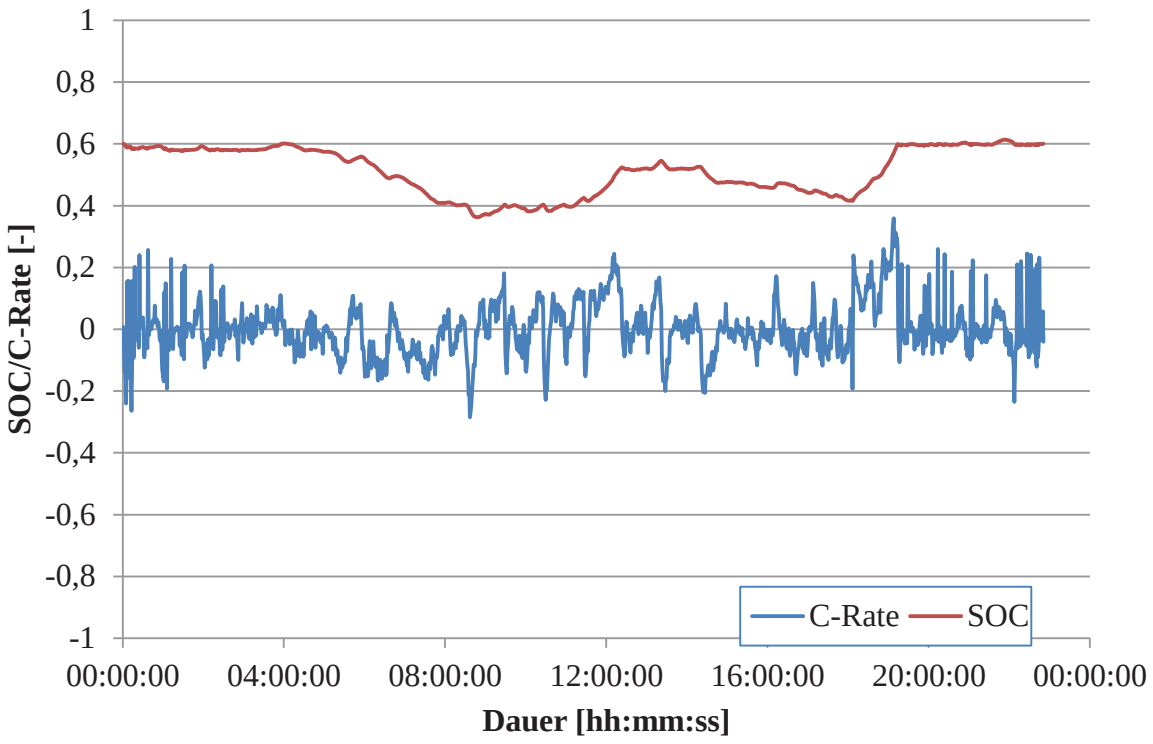


Abbildung 89: NET-PV Lastkollektiv zur Anwendung an den Testzellen

In den Ergebnissen der Alterungstests zeigt sich, dass der Kapazitätsverlust der Zellen annähernd linear über die Vollzyklen ist. Die drei vermessenen Zellen sind in der Abbildung 90 mit IHG00280, IHG 00290, IHG00300 bezeichnet. Zusätzlich sind hier auch die Mittelwerte der Tests mit den Zyklisierungen aus dem PV und dem NET-PV Profil eingezeichnet. Es zeigte sich, dass hier eine schnellere Alterung zu verzeichnen war als bei der Dauerzyklisierung. Dies ist der Tatsache geschuldet, dass die Zyklen in den Profilen in einem wesentlich längeren Zeitraum abgefahren wurden als bei der Dauerzyklisierung. Für den Gebrauch von Lithium-Ionen-Batterien in Netzspeichern ist zu beachten, dass die kalendarische Alterung einen dominanten Einfluss haben kann. In diesem Fall ist in Abbildung 91 ersichtlich dass die Alterung von PV-und NET-PV Profil qualitativ den selben Verlauf annimmt wie eine reine Lagerung bei 50 % SOC und einer Temperatur von 35°C.

Eine Forderung bei Verwendung dieser Zelle wäre also eine thermische Auslegung die die Zelle bei einer Temperatur von deutlich unter 35°C oder eine Betriebsführung den Ladezustand im Schnitt deutlich unter 50 % hält.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

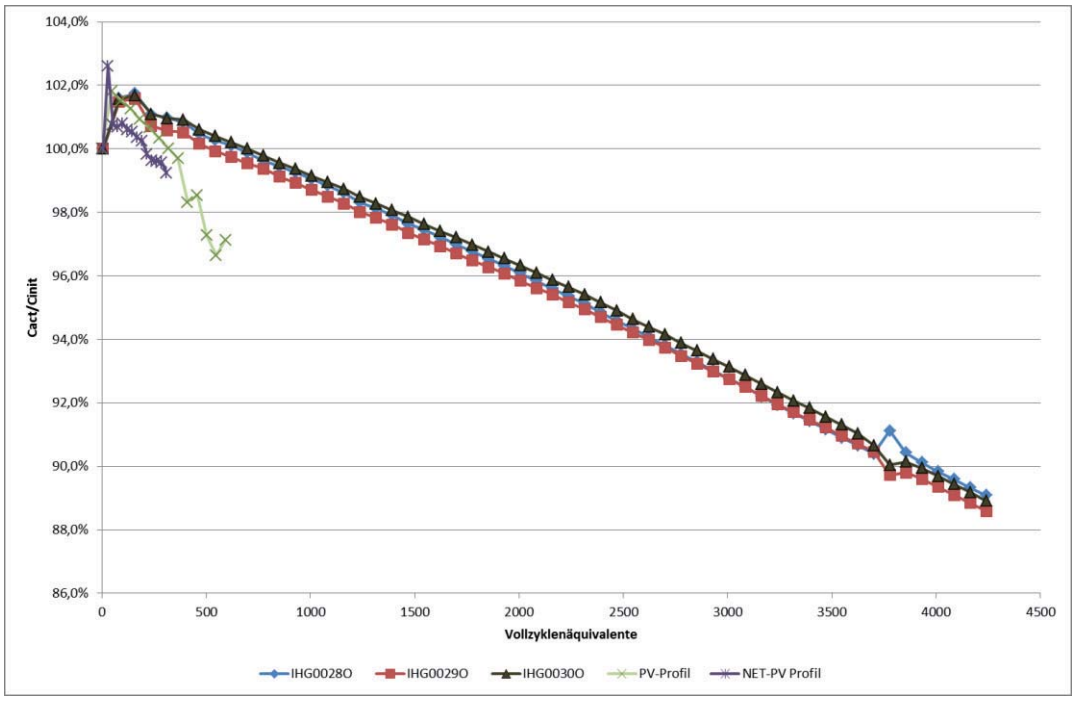


Abbildung 90: Relativer Kapazitätsverlust bei beschleunigter Alterung und realen Profilen

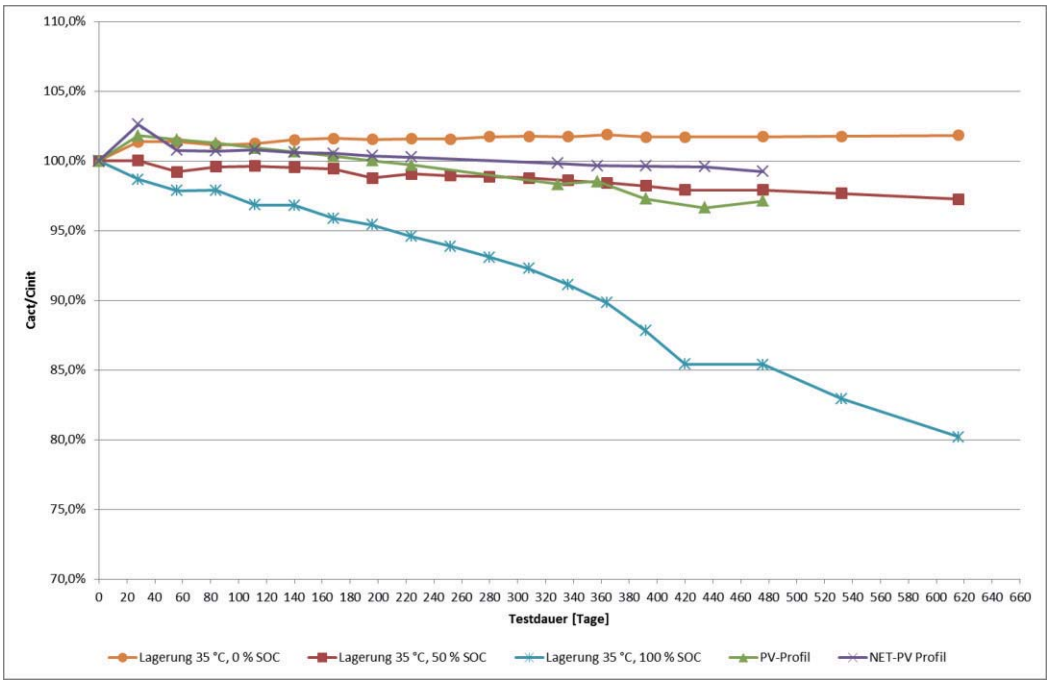


Abbildung 91: Vergleich von kalendarischer und Zyklenalterung

Zur weiteren Auswertung wurden die Verläufe von Innenwiderstand und Kapazität über den äquivalenten Vollzyklen analysiert und verschiedene Ansätze zur Modellierung überprüft. Für die Modelle die die beste Eignung zeigen wurden die Modellparameter ermittelt.

Abbildung 92 zeigt dabei den Verlauf der relativen Kapazität über den äquivalenten Vollzyklen bei einer Temperatur von 35°C. Die Zellen wiesen die Eigenart auf das die Kapazität über die ersten hunderte Zyklen anstieg, um danche abzufallen. Diese Phase ist

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

sehr schwierig zu modellieren, daher wurde als Bezugspunkt für die Modellierung das Maximum der Kapazität gewählt.

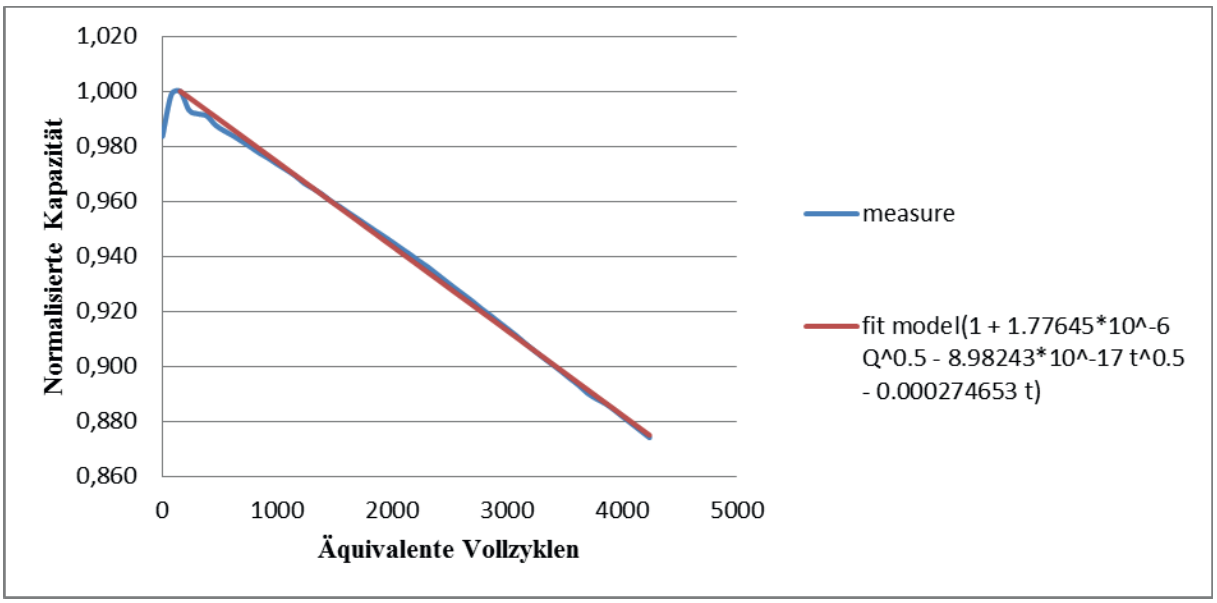


Abbildung 92: Verlauf der rel. Kapazität über äquivalenten Vollzyklen

In Abbildung 93 ist der Verlauf des rel. Innenwiderstandes über äquivalenten Vollzyklen aufgetragen. Es zeigt sich hier ein sehr welliger Verlauf, der wahrscheinlich auf Messabweichungen zurückzuführen ist. Auch die Einzelwerte der Messungen zeigten bereits starke Streuungen. Dieser Verlauf ist vom gewählten Modell nur mit einer gewissen Abweichung darstellbar.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

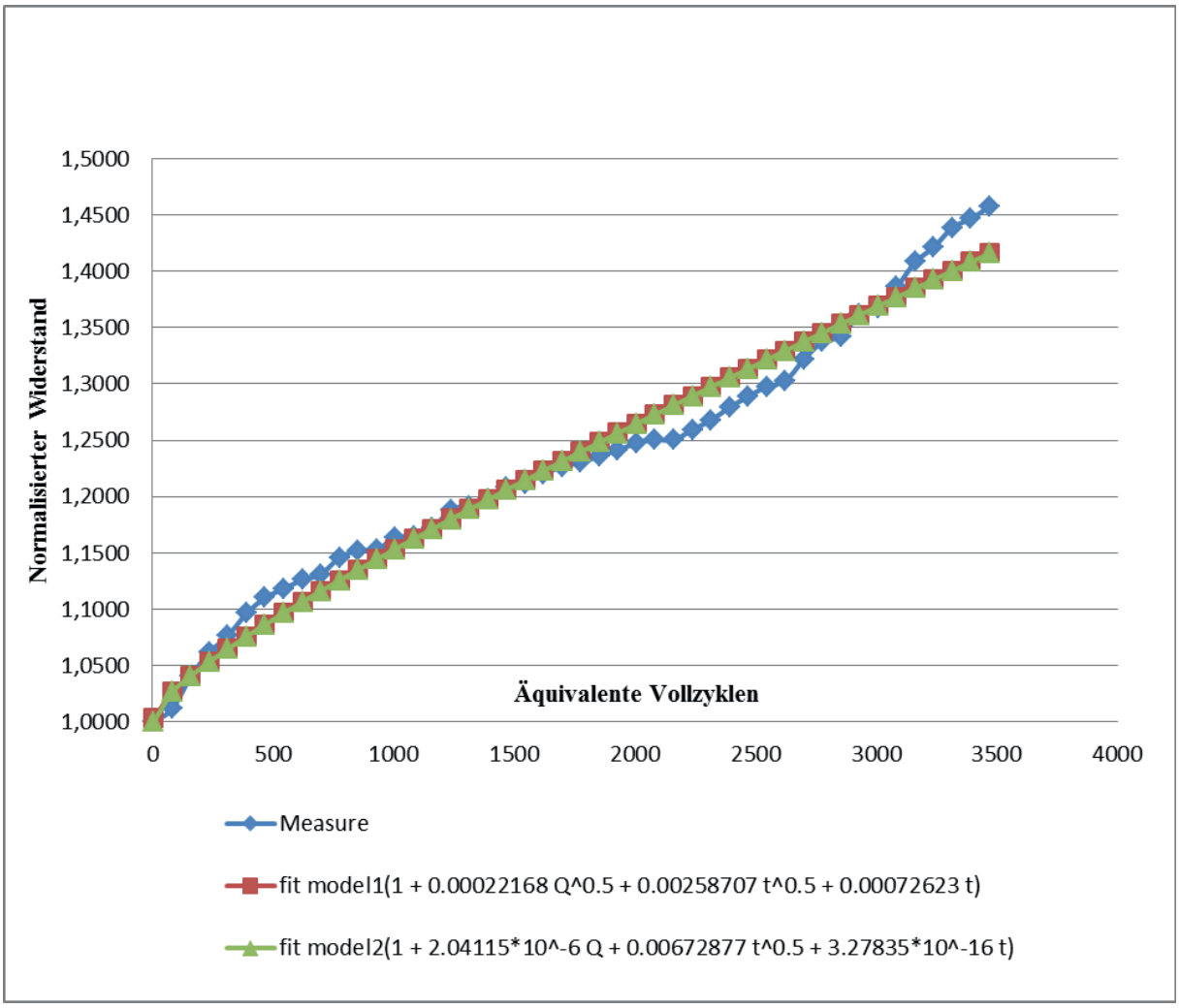


Abbildung 93: Verlauf des rel. Innenwiderstandes über äquivalenten Vollzyklen

Die Ergebnisse der Parametertests am Fraunhofer ISE zeigen die Eignung der gewählten Zellen für die Anwendung in PV-Heimspeichern und zur Erbringung von Regelleistung auf. Der Einsatz ist für jeden Verwendungszweck insbesondere auf die Umgebungstemperatur abzustimmen um eine vorzeitige Alterung zu vermeiden. Alternativ ist eine (aktive) Kühlung zu dimensionieren. Die erstellten empirischen Modelle lassen eine Simulation von Lithium-Ionen Speichern über den Verlauf der Alterung zu und geben so wertvolle Erkenntnisse über die gesamte Lebenszeit des Speichers.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

4.5 Abgleich der Testergebnisse und Entwicklung von Modellen

In diesem Abschnitt wird die Entwicklung der Lebensdauermodelle anhand der in 4.4.1 gezeigten Ergebnisse der Alterungstestreihen der TUM gezeigt. Der zweite Abschnitt des ZSW behandelt die Entwicklung der dynamischen Parameter über der Alterungstestreihe der TUM.

4.5.1 Modellentwicklung

Technische Universität München

Zur optimalen Auslegung und der Optimierung der Betriebsstrategien von stationären Batteriespeichern wird u.a. ein detailliertes Alterungsmodell benötigt. Dazu soll hier ein Modell entwickelt werden, welches die Veränderung der alterungsrelevanten Größen Kapazität, Innenwiderstand und Leistungsfähigkeit durch unterschiedliche Betriebsszenarien stationärer Batterieanwendungen abschätzen können soll. Hierzu wurde ein ereignisbasiertes Alterungsmodell für die Testzelle aufgebaut, welches die Alterungseinflüsse der Temperatur, des Ladezustands, der Zyklentiefe und der Stromstärke berücksichtigt.

In diesem Abschnitt werden zunächst die Annahmen bei der Auslegung der Testreihe mit den gezeigten Alterungsdaten validiert um somit die grundsätzliche Struktur des Alterungsmodells aufzuzeigen. Darauf folgt die Beschreibung des kalendarischen und zyklischen Alterungsmodells. Zum Schluss werden die Ergebnisse des Gesamtalterungsmodells mit der Alterung der Lastkollektive verglichen.

4.5.1.1 Validierung der Annahmen

Im Abschnitt 4.2.1.2 wurde bereits die Temperatur als Beschleunigungsfaktor anhand der Abbildung 65 validiert. Hierbei konnte geschlussfolgert werden, dass die Alterung der Testpunkte konstanter Belastung, also die zyklische Alterung, nur unwesentlich von der Temperatur beeinflusst wird. Somit kann für das Alterungsmodell die kalendarische und rein zyklische Alterung per Superposition in jedem Zeitschritt addiert werden.

Als weitere Annahme für die Modellierung wird anhand der Abbildung 94 die Unabhängigkeit der Reihenfolge der Belastung gezeigt. Hier ist der Kapazitätsverlauf über der Zeit für die Testpunkte aufgetragen, bei denen nach jedem CheckUp die Belastung jeweils gewechselt wird. In einem Zeitbereich werden jeweils drei Zellen eines Testpunkts zunächst bei 40°C Umgebungstemperatur und 50 % SOC gelagert. Darauf folgt eine Zyklisierung bei ebenso 40°C Umgebungstemperatur mit 80 % DOD um 50 % SOC mit 1C/1C. Es zeigt sich, dass sich der Kapazitätsverlauf der zwei Testpunkte jeweils nach zwei Intervallen wieder trifft, also dann, wenn jeweils beide Testpunkte die gleiche kalendarische und zyklische Belastung erfahren haben. Somit kann zumindest anhand dieser einzelnen Validierung eine Unabhängigkeit der Reihenfolge der Belastung im Zeitbereich bis zu einem Monat geschlussfolgert werden. Dies erlaubt im Alterungsmodell somit das „Springen“ von

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

einem Alterungspfad zum anderen wenn sich die kalendarische oder zyklische Belastung ändert.

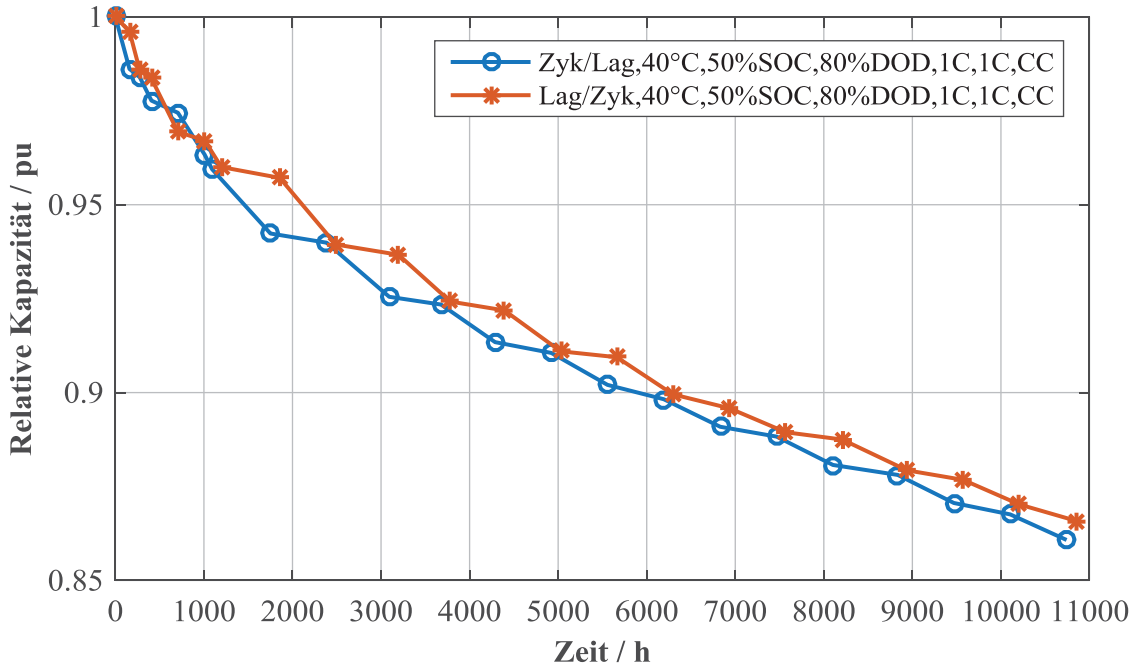


Abbildung 94: Entwicklung der relativen Kapazität über der Zeit für wechselnde Lagerung und Zyklisierung mit 80% DOD um 50% mit 1C/1C bei 40°C

4.5.1.2 Kalendarisches Alterungsmodell

Das kalendarische Alterungsmodell soll die Einflussparameter Temperatur und Ladezustand berücksichtigen. In Abbildung 95 ist die relative Kapazität für den untersuchten Temperatur- und SOC-Bereich nach insgesamt 455 Tagen kalendarischer Alterung aufgetragen. Die blauen Punkte stellen die experimentell gemessenen Testpunkte dar, womit das als Fläche dargestellte interpolierte Kennfeld erstellt wurde.

Anhand dieses Kennfelds und den bisherigen in regelmäßigen Zeitabständen durchgeführten CheckUps zur Ermittlung der verbleibenden Kapazität, wurde ein kalendarisches Alterungsmodell erstellt das den durch kalendarische Alterung auftretenden Kapazitätsverlust der Testzelle für beliebige Temperaturen im Bereich zwischen 0-60°C und SOCs zwischen 0-100 % in Abhängigkeit der vergangenen Zeit abschätzen kann. Hierzu wurde der Verlauf des Kapazitätsverlusts über die Zeit der Messung hinaus extrapoliert. In Abbildung 96 ist dazu exemplarisch der mit dem Modell extrapolierte Verlauf für die Temperaturen 25°C, 40°C und 60°C bei verschiedenen Ladezuständen gezeigt. Die Markierungen stellen jeweils die bisherigen Messpunkte der jeweiligen gezeigten Temperatur- und SOC-Testpunkte dar. Es ist zu beobachten, dass der Kapazitätsverlust proportional zur Quadratwurzel der vergangenen Zeit ist, was den Erkenntnissen in der Literatur zur kalendarischen Alterung von Lithium-Ionen-Batteriezellen gleicht.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Zwar ist mit Modell eine Abschätzung der kalendarischen Lebensdauer möglich, aber es kann nicht gesichert geschlussfolgert werden, dass der Kapazitätsverlauf nicht nach einiger Zeit vom Verlauf der Extrapolation abweicht. Zur Validierung des normalen Arbeitsbereichs zwischen 25-40°C kann aber die beschleunigte Alterung bei 60°C dienen. Mit der Annahme, dass die Alterung nach dem Arrhenius-Gesetz pro Steigerung von 10 Kelvin ungefähr doppelt so stark ausfällt, wäre die Alterung bei 40°C ein Viertel und bei 25°C weniger als ein Achtel so stark wie bei 60°C. Da bei 60°C und 50% SOC das Kriterium für das Lebensdauerende mit einem SOH von 80% bereits nach 2,5 Jahren unterschritten wird, würde damit die kalendarische Lebensdauer bei 25°C und 50 % SOC circa 20 Jahre (2,5 Jahre * 8) betragen.

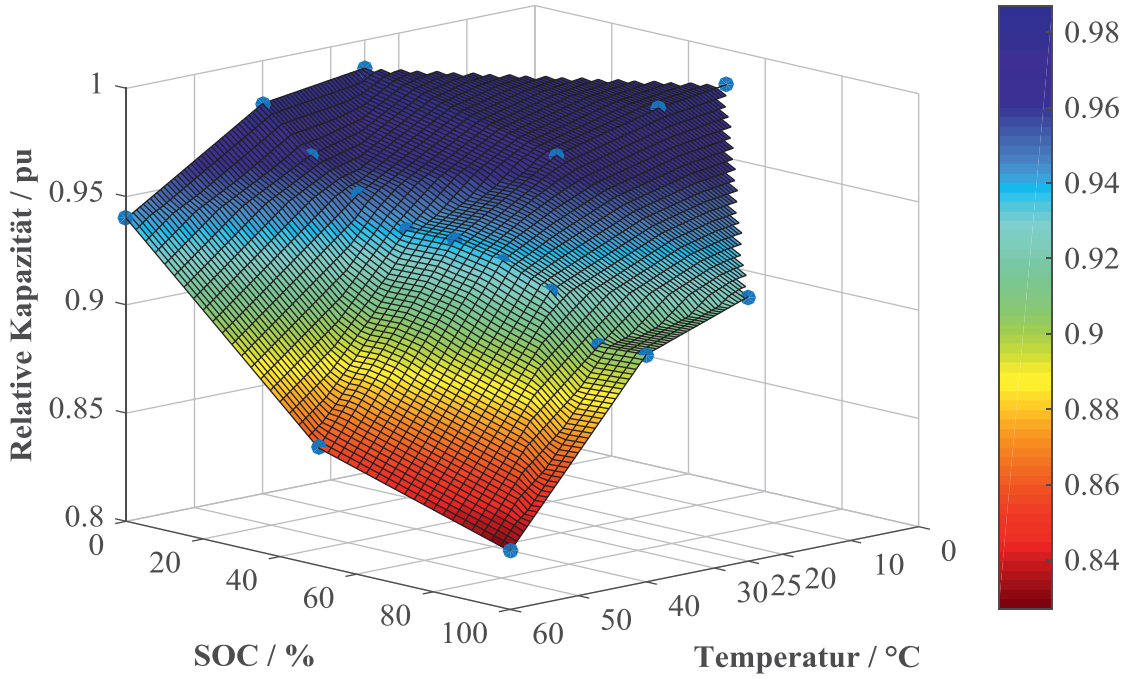


Abbildung 95: Relative Kapazität nach über 455 Lagerungen bei verschiedenen SOCs und Temperaturen

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

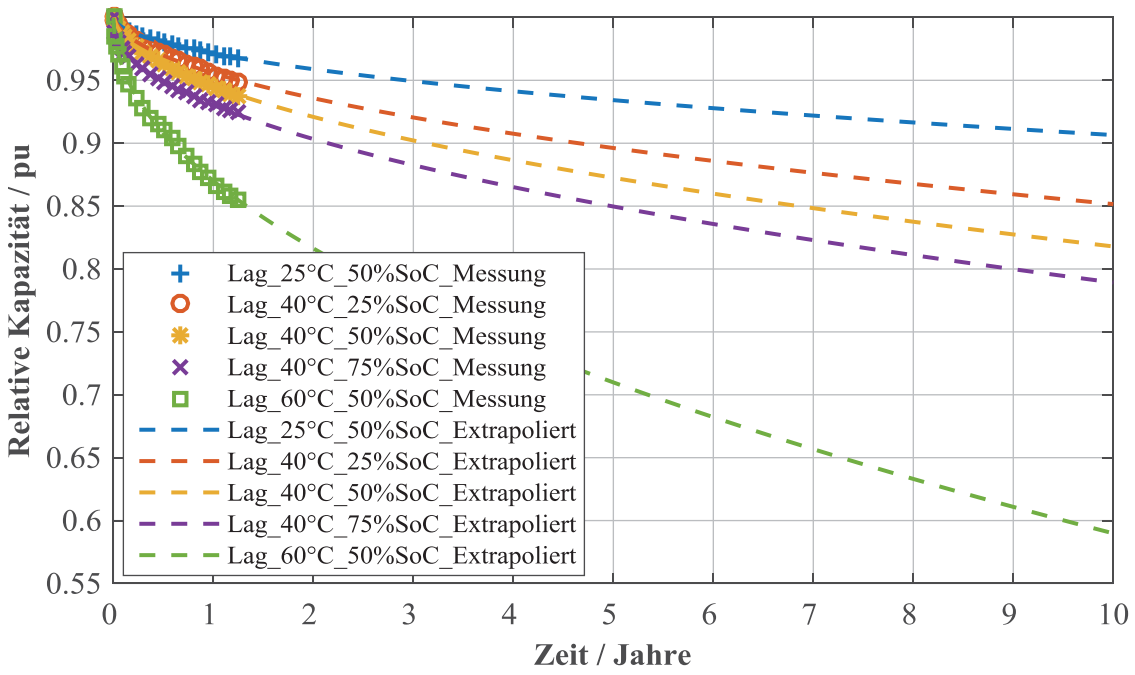


Abbildung 96: Relative Kapazität über der Zeit von verschiedenen SOCs und Temperaturen mit gemessenen und mit Alterungsmodell extrapolierten Daten

4.5.1.3 Zyklisches Alterungsmodell

Wie bereits bei der Auswertung der Testpunkte konstanter Belastung in 4.4.1.4.3 gezeigt wurde, ist bei der Testzelle vor allem der DOD und der SOC-Bereich der Zyklisierung für den Kapazitätsverlust relevant. Die Temperatur und die C-Rate im zulässigen Bereich der Testzelle zeigt kaum Einfluss und soll somit im zyklischen Alterungsmodell nicht berücksichtigt werden. Weiterhin wird nur der Bereich um 50 % SOC in dem Alterungsmodell betrachtet, da für andere SOC-Bereiche keine Daten mit anderen DODs erhoben wurden. Im Vergleich zu einem mittleren SOC von 25 % und 75 % wurde außerdem mit Abbildung 84 gezeigt, dass der SOC-Bereich um 50 % bei einer Zyklisierung mit 20 % DOD und 1C/1C zum stärksten Kapazitätsverlust führt und damit eine „Worst Case“-Abschätzung darstellt. Zusätzlich ist der Bereich um 50 % der für stationäre Anwendungen erwartete Arbeitsbereich und damit der relevanteste Testbereich für das Alterungsmodell.

Zur Parametrierung des zyklischen Alterungsmodells wurde somit der Kapazitätsverlauf der Testpunkte mit verschiedenen DODs um 50 % SOC bei einer 1 C/1 C bei 40°C Umgebungstemperatur genutzt. Hierbei wird der rein zyklische Kapazitätsverlust, als Differenz zwischen der gemessenen Gesamtalterung und der kalendarischen Alterung, verwendet und in folgender Abbildung 97 über die äquivalenten Vollzyklen dargestellt.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

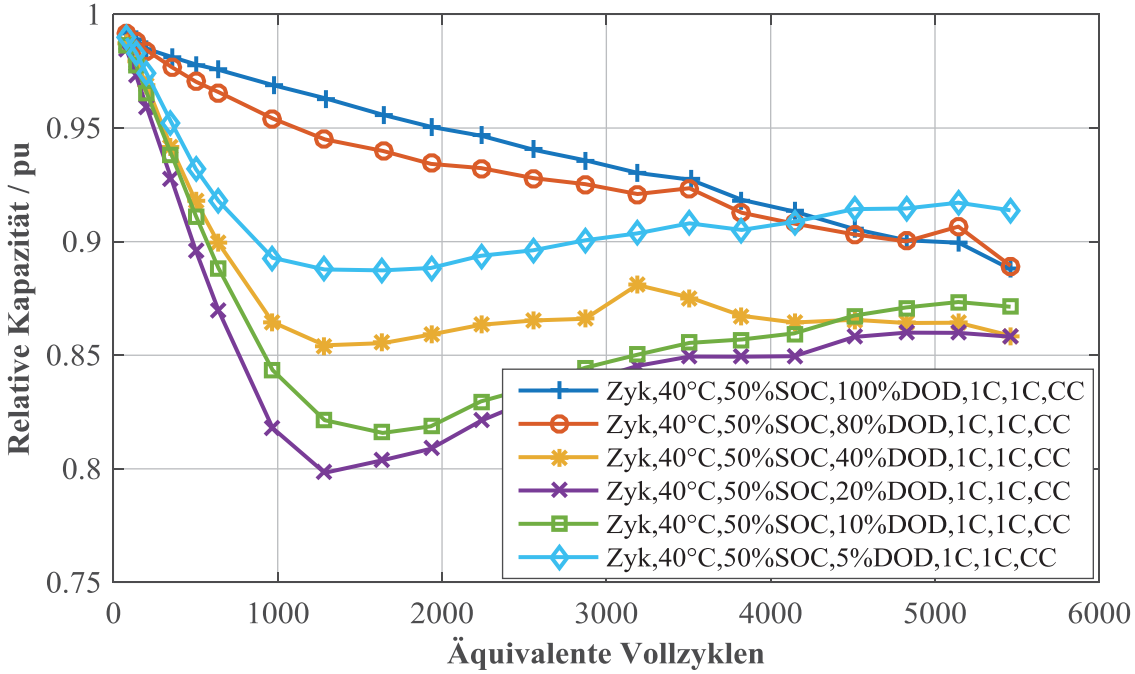


Abbildung 97: Rein zyklischer Kapazitätsverlust über FCE der Testpunkte mit verschiedenen DODs um 50 % SOC mit 1C/1C bei 40°C

Wie bei dem kalendarischen Alterungsmodell dient der Kapazitätsverlauf bis zum letzten Messpunkt bei circa 5.500 FCE jeweils zur Extrapolation des weiteren Kapazitätsverlaufs der in Abbildung 98 für die verschiedenen DODs dargestellt ist. Nur für die Testpunkte mit Zyklentiefen von 80 % und 100 % könnte eine Extrapolation mit einer Exponentialfunktion erfolgen. Bei den anderen Testpunkten muss der Verlauf allerdings als Worst-Case-abschätzung linear extrapoliert werden.

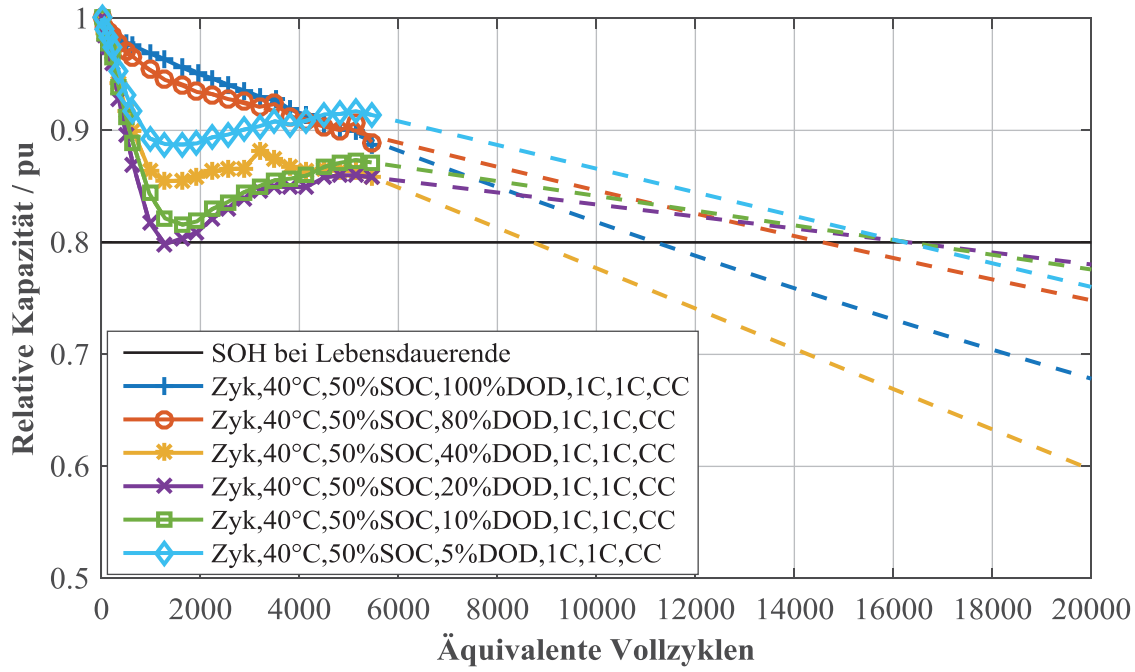


Abbildung 98: Extrapolation des rein zyklischen Kapazitätsverlusts über FCE der Testpunkte mit verschiedenen DODs um 50 % SOC mit 1C/1C bei 40°C

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Zwar ergeben sich mit dieser Extrapolation realistisch aussehende Kapazitätsverläufe, aber dieser Verlauf führt bei 40 % DOD zu einem schnelleren Lebensdauerende bei unterschreiten des 80 % SOH-Kriteriums als bei größeren Zyklentiefen. Dies widerspricht der in der Literatur oft postulierten Annahme, dass kleinere Zyklen zu höheren Zahlen äquivalenter Vollzyklen bis zum definierten Lebensdauerende führen.

Trotz der Unsicherheiten der Extrapolation der Alterungsverläufe soll mit Abbildung 99 die jeweiligen äquivalenten Vollzyklen bis zum Unterschreiten des Lebensdauerendes bei 80 % SOH für die verschiedenen Zyklentiefen angegeben werden. Es ist ersichtlich, dass bei den Zyklentiefen 80 % und 100 % mit über 11.0000 und 14.000 FCE deutlich mehr als die 6.000 Vollzyklen als Garantiewert des Datenblatts der Testzelle erreicht werden. Die war zu erwarten, da im Datenblatt das Lebensdauerende für die Gesamtalterung, also die rein zyklische und kalendarische Alterung, angegeben ist. Für die die DODs 5 %, 10 % und 20 % werden über 16.000 FCE erreicht was somit der in Abschnitt 4.4.1.4.3 gezeigten Wöhler-Charakteristik entspricht. Der Wert für 40 % DOD liegt mit knapp 9.000 FCE deutlich unter den Werten der anderen Zyklentiefen, aber ist zumindest noch größer als die Garantieangabe der Testzelle mit 6.000 FCE.

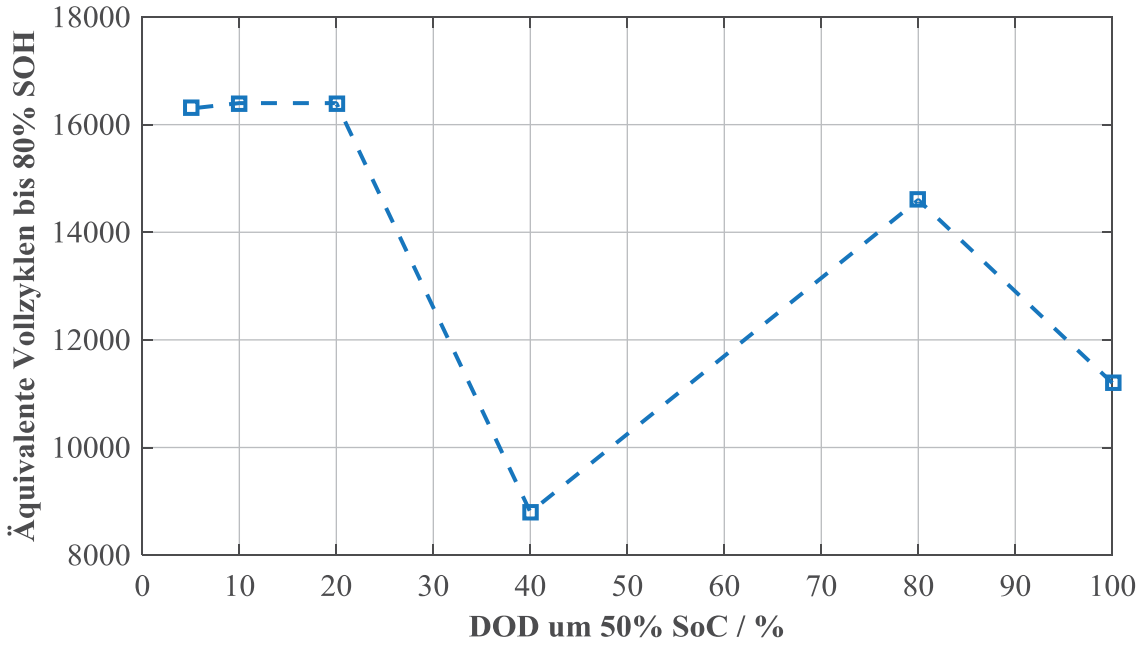


Abbildung 99: Äquivalente Vollzyklen bis zum Lebensdauerende bei 80 % SOH der Testpunkte mit verschiedenen DODs um 50 % SOC

4.5.1.4 Vergleich der Ergebnisse der Alterungsmodelle mit den Lastkolletiv Testpunkten

Anhand des in Arbeitspaket 2.4.1 beschrieben Simulationsmodells stationärer Energiespeicher können nun das kalendarische und zyklische Alterungsmodell anhand der Lastkollektiv Profile validiert werden. Dazu wird die Gesamtalterung in jedem Zeitschritt als Superposition der mit den jeweiligen Modellen errechneten kalendarischen und zyklischen

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Alterungswerten ermittelt. Hierbei wird eine Batteriespeichertemperatur von 25°C angenommen, die mit einem entsprechenden Klimatisierungssystem gewährleistet werden würde.

Der Verlauf der relativen Kapazitäten über 1 Jahr Simulation im Vergleich zur gemessenen Alterung der Lastkollektive PV-Batterie und PV-PRL-Batterie ist in folgender Abbildung 100 aufgetragen. Dabei wurde der gemessene Kapazitätsverlauf der Lastkollektiv Testpunkte bei 40°C Umgebungstemperatur rechnerisch zu eine Zyklisierung bei 25°C mit den Ergebnissen des Lagerungstestpunkts bei 25°C und 50 % SOC korrigiert. Es wird deutlich, dass die Verläufe der Simulationen nicht perfekt dem der Messungen entsprechen. Allerdings sind die absoluten Simulationswerte denen der Messung sehr nahe.

Somit kann geschlussfolgert werden, dass das Gesamtalterungsmodell mit Berücksichtigung der kalendarischen und zyklischen Alterung mit dem Einfluss von Temperaturen, SOCs und DODs funktionsfähig ist.

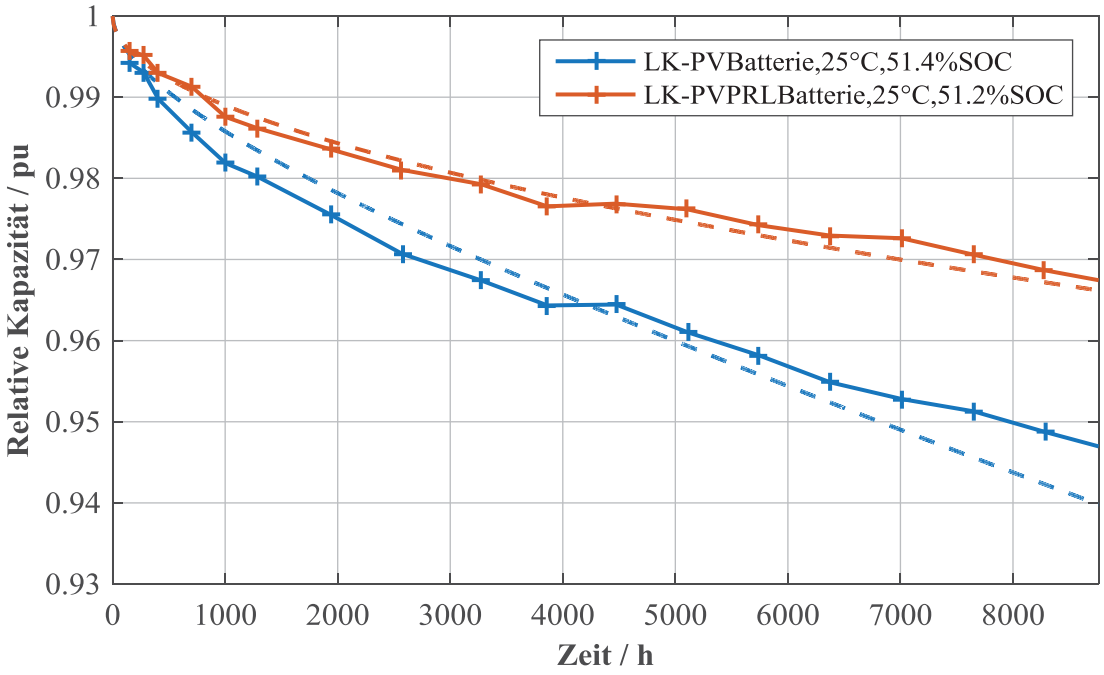


Abbildung 100: Kapazitätsverlauf der Lastkollektive PV-Batterie und PV-PRL-Batterie bei 25°C im Vergleich zum mit dem Gesamtalterungsmodell simulierten Verlauf

4.5.2 Untersuchung der dynamischen Eigenschaften über die Lebensdauer einer Batterie

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg

Wichtig für die Untersuchung möglicher Anwendungsfälle von Batterien ist ihre Charakterisierung über die gesamte Lebensdauer. Somit lag der Fokus dieses Arbeitspaketes auf der alterungsbedingten Veränderung des transienten Verhaltens der Batterie auf dynamische Belastungen. Mit der Kenntnis über das dynamische Verhalten der untersuchten

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Zellen lassen sich unterschiedliche Anwendungsfälle bei netzgekoppelten Batteriesystemen an verschiedenen Alterungszuständen analysieren.

Über die Lebensdauer der untersuchten Zellen wurden Messungen zur Ermittlung der Performance bzw. des Alterungszustands durchgeführt. Bei der Charakterisierung der Zellen wurden sowohl die Ruhespannungskennlinie als auch der Innenwiderstand und die Zellkapazität an unterschiedlichen Alterungszuständen bestimmt. Mit der Annahme, dass die Zellen das Lebensende (end of life - EOL) mit 20% Kapazitätsverlust erreichten haben, wurde die Charakterisierung bei 100% Kapazität (begin of life - BOL), 90% Kapazität (middle of life - MOL) und 80% Kapazität (EOL) durchgeführt.

Der Vergleich der Performance-Messungen bei den drei Alterungszuständen BOL, MOL und EOL zeigt, wie sich das Verhalten der Zelle über ihre Lebensdauer geändert hat. Abbildung 101 a) stellt den Vergleich der Leerlaufspannungskennlinie zu unterschiedlichen Lebenszuständen gegen die Zellkapazität dar. Es ist zu erkennen, dass mit zunehmender Alterung die Kennlinie sich zusammenzieht. Dies bedeutet, dass die Energieabgabe bzw. -aufnahme der Zelle im Laufe ihrer Lebensdauer reduziert wurde. Wie in Abbildung 101 b) dargestellt, ergab sich sich über die Lebensdauer der Zellen keine sichtbare Spannungsdegradation. Dies bedeutet, dass die Energieabnahme der Zellen nur auf den Kapazitätsverlust zurückzuführen ist.

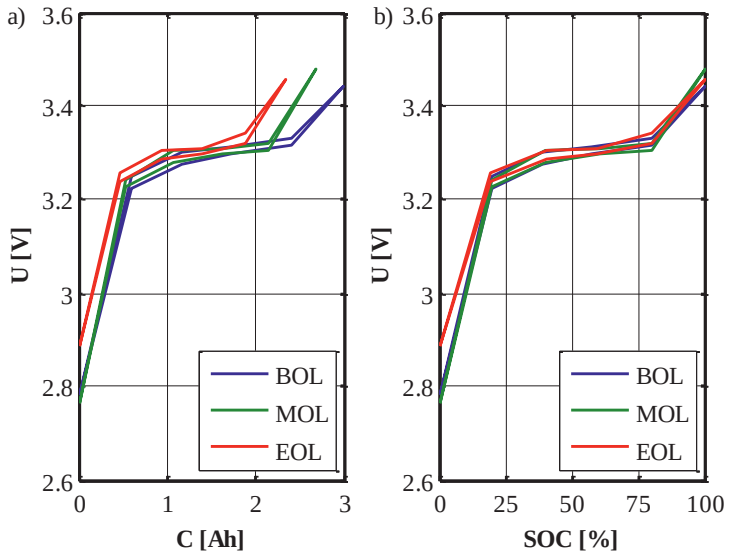


Abbildung 101: Leerlaufspannungskennlinie bei den verschiedenen Alterungszuständen über a) die Kapazität und b) den SOC

Der Zellinnenwiderstand, ausschlaggebend für die Leistung der Zelle, ist für die drei Alterungszustände in Abbildung 102 a) dargestellt. Da die Spannungskennlinie über die Lebensdauer sich nicht geändert hat, ist die Verminderung der Pulsleistungsfähigkeit der Zellen auf den Anstieg des Innenwiderstandes zurückzuführen. Die entnehmbare Leistung der Zelle kann über

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

$$P = U_{\min} I = U_{\min} \frac{U_{\min} - OCV}{R_{\mathrm{i}}} \tag{7}$$

angegeben werden, wobei $U_{\min}$ die Entladeschlussspannung ist.

Der Wirkungsgrad der Batterie über die Lebensdauer lässt sich auch mittels des Innenwiderstandes bestimmen. Dieser Wirkungsgrad repräsentiert die Joulschen Verluste ohne Coulombsche Verluste,

$$\eta = f(SOE, P) = \frac{OCV \cdot I - R_{i,10s} \cdot I^2}{OCV \cdot I} \tag{8}$$

Abbildung 102 b) stellt den Vergleich der Joulschen Wirkungsgrade der unterschiedlichen Alterungszustände dar. Obwohl es eine Reduktion des Wirkungsgrades gab, war diese im Vergleich zum Kapazitätsverlust gering.

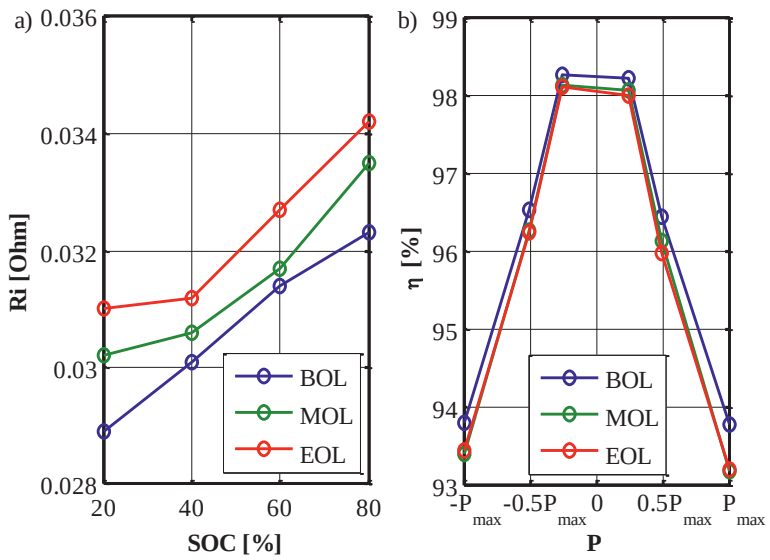


Abbildung 102: Performancevergleich an unterschiedlichen Alterungszuständen. Darstellung des Innenwiderstandswertes nach 10 s in a) und den Wirkungsgrad über die Pulsleistung bei SOC 80 % in b)

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

4.6 Vermessung von Wirkungsgrad, Selbstentladung und Stillstandverlusten von verschiedenen Batteriesystemen

4.6.1 Vermessung von Wirkungsgrad, Selbstentladung und Stillstandverlusten (Hochtemperatur- und Bleibatterie)

Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen

Im Rahmen des Forschungsvorhabens wurden die technischen Parameter, sowohl für die Hochtemperatur (HT)-Technologie, als auch für die Blei-Säure-Technologie durch das ISEA der RWTH Aachen University vermessen. In der wissenschaftlichen Literatur finden sich nur wenig verwertbare Messwerte zu HT-Batterien, daher wurde eine Natrium-Nickel-Chlorid-Batterie (NaNiCl- Batterie) der Firma FIAMM mit 4,25 kWh Kapazität angeschafft und charakterisiert. Bei der Blei-Säure-Technologie konnte hingegen auf vorangegangene Messungen aus der Literatur zurückgegriffen.

4.6.1.1 Hochtemperaturbatterie

Auf der linken Seite in Abbildung 103 ist das beschaffte 48 V Hochtemperaturmodul der Firma FIAMM dargestellt, welches an einen Messaufbau angeschlossen ist. Auf der rechten Seite ist die Monitoring-Software dargestellt, welches die Kommunikationsschnittstelle zum Modul bildet und die internen Messwerte, wie Ladezustand und Temperatur ausgibt und aufzeichnet.

Abbildung 103: An einen Prüfkreis angeschlossen NaNiCl-Modul (links) und die grafische Oberfläche des Monitoring Software zur Erfassung der elektrischen Parameter (rechts).

Im Rahmen der elektrischen Charakterisierung wurden folgende Messungen durchgeführt:

1. Warm-Up-Prozess: Aufheizen der Batterie auf die Betriebstemperatur von 275 °C
2. Messung der Leerlaufspannung
3. Kapazitätstest: Vermessung der Kapazität bei unterschiedlichen Stromstärken
4. Stillstandverluste und Wärmebedarf: Messung des Wärmebedarfs der Batterie, wenn diese nicht aktiv betrieben wird.
5. Wirkungsgradmessung

Die Messergebnisse werden im Folgenden dargestellt.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Selbstentladung und Stillstandverluste

Die Hochtemperaturbatterie benötigt für einen ordnungsgemäßen Betrieb eine interne Temperatur von ca. 275 °C. Daher muss die Batterie aus dem Kaltzustand zunächst aufgeheizt werden. Auch im betriebsbereiten Zustand muss die Batterie permanent auf Betriebstemperatur verbleiben und was die Zufuhr von thermischer Energie notwendig macht. Mit Hilfe der Messungen wurde der Wärmebedarf in Tabelle 46 bestimmt.

Tabelle 46: Wärmebedarf der Natrium-Nickel-Chlorid-Batterie

Zustand	*Wärmebedarf*
Stand-By-Mode	70 W
Batterieladen	85 W
Batterieentladen	48 W

Aus den Messwerten wird deutlich, dass die Batterie im Stillstand (Stand-By) eine Heizleistung von 70 W benötigt, die aus der Batterie entnommen werden muss, falls keine externe Energiequelle zur Verfügung steht. Daraus resultiert ein Energiebedarf von 1,7 kWh pro Tag, was nahezu 40 % der vorhandenen Kapazität entspricht. Die Selbstentladung kann durch die Messung nicht separiert werden, weil sie sich mit dem Wärmebedarf überlagert. Bei größeren HT-Speichersystemen ist jedoch davon auszugehen, dass der Wärmebedarf unterproportional mit steigender Speicherkapazität zunimmt und daher Großsysteme geringere Stillstandsverluste aufweisen. Darüber hinaus kann der Wärmebedarf durch geeignete Isolation in Großanlagen weiter verringert werden. Aus Experteninterviews ging hervor, dass großtechnische Anlagen eine Selbstentladung von ca. 10-20 % pro Tag aufweisen. Für die Simulationen in AP 6 wurde der Mittelwert von 15 % pro Tag verwendet.

Aufgrund der chemischen Reaktionen, welche im Laden- endotherm und im Entladefall exotherm ablaufen, ist hier der Wärmebedarf zueinander verschieden.

Wirkungsgrad

Für die Charakterisierung der Wirkungsgrade wurde die HT-Batterie mit unterschiedlichen Lade- und Entladeströmen vermessen. Nach Beendigung des Lade- und Entladevorgangs wurde verglichen, wie viel Energie von außen zugeführt wurde und mit der tatsächlich gespeicherten Energie in Bezug gesetzt. Darüber hinaus wurde über ein separates Messsystem der Leistungsbedarf des Heizungssystems erfasst. Die Ergebnisse der Messungen für die unterschiedlichen Ströme von 8 A, 20 A und 50 A sind in Tabelle 47 dargestellt.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Tabelle 47: Messergebnisse der Lade- und Entladevermessung bei unterschiedlichen Stromstärken

Entladestrom	*8 A (0,1C)*	*20 A (0,25C)*	*50 A (0,625C)*
Ladeenergie	4,00 kWh	3,70 kWh	3,50 kWh
Elektr. Ladeverluste	0,18 kWh	0,40 kWh	0,92 kWh
Wärmebedarf Laden	0,85 kWh	0,34 kWh	0,14 kWh
Entladene Energie	3,50 kWh	3,60 kWh	2,90 kWh
Wärmebedarf Entladen	0,48 kWh	0,19 kWh	0,08 kWh
Wirkungsgrad	0,64	0,78	0,63

Die Ergebnisse zeigen, dass der Wirkungsgrad von der Stromstärke und somit von der Entladeleistung abhängt. Zudem hat der Wärmebedarf des Heizsystems einen wesentlichen Einfluss auf den Wirkungsgrad. Insbesondere bei niedrigen Stromstärken und damit einhergehender langer Entladedauer wird der Einfluss signifikant, weil zusätzliche Energie aufgewendet werden muss, um die Batterie auf Betriebstemperatur zu halten. Beim Entladevorgang war eine Messung der elektrischen Verluste nicht möglich, weil sie sich diese mit dem Wärmebedarf der Batterie überlagert haben. Die gemessenen Ladeleistungen können anschließend in einen leistungsbezogenen Maßstab überführt werden. Darüber hinaus wurde eine lineare Interpolation zwischen den Messwerten durchgeführt. Auch der unterste Randbereich von 10 % Leistung wurde durch eine lineare Extrapolation berücksichtigt. Die in Tabelle 48 gezeigten Daten stellen die Eingangsgrößen für die Wirkungsgradkennline der HT- Technologie im Lebenszyklusmodelle dar.

Tabelle 48: Resultierende leistungsabhängige Wirkungsgrade für Hochtemperaturbatterien

Leistung [%]	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Wirkungsgrad	0,59	0,65	0,71	0,78	0,75	0,73	0,70	0,68	0,65	0,63

4.6.1.2 Blei-Säure-Batterien

Für die Blei-Säure-Technologie wurden keine eigenen Messungen für die Bestimmung der Selbstentladung bzw. Stillstandverluste und der leistungsabhängigen Wirkungsgrade durchgeführt. Stattdessen wurde in einer Literaturstudie auf bereits vorhandene Messungen aus früheren Forschungsprojekten zurückgegriffen.

Selbstentladung und Stillstandsverluste

Die vorangegangenen Messungen legten nahe, dass die typische Selbstentladung von Blei-Säure-Batterien ungefähr bei 3 % bis 5 % pro Monat liegt. Dabei ist die Selbstentladung insbesondere bei hohen Ladezuständen stärker ausgeprägt und verringert sich über die

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Dauer des Stillstandes. Für die Simulationen im AP 6 wurde intern der Mittelwert von 2 % pro Tag diskutiert.

Wirkungsgrad

Wie bei der HT-Technologie hängt der Wirkungsgrad von Blei-Säure-Batterien wesentlich von der Entladeleistung ab. Insbesondere bei hohen Entladeleistungen ist bei der Blei-Säure-Technologie nur wenig entnehmbare Kapazität vorhanden. Dieser Umstand wird hier durch einen geringen Wirkungsgrad bei hohen Leistungen berücksichtigt, weil das Modell in AP 6 nur auf diese Weise die geringe Entladekapazität berücksichtigen kann. Die auf Literaturquellen und eigenen Messungen beruhenden Wirkungsgrade sind in Tabelle 49 dargestellt und werden als Parametersatz im Simulationsmodell verwendet. Stationäre Bleibatterien werden häufig für C/10 (10 stündige Entladung) Ströme auslegt. In dem Simulationsmodell in AP 6 wird jedoch um eine Vergleichbarkeit unter den Speichertechnologien zu gewährleisten die 100% Leistung auf 1 C bezogen. Dennoch werden die Kapazitäten von Blei-Säure Speichersystemen im Simulationsmodell mit den Faktor 10 größer ausgelegt um reale Systemkonfigurationen mit einem realen Wirkungsgrad abzubilden zu können.

Tabelle 49: Resultierende leistungsabhängige Wirkungsgrade für Blei-Säure-Batterien

Leistung [%]	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Wirkungsgrad	0,82	0,6	0,5	0,46	0,43	0,4	0,37	0,34	0,31	0,29

Selbstverständlich ist nach einem 100 % Leistungsabruf noch Restenergie in der Batterie vorhanden, wenn anschließend mit einer niedrigeren Leistung Energie abgerufen wird. Im Simulationsmodell ist jedoch eine Berücksichtigung von leistungsabhängigen Kapazitäten nur über den leistungsabhängigen Wirkungsgrad möglich.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

4.6.2 Vermessung von Wirkungsgrad, Selbstentladung und Stillstandverlusten bei einer Li-Ionen Batterie

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik

Abbildung 104: Batterieteststand des Fraunhofer IWES

4.6.2.1 Vermessung von Wirkungsgrad

Nach Überprüfung der Datenblattangaben wurden für die Bestimmung des Energiewirkungsgrads zunächst Messungen an einer KOKAM Lithium-Ionen Zelle im Labor durchgeführt und anschließend mit dem am IWES vorhandenen, auf diesen Zelltyp parametrierten physikalisch-elektrochemischen Batteriesimulationsmodell ISET-LIB für verschiedene konstante Stromstärken zwischen 12,5 A – 50 A bei Temperaturen von 0 °C, 25°C, 50°C durchgeführt. Das Simulationsmodell gewährleistet dabei die entsprechende Reproduzierbarkeit der Ergebnisse, da Li-Ionen Zellen herstellungsbedingt gewisse Toleranzen besitzen.

Die Definition des Wirkungsgrades wird durch Gleichung (9) gegeben.

Energiewirkungsgrad und Energieverluste:

$$\eta_{\mathrm{Wh}} = \frac{E_{\mathrm{disch}}}{E_{ch}} \qquad \text{und} \qquad \eta_{\text{Wh-Verlust}} = 1 - \frac{E_{\mathrm{disch}}}{E_{\mathrm{ch}}} \tag{9}$$

Der Energiewirkungsgrad drückt also die Gesamtenergiebilanz für einen Lade- und Entladevorgang aus. Er ist definiert als der Quotient aus entnommener Energie zu zugeführter Energie.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Tabelle 50: Energiewirkungsgrad

	12,5 A	*25A*	*50A*
0 °C	0,95	0,88	0,77
25°C	0,99	0,97	0,92
50°C	1,00	0,99	0,96

Tabelle 51: Energie Ladungsverluste

	12,5 A	*25A*	*50A*
0 °C	0,05	0,12	0,22
25°C	0,01	0,03	0,08
50°C	0,00	0,01	0,04

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

4.6.2.2 Vermessung von Selbstentladung und Stillstands-Verlusten

Selbstentladungs-Messungen wurden für diese Batterie bei einer konstanten Temperatur von 25 ˚C und verschiedenen Anfangswerten der Spannung im Bereich von 3,7 V (Zelle #215: hellblaue Linie oben in Abbildung 105) bis 3,2 V (Zelle #219: gelbe Linie unten) durchgeführt, wobei jeweils über mehrere Monate die Spannung gemessen wurde. Der Abstand zwischen zwei Messungen betrug jeweils 8 Stunden. Auf Basis der Messwerte konnten Selbstentladung bzw. Stillstands-Verluste bestimmt werden. Wie man in Tabelle 52 sehen kann, sind die Stillstands-Verluste bei Zelle #218 mit 3,43 V Anfangswert deutliche größer als für die anderen Zellen mit kleineren und größeren Anfangsspannungen.

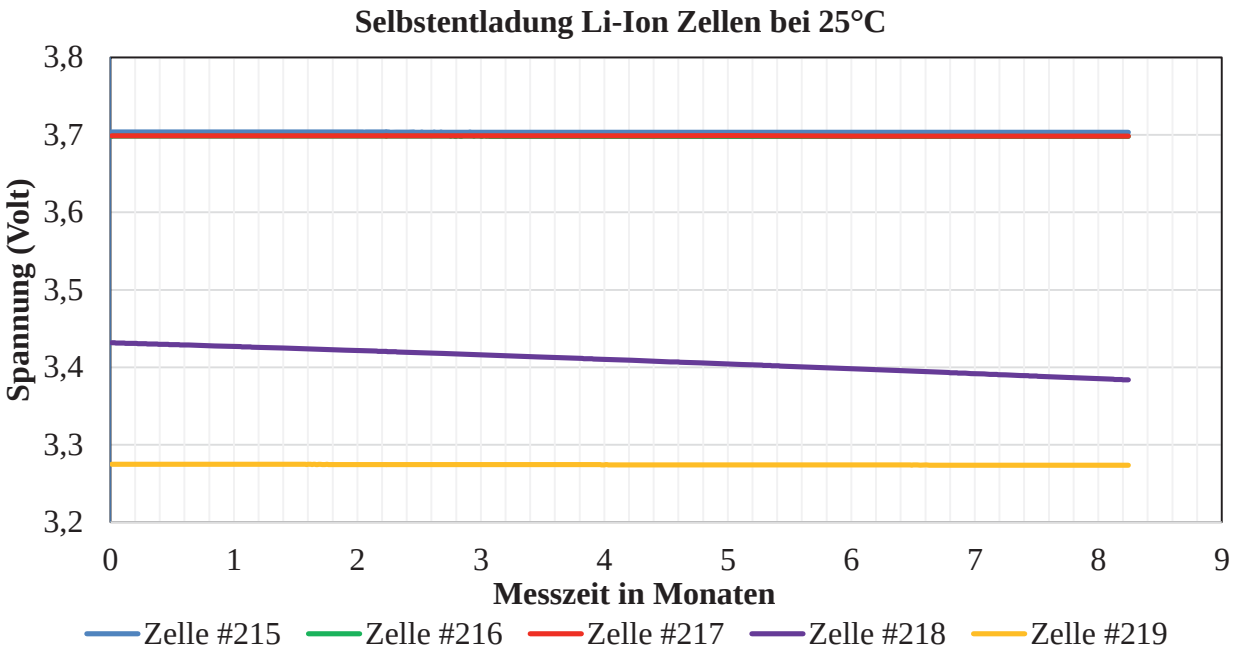


Abbildung 105: Selbst-Entladung einer Li-Ion Zelle bei 25°C

Tabelle 52: Gemessenen Anfangs- und Endwerte der Spannungen für Selbstentladung

Zelle	*#215*	*#216*	*#217*	*#218*	*#219*
Startwert (V)	3,7036363	3,6980946	3,6986176	3,4319329	3,2747822
Endwert (nach 5880h)(V)	3,7031578	3,6978164	3,698395	3,3836928	3,273547
Selbstentladung in %	0,01291974	0,00752279	0,00601846	1,4056248	0,03771854

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Arbeitspaket 5

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme

5 Nutzung vorhandener Energiespeicher im Netz

In Deutschland existieren bereits eine Reihe von Energiespeichern die primär nicht zur Stützung der Netze angewandt werden. Diese dienen z.B. der Notsromversorgung, kommen in der Elektromobilität zum Einsatz oder sind als Speicher zur Erhöhung des Eigenverbrauchs vorgesehen. In diesem Arbeitspaket soll die Erfassung und Nutzung dieser Speicher erfolgen.

5.1 Erfassung und Beschreibung vorhandener Energiespeicher

In diesem Arbeitspaket sollen stationäre Energiespeicher in installierten USV-Systemen, in Elektroautos sowie in sonstigen Anwendungen in Deutschland erfasst und beschrieben werden. Im zweiten Abschnitt folgt die Darstellung wie die Energiespeicher in den USV-Anlagen für alternative Zwecke genutzt werden können, ohne den sicherheitsrelevanten Notstrombetrieb negativ zu beeinflussen bzw. in den anderen Anwendungen einen negativen Einfluss auf den primären Verwendungszweck auszuüben.

5.1.1 Erfassung und Beschreibung von vorhandenen Elektroautos

Fraunhofer-Institut für Windenergie- und Energiesystemtechnik

Elektroautos sind seit mehreren Jahrzehnten in Form von Konversions- und Kleinserienfahrzeugen auf dem Markt verfügbar. Unterschieden werden kann zwischen der Zeit von 1990 bis 2005 und der Zeit danach.

Der norwegische Kleinserienhersteller Think hat im Zeitraum von 1993 bis 2000 insgesamt 5.000 Elektrofahrzeuge gebaut und diese mit Nickel-Cadmium-Batterien oder Natrium-Schwefel-Batterien ausgestattet. Der Großserienhersteller Volkswagen brachte im Zeitraum 1994 bis 1997 insgesamt 120 vollelektrische, bereits am Band produzierte, Elektro-Golf III auf dem Markt. Ab 1998 brachte der Großserienhersteller FIAT sein Modell Seicento auf den Markt. Der Seicento war auch mit einem elektrischen Antrieb verfügbar. Bei diesen Kleinserienfahrzeugen kamen Blei-Gelbatterien und Blei-Vließbatterien zum Einsatz, deren nutzbare Kapazität zwischen 11 kWh und 14 kWh betrug.

Der französische PSA-Konzern fertigte zwischen 1995 und 2005 gut 10.000 elektrisch angetriebene Fahrzeuge der Typen Saxo, Berlingo, 106 und Partner. Zum Einsatz kamen unter anderem Nickel-Cadmium-Batterien und Nickel-Metall-Hydrid-Batterien. Heutige Fahrzeuge hingegen setzen überwiegend auf Lithium-Batterien. Damit ist eine Vielzahl von Batterietechnologien im Anwendungsbereich der Elektromobilität in Verwendung.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Die Beobachtung des Marktangebotes an elektrischen Fahrzeugen hat ergeben, dass die nächste Generation von Elektroautos mit Batterien mit höherer Kapazität ausgestattet sein wird. Weiterhin ist ein Trend zu höheren Ladeleistungen mit AC- und DC-Ladetechnik festzustellen. Im Bereich von PKW liegen diese unterhalb von 100 Kilowatt. Für Elektrobusse hingegen werden Ladeleistungen im Bereich von mehreren hundert Kilowatt angestrebt.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Tabelle 53: Übersicht über die vorhandenen Elektroautos nach [131–145]

Hersteller	*Modell*	*Typ*	*Systemleistung (E-Modus) kW*	*Normverbrauch kWh pro 100 km*	*Max. elektr. Reichweite in km (nach NEFZ)*	*Batteriehersteller*	*Zelltyp*	*Kapazität kWh*
Audi	A3 – TFSI e-tron	PH	75	11,4	50	Panasonic / LG Chem	Lithium-Ionen	8,8
	R 8 e-tron	E	230			Panasonic / LG Chem	Lithium-Ionen	42
BMW	i3	E	125	12,9	190	Samsung SDI	Lithium-Ionen	18,8
	i3 RE	E + RE	125	13,5	170	Samsung SDI	Lithium-Ionen	18,8
	225 xe 4x4	PH	65	11,8	39	Samsung SDI	Lithium-Ionen	
	330 e		65	11,0	40	Samsung SDI	Lithium-Ionen	
	i8		96	11,9	37	Samsung SDI	Lithium-Ionen	7
	X5 xDrive 40 e	PH	83	15,3	31	Samsung SDI	Lithium-Ionen	9
Citroen	C-Zero	E	49	13,5	150	GS Yuasa	Lithium-Ionen	16
Ford	Focus Electric	E	107	15,4	162	Panasonic, LG Chem	Lithium-Ionen	23
	CMAX	PH	88	9,4	30	Panasonic, LG Chem	Lithium-Ionen	7,4
Kia	Soul EV	E	81	14,7	212		Lithium-Ionen	27
Mercedes	B 250 e	PH	132	16,6	198	LG Chem	Lithium-Ionen	28
	C 350 e	PH	60	11,0	31	LG Chem	Lithium-Ionen	6,2
	S 500 e	PH	84	13,5	33	LG Chem	Lithium-Ionen	8,7
	GLE 500 e 4M	PH	85	18,0	30	LG Chem	Lithium-Ionen	8,7

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Hersteller	*Modell*	*Typ*	*Systemleis-tung (E-Modus) kW*	*Normver-brauch kWh pro 100 km*	*Max. elektr. Reichweite in km (nach NEFZ)*	*Batteriehersteller*	*Zelltyp*	*Kapazität kWh*
Mitsubishi	i-MiEV	E	49	13,5	150	GS Yuasa	Lithium-Ionen	16
	Outlander 2.0 MIVEC 4x4	PH	120	13,4	52		Lithium-Ionen	12
Nissan	Leaf	E	80	15,0	199	AESC / NEC	Lithium-Ionen	24
	Leaf	E	80	15,0	250	AESC / NEC	Lithium-Ionen	30
	e-NV200	E	80	16,5	167	AESC / NEC	Lithium-Ionen	24
Opel	Ampera	RE	111	13,5	40-80		Lithium-Ionen	16
	Ampera-e (zukünftig)	E			320		Lithium-Ionen	60
Peugeot	iOn	E	49	12,6	150	GS Yuasa	Lithium-Ionen	14,5
Porsche	Panamera S E-Hybrid	PH	70	16,2	36		Lithium-Ionen	9
	Cayenne S E-Hybrid	PH	70	20,8	36		Lithium-Ionen	11
Renault	Kangoo	E	44	14,0	170	AESC / NEC	Lithium-Ionen	22
	Twizzy 45	E	4	5,8		AESC / NEC	Lithium-Ionen	
	Twizzy	E	13	6,3	100	AESC / NEC	Lithium-Ionen	6,1
	ZOE	E	65	13,9	210	AESC / NEC	Lithium-Ionen	23,5
Smart	fortwo ed	E	55	15,1	145	LG Chem	Lithium-Ionen	17
	fortwo brabus ed	E	60	16,3	145	LG Chem	Lithium-Ionen	
Tesla	Model S 70	E	285	18,5	420	Panasonic	Lithium-Ionen	70
	Model S 85	E	285	18,1	500	Panasonic	Lithium-Ionen	85
Toyota	Prius 1.8 VVT-I Plug-in	PH	53	11,0	25	Toyota	Lithium-Ionen	4,4

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Hersteller	*Modell*	*Typ*	*Systemleis-tung (E-Modus) kW*	*Normver-brauch kWh pro 100 km*	*Max. elektr. Reichweite in km (nach NEFZ)*	*Batteriehersteller*	*Zelltyp*	*Kapazität kWh*
Volkswagen	e-up!	E	60	11,7	160	Panasonic, LG Chem	Lithium-Ionen	18,7
	e-Golf	E	85	12,7	190	Panasonic, LG Chem	Lithium-Ionen	24,2
	Golf GTE 1,4 TSI	PH	75	11,4	50	Panasonic, LG Chem	Lithium-Ionen	8,7
	Passat GTE 1,4 TSI	PH	85	12,2	50	Panasonic, LG Chem	Lithium-Ionen	9,9
Volvo	V60 D6 AWD	PH	50	15,1	50		Lithium-Ionen	11,2
	XC90 T8 AWD	PH	64	18,2	43		Lithium-Ionen	9,2

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

5.1.2 Speicher in USV-Anwendungen

Technische Universität München

Systeme zur Unterbrechnungsfreien Stromversorgung (USV-Systeme oder -Anlagen) werden „in allen Bereichen [eingesetzt], wo Störungen im Versorgungsnetz Gefahren für Mensch [(z.B. Krankenhäuser, Flughäfen, Bahnverkehr)] und Umwelt entstehen können, [...]“ [146]. Dabei sind in diesen Bereichen „Sicherheitsstromversorgungsanlagen durch vielfältige Normen und Bestimmungen zwingend vorgeschrieben“ [146]. Darüber hinaus werden USV-Anlagen bei Verbrauchern eingesetzt, deren Ausfall einen erheblichen materiellen und finanziellen Schaden zur Folge hätte. Somit kommen USV-Anlagen in Krankenhäusern, Flughäfen, öffentlicher Stromversorgungsinfrastruktur (Kraftwerke, Umspannwerke), Telekommunikation Anlagen, Rechenzentren, Banken, sensible Industrieproduktion (z.B. Halbleiterfertigung) zum Einsatz.

Um für den Fall der Unterbrechung der öffentlichen Stromversorgung den Betrieb der Verbraucher zu erhalten, wird der in USV-Anlagen vorhandene Energiespeicher benutzt die elektrische Versorgung der Last bei Netzausfall zu übernehmen. Weiterhin dienen USV-Anlagen dazu potenziell schädliche Auswirkungen von Flickern, Spannungsschwankungen oder Oberschwingungen der Versorgungsspannung auf die IT-Infrastruktur zu verhindern. Der in USV-Anlagen enthaltene Leistungsumrichter sorgt für die notwendige Wandlung des Wechselstroms des Netzes und der Verbraucher zu dem auf Gleichstromebene liegenden Batteriespeicher [147]. Die meisten der eingesetzten USV-Anlagen sind in der sogenannten „Online USV“ Topologie aufgebaut und nutzen als Kurzzeitspeicher eine Bleibatterie, da diese Batterietechnologie vergleichsweise geringe spezifische Investitionskosten der Energiespeicherkapazität aufweist. Weiterhin eignen sich Bleibatterien für diese Anwendung, da in der konventionellen Betriebsweise die Batterie keine hohe Zyklenfestigkeit besitzen muss. So wird nach dem SAIDI-Wert (System Average Interruption Duration Index) für 2012 von 15,31 Minuten [148] jede USV-Anlage in Deutschland im Durchschnitt maximal für diese Zeit pro Jahr genutzt und damit kaum zyklisiert. Jedes Batteriesystem in USV-Anlagen muss nach der Norm DIN EN50171 [149] regelmäßig gewartet und auf die Notstrom-Funktionalität geprüft werden. Dies geschieht in der Regel alle 6-12 Monate mit einer vollständigen Ladung und Entladung zur Kapazitätsbestimmung. Ein Austausch der Bleibatterie erfolgt im Durchschnitt alle 7 Jahre, da allein durch die kalendarische Alterung die Batteriekapazität abnimmt und damit die Mindestversorgungsdauer nicht mehr überbrückt werden kann. Als Alternative zu den Batterien wird als Kurzzeitspeichern in manchen Anlagen auch ein Schwungmassenspeicher eingesetzt, die aber mit einer Überbrückungszeit von nur 10-20 Sekunden nur für wenige Anwendungsbereiche in Frage kommen.

In den meisten Anlagen mit einer Verbraucherleistung größer 10 kW werden neben dem Kurzzeitspeicher sogenannte Netzersatzanlagen (NEA) oder Notstromaggregate (NSA) eingesetzt. Diese Systeme bestehen aus einem Verbrennungsmotor (meist Dieselmotoren)

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

die einen Generator zur Stromversorgung im Unterbrechnungsfall antreiben. Diese NSA werden typischerweise als Langzeitspeicher der USV-Anlagen eingesetzt, da mit einem entsprechenden Brennstoffvorrat auch Versorgungsunterbrechungen größer eine Stunde bis typischerweise zu 24 Stunden überbrückt werden können. Allerdings benötigen Notstromaggrete mindestens zehn Sekunden zum Starten und im Extremfall 15 Minuten um die volle Verbraucherleistung übernehmen zu können. Der Batteriespeicher hingegen kann ohne Unterbrechung die Verbraucher versorgen, da die Batterie in der Online USV Topologie zwischen dem öffentlichen Stromnetz und den Verbrauchern geschaltet ist. Damit ist die Kapazität des Batteriespeichers von diesen USV-Anlagen mindestens auf eine Versorgungsdauer von 15 Minuten ausgelegt. Die Leistung der Kurzzeitspeicher ist meist auf die Maximalleistung der angeschlossenen Verbraucher ausgelegt, damit im Unterbrechungsfall keine Leistungsengpässe entstehen. Der Langzeitspeicher hingegen ist bei einer Überbrückungszeit von 24 Stunden auf circa 90 % der Maximalleistung ausgelegt, da bestimmte nicht systemrelevante Verbrauchergruppen abgeschaltet werden können. Im Folgenden soll nur die Kapazität des Batteriespeichers betrachtet werden, da nur dieser Energiespeicher der USV-Anlage für eine alternative Nutzung analysiert werden soll.

Zur Darstellung der Energiespeicherkapazitäten und der weiteren Potentiale von USV-Anlagen wurde für dieses Arbeitspaket eine Recherche zu den in Deutschland installierten USV-Systemen durchgeführt. Dabei ist deutlich geworden, dass keine gesicherten Aussagen zu der absolut installierten Anzahl und Größe der USV-Systeme in Deutschland möglich sind. Es gibt nur wenig Literatur oder Studien die über alle Branchen hinweg die vorhandenen Systeme erfassen und beschreiben. Deswegen wurde über den direkten Kontakt, mit Firmen oder Institutionen die diese Systeme nutzen und mit Firmen die diese Systeme herstellen und liefern, Informationen zu den USV-Systemen gesammelt. Für bestimmte Gruppen wie zum Beispiel Krankenhäuser oder bestimmte Telekommunikationsanlagen konnten Informationen zu den USV-Systemen gewonnen werden. Mit der Anzahl, der jeweiligen Größe sowie der jeweiligen Auslegungsdauer zur Notstromversorgung existieren Kennzahlen, womit ein typisches USV-System beschrieben werden kann. In der folgenden Tabelle 54 sind dazu links die Referenzsysteme mit der jeweiligen Anzahl $D_{\mathrm{c,Ref}}$ und der jeweiligen Batteriespeicherkapazität C_{ref} aufgetragen. Anhand der Gesamtanzahl $D_{\mathrm{c,Ges,\ Anw}}$ erfolgt dann die Hochrechnung auf die gesamte in Deutschland vorhandene Kapazität $C_{\mathrm{Ges,\ Anw}}$ in dem jeweiligen Anwendungsbereich mit folgender Formel:

$$C_{\mathrm{Ges,\ Anw}} = C_{\mathrm{Ref}} \cdot \frac{D_{\mathrm{c,Ges,\ Anw}}}{D_{\mathrm{c,Ref}}} \tag{10}$$

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Tabelle 54: Abschätzung der Batteriespeicherkapazitäten für Krankenhäuser und Telekommunikation in Deutschland

Referenzsystem	*Anzahl / Batteriekapazität* $D_{c,Ref} / C_{ref}$	*Gesamtanzahl* $D_{c,Ges,\ Anw}$	*Hochrechnung* $C_{Ges,\ Anw}$
Kabel Deutschland	250.000 Kunden 70 kWh	Telekommunikation 28,3 Mio. Kunden	2.416 MWh
Deutsche Telekom	12,4 Mio. Kunden 1.080 MWh		
Uniklinikum München	2.322 Betten 190 kWh	Krankenhäuser 501.475 Betten	41 MWh
		Gesamt	2.457 MWh

Für die Krankenhäuser kann anhand der Bettenzahl aller Krankenhäuser in Deutschland eine gute Abschätzung ausgehend von der Batteriespeicherkapazität der USV-Anlage des Uniklinikums München getroffen werden. Bei der Telekommunikation erfolgt die Hochrechnung anhand der Anzahl aller Telekommunikationskunden in Deutschland. Dabei ist Gesamtkapazität mit 2.416 MWh mit Vorsicht zu betrachten: Laut [150] besitzt die Deutsche Telekom zwar über zahlreiche Anlagen mit zusammengenommen circa 1.080 MWh Batteriespeicherkapazität. Allerdings handelt es sich hierbei sehr wahrscheinlich um relativ alte Bleibatterien, die früher in den Vermittlungsstellen zur Versorgung des analogen Telefonnetzes als USV-Anlagen eingesetzt wurden. Es wird bezweifelt, dass diese Batterien heute noch die gleiche Kapazität aufweisen. Eine weitere vergleichende Abschätzung der Energiespeicherkapazitäten kann anhand des Stromverbrauchs der Telekommunikations-infrastruktur getroffen werden. So verbrauchten laut [98] in 2005 die Rechenzentren 5,8 TWh pro Jahr und die Mobilfunkstationen 1,7 TWh pro Jahr, insgesamt 7,5 TWh und hatten einen durchschnittlichen Leistungsbedarf von 400 MW. Eine Skalierung auf das Jahr 2012 kann mit dem in [151] aufgeführten Jahresverbrauch der Rechenzentren und Servern mit 9,7 TWh für 2011 getroffen werden: Somit ergeben sich 669 MW als durchschnittliche Last womit mit einer angenommenen Überbrückungszeit von 15 Minuten die Batteriespeicher in diesen Systemen eine Energiespeicherkapazität von 167 MWh besitzen. Damit erscheint die oben genannte Batteriespeicherkapazität der USV-Anlagen in der Telekommunikations-infrastruktur in Deutschland von 2.416 MWh als deutlich zu hoch.

Für die weiteren Anwendungsbereiche von USV-Anlagen können keine verlässlichen Aussagen auf die Gesamtkapazität der Batteriespeicher in Deutschland gemacht werden, da keine öffentlich verfügbaren Informationen zu diesen Systemen existieren und nur wenige Betreiber von Referenzsystemen Aussagen zu den USV-Anlagen getroffen haben. Allerdings kann anhand der in [152] getroffenen Abschätzung der Leistung aller Netzersatzanlagen von 2144 MW die Kapazität der Batteriespeicher ermittelt werden. Mit einer angenommenen mittleren Überbrückungszeit von 15 Minuten ergibt sich damit eine Gesamtkapazität aller Batteriespeicher in USV-Anlagen in Deutschland von 536 MWh. Da diese Zahl zwischen der

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

relativ genau ermittelten Kapazität der Rechenzentren sowie Servern mit 167 MWh und der in eigener Recherche ermittelten Zahl von 2.457 MWh liegt, sollen die 536 MWh als gesamte Batteriespeicherkapazität in USV-Anlagen in Deutschland für die weiteren Auswertungen verwendet werden.

5.1.3 Sonstige Energiespeicher

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme

Im Rahmen dieses Arbeitspakets werden nicht alle Batterietechnologien untersucht, nur jene die einer gewissen technischen Entwicklungsstufe genügen und eine entsprechende Dimensionierung für die Anwendung auf Verteilnetzebene vorweisen. Der Fokus liegt hier auf den Heimbatteriespeichern. Die Auswahl wird deshalb auf die folgenden vier markttypischen Batterietechnologien eingegrenzt:

- Bleibatterie (PbB)
- Lithium-Ionen-Batterie (stationär) (LiB)
- Natrium-Schwefel-Batterie (NaSB)
- Vanadium-Redox-Flow-Batterie (VRFB)

Die Bewertung von Batterietechnologien in den jeweiligen Anwendungen ist eine komplexe und schwierige Aufgabe, die eine große Bandbreite an technischen Kenntnissen und an Systemwissen voraussetzt. Daher wird im Rahmen dieser Arbeit eine Befragung verschiedener Experten durchgeführt, welche die Klassifizierung und Bewertung von Batteriespeichern als Ziel hat. Batteriespeicher können durch verschiedene Kriterien bewertet werden. Diese Kriterien beinhalten ökologische, technische und ökonomische Aspekte (vgl. Abbildung 106).

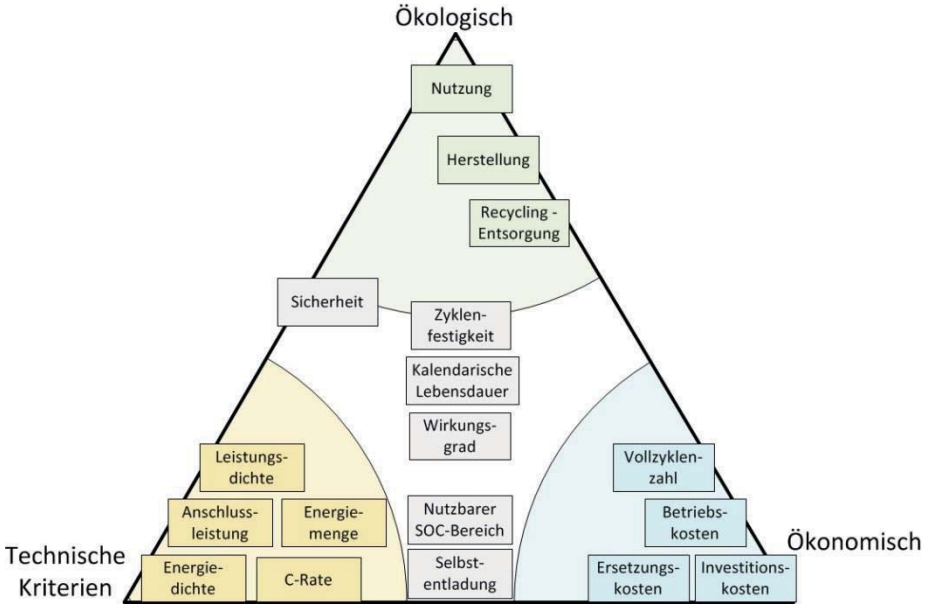


Abbildung 106: Einteilung von Kriterien für Batteriespeicher nach ökologischen, ökonomischen und technischen Aspekten

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Die Batteriespeicher im Zuge einer Expertenbefragung unter all diesen interdisziplinären Kriterien zu bewerten, würde einen hohen Aufwand für die befragten Experten bedeuten. Deshalb wurden im Folgenden die vier marktrelevanten Batteriespeicher ausschließlich nach den Kriterien in Tabelle 55 mittels einer Expertenbefragung bewertet. einer geringen Rücklaufquote resultieren

Tabelle 55: Kriterien zur Einteilung von Batteriespeichern in einer stationären Anwendung

Kalendarische Lebensdauer	In Jahren
Zyklenfestigkeit	Anzahl der Zyklen
Investitionskosten	Die spezifischen Investitionskosten in € pro kWh
Wirkungsgrad	Energetischer Wirkungsgrad der Batterie bezogen auf den DC-Bus
Selbstentladung	Selbstentladung in % pro Monat
Energiedichte	Volumetrische Energiedichte in Wh/l
Sicherheit	Eigensicherheit des Batteriesystems
Marktreife	Entwicklungsgrad des Batteriespeichers

Die Abbildung 107 zeigt das Bewertungsbild der verschiedenen Batteriespeicher für alle Kriterien durch die Expertenbefragung auf. Jede Batterie hat ihre Stärken und Schwächen. So ist die Bleibatterie gekennzeichnet durch geringe Zyklenfestigkeit, nied-rige kalendarische Lebensdauer und einem mittelmäßigen Wirkungsgrad. Positive Eigenschaften von PbB sind die niedrigen Investitionskosten und dass sie eine hohe Sicherheit bzw. Marktreife besitzen. NaSB haben eine hohe Energiedichte, sind jedoch sonst eher im mittleren Bereich zu finden. VRFB bestechen durch eine hohe Zyklenfestigkeit und eine hohe kalendarische Lebensdauer. Zudem ist die Selbstentladung sehr gering und die Sicherheit sehr hoch. In den Kriterien der Energiedichte, der Marktreife und den Investitionskosten ist die VRFB auf den hinteren Plätzen zu finden. Die LiB ist zumeist ganz vorne oder weit vorne anzutreffen. Gerade der Wirkungsgrad sticht dabei heraus.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

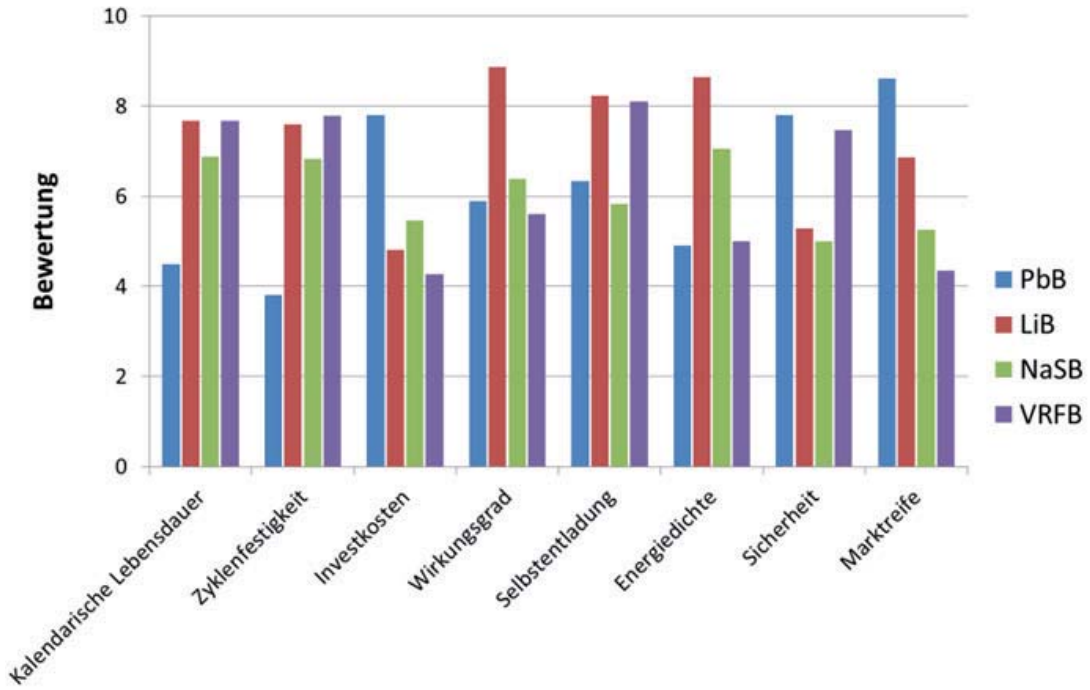


Abbildung 107: Bewertung der Batterietechnologien bezüglich der ausgewählten Kriterien für stationäre Anwendungen

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

5.2 Evaluation möglicher Betriebsweisen zur alternativen Nutzung

5.2.1 Betriebsführung sonstiger Energiespeicher im Verbund

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme

Mit dem Fokus auf Heimspeicher können die möglichen zusätzlichen Dienstleistungen betrachtet werden. Netzdienstleistungen werden im Verteilnetz vom Verband der Netzbetreiber [107] als Systemdienstleistungen bezeichnet und in vier Gruppen eingeteilt. Sie sind in nachfolgender Tabelle beschrieben.

Tabelle 56: Erläuterungen zu den Netzdienstleistungen

Die Frequenzhaltung	Sie sorgt für die Stabilität der im Netz vorhandenen Grundfrequenz von 50 Hz. Hierzu wird seitens des Netzbetreibers Regelleistung ausgeschrieben.
Die Spannungshaltung	Sie stellt sicher, dass die Toleranzen der für ein Netz vorgeschriebenen Spannung eingehalten werden. Hierzu wird unter anderem Blindleistung zur Verfügung gestellt.
Der Versorgungswiederaufbau	Es ist Aufgabe des Netzbetreibers, die vorschrifts-mäßige Versorgung nach einem Ausfall möglichst schnell wieder herzustellen.
Die Betriebsführung	Sie umfasst alle sonstigen Aufgaben wie z. B. Abrechnung, Bilanzierung, Koordinierung und Bereitstellung von Leitstellen.

Hierbei sind im engeren Sinne die Frequenz und die Spannungshaltung als Einsatzfeld für stationäre Batterieheimspeicher zu sehen. Heutzutage werden die benötigten Regelleistungen zentral über eine dafür eingerichtete Internetseite per Ausschreibung gehandelt und nach vorher festgelegten Verfahren abgerufen. Einzige Ausnahme hierbei ist die Momentanreserve.

Das Fehlen von **Momentanreserve** stellt nicht nur die bewährten Schutzkonzepte in Frage, sondern führt auch dazu, dass Kurzzeitschwankungen, die heutzutage noch abgefangen werden, immer stärker ins Gewicht fallen. Andere Formen der Regelenergie müssen somit immer häufiger abgerufen werden. Die Kosten für ein stabiles Netz können alleine dadurch steigen. Es ist also denkbar, dass die Vorhaltung von Momentanreserve durch PV-BSS heute bereits nach Absprache mit dem Netzbetreiber vergütet werden könnte.

Die **Primärregelenergie** wird durch Ausschreibung auf der Internetseite https://www.regelleistung.net in Wochenintervallen gehandelt. An der Erbringung dürfen nur Anlagen teilnehmen, die sich präqualifiziert haben. Es dürfen auch so genannte Pools

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

von mehreren Anlagen die geforderte Leistungsänderung von mindestens ±1 MW erbringen. Dann ist jedoch zu gewährleisten, dass nur ein Ansprechpartner für den jeweiligen Auftraggeber existiert. Hier können Batterieheimspeicher im Pool eingesetzt werden.

Eine Anlage zur Erbringung von **Sekundärregeleistung** muss im Vergleich zur Primärregelleistung auch ein größeres Leistungsband zur Verfügung stellen. Es muss zur Teilnahme an der Ausschreibung mindestens eine Leistungsveränderung von 5 MW zur Verfügung stehen. Dies ist gleichzeitig die Maximalgröße eines Pools. Sie muss außerdem in der Lage sein, den jeweiligen Zustand über längere Zeit zu halten. Zur Erbringungszeit werden keine Einschränkungen gemacht, was zur Folge hat, dass die Anlage theoretisch über die gesamte Zeitscheibe eines Tages im jeweiligen Zustand fahren können müsste.

Minutenreserveleistung soll im Netz die großen Schwankungen ausgleichen. . Die Erbringung durch einen Pool ist auch für diese Regelleistung erlaubt, jedoch darf nur innerhalb einer Regelzone ein beliebig großer Pool gebildet werden. Die Mindestangebotsgröße beträgt hierbei ebenfalls 5 MW. Solange nicht mehrere Zeitscheiben gleichzeitig für eine Anlage bezuschlagt wurden, beträgt die maximale Erbringungszeit 4 Stunden.

Die vorangegangenen Betrachtungen lassen einige Szenarien erkennen, die für die Erweiterungen der Funktionen von PV-BSS interessant sein könnten. Es müssen nun Möglichkeiten gefunden werden, die Funktionen in einen optimierten Nutzungsablauf der PV-BSS einzubetten.

Die Möglichkeiten, die Nutzung von PV-BSS zu optimieren, sind am Fraunhofer ISE analysiert worden. Mit Hilfe der Software Dymola wurden hier Jahressimulationen erstellt. Zur Simulation von möglichst realistischen Werten wurde ein auf 1 kWp normiertes, reales Erzeugungsprofil einer PV-EZA aus dem Jahr 2012 und ein vom BDEW erzeugtes Standardlastprofil eines Wohnhauses genutzt.

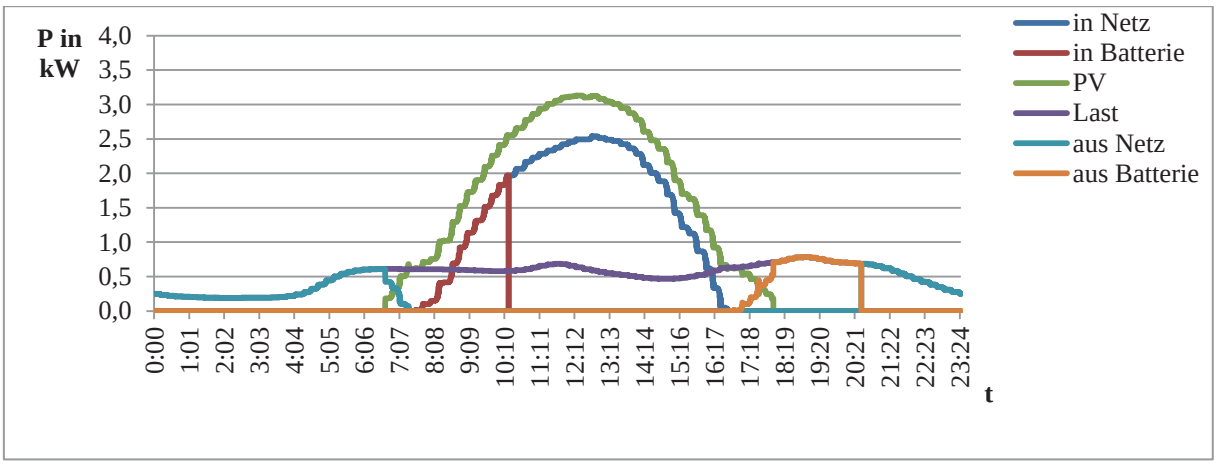


Abbildung 108: Beispiel der simulierten Leistungsverläufe eines PV-BSS mit 4 kWp PV-EZA und 4 kWh Blei-BSS an einem sonnenreichen Tag im September

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Die Abbildung 109 zeigt einen denkbaren Ablauf für eine wetterabhängige und frequenzgesteuerte Netzdienstleistung auf. Die Schritte, welche heute bereits von einigen PV-BSS geleistet werden, sind wieder grün unterlegt. Orange sind die Schritte, welche noch nicht geleistet werden. Gelb zeigt wieder den vom Betreiber nicht erwünschten, weil Verlust erzeugenden Stillstand. Rot ist die vom Gesetz und Norm her verbotene Netzeinspeisung, da bei dieser Betrachtung primär aus dem Netz geladen werden soll. Es wird in dieser Betrachtung wieder dem Eigenverbrauch der Vorrang gewährt. Das netzdienliche Peakshaving ist bei dieser Vorgehensweise vorausgesetzt. Zusätzlich kann das BSS die Einspeisung in das Netz glätten, indem es unvorhergesehene Last- oder Einspeiseschwankungen ausgleicht.

Abhängig von der Rechenleistung der im BSS genutzten CPU kann nach jedem Schritt oder am Ende eines Pfades wieder von oben angefangen werden.

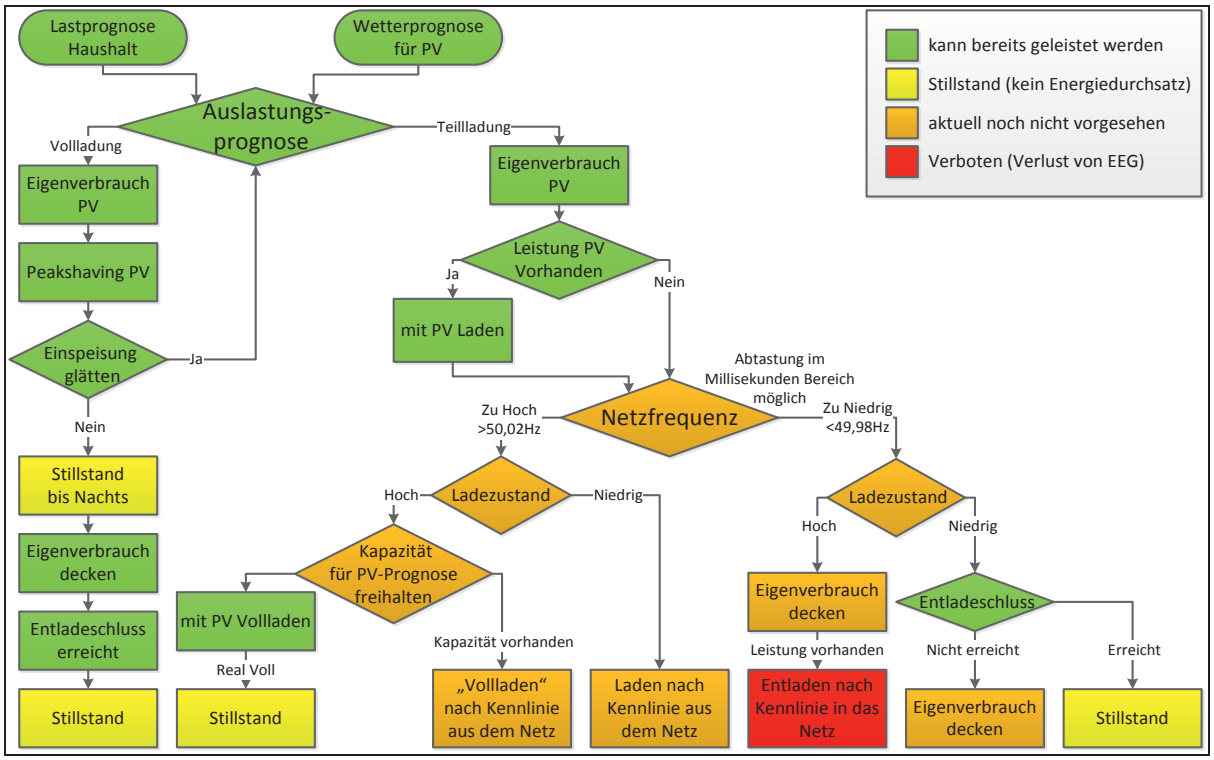


Abbildung 109: Ablauf der wetter- und frequenzgesteuerten Netzdienstleistung

Bei der Betrachtung der aktuellen Vorschriften für den Bereich der PV-BSS kann man feststellen, dass eine eindeutige und allgemeingültige Regelung für den Betrieb dieser Anlagen fehlt. Das Zusammenspiel verschiedenster Normen, Richtlinien und Gesetze führt zwar zu einem für bestimmte Fälle eindeutigen Ergebnis, jedoch sind die jeweiligen Regularien nicht immer für alle BSS und alle Betriebsweisen zutreffend.

Eine genaue Angabe von Kosten und Nutzen der einzelnen Überlegungen wird jedoch auch durch die schlechte Verfügbarkeit von Informationen und Daten über die bereits verwendeten PV-BSS erschwert. Eine Folge davon ist, dass die Nutzungsmöglichkeiten immer

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

an die jeweiligen Anschlussumgebungen und die genauen Parameter der genutzten PV-BSS angepasst werden müssen.

Abgesehen von den regulatorischen Einschränkungen bieten PV-BSS in der reinen Eigenbedarfsorientierung noch große Potentiale für eine erweiterte Nutzung. Die Größe und Ausgestaltung dieser Potentiale hängt nicht nur von den genutzten PV-BSS, sondern auch von anderen, meist äußeren Einflüssen ab. Die Wetterabhängigkeit macht hier den größten Anteil aus, jedoch ist auch der Verbrauch des Haushaltes ein zu beachtender Einfluss. Somit können durch eine genaue Bestimmung der äußeren Einflüsse die Nutzungsmöglichkeiten maßgeblich erweitert werden.

5.2.2 Betriebsführung USV-Anlagen

Technische Universität München

Um im Falle einer Versorgungsunterbrechung möglichst lange die Versorgung der angeschlossenen Verbraucher zu überbrücken, werden die Batteriespeicher dazu dauerhaft im vollgeladenen Zustand gehalten [153]. Bleibatteriespeicher sind für diese Betriebsweise besonders geeignet, da im sogenannten Ladeerhaltungsbetrieb keine erhöhte Alterung im Vergleich zu Lithium-Ionen Batteriesystemen auftritt.

Für die spätere Auswertung des alternativen Betriebs wird hier für die jeweilige Anwendung der minimale Ladezustand $SOC_{\mathrm{min,Anw}}$ (engl.: state of charge, SOC) der USV-Anlage errechnet, welcher den Restenergieinhalt der Anlage repräsentiert, der für den Notfallversorgungszweck notwendig ist. Dafür wird der Sicherheitsfaktor S_{Anw} verwendet, welcher den minimalen Ladezustand vom Best-Case-Szenario auf das Worst-Case-Szenario erweitert und somit die Anlage weiter absichert. Ein Best-Case-Szenario beschreibt, dass mit der restlichen in der USV-Anlage enthaltenen Energie die NSA-Anlage genau einmal hochgefahren wird, bevor die NSA-Anlage die Versorgung übernehmen muss. Mit einem beispielhaften Sicherheitsfaktor von $S_{\mathrm{Anw}} = 5$ ergibt sich das Worst-Case-Szenario, womit ein Notstromaggregat das fünffache der eigentlich notwendigen Zeitspanne hat um die Versorgung der Verbraucher zu übernehmen. Damit errechnet sich der minimale Ladezustand des Batteriespeichers wie folgt:

$$SOC_{\mathrm{min,Anw}} = S_{\mathrm{Anw}} \cdot \frac{t_{\mathrm{Ablösung,\ Anw}}}{t_{\mathrm{max\ Versorgungsdauer,\ Anw}}} \tag{11}$$

Die Zeit $t_{\mathrm{Ablösung,\ Anw}}$ stellt hierbei die Zeit dar, die mindestens nötig ist bis das NSA oder eine andere Stromerzeugungsanlage die USV in ihrer Versorgung ablöst und $t_{\mathrm{max\ Versorgungsdauer,\ Anw}}$ die Zeit, welche eine voll geladene USV ihre angeschlossenen Verbraucher alleine versorgen kann. Die maximale Versorgungsdauer ist in der Regel deutlich größer als die Ablösungszeit, da bei der Dimensionierung sowohl das Worst-Case-Szenario beachtet wird, als auch eine Überbrückungszeit ohne das Starten des Generators, um bei einem kürzeren Stromausfall den unnötigen Betrieb des NSA zu vermeiden. Die

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Batteriespeicherkapazität in USV-Anlagen von Krankenhäusern ist meist auf maximale Versorgungsdauern von 60 Minuten ausgelegt, in Telekommunikationsanwendungen auf 30 Minuten und Rechenzentren auf 15 Minuten. Die kurzzeitige Überbrückung ohne Inbetriebnahme des Generators ist jedoch im Sicherheitsfaktor bereits beachtet. Ein solches System, welches einen weitaus größeren Energieinhalt besitzt als eigentlich notwendig, wird als überdimensioniert bezeichnet. Ein System, dessen $SOC_{\min}$ nahe dem maximalen Ladezustand $SOC_{\max} = 100\ \%$ liegt, ist für eine alternative Verwendung ungeeignet und wird deshalb als für alternative Zwecke als unterdimensioniert bezeichnet. Die Grenze des minimalen Ladezustands für Unterdimensionierung liegt bei 80%, weil dieser dem definierten Energieinhalt der Batterie am Ende der Lebensdauer entspricht und damit eine alternative Nutzung ausgeschlossen wäre. Da der minimale Ladezustand $SOC_{\min}$ vom Energieinhalt der Batterie abhängt, welcher sich allerdings aufgrund der Alterung kontinuierlich verringert, muss der $SOC_{\min}$ regelmäßig der Alterung angepasst werden.

Ziel der alternativen Nutzung von USV-Anlagen ist es, neben der Notstromabsicherung zusätzliche Einnahmen mit der Batteriespeicherkapazität zu generieren. Denkbar sind Anwendungen am Regelleistungsmarkt, Arbitrage-Handel am Strommarkt, Peak-Shaving der angeschlossenen Verbraucher zur Reduktion der Leistungspreise, Vergütung für den Lastabwurf der angeschlossenen Verbraucher oder andere netzdienliche Betriebsweisen. Zur Auswertung der alternativen Nutzung wurde ein Matlab-Simulink Systemmodell entwickelt mit dem verschiedene alternative Betriebsszenarien neben dem Notstrombetrieb für USV-Anlagen analysiert werden können. Dabei können Anwendungen wie der Einsatz des Speichers am Regelleistungsmarkt oder am Intra-Day-Handel der europäischen Strombörse EPEX einzeln und in Kombination simuliert und ausgewertet werden. Beispielhaft ist dazu in folgender Abbildung 110 der Speicherbetrieb zur Bereitstellung von Primärregelleistung für einen exemplarischen Monat dargestellt.

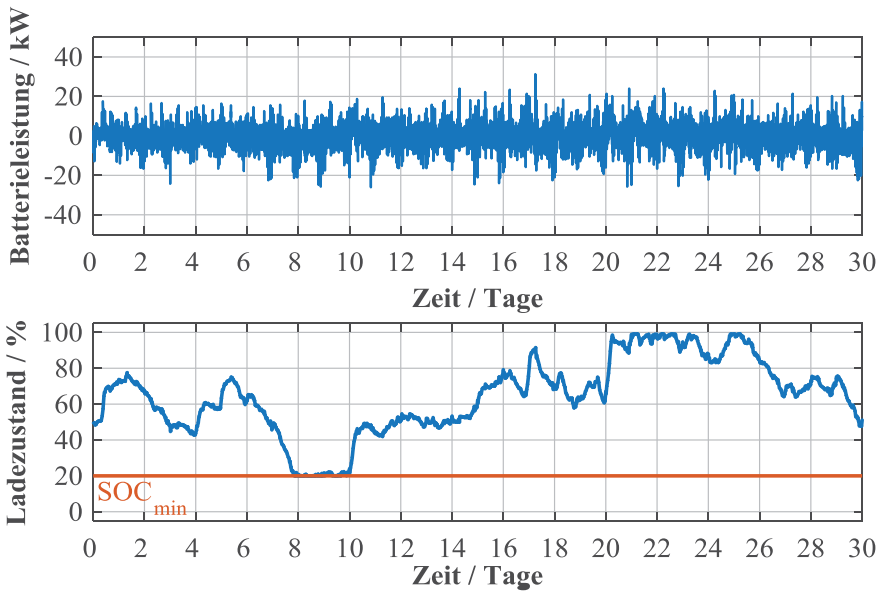


Abbildung 110: Energiespeicherbetrieb zur Bereitstellung von Primärregelleistung

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Hierbei wird ein Batteriespeicher mit einer Kapazität von 100 kWh betrachtet. Zur Absicherung des Notstrombetriebs einer hier exemplarischen dimensionierten USV-Anlage ist $SOC_{\min}$ mit einem Ladezustand von 20 % definiert. Mit diesem Grenzwert kann maximal eine Primärregelleistung von 50 kW angeboten werden, da sonst innerhalb eines Jahresverlaufs die Sollvorgaben nicht an jedem Zeitpunkt erfüllt werden können oder der minimale Ladezustand von 20 % unterschritten wird. Anhand des zeitlichen Verlaufs der Netzfrequenz stellt der Speicher nach der vorgegebenen Leistungs-Frequenz-Statik [33, 34] Regelleistung zur Verfügung, was im oberen Diagramm dargestellt ist. Der sich ergebende Ladezustandsverlauf ist im unteren Diagramm zu sehen. Im Verlauf des Ladezustands ist zu erkennen, dass der Ladezustand nie unter 20 % fällt. Es kann gezeigt werden, dass mit einer entsprechenden Betriebsweise über ein ganzes Jahr Primärregelleistung angeboten werden kann ohne den Notstrombetrieb zu gefährden. Eine wirtschaftliche Auswertung erfolgt nicht, da für jede Anwendung die Dimensionierung und damit der nutzbare Ladezustandsbereich anders ausfällt. Weiterhin kann geschlussfolgert werden, dass Batteriespeicher in USV-Anlagen theoretisch für jede andere alternative Anwendung genutzt werden können. Hierbei muss jeweils der Betrieb auf den nutzbaren Kapazitätsbereich begrenzt werden, der jeweils von der Dimensionierung der USV-Anlage abhängt.

5.2.3 Evaluation möglicher Betriebsweisen von Elektroautos

Fraunhofer-Institut für Windenergie- und Energiesystemtechnik

In verschiedenen Forschungsprojekten wird neben dem gesteuerten Laden die Energierückspeisung mit Elektrofahrzeugen erprobt.

Eigenverbrauch

Hierbei wird die Fahrzeugbatterie über einen Stromrichter mit dem elektrischen Netz beispielsweise eines Hauses oder einer Liegenschaft verbunden. Durch diese DC-Kopplung sind sowohl die Ladung aus dem Netz als auch die Entladung der Batterie in das Netz möglich. Die Rückspeisung der Energie aus der Batterie kann dabei verschiedene Ziele verfolgen. Ein Ziel ist die Nutzung von selbst erzeugtem Photovoltaikstrom. Hierbei wird tagsüber überschüssiger PV-Strom über die Ladestation in die Fahrzeugbatterie eingespeichert und in den Abend- und Nachtstunden der Batterie für die Eigenversorgung wieder entnommen. Dabei verbleibt im Allgemeinen eine definierte Energiemenge im Speicher, um ein Mindestmaß an Mobilität sicherzustellen.

Insellösungen

Die Versorgung von elektrischen Einzellasten grundsätzlich zu unterscheiden. Bei dieser Nutzung der Fahrzeugbatterie wird über einen inselnetzfähigen Stromrichter die Versorgung von einzelnen Geräten fernab von elektrischen Versorgungsnetzen ermöglicht. Diese Anwendung ist insbesondere im Freizeitbereich (z.B. Camping) oder der Stromversorgung in Krisenfällen von Bedeutung.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Systemdienstleistungen

Die Nutzung von Batteriespeichern von Elektrofahrzeugen für die Bereitstellung von Netzdienstleistungen ist eine interessante Option, die in verschiedenen Forschungsprojekten untersucht wird. Dabei variieren die Anwendungs- und Geschäftsmodelle. In dem vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) geförderten Forschungsvorhaben INEES wird die intelligente Netzanbindung von Elektrofahrzeugen zur Erbringung von Systemdienstleistungen für den Strommarkt theoretisch und praktisch in einem Flottenversuch untersucht. Durch die Bündelung von vielen Elektrofahrzeugen zu einem virtuellen, räumlich verteilten Großspeicher wird ein Angebot für den Regelenergiemarkt bereitgestellt. In einem anderen Vorhaben wollen die Unternehmen Daimler und enercity (Stadtwerke Hannover AG) Batterien bewirtschaften, die u.a. für die Ersatzteilversorgung von Elektrofahrzeugen vorgehalten werden müssen. Die einzelnen Batteriemodule sollen räumlich zentral zu einem modular aufgebauten Großspeicher integriert werden, der wiederum am Strommarkt teilnehmen kann. Bezogen auf den Lebenszyklus einer Batterie deckt dieses Konzept die Lebensphasen vor und nach dem Einsatz im Elektrofahrzeug ab. Beide Projektansätze bieten damit zusammengenommen ein Konzept für die zeitgleich Mehrfachnutzung von Batterien, sowohl in der Mobilitäts- als auch der Energiewirtschaft.

Parallel zu den oben beschrieben technischen Konzepten zur mehrfachen Nutzung der Batteriespeicher finden deutlich verstärkte Diskussionen um die Umweltverträglichkeit von Kraftfahrzeugen, insbesondere deren Schadstoffbelastung und wie diese vermieden werden können, statt. Die mündete u. a. in Vorgaben für einen maximal zulässigen Ausstoß von Kohlendioxyd-Emissionen. Ab dem Jahr 2021 werden diese nochmals verschärft auf einen Wert von 95 g CO_2/km Anforderungen an die maximal zulässigen Kohlendioxyd-Emissionen für Fahrzeugflotten in Kraft treten. Spätestens ab diesem Zeitpunkt muss mit einer stark steigenden Anzahl von Elektrofahrzeugen gerechnet werden. Erste europäische Regierungen (Norwegen, Niederlande) haben sich bereits für ein zukünftiges Zulassungsverbot für Benzin und Dieselfahrzeuge ab dem Kalenderjahr 2025 ausgesprochen. Dies bedeutet nochmals eine Verschärfung hinsichtlich der Nutzung bisheriger Treibstoffe und eine klare Unterstützung für alternative Treibstoffe, insbesondere der batterieelektrischen Konzepte.

Mit den oben beschrieben Entwicklungen lässt sich zusammenfassend vermuten, dass die vorrangig für die Mobilität geplanten Batteriespeicher aufgrund ihrer stark steigenden Anzahl mittel- und langfristig einen wesentlichen Einfluss auf die elektrische Energiespeicherung haben werden.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

5.3 Modellierung und Simulation in einem Netzsegment

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme

Die Betriebsführungsstrategien aus AP 5.2 werden in einer Simulation für ein Verteilnetzsegment angewendet. Daraus soll die Zweckdienlichkeit der jeweiligen Strategie bewertet werden.

Für die Netzsimulation wurde ein Verteilnetz mit hoher Belastung von fluktuierenden Energieerzeugern ausgesucht. Die Uni Magdeburg stellte die Verteilnetzdaten zur Verfügung. Das Verteilnetz wurde in der Simulationsumgebung DigSilent PowerFactory eingepflegt und getestet, indem zeitlich diskrete Jahressimulationen durchgeführt wurden. Das Verteilnetz zeichnet sich durch einen hohen Anteil von erneuerbaren Energien und einem ländlichen Charakter aus.

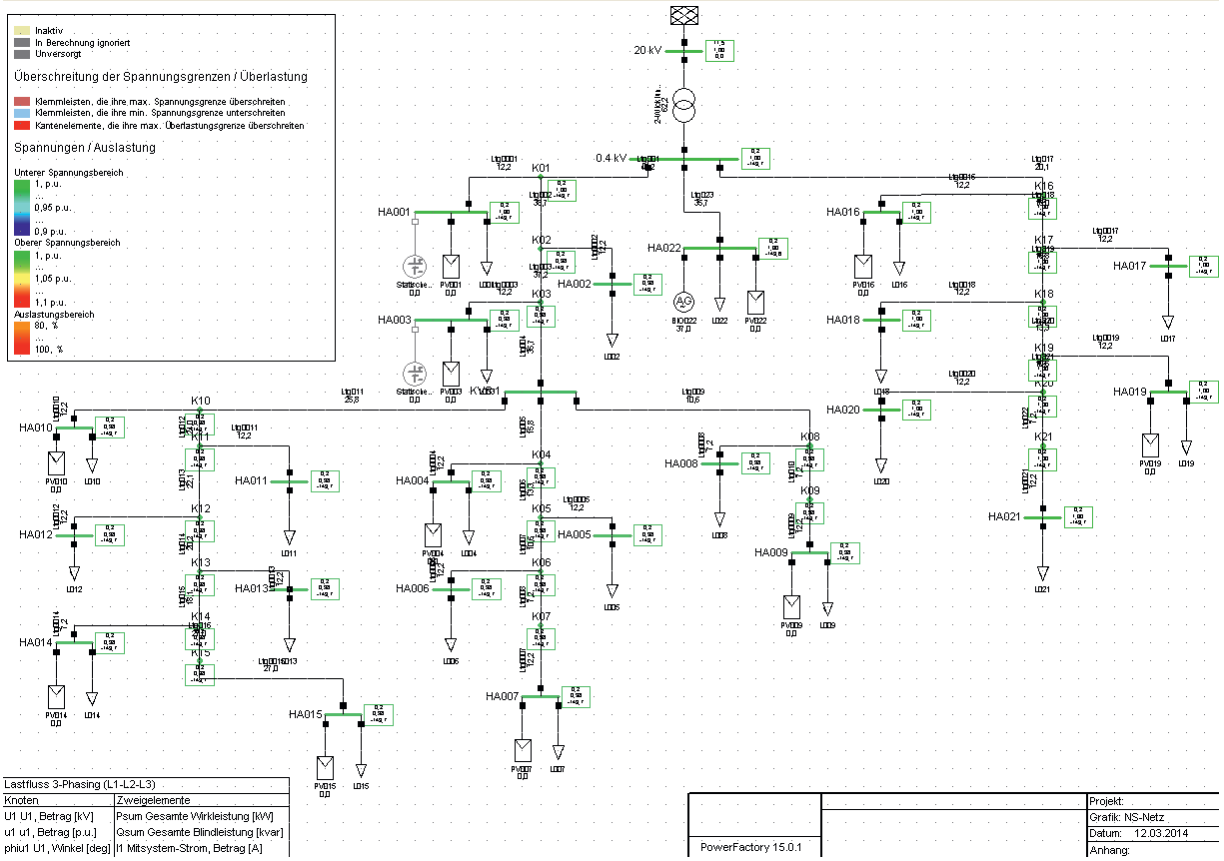


Abbildung 111: Simulationsoberfläche von PowerFactory mit dem implementierten Verteilnetz der OvGU

Die Jahressimulation zeigt, dass gerade im Sommer eine verstärkte Auslastung des Transformators vorherrscht. Jedoch ist diese noch im tolerierbaren Bereich. Erst ab einer höheren Penetration von PV-Leistung wird die Auslastung in kritische Bereiche kommen die durch Batteriespeicher ausgeglichen werden könnten.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Im Folgenden wurden weitere Simulationen zur Integration der Batterien in das Verteilnetz mit den Betriebsführungsstrategien aus 5.2 in der Software PowerFactory durchgeführt.

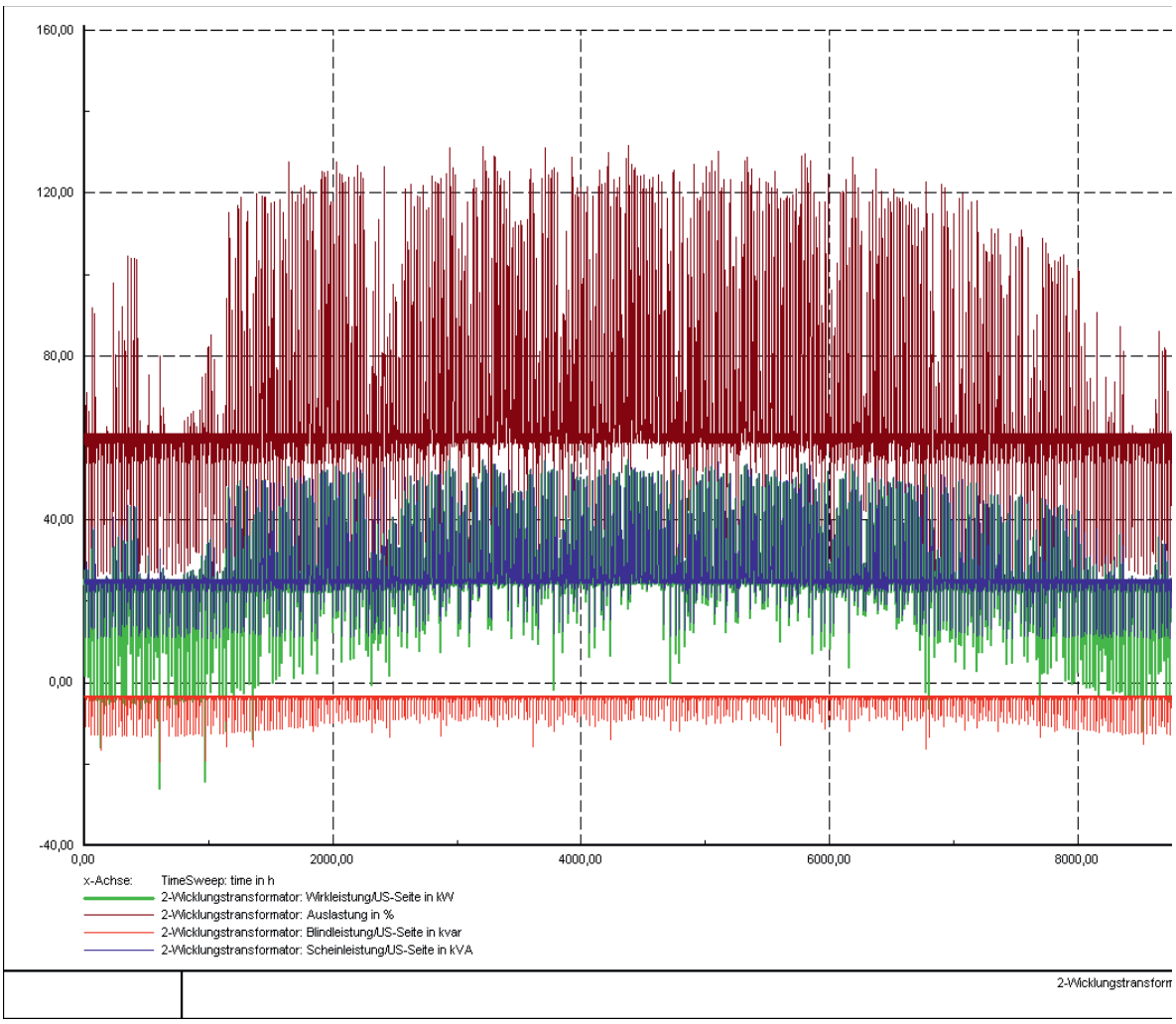


Abbildung 112: Auslastung des Transformators im Normalbetrieb über ein Jahr (Zeitachse wird in Sekunden angegeben)

Die PowerFactory Simulationen werden als Quasi – dynamische Simulationen durchgeführt. Mit dieser Berechnungsmethode wird für jeden Datenpunkt eine Lastflussberechnung gemacht. Diese Berechnungen werden zu einem Jahresprofil zusammengestellt. Die Auflösung der Berechnung beträgt 15 min. Zur Dimensionierung wurden 3 Fälle durchgeführt. Die Simulationen wurden ohne Batteriespeicher im Modell durchgeführt um die Auslastungen am Transformator zu erkennen.

1. 1 x PV Leistung
2. 1,5 x PV Leistung
3. 2 x PV Leistung

In den Berechnungen wird die Belastung des Trafos kontrolliert. Ab einer Belastung von 80 % soll je nach Leistungsfluss eine Batterie geladen oder entladen werden. Anhand des Leistungsflusses wird jeweils ein Profil für den Ladefluss und für den Entladefluss erstellt.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Diese Profile sind als csv - Datei für ein Jahr berechnet, und werden anschließend mit EXCEL betrachtet.

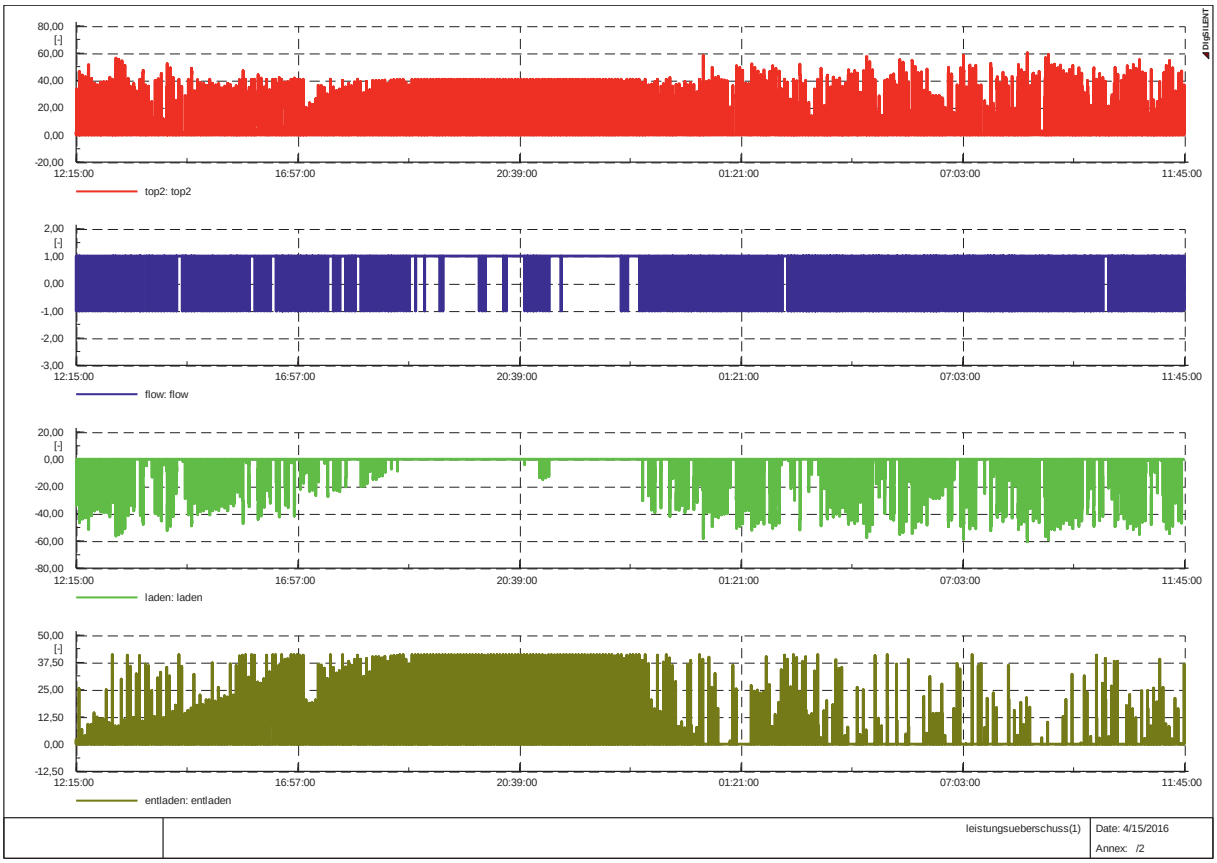


Abbildung 113 Jahresprofil vom 15.August 2012 bis 16. August 2013

Abbildung 113 zeigt die Auslastung über ein Jahr bei doppelt installierter PV (Fall 3) (Verhältnis PV in Bezug zu Abbildung 112). Dabei zeigt die erste Zeile die Auslastung über 80 % des Transformators an, die zweite Zeile ob die Auslastung mit einem Stromfluss in Richtung externes Netz größer als 80 % ist mit einer -1 und einer Auslastung größer 80 % in Richtung betrachteten Verteilnetz mit einer 1. Entsprechend zeigt die dritte Zeile das Laden der Batterie bei zu hoher Auslastung aufgrund von PV- Einspeisung, oder in der 4ten Zeile das Entladen der Batterie um den Trafo zu entlasten bei zu hoher Last im betrachteten Verteilnetz.

Um Netzdienstleistungen anbieten zu können muss man den Netztransformator betrachten, er begrenzt die Leistungsflüsse. Da Netzdienstleistungen wochenweise vergeben werden und positive und negative Regelleistung zu jedem Zeitpunkt der Woche beinhalten, muss der Transformator so ausgelegt werden, dass er entsprechend eine Reserve für jeden Zeitpunkt der Woche hat. In diesem Netzabschnitt ist schon unter normaler Last der Transformator mindestens einmal pro Woche überlastet, daher kann hier nur mit einer sehr großen Batterie Regelleistung zur Verfügung gestellt werden.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

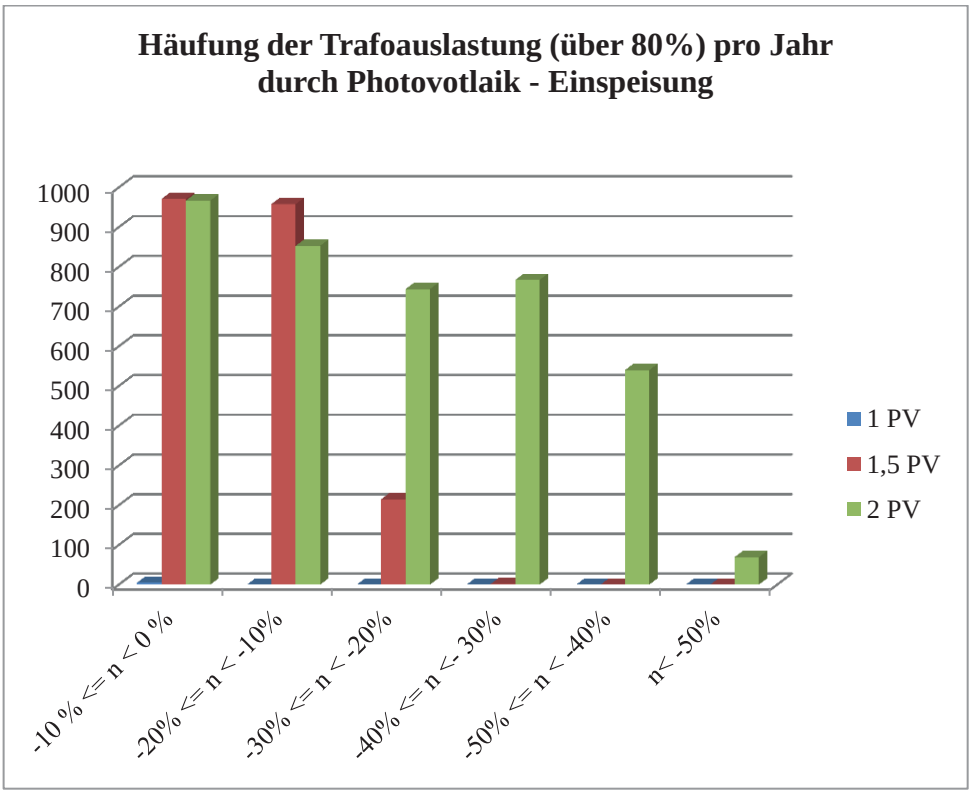


Abbildung 114: Y-Achse zeigt die Anzahl der Fälle in der eine 15-Minütige Überlastung des Transormators auftritt. Die X-Achse zeigt den Grad der Überlastung an

Abbildung 114 zeigt die Anzahl der Überlastungen (>80%) durch installierte PV übers Jahr gesehen, mit ihr kann man entsprechend die Speicher auslegen. Alternativ kann man auch Begrenzungen der PV in die Simulation integrieren und so zwischen Speichernutzung und Abregelung PV um Überlastungen zu vermeiden abwägen. Bei 1,5-facher installierter PV Leistung werden noch nicht unbedingt Batteriespeicher benötigt, erst ab der doppelten installierten PV treten signifikante Überlastungen auf, allerdings würde sich hier eher eine Abregelung lohnen als der Einsatz eines Batteriespeichers bzw. eine netzfreundliche Betriebsweise der Batteriespeicher (Laden mittags statt in den Morgenstunden).

Das entwickelte Tool kann nun unterschiedliche Lastprofile und PV- Profile einlesen und die Belastung des Transformators berechnen. So kann eine Speicherauslegung oder das Anbieten von Netzdienstleistungen diskutiert werden.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Arbeitspaket 6

Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen

6 Lebensdauerzykluskosten

Im Arbeitspaket 6 lag der Fokus auf der Entwicklung, Implementierung und Auswertung einer Berechnungsmethodik für die Kalkulation der Lebenszykluskosten unterschiedlicher Speichersysteme in verschiedenen Anwendungen. Dafür wurde zunächst im AP 6.1 die technischen und ökonomischen Speicherparameter, sowie relevanten Nebenkosten, recherchiert und in ein standardisiertes Datenformat überführt. Zu jeder Speichertechnologie wurde ein Technologiesteckbrief erstellt, sowie eine kalendarische bzw. zyklische Alterungskurve angegeben. Im AP 6.2 wurden Referenzlastprofile für die Anwendungen Primärregelleistung und Netzausbauvermeidung sowohl für das Nieder- als auch Mittelspannungsnetz aus den Eingangsdaten der Partnerinstitute extrahiert und ebenfalls in einem einheitlichen Format abgelegt. Auf Basis der in AP 6.1 und AP 6.2 definierten Eingangsdaten wurde im AP 6.3 eine flexible Methodik für die Berechnung der Lebensdauer unterschiedlicher Speichertechnologien in Abhängigkeit ihrer Einsatzcharakteristik und der Speicherkapazität entwickelt. Die anschließende Implementierung des Lebensdauermodels einschließlich der Integration in eine ganzheitliche ökonomische Bewertung der Lebenszykluskosten anhand von Kapitalwerten bzw. der äquivalenten jährlichen Annuität wurde im AP 6.4 durchgeführt. Die Ergebnisse der Lebenszykluskostenberechnung für die unterschiedlichen Speichertechnologien in den jeweiligen Anwendungen und ihr Vergleich untereinander war Gegenstand des AP 6.5.

6.1 Ermittlung der Speicherparameter und relevanter Nebenkosten

Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen

Nach einer Arbeitsdefinition der technischen und ökonomischen Grundbegriffe in dem Forschungsvorhaben, wurden im AP 6.1 die technischen und ökonomischen Speicherparameter für die verschiedenen Speichertechnologien zusammengetragen und in ein einheitliches Format überführt, welches in einer Parameterdatenbank festgehalten wurde. Dabei wurden Datensätze für folgende Technologien aufgenommen: Lithium-Ionen Batterien, Blei-Säure Batterien, Nickel-Metalhydrid-Batterien, Hochtemperaturbatterien (NaNiCl oder Nas), Redox-Flow-Batterien, Doppelschichtkondensatoren, Schwungradspeicher, Druckluftspeicher, Pumpspeicher, Wasserstoffspeicher, und Methanspeicher. Die technischen Parameter umfassten im Wesentlichen die Wirkungsgrade, Selbstentladungsraten, sowie die kalendarischen und zyklischen Alterungsparameter für die spätere Lebensdauerberechnung. Bei den ökonomischen Parametern lag der Fokus auf den spezifischen Speicher- und Leistungskosten. Dabei wurden explizit die Kosten für die Peripheriesysteme, wie Transformator und Netzanschluss, mit berücksichtigt, um die Speicherlebenszykluskosten möglichst ganzheitliches berechnen zu können. Anschließend

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

wurden die identifizierten Parameter für die nachfolgende Berechnung in AP 4 und AP 6.5 aufgearbeitet und in ein standardisiertes Datenformat überführt.

Ziel des Arbeitspakets (AP) war es, zunächst für die betrachteten Speichertechnologien (Lithium-Ionen Batterien, Blei-Säure Batterien, Nickel-Metalhydrid-Batterien, Hochtemperaturbatterien, Redox-Flow-Batterien, Doppelschichtkondensatoren, Schwungradspeicher, Druckluft-speicher, Pumpspeicher, Wasserstoffspeicher, und Methanspeicher) die technischen und ökonomischen Parametersätze zusammen zu tragen. Die technischen Parameter bilden die Grundlage für die Speichersimulation im AP 6.3 und die ökonomischen Parameter werden für die Kalkulation der Lebenszykluskosten in AP 6.4 verwendet. Für jede Speichertechnologie wurde ein Technologiesteckbrief erstellt, in dem alle relevanten Parameter aufgeführt werden. Zunächst werden für die verwendeten technischen und ökonomischen Parameter Arbeitsdefinitionen vorgestellt.

6.1.1 Technische Parameter

Die **Energie** $\boldsymbol{E}$ ist die wichtigste Einheit eines Stromsystems. Der Hauptzweck eines Stromsystems besteht in der Erzeugung (Umwandlung), Übertragung, Verteilung und dem Verbrauch (der erneuten Umwandlung) von (elektrischer) Energie. Ganz allgemein kann Energie als das Potential betrachtet werden, um Arbeit zu verrichten. Durch Umwandlung kann Energie in verschiedenen Formen genutzt werden, wie thermische, mechanische, elektrische oder chemische Energie. Im Hinblick auf Speichersysteme ist der Begriff Energie eine Kenngröße sowohl für die Kapazität eines Speichersystems als auch für die Menge, die zu seiner Aufladung aufgewendet bzw. bei seiner Entladung verfügbar wird. Die Einheit der Energie ist Wattstunde (Wh).

Die **Leistung** $\boldsymbol{P}$ beschreibt als physikalische Größe die Rate der Energieübertragung pro Zeiteinheit, die von einem System bereitgestellt oder verbraucht werden kann. Hochleistungs-Speichersysteme sind z. B. im Stande ihre Energie schnell abzugeben (oder zu speichern). Speichersysteme mit geringerer Leistung benötigen zum Auf- und Entladen dagegen mehr Zeit. Dennoch werden sie „Hochenergie-Speichersysteme“ genannt anstatt „Niederleistungssysteme“, da sie ein hohes Energie-zu-Leistungs-Verhältnis aufweisen. Die Einheit der Leistung ist Watt (W).

Das **Energie-zu-Leistungs-Verhältnis** (energy to power ratio, E2P) beschreibt das Verhältnis der installierten Kapazität (Energie) und der installierten Leistung. Speichersysteme mit einem hohen E2P-Wert können für längere Zeit Energie liefern als solche mit einem niedrigen E2P-Wert. Aus diesem Grund weisen Langzeitspeichersysteme einen hohen und Kurzzeitspeichersysteme einen niedrigen E2P-Wert auf.

Die volumetrische **Energiedichte** $\boldsymbol{e}$ drückt das Verhältnis der verfügbaren Energie eines Speichersystems zu seinem Volumen aus. Die Maßeinheit wird z. B. in kWh/Liter oder kWh/m³ angegeben. Systeme mit geringerer Energiedichte bei gleicher zu installierender

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Energiemenge mehr Raum zur Installation. Eine hohe Energiedichte ist z. B. für mobile Anwendungen mit begrenztem Platz für Speichersysteme wichtig.

Die volumetrische **Leistungsdichte** $\boldsymbol{p}$ beschreibt das Verhältnis der verfügbaren Leistung eines Speichersystems zu seinem Volumen. Die Maßeinheiten sind W/Liter oder W/m³. Für Hochleistungsanwendungen mit kurz andauernder Nutzung der Leistung, wie z. B. beim Beschleunigen von Hybrid-Elektrofahrzeugen, ist eine hohe Leistungsdichte wichtig, um Gewicht und Volumen des Speichersystems gering zu halten.

Die **spezifische Energie (oder gravimetrische Energiedichte)** beschreibt das Verhältnis der vom Speichersystem gelieferten Energie zu seinem Gewicht. Die Maßeinheit ist z. B. kWh/kg. Eine hohe spezifische Energie ist wichtig für Anwendungen, deren Energiebedarf bei begrenztem Gewicht hoch ist (z. B. Elektrofahrzeuge).

Die **spezifische Leistung** (oder gravimetrische Leistungsdichte) beschreibt das Verhältnis der vom Speichersystem gelieferten Leistung zu seinem Gewicht. Die Maßeinheit ist W/kg. Eine hohe spezifische Leistung ist wichtig für Anwendungen mit Gewichtsbeschränkungen bei hohem Leistungsbedarf (z. B. Hybrid-Elektrofahrzeuge).

Die **Speicherkapazität** $\boldsymbol{C}$ eines Energiespeichersystems ist die Menge an Energie, die von einem System gespeichert werden kann. Die Maßeinheit der Speicherkapazität ist dieselbe wie für Energie: kWh.

Die **Entladetiefe (DOD für Depth-of-Discharge)** bezeichnet die Menge an entladener Energie im Vergleich zur gesamten Speicherkapazität. Der Maximalwert an Energie, der entladen werden kann, beträgt 100 % DOD, was einem vollkommen entladenen System entspricht. Es ist wichtig, in jedem Fall zu beachten, ob der Wert von 100 % DOD der Gesamtspeicherkapazität entspricht oder ob er sich auf die Menge an nutzbarer Speicherkapazität bezieht. Einige Speichertechnologien gestatten aus technischen Gründen keine vollständige Entladung des Systems.

Als **Ladezustand (SOC für state-of-charge)** wird die Menge der im System verbleibenden Energie in Prozent seiner insgesamt nutzbaren Speicherkapazität angegeben. Der maximale SOC-Wert beträgt 100 %, was einem voll aufgeladenen System entspricht. Nach Entladung der nutzbaren Speicherkapazität beträgt der SOC-Wert 0 %.

Der **Wirkungsgrad** $\boldsymbol{\eta}$ beschreibt das Verhältnis der abgegebenen zur zugeführten Energie. Ein hoher Wirkungsgrad eines Systems bedeutet geringe Verluste und demzufolge auch niedrige Betriebskosten für die Kompensation dieser Verluste. Ein hoher Wirkungsgrad ist wichtig für Systeme mit vielen Lastzyklen.

Als **Selbstentladung** wird der Verlust an Energieinhalt eines Speichersystems aufgrund interner Prozesse bezeichnet. In Pumpspeicherkraftwerken tritt z. B. Selbstentladung als Verdunstung und Versickerung von Wasser auf.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Als **Vollzyklus** bezeichnet man den Prozess einer vollständigen Entladung und Aufladung eines Speichersystems. Im Fall eines Pumpspeicherkraftwerks bedeutet das die komplette Entleerung und Wiederauffüllung des oberen Speicherbeckens entsprechend seinen für den minimalen und maximalen Wasserstand festgelegten Werten (verfügbare Kapazität).

Ein **äquivalenter Vollzyklus** wird definiert als Gesamtenergiedurchfluss (gezählt in Aufladungs- oder Entladungsrichtung) mit entsprechendem DOD pro Zyklus dividiert durch die verfügbare Kapazität.

Als **Zyklenlebensdauer** wird die Anzahl an Vollzyklen bezeichnet, die ein Speichersystem unter bestimmten Bedingungen leisten kann, bis es spezifizierte Kriterien nicht mehr erfüllt.

Die **kalendarische Lebensdauer** gibt die Lebenszeit eines unzyklisierten Speichersystems an. Auch ein Pumpspeicherkraftwerk hat nur eine begrenzte Lebensdauer, wenn es inaktiv ist. So ist beispielsweise die Lebensdauer des Staudammes auf Grund von Zersetzungsprozessen begrenzt, selbst wenn das Kraftwerk nicht arbeitet.

6.1.2 Ökonomische Parameter

Als ökonomische Parameter werden die unterschiedlichen Kostenarten, die bei Anschaffung, Betrieb und Instandhaltung der Speichertechnologien auftreten, definiert. Explizit werden die Kosten im Verhältnis Geldeinheiten zu erbrachter Leistung bzw. Kapazität angegeben. Somit wird den bereits charakterisierten technischen Parametern eine wirtschaftliche Bezugskomponente zugeordnet.

Als die **spezifischen Kapazitätskosten** werden die Kosten definiert, welche für das Speichersystemsystem anfallen, wenn eine Kilowattstunde (kWh) gespeichert werden soll. Daher sind dort alle Kostenkomponenten zusammengefasst, welche aus der Bereitstellung der Speicherkapazität resultieren bzw. mit der Speicherkapazität skalieren. Bei elektrochemischen Speichern sind die Kostenpositionen Zellkosten, Zellverbindungen, die Chassis, das Batteriemanagementsystem etc. enthalten. Bei Pumpspeicherkraftwerken hingegen werden Investitionskosten für das Speicherbecken, die Staumauern und sonstige Stützbauten berücksichtigt. Die Kapazitätskosten sind ausschließlich von der Kapazität abhängig.

Die **spezifischen Leistungskosten** beschreiben alle Kostenarten, welche mit der Breitstellung der elektrischen Leistung des Speichersystems zusammenhängen, bzw. mit der Leistung skalieren. Bei elektrochemischen Speichern sind es beispielsweise Kosten für den Umrichter und den batterieseitigen Transformator. Bei Pumpspeicherkraftwerke, fallen darunter Kosten für die Verbindungsstollen sowie Pumpen- und Turbinensätze. Die Netzanschlusskosten hängen ebenfalls von der Leistung des Speichersystems ab. Hierbei wird unterschieden, ob der Anschluss des Speichers in der Mittel- oder der Niederspannungsebene erfolgte. Dort sind Kostenposition wie das Schaltfeld, der netzseitige Transformator und die Anschlusskabel enthalten.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Laufende Kosten wie Verluste-/Nachlade- und Instandhaltungskosten werden in den **Betriebskosten** aggregiert. Durch die Verlust- und Nachladekosten wurden die Verlustenergien des Speichersystems monetarisiert. In den sonstigen Nebenkosten wurden alle anwendungsspezifischen Kosten berücksichtigt. Beispielweise fallen bei der Anwendung Primärregelleistung zusätzliche Betriebskosten für die Kommunikationsverbindung zum Netzbetreiber an.

6.1.3 Technologiesteckbriefe

Im Rahmen des Forschungsvorhabens wurden für die folgenden technischen Systeme Steckbrief erstellt.

- Lithium-Ionen-Batterien
- Blei-Säure-Batterien
- Nickel-Batterien
- Hochtemperatur-Batterien
- Redox-Flow-Batterie
- Doppelschichtkondensatoren
- Schwungradspeicher
- Druckluftspeicher
- Pumpspeicherkraftwerk
- Wasserstoffspeicher und
- Methanspeicher

Die Parameter wurden für das Jahr 2015 erfasst und außerdem für die Jahre 2025 und 2035 auf Basis von Expertenbefragungen extrapoliert. Die ladezustandsabhängigen kalendarischen und zyklischen Alterungsfunktionen wurden teilweise aus der Literatur und teilweise aus Messungen abgeleitet, die in AP 4 stattfanden. Im Folgenden werden die technischen und ökonomischen Parameter für die Lithium-Ionen-Batterien (Tabelle 57) und die Hochtemperaturbatterien (

Tabelle 58) vorgestellt. Für die restlichen Speichertechnologien wurden ebenfalls Technologiesteckbriefe erstellt, jedoch würden die ausführlichen Darstellungen und Diskussionen jedes einzelnen Steckbriefes den durch das Projektkonsortium festgelegten Rahmen des Abschlussberichts überschreiten.

6.1.3.1 Lithium-Ionen-Batterien

Lithium-Ionen-Batterien werden vor allem für mittlere Zeiträume von bis zu 10h als Energiespeicher verwendet, können aber auch als Kurzzeitspeicher genutzt werden. Auf dem Gebiet der mobilen Anwendungen im Konsumerbereich sind sie im Laufe der letzten Jahre zur bedeutendsten Speichertechnologie geworden (z. B. in Laptops, Mobiltelefonen). Auch in Elektrofahrzeugen werden vor allem Lithium-Ionen-Batterien verwendet. Für stationäre Anwendungen stellen sie ebenfalls eine interessante Option dar. In Europa und den USA sind

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

aktuell mehrere kommerzielle Systeme im Einsatz und weitere sind für die die nächsten Jahre geplant. In Lithium-Ionen-Batterien können eine große Anzahl Elektrolyte und Kombinationen von Elektrodenmaterialien verwendet werden, die jeweils zu verschiedenen Charakteristika führen. Durch die große Anzahl möglicher Materialkombinationen gibt es noch immer viele Entwicklungsarbeiten und bis heute ist nicht klar, welches Konzept die beste Kombination darstellt.

Tabelle 57: Technologiesteckbrief für Lithium-Ionen-Batterien

Parameter für Lithium-Ionen-Batterien[20]	***2015***	***2025***	***2035***
Gesamtwirkungsgrad inkl. Umrichter	80 % bis 85 %	85 % bis 90 %	88 % bis 93 %
Energiedichte (Zelle)	200 Wh/l bis 350 Wh/l	233Wh/l bis 483 Wh/l	250 Wh/l bis 550 Wh/l
Leistungsdichte (Zelle)	100 W/l bis 3.500 W/l[21]	100W/l bis 4.500 W/l	100 W/l bis 5.000 W/l
Zyklenlebensdauer	1.000 bis 5.000 (Vollzyklen)[22]	2.333 bis 8.333 (Vollzyklen)	3.000 bis 10.000 (Vollzyklen)
Kalendarische Lebensdauer	5 bis 20 Jahre (abhängig von Temperatur und Ladezustand, SOC)	8 bis 26 Jahre (abhängig von Temperatur und Ladezustand, SOC)	10 bis 30 Jahre (abhängig von Temperatur und Ladezustand, SOC)
Entladetiefe	bis zu 100 %	bis zu 100%	bis zu 100 %
Selbstentladung	5 % pro Monat	3,7 % pro Monat	1 % pro Monat
Spezifische Leistungskosten	150 €/kW bis 200 €/kW	92 €/kW bis 132 €/kW	35 €/kW bis 65 €/kW
Spezifische Energiekosten	300 €/kWh bis 800 €/kWh	225 €/kWh bis 550 €/kWh	150 €/kWh bis 300 €/kWh
Hauptanwendungen	Frequenzregelung, Spannungsregelung, Spitzenlastregelung, Lastausgleich, Elektromobilität, PV-Speichersysteme		

Für Lithium-Ionen-Systeme ist in Zukunft eine starke Entwicklung hinsichtlich Kosten und Lebensdauer zu erwarten. Besonders die Bemühungen im Bereich der Elektromobilität sind

[20] Alle Zahlen sind Indikatoren und können zwischen verschiedenen Produkten und Installationen erheblich variieren.
[21] Diese Werte können je nach Anforderung auch höher liegen.
[22] Es wird auch von deutlich mehr Vollzyklen berichtet, allerdings liegen solche Batterien außerhalb des Kostenrahmens, der in dieser Tabelle gesetzt wurde.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

hier momentan ausschlaggebend. Eindeutige Aussagen bezüglich der zukünftigen Lebensdauer sind aktuell nicht vorhanden, so dass Annahmen für die verschiedenen zeitlichen Szenarien getroffen werden müssen.

In Abbildung 115 sind die kalendarischen Lebensdauern für die angenommene Lithium-Ionen-Batterie visualisiert. Es ist typisch für die Technik, dass sie bei hohen Ladezustanden wesentlich schneller kalendarisch altert, als bei niedrigen. Die maximale kalendarische Lebensdauer im Jahr 2015 liegt bei ca. 20 Jahren bei einem Ladezustand von 20 % und es wird prognostiziert, dass im Jahr 2035 die maximale kalendarische Lebensdauer von 30 Jahren bei einem Ladezustand von 20 % realistisch sein wird. Hierbei wird eine lineare Entwicklung angenommen, so dass für das Jahr 2025 eine maximale kalendarische Lebensdauer von 25 Jahren bei einem SOC von 20 % verwendet wird. Für die Jahre 2025 und 2035 werden ähnliche ladezustandsabhängige Alterungsverläufe, wie für das Jahr 2015, angenommen.

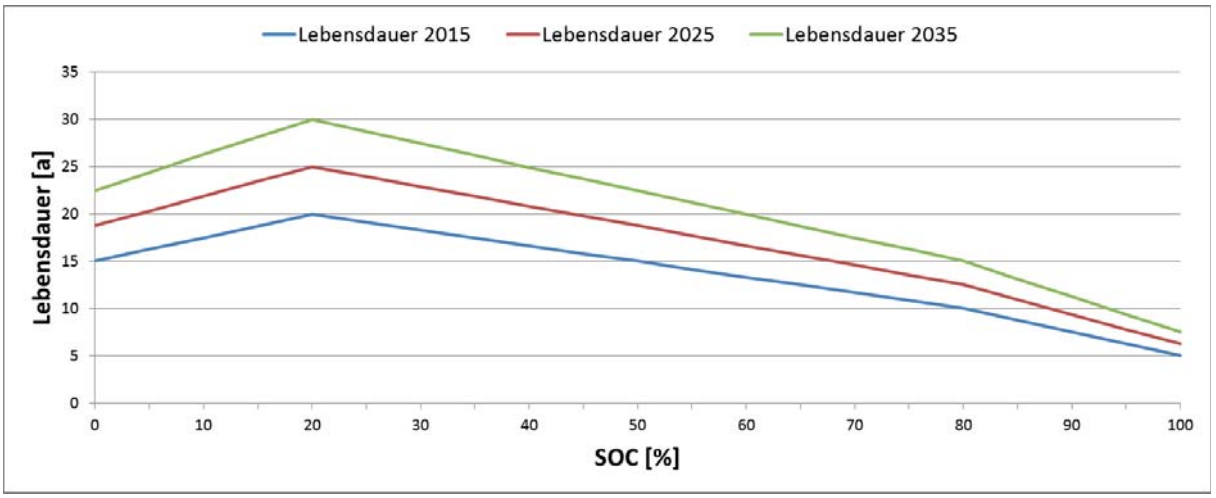


Abbildung 115: Kalendarische Lebensdauern einer Lithium-Ionen-Batterien

Eine entsprechende Vorgehensweise wird für die zukünftige Prognose der zyklischen Alterung angewandt. Nach aktuellen Daten sind typischen Lithium-Ionen-Batterien im Jahr 2015 unter definierten Bedingungen in der Anwendung in der Lage 3.000 Vollzyklen zu überstehen. Darüber hinaus wird die aus den Materialwissenschaften bekannte Wöhlercharakteristik verwendet, um zyklische Alterung in Abhängigkeit der Entladetiefe zu berücksichtigen. Der von der Zyklentiefe abhängige Alterungsverlauf für das Referenzjahr 2015 ist in Abbildung 116 dargestellt. Für die Zukunft wird angenommen, dass es zu einer signifikanten Steigerung der zyklischen Lebensdauer auf 7.000 Vollzyklen im Jahr 2035 kommen wird. Ursächlich hierfür ist die Kommerzialisierung neuartige Materialkombinationen für Lithium-Ionen-Batterien-, welche sich aktuelle noch im Laborstadium befinden. Mit der Annahme, dass die Wöhlercharakteristik auch in zukünftigen Materialkombinationen gültig sein wird, lassen sich die aktuellen zyklischen Alterungskurven entsprechend skalieren. Die Ergebnisse der Prognose sind ebenfalls in Abbildung 116 dargestellt.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

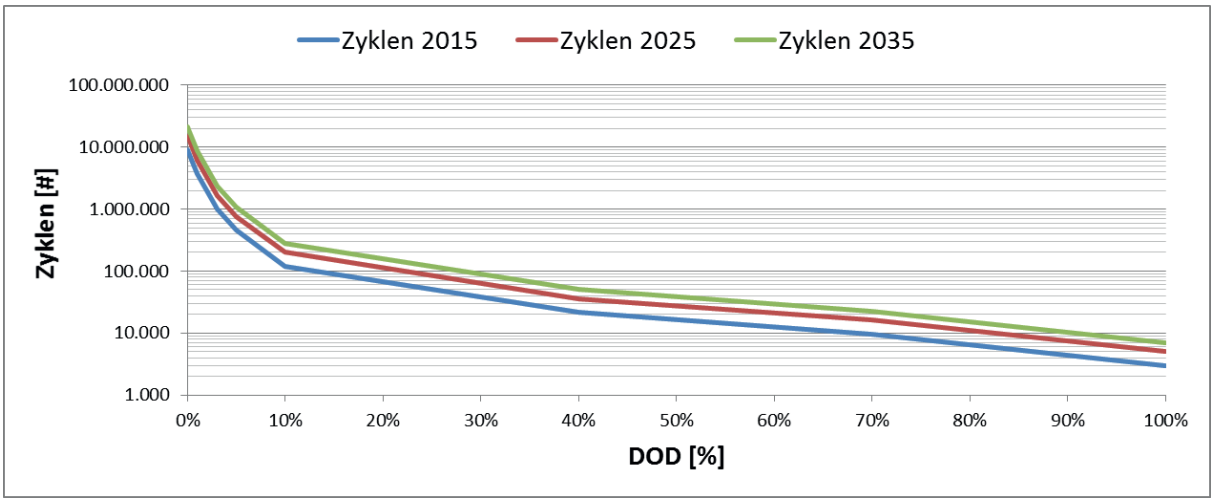


Abbildung 116: Zyklische Lebensdauer von Lithium-Ionen-Batterien (logarithmisch skaliert)

6.1.3.2 Hochtemperaturbatterien (Natrium-Nickel-Chlorid Batterien)

Im Rahmen des Forschungsvorhabens wurde im AP 4.1.3 eine NaNiCl-Batterie vermessen und die wesentlichen elektrischen Speicherparameter, wie Wirkungsgrad und verfügbare Kapazität abgeleitet. Zudem wurde eine umfassende Literaturstudie durchgeführt. Sie wird in dem Berechnungswerkzeug mit dem Wissen um die Unterschiedlichkeit der Systeme als Repräsentant für Hochtemperaturbatterien verwendet.

Die Natrium-Nickel-Chlorid- (NaNiCl, auch „Zebrabatterie“ genannt) und Natrium-Schwefel-Batterien (NaS) unterscheiden sich von anderen Batterien durch ihren festen statt flüssigen Elektrolyten. Um eine ausreichend hohe Ionenleitfähigkeit zu erzielen und die aktiven Massen in flüssigen Zustand zu versetzen, ist eine Betriebstemperatur von 270-350°C notwendig. Es besteht die Gefahr der Rissbildung im keramischen Elektrolyten. Bei täglicher Verwendung kann die Temperatur der Batterie durch ihre eigene Reaktionswärme mithilfe einer entsprechend ausgelegten Isolation erhalten werden. Daher qualifizieren sich diese Batterien für Anwendungen mit täglichen Zyklen, sind aber ungeeignet für den Einsatz zur unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) mit langen Bereitschaftsperioden ohne Nutzung. Die Technologie zeichnet sich durch einen hohen Innenwiderstand aus, welcher zudem die maximal möglichen Lade- und Entladeströme begrenzt. Aufgrund dessen die Technologie ein E2P Verhältnis von mindestens 4-zu-1 aufweist.

Beide Typen von Hochtemperaturbatterien sind jeweils nur bei einem Hersteller verfügbar. In Japan sind NaS-Batterien bei NGK kommerziell erhältlich. Weltweit sind rund 300 MWh an NaS-Batterien installiert, mit dem größten Teil der Installationsstandorte in Japan. NaNiCl Batterien sind bei der italienischen Firma Fiamm/Sonick kommerziell verfügbar. Typische Anwendungsbereiche sind sowohl elektrisch angetriebene Autos und Busse, als auch stationäre Anwendungen, wie Spitzenlastregelung und Lastverschiebung. Der verwendete Technologiesteckbrief für die Hochtemperaturbatterie ist im Folgenden aufgeführt.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Tabelle 58: Technologiesteckbrief für Hochtemperaturbatterien

Parameter für Hochtemperatur- Batterien (NaS)[23]	***2015***	***2025***	***2035***
Gesamtwirkungsgrad inkl. Umrichter	68 % bis75 %	77 % bis 82 %	81 % bis 86 %
Energiedichte (Zelle)	150 Wh/l bis 250 Wh/l	Nicht verfügbar	Nicht verfügbar
Leistungsdichte	Nicht verfügbar	Nicht verfügbar	Nicht verfügbar
Zyklenlebensdauer	5.000 bis 10.000	5.000 bis 10.000	5.000 bis 10.000
Kalendarische Lebensdauer	15 bis 20 Jahre	18 bis 27 Jahre	20 bis 30 Jahre
Entladetiefe	100 %	bis zu 100 %	bis zu 100%
Selbstentladung	10 % pro Tag (bei kleinen, nur in Bereitschaft stehenden Systemen)	Nicht verfügbar	Nicht verfügbar
Leistungsinstallationskosten (Umrichter)	150 €/kW bis 200 €/kW	92 €/kW bis 132 €/kW	35 €/kW bis 65 €/kW
Energieinstallationskosten	500 €/kWh bis 700 €/kWh	290 €/kWh bis 425 €/kWh	80 €/kW bis 150 €/kW
Hauptanwendungen	Frequenzregelung, Spitzenlastregelung, Lastausgleich, Inselnetze, Elektromobilität (Zebra), Unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV)		

Hochtemperaturbatterien besitzen noch ein großes Entwicklungspotential. Rohstoffe, wie Natrium, sind günstig und in großen Mengen erhältlich [92]. Dennoch sorgt vor allem der Preisverfall von Lithium-Ionen-Systemen dafür, dass Hochtemperaturbatterien vom Markt gedrängt werden. Daher wird eine eher geringe Entwicklung der Technologie, angenommen. Die aus der Analyse resultierende kalendarische und zyklische Lebensdauer für Hochtemperaturbatterien sind jeweils in Tabelle 58 und Abbildung 117 dargestellt.

[23] Alle Zahlen sind Indikatoren und können zwischen verschiedenen Produkten und Installationen erheblich variieren.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

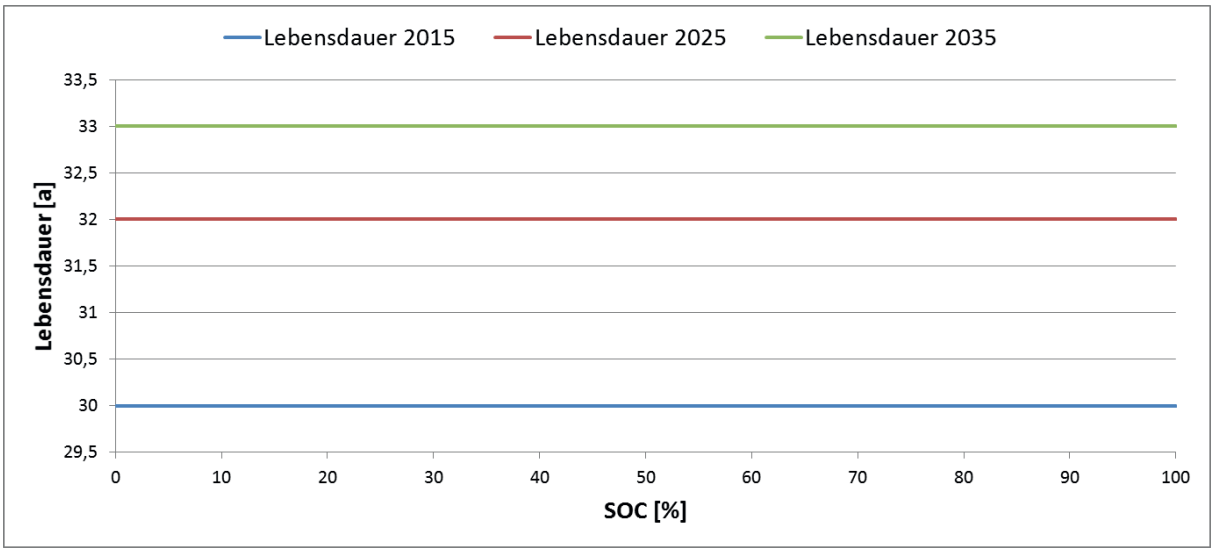


Abbildung 117: Kalendarische Lebensdauern von Hochtemperatur Batterien

Die Hochtemperaturtechnologie weist eine ladezustandsunabhängige kalendarische Alterung auf. Aktuelle Schätzungen und Test legen nahe, dass die Technologie eine gegenwertige kalendarische Lebensdauer von 30 Jahren aufweist. Durch die zu erwartende eher geringe technische Entwicklung verringert sich die kalendarische Alterung um 10 % die Lebensdauer steigt somit auf einen Zeitraum von 33 Jahren. Die HT-Technologie ist ähnlich zyklenstabil, wie die Lithium-Ionen-Batterie, jedoch wird angenommen, dass es in Zukunft noch zu marginalen Weiterentwicklungen kommen wird. Daher ist eine Verbesserung der Zyklenfestigkeit in den weiteren Betrachtungszeitpunkten nur gering, vgl. Abbildung 118.

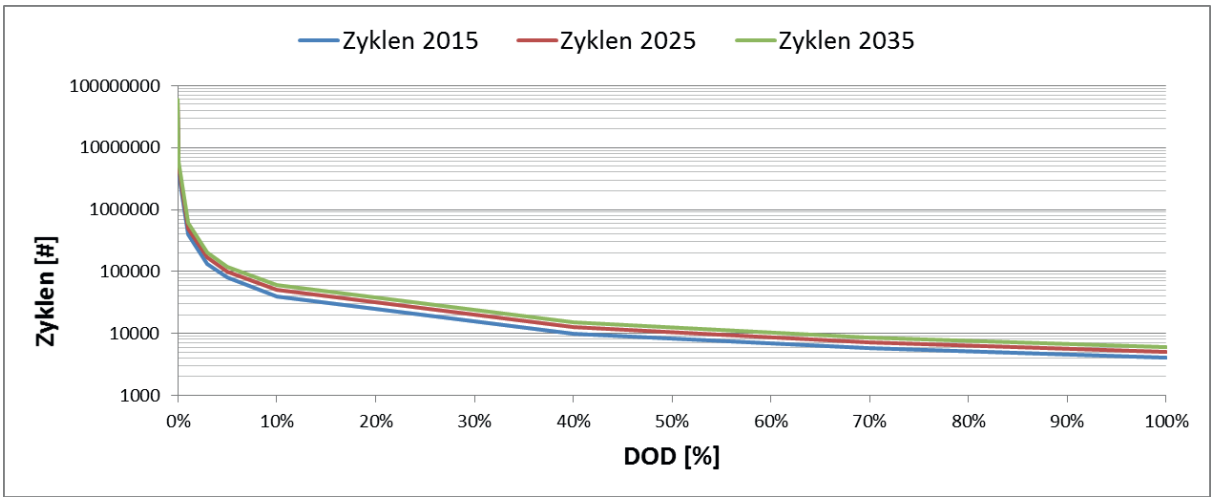


Abbildung 118: Zyklische Lebensdauer von Hochtemperatur Batterien (logarithmisch skaliert)

Für die restlichen Speichertechnologie wurden ähnliche Steckbriefe und Alterungskurven angelegt und einem modularen Datenformat, für die weiterführenden Berechnungen in AP 6.3, AP 6.4 und AP 6.5, ablegt. Die Eingangsdaten können nachträglich flexibel modifiziert werden, damit sie sich auch nach Projektende mit neuen Datensätzen aktualisieren lassen.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

6.2 Erstellung von Referenzlastprofilen

Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen

Im AP 6.2 wurden für die Anwendungen Primärregelleistung, Netzausbauvermeidung bzw. -verzögerung in Niederspannungsnetz sowie im Mittelspannungsnetz als Referenzlastprofile erstellt. Zunächst wurden die Profile bereinigt und statistisch ausgewertet. Nach einer Überführung der Leistungszeitreihe in ein standardisiertes Datenformat standen die Belastungsprofile als Referenzdatensätze für die Berechnung in AP 6.4 und AP 6.5 zur Verfügung. In der Anwendung Primärregelleistung zeigen die Ergebnisse, dass die Leistungsabrufe stochastisch auftreten und dass eine verlässliche Vorhersage nicht möglich erscheint. Die Abrufdauern und die Abrufenergie pro Ereignis sind in der Regel sehr gering und wechseln sich mit langen Abrufpausen ab. In der Anwendung Netzaufbauverzögerung in der Nieder- und Mittelspannungsebene stellt sich heraus, dass eine allgemeine Ableitung einer Referenzlastprofils nur bedingt möglich ist, weil kein charakteristisches Netz existiert, welches alle möglichen Fälle repräsentiert. Dennoch zeigen die Auswertungen deutlich, dass es in Netzen mit einer hohen PV-Einspeiseleistung nur in den Sommermonaten zu einer Notwendigkeit für Speicherung kommt, wohingegen in Regionen mit hoher Windeinspeisung Speicherabrufe über das ganze Jahr erfolgen, mit einer Häufung in den Frühlings- und Herbstmonaten.

Ziel im AP 6.2 war es Referenzlastprofile für die Belastung von Speichersystemen in der jeweiligen Anwendung abzuleiten. Neben den Speicherparametern aus AP 6.1 stellen sie den zweiten wichtigen Eingangsdatensatz für das in AP 6.3 und AP 6.4 entwickelte Berechnungswerkzeug dar. Im Rahmen des Forschungsvorhabens wurde für die drei Anwendungen Primärregelleistung, Ausbauverzögerung im Niederspannungsnetz (NS-Netz) und Ausbauverzögerung im Mittelspannungsnetz (MS-Netz) Referenzlastprofile abgeleitet und Vereinfachungen getroffen. Im Weiteren werden die erarbeiteten Referenzlastprofile vorgestellt.

6.2.1 Primärregelleistung

Die Primärregelung ist die automatische Reaktion auf Frequenzschwankungen durch ausgewählte Systeme, die kurzfristig nach einer Frequenzabweichung von der 50 Hz betragenden Sollfrequenz aktiviert wird. Diese Primärregelleistung (PRL) wird heute hauptsächlich von konventionellen Kraftwerken vorgenommen. Diese erzeugen stets etwas weniger Strom als sie bei Ausnutzung der maximalen Nennleistung könnten, um im Bedarfsfall bei Unterfrequenz, ihre Stromeinspeisung zu erhöhen. Bei Überfrequenz wird die Kraftwerksleistung entsprechend gedrosselt. Bei den künftig hohen Anteilen erneuerbarer Energien, wird es zwangläufig Zeiträume geben, in denen aus wirtschaftlichen Gründen kein konventionelles Kraftwerke aktiv an der Energieerzeugung teilnimmt und auch keine Primärregelleistung für die Netzstabilisierung erbringen kann. In diesen Zeiträumen können Energiespeichersysteme, welche sowohl positive als auch negative Leistung aus dem Stillstand erbringen können, aktiv die Netzfrequenz stabilisieren und am

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Primärregelleistungsmarkt teilnehmen. Dadurch ließe sich vermeiden, dass konventionelle Kraftwerke ausschließlich zur Gewährleistung der primären Frequenzregelung weiterlaufen müssen.

Das Betriebsprofil der Anwendung Primärregelleistung ist durch stochastische Abrufe von positiver und negativer Leistung geprägt. Im oberen Teil der Abbildung 119 ist ein exemplarischer Frequenzverlauf im ENTSO-E-Netz innerhalb von zwei Stunden dargestellt. Der Primärregelleistungsabruf erfolgt proportional zur Frequenzabweichung, wobei eine Frequenzabweichung von ±0,2 Hz (200 mHz) gegenüber 50 Hz Sollfrequenz zu einem Maximalabruf von 100 % der vorgehaltenen Leistung führt. Im ENTSO-E-Netzverbund ist ein Regeltotband von ±0,01 Hz (10 mHz) Frequenzabweichung definiert, um das System vor Regelungsschwingungen zu schützen. Innerhalb des Totbandes brauchen die teilnehmenden Anlagen keine PRL bereitzustellen. Darüber hinaus wird den Anlagenbetreibern eine Messtoleranz bei der Frequenzmessung von ±0,01 Hz (10 mHz) zugesichert. Dies hat einen historischen Hintergrund, wobei moderne Frequenzmessgeräte z.T. Messungenauigkeiten von ±0,001 Hz (1 mHz) aufweisen.

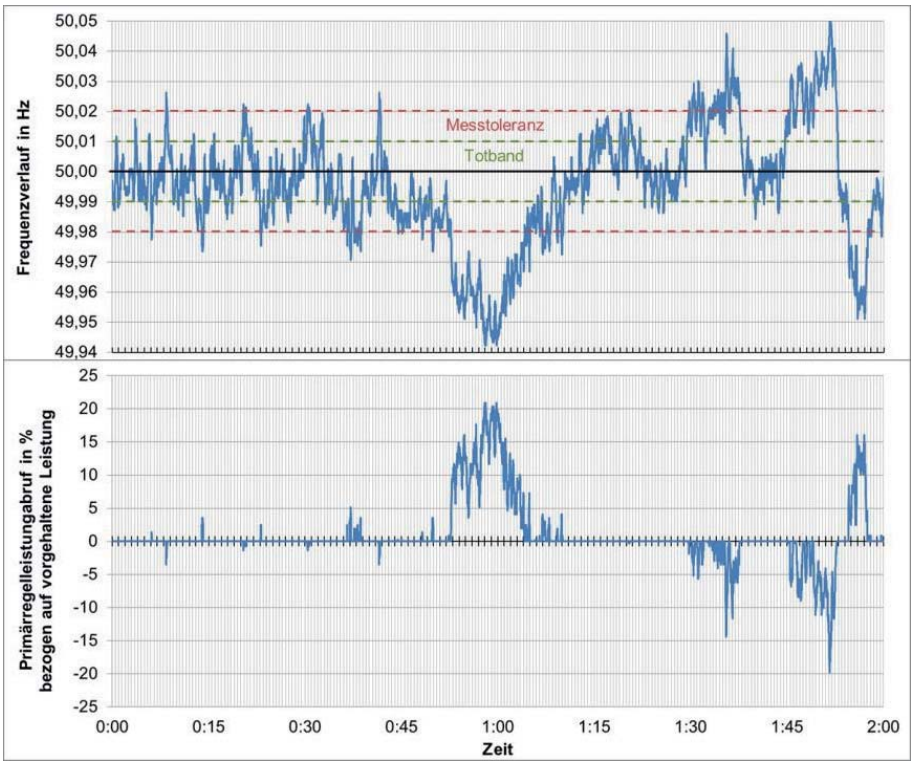


Abbildung 119: Frequenzverlauf und Primärregelleistungsabrufe innerhalb von zwei Stunden

Nach aktuellem Stand (Dezember 2015) sind präqualifizierte Anbieter nicht verpflichtet, zwischen 49,98 Hz und 50,02 Hz Netzfrequenz Primärregelleistung bereitzustellen. Im unteren Teil der Abbildung 119 ist der Verlauf des PRL-Abrufes innerhalb von zwei Stunden dargestellt. Unter Berücksichtigung des Totbandes und der Messtoleranz lässt sich der tatsächliche Primärregeleistungsbedarf pro vorgehaltenes Megawatt aus der Netzfrequenz ableiten. Die gezeigte Grafik verdeutlicht den stochastischen Charakter der

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Frequenzschwankungen, wobei sich der Mittelwert erwartungsgemäß um die 50 Hz Sollfrequenz bewegt. Die meiste Zeit befindet sich die Netzfrequenz im Toleranzbereich und erfordert keine PRL. Gelegentlich treten jedoch sowohl positive als auch negative Frequenzabweichungen auf. Die größte Frequenzabweichung in den dargestellten zwei Stunden hat einen Abruf von ca. 20 % der vorgehaltenen Primärregelleistung zur Folge.

Neben dem exemplarischen Verlauf ist insbesondere die statistische Verteilung der PRL-Abrufe für die Betriebsführung der Bereitstellungeinheit entscheidend. Im Rahmen des Projekts wurde ein Erbringungszeitraum von 3,5 Monaten analysiert. Der betrachtete Zeitraum ist nicht vollständig repräsentativ, erlaubt jedoch erste Erkenntnisse über Abrufleistungen und Häufigkeiten. Die relative Häufigkeit der aufgetretenen PRL-Abrufe in dem betrachteten Zeitraum ist im Histogramm (Abbildung 120) dargestellt. Die statistische Auswertung zeigt, dass die Häufigkeiten der positiven und negativen Abrufe nahezu symmetrisch sind, wobei die positiven Abrufe (Entladung der Batterie) leicht überwiegen. Die Abbildung zeigt, dass in 72 % der Zeit keine PRL-Abrufe auftreten. Abrufe mit einer Leistung von mehr als ±25 % der vorgehaltener Leistung treten nur in 0,36 % der Zeit auf. Das entspricht auf das Jahr hochgerechnet etwa 15,4 Stunden.

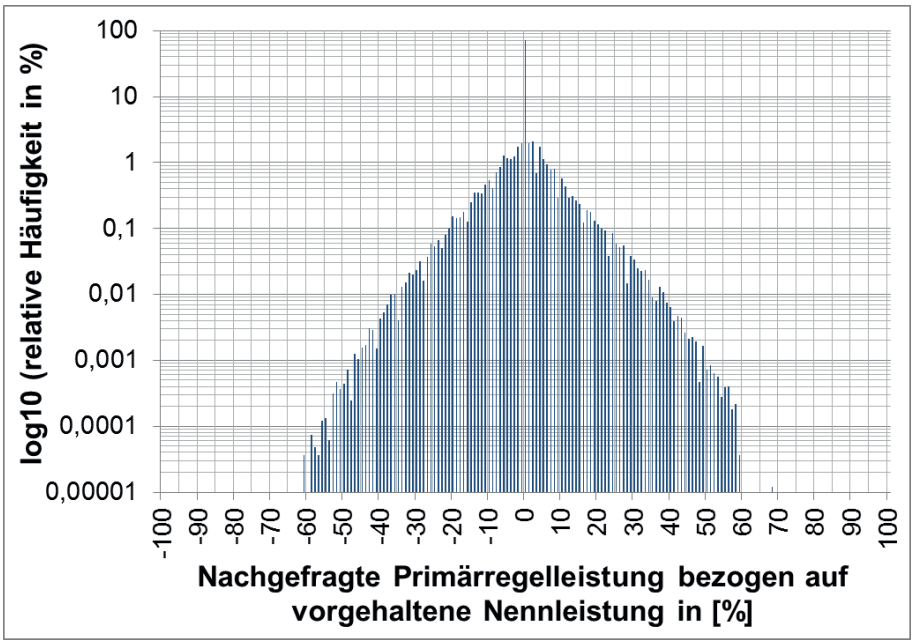


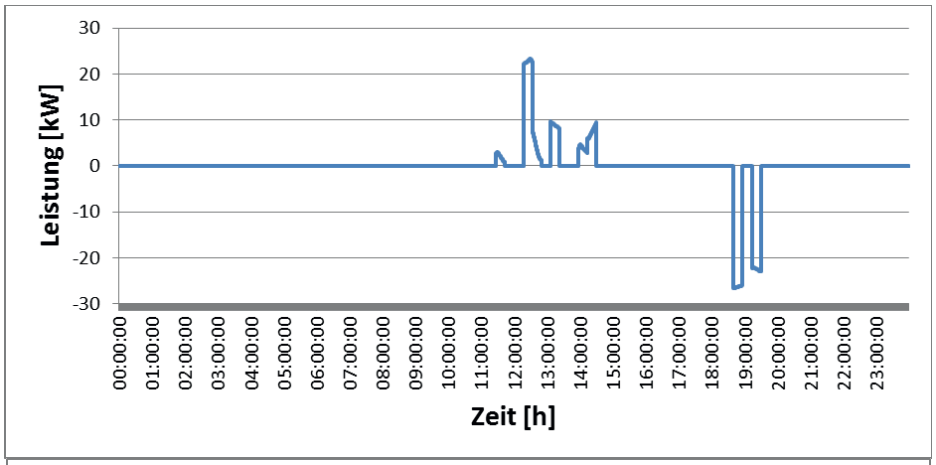
Abbildung 120: Relative Häufigkeiten der Primärregelleistungsabrufe im Analysezeitraum von 3,5 Monaten

Weitere Betrachtungen zeigen, dass eine Abrufleistung von mehr als ±50 % der vorgehaltenen Leistung in 0,0036 % der Fälle, ca. 9 Minuten pro Jahr, auftreten. Die extrahierte Leistungszeitreihe wurde auf einen Zeitraum von einem Jahr ausgedehnt und als Refernzleistungsprofil für die Anwendung Primärregelleistung in das Berechnungswerkzeug integriert. Aufgrund der unsicheren Entwicklung des Primärregelleistungsmarktes und des Frequenzverhaltens im Stromnetz lassen sich zukünftige Referenzlastprofilen für die Anwendung Primärregelleistung nicht seriös prognostizieren.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

6.2.2 Netzausbauverzögerung in der Niederspannungsebene

Die Vermeidung bzw. die Verzögerung von Netzausbaumaßnahmen in der Niederspannungsebene durch den Einsatz von Speichersystemen stellt einen interessanten Anwendungsfall dar. Im Rahmen des Forschungsvorhabens hat die Universität Magdeburg Lastprofile für die Netzausbauverzögerung in Niederspannungsnetz zur Verfügung gestellt, auf deren Basis die nachfolgenden Referenzlastprofile abgeleitet wurden. Dabei wurde ein Niederspannungsnetz untersucht, in dem es durch ein Überangebot von PV-Einspeisung zu Verletzungen der technischen Randbedingungen der Betriebsmittel kam. Dafür wurde in einem Niederspannungsmodellnetz verschiedene Last- und Einspeiseszenarien simuliert und ausgewertet. Anstelle einer Abregelung der Einspeisung wurde die überschüssige elektrische Energie, sobald die technischen Netzrestriktionen verletzt wurden, in einen virtuellen Speicher umgeleitet. In dem Szenario lösen sich durch die fehlende Einspeisung der PV-Anlagen abends Netzengpass wieder auf. Zu diesen Zeitpunkten wurde die gespeicherte Energie wieder in das Stromnetz eingespeist.



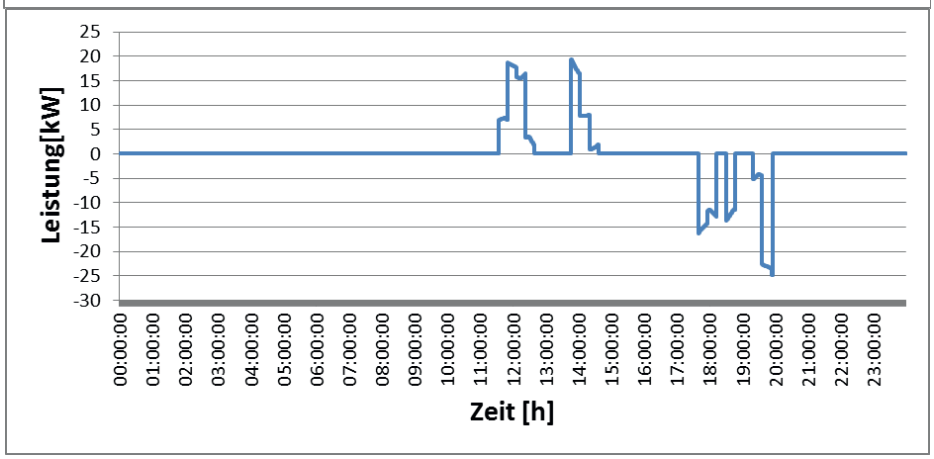


Abbildung 121: Beispielhafte Leistungsabrufe für zwei simulierte Sommertage in der Anwendung Netzausbauverzögerung in der Niederspannungsebene

In Abbildung 121 sind beispielshafte Leistungsverläufe des Speichersystems für zwei Sommertage im Juli aufgeführt. Die negativen Leistungsabrufe implizieren einen Entladungsvorgang, die positiven einen Ladungsvorgang des Speichersystems.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Zur Mittagszeit muss das Speichersystem mehrmals Energie aufnehmen, weil es ansonsten zu einer Überschreitung der technischen Grenzbedienungen im Netz kommen würde. Für die betrachteten Sommertage liegt die maximal geforderte Ladeleistung bei ca. 30 kW. In den Abendstunden entspannt sich die Netzsituation und es finden eine Entladungen des Speichersystems mit Abgabe von Leistung ans Netz statt. Damit wird sichergestellt, dass der Speicher am nächsten Tag für die Einspeicherung der überschüssigen Energie wieder zur Verfügung steht. Die Ergebnisse einer statistischen Auswertung der Häufigkeit und der Höhe der Leistungsabrufe im Referenzjahr werden in Abbildung 122 als Histogramm vorgestellt.

Allgemein lässt sich festhalten, dass die Häufigkeit und die Höhe der Leistungsabrufe relativ gering sind. Die geringen Abrufdauern führen ebenfalls zu geringem Energiedurchsatz, weil die netzkritischen Situationen vergleichsweise selten im Jahr auftreten. Der Speicher befindet sich damit die meiste Zeit im Leerlauf und bieten die Möglichkeit eine weitere Anwendung zu bedienen.

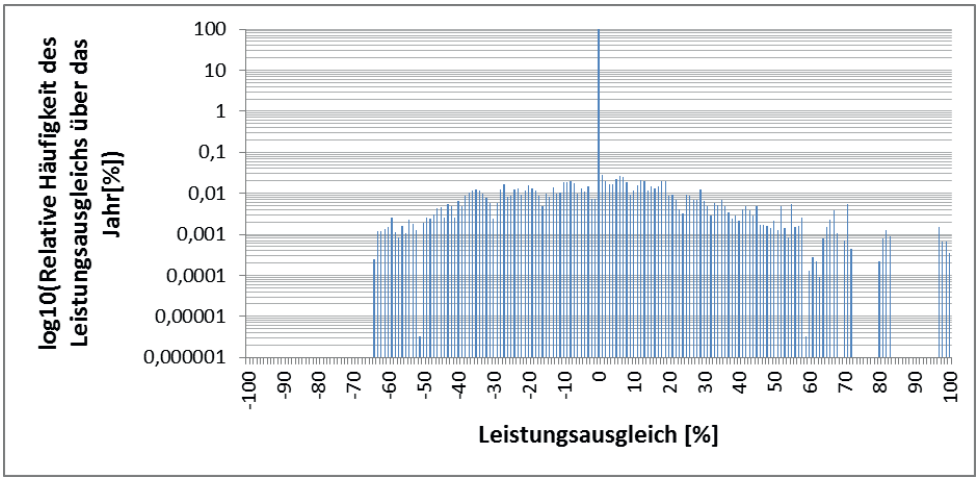


Abbildung 122: Relative Häufigkeiten der Leistungsabrufe in der Anwendung Netzausbauverzögerung in der Niederspannungsebene im betrachteten Referenzjahr

6.2.3 Netzausbauverzögerung in der Mittelspannungsebene

Die Eingangsdaten für den Anwendungsfall Netzausbauverzögerung in der Mittelspannungsebene wurden vom Fraunhofer IWES zur Verfügung gestellt. In dem betrachteten Mittelspannungsnetz werden netzkritische Einspeisungsüberschüsse durch Windenergieanlagen verursacht. Abbildung 123 zeigt einen beispielhaften Leistungsabrufverlauf für ein Speichersystem an einem Wintertag. Das Speichersystem muss immer wieder Leistungsüberschüsse aufnehmen, damit die Netzbetriebsmittel nicht überlastet werden. Anschließend wird das Speichersystem relativ schnell entladen, um wieder freie Kapazitäten für den nächsten Ladeabruf zu haben.

Insgesamt ist die abgerufene Leistung wesentlich höher als in der Niederspannungsanwendung und weißt eine enorme Dynamik auf. Für den Anwendungsfall wurden ebenfalls eine statistische Analyse der Abrufhäufigkeit und Abrufleistung durchgeführt, deren Ergebnisse in Abbildung 124 aufgeführt sind. Das Histogramm zeigt,

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

dass der Speicher sich nur 16 % der Zeit im betrachten Referenzjahr im Wartemodus befindet. Die meiste Zeit des Jahres pendelt der Leistungsabrufe zwischen +/- 10 % der Nennleistung.

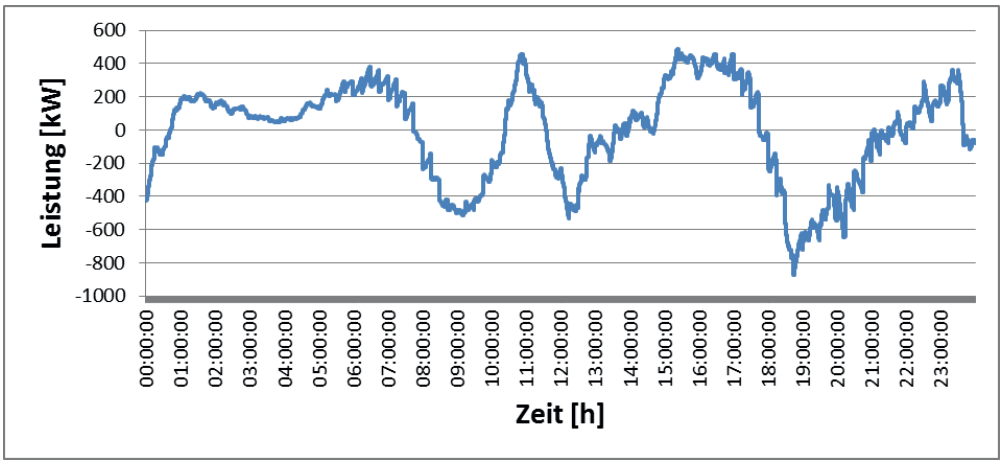


Abbildung 123: Beispielhafte Leistungsabrufe in der Anwendung Netzausbauverzögerung in der Mittelspannungsebene

Die restliche Zeit wird ständig Ladeleistung abgerufen, welchen Entladeintervallen folgen. Die Anwendung zeichnet sich durch einen hohen Energiedurchsatz aus, welche zu einer hohen zyklischen Belastung des Speichersystems bei passender Auslegung führen wird.

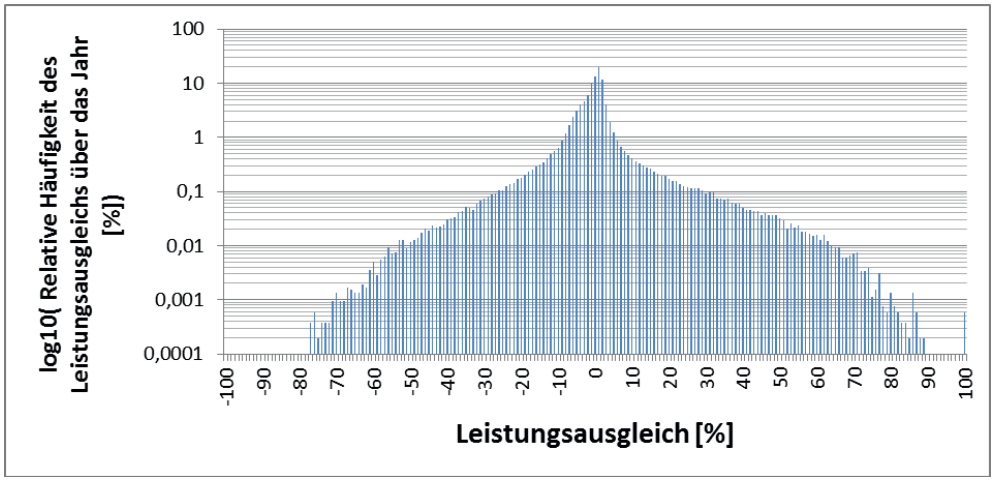


Abbildung 124: Relative Häufigkeiten der Leistungsabrufe in der Anwendung Netzausbauverzögerung in Mittelspannungsebene im betrachteten Referenzjahr

Für die vorgestellten Anwendungsfälle wurden die Eingangsdaten von Artefakten bereinigt und in ein einheitliches Datenformat überführt. In den Daten wurden typische Lastverläufe identifiziert, gesammelt und kondensiert. Die Referenzlastprofile stellen somit charakteristische Leistungsanforderungen an ein Speichersystem in der jeweiligen Anwendung dar und werden als Eingangsdaten für das Lebenszykluskosten Berechnungstool in AP 6.4 verwendet.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

6.3 Energiespeicherdimensionierung

6.3.1 Optimierte Dimensionierung von Energiespeichern

Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen

In dem Forschungsvorhaben wurden im AP 6.3 Algorithmen für die Berechnung der zyklischen und kalendarischen Alterung von Speichersystemen implementiert. Dabei wurde eine universelle Methodik entwickelt, mit der sich das Alterungsverhalten unterschiedlichster Speichertechnologien in verschiedenen Speicheranwendungen abbilden lässt. Die kalendarische Alterung wird mit Hilfe einer Multiplikation der Ladezustandsverweildauern in der jeweiligen Anwendung mit der kalendarischen Alterungskurve der Speichertechnologie und anschließender Akkumulation berechnet. Für die zyklische Alterung ist zunächst eine Kalkulation der Zyklen mit Hilfe der Halbzyklenmethode notwendig. Anschließend wird die Zyklenhäufigkeit und Zyklentiefe mit der Wöhlerkurve für die jeweilige Technologie multipliziert und akkumuliert. Die Gesamtalterung ergibt sich anschließend aus der Superposition der beiden Alterungseffekte. Durch Variation der Speicherkapazität lassen sich die Verweildauern in dem jeweiligen Ladezustand und die entstehenden Entladetiefen modifizieren, so dass Einflüsse unterschiedlicher Speicherdimensionierungen auf die Lebensdauer mit dem Modell abgebildet werden können.

In dem Arbeitspaket wurden zunächst die wichtigsten Alterungsphänomene der verschiedenen Speichertechnologien zusammengestellt. Dabei gab es eine inhaltliche Überschneidung mit AP 6.1, weil die Alterungsphänomene und daraus resultierende Alterungskurven grundsächlich den Speicherparametern zu geschrieben werden können. Daher wurden die Ergebnisse der Alterungsanalyse im AP 6.1 vorgestellt, aber die tatsächliche Integration in das Berechnungswerkzeug erfolgte in diesem AP.

Im Folgenden wird das mathematische Vorgehen bei der Alterungsberechnung vorgestellt und diskutiert. Grundsätzlich ist jede Anwendung durch ein charakteristisches Referenzleistungsprofil gekennzeichnet. In AP 6.2 wurden die Referenzlastprofile für die betrachteten Anwendungen gezeigt. Das Berechnungsverfahren beginnt mit einer ex-ante Festlegung der Energiekapazität des Speichers. Als nächstes wird eine Zeitreihensimulation durchgeführt, um den Ladezustandsverlauf der gewählten Speicherdimensionierung zu berechnen. Das Berechnungsvorgehen wird im Weiteren anhand schematischer Beispiele konkretisiert, weil die realen Messdaten eine hohe Dynamik aufweisen und dort die relevanten mathematischen Zusammenhänge nicht sichtbar sind. In Abbildung 125 ist der Ladezustandsverlauf zweier unterschiedlicher Speicherkapazitäten bei gleichen Leistungsanforderungen dargestellt.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

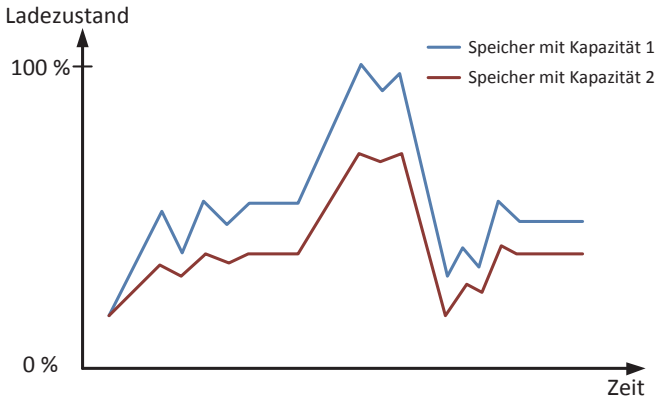


Abbildung 125: Schematische Darstellung des Ladezustandsverlaufs zweier unterschiedlicher Speicherkapazitäten bei gleicher Leistungsanforderung und gleichem Start-SOC

Die Aufnahme bzw. Abgabe gleicher Energiemengen führten bei unterschiedlichen Kapazitäten zu unterschiedlichen Ladezustandsänderungen und damit Zielladezuständen. Daher unterscheiden sich die dargestellten Kurven voneinander. Das hier beschriebene Beispiel zeigt, dass Speicher 2 über eine größere Kapazität als Speicher 1 verfügte, weil sich der Speicherladezustand von Speicher 2 bei gleichen Energieanforderungen wesentlich langsamer verändert.

Die entwickelten Algorithmen analysieren den Ladezustandsverlauf und leiten alle für die Alterungsberechnung notwendigen Parameter ab. Dabei wurde der Ansatz gewählt, dass die Gesamtalterung eine Superposition der zyklischen und kalendarischen Alterung darstellt[24]. Dadurch ergibt sich für die alterungsbedingte Kapazitätsabnahme in einer Betrachtungsperiode:

$$\Delta C = \Delta C_{\mathrm{Zykl}} + \Delta C_{\mathrm{Kal}} \tag{12}$$

ΔC: Kapazitätsverlust des Speichers durch Alterung

ΔC_{Zykl}: Kapazitätsverlust durch zyklische Alterung

ΔC_{Kal}: Kapazitätsverlust durch kalendarische Alterung

Mit der getroffen Arbeitshypothese wurde die Gesamtalterungsberechnung in die kalendarische und zyklische Alterungsberechnung separiert. In dem Zwischenbericht wird aufgrund der Übersichtlichkeit nur das entwickelte Berechnungswerkzeug für die zyklische Alterung vorgestellt. Die Arbeitsweise des Berechnungswerkzeuges für die zyklische Alterung lässt sich am besten anhand schematischer Darstellungen erörtern.

Das Tool startete mit einer Analyse des Ladezustandsprofils. Ziel ist es Lade- und Entlade-Halbzyklen zu identifizieren und die berechneten Zyklenhübe[25] in einem Vektor abzuspeichern. Halbzyklen sind durch eine Vorzeichenumkehr des Leistungsflusses

[24] Der Ansatz hat sich in der Literatur für einen vereinfachten Modellansatz weitgehend durchgesetzt.
[25] Veränderung des Ladezustandes pro Halbzyklus

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

gekennzeichnet. Dies tritt auf, wenn eine Ladephase von einer Entladephase abgelöst wird und umgekehrt. Die identifizierten Halbzyklen im zuvor vorgestellten exemplarischen Ladezustandsprofil für den Speicher mit Kapazität 1 sind in Abbildung 126 durch schwarze Pfeile gekennzeichnet.

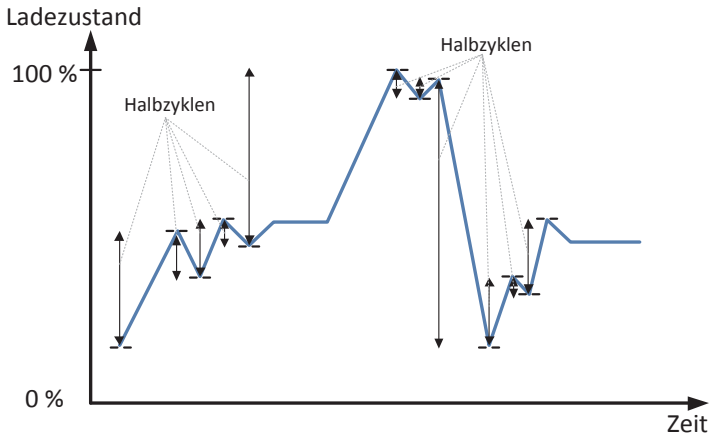


Abbildung 126: Identifizierte Halbzyklen in einem Ladezustandsprofil

Im nächsten Schritt wird aus dem Vektor mit den abgespeicherten Zyklenhüben ein Histogramm erstellt, in dem die auftretenden Häufigkeiten in Abhängigkeit des Zyklenhubs aufgetragen sind. Da sowohl Zyklen mit positiven als auch negativen Zyklenhüben auftreten, werden die jeweiligen Zyklenhäufigkeiten betragsmäßig addiert. Ein exemplarisches Histogramm der Auftrittshäufigkeit von Halbzyklen mit einem positiven und negativen Energiehub ist in Abbildung 127 veranschaulicht.

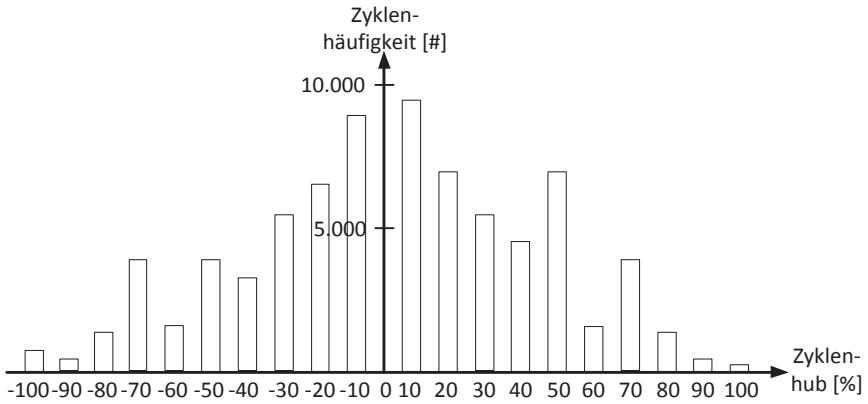


Abbildung 127: Histogramm der Auftrittshäufigkeit von identifizierten Halbzyklen mit einem positiven und negativen Energiehub

Das berechnete Histogramm ist charakteristisch für eine definierte Anwendung und für eine ex-ante festgelegte Speicherdimensionierung. Aus der Abbildung wird deutlich, dass in dieser speziellen Anwendung vermehrt Zyklen mit einer niedrigen Zyklentiefe auftreten. Zyklen mit einer Entladetiefe von +/- 100 % treten hingegen äußerst selten auf. Eine Vergrößerung der Speicherkapazität und damit eine andere Dimensionierung würden bewirken, dass sich die identifizierten Zyklenhübe verkleinern und damit einhergehend eine Verschiebung zur Null der Balken im Histogramm erfolgen würde. Auf diese Weise ist im

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

entwickelten Modell der Kausalzusammenhang zwischen veränderter Speicherdimensionierung und deren Einfluss auf die zyklische Alterung implementiert.

Als nächstes wurde die zyklische Alterung der verschiedenen Speichersysteme in das Modell integriert. Der Kausalzusammenhang zwischen technologiespezifischer Zyklenalterung, Dimensionierung und Leistungsprofil ist mit Hilfe der in AP 6.1 abgeleiteten technologiespezifischen Wöhlerkurvencharakteristik umgesetzt. Eine typische Wöhlerkurve für Lithium-Ionen-Batterien ist in Abbildung 128 schematisch dargestellt.

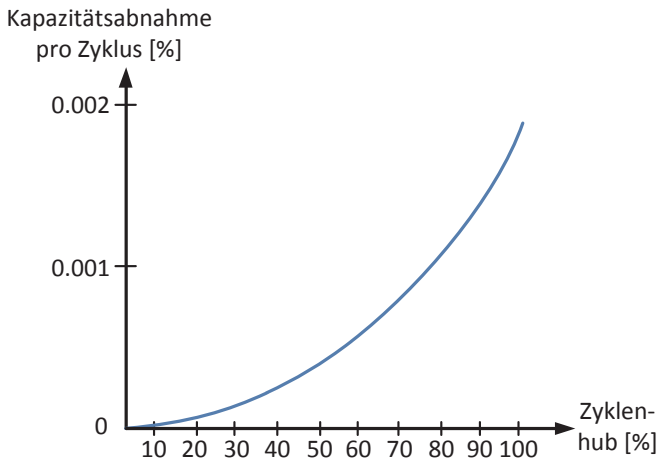


Abbildung 128: Typische Wöhlerkurve für eine Lithium-Ionen-Batterie

Die Wöhlercharakteristik berücksichtigt, dass jede Speichertechnologie in Abhängigkeit der auftretenden Zyklenhübe unterschiedlich altert. In anderen Worten führt jeder Speicherzyklus zu einer Kapazitätsabnahme aufgrund von zyklischen Alterungseffekten. Die Kapazitätsannahme pro Zyklus ist meistens äußerst gering und entzieht sich in der Regel der punktuellen Wahrnehmung. In diesem Zusammenhang werden die Kapazitätsabnahmen pro Zyklus auch als Alterungsinkremente bezeichnet. Bei der Lithium-Ionen-Technologie schädigen Zyklen mit hohen Zyklenhüben den Speicher stärker, als Zyklen mit kleinen Hüben. Dies führt zu einer höheren Kapazitätsabnahme pro Zyklus bei hohen Zyklenhüben.

Die gesamte zyklische Alterung resultiert aus der Multiplikation des jeweiligen Histogramms der Zyklenhäufigkeiten aus Abbildung 129 mit dem jeweiligen Alterungseinfluss aus der Wöhlercharakteristik in Abbildung 128 und anschließender Akkumulation.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

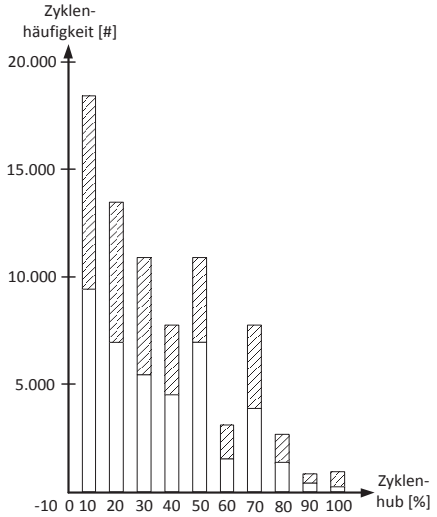


Abbildung 129: Betragsmäßige Darstellung des Histogramms der Zyklenhäufigkeiten

Je nach Anwendung und Speicherdimensionierung ergeben sich unterschiedliche Zyklenhistogramme. Zusätzlich resultiert das Alterungsverhalten je nach Speichertechnologie in verschiedenen Wöhlerkurven. Der mathematische Zusammenhang lässt sich wie folgt beschreiben:

$$\Delta C_{\mathrm{Zykl}} = \frac{1}{2} \sum_{z=1}^{100} a_z \cdot k_z \tag{13}$$

ΔC_{Zykl}: Kapazitätsverlust durch zyklische Alterung

z: Laufvariable für die Summation der Zyklen mit einem Energiehub von 1% bis 100%

k_z: Häufigkeit der Zyklen mit jeweiligem Zyklenhub z

a_z: Alterungsinkrement des jeweiligen Zyklenhubs z

Die Division durch zwei ist notwendig, weil die Wöhlerkurvencharakteristik den Alterungseinfluss von ganzen Zyklen berücksichtigt. Im Histogramm ist jedoch nur die Häufigkeit von Halbzyklen aufgetragen, weil die Zyklenanalyse mit einem Halbzyklenzähler erfolgte.

Die Berechnung der kalendarischen Alterung ist in ähnlicher Weise implementiert. Dort definiert sich die Schädigung über die Verweildauer im jeweiligen Ladezustand anstelle der Zyklentiefe. Auch hier ist die Alterungscharakteristik, also die kalendarische Lebensdauer in Abhängigkeit vom Ladezustand technologieabhängig. Hier kommen die kalendarischen Lebensdauerkurven aus AP 6.1 zum Einsatz. In dem nachfolgen AP wurden beide Werkzeuge für die Berechnung der Alterungskurven verwendet.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

6.3.2 Dimensionierung von Batterien anhand von Alterungsbetrachtungen

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg

Da sich die Performance einer Batterie über deren Lebensdauer ändert, ist es wichtig für die Planung, Auslegung und Dimensionierung einer Batterie, deren Eigenschaften über die gesamte Nutzungsdauer zu kennen. Die Batterie muss letztlich so ausgelegt werden, dass zu jedem Zeitpunkt die minimal geforderte Energie und Leistung für die entsprechende Anwendung bereitgestellt werden kann. Hierfür wurden die gewonnenen Ergebnisse der Zelldegradation über die Lebensdauer aus 4.5.2 verwendet. Mit dem Koordinator des AP 6 (RWTH Aachen) wurde durch Diskussionen geklärt, welche Parameter für die alterungsabhängige Batteriedimensionierung benötigt werden. Bei vorgegebenem Kapazitätsverlust von maximal 20% der Anfangskapazität bis zum Lebensende wurde die Widerstandszunahme in Abhängigkeit vom Ladezustand verwendet, um die verfügbare elektrische Leistung der Zellen und die dabei entstehende Abwärme für die Kühlungsauslegung zu berechnen. Den Verlauf des Zellinenwiderstands über die Lebensdauer der untersuchten Zelle ist in Abbildung 130 dargestellt. Da sich, wie im Kapitel 4.5.2 ermittelt, die Spannungskennlinie über die Lebensdauer nicht geändert hatte und damit keine Spannungsdegradation festgestellt werden konnte, ist die Verminderung der Pulsleistungsfähigkeit der Zellen auf den Anstieg des Innenwiderstandes zurückzuführen. Die entnehmbare Leistung der Zelle wurde über

$$P = U_{\mathrm{min}} I = U_{\mathrm{min}} \frac{U_{\mathrm{min}} - OCV}{R_{\mathrm{i}}} \tag{14}$$

bestimmt, wobei U_{min} die Entladeschlussspannung ist. Die resultierende entnenhmbare Leistung bei verschiedenen Lade- und Alterungszuständen ist in Abbildung 130 gezeigt. Dabei ist deutlich zu erkennen, dass mit zunehmender Zellalterung die Leistungsfähigkeit der Zelle verringert wurde.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

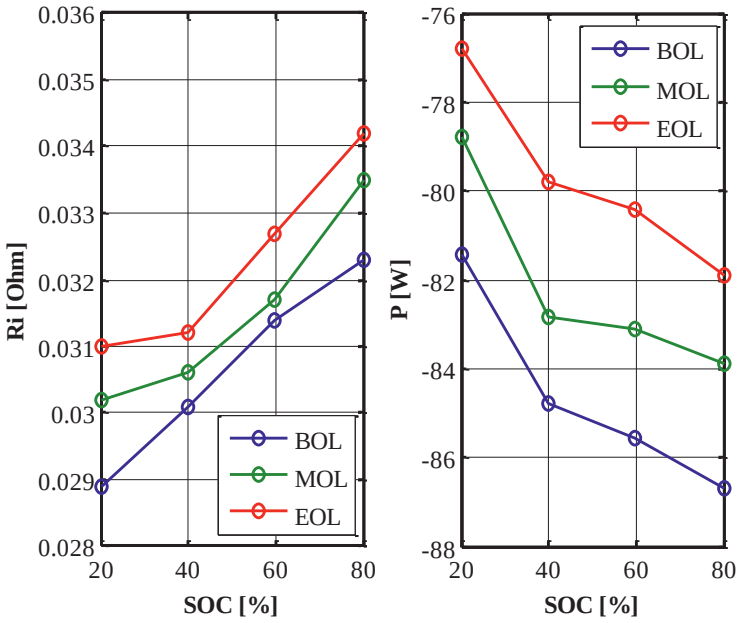


Abbildung 130: Vergleich der Innenwiderstandswerte nach 10 Sekunden und die entnehmbare Leistung in Abhängigkeit vom SOC über die Zelllebensdauer

6.3.3 Alterung und Wirkungsgradeinflüsse

Technische Universität München

Innerhalb der Alterungstestreihen an den Lithium-Ionen Testzellen (beschrieben in AP 4.4) wurden u.a. auch die Selbstentladung sowie die Wirkungsgrade über dem Alterungsverlauf erfasst, die hier dargestellt und deren Einfluss auf die Dimensionierung diskutiert werden soll.

6.3.3.1 Entwicklung der Wirkungsgrade über der Alterung

Für dieses Arbeitspaket wurde zusätzlich eine umfassende Messung der Wh-Wirkungsgrade mit konstanten Leistungen zum Lebensdauerbeginn der Batteriezellen durchgeführt. In Abbildung 131 sind dazu die mittleren Wirkungsgrade von jeweils drei Prüflingen von Lade- und Entladezyklen mit jeweils unterschiedlichen konstanten Leistungen gezeigt. Dabei wurde jeweils mit bestimmten Leistungen zwischen 0,1 und 2-facher Nominalleistung geladen oder entladen und dabei jeweils in die gegenteilige Stromrichtung mit 0,1-facher Nominalleistung gefahren. Alle Messungen wurden bei einer Umgebungstemperatur von 25°C mit schwacher Konvektion durchgeführt.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

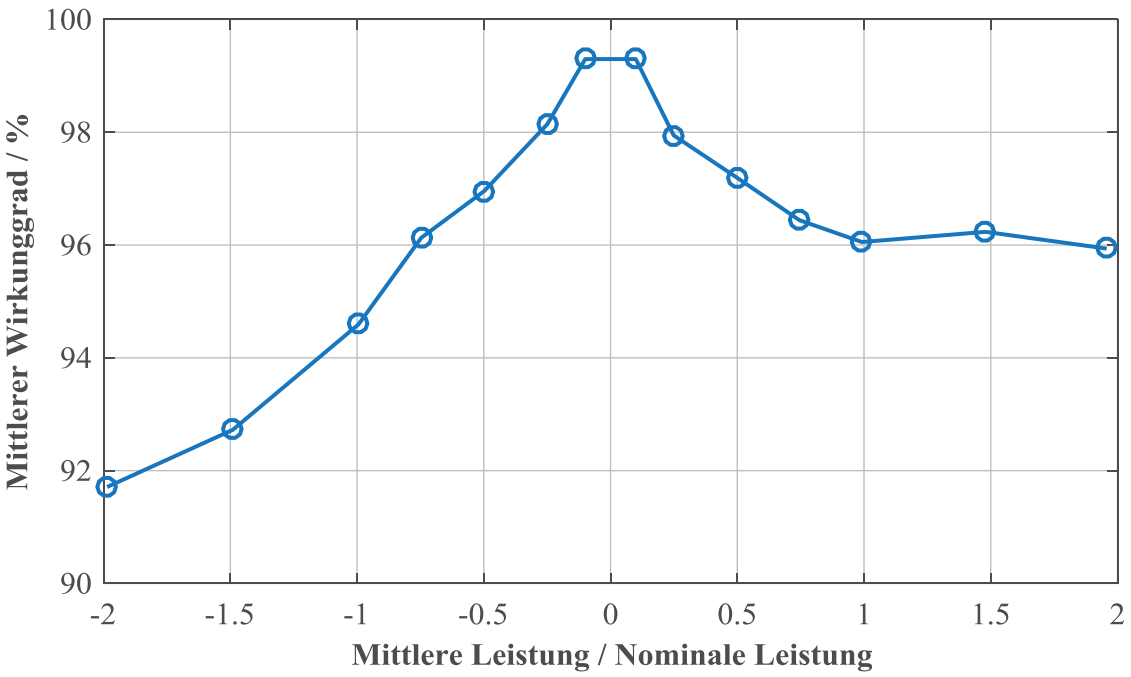


Abbildung 131: Mittlerer Wirkungsgrad von jeweils 3 Zellen bei verschiedenen relativen Leistungen

Es wird deutlich, dass steigende Lade- und Entladeleistungen zu geringeren Wirkungsgraden führen. Allerdings liegen die Wirkungsgradwerte für den Standardbetriebsbereich zwischen -1 und 1-facher Nominalleistung mit Werten über 94 % im Normbereich von Lithium-Ionen-Batterien und sind deutlich höher als die in AP 7.1.1.3 gezeigten modellierten Wirkungsgradwerte verschiedener Lithium-Ionen-Zelltechnologien.

Für die Dimensionierung des Batteriespeichers ist der Wirkungsgrad somit eine wichtige Einflussgröße, da sich ausgehend von einer Anwendung mit einem fixen Residuallastprofil im Betrieb unterschiedliche relative Leistungen und damit andere Wirkungsgrade ergeben: Umso größer der Speicher bei gleichbleibender absoluter Belastung ist, desto kleiner werden die Wirkungsgradverluste. Eine Überdimensionierung kann somit helfen die Verluste zu verringern und in den meisten Fällen auch eine geringere Degradation der Kapazität zur Folge haben.

Im Vergleich zu den Wirkungsgradwerten zum Lebensdauerbeginn, ist in folgender Abbildung 132 die Entwicklung der Wirkungsgrad über der Alterung aufgetragen. Dabei wurde im monatlichen CheckUp jeweils der Wh-Wirkungsgrad eines Vollzyklus mit einer 1 CCCV-Ladung und 1 CCCV-Entladung ermittelt. Der Wh-Wirkungsgrad dieser Messung entspricht in Absolutwerten nicht exakt den Werten der Wirkungsgradbestimmung mit konstanten Leistungen zum Lebensdauerbeginn. Allerdings kann die Veränderung des Wh-Wirkungsgrads ebenso auf die in Abbildung 131 gezeigte Wirkungsgrade bei unterschiedlichen konstanten Leistungen übertragen werden.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

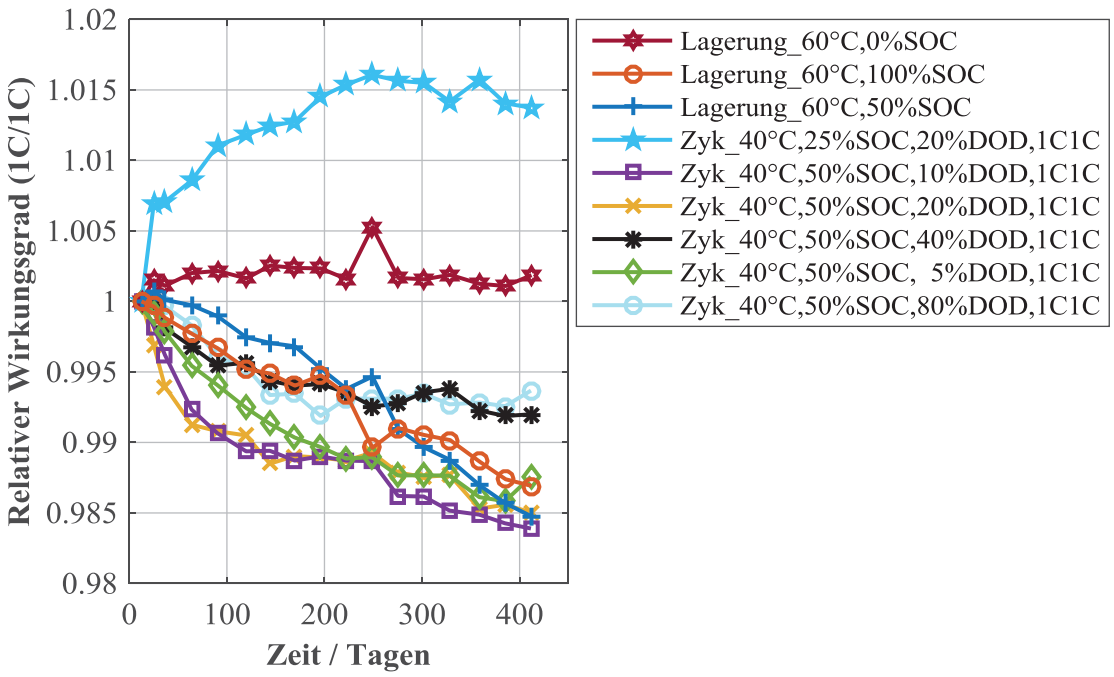


Abbildung 132: Entwicklung des Wirkungsgrads (1C/1C Zyklus) über der Zeit für verschiedene Alterungstestpunkte

In der Abbildung 132 sind die Wh-Wirkungsgradverläufe von ausgewählten Lagerungstestpunkten und Belastungstestpunkten als Mittelwert von jeweils drei Prüflingen gezeigt. Dabei wurden vor allem die Testpunkte mit der größten Veränderung dargestellt. Dabei wird deutlich, dass die Veränderung jeweils in positive und negative Richtung bei circa maximal 1,5 % nach über 430 Tagen Alterung liegt, womit sich z.B. der Wh-Wirkungsgrad bei einer Entladung mit 1-fachen Nominalleistung von 94,59 % auf 93,17 % nur unwesentlich verändert hat. Bei den Lagerungstestpunkten ist nur bei 60°C ein kontinuierliches Absinken des Wirkungsgrades zu beobachten. Bei den niedrigeren Temperaturen steigt der Wirkungsgrad anfangs leicht um bis 0,5 % und stagniert dann auf diesem Niveau in der gezeigten Testdauer. Ein Einfluss des Ladezustands der Lagerung auf den Wirkungsgrad ist nicht beobachten, da selbst bei 60°C kein signifikanter Unterschied zwischen 50 und 100% SOC zu erkennen ist. Bei den Belastungstestpunkten entspricht der letzte Wert circa 5.000 äquivalente Vollzyklen. Es ist zu erkennen, dass sich der Wirkungsgrad ähnlich der Kapazität in der Alterung verändert und dabei die jeweiligen Entladetiefen einen unterschiedlichen Einfluss haben. Eine Erklärung dieses Verlaufs der Wirkungsgrade ist über die in AP 4.4 gezeigte Korrelation des Kapazitätsverlusts zu dem Anstieg der Impedanzen möglich. Da der Wirkungsgrad mit steigenden Impedanzen abnimmt, ist ein ähnlicher Verlauf zu der Kapazität über der Alterung zu erwarten. Es kann mit den gezeigten Messdaten nun geschlussfolgert werden, dass für die Testzelle keine relevante Änderung des Wirkungsgrads mit der Alterung zu beobachten ist und somit nicht in der Dimensionierung berücksichtigt werden muss.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

6.3.3.2 Entwicklung der Selbstentladerate über der Alterung

Im Weiteren wird die Selbstentladung der Testzelle dargestellt. Dazu ist in Abbildung 133 für verschiedene Temperaturen die Entwicklung der Selbstentladerate für verschiedene Lagertemperaturen bei einem Ladezustand von 50 % für jeweils drei Prüflinge im Mittel gezeigt. Die Selbstentladung stellt dabei den reversiblen Kapazitätsverlust bezogen auf die Nennkapazität dar. Hierbei wurde nach jeweils 26,5 Tagen die Kapazitätsmessung durchgeführt und das Ergebnis auf 30 Tage skaliert.

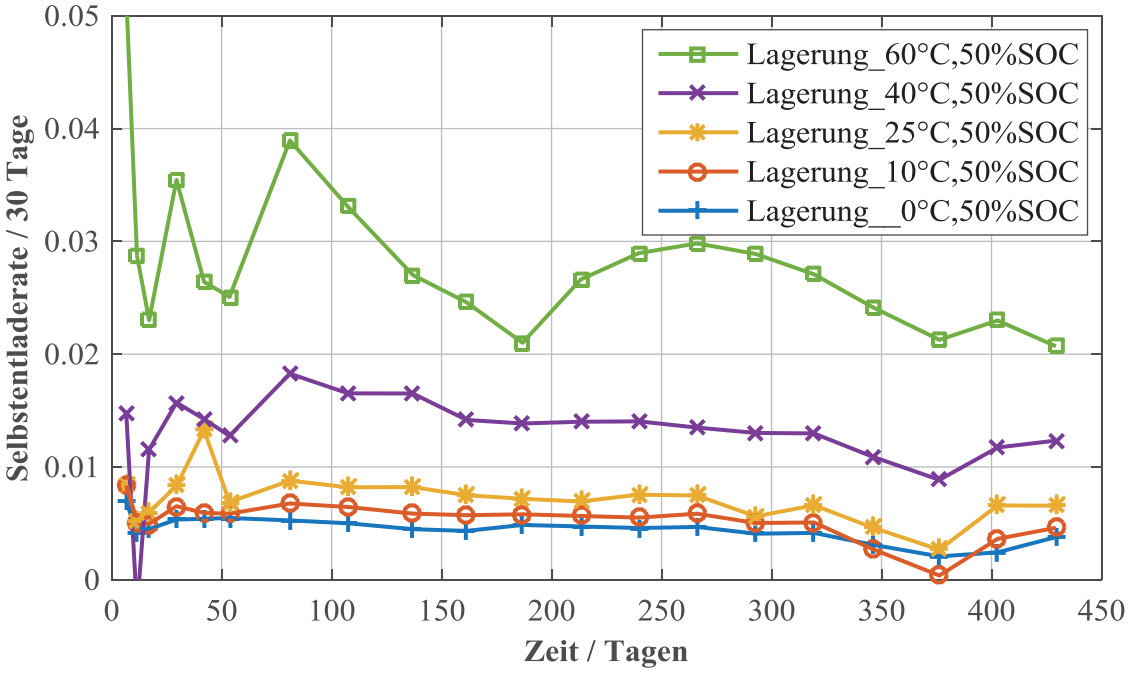


Abbildung 133: Entwicklung der Selbstentladerate über der Zeit für die Lagerungstest-punkte bei verschiedenen Temperaturen bei 50% SOC

Es wird deutlich, dass mit höheren Temperaturen die Selbstentladung zunimmt ist. Dabei ergeben sich relativ gute absolute Selbstentladeraten des Prüflings im Betriebsbereich zwischen 10-40°C im Vergleich zu Angaben aus der Literatur mit Werten zwischen 2-5 % Selbstentladung pro Monat. Weiterhin ist zu beobachten, dass die Selbstentladeraten für keine der Temperaturen sich wesentlich mit der Alterung ändert. In der folgenden Abbildung 134 ist zusätzlich die Entwicklung der Selbstentladerate für verschiedene Ladezustände bei 40°C Lagerungstemperatur gezeigt. Hierbei ist keine direkte Korrelation der Selbstentladung mit dem SOC zu erkennen.

Mit gezeigten Selbstentladeraten im Bereich zwischen 0,5-3 % pro 30 Tage kann diese Einflussgröße auf die Dimensionierung des Speichers für die meisten Anwendungen vernachlässigt werden, da Batteriespeicher typischerweise mindestens im Tagesrhythmus zyklisiert werden und ständig im Betrieb sind. Selbst wenn zum Beispiel ein PV-Heimenergiespeicher deutlich zu klein für die entsprechende Residuallast dimensioniert wäre und schon vor der Mittagsspitze einen vollen Ladezustand erreicht, wäre mit einer auf eine Stunde skalierten Selbstentladerate von 0,0007-0,004 % bei 25°C Batterietemperatur

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

keine wesentliche Selbstentladung über mehrere Stunden hinweg zu erwarten. Nur in der Anwendung als Langzeitspeicher wie zum Beispiel in USV-Anlagen ist die Selbstentladung eine relevante Einflussgröße, wobei hierbei ebenso die Dimensionierung keine Rolle auf diese Größe hat.

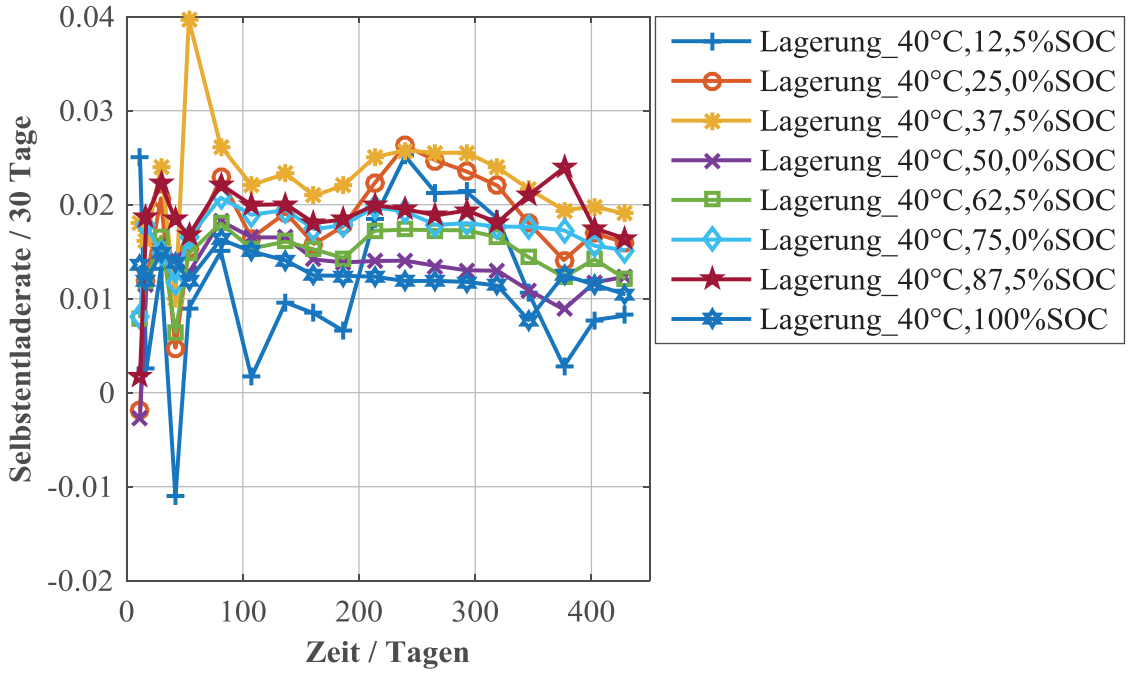


Abbildung 134: Entwicklung der Selbstentladerate über der Zeit für die Lagerungstest-punkte bei 40°C bei verschiedenen SOCs

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

6.4 Bestimmung der Lebensdauerzykluskosten

6.4.1 Entwicklung einer Berechnungsmethodik zur Bestimmung der Lebensdauerzykluskosten

Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen

Auf Basis der Ergebnisse aus den AP 6.1, AP 6.2 und AP 6.3 wurde ein Werkzeug entwickelt, mit dem sich die Lebenszykluskosten für die verschiedenen Speichertechnologien und Anwendungen berechnen lassen. Für die Bewertung der Lebenszykluskosten wurden die Barwert- und die Annuitätenmethode angewandt. Das Tool beinhaltet als wesentliche Funktionalitäten den Import von Belastungsprofilen, den Import von technischen und ökonomischen Parametern, die Optimierung der Dimensionierung und eine Berechnung der Wirtschaftlichkeit von Speichersystemen. Die Software wurde teilweise in der Programmierumgebung Matlab der Firma Mathworks und teilweise in Excel der Firma Microsoft implementiert. Das Werkzeug importiert ein Referenzlastprofil und kalkuliert unter Zuhilfenahme der Speicherkapazität den Ladezustandsverlauf des Speichersystems. Aus dem Ladezustandsverlauf wird mit Hilfe der kalendarischen und zyklischen Alterungsparameter aus AP 6.1 die Gesamtalterung des Systems bewertet und die Lebensdauer extrapoliert. Die errechnete speicherspezifische Lebensdauer wird an das ökonomische Modell übergeben, welches aus den Investitions- und Betriebskosten die Lebenszykluskosten im Sinne des Barwerts bzw. der jährlichen Annuität des simulierten Speichersystems berechnet.

In AP 6.4 wurde die in AP 6.3 entwickelte Methodik in ein MATLAB Werkzeug implementiert, welches in der Lage ist, die Lebenszykluskosten verschiedener Speichertechnologien auf Basis einer adäquaten Lebensdauerbrechnung zu bestimmen. Ziel war es ein universelles Werkzeug zu entwickeln, mit dem sich alle in dem Projekt betrachteten Speichertechnologien und Speicheranwendungen kalkulieren lassen. Die Funktionsweise des implementieren Werkzeugs ist in Abbildung 135 verdeutlicht.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

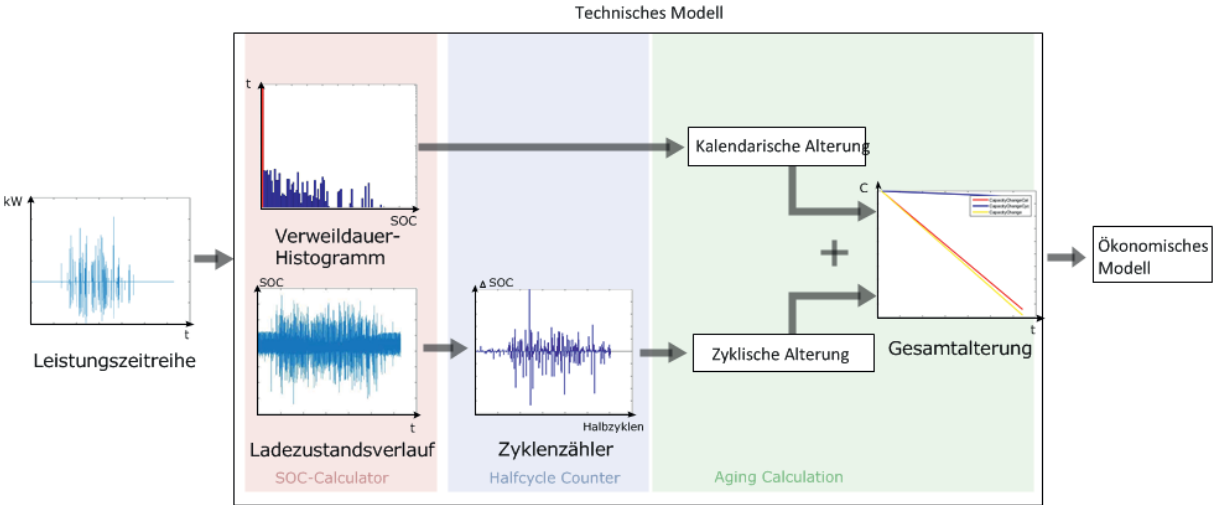


Abbildung 135: Prinzipieller Aufbau des implementieren Berechnungswerkzeuges für die Kalkulation der Lebensdauer und der Lebenszykluskosten

Zunächst werden die Belastungsprofile in das Tool eingelesen. Danach wird unter Berücksichtigung der Speicherkapazität und Effizienz der Ladezustandsverlauf des Speichersystems berechnet. Aus der Ladezustandszeitreihe wird anschließend eine kalendarische und zyklische Alterung berechnet, welche die Gesamtlebensdauer des Systems determiniert. Die berechnete Lebensdauer wird an das ökonomische Modell übergeben, welches unter Zuhilfenahme der ökonomischen Parameter aus AP 6.1 die Lebenszykluskosten anhand des Kapitalwertes und der jährlichen Annuität bewertet. Im Folgenden werden die einzelnen implementierten Berechnungsschritte in dem MATLAB Werkzeug näher erörtert.

6.4.1.1 Einlesen der Belastungsprofile und der Speicherparameter

Bei der Berechnung der Lebenszykluskosten wurde als erstes ein Importalgorithmus für Belastungsprofile entwickelt und implementiert. Das Hauptaugenmerk lag hier darauf, Belastungsdaten aus AP 6.2 automatisiert einzulesen, um möglichst flexibel auf unterschiedliche Formate zu reagieren. Die gestellten Anforderungen konnten nur teilweise erfüllt werden, weil die realen Belastungsprofile teilweise Lücken und Unstimmigkeiten aufwiesen, welche manuell korrigiert werden mussten. Dennoch ist es mit der Software möglich, Belastungsprofile mit unterschiedlicher zeitlicher Auflösung und Leistungseinheiten in das Berechnungswerkzeug einzulesen. Das Einlesen der Speicherdaten gestaltete sich als wesentlich einfacher, weil Format und Anordnung der Parameter in Exel-Tabellen durch das ISEA festgelegt wurden und es daher zu keinen Kompatibilitätsproblemen kam. Auch unterschiedliche Zeitskalen der Belastungsdaten bereit dem Importalgorithmus keine Schwierigkeiten.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

6.4.1.2 Berechnung der Komponentenlebensdauern sowie Optimierung der Speicherdimensionierung und des Betriebsbereiches

Für die Optimierung der Speicherdimensionierung wurde ein iterativer Ansatz gewählt. Hierbei kann sowohl die Speicherkapazität und -leistung variiert werden. Die Energiekapazität des Speichersystems wurde schrittweise vergrößert und verringert. In jeder Iteration wird, wie im Abschnitt zu AP 6.3 erläutert, eine Ladezustandskurve berechnet. Aus der Analyse der Ladezustände kann für jede Speicherkonfiguration die kalendarische und zyklische Alterung in der jeweiligen Anwendung berechnet werden. Anschließend berechnet das Werkzeug den Alterungsverlauf über die Zeit und extrapoliert die resultierende Lebensdauer des Speichersystems. Im Folgenden wird das entwickelte Simulationsmodell beschrieben, welches die Lebensdauer verschiedener Speichersysteme berechnet.

Das Modell berücksichtigt für den Alterungsprozess die kalendarische Alterung und die zyklische Alterung. Als Alterung wird die Abnahme der Kapazität um einen Prozentsatz der Ursprungskapazität bezeichnet. Das Ende der Lebensdauer (End-Of-Life, EOL) ist erreicht, wenn der Speicher nur noch 80 % seiner Anfangskapazität aufweist.

Für die Alterungsberechnung wird die importierte Leistungszeitreihe an das MATLAB-Tool übergeben. Über die Leistungsanforderungen an das Speichersystem wird zunächst der Ladezustandsverlauf des Speichers für verschiedene Speicherkapazitäten errechnet. Bei der Berechnung des Ladezustandsverlaufs werden Speicherparameter, wie der Wirkungsgrad, berücksichtigt und die Speicherverluste aufsummiert. Aus dem Ladezustandsverlauf wird anschließend die Gesamtalterung des Speichersystems aus der Superposition der zyklischen und kalendarischen Alterung bestimmt.

Zunächst wird die Leistungszeitreihe mit invertiert, um die Leistungsanforderungen von Netzseite auf Batterieseite umzustellen.

$$P_{\mathrm{Bat}} = -P_{\mathrm{Netz}} \tag{15}$$

Anschließend wird zwischen Lade- und Entladevorgängen unterschieden, wobei der Wirkungsgrad η des Speichersystems berücksichtigt wird:

$$P_{\mathrm{Lade,bat}} = P_{\mathrm{Netz}}(P_{\mathrm{Netz}} > 0) * \eta \ ; \ \eta \leq 1 \tag{16}$$

$$P_{\mathrm{Entlade,bat}} = \frac{P_{\mathrm{Netz}}(P_{\mathrm{Netz}} < 0)}{\eta} \ ; \ \eta \leq 1 \tag{17}$$

Wenn man diese neue Leistungszeitreihe nun über ihren Verlauf integriert, erhält man so die durch die angeforderte Leistung hervorgerufene Ladezustandskennlinie. Zusätzlich zu der vom Netz hervorgerufenen Veränderung des Ladezustands werden noch Einkaufs- und Verkaufsvorgänge, falls welche anfallen, berücksichtigt. Die eingekaufte oder verkaufte

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Energiemenge wird mit dem durch die Leistungszeitreihe erzeugten Ladezustand superponiert um den absoluten Ladezustand zu erhalten. Abbildung 136 zeigt die Lastzeitreihe und den daraus resultierenden Ladezustand einer 10 MWh Lithium-Ionen-Batterie.

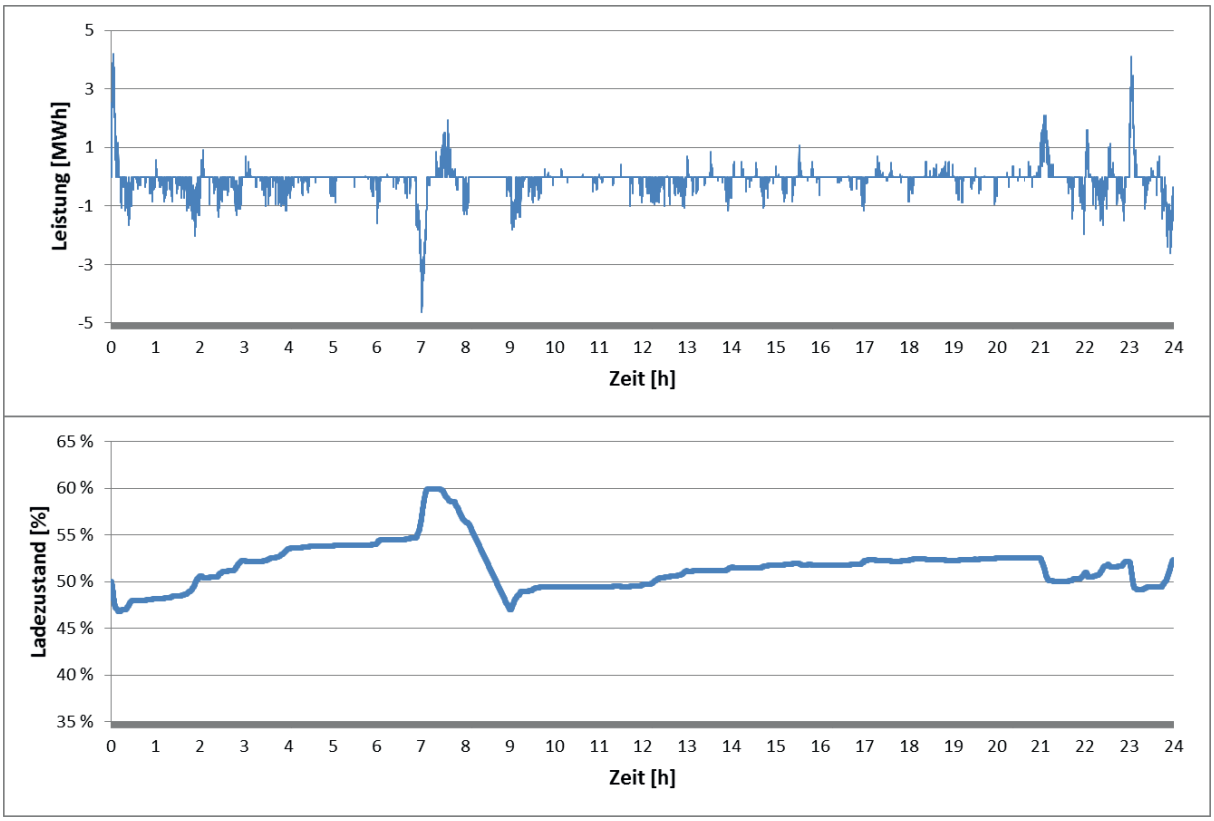


Abbildung 136: Ladezustandsverlauf in Abhängigkeit der Leistungsanforderungen für eine 10 MWh Lithium-Ionen-Batterie über 24 Stunden in der Anwendung PRL

Der Ladezustandsverlauf beinhaltet bereits die Wirkungsgrade des Speichers. Um die elektrischen Verluste zu berechnen, wird ein Referenz-Ladezustandsverlauf berechnet, welcher einen potentiellen Verlauf bei einem Wirkungsgrad von $\eta = 1$ abbildet. Für den Referenz-Ladezustandsverlauf wird ebenfalls die Energiemenge berechnet, die sowohl für Lade- als auch Entladeprozesse notwendig ist. Die elektrischen Verluste berechnen sich dann zu:

$$E_{\text{Loss}} = \left| E_{\text{ref,Charge}} - E_{\text{Bat,Charge}} \right| + \left| E_{\text{ref,Discharge}} - E_{\text{Bat,Discharge}} \right| \tag{18}$$

Die elektrischen Verluste werden während des Programmablaufs kumuliert, um anschließend die Gesamtverlustenergie und ihre Kosten bestimmen zu können.

Für die Berechnung der kalendarischen Alterung ist die Verweildauer des Speichers in dem jeweiligen Ladezustand von Bedeutung, weil bei den meisten Speichern die Alterungsgeschwindigkeit mit dem Ladezustand korreliert. Auf Basis der in AP 6.1 definierten Eingangsdaten wird die prozentuale Abnahme der Kapazität pro Zeiteinheit in Abhängigkeit des jeweiligen Ladezustandes ermittelt. Der mathematische Zusammenhang zwischen

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Lebensdauer und Kapazitätsabnahme in Prozent wird in nachfolgender Gleichung dargestellt.

$$\text{Kap.verlust}_{\text{Kal}} = \frac{100\ \%\text{-}EOL}{\text{Lebensdauer}_{\text{Jahre}}(SOC)\text{*Zeiteinheit}} \tag{19}$$

EOL: End of Life / Kapazität am Ende der Lebensdauer

SOC: State of Charge / Ladezustandverlauf

Die transformierte Kapazitätsabnahme pro Sekunde in Abhängigkeit des Ladezustandes für die Lithium-Ionen-Technologie wird in Abbildung 137 verdeutlicht.

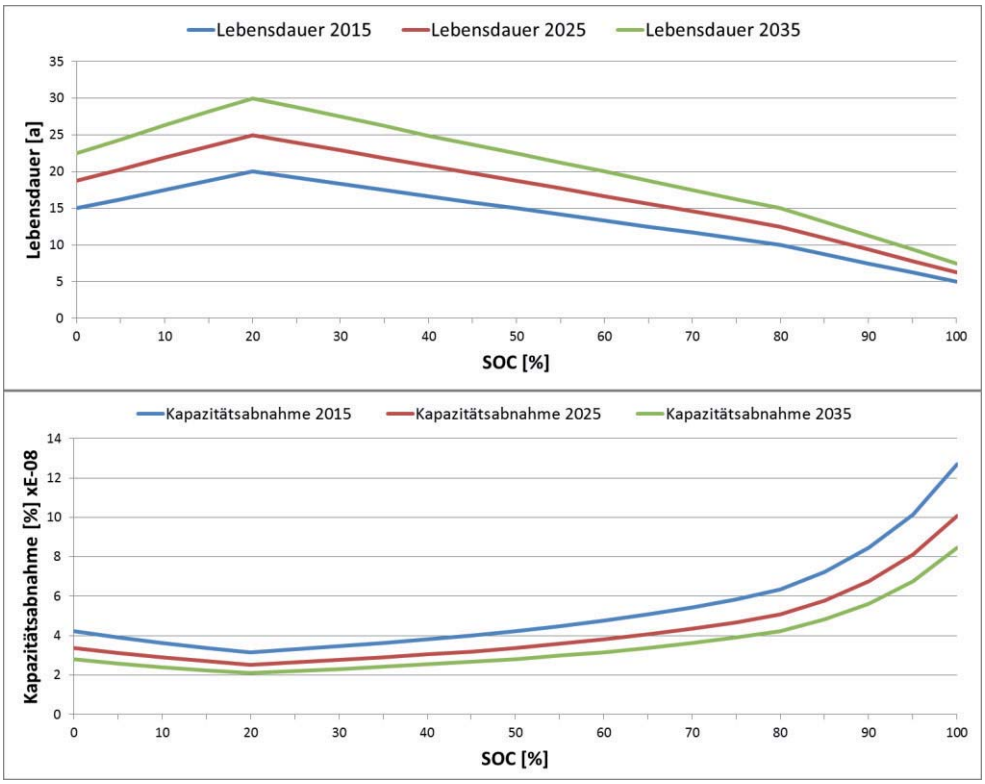


Abbildung 137: Lebensdauern und resultierende Kapazitätsabnahme pro Sekunde in Abhängigkeit des Ladezustandes einer Lithium Ionen Batterie

Durch Faltung der erzeugten Alterungskurve mit dem Ladezustandshistogramm ergibt sich letztendlich die durch kalendarische Alterung hervorgerufene Kapazitätsabnahme über den betrachteten Zeitraum bzw. das zugrundeliegende Leistungsprofil. Durch Variation der Speicherkapazität verschiebt sich das Ladezustandshistogramm, womit sich der Einfluss unterschiedlicher Speicherkapazitäten auf die kalendarische Alterung berücksichtigen lässt.

Der zweite wesentliche Teil der Alterungsberechnung ist die Kalkulation und die Implementierung der zyklischen Alterung. Zyklische Alterung bezeichnet Alterungserscheinung, welche durchs Laden- und Entladen des Speichersystems hervorgerufen werden. Ursachen und Auswirkungen der zyklische Alterung wurden im AP 6.1 erläutertet. Ein Zyklus entspricht einem Ladevorgang und der darauffolgenden Entladung auf den Ausgangsladezustand oder umgekehrt. Ein Halbzyklus ist die Änderung

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

des Ladezustands eines Speichers nur in eine Richtung. Bei einem Ladevorgang spricht man von einem positiven Halbzyklus, bei einem Entladezustand von einem negativen Halbzyklus. Findet ein Wechsel von Lade- zu Entladevorgang statt oder umgekehrt, gilt der aktuelle Halbzyklus als beendet und ein neuer Halbzyklus beginnt. In der Modellimplementierung wird ein Halbzyklenzähler verwendet. um die zyklische Belastung eines Speichers abzuschätzen. Der Halbzyklenzähler durchsucht den Ladezustandsverlauf nach Wendepunkten und berechnet dabei die umgesetzt Energiemenge zwischen dem vorherigen und jetzigen Wendepunkt durch Subtraktion.

Anschließend wird die Zyklusenergiemenge durch die Speicherkapazität dividiert und daraus die Entladetiefe des Speichersystems inklusive positiver oder negativer Orientierung berechnet. Die kumulierte Anzahl der Zyklen mit ihrer jeweiligen Entladetiefe in Abhängigkeit von der Anwendung und Speicherkapazität wird in einem Histogramm gespeichert. Um von Halbzyklen auf Zyklen zu kommen, werden vereinfachend Halbzyklenpaare miteinander aufsummiert und diese Summe anschließend durch zwei dividiert. Die Simulationsergebnisse für einen 7 MWh Lithium-Ionen-Speicher in der Anwendung Primärregelleistung sind in der Abbildung 138 dargestellt. In der Anwendung treten hauptsächlich Zyklen mit einer sehr niedrigen Zyklentiefe auf. Für eine bessere Sichtbarkeit sind daher Zyklen bis zu einer Entladetiefe von bis zu 0,2 Prozent dargestellt. Selbstverständlich wird das Histogramm für Zyklen mit einer Tiefe von bis zu 100 % erstellt.

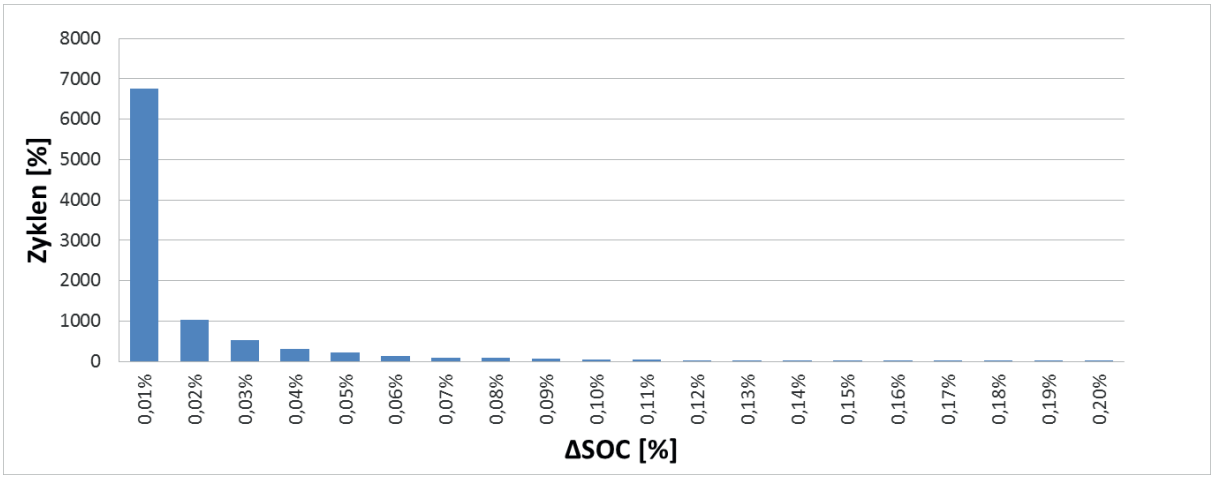


Abbildung 138: Ausschnitt des Histogramms der positiven Zyklen einer 10 MW und 7 MWh Lithium Ionen Batterie in der Anwendung PRL

Wie für die kalendarische Alterung wird aus den in AP 6.1 zusammen getragenen Wöhlerkurven für die jeweilige Technologie die prozentuale Kapazitätsabnahme pro Zyklus in Abhängigkeit von der Entladetiefe berechnet. Die Werte zwischen den einzelnen Stützpunkten der Wöhlerkurve wurden lineare interpoliert. Die Transformation erfolgt mit der nachfolgenden Formel.

$$\text{Kapazitätsverlust}_{\text{Zykl}} = \frac{100\%\text{-}EOL}{\text{Zyklen}(\Delta SOC)} \tag{20}$$

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Die Ergebnisse der Transformation sind in Abbildung 139 am Beispiel der Lithium-Ionen-Speichertechnologie verdeutlicht. Dort ist der Kapazitätsverlust in Abhängigkeit von der Entladetiefe bzw. Depth-of-Discharge abgebildet. Zudem werden die Alterungskurven für die drei betrachteten Szenarien 2015, 2025 und 2035 unterschieden.

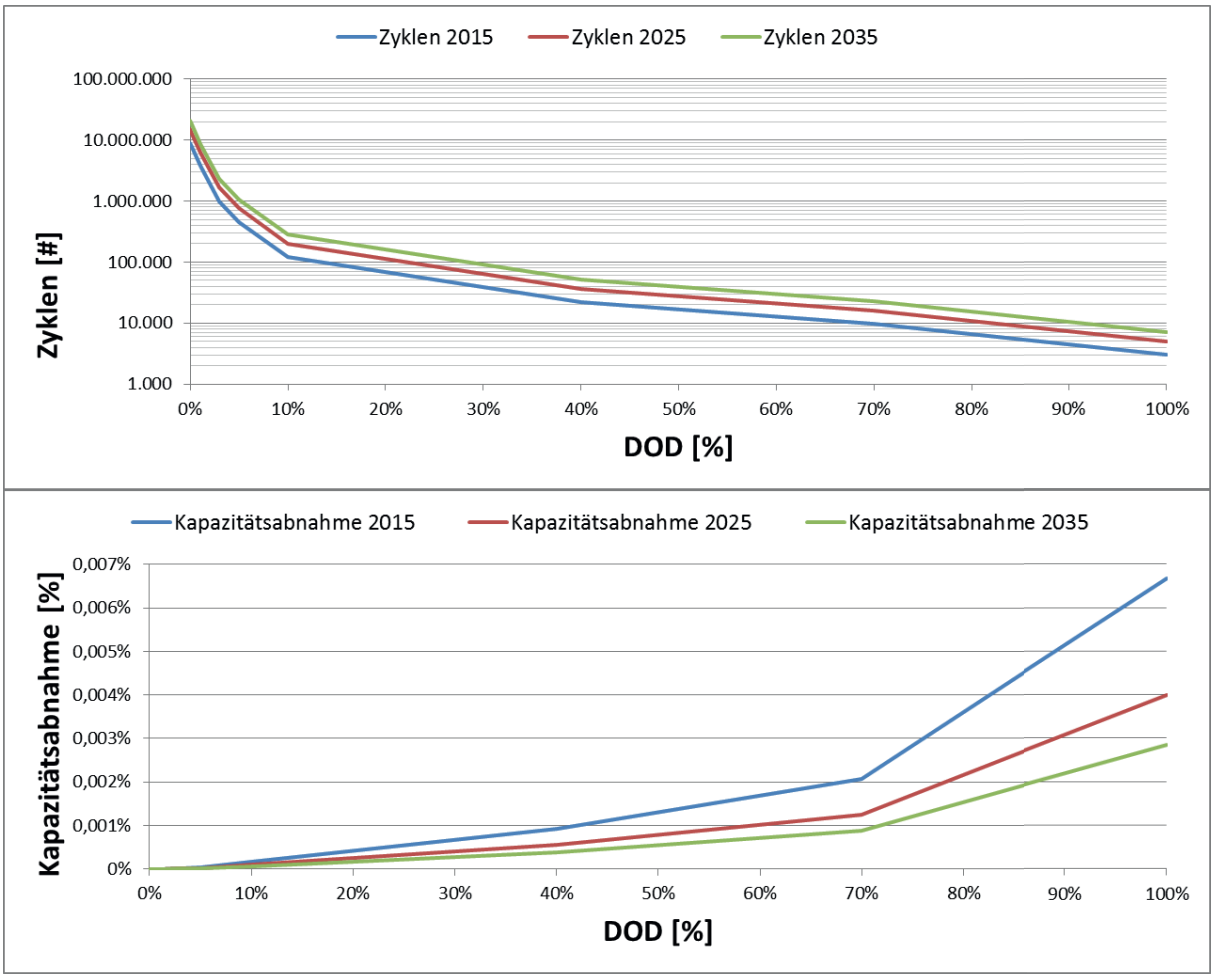


Abbildung 139: Zyklische Alterung und die resultierende prozentuale Kapazitätsabnahme in Abhängigkeit von der Entladetiefe bzw. Depth of Discharge (DOD)

Der Verlauf zeigt deutlich, den großen Einfluss der Entladetiefe (DOD) auf die zyklische Alterung des Speichersystems. Leistungsabrufe, die zu einer geringen Zyklentiefe führen, haben nur einen marginalen Einfluss auf die zyklische Lebensdauer des Lithium-Ionen-Speichersystems. Durch die mathematische Faltung der erzeugten Alterungskurve für das jeweilige Speichersystem mit dem Zyklenhistogramm der Anwendung und der Speicherkapazität ergibt die Kapazitätsabnahme des Speichers in der betrachteten Periode, welche durch die zyklische Alterung verursacht wurde.

Für die Superposition der beiden Alterungsanteile (kalendarisch und zyklisch) wird die Eingangszeitreihe in Zeitscheiben mit äquivalenter Länge, beispielsweise monats- oder wochenscharf, aufgeteilt und sequenziell abgearbeitet. Das Vorgehen ist in Abbildung 140 verdeutlicht.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

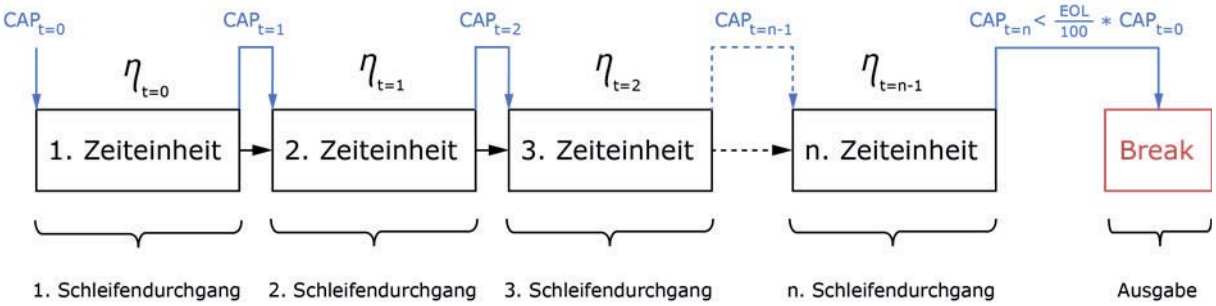


Abbildung 140: Berechnungsablauf des entwickeln MATLAB Werkzeugs

Am Ende jeder Zeitscheibe wird die Gesamtalterung des Speichersystems in der vergangen Zeiteinheit berechnet und von der Speicherkapazität subtrahiert. Die gesamte Leistungszeitreihe wird durchlaufen bis das Speichersystem das „End-Of-Life“ (EOL) Kriterium erreicht hat. Unter Umständen wird die Zeitreihe mehrfach durchlaufen, falls die Speicherlebensdauer die Gesamtlänge der Leistungsdaten übersteigt.

6.4.1.3 Berechnungsergebnisse des Lebensdauermodells

Im Nachfolgenden werden kurz einige exemplarische Ergebnisse vorgestellt, welche mit dem Lebensdauerberechnungswerkzeug erstellt wurden. In Abbildung 141 sind die Kapazitätsverläufe dargestellt für ein Lithium-Ionen-Batteriesystem mit 10 MW Leistung und 7 MWh Kapazität, welches am Primärregelleistungsmarkt agiert. In der Realität haben die Kapazitätsverlaufskurven von Lithium-Ionen-Speichern einen exponentiell abfallenden Verlauf, weil die alterungsbedingte Kapazitätsabnahme zum Beginn der Batterielebensdauer stärker ausgeprägt ist als später. Am Ende der Batterielebensdauer kommt es nochmals zu einer starken Kapazitätsabnahme.

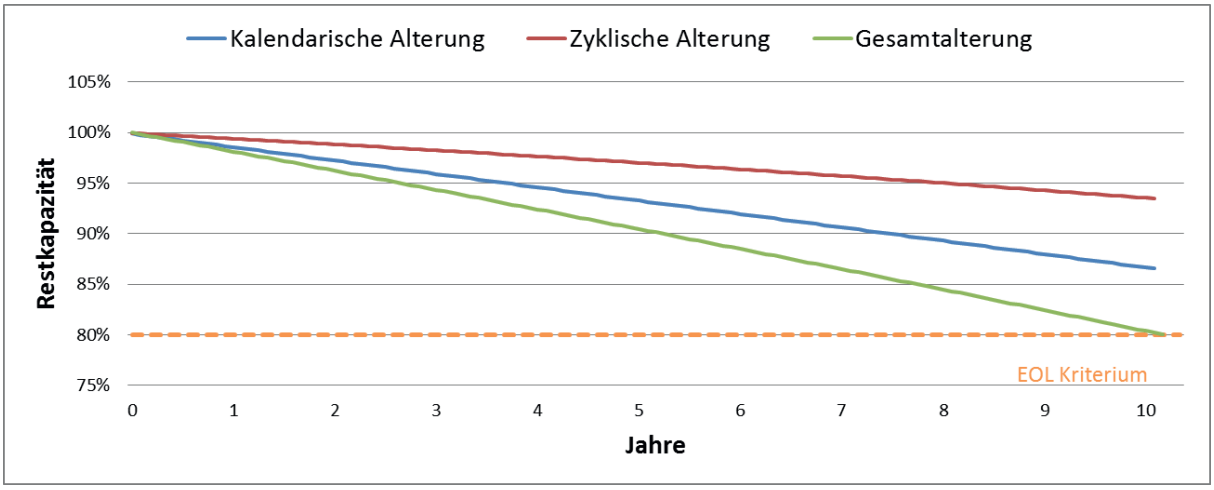


Abbildung 141: Einfluss der zyklischen und der kalendarischen Alterung auf die Lebensdauer einer 10 MW und 7 MWh Lithium Ionen Batterie in der Anwendung PRL

Da die in AP 6.1 zusammengetragenen Alterungsdaten keine Abhängigkeit der Alterung vom Alterungsfortschritt enthalten, entsteht hier ein nahezu linearer Kapazitätsverlauf. Aufgrund der hohen Anzahl an Zyklen mit geringer Entladetiefe, weniger als 0,01 %, hat die zyklische Alterung nur einen geringen Einfluss auf die Gesamtalterung des Speichersystems (4 %

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Verlust bei 20 % Gesamtverlust). Die Gesamtlebensdauer wird in diesem Fall von der kalendarischen Lebensdauer des Speichersystems determiniert. Das System hat in diesem Fall eine Gesamtlebensdauer von 10,5 Jahren. Im Rahmen der Simulation wurde die Lebensdauer verschiedener Speichersystemgrößen bei gleichen Leistungsanforderungen verglichen. In Abbildung 142 sind die Ergebnisse der Lebensdauerberechnungen für die Speicherkapazitäten von 7, 10 und 12 MWh eines Lithium-Ionen-Speichersystems dargestellt.

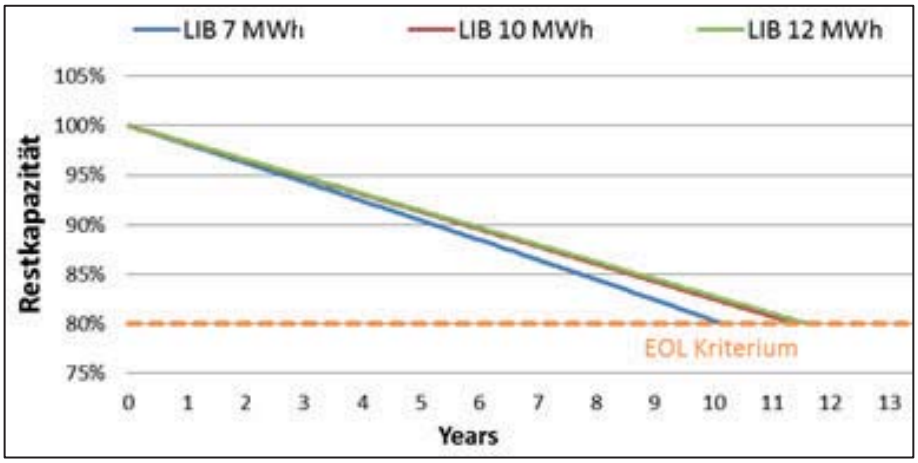


Abbildung 142: Ergebnisse der Lebensdauerberechnung für verschiedene Kapazitäten eines Lithium-Ionen-Speichersystems bei gleicher Leistungsauslegung von 10 MW

Durch eine Vergrößerung der Kapazität von 7 auf 10 MWh konnte eine Lebensdauerverlängerung von ca. 2 Jahren erreicht werden. Ursächlich hierfür ist, dass die Batterie weniger hohe Ladezustände erfährt und sich daher eine geringe kalendarische Alterung ergibt. Eine weitere Kapazitätssteigerung von 10 MWh auf 12 MWh hat hingegen nur einem geringfügigen Einfluss auf die Lebensdauer, da die Zyklenhübe bereits bei der kleinen Auslegung so gering sind, dass hier kein signifikanter Zugewinn möglich ist.

Die Ergebnisse der Lebensdauerkalkulation werden im nächsten Schritt verwendet, um den Zeithorizont in der betriebswirtschaftlichen Rechnung zu determinieren. Der Zeithorizont ist notwendig, um eine ökonomische Bewertung der Speicherlebenszykluskosten mit Hilfe der Kapitalwert- sowie der Annuitätsberechnung durchführen zu können.

6.4.1.4 Betriebswirtschaftliche Rechnung und Lebensdauerzykluskosten

Im zurückliegenden Forschungsprojekt wurden Methoden zur Berechnung der Lebenszykluskosten entwickelt und implementiert. Wie in den vorherigen Zwischenberichten dargelegt, werden die Investitionskosten und die jährlichen Betriebskosten des Speichersystems durch die Kapitalwertmethode auf den Anfangszeitpunkt bezogen, oder mit der jährlichen Annuitätenmethode auf eine äquivalent jährliche Zahlung aufgeteilt. Für verschiedene Speichersysteme lassen sich die anfallenden Kosten zu den in Abbildung 143 aufgelisteten Kostenarten aggregieren. In Microsoft Excel wurde ein Berechnungswerkzeug programmiert, welches über eine Schnittstelle zu den technischen Berechnungen der

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Lebensdauer in Mathworks Matlab verfügt. Darüber werden alle für die ökonomische Bewertung relevanten Daten, wie Speicherleistung, -kapazität, -verlust und Lebensdauer direkt in die Wirtschaftlichkeitsberechnung importiert.

	Kapazitätskosten		Verlust-/Nachladekosten
+	Leistungskosten	+	Nebenkosten
+	Netzanschlusskosten	+	Instandhaltungskosten
	Anfangsinvestitionskosten		Betriebskosten

Abbildung 143: Kostenarten in der Berechnung von Lebenszykluskosten von Speichern

Die Intention hinter der abstrakten Kostendefinition ist, dass die ökonomischen Berechnungsalgorithmen flexibel an die unterschiedlichen Speichertechnologien und Anwendungsarten adaptiert werden können. Damit lassen sich Lebenszykluskosten eines Speichersystems im Sinne seines Gesamtkapitalwerts nach folgender Gleichung berechnen.

$$\mathrm{K}_{\Sigma} = K_{\mathrm{Inv.}} + \sum_{t=0}^{T} \frac{K_{\mathrm{Reinv.},\,t} + K_{\mathrm{Betr.},\,t} +}{(1+i)^t} \tag{21}$$

K_{Σ} : Gesamtkapitalwert

$K_{\mathrm{Inv.}}$: Anfangsinvestitionskosten

$K_{\mathrm{Reinv.}}$: Reinvestitionskosten

$K_{\mathrm{Betr.}}$: Betriebskosten

i: Abdiskontierungszinssatz

t: Betrachtungsperiode

Der Gesamtkapitalwert ist die Summe aus den Investitionskosten und der Summer der ab diskontierten jährlichen Betriebskosten. Der Diskontierungszinssatz i stellt den Zinssatz für eine risikolose Kapitalanlage dar.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Die jährliche Annuität ergibt sich aus der Division des Kapitalwerts durch den Annuitätenfaktor.

$$\mathrm{A}_t = \frac{\mathrm{K}_\Sigma}{ANN(i,T)} \tag{22}$$

mit

$$ANN(i,T) = \frac{(1+i)^T * i}{(1+i)^T - 1} \tag{23}$$

A_t: Jährliche äquivalente Annuität

K_Σ : Gesamtkapitalwert

$ANN(i,T)$: Annuitätenfaktor

T: Gesamtbetrachtungsdauer

i: Diskontierungszinssatz

Die Darstellungen der Lebenszykluskosten als Barwert oder als jährliche Annuität sind äquivalent. Eine Veränderung der Lebensdauer im Zuge einer Dimensionierungsänderung wirkt sich stark auf die jährliche Annuität aus, weil der Kapitalwert auf eine längere Periode aufgeteilt werden kann. Da das implementierte Werkzeug ausschließlich die Speicherungskosten berechnet, wird beim Wirtschaftlichkeitsvergleich die Darstellung der Lebenszykluskosten als jährliche Annuität favorisiert. Dennoch wurde eine Ausgabe der Lebenszykluskosten als Gesamtkapitalwert ebenfalls implementiert und kann vom Nutzer frei eingestellt werden. Das Berechnungswerkzeug wird in AP 6.5 für den wirtschaftlichen Vergleich der Speichersysteme verwendet.

6.4.2 Skalierungseffekte

Technische Universität München

Auf Basis der in AP 4.4 gezeigten Ergebnisse der Alterungstestreihe mit einer ausgesuchten Lithium-Ionen Testzelle, werden in diesem Arbeitspaket die Skalierungseffekte auf die Alterung und die resultierenden Lebensdauerzykluskosten gezeigt.

Im AP 6.3.3 wurde bereits geschlussfolgert, dass eine größere Dimensionierung des Batteriespeichers bei einer konstanten absoluten Belastung kleinere Wirkungsgradverluste bedingt. Dabei bewirken kleinere Wirkungsgradverluste in der Batterie niedrigere Zelltemperaturen. Wie in AP 4.4 in Abbildung 78 gezeigt, führen schlussendlich niedrigere Zelltemperaturen auch zu kleineren kalendarischen Kapazitätsverlusten der Testzelle. Weiterhin wurde in AP 4.4 in Abbildung 65 die Annahme bestätigt, dass nur kalendarische Alterung von der Temperatur beeinflusst wird und die zyklische Alterung temperaturunabhängig ist.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Zusätzlich wurde in AP 4.4 gezeigt, dass die jeweilige Zyklentiefe und der Ladezustandsbereich in dem der Zyklus stattfindet, einen entscheidenden Einfluss auf den Kapazitätsverlust bei Belastung hat. Hierbei würde für die Testzelle gelten, dass für größere Batteriespeicher bei einer konstanten absoluten Belastung kleinere Zyklentiefen zunächst einen stärkeren zyklischen Kapazitätsverlust bedingen. Weiterhin wäre bei größeren Batteriespeichern die Möglichkeit gegeben im Betrieb den jeweils optimalen Ladezustandsbereich einzustellen, bei dem die kalendarische und zyklische Alterung geringer ist. Allerdings sind diese Effekte der Zyklentiefe aber als besondere Artefakte dieser Zelltechnologie zu verstehen, denn bei anderen Batteriezelltechnologien wiederum gilt meist das gegenteilige Verhalten, bei dem kleinere Zyklentiefe relativ gesehen weniger schädlich sind als größere. Dabei würde eine größere Batteriedimensionierung zu geringeren zyklischen Kapazitätsverlusten führen, da die Zyklentiefen bei gleichbleibender Absolutbelastung kleiner ausfallen würden.

Insgesamt kann geschlussfolgert werden, dass mit größeren Batteriespeichern der resultierende kalendarische und zyklische Kapazitätsverlust kleiner wird und damit geringere Lebensdauerzykluskosten resultieren. Da allerdings die Größe bzw. die Kapazität des Batteriespeichers mit den Investitionskosten korrelieren und die Lebensdauerzykluskosten die Betriebskosten beeinflussen, kann eine Bewertung der Skalierung nur über eine Gesamtwirtschaftlichkeitsrechnung vorgenommen werden. Dabei werden die Skalierungseffekte auf die Wirtschaftlichkeit eines Batteriespeichers anhand eines Beispiels im AP 2.4 dargestellt und diskutiert. Dabei wird gezeigt, dass für jede spezifische Anwendung und für jedes entsprechende Belastungsprofil anhand der resultierenden Speicheralterung die Dimensionierung anhand der Wirtschaftlichkeitsrechnung optimiert werden muss.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

6.5 Wirtschaftlicher Vergleich zu Alternativen

Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen

Im letzten Arbeitspaket wurden mit dem entwickeltem Berechnungswerkzeug die Lebenszykluskosten von Speichersystemen in den Anwendungen Primärregelleistungsbereitstellung, Netzausbau-vermeidung in der Niederspannungsebene und Netzausbauvermeidung in Mittelspannungsebene simuliert und ökonomisch bewertet. Dafür wurden die verschiedenen Speichersysteme zunächst optimiert und anschließend eine Lebensdauerberechnung für die ausgewählten Systemgrößen durchgeführt. In der Anwendung Primärregelleistung zeigen die Ergebnisse, dass Lithium-Ionen-Batterien die wirtschaftlichste Speichertechnologie unter denen gegebenen Randbedingungen darstellen und dass sie heute schon mit konventionellen Kraftwerken konkurrieren können. Für die Anwendung Netzausbauvermeidung in der Niederspannungsebene stellen sich die Blei-Säure-Batterien, als die ökonomisch sinnvollste Alternative dar. Durch die geringe zyklische und kalendarische Belastung in dem Anwendungsfall weist die Speichertechnologie den besten Kompromiss zwischen Investition- und Betriebskosten auf. In der Anwendung Netzausbauvermeidung in der Mittelspannungsebene schnitt die Lithium-Ionen-Technologie unter allen Speichersystemen am günstigen ab. Jedoch zeigen auch die Resultate, dass für die Anwendung extrem große Speicherkapazitäten und Speicherleistungen notwendig sind, wodurch die betrachteten Speichersysteme gegenüber konventionellen Alternativen, wie Leistungsausbau, nicht konkurrenzfähig sind.

Im Arbeitspaket 6.5 wurden die erarbeiteten Batterieparameter aus AP 6.1 und die Referenzlastprofile aus AP 6.2 in das Berechnungswerkzeug aus AP 6.4 importiert. Das Berechnungswerkzeug bildet eine Synthese aus technischen und ökonomischen Betrachtungen. Im Folgenden wird die ökonomische Eignung der unterschiedlichen Speichersysteme für die Anwendungsfälle Primärregelleistung, Netzausbauvermeidung im Niederspannungsnetz und Netzausbauvermeidung im Mittelspannungsnetz bewertet und mit konventionellen Alternativen verglichen.

Die mit einander verglichenen Speichertechnologien sind in ihren technischen Randbedingungen recht unterschiedlich, was die Vergleichbarkeit der unterschiedlichen Dimensionierungen erschwert. Beispielweise weist die Hochtemperaturtechnologie ein minimales Energie-zu-Leistung (E2P) Verhältnis von vier-zu-eins auf. Dadurch muss die Kapazität der Batterie mindestens 40 MWh betragen, wenn am Primärregelleistungsmarkt 10 MW angeboten werden sollen. Zusätzlich sind Pumpspeicherkraftwerke und Druckluftspeicher nicht einfach skalierbar und weisen immer einen großtechnischen Maßstab auf. Um eine bessere Vergleichbarkeit zu ermöglichen, werden die Speichersysteme in die Kategorien mit „Groß“, „Mittel“ und „Klein“ Kapazitäten eingeteilt, was eine größere, mittlere und kleinere Kapazitätsauslegung impliziert. Ansonsten wären die unterschiedlichen Größen der jeweiligen Technologien nicht miteinander vergleichbar. Zudem werden die Ergebnisse im Betrachtungsjahr 2015 als interessanteste

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Betrachtungsgröße vorgestellt. Auch auf die Darstellung von ökonomisch unsinnigen Speichertechnologien, wie Schwungradspeicher, wurde in den Darstellungen verzichtet.

6.5.1 Vergleich der Speichersysteme für die Anwendung Primärregelleistung

Die Anforderungen an die Speichersysteme in der Anwendung Primärregelleistung wurden im AP 6.2 näher erörtert. Die Anwendung zeichnet sich durch relativ geringe Zyklenzahlen aus. In Abbildung 144 sind die Kapitalwerte der Kosten für die verschiedenen Speichertechnologien in der Anwendung Primärregelleistungsbereitstellung visualisiert. Hier wurden zudem zwei mögliche Entwicklungen der ökonomischen Parameter in Best/Worst-Case Szenarien unterteilt. Ein Szenario mit hohen Batteriekosten und ein Szenario mit niedrigen Energiekosten. Die expliziten Zahlen sind in den Steckbriefen aus AP 6.1 aufgeführt. Auf die Darstellung der restlichen Speichertechnologien wurde verzichtet, weil ihre Kapitalwerte und Annuitäten die hier dargestellten Werte um ein Vielfaches überschreiten und daher keine ökonomisch sinnvolle Alternative darstellen.

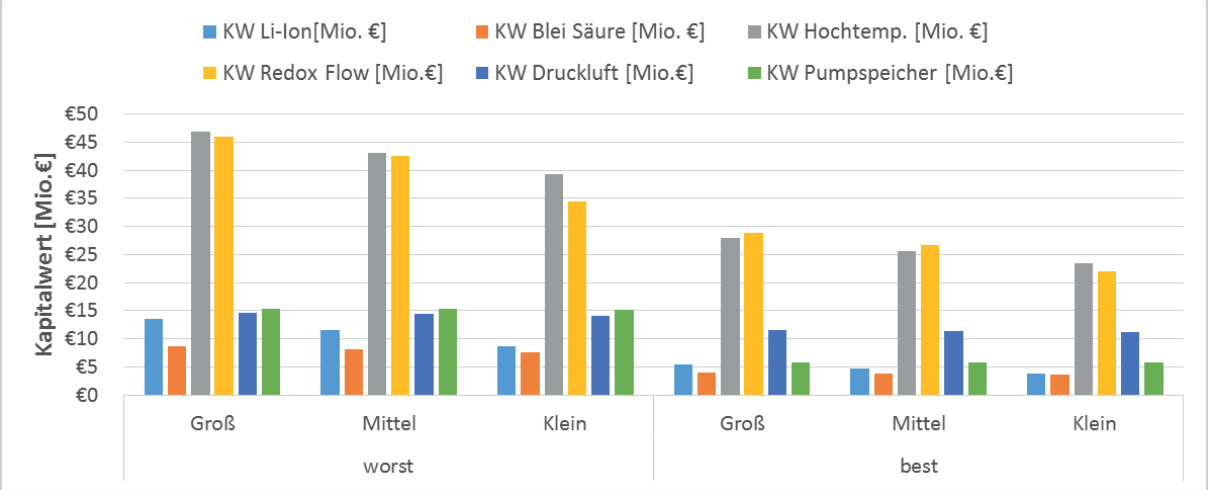


Abbildung 144: Kapitalwerte der verschiedenen Speichertechnologien für die Anwendung Primärregelleistung im Jahr 2015

Aus den Ergebnissen wird deutlich, dass die Blei-Säure und die Lithium-Ionen-Technologie geringe Kostenkapitalwerte aufweisen und somit interessante Alternativen zu konventionellen Bereitstellungsanalagen darstellen. Dagegen sind die Kapitalwerte für die HT Batterien und die Redox-Flow Batterien um ein Vielfaches höher, wodurch die Alternativen ökonomisch unvorteilhaft erscheinen.

Wie in AP 6.4 erörtert, bieten sich für die Bewertung der Lebenszykluskosten sowohl der Kapitalwert, als auch die äquivalente Annuität an. Der Vorteil der Annuitätenmethode ist, dass die Laufzeit des Systems explizit berücksichtigt wird, indem die Investitionskosten äquivalent auf die Lebensdauer des Speichers aufgeteilt werden. Daher wird im Rahmen des Forschungsprojekts für die ökonomische Bewertung die äquivalente Annuität als Bewertungsmaß bevorzugt. In Abbildung 145 ist die Kostenannuität für die Anwendung Primärregelleistung dargestellt.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

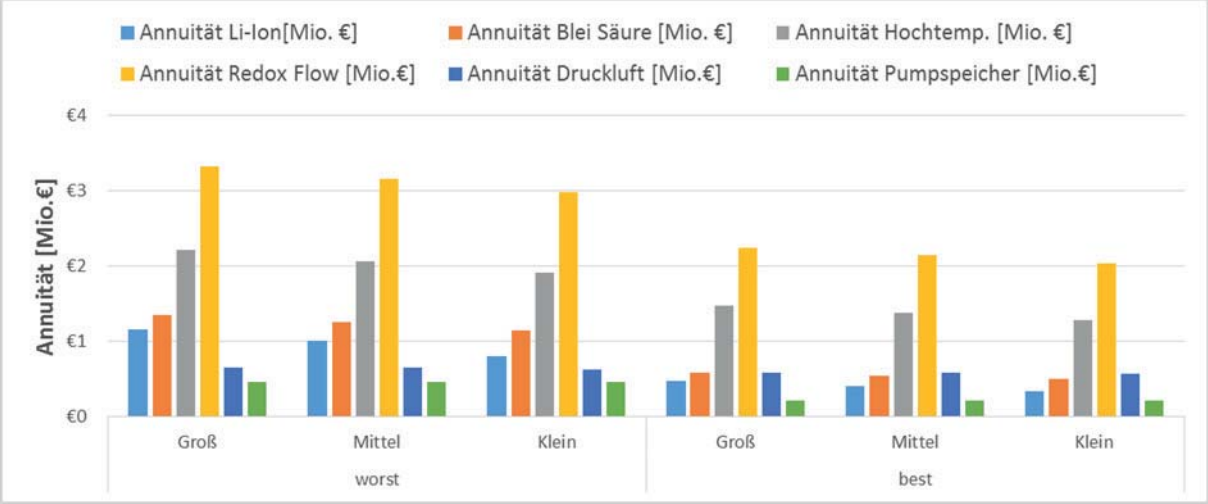


Abbildung 145: Annuität der verschiedenen Speichertechnologien für die Anwendung Primärregelleistung im Jahr 2015[26]

Die Analyse zeigt, dass Lithium-Ionen-Speicher unter den gegebenen Parametern eine geringere Annuität als Blei-Säure-Speicher aufweisen. Sie bieten die ökonomisch vorteilhafteste Kombination aus Laufzeit und Kosten. Die höhere Annuität von Blei-Säure-Batterien ist in der kürzeren Lebensdauer begründet, bedingt durch hauptsächlich kalendarische und Alterungserscheinungen während des Betriebs. Hochtemperaturbatterien und Redox-Flow Speicher sind ebenfalls durch hohe Annuitäten gekennzeichnet und können unter den aktuellen technischen und ökonomischen Randbedienungen nicht mit Lithium-Ionen und Blei-Säure-Speichern konkurrieren.

Darüber hinaus wurde der Vergleich unter der Prämisse durchgeführt, dass Pumpspeicherkraftwerke und Druckluftspeicher mit derartig geringen Leistungen und Kapazitäten nicht gebaut werden können. Vielmehr wird angenommen, dass ein Pump- oder Druckluftspeicher bei Bau zusätzlich erweitert werden, um am Primärregelleistungsmarkt teilnehmen zu können. In einem solchen Umfeld sind die in AP 6.1 getroffenen Kostenannahmen für Großsysteme mit mehreren Hundert Megawatt Leistung und Megawattstunden Kapazität möglich. Unter diesen Bedienungen wären die beiden Technologien deutlich günstiger als die elektrochemischen Speicher, wie Lithium-Ionen und Blei-Säure-Batterien. In der Gegenwart ist jedoch eine andere Entwicklung zu beobachten. Investitionen in Großspeichersysteme, wie Pumpspeicherkraftwerke, werden aufgrund der unsicheren Marktbedingungen nicht getätigt und stattdessen kleinere skalierbare elektrochemische Speichersysteme gebaut. Die aktuelle Nachfrage bezieht sich vor allem auf Kurzzeit-Speicherkapazität. Daher fokussieren sich die folgenden Ausführungen hauptsächlich auf die elektrochemischen Speicher, welche sich durch ihre Modularität flexibel skalieren lassen und in kleineren Speichersystemen eingesetzt werden können.

[26] Die Größenangaben groß, mittel und klein beziehen sich auf die Kapazität und richten sich nach dem technologisch festgelegten E2P Verhältnis und den Präqualifikationsanforderungen. Für Lithium-Ionen-Batterien sind es beispielweise 5, 7 und 10 MWh Speicherkapazität.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Für Lithium-Ionen-Speicher wird in Zukunft eine starke Technologieentwicklung prognostiziert. Dies fokusieren sich auf die Verbesserung der Lebensdauer und werden zu weiter sinkenden Investitionskosten führen, wie in AP 6.1 genauer erläutert wurde. Die Ergebnisse zeigen, dass Lithium-Ionen-Speicher unter den getroffenen Annahmen den PRL Markt in Zukunft noch stärker dominieren werden und unter Umständen die Annuitätskosten der theoretisch betrachteten Pumpspeicherkraftwerke erreichen können.

Auch die Hochtemperaturbatterien könnten in der Zukunft ein geeignetes System für die Bereitstellung von Primärregelleistung sein. Aufgrund ihrer hohen Zyklenfestigkeit und allgemein hohen kalendarischen Lebensdauer haben sie das Potential in Zukunft mehr in den Vordergrund zu rücken, sofern die Investitionskosten erheblich gesenkt werden können.

Redox-Flow Speicher bieten aufgrund ihrer variablen Dimensionierung zwar auf den ersten Blick eine gute Alternative, können jedoch unter finanziellen Aspekten nicht mit den anderen elektrochemischen Speichern konkurrieren. Vor allem die sehr hohen leistungsabhängigen Kosten stellen eine enorme Herausforderung dar. Ein starker Rückgang der Kosten für Vanadium-basierte Redox-Flow-Systeme ist aus heutiger Sicht eher unwahrscheinlich und es bleibt zu hoffen, dass andere kostengünstigere Basismaterialien für den elektrochemischen Prozess entdeckt werden.

Blei-Säure-Batterien können wegen ihrer geringen Anschaffungskosten eine Alternative zu Lithium-Ionen-Speichern darstellen, haben aber wegen der geringen Lebensdauer erhebliche Schwierigkeiten den Investitionsvorteil über die Laufzeiten aufrechtzuerhalten. Blei-Säure-Batterien sind als reife Technik einzustufen, weswegen ein erhebliches Kostensenkungspotential für die Zukunft eher unwahrscheinlich ist. Eine Entwicklung von automatisierten Prozessen für stationäre Batterien ähnliche wie für Starterbatterien könnten die Zellpreise erheblich reduzieren. Eine solche Entwicklung kann aktuell jedoch nicht festgestellt werden

Ein Vergleich der Speichertechnologien mit konventionellen Kraftwerken, welche am PRL Markt agieren, lässt sich über die erzielbaren Erlöse durchführen. Laut der Ausschreibungsplattform[27] für PRL lag der durchschnittliche wöchentliche Preis bei ca. 3.000 € pro Megawatt im Jahr 2015. Das entspricht einem jährlichen Erlös von 1,5 Mio. € für ein 10 Megawatt System. Im Rahmen des Forschungsvorhabens wurde ein System mit 10 MW Leistung simuliert, welches in der mittleren Kapazitätskonfiguration eine jährliche Kostenannuität von 1 Mio. € aufweist. In den Kosten sind zwar noch nicht alle Aufwendungen enthalten, die bei einem realen Systembetrieb anfallen würden, dennoch zeigen die Ergebnisse, dass Lithium-Ionen-Speicher heute schon mit konventionellen Kraftwerken auf den PRL wirtschaftlich konkurrieren können, wenn die noch zusätzlichen Kosten die 500.000 € nicht überschreiten.

[27] www.regelleistung.net

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

6.5.2 Vergleich der Speichersysteme für die Anwendung Netzausbauvermeidung in der Niederspannungsebene

In der Anwendung Netzausbauvermeidung in der Niederspannungsebene wurde die Dimensionierung der unterschiedlichen Speichersysteme anhand der in AP 6.2 definierten Referenzlastprofile durchgeführt. Hierfür wurden die Speicher ebenfalls in die drei Dimensionierungsgrößen klein, mittel und groß eingeteilt, um die Ergebnisse miteinander vergleichen zu können. Die Betrachtung der Großtechnologien Pumpspeicherkraftwerke und Druckluftspeicher wurden ebenfalls theoretisch durchgeführt, weil nicht zu erwarten ist, dass für diese Anwendung extra Großspeicher gebaut werden. Auch auf die Darstellung von Schwungradspeichern wurde verzichtet, weil ihre Kosten um ein vielfaches über den der gezeigten Technologien liegen. In Abbildung 146 wurden die Kapitalwerte der Kosten für die verschiedenen Speichertechnologien dargestellt. Es ist offensichtlich, dass die Blei-Säure-Technologie den geringsten Kapitalwert aufgrund der geringen Investitionskosten aufweist. Der Kapitalwert für die Lithium-Ionen-Technologie liegt geringfügig über dem von Blei-Säure. Die Redox-Flow-Batterien und die HT-Batterien haben den höchsten Kapitalwert der Kosten.

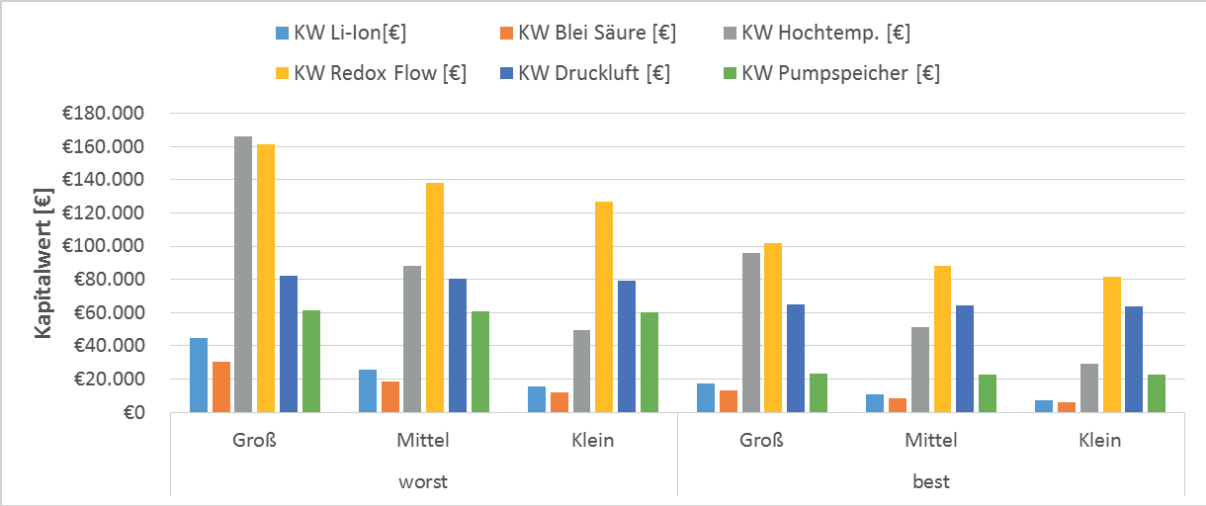


Abbildung 146: Kapitalwerte der verschiedenen Technologien für die Anwendung Netzausbauvermeidung in der Niederspannungsebene im Jahr 2015[28]

Um die Lebensdauer der einzelnen Speichertechnologien explizit zu berücksichtigen, werden in Abbildung 147 die jährlichen Kostenannuitäten der verschiedenen Technologien vorgestellt.

[28] Die Größenangaben groß, mittel und klein beziehen sich auf die Kapazität und richten sich nach dem technologisch festgelegten mindest E2P Verhältnis. Für Lithium-Ionen-Batterien sind es beispielweise 5, 7 und 10 MWh Speicherkapazität.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

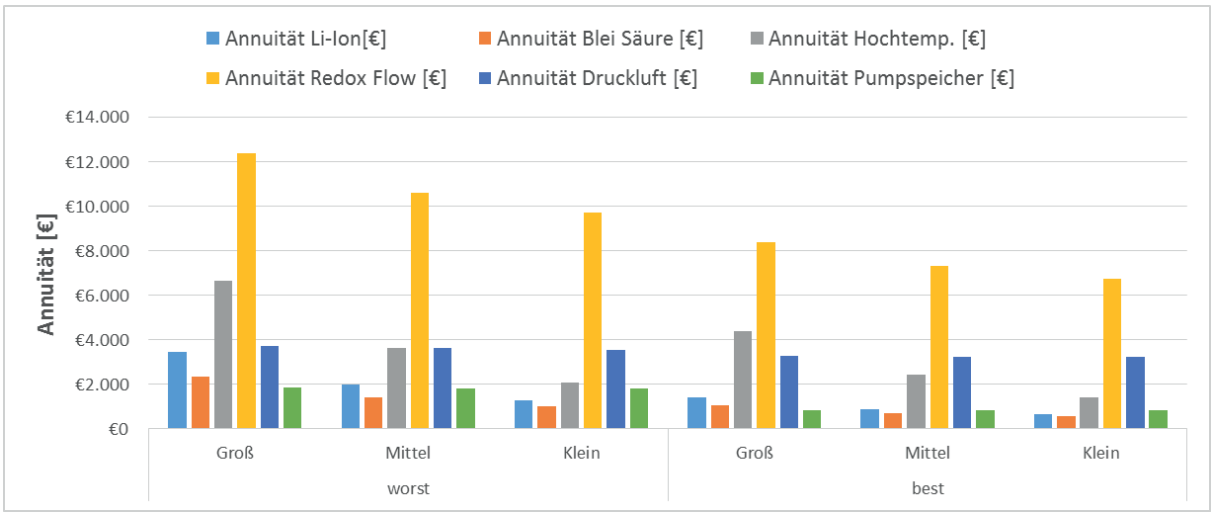


Abbildung 147: Annuität der verschiedenen Technologien für die Anwendung Netzausbauvermeidung in der Niederspannungsebene im Jahr 2015[29]

Der Annuitätsvergleich zeigt, dass die Blei-Säure-Speicher die ökonomisch sinnvollste Alternative für die Anwendung Netzausbauvermeidung in der Niederspannungsebene darstellen. Ursachen hierfür sind die geringen Anschaffungskosten gegenüber der Lithium-Ionen-Technologie und die geringe zyklische Belastung bei hohen Standzeiten in der Anwendung. Daher erreicht die Blei-Säure-Speichertechnologie je nach Konfiguration eine akzeptable Lebensdauer von ca. 7-9 Jahren.

Ein Vergleich mit dem konventionellen Leitungsausbau gestaltet sich äußerst schwierig, weil die Kosten für die Leistungserweiterung stark von den Randbedienungen abhängen, wie beispielsweise vorhandene Leerrohre oder Naturschutzgebiete. Da die jährliche Annuität mit 1.500 € relativ gering ausfällt, ist aufgrund der unzureichenden Informationen über das Niederspannungsnetz ein abschließender Vergleich mit konventionellen Ausbaumaßnahmen nicht möglich.

Zukünftig werden erhebliche Kostensenkungen bei Lithium-Ionen-Batterien erwartet, wodurch die Annuitätskosten unter denen von Blei-Säure sinken könnten. Dadurch könnte sich auch der Wettbewerb gegenüber konventionellen Netzausbaumaßnahmen intensivieren.

6.5.3 Vergleich der Speichersysteme für die Anwendung Netzausbauvermeidung in der Mittelspannungsebene

Für die Anwendung Netzausbauvermeidung in der Mittelspannungsebene wurde anhand des in AP 6.2 erstellten Referenzlastprofils die unterschiedlichen Speichertechnologien dimensioniert, simuliert und ökonomisch bewertet. Die Ergebnisse der Betrachtung wurden in der Abbildung 148 und in der Abbildung 149 visualisiert. Aufgrund der hohen Leistungs-

[29] Die Größenangaben groß, mittel und klein beziehen sich auf die Kapazität und richten sich nach dem technologisch festgelegten mindest E2P Verhältnis. Für Lithium-Ionen-Batterien sind es beispielweise 5, 7 und 10 MWh Speicherkapazität.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

und Kapazitätsanforderungen sind große Speichersysteme mit hohen Investitionskosten notwendig um die Anwendung zu bedienen. Wegen der geringen spezifischen Kosten weist das Blei-Säure Speichersystem den geringsten Kapitalwert der Kosten auf. Der Kapitalwert von Lithium-Ionen-Batterien beträgt ungefähr das Doppelte. Die Kapitalwerte für die beiden anderen elektrochemischen Speichertechnologien liegen deutlich höher.

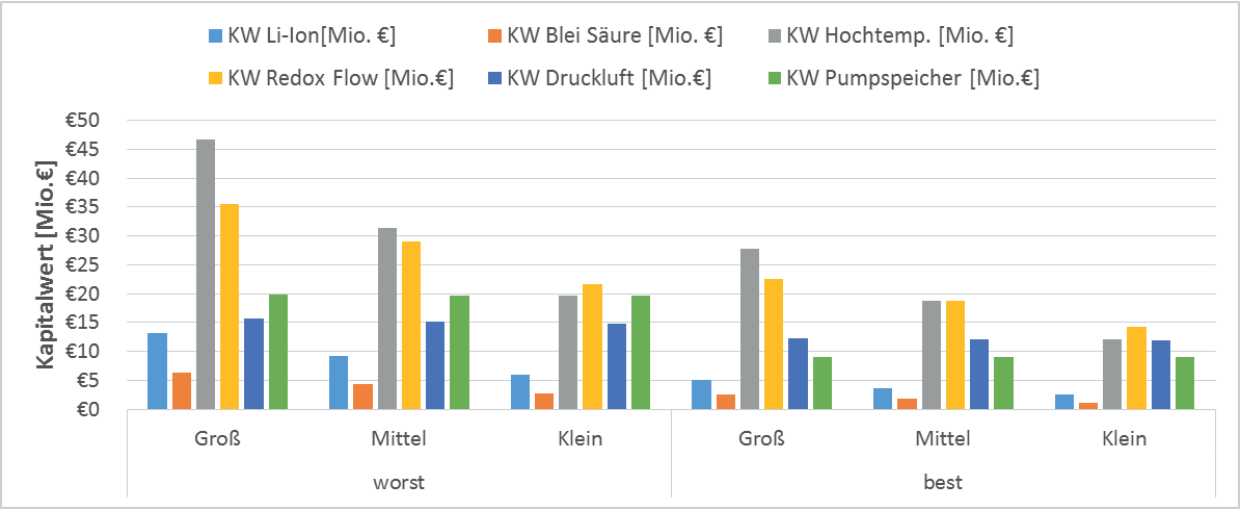


Abbildung 148: Kapitalwerte der verschiedenen Technologien für die Anwendung Netzausbauvermeidung in der Mittelspannungsebene im Jahr 2015[30]

Die hohe Dynamik des Anwendungsprofils spiegelt sich deutlich in den jährlichen Annuitäten wider, welch in Abbildung 149 dargestellt sind. Die Annuität für die Blei-Säure-Technologie ist mit Abstand die höchste. Wegen der ständigen Leistungsabrufe, wird die Batterie häufig zyklisiert und das Blei-Säure-System erreicht sein Lebensdauerende schon nach wenigen Jahren. Wegen der kurzen Betriebsdauer müssen die Investitionskosten auf eine kurze Periode verteilt werden, was sich in der hohen Annuität ausdrückt.

[30] Die Größenangaben groß, mittel und klein beziehen sich auf die Kapazität und richten sich nach dem technologisch festgelegten mindest E2P Verhältnis. Für Lithium-Ionen-Batterien sind es beispielweise 5, 7 und 10 MWh Speicherkapazität.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

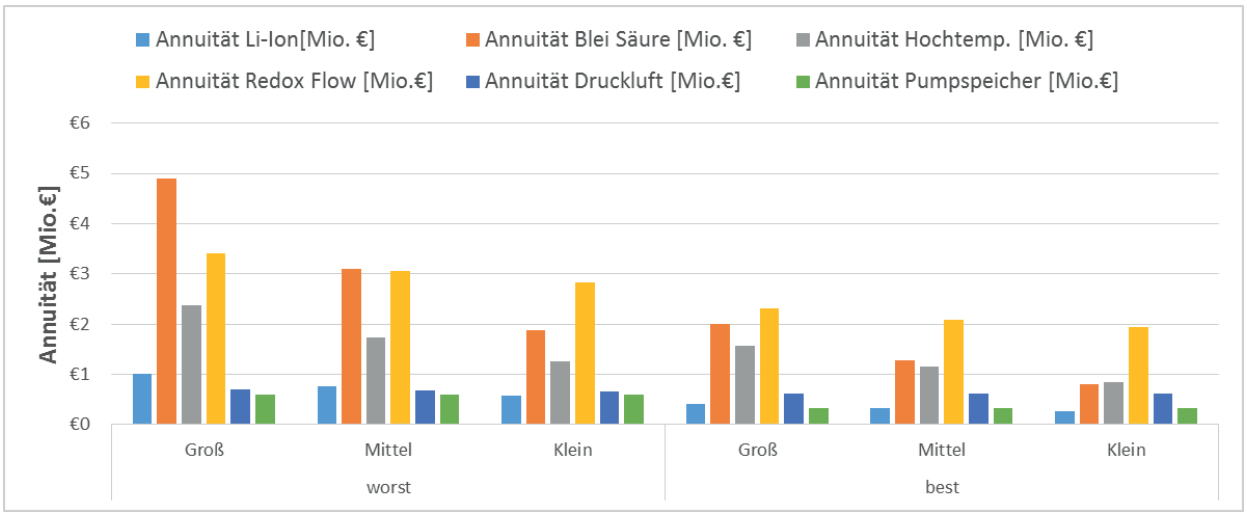


Abbildung 149: Annuität der verschiedenen Technologien für die Anwendung Netzausbauvermeidung in der Mittelspannungsebene im Jahr 2015[30]

Auch in dieser Anwendung haben die Pumpspeichkraftwerke und die Druckluftspeicherwerke theoretisch die geringsten Annuitätskosten. Wie zuvor erläutert, ist es jedoch unrealistisch, dass großtechnische Pumpspeicherkraftwerke gebaut werden, um ausschließlich kurzfristige Netzengpässe auszugleichen. Unter den skalierbaren elektrochemischen Speichern weisen die Lithium-Ionen-Batterien die geringsten Annuitäten auf. Jedoch betragen auch im günstigsten Fall die jährlichen Kosten ca. 0,5 Mio. €. Wie schon in der Niederspannungsebene dargelegt, lassen sich die konkreten Kosten für Netzausbaumaßnahmen nur schwer beziffern. In diesem Anwendungsfall sind die Speicherkosten dermaßen exorbitant, dass die Konkurrenzfähigkeit gegenüber klassischen Netzausbaumaßnehmen recht unwahrscheinlich ist. Auch zukünftige Senkungen der Investitionskosten, wie sie bei der Lithium-Ionen-Technologie erwartet werden, können die ökonomische Lücke nicht gänzlich schließen.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Arbeitspaket 7

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg

7 Regelung der Energiespeicher, Aktivierung und Überwachung

Im Arbeitspaket 7 lag der Fokus auf der Charakterisierung, Modellierung, Einbindung, Regelung und Aktivierung von verteilten elektrochemischen Akkumulatoren zur Untersuchung eines möglichen Beitrags zur Wirtschaftlichkeit, Stabilität und Sicherheit der zukünftigen Stromversorgung. Dafür wurde zunächst im AP 7.1 die Charakterisierung des hochdynamischen Verhaltens verschiedener Batterietechnologien anhand von Labortests durchgeführt. Im AP 7.2 wurden anhand der Messung aus AP 7.1 Batteriemodelle parametriert. Ein Vergleich der untersuchten Batterietechnologien erfolgte mittels der ermittelten Parameter in Form von Zeitkonstanten der elektrochemischen. Die im diesem Arbeitspaket erstellten Modelle dienten zur Simulation von Batteriesystemen, Wechselrichter, Netzen und verteilten Lasten im AP 7.3. Die hier entwickelte Simulationsumgebung diente als Basis für die Untersuchung der Regelung virtueller Synchronmaschinen im AP 7.4, wobei die Akkumulatoren mit Wechselrichter zur Netzstabilisierung angewendet wurden. In AP 7.5 und AP 7.6 erfolgte eine simulationsgestützte Untersuchung der Notwendigkeit und der Möglichkeiten der Kommunikation zwischen verteilten elektrischen Speichern im Netzverbund. Anschließend wird im Rahmen von AP 7.7 basierend auf der Analyse derzeit verwendeter Standards und bisheriger Übertragungsstrategien sowie anhand existierender Infrastrukturen ein Konzept für die sichere Integration dezentraler Energiespeicher in das elektrische Netz vorgeschlagen.

7.1 Messung dynamischer Lastprofile an unterschiedlichen Batterietechnologien

Insbesondere für die Nutzung von Batterien als elektrische Speicher in Netzen für die Netzstabilisierung im Sinne einer Momentanreserve und Frequenz/Leistungsregelung ist deren transientes Ansprechverhalten entscheidend. Als potentiale Konkurrenz zu anderen Technologien und Systemlösungen zur Netzstabilisierung sollte im Rahmen dieses Vorhabens das dynamiche Verhalten elektrochemischer Speicher untersucht werden. Dabei wurden verschieden Batterietechnologien aufgrund ihres Aufbaus, der verwendete Materialien, der Fertigungsmethoden, der Batteriegrößen und anderer Einflussvariablen wie der Betriebstemperatur analysiert, und somit eine Art Batteriedatenbank erstellt.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

7.1.1 Messung dynamischer Lastprofile an unterschiedlichen Batterietechnologien

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg

7.1.1.1 Beschreibung der Messmethodik und des Messaufbaus

Zur Untersuchung des dynamischen Verhaltens unterschiedlicher Batterietechnologien und Batteriegrößen wurden dynamische Lastprofile aufgeprägt. Der Strom wurde dabei als Anregungssignal betrachtet und die Klemmenspannung der Batterie als Systemantwort. Die Zeitreihen des Stroms und der Spannung wurden aufgezeichnet und analysiert. Die Spannungsmessung erfolgte mit einer Messgenauigkeit von 2,5 mV und einer zeitlichen Auflösung von 100 µs; die Strommessung mit einer Messgenauigkeit von 0,1 % des Strommaximalwerts und ebenfalls einer zeitlichen Auflösung von 100 µs.

Im Rahmen dieses Arbeitspakets wurde eine mobile Testumgebung aufgebaut, bestehend aus einem Dewetron-Messgerät zur Datenerfassung und einem Batterietestsystem der Firma Basytec. Anhand der hohen Messgenauigkeit und Auflösung, ist es möglich, das dynamische elektrische und thermische Verhalten von Batterien präzise zu analysieren. Dabei ging es darum eine Totzeit- oder das Einschwingverhalten der Zellen zu erkennen, und dann in die Simulationsmodelle zu integrieren.

Zusätzlich wurde einen dynamischen Testplan erstellt basiert auf [154], der es erlaubt, das dynamische Verhalten der Zelle über den gesamten Lade- bzw. Energiezustandsbereich (SOE) zu vermessen. Wie in in Abbildung 150 dargestellt, werden verschiedene Energiezustände eingestellt und dann Leistungspulse mit verschiedener Amplitude und Vorzeichen eingeprägt.

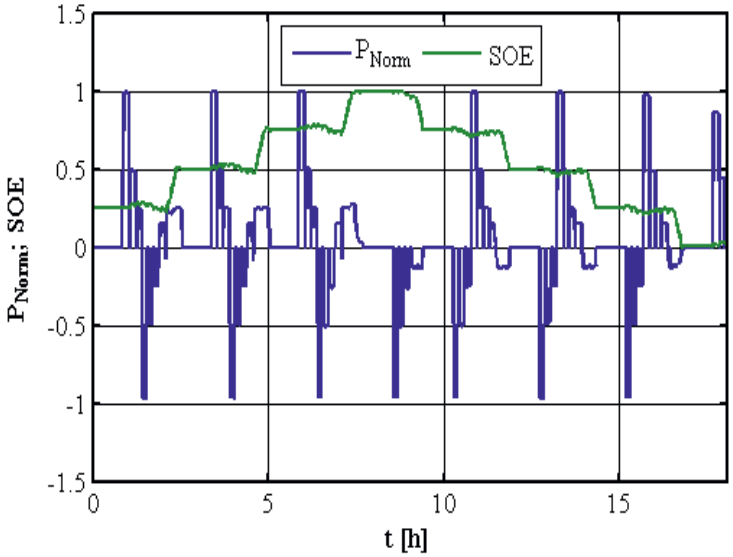


Abbildung 150: Leistungsprofil und den resulitierenden Energiezustandsverlauf zur Vermessung der Batterietechnologien

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

7.1.1.2 Untersuchten Batterietechnologien

Eines der Ziele dieses Arbeitspaketes bestand darin, eine Batterie-Datenbank über die Eigenschaften unterschiedlicher Batterietechnologien zu erstellen. Mit dieser Datenbank kann bei vorgegebenen Netzbedingungen und -anforderungen der passende Energiespeicher ausgewählt werden. Dabei wurden die meist verbreiten Technologien Blei, Nickel-Metallhydrid (NiMH), Lithium-Eisenphosphat (LFP) und Lithium-Nickel-Mangan-Kobalt-Oxid (NMC) analysiert. Zusätzlich wurde eine sogenannte Hybrid-Ionen-Technologie von der Firma Aquion Energy untersucht, die auf einem wässrigen, pH-neutralen Elektrolyten und günstigen Aktivmaterialien basiert.

Tabelle 59: Auflistung der verschiedenen untersuchnten Batterietechnologien

Batterietechnologie	*Hersteller*	*Energie [Wh]*	*Nennspannung [V]*	*Bild*
Blei	Hoppecke	355	2,0	
NiMH	Emmerich	6,0	1,2	
LFP	A123	8,25	3,3	
NMC	Panasonic	8,1	3,6	
Hybrid-Ionen	Aquion	2000	42	

7.1.1.3 Ergebnisse der Messung verschiedener Batterietechnologien

Die Ergebnisse der Untersuchung der Dynamik unterschiedlicher Batterietechnologien wurden für die Modellierung im Abschnitt 7.2 verwendet. Die Messungen gaben Auskunft über das dynamische Verhalten und den Wirkungsgrad der Batterien aufgrund einer Strombelastung bei den verschiedenen Arbeitspunkten, in Abbildung 151 dargestellt. Der Wirkungsgrad der Batterie lässt sich mittels ihres Innenwiderstandes bestimmen und repräsentiert die Joulschen Verluste ohne Coulombsche Verluste,

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

$$\eta = f(SOE, P) = \frac{OCV \cdot I - R_{\mathrm{i,10s}} \cdot I^2}{OCV \cdot I} \tag{24}$$

wobei, OCV die Ruhespannung, $R_{\mathrm{i,10s}}$ den Innenwiderstand nach 10 s und I den Strom darstellen.

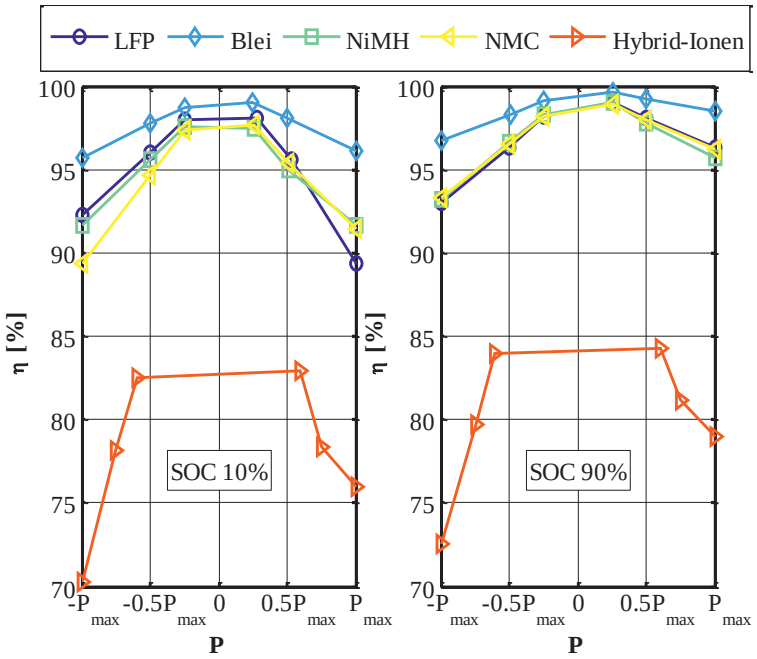


Abbildung 151: Ermittelter Wirkungsgrad der Batterietechnologien an verschiedenen Arbeitspunkten

Im Vergleich zu Pumpspeicherkraftwerke mit einem Wirkungsgrad von ca. 70 % weisen die untersuchten elektrochemischen Speicher einen ähnlichen oder größerenWirkungsgrad auf, und stellen eine Konkurrenz zu den Pumpspeicherkraftwerken dar. Den Vergleich der Wirkungsgrade zwischen der untersuchten Speichertechnologien und verschiedener Energiespeicher ist in Abbildung 154 dargestellt Die gewonnenen Ergbnisse dienen zur Parametrierung der Modelle im Abschnitt 7.2.1.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

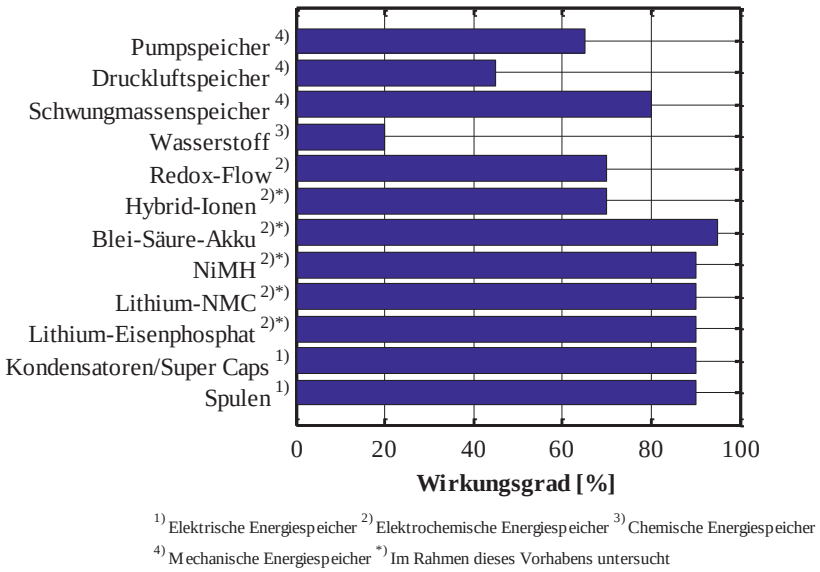


Abbildung 152: Vergleich der Wirkungsgrade von verschiedenen Energiespeichertechnologien [155, 156]

7.1.2 Messung dynamischer Lastprofile an alternativen Batterietechnologien

Technische Universität München

7.1.2.1 Beschreibung der Messmethodik

Für die Lithium-Ionen-Batterie als Referenzzelle der TUM in 4.4, soll in diesem Arbeitspaket ein Modell zur dynamischen Simulation erstellt werden. Es wird ein Ersatzschaltbild-Modell verwendet, welches Abschnitt 7.2.2 beschrieben ist, was mit entsprechenden Messungen parametrisiert und parametriert werden muss.

Hierzu wurde die Methodik der Impedanzspektroskopie gewählt. Dabei wird die Impedanz des Prüflings bei einer Anregung mit einem sinusförmigen Strom- oder Spannungssignal mit Frequenzen zwischen von 10 kHz bis 10 mHz vermessen. Mit dem Frequenzspektrum als Ergebnis dieser Messung steht dann für eine große Bandbreite an Dynamiken möglicher Eingangsbelastungsprofile die jeweilige Impedanzantwort der Batterie zur Verfügung.

Zur Bestimmung der Zellparameter und der Anwendbarkeit des zu entwickelnden dynamischen Modells über einen möglichst großen Betriebsbereich müssen die Impedanzspektroskopie-Messungen bei verschiedenen Temperaturen und Ladezuständen durchgeführt werden. Aufgrund begrenzter Messkapazitäten, konnten nicht beliebig viele Temperaturen im Betriebsbereich zwischen 0°C und 55°C und dem kompletten Ladezustandsbereich zwischen 0-100 % getestet werden. Für die zwei Referenztemperaturen 25°C und 40°C, als Temperaturbereich in dem der Prüfling hauptsächlich betrieben werden soll, wurde die Testmatrix mit Messungen in 10 %-Schritten des Ladezustandsbereichs bestimmt. Für die weiteren Referenztemperaturen 0°C, 10°C und 55°C wurde eine gröbere Abtastung mit den Ladezuständen 10 %, 50 % und 90 % des Ladezustands gewählt, mit

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

denen eine Abschätzung über den gesamten Ladezustandsbereich möglich ist. Die sich ergebende Testmatrix ist in folgender Tabelle 60 dargestellt:

Tabelle 60: Testmatrix der Impedanzspektroskopie Messungen

Ladezustand / % ***Temperatur / °C***	***0***	***10***	***20***	***30***	***40***	***50***	***60***	***70***	***80***	***90***	***100***
0		x				x				x	
10		x				x				x	
25	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
40	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
55		x				x				x	

7.1.2.2 Ergebnisse der Charakterisierungsmessungen

Die Messungen wurden anhand eines Prüflings der Referenzzelle durchgeführt. Die Ladezustände wurden dabei ausgehend von einem mit einer CCCV-Entladung angefahrenen Zustand (0 % SOC) mit einem Konstantstrom nach dem Ah-Durchsatz Kriterium auf die weiteren Ladezustände geladen. Die Einstellung der Temperatur erfolgte für die Testpunkte mit den Temperaturen 0°C und 10°C mit der Lagerung des Prüflings in Kühlschränken mit entsprechender Temperaturregelung. Die Temperaturen 25°C, 40°C und 55°C wurden in temperierten Messschränken für den Prüfling erreicht. Zwischen den einzelnen Testpunkten wurde jeweils eine Relaxationszeit von 3 Stunden abgewartet, die in Vortests als mindestens nötige Relaxationszeit bestimmt wurde.

Im Folgenden sind die Ergebnisse der Impedanzspektroskopie-Messungen für 25°C in einem Bereich von 10 kHz bis 1 Hz im sogenannten Nyquist-Plot abgebildet (s. Abbildung 153).

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

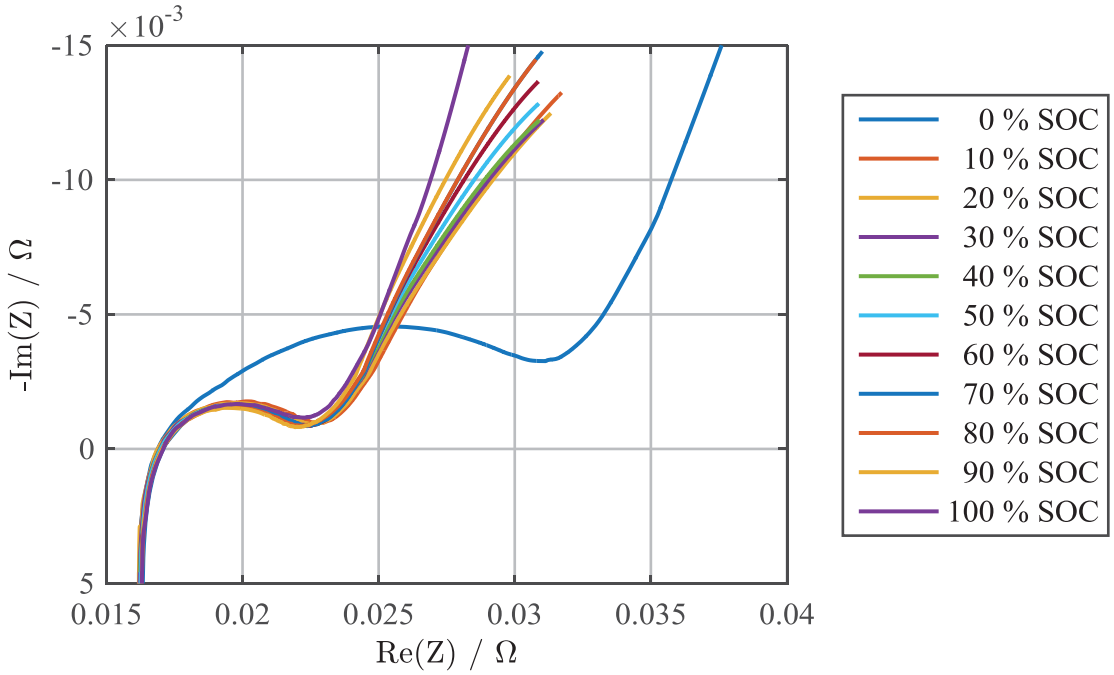


Abbildung 153: Impedanzspektroskopie-Messungen bei verschiedenen SOC und 25°C

Für die verschiedenen Ladezustände ergeben sich fast über das gesamte Spektrum relativ gleichförmige Kurven mit einem nahezu gleichen Nulldurchgang, der als Innenwiderstand in das Ersatzschaltbild eingeht. Starke Abweichungen sind vor allem bei niedrigen SOC von 0% zu beobachten. Einen sehr viel stärkeren Einfluss auf das Impedanzverhalten der Zelle hat jedoch die Temperatur. Bereits geringe Temperaturdifferenzen führen zu einer deutlichen Abweichung was in der folgenden Abbildung 154 gezeigt ist.

Hierbei unterscheidet sich der Nulldurchgang und damit der Innenwiderstand bei den verschiedenen Temperaturen. Weiterhin sind die Kurvenformen deutlich voneinander zu unterschieden. Es wird deutlich, dass sich das Impedanzspektrum mit steigenden Temperaturen weiter nach links unten hinzu kleineren Impedanzen bewegt. Der Nulldurchgang ändert sich dabei weiter stark als wie der restliche Bereich des Spektrums.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

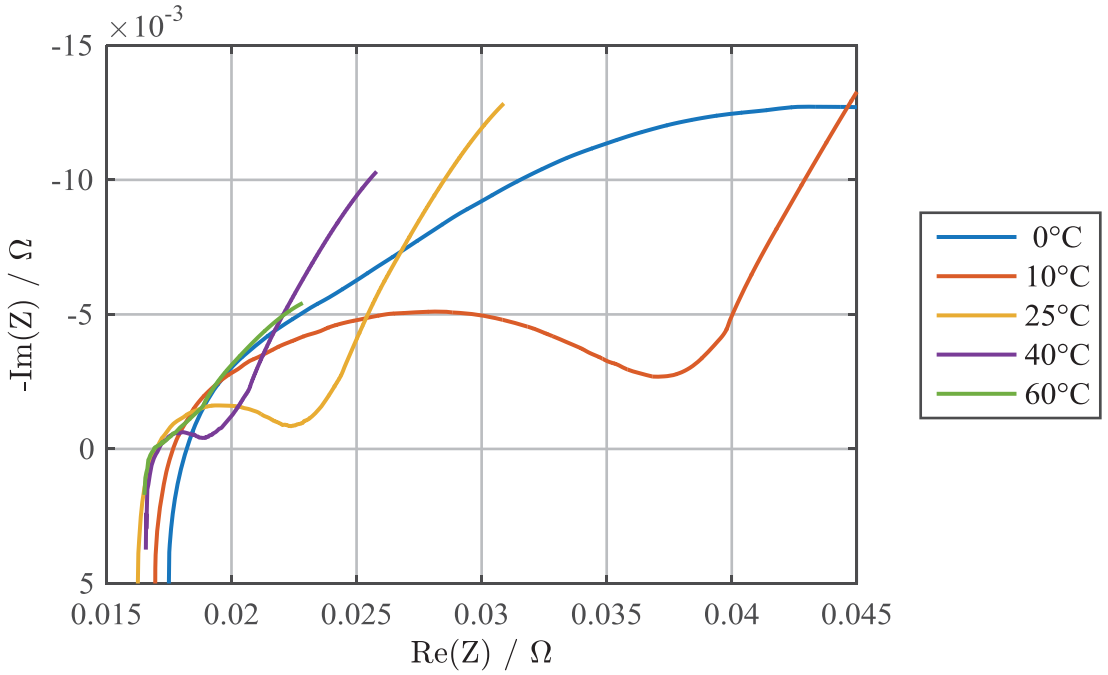


Abbildung 154: Impedanzspektroskopie-Messungen bei verschiedenen Temperaturen und 50 % SOC

7.1.3 Messung dynamischer Lastprofile an Li-Ionen Batterien

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik

In diesem Arbeitspaket wurden am IWES eigene Batteriezellen vermessen und Modellparameter bestimmt. Die Eingangsdaten für die Bestimmung der Modellparameter wurden mit dem Verfahren der Elektrochemischen Impedanz-Spektroskopie (EIS) im Frequenzbereich bestimmt.

7.1.3.1 Parameteridentifikation über Messungen

Die Zelle wurde bei konstanter Temperatur von 25°C vermessen. Da eine neue Zelle vermessen wurde, mussten keine Alterungseffekte in den Batterieparametern berücksichtigt werden.

In Abbildung 155 sind verschiedene Betriebspunkte (SOC) der EIS-Messung für die Parameter-Bestimmung gezeigt. Für jeden einzelnen Betriebspunkt wird jeweils ein lineares Modell entsprechend Gleichung (25) identifiziert [157]. ie Parameter dieses Modells sind für einen Betriebspunkt konstant, variieren jedoch zwischen den Betriebspunkten. Die Arbeitspunkte sind als SOC Prozente beschrieben. Ein nichtlineares Modell für den gesamten Betriebsbereich kann aus mehreren dieser vermessenen Betriebspunkte aufgebaut werden. In jedem Betriebspunkt wird ein sehr kleines Wechselstromsignal als eine Erregung in die Zelle eingeprägt. Für einen bestimmten Betriebspunkt sollte die Amplitude des Stroms klein genug sein, um die Annahme der Linearität bei der Identifizierung nicht zu verletzen.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

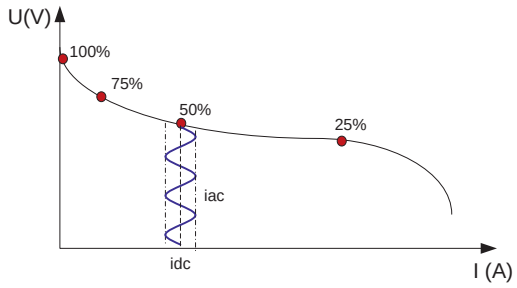


Abbildung 155: Die Betriebspunkte der EIS-Test für nicht-lineares Modell [158]

Der Erregerstrom wird dargestellt als:

$$i_{\mathrm{ac}}(t) = i_0 \cdot \sin(\omega t); \omega = 2\pi f \tag{25}$$

Wobei i_0 die Amplitude des Wechselstroms ist. Im vorliegenden Fall wurde eine Amplitude von 20mA gewählt. Die Frequenz f des Stroms wurde von 10 MHz bis 100 kHz variiert.

Die mit diesem Erregungssignal gemessene Wechselspannung kann analog wie folgt beschrieben werden:

$$e_{\mathrm{ac}} = e_0 \cdot \sin(\omega t + \varphi) \tag{26}$$

Hier ist E_0 die Spannungsamplitude und φ ist die Änderung des Phasenwinkels in Bezug auf den Eingangsstrom.

Somit wird die komplexe Impedanz der Zelle:

$$Z = \frac{e_{\mathrm{ac}}(t)}{i_{\mathrm{ac}}(t)} = \frac{e_0 \cdot \sin(\omega t)}{i_0 \cdot \sin(\omega t + \varphi)} = Z_0 \frac{\sin(\omega t)}{\sin\,(\omega t + \varphi)} \tag{27}$$

Bei der Verwendung der komplexen Schreibweise erhält man:

$$i_{\mathrm{ac}}(t) = i_0 \cdot \exp(j\omega t + \varphi)$$
$$e_{\mathrm{ac}}(t) = e \cdot \exp(j\omega t)$$

$$Z(j\omega) = Z_1 + j \cdot Z_2 \tag{28}$$

Wobei Z_1 der Realteil der komplexen Impedanz und Z_2 der Imaginärteil ist.

Als Ergebnis des EIS Tests erhält man die Nyquistkurven für die Impedanz Z in Gleichung (28). Wenn die Zelle als Zwei-Zeitkonstanten- Ersatzschaltbild modelliert wird, können die Parameter dieses Modells identifiziert werden [158]:

$$Z(j\omega) = R_{\mathrm{i}} + \frac{1}{\frac{1}{R_1} + j\omega C_1} + \frac{1}{\frac{1}{R_2} + j\omega C_2} \tag{29}$$

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Wie wir in der Gleichung (29) sehen:

$$\text{für} \quad \omega \rightarrow 0: Z_1 \rightarrow R_\mathrm{i} + R_1 + R_2$$

$$\text{für} \quad \omega \rightarrow \infty: Z_1 \rightarrow R_\mathrm{i}$$

In Abbildung 156 wird die Nyquistkurve des vereinfachten Modells entsprechend Gleichung (29) dargestellt.

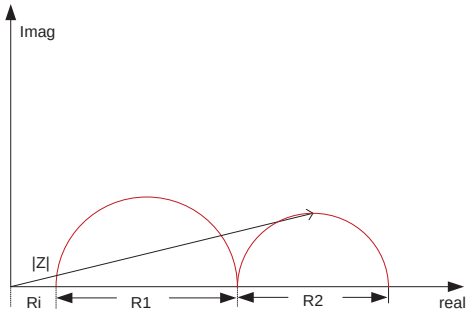


Abbildung 156: Nyquist kurve eines Zwei-Zeitkonstanten Ersatzschaltbildes [159]

Da das Verhalten einer realen Zelle von dem oben erwähnten einfachen Modell abweicht, ist auch die Nyquistkurve einer Zelle aus der EIS-Messung verschieden von der Abbildung 156 der gezeigten Kurve. Daher ist es notwendig, die Nyquistkurve eines vereinfachten Modells mit zwei Zeitkonstanten entsprechend Gleichung (29) an die realen Messdaten zu fitten, um die Modellparameter zu schätzen. Abbildung 157 veranschaulicht die Parameter-Schätzung durch Fitting für eine vermessene Li-Ionen-Zelle bei unterschiedlichen Betriebspunkten bzw. SOC. Der Fehler zwischen Messungs- und Modell-Nyquistkurve beträgt hier weniger als 7%.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

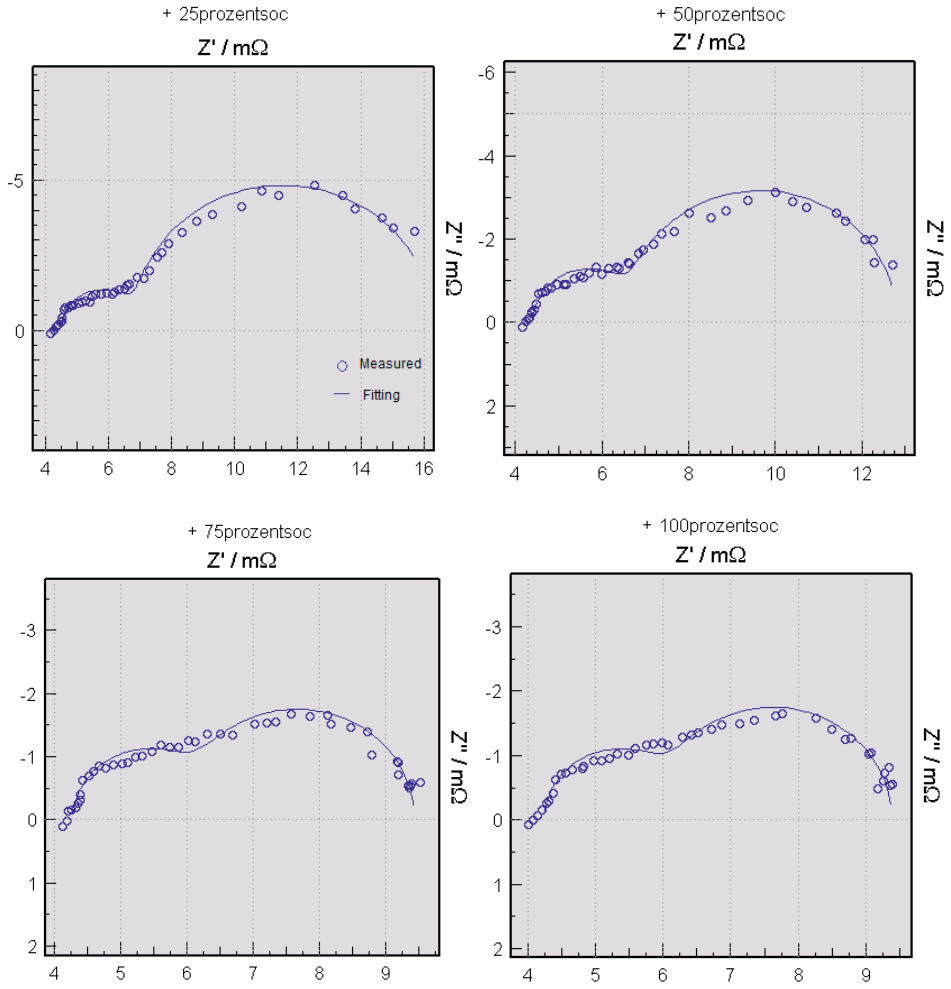


Abbildung 157: Nyquist-Kurven aus Messung und Modell für die vermessene Li-Ionen-Zelle

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

7.2 Modellierung und Parametrierung der Dynamik der Batterietechnologien

Ziel dieses Arbeitspakets war es, die Dynamik von Batterien besser zu verstehen, Zeitkonstanten der elektrochemischen Prozesse zu analysieren und zu quantifizieren sowie eine gemeinsame Datenbasis für einen Vergleich der unterschiedlichen Batterietechnologien zu haben. Dementsprechend wurde das transiente Verhalten von Batterien im Bereich von Millisekunden bis Minuten untersucht und mathematisch abgebildet werden.

7.2.1 Modellierung und Parametrierung der Dynamik der Batterietechnologien

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg

7.2.1.1 Beschreibung der Modellstruktur

Bei elektrochemischen Speichern wird üblicherweise das dynamische Verhalten durch ein elektrisches Ersatzschaltbild dargestellt, um damit die Spannungsantwort des Speichers auf eine Stromanregung modellieren zu können. Dabei kann sich die Modellstruktur von Batterietechnologie zu Batterietechnologie stark ändern, was zu einer Programmierung von mehreren Modellen führt. Ziel dieses Arbeitspaketes war es, ein generisches Modell zu erstellen, mit dem das für stationäre Anwendungen relevante dynamische Verhalten bei einer Leistungsanforderung und der entsprechende Wirkungsgrad beliebiger elektrischer Speicher simuliert werden kann.

Das im Rahmen dieses Arbeitspaketes entworfene Modell stellt das dynamische Verhalten der abgegebenen bzw. aufgenommenen Leistung in Abhängigkeit vom Energiezustand (SOE), Wirkungsgrad und Alterungszustand (SOH) dar. Die generische Modellstruktur ist in Abbildung 158.

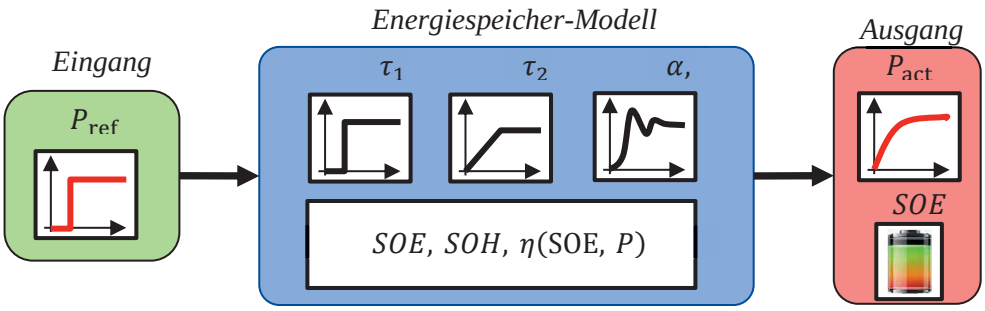


Abbildung 158: Generische Modellstruktur zur Simulation von Energiespeichersystemen

Der SOE stellt den Energieinhalt des Speichers dar, und wird in % ausgegeben. Bei einem SOE von 100% kann der Speicher die komplette Kapazität zur Verfügung stellen. Liegt der SOE bei 0%, dann kann der Speicher keine Energie bereitstellen. Durch diese Größe wird die Aufnahme bzw. Abgabe der Energie im Speicher bestimmt und wird durch

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

$$SOE = SOE_0 + \frac{\eta(SOE, P_{\mathrm{ref}})}{E_{\mathrm{nom}}} \int_0^T P_{\mathrm{act}}(t)dt \tag{30}$$

wobei P_{ref} die Eingansleistung, P_{act}die Systemausgangsleistung und E_{nom} die nominale Speicherenergie ist.

Die Dynamik des Energiespeichermodells wird durch folgende Gleichungen gegeben:

- Totzeit: $$\mathrm{P_{act}(t) = P_{ref}(t - \tau)}. \tag{31}$$
- Lineares Verhalten: $$\mathrm{P_{act}(t)} = \begin{cases} \frac{\mathrm{t}}{\tau_2} \cdot \mathrm{P_{ref}(t)}, & \mathrm{t} < \tau_2 \\ \mathrm{P_{ref}(t)}, & \mathrm{t} > \tau_2 \end{cases}. \tag{32}$$
- PT2-Element: $$\alpha \ddot{\mathrm{P}}_{\mathrm{act}}(\mathrm{t}) + \beta \dot{\mathrm{P}}_{\mathrm{act}}(\mathrm{t}) + \mathrm{P_{act}(t)} = \mathrm{P_{ref}(t)}. \tag{33}$$
- Leistungswirkungsgrad: $$\eta = \mathrm{f(SOE, P_{ref})}. \tag{34}$$

Die unterschiedlichen Batterietechnologien wurden modelliert und mittels eines Leistungsprofils validiert. Das entworfene Modell dient zur Bewertung der unterschiedlichen Speichertechnologien und deren Einsatz im Stromnetz.

7.2.1.2 Validierung des generischen Energiespeichermodells

Zur Validierung des erstellen generischen Modells wurde ein Leistungsprofil mit unterschiedlichen Amplituden und Pulsdauern erstellt und an den Referenzbatterien aus Abschnitt 7.1.1.2 vermessen. Der Leistungprofil und den daraus resultierenden Energiezustand sind in Abbildung 159. Die Ergebnisse der Simulation weisen einen absoluten SOE-Fehlen von max. 0,2 %.

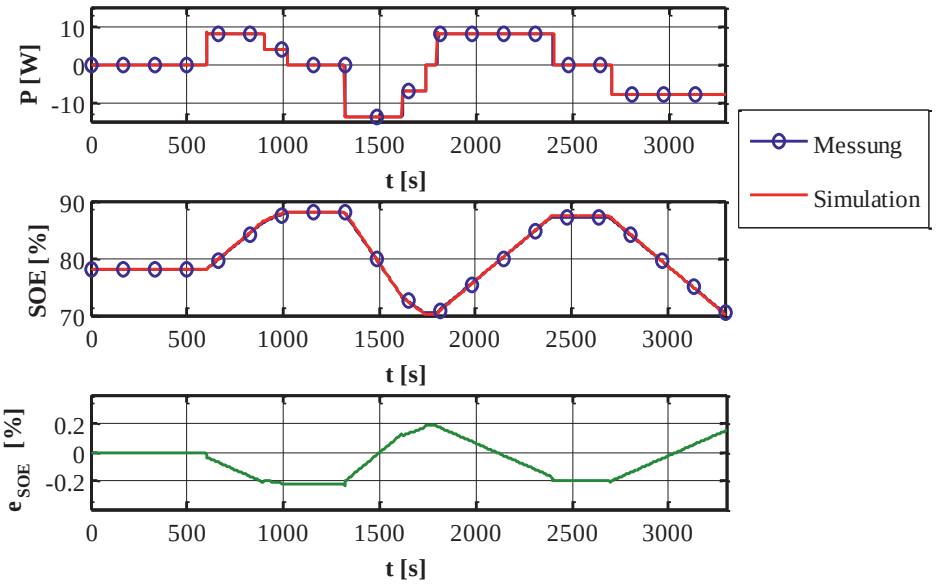


Abbildung 159: Validierungsprofil und resultierende SOE über eine Stunde

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Das dynamische Verhalten von Energiespeichersystemen lässt sich mit diesem generischen dynamischen Modell und ermöglicht mittels Simulationen die Untersuchung von Speichern angekoppelt ans Stromnetz.

7.2.2 Modellierung und Parametrierung der Dynamik alternativer Batterietechnologien

Technische Universität München

Basierend auf den Impedanzspektroskopie-Messungen (siehe AP 7.1.2) und weiterer Charakterisierungsmessungen an der Referenzzelle der TUM, wird hier der Aufbau und die Validierung des dynamischen Modells beschrieben.

7.2.2.1 Elektrochemische Modellbildung

Als Modelltyp zur Simulation des dynamischen Batterieverhaltens wurde ein Ersatzschaltbildmodell gewählt. Diese bestehen üblicherweise aus einer seriellen Verknüpfung einer Spannungsquelle, Widerständen, verschieden vielen RC-Gliedern (Parallelschaltung eines Widerstands mit einer Kapazität) und optionalen weiteren Elementen wie z.B. Warburg-Impedanz. Dabei wird zunächst mit der Anpassung der Topologie des Ersatzschaltbildmodells an die jeweilige Batteriezelle das Modell parametrisiert. Danach erfolgt die Parametrierung der einzelnen Elemente, also die Absolutwerte der Widerstände und Kapazitäten, in Abhängigkeit der Temperatur und des Ladezustands der Batterie.

Für das hier erstelle Ersatzschaltbildmodell, wurde die Spannungsquelle mit der Ruhespannungskennlinie des Prüflings bei verschiedenen Temperaturen in Lade- und Entladerichtung konfiguriert. Die weiteren Elemente wurden mit Hilfe eines Matlab-Tools automatisiert anhand der Impedanzspektroskopie-Messreihe ausgewählt und für die gemessenen Temperaturen und Ladezustände parametriert. Dabei minimiert ein Fitting-Algorithmus die Differenz zwischen den gemessenen Daten und den mit dem Modell simulierten Verhalten bei verschiedenen Temperatur und Ladezuständen.

Hierbei ergab sich als beste Wahl ein Modell mit einem Innenwiederstand und drei RC-Gliedern. Das resultierende Ersatzschaltbildmodell ist in Matlab-Simscape aufgebaut und aktualisiert während der Simulation die Parameter zur Berücksichtung der Einflüsse der Temperatur und des Ladezustands anhand von Look-Up-Tabellen.

7.2.2.2 Validierung des Modells

Zur Validierung des erstellen Modells wurde ein Validierungsstromprofil mit unterschiedlichen Belastungsdynamiken erstellt und an der Referenzzelle für verschiedene Ladezustände vermessen. In der folgenden Abbildung 160 ist das verwendete Stromprofil über einen Zeitraum von über 250 Sekunden aufgetragen.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

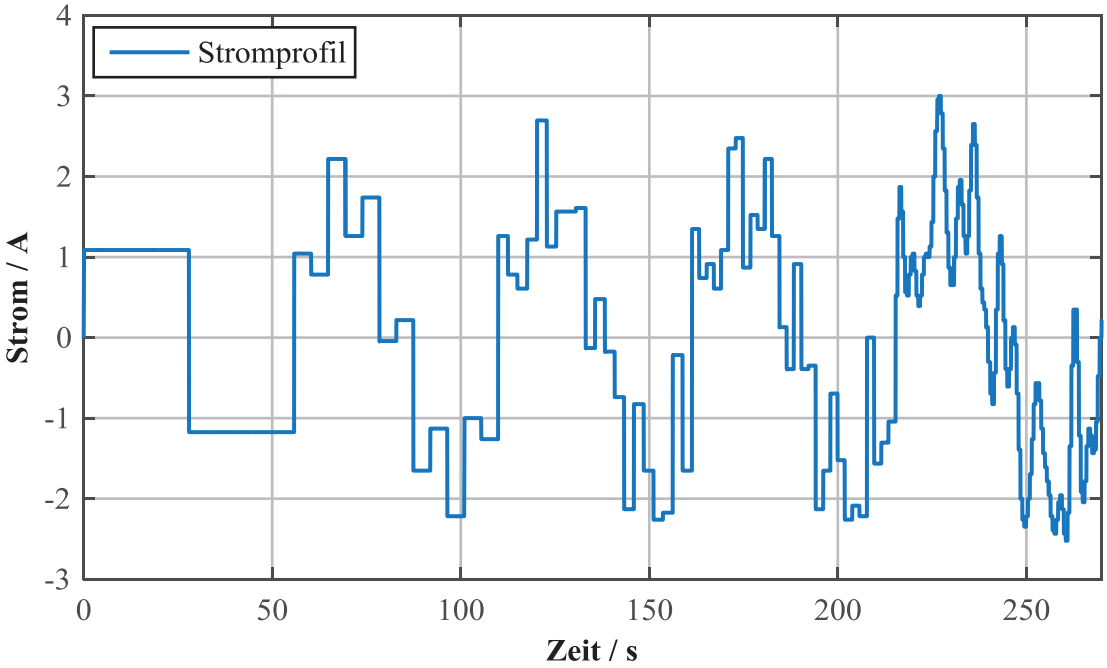


Abbildung 160: Stromprofil für die Validierung des Ersatzschaltbildmodells

Dieses Validierungsstromprofil wurde dann als Eingangsprofil dem Batteriemodell vorgegeben und die resultierenden Kurven verglichen. Der Verlauf der Spannung der Messungen und der Simulation ist in der folgenden Abbildung 161 aufgezeichnet. Es wird deutlich, dass die Spannung relativ genau im hochdynamischen Bereich am Ende des Stromprofils nachsimuliert werden kann. Der Anfangsbereich mit relativ langsamen Dynamiken zeigt noch kleine Abweichungen zwischen Simulation und Messung auf. Da einerseits der simulierte Spannungsverlauf zum Teil unterhalb und zum Teil oberhalb der Messung liegt, kann die Differenz nicht mit einem Offset korrigiert werden.

Mit diesem dynamischen Modell kann nun das Regelverhalten für verschieden schnelle Belastungsänderungen ausgewertet werden. Darüber hinaus dient dieses Modell als Teil eines Gesamtbatteriemodells. Dazu wird dieses Ersatzschaltbild-Modell mit dem in AP 4.5 erstellten Alterungsmodell gekoppelt. Weitere Elemente sind ein Ladezustandsmodell sowie ein thermisches Modell zur Berücksichtigung der Temperaturentwicklung durch batterieinterne und –externe Effekte.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

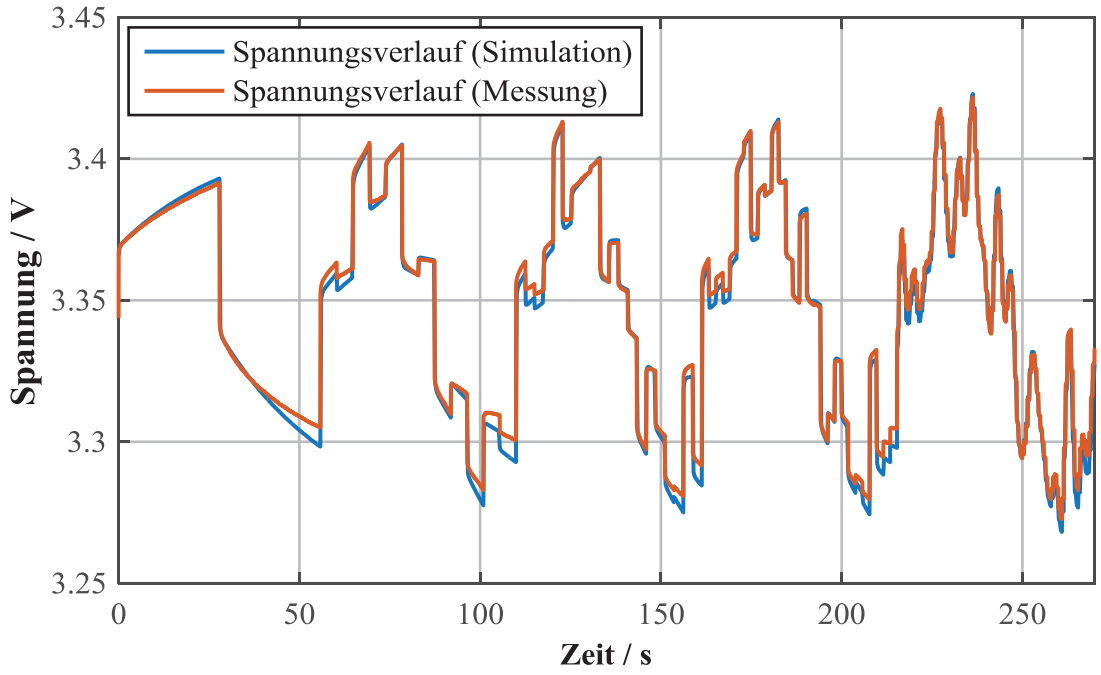


Abbildung 161: Gemessene und simulierter Spannungsverlauf bei eingeprägtem Stromprofil bei 25°C und 90 % SOC

7.2.3 Modellierung und Parametrierung der Dynamik von Li-Ionen Batterien

Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik

In diesem Arbeitspaket wurden aus den Messdaten einer Li-Ionen-Zelle Modelle von stationären Batteriespeichern parametriert und in eine Netzsimulation integriert. Es wurden zwei unterschiedlich detaillierte Batteriemodelle für verschiedene Netz-Anwendungsfälle verwendet. Das detaillierte Batterie-Modell kann die Rückwirkungen der Netzregelung auf die Batterie genau beschreiben und für zeitlich hoch aufgelöste Simulationen genutzt werden. Alternativ existiert ein einfaches Modell, welches das Verhalten der Batterie ohne dynamische Effekte nachbildet und für die Anforderungen einer jährlichen Netzsimulation, etwa zur Bestimmung der erforderlichen Kapazität und Leistung eines Batteriespeichers, ausreicht.

7.2.3.1 Detailliertes Batteriemodell mit PMW-Umrichter

Wie in Abbildung 162 gezeigt, wird das Batteriesystem durch mehrere verschiedene Teilmodelle beschrieben: das Modul im grünen Rahmen ist das eigentliche Batteriemodell; das Modul im blauen Rahmen beschreibt den PWM-Gleichrichter, die Regelung umfasst die Phasenregelschleife (PLL) [160], zwei PI Regelkreise sowie die in den roten Rahmen dargestellten Frequenz- und Spannungsregler bzw. Kennlinien. Die grün dargestellten Eingänge bezeichnen die Istwerte aus dem Netz. Mit gelben Punkten sind die Ausgangsgrößen dargestellt, die aus dem Batteriesystem an das Netzmodell gegeben werden. Die detaillierte Struktur in jedem Rahmen wird in den folgenden Abschnitten erläutert.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

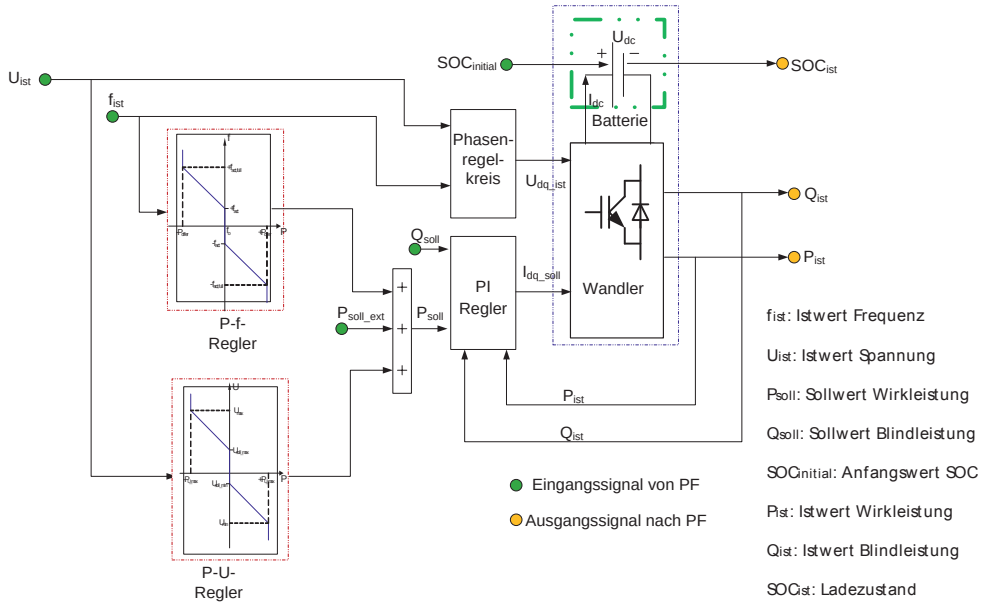


Abbildung 162: Batterie und Wandler-Simulationsschema

7.2.3.1.1 Batteriemodell

Das verwendete Batteriesystem in diesem Projekt wird basierend auf einer Lithium-Ionen-Batterie untersucht. Die Batterie stellt dabei die Hauptkomponente in dem Energiespeichersystem dar, jedoch ist auch der Umrichter eine wesentliche Komponente. Im Projekt wurde dazu eine Lithium-Ionen-Zelle vermessen, um die Parameter des Batteriemodells zu identifizieren. Das Ersatzschaltbild des Modells ist in Abbildung 163 dargestellt. Mit Hilfe einer internen Spannungsquelle, Widerständen und Kondensatoren können die elektrochemischen Vorgänge näherungsweise beschrieben werden. Die Parameter wurden in AP 7.1.3 mit Hilfe von EIS (Elektrochemische Impedanz Spektroskopie) Messungen im Frequenzbereich bestimmt.

Die in der Lithium-Ionen Zelle ablaufenden Prozesse sollten auf der Grundlage nicht nur elektrochemischer Reaktionen, sondern auch aller anderen gekoppelten Prozesse, wie der thermischen Prozessen modelliert werden. Prinzipiell ist es möglich, solche Modelle zu erstellen die alle wesentlichen Prozesse und Phänomene umfassen (z.B. physikalisch elektrochemisches Simulationsmodell ISET-LIB/ ISET-LAB des Fraunhofer IWES). Solche Modelle sind jedoch komplex und rechenaufwändig. Auf der anderen Seite, ist aus Sicht des Netzes oft nur die Energie-Bilanz der Batterie von Bedeutung. Folglich ist ein vereinfachtes Bilanzmodell sehr gut geeignet um die Anwendungen für ganzes Netzsystem zu untersuchen.

Das Zellmodell der Batterie wird oft durch ein Ersatzschaltbild mit zwei Zeitkonstanten beschrieben, wie im linken Bild der Abbildung 163 dargestellt. In diesem Zellmodell ist eine ideale Spannungsquelle U_o mit der Leerlaufspannung (VOC) einer Zelle enthalten. Der Widerstand R_i beschreibt den Innenwiderstand. Zusätzlich sind zwei Parallelschaltungen von RC-Gliedern (R_1C_1 und R_2C_2) in Reihe zum Innenwiderstand R_i geschaltet, so dass die

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

transienten dynamischen Effekte der Zelle abgebildet werden können. Somit kann die mathematische Beschreibung des Lithium-Ionen-Modells wie folgt erfolgen:

$$\begin{cases} \dfrac{dU_{\mathrm{c1}}}{dt} = \dfrac{i_{\mathrm{cell}}}{C_1} - \dfrac{U_{\mathrm{c1}}}{R_1 \cdot C_1} \\ \dfrac{dU_{\mathrm{c2}}}{dt} = \dfrac{i_{\mathrm{cell}}}{C_2} - \dfrac{U_{\mathrm{c2}}}{R_2 \cdot C_2} \\ U = U_o - U_{\mathrm{c1}} - U_{\mathrm{c2}} - R_{\mathrm{i}} \cdot i_{\mathrm{cell}} \end{cases} \tag{35}$$

Eine Lithium-Ionen-Batterie besteht aus vielen Einzelzellen. Die Anzahl der Zellen hängt dabei von der Größe der Batterie ab. Das rechte Bild von Abbildung 163 zeigt die Zellen-Topologie einer Lithium-Ionen-Batterie. U_{DC} ist die Batteriespannung und I_{DC} ist der Gleichstrom der Batterie. Die Beschreibung vieler Einzelzellen ist nur für das dynamische Modell einer Batterie erforderlich, wenn angenommen wird, dass sich die Parameter der Zellen unterscheiden. Für das vereinfachte Batteriemodell muss dagegen nur die globale Energiebilanz betrachtet werden.

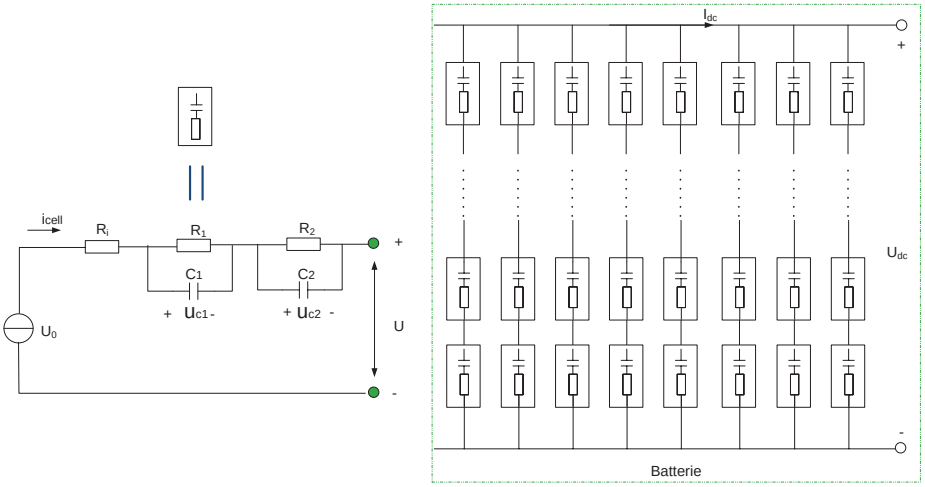


Abbildung 163: Das Ersatzschaltbild aus einer Lithium-Ionen-Zelle und Schaltungstopologie Batterie

7.2.3.1.2 Leistungsumrichter Modell

Der Zweck des Umrichtersystems ist es, die AC-DC-Umwandlung zwischen Batterie und Netz zu gewährleisten und die von den Regelalgorithmen für die Frequenz- und Spannungsstützung vorgegebenen Sollwerte für Wirk- und Blindleistungsflüsse ins Netz einzustellen. Das Umrichtermodell in diesem Projekt besteht aus zwei Teilen: der Regelung und einem Modell der PWM-Endstufe als gesteuerter Spannungsquelle. Für die Regelung wurden zwei verschiedene P-Regler angenommen, um die Frequenz- und Spannungsregelung zu implementieren. Unterlagert sind jeweils innere Stromregelschleifen mit PI-Regelung die die Stellsignale für die PWM-Spannungsquelle erzeugen (d- und q-Komponente der Spannung). Das PWM-Umrichtermodell erfordert Abtastzeiten im ms

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Bereich. Das detaillierte Li-Ionen-Batterie-Modell wurde als DLL in die Netzsimulation in PowerFactory eingebunden und für verschiedene Anwendungsfälle untersucht.

Netz Frequenzhaltung

Im gesamten Netz müssen Angebot und Nachfrage der Wirkleistung stets im Gleichgewicht sein. Geringe temporäre Abweichungen können ledig durch Beschleunigung bzw. Abbremsung der rotierenden Massen der Generatoren oder durch Speicher ausgeglichen werden. Durch die angekoppelten rotierenden Massen führt ein Ungleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage zu Schwankungen der Netzfrequenz: Die Frequenz steigt auf Werte größer als der Sollwert wenn das Angebot größer als die Nachfrage ist. Die Frequenz sinkt, wenn die Versorgung nicht die Nachfrage befriedigen kann. So sind beispielsweise Frequenzschwankungen eine offensichtliche Nebenwirkung von hohen Anteilen an erneuerbarer Energie im Netz wegen der schwankenden Einspeisung aus Windparks oder Solar. Kurz gesagt, ist die Frequenzregelung des Netzes ein System um die Differenz zwischen dem Wirkleistungsangebot und der Nachfrage zu gewährleisten, und so die Frequenz in einem definierten Band um den Nominalwert zu halten. Es ist bekannt, wie die Frequenzregelung in verschiedene Ebenen mit verschiedenen Aufgaben und Reaktionszeiten eingeteilt wird: verteilte Primärregelung für die schnelle Reaktion auf Störungen, zentrale Sekundärregelung für den langsamen Ausgleich der Leistungsbilanz und Tertiärregelung für die Korrektur der Leistungsverteilung. Technologisch kann die Batterie zu allen genannten Frequenzregelungen beitragen. Aus wirtschaftlichen Gründen werden Batteriesysteme jedoch in Zukunft vor allem zur Primärregelung angewandt werden.

Die Primärregelung wird als Kennlinie implementiert, wie in Abbildung 163 gezeigt. Diese Kennlinie ist auch im roten Rahmen in Abbildung 162 dargestellt. Die Beziehung zwischen f und P_{soll} kann durch folgende Gleichung ausgedrückt werden:

1. $f_{\text{act}} < f_{\text{ist}} < f_{\text{act,full}}$

$$\Delta P = \frac{P_{\text{offer}}}{f_{\text{act,full}} - f_{\text{act}}}$$

$$P_{\text{soll}} = (f_{\text{ist}} - f_{\text{act}}) \cdot \Delta P \tag{36}$$

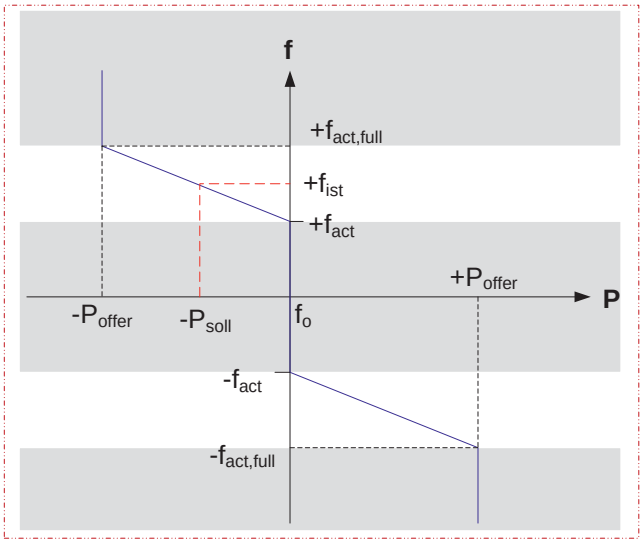
2. $f_{\text{ist}} < f_{\text{act}}$

$$P_{\text{soll}} = 0 \tag{37}$$

3. $f_{\text{ist}} > f_{\text{act,full}}$

$$P_{\text{soll}} = P_{\text{offer}} \tag{38}$$

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0



P_{offer} = Für den Zeitpunkt angebotene max. Primärregelleistung (z.B: $P_{offer} \geq 1$ MW)

f_o = Nominale Frequenz: 50 Hz

f_{act} = Frequenz bei der die Primärregelleistung aktiviert wird (z.B: min. 50 Hz ± 10 mHz, max. 50 Hz ± 20 mHz)

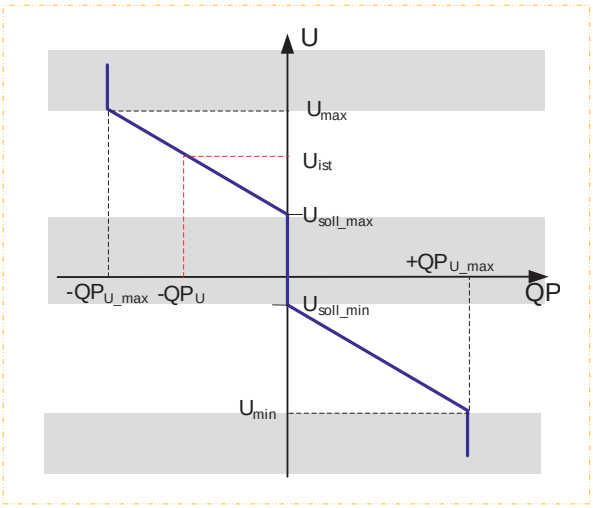
$f_{act,full}$ = Frequenz bei der die volle angebotene Primärregelleistung bereitgestellt werden muss (z.B: maximal: 50 Hz ± 200 mHz)

Abbildung 164: P-f-Kennlinie entsprechend einem P-Regler mit Totzone

Die Steigung der Kennlinie definiert den Beitrag, den das Speichersystem für eine gegebene Frequenzabweichung leistet. Mit Hilfe unterschiedlicher Steigungen kann also die Aufteilung der Primärregelung zwischen vielen parallelen Kraftwerken erfolgen.

Netz Spannunghaltung

Die Beeinflussung der Netzspannung kann in der Regel durch Zufuhr von Blindleistung erfolgen. Dies ist umso effektiver, je induktiver das Netz sich verhält. Für Mittelspannungsnetze mit einem großen r/x-Verhältnis hat auch die Wirkleistung einen großen Einfluss auf die Netzspannung. Das Umrichtersystem eines Batteriespeichers kann prinzipiell sowohl Blind- als auch Wirkleistung abhängig von der gemessenen Spannung einspeisen. Die Beziehung zwischen der Spannung und Wirk- und Blindleistung wird oft wiederum durch eine Kennlinie entsprechend Abbildung 165 festgelegt. Auch hier definiert die Steigung der Kennlinie die Aufteilung der Wirk- und Blindleistungsbeiträge zwischen parallelen Einspeisen.



U_{soll_min} = Minimale Sollspannung [p.u.], z.B. 1,01 p.u.

U_{soll_max} = Maximale Sollspannung [p.u], z.B. 1,03 p.u.

U_{max} = Netzspannung [p.u.] bei der die maximale Leistung von der Batterie bezogen werden soll [p.u], z.B. 1,05

U_{min} = Netzspannung [p.u.] bei der die maximale Leistung der Batterie eingespeist werden soll [p.u], z.B. 0,99

Abbildung 165: P-U-Kennlinie für Spannungsregelung

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Spannungsquellen-PWM-Gleichrichter

Wie in blauen Rahmen in Abbildung 162 gezeigt, enthält dieser Teil drei Hauptkomponenten. Zunächst wird ein mathematisches Modell für den PWM-Gleichrichter beschrieben. Dann wird die Spannungs-orientierte Vektorregelung (VOC) [160] beschrieben, um definierte Blind- und Wirkströme in Netz einzuprägen. Ein Phasenregelkreis dient dazu, die Regelung auf die Phase und die Frequenz Wechselspannungssignals des Netzes zu synchronisieren. Der Spannungsquellen-PWM-Gleichrichter kann Wirkleistung in beide Richtungen zwischen der Wechselspannung des Netzes und der Gleichspannung der Batterie austauschen. Ebenso ist die Einspeisung von positiver und negativer Blindleistung ins Netz möglich.

Modell Beschreibung für den PWM-Gleichrichter

Der in Abbildung 166 gezeigte Dreiphasen-PWM-Gleichrichter kann durch das folgende mathematische Modell beschrieben werden [161, 162]:

$$\begin{cases} L\dfrac{di_{\mathrm{a}}}{dt} + Ri_{\mathrm{a}} = u_{\mathrm{a}} - e_{\mathrm{a}}; \\ L\dfrac{di_{\mathrm{b}}}{dt} + Ri_{\mathrm{b}} = u_{\mathrm{b}} - e_{\mathrm{b}}; \\ L\dfrac{di_{\mathrm{c}}}{dt} + Ri_{\mathrm{c}} = u_{\mathrm{c}} - e_{\mathrm{c}}; \end{cases} \tag{39}$$

Dabei sind die Spannungen $e_{\mathrm{a,b,c}}$ und $i_{\mathrm{a,b,c}}$ die Stern-Spannungen und Leiter-Ströme des Netzes, der Widerstand R und die Induktivität L beschreiben den Netzfilter des Umrichters. Die $u_{\mathrm{a,b,c}}$ sind die drei effektiven Phasenspannungen der Leistungsendstufe des Umrichters. V_{dc} und I_{dc} sind Spannung und Strom auf der Gleichstromseite.

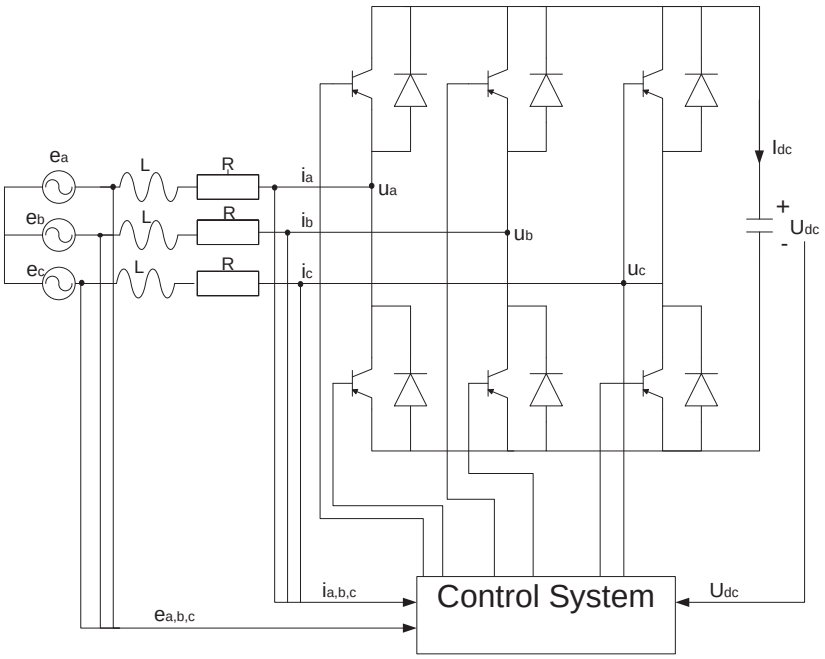


Abbildung 166: Topologische Struktur des Drei-Phasen-PWM-Gleichrichters [161]

Die Endstufe kann diskrete Spannungszeiger einstellen, die durch den folgenden Zusammenhang beschreiben werden [160]:

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

$$s_k = \begin{cases} 1, \text{up arm open, down arm closed} \\ 0, \text{down arm open , up arm closed'} \end{cases} \qquad k = a, b, c \tag{40}$$

$$\begin{aligned} u_\mathrm{a} &= \left[s_\mathrm{a} - \frac{1}{3}(s_\mathrm{a} + s_\mathrm{b} + s_\mathrm{c})\right] U_\mathrm{dc} \\ u_\mathrm{b} &= \left[s_\mathrm{b} - \frac{1}{3}(s_\mathrm{a} + s_\mathrm{b} + s_\mathrm{c})\right] U_\mathrm{dc} \\ u_\mathrm{c} &= \left[s_\mathrm{c} - \frac{1}{3}(s_\mathrm{a} + s_\mathrm{b} + s_\mathrm{c})\right] U_\mathrm{dc} \end{aligned} \tag{41}$$

Die erforderlichen kontinuierlichen, sinusförmigen Spannungsverläufe werden durch einen Algorithmus zu Spannungszeiger-Modulation angenähert. Die Ströme werden zusätzlich durch die Induktivitäten des Netzfilters geglättet. Dann gilt basierend auf den Bilanzgleichungen für Spannung und Strom [160]:

$$\begin{cases} e_\mathrm{a} + e_\mathrm{b} + e_\mathrm{c} = 0 \\ i_\mathrm{a} + i_\mathrm{b} + i_\mathrm{c} = 0 \end{cases}$$

$$\begin{bmatrix} e_\mathrm{a} \\ e_\mathrm{b} \\ e_\mathrm{c} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} e_\mathrm{m} \begin{bmatrix} \cos(\omega t + \varphi_1) \\ \cos(\omega t + \varphi_1 - 120°) \\ \cos(\omega t + \varphi_1 + 120°) \end{bmatrix}; \quad \begin{bmatrix} i_\mathrm{a} \\ i_\mathrm{b} \\ i_\mathrm{c} \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}} i_\mathrm{m} \begin{bmatrix} \cos(\omega t + \varphi_0) \\ \cos(\omega t + \varphi_0 - 120°) \\ \cos(\omega t + \varphi_0 + 120°) \end{bmatrix} \tag{42}$$

e_m ist Effektivwert der Netzspannung; i_m ist Effektivwert des Netzstroms. Das oben beschriebene mathematische Modell ist ein nichtlineares und zeitveränderliches System. Es kann deshalb nur schwer für ein lineares Regler-Design angewendet werden.

Um das mathematische Modell zu vereinfachen, werden die zeitlich variierenden Komponenten, der drei Phasen (a, b, c) in ein mit dem Netzspannungszeiger rotierendes Koordinatensystem (d, q, 0) transformiert. ϕ in Gleichung (43) ist der Phasenwinkel zwischen der q-Achse des rotierenden Koordinatensystems (d, q, 0) und der a- Achse des feststehenden Koordinatensystems (a, b, c). Mit Hilfe einer Transformationsmatrix kann dann das Modell in dq Koordinaten, wie in Gleichung (2-10) und (2-11) gegeben, ausgedrückt werden [163]:

$$C_\mathrm{3s2r} = \sqrt{\frac{2}{3}} \cdot \begin{bmatrix} \cos(\omega t + \varphi) & \cos(\omega t + \varphi - 120°) & \cos(\omega t + \varphi + 120°) \\ \sin(\omega t + \varphi) & \sin(\omega t + \varphi - 120°) & \sin(\omega t + \varphi + 120°) \\ \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} & \frac{1}{\sqrt{2}} \end{bmatrix} \tag{43}$$

$$\begin{cases} L\dfrac{di_\mathrm{d}}{dt} + Ri_\mathrm{d} - \omega L i_\mathrm{q} = e_\mathrm{d} - u_\mathrm{d} \\ L\dfrac{di_\mathrm{q}}{dt} + Ri_\mathrm{q} + \omega L i_\mathrm{d} = e_\mathrm{q} - u_\mathrm{q} \\ I_\mathrm{dc} = \dfrac{3}{2}(i_\mathrm{q} s_\mathrm{q} + i_\mathrm{d} s_\mathrm{d}) \end{cases} \tag{44}$$

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

$$\begin{cases} u_{\mathrm{d}} = U_{\mathrm{dc}} s_{\mathrm{d}} \\ u_{\mathrm{q}} = U_{\mathrm{dc}} s_{\mathrm{q}} \end{cases} \tag{45}$$

$e_{\mathrm{d}}, e_{\mathrm{q}}$: Spannungen der AC-Seite in dq-Koordinaten;
$i_{\mathrm{d}}, i_{\mathrm{q}}$: Ströme der AC-Seite in dq-Koordinaten;
$u_{\mathrm{d}}, u_{\mathrm{q}}$: AC-Seite Spannungen der Endstufe in dq-Koordinaten;
$s_{\mathrm{d}}, s_{\mathrm{q}}$: Transformationswerte in dq-Koordinaten von $s_{\mathrm{a,b,c}}$.

$$\begin{bmatrix} e_{\mathrm{d}} \\ e_{\mathrm{q}} \\ e_0 \end{bmatrix} = e_{\mathrm{m}} \begin{bmatrix} \cos(\varphi_1 - \varphi) \\ -\sin(\varphi_1 - \varphi) \\ 0 \end{bmatrix}; \quad \begin{bmatrix} i_{\mathrm{d}} \\ i_{\mathrm{q}} \\ i_0 \end{bmatrix} = i_{\mathrm{m}} \begin{bmatrix} \cos(\varphi_0 - \varphi) \\ -\sin(\varphi_0 - \varphi) \\ 0 \end{bmatrix} \tag{46}$$

Spannungs-orientierte Reglung (VOC)

Wie wir in Abbildung 167 sehen, kann dann eine kaskadierte Regelung mit zwei inneren Blind- und Wirkstromschleifen sowie überlagerten Schleifen zur Regelung der Wirk- und Blindleistungsübertragung zwischen Batterie und Netz angewendet werden. Da sich in dq-Koordinaten stationär konstante Werte für die Stromkomponenten einstellen, können zwei PI-Regler für die inneren Schleifen zum Einsatz kommen.

In Abbildung 167 ist zusätzlich eine äußere Regelschleife zur Begrenzung der Batteriespannung U_{dc} gezeigt, die den Sollwert für $i_{\mathrm{d_ref}}$ unter Berücksichtigung der Spannungsgrenzen der Batterie erzeugt [162]. Überlagert kann dann eine Regelschleife für die Wirkleistung werden. Der Sollwert $i_{\mathrm{q_ref}}$ in der anderen Stromregelschleife bestimmt sich aus der erforderlichen Blindleistung die an das Netz abgegeben werden soll.

Zusätzlich wird eine Vorsteuerung verwendet, um die Ströme in d-Achse und q-Achse voneinander zu entkoppeln. Diese besteht aus einer Aufschaltung der netzseitig gemessenen Spannungen sowie des stromabhängigen Spannungsabfalls über dem Netzfilter auf die Ausgangsspannung der betroffenen Achsen (gelb).

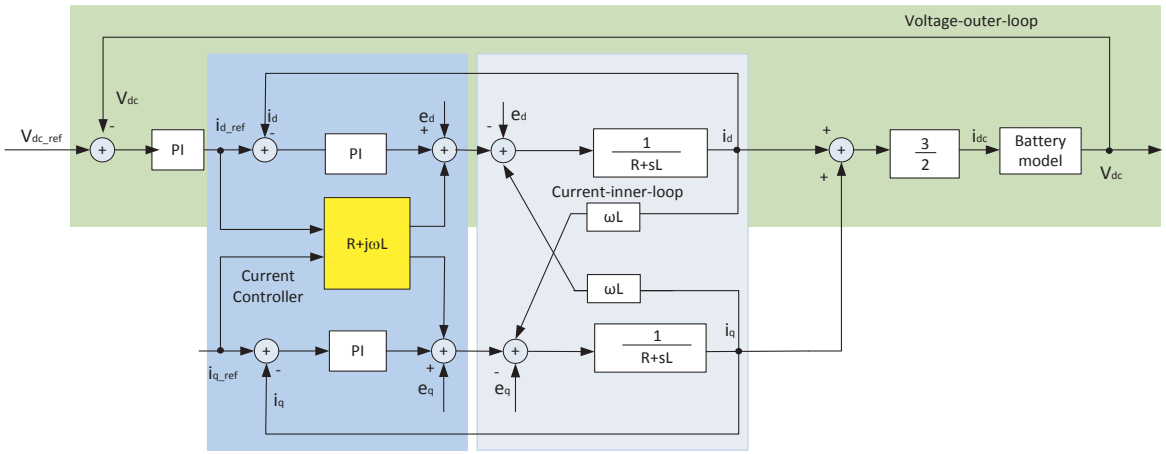


Abbildung 167: Regelungs-Modell in d-q-Koordinaten

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Phasenregelschleife (PLL)

Wenn die Phasenspannungen in Gleichung (42) symmetrische Signale sind, können Frequenz und Phasenwinkel durch eine PLL [160], wie in Abbildung 168 gezeigt, bestimmt werden.

Mittels Transformationsmatrix können die drei Phasensignale in zwei Signale in dq Koordination transformiert werden. Die Transformationsmatrix wurde bereits in Gleichung (43) gegeben und ist hier in eine konstante Matrix (C3s2s) und eine Frequenz-abhängige Matrix (C2s2r) zerlegt. Für die Transformationsmatrix wird der geschätzte Phasenwinkel θ' als Eingangsgröße verwendet [162]. Entspricht er dem tatsächlichen Phasenwinkel, so ist die Ausgangsgröße e_q Null. Ist dies nicht der Fall, so wird die Frequenz des geschätzten Phasenwinkels mit Hilfe eines PI-Reglers so lange nachgeführt, bis e_q auf Null geregelt wurde. Wenn e_q kontinuierlich Null ist, entsprechen geschätzte Frequenz und Phasenwinkel exakt den tatsächlichen Werten der Netzspannung.

$$\begin{bmatrix} E_a \\ e_b \\ e_c \end{bmatrix} = \sqrt{\frac{2}{3}}\, e_m \begin{bmatrix} \cos(\omega t + \varphi_1) \\ \cos(\omega t + \varphi_1 - 120°) \\ \cos(\omega t + \varphi_1 + 120°) \end{bmatrix} \tag{47}$$

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} e_d \\ e_q \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} \cos\theta' & \sin\theta' \\ -\sin\theta' & \cos\theta' \end{bmatrix}_{c3s2s} \begin{bmatrix} \frac{2}{3} & -\frac{1}{3} & -\frac{1}{3} \\ 0 & \frac{\sqrt{3}}{3} & -\frac{\sqrt{3}}{3} \end{bmatrix}_{c2s2r} \begin{bmatrix} e_a \\ e_b \\ e_c \end{bmatrix} \\ &= \frac{e_m}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} \cos(\theta - \theta') \\ \sin(\theta - \theta') \end{bmatrix} \\ &= \frac{e_m}{\sqrt{3}} \begin{bmatrix} \cos((\omega - \omega')t + (\varphi_1 - \varphi_1')) \\ \sin((\omega - \omega')t + (\varphi_1 - \varphi_1')) \end{bmatrix} \end{aligned} \tag{48}$$

θ ist der tatsächliche Phasenwinkel, gleich $\omega t + \varphi_1$;

θ' ist der geschätzte Phasenwinkel, gleich $\omega' t + \varphi_1'$.

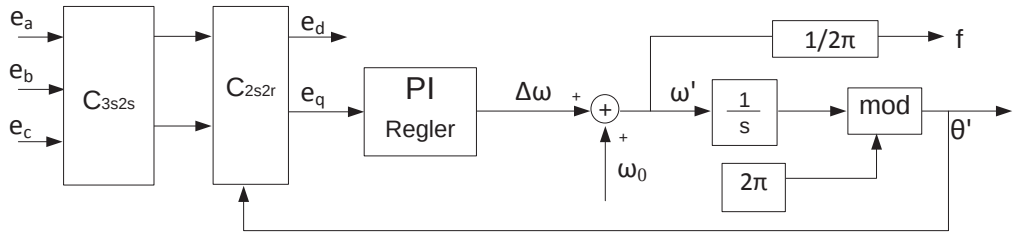


Abbildung 168: Struktur der PLL

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

7.2.3.2 Vereinfachtes Batterie-Umrichter-Modell

Neben den beschriebenen detaillierten Modellen wurden auch vereinfachte Modelle der Batterie erstellt, die z.B. mit einem Zeitschritt von 0,1 s betrieben werden können. Hierbei wird die Batterie lediglich als begrenzter Integrator der Eingangs- bzw. Ausgangsleistung mit Verlustfaktoren für das Auf- und Entladen sowie die Selbstentladung modelliert. Dieses Modell ist hinreichend um das stationäre bzw. Langzeitverhalten des Speichers zu beschreiben und um z.B. erforderliche Speicherkapazitäten für gegebene bzw. gewünschte Leistungsverläufe zu bestimmen. Der Umrichter wird hier nur durch seinen Wirkungsgrad und die Betriebsgrenzen beschrieben.

Ein typischer Anwendungsfall sind Untersuchungen zur Vermeidung von Netzüberlastung und Überbrückung begrenzter Einspeisung bzw. Versorgungsunterbrechung. Für diese Betrachtungen spielen dynamische Effekte des Batterie-Umrichter-Systems nur eine untergeordnete Rolle.

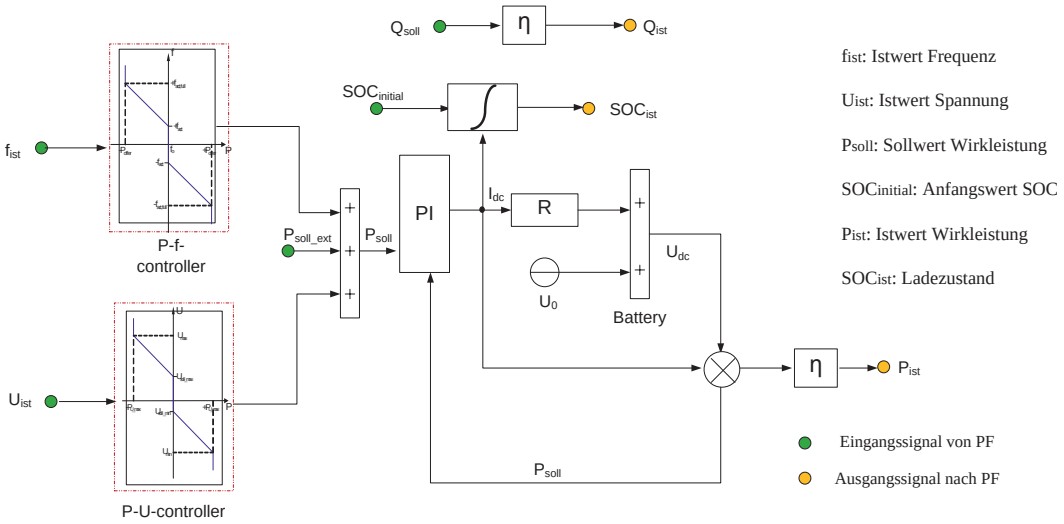


Abbildung 169: Vereinfachtes Batterie-Modell-Simulation Schema

7.2.3.2.1 Speicher-Umrichter-Modell Anwendung in Powerfactory

Das Speicher-Umrichter-Modell einschließlich der Regelungs-Funktionalitäten wurde in Matlab/Simulink entwickelt und getestet. Zur schnellen Änderung bzw. Anpassung der Reglerparameter und zur Einstellung der Anfangswerte der Zustandsgrößen wurde ein Parameter-Dialog wie in Abbildung 170 direkt in Power Factory zur Verfügung gestellt. Die maximale Scheinleistung des Systems ist 6 MW und die Kapazität beträgt 6 MWh. Die mit „Para_“ gekennzeichneten Parameter dienen der Einstellung der Spannungs- und Frequenzregelungsfunktionen, die in Abbildung 164 und Abbildung 165 dargestellt wurden. Über die Wahl des Parameters Z können die Parametersätze für verschiedene Batterie-Typen gewählt werden.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

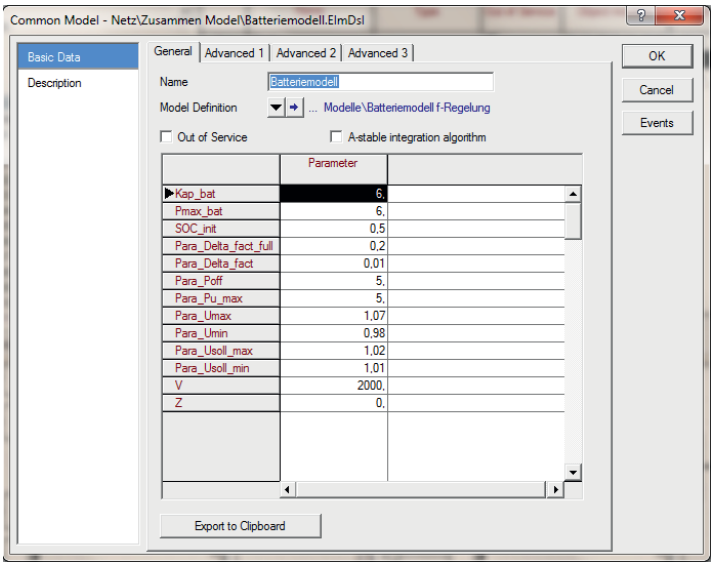


Abbildung 170: Parameter-Dialog für das Speicher-Umrichter-Modell in PowerFactory

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

7.3 Simulation von Batteriesystemen, Wechselrichtern, Netzen und verteilten Lasten

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg

7.3.1 Simulationsumgebung und Referenznetz

Zur weiteren Untersuchung von elektrochemischen Energiespeichern wurde in diesem Arbeitspaket unter Verwendung der oben beschriebenen Modelle eine Simulationsumgebung mit verteilten Lasten, Speichern inklusive Leistungselektronik geschaffen. Ziel der Simulationsumgebung war verschiedene Betriebszustände der Batterien und der Umrichter, verschiedene Aktivierungs- und Regelungsalgorithmen und die entsprechende Rückwirkung auf das Netz zu berechnen.

Die Simulationsungebung umfasst verteilte Stromspeicher, Wechselrichter und Lasten und stellt ländliches Verteilnetz dar, das nach den Angaben vom Projektpartner OvGU Magdeburg in die Simulationssoftware Matlab/Simulink erstellt wurde. Das implementierte Netz ist in Abbildung 171 abgebildet. Die Simulationsumgebung ist so aufgebaut, dassAn den Haushalten mit vorhandenen PV-Anlage Mit diesem Modell ist es möglich, die Steuerung und Regelung von Batterien in einer realitätsnahen Umgebung zu simulieren und somit den Betrieb der Batterien optimieren.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

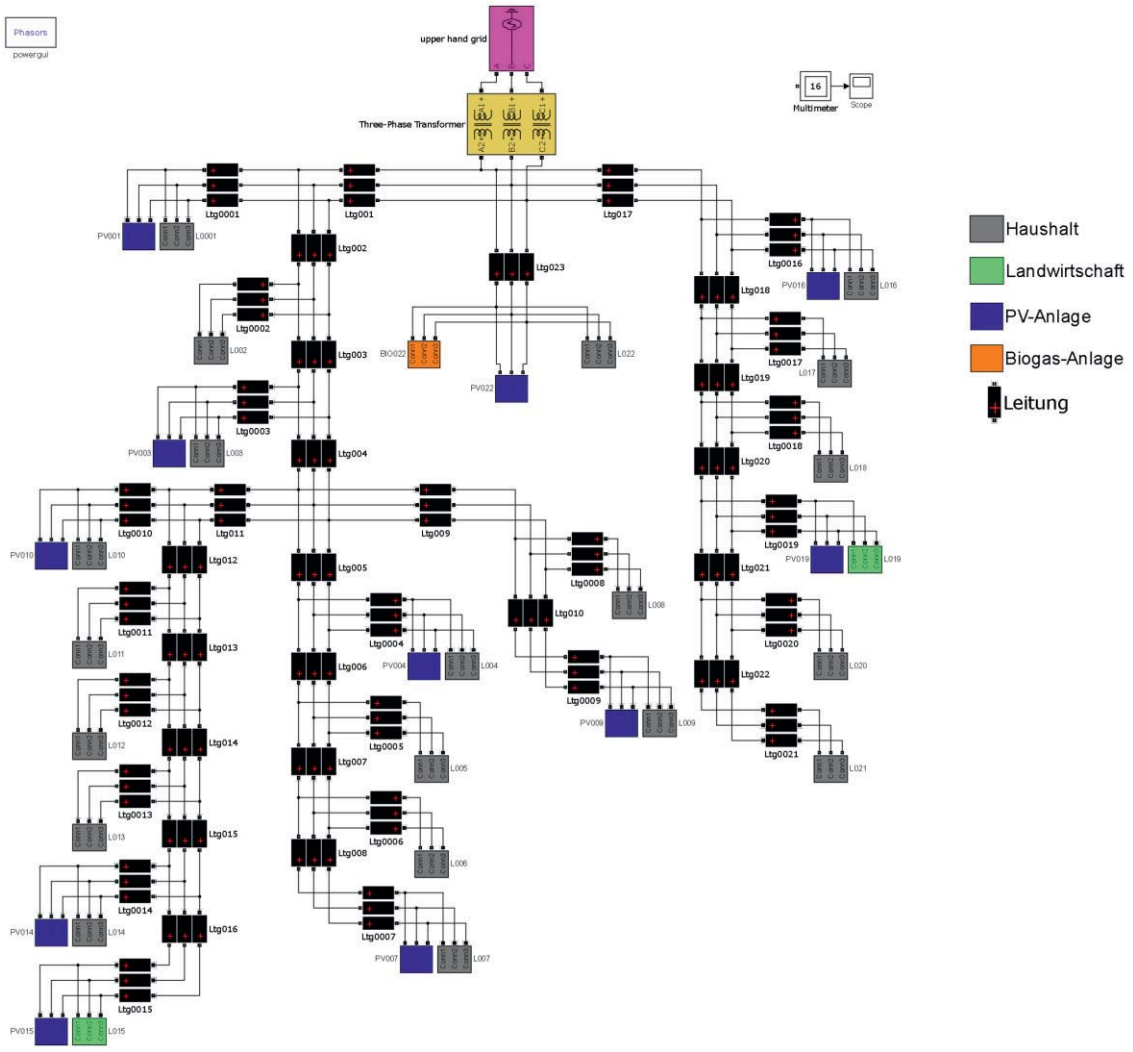


Abbildung 171: Ländliches Landnetzmodell implementiert in Matlab/Simulink

7.3.2 Erzeugung von Daten für die Simulationsumgebung

7.3.2.1 Synthetische Haushaltslastprofile

Als Lastprofil steht ein real gemessenes Haushaltsprofil zur Verfügung. Zusätzlich wurden mithilfe eines verhaltensbasierten Lastprofilgenerators [164] welcher an der TU-Chemnitz entwickelt wurde, insgesamt über 900 Einzelprofile erstellt. Die Verteilung der Haushaltsarten und Größen orientiert sich hierbei die vom statistischen Bundesamt veröffentlichen Größen [165]. Da die Entwicklung des Lastprofilgenerators zum Zeitpunkt der Profilerstellung noch in der Anfangsphase war, wurden die erzeugten Profile noch mit verschiedenen Verfahren in der Art angepasst, dass eine hohe Korrelation zwischen dem Summenlastprofil und dem Standartlastprofil (H0) erreicht wird, wie in Abbildung 172 gezeigt wird.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

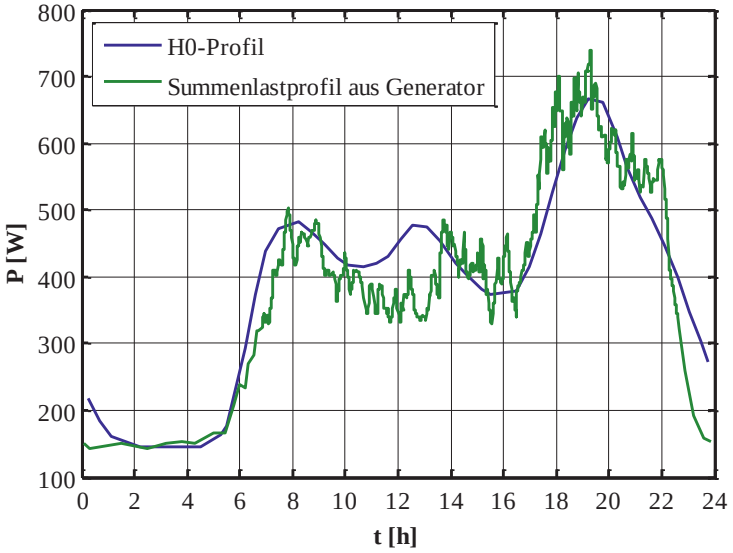


Abbildung 172: Vergeich des synthetischen Summenprofils mit dem H0-Profil

7.3.2.2 Synthetische PV-Erzeugungsprofile

Zur realistischen Simulation von PV-Anlagen unterschiedlicher Aufstellungsart wurden Erzeugungsprofile mit Verschiedenen Neigungen und Ausrichtungen berechnet. Hierzu müssen als Eingangsdaten die Diffus- als auch die Direktstrahlung bekannt sein, welche dann mithilfe von Strahlungsmodellen in die gewünschte Zielebene umgerechnet werden können. Die Strahlungsmessungen erfolgten auf dem ZSW-Testfeld in Widderstall, wo über ein Jahr die Direkt- als auch die Diffus-Strahlung aufgezeichnet wurde. Die gesamte Umrechnung von gemessener Einstrahlung bis zur Ausgansleistung des PV-Wechselrichters ist in Abbildung 173 skizziert. Hierbei wurde sowohl bei jedem Einzelmodell eine Verifikation mit Messdaten vorgenommen als auch das Endergebnis, die Wechselrichterausgangsleistung, mit Messdaten validiert. In Abbildung 174 ist Beispielhaft der Jahresertrag einer Solaranlage mit 7500 kW Nennleistung über die verschiedenen Ausrichtungen aufgetragen.

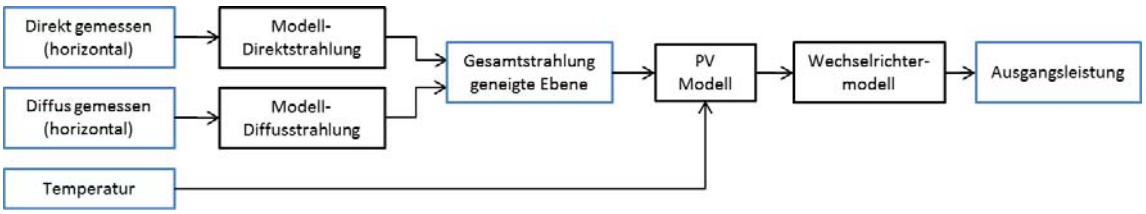


Abbildung 173: Ablaufdiagramm zur Berechnung des PV-Ertrags für unterschiedliche PV-Anlageausrichtung

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

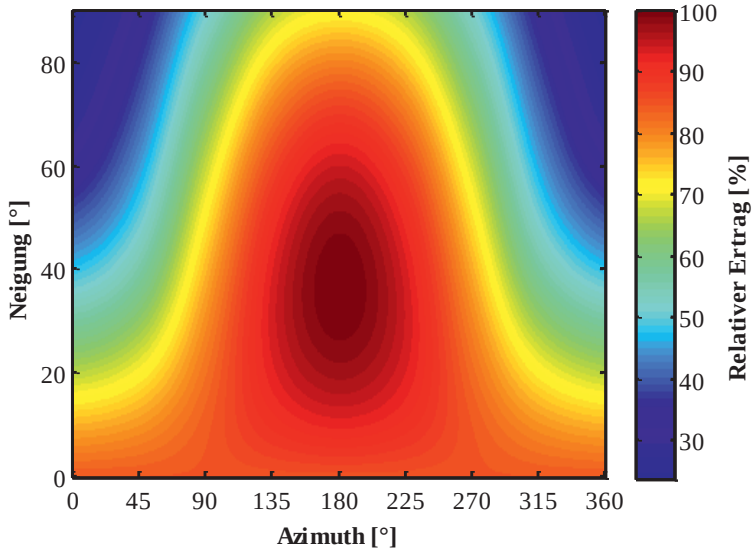


Abbildung 174: Abhängigkeit der Jahreserzeugung von der Ausrichtung der PV-Anlage

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

7.4 Regelung virtueller Synchronmaschinen anhand von Netzgrößen

7.4.1 Regelung virtueller Synchronmaschinen am Testnetz

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen

Die virtuelle Synchronmaschine VISMA ist ein Konzept zur Regelung eines Umrichters, der sich gegenüber dem Netz so wie eine elektromechanische Synchronmaschine verhalten soll [166]. Bei immer größerer Einspeisung durch erneuerbare Energiequellen und Reduzierung konventioneller Kraftwerksleistung muss die Stabilisierung des elektrischen Netzes durch Umrichter basierte Komponenten erfolgen bzw. diese müssen einen entsprechenden Beitrag zur Stabilisierung, insbesondere zur Bereitstellung von Momentanreserve leisten. Der Grundgedanke beruht auf der Überlegung, dass die Stabilitätsanforderungen des Netzes bzgl. Last- und Erzeugungsänderungen durch die inhärenten Eigenschaften der elektromechanischen Synchronmaschine erfüllt werden und somit die mathematische Nachbildung dieser Eigenschaften ein zielführender Lösungsvorschlag ist. Das Konzept der VISMA ist international patentiert [167].

Das EFZN verfügt über ein Netzlabor, an dem das Verhalten paralleler Umrichter mit den Regeleigenschaften einer VISMA mit und ohne den parallelen Betrieb eines Synchrongenerators untersucht werden kann. Schwerpunkt der Arbeiten sind dabei die Einstellungen der Regelungsparameter und das sich daraus ergebende Verhalten bei Last- oder Erzeugungssprüngen bzgl. Blind- und Wirkleistung, Netzunsymmetrien, usw. Die zur Erbringung von Momentanreserve benötigte Energie ist bei einer elektromechanischen Synchronmaschine die Rotationsenergie der Schwungmasse des Generators und der Antriebsturbine. Bei der VISMA muss dafür im Zwischenkreis des Umrichters ein Energiespeicher, idealerweise eine Batterie, vorhanden sein, dessen Energieinhalt der bei Frequenzänderungen zur Verfügung stehenden Rotationsenergie entspricht und virtuelle Masse genannt wird. Die konstruktionsbedingte Kopplung von Schwungmasse zu Leistung des Synchrongenerators ist bei der VISMA nicht vorhanden. Ein sehr großer Energiespeicher kann zur Sicherstellung einer sehr steifen Frequenz verwendet werden.

Im Fokus der Untersuchungen stand bei den Forschungsarbeiten des EFZN immer das Regelungsverhalten, nicht aber die durch diesen Betrieb verursachte Belastung der Batterie. Ziel dieses Arbeitspaketes war dagegen die Untersuchung der Belastung des Akkumulators und die Frage, ob sich aus der Änderung von Regelalgorithmen die auftretenden Belastungen reduzieren lassen.

7.4.1.1 Versuchsaufbau

Für die Versuche wurden vorhandene dreiphasige Umrichter im Netzlabor des EFZN mit einer Nennleistung von 10 kW verwendet. Es wurden sowohl Bleibatterien als auch Lithium-Ionen-Batterien als Energiespeicher für den Zwischenkreis verwendet. Der auftretende Batteriestrom und die Batteriespannung im Betrieb sind bei gleichem Innenwiderstand,

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Induktivität und Kapazität (As/V) gleich, so dass die Wahl der Batterietechnologie für die Fragestellung im Rahmen dieses Arbeitspakets ohne Bedeutung ist.

Wegen der hohen Frequenzstabilität des Netzes und der zur Analyse des Batteriestroms erforderlichen Aufzeichnungsrate ist es schwierig, Daten zu Zeiten einer hohen Frequenzabweichung zu erhalten. Die weiter unten gezeigten Daten sind Daten eines Lastsprungs im Netzlabor, der beispielhaft den Verlauf des Batteriestroms bzw. der Batterieleistung bei einer aufgeprägten Frequenzänderung zeigen.

7.4.1.2 Versuchsergebnisse

Schon im Leerlauf des Umrichters zeigt sich eine hochfrequente Belastung der Batterie, die nur durch eine Reglersperre unterbunden werden könnte. Gerade wegen der im Bereich der Momentanreserve geforderten unmittelbaren, sehr schnellen Reaktionszeiten ist eine Reglersperre aber nicht zulässig. Die hochfrequenten, aber geringen Batterieströme sind ein allgemeines Umrichterthema und nicht spezifisch mit dem VISMA-Konzept als Regelalgorithmus verbunden.

Abbildung 175 zeigt die Batteriebelastung bei einer, durch Lastzuschaltung im Netz des Netzlabors verursachten Frequenzänderung. Zu beachten ist der hohe Leistungsgradient, der durch den Regelparameter virtuelle Masse verursacht wird. Die Einstellung einer geringen Masse im Regelalgorithmus (weiches Netz) führt zu einem geringen Energietransfer von der Batterie in das Netz, die Einstellung einer hohen Masse (hartes Netz) führt zu einer sehr hohen, an die Leistungsgrenze des Umrichters reichenden Belastung. Die Unterschiede zwischen den Batterietechnologien sind auf leicht unterschiedliche Innenwiderstände und Doppelschichtkondensatoren zurückzuführen.

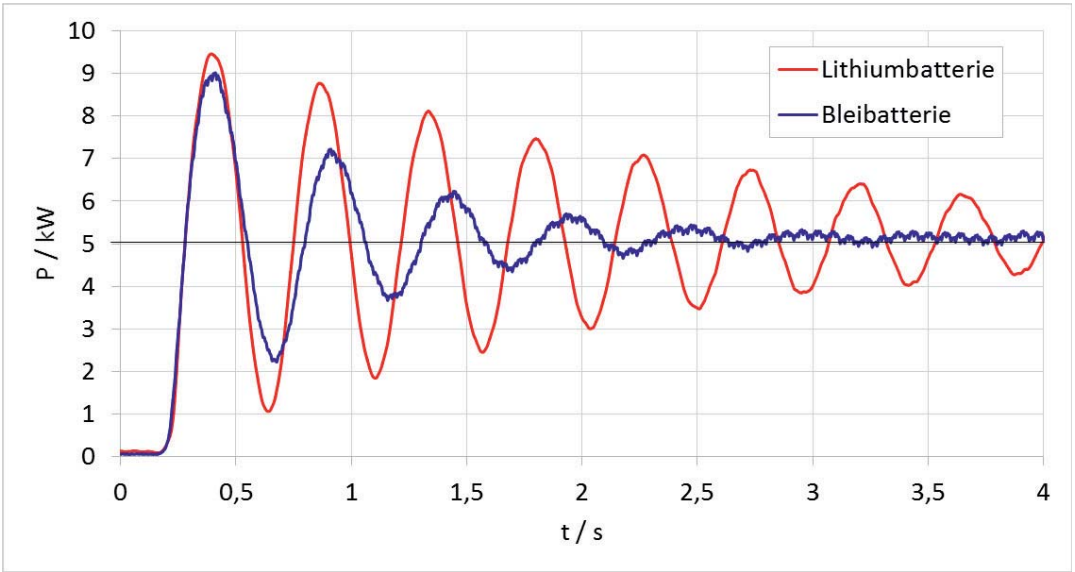


Abbildung 175: Belastung einer Blei- und Lithium-Ionen-Batterie im Zwischenkreis der VISMA bei Zuschalten einer Last von 5 kW

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Der Leistungstransfer zwischen Zwischenkreisspeicher und Netz erfolgt beim VISMA-Betrieb so gut wie verzögerungsfrei. Für Langzeitdaten, die für die Analyse der Batteriebelastung erforderlich sind, ist es deshalb sinnvoll, den Verlauf der Netzfrequenz, der einmal pro Sekunde mitgeschrieben und öffentlich zugänglich ist, als Basis für die weiteren Betrachtungen zu nehmen. Zu beachten ist dabei lediglich, dass es weitere dynamische Belastungen mit höherer Frequenz gibt.

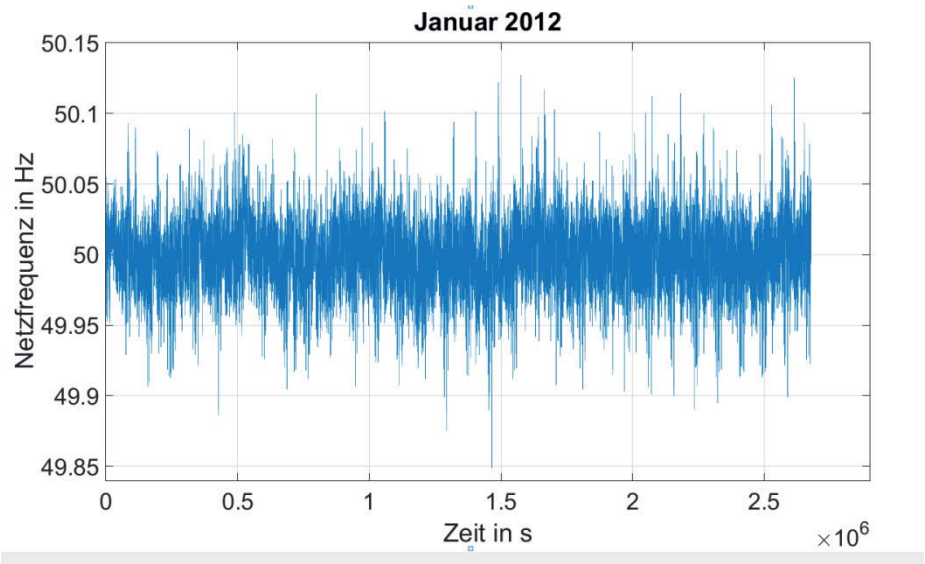


Abbildung 176: Frequenzverlauf eines Monats im UECT-Netz (eigene Messungen)

7.4.1.3 Analyse der Batteriebelastung

Zur Analyse der Belastung der Batterie wurden Zählverfahren eingesetzt, die zeigen, wie häufig sich die Batterie in welchem Zustand befindet. Besonders hilfreich haben sich die Verweilzeitdauerzählung bzgl. der Frequenzabweichung von der Sollfrequenz (entspricht der Häufigkeit, mit der ein bestimmter Lade- oder Entladestrom der Batterie auftritt) und die Zählung der Frequenzsprünge von einem Extremwert zum nächsten (entspricht der Häufigkeit mit der die Batterie kleine Zyklen zwischen Laden oder Entladen durchläuft oder zwischen verschiedenen Lade- bzw. Entladestromamplituden schwankt) erwiesen.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

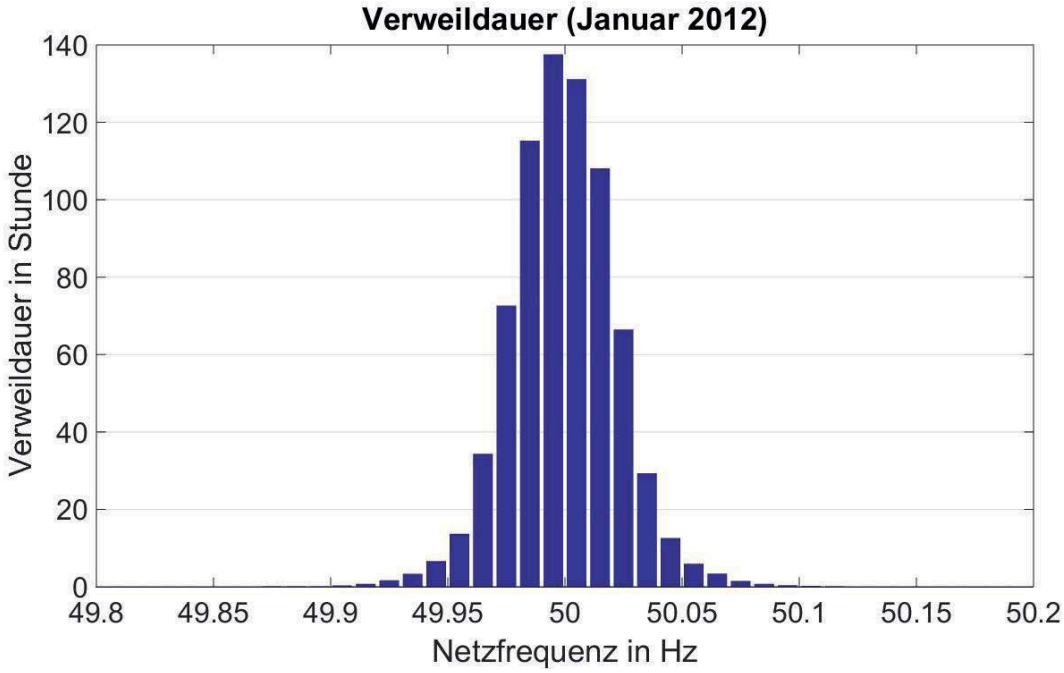


Abbildung 177: Ergebnis des Zählverfahrens zur Beschreibung der Batteriebelastung bei Erbringung von Momentanreserve

7.4.1.4 Bewertung und Zusammenfassung der Ergebnisse

Die Strombelastung einer Batterie und die Dauer der Lade- und Entladevorgänge kann nur in Relation zu ihrer Kapazität beurteilt werden. Die jetzt als Momentanreserve durch Schwungmassen von Turbinen-Generatorensätze vorhandene Leistung beträgt ca. 372 MW und der Energieinhalt ca. 0,95 MWh (seihe AP 2.1), entsprechend einer Überbrückungszeit von etwas über 9 Sekunden Eine häufige volle Nutzung dieser Leistung kann von Batterien nur geleistet werden, wenn diese ausreichend hoch bzgl. der Kapazität dimensioniert sind. Allerdings wird die Momentanreserve so gut wie nie vollständig ausgenutzt und auch unmittelbar durch die Bereitstellung von Primäregelleistung ersetzt. Batterien zur Erbringung von Primärregelleistung müssen zur Erfüllung der Präqualifikation eine Dimensionierung von 1 MW Leistung pro MWh Energieinhalt haben. Der Energiedurchsatz zur Erbringung von Primärregelung beträgt nach AP 2.1 nur ca. das 6,5-fache der Kapazität pro Jahr. Eine zyklische Belastung der Batterie ist damit nicht gegeben und der Einsatz einer Batterie im Zwischenkreis eines Umrichters mit VISMA Algorithmus unproblematisch. Mit dieser Auslegung können die Anforderungen zur Erbringung von Momentanreserve zusätzlich zu den Anforderungen an die Erbringung von Primärregelleistung erbracht werden.

Die geringe zusätzliche Belastung der Batterie mit hochfrequentem Wechselstrom ist für die meisten Batteriesysteme unproblematisch [168].

Änderungen des Regelalgorithmus zur Vermeidung der Batteriebelastung durch die relativ hohen Ströme mit jedoch meistens vernachlässigbarem Ladezustandshub und eine Reduzierung des Stromgradienten sind möglich. Allerdings sind diese keine Freiheitsgrade,

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

die bzgl. der Batteriebelastung optimiert werden können, sondern regulatorische Vorgaben zur Erfüllung der geforderten Netzdienstleistung.

7.4.2 Simulationsgestütze Regelung viertueller Synchromaschnien anhand von Netzgrößen

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg

Synchronmaschinen, die ans Netz gekoppelt sind, haben die inhärente Eigenschaft, bei Last- oder Erzeugungssprüngen aufgrund der Trägheit der rotierenden Massen, ohne externe Eingriffe stabilisierend auf das Gesamtsystem zu reagieren. Wie im vorigen Abschnitt erwähnt, ist es möglich die Netzdienliche Eigenschaften einer Synchronmaschine mittels Batterien und Wechselrichter nachahmen, welche das Ziel dieses Arbeitspakets war. Dabei wurde den Batteriespeicher und den Wechselrichter zusammen so betrieben, dass er sich von der Netzseite betrachtet, wie eine Synchronmaschine verhält, über die Frequenzabweichung des Netzes aktiviert wird und ebenso wie diese zur Netzstabilität beiträgt. Diese Strategie des Speicherbetriebs wird auch als virtuelle Synchronmaschine bezeichnet [166].

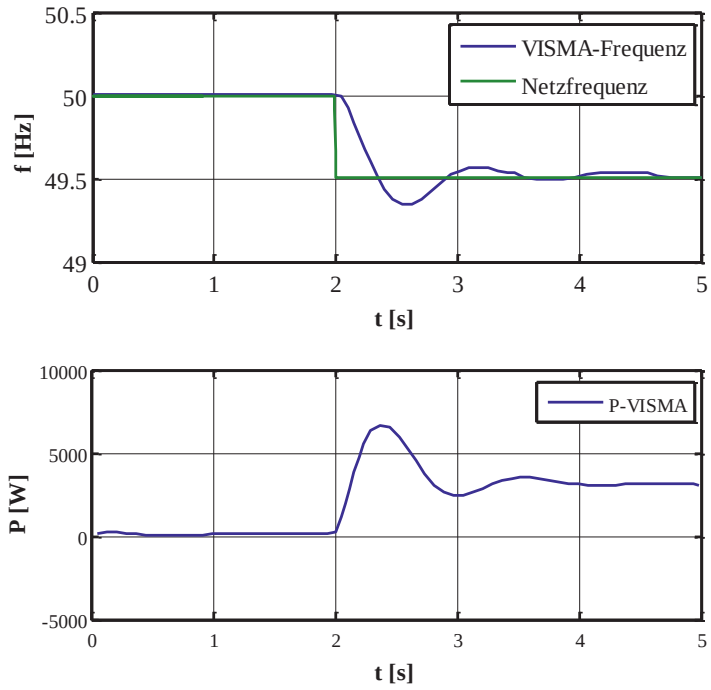


Abbildung 178: Leistungsabgabe der VISMA bei einem simulierten Frequenzabfall

Um das Verhalten der virtuellen Synchronmaschine (VISMA) besser zu verstehen, wurde zuerst ihre Funktionsweise ohne Wirkung auf das Stromnetz untersucht. Dabei wurde die Stellgröße, die Frequenz, der VISMA-Algorithmus sprungartig geändert. Abbildung 178 stellt den Verlauf der erbrachten Wirkleistung der virtuellen Synchronmaschine zur Stabilisierung der Netzfrequenz bei einem Frequenzabfall dar. Der Fall einer Spannungsabweichung ist in

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Abbildung 179 veranschaulicht, wobei die Batterie Blindleistung abgibt, um die Nennnetzspannung zu stabilisieren [169].

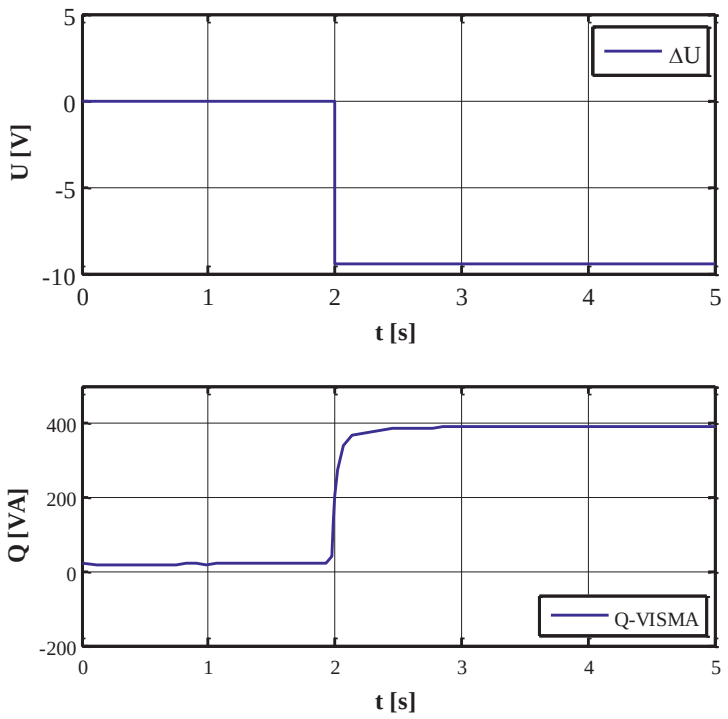


Abbildung 179: Blindleistungsabgabe der VISMA bei einer Änderung der Netzspannung

Im zweiten Schritt dieses Arbeitspakets wurde ein Netzmodell in Matlab/Simulink aufgebaut, in dem die Funktion der virtuellen Synchronmaschine getestet wurde. Das Netzmodell bestand aus einer Synchronmaschine, zur Darstellung eines konventionellen Kraftwerkes, als Energieversorger, mehrere Lasten als Verbraucher und einen Energiespeicher in Form einer virtuellen Synchronmaschine zur Regelung der Netzstabilität. Das Ein- und Abschalten von Lasten im Netzmodell beeinflusst die Frequenz und Spannung des Netzes. Die VISMA, die an das Netz angeschlossen ist, ist in der Lage, diese Einflüsse auszuregeln und die Grenzwerte einzuhalten. Der Fall des Abschaltens einer Last im Stromnetz ist in Abbildung 180 dargestellt. Aufgrund der Lastabschaltung zum Zeitpunkt 3 Sekunden sinkt die Leistungsanforderung im Stromnetz. Dies führt zu einer Steigung der Netzfrequenz. Die VISMA reagiert sofort beim Auftretten der Frequenzabweichung und nimmt die überschüssige Leistung auf, so dass die Netzfrequenz innerhalb der zulässigen Grenzen eingehalten wird. Die VISMA bleibt so lange in Betrieb bis der Energieversorger wieder in der Lage ist die Frequenz stabil zu halten. Das Verhalten der VISMA bei einer Lasteinschaltung ist in Abbildung 181 dargestellt. Wie im vorigen Fall die VISMA regelt die Netzfrequenz und unterstütz den Energieversorger bis er in der Lage ist die Frequenz wieder stbil zu halten.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

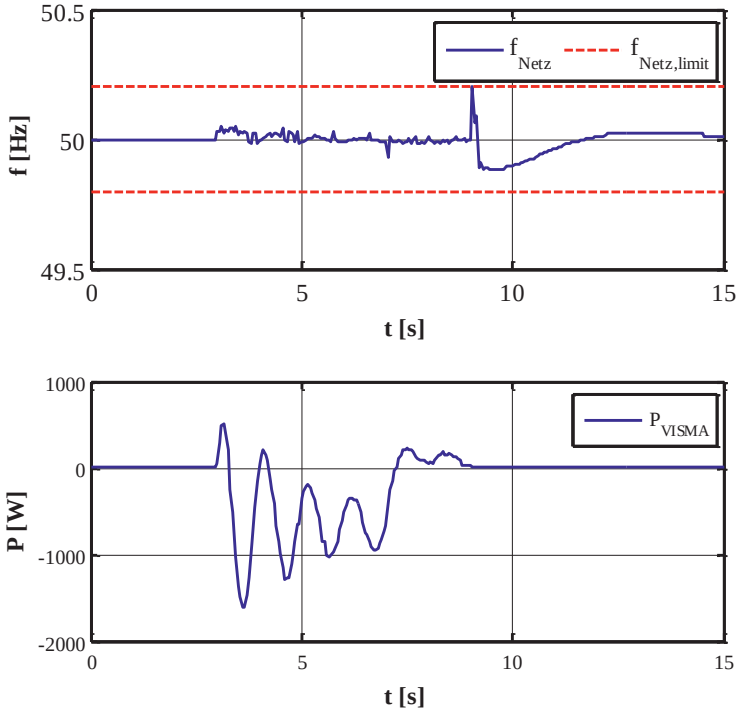


Abbildung 180: Netzfrequenzhaltung mittels Leistungsaufnahme der VISMA bei einer Lastzuschaltung

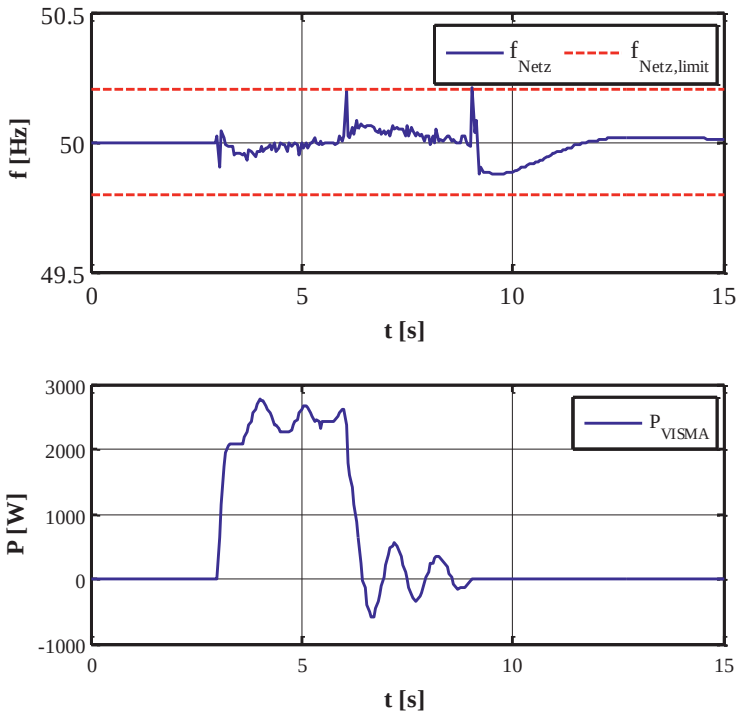


Abbildung 181: Netzfrequenzhaltung mittels Leistungsaufnahme der VISMA bei einer Lastzuschaltung

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

7.5 Erarbeitung alternativer Regel- und Aktivierungskonzepte

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg

Für die Betriebsführung der Speicher wurden verschiedene Ladestrategien in der Simulation implementiert und getestet. Die einfachste Methode ist das direkte Laden der Batterie sobald ein Überschuss an PV-Energie vorhanden ist. Da hierbei die Batterie ihren maximale Ladezustand meist schon vor dem Zeitpunkt der maximalen PV-Erzeugung erreicht und somit die Erzeugungsspitze ins Netz eingespeist werden muss, dient diese Strategie nicht zur Netzentlastung. Eine Möglichkeit, erhöhte Einspeisespitzen zu vermeiden ist das Festlegen eines festen Netz-Einspeiselimits. Hierzu wurde eine Steuerung implementiert, welche einerseits die Batterieladeleistung und andererseits den PV-Wechselrichter in der Art regeln, dass das Einspeiselimit eingehalten wird. Die Batterie wird dabei geladen, sobald das Netz-Einspeiselimit überschritten wird. Hat die Batterie ihren maximalen Ladezustand erreicht, werden etwaige Einspeisespitzen durch die Abregelung des PV-Wechselrichters abgefangen.

Da die Aktivierung und Regelung von verteilten Speichern im Zusammenhang mit der ihrer Kommunikation stehen, werden die Ergebnisse dieses Arbeitspaketes gemeinsam mit dem Arbeitspaket aus dem Abschnitt 7.6 vorgestellt.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

7.6 Kommunikation und Zusammenfassung verteilter Speicher zur Bereitstellung von Netzdienstleistungen

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg

Um die Wechselwirkung von verteilten Speichern und deren Kommunikation im Verteilnetz zu untersuchen, wurden verschiedene Szenarien zur Aktivierung und Steuerung der Speicher analysiert. Dabei wurden dezentrale so wie zentrale Steuerungskonzepte untersucht. Bei der dezentralen Steuerung aktiviert und steuert jeden Haushalt sein eigener Speicher. Zu diesem Steuerungskonzept wurden im ersten Schritt die verteilten Speicher so betrieben, dass der Eigenverbrauch jedes Haushalts maximiert wird, ohne dabei Netzzustandsinformation zu beachten. Im zweiten Schritt der dezentralen Steuerungsebene wird die Information am Netzanschlusspunkt des Haushalts für den Betrieb des Speichers berücksichtigt. Unter Berücksichtigung der Spannung am Netzanschlusspunk wird, im Falle einer Verletzung der Spannungsgrenzen, die Einspeiseenergie reduziert und die Batterie aktiviert.

Beim zentralen Steuerungskonzept wird von einer zentralen Schaltstelle ausgegangen, die anhand von Netzinformationen die verteilten Speicher global ansteuert, um mögliche kritische Netzzustände zu vermeiden. Dazu wird ein Kommunikationssystem benötigt, um die relevanten Informationen wie SOC, Energiegehalt und Bereitstellung des Speichers mit der Zentrale auszutauschen. Im ersten Szenario der zentralen Steuerung ist die Zentrale bzw. Leitwarte in der Lage die Eispeisegrenzen der einzelnen Haushalte zu ändern, um das Netz zu entlasten. Dabei entscheidet eine dezentrale Steuerung, ob die überschüssige Energie entweder abgeregelt oder zum Laden der Batterie verwendet wird. Im zweiten Szenario wird die Einspeisegrenze konstant gehalten. Die Leitwarte schickt ein Signal an die verteilten Energiemanagementsysteme zum Aktivieren der Batterie, um den Transformator zu entlasten.

Im folgenden Abschnitt werden die Ergebnisse der Simulation der oben genannten Szenarien anhand von Abbildungen diskutiert. Für die Simulation wurde den Zeitraum zwischen 8:00 Uhr morgens bis 20:00 Uhr abends eines Frühlingstages im Jahr 2014 betrachtet. Die Leistungsflüsse der PV-Anlage sowie des Haushalts weisen eine zeitliche Auflösung von 1 s.

Simulationsergebnisse

1. Dezentrale Steuerung zur Maximierung des Eigenverbrauchs

Zur Maximierung des Eigenverbrauchs wird versucht, die Leistungsaufnahme aus dem Stromnetz möglichst gering zu halten. In Abbildung 182 entspricht P_{NAP} die Leistung am Netzanschlusspunkt und ist positiv, wenn Leistung aus dem Netz entnommen wird und negativ beim Einspeisen. Da den Eigenverbrauch im Fokus steht, wird die Batterie, initiiert beim SOC 5 %, mit der überschüssigen PV-Leistung $P_{\mathrm{PV\text{-}Generiert}}$ geladen. Nach dem die Batterie zum Zeitpunkt 14:00 Uhr vollgeladen wurde, wird die überschüssigen PV-Leistung ins Stromnetz eingespeist, wobei P_{NAP} negativ wird. Während des Tageslaufs wird die

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Einspeisegrenze konstant bei 3 kW gehalten. Wird diese Grenze erreicht, dann wird die überschüssige Energie abgeregelt.

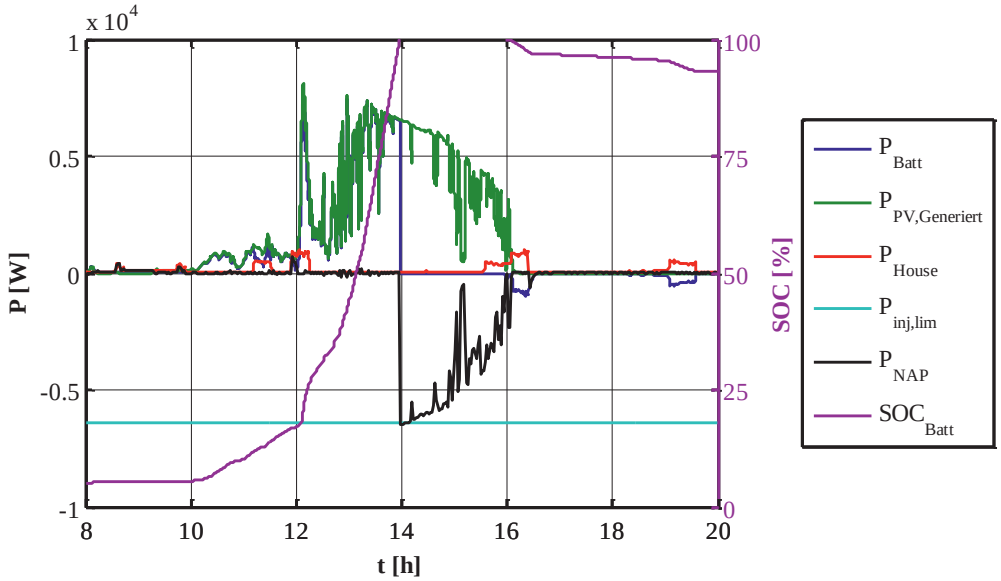


Abbildung 182: Batteriebetrieb zur Maximierung des Eigenverbrauchs

2. Dezentrale Steuerung mit Berücksichtigung der Netzspannung am Netzanschlusspunkt

Beim zweiten Szenario auf der dezentralen Steuerungsebene wird die Information am Netzanschlusspunkt des Haushalts zur Änderung der Einspeisegrenze berücksichtigt. Am Netzanschlusspunkt wird die Netzspannung überwacht und das zulässige Spannungsfenster eingehalten. Abbildung 183 stellt die Leistungsflüsse eines Haushalts an dem die obere Spannungsgrenze um ca. 13:00 Uhr verletzt wurde. Die Steuerung erkennt die Überschreitung der Spannungsgrenze und reduziert die Einspeisegrenze $P_{\mathrm{inj,lim}}$. Um den Netzanschlusspunkt weiter zu entlasten wird den Speicher aktiviert, um ein Teil der generierten PV-Leistung zum Laden der Batterie zu verwenden und somit die Spannung am Netzanschlusspunkt zu verringern.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

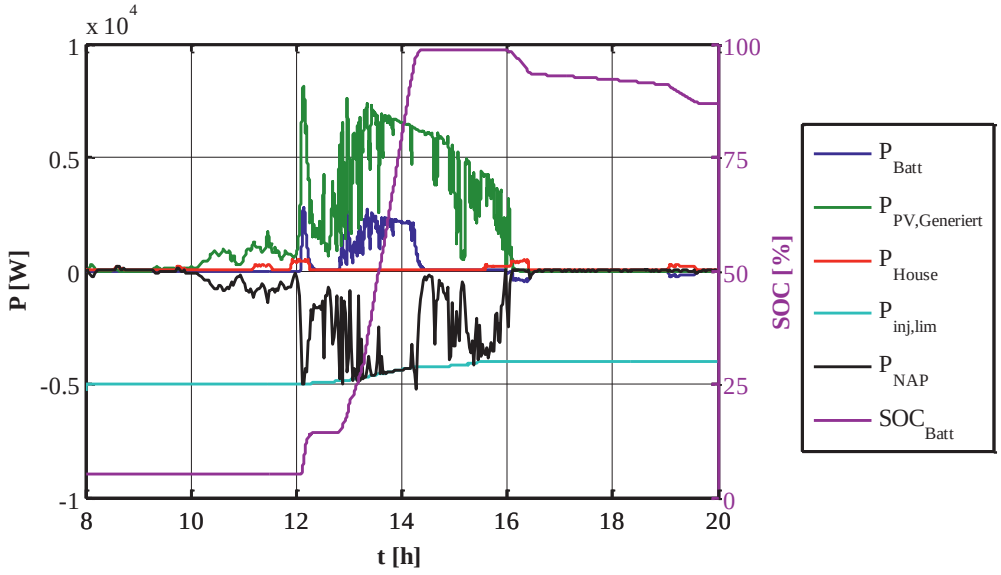


Abbildung 183: Variierung der Einspeisegrenze bezüglich der Netzspannung am Hausanschlusspunkt

3. Zentrale Steuerung zur Entlastung des Netzes mittels Änderung der Einspeisegrenze

In diesem Fall wird die Kommunikation der Haushalte mit einer Leitwarte untersucht. Das Ziel der Leitwarte ist es, eine Überlastung der Trafo-Station zu vermeiden. Eine Überlastung kann dann auftreten, wenn die Haushalte zu viel Energie ins Netz einspeisen. Zur Vermeidung einer Überlastung des Transformators wird dessen Leistung bei der Zentrale überwacht. Abbildung 184 stellt den Leistungsfluss des Transformators mit der entsprechenden Grenze $P_{\mathrm{Trafo,lim}}$ dar. Um 12:00 Uhr aufgrund der ins Netz hohen eingespeisten Energiemenge wird die Obergrenze des Transformators überschritten. Die Leitwarte erkennt den kritischen Zustand und schickt einen neuen Wert für die Einspeisegrenze an den verteilten Speichern. Abbildung 185 stellt die Leistungsflüsse eines Haushalts dar. Es ist zu erkennen, dass zum Zeitpunkt der Überlastung die Einspeisegrenze $P_{\mathrm{inj,lim}}$ reduziert wird. Der Energiemanagement dieses Haushaltes aktiviert das Laden der Batterie mit der überschüssigen generierten PV-Leistung. Durch die Änderung der Einspeisegrenze wird die Leistung des Transformators innerhalb des Betriebsfensters gehalten.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

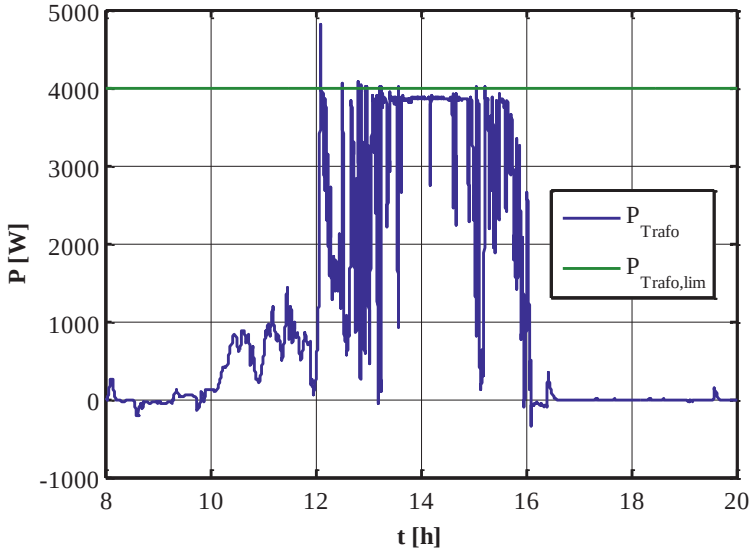


Abbildung 184: Überwachung der Transformatorleistung zur Änderung der Einspeisegrenze

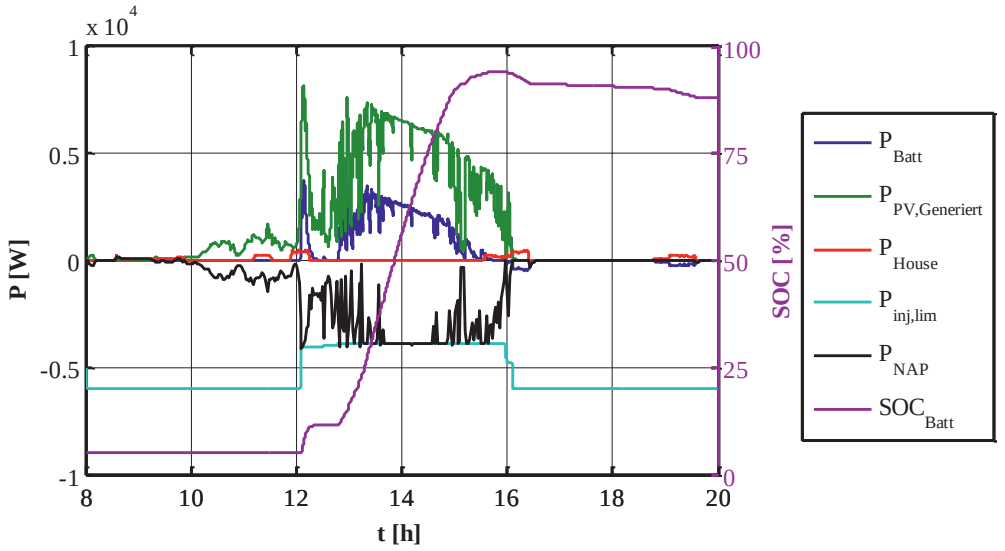


Abbildung 185: Variierung der Einspeisegrenze bezüglich der Netzbelastung am Transformator

4. Zentrale Steuerung zur Entlastung des Netzes mittels Aktivierung der verteilten Speicher

In diesem Szenario wird im Gegensatz zum Szenario 3 die Einspeisegrenze konstant gehalten. Die Leitwarte überwacht die Leistung am Transformator und steuert mittels eines Ladesignals die Aktivierung der Speicher. Den Leistungsverlauf des Transformators ist in Abbildung 186 zu sehen.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

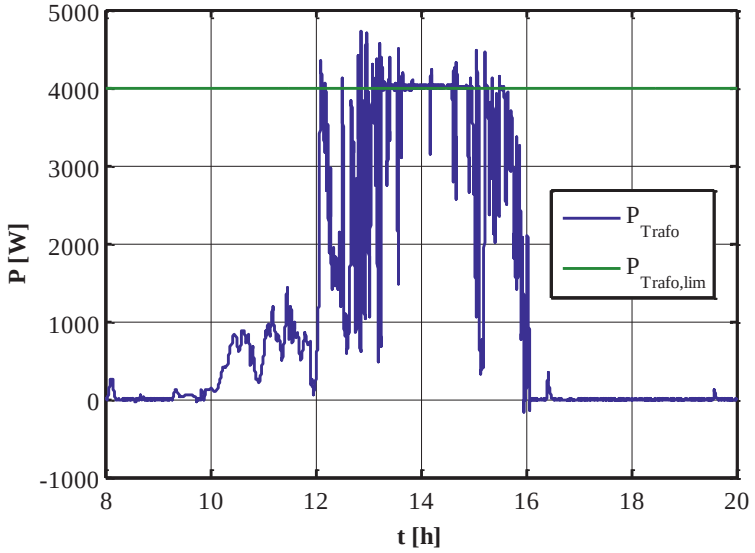


Abbildung 186: Überwachung der Transformatorleistung zur Aktivierung der verteilten Speicher

Zum Zeitpunkt ca. 12:00 Uhr der Verletzung der Leistungsgrenze wird den Speicher bei der Zentralle Aktiviert. Die Leistungsflüsse des Haushalts sind in Abbildung 187 dargestellt. Ein paar Minuten später sinkt die Trafo-Leistung und das Laden des Speichers kann abgebrochen werden (Laden: stop). Obwohl die Einspeisegrenze nicht erreicht wird, wird gegen 13:00 den Transformator wieder überlastet, was zur Aktivierung (Laden: aktiv) der Speicher aus der Zentrale führt. Es ist in Abbildung 186 zu erkennen, dass die Trafo-Leistung geregelt wird, so dass dieser nicht überlastet wird.

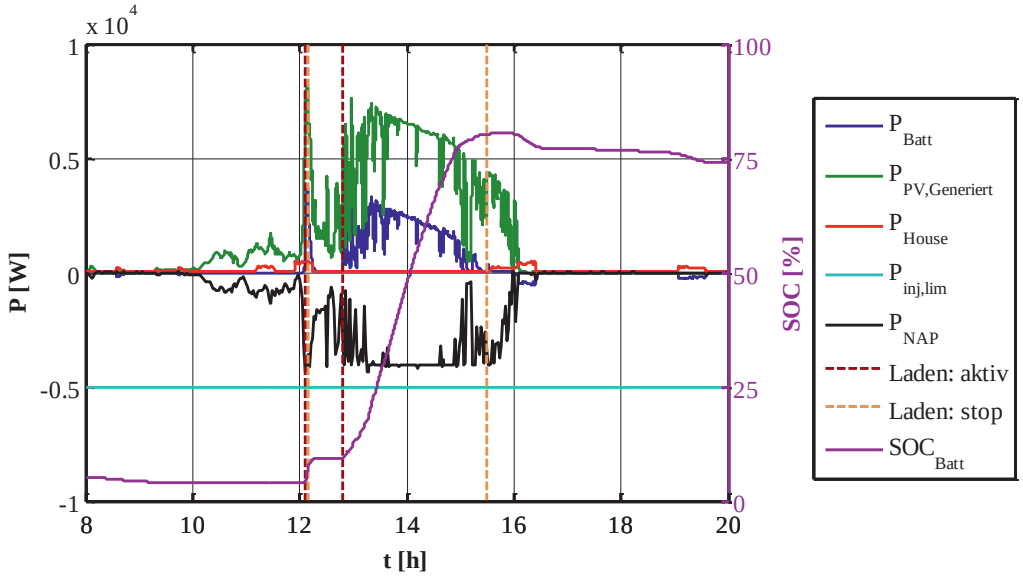


Abbildung 187: Steuerung der verteilten Speicher mit „Lade-Signal“

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

7.7 Anforderungskatalog für den Informationsaustausch aus organisatorischer Sicht

Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg

Im Rahmen dieses Arbeitspaketes wurde basierend auf der Analyse derzeit verwendeter Standards und bisheriger Übertragungsstrategien sowie anhand existierender Infrastrukturen ein Konzept für die sichere Integration dezentraler Energiespeicher in das elektrische Netz vorgeschlagen. Dabei wurde der Fokus auf die Erarbeitung eines Informationsübertragungskonstruktes und die dafür notwendige Analyse von sicherheitsrelevanten Systemgrößen gelegt, um die Steuerung von Energiespeichern zu ermöglichen. Um eine übersichtliche Darstellung und einfache Handhabung des erarbeiteten Konzeptes zu gewährleisten, sowie komplexe Zusammenhänge zwischen einzelnen Akteuren nachzubilden, wird die Interoperabilität in fünf Kategorien bzw. Schichten dargestellt. Diese Schichten enthalten die beteiligten Komponenten, die verwendeten Kommunikationsprotokolle, den Informationsaustausch zwischen und Funktionen von einzelnen Komponenten sowie übergeordnete Unternehmensziele. Aus diesem Grund wurde zur Darstellung der Interoperabilität das Konzept der Referentzarchitektur (basierend auf [170]) verwendet. Von besonderer Bedeutung sind die Informationsaustauschschicht und die Kommunikationsschicht, da diese Ergebnisse im Arbeitspaket 8 weiterverwendet werden.

7.7.1 Darstellung der Referenzarchitektur

Wie bereits erläutert, basiert die Erstellung der Referenzarchitektur auf der in [170] beschriebenen Vorgehensweise für das Smart Grid Architecture Model und wurde für die Integration von Energiespeichern entsprechend angepasst. Das Ziel einer Referenzarchitektur ist es zu identifizieren auf welcher Ebene eines Systems Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Komponenten bestehen. Das Modell ermöglicht außerdem eine Darstellung des aktuellen Stands der Implementierung in das Stromnetz und darüber hinaus die Entwicklung künftiger Smart Gid-Szenarien durch die Unterstützung der Grundsätze Universalität, Lokalisierung, Konsistenz, Flexibilität und Interoperabilität.

Eine Referenzarchitektur ist ein dreidimensionales Modell (Abbildung 188), das die Dimension der Interoperabilität zwischen fünf Schichten mit den beiden Dimensionen der Smart-Grid-Ebene verschmilzt. Die fünf Schichten repräsentieren eine abstrakte und gekürzte Fassung der Interoperabilitätskategorien (Business, Funktion, Information, Kommunikation und Komponenten). Jede der fünf Schichten besteht aus einer eigenen Ebene, die durch einzelne Zonen und Domänen aufgespannt wird [170].

In der Regel wird bei der Netzbetriebsführung zwischen den elektrischen Prozessen und dem Informationsmanagement unterschieden. Innerhalb der Referenzarchitektur repräsentieren daher die Domänen die gesamte elektrische Energieumwandlungskette (Erzeugung, Übertragung, Verteilung, dezentrale Energieerzeuger (DER), Energiespeicher und

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Endverbraucher) und die Zonen die hierarchischen Ebenen der Netzführung (Prozess, Stationsgebiet, Betrieb, Unternehmen und Markt).

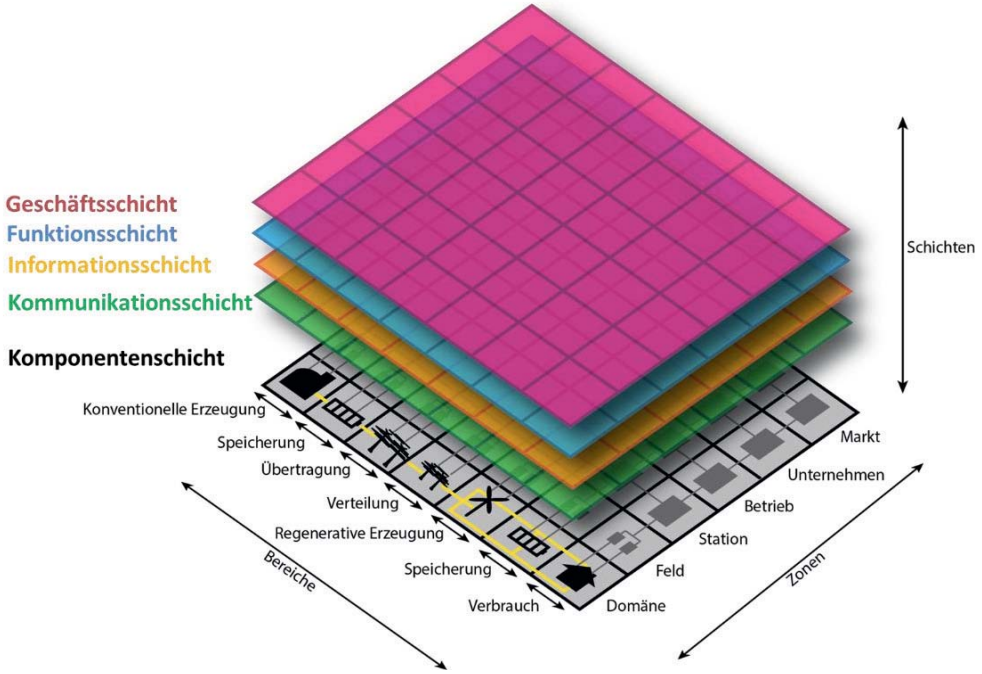


Abbildung 188: Aufbau der Referenzarchitektur, Vergleich mit [170]

Die in der Referenzarchitektur enthaltenen Domänen werden in Tabelle 61 erläutert.

Tabelle 61: Domänen

Bereiche	***Beschreibung***
Großerzeuger	Erzeugung von elektrischer Energie in großen Mengen. Hierzu gehören auf Seiten der konventionellen Erzeugung fossile, nukleare Kraftwerke, sowie große Wasserkraftwerke, Offshore Wind-Parks auf Seiten der regenerativen Erzeugung. Diese Anlagen sind normalerweise an das Übertragungsnetz angeschlossen.
Zentrale Energiespeicher	Zentrale Großspeicherkraftwerke, wie Pumpspeicher- und Druckluftspeicherkraftwerke.
Übertragung	Umfasst die Infrastruktur und Organisationsstruktur, die für den Transport von elektrischer Energie über große Distanzen verantwortlich ist.
Verteilung	Umfasst die Infrastruktur und Organisationsstruktur, die für die Verteilung von elektrischer Energie bis zu den Endverbrauchern verantwortlich ist.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Dezentrale Erzeugungs-anlagen	Hierzu gehören dezentrale Erzeugungsanlagen, die an das Verteilnetz angeschlossen sind und vom Verteilnetzbetreiber oder einem lokalen Energiemanagementsystem kontrolliert werden. In dieser Referenzarchitektur gehören hierzu auch Erzeugungsanlagen auf Heimanwenderseite (z.B. PV-Dachanlagen).
Dezentrale Energiespeicher	Dezentrale Kleinspeicher, wie Druckluftspeicherkraftwerke im HS- und MS-Netz und Batteriespeicher im MS- und NS-Netz. Umfasst ebenso E-Mobility-Anwendungen.
Verbraucher	Endverbraucher im elektrischen Netz. Hierzu gehören Industrie-, Gewerbe- und Haushaltskunden.

Die Zonen stellen die voneinander getrennten Ebenen der Netzleittechnik dar. Die Definition dieser Ebenen ist notwendig, da jede Ebene durch einen spezifischen Einflussbereich und besondere Nutzer-Philosophien gekennzeichnet ist. Somit erlaubt die Definition unterschiedlicher Zonen sowohl einer hierarchische als auch funktionale Trennung der verschiedenen Komponenten. Die betrachteten Zonen sind in Tabelle 62 beschrieben.

Tabelle 62: Zonen

Zone	***Beschreibung***
Prozess	Umfasst die physikalische, chemische oder räumliche Umwandlung von Energie (elektrisch, Sonne, Wärme, Wasser, Wind etc.) und das verwendete Equipment (z. B. Generatoren, Transformatoren, Freileitungen, Kabel, Lasten, Sensoren, Schaltanlagen etc.).
Feld	Umfasst Geräte zum Schutz, zur Kontrolle und zur Beobachtung/Messung von Prozessen im Energieversorgungssystem, z. B. Schutz-Relays, jede Art von intelligenten elektronischen Geräten, die Prozessdaten beschaffen und verwenden.
Station	Die räumliche Zusammenfassung von Feld-Elementen, z. B. Datenkonzentration, Funktionskonzentration, Schaltanlagenautomatisation, lokale SCADA Systeme, Kraftwerksüberwachung etc.
Betrieb	Systeme zur Steuerung des Netzbetriebes in den einzelnen Bereichen, z. B. DMS, EMS, Micro-Grid Management Systeme, VPP-Management Systeme, EV-Management Systeme.
Unternehmen	Umfasst kommerzielle und organisatorische Prozesse, Dienstleistungen und Infrastrukturen in Unternehmen, z.B. Asset-Management, Logistik, Einteilung der Belegschaft, Fortbildungen, Kundenmanagement, Abrechnungen und Auftragsvergabe.
Markt	Spiegelt die Marktgeschäfte wider, die in Zusammenhang mit der Energieumwandlungskette stehen, z.B. Energiehandel, Massenmarkt, Einzelhandel.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

7.7.2 Aufbau der Referenzarchitektur

In diesem Abschnitt wird der Aufbau der Referenzarchitektur genauer beschrieben. Das grundlegende Verfahren, um Anwendungsfälle in einer Referenzarchitektur abzubilden, ist in Abbildung 189 dargestellt und läuft in insgesamt 6 Schritten ab, die im Folgenden detaillierter beschrieben werden.

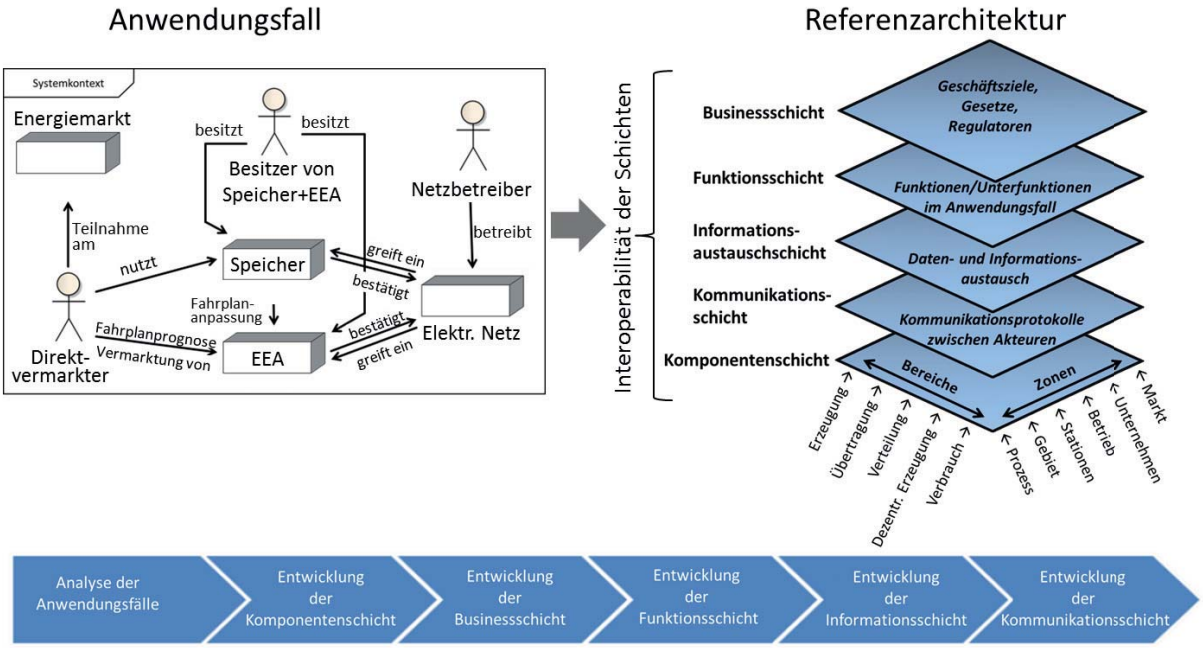


Abbildung 189: Entwicklung der Referenzarchitektur, Vergleich mit [170]

Analyse der Anwendungsfälle

Anwendungsfälle sollen die Grundlagen zur Erfassung der vereinbarten Anforderungen liefern, um eine erfolgreiche Integration von Energiespeichern in das Stromnetz und deren wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen. Die Anwendungsfall-Methodik beschreibt die notwendigen Schritte zur Umsetzung eines Anwendungsfalls unter Berücksichtigung aller beteiligten Akteure [171]. Das Ziel der Anwendungsfall-Methodik ist dabei die Standardisierung des Technologieeinsatzes innerhalb verschiedener Einsatzgebiete durch die Definition zu verwendender Datenmodelle, Schnittstellen, Protokolle usw.

Im Rahmen dieses Arbeitspaketes werden die Anwendungsfälle nach Abbildung 190 und Tabelle 63 betrachtet. „Akteure“ spezifizieren hier einzelne „Rollen“ innerhalb des Anwendungsfalles; die Rollen können durch verschiedene Unternehmen oder Personen verkörpert werden.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

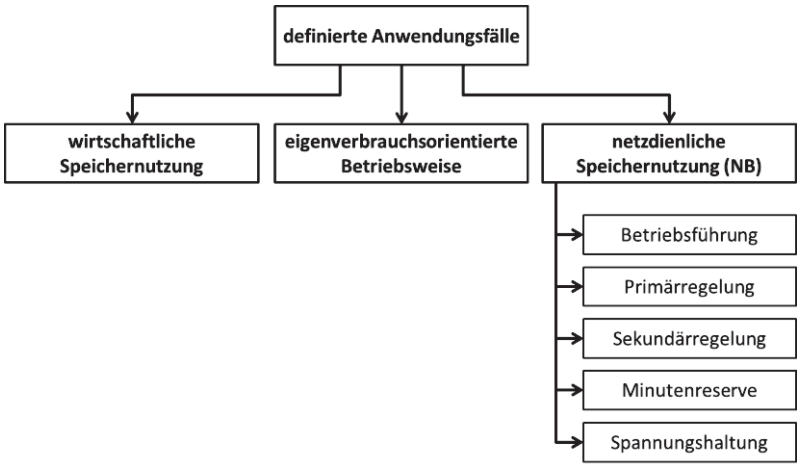


Abbildung 190: Definierte Anwendungsfälle

Tabelle 63: Beschreibung der Anwendungsfälle

Ergebnisse	***Kurzbeschreibung***
Anwendungsfall "Wirtschaftliche Speichernutzung"	Elektrische Energiespeicher fördern die Integration der erneuerbaren Energien in das Stromnetz. Mit Hilfe von Energiespeichern kann die Nutzung von Energie aus erneuerbaren Energiequellen (Windkraftanlagen, PV-Anlagen, Biogasanlagen, etc.) optimiert werden, um einen größeren Profit bei der Teilnahme am Strommarkt zu erzielen.
Liste der Akteure	Erneuerbare Energieerzeugungsanlage (EEA), Elektroenergiespeicher, Besitzer von Speicher und EEA, Direktvermarkter, Energiemarkt, Netzbetreiber, Lokales elektrisches Netz
Anwendungsfall "Eigenverbrauchs-orientierte Betriebsweise"	Stationäre elektrische Energiespeicher können die aus regenerativen Energien erzeugte Energie zwischenspeichern. Der gezielte Einsatz von elektrischen Energiespeichern in direkter Nähe zu Kleinerzeugungsanlagen (z.B. Photovoltaik-Dachanlagen) mindert die zu übertragene Leistung und erhöht den Grad der Selbstversorgung, was wirtschaftliche Vorzüge mit sich bringt.
Liste der Akteure	EEA; Elektroenergiespeicher; Besitzer von Speicher, EEA und Energieverbraucher; Netzbetreiber; Lokales elektrisches Netz; Lokales Energiemanagementsystem (EMS); Energieverbraucher
Anwendungsfall "Netzdienliche Betriebsweise"	Stationäre elektrische Energiespeicher können auf unterschiedliche Ereignisse im elektrischen Netz reagieren, indem sie Energie zwischenspeichern oder bei Bedarf wieder abgeben. Daher kann durch den Einsatz von Energiespeichern in kritischen Netzbereichen eine Unterstützung des elektrischen Netzes erfolgen.
Liste der Akteure	Elektroenergiespeicher; Betreiber eines virtuellen Kraftwerkes; Netzbetreiber; elektrisches Netz; EMS; Energieverbraucher

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Energiespeicher sind als ein System zu sehen, das unterschiedliche Bereiche und Sektoren überspannt. Die Anwendungsfälle dienen daher als hilfreiche Methode, um die Basis für ein gemeinsames Verständnis über die neuen Anforderungen und Funktionen von Energiespeichern zu fördern und um dadurch deren erfolgreiche Netzintegration und eine effiziente Arbeitsweise zu gewährleisten. Wenn es validierte Versionen der Anwendungsfälle gibt, die im Großen und Ganzen von den Energiespeicherexperten aus verschiedenen technischen Ausschüssen akzeptiert werden, können diese Anwendungsfälle von jedem technischen Ausschuss analysiert werden. Ergeben sich aus diesen Anwendungsfällen neue Anforderungen, können diese zu einer Veränderung von bestehenden oder zur Entwicklung neuer Standards führen. Eine detallierte Beschreibung der Anwendungsfälle ist im Anhang B dargestellt.

Entwicklung der Komponentenschicht

Die Komponentenschicht bildet die Grundlage für den weiteren Aufbau der Referenzarchitektur und beinhaltet die am Anwendungsfall beteiligten Geräte, Anwendungen, Personen und Organisationen. Somit lassen sich die einzelnen Komponenten direkt aus den in der Anwendungsfallbeschreibung definierten Akteuren ableiten und den verschiedenen Domänen und Zonen zuordnen. Dabei sind einzelne Komponenten einer bestimmten hierarchischen Zone zugeordnet und können unterschiedliche Bereiche der elektrischen Energieumwandlungskette bzw. Domänen beeinflussen (siehe Abbildung 191).

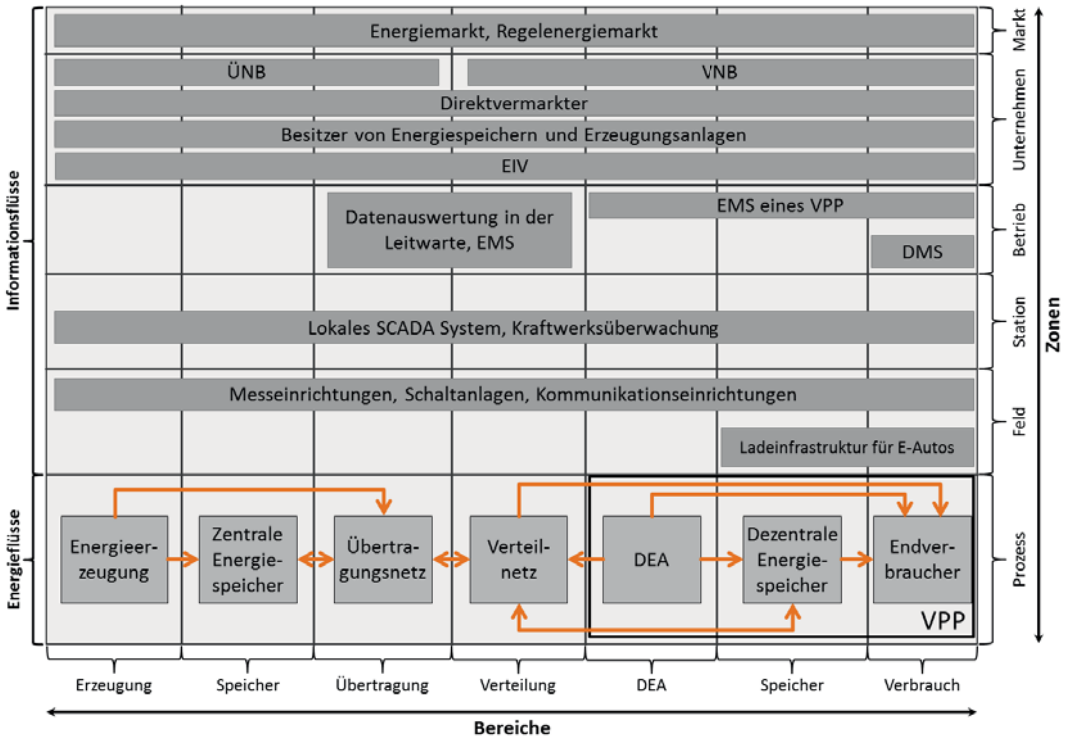


Abbildung 191: Komponentenschicht

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Entwicklung der Businessschicht

Die Businessschicht umfasst die unterschiedlichen Geschäftsprozesse, Dienstleistungen und Organisationen, die mit dem Anwendungsfall verbunden sind. Dazu gehören auch zugrundeliegende Unternehmensziele sowie wirtschaftliche und regulatorische Rahmenbedingungen.

Entwicklung der Funktionsschicht

Die Funktionsschicht beinhaltet die Funktionen jeder Komponente und deren Zusammenhänge in Bezug auf Domänen und Zonen. Die Funktionen werden vom Anwendungsfall durch Extraktion der Funktionalität abgeleitet. Typischerweise besteht ein Anwendungsfall aus mehreren untergeordneten Anwendungsfällen mit besonderen Beziehungen. Diese untergeordneten Anwendungsfälle können, wenn sie zusammengefasst und unabhängig von Akteuren/Teilnehmern sind, in einzelne Funktionen umgewandelt werden.

Entwicklung der Informationsaustauschschicht

Die Informationsschicht beschreibt die Informationen, die von den verschiedenen Komponenten verwendet und zwischen diesen ausgetauscht werden, um die zuvor definierten Funktionen ausführen zu können. Die Informationsobjekte, die zwischen den Akteuren ausgetauscht werden, werden aus der Beschreibung des Anwendungsfalls in Form von Abschnitten und Sequenzdiagrammen abgeleitet. Die zugrundeliegenden kanonischen Datenmodelle werden durch eine Analyse der verfügbaren Vorschriften/Normen gekennzeichnet und geprüft ob sie Auflagen für die ausgetauschten Informationenobjekte bereitstellen. Informationsobjekte und kanonische Datenmodelle befinden sich generell in den entsprechend verwendeten Domänen und Zonen.

Die Informationsaustauschschicht für den Anwendungsfall „wirtschaftliche Energiespeichernutzung“ - Teilnahme von Energiespeichern am Spotmarkt, ist in Abbildung 192 dargestellt. Die Informationsschichten für die weiteren Anwendungsfälle sind im Anhang II präsentiert. Der Informationsaustausch folgt dem nachstehenden Ablaufplan:

1. Zu Beginn des Kalendermonats hat sich der Speicher- und EEA-Betreiber für eine Direktvermarktung und damit gegen eine feste Einspeisevergütung entschieden, bzw. eine feste Einspeisevergütung steht ihm gesetzlich nicht zu (EEG 2014 §20 (1)).
2. Im nächsten Schritt besteht für den Anlagenbetreiber die Wahl zwischen der selbstständigen Vermarktung und der Konsultierung eines professionellen Direktvermarkters, der die nachfolgenden Prozessschritte übernimmt. Gerade für Betreiber kleinerer Anlagen empfiehlt es sich einen Direktvermarkter einzubeziehen [172].
3. Anschließend wird ein Kauf- bzw. Verkaufsgebot über das Handelssystem (EPEX Trading System bzw. ComXerv) am Spotmarkt platziert [173].
4. Nach der Auswertung im Handelssystem werden die Marktteilnehmer darüber informiert, ob es zu einem Geschäftsabschluss gekommen ist oder nicht.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

5. Geschlossene Kontrakte werden zum Clearing an das zentrale Clearinghaus (ECC Lux) übergeben [174].
6. Nach erfolgtem Clearing übernimmt die ECC Lux die Fahrplananmeldung beim zuständigen ÜNB. Dieser wertet den angemeldeten Fahrplan aus und bestätigt ihn im Idealfall in Form eines Final Confirmation Reports. Damit kann die Stromlieferung erfolgen [174].

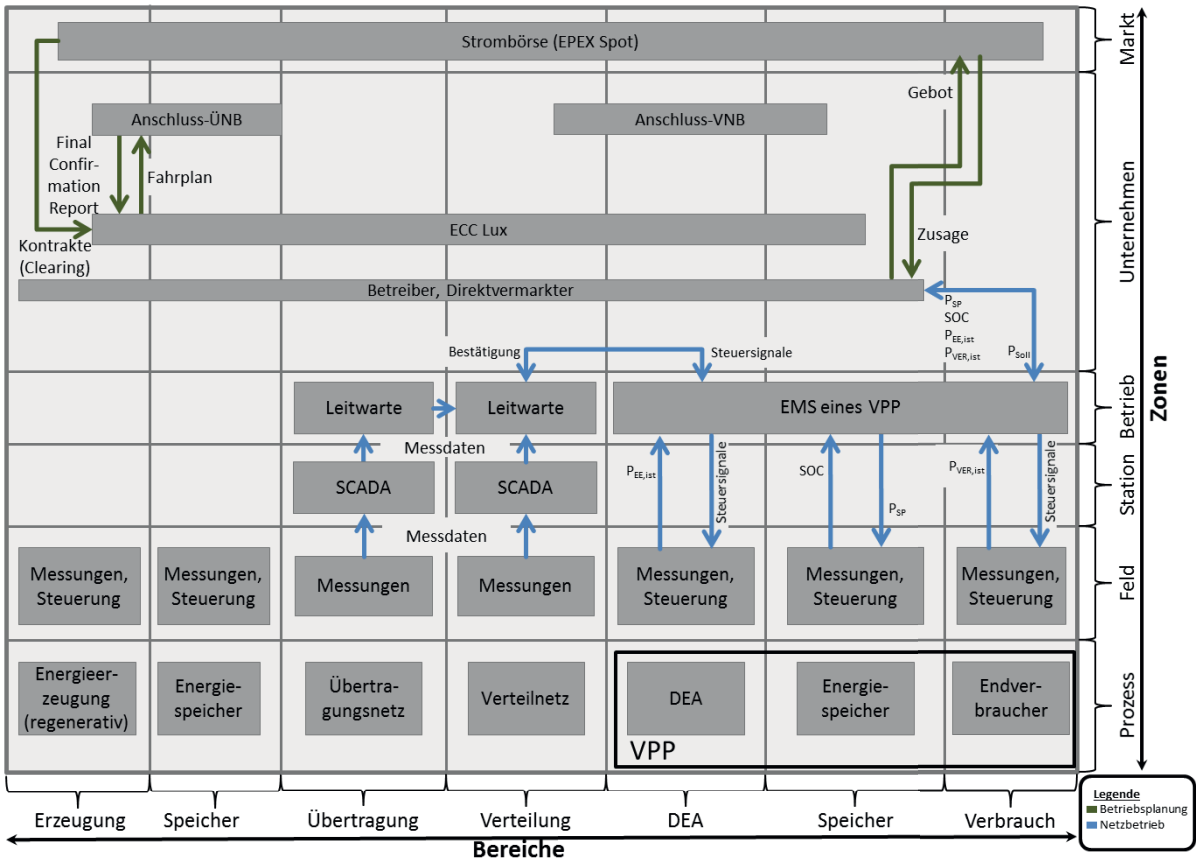


Abbildung 192: Informationsaustauschschicht des Anwendungsfalls: Wirtschaftliche Energiespeichernutzung – Teilnahme am Spot-Markt

Entwicklung der Kommunikationsschicht

Der Schwerpunkt der Kommunikationsschicht liegt in der Beschreibung der Protokolle und Mechanismen die für den interoperablen Informationsaustausch zwischen den Akteuren des Anwendungsfalles notwendig sind. Entsprechende Protokolle und Mechanismen werden auf Grundlage der Informationsobjekte und kanonischen Datenmodelle und durch Betrachtung der nicht-funktionalen Anforderungen des Anwendungsfalls identifiziert. Protokolle und Mechanismen befinden sich in den entsprechend verwendeten Domänen und Zonen. Abbildung 193 stellt die meist verwendeten Kommunikationsprotokolle zwischen einzelnen Akteuren dar.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

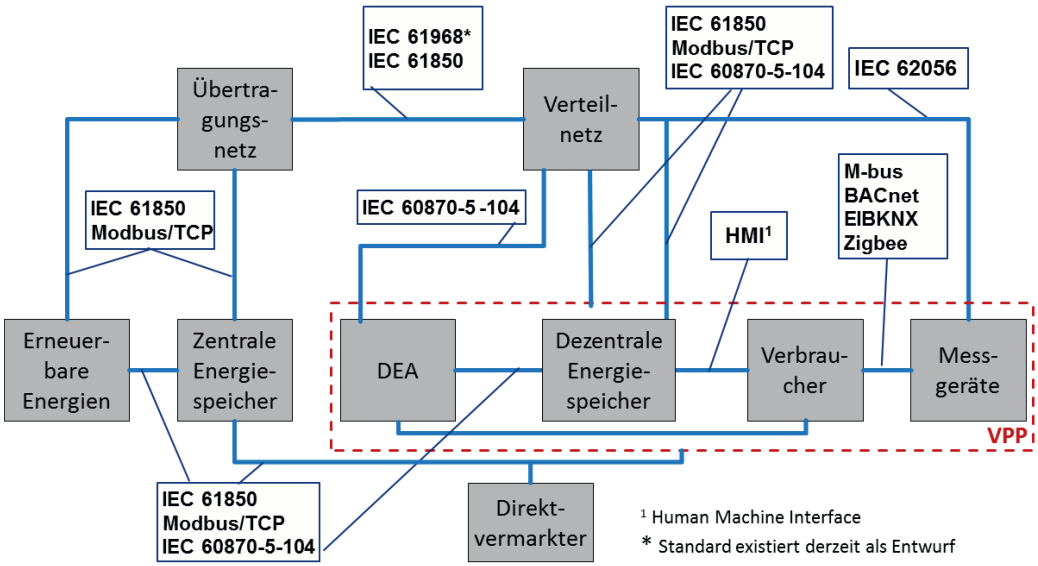


Abbildung 193: Kommunikationsschicht

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Arbeitspaket 8

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme

8 Rolle und Wert von Kommunikationssystemen zur Überwachung und zum Einsatz von Speichern

Moderne Energieversorgungssysteme benötigen Kommunikation um ihre Aufgaben erfüllen zu können. Insbesondere die Integration von Speichern in Netze bedingt sowohl eine Kommunikation im Speicher zur Erfüllung von internen Sicherheits –und Steuerungsaufgaben als auch über den Speicher hinaus an die Leistungselektronik und die übergeordneten Einrichtungen um netzdienlich agieren zu können.

8.1 Anforderungen an Kommunikationssysteme

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme

Um die Anforderungen an ein Kommunikationssystem spezifizieren zu können müssen zunächst die wesentlichen Anwendungen näher spezifiziert werden. Hierbei setzen diese Anwendungen auf Geschäftsmodelle bzw. Anwendungen auf, mit denen eine Amortisation der Speichersysteme bzw. eine entsprechende Rendite angestrebt wird. Diese sind in Tabelle 64 aufgeführt.

Tabelle 64 Anwendungen der Speicher bzgl. Kommunikation

Anwendung	***Abkürzung***	***Beschreibung***
Eigenverbrauchsoptimierung	EVO	Lokaler Verbrauch des erzeugten PV-Stroms
Primärregeleistung	PRL	Frequenz im Synchronverbund halten
Sekundärregelleistung	SRL	Frequenzausgleich, Übergabeleistung
Minuten-Reserveleistung		Leistungsdefizite ausgleichen
Vermiedene Netznutzungsentgelte	vNNE	Vorgelagerte Ebenen
Netzdienstleistungen	NDL	Blindleistung erbringen, Spannung halten
Schwarzstart-Unterstützung	SSU	Netzwiederaufbau nach Blackout

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Dabei fällt auf, das bis auf die Anwendung der lokalen Eigenverbrauchserhöhung eine sichere und zuverlässige Kommunikation mit externen Einrichtungen zwingend erforderlich ist.

Um die Anforderungen an ein Kommunikationssystem genauer zu spezifizieren wurden die wesentlichen Kategorien für die Anforderungserstellung aufgelistet. Diese sind:

- **Topologie**: Stern (TCP/IP), Feldbus (CAN / RS485), Punkt-zu-Punkt (RS232);
- **Reichweite**: Überbrückbare Distanzen, mögliche Komponenten-Entfernungen;
- **Kapazität**: Übertragung (Strecken / Leitungen), Verarbeitung (Knoten / Systeme), verfügbare / freie / ungenutzte / genutzte, Auslastung;
- **Übertragungsraten**: Datenmenge pro Zeiteinheit;
- **Kommunikationsverzögerung:** z.B. Handshake, Schlüsselaustausch, 3-Wege-Handshake;
- **Dienstgüte:** Latenzzeit, Latenzschwankungen, Jitter, Ausbreitungsverzögerung, Signal-/Daten-Laufzeit bzw. Zykluszeit (Sendezeit / Verarbeitungszeit / Wartezeit; minimale bzw. mittlere), 1-Weg-Verzögerung (minimale / mittlere);
- **Robustheit:** Störsicherheit, Resistenz gegen gewollte Störung, Elektro-Magnetische Verträglichkeit EMV, galvanische Entkopplung bei Hochvoltsystemen;
- **Zuverlässigkeit:** Ausfallwahrscheinlichkeit, Verlust (Anteil / Häufungen / Bursts / Länge / Zwischenlänge [mittlere / maximale]), Duplikate (Faktor / Anteil), Verfälschung (Fehleranteil / Fehlerlänge [mittlere / maximale] / Bitfehleranteil), Reihenfolgetreue (Vertauschungsanteil / Vertauschungsentfernung / Vertauschungszeit)
- **Daten-Sicherheit:** ID, Schlüssellänge, effektive Bitstärke, Algorithmenfamilie, Schlüsselaustausch (Vorwärtssicherheit / Wiedereinspielungsschutz / Schlüsselerneuerung), Authentifizierung, Verschlüsselung (Reichweite / Schicht), Datenauthentizität / Integrität (Reichweite / Schicht / Wiederienspielungsschutz)
- **Energiebedarf:** Pro Bit, pro Dateneinheit, pro Zeit, für Kommunikations-Aufbau/-Abbau
- **Kosten:** Initiale / Laufende Kosten (e.g. Kaufpreise, Lizenzgebühren, Installationskosten), "Preis" für Integration
- **Datenmodell:** Umfang (Speicher / Wechselrichter / Laderegler / ...)
- **Flexibilität, Ergonomie, Pflegbarkeit:** Erweiterbarkeit, Automatisierbarkeit des Gesamtablaufs, selbstbeschreibendes Protokoll, Nutzereinfluss unter Berücksichtigung einer Hierarchie von Kommunikationseigenschaften, Störungssuche, Störungsbeseitigung, Interoperabilität, Skalierbarkeit, Umbauten, Aufbauten
- **Kompatibilität:** Unterstützung heutiger und zukünftiger Kommunikationsprotokolle, Unterstützung zuvor präsentierter Kommunikationseigenschaften
- **Overhead:** Kontrolldaten (z.B. Adressierung / Fehlererkennung / Zustandssynchronisation), Redundanz (Vorwärts-Fehlerkorrektur), Codierung

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

(Zeichensatzanpassung / Komprimierung) zeitabhängig (z.B. KeepAlives / zyklische Schlüsselerneuerung), pro Bit / Dateneinheit / Zeit, phasenabhängig (für Aufbau / Durchführung / Abbau der Kommunikation / Übertragung)

- **Standardisierungsgrad, Zukunftsfähigkeit, Marktpräsenz**: z.B. IEC61850, CANopen, SunSpec.

Mögliche Energieflusspfade und Kommunikationsstrecken

Diese Übersicht betrifft die Anforderungen der Kommunikation. Dabei muss bei der Betrachtung auch Wert auf die Kommunikationsstrecke bzgl. des Energiepfades gelegt werden. Abbildung 194 gibt eine beispielhafte Übersicht über Komponenten bzw. Kommunikations-Knoten, die über Energieflusspfade (blau, grün) und Kommunikations-strecken (orange, rot) miteinander in Verbindung stehen:

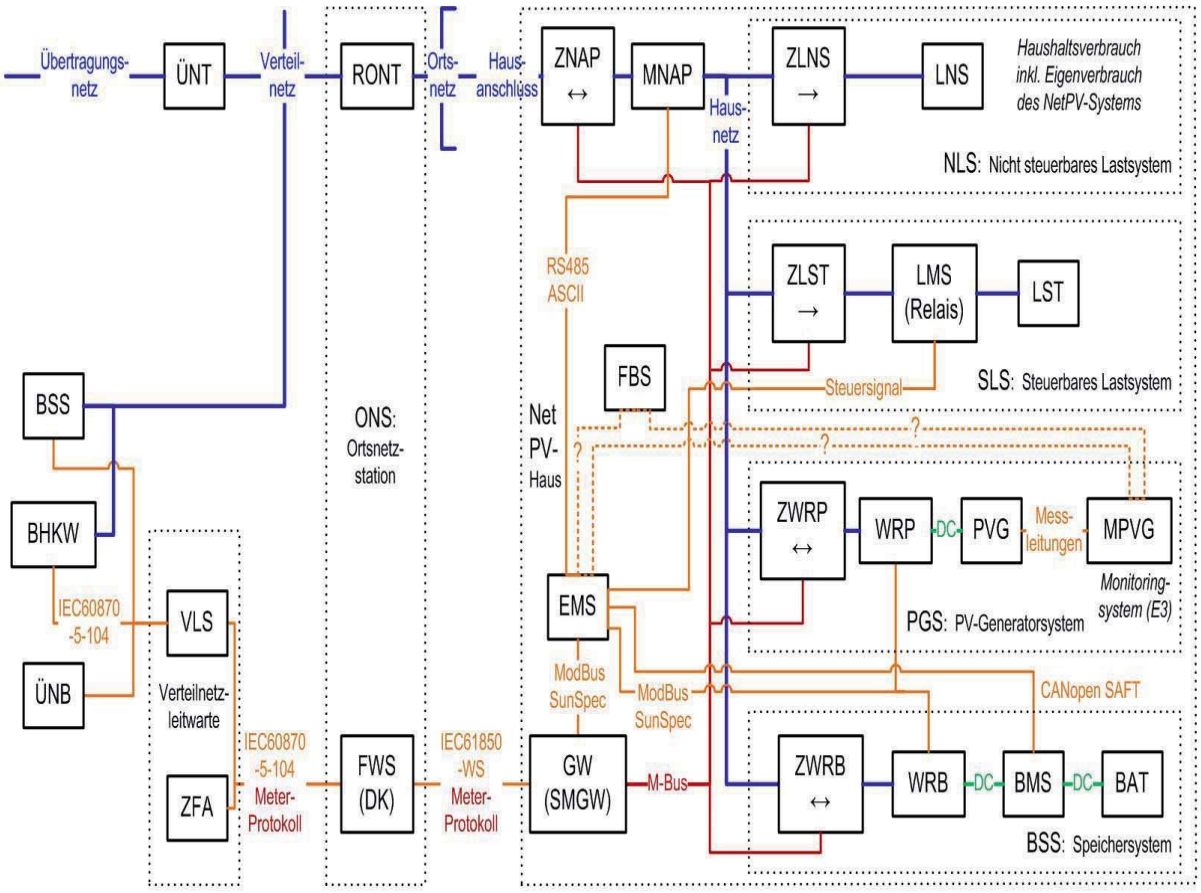


Abbildung 194 Beispielhafte Energieflusspfade (blau = AC, grün = DC) und Kommuni-kationsstrecken (orange = betriebsdienlich, rot = abrechnungsdienlich)

Dabei wird deutlich, dass die Kommunikationssysteme auf verschiedenen Ebenen arbeiten, unterschiedlichste Aufgaben erfüllen, und auch die Länge der Kommunikationsstrecke kann sehr unterschiedlich sein. Dies wird im folgenden, beginnend mit den Strecken ausserhlab des Hauses weiter ausgeführt:

Auf **Übertragungsnetz**-Ebene sind der Übertragungsnetz-Betreiber (ÜNB) und der Über-tragungsnetz-Transformator (ÜNT) zu nennen.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Auf **Verteilnetz**-Ebene sind innerhalb der Verteilnetz-Leitwarte das Verteilnetz-Leitsystem (VLS) und die Zähler-Fernauslesung (ZFA) gruppiert; und außerhalb sind größere Batteriespeicher-Systeme (BSS) sowie Blockheizkraftwerke (BHKW) mit angebunden.

Auf **Ortsnetz**-Ebene beinhaltet die Ortsnetz-Station (ONS) das Fernwirk-System (FWS/DK), mit Datenkonzentrator-Funktionalität sowie den regelbaren Ortsnetz-Transformator (RONT).

Hinter dem **Hausanschluss** befinden sich am Netz-Anschlusspunkt (NAP) ein bidirektionaler Zähler (ZNAP, für Abrechnungszwecke) sowie ggf. eine schnelle Meßstelle (MNAP, für Meß/Steuer/Regel-Zwecke). Vor nicht steuerbaren Lasten (LNS, z.B. Haushalts-Verbrauch) befindet sich ein unidirektionaler Zähler (ZLNS); und vor steuerbaren Lasten (LST, z.B. Heiz-/Kühl-/Pump-System mit phys. Speicher) ein Last-Management-System (LMS) sowie ein unidirektionaler Zähler (ZLST).

Folgend seien die Energieerzeugungssysteme erwähnt:

Das **Photovoltaik-Generator-System** (PGS, nicht steuerbarer Erzeuger) umfasst den Photovoltaik-Generator (PVG), das Monitoring-System (MPVG), den Photovoltaik-Einspeise-Wechselrichter (WRP, DC => AC, unidirektional) sowie den bidirektionalen Zähler (ZWRP).

Das **Kraft-Wärme-Kopplungs-Generatorsystem** (KWKGS, steuerbarer Erzeuger) umfasst den Kraft-Wärme-Kopplungs-Generator (KWK, Co-Generation von Strom und Wärme), das Monitoring-System (MKWK) sowie den bidirektionalen Zähler (ZKWK).

Das **Batteriespeicher-System** (BSS) umfasst den Batteriespeicher (BAT, DC), das Batterie-Management-System (BMS, DC), den Wechselrichter/Ladegerät (WRB, DC <=> AC, bidirektional) sowie den bidirektionalen Zähler (ZWRB).

Für **Kommunikation und Steuerung** existieren ein Gateway (GW, mit Smart Meter Gateway Funktionalität SMGW), ein Energie-Management-System (EMS) sowie ein Feedback-System (FBS, z.B. Monitoring, Display, WebPage).

Daraus ergeben sich **Kommunikationsstrecken mit unterschiedlichen Anforderungen**. Einige wesentliche Beispiele umfassen: die Zähler-Fernauslesung (ZFA - FWS (DK) - GW - Zxxx); die Kommunikation zwischen den Betreibern von Verteilnetz und Übertragungsnetz (VLS - ÜNB1...n); die Einbindung größerer BHKWs ins Verteilnetz-Management (VLS - BHKW1...n); die Abfrage und Steuerung der Fernwirk-Systeme (VLS - FWS / DK); die zentrale Abfrage und Steuerung dezentraler Systeme (VLS - FWS - GW - EMS - lokale Komponenten); sowie die dezentrale Abfrage und Steuerung lokaler Komponenten (EMS - WRB / WRP / BMS / LMS / KWK).

Arbeitsfragen zur Erfassung von Inhalten, Struktur und Parameterierung

Um die für Konzeption, Strukturierung und Parametrierung der Kommunikation relevanten Ebenen zu erfassen, sind nachfolgend zielführende Arbeitsfragen aufgelistet:

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Funktionen und Algorithmen: Was läuft auf welcher Komponente? - Triggernder Anlass bzw. Auslöser? - Verfolgte Zwecke bzw. Ziele? - Beabsichtigte Auswirkungen? - Erwartete Reaktionen darauf (und von wem)? - Vorgesehene Fehlerbehandlung bzw. Ausnahmenbewältigung?

Daten, Kommandos und Meldungen: Was wird kommuniziert? - Gemessen, erfasst: Woher? Aus welchen Sensoren bzw. Datenquellen? - Berechnet, generiert: Aus welchen Eingangsdaten? Mit welchen Algorithmen? - Kommuniziert: Über welche Datenstrecken? Mit welchen Kommunikationsprotokollen? - Verwendet, verarbeitet: Durch welche Funktion? Zu welchem Zweck? - Benötigt, empfangen: Von wem? Unter welchen Umständen? - Versandt: An wen? Unter welchen Umständen? - Umformatiert, weitergeleitet: Von/An wen? Welche Protokoll-Konversion? - Welche Datenformat-Umsetzung?

Eigenschaften, Aspekte und Parameter: Was wird wie kommuniziert? ...

Bei Daten bzw. Messwerten: Wo: Welcher Systemteil? Welche Komponente? Welche Kommunikationsstrecke? - Wer: Welches Gerät? Welche Funktion? Welcher Algorithmus? - Was: Welche [Mess]Größe? Welcher Datenpunkt? Welche Informationen / Parameter? - Wie: Welche Polarität (+/-, z.B. Bezug/Lieferung, cos.phi induktiv/kapazitiv)? - Maßstab: In welcher Einheit (z.B. sec, ms, kW, Ws, kWh)? - Genauigkeit: In welcher Wertauflösung (Anzahl gültiger Stellen, Least Significant Bit)? - Messrate: In welcher Zeitauflösung?

Kommunikationsrate Welche effektive Übertragungsgeschwindigkeit ist nötig? : Welche Verzögerung (z.B. seit dem Moment der Messung)ist zulässig ? - Datenwertformatierung: Welche Wertauflösung (Anzahl Kommastellen, LSB)? - Übertragungsprotokolle: Welcher Standard für welches OSI-Level? - Push- oder Pull-Verfahren: Initiativ mitteilen? oder: Auf Abfrage warten?

Um eine Kommnunikation von Energiespeichern in Netzen zu gewährleisten ist es daher wichtig die **Einsatzzwecke mit ihren Geschäftsmodellen** zu definieren, und sodann die **Energieflusspfade und Kommunikationsstrecken zu ermitteln.** Mit den entsprechenden **Arbeitsfragen zur Erfassung** ist es dann möglich das **Anforderungsprofil** an die Kommunikation auf höherer Ebene zu definieren um dann die entsprechende technische Infrastruktur bereitstellen zu können.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

8.2 Erfassung und Beschreibung möglicher Kommunikationssysteme

In diesem Arbeitspaket werden die Kommunikationssysteme auch in Hinblick auf eine mögliche Simulation erfasst und beschrieben.

8.2.1 Technische Erfassung der Kommunikationssysteme und des benötigten Datenaustausches

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme

Eigenschaften verschiedener Kommunikationsprotokolle

Die 7 OSI-Modell-Schichten (vereinfachend zusammenzufassen als)

- hardwarenah [Netzzugang, Übertragung, Medium, physikalische Kodierung] sowie
- anwendungsnah [Nutzer-Anwendungs-Schnittstelle])

differenzieren verschiedene Datenkommunikations-Aufgaben:

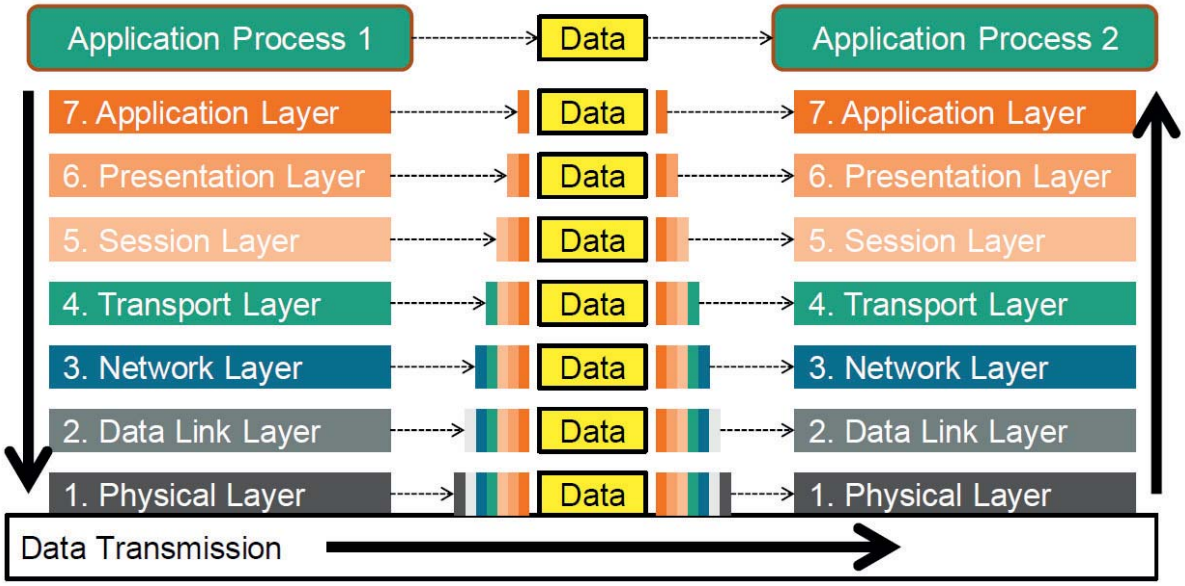


Abbildung 195: Prozess der Daten-Übertragung über die 7 Schichten des OSI-Modells

1: Bitübertragungsschicht (Physical Layer): z.B.: Kabel, Hubs, Repeater, Verbinder;
2: Sicherungsschicht (Link Layer): z.B.: Switch, Bridge, PPP, IEEE 802.3;
3: Vermittlungsschicht (Network Layer): z.B.: Router, IP, IPv4, IPv6, IPsec;
4: Transportschicht (Transport Layer): z.B.: TCP (Segment), UDP (Datagram), RTU;
5: Sitzungsschicht (Session Layer): z.B.: Firewall, NetBIOS, SOCKS, TLS, SSL;
6: Darstellungsschicht (Presentation Layer): z.B.: SOAP, MIME, ASCII,MPEG;
7: Anwenderschicht (Application Layer): z.B.: DNS, FTP, HTTP, POP3, SMTP, XML, (w)MBus, SunSpec ModBus, CANopen CiA 454, IEC 61850, IEC 60870-5, OBIS.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

bus	protocol	topology	data rate	distance	latency	failure behaviour	advantages	disadvantages
EIA485	proprietary	OSI 1	up to 12Mb/s, undefined overhead	up to 1200m	short	has to be implemented	fast, flexible	incompatiblity, implementation effort
	modbus proprietary	OSI 1-7	up to 12Mb/s, little overhead	up to 1200m	short	modbus error detection	reduced imple-mentation efforts	incompatiblity
	modbus SunSpec	OSI 1-7	up to 12Mb/s, little overhead	up to 1200m	short	modbus error detection	compatibility	limited to standard
CAN	proprietary	OSI 1-2	up to 1Mb/s, undefined overhead	up to 500m	short	CAN error detection	reliable connection, flexibility	incompatibility, additional hardware cost
	CANopen proprietary	OSI 1-5	up to 1Mb/s, undefined overhead	up to 500m	short	CAN error detection	reduced imple-mentation efforts	incompatibility, additional hardware cost
	CANopen CIA454	OSI 1-7	up to 1Mb/s, medium overhead	up to 500m	short	CAN error detection	compatibility	limited to standard
TCP/IP	modbus SunSpec	OSI 1-7	related to Ethernet, medium overhead	independent	medium	TCP/IP error detection	reduced imple-mentation efforts	reduced real time ability, additional hardware cost
	IEC 61850	OSI 1-7	related to Ethernet, higher overhead	independent	medium	TCP/IP error detection	compatibility	limited to standard, reduced real time ability, additional hardware cost

Abbildung 196: Eigenschaften einiger Protokolle

CANopen ist ein höheres Feldbusprotokoll, das auf CAN basiert. CANopen gliedert sich in sogenannte Profile. Alle CANopen Geräte basieren auf dem Basisdokument CiA 301 CANopen application layer and communication profile. Dieses Profil spezifiziert die grundlegenden CANopen Mechanismen und Bestandteile. Darüber hinaus existiert eine Vielzahl an Schnittstellenprofilen, Geräteprofilen und Anwendungsprofilen. Während Geräteprofile sich in ihrer Spezifikation auf einzelne Geräte beschränken, wird in einem Anwendungsprofil die gesamte Anwendung spezifiziert. Aber auch eine Anwendung lässt sich teilweise auf Komponentenebene gliedern. Mit Komponenten sind hierbei einzelne Geräte gemeint.

SunSpec ist eine amerikanische Initiative zur Standardisierung von Kommunikation in PV Anlagen. SunSpec basiert auf ModBus und lässt sich über TCP / Ethernet übertragen. SunSpec Spezifikationsdokumente beschreiben Gerätetypen, die Datenmodelle unterstützen. Ein SunSpec Gerät ist eine Zusammenstellung aus Modellen. Das grundlegende Modell ist das sogenannte Common model, welches stets an erster Stelle steht. Es dient dazu, ein Gerät als SunSpec Gerät zu identifizieren und enthält darüber hinaus Informationen über den Gerätetyp, Hersteller, Seriennummer, Firmware Version, Geräteadresse etc. Darauf folgen ein oder mehrere gerätespezifische Modelle. Ein SunSpec Gerät wird durch das sogenannte End Model abgeschlossen.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

8.2.2 Beschreibung der Kommunikationsmöglichkeiten für eine Simulation

Zentrum für Sonnenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg

Aufgrund der unterschiedlichen Anwendungsfälle von netzgekoppelten Batterien ist die Kommunikation mit deren Energiemanagementsystem sehr wichtig. Im Rahmen dieses Vorhabens ging es nicht nur um die Kommunikation von Batteriezuständen, sondern auch um die Kommunikation von Aktivierungs- und Regelungssignalen zur Steuerung der verteilen elektrochemischen Speicher. Für die Kommunikation von Batteriesystemen im Stromnetz wurden die Signale für den Austausch zwischen den verteilten Speichern festgelegt. Dabei sollten die Energiespeicher im Wesentlichen ihren aktuellen Zustand und ihre zukünftige Leistungsfähigkeit senden. Zu den auszugebenden Werten gehörten der Ladezustand (oder Energiezustand), der Betriebszustand (aktiv/ inaktiv), der Alterungszustand und die aktuelle Leistungs- und Energieprognose. Im Falle von Speichern, die über eine zentrale Leitwarte gesteuert werden sollten, wurde zusätzlich einen Teilnahmezustand gesendet, der besagt ob die Batterie extern gesteuert werden kann. Außerdem empfangen die Energiemanagementsysteme Informationen über die Einspeisegrenze sowie über die Anforderungen zur Abgabe bzw. Aufnahme von Wirk-/ und Blindleistung. Die Auflistung der kommunizierenden Signale ist in Tabelle 65 dargestellt. Die Untersuchung mittels Simulationen wurde in Kapitel 7.6 durchgeführt.

Tabelle 65: Kommunikationsvariables zur Überwachung und Steuerung von netzgekoppelten elektrochemischen Energiespeichern

Signaltyp	***Signal***
Batteriezustand	Ladezustand Betriebszustand Alterungszustand Teilnahmezustand
Steuerung	Einspeisegrenze Spannung am Netzanschlusspunkt Laden bzw. Entladen

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

8.3 Bewertung von Kommunikationssystemen hinsichtlich technischer und wirtschaftlicher Funktionalität

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme

Welche Lösung die geeignetste ist, hängt von den jeweiligen Umständen ab, die stets individuell in Betracht zu ziehen sind. Repräsentative Modellkommunikationsstrecken stellen typische Anwendungsfälle dar und erlauben die Ableitung von daraus hervorgehenden Anforderungen und Kriterien.

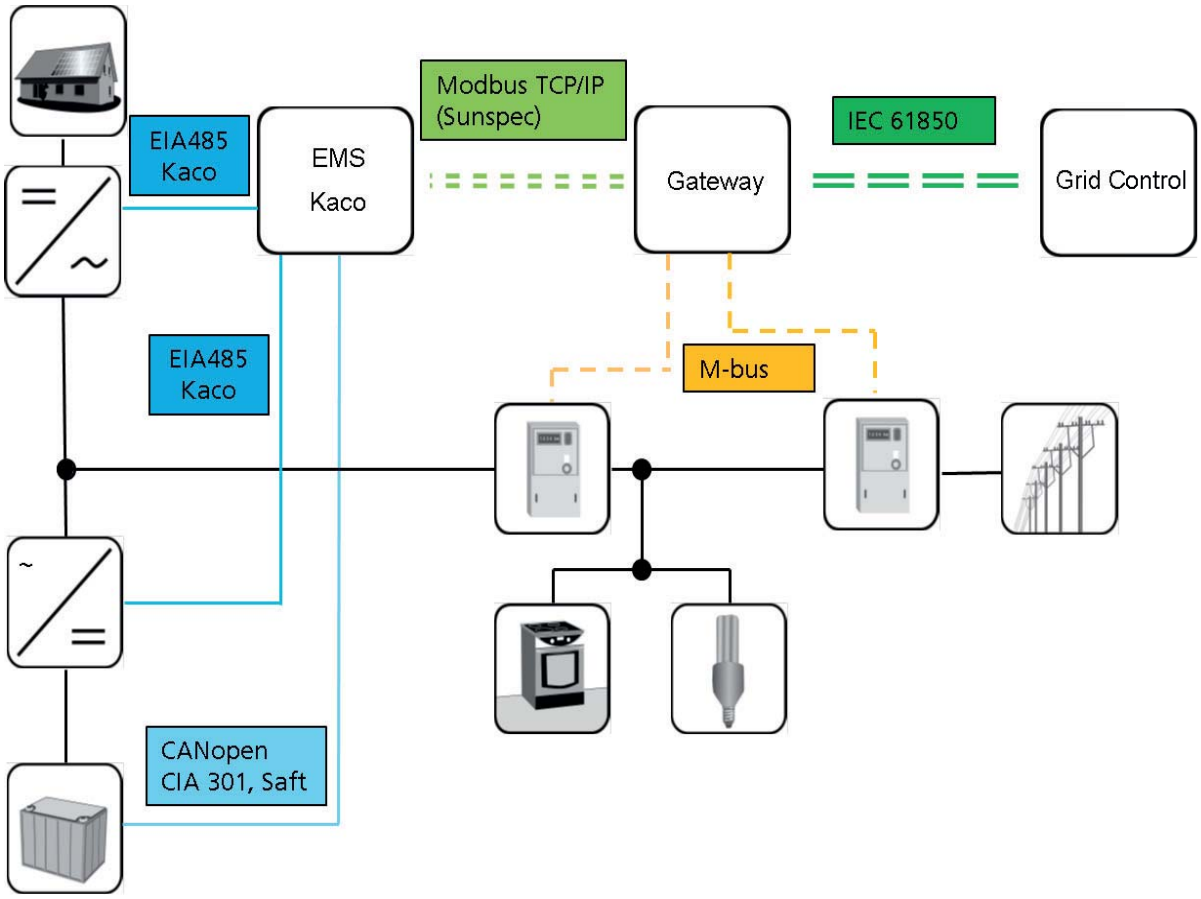


Abbildung 197: Beispielhafte Energiesystemstruktur mit korrespondierender heterogener Kommunikations-Infrastruktur

Strecke: Batteriezellen – Batteriemanagementsystem

Das Batteriemanagementsystem überwacht die Batterieparameter und befindet sich in unmittelbarer Nähe der Batteriezellen, ggf. im selben Gehäuse.

Strecke: Batteriemanagementsystem – Batteriewechselrichter

Um Verluste zu minimieren werden kurze Leitungslängen angestrebt. In räumlicher Nähe werden primär Daten zur Einhaltung des sicheren, ökonomischen und alterungsarmen Batteriebetriebs ausgetauscht. Hierfür muss das Batteriemanagementsystem Einfluss nehmen können auf die Funktionen des Batteriewechselrichters. Bei überschaubarem Datenumfang reicht geringe Bandbreite aus, während hohe Zuverlässigkeit erforderlich ist.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

In Frage kommen Protokolle mit sicherer Strecken-Ausfalls-Erkennung und hoher Fehler-Robustheit.

Strecke: Batteriewechselrichter – Gateway

Für die netzdienliche Steuerung von Energiespeichern ist eine Kommunikation der Netzleitstelle zum Energiespeichersystem nötig. Diese wird hier über den Gateway und den Batteriewechselrichter vermittelt.

Strecke: Gateway – Netzleitstelle

Über größere Entfernung, und wünschenswerterweise unter Nutzung bestehender Infrastrukturen werden primär Daten für Steuerungsaufgaben und Monitoring ausgetauscht. Die Datenübertragung ist wenig zeitkritisch, aber die Datenintegrität ist sicherzustellen (auch gegen absichtliche Manipulationen). Hierfür eignen sich über Ethernet und diverse Medien (z.B. WLAN, Powerline, Internet) transportierbare Protokolle.

Entscheidungsfindung

Zu berücksichtigen sind die gemäß Abschnitt 2 (Aufgaben) und 3 (Anforderungen) erhobenen Parameter und Kriterien. Alternativen sind zu filtern (ungeeignete aussortieren), verbleibende Alternativen sind zu bewerten (Nutzwertanalyse) und zu ordnen. Hierbei können Nutzenfunktionen (für jede Kommunikationseigenschaft bzw. für jeden Anwendungszweck) hilfreich sein.

Umfrage-Ergebnisse und beispielhafte Lösungen

Expertenbefragung

Durch eine Runde ISE-interner und externer Experten im Bereich der Kommunikation elektrischer Komponenten (unterstützt durch Vorab-Recherche von Kriterien und Systemen zur Gruppierung, Bewertung und Darstellung; u.a. durch Telefon-Umfrage bei Heimspeicher-Herstellern bezüglich eingesetzter Kommunikationsprotokolle und Auswahlgründe) wurde vorhandenes Sach- und Methodik-Wissen einbezogen.

Zur Erstellung einer Übersicht verfügbarer Systeme wurden die am Markt erhältlichen Systeme mit Kommunikation zwischen Batteriemanagementsystem und Batteriewechselrichter analysiert mittels Internetrecherche kompatibler Komponenten sowie telefonischer Befragung der Komponentenhersteller nach ihren Gründen für die Protokollwahl und nach ihren Wünschen für eine optimale Kommunikations-Infrastruktur.

Im Ergebnis sind Protokolle oft Hersteller-gebunden und nicht interoperabel. Beispiele: CAN, CANopen, IEC61850, SunSpec, ModBus. Vorkommende Kommunikationssysteme umfassen: Hardware, Treiber, Plattform, Schnittstelle und Busankopplung. Die Beschreibung umfasst: Energieverbrauch, Montage, Anschaffungskosten und Implementierungsaufwand.

Dabei wurde auch deutlich, dass nicht-technische Kriterien (wie Marktmacht, firmeninterne Standards, Orientierung an marktgängigen Systemen) oft entscheidender sind als technische. Ein Speicherintegrations-spezifisches Bewertungssystem wurde als zielführender

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

angesehen als ein zu allgemeines. Für die Darstellung von Anforderungen, Beschreibungen und Bewertungen der Kommunikationssysteme wurden beispielhafte Modellstrecken (z.B. Batteriemanagement, Wechselrichter, Gateway, Netzleitstelle) sowie die Differenzierung in Hardwareschicht(physical layer) und Anwendungsschicht (application layer) empfohlen.

BMS / Inverter	LG Chem	Saft	Hoppecke	Mastervolt	Nedap	IBC	Victron	Akasol	Sony	Dispatch Energy Innovations
SMA	CAN SMA	CAN SMA	CAN SMA			CAN SMA		CAN SMA	CAN SMA	CAN SMA
Nedap					CAN NEDAP					
Victron							CAN NMEA2000			
Mastervolt				EIA485 Mastervolt						
KOSTAL			CANopen							

Abbildung 198: Recherche-Ergebnisse eingesetzter Protokolle

Beispielhafte Lösungen

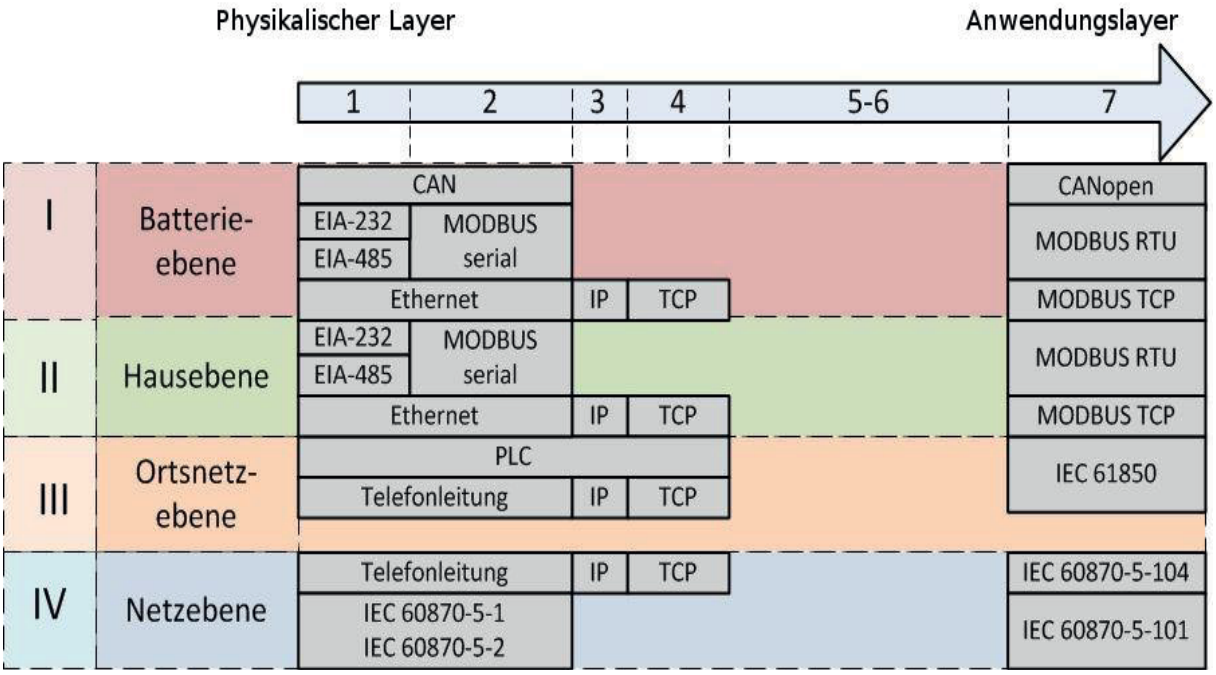


Abbildung 199: Beispiele von Übertragungsprotokollen auf verschiedenen System- und OSI-Ebenen

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Einige konkrete Beispiele für realisierte Kommunikationsstrecken sind wie folgt angegeben:

Verteilnetz-Leitsystem - Ortsnetzstation

7: IEC 60870-5-104 (=IP-fähige Version von IEC6080-5-101)
4: TCP
3: IP
2: IEEE802.3
1: Ethernet (über Leitungs-Modem).

Ortsnetzstation – Gateway

7: IEC 61850 WS, XML
6: SOAP
5: HTTPS
4: TCP
3: IP
2: IEEE802.3
1: Ethernet (über BPLC).

Gateway - Zähler

7: MBus EN1434-3
2: IEC60870-5-2
1: RS485: Gateway fragt Zähler laufend und führt Spiegel für Anfragen von VLS/ONS (Zählerzugriff: GW gewährt ZFA Vorrang).

Gateway - EMS

7: SunSpec/ModBus
4: TCP
3: IP
2: CSMA/CD:IEEE802.3
1: Ethernet.

Abschliessend lässt sich die Ausage treffen dass der Einsatz von Kommunikationssystemen wenig standardisiert ist, nicht immer die technisch sinnvollsten Lösungen getroffen werden, und die Auswahl von System und Protokoll oft auf der Basis gewachsener Lösungen erfolgt.

Hier sollte dass Bemühen um Standardisierung und Transparenz verstärkt werden, um den Einsatz von Speichern in Energieversorgungssystemen voranzutreiben.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Arbeitspaket 9

Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg

9 Rechtliche Rahmenbedingungen bei Bereitstellung von Speicherkapazität durch kleine, dezentral im Netz vorhandene Energiespeicher

Im Rahmen dieses Kapitels werden die aktuellen Rahmenbedingungen, die für die Integration von Energiespeichern in das elektrische Netz notwendig sind, betrachtet.

9.1 Analyse der aktuellen notwendigen Rahmenbedingungen

Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg

9.1.1 Speicheranlagen im Kontext zu den gesetzlichen Rahmenbedingungen

9.1.1.1 Das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)

Die Begriffsbestimmungen des §3 Ziffer 15 EnWG [175] ordnen Energiespeicher den Energieanlagen zu, definieren aber Speicheranlagen unter Ziffer 31 nur als Gasspeicher. Trotz dieser Unschärfe ist davon auszugehen, dass Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie unter den Anlagenbegriff des EnWG fallen. Stromspeicher werden im EnWG punktuell erwähnt, z. B.:

- Unbundlingvorschriften für Betreiber von Speicheranlagen, soweit sie Teile eines Energieversorgungsunternehmens (EVU) sind (§7b)
- Verpflichtung für Energiespeicher, ab einer Nennleistung von 10 MW die Wirk- und Blindleistungseinspeisung für den ÜNB anzupassen (§13 Abs. 1)
- diskriminierungsfreier Netzanschluss auch für Stromspeicher, die konventionelle Energie speichern (§17 Abs. 1), Netzanschlussverweigerung unter bestimmten Gründen möglich (§17 Abs. 2)
- Ausnahme von der allgemeinen Anschlusspflicht für Erzeugungsanlagen in Verbindung mit Energiespeichern für den Fall der Eigenbedarfsdeckung (§18 Abs. 2)
- Verpflichtung zur Veröffentlichung technischer Vorschriften für den Netzanschluss gilt auch für Stromspeicher (§19 Abs. 1)
- 20-jährige Netzentgeltbefreiung für ab dem 04.08.2011 in Betrieb genommene Stromspeicher (§118 Abs. 6), gilt auch für die Speicherverluste. Voraussetzung: der gespeicherte Strom wird wieder in dasselbe Netz eingespeist. Wenn der Strom von dem Speicher direkt an Letzverbraucher (ohne Nutzung des betroffenen Netzes) geleitet wird, ist der vorherige Strombezug des Speichers netzentgeltpflichtig.

Weitere Punkte, die für den Betrieb von Energiespeichern relevant sein können, sowie die Aufgaben und Instrumente der Netzbetreiber nach dem EnWG sind in Tabelle 65 erläutert.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Darüber hinaus wurde basierend auf §13b Abs. 1 und Abs. 2 EnWG die Reservekraftwerksverordnung (ResKV) [176] erlassen. Der Zweck der ResKV ist die Beschaffung einer Netzreserve durch die ÜNB aus bestehenden und ausnahmsweise neu zu beschaffenden Stromerzeugungsanlagen und -speichern zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems. Der Einsatz der Netzreserve hat nachrangig zu den Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 und Abs. 1a EnWG zu erfolgen. Er darf darüber hinaus nur außerhalb des Energiemarktes erfolgen und die Kosten für die Vorhaltung sind den Anlagenbetreibern zu erstatten. Die Beschaffung erfolgt über Ausschreibungen. Sollten diese nicht zum Erfolg führen, können die ÜNBs nach §8 Abs. 4 ResKV ausnahmsweise neue Anlagen und damit auch Speicher als „besonderes netztechnisches Betriebsmittel“ errichten und betreiben.

Tabelle 66: Aufgaben und Instrumente der Netzbetreiber nach dem EnWG

Paragraph	***Inhalt***
§1 Abs. 1	Ziel: Gewährleistung einer sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundli-chen, effizienten und umweltverträglichen Elektrizitätsversorgung
§2 Abs. 1	Pflicht für EVUs das Ziel nach §1 Abs. 1 zu realisieren
§11 Abs. 1	Für den sicheren Betrieb der Energieversorgungsnetze ist der Netzbetreiber verantwortlich (Pflicht zu Netzausbau, -optimierung und -verstärkung)
§12	Für Übertragungsnetze ist der zuständige Übertragungsnetzbetreiber verantwortlich (Pflicht zu Netzausbau, -optimierung und -verstärkung)
§13 Abs. 1	Die Systemverantwortung für den sicheren Betrieb von Übertragungsnetzen ist auf die Netzbetreiber übertragen worden
§14 Abs. 1	Erweiterung der §§12 und 13 auf die Verteilnetzbetreiber
§13	Bei Störungen bzw. der Gefährdung des sicheren Netzbetriebes sind nach dem Gefährdungsgrad folgende abgestufte Maßnahmen zu ergreifen: Vorhaltung und Durchführung netzbezogener (§13 Abs.1 Nr. 1) sowie marktbezogener Maßnahmen[31] (§13 Abs. 1 Nr. 2) durch den ÜNB Ermächtigung des ÜNBs zu weitreichenden Eingriffen in die Erzeugung und den Verbrauch, wenn die Maßnahmen aus (1) nicht ausreichend sind (§13 Abs.2). Nach §13 Abs. 4 keine Entschädigungen vorgesehen, wenn kein schuldhaftes (vorsätzliches bzw. grob fahrlässiges) Verhalten des ÜNBs vorliegt. Vorrangregelung bei Strom nach dem EEG und Kraft-Wärme-Kopp-lungsgesetz gilt auch bei Maßnahmen aus (1) und (2). Sind diese Maß-nahmen nicht ausreichend, ist im Rahmen des EEG-Einspeisemanage-ments auch eine Abregelung dieser Anlagen möglich (Kapitel 9.1.1.2).

[31] marktbezogene Maßnahmen eröffnen den Netzbetreibern weite Spielräume und sind in der Regel dem privatrechtlichen Vertragsrecht zuzuordnen

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Paragraph	*Inhalt*
§13 Abs. 3a	Berechtigung zur Vorgabe von technischen Anforderungen an Strom-erzeugungsanlagen uns inbesondere EEG-Anlagen durch das BMWi zur Gewährleistung der technischen Sicherheit und Systemsicherheit. Bei Nichteinhaltung der technischen Anforderungen: Pflicht zur Nachrüstung für Netzbetreiber und Betreiber von Bestandsanlagen (z. B. Frequenzschutzeinrichtungen in PV-Wechselrichtern und zu-künftig in Windkraft-, Biomasse-, Wasserkraft-, KWK-Anlagen [177])
§17, 18, 19, 21, 24, 29	Erlass von Verordnungen und technischen Regelungen, die u. a. einen sicheren Netzbetrieb gewährleisten sollen

9.1.1.2 Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

Das EEG [178] setzt in §5 Nr. 1 diejenigen Einrichtungen, die zwischengespeicherte Energie in elektrische Energie umwandeln, unter der Voraussetzung den EEG-Anlagen gleich, dass die zwischengespeicherte Energie ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammt. Hier wird das Ausschließlichkeitsprinzip des EEG fortgesetzt. Für einen derartigen Energiespeicher gelten folgende Vorschriften:

- vorrangiger Netzanschluss (§8), gilt nicht bei Energiespeichern, die auch konventionellen Strom speichern,
- Verpflichtung zur Direktvermarktung für EEG-Anlagen mit einer installierten Leistung ab 500 kW seit 01.08.2014 (§2 Abs. 2)
- EEG-Vergütungsanspruch (§19 Abs. 1, §19 Abs. 4, §22, §37)
  - 20 Jahre für Anlagen mit einer Nennleistung kleiner 500 kW, die bis 31.12.2015 installiert worden sind, und ab 01.01.2016 nur für Anlagen kleiner 100 kW
  - nur für zwischengespeicherten Strom, der ausschließlich aus EEG-Anlagen stammt (Betrieb des Speichers vor dem Netz)
  - Kein EEG-Vergütungsanspruch für Speicherverluste und für als Regelenergie vermarkteten Strom (§39, §80)
- Befreiung von der EEG-Umlage für den Strombezug (auch aus Areal- oder Industrieparknetzen), wenn „dem Stromspeicher Energie ausschließlich zur Wiedereinspeisung von Strom in das Netz entnommen wird“ (gilt auch für Speicherverluste) (§60 Abs. 3)
- Befreiung von der EEG-Umlage bei der Eigenversorgung mit Strom aus EEG-Anlagen, wenn (§61):
  - der Eigenversorger nicht an ein Netz angeschlossen ist (Inselanlage),
  - sich vollständig selbst versorgt und für den Überschuss keine Förderung in Anspruch nimmt oder
  - es sich um eine kleine Eigenversorgungsanlage handelt (maximal 10 kW und 10 MWh/a über 20 Jahre)

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

- reduzierte EEG-Umlage für den Strombezug aus EEG- und KWK-Anlagen (Steigerung der EEG-Umlage von jetzt 30 % bis zum Jahr 2017 auf 40 %) (§61 Abs. 1 und Abs. 2).

Weitere netzsicherheitsrelevante Vorgaben des EEG sind in Tabelle 67 zusammengefasst.

Tabelle 67: Netzsicherheitsrelevante Vorgaben aus dem Recht des EEG

Paragraph	***Inhalt***
§9	Technische Vorgaben an EEG- und KWK-Anlagen für den Zugriff durch Netzbetreiber: Anlagen > 100 kW: Einrichtungen zur ferngesteuerten Abregelung und zum Abruf der aktuellen Ist-Einspeisung erforderlich Solaranlagen 30…100 kW: Einrichtungen zur ferngesteuerten Abregelung erforderlich Solaranlagen < 30 kW: Einrichtungen zur ferngesteuerten Abregelung oder dauerhafte Drosselung der maximalen Wirkleistungseinspeisung (auf 70 % der installierten Leistung) erforderlich Anforderungen für den Zugriff durch Direktvermarkter sind in §36 beschrieben
§14	Ermächtigung der Netzbetreiber zur Regelung der Einspeisung aus EEG- bzw. KWK-Anlagen zur Vermeidung/Beseitigung von Netzengpässen (Einspeisemanagement)
§15	Entschädigungszahlungen für Einspeisemanagement (Härtefallregelung)

9.1.1.3 Weitere Verordnungen

Im Rahmen dieses Kapitels werden weitere Verordnungen, die für Batteriespeicher relevant sein können, betrachtet. Um den Betrieb von Batteriespeichern wirtschaftlich zu gestalten, werden hier insbesondere die einzelnen Strompreiskomponenten und Möglichkeiten zu deren Befreiung ausfürlich betrachtet.

Die Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) [179], Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) [180] und Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) [181] enthalten keine speziellen Regelungen für Stromspeicher. Relevanz hat die Regelung der StromNEV, dass für die Abgabe von Strom aus dem Speicher in das Netz keine Entgelte zu entrichten sind (§15 Abs. 1 Satz 3). Die Netzentgelte sind nur für den Strombezug aus dem Versorgungsnetz durch Letzverbraucher (oder Weiterverteiler) zu erheben (§17 StromNEV), d. h. dass Strombezug aus Stromspeichern immer dann netzentgeltpflichtig wäre, wenn dieser Prozess der Netzentnahme und dem Letzverbrauch (bzw. der Speicherbetreiber als Letzverbraucher) zuzuordnen ist (§3 Nr. 25 EnWG) [182]. Die Letzverbrauchereigenschaften sind bis jetzt nur für Pumpspeicherkraftwerken beim Pumpstrom festgestellt. Aufgrund der temporären Netzentgeltbefreiung des § 118 Absatz 6 EnWG ist bei Nutzung eines vorgelagerten Netzes beim Bezug vom Strom zur Speicherung (Erhebungsvoraussetzung) generell von einer

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Netzentgeltpflicht auszugehen. Nach §18 Abs. 1 StromNEV erhalten Betreiber von dezentral einspeisenden Erzeugungsanlagen vom Netzbetreiber des Netzes, in welches sie einspeisen, ein Entgelt, welches den vermiedenen Netzentgelten entspricht. Bei Anlagen im EEG und im Kraft-Wärme-Kopplung-Gesetz sind die vermiedenen Netzentgelte bereits in der Vergütung enthalten und nur von den Netzbetreibern im Rahmen der Wälzung der gezahlten Vergütung herauszurechnen (§57 Abs. 3 EEG). §19 StromNEV definiert Möglichkeiten für individuelle Netzentgelte.

Das Stromsteuergesetz (StromStG) regelt und definiert die Höhe der Stromsteuer, die nach §5.1 der Stromverbraucher (gilt auch für Selbstverbrauch) zu zahlen hat (20,50 €/MWh, §3) [183].

Nach §9 StromStG ist von der Stromsteuer befreit:

- Strom aus EEG-Anlagen, wenn dieser aus einem ausschließlich mit Strom aus EEG-Anlagen gespeisten Netz oder einer entsprechenden Leitung entnommen wird
- Eigenverbrauch ohne Netzanschluss
- Strom, der zur Stromerzeugung entnommen wird (gilt nach §9 Abs. 1 [184] jedoch nur für Kraftwerksnebenanlagen oder den Pumpbetrieb von Pumpspeicheranlagen)
- Strom, der in Anlagen erzeugt wird, soweit diese der vorübergehenden Stromversorgung im Falle des Ausfalls oder der Störung der Stromversorgung dienen (Notstromanlagen)
- Strom, der in Anlagen von bis zu 2 MW Nennleistung erzeugt wird und
    - vom Betreiber der Anlage als Eigenerzeuger im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage zum Selbstverbrauch entnommen wird oder
    - von demjenigen, der die Anlage betreibt oder betreiben lässt, an Letztverbraucher geleistet wird, die den Strom im räumlichen Zusammenhang zu der Anlage entnehmen.

Strombezug aus dem Versorgungnetz durch einen Batteriespeicher ist nicht als umsatzsteuerrechtliche Lieferung zu qualifizieren, wenn der Speicherbetreiber diesen (zwischengespeicherten) Strom später an das stromerzeugende EVU zurückführt oder auf dessen Veranlassung hin Dritten überträgt („sonstige Leistung“ der Umsatzsteuer i.S.d. §1 Abs. 1 Nr. 1, §3 Abs. 9 UStG) [182].

In der Literatur wird die Belastung von Stromspeichern mit Entgelten, Umlagen und Steuern kritisiert. Batteriespeicher, die Strom zum Zweck der Zwischenspeicherung aus dem Netz beziehen und dann wieder in dasselbe Netz zurückspeisen, verzögern lediglich diesen steuer-, abgaben- und umlagebelasteten finalen Stromverbrauch. Sie sind nicht als Letzverbraucher i.S.d. Erhebungstatbestände der Stromsteuer, KWK-Umlage, der Konzessionsabgaben, Offshore-Umlage, der Netzentgelte und der Umlage für abschaltbare Lasten anzusehen. Die genannten Kostenbelastungen fallen nicht an. Dasselbe gilt für Speicherverluste [182]. Zumindest bei Belastungen, die analog nicht für die Verteilung von Strom erhoben werden,

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

sollte dieser Argumentation gefolgt werden und die rechtlichen Rahmenbedingungen sollten konkretisiert werden.

Abbildung 200 gibt einen Überblick über die Strompreiskomponenten für Endverbraucher in Deutschland und die Strompreiskomponenten, die für Batteriespeicher überhaupt nicht anfallen oder bei denen eine Möglichkeit zur Befreiung besteht. Es wird hier der Strompreis für Privatkunden in Deutschland im Jahr 2014 als Beispiel genommen [185]. Bei den Anteilen der einzelnen Strompreiskomponenten handelt es sich um Durchschnittswerte, d. h. je nach Region und Stromversorger können diese variieren. Beim Einspeicherungssprozess ist die Prüfung der Letztverbraucherpflichen für Speicher erforderlich. Für die Ausspeicherung gelten keine gesonderten Richtlinien.

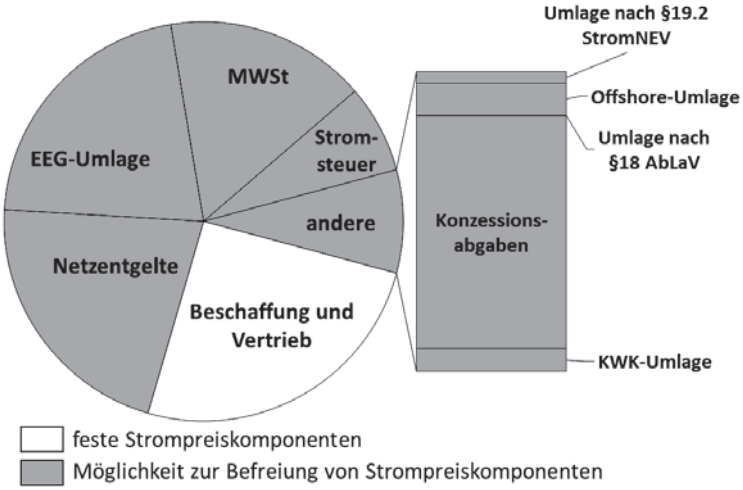


Abbildung 200: Komponenten des Strompreises bezogen auf Batteriespeicher [185]

9.1.2 Ökonomische Rahmenbedingungen

Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg

9.1.2.1 Anforderungen des deutschen Strommarktes

Der Strommarkt in Deutschland (Abbildung 201) hat das Ziel, den in einem bestimmten Zeitraum zu deckenden Strombedarf zuverlässig und mit den geringsten Kosten abzusichern. Die größte Strommenge wird im Rahmen bilateraler Verträge mit längeren Zeithorizonten gehandelt (OTC-Geschäften). Der kleinere Teil wird an der Strombörse gehandelt, wobei die Börsenpreise eine starke Signalwirkung für die OTC-Geschäfte haben. Die Strombörse ist in den Terminmarkt und den Spotmarkt gegliedert. Der Strompreis am Spotmarkt wird nach der Merit-Order gebildet. Nach dem Merit-Order Prinzip bieten Kraftwerksbetreiber elektrische Energie entsprechend ihrer kurzfristigen variablen Kosten an. Diese Angebote werden der Höhe der Kosten nach sortiert und bei einem bestimmten Lastarbeitspunkt erhalten die günstigsten Kraftwerke zuerst einen Zuschlag. Dies sichert einen kosteneffizienten Kraftwerkseinsatz. Da EE-Anlagen vernachlässigbare Grenzkosten haben, stehen diese am Anfang der Merit-Order und verdrängen somit andere Energieträger aus

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

dem Markt. Erst seit der Einführung des EEG-Marktprämienmodells (nach §19 Abs. 1 Nr. 1 EEG) sind auch Anbieter von EEG-Strom bilanzkreispflichtig und vermarkten ihren Strom direkt. Aufgrund der fest vergüteten Marktprämie regeln sie ihre Anlagen jedoch erst bei stark negativen Preisen ab.

Abbildung 201: Struktur des Strommarktes in Deutschland

Eine der positiven Folgen, die die Einführung der Direktvermarktung in Deutschland mit sich gebracht hat, ist eine Verbesserung der Erzeugungsvorhersage und damit verbunden ein niedrigerer Regelleistungsbedarf [186]. Darüber hinaus führt die Direktvermarktung zu einer bedarfsorientierteren Energieerzeugung und damit zu einer Reduzierung der zu drosselnden Erzeugungsleistung sowie der damit verbundenen Kosten. Die Bereitstellung von Regelleistung kann durch erneuerbare Energiequellen erfolgen [186]. Aus diesen Grund wird auch in anderen Ländern (z. B. Frankreich) über die Einführung eines Marktprämienmodells diskutiert.

Betreiber von Stromspeichern generieren beim normalen Anbieten an der Strombörse ihre Erlöse aus den sich ergebenden Preisdifferenzen, das eigentliche Preisniveau ist sekundär. Gewinnrelevant ist darüber hinaus die Zahl der Speicherzyklen: Unter heutigen Bedingungen sind besonders in Verbindung mit PV-Anlagen Speicherungen bis zu einem Tag optimal, während saisonale Speicherungen auch unter optimistischsten Annahmen nicht darstellbar sind (siehe AP 2).

Betreiber von Stromspeichern müssen ihre Anlagen nach Prognosen von Angebot/Verbrauch und Strompreis einsetzen und dabei neben ihren fundamentalen Kosten auch Opportunitätskosten berücksichtigen. Kleine Speicher haben keinen Einfluss auf den Strompreis. Größere Speicher in der Größenordnung von mehreren Hundert Megawatt dämpfen die eigentlich lukrativen Preisausreißer. Das bedeutet, dass ein Speicherzubau nur bis zu der Grenze stattfinden wird, an dem alle an der Gewinnschwelle arbeiten, wodurch der rein marktfinanzierte Einsatzbereich von Stromspeichern stark einschränkt wird.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

9.1.2.2 Regelenergiemarkt in Deutschland

Die Verantwortung der Übertragungsnetzbetreiber für den Einsatz von Regelenergie ergibt sich aus §12 Abs. 1 und §13 Abs. 1 Nr.2 EnWG. Im Bereich seiner Regelverantwortung ist ein Übertragungsnetzbetreiber für die Beschaffung und den Einsatz der Regelenergiearten Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserveleistung verantwortlich. Für alle Regelenergiearten erfolgt die Präqualifikation ausschließlich bei demjenigen ÜNB, in dessen Regelzone die betreffenden technischen Einheiten (Erzeugungseinheiten als auch regelbare Verbraucherlasten) unabhängig von der Spannungsebene netztechnisch angeschlossen sind. Sobald die präqualifizierte Leistung die jeweilige Mindestangebotsgröße überschreitet, schließt der Anschluss-ÜNB mit dem Anbieter je Regelenergieart einen Rahmenvertrag ab, der Voraussetzung für die Teilnahme an den Ausschreibungsverfahren für Regelleistung ist.

Elektrochemische Speicher können im Rahmen der bestehenden Regularien generell Primärregelleistung erbringen (siehe Kapitel 9.2.3). Anbieter, die Batterien zur Bereitstellung von PRL nutzen, werden hierfür bestimmte Freiheitsgrade zugesprochen [187].

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

9.2 Speicheranlagen im Kontext technisch-organisatorischer Rahmenbedingungen

Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg

Zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebes ist der Anschluss elektrischer Anlagen durch verschiedene Gesetze, Normen und Verordnungen geregelt, welche sowohl allgemeine, die Anlage betreffende Parameter als auch anwendungsbezogene Größen vorgeben. Diese gelten in der Regel für alle elektrischen Anlagen innerhalb einer bestimmten Netzebene bzw. einer konkreten Anwendung.

9.2.1 Transmission und Distribution Codes

Der TransmissionCode 2007 (TC2007) beschreibt die einzuhaltenden Richtlinien für den Betrieb der Höchst- und Hochspannungsnetze [188]. Er berücksichtigt internationale Erfahrungen und ist kompatibel zu Vorgaben des europäischen Netzbetreiberverbandes ENTSO-E. Die ÜNBs sind dazu verpflichtet eine sichere und konstante Stromversorgung zu gewährleisten sowie den Ausgleich von Angebot und Nachfrage elektrischer Energie sicherzustellen. Dies erfolgt über die Bereitstellung der folgenden Systemsdienstleistungen [188]:

- Frequenzhaltung durch Regelenergiebereitstellung,
- Spannungshaltung durch Blindleistungsmanagement,
- System-/ Betriebsführung und
- Versorgungswiederaufbau.

Die notwendigen Präqualifikationen (technische und informationstechnische Anforderungen) für die Erbringung von Systemdienstleistungen durch Energiespeicher sind im Kapitel 5 des TC2007 festgehalten. Darüber hinaus gibt der Anhang D des TC2007 einen Überblick über die konkreten Anforderungen für die Bereitstellung der unterschiedlichen Regelenergiearten. Vor allem auf die Bereitstellung von Primärregelleistung wird in Kapitel 9.2.3 genauer eingegangen.

Der DistributionCode 2007 (DC2007) beschreibt die technischen Mindestanforderungen für den Betrieb der Verteilnetze (Mittel- und Niederspannungsnetze) [189].

9.2.2 Erfordernisse bezüglich des netztechnischen Anschlusses in der Nieder- und Mittelspannungsebene

Weitere spezifische Verordnungen, Einschränkungen oder Sonderauflagen für den Anschluss elektrischer Energiespeicher an das elektrische Netz sind in diesem Kapitel erläutert.

Aus den gesetzlichen Rahmenbedingungen leiten sich Anforderungen ab, die sowohl an die elektrischen Energiespeichersysteme selbst als auch den Netzanschluss der Anlagen gestellt werden. Da sich diese Anforderungen zumeist auf einen Netzanschlusspunkt oder das Netz selber beziehen, ist hier nur eine Bewertung von Anforderungen für das Gesamtsystem möglich. Welche konkreten Anforderungen das elektrische Energiespeichersystem bei einem

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

konkreten Netzanschluss erfüllen muss, ist von dem Ort des Netzanschlusses im elektrischen Netz, dem Gesamtsystem am Netzanschlusspunkt und allen Anlagen im elektrischen Netz abhängig.

Die technischen Anforderungen laut FNN-Guideline „Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz“ [190] klassifizieren Energiespeicher abhängig vom Betriebsmodus als:

- Energieverbraucher (es gelten die Richtlinien nach TAB 2007),
- Energieerzeuger (es gelten VDE-AR-N 4105 und TAB NS des Netzbetreibers) und
- Inselnetzaggregate mit max. zulässigem Netzparallelbetrieb ≤ 100ms (es gilt die VDN-Richtlinie für Notstromaggregate).

Einen wichtigen Punkt beim Anschluss einer Erzeugungsanlage im Niederspannungsnetz stellt die Berücksichtigung der maximal erlaubten Spannungsanhebung dar. Hierbei muss vor allem zwischen den unterschiedlichen Anwendungsfällen unterschieden werden. Beim Einsatz zum Ausgleich der volatilen Einspeisung regenerativer Energien, der Betriebsmittelentlastung und Spannungshaltung führt der Speichereinsatz zu einer Spannungssenkung im elektrischen Netz, sodass diese Vorgabe keine Einschränkung für den Speichereinsatz darstellt. Beim Einsatz des elektrischen Energiespeichers zur Frequenzhaltung muss dagegen sichergestellt werden, dass die präqualifizierte Leistung in keinem möglichen Einspeise- respektive Lastszenario zu einer Verletzung des zulässigen Spannungsbandes führt. Die maximal zulässigen Unsymmetrien am Netzanschlusspunkt stellen vorrangig bei einem einphasigen Speicheranschluss eine Begrenzung für die möglichen Speicherparameter dar. Im Niederspannungsnetz müssen Elektrische Energiespeicher mit einer installierten Scheinleistung ≥ 4,6 kVA als symmetrische dreiphasige Drehstromeinheiten angeschlossen werden, ansonsten ist auch ein einphasiger Netzanschluss erlaubt. Die maximale Unsymmetrie von 4,6 kVA gilt auch bei einer gleichzeitigen Einspeisung aus Erzeugungsanlagen und Batteriespeichern, sodass bei einem Netzanschluss auch die bereits vorhandene Erzeugungsleistung berücksichtigt werden muss. Darüber hinaus ergibt sich im Bereich der unsymmetrischen Belastung eine Möglichkeit zur Netzstützung für elektrische Energiespeicher, indem diese durch eine ebenso unsymmetrische Einspeisung des Speichers ausgeglichen werden. Hierfür müssen die Wechselrichter die entsprechenden Voraussetzungen erfüllen. Qualitativ führt darüber hinaus der Einsatz von Freileitungen oder Kabeln im Niederspannungsnetz zu unterschiedlichen Anforderungen im Bereich der Blindleistungsbereitstellung von elektrischen Energiespeichern im Einspeisefall. Freileitungen tragen vorrangig bei hohen Belastungen zu einer Erhöhung des bereits vorhandenen Blindleistungsbedarfs im Netz bei, sodass elektrische Energiespeicher diesen durch die Bereitstellung von Blindleistung kompensieren können. Aufgrund der Bereitstellung von Blindleistung führt der Einsatz von Kabeln dagegen dazu, dass der Blindleistungsbedarf der elektrischen Last bereits gedeckt wird und es in Abhängigkeit von der Leitungslänge zu einem Blindleistungsüberschuss kommt, der eine zusätzliche Auslastung der Betriebsmittel und einen Spannungshub zur

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Folge hat. Dieser Effekt kann durch induktive Fahrweise des elektrischen Energiespeichers reduziert werden. Somit können in beiden Fällen elektrische Energiespeicher zur Spannungshaltung beitragen bzw. den Blindleistungshaushalt des Netzes regulieren. Die Art der Verkabelung bestimmt somit vorrangig den am häufigsten auftretenden Bereich des Leistungsfaktors. Bei der Blindleistungsbereitstellung durch Batteriespeicher gelten beim Entladen die Vorschriften bzw. Kennlinien nach VDE-AR-N 4105. Beim Laden ist ein cos(ϕ) von 1 einzuhalten. Neben der Bereitstellung von Blindleistung sind Batteriespeicher ebenso dazu verpflichtet, eine Wirkleistungsbegrenzung zu ermöglichen. Dies erfolgt über eine feste Einstellung auf einen maximalen Leistungswert (KfW) oder über eine messwertbasierte Komponentensteuerung über entsprechende Sensorik. Darüber hinaus muss bei Überfrequenz im Verteilnetz eine Wirkleistungsreduktion erfolgen (VDE-AR-N 4105).

Die Analysen haben gezeigt, dass sowohl im Niederspannungsnetz als auch im Mittelspannungsnetz bezogen auf den Netzanschlusspunkt dieselben Kennwerte zu berücksichtigen sind. Diese unterscheiden sich lediglich in ihrer Größenordnung. Daher gelten die zuvor ermittelten qualitativen Anforderungen an elektrische Energiespeicher für das Niederspannungsnetz ebenso im Mittelspannungsnetz.

9.2.3 Anwendungsabhängige Anforderungen

Unabhängig vom Netzanschlusspunkt ergeben sich ebenso Anforderungen an elektrochemische Energiespeicher, die vom konkreten Anwendungsfall abhängig sind. Innerhalb dieser Anwendungsfälle sind konkrete technische Anforderungen an die Speicherparameter vorrangig im Bereich der Frequenzhaltung fest vorgegeben und im TC2007 festgehalten. Aufgrund der vorgeschriebenen Erbringungsdauer für die unterschiedlichen Arten der Frequenzhaltung eignen sich elektrische Energiespeicher hauptsächlich zur Bereitstellung von Primärregelleistung, deren wichtigste technische Voraussetzungen in Tabelle 68 zusammengefasst sind. Hieraus wird ersichtlich, dass aufgrund der Mindestleistung von 1 MW in positiver und negativer Richtung ein Einsatz von einzelnen elektrischen Energiespeichern erst ab der Mittelspannungsebene heraus wahrscheinlich ist.

Tabelle 68: Präqualifikationen der Primärregelleistung [188]

Kriterium	***Anforderungen***
Mindestleistung P_{min}	$P_{\mathrm{min}} = \pm 1\mathrm{MW}$
Bemessungsleistung P_{N}	$P_{\mathrm{N}} > 100\mathrm{MW}$ → Erbringungspflicht $P_{\mathrm{N}} < 100\mathrm{MW}$ → Erbringung von PRL möglich, aber kein Pflicht
Verfügbares Primärregelband	mind. 2 % der Nennleistung der technischen Einheit

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Aktivierungscharakteristik	gesamte präqualifizierte Primärregelleistung bei einer Frequenzabweichung von 200 mHz und innerhalb von 30 s
Leistungsvorhaltung	100 % der Angebotsdauer
Erbringungsdauer	mind. 30 min
Poolung	Poolung von Anlagen innerhalb eines Bilanzkreises möglich

Aufgrund der Möglichkeit zur Poolung von einzelnen kleineren dezentralen Speichern ist zwar ebenso eine Erbringung von Primärregelleistung aus der Niederspannungsnetzebene möglich, jedoch ist dies mit einem höheren Aufwand im Bereich des Informationsaustausches und der Anlagenregelung verbunden. Voraussetzung für die Teilnahme ist gemäß dem Leitfaden der ÜNB in der Regel ein aktives Lademanagement, welches den optimalen Ladezustand des Speichers gewährleistet. Das Lademanagement verhindert zugleich, dass der Speicher vollständig geladen bzw. entladen werden kann und folglich keine Regelleistung zur Verfügung gestellt werden könnte. So ist z. B. eine sogenannte Übererfüllung zur Erbringung der Primärregelleistung innerhalb bestimmter Grenzen (von bis zu 20 % der Leistungserbringung) zulässig. Eine Untererfüllung ist jedoch ausgeschlossen. Die Übererfüllung ermöglicht bei Bedarf das gezielte Laden bzw. Entladen des Speichers. Ein Auf- und Entladen zur Unterstützung des Lademanagements ist im Totband (±20 mHz um die Nennfrequenz) möglich. Es darf sich nur um eine netzstützende Wirkung handeln, eine kontraproduktive Fahrweise ist nicht erlaubt. Ebenfalls kann der optimale Ladezustand durch eine Kopplung mit dem Markt erreicht werden. Mittels Handelsgeschäften wird das Lademanagement unterstützt. Schließlich können auch andere technische Einheiten zur Wiederherstellung des optimalen Ladezustandes genutzt werden, indem die Erzeugung oder Nachfrage dieser Anlagen entsprechend angepasst wird. Für die Mindestanforderungen an die Speicherkapazität wird zwischen verschiedenen Betriebsweisen (Betrieb als singulärer Batteriespeicher oder Integration des Batteriespeichers in einen Pool mit weiteren Technischen Einheiten) unterschieden. Je nach Betriebsweise werden in diesem Zusammenhang spezifische Vorgaben[32] für den Arbeitsbereich der Batterie gestellt [191]. Die Anforderungen an den Arbeitsbereich wirken sich schließlich auf die entsprechende Auslegung des Kapazitäts-Leistungs-Verhältnisses des Speichers aus. Daraus ergibt sich mit einer minimalen Erbringungsdauer von 30 min, dass bei einem Verhältnis von 2:1 zwischen Speicherkapazität und Speicherleistung eine Bereitstellung von Primärregelleistung möglich ist. Die notwendigen Anfahrzeiten und Leistungsgradienten stellen für elektrische Energiespeicher keine Begrenzung dar.

Die technischen Anforderungen, die durch die restlichen Anwendungsfälle an die Energiespeichersysteme gestellt werden, sind dagegen direkt von dem spezifischen

[32] Als Vorgabe gilt hier die Einhaltung des 30- bzw. 15-Minuten-Kriteriums. D.h. es ist ausreichend Energiereserve vorzuhalten, um für mindestens 30 bzw. 15 Minuten die PRL in positiver oder auch negativer Richtung erbringen zu können.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Anwendungsfall und dem konkreten Einsatzort/elektrischen Netz abhängig, sodass eine allgemeingültige Quantifizierung der Speicheranforderungen nicht möglich ist. Trotzdem erfolgt hier eine Betrachtung der zuvor erstellten Zeitreihen, die hinsichtlich der notwendigen Kapazität, maximalen Lade- bzw. Entladeleistung und der maximalen positiven und negativen Leistungsgradienten beim Laden und Entladen analysiert werden. Hierbei wurde angenommen, dass es sich um ideale Energiespeicher handelt, d. h. der Speicherwirkungsgrad beträgt 100 % und der mögliche State of Charge liegt zwischen 0…100 % der maximalen Speicherkapazität. Abbildung 202 zeigt dabei den Speichereinsatz zur Leitungsentlastung als Beispiel. Innerhalb dieser Anwendung beträgt die maximal notwendige Speicherkapazität ca. 395 kWh und die Speicherleistung ca. 85 kW. Der maximal notwendige Leistungsgradient liegt in diesem Fall lediglich bei 0,05 pu/min.

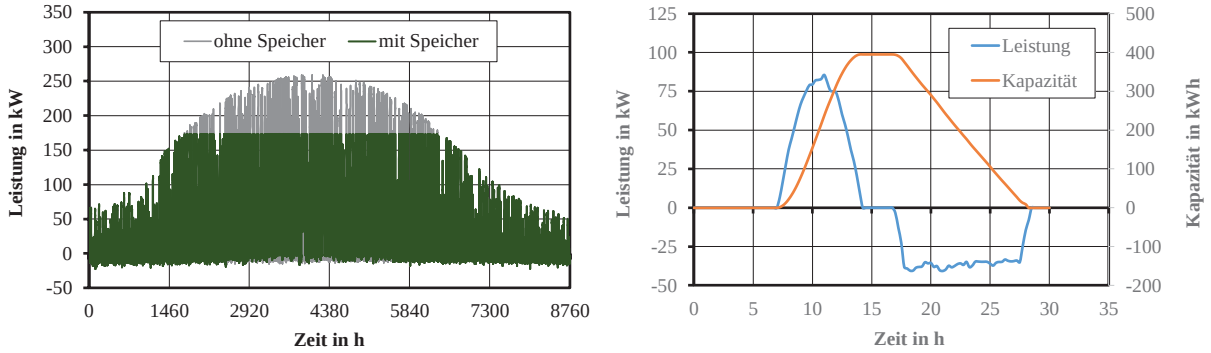


Abbildung 202: Speichereinsatz zur Leitungsentlastung (links: Leitungsbelastung, rechts: Speicherprofil)

Tabelle 69 gibt darüber hinaus einen Überblick über die notwendigen Speicherparameter, die sich innerhalb der unterschiedlichen Anwendungsfälle sowie je Netztopologie und Spannungsebene ergeben. Die notwendige Leistung und Kapazität ist hierbei zusätzlich auf die installierte Leistung an regenerativen Energien bezogen. Vor allem in der Niederspannungsebene zeigt sich deutlich, dass die notwendigen Speicherparameter neben der installierten Leistung an regenerativen Energien auch von der demografischen Dichte der betrachteten Region abhängen. Dies liegt begründet in den Auswirkungen der vergleichsweise hohen elektrischen Last, auf die das elektrische Netz ausgelegt ist. Darüber hinaus sind die Speicherparameter sehr stark vom jeweiligen Anwendungsfall abhängig. Im Bereich des Leistungsausgleiches ist das Verhältnis zwischen Speicherkapazität und Speicherleistung sehr stark von dem Zeitbereich abhängig, der durch den Speichereinsatz geglättet wird. Die unterschiedlichen Einsatzmöglichkeiten zur Netzstützung erfordern dagegen Speicheraktivitäten über einen langen Zeitraum hinaus, sodass hier eine Verschiebung der Wichtigkeit hin zur Speicherkapazität stattfindet. Dies zeigt insgesamt noch einmal, dass eine konkrete quantitative Definition der technischen Anforderungen an dezentrale Energiespeicher nur bedingt möglich ist. Vielmehr spannt sich ein weiter Bereich auf, in dem elektrische Energiespeicher agieren müssen.

Die vergleichsweise geringen Leistungsgradienten lassen sich vor allem auf die zeitliche Auflösung der verwendeten Zeitreihen zurückführen (NS: 15 min, MS: 1 min). Zur Schärfung

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

dieser Ergebnisse erfolgte in der Niederspannungsebene ebenso eine Untersuchung mit Sekundenzeitreihen, die auf realen Messungen basieren. Die Analyse der Simulationsergebnisse unter Verwendung dieser Zeitreihen zeigt, dass die häufigen Wechselspiele zwischen Verschattung und Einstrahlung zu einer hohen Volatilität bei der Einspeisung aus PV Anlagen führen, die ebenso durch eine hohe Dynamik gekennzeichnet sind. So ergeben sich unter Verwendung dieser Zeitreihen maximale Leistungsgradienten von beinahe 1,0 pu/s sowohl bei der Leistungsaufnahme als auch bei der -bereitstellung.

Tabelle 69: Notwendige Speicherparameter für die verschiedenen Anwendungsfälle

Spannungs-ebene	***Anwendungsfall***	***Leistung***		***Kapazität***		***Leistungs-gradient***
		kW	***kW/kWp***	***kWh***	***kWh/kWp***	**pu/min**
NS	ländlich Betriebs-mittelentlastung	198	0,27	716	0,96	0,05
NS	vorstädtisch Betriebs-mittelentlastung	37	0,07	88	0,17	0,03
NS	städtisch Betriebs-mittelentlastung	19	0,02	11	0,01	0,06
MS	Spannungshaltung	1800	0,1	9000	0,5	0,9
MS	Leistungsausgleich 3 h	12200	0,68	7000	0,39	0,95
MS	Leistungsausgleich 10 min	9060	0,5	464	0,03	1,32

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

9.3 Notwendige Rahmenbedingungen für ein dezentrales und zentrales Systemdesign

Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg

9.3.1 Interessenanalyse seitens der Netzbetreiber und der Speicherbetreiber

Basierend auf den Ergebnissen aus AP 7.7 werden im Rahmen dieser Kapitel die gleichen Anwendungsfälle (wirtschaftliche Speichernutzung, eigenverbrauchsorientierte Betriebsweise und netzdienliche Speichernutzung) und deren Akteueren näher betrachtet.

9.3.1.1 Wirtschaftliche Speichernutzung

1) Motivation:

Die Mehrzahl der Bestandsanlagen haben zur Direktvermarktung des EEG-Stroms gewechselt, wo das Marktprämienmodell dominiert, welches die Vermarktung des Stroms in Zeiten hoher Strompreise attraktiv macht und in Zeiten niedriger Marktpreise zu einer Drossellung führt. Nach dem bisherigen Prinzip wurde dieser Drosselungsanreiz erst bei negativen Strompreisen unterhalb der Marktprämienhöhe wirksam. Deshalb wird ab 2016 die Marktprämie bei länger als sechs Stunden vorliegenden negativen Strompreisen auf Null reduziert.

Bei dem hier betrachteten Anwendungsfall einer (oder mehrerer) großen Batterie, die direkt aus einem (oder mehreren) Windpark oder PV-Park ohne Nutzung eines Netzes gespeist wird, tritt als neuer Beteiligter der Direktvermarkter hinzu.

Trotz der Verwendung moderner Methoden und Algorithmen für die Vorhersage der Erzeugung aus EEG-Anlagen, besteht immer noch eine bestimmte Prognoseunsicherheit in Form des zeitlichen Auseinanderfallens von Stromnachfrage und Erzeugung, welche die Einhaltung der vertraglichen Lieferpflichten beeinflusst.

2) Zielstellung:

Mit Speichern kann also die Liefersicherheit erhöht werden und die in Zeiten hoher Nachfrage lieferbare Strommenge deutlich erhöht werden. Beides bedeutet eine Maximierung der Vermarktungserlöse und ist ein wichtiger Treiber für den Einsatz von Speichern. Die Höhe der Marktprämie bestimmt sich gemäß §19 Abs. 4 EEG nach der einspeisenden EEG-Anlage.

Eine netzangepasste Fahrweise steht hier nicht im Vordergrund. Netzbetreiber sind nur als Verpflichtete für die Zahlung der Marktprämie an den Direktvermarkter adressiert.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

3) Netzauswirkungen:

In §35 und §36 EEG ist der ferngesteuerte Zugriff des Direktvermarkters auf die Einspeiseleistung geregelt. Mehrere Anlagen (Pool) müssen mindestens über eine gemeinsame Einrichtung für den Zugriff verfügen. In § 36 Abs. 3 wird aber betont, dass die Befugnisse des Direktvermarkters das Recht des Netzbetreibers zum EEG-Einspeisemanagement nach § 14 nicht beschränken dürfen. Grundsätzlich bedeutet die nachfrageoptimierte Einspeisung eine netzschonende Fahrweise. Im Einzelfall können jedoch noch lokale Nachfrage- bzw. Einspeisespitzen vorkommen.

4) Technische Umsetzung:

Die Umsetzung ist nach §9 und §36 EEG bereits Stand der Technik, wenngleich noch anwendungsfallspezifische Softwarelösungen entwickelt und erprobt werden.

5) Rechtliche Betrachtung:

Der Speicher soll direkt, d. h. ohne Nutzung eines Netzes, an den Wind- oder PV-Park angeschlossen sein, damit keine Abgaben für Strombezug aus dem Netz (einschließlich dem Eigenverbrauch, z. B. von PV-Anlagen bei Nacht) anfallen.

Für eine netzangepasste Fahrweise gibt es für die Anlagenbetreiber keine gesetzlichen Pflichten oder direkten Anreize. Netzbetreiber haben die Möglichkeit, auf der Basis des §13 Abs. 1 EnWG dem Anlagenbetreiber Anreize anzubieten. Denkbar ist hier die Nutzung der Batterie als schnell zuschaltbare Last mit einer vertraglich geregelten Entschädigung für entgangene Direktvermarktung sowie für anfallende Abgaben.

<u>Sonderfall 1.1: Anpassung von Erzeugung und Verbrauch ohne Marktprämienmodell:</u>

Dieser Sonderfall betrachtet nicht die Vermarktung des EEG-Stroms an der Börse oder im OTC-Geschäft über das Netz, sondern deren vollständigen (oder auch anteilige) Verbrauch in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Erzeugungsanlage ohne deren Leitung über das Netz (§20 Abs. 3 EEG). Die Voraussetzung ist wichtig, um die Versorgung mit EEG-Strom abgabenfrei zu halten. In dem Sonderfall sind also nicht die Preise des Strommarktes, sondern der Bedarf der angeschlossenen Verbraucher die steuernde Größe für den Speicherbetrieb. Die Versorgung wird bilateral durch Verträge geregelt. Netzbetreiber sind nicht involviert.

9.3.1.2 Eigenverbrauchsoptimierte Betriebsweise

1) Motivation:

Der Einsatz dezentraler Batteriespeicher zusammen mit der PV-Anlage kann die Deckung des Eigenverbrauchs von durchschnittlich 30 % auf etwa 60 % steigern [192]. Ist die Stromerzeugung der PV-Anlage größer als der lokale Verbrauch, wird der Speicher aufgeladen. Ist der Speicher voll, was für die Sommermonate typisch ist, wird der

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

überschüssige Strom ins Netz eingespeist. Reicht die Erzeugung der PV-Anlage für die Ladung des Speichers und die Verbrauchsdeckung nicht aus, was für die Wintermonate typisch ist, wird Strom aus dem Netz bezogen. Durchschnittlich kann von einem Vollzyklus pro Tag ausgegangen werden.

2) Netzauswirkungen:

Es wird nachfolgend davon ausgegangen, dass die an den dezentralen PV-Anlagen dislozierten Batteriespeicher an das NS- oder MS-Netz angeschlossen sind. Dezentrale Einspeisungen aus PV-Anlagen können prinzipiell die Netze entlasten und zur Abdeckung der mittäglichen Nachfragespitze beitragen. Bei einem hohen Durchdringungsgrad und schwachen Lasten wie in ländlichen Gebieten kann sich das ins Gegenteil verkehren, d. h. starke Schwankungen der Einspeiseleistung führen zu Spannungsüberschreitungen und bei Umkehrung der Leistungsflüsse zu Überlastungen der Ortsnetztransformatoren.

Durch den Einsatz von dezentral an den PV-Anlagen dislozierten Batteriespeichern wird die Netzaustauschleistung der Haushalte mit PV-Anlagen während der Batterieladevorgänge um die Ladeleistung der Batterie reduziert. Der Netznutzen dieser Wirkleistungsreduzierung ist dabei umso größer, je genauer die Ladephasen der Batteriespeicher mit den netzkritischen Zeitpunkten hoher solarer Erzeugung übereintreffen. So können Einspeisespitzen gesenkt und Lastkurven geglättet werden.

Ein nur auf Eigenverbrauchsoptimierung ausgerichteter Speicherbetrieb, bei dem zur Mittagszeit die Batterien bereits geladen sind, bewirkt aber kaum eine Minderung der vorstehend genannten Netzbelastungen durch die PV-Anlagen. Die Auswirkungen sind stark von der Netztopologie abhängig und daher stets im Einzelfall zu betrachten.

3) Zielstellung:

Beim weiteren Ausbau der PV wird eine netzangepasste Fahrweise zunehmend wichtig. Zur Verringerung der lokalen Spannungsanhebungen und der Belastungen der Ortsnetztransformatoren ist die Verringerung der Netzaustauschleistung und deren Vergleichmäßigung anzustreben. Das bedeutet für den Speicher insbesondere, dass er mittags nur teilweise geladen sein darf und bei der Leistungsspitze zur Mittagszeit einspeichert.

4) Technische Umsetzung:

Die auf dem Markt befindlichen Speichermanagementsysteme verfügen nach den verbandlichen Vorschriften der VDE-AR-N4105 sowie der in [193] beschriebene Förderrichtlinien über elektronische und offengelegte Schnittstellen zur Fernparametrierung und Begrenzung der maximalen Leistungsabgabe. In Abhängigkeit von den Netzparametern Spannung und Frequenz kann bei Überfrequenz linear die Wirkleistung geregelt werden und Blindleistung bereitgestellt werden. Einige Managementsysteme können bereits nach Globalstrahlungsprognosen (Kopplung mit Wetterstationen oder Internet) die Leistungslimits

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

bei Prognoseabweichungen anpassen. Die technischen Voraussetzungen für eine netzangepasste Fahrweise sind also prinzipiell vorhanden.

5) Rechtliche Betrachtung:

Eigenstromverbrauch wird neben den vermiedenen Strombezugskosten und der KfW-Förderung durch die Privilegierungen getrieben. Letztere sind:

- die Befreiung von der EEG-Umlage (§61 Abs. 2 Nr. 4 EEG) für kleine Eigenversorgungsanlagen bis 10 kW und maximal 10 MWh,
- Vergütung für Eigenstrom bei Bestandsanlagen (§33 Abs. 2 EEG 2012 und ältere EEG-Fassungen),
- die Begrenzung der Vergütung für solare Bestandsanlagen nach dem unglücklichen Marktintegrationsmodell des §33 Abs. 1 EEG 2010,
- die Befreiung von der Stromsteuer nach §9 StromStG,
- andere Befreiungen (Konzessionsabgabe, KWK-Umlage, Offshore-Umlage).

Die Belastung des Stroms neuer Eigenversorgungsanlagen größer 10 kW mit der verringerten EEG-Umlage nach §61 Abs. 1 EEG ist der Absicherung der Finanzierung des EEG geschuldet.

Für den aus dem Speicher in das Netz eingespeisten Überschuss-Strom kann nach §19 Abs. 1 Nr. 2 und Abs. 4 EEG die feste PV-Einspeisevergütung für 20 Jahre beansprucht werden.

Die Direktvermarktung mit Marktprämie hat für einzelne Betreiber kleiner PV-Dachanlagen mit Speicher keine praktische Relevanz (geringe Strommengen, geringer Mehrerlös, hoher Aufwand). Ebenso bietet das EEG-Einspeisemanagement durch die großzügige Ausfallentschädigung keine Anreize für einen Speichereinsatz. Für eine netzangepasste Fahrweise gibt es für die Anlagenbetreiber keine gesetzlichen Pflichten oder direkte Anreize. Netzbetreiber haben die Möglichkeit, auf der Basis des §13 Abs. 1 EnWG dem Anlagenbetreiber Anreize anzubieten. Nach einschlägigen Simulationen [192] sind an die Netzaustauschleistung gekoppelte Grundgebühren am wirksamsten.

<u>Sonderfall 2.1: Elektromobilität:</u>

Ein Sonderfall eigenverbrauchsorientierter Batteriespeicher ist die Elektromobilität. Sie ist dadurch gekennzeichnet, dass die Batterieladung in der Regel aus dem Netz erfolgt und als Beteiligte die Betreiber der Ladeinfrastrukturen hinzutreten. Der Ladestromverbrauch ist mehr tageszeit- als witterungsabhängig.

Demzufolge ist der Ladestrom nicht abgabenprivilegiert. Förderungen adressiert der Bund gegenwärtig an die Kommunen. Es gibt keine Regelungen für ein netzdienliches Verhalten, und die sind bei der gegenwärtigen geringen Marktverbreitung auch nicht absehbar. Als Anreize seitens der Netzbetreiber/EVUs erscheinen zeitabhängige Tarife zielführend.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Ein direkter Zugriff der Netzbetreiber auf die Fahrzeugbatterien steht derzeit nicht auf der Agenda, weil die Bereitschaft der Fahrzeugbesitzer angesichts der begrenzten Zyklen der teuren Fahrzeugbatterien gering sein dürfte und ein Überangebot an Erzeugungskapazitäten besteht. So ist als einziger sinnvoller Fall die Nutzung der Fahrzeugbatterien als schnell zuschaltbare Lasten (z. B. in Form eines höheren Ladestroms) denkbar, der aber vertraglich als Maßnahme nach §13 Abs. 1 EnWG gestaltet werden kann.

9.3.1.3 Netzdienliche Speichernutzung

1) Motivation:

Die Betreiber eines Batteriespeichers (oder eines Batteriespeicher-Pools) bieten Regelenergie an, um den Speicherbetrieb durch die Vergütung (Arbeits- und Leistungspreis) entweder komplett zu finanzieren oder die Wirtschaftlichkeit anderer Einsatzfälle zu verbessern. Im letzteren Fall kann der Betreiber auch gleichzeitig Direktvermarkter sein. Andere Einsatzzwecke wie die Spannungshaltung oder Betriebsmittelentlastung stehen vorrangig im Interesse des Netzbetreibers und werden durch diesen initiiert.

2) Zielstellung:

Mit der Vorhaltung und fallweisen Abrufung von Regelenergie wird vom Netzbetreiber auf Prognoseabweichungen in gestufter Schnelligkeit reagiert und damit das Gleichgewicht von Stromerzeugung und Strombedarf hergestellt. Dabei kann sowohl positive als auch negative Regelenergie abgerufen werden, was für einen Batteriespeicher eine Leistungserbringung (Entladung) oder einen Lastbetrieb (Aufladung) bedeutet. Die obengenannten anderen Einsatzzwecke bedeuten für den Batteriebetrieb prinzipiell den jeweiligen Abruf der gleichen zwei Betriebsweisen.

3) Netzauswirkungen:

Damit die Regelleistung mit der erforderlichen Genauigkeit erbracht werden kann und keine unerwünschten Nebenwirkungen in den Netzen auftreten, sind in den Anhängen D1 bis D3 Anforderungen an die technischen Einheiten der Anbieter vorgeschrieben, deren Einhaltung im Präqualifikationsverfahren nachzuweisen ist. Damit die Erbringung von Regelleistung keine Probleme in unteren Netzebenen bereitet, müssen die Anbieter eine Zustimmung des jeweiligen Anschluss-Netzbetreibers vorlegen (z.B. Anhang D2 Teil 1 oder Anhang D1, Ziffer 3.3 TC2007).

Ebenso müssen die Anbieter in den Fällen, bei denen die Batteriespeicher auch andere Fahrplangeschäfte (OTC, Börse) bedienen, durch entsprechende Konzepte und informationstechnische Verknüpfungen nachweisen, dass ein kontraproduktiver Betrieb ausgeschlossen ist und die Regelleistungserbringung vorrangig ist (z.B. Anhang D1, Ziffern 2.2 und 2.3). Eine separate Anforderung für Notstromanlagen enthält Anhang D3, Ziffer 2.6.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Bei den genannten anderen Einsatzzwecken legt der Netzbetreiber die Anforderungen an Umfang, Schnelligkeit und Genauigkeit der Netzunterstützung fest.

4) Technische Umsetzung:

Die technischen Anforderungen an die technischen Einheiten der Anbieter von Regelleistung sind in den Anhängen zum TC2007 beschrieben.

5) Rechtliche Betrachtung:

Der ÜNB schließt mit dem Anbieter von Regelenergie einen Rahmenvertrag ab, auf dessen Grundlage Präqualifikation und Ausschreibungsverfahren folgen. Das schließt die Poolung von technischen Einheiten und die informationstechnischen Verknüpfungen ein. Über den TC2007 hinausgehende gesetzliche Regelungen für Speicher bei der Regelleistungserbringung gibt es derzeit, außer [191], Nicht. Bei den genannten anderen Einsatzzwecken haben Netzbetreiber die Möglichkeit, auf der Basis des §13 Abs. 1 EnWG dem Speicherbetreiber Anreize anzubieten.

9.3.2 Analyse des Speicherbedarfs im zentralen und dezentralen Systemdesign

Die bisherigen Analysen haben gezeigt, dass die unterschiedlichen an der Energieversorgung beteiligten Akteure, d. h. Netzbetreiber, Direktvermarkter und die Eigentümer selbst, elektrochemische Energiespeicher für sich deutlich voneinander unterscheidende Anwendungsfälle einsetzen. Diesen unterschiedlichen Interessen liegen zum einen verschiedene rechtliche und informationstechnische Anforderungen zugrunde und sie führen zum anderen zu einem jeweils spezifischen Speicherbedarf. Vor allem der notwendige Speicherbedarf wird daher im Rahmen dieser Untersuchung anhand eines vereinfachten Übertragungsnetzmodells der Regelzone 50Hertz und für den Anwendungsfall des Engpassmanagements genauer überprüft, wodurch vor allem die Anforderungen aus Sicht der Netzbetreiber abgebildet werden können. Auf Basis unterschiedlicher Zusammensetzungen im Erzeugungspark wurde dieses Netzmodell sowohl für ein zentrales Systemdesign (Jahr 2012) als auch für ein dezentrales Systemdesign (Jahr 2030) parametriert.

9.3.2.1 Engpassmanagement

Vor allem in der Regelzone 50Hertz führen die Diskrepanz zwischen Last und Erzeugung und die damit verbundenen hohen Exportsaldi zu hohen Netzbelastungen bzw. Engpässen, wovon neben Trassen innerhalb der Regelzone vor allem die Kuppelleitungen zu benachbarten Regelzonen betroffen sind. Einen Überblick über die allgemeine Belastungssituation innerhalb des Netzmodells für das zentrale und dezentrale Szenario gibt Abbildung 203. Das dezentrale Szenario wurde sowohl ohne als auch mit Netzausbaumaßnahmen berücksichtigt.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

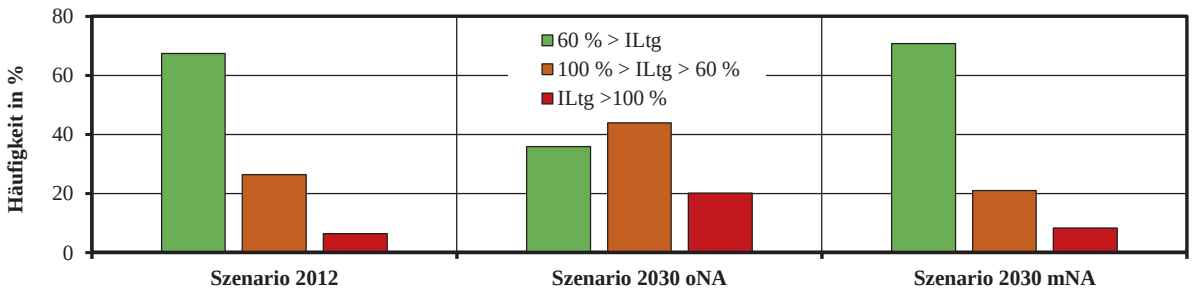


Abbildung 203: Anzahl der Zeitpunkte mit überlasteten Leitungen in Abhängigkeit vom Szenario (oNA: ohne Netzausbau; mNA: mit Netzausbau)

Es zeigt sich, dass innerhalb aller Szenarien hohe Belastungssituationen auftreten, die sowohl die maximale thermische Belastungsgrenze als auch die (n-1)-Grenze (60 %) überschreiten. Zur Gewährleistung eines sicheren Netzbetriebes sind somit Eingriffe des Netzbetreibers in die Erzeugungssituation notwendig. Das Ziel dieses Anwendungsfalls besteht daher darin, die Speicherparameter zu bestimmen, die notwendig sind, um das betrachtete Netz vollständig zu entlasten. Hierzu wurden auf Basis einer zeitschrittbasierten linearen Optimierung die Standorte innerhalb des Netzes gewählt, die den maximalen Einfluss auf die engpassbehafteten Leitungen haben und somit in einer minimalen Speicherleistung und Speicherkapazität resultieren.

Tabelle 70 gibt einen Überblick über die insgesamt notwendigen Speicherparameter im Szenario 2012. Diese Ergebnisse zeigen bereits, dass auch im Übertragungsnetz eher geringe Speicherleistungen jedoch sehr hohe Speicherkapazitäten notwendig sind, um das Netz zu entlasten. Vor allem in der durch einen hohen Windanteil geprägten Regelzone 50Hertz führen länger andauernde Windfronten zu durchgäng hohen Belastungssituationen, die in einem sehr hohen Entlastungsbedarf resultieren. Dies zeigt bereits deutlich, dass der Einsatz von Energiespeichern im Übertragungsnetz keine Alternative zu Netzausbaumaßnahmen darstellen kann. Aufgrund der zunehmenden Belastungssituation in den Zukunftsszenarien wird sich diese Situation darüber weiter verschärfen.

Tabelle 70: Speicherleistung und -kapazität zur Engpassbeseitigung im Szenario 2012

	Speicherleistung	***Speicherkapazität***
Szenario 2012	8 GW	660 GWh

9.3.3 Zusammenfassung und erste Bewertung

Die Besonderheit von Stromspeichern liegt in den möglichen Betriebsweisen Laden und Entladen, die praktisch sowohl einen Strombezug als auch eine Stromabgabe bedeuten. Rechtlich sind Stromspeicher gegenwärtig je nach Betriebsweise als Verbraucher oder als Erzeuger zu betrachten.

Der aktuelle Rechtsrahmen ist hinsichtlich des Einsatzes von Stromspeichern durch eine Vielzahl punktueller Regelungen geprägt. Er ermöglicht verschiedene Anwendungen

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

dezentraler Speicher. Mehrere Privilegierungen unterstützen ihre Wirtschaftlichkeit. Diese punktuellen Entlastungs- und Befreiungsregelungen lassen darüber hinaus auf eine generelle Abgabenlast für aus dem Netz bezogenen Strom schließen.

Das Zusammenwirken von Stromspeichern mit EEG-Anlagen wird besonders durch das EEG gefördert (Grünstrom bleibt Grünstrom, verpflichtende Direktvermarktung). Eine weitergehende aktive Förderung von Stromspeichern durch die Bundesregierung ist nicht absehbar, da diese auf einen Wettbewerb der verschiedenen Flexibilitätsoptionen abzielt.

Der Endberichts der Roadmap-Speicher [194] schätzt ein, dass:

- eine Speicherförderung nach dem Vorbild des EEG nicht zweckmäßig ist (komplizierte Regelungen, Gefahr von Fehlanreizen),
- weiterhin ein lernfähiger flexibler Rechtsrahmen benötigt wird (Ablehnung eines starren Speichergesetzes und einer gesetzlichen Definition von Stromspeichern) und
- eine Herausnahme von Stromspeichern aus dem Letztverbraucherbegriff als schwierig angesehen wird (unklare Folgen).

Die meisten Handlungsempfehlungen der Roadmap zum Energierecht betreffen daher Pumpspeicher- bzw. Speichergasanlagen.

Diskutiert wird die Möglichkeit für Netzbetreiber, selber Speicher rein innerhalb des Netzbetriebs einzusetzen, dafür auch Befreiungen von Abgabenlasten zu erhalten und diesen Betrieb ohne Außenwirkung vom Letztverbraucherbegriff auszunehmen [195], [196]. Gegenwärtig dürfte aber von einem engen Unbundling-Verständnis auszugehen sein. Ebenso steht die Ausschreibungspflicht für Regelenergie auf einem wettbewerblichen Markt dem entgegen.

Im Rahmen der Konzepterarbeitung zum Kapitel 9.4 werden aber durchaus weitergehende Betrachtungen anzustellen sein, die die Definition von Stromspeichern und die Einordnung ihres Betriebes in den Gesetzlichkeiten betreffen. Dabei sind insbesondere die begonnenen Diskussionen um das künftige Strommarktdesign zu berücksichtigen.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

9.4 Konzept zur Adaption und Erweiterung bestehender rechtlicher Randbedingungen für die Netzintegration dezentraler Speichereinheiten

9.4.1 Bereitstellung von Systemdienstleistungen (dynamische Basis)

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen

9.4.1.1 Bereitstellung von Momentanreserve und Primärregelleistung

Mittels des Abrufs von Regelleistung wird die ausgeglichene Bilanz von Erzeugung und Verbrauch eingehalten, um somit eine konstante Netzfrequenz herzustellen und folglich den sicheren Netzbetrieb zu gewährleisten. Für die Vorhaltung eines ausreichenden Maßes an Regelleistung sind nach §13 Abs. 1 Nr. 2 EnWG die Übertragungsnetzbetreiber verantwortlich. Die derzeitigen Regularien zur Bereitstellung und Erbringung der Regelleistung sind Kapitel 9.2 zu entnehmen.

Im Zusammenhang mit den Regelleistungsarten wird ebenfalls häufig der Begriff Momentanreserve genannt. Die derzeitige Erbringung von Momentanreserve basiert auf den physikalischen Eigenschaften der rotierenden Generatorschwungmassen der konventionellen Kraftwerke. Durch die Trägheit der rotierenden Massen wird dabei z. B. ein Frequenzabfall bei einem Erzeugungsausfall oder einer sprunghaft angestiegenen Last gedämpft und somit das Netz kurzfristig stabilisiert. Aufgrund der Vielzahl der am Netz verbleibenden konventionellen Kraftwerke wurden bisher keine expliziten rechtlichen Vorgaben zur Erbringung der Momentanreserve im Gesetzestext genannt. Zudem existiert für diesen inherenten physikalischen Effekt derzeit kein Vergütungssystem.

9.4.1.2 Zukünftige Erbringung von Momentanreserve und Primärreserveleistung durch elektrochemische Speicher und Anpassungsbedarf

Auf Grund des Rückbaus konventioneller Kraftwerke und des zunehmenden Ausbaus regenerativer, umrichterbasierter Erzeugungsanlagen ist in Zukunft in Deutschland von einer reduzierten am Netz verbleibenden Momentanreserve auszugehen [197]. Obwohl angenommen werden kann, dass sich innerhalb des europäischen Verbundnetzes daraus keine signifikanten Engpässe ergeben, sind zur Gewährleistung der zuverlässigen und vollumfänglichen Systemverantwortung Deutschlands geeignete alternative technische Lösungen zur Bereitstellung der Momentanreserve erforderlich. Spätestens dann ist es notwendig, die Beschaffung der Momentanreserve über gesetzliche Regelungen in die Systemverantwortung der Übertragungnetzbetreiber zu integrieren.

Derzeit werden kurz- und mittelfristig große Windenergieanlagen zur Erbringung von Momentanreserve als effizienteste und wirtschaftlichste Alternative angesehen. Die dena empfiehlt daher primär die rechtlichen und marktlichen Regularien zur Bereitstellung hieran dementsprechend anzupassen [197]. Langfristig sind weitere Optionen z. B. die Drosselung dezentraler Anlagen sowie Batteriespeicher insbesondere auf technische Notwendigkeit und

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Wirtschaftlichkeit zu untersuchen. Ebenfalls wäre dann die Konformität der Regularien zur bevorzugten Windinertia zu prüfen. Batterien eignen sich insbesondere aufgrund ihrer Eigenschaft der schnellen Reaktionszeiten und Erbringung steiler Leistungsgradienten zur Bereitstellung von Momentanreserve. Diese Eigenschaften sollten in etwaigen zukünftigen Präqualifikationsverfahren für Momentanreserve ebenfalls berücksichtigt werden. Die optimale Auslegung hinsichtlich Leistungsfähigkeit und Energiekapazität ist eine weitere Forschungsfrage, die es dann in diesem Zusammenhang zu beantworten gilt.

Die dena verweist zudem darauf, dass langfristig genug ausländische Kapazitäten zur Bereitstellung von Momentanreserve zur Verfügung stehen und daher nicht von einer Marktanpassung mit einhergehendem Vergütungssystem auszugehen ist [197]. Ein entsprechendes Marktmodell für Momentanreserve könnte jedoch generell an dem existierenden Vergütungsmodell für Regelenergie angelehnt werden.

Dass der Betrieb von Großbatteriespeichern bereits heute wirtschaftlich sein kann und eine gewisse Konkurrenzfähigkeit zu anderen Anbietern der PRL besteht, wird an einigen Pilotprojekten demonstriert. Zum Beispiel hat das Batteriekraftwerk Schwerin (WEMAG AG, 5 MWh/5 MW) die Präqualifikation abgeschlossen und ist bereits 2014 zur Bereitstellung von Primärregelleistung in Betrieb gegangen. Ist in den kommenden Jahren von einer Senkung der Preise für Batteriesysteme auszugehen, kann sich die wirtschaftliche Lage sogar noch verbessern.

Der allgemeine rechtliche Rahmen zur Bereitstellung von Regelenergie sollte unter anderem insbesondere hinsichtlich des Letztverbraucherbegriffs für Speicheranlagen angepasst werden (vgl. Kapitel 9.4.2). Die Struktur des derzeitigen Regelenergiemarktes für Primärreserveleistung erschwert die Teilnahme von kleinen und dezentralen elektrochemischen Speichern als Einzelanlagen. Folgende Anpassungen würden die Teilnahme am Markt für Primärreserveleistung daher erleichtern:

- Derzeit wird das Lademanagement durch gewährte Freiheitsgrade (Übererfüllung, Fahrplangeschäfte, …) der Übertragungsnetzbetreiber unterstützt. Aufgrund des asymmetrischen Leistungsprofils von Speichern wäre eine Trennung der Regelrichtungen für die Erbringung von Primärreserveleistung für die Marktimplementierung jedoch von Vorteil.
- Die Verkürzung der Ausschreibungszeiträume auf z. B. täglich hätte nicht nur einen positiven Effekt auf den Wettbewerb, sondern würde die Teilnahme kleinerer Anlagen fördern und den Markt flexibler gestalten.
- Präqualifikationsanforderungen (Doppelhöckerkurve) für moderne (Batterie)Speicher sollen auf eine Einfachhöckerkurve (15 Minuten) reduziert werden, da der typische Verlauf der PRL-Ergbringung im Regelfall die Volatilität der Doppelhöckerkurve nicht erreicht und diese in Realität bisher nicht überschritten wurde [198].

Kleine Anbieter können derzeit aufgrund der Mindestangebotsgröße (+/- 1 MW) lediglich durch Poolung mehrerer Anlagen am Regelenergiemarkt teilnehmen. Eine weitere

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Reduzierung der Mindestangebotsgröße ermöglicht den Marktzutritt für neue Technologien, z. B. Batteriespeicher. Aus technischer Sicht eignen sich elektrochemische Speicher durchaus zur Erbringung von Momentanreserve und Primärregelleistung. Im zukünftig umrichterbasierten Versorgungssystem wäre die Bereitstellung der Momentanreserve als zusätzliche Aufgabe der Netzbetreiber zunächst in den gesetzlichen Rahmen zu integrieren. Für Momentanreserve besteht derzeit jedoch kein Vergütungssystem und es ist fraglich, ob zukünftig mit einer Anpassung des Regelleistungsmarktes zu rechnen ist. Die gewährten Freiheitsgrade zur Erbringung von Primärregelleistung tragen dazu bei, dass sich bereits heute im großtechnischen Maßstab Batteriesysteme annähernd wirtschaftlich betreiben lassen. Im Rahmen dezentraler Erbringung würde eine Reduzierung der Markteintrittsbarrieren die Konkurrenzfähigkeit fördern.

9.4.2 Bereitstellung von Systemdienstleistungen (quasidynamische Basis) sowie zur Langzeitspeicherung von Energie

Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg

9.4.2.1 Bereits eingeleitete Änderungen des Rechtsrahmens

Anreize zur Entwicklung und zum Einsatz von Flexibilitäten werden vorrangig durch den Rechtsrahmen (inkl. Fördersysteme) und das Strommarktdesign gesetzt. Beide Entwicklungen müssen daher immer parallel betrachtet werden.

Der Strommarkt in Deutschland befindet sich aktuell in einem Wandel. Vor kurzem hat die Bundesregierung den Entwurf des Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes veröffentlicht [199]. Dieser berücksichtigt einzelne Anpassungen der regulatorischen Rahmenbedingungen mit dem Ziel eine kosteneffiziente, umweltfreundliche und unterbrechungsfreie Stromversorgung zu gewährleisten. Für den Einsatz von Batteriespeichern relevante Aussagen des Strommarktgesetzentwurfes [199] sind in Tabelle 71 erläutert.

Tabelle 71: Die vorgeschlagene Änderungen der regulatorischen Rahmen nach [199]

Vorgeschlagene Änderungen	***Inhalt***
EnWG (Artikel 1)	• Stärkung des Wettbewerbs am Strommarkt, unverzerrte Marktpreise, zugelassene Preisspitzen um die Refinanzierung von neuen Anlagen (insbesondere auch selten eingesetzte Erzeugungs- und Speicheranlagen) zu unterstützen (Planungs- und Investitionssicherheit). • Zuordnung des an Ladestationen von Elektrofahrzeugen bezogenen und abgegebenen Stroms zum Letztverbrauch. Der Betrieb ist damit kein Teil des Versorgungsnetzes, auch wenn die Ladestationen von Stromversorgern selbst bezogen werden – eine Finanzierung über Netzentgelte ist in dem Fall ausgeschlossen. Die Klarstellung dient der Rechtssicherheit und soll nach

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Vorgeschlagene Änderungen	*Inhalt*
	Meinung des BMWi als Förderung privater Investitionen verstanden werden. • Verpflichtung für die Betreiber von Stromspeichern und auch Stromerzeugungsanlagen, die für einen sicheren Netzbetrieb notwendigen Informationen (incl. Echtzeitdaten) auf Verlangen an den Netzbetreiber zu übermitteln. • Explizite Verpflichtung die Bilanzkreise jede Viertelstunde abzurechnen und ausgeglichen zu halten, auch bei Maßnahmen nach §13 Abs. 2 EnWG. Die Abrechnung von Ausgleichsenergie durch die ÜNBs gegenüber den Bilanzkreisverantwortlichen muss grundsätzlich den gesamten Abrechnungszeitraum vollständig umfassen. Es können allerdings Situationen nicht ausgeschlossen werden, in denen die Abrechnung tatsächlich unmöglich ist oder mit einem unverhältnismäßigen Aufwand verbunden wäre. In solchen Ausnahmesituationen kann die Regulierungsbehörde im Wege des Verwaltungsvollzugs von aufsichtsrechtlichen Maßnahmen unter dem Gesichtspunkt der Verhältnismäßigkeit absehen oder zum Beispiel im Einzelfall eine pauschalierte Abrechnung über Näherungswerte zulassen. Die Klarstellung dient der Preiswirksamkeit insbesondere bei Fahrplanabweichungen und begünstigt den Einsatz der sehr schnell verfügbaren Speicher. • Regelenergiepreise können neben den Ausschreibungen zukünftig auch in einem Einheitspreisverfahren aus den Grenzkosten der letzten eingesetzten/benötigten Anlage bestimmt werden. Ob sich dadurch, wie vom BMWi behauptet, ein effizienteres Marktergebnis einstellen wird, sei dahingestellt. Durch die Windfall-Profite der Anbieter mit geringeren Grenzkosten wird aber deren Refinanzierung unterstützt. • Einbeziehung von in Planung und Bau befindlichen Anlagen in das neu zu schaffende Monitoring zur Versorgungssicherheit (Auslösung: Vorliegen der öffentlich-rechtlichen Genehmigungen). Stromspeicher werden explizit einbezogen, was Melde- und Informationspflichten begründet. • Die Einrichtung einer nationalen Informationsplattform bis 2017, die Marktteilnehmern effizient Daten über Erzeugung, Verbrauch und Handelsentscheidungen bereitstellen soll, ist für Speicherbetreiber bei der Fahrplangestaltung insbesondere bei vorgesehenen mehreren Einsatzgebieten positiv.
StromNZV (Artikel 4)	• Der Abbau der Eintrittsbarrieren am Regelenergiemarkt verstärkt den Einsatz von flexiblen Anbietern und öffnet so z. B. den Regelenergiemarkt auch für Anbieter von Lastmanagement. Hierzu notwendige Konkretisierungen erfolgen untergesetzlich. • Es erfolgt eine Öffnung der Bilanzkreise auch für Sekundärregelung entsprechend der bisherigen Nutzung von Minutenreserve. Dies hat positive Folgen für Anbieter aus dem Bereich des Lastmanagements oder der

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Vorgeschlagene Änderungen	*Inhalt*
	Poolung flexibler Einheiten. • Bislang waren die Kosten des Einsatzes von Regelenergie von den Bilanzkreisverantwortlichen zu tragen. Jetzt sollen als Ergänzung der obigen Neuregelung zur Ausgleichsenergie in Ausnahmenfällen und nach Zustimmung der BNetzA auch die Kosten für die Vorhaltung von Ausgleichsenergie weitergegeben werden können.
EEG (Artikel 8)	• Eine Regelungslücke im EEG 2014 wird dahingehend geschlossen, dass die ebenfalls viertelstündliche Bilanzierungspflicht für EEG-Anlagen in der Direktvermarktung klargestellt wird. Die Klarstellung ist wichtig für den Betrieb von Speichern im Verbund mit EEG-Anlagen. • Hinsichtlich der Phasen negativer Börsenpreise wird ebenfalls klarstellend auf beide Marktsegmente (day-ahead und intraday) kumulativ abgestellt.

Es ist davon auszugehen, dass insbesondere die Ermöglichung von Preisspitzen und die stärkere Verpflichtung zum Ausgleich der Bilanzkreise die nachhaltigsten Impulse für die Wirtschaftlichkeit von Speicheranwendungen setzen werden und so marktgetriebene Speicheranwendungen zunehmen werden.

9.4.2.2 Diskussion um neue Speichermärkte und Netzintegrationsmodelle

In der Literatur werden Möglichkeiten diskutiert, dass Netzbetreiber zukünftig selber Speicher ausschließlich als Netzbetriebsmittel einsetzen können oder selber Speicher für Systemdienstleistungen erwerben und einsetzen können. Der Bedarf dafür ist nicht geklärt; so werden solche Möglichkeiten in der im Punkt 3.1.2 erwähnten dena-Studie oder in der Studie „Stromspeicher in der Energiewende“ der Agora-Energiewende [77] nicht in Betracht gezogen.

In Bezug auf die Speichernutzung durch Netzbetreiber sind rechtliche Regelungen insbesondere für den Fall notwendig, wenn der Netzbetreiber den Energiespeicher als Netzbestandteil erwirbt und betreibt sowie wenn er die Speicherkapazität zur Erfüllung der Netzsystemdienstleistungen (z.B. Regelenergie) erwirbt [198]. Hierdurch soll der diskriminierungsfreie Erwerb von Energiespeichern bzw. derer Kapazität sichergestellt werden. Es besteht Klärungsbedarf, ob der Anbieter von Speicherkapazitäten als Teilnehmer am Markt für Flexibilitätsoptionen diskriminierungsfreien und technologieneutralen Zugang zu diesem Markt hat. Dafür sind die folgende Änderungen in regulatorischen Rahmenbedingungen vorzuschlagen [198]:

- Es ist vor allem notwendig den Begriff Energiespeicher in allen Gesetzen gleich zu definieren, wobeid der Begriff Energiespeicher unterschiedliche Formen der Energiespeicherung umfasst. In diesem Zusammenhang muss ebenso der Begriff des

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Speicherbetreibers auf die verschiedenen Arten von Energiespeichern erweitert werden.

- Der Begriff „Letzverbraucher“ soll geschärft werden, um sicherzustellen, dass ein Energiespeicher kein Letzverbraucher ist. Somit wird eine Doppelbelastung für die Zwischensspeicherung von Energie vermieden und eine Investitionssicherheit für Speicherbetreiber hergestellt.
- Es sollen gleiche Rechte für alle Anbieter von Regelenergie geschaffen werden.

Nach [198] können moderne Batteriespeicher Teil des Netzes (ÜN und VN) sein, wenn sie für eine optimale Netzbelastung dienen: zum Abbau der Einspeisevolativität (Glättung von Lastspitzen), zur Reduzierung von Netzengpässen oder zur Vermeidung von Härtefällen des EEG beitragen. Weiterhin eignen sich Batteriespeicher zur Bereitstellung von Netzsystem-dienstleistungen und können Regelenergie, Spannungshaltung, Schwarzstartfähigkeit auch in Kombination mit anderen Erzeugern (Gas-, Kohlekraftwerken) bereitstellen (in diesem Fall sind sie kein Teil des Netzes, weil der Netzbetreiber nicht dazu verpflichtet ist diese Flexibilitätsoptionen zu nutzen). Davon ausgehend ist geboten ein Level-Playing-Field für alle vorhandene Flexibilitätsoptionen zu schaffen. Dies setzt voraus, dass Netzbetreiber diese Optionen „nach transparenten, nichtdiskriminierenden und marktorientireten Verfahren“ im Wettbewerb tragen (§22 Abs.1 EnWG), insb. gilt dies für die Präqualifikationsbedingungen von Stromspeichern am Markt für Regelenergie. Es entsteht ein freier wettbewerblicher Speichermarkt einerseits für Netzsystemdienstleistungen (z.B. Regelenergie) und andererseits für die Nachfrage nach Speicherkapazität im Algemeinen. Die Kosten für den Erwerb von Energiespeichern (Investitionen) durch den Netzbetreiber und für den Erwerb von Speicherkapazität für Netzdienstleistungen (nicht beeinflussbare Kosten) sind im Rahmen der ARegV zu wälzen. Der Preis für Speicherkapazitäten, die nicht netzbezogen nachgefragt werden, bildet sich im Wettbewerb. Deshalb bedarf dieses Marktsegment auch keiner rechtlichen Regulierung. Unternehmen jeder Art können Speichergesellschaften betreiben.

Eine zentrale Frage bei der rechtlichen Behandlung von Stromspeichern sind die Begrenzungen durch das Unbundling, die festlegen, inwieweit ein rein netzdienlicher Einsatz von Speichern durch Netzbetreiber möglich ist. Die Autoren in [195] sehen dies bei einem weiten Unbundling-Verständnis als möglich an. Natürlich dürften die Netzbetreiber dabei nicht am Strommarkt teilnehmen. Speicher als Teil des Netzes wären dann mitreguliert, etwaige Erträge müssten netzkostenmindernd angesetzt werden. Die Autoren machen detaillierte Änderungsvorschläge für das EnWG, die StromNEV und die ARegV, um sowohl Stromspeicher explizit zu nennen als auch ein weites Verständnis für rein netzdienliche Speichernutzungen durch Netzbetreiber zu ermöglichen. Als Beispiele aus [195] seien hier genannt:

- In §3 Nr. 6 EnWG auch elektrische Speicher aufnehmen.
- In §3 Nr. 25 EnWG beim Letztverbraucherbegriff die zeitversetzte Rückspeisung in elektrische Netze ausnehmen.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

- In §3 Nr. 31 EnWG Speichern von Netzbetreibern (für reinen Netzbetrieb) aufnehmen.
- In §11 EnWG als Kriterium für die Netzoptimierung den Stand der Technik explizit nennen.
- In §11 Abs. 2 ARegV die Kosten für Stromspeicher zur Netzoptimierung aufnehmen.
- In §23 Abs. 1 ARegV bei den anrechnungsfähigen Investitionsmaßnahmen Speicher von Netzbetreibern zur Wahrung ihrer Aufgaben aufnehmen.

Bei dieser Rechtsauffassung bleibt nach wie vor ein Abgrenzungsproblem zum Regelenergiemarkt, dessen Umfang ohne Zweifel von einem netzdienlichen Speichereinsatz durch Netzbetreiber beeinflusst werden würde. Um einen rein netzdienlichen Speichereinsatz durch Netzbetreiber auch hier zu akzeptieren, müsste rechtlich klargestellt werden, dass der Umfang der Beschaffung von externer Regelenergie nicht vorgeschrieben ist und die Ausschreibungspflicht nur für den Bereich des eigenen Unvermögens der Netzbetreiber hinaus gilt.

Zu beachten ist, dass schon nach der aktuellen Rechtslage (insb. StromNZV) die Ausschreibungspflicht für Regelenergie nur an die ÜNBs adressiert ist, woraus die Autoren in [195] eine Freiheit für VNBs beim Einsatz eigener Speicher ableiten. Rechtssicherer wäre natürlich eine diesbezügliche Konkretisierung im EnWG. Für Betreiber nachgelagerter Netze mit weniger als 100.000 Kunden besteht bereits jetzt eine Befreiung von der Ausschreibungspflicht bei der Beschaffung von Ausgleichsenergie (De-Minimis-Klausel).

Der auch diskutierte alternative Ansatz eines eigenständigen Marktes für Speicherdienstleistungen müsste natürlich allen Anbietern offenstehen. Die vorstehend diskutierten Abgrenzungs- und Unbundling-Probleme gelten bei einem Speicherbetrieb durch Netzbetreiber aber auch hier. Wegen des beabsichtigten Wettbewerbs der Flexibilitätsoptionen ist ein eigenständiger Markt für Speicherdienstleistungen schwer vorstellbar. Als Fazit ist festzuhalten, dass eine Vermischung rein netzbetrieblicher Anwendungen mit Marktaktivitäten eines Speichers im Besitz eines Netzbetreibers praktisch weder zu kontrollieren noch zu verhindern wäre.

9.4.2.3 Allgemeiner Ausblick

Die AG 3 „Interaktion“ der damaligen Plattform Erneuerbare Energien des BMU hatte 2012 ermittelt, dass von den ca. 20 Flexibilitätsoptionen bereits viele genutzt werden und dies eine wesentliche Ursache dafür ist, dass bei steigendem Ausbau der EE-Stromerzeugung der Bedarf an Regelenergie bislang nicht wesentlich gestiegen ist (Ausnahme negative Regelenergie). Die abgeschätzten Kapazitäten aller Flexibilitätsoptionen übersteigen jetzt und auf absehbare Zeit den Bedarf, so dass die Bundesregierung folgerichtig auf einen Rechtsrahmen orientiert, der einen Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen unterstützt [200].

In einem durch EE-Stromerzeugung mit fluktuierender Einspeisung dominierten System gewinnen Batteriespeicher aufgrund ihrer Besonderheiten zunehmend an Bedeutung durch:

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

- zeitliche und räumliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch,
- schnelle und große Leistungsänderung in positiver wie negativer Richtung sowie
- Systemdienstleistungen.

Der langfristig gedachte strategische Ansatz für einen breiten Speichereinsatz muss also bei der Schaffung einer Qualitätskomponente für Versorgungssicherheit und Systemstabilität inklusive eines wettbewerblichen Vergütungssystems sowie der Integration von Stromspeichern auf allen Netzebenen ansetzen. Gern geforderte Befreiungen von Letztverbraucherabgaben oder neue Fördersysteme mögen durchaus wünschenswert sein, aufgrund der EEG-Finanzierung an der Belastungsgrenze und des gewünschten Wettbewerbs der Flexibilitätsoptionen erscheinen sie gegenwärtig nicht realisierbar. Interessant ist, dass die genannten strategischen Ansätze bereits vor zehn Jahren erkannt wurden [201].

Als grundsätzliches Papier für die weitere Entwicklung ist das 10-Punkte-Programm der 110-kV-Verteilnetzbetreiber und des Übertragungsnetzbetreibers der Regelzone 50Hertz zur Weiterentwicklung der Systemdienstleistungen mit Integration der Möglichkeiten von dezentralen Energieanlagen zu bewerten [202].

Kurz- bis mittelfristig umsetzbare Ansätze zur Fortschreibung des Rechtsrahmens sind schon beschrieben worden:

- Stärkere Integration von Stromerzeugung (hier besonders EEG-Anlagen) in den Netzbetrieb: Umstellung der EEG-Vergütung von installierter auf systemdienliche/gesicherte Kapazität [203]. Dazu ist festzuhalten, dass dieser Vorschlag ohne Zweifel Speicheranwendungen durch Betreiber von EEG-Anlagen anreizen würde, auf der anderen Seite aber im EEG die ohnehin gering ausgeprägte dynamische Kosteneffizienz drastisch verringert werden würde. Alternative: Für die Berücksichtigung der Netzeigenschaften am Standort neuer EEG-Anlagen ist eine grundsätzliche Neugestaltung der Ausfallvergütung im EEG-Einspeisemanagement längst überfällig.
- Eine wichtige Maßnahme zur Förderung von Batteriespeichern ist die Einführung eines Qualitätszuschlags für die Schnelligkeit von Batteriegroßspeichern bei Ausschreibungen von Regelenergie [195].
- Eine weitere Möglichkeit zur Stärkung elektrochemischer Energiespeicher ist die Überarbeitung der Netzentgeltsystematik mit einer Stärkung des Leistungsanteils gegenüber dem Mengenanreiz. Darüber hinaus sind eine höhere Flexibilität für Smart Contracts in der StromNEV und ein bundesweiter Ausgleich der Netzentgelte für Übertragungnsetze notwendig.
- Außerdem ist eine Überarbeitung der Anreizregulierung notwendig, sodass ebenso FuE-Kosten anerkannt werden. Dies beinhaltet auch eine explizite Nennung von Speicherkosten zur Ermöglichung derer Refinanzierung und die Einführung eines Investitionsbudgets oder alternativ die Schaffung eines Innovationsfonds.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Qualitätskriterien könnten nach den vorstehend genannten Autoren an der Versorgungssicherheit (Unterbrechungshäufigkeit und Unterbrechungsdauer) oder der sog. dezentralen Effizienz (Quotient aus vermiedener Netzlast und Netzhöchstlast) festgemacht werden.

Eine Förderung der netzdienlichen Arbeitsweise von Energiespeichern ist bereits in der Photo-voltaik-Speicherförderung des KfW vorgesehen. Diese Förderung gilt für alle PV-Speicher-Anlagen, die nach dem 31.12.2012 installiert wurden und eine installierte Leistung < 30 kW besitzen. Durch die Verpflichtung zur Begrenzung der maximalen Erzeugungsleistung auf 50 % der installierten PV-Leistung erzielt diese Förderung eine Optimierung der Speichereinsatzzeiten. Diese Verpflichtung gilt über die gesamte Lebensdauer der PV-Anlage und mindestens für einen Zeitraum von 20 Jahren. Darüber hinaus erstreckt sie sich auch über den Weiterbetrieb der Anlage nach Außerbetriebnahme des Speichersystems hinaus. Das Speichersystem selbst muss über eine Zeitwertersatzgarantie von zehn Jahren verfügen. Um die Förderung zu erhalten, muss darüber hinaus der Wechselrichter über eine geeignete elektronische und offen gelegte Schnittstelle zur Fernparametrierung sowie zur Fernsteuerung verfügen. Die geförderten Batteriespeicher müssen mindestens 5 Jahre „zweckentsprechend“ betrieben werden. In dieser Zeit darf der PV-Speicher nicht stillgelegt werden und nur dann verkauft werden, wenn ein entsprechender Wieterbetrieb nachgewiesen wird [204]. Da die derzeitige KfW-Förderung vor allem den Speichereinsatz in der Niederspannung zunehmend fördert und zusätzlich zu einer netzangepassten Fahrweise der Energiespeicher führt, wird empfohlen, diese Förderung weiter auszubauen.

Die vorstehenden Ausführungen gelten prinzipiell auch für nachgelagerte Netze. Für einen Speichereinsatz in nachgelagerten Netzen kann keine generelle Empfehlung gegeben werden, die Bedingungen des Einzelfalls dominieren. So haben Simulationen in AP 2 ergeben, das Netzausbaumaßnahmen mehr positive Auswirkungen auf Spanungsschwankungen und Betriebsmittelentlastungen haben als Speicher, während Speicher Vorteile hinsichtlich der Belastungen des vorgelagerten Netzes haben. In den simulierten Fällen sind kurzfristige Abregelungen (EEG-Einspeisemanagement bzw. Redispatch nach EnWG) ökonomisch, während langfristig (30 Jahre) Netzausbaumaßnahmen am wirtschaftlichsten sind. Speicheranwendungen sind langfristig wegen der begrenzten Batterielebensdauer und damit verbundenen Mehrfachinvestitionen bis zu fünfmal teurer als Netzausbau (ohne Berücksichtigung der Effekte in vorgelagerten Netzen).

Zusammenfassend sind weitere Anpassungsvorschläge der heutigen Rahmenbedingungen aus [205] zu nennen, die es ermöglichen den Zielkonflikt zwischen einer systemdienlichen und verbrauchsoptimierten Arbeitsweise von Batteriespeichern zu lösen. In erster Linie müssen einheitliche Kommunikationsstandards sowie standardisierte Schnittstellen für dezentrale Batteriespeicher entwickelt werden, um eine zentrale Ansteuerung der Speichersysteme durch den VNB zu ermöglichen. Weiterhin ist es notwendig, Batteriespeicher mit einer internen Intelligenz auszurüsten, um eine dezentrale Selbststeuerung zu gewährleisten und so den Steuerungsaufwand durch den VNB zu

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

minimieren. Um hierbei den technischen sowie finanziellen Aufwand für Batteriespeicher zu reduzieren, sollen die technischen Anschlussrichtlinien (TAR) für dezentrale Stromspeicher erweitert werden. Darüber hinaus müssen Betriebsmodelle für Batteriespeicher entwickelt werden, die einen wirtschaftlichen Einsatz ermöglichen. Um dies zu erreichen muss ebenso über eine Vergütung für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch Batteriespeicher diskutiert werden. Im Zuge dessen ist es wichtig die Vorteile und Synergien des systemdienlichen Speichereinsatzes für Speicherbetreiber und Netzbetzreiber zur Profiterhöhung für beide Akteuere zu untersuchen. Als weiterer notwendiger Aspekt ist die Öffnung der neuen und Anpassung der alten Märkte zu nennen, um einen wirtschaftlichen Betrieb von Batteriespeichern zu ermöglichen.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Arbeitspaket 10

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme

10 Akzeptanzproblematik

In diesem Arbeitspaket wurde die Akzeptanz von Batteriespeichern näher beleuchtet, indem zuerst die beteiligten Akteure aufgezeigt wurden und der Begriff der Akzeptanz näher erörtert wurde. Danach wurden Akzeptanzkriterien definiert und diese mit Fokus auf der kommunalen Ebene diskutiert.

10.1 Evaluation möglicher Akzeptanzprobleme

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme

Um eine bessere Übersicht zu erlangen, wurden die möglichen Akzeptanzprobleme von Batteriespeichern mit anderen Energiespeichern und möglichen Systemlösungen der Energiewende verglichen. Die einzelnen Akteure in einer Energieversorgung vertreten verschiedene Interessen. Durch die stetige Erhöhung von EE ändert sich der Energiemarkt ständig und es sind sehr viele Akteursgruppen betroffen, weil die Energieversorgung alle Teile der produzierenden Gesellschaft betreffen. Dies wird durch die zukünftige Dezentralität der Energieversorgung noch stärker eintreten. Die Rolle des typischen Stromkonsumenten wandelt sich dabei mit der verstärkten Dezentralität. Neben der jeweiligen Einstellung ist zwischen der Aktivität bzw. dem Handlungswillen der Akteure zu unterscheiden, um deren Akzeptanz zu untersuchen. So wird zwischen vier Akzeptanzdimensionen unterschieden Bei der Einteilung wird dabei zwischen positiver und negativer Bewertung sowie zwischen passiver und aktiver Handlungsbereitschaft differenziert.

Für den Bürger als reinen Stromkonsument stehen die Batteriespeicher weniger stark im Fokus, da sie keinen Nutzen aus der dezentralen Technik für sich ersehen können. Dadurch ergibt sich hauptsächlich die Akzeptanzdimension Befürwortung. Es bleibt zu beobachten, ob sich eine gewisse Neiddebatte einstellen wird, in der sich die Bürger ohne PV-Anlage als benachteiligt sehen gegenüber PV-Dachanlagenbetreiber, die durch eine finanziell geförderte Eigenverbrauchserhöhung weniger für die EE zahlen müssen. Es müssen somit beispielsweise weniger Bürger die EEG-Umlage bezahlen.

Tabelle 72 gibt eine Übersicht über die beteiligten Akteure in Bezug auf Batteriespeicher in Verteilnetzen. Zusätzlich wird der Fokus, deren Einstellung und die Handlungsaktivität dargestellt. Daraus wird die Akzeptanz, welche die einzelnen Akteure auf die Batteriespeicher haben, abgeleitet.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Tabelle 72 Auflistung der beteiligten Akteure in Bezug auf Batteriespeicher in Verteilnetzen

Akteur	*Fokus auf die Technologie*	*Bewertung*	*Handlung*	*Dimension der Akzeptanz*
Stromkonsumenten ohne EE-EZA[33]	Klein	Zumeist Neutral	Passiv bis Neutral	Eher Befürwortung
Dezentrale EZA	Sehr Groß	Positiv	Aktiv	Engagement
Installateure und Batterieindustrie	Sehr Groß	Positiv	Aktiv	Engagement
Forschung & Entwicklung	Groß	Ambivalent, aber zumeist Positiv	Aktiv	Befürwortung bis Engagement
Landes- und Bundespolitik	Klein bis Mittel	Ambivalent	Neutral bis Aktiv	Ablehnung bis Befürwortung
Regionalpolitik und Kommunen	Mittel	Neutral bis positiv	Teils Aktiv	Ablehnung bis Engagement
Energieversorger	Groß	Ambivalent	Passiv, aber teils Aktiv	Ablehnung bis Befürwortung
Netzbetreiber	Groß	Ambivalent, aber zumeist Positiv	Neutral bis aktiv	Ablehnung bis Befürwortung

Die einzelnen Akteure beeinflussen sich untereinander. Die Bundes- und Landesregierungen haben dabei eine tragende Rolle, da sie mit jedem Akteur interagieren. Die Bundesregierung bestimmt die Rahmenbedingungen für die Integration von Batteriespeichern oder schreibt Förderprogramme für wissenschaftliche Projekte aus. Zugleich ist sie abhängig von den Wählerstimmen der Stromkonsumenten und den Betreibern von dezentralen Erzeugereinheiten. Die vier großen Energieversorger, Netzbetreiber, Batterie- und EE-Hersteller versuchen ihrerseits, ihre Interessen bei der Regierung zu vertreten.

[33] EZA: Erzeugungsanlagen

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Akzeptanzbewertungskriterien

Es wurden sechs Akzeptanzkriterien ausgewählt, auf dezentrale Batteriespeicher zugeschnitten und diskutiert. Dabei wurde speziell die Sichtweise von Kommunen zu großen Batteriespeichern betrachtet. Diese waren im Einzelnen:

- **Vertrauen**
  (Das Kriterium Vertrauen kann unterteilt werden in das Vertrauen in die Politik, in die Industrie und in das zentrale Energieversorgungssystem.)
- **Volkswirtschaft**
  Wird die regionale Wertschöpfung betrachtet, so sehen Kommunen zumeist wirtschaftliche Vorteile (vgl. Abbildung 204)

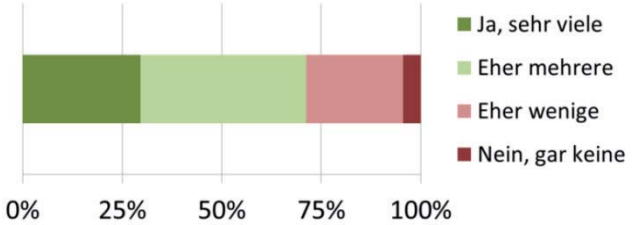


Abbildung 204: „Sehen Sie im lokalen Einsatz von Energiespeichern für Ihre Gemeinde/Stadt auch wirtschaftliche Vorteile?“

- **Umwelt und Gesundheit**
  Batteriespeicher sollen emissionsfrei im Betrieb sein und ein geringes Umweltgefährdungspotential haben.
- **NIMBY**
  Prinzipiell steht ein großer Teil der Bevölkerung, den EE positiv gegenüber. Trotzdem gibt es lokale Proteste gegen EE. Dieser Gegensatz zwischen lokalem Protest und allgemeiner Befürwortung wird als der „Not In My Back Yard“ (NIMBY) Effekt beschrieben.
- **Soziales und Ethisches**
  Batteriespeicher ermöglichen Z. b. prinzipiell eine sozial gerechtere Verteilung der externen Kosten, welche durch die Energieversorgung entstehen.
- **Technische Machbarkeit**
  Die Problematik der technischen Machbarkeit spiegelt sich somit nicht in der Batterietechnologie, sondern mehr in der Integration der Speicher wieder. So kann es vorkommen, dass viele die Befürchtung haben, dass Batteriespeicher eine zu kleine kumulierte Speichermenge haben, um bei der Energiewende eine Rolle zu spielen. Zudem könnten die Forschungs- und Markanreizkosten als recht hoch angesehen werden, im Vergleich zum langfristigen Nutzen einer Einhaltung eines 2°C Klimaziels.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

10.1.1 Gefährdungen

Bleibatterien

Generell ist bei Bleibatterien mit einem Auslaufen des ätzenden Elektrolyts (Schwefelsäure) zu rechnen. Es gibt auch eine Gefährdung durch austretendenWasserstoff und Sauerstoff, da es bei kleinen Feuerfunken zur Knallgasreaktionkommen kann [206]. Bei neueren Varianten wie beispielsweise den Blei-Gel-Batterienschützt hingegen der als Gel gebundene Elektrolyt die Batterie vor einemAuslaufen [207].

Auch die bereits in den 1970er Jahren entwickelten ventilregulierten Bleibatterien erweisen sich gegenüber einfachen Bleibatterien als vorteilhaft: Da sie verschlossen sind, können hier keine korrosiven Dämpfe entweichen [208]. Gerade solche Dämpfe sind nämlich für den Menschen potenziell gefährlich, die, sobald sie eine toxische Konzentration im Körper erreichen, die Hämoglobin-Synthese im Knochenmark hemmen und somit zu einer Bleianämie führen können. Darüber hinaus wurde die Toxizität von Blei auf die menschlichen Organe und das vegetative Nervensystem in zahlreichen Studien untersucht und belegt [209].

Bei Pflanzen führen höhere Bleikonzentrationen zu Wachstumsstörungen und einer Beeinträchtigung der Photosynthese [210].

Natrium-Schwefel-Batterien

Es liegen für Natrium-Schwefel-Batterien kaum Erfahrungen hinsichtlich des Unfallverhaltens vor. Als bedenklich werden jedoch die hohe Betriebstemperatur und das somit erhitzte Batterieinnere sowie das Austreten der beiden flüssigen Elektrolyte Natrium und Schwefel eingestuft [207, 208]. Dies liegt unter anderem darin begründet, dass Natrium nach dem „Global harmonisierten System zur Einstufung und Kennzeichnung von Chemikalien“ als ätzend und hochentzündlich, Schwefel hingegen als reizend gilt. Werden diese beiden Reaktionspartner jedoch angemessen gesichert, sollten nur geringe Umweltauswirkungen zu erwarten sein [206].

Andernfalls reagiert austretender Schwefel mit der Luft zu Schwefeldioxid, sodass dieser einen eutrophierenden und versauernden Charakter annimmt und dadurch enorme Umweltrisiken für Luft, Gewässer und Böden entstehen [211].

Lithium-Ionen-Batterien

Da Lithium-Ionen-Batterien aus schnell entzündlichen Materialien bestehen, muss jede einzelne Zelle elektronisch überwacht werden, um die Funktionsfähigkeit und die Sicherheit des Gesamtsystems sicherzustellen [206]. Im dennoch auftretenden Schadensfall kann es dann zu teils heftigen Reaktionen der Materialien mitWasser kommen.

Die potenziellen Risiken von Lithium bei einem Defekt können aus dem Review von Aral und Vecchio-Sadus [212] abgeleitet werden: Diese ziehen nach eingehender Literaturrecherche den Schluss, dass bereits die Einnahme geringer Lithium-Dosen beim Menschen

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Verhaltensänderungen zur Folge haben könnte. Ähnlich niedrige Dosen scheinen bei Pflanzen hingegen eher positiv, in Form einerWachstumsförderung, zu wirken. Größere Lithium-Mengen sind allerdings für alle Pflanzen gleichermaßen toxisch, auch wenn dessen Aufnahme und Sensitivität artspezifisch sind.

Generell scheint Lithium jedoch - auch aufgrund der fehlenden Bioakkumulation – nur eine geringe toxische Gefahr für Mensch und Umwelt darzustellen. Dies gilt ebenso für Lithium-Ionen-Batterien, sofern sie keine Schwermetalle beinhalten und achtsam entsorgt und verwertet werden.

Vanadium-Redox-Flow-Batterien

Obwohl Vanadium zu den Spurenelementen gehört und in vielen Lebensmitteln in Konzentrationen von < 1 ng/g enthalten ist, ist eine Beeinträchtigung der biologischen Funktionen aufgrund eines Vanadium-Mangels nicht nachweisbar [213]. Demgegenüber stehen zweigeteilte Ergebnisse hinsichtlich einer Gefährdung durch zu hohe Vanadium-Konzentrationen: Während eine orale Aufnahme von 500 mg/d je kg Körpergewicht keine Negativeffekte auf den Menschen zu haben scheint, ist eine Inhalation von Vanadiumstäuben (V2O5) bei Industriearbeitern ein bekanntes Gesundheitsproblem [214]. Solche Stäube könnten in den Vanadium-Redox-Flow-Batterien theoretisch aufgrund von Bränden entstehen oder dann, wenn die Elektrolyte austrocknen. Weil jedoch der Elektrolyt zum größten Teil aus Wasser besteht, ist dieses Riskio eher gering. Daher ist das in den Batterien enthaltene Vanadium als unkritisch sowohl aus humanbiologischer als auch ökologischer Sicht einzustufen [206, 207, 214]. Die als Lösemittel verwendete Schwefelsäure kann im Schadensfall allerdings zu Verätzungen führen.

10.1.2 Ökobilanzen

Um die Batteriespeicher ökologisch zu bewerten und mit anderen Energiespeichern zu vergleichen, wurden zuerst die CO_2-Ausstöße und Energieeinheiten in MJ pro hergestellter kWh erörtert. Danach wurde für den Anwendungsfall Peak-shaving eine Energie- und Emissionsanalyse durchgeführt. Zuletzt wurden der Flächenverbrauch, die Recyclingverfahren und die Gefahren im Betrieb analysiert. Bei Betrachtung der nachfolgenden Bilanzen ist die in Tabelle 73 dargestellte Spannweite der Literaturwerte zu berücksichtigen, wobei ausschließlich die ebenfalls hier angegebenen Mittelwerte verwendet wurden.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Tabelle 73 Spannweite der für die Bilanzen zum Treibhausgasausstoß und dem Primärenergieaufwand verwendeten Daten der Batteriespeicher

	Primärenergieaufwand [MJ/kWh$_{el}$]			*$CO_{2\text{-}eq}$-Emissionen [g $CO_{2\text{-}eq}$/kWh$_{el}$]*		
	Min.	***Durchschn.***	***Max.***	***Min.***	***Durchschn.***	***Max.***
Bleibatterie	0,35	0,81	1,63	0,06	61,74	389,97
Natrium-Schwefel-Batterie	0,03	0,53	1,06	2,17	26,91	105,88
Lithium-Ionen Batterie	0,40	0,70	0,91	1,24	81,44	173,61
Vanadium-Redox-Flow-Batterie	0,08	0,23	0,40	2,04	28,02	55,05

Zur Vergleichbarkeit aller Daten wurden die THG-Emissionen der Energiespeicher nicht einzeln betrachtet, sondern in Kombination mit einer Photovoltaik(PV)-Anlage, den „Photovoltaik + Energiespeicher“-Systemen.

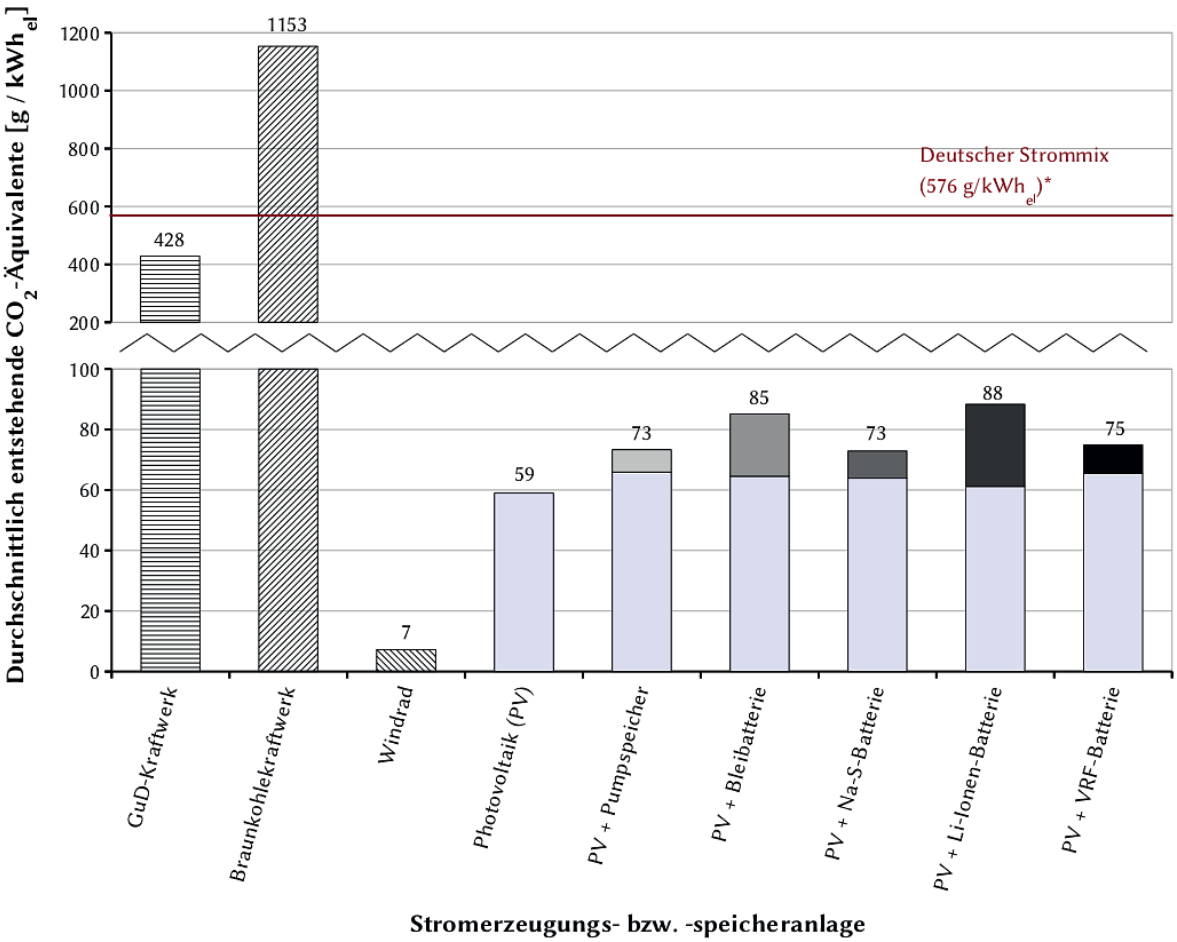


Abbildung 205 Durchschnittliche Treibhausgas-Emissionen verschiedener Stromerzeugungs- und Speichertechniken im Vergleich

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

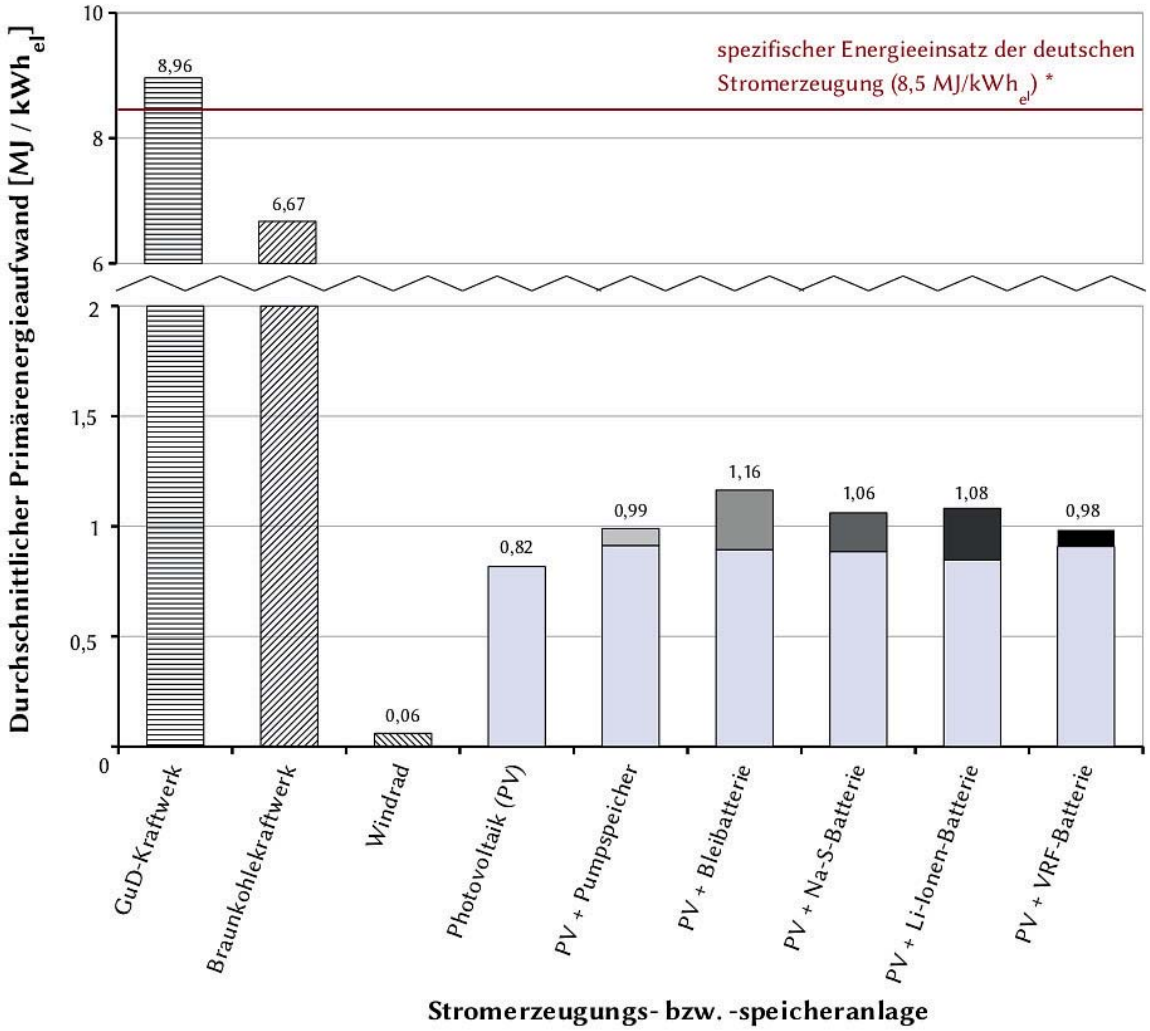


Abbildung 206 Durchschnittlicher Primärenergieaufwand verschiedener Stromerzeugungs- und Speichertechniken bezogen auf eine produzierte kWh Strom

Wie auch bei der Treibhausgasbilanz (vgl. Abbildung 205) ist im Primärenergieaufwand (Abbildung 206) je eingespeister Kilowattstunde eine deutliche Differenz zwischen den erneuerbaren und den fossilen Energieträgern sowie den erneuerbaren Energiequellen und dem deutschen Strommix zu erkennen. Bezogen auf die „Photovoltaik + Energiespeicher"-Systeme beträgt der Primärenergieaufwand des deutschen Strommixes im Durchschnitt etwa das Achtfache. Aus dieser Abbildung wird ebenfalls ersichtlich, dass genau wie beim THG-Emissionswert die Windräder einen geringeren Energieeinsatz je eingespeister Kilowattstunde erfordern als PV-Anlagen.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

10.2 Ermittlung des Gesamtpotentials dezentraler Hausspeicher

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme

Aktuell wurden 4000 Heimspeichersysteme zur Erhöhung des Eigenverbrauchs durch die KfW Bank gefördert. Geht man davon aus, dass jeder Speicher 5 kWh Energiemenge speichern kann so ergeben sich gerade mal 20.000 kWh - also 0,02 GWh installierte Batteriekapazität. Dies ist im Vergleich zu den installierten 4 TWh Pumpspeicherkapazitäten oder dem nutzbaren Gasnetz sehr gering. Wird jedoch die Marktdurchdringung von Batteriespeichersystemen höher, ergeben sich zukünftig große Potentiale für diese Speicher. Würde jeder dritte Haushalt einen 6 kWh großen Speicher installieren würde die jährliche speicherbare Energiemenge mit 16 TWh auf einen signifikanten Wert ansteigen. Viel wesentlicher als die Energiemenge würde sich die Anschlussleistung auswirken. Bei einer durchschnittlichen Leistung von 2,5 kW Leistung könnten die Speicher im Verbund 40 GW erbringen, was die heutige Grundlast deutlich übersteigen würde. Kurzzeitige Ausgleiche könnten damit nahezu komplett durch Batteriespeicher realisiert werden und somit die Systemsicherheit auch bei einem hohen Anteil von erneuerbaren Energien gesichert werden.

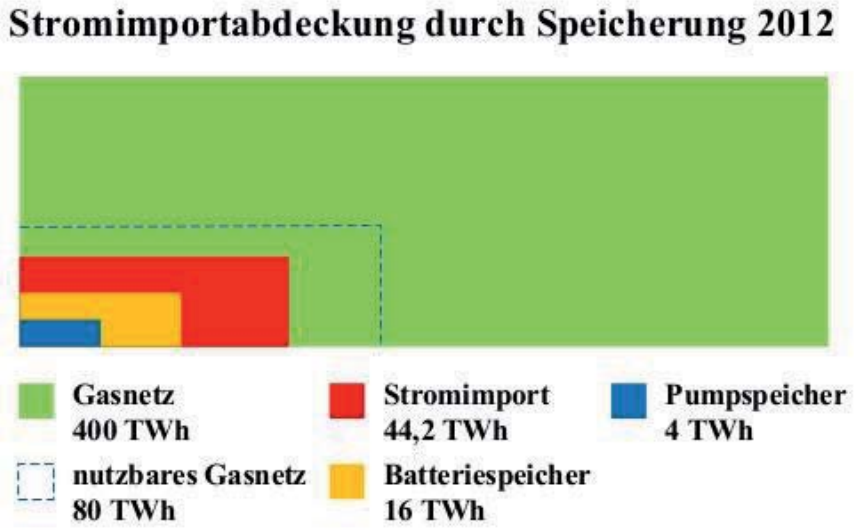


Abbildung 207: Jährliche Speicherpotenziale und die Energiemenge des deutschen Stromimports von 2012 im Vergleich zu Batteriespeichersystemen in privaten Haushalten

Der Bedarf an Speichern ist schwierig vorherzusagen, da dieser von vielen Bedingungen und Entwicklungen abhängt. Maßgebend sind hierbei:

- der zukünftige Kraftwerkspark und damit verbundene Brennstoffkosten
- der Stromverbrauch in Deutschland
- der Grad der Versorgungssicherheit, der gewährleistet werden soll
- die Geschwindigkeit des Netzausbaus
- ob, bzw. wie EE abgeregelt werden
- der Umfang von gezieltem Lastmanagement
- zukünftige Kosten für Batterie- und Energiespeicher

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Die benötigten Speicherprognosen für die nächsten Jahrzehnte fallen je nach Bezugsquelle anders aus. Es wird im Allgemeinen ein Speicherbedarf erst ab einem Anteil an erneuerbaren Energien von über 40 % gesehen. Zuerst werden Kurzzeitspeicher (im Stundenbereich) und danach erst Langzeitspeicher benötigt. Diese Kurzzeitspeicher könnten gut durch Batteriespeicher abgedeckt werden. Es kann festgehalten werden, dass Batteriespeicher im aktuellen Energiemarkt nur eine Nische abdecken. Sie haben aber durch ihre guten technischen Eigenschaften und bedingt durch die fallenden Preise zukünftig ein großes Potential.

Weitreichende Auswirkungen hat die Eigennutzung von regenerativem Strom auf die Verteilnetze, an denen die Erzeugereinheiten angeschlossen sind. Durch die Nichteinspeisung und den Nichtbezug von Strom wird das Netz lokal massiv entlastet. In allen Szenarien führt die Integration eines Batteriespeichers zu einer Erhöhung der Eigenversorgung. Aus diesem Blickwinkel heraus kann die technische Komponente der Batterien positiv für die Entwicklung der Erneuerbaren Energien und eine verstärkte Autarkie der Verbraucher betrachtet werden. Wichtig bei der Untersuchung der technischen Potentiale ist es, den Blick auf bestimmte Eigenschaften der Speicher zu werfen und für die jeweilige Anwendung zu analysieren. Im Vordergrund der Ausführung steht die Anhebung der Eigenversorgung an regenerativer Energie durch dezentrale Speichertechnologien in Kombination mit ebenfalls dezentralen Erneuerbare-Energien-Anlagen.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

10.3 Konzepte zur Erschließung des Potentials dezentraler Speicher

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme

In diesem Arbeitspaket wurden neben den heute am Markt vorhandenen zukünftige Konzepte und Geschäftsmodelle analysiert um dieses Potential abzuschätzen. Der Fokus wurde hierbei vorwiegend auf Heimspeicher zur Eigenverbrauchserhöhung gelegt, welche sich gerade in der Markteintrittsphase befinden. Zukünftig werden Batteriespeicher vermehrt auch für Systemrelevante Aufgaben oder gezielte Lastverschiebungen eingesetzt.

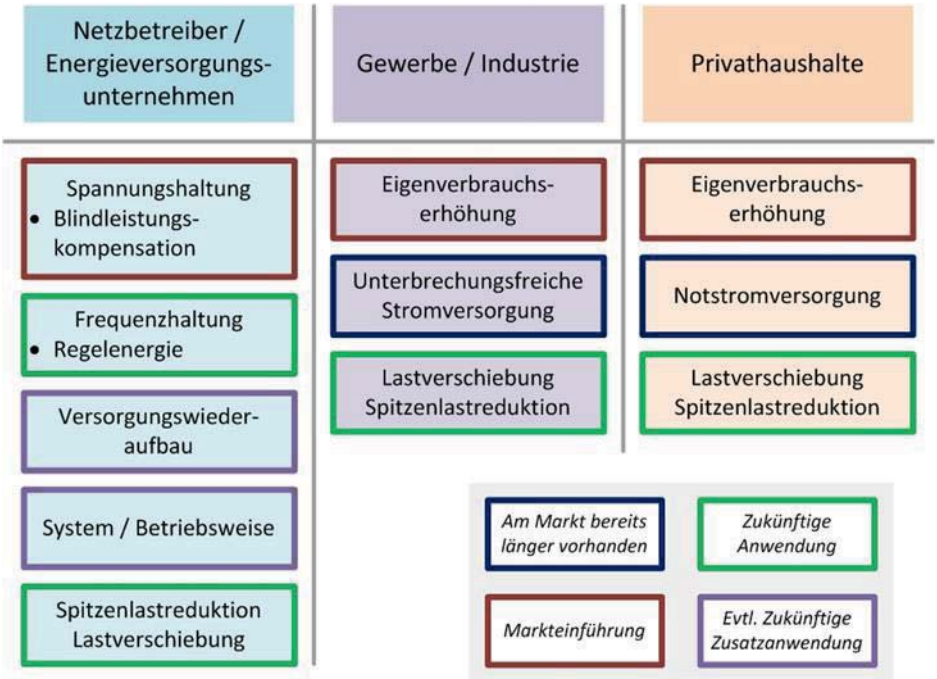


Abbildung 208: Anwendungsmöglichkeiten von dezentralen Batteriespeichern in Aufteilung der Anwendungsebenen, Netzbetreiber, Gewerbe/Industrie und Privathaushalte

Um eine Übersicht und Klassifizierung der am Markt existierenden Geschäftsmodelle zu dezentralen Speichern erhalten zu können, wurden diese anhand verschiedener Prüfungsfaktoren miteinander verglichen. Es wured anhand von technischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Faktoren unterschieden. Technisch unterscheiden sich die verschiedenen Modelle an der Bereitstellung der Energieform, der Speicherkapazität, sowie des Speicherortes. Unter Speicherort wird die geografische Lage (wenn vorhanden), sowie die Reichweite des Speichers verstanden.

Die wirtschaftlichen Faktoren beschäftigen sich mit den Fragen, wer ist Inhaber und Profiteur des Speichers, wer ist der Betreiber und welche weiteren Akteure treten auf. Die Finanzierung und die möglichen Fördermittel wurden betrachtet. Zudem spielt der Markteintritt am Regelleistungsmarkt eine Rolle, bei dem die Frage aufkommt, von wem und wie wird der Strom verkauft, bzw. genutzt. Aus rechtlicher Sicht wurden die unterschiedlichen Rechtsformen sowieeventuelle Vertragslaufzeiten analysiert. Zudem wird untersucht, an welchen Faktoren das Modell noch abhängig ist.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

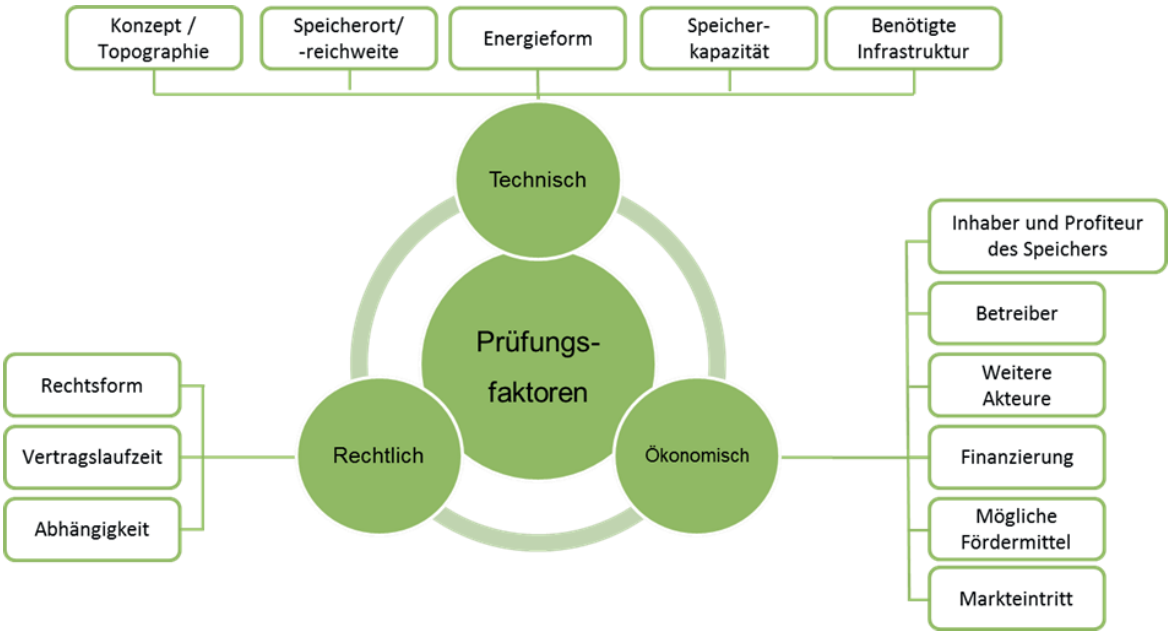


Abbildung 209: Prüfungsfaktoren für Geschäftsmodelle dezentraler Speicher

Exemplarisch soll die Prüfung an folgendem Beispiel DZ-4 Autark dargestellt werden:

DZ4-Autark ist ein Produkt der DZ-4 GmbH, welche als Anlagenbetreiber fungiert. Der Endkunde stellt seine Dachfläche zur PV-Stromproduktion der DZ-4 GmbH zur Verfügung. Die komplette Anlage bleibt jedoch in Besitz des Unternehmens, da dieser die Finanzierung und den Betrieb übernimmt. Dem Privatkunden entstehen somit keine Investitionskosten. Die Nutzung des produzierten Stromes ist für den Endkunden frei. Strom, welcher darüber hinaus benötigt wird, wird zu festgelegten Konditionen von einem Ökostromanbieter bezogen. Die Vermarktung des produzierten Stromes obliegt somit ebenfalls nicht dem Endkunden sondern der DZ-4 GmbH. Um eine Wirtschaftlichkeit aus Sicht von DZ-4 zu gewahren, wird eine Vertragslaufzeit von 10 Jahren vorausgesetzt, welche den Privatkunden verpflichtet einen monatlichen Grundpreis für die komplette Anlage sowie Wartung und Betrieb zu zahlen. Für den eingespeisten, überschüssigen Strom erhält der Privatkunde die Einspeisevergütung nach EEG. Die PV-Anlagen und Speichergröße richten sich je nach verfügbarer Fläche bzw. Bedarfs des Endverbrauchers. Für einen Privathaushalt kann eine Kapazität bis etwa 10 kWh angenommen werden. Die Schlüsselfaktoren dieses Geschäftsmodells liegen somit in der Investition von PV-Anlagen, ohne Kosten für die Anlagenfläche aufwenden zu müssen. Zudem wird über die Stromkostenpauschale ein gewisser Ertrag erzielt.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Tabelle 74: DZ-4 Autark

Beschreibung ***Kunde bekommt PV-Anlage und Speicher vom Anbieter für bestimmte Auflagen zur Verfügung gestellt.***				
Ökonomische Faktoren		Technische Faktoren		
Inhaber und Profiteur des Speichers		Grundkonzept	*Leasingmodell*	
Betreiber	*DZ-4 GmbH*	Speicherort/ -reichweite	*Privathaushalt*	
Weitere Akteure		Energieform		
Finanzierung	*Monatlicher Grundpreis Stromverkauf* *Kein Aufwand für PV-Fläche*	Speicherkapazität	*5 - 10*	*kWh*
		Benötigte Infrastruktur	*- PV-Anlage* *- Speicher*	
Mögliche Fördermittel	*EEG-Einspeisevergütung*	Rechtliche Faktoren		
Markteintritt	*Stromeinspeisung*	Rechtsform	GmbH	
		Vertragslaufzeit	Privat-kunden	
Weitere Infos:	*www.dz-4.de*	Abhängigkeit	10 Jahre	

Die Prüfung und Untersuchung der Geschäftsmodelle erfolgte dabei an

- **DZ-4 GmbH**
- **Green2store** (Entwicklung einer überregionalen Cloud aus der Informations- und Kommunikationstechnik zur Bündelung verteilter Speicher zu einem virtuellen Großspeicher)
- **ReeVolt!** (Zweitnutzung von gebrauchten Lithium-Ionen Mangan Akkus aus Pedelecs, zusammengefasst in einem Haushaltsspeicher mit modularem Aufbau für bis zu 16 Akkus)
- **NET-PV** (Bei Net-PV handelt es sich um ein vom BMU gefördertes Projekt, welches die Kombination der Bereitstellung von Primärregelleistung und lokaler Erhöhung des Autarkiegrades untersucht)
- **DMO – Decentralized market operator** (Der DMO ist eine zentrale Person, welche die Organisation eines Verteilernetzes übernimmt und den darin produzierten bzw. überschüssigen Strom vermarktet)

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

- **e2m**(Energiehandelshaus, welches im Auftrag von Anlagen-Besitzern die erzeugte Energie direkt vermarktet)
- **Bürgerenergie/ Beteiligungsmodelle**

Zusammenfassend zeigt sich auf dem Gebiet der Geschäftsmodelle ein großes Potential. Wünschenswert wäre hier eine rasche und innovative Weiterentwiclung der regulatorischen Rahmenbedingungen um technisch und ökonomisch sinnvolle Ansätze nicht unnötig zu behindern.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Arbeitspaket 11

Energie-Forschungszentrum Niedersachsen

11 Dissemination

11.1 Erarbeitung von Konsens und Erläuterung von Konfliktpotenzialen, Bestimmung von Entwicklungslinien und Bestimmung des Gesamtpotenzials

Ziel des Projekts ist, Potentiale für die Nutzung von elektrochemischen Speichern in elektrischen Netzen zu identifizieren und Entwicklungslinien zu beschreiben, die es elektrochemischen Speichern ermöglichen, ihre Potentiale weitgehend auszuschöpfen. Die folgenden Überlegungen wurden bzgl. einzelner Aspekte bereits im Rahmen der diversen Workshops mit verschiedenen Unternehmen und Forschungsinstituten und mit dem Projekt begleitendem Ausschuss diskutiert. Eine Liste der Veranstaltungen ist in AP 11.2 zu finden. Die folgenden Projektergebnisse sind erst gegen Ende des Projekts nach gemeinsamer Bewertung aller Ergebnisse, und insbesondere nach Abschluss des Arbeitspakets 3.5, zusammengefasst worden. Sie werden in einer öffentlichen Abschlusspräsentation am 14.6.2016 in Goslar am Energieforschungszentrum Niedersachsen vor dem Start der Dialogplattform Power to Heat präsentiert und diskutiert werden.

Im Arbeitsprogramm wurden alternative Technologien und Systemlösungen benannt, die Auswirkungen auf das zukünftige Potential von Speichern haben könnten. Die bereits vorab identifizierten Alternativen waren

1. Netzausbau für Strom
2. Netzausbau für Gas und Wärme inkl. Power to Heat und Power to Gas
3. Lastmanagement
4. Spitzenlastkraftwerke bzw. hochdynamische, flexible Kraftwerke, und
5. Zusatzlasten, vor allem Power to Heat als die Zusatzlast mit dem höchsten Gesamtpotential, und Power to Gas

Power to Heat und Power to Gas wurden unter Punkt 2 und 5 unter verschiedenen Gesichtspunkten behandelt. Weitere Alternativen wurden im Laufe des Projekts nicht identifiziert.

Als Ergebnis von Arbeiten unterschiedlicher Arbeitspakete hat sich gezeigt, dass der Ausbau des Stromnetzes, Power to Heat, ggf. mit einem Ausbau des Wärmenetzes, bis zu einem bestimmten Grad Lastmanagement, und vor allem hochdynamische, flexible Kraftwerke in den meisten Anwendungsfällen und für die meisten Anforderungen des Stromversorgungssystems technisch und wirtschaftlich bessere Lösungen darstellen als die Installation von Stromspeichern. Wird der etablierte und große Markt für Batterien für

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Netzersatzanlagen und unterbrechungsfreie Stromversorgungen ausgeklammert, dann ist das Potential für elektrochemische Speicher nur noch in zwei Anwendungen zu sehen.

1. Besondere Netzsituationen, bei denen es a) häufig zu kurzen Überschreitungen der Spannungsgrenzen und/oder der Betriebsmittel-belastungsgrenzen kommt, und die b) mit Speichern hoher Leistung und geringen Energieinhalts weitgehend beseitigt werden können.
2. Bereitstellung von Netzdienstleistungen insbesondere bei geringer positiver und negativer Residuallast, weil Kraftwerke Netzdienstleistungen nur erbringen können, wenn sie im Betrieb sind und Wirkleistung in das Netz einspeisen.

In beiden Fällen wird von Stromspeichern eine hohe Leistungsabgabe und Leistungsaufnahme gefordert, aber nur ein geringer Energieinhalt. Elektrochemische Speicher müssen für diese beiden Anwendungsfälle leistungsorientiert statt energieorientiert ausgelegt werden.

11.1.1 Zugrunde liegende Annahmen

Die Beschränkung auf nur diese beiden Anwendungen ist bei folgenden Entwicklungen zu erwarten

Wirtschaftlicher Ausbau des Netzes

Der Netzausbau im Nieder- und Mittelspannungsnetz erfolgt immer, wenn dies wirtschaftlich geboten ist.

In den ersten beiden Arbeitspaketen wurde gezeigt, dass elektrochemische Speicher technisch in der Lage sind, den Netzausbau zu vermeiden oder zu verzögern. Im Arbeitspaket 3.1 wurde aber gezeigt, dass Netzausbaumaßnahmen unterschiedlicher Art sowie geringfügige Beschränkungen der Einspeiseleistung, so wie sie auch jetzt schon praktiziert werden, deutlich wirtschaftlicher als der Einsatz von Speichern sind, selbst wenn deren Betriebsführung vom jeweiligen Netzbetreiber bestimmt oder direkt zeitnah beeinflusst werden kann.

Netzausbaumaßnahmen im Nieder- und Mittelspannungsbereich sind bzgl. der Eingriffe in die Landschaft weitgehend unproblematisch, so dass an der Durchführung entsprechender Maßnahmen kein Zweifel bestehen kann, wenn diese wirtschaftlich geboten sind. Netzausbaumaßnahmen jeglicher Art verursachen im Vergleich zu den Kosten kleiner Speicher hohe Einmalkosten, führen dann aber zu einer deutlichen Ausweitung der Netzkapazität. Die Installation eines Speichers in Netzen ist nur dann wirtschaftlicher als Netzausbaumaßnahmen, wenn ein preiswerter Speicher (das bedingt geringen Energieinhalt) in der Lage ist, die Verletzung von Spannungsgrenzen und die Überlastung von Betriebsmitteln sicher zu vermeiden.

Netzstandorte, für die diese Bedingungen gelten, können in der Zukunft bei weiterer Zunahme von dezentralen Stromerzeugungsanlagen und Elektrofahrzeugen zunehmen,

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

stellen aber insgesamt nur ein geringes Potential dar. Die subventionierte Installation von Hausenergiespeichern wird hier nicht betrachtet.

Ersatz des bestehenden Kraftwerkparks durch hochdynamische, flexible Kraftwerke

In [215] und in AP 3.5 sind die Überlegungen zusammengefasst, die eine, ausschließlich auf Stromspeichern basierende Stromversorgung ohne stofflich gespeicherte Energie mit Kraftwerken zu ihrer Rückverstromung als unmöglich erscheinen lassen. Der Bedarf an Stromspeicherkapazität ist so hoch, dass er technisch und wirtschaftlich nicht realisierbar erscheint. Die Notwendigkeit zur Vorhaltung eines Kraftwerkparks zur Überbrückung einer Dunkelflaute führt aber dazu, dass diese Kraftwerke zu geringen variablen Kosten bei Unterdeckung des Strombedarfs durch Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen die erforderliche Residuallast decken können. Stromspeicher müssen dagegen zu Vollkosten die positive Residuallast decken. Wirtschaftlich ist das nur bei unrealistischen, extrem niedrigen Investitionskosten für Stromspeicher und extrem hohen Erdgaspreisen vorstellbar. Es wird also weiterhin ein Kraftwerkspark basierend auf stofflich gespeicherter Energie benötigt werden.

Der Kraftwerkspark wird zunehmend durch hochdynamische und flexible Kraftwerke ersetzt und besteht langfristig, z.B. 2050 als Zieljahr für die Erreichung des 80 % Ziels der Bundesregierung, weitgehend nur noch aus derartigen Kraftwerken.

Unter hochdynamisch und flexibel sind dabei keine Gasturbinen- und GuD-Kraftwerke zu verstehen, weil deren Anfahrkosten zu hoch und die Anfahrzeiten, Mindestlaufzeiten und Mindeststillstandszeiten deutlich zu lange sind, sondern kommerziell verfügbare Gasmotorenkraftwerke, die sehr kurze An- und Abfahrzeiten haben, keine relevanten Anfahrkosten und Kosten für häufige Start-Stop-Zyklen, keine Mindeststillstands- und Mindestlaufzeiten haben, sowie einen hohen Wirkungsgrad (ca. 50 %) über einen großen Bereich der Nennleistung haben. Mit einem derartigen Kraftwerkpark kann die Residuallast der Zukunft auch bei sehr großen Leistungsgradienten problemlos nachgefahren werden (siehe Arbeitspaket 3.5).

Gas betriebene Kraftwerke haben im Vergleich zu Kohle- und Kernkraftwerken vergleichsweise hohe Brennstoffkosten, selbst wenn Erdgas und nicht synthetisch erzeugtes Brenngas aus erneuerbaren Energiequellen eingesetzt wird. Sie sind deshalb in der Merit-Order hinten und werden seltener als andere Kraftwerke eingesetzt. Dies trifft auch für Gasmotorenkraftwerke zu. Bzgl. der Investitionskosten haben Gaskraftwerke aller Art Vorteile gegenüber großen thermischen Kohle- und Kernkraftwerken.

Die Entscheidungen über den Neubau von Kraftwerken sind durch folgende Aspekte geprägt:

- **Verfügbarkeit von Kohle als preiswertester Brennstoff**
  Der Beschluss zum Kohleausstieg wird, wenn er durchgeführt wird, in der BRD nur noch Methan bzw. flüssige Kohlenwasserstoffe als Energieträger zur Wahl lassen. Beides kann, allerdings mit nur schlechtem Wirkungsgrad, aus erneuerbaren Energien

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

hergestellt werden, wenn die Nutzung fossiler Energieträger nicht mehr möglich oder gewünscht ist.

- **Strommarktdesign**
  Das jetzige Strommarktdesign verlangt wegen der großen Trägheit der existierenden Kraftwerke, dass der Fahrplan für den Kraftwerkseinsatz einen Tag im Voraus erfolgt. Dies führt zu Phasen, in denen Kraftwerke trotz mangelnden Bedarfs im Betrieb bleiben, weil die Kosten für das Abfahren und Wiederanfahren zu hoch sind, bzw. die erforderlichen Leistungsgradienten technisch nicht gefahren werden können.
  Eine Verkürzung der Planungszeiträume ist nur bei einem sehr flexiblen Kraftwerkspark möglich. Bei maximal ca. 5 Minuten Anfahrzeit vom Stillstand bis zur Maximalleistung wäre eine Detailplanung mit 15-Minuten-Vorlauf möglich. Gekoppelt mit der Vorrangstellung von EE-Anlagen würde eine derartige, sehr kurzfristige Planung einen flexibleren Lastgang der Kraftwerke erzwingen und den Flexibilisierungsdruck auf den Kraftwerkspark erhöhen.

Die Frage, ob sich der Kraftwerkspark in Richtung hochdynamisch und flexibel verändern wird, ist somit eine Frage der Rahmenbedingungen und der Einschätzung von Unternehmen über die zukünftige Entwicklung.

Würde der bestehende Kraftwerkspark, ggf. mit geringfügig höherer Flexibilität, weiter bestehen bleiben, wären jedoch Stromspeicher erforderlich, um den zukünftig geforderten Residuallastgradienten technisch und wirtschaftlich folgen zu können. Im Arbeitspaket 3.5 ist für diesen Fall eines, im Wesentlichen unveränderten Kraftwerkparks eine Abschätzung gemacht und es wurde gezeigt, dass die geplanten Pumpspeicher von ca. 11 GWh in der Lage wären, die geforderten Leistungsgradienten zu unterstützen. Angesichts der Tatsache, dass keine neuen Pumpspeicherwerke geplant und gebaut werden und die bestehenden nicht wirtschaftlich arbeiten, stellt sich die Frage, ob ein derartiger Zubau von Pumpspeicherwerken passieren wird. Batteriespeicher als technische Alternative sind denkbar, angesichts der sehr kurzen Lebensdauer im Vergleich zu Pumpspeichern jedoch keine wirtschaftlich relevante Alternative. Speicher werden bei Weiterbestehen des jetzigen Kraftwerkparks benötigt, um den Residuallastgang an die technischen Fähigkeiten eines trägen Kraftwerkparks anzupassen, nicht aber, um primär Strom aus erneuerbaren Energiequellen zu speichern (siehe AP 3.5).

11.1.2 Potentiale für elektrochemische Speicher

Netzdienstleistungen

Im Arbeitsprogramm wurde gezeigt, dass elektrochemische Speicher in der Lage sind, alle geforderten Netzdienstleistungen zu erfüllen, ggf. mit der Ausnahme von Kurzschlussleistung, weil dafür sehr hohe Leistungen der Wechselrichter mit entsprechend hohen Kosten erforderlich sind.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Netzdienstleistungen müssen auch erbracht werden, wenn Kraftwerke nicht im Betrieb sind. Kraftwerke zur Erbringung von Netzdienstleistungen auch ohne Absatzmöglichkeit für den gleichzeitig erzeugten Strom zu betreiben, ist zwar technisch möglich, wirtschaftlich und ökologisch aber nicht sinnvoll. Elektrochemische Speicher eignen sich besonders für die Bereitstellung aller Netzdienstleistungen, weil sie so schnell auf Leistungsänderungen reagieren können. Ihr wirtschaftliches Potential entspricht der für Momentan-, Primär- und Sekundärregelleistung benötigten Leistung. Zu beachten ist dabei die Unsicherheit über den zukünftigen Leistungsbedarf zur Erbringung von Regelleistung. Hochdynamische, flexible Gasmotorenkraftwerke sind in der Lage, Sekundär-regelleistung zu erbringen, und stehen damit mit Batterien in Konkurrenz. Für Momentan- und Primärregelleistung bei negativer Residuallast, ca. 1.600 Stunden pro Jahr in 2050, oder nur geringfügiger positiver Residuallast stellen derartige Kraftwerke jedoch keine Konkurrenz für elektrochemische Speicher dar.

Ob bei einer Stromproduktion nur mittels erneuerbarer Energien und fast ausschließlich von Windkraft- und PV-Anlagen das jetzige Leistungsvolumen (ca. 750 MW für die BRD) ausreichen wird, zu hoch ist, weil die Auslegung auf den gleichzeitigen Ausfall von zwei großen Kraftwerksblöcken mit zusammen 3 GW nicht vorkommen kann, oder zu wenig ist, ist zum jetzigen Zeitpunkt nicht absehbar.

Netzausbau

Die Standorte, an denen Speicher wirtschaftlicher als ein Netzausbau sind, unterschieden sich erheblich. Die Identifizierung von Referenznetzen in den Arbeitspaketen 1 und 2 belegt das. Lösungen werden wenig standardisiert sein. Das wirtschaftliche Potential von Speichern ist in der BRD für diese Anwendungen deshalb gering. In ländlichen Regionen in Schwellenländern ist mit einem höheren Potential zu rechnen.

11.1.3 Entwicklungsbedarf und Vorschläge für Demonstrationsvorhaben

In Arbeitspaket 2.5 sind der Entwicklungsbedarf und Vorschläge für Demonstrationsvorhaben aufgeführt: Flexibilisierung der Speicher, Mehrfachnutzung statt Einfachnutzen und ganzheitliche Systemkombinationen statt Einzellösungen. Als Entwicklungsbedarf werden standardisierte Tests und die Optimierung der Dimensionierung und des Betriebs für Batteriespeicher genannt.

Der Einsatz von Batteriespeichern als zukünftiges Rückgrat zur Erbringung aller Netzdienstleistungen zusammen kann insbesondere in einer ganzheitlichen Systemkombination mit konventionellen Stromerzeugern, Wärmeanlagen etc. nur durch den Bau und Betrieb einer entsprechenden Anlage erprobt werden. Diese sollte am besten bereits so groß sein, dass sie für den jetzigen Regelmarkt präqualifiziert werden kann. Parallel dazu ist aber die Beschäftigung mit einem zukünftigen Markt für Regelenergie wichtig, der auf einem anderen Kraftwerkspark als jetzt aufbaut. Betriebserfahrungen und Einschätzung des zukünftigen Marktes für Regelenergie können dann für kommerzielle

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Einheiten genutzt werden, die unter allen Betriebsumständen Netzdienstleistungen erbringen können.

11.2 Projektbegleitende Workshops

Während der gesamten Projektlaufzeit wurden öffentliche Workshops und Veranstaltungen zu projektrelevanten Fragestellungen unter Beteiligung von Forschungseinrichtungen und Industrieunternehmen durchgeführt.

Im Rahmen der projektbegleitenden Workshops fand ein regelmäßiger Austausch des Projektkonsortiums mit Vertretern aus Industrie und anderen Forschungseinrichtungen statt. Das anhaltende Interesse an den durchgeführten Veranstaltungen zeigt die Aktualität der gewählten Themen und der Struktur des Projekts.

11.2.1 Workshop: Pumpspeicherkraftwerke

Der Auftakt der projektbegleitenden Workshops bildete die Veranstaltung zum Thema *Pumpspeicherkraftwerke* im 15. Februar 2013 am Energie-Forschungszentrum Niedersachsen in Goslar. Durch die Teilnehmer aus Industrie und Forschung wurden verschiedene Aspekte von Pumpspeicherkraftwerken, wie Neubauprojekte und deren aktuelle Rahmenbedingungen, die Einsatzmöglichkeiten derartiger Speicher innerhalb eines Kraftwerksparks und neue Konzepte für Pumpspeicherkraftwerke vorgestellt und diskutiert.

Zentrales Ergebnis der Veranstaltung ist, dass die derzeitigen rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen immer häufiger keinen wirtschaftlichen Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken, im klassischen Betrieb zur Ausnutzung von Preisdifferenzen, zulassen. Dadurch wird die Realisierung von Neu- und Ausbauprojekten zunehmend fraglich. Für bestehende Anlagen müssen neue Geschäftsfelder erschlossen werden. Diese Aussage lässt sich im Wesentlichen auf andere Speichertechnologien übertragen.

11.2.2 Workshop: Große Batteriespeicher (1)

Am 12. April 2013 fand in Frankfurt am Main der Workshop zum Thema *Große Batteriespeicher* statt, für den unter anderem Herr Bishop von der Golden Valley Electric Association (Fairbanks, Alaska) als Referent gewonnen werden konnte. Neben der Vorstellung des in Fairbanks betriebenen Speichersystems, wurden die Betriebserfahrungen mit dem BEWAG-Speicher (1986 bis 1994 in Berlin-Steglitz) vorgestellt. Ergänzend wurden aktuelle Projekte der Firmen Evonik und Belectric vorgestellt und diskutiert.

Kernaussage des Workshops war, dass Großprojekte, wie etwa der Speicher in Fairbanks, nur in Sonderfällen (in diesem Fall lange Netzausläufer, Notstromversorgung mit kostenintensiven Dieselaggregaten) wirtschaftlich betrieben werden können. Für die in Deutschland geltenden (rechtlichen) Rahmenbedingungen ist der wirtschaftliche Einsatz großer Batteriespeicher zur Netzstabilisierung und Ausfallüberbrückung derzeit wirtschaftlich nicht darstellbar. Projekte werden derzeit als Forschungs- und Pilotvorhaben

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

umgesetzt und (größtenteils) gefördert, wobei die Speicher vornehmlich zur Teilnahme am Regelleistungsmarkt eingesetzt werden.

11.2.3 Workshop: Spannungshaltung und Mittel- und Niederspannungsnetzen

Der Workshop zum Thema *Spannungshaltung in Mittel- und Niederspannungsnetzen* fand am 11. Juni 2013 am Fraunhofer IWES in Kassel statt. Unter Beteiligung von Vertretern von Netzbetreibern und Systemherstellern wurden verschiedene Konzepte zur Spannungshaltung in unterschiedlichen Netztopologien vorgestellt und diskutiert, wie beispielsweise der Einsatz von spannungsgeregelten PV-Speichersystemen mit entsprechend erforderlicher Umrichtertechnik, regelbaren Ortsnetztransformatoren sowie Spannungsregler.

Als Ergebnis des Workshops ist festzuhalten, dass die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Technologieoptionen stark von der Beschaffenheit der Netze abhängig ist und somit keine pauschale Aussage bezüglich einer zu favorisierenden Technologie getätigt werden kann.

11.2.4 Workshop: Power-to-Heat

Das Thema *Power-to-Heat* wurde am 29. Oktober 2013 bei der Firma Stiebel Eltron in Holzminden und in Zusammenarbeit mit der Landesinitiative Energiespeicher und Systeme Niedersachsen[34] adressiert. Es wurden verschiedene Aspekte der Nutzung elektrischer (Überschuss-)Energie zur Wärmebereitstellung vorgestellt und diskutiert. Neben der bereits recht weit verbreiteten Anwendung von Wärmepumpen wurde die erneute Nutzung bestehender Nachtspeicherheizungen zur Nutzung von Überschussenergie und der Einsatz elektrischer Energie in (industriellen) Wärmenetzen thematisiert. Weiterhin wurde die Erbringung von Regelleistung durch Power-to-Heat-Systeme und entsprechenden Vermarktungsmodelle als derzeit verbreitetste Anwendungsform vorgestellt.

Kernaussage der Veranstaltung ist, dass der derzeit gültige Rechtsrahmen, insbesondere die Netzentgeltstruktur, ein Hemmnis für den wirtschaftlichen Betrieb von Power-to-Heat-Systemen und damit für die weitere Verbreitung dieser Technologie darstellt.

11.2.5 Workshop: Power-to-Gas

Ergänzend zum Workshop zum Thema *Power-to-Heat* wurde am 28. November 2013 an der TU München ein Workshop zum Thema *Power-to-Gas* durchgeführt. Mit Vertretern von Systemherstellern und Forschungseinrichtungen wurden unterschiedliche Schwerpunkte des Themas betrachtet. Einerseits wurde der Stand der Technik von Elektrolyseuren und Gasspeichersystemen sowie verschiedene Aspekte der Wasserstoffeinspeisung ins Erdgasnetz vorgestellt. Andererseits wurde ebenfalls die notwendige Vernetzung zwischen Energie- und Verkehrssektor als Treiber für den wirtschaftlichen Betrieb und den damit einhergehenden Ausbau der Power-to-Gas-Infrastruktur betont.

[34] http://www.energiespeicher-nds.de/mainmenu/landesinitiative.html

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Ergebnis der Veranstaltung ist, dass insbesondere die Nutzung erneuerbarer Gase im Verkehrssektor eine wirtschaftliche Option darstellt, da die erzielbaren Preise in diesem Bereich deutlich höher sind und damit die (erwarteten) Gestehungskosten decken können.

11.2.6 Workshop: Netzausbau

Am 15. März 2014 fand an der OvGU Magdeburg eine Veranstaltung zum Thema *Netzausbau* unter anderem unter Beteiligung von Netzbetreibern statt. Aus dem Projekt wurden erste Ergebnisse der Arbeitspakete 1 und 2 durch das Fraunhofer IWES und die OvGU Magdeburg vorgestellt. Weiterhin wurden konventionelle Netzausbaumaßnahmen und auch der alternative Einsatz von Speichern am Beispiel des Pilotprojekts in der Gemeinde Fechheim (Kreis Coburg)[35] vorgestellt und diskutiert. Ergänzend wurden ebenfalls Untersuchungen zur Akzeptanz des Stromnetzausbaus vorgestellt.

Als Kernaussage ist festzuhalten, dass der Einsatz von Speichern als Alternative unter bestimmten Rahmenbedingungen technisch möglich, aber wirtschaftlich nicht darstellbar ist, was insbesondere an der derzeit gültigen Netzentgeltstruktur liegt, die eine Umlegung der Speicherkosten auf alle Netznutzer nicht vorsieht. Weiterhin besteht beim Betrieb des Speichers zur Netzentlastung die Problematik, dass der Netzbetreiber keine Möglichkeit hat, den Speicher am Markt oder für die Deckung der Netzverluste zur entladen und über diesen Weg gegebenenfalls Deckungsbeiträge für den Speicherbetrieb zu erwirtschaften.

11.2.7 Workshop: Große Batteriespeicher (2)

Am 08. Mai 2014 fand bei der Firma Power Innovation in Achim in Kooperation mit der Landesinitiative Energiespeicher und Systeme eine weitere Veranstaltung zum Thema *Große Batteriespeicher* statt. Es wurden verschiedene Großspeicherprojekte durch die anwesenden Industrievertreter vorgestellt. Insbesondere die Themen Vermarktung und Erlösmöglichkeiten für den Speicherbetreiber in Kombination mit EE-Anlagen (Glättung des Lastverlaufs, Bereitstellung von Systemdienstleistungen) in den verschiedenen Energiemärkten diskutiert.

Als Ergebnis der Veranstaltung ergab sich, dass sich in Ausnahmefällen bereits zu diesem Zeitpunkt wirtschaftliche Anwendungsmöglichkeiten für Energiespeicher ergeben. Insbesondere bei der Bereitstellung von Regelleistung sind neben den zu erwirtschaftenden Erlösen am Regelleistungsmarkt, die Zahlungen an den Poolanbieter zur berücksichtigen. Im Vergleich zu den Diskussionen im April 2013 (vgl. Abschnitt 11.2.2) ergibt sich somit ein etwas anderes Bild für wirtschaftliche Einsatzmöglichkeiten von Speichern, wobei die vorgestellten Anlagen weiterhin als Demonstrations- beziehungsweise Pilotanlagen installiert sind.

[35] http://www.swn-innovativ.de/innovationen/stromspeicher

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

11.2.8 Workshop: Rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen für den Einsatz von Speichern

Der Workshop zum Thema *Rechtliche und regulatorische Rahmenbedingungen für den Einsatz von Speichern* wurde am 21. Mai 2014 an der RWTH Aachen durchgeführt. Es wurden die rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen für den Einsatz von Energiespeichern aus technischer, rechtlicher und teilweise auch wirtschaftlicher Sicht durch die Teilnehmer aus Forschung und Industrie und der Bundesnetzagentur vorgestellt und diskutiert.

Aus den regen Diskussionen unter den Teilnehmern ist eine Reihe von Fragen hervorgegangen, die aufgrund der schwierigen Rechtslage noch nicht hinreichend beantwortet werden können. Diese wurden im Nachgang der Veranstaltung in die Bearbeitung des Arbeitspakets 9 einbezogen.

11.2.9 Workshop: Nachhaltige Versorgungssicherheit

Die Veranstaltung zum Thema *Nachhaltige Versorgungssicherheit* wurde am 07. November 2014 in Zusammenarbeit mit der Landesinitiative Energiespeicher und Systeme Niedersachsen im Heizkraftwerk Linden (enerctiy) und dem Institut für Kraftwerkstechnik und Wärmeübertragung der Leibniz Universität Hannover durchgeführt. Es wurden verschiedene Fragestellungen rund um das Thema Versorgungssicherheit in einem durch EE-Anlagen geprägten Energiesystem diskutiert.

Die Veranstaltung begann am Vorabend mit einer Führung durch das Heizkraftwerk Linden und den zentralen Herausforderungen an konventionelle Kraftwerke in Bezug auf die Erhaltung der Versorgungssicherheit. In verschiedenen Beiträgen von Vertretern von Übertragungsnetz- und Kraftwerksbetreibern und unterschiedlichen Hochschulinstituten wurde herausgearbeitet, dass auch bei voranschreitendem EE-Ausbau auch in 20 bis 30 Jahren noch langandauernde Zeiträume auftreten werden, in denen einen konventioneller Kraftwerkspark für die Energieversorgung zur Verfügung stehen muss. Der bestehende Kraftwerkspark ist dabei bereits heute in der Lage, den Bedarf flexibel zu erfüllen. Neue Kraftwerkskonzepte, wie beispielsweise modulare Gasmotorenkraftwerke, sind ebenfalls für den Einsatz zur flexiblen Deckung der positiven Residuallast mit hohem (Teillast-)Wirkungsgrad einsetzbar und sind in anderen Ländern bereits heute in Betrieb. Der Einsatz von Speichern scheint für die Versorgungssicherheit eine untergeordnete Rolle zu spielen, da im Vergleich zum Bedarf wenige Überschüsse für die Ladung der Speicher vorhanden sind.

11.2.10 Workshop: Nutzung bestehender USV- und Notstromanlagen für die zukünftige Energieversorgung

Die Veranstaltung zum Thema *Nutzung bestehender USV-und Notstromanlagen für die zukünftige Energieversorgung* wurde am 19. März 2015 bei der Firma Piller in Osterode am Harz und in Kooperation mit der Landesinitiative Energiespeicher und -systeme durchgeführt. Mit Teilnehmern aus Industrie und Forschung wurden die Potenziale der

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Nutzung bereits vorhandener USV- und Notstromanlagen für die Sicherstellung der zukünftigen Energieversorgung diskutiert. Neben den technischen Randbedingungen, wie etwa die installierte Batteriekapazität, die für den eigentlich Verwendungszweck (Netzausfallüberbrückung) ausgelegt ist, wurden ebenfalls die rechtlich-regulatorischen Aspekte der Nutzung dieser Anlagen diskutiert.

Aus den Diskussionen ergab sich, dass das Potenzial für den flächendeckenden Einsatz von USV- und Notstromanlagen, sowohl diesel- als auch batteriebasiert, in der Energieversorgung eher gering ist, da sowohl die technische Auslegung der Anlagen bezüglich der Batteriekapazität beziehungsweise der jährlichen Betriebsstunden der Motoren als auch die regulatorischen Gegebenheiten, beispielswiese bezüglich der Emissionen im Dauerbetrieb, einen dauerhaften Einsatz dieser Anlage nicht zulassen.

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Literaturverzeichnis

[1] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH (dena) (Hrsg.): *Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*. Berlin, 2012

[2] 50HERTZ TRANSMISSION GMBH ; AMPRION GMBH ; TENNET TSO GMBH ; TRANSNETBW GMBH: *Netzentwicklungsplan Strom 2013* : *Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. 2013

[3] 50HERTZ TRANSMISSION GMBH ; AMPRION GMBH ; TENNET TSO GMBH ; TRANSNETBW GMBH: *Netzentwicklungsplan Strom 2013* : *Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. 2013

[4] AMPRION GMBH: *Aktuelle EEG-Anlagenstammdaten*. URL http://www.amprion.net/eeg-anlagenstammdaten-aktuell – Überprüfungsdatum 2013-06-30

[5] TENNET TSO GMBH: *EEG-Anlagenstammdaten und § 52 EEG*. URL http://www.tennet.eu/de/kunden/eegkwk-g/erneuerbare-energien-gesetz/eeg-daten-nach-52.html – Überprüfungsdatum 2013-06-30

[6] TRANSNETBW GMBH: *EEG-Anlagenstammdaten*. URL http://www.transnetbw.de/de/eeg-kwk-g/eeg/eeg-anlagendaten – Überprüfungsdatum 2013-06-30

[7] *Genehmigung des Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan 2013*. Bonn, 2012

[8] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE: *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland*. Februar 2013

[9] AMPRION GMBH: *Aktuelle EEG-Anlagenstammdaten*. URL http://www.amprion.net/eeg-anlagenstammdaten-aktuell – Überprüfungsdatum 2013-06-30

[10] TENNET TSO GMBH: *EEG-Anlagenstammdaten und § 52 EEG*. URL http://www.tennet.eu/de/kunden/eegkwk-g/erneuerbare-energien-gesetz/eeg-daten-nach-52.html – Überprüfungsdatum 2013-06-30

[11] BAYRISCHES LANDESAMT FÜR STATISTIK UND DATENVERARBEITUNG: *Bevölkerungsstand*. URL https://www.statistik.bayern.de/statistik/bevoelkerungsstand/ – Überprüfungsdatum 2014-03-09

[12] BUNDESNETZAGENTUR: *Monitoringbericht 2012*. Bonn, 2013

[13] BAYERNWERK AG: *Netzstrukturdaten § 27 Abs. 2 Nr. 1 - 7 StromNEV*. URL https://www.bayernwerk.de/cps/rde/xchg/bayernwerk/hs.xsl/458.htm – Überprüfungsdatum 2013-07-02

[14] NETZGESELLSCHAFT OSTWÜRTEMBERG GMBH: *Netz- und Strukturdaten*. URL http://www.ng-o.com/de/download/1524_SNetzStrukturDaten.pdf – Überprüfungsdatum 2014-03-09

[15] STADTWERKE FEUCHTWANGEN: *Strukturmerkmale*. URL http://www.stadtwerke-feuchtwangen.de/strom/struktur.htm – Überprüfungsdatum 2014-03-09

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

[16] *Google Earth* : Google Inc, 2013

[17] BAYRISCHES LANDESAMT FÜR STATISTIK UND DATENVERARBEITUNG: *Bevölkerungsstand*. URL https://www.statistik.bayern.de/statistik/bevoelkerungsstand/ – Überprüfungsdatum 2014-03-09

[18] BAYERNWERK AG: *Netzstrukturdaten § 27 Abs. 2 Nr. 1 - 7 StromNEV*. URL https://www.bayernwerk.de/cps/rde/xchg/bayernwerk/hs.xsl/458.htm – Überprüfungsdatum 2013-07-02

[19] SCHLESWIG-HOLSTEIN NETZ AG: *Stromnetzgebiet SH*. URL https://www.sh-netz.com/cps/rde/xchg/sh-netz/hs.xsl/258.htm – Überprüfungsdatum 2014-06-26

[20] E.DIS AG: *Netzinformation Strom*. URL http://www.e-dis.de/html/20326.htm – Überprüfungsdatum 2014-06-26

[21] APPEN, J. (Hrsg.); HAACK, J. (Hrsg.); BRAUN, M. (Hrsg.): *Erzeugung zeitlich hochaufgelöster Stromlastprofile für verschiedene Haushaltstypen*. Stuttgart : Proc. IEEE Power and Energy Student Summit, 2014

[22] BAYERNWERK: *Standardlastprofile (SLP)*. URL https://www.bayernwerk.de/cps/rde/xchg/bayernwerk/hs.xsl/629.htm – Überprüfungsdatum 2014-02-04

[23] *PSS®NETOMAC (R)* : Siemens AG

[24] EWE NETZ GMBH: *Lastprofile*. URL http://www.ewe-netz.de/strom/1988.php

[25] FRAUNHOFER ISI ; TU MÜNCHEN ; GFK RETAIL AND TECHNOLOGY GMBH ; IREES GMBH ; BASE-ING. GMBH: *Energieverbrauch des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen in Deutschland für die Jahre 2007 bis 2010*

[26] JACOB, Daniela ; ELIZALDE, Alberto: *REMO UBA*. URL http://www.remo-rcm.de/REMO-UBA.1189.0.html – Überprüfungsdatum 2014-07-06

[27] JACOB, Daniela ; ELIZALDE, Alberto: *FAQ Klimaprojektionen*. URL http://www.remo-rcm.de/FAQ-Klimaprojektionen.1233.0.html – Überprüfungsdatum 2014-07-06

[28] FORUM NETZTECHNIK/NETZBETRIEB IM VDE (FNN) (Hrsg.): *TransmissionCode 2007 - Anhang D2 - Teil 1* : *Unterlagen zur Präqualifikation von Anbietern zur Erbringung von Sekundärregelleistung für die ÜNB*. Berlin, November 2009

[29] BUNDESNETZAGENTUR - BESCHLUSSKAMMER 6: *BK6-10-097* (in Kraft getr. am 12. 4. 2011) (2011-04-12)

[30] BUNDESNETZAGENTUR - BESCHLUSSKAMMER 6: *BK6-10-098* (in Kraft getr. am 12. 4. 2011) (2011-04-12)

[31] BUNDESNETZAGENTUR - BESCHLUSSKAMMER 6: *BK6-10-099* (in Kraft getr. am 18. 10. 2011) (2011-10-18)

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

[32] ENERGIE-FORSCHUNGSZENTRUM NIEDERSACHSEN (Hrsg.): *Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit*. Goslar, März 2013

[33] DEUTCHE ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER (Hrsg.): *Anforderungen an die Speicherkapazität bei Batterien für die Primärregelleistung*. 26.08.2015

[34] DEUTCHE ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER (Hrsg.): *Eckpunkte und Freiheitsgrade bei Erbringung von Primärregelleistung* : *Leitfaden für Anbieter von Primärregelleistung*. April 2014

[35] DEUTSCHE ENERGIE-AGENTUR GMBH (dena) (Hrsg.): *dena-Studie Systemdienstleistungen 2030* : *Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien*. Berlin, 11.02.2014

[36] CHEN, Young ; WERTHER, Benjamin ; SCHWAKE, Benjamin ; BECK, Hans-Peter: Netzstabilisierung druch die "Virtuelle Synchronmaschine" (VISMA) mit überlagerter Frequnenz- und Spannungsregelung. In: Energietechnische Gesellschaft im VDE (Hrsg.): *Security in Critical Infrastructures Today, Proceedings of International ETG-Congress 2013; Symposium 1*. Berlin, Offenbach : VDE VERLAG, 2013

[37] ENERGIETECHNISCHE GESELLSCHAFT IM VDE (Hrsg.): *VDE-Studie: Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene* : *Anwendungen und Wirtschaftlichkeit sowie Auswirkungen auf die elektrischen Netze*. Mai 2015

[38] 50HERTZ TRANSMISSION GMBH: *Regelenergie-Downloadbereich*. URL http://www.50hertz.com/de/Maerkte/Regelenergie/Regelenergie-Downloadbereich – Überprüfungsdatum 2015-07-28

[39] VERBAND DER NETZBETREIBER – VDN – E.V. BEIM VDEW (Hrsg.): *TransmissionCode 2003 - Anhang D1: Unterlagen zur Präqualifikation für die Erbringung von Primärregelleistung für die ÜNB*

[40] WANDELT, Fabian ; GAMRAD, Dennis ; DEIS, Wolfgang ; MYRZIK, Johanna: Herausforderungen und Lösungsansätze bei der Erbringung von Primärregelleistung durch Energiespeicher : Technische Analyse und wirtschaftlicher Vergleich. In: KUBIS, Andreas; REHTANZ, Christian; SHAPOVALOV, Anton; HILBRICH, Dominik; PLOTA, Ewa (Hrsg.): *Power and Energy Student Summit (PESS) 2015*, 2015

[41] GERHARD, S. ; HALFMANN, F.: *Entwurf einer Betriebsstrategie für Batteriespeicher zur Teilnahme am Primärregelleistungsmarkt* (Konferenz für Nachhaltige Energieversorgung und Integration von Speichern). Hamburg, 18.-19.09.2014

[42] KOLLER, Michael ; BORSCHE, Theodor ; ULBIG, Andreas ; ANDERSSON, Göran: *Review of grid applications with the Zurich 1MW battery energy storage system*. In: *Electric Power Systems Research* 120 (2015), S. 128–135 – Überprüfungsdatum 2015-09-17

[43] SANDIA CORPORATION: *DOE Global Energy Storage Database*. URL http://www.energystorageexchange.org/projects/ – Überprüfungsdatum 2015-12-08

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

[44] WEMAG: *Europaweit erstes kommerzielles Batteriekraftwerk eröffnet* : *Großspeicher stabilisiert Netzfrequenz effizienter als konventionelle Kraftwerke*. 16.09.2014. URL https://www.wemag.com/ueber_die_wemag/presse/pressemeldungen/2014/09_16_Eroeffnung_Batteriespeicher.html – Überprüfungsdatum 2015-12-08

[45] YOUNICOS AG: *Batteriekraftwerk Schwerien*. URL http://www.younicos.com/download/Younicos_Referenzprojekt_Schwerin.pdf – Überprüfungsdatum 2015-12-08

[46] STEAG GMBH: *Großspeicher LESSY im kommerziellen Betrieb* : *Bundesweit einer der ersten Lithium-Ionen-Batteriespeicher im Regelleistungsmarkt*. Essen, 05.06.2014. URL http://www.steag.com/fileadmin/user_upload/www-steag-com/presse/pressemeldungen/download/140605_STEAG_PI_LESSY_Batterie.pdf – Überprüfungsdatum 2015-12-08

[47] VATTENFALL GMBH: *2 MW-Stromspeicher soll Regelenergie ergbringen*. URL http://corporate.vattenfall.de/newsroom/pressemeldungen/2014/erstes-solarkraftwerk-europas-erbringt-regelenergie/ – Überprüfungsdatum 2015-12-08

[48] PORTAL-21 ONLINEVERLAG GMBH: *Regelenergie: Belectric Batteriegroßspeicher in Alt Daber darf ans Vattenfall-Hochspannungsnetz*. URL http://www.portal-21.de/smart-grid/artikel/regelenergie-belectric-batteriegrossspeicher-in-alt-daber-darf-ans-vattenfall-netz-0729121374/ – Überprüfungsdatum 2015-12-08

[49] FORSCHUNGSINITIATIVE DER BUNDESREGIERUNG: *Netzstabilisierung mit Batteriekraftwerken*. URL http://forschung-energiespeicher.info/batterie-im-netz/projektliste/projekt-einzelansicht/104/Netzstabilisierung_mittels_Batteriekraftwerken/

[50] 50HERTZ TRANSMISSION GMBH ; AMPRION GMBH ; TRANSNETBW GMBH ; TENNET TSO GMBH: *regelleistung.net* : *Internetplattform zur Vergabe von Regelleistung*. URL https://www.regelleistung.net/ – Überprüfungsdatum 2015-07-28

[51] BETTINGER, Carola ; SPIELMANN, Verena: Regenerativer Überschussstrom für Power-to-Heat - Abschätzung der Potentiale von Überschussstrommärkten. In: WENZL, Heinz; KAISER, Friederike (Hrsg.): *Erneuerbare erfolgreich integrieren durch Power to Heat*. 1. Aufl. Göttingen : Cuvillier Verlag, 2015 (Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen, Band 33), S. 158–169

[52] ZEH, Alexander ; MÜLLER, Marcus ; HESSE, Holger C. ; JOSSEN, Andreas ; WITZMANN, Rolf: Operating a Multitasking Stationary Storage System for Providing Secondary Control Reserve on Low-Voltage Level. In: Energietechnische Gesellschaft im VDE (Hrsg.): *ETG-Fb. 147: International ETG Congress 2015* : *Die Energiewende Proceedings November 17 - 18, 2015, World Conference Center, Bonn*. 1., Neuerscheinung. Berlin : VDE VERLAG, 2015 (ETG-Fachberichte), S. 483–490

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

[53] WENZL, Heinz (Hrsg.); KAISER, Friederike (Hrsg.): *Erneuerbare erfolgreich integrieren durch Power to Heat*. 1. Aufl. Göttingen : Cuvillier Verlag, 2015 (Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen Band 33)

[54] DEUTSCHE ENERGIE AGENTUR: *dena-Verteilnetzstudie - Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*. Berlin, Dezember 2012

[55] *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*

[56] VENTZKE, U.: *Spannungsregelungskonzepte in Verteilnetzen aus Sicht der Netzplanung* (16. Symposium für Netzleittechnik). Meißen, September 2013

[57] LEHDE, B.: *Klassische Netzverstärkungen im Verteilnetz bei der Avacon AG* (ESPEN-Projektworkshop Netzausbau). Magdeburg, März 2013

[58] APPEN, J. ; BRAUN, M.: *Assessment of Grid Supporting PV Storage Systems*: *Assessment of Grid Supporting PV Storage Systems*. Proc. IRES 2013

[59] *DIN VDE 0276-603-2000-05 Starkstromkabel - Teil 603: Energieverteilungskabel mit Nennspannungen Uo/U 0,6/1 kV*

[60] HELLWIG, Mark: *Entwicklung und Anwendung parametrisierte Standard-Lastprofile*. München, Technische Universität München. 2003-05-19

[61] NITSCH, Joachim ; PREGGER, Thomas ; SCHOLZ, Yvonne ; NAEGLER, Tobias ; STERNER, Michael ; GERHARDT, Norman ; VON OEHSEN, Amany ; PAPE, Carsten ; SAINT-DRENAN, Yves-Marie ; WENZEL, Bernd: *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global* : *Leitstudie 2010*. BMU - FKZ 03MAP146. 21.02.2011. – BMU - FKZ 03MAP146

[62] QUASCHNING, Volker: *Heizen mit PV-Strom - Chance für den Wärmemarkt*. In: *Sonne, Wind & Wärme* 2013 (2013), 03/2013, S. 94–97

[63] DEUTSCHER WETTERDIENST: *Climate Data Center*. URL ftp://ftp-cdc.dwd.de/pub/CDC/ – Überprüfungsdatum 2014-11-06

[64] SILLER, Marco: *Stromspeicher zur Netzstabilisierung* (Bayrischer Energiekongress). München, 16.03.2013. URL http://www.gruene-fraktion-bayern.de/sites/default/files/marco_siller_stromspeicher_zur_netzstabilisierung_130316.pdf – Überprüfungsdatum 2014-12-15

[65] GOOGLE INC.: *Googlemaps*. URL https://www.google.de/maps/ – Überprüfungsdatum 2015-01-18

[66] DIN EN 50160:2011-02. *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*

[67] VDE-AR-N 4105. *Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*

[68] NAUMANN, Maik ; TRUONG, Cong Nam ; KARL, Ralph Ch. ; JOSSEN, Andreas: Betriebsabhängige Kostenberechnung von Energiespeichern. In: Technische Universität

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Graz (Hrsg.): *EnInnov2014 - 13. Symposium Energieinnovation* : *Innehalten und Ausblick: Effektivität und Effizienz für die Energiewende*. Graz : Verlag d. Technischen Universität Graz, 2014

[69] NAUMANN, Maik ; KARL, Ralph Ch. ; TRUONG, Cong Nam ; JOSSEN, Andreas ; HESSE, Holger C.: *Lithium-ion Battery Cost Analysis in PV-household Application*. In: *Energy Procedia* 73 (2015), S. 37–47

[70] VDE - ENERGIETECHNISCHE GESELLSCHAFT; HESSE, Holger C. (Mitarb.); NAUMANN, Maik (Mitarb.); MÜLLER, Marcus (Mitarb.); JOSSEN, Andreas (Mitarb.) : *Batteriespeicher in der Nieder- und Mittelspannungsebene* : *Anwendungen und Wirtschaftlichkeit sowie Auswirkungen auf die elektrischen Netze*. Frankfurt a.M., 31.07.2013

[71] NAUMANN, Maik ; HESSE, Holger: PV-Heimspeicher : Wirtschaftlicher Speicherbetrieb und Alterungseinfluss | Netz- und Systemdienlicher Einsatz. In: VDE ETG (Hrsg.): *VDE ETG Fachtagung - Batteriespeicher und Power-to-Heat - Konkurrenz oder Koexistenz?*, 2015

[72] KONDZIELLA, Hendrik ; BROD, Kristina ; BRUCKNER, Thomas ; OLBERT, Sebastian ; MES, Florian: Stromspeicher für die „Energiewende“ – eine akteursbasierte Analyse der zusätzlichen Speicherkosten, Bd. 37. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, S. 249–260

[73] BATTKE, Benedikt ; SCHMIDT, Tobias S. ; GROSSPIETSCH, David ; HOFFMANN, Volker H.: *A review and probabilistic model of lifecycle costs of stationary batteries in multiple applications*. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 25 (2013), S. 240–250

[74] PAWEL, Ilja: *The Cost of Storage – How to Calculate the Levelized Cost of Stored Energy (LCOE) and Applications to Renewable Energy Generation*. In: *Energy Procedia* 46 (2014), S. 68–77

[75] E-BRIDGE CONSULTING GMBH (Hrsg.); INSTITUT FÜR ELEKTRISCHE ANLAGEN UND ENERGIEWIRTSCHAFT (Hrsg.); OFFIS (Hrsg.): *Moderne Verteilernetze in Deutschland (Verteilernetzstudie)* : *im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)*. 2014

[76] BET BÜRO FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT UND TECHNISCHE PLANUNG GMBH (Hrsg.); IAEW (Hrsg.); E-BRIDGE CONSULTING GMBH (Hrsg.): *Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisung bis 2020* : *Kurzfassung*. Gutachten im Auftrag des BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Bonn, Aachen, 22.03.2011. – Gutachten im Auftrag des BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

[77] AGORA ENERGIEWENDE (Hrsg.): *Stromspeicher in der Energiewende* : *Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz*. Berlin, September 2014

[78] HILLE, Christian ; GÖDDE, Markus ; POTRATZ, Fabian ; SCHRADER, Sören ; MATROSE, Claas ; HÖRPEL, Benjamin ; HARMS, Heiko ; KAMPIK, Jonas ; SCHNETTLER, Armin: *Technologieoptionen für den Verteilungsnetzausbau in Deutschland - Marktanalyse und Bewertung*. Aachen, 23.08.2013

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

[79] AGORA ENERGIEWENDE (Hrsg.): *Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien: Handlungsvorschläge basierend auf einer Anlayse von Potenzialen und energiewirtschaftlichen Effekten*. 22.06.2014

[80] BAUMANN, Christoph ; GESCHERMANN, Kilian ; HÜTTENRAUCH, Jens ; KÖPPEL, Wolfgang ; MÜLLER-SYRING, Gert ; STEFFENS, Philipp Jonathan ; STÖTZEL, Marcus ; ZÖLLNER, Sylvana: *Management Summary - Nutzen von Smart-Grid-Konzepten unter Berücksichtigung der Power-to-Gas-Technologie*

[81] KRIEG, Dennis: *Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff*: *Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff*. 2012

[82] ALBRECHT, Uwe ; ALTMANN, Matthias ; MICHALSKI, Jan ; RAKSHA, Tetyana ; WEINDORF, Werner: *Analyse der Kosten Erneuerbarer Gase - Eine Expertise für den Bundesverband Erneuerbare Energie, den Bundesverband Windenergie und den Fachverband Biogas*: *Analyse der Kosten Erneuerbarer Gase - Eine Expertise für den Bundesverband Erneuerbare Energie, den Bundesverband Windenergie und den Fachverband Biogas*. 2013

[83] AUSFELDER, Florian ; BEILMANN, Christian ; BERTAU, Martin ; BRÄUNINGER, Sigmar ; HEINZEL, Angelika ; HOER, Renate ; KOCH, Wolfram ; MAHLENDORF, Falko ; METZELTHIN, Anja ; PEUCKERT, Marcell ; PLASS, Ludolf ; RÄUCHLE, Konstantin ; REUTER, Martin ; SCHAUB, Georg ; SCHIEBAHN, Sebastian ; SCHWAB, Ekkehard ; SCHÜTH, Ferdi ; STOLTEN, Detlef ; TEßMER, Gisa ; WAGEMANN, Kurt ; ZIEGAHN, Karl-Friedrich: *Energiespeicherung als Element einer sicheren Energieversorgung*. In: *Chemie Ingenieur Technik* 87 (2015), 1-2, S. 17–89

[84] GROSCURTH, H.-M. ; BODE, S.: *Discussion Paper No. 9: "Power-to-heat" oder "Power-to-gas"?*: *Discussion Paper No. 9: "Power-to-heat" oder "Power-to-gas"?* 2013. URL http://www.arrhenius.de/uploads/media/arrhenius_DP_9_-_Power-to-heat.pdf

[85] AGFW - DER ENERGIEEFFIZIENZVERBAND FÜR WÄRME, KÄLTE UND KWK E.V. (Hrsg.): *AGFW - Hauptbericht 2014*. 2015

[86] BÖTTGER, Diana ; BRUCKNER, Thomas: Auswirkungen von Power-to-Heat-Anlagen im Markt für negative. In: WENZL, Heinz; KAISER, Friederike (Hrsg.): *Erneuerbare erfolgreich integrieren durch Power to Heat*. 1. Aufl. Göttingen : Cuvillier Verlag, 2015 (Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen, Band 33), S. 170–176

[87] MÜLLER-SYRING, Gert ; HENEL, Marco: *Abschlussbericht Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen*. Abschlussbericht. Februar 2014. – Abschlussbericht

[88] MAYRHOFER, Philip ; NEUGEBAUER, Helene: Power to Heat Contracting bietet Wärmeverbrauchern Zusatzerlöe. In: WENZL, Heinz; KAISER, Friederike (Hrsg.): *Erneuerbare erfolgreich integrieren durch Power to Heat*. 1. Aufl. Göttingen : Cuvillier

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Verlag, 2015 (Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen, Band 33), S. 192–199

[89] DEUTSCHE FERNLEITUNGSNETZBETREIBER (Hrsg.): *Netzentwicklungsplan Gas 2012 der Fernleitungsnetzbetreiber*. Berlin, 10.03.2013

[90] STATISTISCHE ÄMTER DES BUNDES UND DER LÄNDER (Hrsg.): *Zensus Kompakt* : *Ergebnisse des Zensus 2011*

[91] AGFW - DER ENERGIEEFFIZIENZVERBAND FÜR WÄRME, KÄLTE UND KWK E.V. (Hrsg.): *Transformationsstrategien von fossiler zentraler Fernwärmeversorgung zu Netzen mit höheren Anteilen erneuerbarer Energien* : *Endbericht*. Frankfurt am Main (Forschung und Entwicklung / AGFW)

[92] STERNER, Michael ; STADLER, Ingo: *Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration*. 2014. Aufl. : Springer Vieweg, 2014

[93] AGORA ENERGIEWENDE; Marian Klobasa (Mitarb.); Gerhard Angerer (Mitarb.); Arne Lüllmann (Mitarb.); Joachim Schleich (Mitarb.); Tim Buber (Mitarb.); Anna Gruber (Mitarb.); Marie Hünecke (Mitarb.); Serafin von Roon (Mitarb.) : *Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland* : *Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft*. Berlin, August 2013

[94] BUNDESMINISTERIUMS DER JUSTIZ UND FÜR VERBRAUCHERSCHUTZ: *Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten* (in Kraft getr. am 28. 12. 2012) (2012-12-28)

[95] AGORA ENERGIEWENDE; Connect Energy Economics (Mitarb.): *Aktionsplan Lastmanagement* : *Endbericht einer Studie von Connect Energy Economics*. Berlin, April 2015

[96] DENA; Stephan Kohler (Mitarb.); Annegret-Cl. Agricola (Mitarb.); Hannes Seidl (Mitarb.) : *dena-Netzstudie II* : *Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025*. Berlin, November 2010

[97] DENA: *Handbuch Lastmanagement* : *Vermarktung flexibler Lasten: Erlöse erwirtschaften – zur Energiewende beitragen*. Berlin, Dezember 2012

[98] KLOBASA, Marian: *Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz*. Dissertation. Stuttgart (ISI-Schriftenreihe "Innovationspotenziale"). – Dissertation

[99] SERAFIN VON ROON ; THOMAS GOBMAIER ; MALTE HUCK: *Demand Side Management in Haushalten* : *Methoden zur Potenzialanalyse und Kostenabschätzung*. München, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. Kurzstudie. April 2010

[100] STATISTISCHES BUNDESAMT: *Haushalte nach Haushaltsgrößen*. URL https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Indikatoren/LangeReihen/Bevoelkerung/lrbev05.html?cms_gtp=151958_list%253D1&https=1. – Aktualisierungsdatum: 2016-02-16

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

[101] THOMAS GOBMAIER ; SERAFIN VON ROON: *Demand Response in der Industrie* : *Status und Potenziale in Deutschland*. München, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. 2011-01-23

[102] TRIMET ALUMINIUM SE: *Aluminiumelektrolyse als virtueller Stromspeicher -ein Beitrag zum Gelingen der Energiewende* (If.E-Innovationsworkshop). Berlin, 13.11.2013. URL http://www.innovationsforum-energiewende.de/wp-content/uploads/2013/11/Thomas-Flesch-Trimet.pdf – Überprüfungsdatum 2016-02-11

[103] VDE - ETG-TASK FORCE DEMAND SIDE MANAGEMENT: *Demand Side Integration* : *Lastverschiebungspotenziale in Deutschland*. Frankfurt am Main, Juni 2012

[104] AGORA ENERGIEWENDE: *Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen* : *Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz* (Juni 2014). URL https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2013/Agora_NegativeStrompreise_Web.pdf – Überprüfungsdatum 2016-03-12

[105] WÄRTSILÄ: *Firmeninformationen*. März 2016

[106] DERLIEN, Holger ; MÜLLER-KIRCHENBAUER, Joachim: *Elektromobiles Erdgas - Stromspeicherung und Steigerung der Energieeffizienz durch elektrische Verdichterantriebe*. In: *gwf-Gas* 152 (2011), Nr. 9, S. 558–563 – Überprüfungsdatum 2014-08-20

[107] VERBAND DER NETZBETREIBER - VDN - E.V. BEIM VDEW (Hrsg.): *TransmissionCode 2007* : *Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. Version 1.1. Berlin, August 2007

[108] VDE - ENERGIETECHNISCHE GESELLSCHAFT (Hrsg.): *Potenziale für Strom im Wärmemarkt bis 2050* : *Wärmeversorgung in flexiblen Energieversorgungssystemen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien*. Frankfurt a.M., 2015

[109] WIEDEMANN, Thorsten: Power to Heat: Typen und Projekte. In: WENZL, Heinz; KAISER, Friederike (Hrsg.): *Erneuerbare erfolgreich integrieren durch Power to Heat*. 1. Aufl. Göttingen : Cuvillier Verlag, 2015 (Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen, Band 33), S. 121–126

[110] KOLETZEK, Gregor: Wirtschaftlicher und energiewendedienlicher Einsatz elektrischer Wärmeerzeuger. In: WENZL, Heinz; KAISER, Friederike (Hrsg.): *Erneuerbare erfolgreich integrieren durch Power to Heat*. 1. Aufl. Göttingen : Cuvillier Verlag, 2015 (Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen, Band 33), S. 187–191

[111] RIEKERT, CHRISTOPH: *Erfahrungen und Anwendungsmöglichkeiten für E-Kessel in BHKW* (Dialogplattform Power to Heat). Goslar, 05. Mai 2015. URL https://www.efzn.de/fileadmin/Veranstaltungen/Power_to_Heat/P2H_2015_Vortr%C3%A4ge/13_Riekert.pdf – Überprüfungsdatum 2015-10-20

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

[112] ARMBRECHT, Björn ; SCHÜTTE, Tobias ; SPIELMANN, Verena: Anwendung von P2H zur Begrenzung der PV-Einspeiseleistung um Netzausbaumaßnahmen im Niederspannungsnetz zu vermeiden, Bd. 1. In: WENZL, Heinz; KAISER, Friederike (Hrsg.): *Erneuerbare erfolgreich integrieren durch Power to Heat*. 1. Aufl. Göttingen : Cuvillier Verlag, 2015 (Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen, Band 33), S. 39–51

[113] BERTUCCIOLI, Luca ; CHAN, Alvin ; HART, David ; LEHNER, Franz ; MADDEN, Ben ; STANDEN, Eleanor: *Study on development of water electrolysis in the EU* : *Final Report*. 07.02.2014

[114] STERNBERG, André ; BARDOW, André: *Power-to-What?* : *– Environmental assessment of energy storage systems*. In: *Energy & Environmental Science* 8 (2015), Nr. 2, S. 389–400

[115] HILPERT, Johannes: Der Rechtsrahmen für Power-to-Heat-Anwendungen. In: WENZL, Heinz; KAISER, Friederike (Hrsg.): *Erneuerbare erfolgreich integrieren durch Power to Heat*. 1. Aufl. Göttingen : Cuvillier Verlag, 2015 (Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen, Band 33), S. 128–135

[116] THOMAS, Henning: Rechtliche Rahmenbedingungen für Power to Heat. In: WENZL, Heinz; KAISER, Friederike (Hrsg.): *Erneuerbare erfolgreich integrieren durch Power to Heat*. 1. Aufl. Göttingen : Cuvillier Verlag, 2015 (Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen, Band 33), S. 141–151

[117] DEUTSCHER WETTERDIENST: *Wie gut sind Wettervorhersagen*. URL http://www.dwd.de/bvbw/generator/DWDWWW/Content/Oeffentlichkeit/KU/KUPK/Wir__ueber__uns/Broschueren/pdf/Wie__gut__sind__Wettervorhersagen,templateId=raw,property=publicationFile.pdf/Wie_gut_sind_Wettervorhersagen.pdf – Überprüfungsdatum 2015-04-01

[118] E.DIS AG: *EISMAN-Berichte*. URL http://www2.e-dis.de/miniapps/eisman/index.html?year=2014 – Überprüfungsdatum 2015-04-02

[119] WENZL, Heinz ; BARING-GOULD, Ian ; KAISER, Rudi ; LIAW, Bor Yann ; LUNDSAGER, Per ; MANWELL, Jim ; RUDDEL, Alan ; SVOBODA, Vojtech: *Life prediction of batteries for selecting the technically most suitable and cost effective battery*. In: *Journal of Power Sources* 144 (2005), Nr. 2, S. 373–384

[120] SAUER, Dirk Uwe ; WENZL, Heinz: *Comparison of different approaches for lifetime prediction of electrochemical systems—Using lead-acid batteries as example*. In: *Journal of Power Sources* 176 (2008), Nr. 2, S. 543–546

[121] HEYNE, Raoul: *Lebensdauerprognose von Brennstoffzellen und Batterien*. Clausthal-Zellerfeld, TU Clausthal, Institut für Elektrische Energietechnik und Energiesysteme. Dissertation. 2015

[122] KÖHLER, Michael ; JENNE, Sven ; PÖTTER, Kurt ; ZENNER, Harald: *Zählverfahren und Lastannahme in der Betriebsfestigkeit*. Dordrecht : Springer, 2012

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

[123] JONNY DAMBROWSKI, SIMON PICHLMAIER, ANDREAS JOSSEN: Mathematical methods for classification of state-of-charge time series for cycle lifetime prediction. In: *Advanced Automotive Battery Conference Europe*, 2012

[124] WANG, Yanzhi ; LIN, Xue ; XIE, Qing ; CHANG, Naehyuck ; PEDRAM, Massoud: Minimizing state-of-health degradation in hybrid electrical energy storage systems with arbitrary source and load profiles. In: *Design, Automation and Test in Europe (DATE)Conference and Exhibition*, 2014, S. 1–4

[125] YOU, S. ; RASMUSSEN, C. N.: Generic modelling framework for economic analysis of battery systems. In: *IET Conference on Renewable Power Generation (RPG 2011)*, S. 122

[126] SONY ENERGY DEVICES: *Lithium Ion Rechargeable Battery Technical Information - US26650FT*. 23.11.2012

[127] MASUMI TERAUCHI: *Sony's Lithium ion battery using olivine-type LFP cathode*. Battery university, 23.März, 2011

[128] SONY ENERGY DEVICES CORPORATION: *SONY US26650FTC1 Product Specifications*. 01.06.2010

[129] NEWNHAMA, Russell ; SUNA, Sally ; KARNERA, Donald: *Energy Storage for DC Fast Chargers Development and Demonstration of Operating Protocols for 20-kWh and 200-kWh Field Sites*. März 2013

[130] MIYAKI, Yukio ; HAYASHI, Kunihiko ; MAKINO, Tetsuya ; YOSHIDA, Kazuhiko ; TERAUCHI, Masumi ; ENDO, Takuya ; FUKUSHIMA, Yuzuru: A Common Capacity Loss Trend: LiFePO4 Cell's Cycle and Calendar Aging. In: *PRiME - Pacific rim meeting on electrochemical and solid state science*. Honolulu, 2012

[131] *Ford Focus Electric Review*. URL http://www.plugincars.com/ford-focus-electric – Überprüfungsdatum 2016-04-25

[132] *Model: C-MAX Energi*. URL http://www.ford.com/cars/cmax/trim/energi/ – Überprüfungsdatum 2016-04-25

[133] *Kia Soul EV Review*. URL http://www.plugincars.com/kia-soul-ev – Überprüfungsdatum 2016-04-25

[134] *Going Electric*. URL http://www.goingelectric.de/elektroautos/ – Überprüfungsdatum 2016-04-25

[135] MERCEDES-BENZ ÖSTERREICH VERTRIEBSGESELLSCHAFT M.B.H.: *Der neue Mercedes-Benz C 350 PLUG-IN HYBRID: Effizienz, Dynamik und Komfort - das Beste aus drei Welten*. URL http://media.daimler.com/dcmedia-at/0-1071-1643823-49-1779939-1-0-1-0-0-0-0-0-0-1-0-0-0-0-0.html. – Aktualisierungsdatum: 2015-01-12 – Überprüfungsdatum 2016-04-25

[136] DAIMLER AG: *PLUG-IN HYBRID - Elektrisierte Geländegängigkeit*. URL http://www.mercedes-

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

benz.de/content/germany/mpc/mpc_germany_website/de/home_mpc/passengercars/home/new_cars/models/gle-class/gle_suv/facts/drivetrain/pluginhybrid.html – Überprüfungsdatum 2016-04-25

[137] ADAM OPEL AG: *Die Revolution im Überblick*. URL http://www.opel.de/fahrzeuge/modelle/personenwagen/ampera/spezifikationen/antriebssystem.html – Überprüfungsdatum 2016-04-25

[138] PEUGEOT: *Peugeot iOn*. URL http://www2.peugeot.de/shared/ppdownload/download/kataloge/ion.pdf – Überprüfungsdatum 2016-04-25

[139] DR. ING. H.C. F. PORSCHE AG: *Panamera S E-Hybrid* : *Die Kraft der Gegensätze*. URL http://www.porsche.com/germany/models/panamera/panamera-s-e-hybrid/ – Überprüfungsdatum 2016-04-25

[140] *Der Renault Twizy ist günstiger als die Konkurrenz*. URL http://www.auto-im-test.de/elektroautos/der-renault-twizy-konkurrenz-7736. – Aktualisierungsdatum: 2014-04-29 – Überprüfungsdatum 2016-04-25

[141] *Fahrbericht Volvo XC90 T8 Twin Engine: Nordische Kombination*. URL http://www.motorsport-total.com/auto/news/2016/02/fahrbericht-volvo-xc90-t8-twin-engine-nordische-kombination-16021502.html. – Aktualisierungsdatum: 2016-02-15 – Überprüfungsdatum 2016-04-25

[142] TESLA MOTORS: *Model S* : *Performance und Sicherheit in jeder Situtation*. URL https://www.teslamotors.com/de_DE/models – Überprüfungsdatum 2016-04-25

[143] *Kraftvoller Plug-in-Hybrid jetzt bestellbar* : *VW Passat GTE kostet ab 44.250 Euro*. URL http://www.auto-motor-und-sport.de/news/vw-passat-gte-kostet-ab-44250-euro-kraftvoller-plug-in-hybrid-jetzt-bestellbar-8626297.html – Überprüfungsdatum 2016-04-25

[144] *Der Power-Hybrid* : *Volvo V60 D6 AWD 2013: Plug-in-Hybrid im Test*. URL http://www.autozeitung.de/auto-einzeltest/volvo-v60-plug-in-hybrid-d6-awd-bilder-und-technische-daten-gn00230. – Aktualisierungsdatum: 2013-07-11 – Überprüfungsdatum 2016-04-25

[145] *Technische Daten Renault Zoe* : *Fahrbericht Renault Zoe*. URL http://www.focus.de/auto/fahrberichte/tid-33781/fahrbericht-renault-zoe-dieses-elektroauto-hat-es-in-sich-technische-daten-renault-zoe_aid_1113326.html – Überprüfungsdatum 2016-04-25

[146] VDE-GESELLSCHAFT ENERGIETECHNIK: *USV und Sicherheitsstromversorgung III* : *Tagung Leipzig, 6. und 7. November 1996*. Düsseldorf : VDI-Verl., 1996 (VDI-Berichte 1291)

[147] WOLFRAM H. WELLßOW: *USV-Anlagen* : *Technologien, Einsatzmöglichkeiten und Entwicklungstrends*. In: *etz* (2002), Nr. 19

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

[148] JOCHEN HOMANN ; ANDREAS MUNDT: *Bundesnetzagentur / Bundeskartellamt - Monitoringbericht 2012*. Bonn, 05.02.2013

[149] 2013-07-08. *DIN EN50171 - Zentrale Sicherheitsstromversorgungssysteme*

[150] POWER & AIR SOLUTIONS: *Energietechnische Anlagen*. URL http://www.pasm.de/anlagen/. – Aktualisierungsdatum: 2016-02-17

[151] RALPH HINTEMANN ; KLAUS FICHTER: *Energieverbrauch und Energiekostenvon Servern und Rechenzentren in Deutschland* : *Aktuelle Trends und Einsparpotenziale bis 2015*. Berlin, Mai 2012

[152] KRISTIAN WEIHS: *Potenziale von Notstromaggregaten (NSA) zur Netzstabilisierung in Deutschland*. Ulm, Hochschule Ulm, Angewandte Energietechnik. Studienarbeit. 2012-10-05

[153] JÖRG KREILING: *Energieabsicherung im Rechenzentrum durch modulare USV Anlagen*. Herborn, 2005 (White Paper)

[154] GUENTHER, C. (Hrsg.); BARILLAS, J. K. (Hrsg.); STUMPP, S. (Hrsg.); DANZER, M. A. (Hrsg.): *A dynamic battery model for simulation of battery-to-grid applications*, 2012

[155] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISISION: *Electrical Energy Storage* (2011). URL http://www.iec.ch/whitepaper/pdf/iecWP-energystorage-LR-en.pdf – Überprüfungsdatum 2016-04-12

[156] STERNER, M., ECKERT, F. ; THEMA, M. ; BAUER, F.: *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, 2015

[157] J.-P. DIARD, B.LE GORREC, C. MONTELLA: *EIS study of electrochemical battery discharge on constant load*. In: *Journal of Power Sources* (1998)

[158] LUCIA GAUCHIA BABE: *Nonlinear Dynamic per-unit models for electrochemical energy system. Application to a hard ware-in-the-loop hybrid simulation*. Doctoral thesis, 2009

[159] DIARD, J.-P. ; GORREC, B.Le ; MONTELLA, C.: *EIS study of electrochemical battery discharge on constant load*. 1998

[160] ZHANGXIN, Zhangzongwei: *PWM Rectifier and Control, China machine press*: *PWM Rectifier and Control, China machine press*. 2012

[161] HUI WANG, Hui Qi (Hrsg.): *Study of Control Strategies for Voltage-source PWM Rectifier*, 2013

[162] ZIXIN LI, ZAHUA LI, PING WANG: *Control of Three-phase Boost-Type PWM Rectifier in Stationary Frame under Unbalance Input Voltage*. In: *IEEE Transactions on Power Electronics* (2010)

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

[163] DANIEL ROIU, RADU IUSTIN BOJOI (Hrsg.): *New Stationary Frame Control Scheme for Three-phase PWM Rectifiers under Unbalanced Voltage Dips Conditions*, 2008

[164] N. PFLUGRADT AND B. PLATZER: Behavior based load profile generator for domestic hot water and electricity use. In: *Innostock, 12th International Conference on Energy*.

[165] STATISTISCHES BUNDESAMT: *Bevölkerung und Erwerbstätigkeit*. Fachserie 1 Reihe 3. Wiesbaden, 2009

[166] HESSE, Ralf: *Virtuelle Synchronmaschine*. Clausthal-Zellerfeld, TU Clausthal, Institut für Elektrische Energietechnik. Dissertation. 2007

[167] HESSE, R. ; BECK, H.-P. ; TURSCHNER, D.: *Netzqualität und Versorgungssicherheitsverbesserungsverfahren*. Veröffentlichungsnr. EU-Patent-Nr.: 2070174

[168] BENGER, R.: *Dynamisches Verhalten von Umrichter gespeisten Energiespeichersystemen*. Clausthal-Zellerfeld, TU Clausthal. Dissertation. 2012

[169] Y. CHEN, R. HESSE, D. TURSCHNER, H. P. BECK: Improving the grid power quality using virtual synchronous machines. In: *Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG)* : *International Conference on Malaga*. Malaga, 2011, S. 1–6

[170] CEN-CENELEC-ETSI SMART GRID COORDINATION GROUP: *Smart Grid Reference Architecture*. URL http://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/xpert_group1_reference_architecture.pdf – Überprüfungsdatum 2016-01-14

[171] CEN-CENELEC-ETSI SMART GRID COORDINATION GROUP: *CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group – Sustainable Processes*. URL ftp://ftp.cen.eu/EN/EuropeanStandardization/HotTopics/SmartGrids/Sustainable%20Processes.pdf – Überprüfungsdatum 2016-01-14

[172] ENERGY BRAINPOOL GMBH & CO.: *Auswirkungen der verpflichtenden Direktvermarktung für EEG-Neuanlagen*. Kurzstudie im Auftrag des Bundesverbands Erneuerbare Energien e.V. URL http://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/20130719_BEE-Studie_Verpflichtende_Direktvermarktung_EnergyBrainpool.pdf – Überprüfungsdatum 2016-01-14

[173] EPEX SPOT SE: *EPEX SPOT Handelsbedingungen*. URL https://www.epexspot.com/de/

[174] EUROPEAN COMMODITY CLEARING AG: *ECC gründet Tochtergesellschaft in Luxemburg*. URL http://www.ecc.de/blob/73860/ffde94d0a104be486e1491daad502aaa/20090623-ecc-tochtergesellschaft-data.pdf

[175] BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ UND FÜR VERBRAUCHERSCHUTZ: *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung* (idF v. 21. 7. 2014) 2014 (2005-07-07), S. 1–114

[176] BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ UND FÜR VERBRAUCHERSCHUTZ: *Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung einer Netzreserve sowie zur Regelung des Umgangs mit*

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

geplanten Stilllegungen von Energieerzeugungsanlagen zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems (idF v. 27. 6. 2013) (2013), S. 1–6

[177] BUNDESRAT: *Verordnung zur Änderung der Systemstabilitätsverordnung* (idF v. 17. 12. 2014) (2014-12-17), S. 1–61. URL http://www.bundesrat.de/SharedDocs/drucksachen/2014/0601-0700/624-14.pdf?__blob=publicationFile&v=1 – Überprüfungsdatum 2016-02-20

[178] BUNDESMINISTERIUMS DER JUSTIZ UND FÜR VERBRAUCHERSCHUTZ: *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien* (idF v. 1. 8. 2014) (2014), S. 1–74

[179] BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ UND FÜR VERBRAUCHERSCHUTZ: *Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen* (idF v. 21. 7. 2014) (2005-07-25), S. 1–14

[180] BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ UND FÜR VERBRAUCHERSCHUTZ: *Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen* (idF v. 21. 7. 2014) (2005-07-25), S. 1–26

[181] BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ UND FÜR VERBRAUCHERSCHUTZ: *Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung* (idF v. 3. 9. 2010) (2006-11-01), S. 1–13

[182] M. SAUER: *Energiewirtschaftliche Kostenbelastungen beim Einsatz von Batteriespeichern*. In: *EWeRK* 2015, 4/2015, S. 176–184

[183] BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ UND FÜR VERBRAUCHERSCHUTZ: *Stromsteuergesetz* (idF v. 5. 12. 2012) (1999-03-24), S. 1–10

[184] BUNDESMINISTERIUM DER JUSTIZ UND FÜR VERBRAUCHERSCHUTZ: *Verordnung zur Durchführung des Stromsteuergesetzes (Stromsteuer-Durchführungsverordnung - StromStV)* (idF v. 24. 7. 2013) (2013-07-24), S. 1–15

[185] *BDEW-Strompreisanalyse Juni 2014* : *Haushalte und Industrie* (BDEW). Berlin, 20.06.2014. URL https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20140702-pi-steuern-und-abgaben-am-strompreis-steigen-weiter-de/$file/140702%20BDEW%20Strompreisanalyse%202014%20Chartsatz.pdf – Überprüfungsdatum 2016-03-30

[186] J. ABEGG: *Is it worth it? The market premium model* (E-World side event). Essen, 16.02.2016

[187] DEUTSCHE ÜNB: *Eckpunkte und Freiheitsgrade bei Erbringung von Primärregelleistung: Leitfaden für Anbieter von Primärregelleistung.* (idF v. 3. 4. 2014) (2014-04-03). URL https://www.regelleistung.net/ext/download/eckpunktePRL – Überprüfungsdatum 2016-02-20

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

[188] VERBAND DER NETZBETREIBER - VDN – E.V. BEIM VDEW: *TransmissionCode 2007. Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber* (idF v. Version 1.1) (08.2007), S. 1–90

[189] VERBAND DER NETZBETREIBER - VDN – E.V. BEIM VDEW: *DistributionCode 2007. Regeln für den Zugang zu Verteilnetzen* (idF v. Version 1.1) (08.2007). URL https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/$file/DistributionCode2007.pdf – Überprüfungsdatum 2016-02-20

[190] FNN-EXPERTENNETZWERK „SPEICHER“: *Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz* : *FNN-Hinweis*. Berlin, 06.2014

[191] DEUTSCHE ÜNB: *Anforderungen an die Speicherkapazität bei Batterien für die Primärregelleistung* (idF v. 29. 9. 2015) (2015-09-29). URL www.regelleistung.net – Überprüfungsdatum 2016-02-20

[192] H. PREDKI: *System - und Marktintegration von Photovoltaik-Anlagen durch dezentrale Stromspeicher? – Eine Analyse der technischen Potentiale und rechtlichen Rahmenbedingungen*. Leuphana Schriftenreihe Nachhaltigkeit und Recht. ISSN 2195-3317. 06.2013 (Nr.5). – Leuphana Schriftenreihe Nachhaltigkeit und Recht

[193] KFW: *Merkblatt Erneuerbare Energien. KfW-Programm Erneuerbare Energien "Speicher"* : *Finanzierung von stationären Batteriespeichersystemen in Verbindung mit einer Photovoltaikanlage.* 275 Kredit. URL https://www.kfw.de/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-%28Inlandsf%C3%B6rderung%29/PDF-Dokumente/6000002700_M_275_Speicher.pdf – Überprüfungsdatum 2016-02-20

[194] C. PAPE: *Roadmap Speicher* : *Bestimmung des Speicherbedarfs in Deutschland im europäischen Kontext und Ableitung von technisch - ökonomischen sowie rechtlichen Handlungsempfehlungen für die Speicherförderung*. Endbericht. 11.2014. – Endbericht

[195] J. RIEWE, M. Sauer: *Einsatz- und Rechtsrahmen für moderne Batteriegroßspeicher – Eigenständiger Speichermarkt oder Modell der Netzbetriebsintegration?* In: *EWeRK* 14 (2014), 2&2014, S. 77–129. URL http://www.ewerk.nomos.de/fileadmin/ewerk/doc/2014/Ewerk_2014_02_00.pdf – Überprüfungsdatum 2016-02-20

[196] BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V.: *Definition des Begriffes „Energiespeicher“* : *Begriffsdefinition und Vorschlag für eine Befreiung von Letztverbraucherabgaben*. Berlin, 06.06.2014

[197] DEUTSCHE ENERGIE - AGENTUR GMBH: *dena - Studie Systemdienstleistungen 2030* : *Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien.* Endbericht. Berlin, 11.02.2014. – Endbericht

[198] H.-P. SCHWINTOWSKI: *Konfiguration und rechtliche Rahmenbedingungen für den modernen Batteriespeichermarkt*. In: *EWeRK* (2015), Nr. 2, S. 81–98

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

[199] BUNDESREGIERUNG: *Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes* (idF v. 2015) (2015). URL https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/entwurf-eines-gesetzes-zur-weiterentwicklung-des-strommarktes,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf – Überprüfungsdatum 2016-02-20

[200] AG 3 INTERAKTION: *Bericht der AG 3 Interaktion an den Steuerungskreis der Plattform Erneuerbare Energien, die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder*. 15.10.2012

[201] U. LEPRICH, D. BAUKNECHT, E. EVERS, H. GAßNER, K. SCHRADER: *Dezentrale Energiesysteme und Aktive Netzbetreiber (DENSAN)* : *Endbericht*. 31.10.2005

[202] *10-Punkte-Programm der 110-kV-Verteilnetzbetreiber (VNB) und des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) der Regelzone 50Hertz zur Weiterentwicklung der Systemdienstleistungen (SDL) mit Integration der Möglichkeiten von dezentralen Energieanlagen*. 09.09.2014

[203] ÖKO-INSTITUT E.V.: *Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0* : *Konzept einer strukturellen EEG-Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign (Langfassung)*. Studie im Auftrag von Agora Energie. 10.2014. – Studie im Auftrag von Agora Energie

[204] SANDRA ENKHARDT: *Photovoltaik-Speicherförderung geht mit verschärften Anforderungen weiter*. URL http://www.sonnenseite.com/de/energie/photovoltaik-speicherfoerderung-geht-mit-verschaerften-anforderungen-weiter.html. – Aktualisierungsdatum: 2016-03-01 – Überprüfungsdatum 2016-03-02

[205] M. STERNER, F. ECKERT, M. THEMA, F. BAUER: *Der positive Beitrag dezentraler Batteriespeicher für eine stabile Stromversorgung*. Kurzstudie im Auftrag von BEE e.V. und Hannover Messe. Regensburg, Berlin, Hannover, 2015. – Kurzstudie im Auftrag von BEE e.V. und Hannover Messe

[206] BLONBOU, Ruddy ; MONJOLY, Stephanie ; BERNAR, Jean-Louis: *Dynamic Energy Storage Management for Dependable Renewable Electricity Generation*

[207] OERTEL, Dagmar: *Energiespeicher - Stand und Perspetktiven* : *Sachstandsbericht zum Monitoring "Nachhaltige Energieversorgung*. Berlin, 2008

[208] NEUPERT; NEUPERT, Ulrik (Mitarb.); EUTING, Thomas (Mitarb.); KRETSCHMER, Thomas (Mitarb.); NOTTHOFF, Claudia (Mitarb.); RUHLIG, Klaus (Mitarb.); WEIMERT, Birgit (Mitarb.) : *Energiespeicher* : *Technische Grundlagen und energiewirtschaftliches Potenzial*. Euskirchen : Fraunhofer IRB Verlag, 2009

[209] MISHRA, K. P.: *Lead exposure and its impact on immune system* : *A review*, 2009 (23)

[210] FELLNENBERG, G.: *Metalle* : *Umweltbelastungen. Eine Einführung*. Stuttgart / Leipzig, 1999

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

[211] OBERSTEINER, Erik ; OFFENTHALER, Ivo: *Critical Loads für Schwefel und Stickstoffenträge in Ökosysteme*. Wien : Umweltbundesamt GmbH

[212] ARAL, Hal ; VECCHIO-SADUS, Angelica: *Toxicity of lithium to humans and the environment—A literature review*. In: *Ecotoxicology and Environmental Safety* 70 (2008), Nr. 3, S. 349–356

[213] MUKHERJEE, Biswajit ; PATRA, Balaram ; MAHAPATRA, Sushmita ; BANERJEE, Pratik ; TIWARI, Amit ; CHATTERJEE, Malay: *Vanadium—an element of atypical biological significance*, 2004 (150)

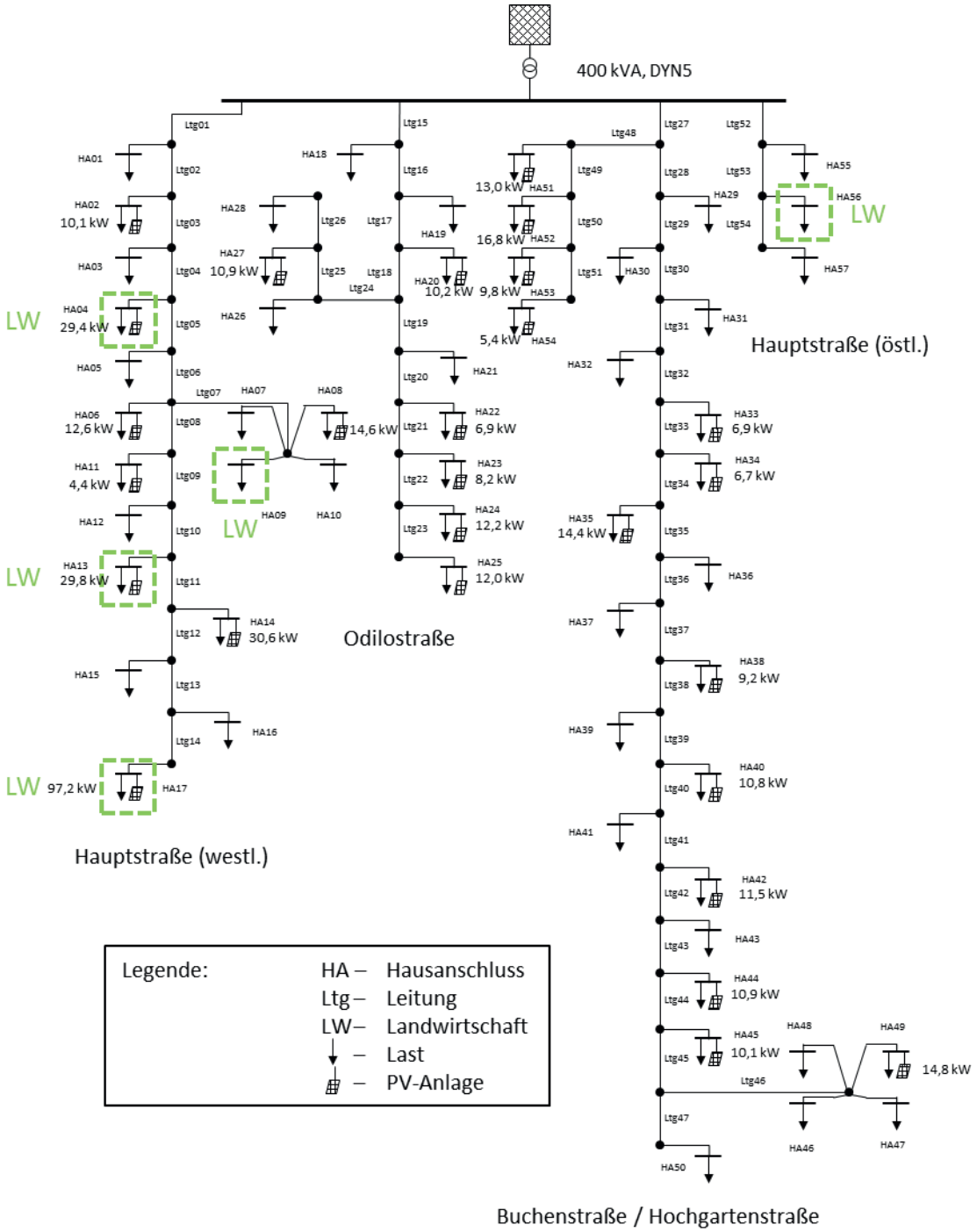
[214] GUMMOW, B.: *Vanadium: Environmental Pollution and Health Effects*

[215] SPIELMANN, Verena ; WENZL, Heinz: *Grenzen der Überbrückung durch Speicher* (Workshop Nachhaltige Versorgungssicherheit). Hannover, 05./06.11.2014

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

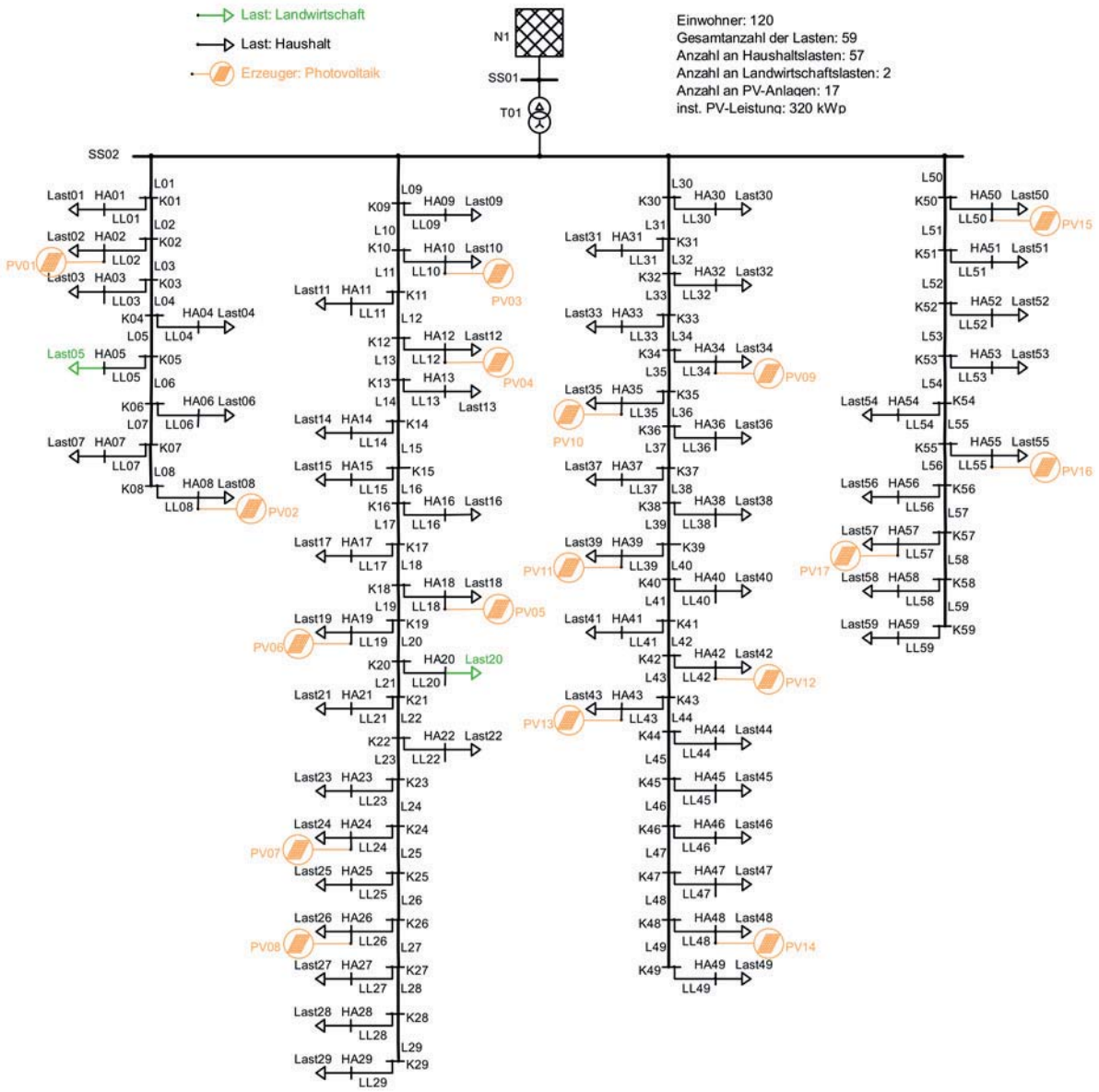
Anhang A: Netzstrukturen der modellierten Niederspannungsnetze

A1: Netzstruktur des ländlichen Netzes



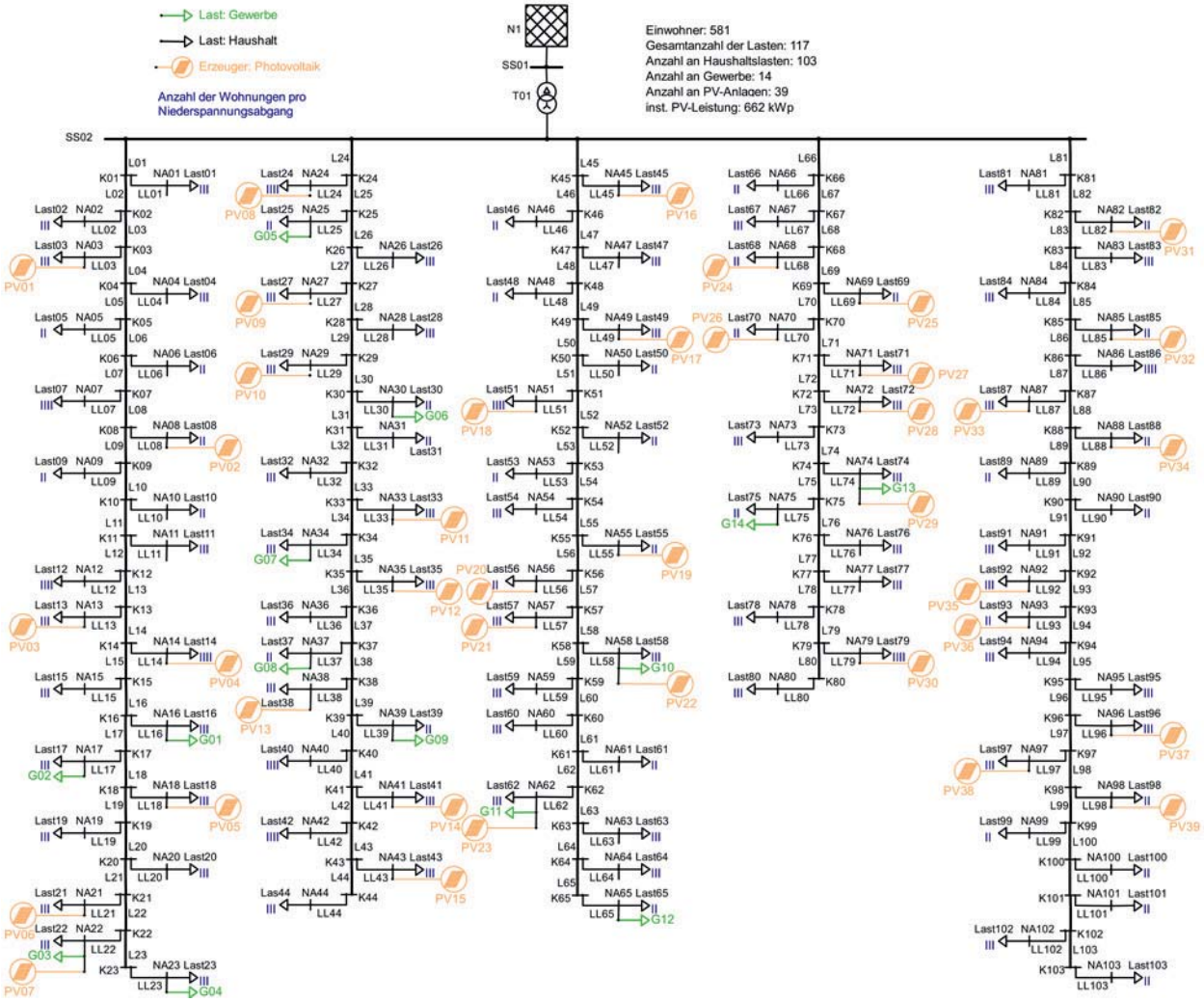
Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

A2: Netzstruktur des vorstädtischen Netzes



Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

A3: Netzstruktur des städtischen Netzes



Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Anhang B: Gesammelte Anwendungsfälle

Anwedungsfall: Wirtschaftliche Speichernutzung

Beschreibung des Anwendungsfalles

1. Bezeichnung des Anwendungsfalles

ID	*Definitionsbereich*	*Name des Anwendungsfalles*	*Niveau der Tiefe*
1	Elektrische Energiespeicher	Wirtschaftliche Speichernutzung	High level

2. Allgemeine Angaben zum Anwendungsfall

Bezug zum übergeordneten Anwendungsfall	
Gruppe	*Übergeordneter Anwendungsfall*
Teilnahme am Energiemarkt	Gewinnmaximierung an der EEX

Fälligkeit des Anwendungsfalles
Entwickelt im Forschungsprojekt ESPEN.
Priorisierung
Für die optimale Betriebsweise von erneuerbaren Energiequellen in Smart Grids und zur Steigerung des Profites an der Strombörse ist die Verwendung von elektrischen Energiespeichern im System erforderlich.
Allgemein, Regional oder nationale Ebene
Dieser Anwendungsfall ist allgemein für Erneuerbare Energien im elektrischen Netz.
Überblick – Technisch / Geschäftlich
Technisch / Geschäftlich
Weitere Schlüsselwörter der Klassifizierung
Erneuerbare Energien, Energiespeicher, Energiemarkt, Direktvermarktung, Ausgleichsenergiekosten, Smart Grid

3. Umfang und Ziele des Anwendungsfalles

Umfang und Ziele der Tätigkeit
Dieser Anwendungsfall beschreibt ein Konzept zur wirtschaftlichen Betriebsweise von elektrischen Energiespeichern zur Steigerung des Gewinns am Energiemarkt.

4. Schilderung des Anwendungsfalles

Schilderung des Anwendungsfalles
Kurze Beschreibung
Elektrische Energiespeicher fördern die Integration der erneuerbaren Energien in das Stromnetz. Mit Hilfe von Energiespeichern kann die Nutzung von Energie aus erneuerbaren Energiequellen (Windkraftanlagen, PV-Anlagen, Biogasanlagen) optimiert werden, um einen größeren Profit bei der Teilnahme am Strommarkt zu erzielen.
Vollständige Beschreibung
Das moderne Stromnetz wird durch einen hohen Anteil an erneuerbaren Energien (kurz: EE) (Windkraftanlagen, PV-Anlagen, Biogasanlagen) charakterisiert, die ein stochastisches Erzeugungsverhalten aufweisen. Dieses Verhalten verursacht Schwankungen in der Energieerzeugung, die darüber hinaus mit immer größeren Vorhersagefehlern bei der Erzeugungsprognose verbunden sind. Vor dem Zubau von Erneuerbaren Energien in Deutschland war die Angebotsseite am Strommarkt relativ konstant und die Entwicklung des Strompreises hauptsächlich von der schwankenden Nachfrage abhängig. Das unstete Angebot aus Photovoltaik und Windenergie führt nun auch zu Schwankungen auf der Angebotsseite, wodurch beispielsweise die, bisher tagsüber auftretenden, hohen Preise gesunken sind. Dies hat den Effekt, dass derzeit die Preisdifferenzen für die einzigen aktiv am Markt teilnehmenden

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Pumpspeicherkraftwerke oft zu gering sind, um sie auf diese Weise wirtschaftlich sinnvoll betreiben zu können. Es ist allerdings zu erwarten, dass bei einem höheren EE-Anteil die Unterschiede zwischen höchstem und niedrigstem Preis wieder steigen.

Eine zentrale Aufgabe von Stromspeichern ist es den überschüssigen Strom aus Erneuerbaren Energien aufzunehmen und ihn bei Nachfrage wieder abzugeben. Die ständig schwankenden Preise für Strom sind in Deutschland von der jeweiligen Nachfrage und dem Angebot abhängig. Stromspeicher können also bei geringer Nachfrage und/oder hohem Angebot zu günstigen Preisen durch Erneuerbare Energien geladen werden und den Strom in Zeiten hoher Nachfrage und/oder geringem Angebot zu höheren Preisen wieder abgeben. Mit diesem sogenannten Arbitrage-Geschäft lassen sich die höchsten Gewinne erzielen, wenn die Preisschwankungen möglichst groß sind und häufig auftreten. Der Gewinn entsteht dann aus der Preisdifferenz zwischen dem verkauften und dem eingekauften Strom abzüglich der Leistungsverluste, die vom Wirkungsgrad der Speichertechnologie abhängen.

Als Plattform für den Handel mit Strom dient die Strombörse EEX (European Energy Exchange) in Leipzig, an der Strom aus Deutschland, Österreich, Frankreich und der Schweiz gehandelt wird. Strom an der EEX kann entweder auf dem Spotmarkt (EPEX SPOT in Paris) oder an den Terminmärkten gehandelt werden. Auf dem Spotmarkt wird kurzfristig lieferbarer Strom gehandelt. Der Intraday-Handel bezeichnet dabei Geschäfte, bei denen der Strom am selben Tag geliefert wird und der Day-Ahead-Handel solche, bei denen die Lieferung einen Tag später erfolgt. Auf dem Terminmarkt werden längerfristige Verträge über Stromlieferungen geschlossen. Dabei wird festgelegt, über welchen Zeitraum welche Leistung erbracht werden muss.

Im Rahmen dieses Anwendungsfalles wird davon ausgegangen, dass ein Energiespeicher in der Nähe von EE-Parks und vor dem MS-/HS-Netz angeschlossen ist. Es werden 2 Situationen betrachtet:

Im ersten Fall unterstützt der Energiespeicher die EE-Anlage bei der Direktvermarktung. Weiterhin wird der Energiespeicher den Fahrplan der erneuerbaren Energieerzeuger anpassen, um so die Vorhersagefehler bei der Energieerzeugung zu minimieren und die Ausgleichsenergiekosten zu senken. Der Betreiber von EE-Anlagen vermarktet die erzeugte Energie direkt und der Energiespeicher unterstützt diesen, indem er die Energie in Zeitperioden, in denen der Strompreis niedrig ist, einspeichert und bei höheren Stromtarifen wieder ausspeichert. Der Direktvermarkter hat dabei sowohl Zugang zu dem Energiespeicher als auch zu der EE-Anlage. Die Direktvermarktung wird nach dem in §19 des EEG beschriebenen Marktpämienmodell durchgeführt.

Im zweiten Fall wird davon ausgegangen, dass der EE-Anlagebetreiber den Strom selbst vermarktet oder eine feste EEG-Vergütung bekommt. In diesem Fall entfällt der Direktvermarkter. Hier wird der Energiespeicher dazu genutzt, um überschussige Energie aus der EE-Anlage einzuspeichern und in Zeitperioden von Energiedefiziten wieder an das Netz abzugeben.

5. Teilnehmer

Name der Teilnehmer	***Typ***	***Beschreibung der Teilnehmer***	***Weiter Information speziell zum Anwendungsfall***
Erneuerbare Energie-erzeugungsanlage (EEA)	System	Energieerzeugung in Abhängigkeit von klimatischen Bedingungen führt zu einer fluktuierenden Einspeisung.	
Elektroenergiespeicher	System	Ein Elektroenergiespeicher ist eine Art von Energiespeicher, die elektrische und elektromagnetische Effekte nutzt, um Energie im elektrischen Feld oder in chemischen Verbindungen zu speichern.	Dieser Anwendungsfall bezieht sich ausschließlich auf stationäre elektrische Energiespeicher.
Besitzer von Speicher und EEA	Rolle	Der Besitzer von Speicher und Erzeugungsanlage stellt die Komponenten zur Verfügung und ist für deren Betrieb verantwortlich.	
Direktvermarkter	Rolle	Akteur am Energiemarkt, der für Direktvermarktung von Strom aus EEA verantwortlich ist.	
Energiemarkt	System	EPEX-SPOT Energiemarkt	
Netzbetreiber	Rolle	Die Verteil- und Übertragungs-Netzbetreiber sind für den Betrieb der elektrischen Netze verantwortlich und sorgen dabei für eine	In diesem Anwendungsfall dienen Sie dafür um das

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

		ausreichende Versorgungsqualität und -sicherheit.	Gleichgewicht zwischen Energieerzeugung und Energienachfrage aufrecht zu erhalten und bei kritischen Netzzuständen in den Betrieb der EEA und des Energiespeichers einzugreifen.
Lokales elektrisches Netz	System	Ein lokales elektrisches Netz ist Teil eines elektrischen Netzes, in dem die Erzeugungsanlage und der Speicher installiert sind.	

6. Sachverhalte zu: Rechtlicher Vertrag, gesetzliche Regelung, Auflagen und andere

Problem/Thema	*Einfluss des Sachverhalte zum Anwendungsfall*	*Empfehlungen*
EEG 2014	Erneuerbare Energiegesetz 2014	Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz	Gesetz

7. Voraussetzungen, Annahmen, Nachbedingungen, Vorkommnisse

Handlungsträger/ System/Information/ Vertrag	*Voraussetzungen*
Elektroenergiespeicher	In dem Fall Direktvermarktung: Speichert die Energie der EEA in Zeitperioden mit niedrigen Strompreisen ein und speichert diese in Zeiten mit hohen Strompreisen wieder aus. Im Falle von festen EEG-Tarifen oder Selbstvermarktung von Strom: Speichert überschüssige erneuerbare Energie im Falle geringer Last ein und speist diese zum benötigten Zeitpunkt zurück.
Erneuerbare Energie-erzeugungsanlage (EEA)	Erzeugt elektrische Energie in Abhängigkeit von natürlichen Faktoren
Betreiber von Speicher und EEA	Stellt Speicherkapazität für EEA zur Verfügung.
Direktvermarkter	Ist verantwortlich für die Durchführung der Direktvermarktung von erneuerbaren Energien auf dem Energiemarkt (Marktprämienmodellrealisierung)
Netzbetreiber	Genehmigt oder verweigert die Energieeinspeisung in das elektrische Netz während der Direktvermarktung oder Selbstvermarktung. Einspeisemanagement zu Zeiten von Einspeiseüberschüssen, die zu Netzengpässen führen.

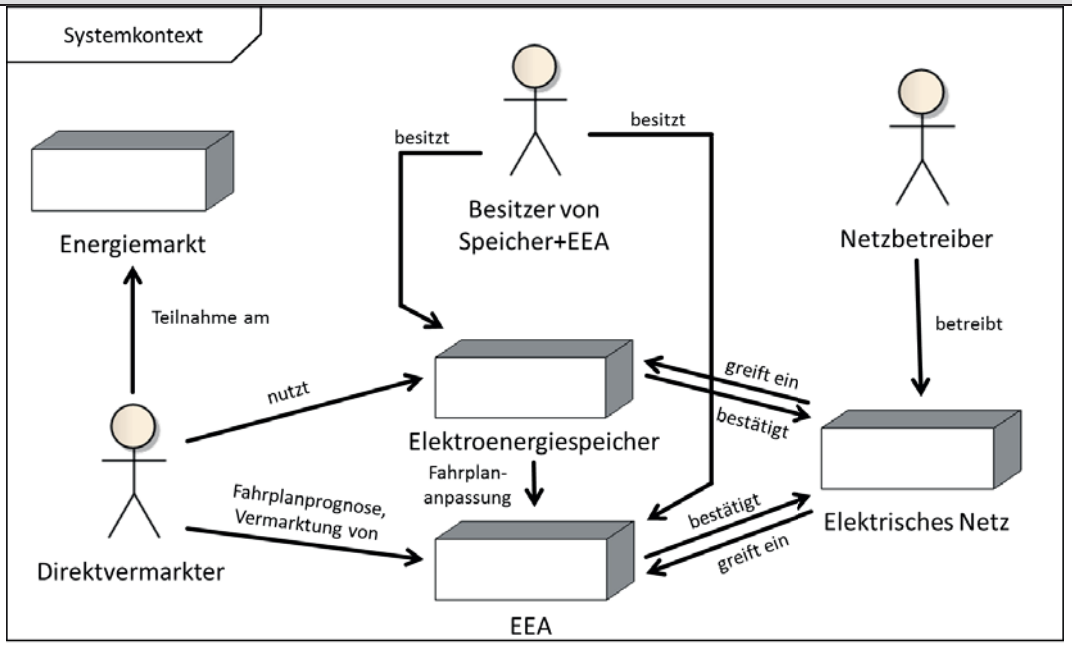
8. Verwiesene Normen und / oder Normgremien (wenn vorhanden)

Relevante Normgremien	*Harmonisierte Norme(n) zum Anwendungsfall*	*Standard Status*
IEC 61850	Der Standard IEC 6185 konzentriert sich vorrangig auf die Kommunikation und gegenseitige Zusammenarbeit von Schaltanlagen-Komponenten. Diese Komponenten können von unterschiedlichen Herstellern produziert sein und stellen unterschiedliche Funktionen für die Schaltanlage bereit. Darüber hinaus erleichtert dieser Standard die Implementierung einer automatisierten Schaltanlage, wie einer Ladestation, unabhängig von deren Hersteller.	bestätigt
IEC 61970-301 DIN EN 6170-301	Diese Norm stellt ein Basismodell zur Darstellung elektrischer Netze zur Verfügung und kann über weitere Instanzen erweitert werden. Dieser Standard kann als Hauptschnittstelle zum Datenaustausch zwischen unabhängigen Softwaresystemen eingesetzt werden.	bestätigt

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

9. *Zeichnungen oder Diagramme der Funktion*

Zeichnungen oder Diagramme der Funktion



Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0

Dieses Werk steht Open Access zur Verfügung und unterliegt damit der Lizenz CC-BY 4.0