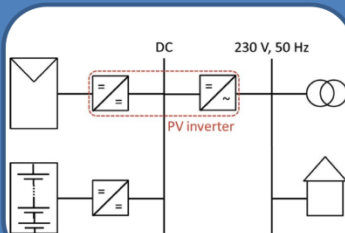


Dirk Magnor

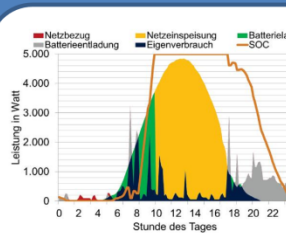
Globale Optimierung netzgekoppelter PV-Batteriesysteme unter besonderer Berücksichtigung der Batteriealterung

PV-Batteriesysteme

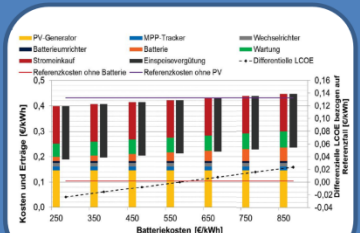
Systemmodellierung



Betriebssimulation



Optimierung



Globale Optimierung netzgekoppelter PV-Batteriesysteme unter besonderer Berücksichtigung der Batteriealterung

Von der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik
der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen
zur Erlangung des akademischen Grades eines Doktors der
Ingenieurwissenschaften genehmigte Dissertation

vorgelegt von
Diplom-Ingenieur
Dirk Thomas Magnor

aus
Hildesheim

Berichter:
Universitätsprofessor Dr. rer. nat. Dirk Uwe Sauer
Prof. Dr. phil. Bernd Hirschl

Tag der mündlichen Prüfung:
24. Februar 2017

Diese Dissertation ist auf den Internetseiten
der Universitätsbibliothek online verfügbar

Dirk Magnor

**Globale Optimierung netzgekoppelter PV-
Batteriesysteme unter besonderer
Berücksichtigung der Batteriealterung**

Bibliographische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet unter folgender URL abrufbar: <http://dnb.d-nb.de>

Digitale Fassung auf den Internetseiten der Universitätsbibliothek der RWTH

Die digitale Fassung dieser Dissertation ist auf den Internetseiten der Universitätsbibliothek der RWTH Aachen University unter <http://publications.rwth-aachen.de> abrufbar.

URN: <urn:nbn:de:hbz:82-rwth-2017-065929>

DOI: [10.18154/RWTH-2017-06592](https://doi.org/10.18154/RWTH-2017-06592)

AACHENER BEITRÄGE DES ISEA

Band 94

Herausgeber:

Univ.-Prof. Dr. ir. Dr. h.c. Rik W. De Doncker
Leiter des Instituts für Stromrichtertechnik und
Elektrische Antriebe der RWTH Aachen (ISEA)
52056 Aachen

Copyright ISEA und Dirk Magnor

Alle Rechte, auch das des auszugsweisen Nachdrucks, der auszugsweisen oder vollständigen Wiedergabe, der Speicherung in Datenverarbeitungsanlagen und der Übersetzung, vorbehalten.

ISSN 1437-675X

Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe
Jägerstr. 17/19 • D-52066 Aachen
Tel: +49 (0)241 80-96920 • Fax: +49 (0)241 80-92203
post@isea.rwth-aachen.de

Danksagung

Die hier vorliegende Dissertationsschrift ist im Rahmen meiner Beschäftigung als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA) der RWTH Aachen entstanden. In meiner Zeit am Institut habe ich fachlich viel gelernt, aber auch das ISEA als einen Arbeitsplatz mit großem Gemeinschaftsgefühl und Sinn für Spaß und Freude am Arbeiten schätzen gelernt. Ich möchte die Gelegenheit nutzen, mich für die Zeit am Institut und die Unterstützung bei der Erstellung der Dissertation zu bedanken.

Zuallererst gilt mein Dank Prof. Dirk Uwe Sauer, der mir die Gelegenheit zur Promotion an seinem Lehrstuhl gegeben hat und mir über die Jahre hinweg immer sehr viel Vertrauen entgegen gebracht und mir zunehmend mehr Verantwortung übertragen hat. Des Weiteren bedanke ich mich sehr herzlich bei Prof. Bernd Hirschl für die Übernahme des Korreferats.

Auch möchte ich mich bei meinen unzähligen Kolleginnen und Kollegen bedanken. Besonders hervorheben möchte ich meinen langjährigen Bürokollegen Benedikt Lunz: Vielen Dank für die gemeinsame Zeit im Büro, die gegenseitige Motivation gerade zum Ende hin sowie auch für die kurzfristige und schnelle Korrektur meiner Arbeit und die hilfreichen Anmerkungen. Danke auch an Philipp Sinhuber für die unermüdlichen Diskussionen über verschiedenste Aspekte der Modellierung im Schreiblager am ERC. Weiterhin gilt mein Dank Kai-Philipp Kairies für die rekordverdächtige Korrektur meiner Arbeit sowie Sebastian Zurmühlen und Georg Angenendt, die ebenfalls Teile meiner Arbeit korrigiert haben. Julia Badeda und Matthias Leuthold möchte ich für die gemeinsame Zeit in der Abteilungsleitung danken, in der sie mir einige Male den Rücken freigehalten haben, damit ich meine Arbeit zu einem glücklichen Ende bringen konnte.

Gerade in der Anfangszeit hatte ich noch eine Menge an praktischem Know-how zu erlernen. Hier standen mir Holger Blanke, aber auch Yusuf Yurdagel stets mit Rat und Tat zur Seite.

Auf dem Weg zu meiner Promotion hat mich auch eine Vielzahl von Studenten im Rahmen ihrer Abschlussarbeiten bei meiner Forschung unterstützt, bei denen ich mich hiermit auch herzlich bedanken möchte. Besonderer Dank gilt Christoph Molitor und Benjamin Sternkopf.

Teile der Arbeit sind im Rahmen des Projekts Sol-ion entstanden. Die Arbeit in diesem großen, internationalen Konsortium hat mir immer viel Spaß gemacht. Vielen Dank an die vielen Kollegen im Projekt, mit denen ich über die Jahre zusammen arbeiten durfte.

Großer Dank gilt auch meinen Eltern, die mir das Studium ermöglicht haben und mich die lange Zeit vom Studium bis hin zur Promotion ausdauernd ermutigt und unterstützt haben.

Mein abschließender und besonderer Dank gebührt meiner Frau Sarah und meinem Sohn Robin, deren Unterstützung, Rücksichtnahme und Verständnis die Freiräume zum Abschluss der Arbeit erst ermöglicht haben.

Inhaltsverzeichnis

1	Motivation und Einleitung	1
1.1	Auslegung von PV-Batteriesystemen	2
1.2	Ziele und Aufbau der Arbeit	5
2	Dezentrale, netzgekoppelte PV-Batteriesysteme	7
2.1	Das EEG – Entwicklungstreiber für PV-Batteriesysteme	7
2.1.1	Entwicklung der Eigenverbrauchsvergütung	7
2.1.2	Wirkung der Eigenverbrauchsvergütung	16
2.2	Das Marktanzreizprogramm für Solarstromspeicher	17
2.3	Zukünftige Einflussfaktoren auf die Speicherwirtschaftlichkeit	21
2.3.1	Externalisierung des Leistungspreises aus den Strombezugskosten	21
2.3.2	Auslaufen der Einspeisevergütung aus dem EEG	22
2.4	Technische Varianten von PV-Batteriesystemen	23
2.4.1	Speicherzeitkonstanten und Wahl des Speichermediums	23
2.4.2	Integration des Batteriespeichers	23
2.4.3	Leistungsklassen und elektrischer Netzanschluss	26
2.4.4	Der aktuelle Markt	26
2.5	Betrieb von PV-Heimspeichern	27
2.5.1	Maximierung des Eigenverbrauchs	27
2.5.2	Netzentlastender Betrieb	31
2.6	Märkte für den Einsatz von netzgekoppelten Speichersystemen in Deutschland jenseits des EEG	33
2.6.1	Frequenzregelung/Regelleistung	33
2.6.2	Stromhandel	40
2.7	Alternative Optionen zur Erhöhung des lokalen Eigenverbrauchs	42
2.7.1	Demand-Side-Management	42
2.7.2	Wärmepumpen/Stromheizung	43
2.7.3	E-Mobilität (Fahrzeugspeicher)	43
3	Modellierung der Systemkomponenten	45
3.1	Simulationsumgebung und Modellierungsansatz	45
3.2	Umrichter	46

3.3	PV-Generator.....	48
3.3.1	Ermittlung der Globalstrahlung auf den PV-Generator	49
3.3.2	Berechnung der Modultemperatur	57
3.3.3	Berechnung der Modulausgangsleistung	58
3.3.4	Skalierung auf Generatorleistung.....	61
3.3.5	Modellverifikation anhand von Monatserträgen	62
3.4	Last	63
3.5	Netz.....	65
3.6	Batterie.....	65
4	Lithium-Ionen-Batterie	66
4.1	Elektrisches Modell und Modelldynamik.....	66
4.2	Thermisches Modell	83
4.3	Alterungsmodell	84
4.3.1	Messungen.....	85
4.3.2	Modellierung der Batteriealterung	95
4.3.3	Rückwirkung der Alterung auf das elektrische Modell	107
4.3.4	Vergleich der Simulationsergebnisse mit den Labormessungen.....	109
4.4	Batteriemanagementsystem (BMS).....	111
5	Szenariobetrachtung.....	114
5.1	Basisszenario – DC-Topologie zur Maximierung des Eigenverbrauchs.....	114
5.1.1	Wahl der Eingangsdaten und Parametrierung der Komponentenmodelle	114
5.1.2	Implementierung der Energiemanagementstrategie.....	116
5.1.3	Eigenverbrauch und Autarkie.....	121
5.1.4	Zeitliche Entwicklung der Energieflüsse aufgrund der Batteriealterung	124
5.1.5	Wirtschaftliche Bewertung.....	125
5.1.6	Überdimensionierung der Batterie zur Verlängerung der Lebensdauer.....	134
5.1.7	Einfluss des Lastprofils	136
6	Optimierung mittels Genetischer Algorithmen.....	141
6.1	Zielfunktion	141
6.2	Freie Parameter der Optimierung	141
6.3	Wahl des Optimierungsansatzes	142
6.4	Der Genetische Algorithmus	146

6.4.1	Terminologie	146
6.4.2	Funktionsprinzip.....	146
6.4.3	Erzeugung der Population einer neuen Generation	147
6.5	Einbettung des Simulationsmodells in das Optimierungsframework.....	148
6.6	Ergebnisse der Optimierung	151
6.6.1	Optimierung basierend auf dem Basisszenario	151
6.6.2	Einordnung der Ergebnisgüte	155
6.6.3	Sensitivität der Zielfunktion bzgl. Änderungen der ökonomischen Parameter	158
6.6.4	Sensitivität der Zielfunktion bzgl. abweichender Komponentendimensionierung	162
6.6.5	Sensitivität des Auslegungsoptimums auf den Investitionszins.....	166
6.6.6	Einfluss der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen	167
6.6.7	Einfluss des Lastprofils auf die optimale Systemauslegung	170
7	Zusammenfassung.....	174
	Literaturverzeichnis.....	177
	Eigene Veröffentlichungen.....	188
	Betreute studentische Arbeiten.....	193
A	Anhang	195
A.1	Parameter	195
A.2	Ergebnisse	198
B	Verzeichnisse	199
B.1	Abkürzungen.....	199
B.2	Formelzeichen.....	200
	Lebenslauf	204

1 Motivation und Einleitung

In den vergangenen Jahren hat sich der Ausbau erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen zunehmend beschleunigt. Treibende Gründe hierfür sind unter anderem die Verknappung fossiler Rohstoffe und damit einhergehend steigende Rohstoffpreise, der Wunsch nach einer geringeren Importabhängigkeit sowie die sich verhärtenden Evidenzen für eine menschengemachte Erderwärmung durch erhöhten CO₂-Ausstoß.

Auf Basis der letztgenannten Einsichten wurden auf europäischer, aber auch nationaler Ebene Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energieerzeugung (EE) ausgegeben, z. B. durch den EU-Ministerrat [1]. Das Ziel ist es, den zuletzt in Paris vereinbarten Beschlüssen der UN-Klimakonferenz [2] folgend, den Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur auf deutlich unter 2°C zu begrenzen. Nach der Nuklearkatastrophe von Fukushima im März 2011 wurde darüber hinaus auch der Ausstieg Deutschlands aus der Atomenergie erneut beschlossen.

Auf nationaler Ebene sind folgende Ausbauziele definiert und in der Fassung des EEG von 2014 [3] festgehalten:

- 45 bis 55 % Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bis 2025
- 55 bis 60 % Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bis 2035
- 80 % Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bis 2050

(alle Zahlen bezogen auf den Nettostromverbrauch). Insgesamt ist mit einem deutlichen Rückgang des Anteils konventioneller Erzeuger an der Stromerzeugung zu rechnen. Demgegenüber wird für den Bruttostromverbrauch bis 2050 je nach Szenario lediglich mit moderaten Rückgängen, oder, bedingt durch die zunehmende Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Verkehr, gar mit einer Steigerung gerechnet [4].

Der Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung ist in Deutschland, getrieben durch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG), auf einem guten Weg, diese Vorgaben zu erfüllen. Als „German Energiewende“ ist dieser Trend mittlerweile auch international ein geflügeltes Wort. Insbesondere die Zugpferde der erneuerbaren Stromerzeugung, Photovoltaik (PV) und Windenergie haben jedoch die inhärente Eigenschaft, nicht kontinuierlich, sondern fluktuierend, je nach Verfügbarkeit von Sonne bzw. Wind zur Verfügung zu stehen. Die zunehmende Stromerzeugung aus solchen fluktuierenden erneuerbaren Erzeugungsanlagen (FEE) erfordert einen erhöhten Bedarf an Flexibilitätsoptionen [5].

Eine Möglichkeit, die Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Erzeuger zu flexibilisieren, stellen Batteriespeicher dar, die die Einspeisung des erzeugten Stroms zeitlich von der

Erzeugung entkoppeln, so dass eine bessere zeitliche Deckung zwischen Angebot und Bedarf erzielt werden kann. Insbesondere für Photovoltaikanlagen im unteren Leistungsbereich, wie sie in Privathaushalten zum Einsatz kommen, hat sich eine erhebliche Dynamik entwickelt. Diese wurde ursprünglich durch die Eigenverbrauchsvergütung im EEG von 2009 initiiert und hat mittlerweile eine Vielzahl von Speicherlösungen am Markt hervorgebracht. Ein Kernproblem dieser Anlagen besteht einerseits in der noch unzureichenden Wirtschaftlichkeit. Auf der anderen Seite hat sich aber auch schnell gezeigt, dass der potentielle positive Effekt auf die Niederspannungsnetze ausbleibt, da die Speicher bei einer aus Anlagenbetreibersicht günstigen Dimensionierung und Betriebsweise in der Regel vor der Erzeugungsspitze zur Mittagszeit vollgeladen sind, sodass sich keine Reduktion der maximalen Einspeiseleistung ergibt. Seit Mai 2013 werden dezentrale Batteriespeichersysteme zum Betrieb mit einer Photovoltaikanlage durch die Bundesregierung gefördert. Um für diese Förderung einen volkswirtschaftlichen Gegenwert zu erzielen, sollen geförderte Anlagen einen erhöhten Netznutzen aufweisen.

Die erforderlichen massiven Umstrukturierungen des Energiesektors, die mit der Energiewende einhergehen, bringen auch nicht unerhebliche finanzielle Belastungen mit sich, die häufig zu einem gebremsten Ausbau führen. Auch neue Technologien, wie Batteriespeicher, deren technisches Potential sehr hoch ist, scheitern vielfach an wirtschaftlichen Kriterien. Es muss also das Ziel sein, eine bestmögliche Integration von erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen in die Stromversorgung zu gewährleisten und potentielle Hemmnisse abzubauen. Eine optimale Auslegung von FEE-Systemen kann die Effizienz steigern, aber auch die Wirtschaftlichkeitsschwelle senken, so dass ein Markteintritt in gewissen Anwendungsbereichen früher als sonst oder überhaupt erst ermöglicht wird. Hierzu soll auch die vorliegende Arbeit einen Beitrag liefern.

Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich mit der optimalen Komponentendimensionierung von PV-Batteriesystemen und deren Betriebsführung. In Kapitel 1.1 wird auf existierende Ansätze zur Auslegungsoptimierung vergleichbarer Energiesysteme eingegangen und schließlich in Kapitel 1.2 die Ziele und der Aufbau der Arbeit dargestellt.

1.1 Auslegung von PV-Batteriesystemen

Aufgrund der Tatsache, dass bei einem PV-Batteriesystem sowohl die PV-Erzeugung als auch die Last stochastischen Schwankungen unterworfen sind und diese Schwankungen zusätzlich sehr unterschiedliche Zeitkonstanten aufweisen, ist es in der Regel nicht ausreichend, zur richtigen Dimensionierung auf kumulierte Jahresenergiewerte für Verbrauch und Erzeugung zurückzugreifen. Darüber hinaus ist die richtige Auslegung von Batteriespeichern immer auch abhängig von der Zielstellung und der daraus resultierenden Betriebsstrategie. Während in netzfernen Anwendungen die Erreichung einer gewissen Versorgungssicherheit immer eine Randbedingung darstellt, die das System maßgeblich beeinflusst, stellt eine erhöhte

Eigendeckungsquote in einem netzgekoppelten System zunächst nur einen ideellen Mehrwert dar. Je nach Vergütungsstruktur können ein erhöhter Eigenverbrauch und damit eine erhöhte Eigendeckungsquote dennoch auch einen finanziellen Profit liefern. Schlussendlich stellen fast immer die resultierenden Kosten das Hauptkriterium für die Wahl der Systemauslegung dar. Der Komplexität der Auslegung solcher Systeme widmet sich daher eine Vielzahl von Arbeiten, auf die im Folgenden kurz eingegangen werden soll. Die meisten Ansätze zur Bestimmung einer geeigneten Systemauslegung beruhen hierbei direkt oder indirekt auf Simulationsmodellen.

Vielfach findet sich der Ansatz einer Betriebsoptimierung. Dieser Ansatz eignet sich vor allem, um den Betrieb eines bzgl. der Auslegung definierten Systems zu optimieren. Hierbei wird in der Regel die zeitliche Abfolge der Systemzustände optimiert, so dass eine definierte Zielfunktion minimiert wird. Man spricht von sogenannten Optimalsteuerungsproblemen. Zum Teil lassen sich derartige Probleme auch mittels Linearisierung und Anwendung linearer Programmierung lösen. Die im Rahmen einer Betriebsoptimierung erhaltene Abfolge von Systemzuständen ist entsprechend von den während der Optimierung angenommenen, ggf. zeitlich veränderlichen Randbedingungen abhängig und lässt sich folglich nicht ohne weiteres auf eine andere Situation übertragen. Zum Teil werden Optimalsteuerungsprobleme auch mit einer Auslegungsoptimierung kombiniert [6], wobei in diesem Falle die Auslegung lediglich in der Wahl der Batteriegröße besteht. Die Betriebsoptimierung ist neben der Auslegungsoptimierung ein weiteres großes Feld, das an dieser Stelle jedoch nicht näher betrachtet werden soll.

Für die Auslegung von PV-Batteriesystemen gibt es einige Arbeiten, die eine toolbasierte Auslegung basierend auf vorangegangenen Szenariosimulationen zeigen, unter anderem [7] und [8]. Die Grenzen dieses Ansatzes liegen in der Beschränktheit der zugrundeliegenden Szenarien. Es ist hier notwendig, vorab einen Szenarienraum (z. B. Kombinationen aus konkreten Komponentendimensionierungen unter Annahme definierter Eigenschaften) aufzuspannen und für diesen die entsprechenden Simulationsergebnisse zu hinterlegen. Werden Annahmen innerhalb des hinterlegten Modells verändert, ist ggf. eine erneute Simulation aller Szenarien erforderlich, um die Datenbasis für das Tool zu aktualisieren. Der Vorteil derartiger Tools liegt jedoch in der einfachen Bedienung und Handhabbarkeit, mit der sich schnell eine gute Indikation für eine optimale Systemauslegung erzielen lässt. Je komplexer das Auslegungsproblem, desto größer wird der potentielle Szenarienraum, so dass diesem Ansatz gewisse Grenzen gesetzt sind. Viele Hersteller von PV-Batteriesystemen nutzen ähnliche Tools, um den Kunden die Auswahl der richtigen Speicherlösung aus ihrem eigenen Produktportfolio zu erleichtern.

Eine Erweiterung dieses Ansatzes liegt in der direkten Verwendung von Simulationsmodellen zur Durchführung großflächiger Parametervariationen. Durch frei definierbare Parametervariationen lässt sich hier ein größeres, zielgerichtetes Spektrum an Szenarien betrachten. Somit kann der Szenarienraum für jede Betrachtung neu gewählt werden. Der Simulationsaufwand ist entsprechend höher, da für jede Betrachtung ein gewisser Satz an

Simulationen erforderlich ist. Dieser Ansatz kommt unter anderem in [9] zum Einsatz. Durch die freie Wahl der Parametervariationen kann es hierbei dazu kommen, dass das Optimum grob verfehlt wird oder bereits durch die gewählten Parametergrenzen komplett ausgeschlossen wird. Sobald ein Modell für eine sehr häufige Berechnung von Systemkonfigurationen ausgelegt ist, ist der Schritt hin zu einer globalen Optimierung nicht mehr weit.

Möchte man wiederholt unter verschiedenen Randbedingungen die optimale Systemauslegung ermitteln, so ist es notwendig, die Simulation in eine Optimierungsumgebung zu integrieren und eine globale Optimierung durchzuführen. Dieser Ansatz bringt zwar den größten Rechenaufwand mit sich, bietet gleichzeitig aber auch die größte Flexibilität bei der Gestaltung der Szenarien. Insbesondere für große bis sehr große Lösungsräume ist eine Optimierung unvermeidlich.

Eine ganze Reihe ähnlicher Arbeiten findet sich, wenn man den Blick über netzgekoppelte PV-Batteriesysteme für die deutschen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen hinaus lenkt. Eine Vielzahl von Veröffentlichungen beschäftigt sich mit der Auslegung netzferner Systeme, die aus mehreren Energieerzeugungseinheiten (häufig Wind, PV, z.T. auch Dieselgenerator) in Kombination mit Batteriespeichern bestehen [10, 11]. Man spricht von sogenannten hybriden erneuerbaren Energiesystemen. In [10] wird zur Auslegung eines Systems aus Photovoltaik, Windgenerator und Batterie eine Optimierung der Komponentenauslegung sowie eine Optimierung der Betriebsführung unter Berücksichtigung der Alterungscharakteristik von Bleibatterien vorgenommen. Hierzu wird auf eine Optimierung mittels Evolutionsstrategie gesetzt. Ebenfalls ein Wind-Solar-System mit Batterie wird in [11] betrachtet. In diesem Falle wird jedoch auf den Ansatz der linearen Programmierung zurückgegriffen, um die Auslegung der Komponenten zu optimieren. [12] greift auf den Particle Swarm-Algorithmus zurück, um die Stromgestehungskosten eines netzgekoppelten Wind-PV-Batterie-Hybridsystems für die Standorte Indien und Kolumbien zu minimieren. Ebenfalls per Particle Swarm Algorithmus wird in [13] ein Hybridsystem mit PV-, Wind- und Dieselgenerator, sowie einem Wasserstoffspeicher mit Elektrolyseur und Brennstoffzelle optimiert. Ein PV-Batteriesystem in Kombination mit einem Wasserstoff-Langzeitspeicher aus Brennstoffzelle und Elektrolyseur wird in [14], auch hier unter Verwendung des Particle Swarm-Algorithmus, ausgelegt. [15] beschränkt sich auf die optimale Wahl von PV-Modulen und Batteriezellen für ein Wind-PV-Batterie-Hybridsystem in Abhängigkeit der zu erzielenden Versorgungssicherheit. Auf eine umfangreiche Parameterstudie setzt [16], um ein netzfernes PV-Batteriesystem mit Verbrennungsmotor-Generator-Einheit auszulegen und den Betrieb zu optimieren. In [17] wird neben verschiedenen Erzeugungseinheiten die Verwendung eines hybriden Batteriespeichers mitbetrachtet und die einzelnen Stranggrößen optimiert. Sehr häufig werden für derartige Auslegungsprobleme stündliche Zeitreihendaten zugrunde gelegt. Eine höhere zeitliche Auflösung kann die Qualität der Ergebnisse deutlich verbessern, führt aber zu einem erheblichen Anstieg der Rechenzeit. Eine sehr umfassende

Übersicht über Optimierungsprobleme von Energiesystemen mit erneuerbaren Erzeugern liefert [18].

Der Einsatz von netzgekoppelten Batteriespeichern in Kombination mit Erneuerbaren Energien ist für den deutschen Raum ein relativ neues Phänomen, das sich erst im Kontext der Eigenverbrauchsvergütung von Solarstrom aus dem Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) ab 2009 vermehrt durchsetzte. Sinkende Einspeisevergütungen und steigende Strompreise sowie weitere Fördermaßnahmen haben diesen Markt verstetigt und führen auch zu vermehrtem Interesse an einer optimalen Systemauslegung. In [19] wird das Potential von Batteriespeichern bezüglich Eigenverbrauch, Autarkiegrad sowie Abregelungsverlusten für verschiedene Batteriegrößen und Betriebsstrategien unter Berücksichtigung von Einspeisebegrenzungen analysiert. In [20] wird eine Methode zur Bestimmung einer optimalen Batteriegröße in PV-Batteriesystemen entwickelt. Hierzu wird auf verschiedenen Kenngrößen wie beispielsweise Gleichzeitigkeit zwischen Erzeugung und Verbrauch zurückgegriffen. Eine umfangreiche Parameterstudie zum Einfluss wirtschaftlicher Parameter auf die Batterieauslegung wird in [21] geliefert.

1.2 Ziele und Aufbau der Arbeit

Ziel der vorliegenden Arbeit ist es, ein modulares, einfach parametrierbares und somit auf möglichst viele Fragestellungen leicht übertragbares Auslegungswerkzeug für PV-Batteriesysteme zu entwickeln. Das Tool soll dabei über die reine Dimensionierung einer Batterie für einen beliebigen Haushalt hinausgehen. Vielmehr soll es möglich sein, die Auslegung der verschiedenen Komponenten eines solchen Systems (Batterie, PV-Generator, Umrichter), die Ausrichtung des PV-Generators sowie einzelne Steuerparameter der Betriebsstrategie in der Optimierung zu berücksichtigen

Das Auslegungswerkzeug soll auf einem zeitreihenbasierten Simulationsmodell aufsetzen, das auch eine detaillierte Analyse der einzelnen Leistungsflüsse und Systemzustände erlaubt. Der Modellansatz soll möglichst modular gestaltet sein, so dass eine Vielzahl von Systemkonfigurationen und -topologien untersucht werden kann. Die einzelnen Komponentenmodelle sollen hierbei auf generische Ansätze zurückgreifen, die sich leicht, z. B. auf Basis von Datenblättern parametrieren lassen und somit einfach beliebige spezifische Charakteristika abbilden können. Das Simulationsmodell soll beliebige zeitliche Auflösungen bis in den Sekundenbereich über Simulationszeiträume von 20 Jahren und mehr zulassen. Die zugrunde liegenden Komponentenmodelle, vor allem das Batteriemodell, sollen in der Lage sein, Degradationseffekte über die Lebensdauer abzubilden und somit Rückwirkungen einer abnehmenden Leistungsfähigkeit sowie eventueller Batteriewechsel auf die Systemleistung und -kosten abzubilden. Schließlich soll das Modell eine Umsetzung verschiedener Betriebsstrategien erlauben, so dass es möglich ist, konkrete Systemkonfigurationen präzise zu simulieren und zu analysieren. Durch die Berücksichtigung unterschiedlicher Zielfunktionen für die Optimierung soll es andererseits aber auch möglich sein, ein allgemeineres Verständnis verschiedener Wirkzusammenhänge bei PV-Batteriesystemen

gewinnen zu können. Aufgrund der Anforderungen an die zeitliche Auflösung ist es erstrebenswert, die Optimierung parallelisierbar zu gestalten, so dass die Simulationsdauer verkürzt werden kann.

Anhand exemplarischer Untersuchungen an einem PV-Batteriesystem mit DC-Topologie soll basierend auf bekannten Erkenntnissen die Wirksamkeit des Werkzeuges bestätigt und die Ergebnisgüte eingeordnet werden.

Durch die Wahl des modularen Modellierungskonzepts soll die Erweiterbarkeit für weitere Erzeugungstechnologien, aber auch die Ankopplung an die Wärmeversorgung von Haushalten gegeben sein.

In Kapitel 2 wird zunächst detailliert auf dezentrale, netzgekoppelte PV-Batteriesysteme eingegangen. Neben einer Darstellung der Entwicklung der Fördersituation von der Eigenverbrauchsförderung im EEG hin zur KfW-Speicherförderung, einer Darstellung der technische Varianten und relevanter Betriebsweisen werden mögliche Märkte diskutiert, die mit einem netzgekoppelten Speichersystem bedient werden können. Kapitel 3 geht auf die Modellierung der Systemkomponenten ein. Die Komponentenmodelle der leistungselektronischen Umrichter, des PV-Generators, der Haushaltslast sowie des Stromnetzes werden beschrieben. Hierbei wird größtenteils auf Modellansätze zurückgegriffen, die in der Literatur bereits beschrieben sind. Es erfolgt eine Modellverifikation für die jeweilige Implementierung. Kapitel 4 geht auf die Modellimplementierung der Lithium-Ionen-Batterie ein, die auf ausführlichen Labormessungen beruht. Es werden Messergebnisse dargestellt und die Umsetzung der elektrischen, der thermischen sowie der Alterungsmodellierung detailliert erörtert. In Kapitel 5 erfolgt die Darstellung der Komposition der Komponentenmodelle zu einem Gesamtsystemmodell sowie die Diskussion einiger allgemeiner Ergebnisse auf Grundlage einer Beispielkonfiguration. In Kapitel 6 wird das Simulationsmodell schließlich in die Optimierungsumgebung eingebunden. Beispielergebnisse einer Optimierung mittels des Genetischen Algorithmus werden vorgestellt und ausführlich diskutiert. In Kapitel 7 schließlich erfolgt eine Zusammenfassung und Einordnung der Ergebnisse.

2 Dezentrale, netzgekoppelte PV-Batteriesysteme

Dieses Kapitel beschreibt zunächst die Entwicklung der Eigenverbrauchsvergütung im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und deren Rolle bei der Entwicklung dezentraler PV-Batteriesysteme (Abschnitt 2.1) für den netzgekoppelten Betrieb sowie verschiedene technische Realisierungsvarianten (Abschnitt 2.4). In Abschnitt 2.4.1 wird das Anwendungsszenario aus Speichersicht näher beleuchtet. Anschließend werden in Abschnitt 2.6 verschiedene Märkte aufgezeigt und diskutiert, die für dezentrale, netzgekoppelte Speicher technisch zugänglich sind. Alternative Möglichkeiten zur Erhöhung des Eigenverbrauchs werden im Abschnitt 2.7 diskutiert.

2.1 Das EEG – Entwicklungstreiber für PV-Batteriesysteme

Die Entwicklung von PV-Batteriesystemen für den netzgekoppelten Betrieb wurde maßgeblich durch die Novellierung des EEG im Jahre 2009 [22] stimuliert. Hier wurde erstmals neben der Vergütung für die Einspeisung von PV-Energie auch eine Vergütung für photovoltaisch erzeugte und lokal verbrauchte Energie, den sogenannten Eigenverbrauch, gewährt.

Eine Erhöhung des Eigenverbrauchs über den Anteil hinaus, der sich durch Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch ergibt (häufig als Direktverbrauch bezeichnet), erfordert gezielte technische Maßnahmen, die durch einen erhöhten Vergütungssatz gefördert wurden. Eine mögliche Maßnahme stellt der Einsatz eines Batteriespeichers dar, der zu Zeiten erhöhter PV-Erzeugung Energie aufnimmt, um diese zu einem späteren Zeitpunkt, wenn die Haushaltslast die Erzeugung übersteigt, wieder abzugeben (Alternativen werden in Kapitel 2.7 diskutiert). Dies war der Anstoß für die Entwicklung dezentraler, netzgekoppelter PV-Batteriesysteme, wie sie in dieser Arbeit thematisiert werden.

2.1.1 Entwicklung der Eigenverbrauchsvergütung

Das EEG wurde erstmals im Jahre 2000 als „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien“ oder kurz Erneuerbare-Energien-Gesetz eingeführt [23]. Wie der Name nahelegt, wird durch das EEG geregelt, dass Strom aus erneuerbaren Energien von Netzbetreibern vorrangig abzunehmen und zu vergüten ist. Ziel dieses Gesetzes war gemäß § 1 in seiner ersten Fassung die Ermöglichung einer nachhaltigen Entwicklung der Energieversorgung und die Erhöhung des Beitrages erneuerbarer Energien an der Stromversorgung. Später wurde darüber hinaus das Ziel definiert, die langfristigen volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung zu verringern. Die Eigenverbrauchsvergütung für Energie aus PV-Anlagen wurde mit der

Urfassung des EEG 2009 eingeführt und wurde innerhalb von wenigen Jahren mehrfach signifikant angepasst. Die Entwicklung der Eigenverbrauchsvergütung über die verschiedenen EEG-Versionen wird im Folgenden dargelegt. Änderungen, die keinen Einfluss auf die Eigenverbrauchsvergütung haben, werden an dieser Stelle nicht gesondert betrachtet. Der Fokus dieser Arbeit liegt auf PV-Batteriesystemen für den Einsatz in Privathaushalten. Aus diesem Grunde werden lediglich die relevanten Inhalte für Anlagen „an oder auf Gebäuden“ betrachtet. Auf die Vergütungsstruktur für Freiflächenanlagen wird nicht explizit eingegangen. Darüber hinaus werden im EEG jeweils Degressionssätze für mehrere Folgejahre vereinbart. Durch die häufige Anpassung kommen diese jedoch teilweise nicht zum Tragen. Im Folgenden erfolgt daher eine Beschränkung auf die Regelungen, die tatsächlich wirksam sind oder waren.

EEG 2009 – Urfassung vom 1. Januar 2009 [22]

Die Eigenverbrauchsvergütung wurde erstmals in der Urfassung des EEG 2009 in § 33 Abs. 2 geregelt und war auf Anlagen an oder auf Gebäuden mit einer maximalen Leistung von 30 kW beschränkt. Der Vergütungssatz für Stromeinspeisung dieser Anlagenklasse lag zum Zeitpunkt des Inkrafttretens am 1. Januar 2009 bei 43,01 ct/kWh. Für eine „[...] in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage selbst [...]“ verbrauchte Kilowattstunde wurde ein verringerter Vergütungssatz von 25,01 ct/kWh gewährt. Für Maßnahmen zur Erhöhung des Eigenverbrauchs ergab sich hierdurch eine Marge Δk_{EV} , die der Differenz aus den eingesparten Strombezugskosten k_{SB} und der Verringerung der Einspeisevergütung entsprach. Diese ergibt sich als Differenz zwischen der Einspeisevergütung bei Direkteinspeisung k_{SE} und der verringerten Einspeisevergütung bei Eigenverbrauch k_{EV} . Für einen angenommenen Strompreis von 23,21 ct/kWh (vgl. Tabelle 2-5) ergibt sich damit für das Jahr 2009 eine Marge von:

$$\Delta k_{EV} = k_{SB} - (k_{SE} - k_{EV}) = 23,21 \text{ ct/kWh} - 18 \text{ ct/kWh} = 5,21 \text{ ct/kWh} \quad (2.1)$$

Für die Einspeisevergütung wurde gemäß §20 eine Degression von 8 % im Jahr 2010 vorgesehen. Zusätzlich wurde ein von der jährlichen Zubaurate abhängiger Degressionsanteil definiert, so dass die Degression bei Über- bzw. Unterschreiten definierter Grenzwerte¹ um zusätzlich einen Prozentpunkt höher oder tiefer ausfallen konnte. In dieser Gesetzesfassung bezog sich die Degression auf die Einspeisevergütung, die ggf. durch Eigenverbrauch verringert wurde. Damit unterlag auch der Eigenverbrauchsbonus der gleichen Degression.

¹ Für 2009 galt: Bei einer Überschreitung der installierten PV-Leistung von 1.500 MW bzw. einer Unterschreitung von 1.000 MW wurde die Degression entsprechend nach oben bzw. unten angepasst. Grundlage für die Bestimmung der Zubaurate war die installierte PV-Leistung, die der Bundesnetzagentur zum 30. September des Vorjahres für die vorherigen 12 Monate gemeldet wurde (für das Jahr 2010 also der Zubau zwischen dem 1. Oktober 2008 und dem 30. September 2009).

EEG 2009 – Erstes Gesetz zur Änderung des EEG vom 1. Juli 2010 [24]

Im ersten Gesetz zur Änderung des EEG wurde die Eigenverbrauchsvergütung in mehreren Punkten überarbeitet. So wurde der Vergütungsanspruch auf Anlagen bis zu einer Größe von 500 kW erweitert. Die Reduktion der Einspeisevergütung bei Eigenverbrauch wurde in Abhängigkeit der Eigenverbrauchsquote gestaffelt. Hierbei ist die Eigenverbrauchsquote q_{EV} das Verhältnis aus lokal verbrauchter Energie E_{EV} zu erzeugter PV-Energie E_{PV} .

$$q_{EV} = \frac{E_{EV}}{E_{PV}} \quad (2.2)$$

Da sich eine gewisse Eigenverbrauchsquote bereits durch den Direktverbrauch erzielen lässt, wurde bis zu einer Eigenverbrauchsquote von 30 % ein höherer Abzug von der Einspeisevergütung veranschlagt (16,38 ct/kWh gegenüber 12 ct/kWh oberhalb dieser Schwelle). Die Definition dieser Schwelle basiert auf dem zu erwartenden Direktverbrauch für eine typische Anlagenauslegung, ist aber dennoch in gewisser Weise beliebig, da der Direktverbrauch signifikant von der Auslegung des PV-Batteriesystems im Verhältnis zum Haushaltsstromverbrauch abhängt (vgl. Kapitel 5.1).

Unter der Annahme, dass eine Eigenverbrauchsquote von 30 % tatsächlich bereits durch Direktverbrauch erzielt wird, ergibt sich die Marge für den Speichereinsatz, unter Annahme eines leicht gestiegenen Strompreises von 23,69 ct/kWh (vgl. Tabelle 2-5) gemäß Formel (2.1) zu 11,69 ct/kWh.

Für jede Kilowattstunde, die unterhalb dieser Schwelle dem Eigenverbrauch zugeführt wurde, fiel die Marge entsprechend um 4,38 ct/kWh geringer aus.

Die Degression der Einspeisevergütung wurde aufgrund des Zubaus von rund 1.500 MW im relevanten Zeitraum von Oktober 2008 bis September 2009 für das Jahr 2010 um einen Prozentpunkt zu 9 % erhöht. Darüber hinaus wurde der Zubaukorridor angepasst, so dass die von der Zubaurate abhängige Degressionskomponente im Jahr 2011 gestaffelt bis zu 4 Prozentpunkte (bei einem Zubau von mehr als 6.500 MW) und im Jahr 2012 sogar bis zu 12 Prozentpunkte betragen konnte. Zusätzlich wurde eine einmalige Degression von 13 % für Anlagen mit Installationsdatum nach dem 30. Juni 2010 und weiteren 3 % für Anlagen mit Installationsdatum nach dem 30. September 2010 festgesetzt. Da das Gesetz zur Jahresmitte in Kraft trat, wurde die Zubaurate in 2010 abweichend bestimmt als der dreifache Wert der in den Monaten Juni bis September installierten PV-Leistung. Die Verringerung der Einspeisevergütung im Falle von Eigenverbrauch wurde ab dieser Gesetzesfassung erst nach Anwendung der Degression in Abzug gebracht, so dass der Differenzbetrag unabhängig von der wirksamen Einspeisevergütung fix bei 16,38 bzw. 12 ct/kWh verblieb.

EEG 2012 – Urfassung [25]

Zum Januar 2012 trat das „Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien“ in Kraft. Die zubauabhängige Degressionskomponente wurde hier signifikant angepasst. Die jährliche Degression wurde auf 9 % bezogen auf den Vorjahreswert festgesetzt und wurde jeweils zum 1. Januar wirksam. Es wurde ein Zubaukorridor von 2.500 bis 3.500 MW definiert, für den keine zusätzliche Degression anfällt. Wird dieser Korridor verlassen, greift der sogenannte atmende Deckel und es ergeben sich die in Tabelle 2-1 dargestellten Degressionsanteile. Als Berechnungszeitraum wurden die vorangegangenen 12 Monate, ausgehend vom 30. September des Vorjahres, zugrunde gelegt. Ziel dieser Anpassung war die Regulierung der Zubauraten.

Bei Überschreitung gewisser Zubauraten im Zeitraum von Oktober des Vorjahres bis einschließlich April des laufenden Jahres, also wenn ein zubaustarkes Jahr zu erwarten war, sollte ein Teil der Jahresdegression bereits zum Juni wirksam werden. Aufgrund der PV-Novelle, die rückwirkend ab April 2012 in Kraft trat, kam diese Regelung zwar während der Gültigkeit dieser Gesetzesfassung nie zur Anwendung, wurde in der PV-Novelle aber in ähnlicher Form wieder aufgegriffen (siehe nachfolgender Abschnitt).

Tabelle 2-1: Erhöhung der Degression in Abhängigkeit der innerhalb des Berechnungszeitraumes installierten PV-Leistung gemäß EEG 2012 – Urfassung

Zubau in GW innerhalb des Berechnungszeitraums (ggf. skaliert)	Degression (additiv in Prozentpunkten)
> 7,5	15
7,5 bis 6,5	12
6,5 bis 5,5	9
5,5 bis 4,5	6
4,5 bis 3,5	3
3,5 bis 2,5	0
2,5 bis 2,0	-2,5
2,0 bis 1,5	-5
< 1,5	-7,5

EEG 2012 – Änderung vom 17. August 2012: PV-Novelle [26]

Tiefgreifende Änderungen wurden mit der sogenannten PV-Novelle im August 2012 im Bundesgesetzblatt veröffentlicht. Die hierin enthaltenen Anpassungen des EEG traten größtenteils rückwirkend zum 1. April 2012 in Kraft. Die Einspeisevergütung wurde einmalig

zum 1. April um rund 20 % auf 19,5 ct/kWh reduziert. Hierdurch fiel die Einspeisevergütung erstmalig signifikant unter den durchschnittlichen Strombezugspreis für private Endkunden. Die Eigenverbrauchsvergütung fiel mit dieser Änderung weg, so dass sich die Marge für den Eigenverbrauch direkt aus der Differenz zwischen eingesparten Strombezugskosten und entgangener Einspeisevergütung ergibt. Für eine im April 2012 installierte Anlage ergibt sich die Marge entsprechend der Annahmen aus Tabelle 2-5 zu:

$$\Delta k_{EV} = k_{SB} - k_{SE} = 25,89 \text{ ct/kWh} - 19,5 \text{ ct/kWh} = 6,39 \text{ ct/kWh} \quad (2.3)$$

Darüber hinaus wurde von der bisher jährlichen auf eine monatliche Degression umgestellt und diese auf einen monatlichen Wert von 1 % festgesetzt.

Tabelle 2-2: Absolute Degression in Abhängigkeit der innerhalb des Berechnungszeitraumes installierten PV-Leistung gemäß EEG 2012 vom 17. August 2012

Zubau in GW innerhalb des Berechnungszeitraums (ggf. skaliert)	Degression (additiv in Prozentpunkten)
> 7,5	2,8
7,5 bis 6,5	2,5
6,5 bis 5,5	2,2
5,5 bis 4,5	1,8
4,5 bis 3,5	1,4
3,5 bis 2,5	1
2,5 bis 2,0	0,75
2,0 bis 1,5	0,5
1,5 bis 1,0	0
< 1,0	-1,5 ^(*)

(*) einmalig zum Beginn des folgenden Dreimonatszeitraums

Der in der vorherigen Gesetzesfassung eingeführte atmende Deckel wurde ebenfalls auf monatliche Werte adaptiert (vgl. Tabelle 2-2), wobei eine Anpassung des Degressionsatzes lediglich alle drei Monate erfolgte und somit jeweils für drei Monate eine gleichbleibende Degression angesetzt wurde.

Für die Kalkulation der installierten PV-Leistung wurde eine Übergangsregelung vereinbart. Tabelle 2-3 zeigt die Berechnungszeiträume und Skalierungsfaktoren, die als Grundlage für die Bestimmung des Zubaus herangezogen werden.

Tabelle 2-3: Berechnungs- und Gültigkeitszeiträume für die zubauabhängige Degression gemäß des EEG 2012 vom 17. August 2012

Zeitraum der Gültigkeit	Berechnungszeitraum	Skalierungsfaktor für den im Berechnungszeitraum ermittelten Zubau
Nov. 2012 bis Jan. 2013	Jul. 2012 bis Sep 2012	4
Feb. 2013 bis Apr. 2013	Jul. 2012 bis Dez. 2012	2
Mai 2013 bis Jul. 2013	Jul 2012 bis Mar. 2013	$\frac{4}{3}$
Ab Aug. 2013 jeweils für 3 Monate	Jeweils 1 Jahr, endend 2 Monate vor Beginn des Gültigkeitszeitraums ²	1

Mit dieser Version des EEG wurden auch die Leistungsklassen für die Einspeisevergütung angepasst, so dass die niedrigste Klasse lediglich Anlagen bis 10 kWp³ umfasst. Die nächsthöhere Klasse beinhaltet nun die Anlagen zwischen 10 und 40 kWp. Diese zweite Leistungsklasse unterliegt den neuen Regelungen des sogenannten Marktintegrationsmodells, das nur noch eine Vergütung von 90 % der erzeugten Energie vorsieht. Die übrigen 10 % werden vom Netzbetreiber zum Marktwert abgenommen oder können alternativ dem Eigenverbrauch oder der Direktvermarktung zugeführt werden.

EEG 2014 [3]

Mit dem EEG 2014, welches am 1. August 2014 in Kraft getreten ist, wurden insbesondere für größere Anlagen (zunächst größer als 500 kW, ab 2016 bereits ab 100 kW) einige signifikante Änderungen eingeführt. Vor allem soll hiermit der Weg von der Einspeisevergütung hin zu einem marktorientierten Betrieb der Anlagen beschritten werden. Zusätzlich werden Freiflächenanlagen zukünftig nur noch über Ausschreibungen vergeben.

Die Beteiligung von Eigenverbrauchsanlagen an der EEG-Umlage hat mit dieser Gesetzesfassung nun ebenfalls Einzug in das EEG gehalten. Zunächst sind 30 % der EEG-

² Für den Gültigkeitszeitraum Aug. 2013 bis Okt. 2013 werden beispielsweise die Monate Jul. 2012 bis Jun 2013 zugrunde gelegt.

³ Im Kontext von photovoltaischen Solarzellen wird häufig die Einheit Watt Peak bzw. Kilowatt Peak (kurz Wp oder kWp) verwendet, um die elektrische Leistung unter Standardtestbedingungen anzugeben. Standardtestbedingungen (kurz STC vom „Englischen Standard Test Conditions“) werden über eine Temperatur von 25 °C, eine Bestrahlungsintensität von 1000 W/m² und eine Luftmasse von AM = 1,5 definiert.

Umlage durch Eigenverbraucher zu bezahlen. Dieser Anteil erhöht sich ab 2016 auf 35 % und 2017 auf 40 %.

Von dieser Regelung zur EEG-Umlage bleiben jedoch Kleinerzeuger (max. 10 kW installierte Leistung für höchstens 10 MWh selbstverbrauchten Strom pro Jahr), wie es private Haushalte typischerweise sind, ausgenommen. Auch die zuvor genannten Neuregelungen betreffen diese Anlagenklasse nicht, so dass sich insgesamt für die im Rahmen dieser Arbeit betrachteten Anlagen kein direkter Einfluss durch diese EEG-Fassung ergibt.

Im Rahmen des EEG 2014 wurde erneut der atmende Deckel angepasst, wobei auch der Zielkorridor für den PV-Zubau deutlich eingeschränkt wurde. Innerhalb des Zielkorridors wird die monatliche Degression auf 0,5 % festgelegt. In Abhängigkeit des Zubaus fällt diese Degression höher oder niedriger aus. Die entsprechenden Degressionssätze sind in Tabelle 2-4 dargestellt.

Tabelle 2-4: Absolute Degression in Abhängigkeit der innerhalb des Berechnungszeitraumes installierten PV-Leistung gemäß EEG 2014

Zubau in GW innerhalb des Berechnungszeitraums (ggf. skaliert)	Degression (additiv in Prozentpunkten)
> 7,5	2,8
7,5 bis 6,5	2,5
6,5 bis 5,5	2,2
5,5 bis 4,5	1,8
4,5 bis 3,5	1,4
3,5 bis 2,6	1
2,6 bis 2,4	0,5
2,4 bis 1,5	0,25
1,5 bis 1,0	0
< 1,0	-1,5 ^(*)

(*) einmalig zum Beginn des Quartals

Reale Entwicklung der Einspeise- und Eigenverbrauchsvergütung unter Berücksichtigung der Degression

Unter Berücksichtigung des Zubaus an installierter PV-Leistung und der genannten Änderungen des EEG bzgl. der Vergütungsstruktur für die Direkteinspeisung und den Eigenverbrauch ergaben sich die in Tabelle 2-5 angegebenen Vergütungssätze. In Abbildung 2-1 ist der zeitliche Verlauf der Strompreisentwicklung sowie die Entwicklung der

Einspeisevergütung grafisch dargestellt. Zusätzlich ist die sich ergebende Marge für den lokalen Eigenverbrauch einmal für den Installationszeitpunkt selbst (grün) und einmal annuitätisch für den Vergütungszeitraum von 20 Jahren unter Annahme einer kontinuierlichen Strompreissteigerung von 1,85 %⁴ pro Jahr und eines Kapitalzinses von 1,3 %⁵ dargestellt (violett). Die Strompreissteigerung führt hier zu einem höheren Ertrag für den Eigenverbrauch im Laufe der Jahre und erhöht somit die Profitabilität eines PV-Speichers. Je höher die Strompreissteigerung ausfällt, desto stärker ist dieser Effekt. Ab 2014 hat sich der Strompreis sogar leicht reduziert und stagniert seitdem. Zusätzlich liegt die Degression der Einspeisevergütung seit Oktober 2015 aufgrund der geringen Zubauraten bei 0 %, woraus sich auch für die Marge ein nahezu konstanter Verlauf ergibt. Die violette Kurve kann direkt als Referenz für die häufig zur Betrachtung von Speicherwirtschaftlichkeit herangezogene Energiedurchsatzkosten herangezogen werden.

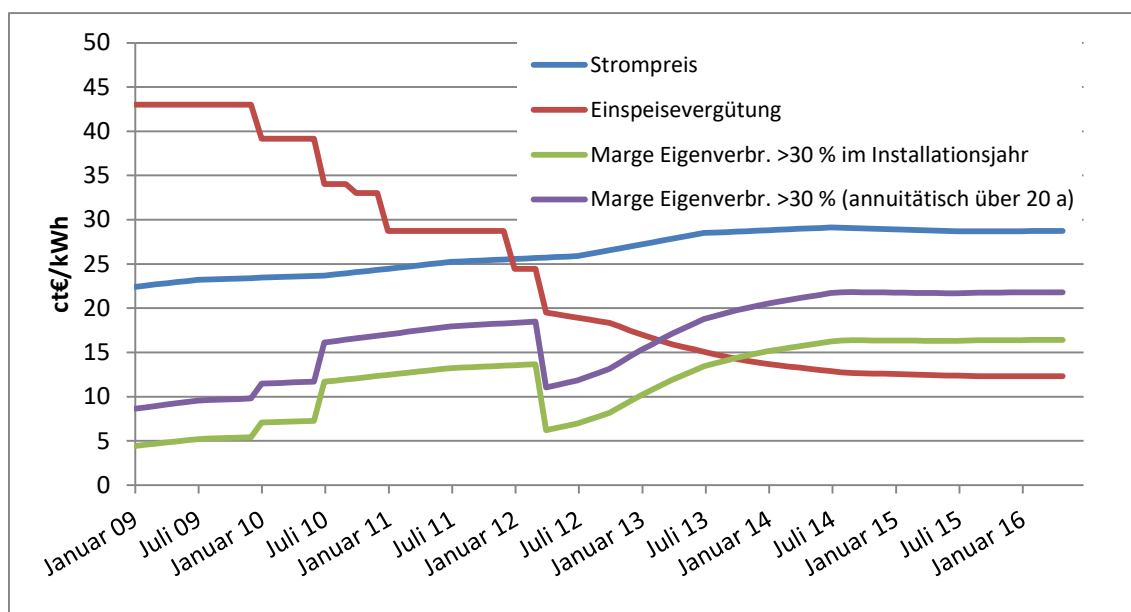


Abbildung 2-1: Strompreisentwicklung, Entwicklung der Einspeisevergütung und der Marge für Eigenverbrauch im Installationsjahr sowie annuitätisch über 20 Jahre unter Annahme einer Strompreissteigerung von 1,85 %/Jahr und einem Kapitalzins von 1,3 %.

⁴ Entspricht der mittleren inflationsbereinigten Strompreissteigerung im Zeitraum 1998 bis 2014. Diese wird an dieser Stelle auch für zukünftige Zeiträume fortgeschrieben.

⁵ Minimaler Sollzins bei Inanspruchnahme der KfW-Förderung für Solarstromspeicher, bei maximaler Bonität, 20-jähriger Laufzeit und 20-jähriger Zinsbindung; Stand Ende 2014; tilgungsfreie Anlaufjahre werden vernachlässigt.

Tabelle 2-5: Entwicklung des Haushaltsstrompreises, der Einspeisevergütung und der Eigenverbrauchsvergütung sowie der sich ergebenden Marge für Eigenverbrauch in Abhängigkeit des Installationszeitpunktes für die Jahre 2009 bis Mai 2016 (ab April 2012 quartalsweise); alle Werte in ct/kWh.

Installationszeitpunkt	Strompreis ⁶	Einspeisevergütung, Anlagen bis 30 kW _p ⁷	Eigenverbrauchsvergütung		Marge für Eigenverbrauch	
			< 30 %	> 30 %	< 30 %	> 30 %
2009	23,21	43,01	25,01	25,01	5,21	5,21
Jan. 2010	23,69	39,14 ⁸	22,76	22,76	7,31	7,31
Jul. 2010	23,69	34,05 ⁹	17,67	22,05	7,31	11,69
Okt. 2010	23,69	33,03 ¹⁰	16,65	21,03	7,31	11,69
2011	25,23	28,74 ¹¹	12,36	16,74	8,85	13,23
Jan. 2012	25,89	24,43 ¹²	8,05	12,43	9,51	13,89
Apr. 2012	25,89	19,50	-	-	6,39	6,39
Jul. 2012	25,89	18,92	-	-	6,97	6,97
Okt. 2012	25,89	18,36	-	-	7,53	7,53
Jan. 2013	28,50	17,02	-	-	11,48	11,48
Apr. 2013	28,50	15,92	-	-	12,58	12,58
Jul. 2013	28,50	15,07	-	-	13,43	13,43
Okt. 2013	28,50	14,27	-	-	14,23	14,23
Jan. 2014	29,13	13,68	-	-	15,45	15,45
Apr. 2014	29,13	13,28	-	-	15,85	15,85
Jul. 2014	29,13	12,88	-	-	16,25	16,25
Okt. 2014	29,13	12,65	-	-	16,48	16,48
Jan. 2015	28,68	12,56	-	-	16,12	16,12

⁶ Durchschnittlicher Bruttostrompreis eines Drei-Personen-Haushalts (Jahresverbrauch 3500 kWh) [27], [28].

⁷ Mit dem EEG 2012 vom 17. August 2012 wurden neue Leistungsklassen definiert. Die untere Leistungsklasse ist seitdem auf eine maximale Leistung von 10 kW_p begrenzt.

⁸ Der Zubau an PV-Leistung in den Monaten Januar bis September 2009 betrug 1.471 MW [29]. Die Degression der Einspeisevergütung betrug daher für das Jahr 2010 8 % + 1 % = 9 %.

⁹ Greifen der einmaligen Degression von 13 % für Anlagen mit Installationsdatum nach dem 30. Juni 2010 gemäß EEG-Änderungsgesetz vom 1. Juli 2010.

¹⁰ Greifen der einmaligen Degression von weiteren 3 % für Anlagen mit Installationsdatum nach dem 30. September 2010 gemäß EEG-Änderungsgesetz vom 1. Juli 2010.

¹¹ Die mit drei multiplizierte installierte PV-Leistung in den Monaten Juni bis September 2010 überschritt 6.500 MW, so dass die Degression von 9 auf 13 % angehoben wurde.

¹² Der Zubau an PV-Leistung in den Monaten Oktober 2010 bis September 2011 betrug 5201 MW. Die Degression der Einspeisevergütung betrug daher für das Jahr 2012 9 % + 6 % = 15 %.

Apr. 2015	28,68	12,47	-	-	16,21	16,21
Jul. 2015	28,68	12,37	-	-	16,31	16,31
Okt. 2015	28,68	12,31 ¹³	-	-	16,37	16,37
Jan. 2016	28,73	12,31	-	-	16,42	16,42
Apr. 2016	28,73	12,31	-	-	16,42	16,42
Mai 2016	28,73	12,31	-	-	16,42	16,42

2.1.2 Wirkung der Eigenverbrauchsvergütung

Die Grundidee der Eigenverbrauchsvergütung war es, einen Anreiz zu schaffen, PV-Energie in räumlicher Nähe zur Erzeugung zu verbrauchen und somit den Transport über die Energieversorgungsnetze zu reduzieren. Hierdurch sollte eine Entlastung der Netze erreicht werden. Bereits in Simulationen, aber auch durch erste Erfahrungen im realen Betrieb konnte eine Reduktion der eingespeisten PV-Energie gezeigt werden. Es wurde aber ebenso deutlich, dass eine für die Steigerung des Eigenverbrauchs (aus Anlagenbetreibersicht der Hauptzweck) optimierte Anlagenkonfiguration, eine Speicherkapazität vorsieht, die in der Regel vor der Einspeisespitze zur Mittagszeit vollständig geladen ist [30, 31]. Wird der Speicher deutlich größer dimensioniert, so kann die zusätzliche Kapazität nur in den seltensten Fällen genutzt werden, da der Speicher aufgrund des begrenzten Energiebedarfs des Haushaltes über Nacht nicht entladen werden kann. Am Folgetag steht wiederum nur die zuvor entladene Kapazität zur Verfügung. Daraus resultiert, dass das Netz in den Zeiten, in denen es tatsächlich an seine Betriebsgrenzen stößt (zur Mittagszeit), keine weitere Entlastung erfährt, da die unvollständige Entladung über Nacht der begrenzende Faktor ist. Durch eine Vergrößerung des Batteriespeichers lässt sich kein weiterer positiver Effekt erzielen. An dieser Stelle ist es notwendig, durch verbesserte Betriebsstrategien den gewünschten Netznutzen herbeizuführen. Hierfür fehlte allerdings lange Zeit ein entsprechender Anreiz für den Anlagenbetreiber.

Ein weiterer Schwachpunkt liegt in der bilanziellen Vergütung des Eigenverbrauchs über alle drei Phasen des Stromnetzes. Im Extremfall ist es möglich, dass ein einphasig angeschlossenes Batteriespeichersystem auf einer der drei Phasen mit voller Leistung einspeist, die Haushaltslast im gleichen Moment dem Betrag nach gleich groß ist, jedoch auf einer anderen Phase anliegt. In diesem Falle würde die volle Eigenverbrauchsvergütung gewährt, das Netz erfährt jedoch eine äußerst unsymmetrische Belastung. Das *Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE* (FNN) hat einen technischen Hinweis zum *Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz* erarbeitet, der sich mit den Fragestellungen und Herausforderungen im Zuge einer zunehmenden Durchdringung des

¹³ Aufgrund des geringen PV-Zubaus beträgt die Degression gemäß Degressionsberechnung nach § 31 EEG 2014 seit Oktober 2015 gleichbleibend 0 %.

Niederspannungsnetzes mit dezentralen Speichern beschäftigt [32]. Hier wird eine maximale Unsymmetrie zwischen zwei Außenleitern von 4,6 kVA als maximales Limit angegeben, das einzuhalten ist. Auch der *Verband der Bayrischen Energie und Wasserwirtschaft e.V.* (VBEW) nimmt sich dieser Thematik an und kommt zu der gleichen Empfehlung [33].

2.2 Das Marktanreizprogramm für Solarstromspeicher

Auch wenn das EEG an vielen Stellen immer wieder zu Diskussionen führt, ist seine Wirkung von großer Bedeutung: Durch entsprechende Anreize wurde erreicht, privates Kapital zu mobilisieren, um eine volkswirtschaftliche Herausforderung, nämlich die Umstellung der Energieversorgung auf erneuerbare Energien, voranzutreiben. Es ist jederzeit notwendig zu überprüfen, ob die entsprechenden gesetzlichen Regelungen noch dem ursprünglichen Ziel dienen. Eine Überförderung ist ebenso zu vermeiden wie ein Abwürgen des positiven Trends, den das EEG bezüglich Identifikation und Beteiligung der Gesellschaft mit bzw. an der Energiewende gestartet hat. Zu berücksichtigen ist zudem immer, dass eine Reihe verschiedener Interessensgruppen jeweils mit einer Vielzahl von Argumenten aufwarten, die eine Anpassung der Regularien im eignen Sinne unterstützt oder zu verhindern versucht. Die Historie des EEG zeigt, wie dadurch innerhalb weniger Jahre mehrere, teilweise tiefgreifende Änderungen vorgenommen wurden (an dieser Stelle sind nur die für die vorliegende Arbeit relevante Anpassungen erwähnt). Die Komplexität des Gesetzes und damit auch dessen Umfang ist ebenfalls von einem wenige Seiten starken Dokument auf mittlerweile 75 Seiten angewachsen.

Die mit der Eigenverbrauchsvergütung adressierten Probleme im Stromnetz stellen ebenfalls eine volkswirtschaftliche Herausforderung dar. Die Marge durch Eigenverbrauch liefert auch den gewünschten Anreiz für einige Privatpersonen, sich einen PV-Speicher zu kaufen, so dass auch hier wiederum von einer Mobilisierung privaten Kapitals gesprochen werden kann. Jedoch ist es notwendig, die Förderbedingungen derart zu gestalten, dass der volkswirtschaftliche Mehrwert, nämlich die Entlastung der Niederspannungsnetze, auch in gewünschter Weise eintritt. Mangels Wirtschaftlichkeit von PV-Speichern zur Erhöhung des lokalen Eigenverbrauchs gegenüber dem Betrieb bloßer PV-Anlagen werden allerdings zunächst nur technikaffine Idealisten adressiert, die einen Beitrag zum Ausbau der erneuerbaren Energien leisten wollen und hierfür bereit sind, eigenes Kapital einzubringen. Einen Ansatz, einerseits einen zusätzlichen Kaufanreiz zu bieten, der eine breitere Zielgruppe adressiert, auf der anderen Seite aber auch höhere Anforderungen an die Netzdienlichkeit stellt, liefert das Marktanreizprogramm für PV-Speicher.

Im März 2012 wurde vom Umweltausschuss des deutschen Bundestages in einer Beschlussempfehlung der Bedarf formuliert, „[...] für die zunehmende Zahl der PV-Dachanlagen innovative, kostengünstige, netzentlastende Speichertechnologien für dezentrale Lösungen zu entwickeln.“ [34]. Der Bundestag wurde hierin damit beauftragt, „[...] bis

Oktober Vorschläge für ein Marktanreizprogramm für Speicher vorzulegen.“ Durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) wurde im Juli 2012 ein Kurzgutachten in Auftrag gegeben, welches einen Entwurf für ein solches Marktanreizprogramm liefern sollte [35]¹⁴. Im Folgenden werden die zugrunde gelegten Rahmenbedingungen für die Erarbeitung sowie die Kernaspekte des Entwurfs zusammengefasst.

Ziel des Marktanreizprogramms war die möglichst technologieoffene Förderung von dezentralen Stromspeichern im Zusammenhang mit PV-Anlagen. Die Förderung sollte durch einen Investitionskostenzuschuss und zinsverbilligte Darlehen bei der KfW-Bankengruppe realisiert werden. Dieser Ansatz, bei dem keine Vergütung des Betriebes gewährt wird, muss auf andere Weise sicherstellen, dass es nicht zu einer Überförderung ggf. überdimensionierter Systeme kommt. Insbesondere da im Gegenzug für den Förderzuschuss ein volkswirtschaftlicher Nutzen in Form einer netzdienlichen Betriebsführung der Speicher erzielt werden sollte.

Die Idee, die der Ausgestaltung des Förderansatzes zugrunde liegt, stützt sich hauptsächlich auf den letztgenannten Punkt. Das Speichersystem wird als Werkzeug zur Reduktion der ggf. schädlichen Netz Wirkung einer PV-Anlage durch hohe Einspeisespitzen betrachtet. Der Nutzen, den ein Speichersystem also erbringen kann, ist nicht abhängig von der Kapazität des Speichers, sondern von der Größe des PV-Generators. Aus diesem Grund wird die spezifische Förderhöhe pro kW_p Anlagenleistung ermittelt. Auf diese Weise soll gewährleistet werden, dass ein Anlagenhersteller seinen Kunden eine angemessene Anlage verkauft, da ein zu großer Speicher sowohl in Bezug auf den Eigenverbrauch, als auch im Hinblick auf den Netznutzen keinen Mehrwert liefert. Dieser Umstand spiegelt sich durch das vorgestellte Konzept auch in der Förderung wider.

Der volkswirtschaftliche Gegenwert soll durch eine entsprechende netzdienliche Betriebsweise erzielt werden. Hier sind mehrere Ansätze vorstellbar und in [35] vorgeschlagen, wobei eine Abregelung nur im Falle einer gegebenen Notwendigkeit (z. B. Netzüberlastung) empfohlen wurde:

1. **Begrenzung der Netzaustauschleistung in Abhängigkeit der Netzfrequenz**
Die Netzfrequenz bildet einen globalen Netzzustand ab. Steigt die Netzfrequenz, liegt ein Überschuss an erzeugter elektrischer Leistung gegenüber der anliegenden Last vor. Ein PV-Batteriesystem ist in der Lage, die Einspeiseleistung der PV-Anlage zu begrenzen und somit dem Ungleichgewicht entgegenzuwirken.
2. **Begrenzung der Netzaustauschleistung in Abhängigkeit der Knotenspannung**
Die Spannung am Netzanschlusspunkt des PV-Generators ist ein Indikator für eine lokale Netzüberlastung. Steigt diese in erheblichem Maße an, so ist dies ein Hinweis

¹⁴ Das Kurzgutachten wurde unter anderem vom Autor dieser Arbeit mit erarbeitet.

auf eine sehr hohe Einspeiseleistung entlang des entsprechenden Netzstranges. Auch hier kann die Begrenzung der Einspeiseleistung einen positiven Einfluss auf den Belastungszustand des Netzes haben. Der Nachteil dieser Methode liegt darin, dass die Knotenspannung mit zunehmender Entfernung zur Ortsnetzstation ansteigt und somit Anschlussnehmer am Ende einer Leitung einer stärkeren Beschränkung unterliegen, als Anschlussnehmer nahe der Ortsnetzstation.

3. **Begrenzung auf Anforderung des Netzbetreibers (Rundsteuersignal)**

Es können sich lokale Engpässe im Betrieb des vorgelagerten Mittelspannungsnetzes ergeben, die nicht durch lokale Messungen zu erfassen sind. Hierzu kann der Netzbetreiber das Rundsteuersignal verwenden, um eine Leistungsreduktion der PV-Anlagen anzufordern.

Die Begrenzung der Einspeiseleistung führt ggf. zu energetischen Verlusten für den Anlagenbetreiber. Um das finanzielle Risiko zu beschränken, erhält der Fördernehmer pauschal eine Kompensation in Form eines Investitionskostenzuschusses, wohingegen die Verluste nur unter bestimmten Bedingungen anfallen. Durch geschickte, prognosebasierte Betriebsführung ist es sogar möglich, die Verluste extrem gering zu halten [36]. Auf diese Weise liefert das Marktanreizprogramm einen Innovationsanreiz.

In der realen Umsetzung des Marktanreizprogrammes wurde auf die oben beschriebenen Abregelungsmechanismen vollständig verzichtet und eine pauschale Abregelung auf 60 % der PV-Anlagennennleistung vorgesehen. Dieser Ansatz fordert die Potentiale von PV-Batteriespeichern nur unzureichend und bietet somit insbesondere bezüglich innovativer Betriebsstrategien nur geringe Anreize. Es kann jedoch beobachtet werden, dass zum Teil zeitgesteuerte, zum Teil aber auch Prognose-basierte Betriebsstrategien zum Einsatz kommen, die zum Ziel haben, den Ladevorgang des Batteriespeichers so zu verzögern, dass eventuell abzuregelnde Energieüberschüsse zur Mittagszeit eingespeichert werden können.

Weitere Anforderungen des Marktanreizprogrammes zur Erlangung der Förderfähigkeit waren

- eine Zeitwertersatzgarantie für die Batterie von 7 Jahren (80 % Restkapazität)
- die Vorhaltung einer offenzulegenden elektronischen Schnittstelle zur Fernparametrierung der Wirk- und Blindleistungscharakteristik
- eine Schnittstelle zur Fernsteuerung
- die Einhaltung der zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme existierenden gültigen Anwendungsregeln und Netzanschlussrichtlinien für Batteriespeicher
- die Offenlegung der elektronischen Schnittstellen des Batteriemanagementsystems und der verwendeten Protokolle zum Zwecke der Kompatibilität mit herstellerfremden Austauschbatterien

- die Einhaltung geeigneter Normen zur Gewährung eines sicheren Betriebs des Batteriespeichersystems
- der Nachweis einer ordnungsgemäßen und sicheren Inbetriebnahme durch eine Fachkraft

Bei Einhaltung der Förderbedingungen wurde die Förderung auf alle Komponenten gewährt, die zusätzlich zu einer üblichen PV-Anlage beschafft werden mussten, um das PV-Batteriesystem in Betrieb zu nehmen. Dabei wurden 30 % der förderfähigen Kosten, maximal aber 600 €/kWp (bzw. 660 €/kWp im Falle einer Nachrüstung aufgrund eines in der Regel notwendigen Ersatzes des Bestandswechselrichters) als Tilgungszuschuss auf den vergünstigten KfW-Kredit erstattet. Der Kredit selbst wurde auf die gesamte Investition (ggf. inklusive der PV-Anlage) vergeben.

Im Jahresbericht 2015 des *Wissenschaftlichen Mess- und Evaluierungsprogramms PV-Speicher* [37] wird davon ausgegangen, dass bis zum ersten Quartal 2015 etwa 50-60 % aller in Deutschland seit Start des Programms verkauften PV-Speicher über das Marktanreizprogramm gefördert wurden. Es hat sich gezeigt, dass das Marktanreizprogramm dennoch nahezu flächendeckend dazu geführt hat, dass Hersteller die technischen Voraussetzungen für eine Förderfähigkeit in ihren Produkten umsetzen. Damit hat das Marktanreizprogramm einen enormen Beitrag zur technischen Entwicklung von PV-Batteriespeichersystemen liefern können. Für eine später möglicherweise regulatorisch geforderte Netzdienlichkeit sind die technischen Rahmenbedingungen entsprechend geschaffen, auch wenn der netzdienliche Betrieb momentan vermutlich nur bei geförderten Systemen zum Einsatz kommt.

Dieser Erfolg der ersten Förderperiode hat auch dazu geführt, dass die Förderung trotz kontroverser Meinungen zu dem Programm schlussendlich fortgeführt wurde. Nach dem Auslaufen der ersten Förderperiode zum Jahresende 2015 ist mit kurzer Unterbrechung ab März 2016 die zweite Förderperiode gestartet. Die wesentlichen Änderungen der Förderbedingungen lassen sich in drei Punkten zusammenfassen:

1. Die Einspeisebegrenzung wurde auf 50 % der PV-Anlagennennleistung gesenkt.
2. Die Zeitwertersatzgarantie für die Batterie muss nun 10 Jahre betragen.
3. Die Förderquote auf die förderfähigen Kosten wurde zu Beginn der Förderperiode auf 25 % abgesenkt. Darüber hinaus wird die Förderquote halbjährlich um weitere 3 Prozentpunkte abgesenkt, so dass diese im letzten Halbjahr der Förderperiode (1.7.2018 bis 31.12.2018) nur noch 10 % beträgt.

Für die gesamte Förderperiode stehen hierfür Mittel in Höhe von 30 Millionen Euro zur Verfügung.

2.3 Zukünftige Einflussfaktoren auf die Speicherwirtschaftlichkeit

Die Betrachtungen im Kapitel 2.1.1 haben gezeigt, dass sowohl ein zukünftig steigender Strompreis, als auch eine Reduktion der Einspeisevergütung die Marge für den Betrieb von PV-Batteriespeichern erhöhen werden. Es wurde aber auch deutlich, dass vergangene Trends nicht zwangsläufig fortgeschrieben werden können. Zwei Effekte, die die Wirtschaftlichkeit zukünftig sehr sprunghaft beeinflussen können, sollen im Folgenden diskutiert werden.

2.3.1 Externalisierung des Leistungspreises aus den Strombezugskosten

Der Strompreis setzt sich aus verschiedenen Komponenten zusammen. Hierzu zählen neben den Kosten für Beschaffung und Vertrieb auch Mehrwertsteuer und Stromsteuer sowie verschiedene Abgaben wie z. B. Konzessionsabgaben, EEG-Umlage, KWK-Aufschlag, etc. Außerdem umfasst der Strompreis die sogenannten Netzentgelte, die primär eine Infrastrukturabgabe für Bau, Betrieb und Instandhaltung der Stromnetze darstellen. Die Zusammensetzung des Strompreises für das Jahr 2016 ist in Abbildung 2-2 gezeigt. Die Netzentgelte machen mit 7,06 ct/kWh nahezu 25 % des Strompreises von insgesamt 28,73 ct/kWh aus.

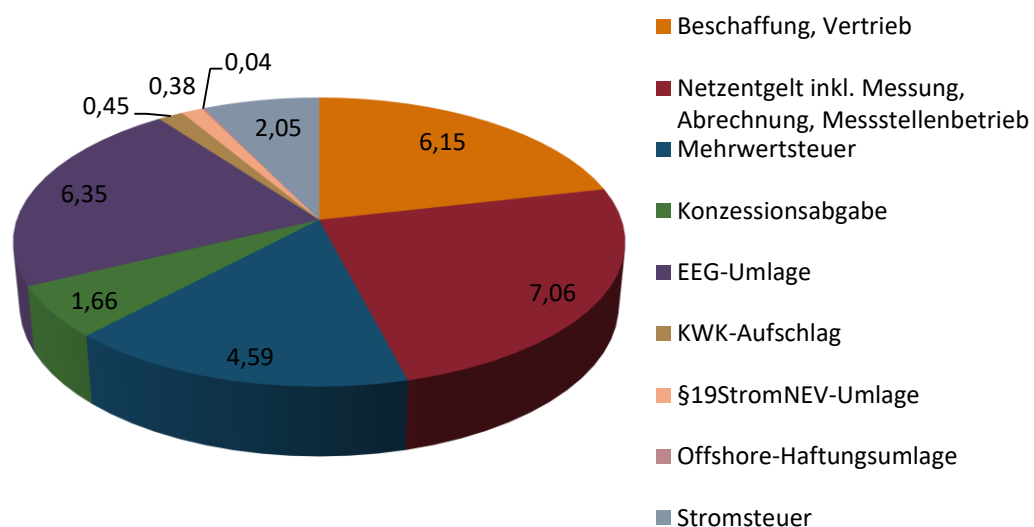


Abbildung 2-2: Zusammensetzung des Strompreises für das Jahr 2016 (Werte in ct/kWh) basierend auf [28].

Bei heutigen Privatkundentarifen sind diese Infrastrukturabgaben also in den Arbeitspreis integriert und entfallen auf jede vom Stromversorger bezogene Kilowattstunde. Vor dem Hintergrund der zunehmenden dezentralen Energieerzeugung, vor allem durch Photovoltaik, reduziert sich für diese Haushalte der Strombezug und damit auch die geleistete Infrastrukturabgabe bei unverändertem Infrastrukturbedarf. Vor allem im Winter, wenn kaum Solarenergie verfügbar ist, wird das Netz nahezu regulär in Anspruch genommen. In diesem

Kontext wird daher immer wieder auch diskutiert, die Netzentgelte in Form einer Grundgebühr, als sogenannten Leistungspreis zu erheben, ähnlich wie es auch für Industriekundentarife gebräuchlich ist. Der Arbeitspreis würde entsprechend um diese Abgaben reduziert.

Für die unter 2.1.1 diskutierte Entwicklung der Wirtschaftlichkeit hätte eine sprunghafte Reduktion des Strompreises um die Netzentgelte in Höhe von 7,06 ct/kWh auf dann 21,67 ct/kWh, eine Reduktion der annuitätischen Marge über 20 Jahre (wiederum mit Kapitalzins von 1,3 % und Strompreissteigerung von 1,85 % gerechnet) von 21,81 auf nur noch 13,42 ct/kWh zur Folge. Dies entspricht einem Einbruch um etwa 38,5 % und kann eine möglicherweise gerade erst erzielte Wirtschaftlichkeit des Anlagenbetriebs schlagartig zunichtemachen. Der Einbruch der Marge ist in etwa vergleichbar mit dem, der sich im April 2012 durch die Abschaffung der Eigenverbrauchsvergütung ergeben hat. Damals sank die annuitätische Marge unter den getroffenen Annahmen von 18,48 auf 11,05 ct/kWh, also um gut 40 %. Es ist davon auszugehen, dass dieser Effekt sich entsprechend stark am Markt niederschlagen würde. Dem gegenüber steht ein Effekt, der sich durch den Wegfall der Einspeisevergütung nach der jeweils 20-jährigen Förderperiode für Bestandsanlagen ergibt. Dieser soll im Folgenden diskutiert werden.

2.3.2 Auslaufen der Einspeisevergütung aus dem EEG

Die ersten EEG-geförderten PV-Anlagen erreichen 2020 das Ende ihrer 20-jährigen Förderperiode. Viele dieser PV-Anlagen werden jedoch auch über die Förderdauer hinaus betriebsfähig sein. Die Vergütung der erzeugten Energie erfolgt dann allerdings nur noch im Wettbewerb mit anderen Erzeugungsanlagen und wird entsprechend an den regulären Marktpreisen orientiert sein. Unter der Annahme der oben beschriebenen Reduktion des Arbeitspreises und einer Fortschreibung der Strompreissteigerung von 1,85 % pro Jahr und einem gleichbleibend niedrigen Kapitalzins von 1,3 %, ergibt sich für das Jahr 2020 ein Strompreis von 22,9 ct/kWh. Geht man weiterhin davon aus, dass der erzielbare Preis für die eingespeiste Kilowattstunde zwischen 3 und 5 ct/kWh liegt, so ergibt sich eine annuitätische Marge von 24,19 bzw. 22,19 ct/kWh¹⁵. Auch für diese Anlagen wird daher der Einsatz von Batteriespeichern interessant.

¹⁵ Da sowohl für die Einspeisevergütung über 20 Jahre konstant ist, als auch für die Stromerlöse für Einspeisung jenseits des EEG an dieser Stelle von konstanten Preisen über die Berechnungsdauer ausgegangen wird, entspricht dieser Term unmittelbar der annuitätischen Form (über die Betrachtungsdauer gleichbleibender Zahlungsstrom). Eine Änderung dieses Wertes schlägt sich somit unverändert in der annuitätischen Marge nieder (Hier: Veränderung des Börsenstrompreises um 2 ct/kWh führt zu einer Änderung der annuitätischen Marge um 2 ct/kWh).

2.4 Technische Varianten von PV-Batteriesystemen

Der Kerngedanke für den Einsatz von dezentralen PV-Batteriesystemen liegt darin, eine herkömmliche PV-Anlage um einen Batteriespeicher zu erweitern, um die unter Abschnitt 2.1 beschriebene zeitliche Verschiebung der Energieabgabe des PV-Generators zu erzielen und somit den Eigenverbrauch zu erhöhen. Für diesen Einsatzzweck ist ein Laden der Batterie nur im Umfang der gleichzeitigen PV-Erzeugung erlaubt. Ein Laden der Batterie aus dem öffentlichen Stromnetz (beispielsweise in der Nacht) ist gesetzlich nicht zulässig¹⁶.

Technisch gibt es mehrere Ausführungen, die den oben genannten Zweck realisieren können. Im Folgenden werden die zwei wichtigsten Varianten kurz beschrieben und eventuelle Besonderheiten näher beleuchtet. Eine gute Übersicht über verschiedene Topologien (Kopplungsart, Anzahl Phasen, Spannungsniveau der Batterie) vor allem aus leistungselektronischer Sicht liefert unter anderem [38].

2.4.1 Speicherzeitkonstanten und Wahl des Speichermediums

Für die Erhöhung des Eigenverbrauchs sind auf der einen Seite die Haushaltslast, auf der anderen Seite die PV-Erzeugung die relevanten Eingangsgrößen, die den Betriebszustand des Systems (Einspeichern/Ausspeichern) definieren. Unter Vernachlässigung von Einschaltströmen verschiedener Verbraucher werden die Lastschwankungen im Haushaltsbereich im Sekunden- bis Minutenbereich liegen. Die Erzeugung schwankt bedingt durch Wolkendurchzüge ebenfalls im Sekundenbereich. Die Speicherdauer beträgt für unsere Breiten bei sinnvoller Auslegung mehrere Stunden bis maximal wenige Tage. Eine saisonale Speicherung ist aufgrund der hohen spezifischen Kosten von Batteriespeichern aus wirtschaftlicher Sicht nicht sinnvoll.

Für den definierten Einsatzzweck kommen auf Basis der obigen Überlegungen lediglich Batteriespeichersysteme als sinnvolle Speicheroption in Betracht. Alternativen zur Speicherung als Optionen zur Erhöhung des Eigenverbrauchs werden in Abschnitt 2.7 behandelt.

2.4.2 Integration des Batteriespeichers

Grundsätzlich lassen sich zwei unterschiedliche Topologien nach der Art der elektrischen Anbindung des Batteriespeichers unterscheiden. Einerseits kann der Batteriespeicher gleichspannungsseitig, also noch vor dem Einspeisezähler des PV-Generators angekoppelt werden (sog. DC-Kopplung, vgl. Abbildung 2-3).

¹⁶ Gemäß §3 Abs. 1 des EEG gelten nur solche Speichereinrichtungen als Anlagen im Sinne des Gesetzes, „[...] die zwischengespeicherte Energie, die ausschließlich aus Erneuerbaren Energien [...] stammt, aufnehmen und in elektrische Energie umwandeln [...]“ [22].

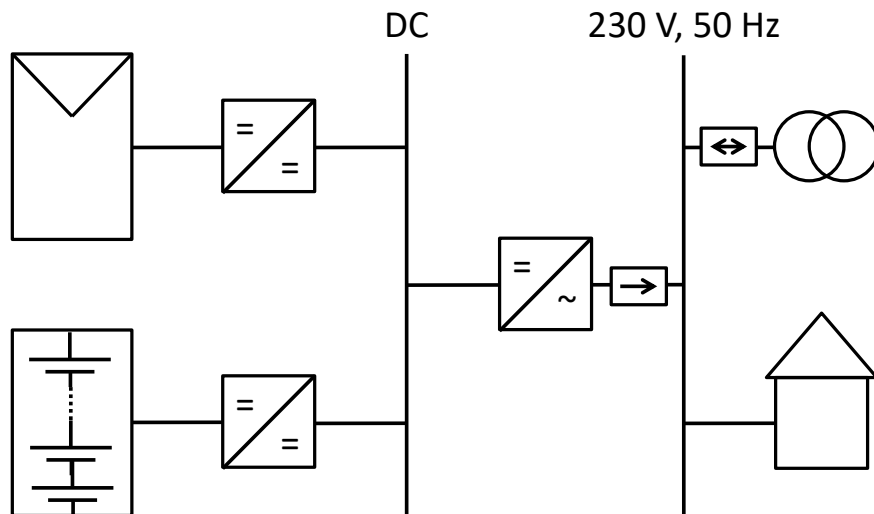


Abbildung 2-3: Schematische Darstellung eines PV-Batteriesystems mit DC-Kopplung am DC-Zwischenkreis

In dieser technischen Ausführung speisen der PV-Generator und der Batteriespeicher jeweils mit einem eigenen DC-DC-Wandler auf den gemeinsamen DC-Zwischenkreis und teilen sich in der Regel die Wechselrichterstufe. Die maximal übertragbare Leistung aus PV und Batterie wird durch die Leistung des Wechselrichters limitiert.

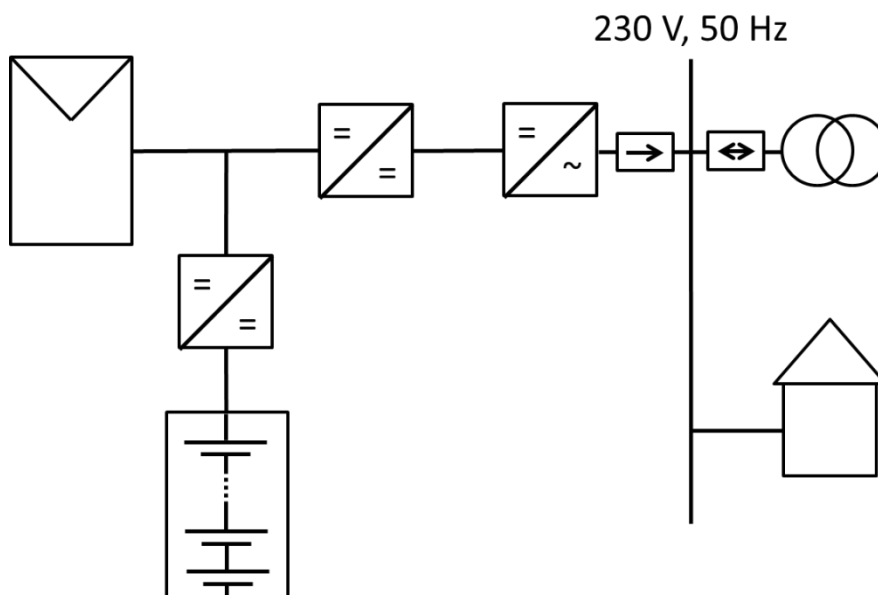


Abbildung 2-4: Schematische Darstellung eines PV-Batteriesystems mit DC-Kopplung am PV-Generator-Ausgang (sogenannte Generatorkopplung)

Eine spezielle Variante der DC-Kopplung, die an dieser Stelle nicht näher betrachtet wird, koppelt die Batterie, in der Regel über einen DC-DC-Wandler, direkt an den PV-Generator-Ausgang (sogenannte Generatorkopplung). Eine schematische Darstellung findet sich in

Abbildung 2-4. In diesem Falle kann ein konventioneller PV-Wechselrichter eingesetzt werden, was eine einfache Nachrüstbarkeit ermöglicht. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass es durch den Batterieumrichter nicht zu einer Beeinflussung des MPP-Trackers kommt. Diese regelungstechnischen Schwierigkeiten scheinen zunehmend beherrschbar, so dass gerade in jüngerer Zeit eine Reihe von Herstellern, wie Tesla oder auch Solarwatt, Systeme mit dieser Topologie angekündigt bzw. auf den Markt gebracht haben.

Alternativ kann der Batteriespeicher auch über einen eigenen Wechselrichter an das 230 V Wechselspannungsnetz angeschlossen werden (sog. AC-Kopplung, vgl. Abbildung 2-5). Beide Topologien weisen Vor- und Nachteile auf, die unter anderem von dem Vergütungsmodell abhängen. Solange der Eigenverbrauch noch explizit vergütet wurde, wurden in der AC-Topologie die Batterieumrichterverluste mit vergütet, da sie erst hinter dem entsprechenden Einspeisezähler anfielen. In der DC-Topologie fallen die Verluste bereits vor dem Einspeisezähler an und gingen damit zu Lasten des Anlagenbetreibers. Dieser Sachverhalt ist mit dem Wegfall der Einspeisevergütung irrelevant geworden. Tendenziell durchläuft eine kWh Energie im AC-System zwar eine Wandlungsstufe mehr, als im DC-System, die Flexibilität bei der unabhängigen Skalierung beider Wechselrichter kann dem AC-System allerdings zu einem Betrieb des Batteriewechselrichters in besseren Wirkungsgradbereichen verhelfen. Insbesondere der Nachtverbrauch, der typischerweise aus der Batterie gedeckt werden soll, geschieht bei eher geringen Leistungen, so dass der Wechselrichter im DC-System, der typischerweise auf die Nennleistung der PV-Anlage skaliert ist, ggf. in einem niedereffizienten Teillastbetrieb läuft.

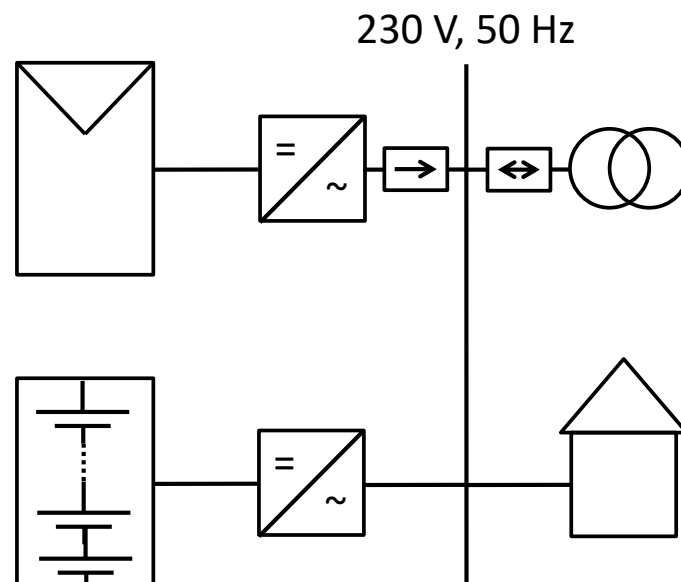


Abbildung 2-5: Schematische Darstellung eines PV-Batteriesystems mit AC-Kopplung

2.4.3 Leistungsklassen und elektrischer Netzanschluss

Einphasige Systeme

Viele Systeme, die derzeit für den Markt entwickelt oder auf dem Markt angeboten werden, sind für eine Leistungsklasse von bis zu 5 kWp ausgelegt und werden einphasig (Anschlussleistung 4,6 kW) an das Niederspannungsnetz angebunden. Das EEG geht von einer bilanziellen Energiebetrachtung über alle drei Phasen aus. Das bedeutet, dass die Haushaltslast technisch mit dem Energiezähler über alle drei Phasen ermittelt und der PV-Erzeugung gegenübergestellt wird, um zu beurteilen, ob Eigenverbrauch vorliegt. Der finanzielle Vorteil für lokalen Eigenverbrauch ist also auch dann wirksam, wenn im schlimmsten Fall 4,6 kW auf einer Phase eingespeist werden und zeitgleich 4,6 kW auf einer anderen Phase bezogen werden. Diese sogenannte Schiefastproblematik ist dabei unabhängig vom Vorhandensein eines Batteriespeichers.

Mehrphasige Systeme

In den letzten Jahren hat sich die durchschnittliche PV-Generatorleistung sukzessive erhöht. Neu installierte Anlagen im Privatbereich liegen immer häufiger in einer Leistungsklasse von 10-15 kWp. So lagen für die im Rahmen des wissenschaftlichen Begleitprogramms zum Marktanreizprogramm für den Zeitraum 2013 bis März 2015 erfassten Installation bereits 17 % der Anlagen im Leistungsbereich oberhalb von 10 kWp [37]. Der Netzanschluss eines PV-Generators muss in diesem Falle auf mehrere Phasen verteilt werden, wobei hierfür in der Regel dreiphasige Wechselrichter zum Einsatz kommen. Da PV-Batteriesysteme derzeit vornehmlich in einphasiger Ausführung angeboten werden, kommt es allerdings auch vor, dass beispielsweise zwei separate PV-Generatoren mit jeweils einem einphasigen Wechselrichter an das Niederspannungsnetz gekoppelt werden. Diese Konfiguration kann den oben beschriebenen Fall wegen der dann zweiphasigen Einspeisung und potentiell gegenphasigem Bezug noch verschärfen. Ein wirklich phasenscharfes (also nicht nur bilanzielles) Bedienen der aktuellen Lastsituation und damit eine Phasensymmetrierung sind nur mit einem dreiphasig asymmetrisch einspeisenden System möglich.

2.4.4 Der aktuelle Markt

Im Rahmen des wissenschaftlichen Mess- und Evaluierungsprogramms werden zu allen geförderten Anlagen allgemeine Daten zu Systemeigenschaften erhoben. Ergebnisse angelehnt an Daten aus [37], jedoch mit aktualisierter Datenbasis vom Januar 2016 sind in Abbildung 2-6 dargestellt. Es ist erkennbar, dass der Markt zunehmend von Lithium-Systemen dominiert wird. Ein Großteil der Systeme wird gemeinsam mit dem PV-Generator installiert, so dass auch die DC-Topologie signifikant vertreten ist. Da sich die DC-Topologie mit Zwischenkreisanschluss nicht ganz so gut zur Nachrüstung eignet, wäre bei einer höheren Nachrüstungsrate vermutlich mit einem etwas anderen Bild zu rechnen. Es ist davon

auszugehen, dass die generatorgekoppelten DC-Systeme zum Zeitpunkt der Datenerhebung noch keinen signifikanten Anteil hatten, da diese Technologie erst spät am Markt zur Verfügung stand.

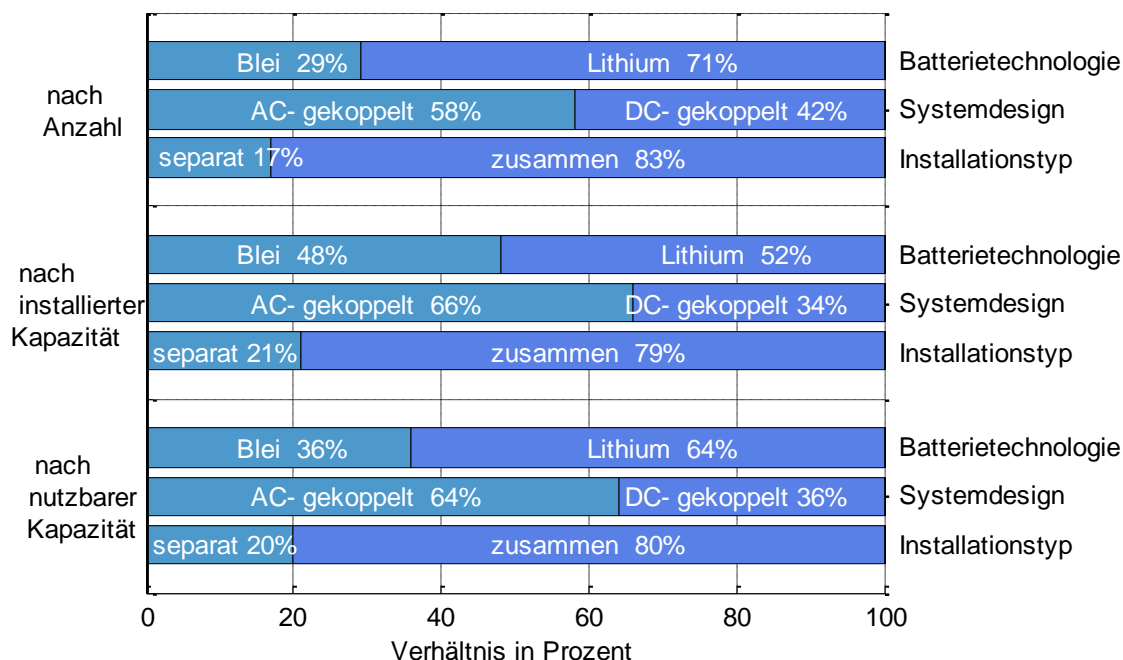


Abbildung 2-6: Systemeigenschaften aller seit Mai 2013 im Rahmen des wissenschaftlichen Mess- und Evaluierungsprogramms erfassten Installationen (Stand Januar 2016)

Es hat sich gezeigt, dass Aussagen über die Art des Systemanschlusses (einphasig oder dreiphasig), kaum belastbar sind, da viele Hersteller in ihrer Marketingstrategie mit Phrasen wie „dreiphasiger Eigenverbrauch“ oder ähnlichem werben und damit die Kunden verwirren. Der Grafik ist zu entnehmen, dass Bleisysteme tendenziell größer dimensioniert sind. Dies ist auf die geringeren Betriebsbereiche (ΔSoC ca. 50 - 60 % bei den meisten Bleisystemen vs. üblicherweise 80 - 100 % bei Lithium) zurückzuführen.

2.5 Betrieb von PV-Heimspeichern

2.5.1 Maximierung des Eigenverbrauchs

Wie bereits in Kapitel 2.1 beschrieben, war der ursprüngliche Treiber für die Entwicklung von PV-Batteriesystemen das EEG und die darin formulierte finanzielle Ertragsmöglichkeit durch die Erhöhung des lokalen Eigenverbrauchs. Für dieses Betriebsszenario ergeben sich vereinfacht vier Betriebszustände, die sich aus dem Verhältnis zwischen Erzeugung und

Verbrauch, sowie dem aktuellen Batterieladezustand ergeben. Die Betriebszustände werden im Folgenden kurz dargestellt und erläutert.

Der Betriebsmodus *Netzeinspeisung* (vgl. Abbildung 2-7) ergibt sich, sobald sich die PV-Erzeugungsleistung oberhalb der Lastleistung befindet, die Batterie jedoch ihren maximalen Ladezustand bereits erreicht hat und sie die sich ergebende Überschussleistung nicht aufnehmen kann.

$$P_{PV} > P_{Last} \quad \text{und} \quad SoC \geq SoC_{Max} \quad (2.4)$$

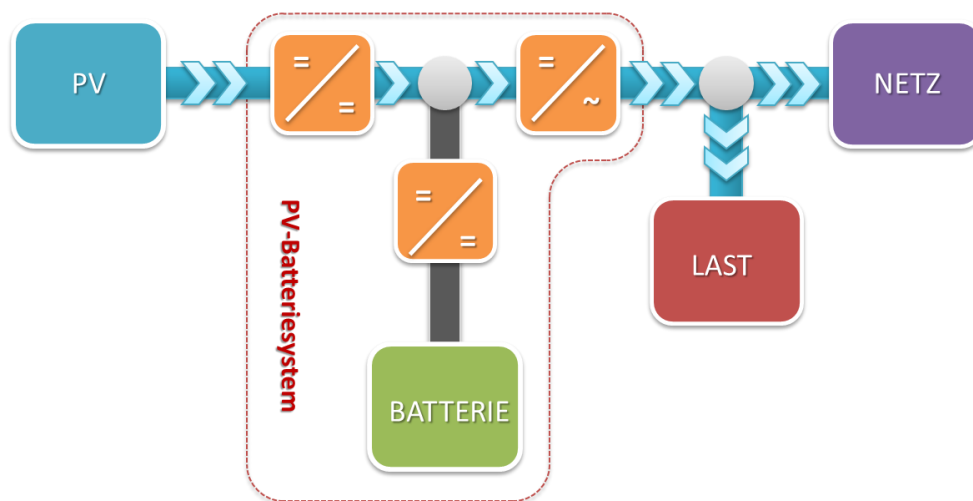


Abbildung 2-7: Betriebsmodus *Netzeinspeisung*; überschüssige PV-Erzeugungsleistung kann nicht in die Batterie eingespeichert werden. Sie wird in das öffentliche Stromnetz eingespeist.

Es ist zu beachten, dass für die Leistungsbilanz zwei Bilanzknoten zur Verfügung stehen (graue Punkte in den Grafiken). Die Bilanzierung kann entweder AC-seitig oder DC-seitig, jeweils unter Berücksichtigung des Wechselrichterwirkungsgrades erfolgen. Eine ausführliche Betrachtung der sich ergebenden Energieflüsse findet im Kapitel 5.1.2 statt.

Wenn analog zum Betriebsmodus *Netzeinspeisung* ein Überschuss an PV-Erzeugungsleistung gegenüber der Lastleistung vorherrscht, die Batterie jedoch noch verfügbare Speicherkapazitäten aufweist, wird die Batterie mit der entsprechenden Überschussleistung geladen. Es stellt sich der Betriebsmodus *Batterieladung* (vgl. Abbildung 2-8) ein.

$$P_{PV} > P_{Last} \quad \text{und} \quad SoC < SoC_{Max} \quad (2.5)$$

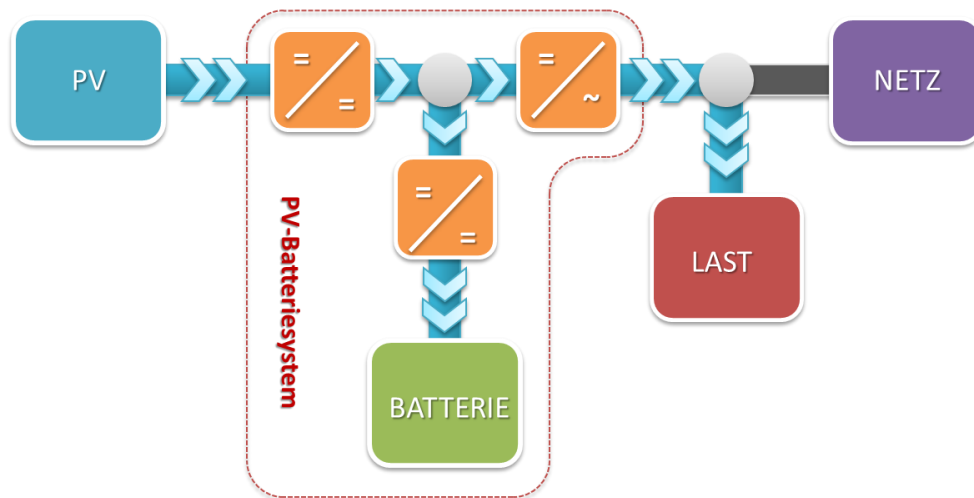


Abbildung 2-8: Betriebsmodus *Batterieladung*; überschüssige PV-Erzeugungsleistung kann in die Batterie eingespeichert werden.

Übersteigt hingegen die Lastleistung die verfügbare PV-Erzeugungsleistung und befindet sich noch Energie in der Batterie, so wird das Versorgungsdefizit aus der Batterie gedeckt (Betriebsmodus *Batterieentladung*, vgl. Abbildung 2-9).

$$P_{PV} < P_{Last} \quad \text{und} \quad SoC > SoC_{Min} \quad (2.6)$$

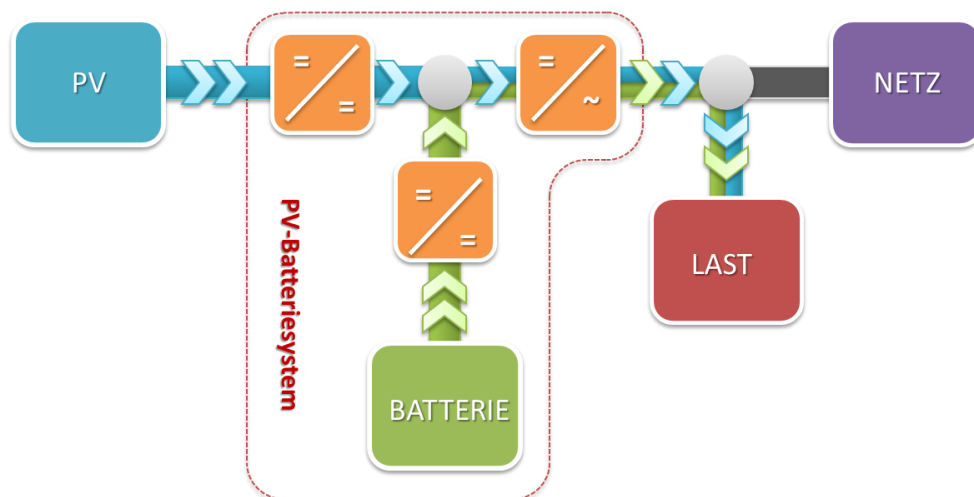


Abbildung 2-9: Betriebsmodus *Batterieentladung*; zur Lastdeckung fehlende PV-Erzeugungsleistung kann aus der Batterie bereitgestellt werden.

Hat die Batterie ihren minimalen Ladezustand erreicht und kann nicht mehr zur Deckung des Versorgungsdefizits herangezogen werden, wird die Differenzleistung aus dem öffentlichen

Stromnetz bezogen. Das PV-Batteriesystem befindet sich im Betriebsmodus *Netzbezug* (vgl. Abbildung 2-10).

$$P_{PV} < P_{Last} \quad \text{und} \quad SoC \leq SoC_{Min} \quad (2.7)$$

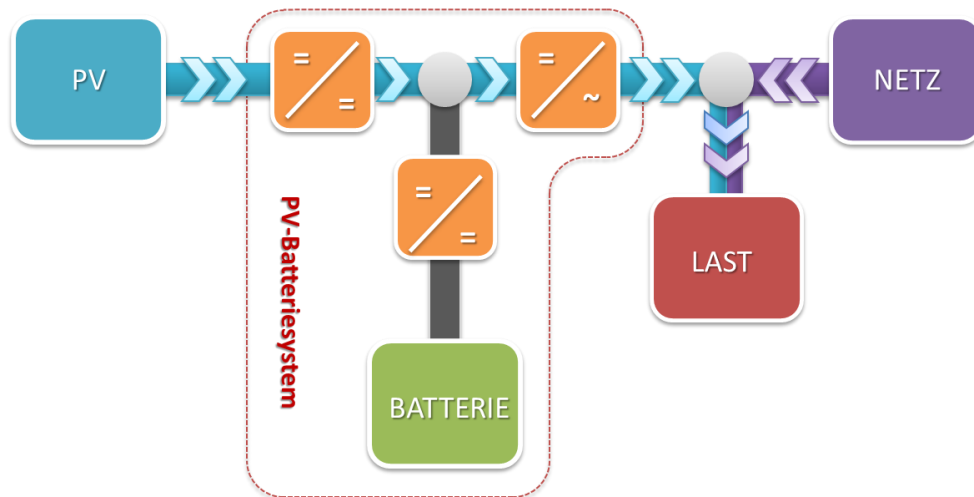


Abbildung 2-10: Betriebsmodus *Netzbezug*; zur Lastdeckung fehlende PV-Erzeugungsleistung kann nicht aus der Batterie bereitgestellt werden. Sie wird aus dem öffentlichen Stromnetz bezogen.

Real kann es aufgrund von Leistungsbegrenzungen einzelner Energieflusspfade auch zu Mischbetrieben kommen. So kann es sein, dass die Batterie im Betriebsmodus Batterieladung zwar noch nicht vollgeladen ist, allerdings aufgrund von Spannungsbetriebsgrenzen nicht die volle PV-Überschussleistung aufnehmen kann. In diesem Fall würde die Last vollständig aus der PV-Anlage gedeckt, die Batterie mit der zulässigen Ladeleistung geladen und weitere Überschussleistung in das öffentliche Stromnetz abgegeben.

Analog kann im Betriebsmodus Batterieentladung die Lastleistung oberhalb der Übertragungsleistung des Netzwechselrichters liegen, so dass eine vollständige Lastdeckung aus dem PV-Batteriespeicher nicht möglich ist. In diesem Falle würde die Last aus PV, Batterie und öffentlichem Stromnetz gedeckt.

Für den Anlagenbetreiber stellt diese Betriebsweise (Maximierung des Eigenverbrauchs) aus energetischer Sicht zunächst das Optimum dar, da er die maximal mögliche Energiemenge seiner PV-Anlage lokal verbraucht. Nachteil ist jedoch, dass dieser Betrieb bezogen auf den Spitzenwert der in das Stromnetz eingespeisten PV-Leistung annähernd keinen Einfluss hat, da der Batteriespeicher bei üblichen Auslegungen bereits vor der Mittagsspitze vollgeladen ist. Abbildung 2-11 illustriert diesen Fall. Die PV-Überschussleistung wird zunächst vollständig in die Batterie geladen (dunkelgrüne Fläche entspricht der eingespeicherten Energie). Sobald die Batterie vollständig geladen ist, kommutiert die Überschussleistung

sprunghaft von der Batterieladung auf die Netzeinspeisung. Je nach Größe der Batterie und Menge überschüssiger PV-Erzeugung geschieht dies bereits vor der Mittagsspitze – die Spitzenleistung der PV-Einspeisung bleibt unverändert. Dabei ist allerdings anzumerken, dass dies nicht bei allen installierten Systemen gleichzeitig passieren wird. Verschiedentlich wird gegen PV-Speicher argumentiert, dass dieser Übergang zu einer erheblichen Netzbelastung führen kann. Durch die unterschiedlichen Zeitpunkte, an denen der Effekt auftritt, und die geringe Leistung jeder einzelnen Anlage, wird es nicht zu einer schlagartigen Laständerung im Netz kommen.

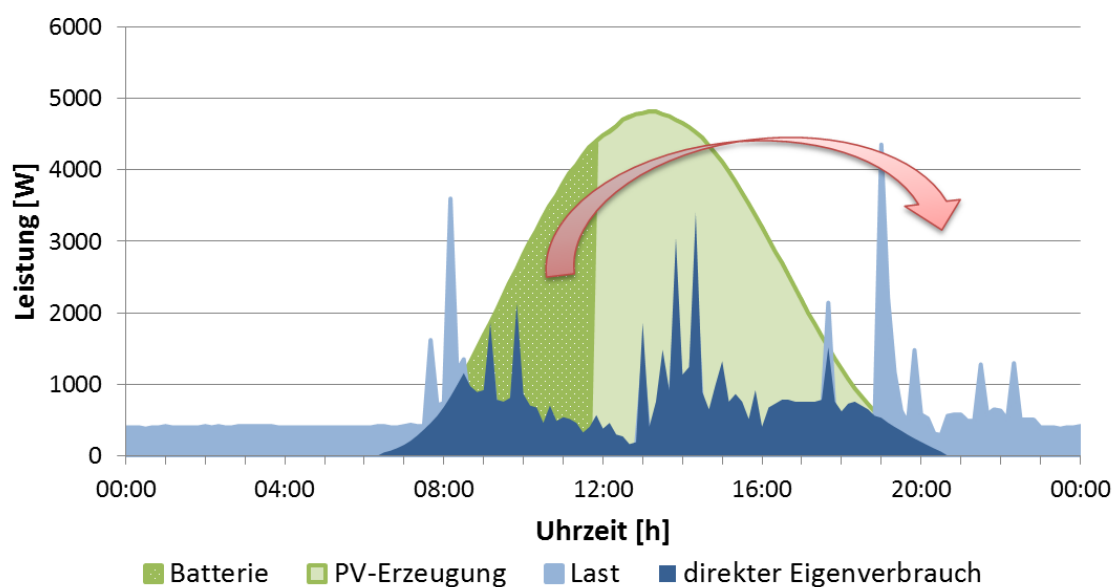


Abbildung 2-11: Schematische Darstellung der Leistungsflüsse (und Energien) bei Betrieb eines PV-Batteriespeichers zur Maximierung des lokalen Eigenverbrauchs; die Batterie ist bereits vor der Mittagsspitze vollgeladen, so dass die PV-Einspeisespitze nicht reduziert werden kann [39].

2.5.2 Netzentlastender Betrieb

Neben dem rein auf die Maximierung des Eigenverbrauchs ausgelegten Betrieb gibt es verschiedene Ansätze, eine möglichst starke Netzentlastung durch den Einsatz des Batteriespeichers zu gewährleisten. Die maximale Netzentlastung lässt sich erzielen, wenn die Batterie so eingesetzt wird, dass die komplette Energie oberhalb einer gewissen Grenzleistung gerade der aktuell verfügbaren Speicherkapazität entspricht. Auf diese Weise wird gewährleistet, dass die maximale Netzeinspeiseleistung an diesem Tag die Grenzleistung niemals überschreitet und die Batterie vollständig ausgenutzt wird (vgl. schematische Darstellung in Abbildung 2-12). Je mehr Speicherkapazität zur Verfügung steht, desto geringer fällt die erzielbare Grenzleistung aus.

Das Problem besteht an dieser Stelle darin, dass dieser idealisierte Betrieb real nicht umsetzbar ist, da hierfür eine perfekte Prognose von Last und Erzeugung notwendig wäre. Prognosen bergen jedoch immer die Gefahr von Prognosefehlern. Für die vorliegende Strategie führt ein Überschätzen der zu erwartenden Erzeugung dazu, dass Speicherkapazität zur Einspeicherung vorgehalten wird, die später nicht mehr verwendet werden kann, da die reale Erzeugung geringer ausfällt. Ein Unterschätzen der Erzeugung hingegen führt zu einer zu geringen Kapazitätsvorhaltung und damit zu einer Nicht-Erfüllung der beabsichtigten optimalen Einspeisebegrenzung. Entsprechend umgekehrt verhält es sich bei Fehlprognosen der Last.

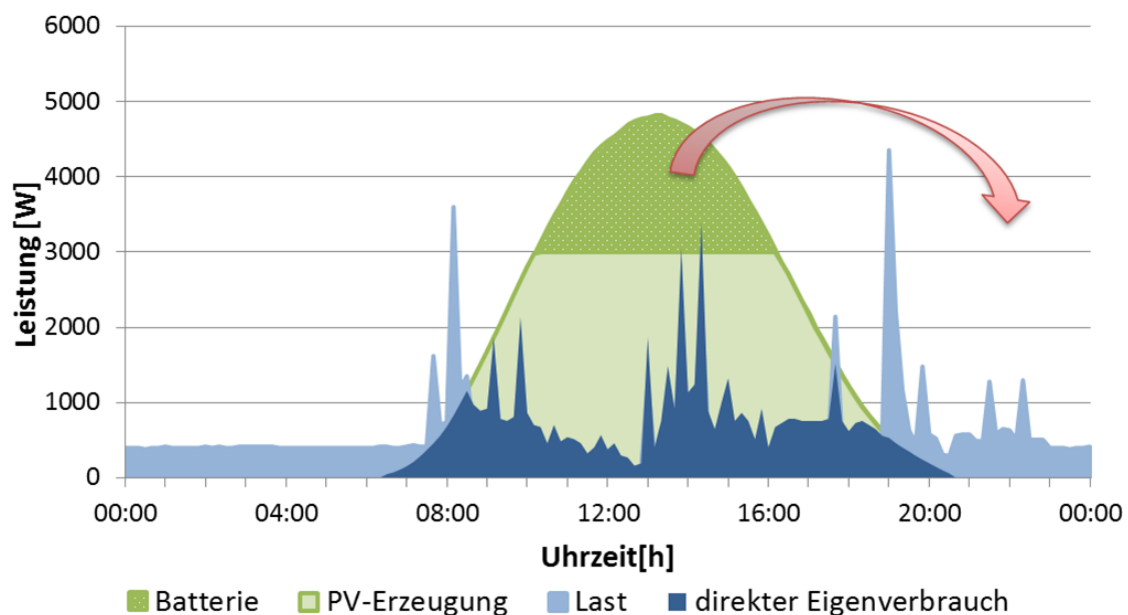


Abbildung 2-12: Schematische Darstellung der Leistungsflüsse bei Betrieb eines PV-Batteriespeichers zur bestmöglichen Netzentlastung unter Annahme einer perfekten Prognose; die Batterie wird so eingesetzt, dass die Einspeisespitze optimal gekappt wird [39].

In [36] wird untersucht, wie sich die Netzentlastung darstellt, wenn man von dieser idealisierten Betrachtung abrückt. Hierzu wird von einer Persistenzprognose ausgegangen, die annimmt, dass das Wetter sich nur langsam ändert. Die PV-Erzeugung am Tag n wird daher identisch angenommen zu der PV-Erzeugung am Vortag $n-1$. Für die Last hingegen wird angenommen, dass gleiche Wochentage ein ähnliches Profil aufweisen. Es wird daher die Annahme getroffen, dass die Last am Tag n identisch ist mit der Last am Tag $n-7$.

Um die entstehenden Prognosefehler zu kompensieren, wird eine Betriebsstrategie entwickelt, die basierend auf einem Vergleich zwischen prognostiziertem und tatsächlichem Ladezustand der Batterie eine Anpassung der vorgesehenen Grenzleistung vornimmt. Es wird gezeigt, dass bei dieser Strategie für den Fall einer Einspeiselimitierung auf 60 %, wie sie noch in der

ersten Förderperiode des Marktanzreizprogramms für Solarstromspeicher gefordert war¹⁷, mit Abregelungsverlusten von weniger als 2 % zu rechnen ist. Bei Maximierung des Eigenverbrauchs müssen bei einem Einspeiselimit von 70 % bereits über 2 % Abregelungsverluste in Kauf genommen werden. Ausgedrückt als Netzentlastungspotential ließ sich zeigen, dass für konstante Abregelungsverluste von 2,1 % die Strategie zur Maximierung des Eigenverbrauchs eine Einspeisereduktion auf 70 %, die Strategie mit nachgeregelter Persistenzprognose eine Einspeisereduktion auf 55,5 % ermöglicht.

2.6 Märkte für den Einsatz von netzgekoppelten Speichersystemen in Deutschland jenseits des EEG

Verschiedene Untersuchungen der Wirkung von Batteriespeichern für die Erhöhung des Eigenverbrauchs von PV-Anlagen haben ergeben, dass ein wirtschaftlicher Betrieb verglichen mit einem PV-System ohne Batterie bis heute in der Regel nicht darstellbar ist [9, 40]. Grund ist der relativ geringe Energieumsatz bezogen auf die Speicherkapazität. Um die Wirtschaftlichkeit zu erhöhen, ist ein Einsatz des Energiespeichers für mehrere Aufgaben sinnvoll und wünschenswert. Mögliche Aufgaben, die synergetisch durch einen dezentralen PV-Batteriespeicher geleistet werden können, werden im Folgenden behandelt. Hierbei werden Potentiale, technische Erfordernisse, aber auch legislative Hemmnisse beleuchtet.

2.6.1 Frequenzregelung/Regelleistung

Konventionelle Kraftwerke stellen elektrische Energie in der Regel durch generatorisch betriebene Synchronmaschinen zur Verfügung. Die Generatordrehzahl ist hierbei direkt mit der Netzfrequenz gekoppelt. Da das Stromnetz als solches, verglichen beispielsweise mit dem Gasnetz, keine eigene Speicherfähigkeit besitzt, ist zur Gewährleistung einer gleichbleibenden Netzfrequenz ein dauerhaftes Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch erforderlich. Die Erhöhung der mechanischen Leistung auf Generatorseite führt bei gleichbleibender Belastung zu einer Beschleunigung der Maschine und damit einer Erhöhung der Netzfrequenz. Analog reduziert sich die Maschinendrehzahl, also auch die Netzfrequenz, bei gleichbleibender Zufuhr mechanischer Leistung, sobald die Lastleistung steigt. Um die Netzfrequenz zu stabilisieren, muss durch stetige Fahrplananpassungen, und im kurzfristigen Bereich durch den Einsatz von Regelreserven im Kraftwerkspark, eine stetige Anpassung der Erzeugungsleistung an den ermittelten Verbrauch vorgenommen werden. Ziel ist die Einhaltung einer Netzfrequenz von 50 Hz \pm 20 mHz zu allen Zeiten. Da die Netzfrequenz ein globales Merkmal innerhalb des gesamten synchronen Verbundsystems ist, das als Maß für das globale Gleichgewicht zwischen Verbrauch und Erzeugung dient, bedarf es allgemeingültiger Regeln für den Umgang mit eventuellen Abweichungen. Das *Operation*

¹⁷ Für die zweite Förderperiode ist hier eine Absenkung der maximalen Einspeiseleistung auf 50 % angesetzt worden.

Handbook 2 der Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity (UCTE) [41] regelt die Verfahrensweise zur Bereitstellung der Regelreserven im europäischen Netzverbund. Zusätzlich sind die Regeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, der sogenannte TransmissionCode [42], einzuhalten¹⁸. Im Folgenden werden einige grundlegende Aspekte dieser Richtlinien kurz zusammengefasst.

Grundsätzlich wird zwischen negativer und positiver Regelleistung unterschieden. Von positiver Regelleistungsbereitstellung wird gesprochen, sobald Energie in das Energiesystem eingebracht werden muss, um das Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch zu gewährleisten. Besteht ein Erzeugungüberschuss, muss also Energie aus dem System entnommen werden, spricht man von negativem Regelleistungsbedarf¹⁹. Die Frequenzregelung läuft in drei Stufen ab, der sogenannten Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung, wobei letztere auch als Minutenreserve bezeichnet wird. Die Differenzierung basiert hauptsächlich auf den unterschiedlichen Aktivierungszeiten verschiedener Kraftwerke. Vorgelagert greifen die Momentanreserve, die sich aus der Trägheit der rotierenden Massen konventioneller generatorischer Erzeuger ergibt und der sogenannte Selbstregelungseffekt. Letzterer beruht auf der frequenzabhängigen Leistungsaufnahme einiger netzsynchroner Lasten, die mit abnehmender Frequenz zu einer Reduktion der Lastleistung führt, die dem verursachenden Leistungsungleichgewicht entgegenwirkt. Da die Minutenreserve aufgrund des für Batterien ungünstigen, erforderlichen Energie-zu-Leistungs-Verhältnisses (E/P-Verhältnis) rein wirtschaftlich zunächst keine Rolle spielt, konzentrieren sich die folgenden Ausführungen auf die Primär- und Sekundärregelleistung.

Die Primärregelung dient im Falle eines unvorhergesehenen Ereignisses in erster Linie der Frequenzstabilisierung auf einen stationären Wert. Die Charakteristik der Primärregelleistungserbringung entspricht einem Proportionalregler. Innerhalb von 30 Sekunden müssen bis zu $\pm 2\%$ der Nennwirkleistung jeder im Verbundnetz betriebenen Erzeugungseinheit mit einer Leistung ≥ 100 MW als Primärregelleistung (PRL) abrufbar sein (sog. Primärregelband). Kleinere Erzeugungseinheiten sind grundsätzlich auch zur Erbringung von Primärregelung zugelassen, sofern sie alle Anforderungen erfüllen und dies in einem sog. Präqualifikationsverfahren nachweisen. Die Mindestgebotsgröße beträgt ± 1 MW, wobei ein Pooling kleinerer Anlagen grundsätzlich zulässig ist. Die Leistungsaktivierung der Primärregelung muss bei einer Frequenzabweichung von ± 200 mHz gleichmäßig über eine Aktivierungszeit von 30 Sekunden erfolgen. Die Primärregelleistung muss bis zu einem vollständigen Ausgleich der Leistungsabweichung zwischen Erzeugung und Verbrauch durch

¹⁸ Derzeit wird von der Nachfolgeorganisation der UCTE, dem *European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E) ein Entwurf erarbeitet, der unterschiedliche nationale Richtlinien in ein europäisches Regelwerk integrieren und diese damit ablösen soll.

¹⁹ Die Bereitstellung von Regelleistung kann grundsätzlich auch verbraucherseitig erfolgen. In diesem Falle entspricht positive Regelleistung einer Reduktion des Verbrauchs, negative Regelleistung kann entsprechend durch Erhöhung der Last erbracht werden.

die Sekundär- und Tertiärregelung, mindestens aber für 15 Minuten geliefert werden. Gehandelt wird Primärregelleistung wochenweise, wobei die vorgehaltene Leistung unabhängig von den tatsächlichen Erbringungszeiten vergütet wird (sog. Leistungspreis). Die in Deutschland ausgeschriebene Primärregelleistung belief sich 2015 auf 578 MW. Der mittlere Leistungspreis lag 2015 bei etwa 3.699 €/MW. Daraus ergibt sich ein Gesamtmktvolumen von im Mittel ca. 2,14 Mio. € pro Woche²⁰. Die Entwicklung des mittleren Leistungspreises und des resultierenden Marktvolumens ist in Abbildung 2-13 gezeigt. Da die Menge der ausgeschriebenen Primärregelleistung konstant ist, skaliert das Marktvolumen linear mit dem mittleren Leistungspreis.

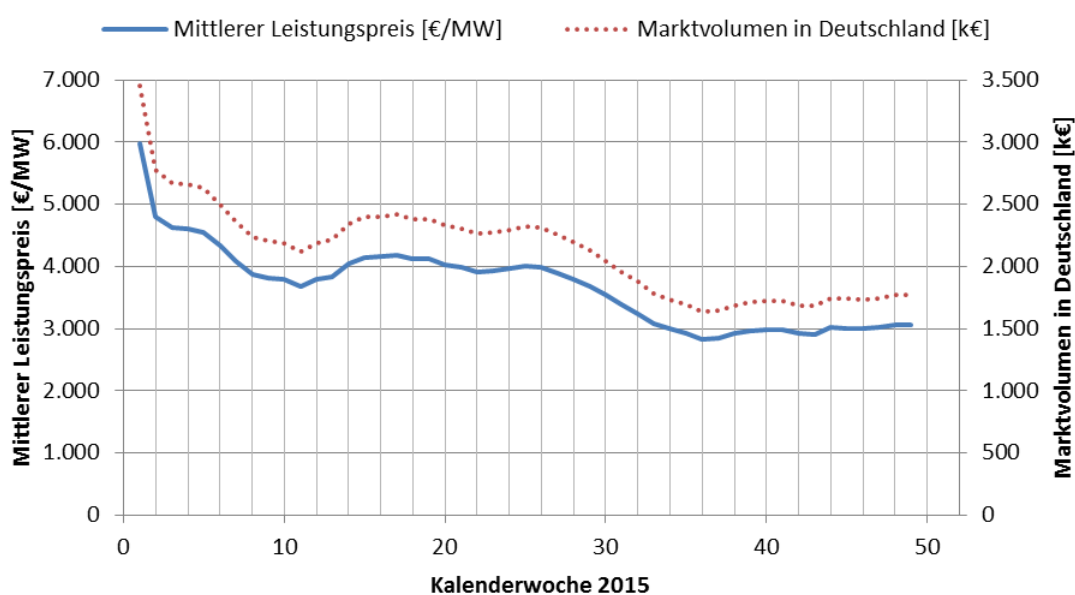


Abbildung 2-13: Mittlerer Leistungspreis und Marktvolumen für Primärregelleistung in Deutschland für das Jahr 2015; eigene Darstellung basierend auf [43].

Die nachfolgend aktivierte Sekundärregelleistung (SRL) wird nur von dem betroffenen Übertragungsnetzbetreiber, in dessen Regelzone das Leistungsungleichgewicht auftritt, erbracht. Ziel ist es, die Netzfrequenz wieder auf die Sollfrequenz zurückzuführen. Während die Primärregelung automatisch und dezentral aktiviert wird, wird die Sekundärregelung zentral für die jeweilige Regelzone gesteuert. Bei Sekundärregelleistung kann positive und negative Erbringung separat gehandelt werden. Das Mindestgebot beträgt hier jedoch 5 MW. Auch hier ist das Pooling von Kleinanlagen zur Erreichung dieser Mindestgebotsmenge erlaubt.

²⁰ Im Jahr 2016 hat sich der mittlere Leistungspreis für den Zeitraum KW 1 bis KW 49 auf 2463 €/MW reduziert. Dies entspricht einer Absenkung um gut 33 %.

Im Jahr 2015 lag die Ausschreibung für negative SRL bei durchschnittlich rund 2.030 MW mit nur geringen Schwankungen über das Jahr. Die Ausschreibungen für positive SRL lagen nur unwesentlich darüber, bei im Mittel rund 2.060 MW. Im Gegensatz zur Primärregelleistung teilt sich die Vergütung in einen Leistungspreis, der auch hier pauschal für die Vorhaltung von Regelleistung gezahlt wird, und einen Arbeitspreis, der für die tatsächliche Leistungserbringung gezahlt wird.

Neben der Differenzierung nach positiver und negativer SRL teilt sich der Markt in zwei Zeitscheiben, den Hochtarif (HT; Mo-Fr von 8:00 Uhr bis 20:00 Uhr) und den Niedertarif (NT; alle sonstigen Zeiten; zusätzlich fallen Feiertage in den Niedertarif). Die Entwicklung der mittleren Leistungspreise und der sich ergebenden Marktvolumina aufgeschlüsselt nach den vier genannten Teilmärkten ist in Abbildung 2-14 dargestellt.

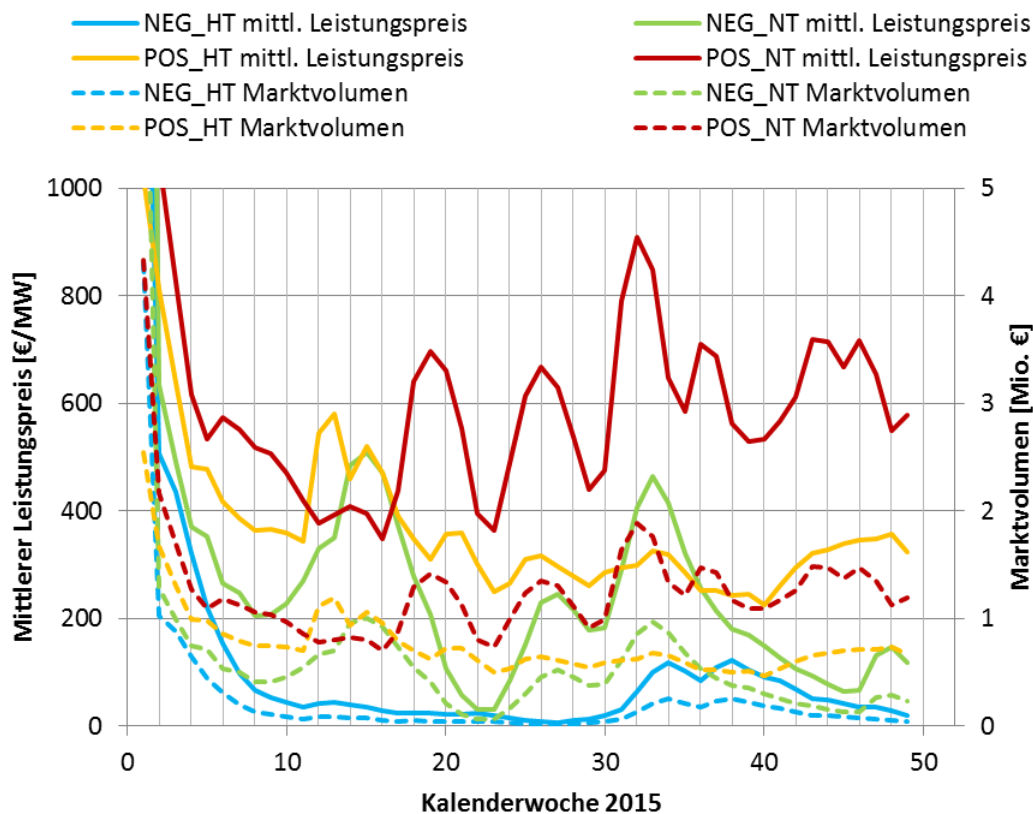


Abbildung 2-14: Mittlerer Leistungspreis und resultierendes Marktvolumen (nur Leistungspreis ohne Arbeitspreis) für Sekundärregelleistung in Deutschland, aufgeschlüsselt nach positiver SRL und negativer SRL, sowie Hoch- und Niedertarif, für das Jahr 2015; eigene Darstellung basierend auf [43].

Das Gesamtmarktvolumen für Sekundärregelleistung belief sich im Jahr 2015 (KW1-KW49) pro Woche im Mittel auf etwa 2,9 Mio. €. Hierbei ist nur der gesichert gezahlte Leistungspreis berücksichtigt. Zusätzliche Arbeitspreiserlöse sind an dieser Stelle nicht betrachtet.

Technisch sind Batteriespeicher aufgrund ihrer kurzen Reaktionszeiten sehr gut zur Erbringung von Regelleistung aller drei Kategorien geeignet. Neben den üblichen Anforderungen haben die deutschen Übertragungsnetzbetreiber für die Erbringung von PRL zusätzliche Anforderungen an Speicher definiert [44]. Hierin wird zwischen reinen Batteriespeichersystemen (Einzelanlagen oder auch Speicherverbünde), sog. speicherbegrenzten technischen Einheiten, und Batteriespeichern im Verbundbetrieb mit technischen Einheiten mit unbegrenzter Arbeitsverfügbarkeit (konventionelle Kraftwerke) unterschieden. Für die vorliegende Arbeit ist vor allem der reine Speicherbetrieb interessant. Die Präqualifikation zur Erbringung von Primärregelleistung erfordert das Abfahren der sogenannten Doppelhöckerkurve (siehe Abbildung 2-15).

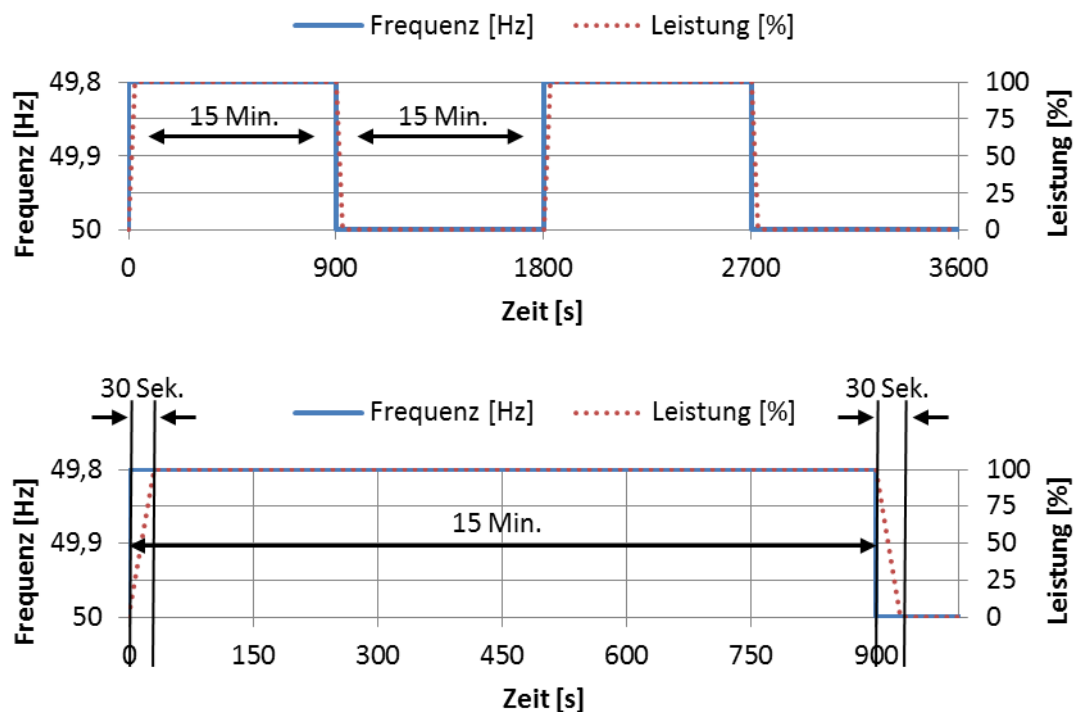


Abbildung 2-15: Doppelhöckerkurve (oben) und zeitlicher Ausschnitt der ersten Erbringungsperiode (unten); die Aktivierungs- und Deaktivierungszeit beträgt jeweils 30 Sekunden, die Erbringungszeiträume und die Pausen betragen jeweils 15 Minuten

Diese sieht einen zweimaligen Vollabruf der Primärregelleistung mit einer 15-minütigen Pause vor. Da die Pause als echte Nullleistungsphase (also ohne die Möglichkeit, den Ladezustand anzupassen) zu interpretieren ist, ist es notwendig, mindestens 30 Minuten volle Leistung liefern zu können, um die Doppelhöckerkurve abfahren zu können. Da PRL laut Definition zusätzlich symmetrisch anzubieten ist, müssen sowohl 30 Minuten negative als auch 30 Minuten positive Regelleistung vorgehalten werden (sog. 30-Minuten-Kriterium). Damit ergibt sich ein theoretisches minimales E/P-Verhältnis für Batterien von 1. Es muss

also pro 1 MW angebotene Regelleistung mindestens 1 MWh Batteriekapazität zur Verfügung stehen.

Um eine 30-minütige Erbringung von positiver wie negativer Regelleistung gesichert gewährleisten zu können, müsste der Ladezustand der Batterie immer bei exakt 50 % gehalten werden (Arbeitsbereich). Die Übertragungsnetzbetreiber fordern dabei, dass der Arbeitsbereich im Normalbetrieb nicht verlassen wird. Unter Normalbetrieb werden jedoch bereits kleinere Regelleistungsabrufe mit eingeschlossen²¹, so dass implizit ein reales E/P-Verhältnis > 1 gefordert wird. Mithilfe geeigneter Nachladestrategien muss dafür gesorgt werden, dass der Speicher innerhalb des Arbeitsbereiches gehalten wird. Wird der Arbeitsbereich aufgrund eines größeren Regelleistungsabrufes (außerhalb des Normalbetriebes) verlassen, muss sichergestellt werden, dass der Speicher innerhalb von 2 Stunden wieder in den Arbeitsbereich zurückgeführt wird.

Darüber hinaus ist der Nachweis zu erbringen, dass die Ladestrategie des Speichers stets einen zuverlässigen Betrieb ermöglicht. Auch für die Ausgestaltung der Ladestrategien haben die deutschen Übertragungsnetzbetreiber einen Leitfaden veröffentlicht [45]. Genannt werden hier die folgenden Möglichkeiten:

- Übererfüllung: Es ist möglich, zu jedem Zeitpunkt 120 % der definierten Regelleistung bereitzustellen. Dadurch ergibt sich ein Betriebsfenster, in dem der Speicher zusätzlich geladen (negativer Regelleistungsabruf) oder entladen (positiver Regelleistungsabruf) werden kann
- Totband: Innerhalb des Totbandes von ± 10 mHz um die Sollfrequenz darf bereits Regelleistung erbracht werden. Diese muss jedoch stets Vorzeichenkonform sein. Auch hierdurch ergibt sich ein Betriebsfenster zum Speichermanagement.
- Fahrplangeschäfte: Die Batterie kann jederzeit über entsprechende Fahrplangeschäfte am Strommarkt ge- oder entladen werden. Hierzu ist jedoch zu gewährleisten, dass auch während derartiger Fahrplangeschäfte die zugesicherte Primärregelleistung erbracht werden kann. Die Regelleistungserbringung wird dann dem Leistungsfluss gemäß Fahrplangeschäft überlagert.
- Ladezustandsanpassung mittels anderer Einheiten: Einheiten, die dem gleichen Bilanzkreis zugeordnet sind, können analog zum Fahrplangeschäft dem PRL-Betrieb überlagert werden, um eine Ladezustandsanpassung zu ermöglichen. Ein entsprechender Nachweis über die regelkonforme Erbringung der zugesicherten PRL ist mittels Betriebskurven und Darlegung des technischen Konzepts zu erbringen.
- Schnelle Reaktionszeit: Die Anforderungen zur Erbringung von PRL sehen einen Hochlauf der Leistung von 30 Sekunden vor. Kann eine Einheit die maximale

²¹ Vom Normalbetrieb wird gesprochen, solange keine der drei folgenden Bedingungen erfüllt ist:

- Frequenzabweichung liegt außerhalb ± 200 mHz
- Frequenzabweichung liegt außerhalb ± 100 mHz für mehr als 5 Minuten
- Frequenzabweichung liegt außerhalb ± 50 mHz für mehr als 15 Minuten

Leistung schneller erbringen, so ist dies zulässig. Auch hierdurch ergibt sich ein Betriebsfenster für das Laden und Entladen von Batteriespeichern.

Insgesamt gibt es aktuell eine Reihe von Batteriespeicherprojekten, die zum Ziel haben, durch Primärregelleistungserbringung einen wirtschaftlichen Betrieb darzustellen. Zu nennen sind hier der Batteriespeicher LESSY [46], der von Younicos gebaute Speicher des Energieversorgers WEMAG [47] aber auch der im Rahmen des Forschungsprojektes M5Bat [48] in Aachen errichtete Speicher, der von der RWTH Aachen betrieben und von Uniper an der Strombörse als Teil des Gesamtportfolios gehandelt wird. Alle diese Speicher dienen vornehmlich noch dem Proof of Concept und bewegen sich im einstelligen MW-Bereich. Während sowohl LESSY, als auch der WEMAG-Speicher ausschließlich auf Lithium-Ionen-Technologie setzen, verfolgt M5Bat einen Hybrid-Speicher-Ansatz, in dem verschiedene Lithium- und Blei-Batterietechnologien kombiniert werden. Erste Untersuchungen haben gezeigt, dass ein wirtschaftlicher Betrieb beim Preisgefüge von 2015 grundsätzlich möglich ist [49]. Sicherlich auch vor diesem Hintergrund hat die Steag, die auch am LESSY-Speicher beteiligt ist, im November 2015 angekündigt, 90 MW Lithium-Ionen-Batterien zum Zweck der Primärregelleistung installieren zu wollen [50]. Unter Berücksichtigung des oben genannten Gesamtmarktes von 528 MW ist diese Größe durchaus bemerkenswert. Es hat sich gezeigt, dass dieser verhältnismäßig kleine Markt sehr sensitiv auf neue Marktteilnehmer reagiert. So lässt der signifikante Verfall des mittleren Leistungspreises um 33 % in 2016 gegenüber 2015 heute trotz stetig sinkender Batteriepreise bereits keinen wirtschaftlichen Betrieb mit dem reinen Zweck der Primärregelleistungserbringung mehr zu.

Die Erbringung von Primärregelleistung ist grundsätzlich in gleicher Weise auch mit dezentralen Kleinspeichern möglich. Hierzu müssten diese jedoch bi-direktional betrieben werden können. Bei AC-Systemen ist diese Funktionalität grundsätzlich inhärent vorhanden. Ein voll bi-direktionaler Speicherbetrieb ist jedoch nicht mit den aktuellen EEG-Richtlinien vereinbar, da der Speicher entweder nur aus dem öffentlichen Stromnetz geladen oder nur in das öffentliche Stromnetz entladen werden darf, nicht aber beide Betriebsarten unterstützen darf.

Zur Teilnahme am Regelenenergiemarkt unter den oben beschriebenen Rahmenbedingungen ist zusätzlich eine Aggregation zu einem virtuellen Großspeicher (mindestens 1 MW) und damit eine kommunikationstechnische Anbindung zwingend erforderlich. Darüber hinaus muss entsprechend den Anforderungen ein sauberer Nachweis über die regelkonforme Primärregelleistungserbringung erbracht werden, da dezentrale Speicher in der Regel nicht dem Primärzweck PRL dienen, sondern PRL als Zusatzservice zur Verbesserung der Wirtschaftlichkeit anbieten werden. Aufgrund des Ausschreibungszeitraumes von einer Woche erfordert die Kombination mit einer anderen Primäranwendung auch eine gute Kenntnis der zu erwartenden Erlöse. Ein mögliches Szenario könnte sein, PV-Heimspeicher vornehmlich im Winter für PRL zu vermarkten, wenn der Ertrag aus Photovoltaik gering ist und zu großen Teilen dem Direktverbrauch zugeführt werden kann. Das Projekt SWARM [51] nimmt sich der Herausforderungen an, dezentrale Kleinspeicher für den PRL-Markt zu

erschließen und berichtet, eine entsprechende Produktlösung anbieten zu können. Details zur genauen technischen Umsetzung sind jedoch kaum zu finden.

Für die SRL ergeben sich leicht andere technische Anforderungen an die Batteriesysteme. Aufgrund der separaten Ausschreibungen für positive und negative SRL kann die Anbindung des Batteriespeichers unidirektional erfolgen; somit sind alle PV-Batteriespeicher, die für die Optimierung des Eigenverbrauchs betrieben werden technisch geeignet. Auch hier ist jedoch eine Vernetzung erforderlich, wobei gemäß der Mindestgebotsmenge 5 MW im Pool erreicht werden müssen. Für diese Anwendung gibt es auch bereits erste am Markt verfügbare Lösungen. Die Deutsche Energieversorgung GmbH bietet mit ihrer Batteriespeicher-Produktserie Senec.IES eine solche Lösung an. Unter der Bezeichnung Economic Grid [52] wird dem Speicherbetreiber kostenlos Energie zur Verfügung gestellt. Diese kommt aus dem Handel von negativer SRL, den der Hersteller als Aggregator betreibt. Der kostenlosen Energie stehen hier jedoch gewisse Kosten für die mess- und kommunikationstechnische Erschließung der Anlage gegenüber. So wird ein zusätzlicher Zähler benötigt, für dessen Betrieb auch jährliche Kosten anfallen. Die Kombination mit EEG-Vergütung und eigenverbrauchsoptimierendem Betrieb ist hierbei problemlos möglich.

2.6.2 Stromhandel

Beim Stromhandel verkaufen Stromproduzenten ihre Produktion und kaufen Unternehmen Energie, die sie zur Deckung ihrer Kontrakte am Endkundenmarkt (Stromvertrieb) oder zur Deckung ihres eignen Stromverbrauchs (z. B. größere Industrieunternehmen) benötigen. Einer der größten Handelsplätze Europas für Stromprodukte ist die *European Energy Exchange* EEX. Im Folgenden werden die unterschiedlichen börslich gehandelten Stromprodukte kurz erläutert. Die Ausführungen für Terminmarktgeschäfte beziehen sich dabei auf die *EEX Produktbroschüre Strom* [53]. Die Spotmarktgeschäfte für Strom werden seit 2009 von der *EPEX SPOT SE* betrieben, die eine 50-prozentige Tochter der EEX AG ist. Die Erläuterungen der Spotmarktprodukte basieren auf den Marktregeln der EPEX SPOT [54].

Langfristig absehbare Produktionskapazitäten und Bedarfe werden am sogenannten Terminmarkt gehandelt. Die Verträge haben dabei Laufzeiten von bis zu mehreren Jahren. Am Terminmarkt wird zwischen Futures- und Optionskontrakten unterschieden. Bei Futureskontrakten wird ein Handel für einen zukünftigen Zeitpunkt zu einem festen Handelspreis definiert, wodurch sich die Vertragspartner gegen Preisschwankungen absichern und Planungssicherheit gewährleisten können.

Bei Optionskontrakten wird nur die mögliche Abnahme (Call) bzw. Lieferung (Put) von Energie vereinbart. Für die Kaufoption (Call) bedeutet dies, dass der Käufer das Recht hat, die vereinbarte Liefermenge zum vereinbarten Lieferzeitpunkt abzurufen. Der Verkäufer muss diese Liefermenge auf Abruf vorhalten. Analog hat der Käufer einer Verkaufsoption (Put) das Recht, die vereinbarte Liefermenge zum vereinbarten Zeitpunkt zu verkaufen. Der Verkäufer ist auf Abruf verpflichtet, die Energie zum Ausübungspreis abzunehmen. In beiden Fällen

wird für den Vertrag eine Prämie fällig, die unabhängig vom tatsächlichen Abruf der Option gezahlt wird und somit das Risiko des Verkäufers vergütet.

Der Bedarf zum kurzfristigen Handel ergibt sich hauptsächlich aus der Volatilität der Lasten, zunehmend aber auch durch fluktuierende Erzeuger wie Wind und Photovoltaik. Die Abweichungen von den langfristigen Prognosen werden hier basierend auf kurzfristigen Prognosen am sogenannten Spotmarkt gehandelt. Am Spotmarkt kann aber auch eine Optimierung des Kraftwerkseinsatzes stattfinden. So können bereits am Terminmarkt verkaufte Produktionskapazitäten durch vergleichsweise günstig zugekaufte Energiemengen gedeckt werden und so der ggf. teurere Einsatz eigener Kraftwerke ersetzt werden.

Auf dem Spotmarkt wird zwischen Day-Ahead-Handel und Intraday-Handel unterschieden. Im Day-Ahead-Handel werden stundenweise Kontrakte zur Energielieferung per Auktion vergeben. Pro Kontraktgebot können 2 bis 256 unterschiedliche Preis-Mengenkombinationen definiert werden. Es ist möglich, Blockgebote für mehrere Stunden zu definieren oder aus einer Liste vordefinierter Blockgebote (z. B. Baseload für die Stunden 1 bis 24, Business für die Stunden 9 bis 16 und ähnliche) zu wählen, wobei das Handelsvolumen pro Blockgebot maximal 400 MW nicht überschreiten darf. Die Angebote müssen bis 12 Uhr des Vortages abgegeben sein und werden ab 12:40 Uhr veröffentlicht. Die Handelspreise müssen zwischen ± 3000 €/MWh liegen.

Noch kurzfristiger ist der Intradayhandel. Hier können kontinuierlich, 24 Stunden am Tag, stündliche oder viertelstündliche Kontrakte geschlossen werden. Stundenkontrakte können ab 15:00 Uhr, Viertelstundenkontrakte ab 16:00 Uhr für den Folgetag gehandelt werden. Handelsschluss ist 45 Minuten vor Lieferung. Die Handelspreise müssen sich innerhalb $\pm 9999,99$ €/MWh bewegen. Das Handelsvolumen wird in 0,1 MW aufgelöst, die Preise in 0,01 €/MWh. Auch für den Intradayhandel besteht die Möglichkeit, Blockgebote zu definieren. Es besteht die Möglichkeit zur Teilausführung von Kontrakten.

Für Batteriespeicher ist primär der Spotmarkt interessant, da hier kurzfristig noch Speicherkapazität vermarktet werden kann, die eine potentielle Primäranwendung nicht ausnutzt. Solange der Speicher in Kombination mit einem EEG-vergüteten PV-Generator läuft, kann hier wiederum nur ein unidirektionaler Betrieb des Speichers erfolgen, also günstig Strom eingekauft werden. Auf dem Intradaymarkt²² waren im Jahr 2016 noch vereinzelt negative Preise zu erzielen (94 Stunden im Jahr) oder Strom zumindest sehr günstig zu beschaffen (<10 €/MWh; 381 h im Jahr). Sobald ein bi-direktionaler Betrieb möglich ist, kann mit einem Batteriespeicher klassischer Arbitrage-Handel betrieben werden. Hier sind im Intraday-Handel im Laufe eines Tages Spreads von >100 €/MWh zwar selten, aber möglich, typische Tage bewegen sich aber eher im Bereich von 30 bis 60 €/MWh (Mittelwert

²² Hourly Intraday Continuous Index der EPEX SPOT; Daten bis einschließlich 6. Dezember 2016; Datenquelle: EPEX SPOT [55]

43 €/MWh). Die erforderliche Mindestlosgröße, die Notwendigkeit einer Börsenzulassung, sowie die nicht unerheblichen Gebühren (Jahresgebühren und Transaktionsgebühren) lassen dezentrale Kleinspeicher wiederum nur im Verbund sinnvoll am Markt teilnehmen.

2.7 Alternative Optionen zur Erhöhung des lokalen Eigenverbrauchs

Die Verwendung eines Speichers stellt nur eine von vielen Möglichkeiten dar, den lokalen Eigenverbrauch zu erhöhen. Darüber hinaus gibt es unterschiedliche Maßnahmen, die teilweise ergänzend getroffen werden können, in der Regel aber auch einen Einfluss auf den Speichereinsatz bzw. -bedarf haben. Im Folgenden werden die relevanten Optionen kurz dargestellt und deren Wechselwirkungen mit einem zusätzlichen Batteriespeicher diskutiert.

2.7.1 Demand-Side-Management

Unter Demand-Side-Management (DSM) versteht man die Anpassung des Verbraucherlastprofils an externe Signale. Dies können z. B. das Energiedargebot der Erzeugung, aber auch damit mehr oder weniger korrelierte externe Preissignale sein. Die Verbrauchsanpassung geschieht typischerweise durch das Steuern einzelner Lasten. Demand-Side-Management kann dazu beitragen, den lokalen Eigenverbrauch zu erhöhen, indem Lasten zu Zeitpunkten erhöhter Erzeugung aktiviert werden. In [56] werden hierbei unterschiedliche Komplexitätsstufen des Demand-Side-Managements betrachtet. In einer ersten Stufe, *Systematische Optimierung* genannt, werden energieintensive Verbraucher manuell oder durch den Einsatz von Zeitschaltuhren hin zu Zeiten potentiell erhöhter solarer Verfügbarkeit verschoben. Die tatsächliche Sonneneinstrahlung kann hierbei bedingt durch schlechtes Wetter von dieser Erwartung abweichen. In einer weiteren Stufe, der sogenannten *Smarten Optimierung* wird die Erzeugung durch den Einsatz von regelmäßig aktualisierten Prognosen abgeschätzt, so dass eine effektive Verschiebung einzelner Lasten bei Bedarf auch über Tagesgrenzen hinaus ermöglicht wird. Der Einsatz der beiden genannten Stufen von Demand-Side-Management wurde für Haushalte mit und ohne Batteriespeicher untersucht. Demand-Side-Management konnte hierbei je nach Ausprägung, aber auch in Abhängigkeit des zugrunde gelegten Erzeugungs- und Verbrauchsgefüges eine Steigerung des lokalen Eigenverbrauchs von bis zu 10 Prozentpunkten ermöglichen. Diese differentielle Erhöhung konnte aber auch bei gleichzeitigem Einsatz eines Speichers erzielt werden. Es ist zu erwarten, dass sich die optimale Speicherauslegung in Abhängigkeit des Nutzerverhaltens leicht verschiebt. Grundsätzlich lassen sich Demand-Side-Management und Speicherbetrieb jedoch gut miteinander kombinieren. Zusätzliche elektrische Verbraucher, wie elektrische Heizgeräte oder Elektrofahrzeuge, verändern das Lastprofil von Haushalten, erhöhen aber, da sie zeitlich in gewissen Grenzen verschiebbar sind, auch das Potential zum Demand-Side-Management. Hierauf wird in den folgenden Abschnitten 2.7.2 und 2.7.3 näher eingegangen.

2.7.2 Wärmepumpen/Stromheizung

Wärmepumpen und Stromheizungssysteme erhöhen den Strombezug eines Haushaltes, da hierdurch der Wärmebedarf ganz oder teilweise elektrisch gedeckt wird. Allein die Erhöhung des elektrischen Energiebedarfs führt bereits zu einer Erhöhung des Direktverbrauchs, da die Wärmeerzeugung über den ganzen Tag, also zum Teil auch zeitgleich zur Erzeugung erfolgt. Zudem besitzt die Warmwasserversorgung in der Regel ihren eigenen thermischen Speicher. Zum Teil kann bei der Raumheizung auch auf die Wärmekapazitäten der Bausubstanz zurückgegriffen werden. Hierdurch eignen sich elektrische Wärmeerzeugungsanlagen auch zum Demand-Side-Management und können damit zusätzlich zu einer Erhöhung des Eigenverbrauchs beitragen. Hierbei ist besonders der Wärmebedarf für die Brauchwassererwärmung von Bedeutung, da dieser über das Jahr nahezu konstant ist und damit ein deutliches Potential zur Erhöhung des Eigenverbrauches hat. Der jährliche Energieverbrauch zur Warmwasserbereitung liegt in Deutschland bei etwa 300 bis 900 kWh pro Person und Jahr [57]. Der Heizenergiebedarf hingegen hat sein Maximum im Winter, wo die PV-Erzeugung ihr jahreszeitliches Minimum aufweist und geht im Sommer je nach Gebäudedämmstandard auf Null zurück.

2.7.3 E-Mobilität (Fahrzeugspeicher)

Analog zu Stromheizungssystemen erhöhen Elektrofahrzeuge grundsätzlich zunächst einmal den Stromverbrauch eines Haushaltes. Damit verschiebt sich das Verhältnis aus Erzeugung und Verbrauch, wodurch potentiell der Eigenverbrauch ansteigen kann und sollte. In welcher Höhe dieser Anstieg schlussendlich liegt, hängt jedoch stark vom Nutzungsprofil des Elektrofahrzeuges ab. Zur Erhöhung des lokalen Eigenverbrauchs ist es nötig, dass der Fahrtenergiebedarf vornehmlich zu Hause und nicht etwa an öffentlichen Ladesäulen gedeckt wird. Darüber hinaus muss der Verbrauch zu Zeiten geschehen, zu denen auch PV-Leistung erzeugt wird. Ein typisches Pendlerfahrzeug, das tagsüber nicht am Haus zur Verfügung steht, kann hier entsprechend nur wenig zur Erhöhung des Eigenverbrauchs beitragen. Ein Zweitwagen, der viel am Haus zur Verfügung steht und nur sporadisch für Einkaufs- oder Freizeitfahrten eingesetzt wird, bietet hier entsprechend ein höheres Potential. Grundsätzlich lässt sich der Ladevorgang auch in gewissen Grenzen verschieben, so dass sich Elektrofahrzeuge auch wiederum zum Demand-Side-Management einsetzen lassen.

Kombiniert man die Fahrzeugbatterie mit einem stationären Speicher, so kann der Eigenverbrauch auch für Pendlerfahrzeuge deutlich erhöht werden, indem die Fahrenergie zunächst im stationären Speicher zwischengespeichert wird. Diese Zwischenspeicherung führt auf der anderen Seite jedoch auch zu erhöhten Wirkungsgradverlusten aufgrund der langen Wandlungspfade. Das Projekt PV-Nutzen hat basierend auf synthetischen Profilen exemplarisch für eine konkrete Haushalts- und PV-Anlagengröße untersucht, welche Eigenverbrauchserhöhungen durch Elektrofahrzeuge ohne den Einsatz einer stationären Batterie, sowie mit einer 6,2 kWh Batterie möglich sind. Je nach Fahrprofil wurden hier ohne

stationäre Batterie Eigenverbrauchserhöhungen von knapp 8 Prozentpunkten ermittelt. Mit stationärer Batterie ließ sich der Eigenverbrauch um fast 12 Prozentpunkte erhöhen [58]. In einem Feldtest wurden in dem Projekt Sun2Car reale Daten für ein solches Szenario ohne stationäre Batterie gemessen. Hierbei wurde ein Potential zur Eigenverbrauchserhöhung von teilweise mehr als 10 Prozentpunkten ermittelt [59].

Weitere Freiheitsgrade für die Nutzung von Fahrzeugspeichern ergeben sich, sobald hier ein bi-direktionaler Betrieb ermöglicht wird. Für diesen Fall lässt sich ein Zweitwagen mit oben beschriebener Nutzung sehr ähnlich zu einem stationären Speicher einsetzen und könnte diesen ggf. nahezu ersetzen. Um hier den Primärzweck Mobilität sicher gewährleisten zu können, ist in diesem Falle jedoch eine Kenntnis bzw. Prognose der Fahrtstrecken notwendig, damit die Batterie nicht unter den erforderlichen Füllstand entladen wird. Ggf. ist auch in diesem Falle der zusätzliche Einsatz eines stationären Speichers sinnvoll.

Das oben erwähnte Projekt Sun2Car hat für den Fall eines Pendlerfahrzeuges (tagsüber weitestgehend abwesend) einige Untersuchungen angestellt [59]. Hierzu wurde auf ein Simulationsmodell und Eingangsdaten aus dem genannten Feldtest zurückgegriffen. Auf dieser Basis wurde ein wirtschaftlicher Betrieb eines stationären Speichers für ein relativ breites Spektrum an Batteriepreisen gezeigt. Bei Batteriepreisen von 1.500 €/kWh wurde ein wirtschaftlicher Betrieb nur bei einigen Haushalten erreicht, wobei die optimale Speichergröße bei lediglich 1 kWh lag. Bei Batteriepreisen von 500 €/kWh lag das Optimum bereits zwischen 4-10 kWh.

3 Modellierung der Systemkomponenten

In diesem Kapitel werden die Modellierungsansätze und Parametrierungen der einzelnen verwendeten Komponentenmodelle vorgestellt. Wie in Kapitel 2.5 beschrieben, sind für die Abbildung des Systemverhaltens die PV-Erzeugung und der Haushaltslastverbrauch zu berücksichtigen. Darüber hinaus müssen die Umrichter sowie die Batterie modelliert werden. Die Entscheidung darüber, zu welchen Zeiten die Versorgung der Haushaltslast aus welchen Quellen geschieht, obliegt dem Energiemanagementsystem. Die Modellierung der einzelnen Komponenten soll im folgenden Kapitel beschrieben werden. Abschnitt 3.2 geht auf die Umrichtermodellierung ein, Abschnitt 3.3 beschäftigt sich mit dem PV-Generator, die Abschnitte 3.4 bis 3.5 behandeln die Last und das Netz. Die Ausführungen zur Modellierung der Lithium-Ionen-Batterie inklusive des Batteriemanagementsystems erfolgen in einem eigenen Kapitel (Kapitel 4). Die Komposition zu einem konkreten zu untersuchenden System wird in Kapitel 5 dargestellt.

3.1 Simulationsumgebung und Modellierungsansatz

Die vorliegende Arbeit hat zum Ziel, ein modellbasiertes Simulations- und Optimierungswerkzeug zu entwickeln. Dieses soll es ermöglichen, PV-Batteriesysteme in verschiedensten Ausprägungen (z. B. Topologie, Betriebsstrategie, Dimensionierung) zu analysieren und in der Regel bzgl. eines wirtschaftlichen Betriebs zu optimieren. Um dies zu erreichen, ist es notwendig, eine Aussage über die Wirtschaftlichkeit eines Gesamtsystems im Laufe der Systemlebensdauer zu treffen. Hierzu müssen Ausgaben- und Einnahmenseite betrachtet werden. Ausgaben entstehen einerseits durch Investitionen und andererseits durch Wirkungsgradverluste in den einzelnen Komponenten während des Betriebs, sowie durch anfallende Wartungskosten. Die Einnahmen werden durch die verschiedenen Energieflüsse (Netzeinspeisung gemäß EEG, Eigenverbrauch, ggf. Energiehandel) repräsentiert und ggf. durch Energieverluste aufgrund von Abregelung gemindert. Um Langzeitsimulationen mit ausreichender Rechengeschwindigkeit durchführen zu können, beschränken sich die Modelle auf eine Leistungsflussbetrachtung, wobei eventuelle Abhängigkeiten der Komponentencharakteristik von inneren Systemzuständen berücksichtigt werden. Es wird allerdings auf die Betrachtung von hochdynamischen Prozessen im Bereich kleiner 1 Sekunde und von realem Regelverhalten verzichtet. Auf Wechselspannungsseite wird vereinfachend von reiner Wirkleistungseinspeisung ausgegangen. Darüber hinaus wird keine explizite Betrachtung unterschiedlicher Phasen vorgenommen.

Zur Modellbildung kam die Simulationsumgebung Matlab[®]/Simulink[®] zum Einsatz. Bei der Modellierung wurde darauf Wert gelegt, dass die Modelle möglichst einfach parametrierbar

sind. Die einzelnen Komponentenmodelle wurden in einer Bibliothek abgelegt, so dass eine einfache Möglichkeit zur Kombination und damit zur Umsetzung verschiedener Systemtopologien (z. B. AC- und DC-Kopplung des Batteriespeichers) besteht.

3.2 Umrichter

Ein PV-Batteriesystem beinhaltet, unabhängig von der Topologie, immer mehrere Umrichter (vgl. Kapitel 2.4.2). Zweck dieser Umrichter ist die Anpassung unterschiedlicher Gleichspannungsniveaus (DC/DC-Wandler) bzw. die Umwandlung von Gleich- in Wechselspannung (Wechselrichter) oder umgekehrt (Gleichrichter). In der DC-Topologie (vgl. Abschnitt 2.4.2) wird ein DC/DC-Wandler für die Wandlung der einstrahlungsabhängigen PV-Eingangsleistung auf das Quasi-Konstantspannungsniveau (minimal 650 V) am DC-Zwischenkreis benötigt. Ein weiterer DC/DC-Wandler dient der Übersetzung der Batteriespannung (in der Regel deutlich kleiner als die minimale Zwischenkreisspannung von 650 V) auf die DC-Zwischenkreis-Spannung. Dieser muss, um Laden und Entladen der Batterie realisieren zu können, bi-direktional ausgeführt sein. Schließlich realisiert ein Wechselrichter die Übertragung der DC-Leistung vom Zwischenkreis in das 50 Hz Wechselspannungsnetz des Haushaltes. Soll ein Laden der Batterie aus dem Stromnetz möglich sein, so muss auch der Wechselrichter bi-direktional ausgeführt werden.

Umrichter werden in dem verwendeten Modell vereinfacht durch eine Wirkungsgradcharakteristik, also ein Verhältnis zwischen Ein- und Ausgangsleistung, abgebildet. Dies stellt auf Leistungsflussebene die relevante Wirkung eines Umrichters dar. Der Wirkungsgrad beschreibt dabei das Verhältnis zwischen Ausgangs- und Eingangsleistung. Die Ausgangsleistung entspricht hierbei der um die Verlustleistung reduzierten Eingangsleistung:

$$\eta = \frac{P_{aus}}{P_{ein}} = \frac{P_{ein} - P_{verl.}}{P_{ein}} \quad (3.1)$$

Der Wirkungsgrad ist einerseits spannungs- und andererseits leistungsabhängig. Die Modellgleichungen für die einzelnen Wirkungsgradkennlinien beruhen auf den Ansätzen, wie sie in [60] zur Beschreibung von Wechselrichtern vorgestellt wurden und die auf Vorarbeiten aus [61], [62], [63] und [64] basieren. Dieser Ansatz geht von einer polynomischen Beschreibung der Verlustleistung aus, die sich auf drei physikalischen Verlustanteilen begründet:

- Leerlaufverluste P_{eigen} , die unabhängig vom Leistungsfluss anfallen
- Spannungsterm $U_{verl.}$, der linear mit dem Ausgangsstrom skaliert
- Ohm'scher Term $R_{verl.}$, der quadratisch mit dem Ausgangsstrom skaliert

Die Verlustleistung ergibt sich damit zu:

$$P_{\text{verl.}} = P_{\text{eigen}} + U_{\text{verl.}} \cdot I_{\text{aus}} + R_{\text{verl.}} \cdot I_{\text{aus}}^2 \quad (3.2)$$

Für die vorliegende Arbeit wird dieser Ansatz für die Beschreibung aller Umrichter verwendet und um die Spannungsabhängigkeit des Wirkungsgrades erweitert. Dieses Vorgehen wurde in ähnlicher Form bereits in [65] angewendet. Die Spannungsabhängigkeit wird durch Parametrierung von Referenzkurven für mindestens zwei unterschiedliche Spannungen abgebildet. Liegt die Spannung zwischen den Referenzspannungen, so wird der resultierende Wirkungsgrad linear interpoliert. Es entsteht ein Kennlinienfeld, wie es in Abbildung 3-1 zu sehen ist.

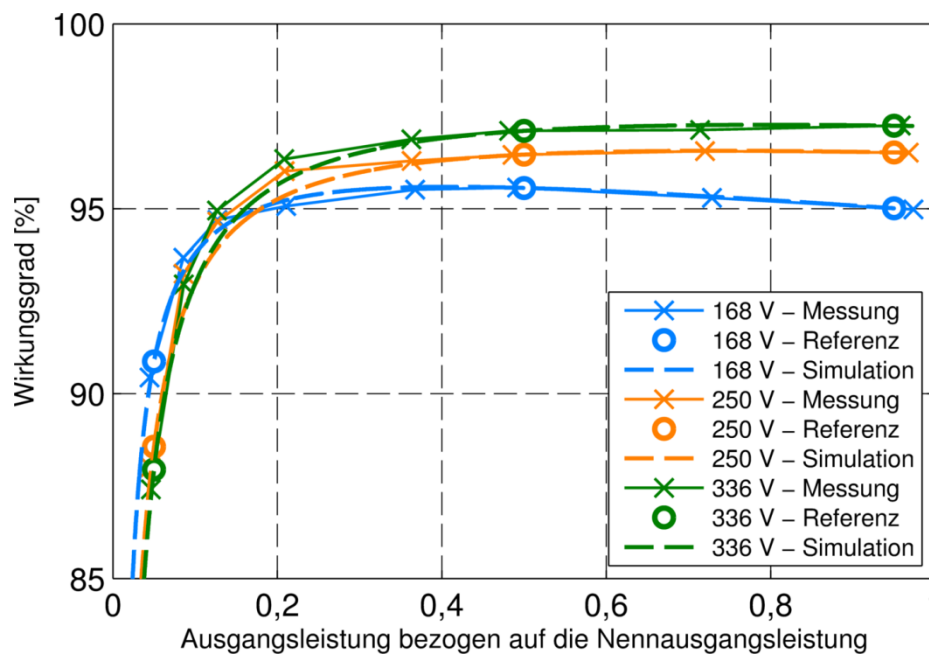


Abbildung 3-1: Wirkungsgradkennlinienfeld eines DC/DC-Wandlers – Messwerte (durchgezogene Linien), zur Modellparametrierung herangezogene Referenzpunkte (Kreise), und simulierte Wirkungsgradkennlinien (gestrichelte Linien) für drei unterschiedliche Spannungen (168, 250 und 336 V)

Die lineare Interpolation birgt gewisse Fehlerpotentiale, da die Spannungsabhängigkeit des Wirkungsgrades nicht-linear verläuft. Abbildung 3-2 zeigt die gleiche Grafik wie zuvor, jedoch unter Verwendung lediglich der beiden Referenzspannungen 168 V und 336 V zur Parametrierung des Modells. Die Simulationsergebnisse bei 250 V wurden durch Interpolation ermittelt. Es ergeben sich erkennbare Abweichungen, insbesondere im oberen Leistungsbereich. Um die Genauigkeit des Modells zu erhöhen, empfiehlt es sich, so viele Referenzspannungen wie verfügbar zur Parametrierung heranzuziehen. Insbesondere sollten die minimale und maximale Spannung enthalten sein, da durch das vorliegende Modell keine Extrapolation unterstützt wird.

Das bi-direktionale Verhalten der Umrichter wird im Modell durch das Vorzeichen des Modelleinganges definiert. Wird der Modelleingang mit einem positiven Leistungssignal beaufschlagt, entspricht dies der Eingangsleistung des Umrichters. Der Modellausgang stellt in diesem Fall eine gemäß dem Wirkungsgrad reduzierte Leistung bereit. Ist das Eingangssignal negativ, so wird dieses als Umrichterausgangsleistung interpretiert.

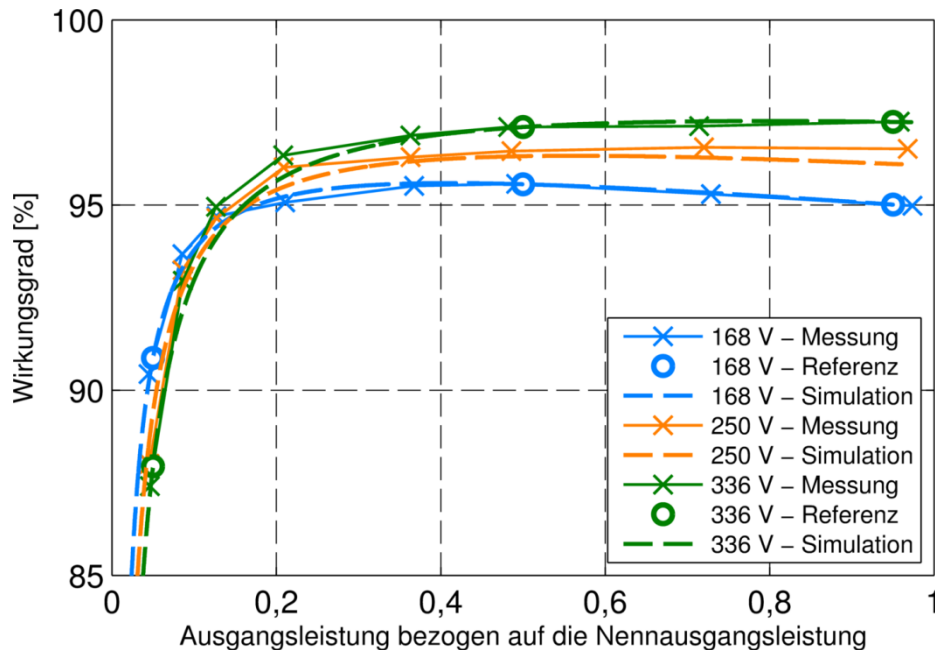


Abbildung 3-2: Wirkungsgradkennlinienfeld eines DC/DC-Wandlers – Messwerte (durchgezogene Linien), zur Modellparametrierung herangezogene Referenzpunkte (Kreise), und simulierte Wirkungsgradkennlinien (gestrichelte Linien) für drei unterschiedliche Spannungen (168, 250 und 336 V)

Der Modellausgang entspricht dann dem mit dem inversen Wirkungsgrad skalierten Eingangssignal. Dieser Ansatz geht davon aus, dass die Umrichtercharakteristik für beide Leistungsflussrichtungen identisch ist. Für die Modellierung der DC-Topologie wird für alle Umrichter eine konstante DC-Zwischenkreisspannung angenommen. Darüber hinaus wird die Netzspannung als konstant angenommen. Hierdurch entfällt die Spannungsabhängigkeit beim Wechselrichter.

3.3 PV-Generator

Als PV-Generator wird die Gesamteinheit mehrerer miteinander verschalteter PV-Zellen bzw. -Module bezeichnet, die als Stromerzeugungseinheit zum Einsatz kommt. Dazu wandelt der PV-Generator Licht basierend auf dem photoelektrischen Effekt in elektrische Energie. In netzgekoppelten Heim-PV-Anwendungen werden typischerweise Generatoren mit Leistungen im Bereich von einigen Kilowatt eingesetzt. Durch entsprechende elektrische Serien-

und/oder Parallelverschaltung werden die Nennleistung und -spannung an den Eingangsbereich des PV-Wechselrichters angepasst. Die tatsächliche elektrische Ausgangsleistung und -spannung sind hierbei einerseits von der Einstrahlung und Temperatur, andererseits aber auch von der Bauteilcharakteristik des eingesetzten PV-Generators und dessen räumlicher Ausrichtung abhängig. Das Modell liefert die am Ausgang des PV-Generators erwartbare Spannung und Leistung bei Betrieb im Punkt maximaler Leistung (MPP²³) in Abhängigkeit der vorgenannten Größen. Dabei wird die Annahme getroffen, dass der gesamte PV-Generator stets im MPP betrieben wird und keine Teilverschattung auftritt.

Die Wirkkette und die sich daraus ergebende Modellstruktur ist in Abbildung 3-3 gezeigt. Die einzelnen Teilkomponenten des Modells werden in den folgenden Abschnitten näher erläutert, wie in der Grafik dargestellt.

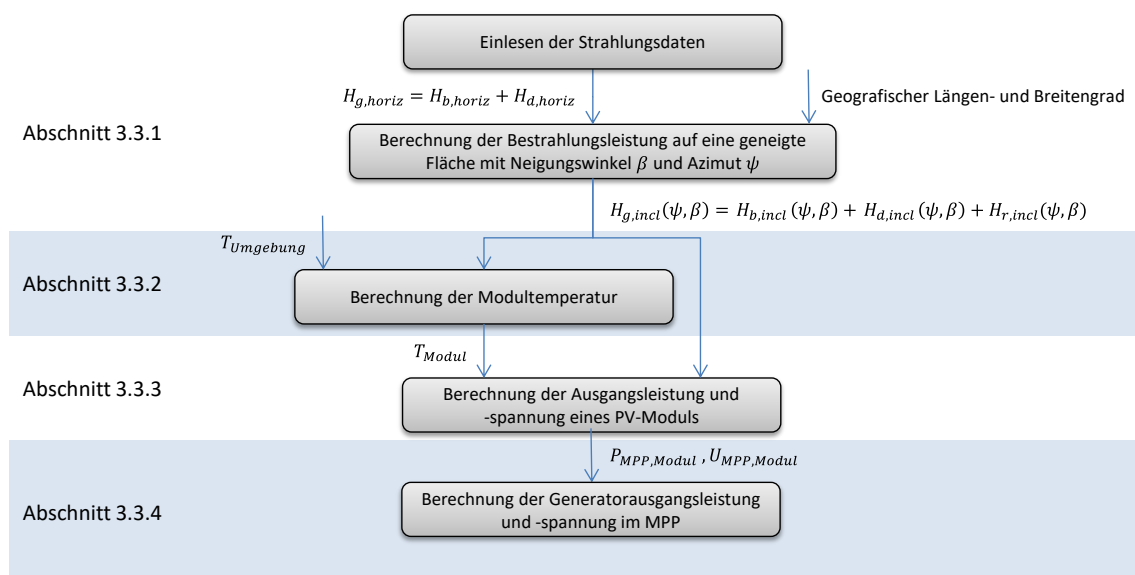


Abbildung 3-3: Modellstruktur zur Berechnung der PV-Generator-Ausgangsleistung eines beliebig ausgerichteten PV-Generators aus verfügbaren Strahlungsdaten auf die horizontale Ebene

3.3.1 Ermittlung der Globalstrahlung auf den PV-Generator

Für die Ausgangsleistung eines PV-Generators ist relevant, welche globale Bestrahlungsstärke auf die Generatorfläche auftritt. Die Bestrahlungsstärke ist hierbei die auf eine Fläche auftreffende Strahlungsleistung in W/m^2 . Die Globalstrahlung setzt sich zusammen aus dem direkten, dem diffusen sowie bei geneigten Flächen einem reflektierten Strahlungsanteil. Die Diffusstrahlung bezeichnet den Teil der Strahlung, der nach Wechselwirkung (Streuung, Beugung oder Brechung) mit der Atmosphäre (Wolken,

²³ MPP, von engl. Maximum Power Point

Staubpartikel) auf eine betrachtete Fläche trifft. Im Gegensatz dazu stellt die Direktstrahlung den Anteil der Strahlung dar, der auf direktem Weg von der Sonne auf die betrachtete Fläche auftrifft. Beide Strahlungsanteile und damit die Globalstrahlung auf einen beliebig ausgerichteten PV-Generator sind abhängig von einer Vielzahl von Parametern:

- Aufstellung des PV-Generators (Nord-Süd-Ausrichtung und Neigung der Generatorfläche)
- Jahres- und tageszeitenabhängige Position der Sonne (Sonnenazimuth, Sonnenhöhe)
- Verschattung (Bäume, benachbarte Häuser, aber auch Schnee, Laub oder Verschmutzung)
- Standort (Längen- und Breitengrad, lokale Wetterlage (z. B. Bewölkung))

Als Datenquelle für solare Strahlungsdaten stehen viele unterschiedliche Datenbanken teils frei, teils aber auch kommerziell zur Verfügung, die die benötigten Größen zur Berechnung der PV-Generatorausgangsleistung, nämlich die Globalstrahlung auf eine geneigte Fläche, direkt zur Verfügung stellen. Nachteil dieser Variante ist, dass jedes Szenario, das eine andere Ausrichtung des PV-Generators berücksichtigt, einen eigenen Datensatz benötigt. Ziel für die vorliegende Arbeit war es, ein PV-Generatormodell zu gestalten, welches bei Bedarf die Ausrichtung der PV-Anlage mit in die Optimierung einbeziehen lässt. Als Datengrundlage wird hier also auf Daten der solaren Einstrahlung auf eine horizontale Fläche zurückgegriffen. Die Umrechnung auf eine beliebig geneigte und ausgerichtete Fläche erfolgt anschließend basierend auf den Ansätzen aus [66]. Im Folgenden werden die verwendeten Zusammenhänge noch einmal kurz dargestellt.

Für die Umrechnung der Bestrahlung auf die Horizontale (im Folgenden mit dem Index *horiz* gekennzeichnet) in die Bestrahlungsstärke auf eine beliebig ausgerichtete Fläche (im Folgenden mit dem Index *incl*²⁴ gekennzeichnet) sind sowohl die Diffus- als auch die Direktstrahlung notwendig. Die Ausrichtung der PV-Generatorfläche lässt sich durch den Neigungswinkel β gegenüber der Horizontalen sowie den Azimutwinkel Ψ gegenüber der Nord-Süd-Achse angeben. Wie bereits beschrieben, setzt sich die Globalstrahlung auf eine horizontale Fläche $H_{g,horiz}$ aus Diffus- (im Folgenden Index *d*) und Direktanteil (im Folgenden Index *b*²⁵) zusammen.

$$H_{g,horiz} = H_{b,horiz} + H_{d,horiz} \quad (3.3)$$

Sowohl der Direkt-, als auch der Diffusanteil sind separat voneinander umzurechnen. Der wirksame Direktstrahlungsanteil ist jeweils nur der orthogonal auf die Fläche auftreffende

²⁴ vom Englischen inclined = geneigt

²⁵ vom Englischen beam = Strahl entspricht der Bezeichnung für die Direktstrahlung

Anteil. Dieser Anteil lässt sich aus der Strahlung auf eine der Sonnenposition nachgeführte Fläche $H_{b,DNI}$ ²⁶ ermitteln durch die Winkelbeziehung

$$H_{b,incl}(\Psi, \beta) = H_{b,DNI} \cdot \cos \nu \quad (3.4)$$

mit dem Einfallswinkel ν . Ist nur die Direktstrahlung auf die Horizontale bekannt, so lässt sich die Strahlung auf eine Fläche normal zum Sonnenstrahl ermitteln durch

$$H_{b,DNI} = H_{b,horiz} \cdot \frac{1}{\sin \gamma} \quad (3.5)$$

mit der Sonnenhöhe γ . Die Sonnenhöhe beschreibt hierbei den Winkel, der sich zwischen der Sichtlinie vom PV-Generator zur Sonne und der horizontalen Fläche aufspannt.

Die sich durch Einsetzen von Gleichung (3.5) in Gleichung (3.4) ergebende Beziehung für die Direktstrahlung auf eine geneigte Fläche hat den Nachteil, dass der Divisor für sehr kleine Werte der Sonnenhöhe γ gegen null strebt wodurch sich eine Polstelle ergibt, die die Berechnung unmöglich macht. Bereits für kleine Werte von γ wird das Ergebnis stark verzerrt. Für die Modellierung wurde daher davon ausgegangen, dass die Direktstrahlung null ist, solange der Wert der Sonnenhöhe unterhalb von 4° liegt.

Die Sonnenhöhe selbst ergibt sich aus der geografischen Breite ϕ des Aufstellortes des PV-Generators, dem Deklinationswinkel δ und dem Stundenwinkel ω :

$$\gamma = \text{asin}(\sin \phi \cdot \sin \delta + \cos \omega \cdot \cos \phi \cdot \cos \delta) \quad (3.6)$$

Hierbei beschreibt der Deklinationswinkel den Winkel zwischen direktem Sonnenstrahl und der Äquatorialebene, die normal zur Erdachse liegt. Er ergibt sich durch die Neigung der Erdachse gegenüber der Ebene der Sonnenumlaufbahn, die etwa $23,5^\circ$ beträgt. Zur Tagundnachtgleiche²⁷ befindet sich die Äquatorialebene jeweils parallel zum direkten Sonnenstrahl, wodurch die Deklination 0° beträgt.

Zur Sommersonnenwende erreicht die Deklination ihren Maximalwert, der dem Neigungswinkel der Erdachse von etwa $23,5^\circ$ entspricht, zur Wintersonnenwende ihren Minimalwert von ca. $-23,5^\circ$. [66] beschreibt zwei unterschiedliche Ansätze zur Ermittlung des Deklinationswinkels. Für die vorliegende Arbeit wird von der Beschreibung nach Gleichung (3.7) ausgegangen, die die elliptische Kreisbahn der Erde um die Sonne berücksichtigt.

²⁶ DNI vom Englischen Direct Normal Irradiance

²⁷ Tagundnachtgleiche bezeichnet die beiden Tage des Jahres, an denen der Tag (Spanne zwischen Sonnenauf- und Sonnenuntergang) und die Nacht (Spanne zwischen Sonnenunter- und Sonnenaufgang) gleich lange dauern

$$\delta = \text{asin}(0,3978 \cdot \sin(\rho_d - 80,2 + 1,92 \cdot \sin(\rho_d - 2,8))) \quad (3.7)$$

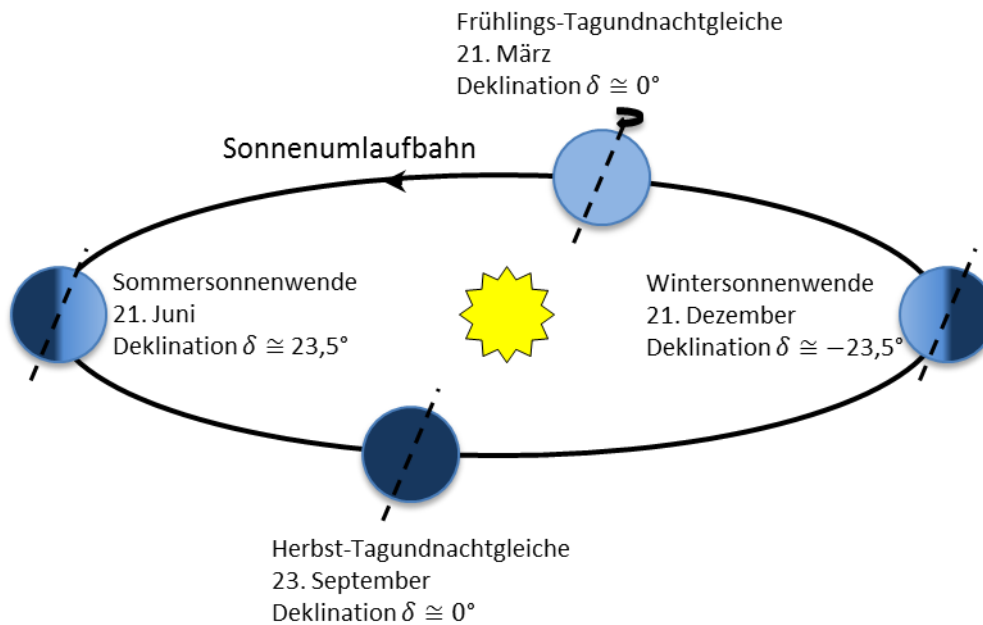


Abbildung 3-4: Deklination δ in Abhängigkeit des jahreszeitlichen Erdstandes zur Sonne; eigene Darstellung nach [66]

ρ_d beschreibt den Tageswinkel, welcher die jährliche Periodizität durch gleichmäßige Teilung von 360° abbildet:

$$\rho_d = \frac{\text{mod}\left(\frac{t}{t_{\text{Jahr}}}\right)}{t_{\text{Jahr}}} \cdot 360^\circ \quad (3.8)$$

t entspricht hierbei der aktuellen Simulationszeit, startend am 1. Januar eines Jahres um Mitternacht, t_{Jahr} der Jahreslänge. Abweichend von der Beschreibung in [66], wo die Winkel Anpassung zeitdiskret pro Tag erfolgt (Angabe von t in ganzen Tagen) wird in dem hier verwendeten Modell eine kontinuierliche Beschreibung des Tageswinkels verwendet.

Neben der jahreszeitlichen Variation der Sonnenposition, die durch die Deklination beschrieben wird, gibt der Stundenwinkel μ die tageszeitenabhängige Änderung der Sonnenposition an. Der Stundenwinkel ist hierbei mit Bezug auf die wahre Sonnenzeit t_{Sol} (auch wahre Ortszeit genannt) definiert, gemäß welcher der Sonnenhöchststand jeden Tag um 12 Uhr erreicht wird. Der Stundenwinkel um 12 Uhr wahrer Sonnenzeit beträgt laut Definition Null. Im Laufe des Tages überstreicht er 360° , die stündliche Änderung ist somit 15° .

$$\mu = 15^\circ \cdot (t_{Sol} - 12) \quad (3.9)$$

Die Umrechnung zwischen der mittleren Ortszeit t_{Mittel} und der wahren Ortszeit t_{Sol} erfolgt gemäß der sogenannten Zeitgleichung:

$$f_{t,sol} = t_{Sol} - t_{Mittel} = -0,128 \cdot \sin(\rho_d - 2,8) - 0,165 \cdot \sin(2 \cdot \rho_d + 19,7) \quad (3.10)$$

Zur Umrechnung der lokalen Standardzeit t_{LST} in die Sonnenzeit ist zusätzlich der geografische Längengrad λ sowie eine eventuelle Sommerzeitverschiebung Δt zu berücksichtigen:

$$t_{Sol} = t_{LST} + \frac{\lambda - \lambda_{LST}}{15} + f_{t,Sol} - \Delta t \quad (3.11)$$

Hierbei ist λ_{LST} der Definitionslängengrad der betrachteten Zeitzone.

Der Einfallswinkel auf die geneigte Fläche ν ergibt sich schließlich aus der Sonnenhöhe der Flächenneigung und dem Flächen-Sonnen-Azimut Ψ_{FS} zu:

$$\nu = \arccos(\cos \gamma \cdot \sin \beta \cdot \cos \Psi_{FS} + \sin \gamma \cdot \cos \beta) \quad (3.12)$$

Hierbei beschreibt der Flächen-Sonnen-Azimut die relative Nord-Süd-Ausrichtung zwischen der PV-Generatorfläche und der Sonne:

$$\Psi_{FS} = \Psi_S - \Psi \quad (3.13)$$

Der Sonnenazimut ist seinerseits wiederum abhängig von der Sonnenposition und lässt sich ermitteln zu

$$\Psi_S = \arccos\left(\frac{\sin \phi \cdot \sin \gamma - \sin \delta}{\cos \phi \cdot \cos \gamma}\right) \quad (3.14)$$

Einfacher gestaltet sich die Umrechnung der Diffusstrahlung. Für die Umrechnung von der Horizontalen auf eine beliebig geneigte Fläche wird vereinfachend davon ausgegangen, dass diese im gesamten Himmelshalbraum gleichmäßig verteilt ist (sog. isotroper Fall). Die Umrechnung lässt sich dann gemäß [67] allein in Abhängigkeit des Neigungswinkels β schreiben als

$$H_{d,incl}(\Psi, \beta) = \frac{1}{2} \cdot (1 + \cos \beta) \cdot H_{d,horiz} \quad (3.15)$$

Ist die Fläche nicht horizontal ausgerichtet, so enthält die Globalstrahlung neben Diffus- und Direktanteil noch eine Komponente, die sich durch Reflektion vom Boden ergibt. Das Reflexionsvermögen der Erdoberfläche wird dabei in der Regel durch den sogenannten Albedo α angegeben, der sich typischerweise im Bereich von 0,15 bis 0,2 bewegt, insbesondere bei verschneiten Flächen oder Wasseroberflächen aber auch deutlich höher ausfallen kann. Der reflektierte Strahlungsanteil, der die PV-Generatorfläche erreicht, lässt sich in Abhängigkeit des Neigungswinkels berechnen zu:

$$H_{refl,incl}(\beta) = \alpha \cdot \frac{1}{2} \cdot (1 - \cos \beta) \cdot H_{g,horiz} \quad (3.16)$$

Die auf diese Weise umgerechneten Strahlungsanteile lassen sich dann unter Berücksichtigung ihrer spezifischen Transmissionsfaktoren zur Globalstrahlung auf die geneigte Fläche zusammenfassen:

$$H_{g,incl} = \frac{1-r_b(\nu)}{1-r_{STC}} \cdot H_{b,incl} + (1 - r_d(\beta)) \cdot H_{d,incl} + H_{refl,incl} \quad (3.17)$$

Dabei gibt der Reflexionsfaktor für den Direktstrahlungsanteil r_b an, welcher Anteil der Direktstrahlung bei Auftreffen auf das Schutzglas des PV-Panels reflektiert wird. Zur Berechnung wurde auf den Ansatz aus [60] zurückgegriffen, wonach sich dieser aus dem Einfallswinkel ν (Winkel zwischen dem Lot des PV-Panels und der direkten Sonneneinstrahlung auf das Panel) ergibt. Die Brechzahl n kann im Modell frei gewählt werden, wird jedoch standardmäßig auf den nach [60] empfohlenen Wert von 2 gesetzt. Da auch bei Vermessung des Moduls unter Standard-Testbedingungen (STC²⁸) eine Reflektion mit dem Reflexionsfaktor r_{STC} auftritt, die entsprechend mitvermessen wird, ist der Direktstrahlungsanteil um diesen Wert zu bereinigen.

Der Reflexionsfaktor für den Diffusstrahlungsanteil ist abhängig von der Neigung des PV-Panels β . Die Werte wurden aus [68] übernommen. Für den reflektierten Strahlungsanteil wird auf die Verwendung eines Reflexionsfaktors verzichtet, da dieser ohnehin sehr klein ist und die erzielbare Verbesserung der Genauigkeit den Aufwand einer solchen Berechnung nicht rechtfertigt.

Die Umsetzung im Modell erfordert alle Daten in lokaler Ortszeit ohne Berücksichtigung der Sommerzeit. Ein eventuell abweichender Zeitstempel der Eingangsdaten muss entsprechend bei der Datenaufbereitung berücksichtigt werden.

²⁸ STC von engl. Standard Test Conditions: Definiert zu 25 °C und 1000 W/m² und einem Strahlungsspektrum entsprechend AM1.5 .

Zur Verifikation des Moduls zur Umrechnung der horizontalen Strahlungsdaten in die Globalstrahlung auf eine geneigte Fläche wird auf frei verfügbare Daten der Internetdatenbank *SoDa solar radiation data* [69] zurückgegriffen. Die Datenbank liefert solare Strahlungsdaten an der Erdoberfläche, die mittels des Heliosat-2-Algorithmus [70] aus Satellitenbildern der aktuellen Bewölkung errechnet werden. Die Daten stehen für das Jahr 2005 in einer zeitlichen Auflösung von bis zu einer Minute frei zur Verfügung. Neben den Strahlungsleistungen auf die horizontale Fläche stehen auch aufbereitete Daten auf beliebig ausgerichtete Flächen zur Verfügung, was eine Verifikation des vorgestellten Modells anhand der Umrechnungsalgorithmen der Datenbankplattform erlaubt. Die Verifikation erfolgt, indem die verfügbaren Daten auf die Horizontale mittels des vorgestellten Modellansatzes auf ein nach Süden ausgerichtete, um 25° geneigte Fläche umgerechnet werden. Die so gewonnenen Daten werden mit dem Vergleichsdatensatz der Datenbankplattform für eine identisch ausgerichtete Fläche verglichen.

In Abbildung 3-5 bis Abbildung 3-8 sind die Globalstrahlung sowie die einzelnen Strahlungskomponenten für 3 Tage im Sommer 2005 für den Standort Aachen gegenübergestellt. Für die Globalstrahlung ergibt sich über ein Jahr eine betragsmäßig integrierte Abweichung von $40,84 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$ vorzeichenbereinigt ergeben sich $34,92 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$. Dies entspricht einer prozentualen Abweichung von 3,7 % bzw. 3,2 % bezogen auf den Verifikationsdatensatz (Jahresglobalstrahlungsmenge von $1108 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$).

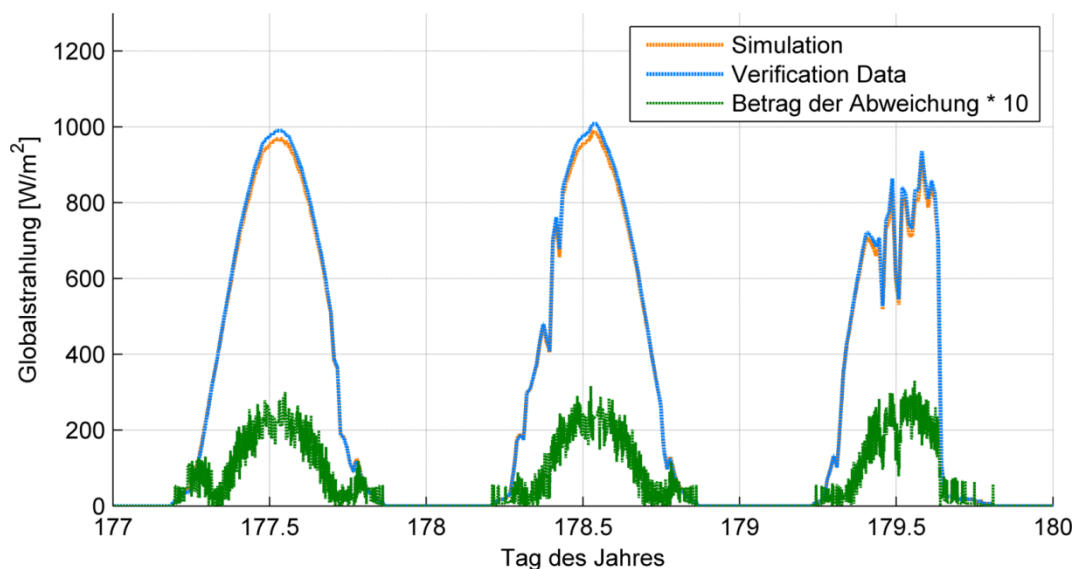


Abbildung 3-5: Globalstrahlung für den 26. bis 28. Juni 2005 für den Standort Aachen bei einer PV-Generator-Neigung von 25° ; Vergleich des verwendeten Modellierungsansatzes mit dem Verifikationsdatensatz der Internetdatenbank *SoDa solar radiation data* [69]

Die Direktstrahlung wird mit hoher Genauigkeit wiedergegeben. Die betragsmäßig integrierte Abweichung liegt bei $10,82 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$, vorzeichenbereinigt liegt sie bei lediglich $0,004 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$. Prozentual bezogen auf den Verifikationsdatensatz entspricht dies 1,7 % bzw. 0,0006 %.

Die größte Abweichung ergibt sich aus der Isotropieannahme für die Berechnung der Diffusstrahlung. Betragsmäßig integriert liegt diese bei $39,84 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$, was 8,4 % entspricht, vorzeichenbereinigt sind es $34,9 \frac{\text{kWh}}{\text{m}^2}$ bzw. 7,4 %. In [66] wird diese Problematik bereits erörtert und eine Korrekturfunktion vorgeschlagen. Die Berücksichtigung der Anisotropie gestaltet sich allerdings schwierig und wird in der Regel über empirische Ansätze abgebildet. Zu diesem Zeitpunkt wird aufgrund der geringen Abweichung von <4 % für die Globalstrahlung auf eine weitere Betrachtung verzichtet.

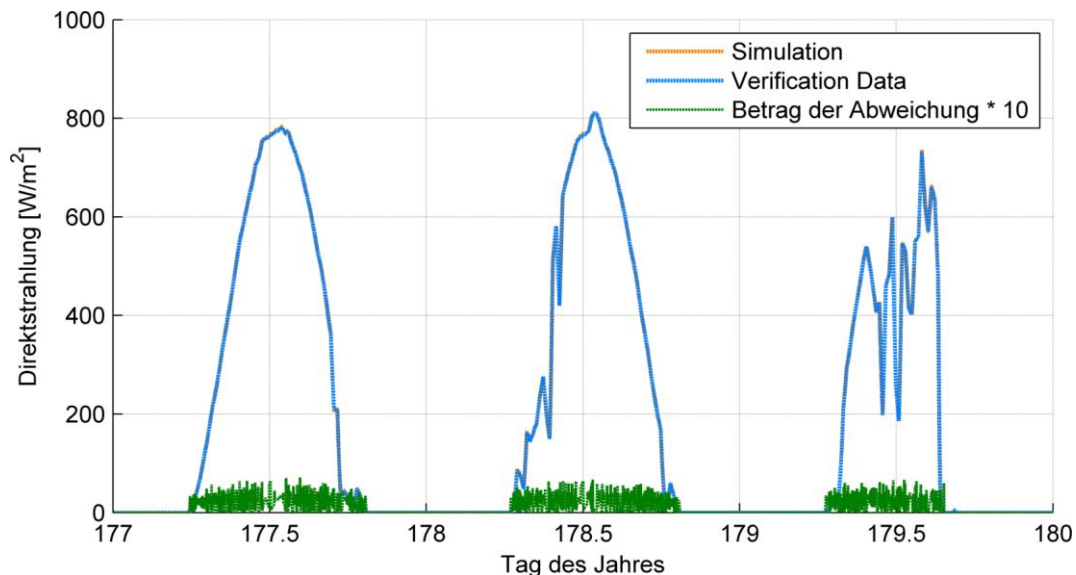


Abbildung 3-6: Direktstrahlung für den 26. bis 28. Juni 2005 für den Standort Aachen bei einer PV-Generator-Neigung von 25° ; Vergleich des verwendeten Modellierungsansatzes mit dem Verifikationsdatensatz der Internetdatenbank *SoDa solar radiation data* [69]

Aus der Modellverifikation ergibt sich keine absolute Aussagekraft über die Validität des Modells, da keine Messwerte zugrunde gelegt werden. An dieser Stelle wird jedoch davon ausgegangen, dass die Validierung der Modellansätze an sich bereits erfolgt ist. Die gute Übereinstimmung der beiden Modellansätze untereinander legt dies nahe.

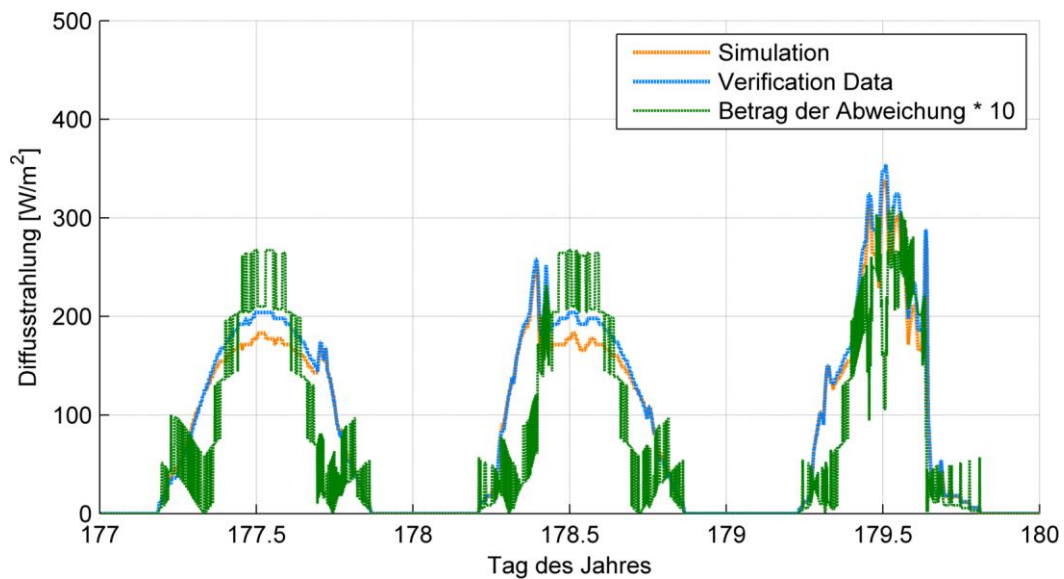


Abbildung 3-7: Diffusstrahlung für den 26. bis 28. Juni 2005 für den Standort Aachen bei einer PV-Generator-Neigung von 25° ; Vergleich des verwendeten Modellierungsansatzes mit dem Verifikationsdatensatz der Internetdatenbank *SoDa solar radiation data* [69]

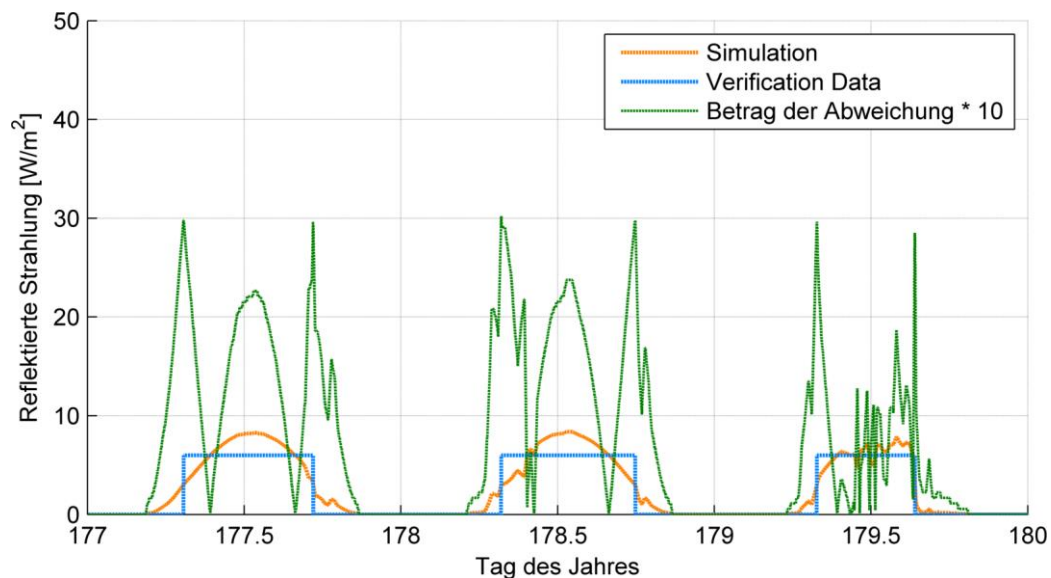


Abbildung 3-8: Reflektierte Strahlung für den 26. bis 28. Juni 2005 für den Standort Aachen bei einer PV-Generator-Neigung von 25° ; Vergleich des verwendeten Modellierungsansatzes mit dem Verifikationsdatensatz der Internetdatenbank *SoDa solar radiation data* [69]

3.3.2 Berechnung der Modultemperatur

Neben der globalen Einstrahlung spielt die Modultemperatur T_M eine entscheidende Rolle für die Ausgangsleistung des PV-Generators. Diese wird in Anlehnung an die von Sauer in [60]

vorgestellten Ansätze aus der Umgebungstemperatur T_U und der auf die Generatorfläche treffenden Globalstrahlung $H_{g,incl}$ berechnet. Die Berechnung der Erwärmung folgt hierbei einer linearen Funktion, deren Parameter b_T durch Bildung einer Regressionsgeraden aus Messergebnissen ermittelt wurde.

$$T_M = T_U + b_T \cdot H_{g,incl} \quad (3.18)$$

Die Temperaturerhöhung gegenüber der Umgebungstemperatur ist hierbei abhängig von der Hinterlüftung des PV-Generators. Gemäß den Untersuchungen von Sauer liegen sinnvolle Werte für b_T im Bereich $0,2 \frac{\text{K}}{\text{W/m}^2}$, für freistehende Module bis $0,04 \frac{\text{K}}{\text{W/m}^2}$ für Hausdach-integrierte PV-Module.

3.3.3 Berechnung der Modulausgangsleistung

Für die Berechnung der Modulausgangsleistung eines PV-Moduls bedarf es der Kenntnis der Modulcharakteristik, der globalen Strahlungsleistung, mit der es bestrahlt wird, sowie der Modultemperatur. Die Berechnung der Globalstrahlung und der Modultemperatur wurde in den vorangegangenen Abschnitten erläutert. An dieser Stelle soll die grundsätzliche Charakteristik von PV-Modulen und die Implementierung vorgestellt werden.

Der gewählte Modellansatz basiert ebenfalls auf einer bereits vorhandenen Modellbeschreibung, die in [60] präsentiert wurde. Das Modell legt einen empirischen Ansatz zugrunde, der von der Shockley'schen Diodengleichung für Solarzellen ausgeht und auf dem Ansatz zur Berechnung des Wirkungsgrades aus [71] basiert. Hierin wird die Leistung eines PV-Moduls im Punkt maximaler Leistung (MPP) unter gegebenen Umgebungsbedingungen (Modultemperatur und Strahlungsleistung) bestimmt. Dieser Ansatz wurde in [60] um Methoden zur Berechnung der Spannung und des Stromes im Punkt maximaler Leistung erweitert.

Zur Parametrierung des gewählten Modells werden zwei Wertepaare aus Strahlungsleistung und Strom im MPP, sowie vier Stützstellen aus Strahlungsleistung und Spannung im MPP benötigt. Von letzteren sollte eine zu $[0, 0]$ gewählt werden. Zur Berücksichtigung der Temperaturabhängigkeit geht zusätzlich der Temperaturkoeffizient der Leistung im MPP ein, der in der Regel dem Datenblatt zu entnehmen ist. Eine Validierung des Modellansatzes wurde in [60] gegen das 2-Diodenmodell durchgeführt. Es konnte gezeigt werden, dass die Abweichungen des Energieertrages im Jahresmittel weniger als $\pm 2\%$ und im Monatsmittel weniger als $\pm 6\%$ betragen. Insbesondere hängt die Genauigkeit von der Wahl der Spannungs-Stützstellen zur Parametrierung des Modells ab. Es wird empfohlen, die Stützstellen gleichmäßig über den zu betrachtenden Arbeitsbereich zu wählen. Dies bedeutet, dass für die Betrachtung des vollständigen Arbeitsbereiches eine Stützstelle bei geringer, eine bei hoher und eine bei mittlerer Strahlungsleistung zu wählen ist. Werden die Stützstellen entsprechend

gewählt, liegt die Abweichung des Energieertrages im Jahresmittel bei unter $\pm 1\%$, im Monatsmittel bei unter $\pm 2\%$.

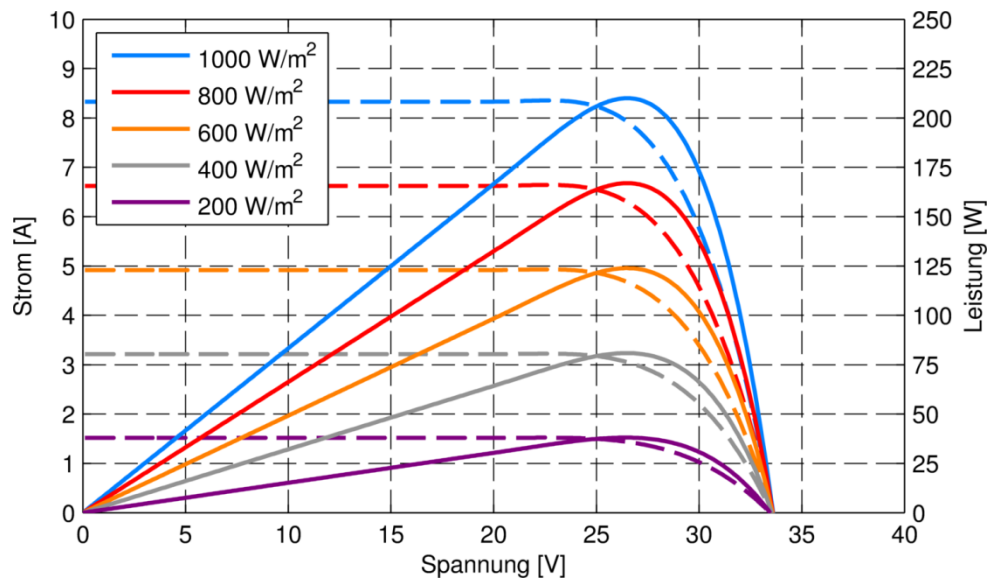


Abbildung 3-9: Modellausgabe des PV-Modul-Modells bei konstanter Modultemperatur von 25 °C und variierender Einstrahlung (Strom-Spannungs-Charakteristik gestrichelte Linien, Leistungs-Spannungs-Charakteristik durchgezogene Linien); Parametrierung für ein Modul vom Typ STP210 – 18/Ud der Firma Suntech Power [72]

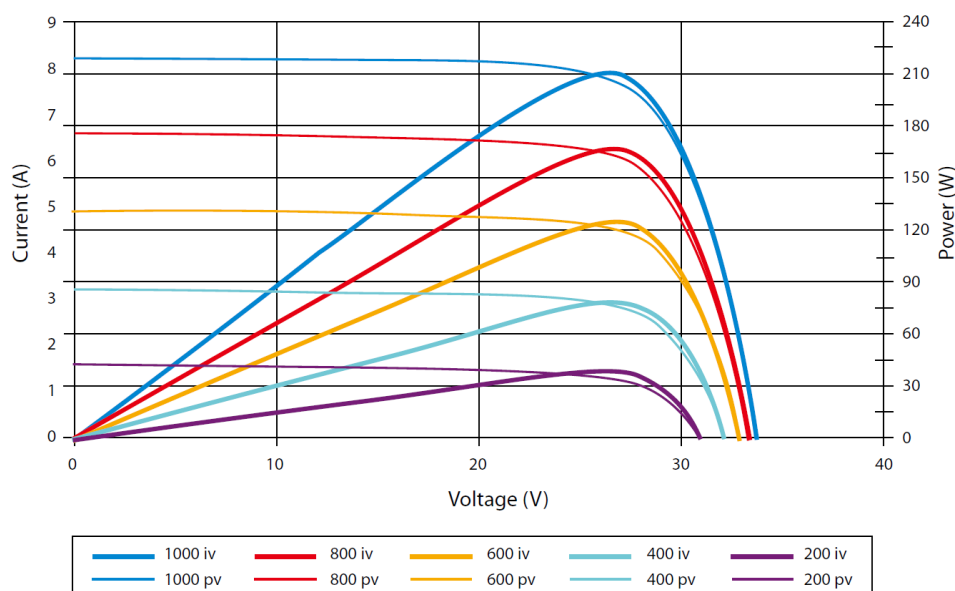


Abbildung 3-10: Charakteristik des PV-Moduls Suntech Power STP210 – 18/Ud gemäß Datenblatt (Originalabbildung) [72]

Der Modellansatz setzt voraus, dass der PV-Generator stets einwandfrei in seinem jeweils optimalen Arbeitspunkt betrieben wird. Für die durchzuführenden Betrachtungen ist diese Annahme zulässig, da vom Einsatz eines MPP-Trackers ausgegangen wird. Parasitäre Effekte wie Verschattung durch Bäume, Gebäude, Verunreinigungen oder Schnee, aber auch Anpassungsverluste des MPP-Trackers werden vernachlässigt.

Basierend auf den in [60] beschriebenen Ansätzen wurde auch der Betrieb in Spannungskopplung implementiert und mithilfe einer Rampenfunktion am Spannungseingang des Modells die in Abbildung 3-9 und Abbildung 3-11 dargestellten Kennlinienverläufe generiert. Die zugrundeliegende Parametrierung basiert auf dem Modul vom Typ STP210 – 18/Ud der Firma Suntech Power [72].

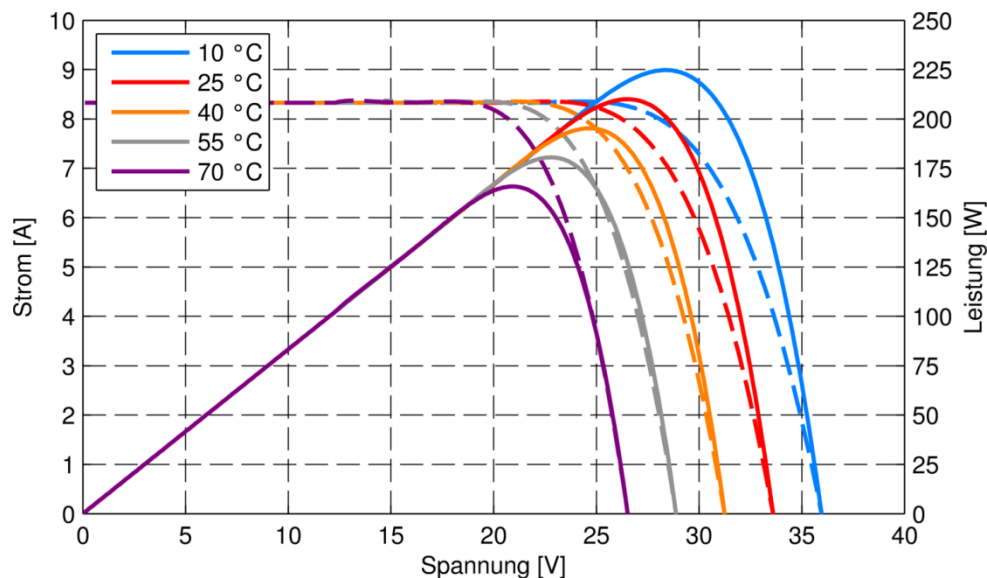


Abbildung 3-11: Modellausgabe des PV-Modul-Modells bei konstanter Einstrahlung von 1000 W/m^2 und variierender Temperatur (Strom-Spannungs-Charakteristik gestrichelte Linien, Leistungs-Spannungscharakteristik durchgezogene Linien)

Es zeigt sich, dass das Modell insgesamt gut geeignet ist, um das elektrische Verhalten von PV-Zellen bzw. -Modulen abzubilden. Lediglich die Abhängigkeit der Leerlaufspannung von der Bestrahlung wird für das gezeigte PV-Modul nicht realitätsgetreu abgebildet. Dies ist darauf zurückzuführen, dass das vorliegende Modell zur Ermittlung der Spannung auf eine Renormierung der Kennlinie zurückgreift. Die Stützstellen der renormierten Kennlinie werden durch Skalierung mittels der bestrahlungsabhängigen MPP-Spannung ermittelt. Typischerweise ist diese Bestrahlungsabhängigkeit der MPP-Spannung relativ ausgeprägt und die MPP-Spannung sinkt mit sinkender Einstrahlung erkennbar ab. Bei der genannten Skalierung würde hieraus eine entsprechende Verschiebung der Leerlaufspannung resultieren. Für das vorliegende Modul scheint die Abhängigkeit der MPP-Spannung von der

Bestrahlungsstärke gemäß Datenblatt nicht so ausgeprägt zu sein, was den genannten Effekt zur Folge hat. Für die Simulation des MPP-Betriebes ist dies jedoch unerheblich.

3.3.4 Skalierung auf Generatorleistung

Die Simulation soll eine beliebige Skalierung des PV-Generators zulassen. Dies bezieht sich auf die Nennleistung, aber auch auf die Nennspannung, da insbesondere der Umrichterwirkungsgrad spannungsabhängig ist. Aus der berechneten Ausgangsspannung des simulierten Moduls wird die Ausgangsspannung des betrachteten PV-Generators mit der gewünschten Nennspannung gemäß der folgenden Formel durch lineare Skalierung ermittelt:

$$U_{Modell} = U_{Modul} \cdot \frac{U_{N,Modell}}{U_{N,Modul}} \quad (3.19)$$

Analog gilt diese Beziehung für die Leistung:

$$P_{Modell} = P_{Modul} \cdot \frac{P_{N,Modell}}{P_{N,Modul}} \quad (3.20)$$

Damit ergibt sich für den Strom:

$$I_{Modell} = \frac{P_{Modell}}{U_{Modell}} = \frac{P_{Modul}}{U_{Modul}} \cdot \frac{P_{N,Modell}}{P_{N,Modul}} \cdot \frac{U_{N,Modul}}{U_{N,Modell}} = I_{Modul} \cdot \frac{P_{N,Modell}}{P_{N,Modul}} \cdot \frac{U_{N,Modul}}{U_{N,Modell}} \quad (3.21)$$

Durch diese freie Skalierung wird nicht berücksichtigt, ob die simulierte Konfiguration physikalisch durch Parallel- und/oder Serienschaltung des zugrunde gelegten Moduls realisierbar ist. Je nach Betrachtung kann es sinnvoll sein, lediglich real umsetzbare Konfigurationen zu betrachten. Dies ist mit dem Modellansatz möglich, indem nur ganzzahlige Vielfache N der Modulleistung gewählt werden. Die Anzahl einzusetzender Module entspricht dem Produkt aus seriell verschalteten Modulen n_s und parallelen Strängen n_p :

$$N = n_s \cdot n_p \quad (3.22)$$

Die möglichen Generatornennspannungsniveaus ergeben sich zu

$$U_{N,Modell} = n_s \cdot U_{N,Modul} \quad (3.23)$$

Wobei N ein ganzzahliges Vielfaches von n_s sein muss:

$$\text{mod}(N, n_s) = 0 \quad (3.24)$$

3.3.5 Modellverifikation anhand von Monatserträgen

Zur Verifikation des Gesamtmodells des PV-Generators werden die mit dem Modell simulierten Monatserträge mit Ertragsdaten aus der Datenbank des Solarenergie-Fördervereins Deutschland e.V. (SFV) [73] verglichen. Als Eingangsdaten für das Modell kommt der Datensatz des BSRN für den Standort Lindenberg [74] und das Jahr 2006 zum Einsatz. Die Vergleichsdaten sind unter Verwendung der folgenden Filter aus der Datenbank des Solarenergie-Fördervereins extrahiert:

- Ausrichtung (Azimuth): $170^\circ - 190^\circ$ (in der Simulation Südausrichtung, entspricht 180°)
- Neigungswinkel: $35^\circ - 45^\circ$ (in der Simulation 40°)
- Postleitzahlengebiet: 10000-19999 (Postleitzahl Lindenberg 16356)

Die Ergebnisse sind in Abbildung 3-12 dargestellt.

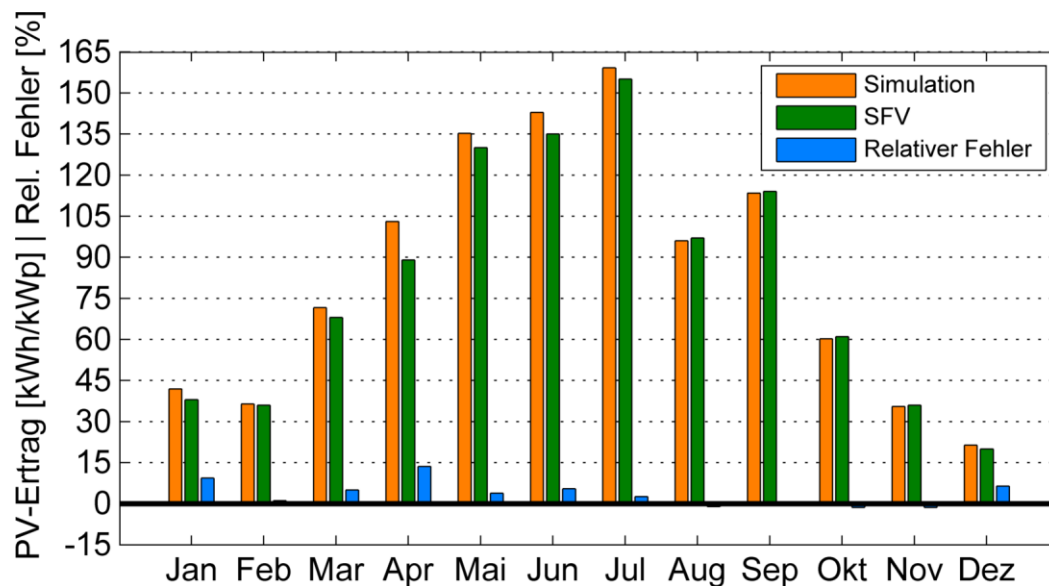


Abbildung 3-12: Monatliche PV-Erträge; Vergleich des Simulationsmodells mit historischen Ertragsdaten des Solarenergie-Fördervereins Deutschland e.V.

Insgesamt lässt sich eine gute Übereinstimmung erkennen. Die beobachtbare Abweichung liegt im Jahresdurchschnitt bei etwa $+0,1 \frac{kWh}{kW_p \cdot Tag}$. Das entspricht etwa 3,7 % Abweichung bezogen auf die Simulationswerte. Die monatliche Abweichung bewegt sich im Bereich 0,47 bis $-0,03 \frac{kWh}{kW_p \cdot Tag}$ bzw. 13 bis -1 %. Tendenziell zeigt die Simulation besonders in der ersten Jahreshälfte einen gegenüber den historischen Ertragswerten erhöhtes Ergebnis. Die Abweichungen lassen sich auf verschiedene Effekte zurückführen. Zum einen findet die Auswertung auf kumulierten Daten statt. Die relativ große räumliche Ausdehnung des

Postleitzahlenbereichs, der den historischen Daten zugrunde liegt führt hier ggf. zu Abweichungen durch lokale Differenzen der Einstrahlung oder aber der Temperatur.

Darüber hinaus findet der Vergleich auf Basis der wechsellspannungsseitig verfügbaren Energie statt. Die Wechselrichtercharakteristiken der realen Systeme stehen hier einer konkreten Parametrierung des Modells gegenüber. Schließlich vernachlässigt das Modell parasitäre Effekte wie Anpassungsverluste durch Teilverschattung, Abschattung durch z. B. Schnee, aber auch Verschmutzung der PV-Module.

3.4 Last

Die Haushaltslast, also der elektrische Verbrauch des betrachteten Haushaltes, wird durch eine Leistungszeitreihe abgebildet. Häufig kommen sogenannte Standardlastprofile zum Einsatz. Für verschiedene Standardverbraucherprofile wie zum Beispiel Privathaushalte, Bauernhöfe und Gewerbebetriebe werden jeweils 9 verschiedene Tageslastgänge definiert: Werktags, Samstags, Sonntags (Feiertage werden wie Sonntage behandelt) jeweils für Sommer (15. Mai bis 14. September), Winter (1. November bis 20. März) und Übergangszeit (die übrigen Zeiträume). Die Leistung wird dabei derart normiert, dass das resultierende Jahresprofil einem Jahresenergieverbrauch von 1.000 kWh entspricht. Zusätzliche Variationen über das Jahr werden durch die sogenannte Dynamisierungsfunktion abgebildet, die ein Polynom 4. Ordnung jedes Tages des Jahres darstellt und als Gewichtungsfaktor der Leistung am jeweiligen Tag herangezogen wird. Der Mittelwert der Dynamisierungsfunktion entspricht annähernd eins, so dass die Normierung gewahrt bleibt. Standardlastprofile dienen den Energieversorgern zur Prognose der zu erwartenden Last und werden typischerweise durch eine statistische Mittelung über mehrere Haushalte und zusätzliche zeitliche Mittelung über einen Zeitraum von 15 Minuten gewonnen. Abbildung 3-13 zeigt Beispielprofile für einen Privathaushalt (sog. H0-Profil). Vorteil dieser Standardlastprofile ist die Skalierbarkeit auf einen beliebigen Jahresenergieverbrauch. Der größte Nachteil ergibt sich allerdings aus dem hohen Aggregationsgrad, der zwar für die Leistungsprognose der Energieversorger durchaus zulässig ist. Im Vergleich zu realen Einzellastgängen werden jedoch Lastspitzen, die sich im Haushalt durch kurzzeitige Nutzung von leistungsintensiven Verbrauchern (z. B. Toaster, Haarfön etc.) ergeben, nicht ausreichend abgebildet. Auf der anderen Seite fällt die Grundlast durch eben diese Mittelung erheblich höher aus, als dies in realen Einzelhauslastgängen der Fall ist. Für einen Jahresverbrauch von 4.500 kWh liegt diese bei etwa 200 W, wohingegen reale Grundlastverbräuche deutlich unterhalb 100 W liegen können.

Einen Vergleich für eine Sommerwoche zwischen Leistungsdaten des H0-Standardlastprofils und dynamischen Daten nach [56], die aus gemessenen Daten abgeleitet wurden zeigt Abbildung 3-14. Das Standardlastprofil ist auf den identischen Jahresenergieverbrauch von 4.500 kWh skaliert. Es ist deutlich zu erkennen, wie stark die Dynamik beschnitten wird.

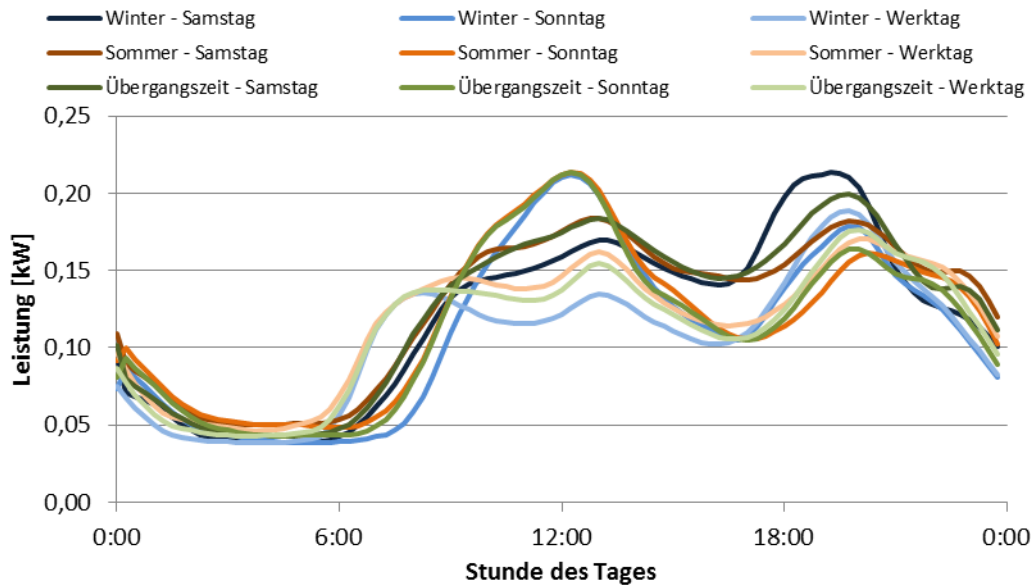


Abbildung 3-13: Standardlastprofile für Haushaltskunden (H0-Profil)

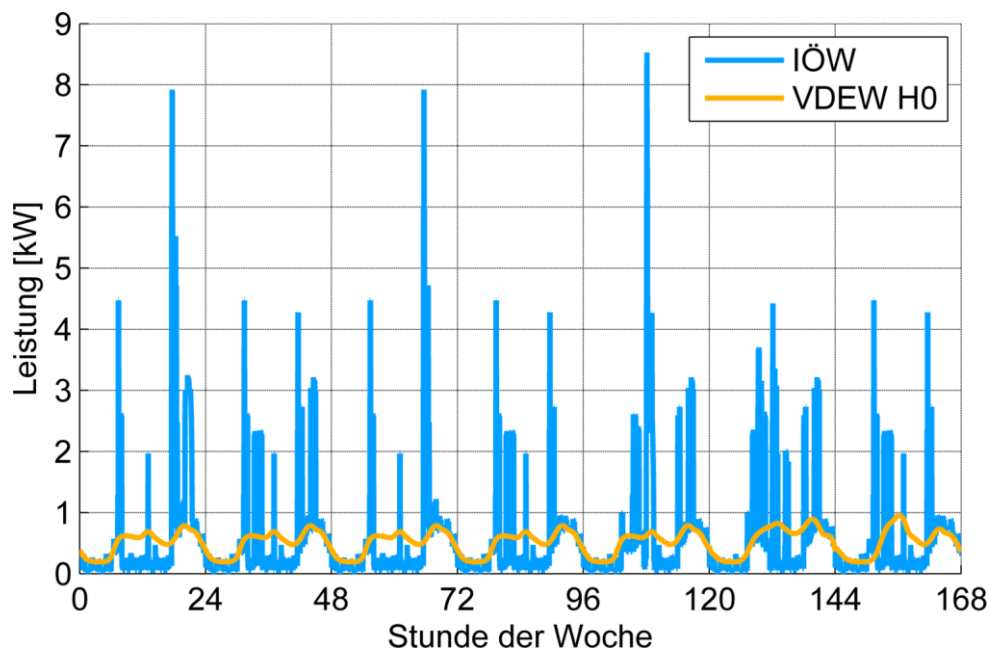


Abbildung 3-14: Vergleich dynamischer, aus gemessenen Profilen abgeleiteter Lastdaten [56] mit 60-sekündiger Auflösung gegenüber dem Standardlastprofil H0 mit 15-minütiger Auflösung für eine Woche im Sommer; Jahresenergieverbrauch in beiden Fällen 4.500 kWh.

Die höhere Dynamik realer Lastprofile wirkt sich deutlich auf die Ergebnisse der Simulation aus. So liegt die Maximalleistung in den Standardlastprofilen auch für einen verhältnismäßig großen Jahreslastverbrauch von 4.500 kWh bei unter 1.000 W, so dass die Last zu jedem Zeitpunkt im Jahr vollständig durch einen 5 kW-Umrichter bedient werden kann. Werden realitätsnahe Lastprofile mit höherer Dynamik verwendet, lassen sich diese nicht ohne

Weiteres auf einen beliebigen Jahresenergieverbrauch skalieren, da hier in der Regel bei steigendem Energiebedarf die Grundlast, nicht so sehr jedoch die Maximalleistungen steigen; unabhängig von der Haushaltsgröße wird ein bestimmter Hochleistungsverbraucher die gleiche Leistungsaufnahme besitzen, jedoch häufiger eingesetzt werden.

Gerade für die Analyse des Eigenverbrauchs von PV-Batteriesystemen ist die zeitliche Auflösung der Eingangsdaten und deren Dynamik von erheblichem Einfluss [75, 76]. Zwar ist der Fehler auf den Eigenverbrauch nur gering, eine Verringerung der zeitlichen Auflösung führt aber zu einem Überschätzen des Direktverbrauchs und damit einer Unterschätzung des Batterienutzens [76], so dass die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit signifikant beeinflusst wird.

3.5 Netz

Die betrachtete Anwendung geht grundsätzlich immer von einem netzgekoppelten Betrieb aus. Hierbei fungiert das Netz als ideale Quelle und Senke, die überschüssige Energie aus dem PV-Generator aufnehmen und Energiedefizite zur Deckung der Last liefern kann. Begrenzungen der Leistungskapazität lassen sich jedoch zur Betrachtung von Netzausfällen oder Betriebsmittelüberlastungen sowie zur Berücksichtigung von Begrenzungen der Übertragungskapazitäten des Niederspannungsnetzes einstellen. Dieser Mechanismus lässt sich auch verwenden, um Szenarien mit begrenzter Netzaustauschleistung, wie sie beispielsweise für das Marktanreizprogramm für PV-Speichersysteme gefordert wird, zu betrachten. Auch wenn die physikalische Netzkapazität hier nicht beschränkt ist, sondern lediglich das Energiemanagement die Netzeinspeisung begrenzt, ist die Realisierung im Modell identisch.

3.6 Batterie

Die Batterie ist eine Kernkomponente zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit eines PV-Batteriesystems. Grundsätzlich können unterschiedliche Batterietechnologien zum Einsatz kommen. Der modulare Modellansatz gewährleistet einen einfachen Austausch des Batteriemodells. Die Batterietechnologie definiert jedoch auch die übergeordnete Betriebsstrategie, da unterschiedliche Batterietechnologien unterschiedliche Anforderungen an einen lebensdauerschonenden Betrieb haben. Während Lithium-Ionen-Batterien tendenziell eine erhöhte kalendarische Alterung bei höheren Ladezuständen aufweisen, erfordern Bleibatterien eine regelmäßige Vollladung, um die Lebensdauer zu verlängern.

In der vorliegenden Arbeit kommt ein Lithium-Ionen-Batteriemodell zum Einsatz. Die ausführliche Darstellung der Modellentwicklung und der Modellannahmen erfolgt im Kapitel 4.

4 Lithium-Ionen-Batterie

Im Folgenden werden zunächst die grundsätzlichen Modellierungsansätze für das elektrische, das thermische sowie das Alterungsverhalten der hier betrachteten Lithium-Ionen-Batterie dargestellt.

Lithium-Ionen-Batterien zeichnen sich durch eine verhältnismäßig lange Lebensdauer und einen guten Wirkungsgrad aus. Der Coulomb'sche Wirkungsgrad wird nur durch direkte Alterungsprozesse beeinträchtigt und liegt daher bei nahezu eins. Aus dem gleichen Grund sind Lithium-Batterien allerdings nicht überladefähig, was bedeutet, dass bei einer Serienschaltung von Lithium-Ionen-Zellen die erste Zelle, die die Ladeschlussspannung erreicht, die zulässige Ladeleistung begrenzt. Analog gilt dies für die Entladung. In der Praxis kann es zu einer erheblichen Individualisierung des Alterungsverhaltens der Zellen kommen [77]. Für die Modellierung wird dieser Umstand vernachlässigt, indem von einer homogenen Verteilung der Batterieparameter ausgegangen wird. Dies bezieht sich auf die Kapazität, die Temperatur, die Stromverteilung und damit auch auf die Alterung. In Kapitel 4.1 wird zunächst das elektrische Modell, anschließend in Kapitel 4.2 das thermische Modell vorgestellt. In Kapitel 4.3 werden durchgeführte Alterungstests an Lithium-Ionen-Zellen vom Typ SAFT VL45-E vorgestellt und die Messergebnisse diskutiert und ein Modell zur Beschreibung des Alterungsverhaltens abgeleitet.

4.1 Elektrisches Modell und Modelldynamik

Zur Modellierung des elektrischen Batterieverhaltens gibt es unterschiedliche Ansätze, die jeweils Stärken und Schwächen in Bezug auf eine definierte Fragestellung aufweisen. Zu nennen sind hier einerseits physikalisch-chemische Modelle, die versuchen das elektrische Klemmenverhalten einer Batterie durch eine möglichst detaillierte Abbildung der intern ablaufenden Prozesse zu beschreiben. Hierzu werden mathematische Beschreibungen der verschiedenen wirksamen Zusammenhänge aus der Physik und der Chemie (z. B. der Reaktionskinetik, Wärmetransport, Stofftransport) verwendet, um den Batteriezustand und dessen Veränderung in Abhängigkeit der äußeren Bedingungen basierend auf bekannten physikalisch-chemischen Zusammenhängen vorherzusagen [78–85].

Vorteil dieser Modellklasse ist, dass sie Erkenntnisse über Wirkmechanismen liefern und das Verständnis über die Ursache des Batterieverhaltens fördern. Hierdurch lassen sich neben dem rein elektrischen Verhalten häufig auch Zusammenhänge über Alterungsmechanismen ableiten. In der Regel gestaltet sich die Verflechtung der unterschiedlichen Wirkzusammenhänge jedoch schnell komplex, so dass derartige Modelle typischerweise dazu verwendet werden, vereinfachte Modelle auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse abzuleiten. Dies ist in der Regel notwendig, um in anwendungsgetriebenen Simulationen längere

Zeiträume mit überschaubarem Rechenaufwand realisieren zu können. Eine umfangreiche Literaturübersicht über physikalisch-chemische Modellansätze findet sich in [86].

Eine solche vereinfachte Modellklasse sind die sogenannten impedanzbasierten Batteriemodelle. Die Modellparameter werden für diese Modelle in der Regel durch Elektrochemische Impedanzspektroskopie (EIS) gewonnen. Arbeiten zur EIS für die Parametrierung impedanzbasierter Batteriemodelle finden sich beispielsweise in [87, 88]. Bei der EIS wird durch Anregung der Batterie mit einem AC-Stromsignal und Messen der Spannungsantwort die Kleinsignalimpedanz der Batterie über einen breiten Frequenzbereich und für unterschiedliche Batteriezustände (Ladezustand, Temperatur, ggf. auch überlagerte DC-Stromanregung) vermessen. Durch Analyse des Frequenzverhaltens kann ein elektrisches Ersatzschaltbild derart gewählt werden, dass sich ein äquivalentes Modellverhalten ergibt. Durch die Vermessung mehrerer solcher sogenannter Impedanzspektren über den gesamten Bereich der relevanten Betriebsgrenzen können Abhängigkeiten der Ersatzschaltbildkomponenten von Ladezustand, Temperatur und Stromanregung ermittelt werden und so ein Modell erzeugt werden, welches innerhalb dieser Betriebsgrenzen eine hohe Genauigkeit bezüglich des elektrischen Verhaltens aufweist. Das in dieser Arbeit verwendete elektrische Modell basiert primär auf einem solchen Impedanzansatz. Abbildung 4-1 zeigt die gemessenen Spektren für die Zelle SAFT VL 45E bei unterschiedlichen Ladezuständen (links) und Temperaturen (rechts).

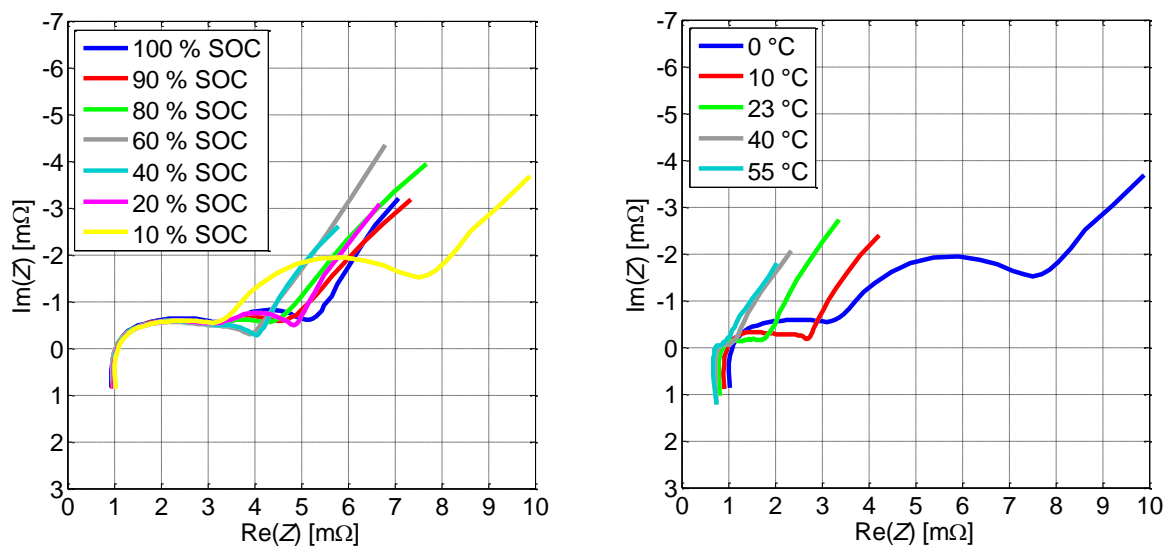


Abbildung 4-1: Impedanzspektren der SAFT VL45E bei 0 °C und verschiedenen Ladezuständen (links) bzw. bei 10 % Ladezustand und verschiedenen Temperaturen (rechts) [89].

Dargestellt werden die Impedanzspektren in der Regel als Ortskurve der komplexen Impedanz \underline{Z} in Abhängigkeit der Anregungsfrequenz f bzw. Kreisfrequenz ω (sog. Nyquist-Diagramm²⁹). Aufgrund des vornehmlich kapazitiven Verhaltens von Batterien wird in diesem Zusammenhang typischerweise der negative Imaginärteil über dem Realteil aufgetragen. Um ein geeignetes Ersatzschaltbild abzuleiten, ist es notwendig, das Frequenzverhalten der elementaren elektrischen Komponenten sowie möglicher einfacher Netzwerke zu betrachten. Abbildung 4-2 links zeigt das Nyquist-Diagramm eines einfachen Widerstandes mit 5 mΩ. Da die Impedanz eines Widerstandes frequenzunabhängig ist, stellt sich dieser als Punkt im Nyquist-Diagramm dar. In Abbildung 4-2 rechts ist diesem Widerstand eine Induktivität in Reihe geschaltet.

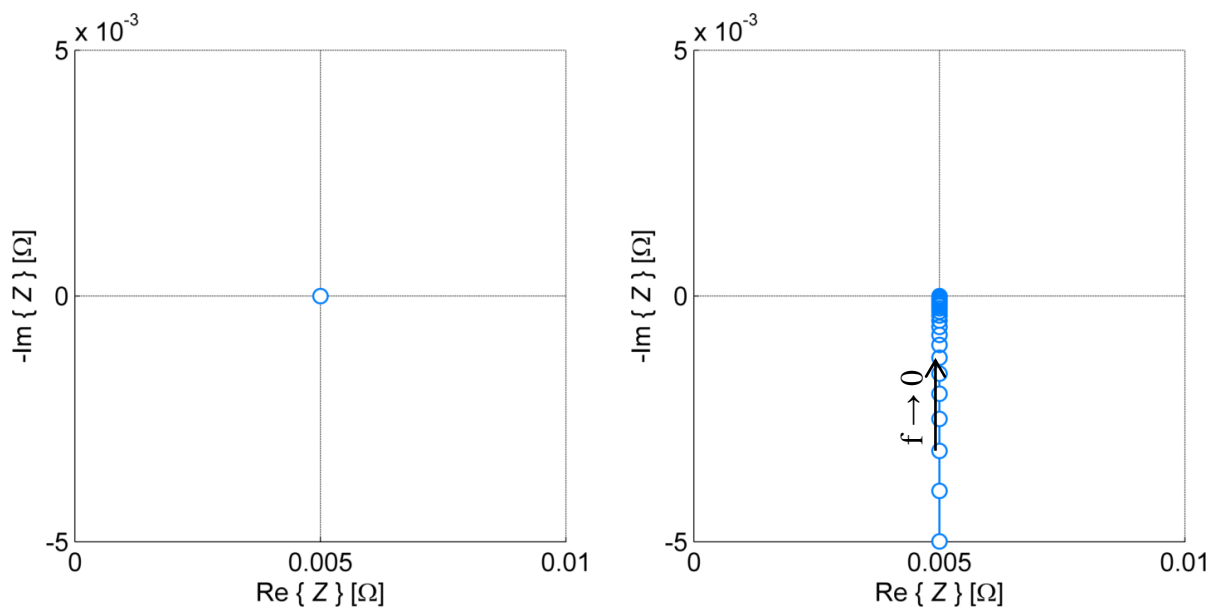


Abbildung 4-2: Nyquist-Diagramme für einen Widerstand von 5 mΩ (links) und für eine Induktivität von 1 μH in Reihe zu einem Widerstand von 5 mΩ (rechts)

Die Impedanz ergibt sich zu

$$\underline{Z} = R + j\omega L \quad (4.1)$$

Der Widerstand stellt sich somit als Offset des Realteils dar. Die Induktivität ist ein frequenzabhängiger Blindwiderstand, der für kleine Frequenzen gegen 0 konvergiert und für große Frequenzen gegen unendlich divergiert.

²⁹ Nyquist-Diagramm: Darstellung Imaginärteil über Realteil in Abhängigkeit der Frequenz (Ortskurve); benannt nach Harry Nyquist, amerikanischer Physiker

Ähnlich stellt sich die Ortskurve einer Kapazität dar, wobei die Impedanz mit steigender Frequenz sinkt und sich im negativen imaginären Bereich bewegt. Abbildung 4-3 links zeigt wiederum eine Serienschaltung mit einem Widerstand. Die Impedanz ergibt sich zu

$$\underline{Z} = R + \frac{1}{j\omega C} \quad (4.2)$$

Im Gegensatz dazu stellt sich eine Parallelschaltung von Widerstand und Kapazität als Halbkreis im Nyquist-Diagramm dar (vgl. Abbildung 4-3 rechts). Die komplexe Impedanz lässt sich schreiben als

$$\underline{Z} = \frac{R}{1+j\omega RC} \quad (4.3)$$

Für hohe Frequenzen konvergiert die komplexe Impedanz gegen 0, für niedrige Frequenzen gegen R .

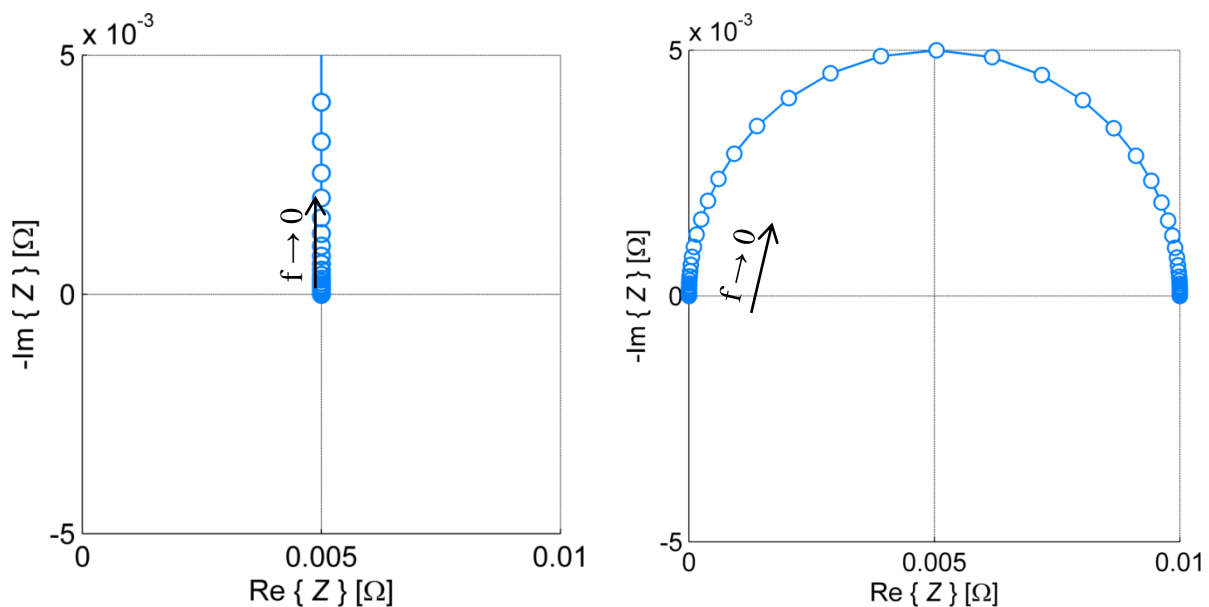


Abbildung 4-3: Nyquist-Diagramme für eine Reihenschaltung einer Kapazität mit 2.5 F und eines Widerstandes mit 5 mΩ (links) und eine Parallelschaltung einer Kapazität mit 2.5 F und eines Widerstandes mit 10 mΩ (rechts)

Häufig treten in Impedanzspektren abgeflachte Halbkreise auf (vgl. Abbildung 4-1). Im Frequenzbereich lässt sich dieses Verhalten durch die Parallelschaltung eines Widerstandes

mit einem sogenannten *Constant Phase Element* [90] (CPE)³⁰ beschreiben. Das CPE beschreibt eine Gerade mit konstanter Steigung im Nyquist-Diagramm und lässt sich schreiben als:

$$\underline{Z} = \frac{1}{A \cdot (j\omega)^\xi} \quad (4.4)$$

Für $\xi = 0,5$ ergibt sich eine Steigung von 45° , für $\xi = 1$ verhält sich das CPE wie ein gewöhnlicher Kondensator mit $C = A$, für $\xi = 0$ wie ein gewöhnlicher Widerstand mit $R = \frac{1}{A}$.

Bei der Parallelschaltung eines CPE mit einem Widerstand spricht man von einem ZARC-Element³¹. Die komplexe Impedanz ähnelt der eines RC-Parallelgliedes, wobei die Stauchung des Halbkreises vom Exponenten ξ des CPE abhängt:

$$\underline{Z} = \frac{R}{1 + (j\omega)^\xi \cdot A \cdot R} \quad (4.5)$$

Durch das rein kapazitive Verhalten des CPE für $\xi = 1$ entspricht dies einem ungestauchten Halbkreis entsprechend eines RC-Elements. Die gezeigte mathematische Beschreibung des ZARC-Elements im Frequenzbereich lässt sich nicht direkt in den Zeitbereich transformieren. In [87] wurde daher eine Approximation durch eine ungerade Anzahl von RC-Elementen vorgeschlagen und für 3 bzw. 5 Elemente hergeleitet. Abbildung 4-4 zeigt das Nyquist-Diagramm eines solchen ZARC-Elements (blau) und dessen Approximation durch 5 RC-Glieder (orange). Die zur Approximation verwendeten RC-Elemente sind schematisch in grau dargestellt.

Der Nachteil der Darstellung im Nyquist-Diagramm besteht darin, dass die Frequenzinformation nur indirekt enthalten ist. Der Durchmesser des Halbkreises wird allein durch den Widerstand bestimmt, so dass zwei vom Frequenzverhalten sehr unterschiedliche Netzwerke eine qualitativ ähnliche Ortskurve besitzen können. Implizit ist die Frequenzinformation durch die Lage der Datenpunkte gegeben, der visuelle Vergleich fällt jedoch insbesondere bei nahe beieinander liegenden Frequenzen und ohne explizite Kenntnis der Frequenzen einzelner Datenpunkte schwer. Zur besseren Darstellung des Frequenzverhaltens wird daher häufig auf das Bodediagramm³² oder die separate Darstellung von Real- und Imaginärteil über der Frequenz zurückgegriffen. Für das ZARC-Element aus Abbildung 4-4 sind die beiden Darstellungen in Abbildung 4-5 und Abbildung 4-6 zu sehen.

³⁰ Constant Phase Element: Künstliches Element eines äquivalenten Ersatzschaltbildes, das eine konstante Phase aufweist. Das Constant Phase Element hat keine physikalische Entsprechung.

³¹ ZARC-Element : Hierbei steht Z für die komplexe Impedanz und Arc bezeichnet das Frequenzverhalten im Nyquist-Diagramm, welches einen Bogen (englisch Arc) darstellt

³² Bodediagramm: Doppelt-Logarithmische Darstellung der Amplitude und semi-logarithmische Darstellung der Phase über der Kreisfrequenz, benannt nach Hendrik Wade Bode, amerikanischer Elektrotechniker

Es zeigt sich eine gute Übereinstimmung des Frequenzverhaltens über einen weiten Frequenzbereich. Insbesondere bei hohen Frequenzen ergeben sich leichte Abweichungen im Amplitudengang sowie der Phase, die aber für die vorliegende Anwendung keine Rolle spielen.

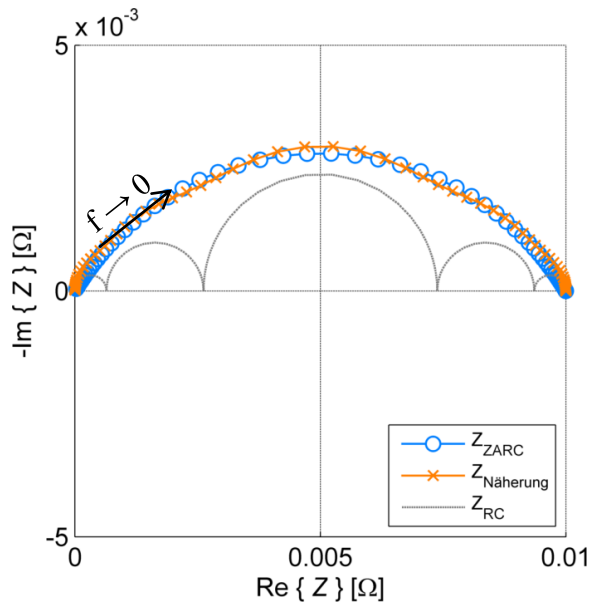


Abbildung 4-4: Nyquist-Diagramm eines ZARC-Elements mit einem Wert für A von 3, einem Widerstand von 10 mΩ und einem Kompressions-koeffizienten von 0.65 (blau) und dessen Näherung durch 5 RC Glieder (orange); in Grau: schematische Darstellung der 5 zur Approximation verwendeten RC-Glieder³³.

Hin zu sehr kleinen Frequenzen wird das Impedanzverhalten von Batteriespeichern vornehmlich durch Diffusionsprozesse dominiert, die entsprechend lange Zeitkonstanten haben. Die Diffusion selbst stellt einen Stofftransportprozess aufgrund von Konzentrationsgradienten dar. In [87] und bereits zuvor in [88] werden drei Grenzwertbetrachtungen für die Reaktionsprozesse unter Annahme eindimensionaler (Reaktion findet statt bei $x=0$) Diffusion präsentiert: Die Diffusion an einer sogenannter semi-unendlichen Grenzfläche (die Diffusionsstrecke ist unendlich lang; an der Grenzfläche am Ende der Diffusionsstrecke bei $x=\infty$ ist die Stoffmengenkonzentration quasi konstant), einer reflektiven Grenzfläche (die Diffusionsstrecke ist endlich, der Stoffstrom an der Grenzfläche

³³ Die Darstellung der einzelnen RC-Glieder ist rein schematisch und zeigt die Aneinanderreihung der resistiven Anteile. Diese Aneinanderreihung repräsentiert im Frequenzbereich jedoch nicht das reale Systemverhalten. Vielmehr hat jedes RC-Glied für jede Frequenz einen resistiven und einen kapazitiven Betrag, die sich entsprechend überlagern. Der Serienverbund der fünf RC-Glieder verhält sich durch Überlagerung der resistiven und kapazitiven Anteile über den Frequenzbereich, wie in der orangenen Kurve für $Z_{\text{Näherung}}$ angegeben.

bei $x=l$ ist null) und einer transmissiven Grenzfläche (die Diffusionsstrecke ist endlich, an der Grenzfläche bei $x=l$ befindet sich aber ebenfalls ein ideales Reservoir, so dass die Stoffmengenkonzentration an der Grenzfläche konstant ist).

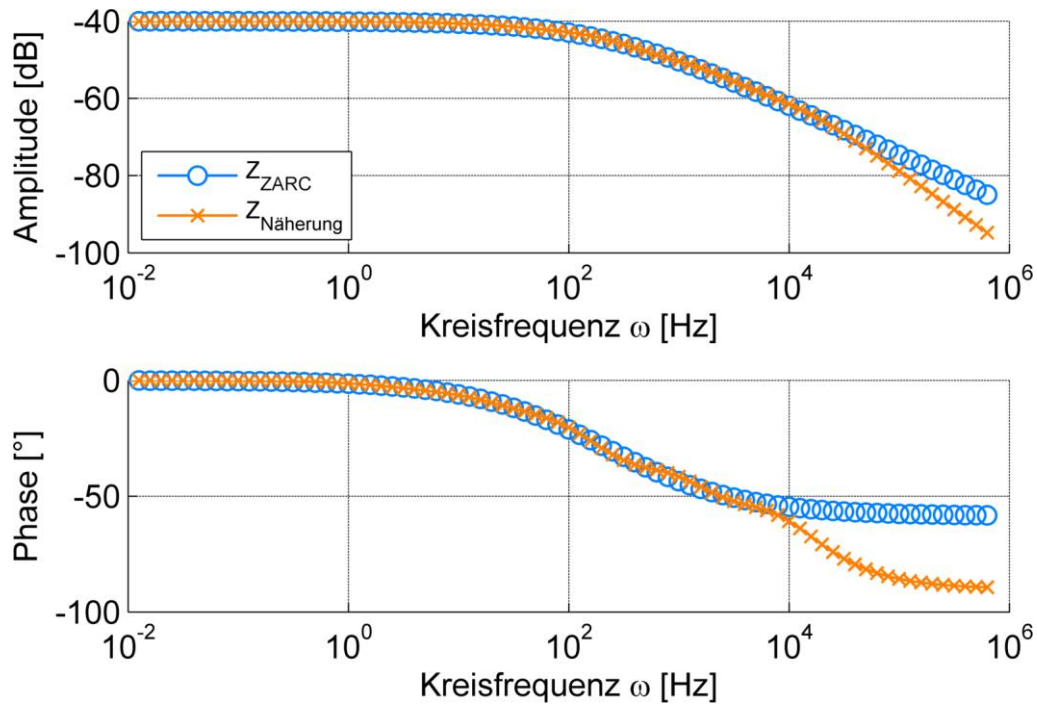


Abbildung 4-5: Bode-Diagramm des ZARC-Elements und seiner Näherung analog zu Abbildung 4-4

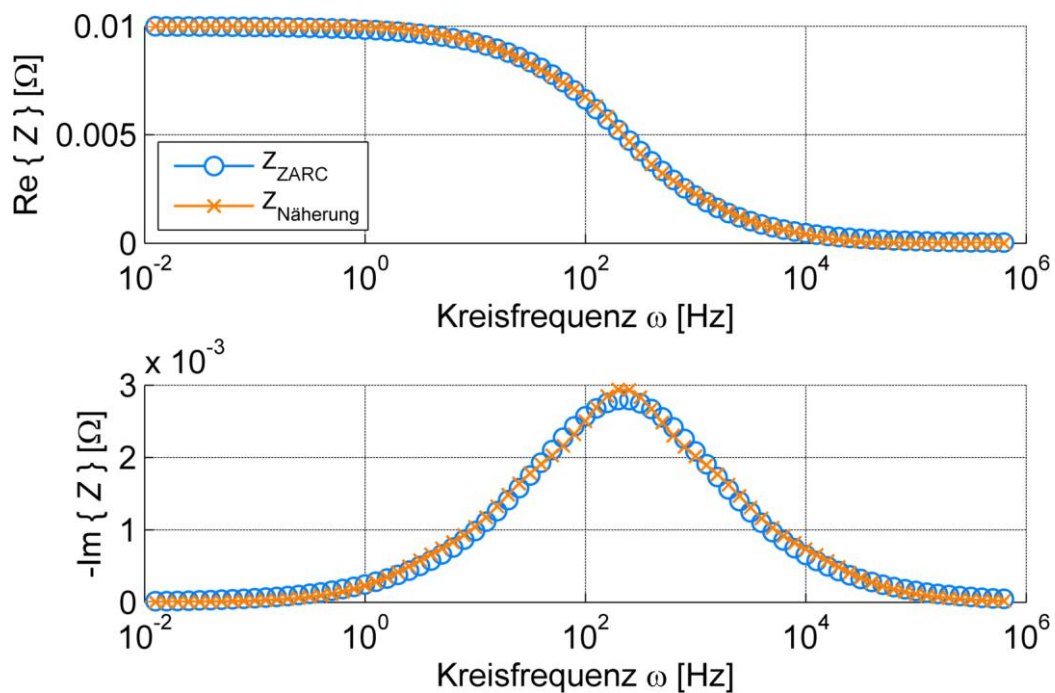


Abbildung 4-6: Real- und Imaginärteil in Abhängigkeit der Kreisfrequenz des ZARC-Elements und seiner Näherung analog zu Abbildung 4-4

Diese drei Fälle führen zu unterschiedlichem Impedanzverhalten und damit auch zu unterschiedlichen mathematischen Beschreibungen des Diffusionsprozesses. Im elektrischen Ersatzschaltbild lässt sich die Diffusion durch die sogenannte Warburg-Impedanz \underline{Z}_W beschreiben [91] [92]. Für die drei Grenzfälle ergeben sich die folgenden Darstellungen im Frequenzbereich:

- Semi-unendliche Grenzfläche:

$$\underline{Z}_W = \frac{R_g \cdot T}{m_0 \cdot n^2 \cdot F^2 \cdot A_e} \cdot \frac{1}{\sqrt{j\omega D}} \quad (4.6)$$

Mit:

R_g	allgemeine Gaskonstante
T	absolute Temperatur
m_0	Molarität
n	Ladungsträgerzahl
F	Farady-Konstante
A_e	Elektrodenoberfläche

- Reflektive Grenzfläche:

$$\underline{Z}_W = \frac{R_g \cdot T}{m_0 \cdot n^2 \cdot F^2 \cdot A_e} \cdot \frac{\coth\left(l \cdot \sqrt{\frac{j\omega}{D}}\right)}{\sqrt{j\omega D}} \quad (4.7)$$

Mit:

l	Diffusionslänge
D	Diffusionskonstante der diffundierenden Spezies

- Transmissive Grenzfläche:

$$\underline{Z}_W = \frac{R_g \cdot T}{m_0 \cdot n^2 \cdot F^2 \cdot A_e} \cdot \frac{\tanh\left(l \cdot \sqrt{\frac{j\omega}{D}}\right)}{\sqrt{j\omega D}} \quad (4.8)$$

Im Nyquist-Diagramm führen die beschriebenen Ansätze zu den in Abbildung 4-7 gezeigten Ortskurven.

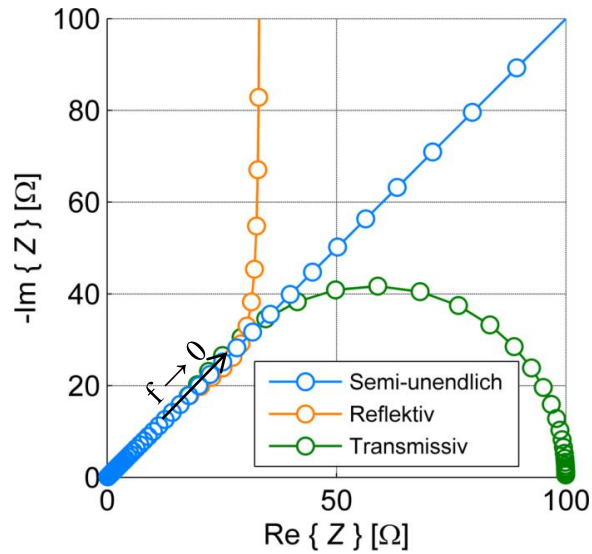


Abbildung 4-7: Ortskurven der Diffusionsprozesse bei semi-unendlicher, reflektiver und transmissiver Diffusion im Nyquist-Diagramm.

Für die Modellierung von Lithium-Ionen-Batterien entspricht die transmissive Grenzfläche am ehesten der Modellvorstellung, da hier von einer Diffusionsschicht endlicher Dicke ausgegangen wird, die nach endlicher Zeit zu einer Homogenisierung der Stoffkonzentration innerhalb der Diffusionsschicht und damit einem Abklingen der Diffusion führt. Durch Einführen des Diffusionswiderstandes

$$R_D = \frac{l}{D} \cdot \frac{R \cdot T}{m_0 \cdot n^2 \cdot F^2 \cdot A_e} \quad (4.9)$$

und der Diffusionskapazität

$$C_D = l \cdot \frac{m_0 \cdot n^2 \cdot F^2 \cdot A_e}{R \cdot T} = \frac{1}{R_D} \cdot \frac{l^2}{D} \quad (4.10)$$

und mit

$$\tau_D = R_D \cdot C_D = \frac{l^2}{D} \quad (4.11)$$

lässt sich Gleichung (4.8) schreiben als

$$\underline{Z}_W = R_D \cdot \frac{\tanh(\sqrt{j\omega\tau_D})}{\sqrt{j\omega\tau_D}} \quad (4.12)$$

In [93] zeigen Mauracher und Karden einen Ansatz, die mathematische Darstellung der transmissiven Grenzfläche aus Gleichung (4.8) über eine Reihenentwicklung in eine Reihenschaltung von RC-Parallelgliedern und somit in eine für den Zeitbereich anwendbare Darstellung zu überführen. Es wird gezeigt, das sich die Ersatzschaltbildkomponenten $R_{W,i}$ und $C_{W,i}$ mittels Koeffizientenvergleich bestimmen lassen zu:

$$R_{W,i} = w_i \cdot \frac{l}{D} \cdot \frac{R_g \cdot T}{m_0 \cdot n^2 \cdot F^2 \cdot A_e} = \frac{8}{\pi^2 \cdot (2 \cdot i - 1)^2} \cdot R_D \quad (4.13)$$

mit

$$w_i = \frac{8}{\pi^2 \cdot (2 \cdot i - 1)^2} \quad (4.14)$$

und

$$C_{W,i} = \frac{m_0 \cdot n^2 \cdot F^2 \cdot A_e \cdot l}{2 \cdot R_g \cdot T} = \frac{C_D}{2} \quad (4.15)$$

Es gilt:

$$\sum_{i=1}^{\infty} w_i = 1. \quad (4.16)$$

Der Gesamtwiderstand der Reihenentwicklung konvergiert für $\omega \rightarrow 0$ entsprechend gegen R_D . Bei Verwendung endlich vieler RC-Glieder ist entsprechend der Residualwiderstand zu berücksichtigen:

$$R_{res} = R_D \cdot (1 - \sum_{i=1}^n w_i) \quad (4.17)$$

Der Vergleich der sich ergebenden Näherung mit der exakten Frequenzbereichsformulierung ist in Abbildung 4-8 für 5 RC-Glieder im Nyquist-Diagramm dargestellt. Die entsprechenden Bode-Diagramme finden sich in Abbildung 4-9 sowie die Darstellung nach Real- und Imaginärteil in Abbildung 4-10. Durch die Approximation des hochfrequenten Anteils durch einen Konstantwiderstand ergeben sich insbesondere hier etwas deutlichere Abweichungen.

Ein Impedanzmodell, das das elektrische Verhalten der Batterie über einen weiten Dynamikbereich abbilden kann, würde aus mindestens einer Induktivität, einem Serienwiderstand, zwei ZARC-Elementen, einem Warburgelement für die langsamen Diffusionsprozesse sowie einer Ruhespannungsquelle bestehen. Das Modell, sowie die Zuordnung der Impedanzkomponenten zu den Bereichen im Impedanzspektrum ist in Abbildung 4-11 dargestellt.

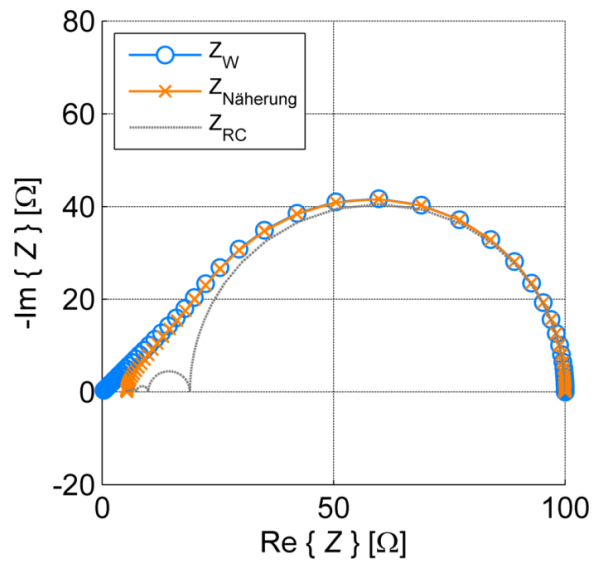


Abbildung 4-8: Nyquist-Diagramm für eine transmissive Grenzschicht modelliert durch eine Warburgimpedanz; Vergleich der in den Zeitbereich transformierbaren Näherung mit der exakten Darstellung³⁴.

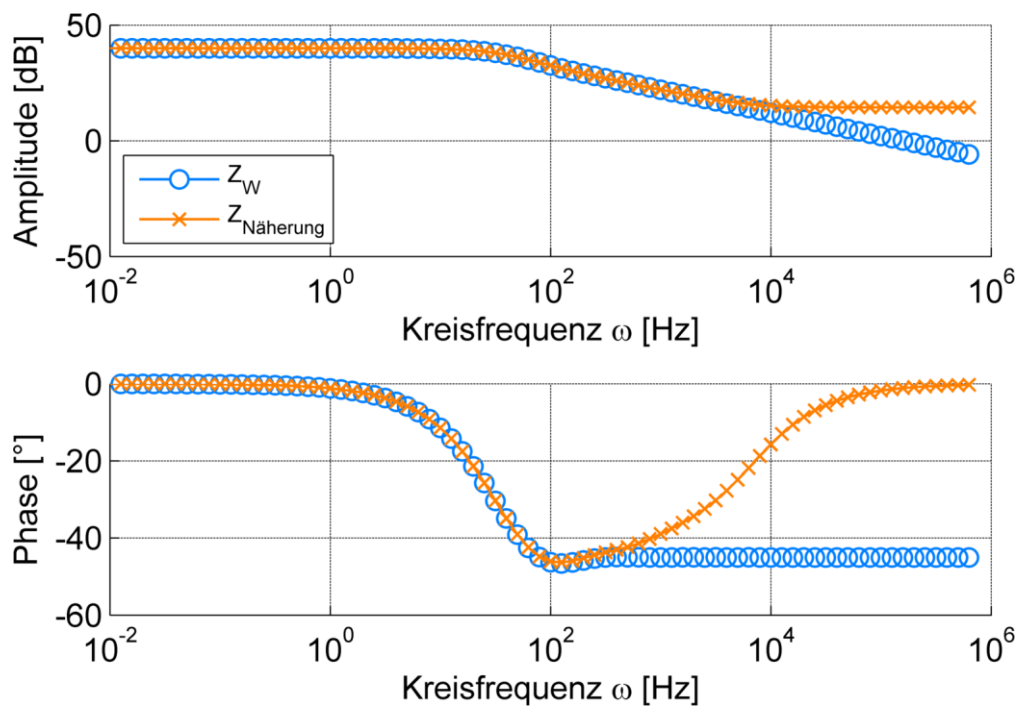


Abbildung 4-9: Bodeplot der Warburgimpedanz aus Abbildung 4-8

³⁴ Analog zur Darstellung der einzelnen RC-Glieder beim ZARC-Element ist auch hier die Darstellung rein schematisch. Der Serienverbund der fünf RC-Glieder verhält sich durch Überlagerung der resistiven und kapazitiven Anteile über den Frequenzbereich, wie in der orangenen Kurve für $Z_{\text{Näherung}}$ angegeben.

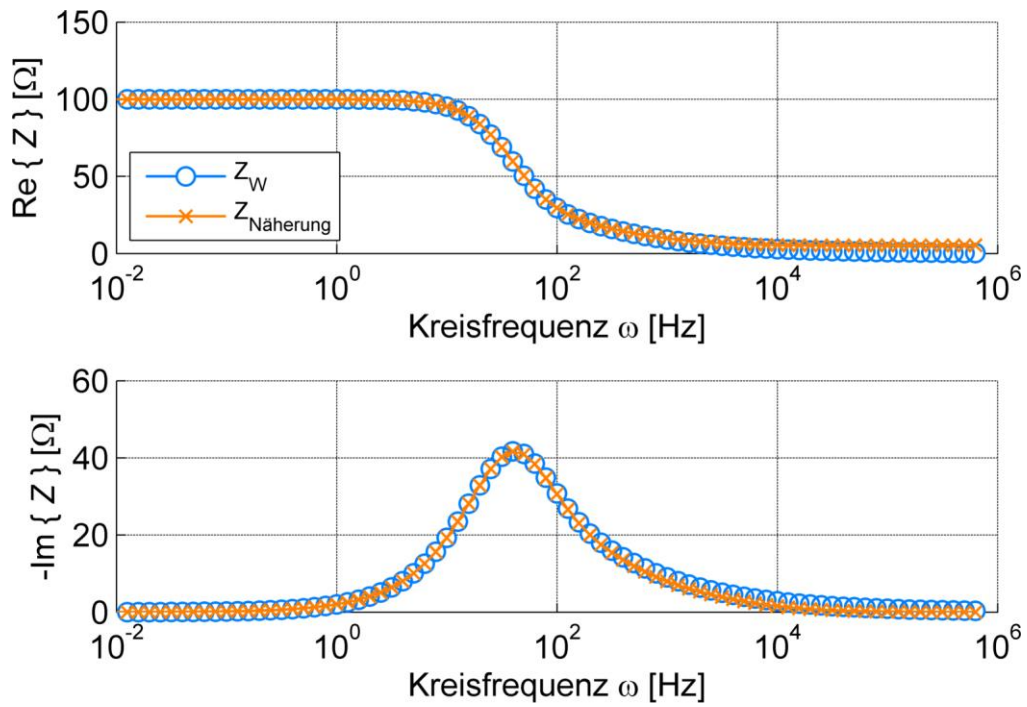


Abbildung 4-10: Real- und Imaginärteil der komplexen Impedanz in Abhängigkeit der Frequenz für die Warburgimpedanz aus Abbildung 4-8

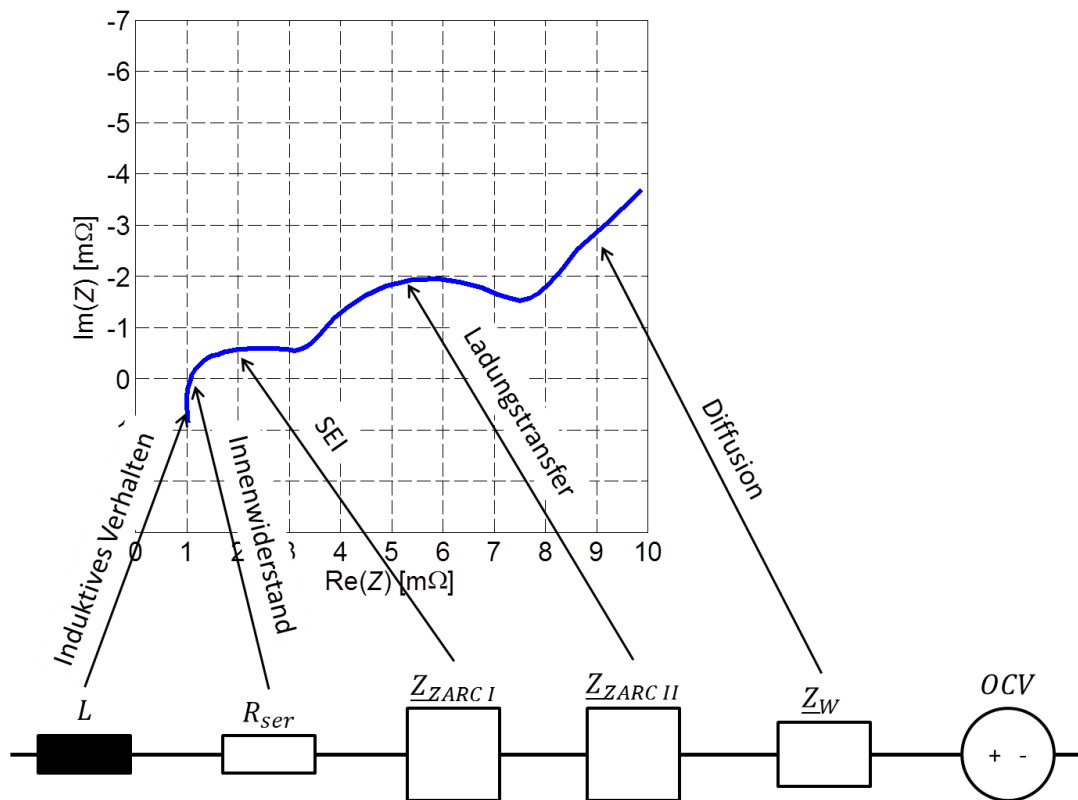


Abbildung 4-11: Elektrisches Impedanzmodell zur Abbildung des gemessenen Impedanzverhaltens über den vollständigen Dynamikbereich; Darstellung anhand der Messung bei 0 °C und 10 % Ladezustand

Für die vorliegende Problemstellung ist das hochfrequente Verhalten jedoch nur von untergeordneter Bedeutung, so dass auf viele der dynamischen Modellanteile verzichtet werden kann. Es hat sich gezeigt, dass insbesondere das tieffrequente Verhalten sich nur unzureichend durch Messungen mittels Impedanzspektroskopie ermitteln lässt. Alleine das Messprinzip setzt hier gewisse Grenzen, da mit abnehmender Frequenz und definierter Amplitude der Energieumsatz einer Sinushalbwelle nicht mehr vernachlässigbar ist und den Ladezustand signifikant beeinflusst. Damit werden die Bedingungen einer quasistationären Messung nicht mehr hinreichend erfüllt.

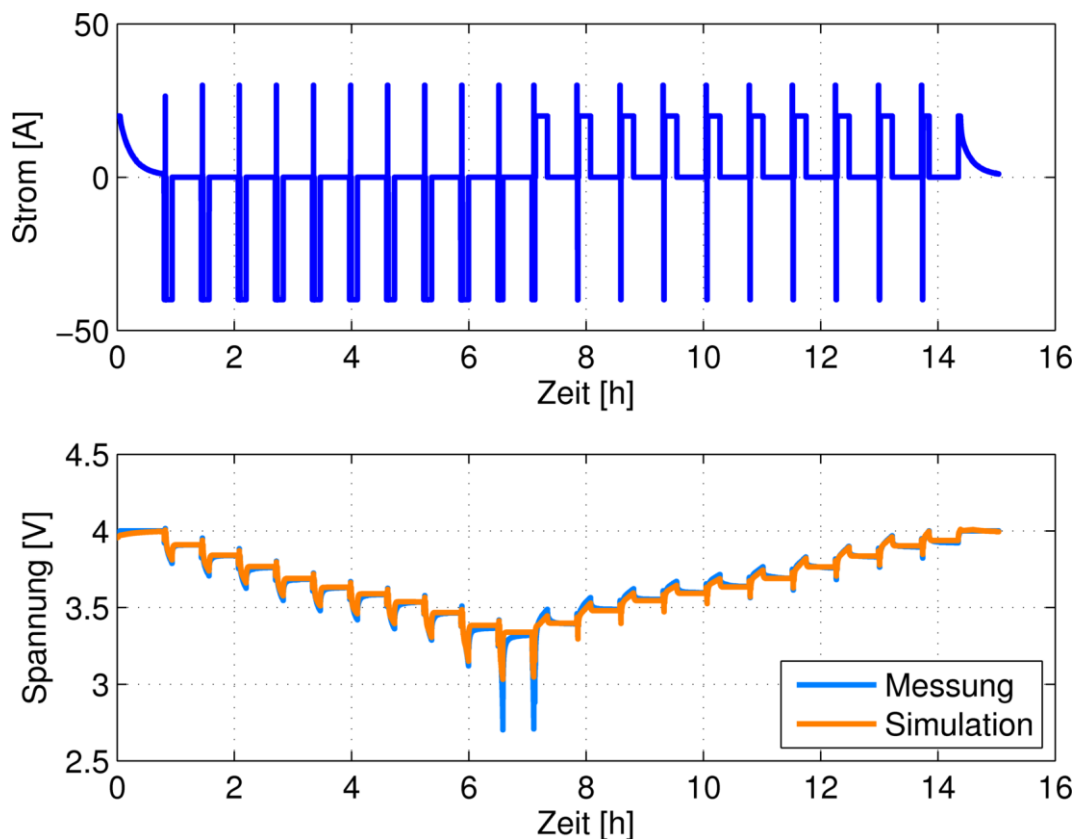


Abbildung 4-12: Stromprofil und zugehörige Spannungsantwort während eines Checkups; Vergleich von Messung und Simulation; Umgebungstemperatur 25°C, Zelltemperatur nicht gemessen.

Abhilfe schafft die Messung im Zeitbereich. Abbildung 4-12 zeigt einen Ausschnitt eines Stromprofils mit entsprechender Spannungsantwort, wie es während einer typischen Check-Up-Prozedur im Rahmen von Alterungstests an Batteriezellen zur Vermessung der

Zellwiderstände und der Quasi-OCV³⁵ verwendet wird. Ausgehend von einer vollgeladenen Batterie werden in gewissen Stufen (hier 10 % der Nennkapazität) definierte Ladezustände angefahren. Nach einer Relaxationszeit zur Quasi-OCV-Messung (siehe Fußnote) werden ein Lade- und ein Entladestrompuls auf die Batterie gegeben.

Aus den Spannungswerten am Ende der Relaxationszeiten kann die Quasi-OCV ermittelt werden. Aus den Spannungswerten während der Strompulse können z. B. die 2-sekündigen Lade- und Entladewiderstände in Abhängigkeit des Ladezustandes ermittelt werden. Aufgrund der bekannten Ladestände und der ohnehin vorgesehenen Relaxationsphasen, eignet sich ein solches Profil, um die Parametrierung des Diffusionsverhaltens im Zeitbereich vorzunehmen. Hierbei wird versucht, die Parameter des Ersatzschaltbildmodells in jedem der Arbeitspunkte so zu bestimmen, dass die Spannungsantwort des Modells eine möglichst gute Übereinstimmung mit der Spannungsantwort der Messung zeigt. Für das vorliegende Modell wurde hierfür auf ein Modell bestehend aus einem Serienwiderstand und einer Warburgimpedanz gemäß der obigen Ausführungen zurückgegriffen. Das Ersatzschaltbild ist in Abbildung 4-13 dargestellt.

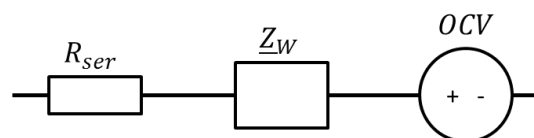


Abbildung 4-13: Vereinfachtes Impedanzersatzschaltbild unter Vernachlässigung der hohen Dynamikanteile

Damit werden alle dynamischen Anteile jenseits der Diffusion zu einem Gesamt-Serienwiderstand zusammengefasst. Die Parameter R_{ser} sowie R_D und τ_D der Warburgimpedanz Z_W werden für jeden Ladezustand, gesondert nach Lade- und Entladerichtung über einen Least-Square-Fit zwischen der Messkurve und der simulierten Spannungsantwort bestimmt und können dann in einer Look-up-Tabelle hinterlegt werden. Das Ergebnis eines solchen Least-Square-Fits unter Verwendung des beschriebenen Modellansatzes ist in Abbildung 4-14 exemplarisch für die Entladung von 80 % Ladezustand auf 70 % Ladezustand und anschließende 30-minütige Relaxation dargestellt.

³⁵ Als Quasi-OCV (OCV = Ruhespannung von engl. Open Circuit Voltage) wird eine Spannungscharakteristik bezeichnet, die durch geeignete Messverfahren der Ruhespannungscharakteristik sehr nahe kommt, aber mit begrenztem Zeitaufwand messbar ist. Im vorliegenden Fall wurde beispielsweise diskret der Spannungswert bei definierten Ladezuständen gemessen. Hierbei wurde eine Ruhephase von 30 Minuten pro vermessenen Ladezustand vorgenommen. Dies reicht nicht für eine vollständige Relaxation der Spannung auf den jeweiligen Ruhespannungswert, liefert aber eine ausreichend gute Näherung. Exemplarische Messkurven finden sich in Kapitel 4.3.3.

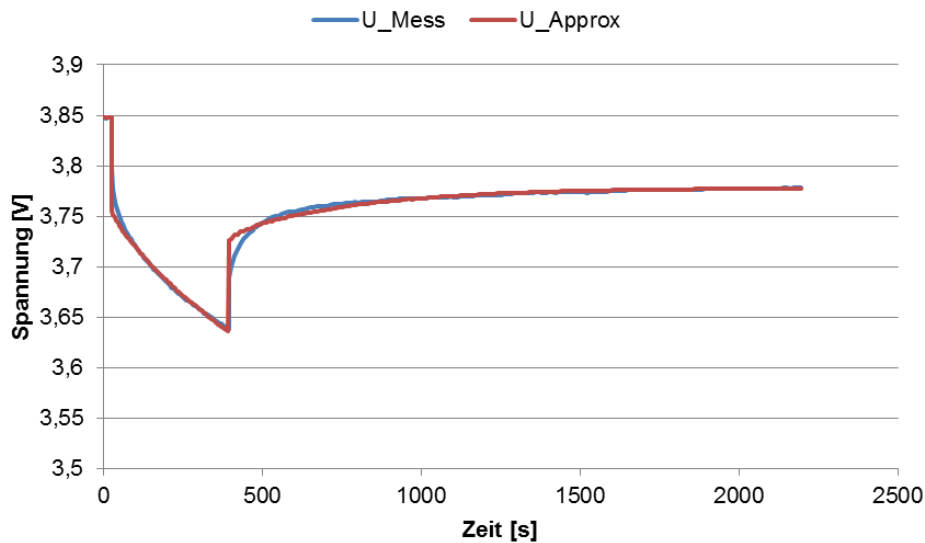


Abbildung 4-14: Exemplarische Darstellung des Ergebnisses eines Least-Square-Fits im Zeitbereich für die Entladung von 80 auf 70 % Ladezustand und anschließende Relaxation unter Verwendung eines Modellansatzes mit Serienwiderstand und einer Warburgimpedanz

Es ist zu erkennen, dass die Zusammenfassung der dynamischen Anteile zu einem Serienwiderstand gerade im Bereich der sprunghaften Stromänderungen zu Abweichungen der Spannungsantwort führen.

Schwierigkeiten ergeben sich bei der impedanzbasierten Modellierung jedoch häufig, da die Parametergewinnung meistens, wie oben beschrieben, für jeden Arbeitspunkt gesondert durch Minimierung der Fehlerquadrate zwischen Modell und Messung (Kurvenfitting) erfolgt. Durch kleinere Messungenauigkeiten können die als Optimal gefundenen Ergebnisse der Parameterschätzung teilweise durch lediglich kleine Abweichungen der Messwerte sprunghaft variieren, so dass hieraus entsprechend sprunghafte Änderungen des Modellverhaltens resultieren. Ein solches sprunghaftes Modellverhalten ist unerwünscht und erfordert ein möglichst stetiges Verhalten der einzelnen Parameter bei Variation eines Zustandsparameters. Um dies trotz der oben genannten Probleme durch Messungenauigkeiten zu erreichen, ist es möglich, die ermittelten Parameterfelder durch eine Regressionsfunktion zu glätten. Dies wurde für das vorliegende Modell entsprechend umgesetzt. Aus den für die einzelnen Arbeitspunkte ermittelten Werten wurden die folgenden Abhängigkeiten vom Ladezustand ermittelt:

- R_{ser} : Lineare Abhängigkeit
- R_D : Logarithmus-Funktion (auf einen Maximalwert von 45 mΩ begrenzt)
- τ_D : Konstant

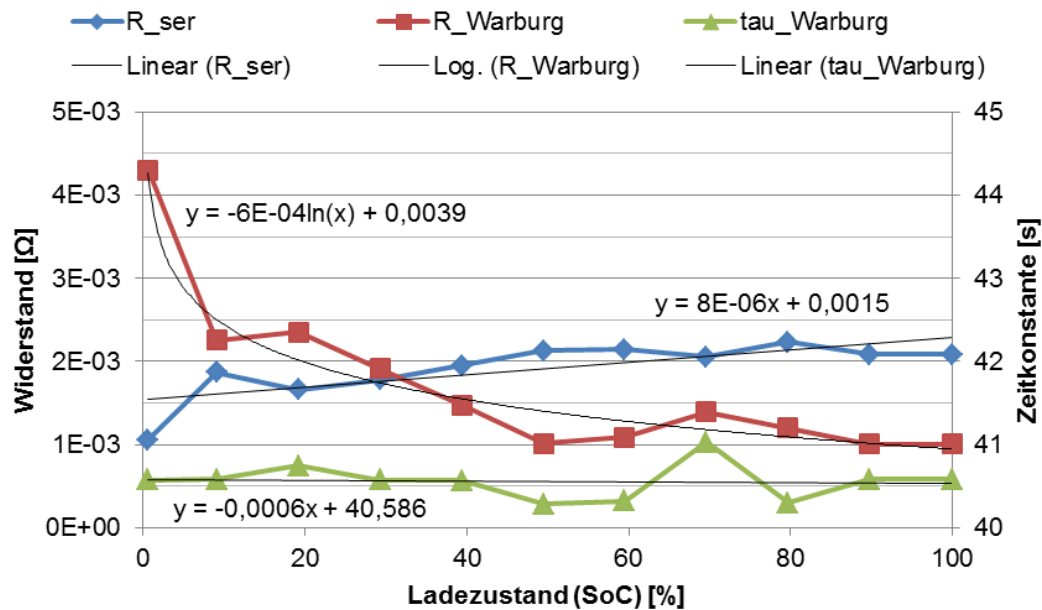


Abbildung 4-15: Ergebnisse der Parameterbestimmung (Entladerichtung) mittels Least-Square-Fit für die einzelnen Ladezustände und Regressionsfunktionen; Messtemperatur 25 °C

Zusätzlich wurde eine lineare Abnahme des Warburgwiderstandes R_D mit steigender Temperatur angenommen. Der Wert bei 55 °C entspricht hierbei 90 % des Wertes bei 25 °C. Analog ergibt sich bei 10 °C entsprechend ein um 5 % erhöhter Wert für R_D .

Die so erfolgte Modellparametrierung und anschließende Simulation liefert insgesamt gute Ergebnisse. Ein Vergleich der Simulation mit entsprechenden Messdaten ist in Abbildung 4-12 sowie in den Abbildung 4-16 und Abbildung 4-17 gezeigt. In Abbildung 4-12 ist das Stromprofil zu sehen, welches der Parametrierung zugrunde liegt. Abbildung 4-16 zeigt einen vergrößerten Ausschnitt des gleichen Profils. Es ist erkennbar, dass auch die Strompulse sehr gut abgebildet werden können.

In Abbildung 4-17 ist schließlich ein Profil zu sehen, welches im Rahmen zyklischer Alterungstests beaufschlagt wurde. Die verwendeten Ströme entsprechen in etwa einer 0,5 C Ladung und einer 1 C Entladung. Der Betriebsbereich während dieses Profils bewegt sich zwischen 30 % und 90 % SoC. Dieser Test wurde bei einer Umgebungstemperatur von 40 °C durchgeführt. Im Zyklbetrieb ergibt sich für das gezeigte Profil aus Abbildung 4-17 ein gemessener Wirkungsgrad von ca. 96,6%, wohingegen der Wirkungsgrad in der Simulation lediglich ca. 95,9 % beträgt. Diese Differenz ergibt sich aus der Vernachlässigung der dynamischen Modellanteile. Eine Betrachtung des Einflusses einer vollständigen Vernachlässigung der Modelldynamik wurde in [89] durchgeführt. Auch hier lag die Abweichung bzgl. des Batteriewirkungsgrades in einem ähnlichen Bereich (< 1 Prozentpunkt).

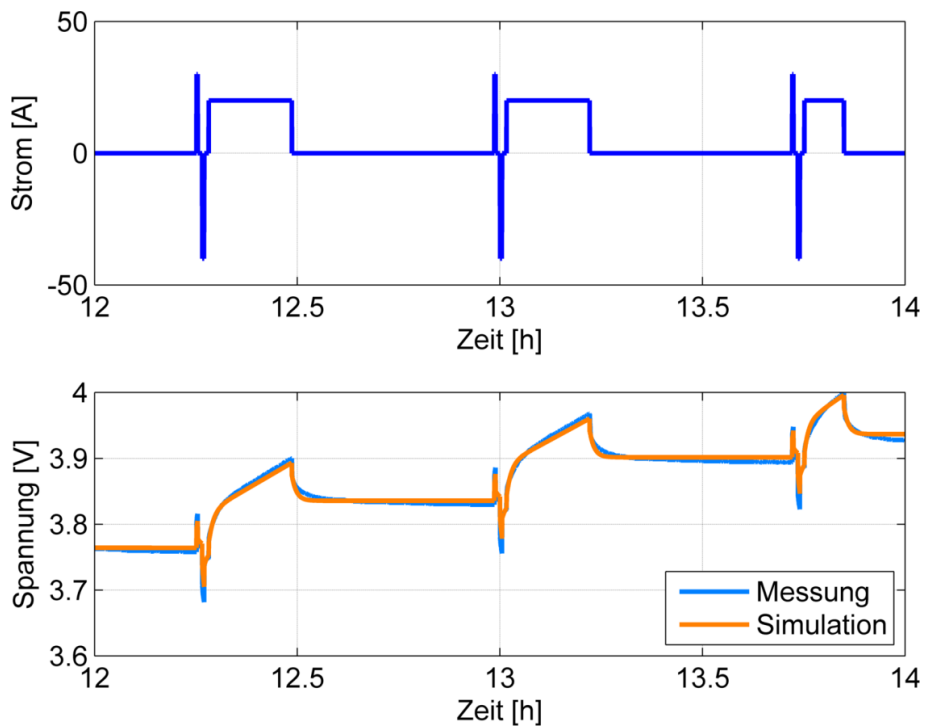


Abbildung 4-16: Stromprofil und zugehörige Spannungsantwort während eines Checkups - Vergrößerter Ausschnitt; Vergleich von Messung und Simulation; Umgebungstemperatur 25 °C, Zelltemperatur nicht gemessen. Auch während Pulsstrombelastung zeigt das Modell eine hinreichend genaue Repräsentation der Spannungsantwort.

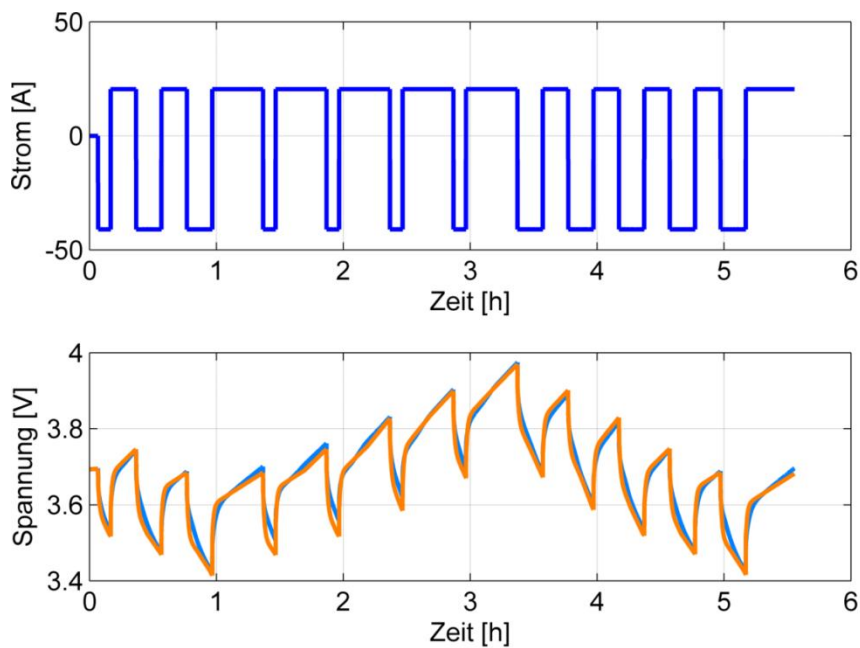


Abbildung 4-17: Stromprofil und Spannungsantwort während eines Zyklentests; Vergleich von Messung und Simulation; Umgebungstemperatur 40 °C

4.2 Thermisches Modell

Die Temperatur beeinflusst sowohl die elektrischen Eigenschaften, als auch das Alterungsverhalten einer Batterie. Um diese Effekte zu berücksichtigen, wird ein einfacher thermischer Ansatz verwendet, der die Erwärmung der Batterie durch den Betrieb annähert. Hierzu wird die Batterie als punktförmige Wärmequelle W betrachtet, die sich aus den ohmschen Wärmeverlusten des elektrischen Ersatzschaltbildes speist (Wärmestrom $q_{Verl.}$) und Wärme über einen Wärmeübergangswiderstand R_{th} an die Umgebung abgibt (Wärmestrom $q_{Kühl.}$). Die Erhöhung der Batterietemperatur $T_{Batt.}$ gegenüber der Umgebungstemperatur $T_{Umg.}$ wird bestimmt durch die thermische Kapazität C_{th} . Das verwendete thermische Ersatzschaltbild ist in Abbildung 4-18 gezeigt.

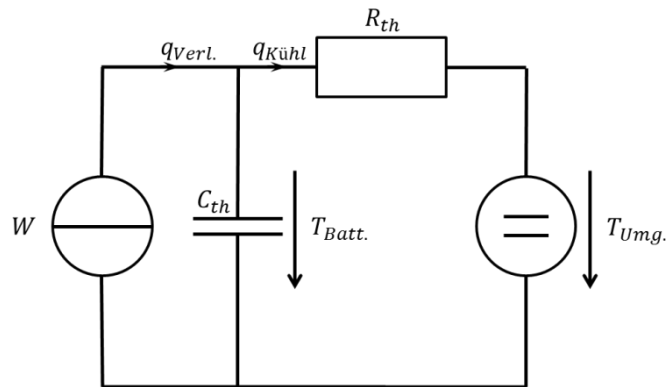


Abbildung 4-18: Thermisches Batteriemodell

Basierend auf Messungen an den Batteriezellen wurde die Parametrierung durchgeführt, so dass eine gute Übereinstimmung zwischen Messung und Simulation erzielt wird. Die Parameter dieses vereinfachten Modells besitzen keine direkte physikalische Entsprechung, da einerseits nicht zwischen unterschiedlichen Wärmeübergangsmechanismen unterschieden wird, andererseits aber auch keine örtlich aufgelöste Betrachtung unterschiedlicher Materialschichtungen mit ihren jeweiligen Kontaktwiderständen vorgenommen wurde. Ziel ist es, die Erwärmung der Zellen durch den Betrieb abzubilden, um die genannten Effekte auf die elektrischen Parameter sowie die Batteriealterung zu berücksichtigen.

Abbildung 4-19 zeigt den Vergleich zwischen Messung und Simulation entsprechend Abbildung 4-17 mit vorheriger Temperierungsphase sowie Einstellung des Ladezustandes ergänzt um den Temperaturverlauf. Die Batterietemperatur wurde während des Tests gemessen. Der Vergleich zwischen gemessener und simulierter Temperatur ist entsprechend im unteren Teil der Grafik dargestellt. Im Betrieb des dargestellten Tests treten Temperaturabweichungen von kleiner zwei Kelvin auf. Die Maximalwerte ergeben sich dabei nach langen Entladezeiten mit hohem Strom. Auch diese Abweichungen sind wiederum primär auf die Vereinfachung des Modells zurückzuführen, befinden sich aber in einem akzeptablen Bereich.

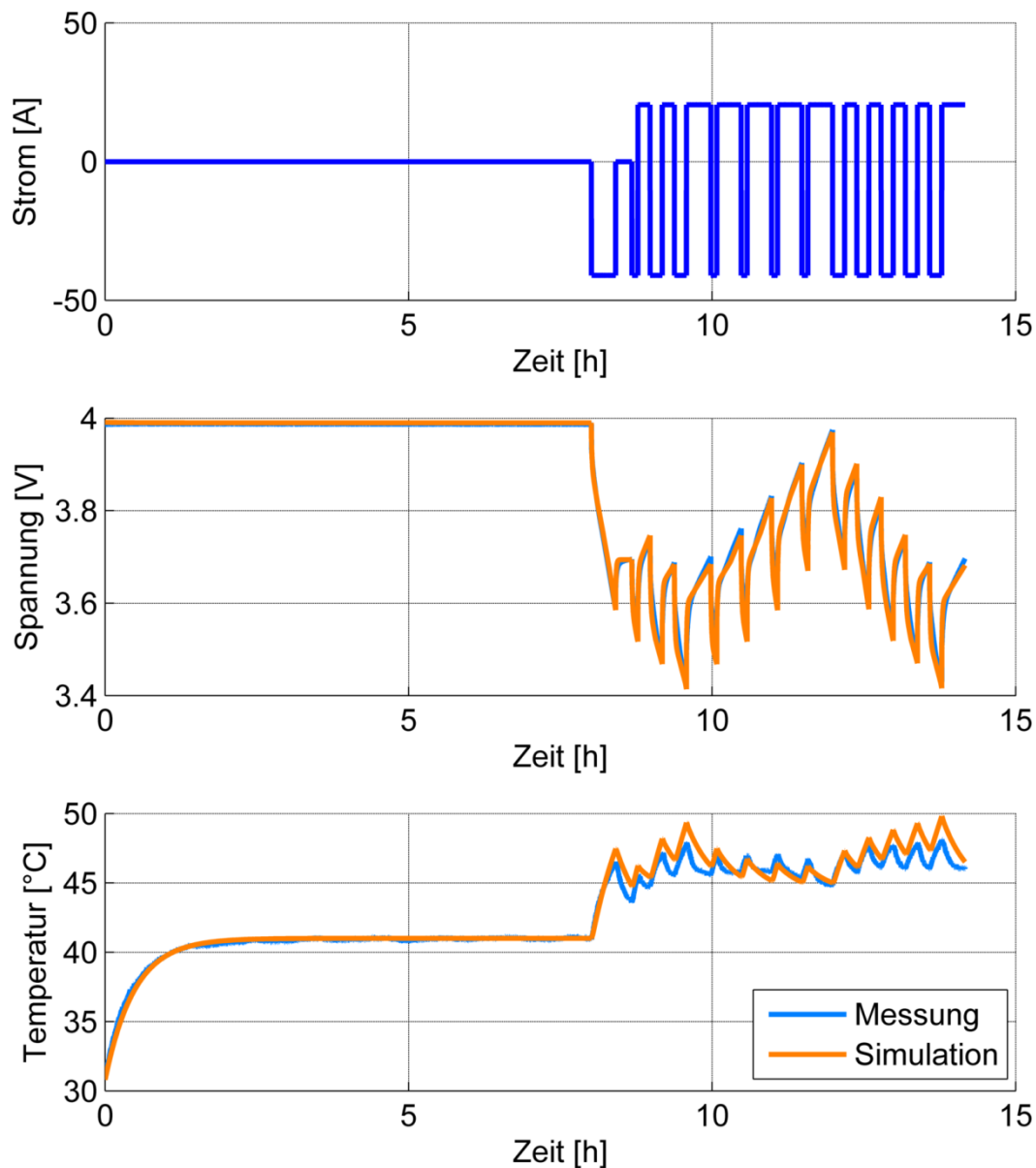


Abbildung 4-19: Stromprofil, Spannungsantwort während eines Zyklentests entsprechend Abbildung 4-17 mit vorheriger Temperierungsphase sowie Einstellung des Ladezustandes und ergänzt um den Temperaturverlauf; Vergleich von Messung und Simulation; Sollwert der Prüftemperatur 41 °C

4.3 Alterungsmodell

Die Arbeiten zum Batteriealterungsmodell wurden maßgeblich in dem vom Bundesumweltministerium geförderten und 2007 durch EUROGIA gelabelten Projekt „Netzgekoppeltes PV-System mit Lithium-Ionen basierten Speichern zur Verbesserung der Integration von Erneuerbaren Energien in das öffentliche Stromnetz“ mit dem Kurztitel „Sol-Ion“ erarbeitet. Die im folgenden Abschnitt und dessen Unterabschnitten dargestellten Ausführungen und Grafiken basieren auf den im Abschlussbericht (öffentlicher Bericht [94]

sowie dem nicht öffentlichen Bericht) vorgestellten Ergebnissen. Die für die nachfolgenden Ausführungen relevanten Teile dieser Berichte wurden maßgeblich vom Verfasser dieser Arbeit geschrieben und sind teilweise wörtlich übernommen. Es handelt sich hierbei jedoch, wenn nicht anderweitig gekennzeichnet, vollständig um eigene Forschungsleistungen.

Als Alterungsmodell kommt ein semi-empirischer Modellansatz zum Einsatz, der den Alterungsfortschritt der Batterie in Form einer Kapazitätsabnahme und einer Innenwiderstandszunahme abhängig von der Belastung der Batterie abbildet. Im Folgenden werden die zugrundeliegenden Alterungstests und Messergebnisse vorgestellt (Kapitel 4.3.1). Die Modellannahmen und die Ableitung der Modellgleichungen werden im Kapitel 4.3.2 dargestellt.

4.3.1 Messungen

Der folgende Abschnitt zeigt die Ergebnisse, wie sie im Rahmen von Langzeitmessungen zur Ermittlung des Alterungsverhaltens gewonnen werden konnten. Die Tests wurden teilweise durch das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung (ZSW) in Ulm und teilweise durch das Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA) in Aachen durchgeführt und begleitet.

Der Alterungsfortschritt in Form von Kapazitätsverlust und Zunahme des 2-sekündigen Entladewiderstandes wurde im Rahmen regelmäßiger Check-Up-Messungen ermittelt. Hierzu wurden bei den kalendarischen Alterungstests nach regelmäßigen Zeitintervallen und bei den zyklischen Alterungstests nach definiertem Ladungsumsatz die folgenden Größen bestimmt:

- Kapazität bei 1 C-Entladung nach vorheriger Vollladung gemäß Herstellerspezifikation
- Quasi-OCV nach jeweiliger 30-minütiger Relaxation bei definierten Ladezuständen
- 2-sekündiger Lade- und Entladewiderstand bei den für die Quasi-OCV-Messung angefahrenen Ladezuständen; der jeweilige Widerstand wurde durch Einprägen eines Strompulses und anschließender Division der Spannungsänderung (nach 2 Sekunden) durch den Strom ermittelt

Die Messprofile für die Quasi-OCV-Messung sowie die Widerstandsmessung sind im Kapitel 4.1 in Abbildung 4-12 und Abbildung 4-16 exemplarisch gezeigt. Im Folgenden werden die Testbedingungen der Langzeitmessungen beschrieben und die Ergebnisse dargestellt und diskutiert. Alle Tests wurden an jeweils 3 Zellen durchgeführt, um einen Eindruck von der Streuung der Eigenschaften der Zellen zu bekommen.

4.3.1.1 Kalendarische Alterungstests

Für die kalendarischen Alterungstests wurde eine Testmatrix mit unterschiedlichen Umgebungsbedingungen definiert, wie sie in Tabelle 4-1 dargestellt ist. Ziel bei der Auswahl der Betriebsbedingungen war es, einen Vergleich mit Zyklentests bei ähnlichen Bedingungen zu ermöglichen.

Tabelle 4-1: Testmatrix der kalendarischen Alterungstests; durchgeführte Testszenarien sind mit X gekennzeichnet (Durchführung der Tests durch das ZSW)

SoC \ Temperatur	25 °C	40 °C	55 °C
85 %	X	X	X
60 %		X	
35 %		X	

Die mittleren Ladezustände der Zyklen 1, 2 und 5/6 (siehe Definition der Zyklentests im nachfolgenden Abschnitt) entsprechen daher den Ladezuständen der kalendarischen Tests. Die Umgebungstemperatur für die Zyklentests ist analog zur vollbesetzten Matrixspalte der kalendarischen Tests zu 40 °C definiert. Die Ergebnisse der kalendarischen Alterungstests sind in

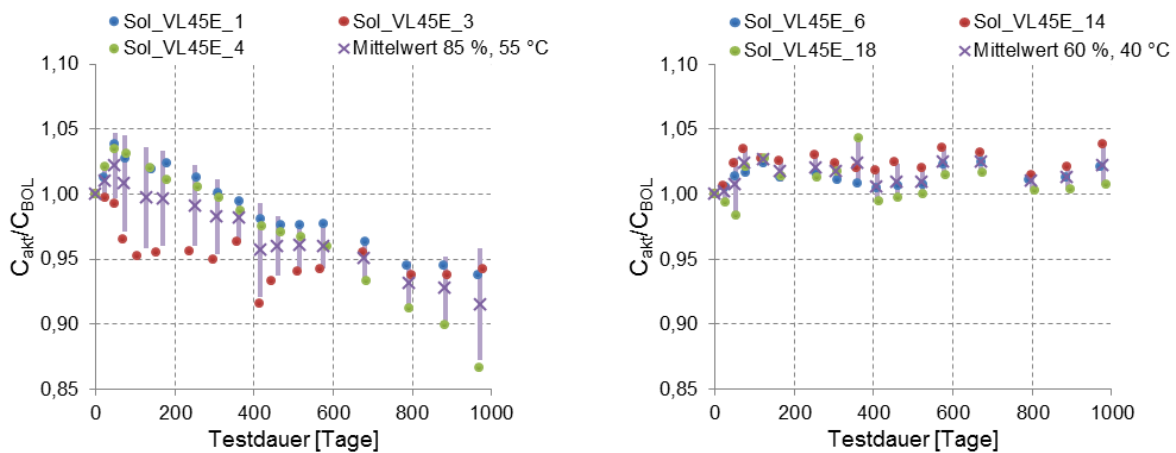


Abbildung 4-20 bis Abbildung 4-22 dargestellt. Es ist jeweils der Verlauf der relativen Kapazität in Abhängigkeit der Testdauer aufgetragen, wobei der Bezugswert jeweils der Wert zu Beginn der Tests ist.

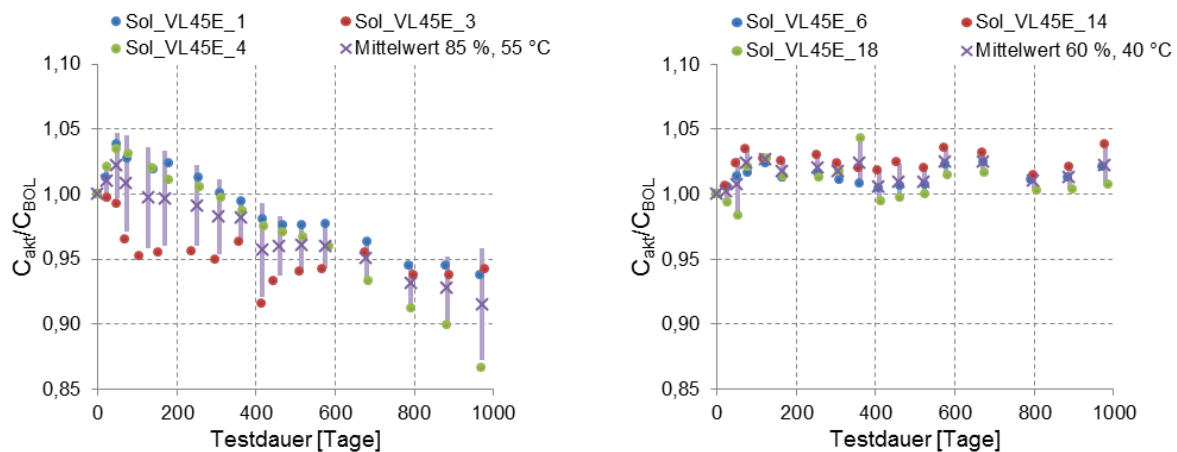


Abbildung 4-20: Darstellung der kalendarischen Alterungstest für Ladezustand 85 %, Temperatur 55 °C (links) und Ladezustand 60 %, Temperatur 40 °C (rechts). Gezeigt ist der Verlauf der aktuellen Kapazität (C_{akt}) bezogen auf die Anfangskapazität (C_{BOL}) in Abhängigkeit von der Testdauer.

Die Fehlerbalken geben die Standardabweichung zwischen den jeweils 3 vermessenen Zellen an. Auffällig ist, dass alle Tests zunächst einen Anstieg der Kapazität zeigen. In vier der fünf Tests ist bis zum Stand dieser Arbeit eine relative Kapazität oberhalb des Initialwertes zu Beginn der Tests zu beobachten. Lediglich bei 55 °C und 85 % SoC ist eine signifikante Abnahme der Kapazität zu verzeichnen. Dieser Test wird im Folgenden zur Bestimmung der Referenzbedingungen für das kalendarische Modell dienen. Die Ausführungen hierzu finden sich im Abschnitt 4.3.2.1.

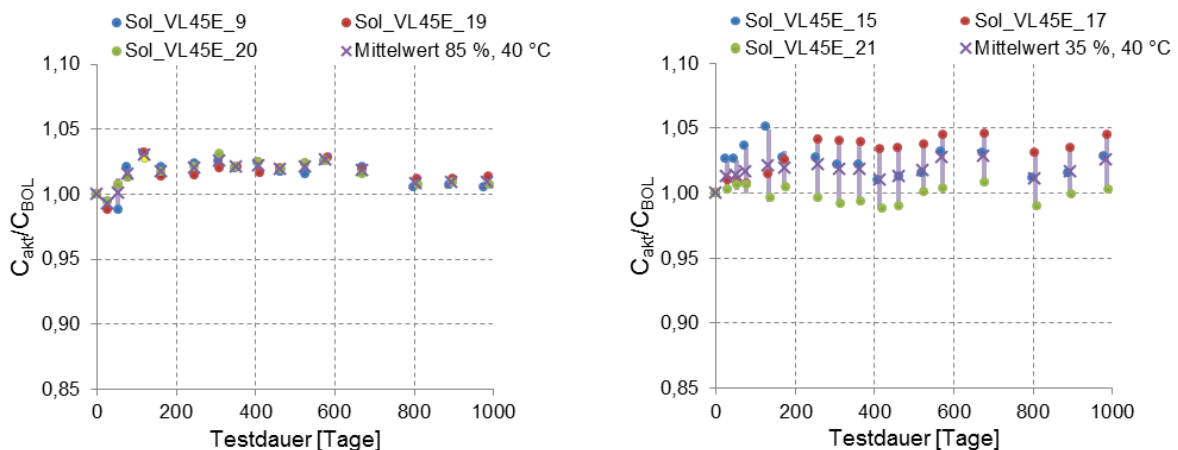


Abbildung 4-21: Darstellung der kalendarischen Alterungstest für Ladezustand 85 %, Temperatur 40 °C (links) und Ladezustand 35 %, Temperatur 40 °C (rechts). Gezeigt ist der Verlauf der aktuellen Kapazität (C_{akt}) bezogen auf die Anfangskapazität (C_{BOL}) in Abhängigkeit von der Testdauer.

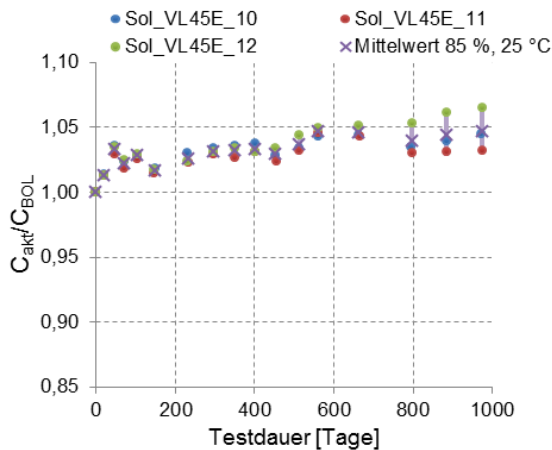


Abbildung 4-22: Kalendarischer Alterungstest: Ladezustand 85 %, Temperatur 25 °C; Verlauf der aktuellen Kapazität (C_{akt}) bezogen auf die Anfangskapazität (C_{BOL}) in Abhängigkeit der Testdauer

In Abbildung 4-23 links sind jeweils die Mittelwerte der drei Testszenarien bei gleichem mittlerem Ladezustand von 85 % dargestellt. Die Temperaturabhängigkeit entspricht insofern den Erwartungen, dass die Alterung mit steigender Temperatur zunimmt. Da jedoch insbesondere der Test bei 25°C immer noch einen Anstieg der Kapazität aufweist, lässt sich hierauf keine sinnvolle Extrapolation durchführen. Auch der sich andeutende flache Abfall des Tests bei 40 °C ist nicht signifikant. Die Temperaturabhängigkeit lässt sich daher aus den vorliegenden Daten nicht ableiten.

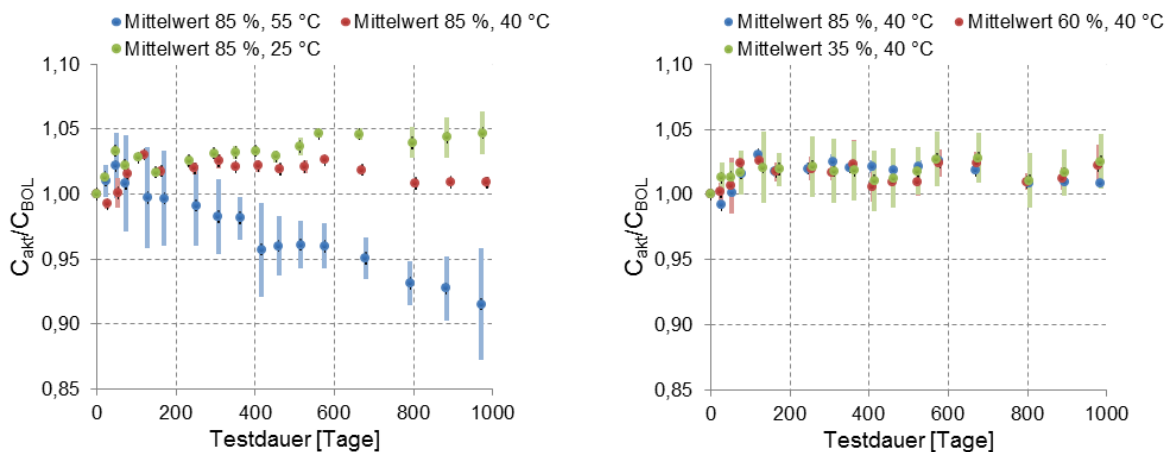


Abbildung 4-23: Kalendarische Alterungstests: Verlauf der aktuellen Kapazität (C_{akt}) bezogen auf die Anfangskapazität (C_{BOL}) in Abhängigkeit der Testdauer - Einfluss der Temperatur (links); Einfluss des Ladezustands (rechts)

Ähnliches gilt für die Spannungsabhängigkeit bzw. den Ladezustand. Abbildung 4-23 rechts zeigt die drei Testszenarien bei gleicher Temperatur und unterschiedlichen Ladezuständen im direkten Vergleich. Auch hier sind nach über 3 Jahren Testdauer keine aussagefähigen Unterschiede zwischen den Messergebnissen vorhanden. Für die Modellierung und

Parametrierung des kalendarischen Alterungsmodells muss daher auf Literaturdaten zurückgegriffen werden. Die Literaturgrundlagen und die Modellierung werden in Abschnitt 4.3.2 erläutert.

4.3.1.2 Zyklische Alterungstests

Die Definition der Zyklentests wurde im Vorfeld der Messungen in intensiver Abstimmung mit dem Messpartner ZSW so vorgenommen, dass möglichst eine Differenzierung der kalendarischen und der zyklischen Alterungseinflüsse vorgenommen und zusätzlich die Abhängigkeit der Zyklisierung von der Zyklentiefe ermittelt werden kann. Um zusätzliche Einflüsse auszuschließen, die eine Wirkung auf die Zyklentalterung haben können, für die vorliegende Anwendung jedoch von untergeordneter Relevanz sind, wurden die folgenden Bedingungen für alle Zyklenprofile konstant gewählt:

- Umgebungstemperatur: 40 °C
- Ladungsumsatz über die Zeit: (rund 8 äquivalente Vollzyklen pro Tag, entsprechend jeweils ca. 320 Ah Laden und Entladen pro Tag)
- Stromrate (Laden/Entladen): 0,5 C / 1 C

In allen Tests (außer Zyklentest 6) wurde nach einer definierten Zyklenzahl, die einen gleichen Ladungsumsatz für alle Testszenerarien garantiert, eine Pausenzeit von 30 Minuten vorgesehen.

Die Testmatrix ist in Tabelle 4-2 zusammengefasst.

Tabelle 4-2: Testmatrix der zyklischen Alterungstests (Durchführung Zyklentests 5 und 6 durch das ZSW)

$\Delta\text{SoC}^{36}/\text{SoC}_{\text{avg}}$	35 %	60 %	85 %
10 %	Zyklentest 2	Zyklentests 5/6	Zyklentest 1
60 %		Zyklentest 3	
10 / 60 %		Zyklentest 4	

³⁶ In dieser Arbeit wird die Zyklenamplitude bzw. der Zyklenhub durch die Veränderung des Ladezustandes (SoC) definiert und mit ΔSoC bezeichnet. Teilweise wird in der Literatur auch die Veränderung der Entladetiefe (DoD: von engl. Depth of Discharge) als Maß herangezogen und es ist daher die Bezeichnung ΔDoD zu finden. Bei Verwendung der gleichen Bezugsgröße (aktuelle oder Nennkapazität) sind die Angaben jedoch gleichbedeutend. Der SoC lässt sich über die Formel $\text{SoC} = (100\% - \text{DoD})$ direkt aus dem DoD ableiten. Da an dieser Stelle nur der Betrag von Bedeutung ist, ergeben sich bei Differenzbildung identische Werte.

Es wurden Testszenarien ausgewählt, die bei gleicher Zyklenamplitude die verschiedenen mittleren Ladezustände der kalendarischen Tests abbilden. Die Zyklentests 1, 2 sowie 5 werden jeweils mit 10 % Zyklenhub und bei mittleren Ladezuständen entsprechend der Ladezustände der kalendarischen Tests, also 85 %, 60 % und 35 %, durchgeführt. Die entsprechenden SoC-Verläufe sind in Abbildung 4-24 dargestellt.

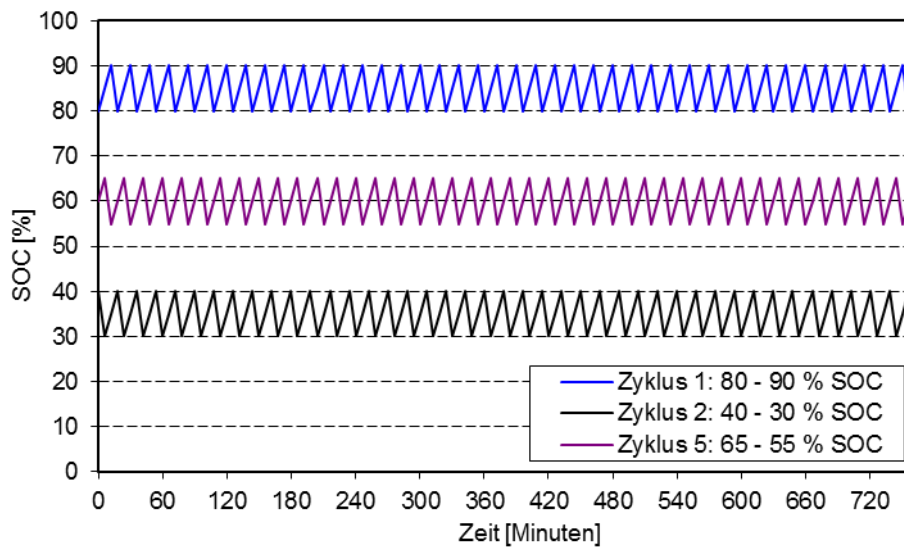


Abbildung 4-24: Testdefinition der Zyklentests 1, 2 und 5/6 - Variation des Betriebsbereiches bei konstanter Zyklentiefe von 10 % (Mikrozyklus)

Für die Variation der Zyklentiefe wurde der Zyklentest 3 ergänzt, der einen Zyklenhub von 60 % aufweist (vgl. Abbildung 4-25).

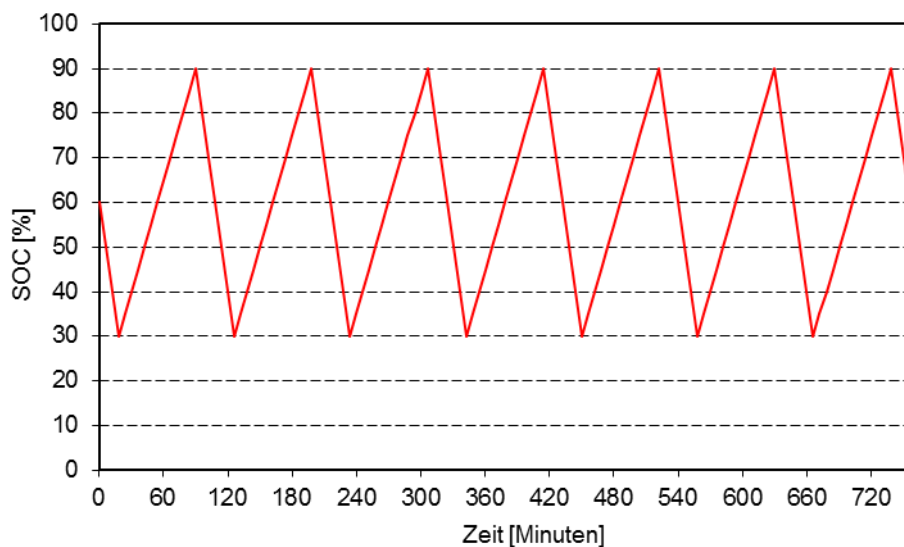


Abbildung 4-25: Testdefinition des Zyklentests 3 – Makrozyklus mit einer Zyklentiefe 60 %

Von besonderem Interesse für die vorliegende Anwendung war die Untersuchung des Einflusses der Überlagerung von kleineren, sogenannten Mikrozyklen, und größeren

Makrozyklen. Durch den Tageszyklus der Sonneneinstrahlung ergibt sich im besten Fall ein Makrozyklus über den Tag, wobei der maximale Ladezustand typischerweise meist in der Mittagszeit erreicht wird. Zum Abend hin lässt die verfügbare PV-Leistung nach und sobald sie die Lastanforderung des Haushaltes unterschreitet, wird die Batterie entladen, bis sie im Laufe der Nacht ihren minimalen Ladezustand erreicht. Überlagert werden diese Makrozyklen durch kurzfristige Leistungsspitzen der Haushaltslast, oder durch Wolkendurchzüge, die die Erzeugungsleistung unter die Lastanforderung senken. Zur Untersuchung des Einflusses dieser besonderen Leistungscharakteristik wurde Zyklentest 4 definiert, der eine solche Überlagerung von kleineren und größeren Zyklen synthetisch abbildet (vgl. Abbildung 4-26).

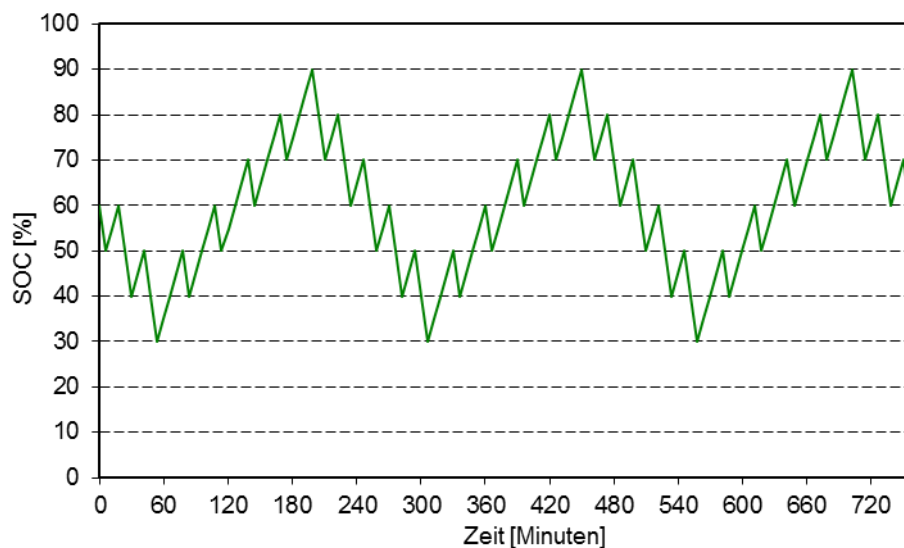


Abbildung 4-26: Testdefinition des Zyklentests 4 – Überlagerung von Makro- und Mikrozyklen; Gesamtzyklenhub 60 % durch Mikrozyklenbetrieb mit einer Zyklentiefe von 10 bzw. 20 %

Zusätzlich sollte untersucht werden, welchen Einfluss unterschiedlich lange Relaxationszeiten auf die Alterung besitzen. Hierzu wurde Zyklentest 6 definiert, der von der Zyklenbelastung identisch zu Zyklentest 5 ist, jedoch verglichen mit diesem nicht eine konzentrierte Pause von 30 Minuten, sondern viele kurze Unterbrechungen von jeweils 43 Sekunden nach jedem Zyklus besitzt. Die kumulierte Pausenzeit für beide Testszenarien ist identisch. Der Vergleich der SoC-Verläufe ist in Abbildung 4-27 zu sehen.

Die Ergebnisse der Zyklentests sind in Abbildung 4-28 bis Abbildung 4-30 dargestellt. Wie bei den kalendarischen Tests ist der Verlauf der relativen Kapazität gezeigt. Auf der x-Achse ist in diesem Falle allerdings der Ladungsumsatz in äquivalenten Vollzyklen angegeben. Dieser lässt sich aus dem absoluten Ladungsumsatz gemäß folgender Formel ermitteln:

$$N_{\#} = \frac{Q}{2 \cdot C_{nom}} \quad (4.18)$$

- $N_{\#}$: Anzahl äquivalenter Vollzyklen
- Q : kumulierter Ladungsumsatz (Laden + Entladen) in Amperestunden
- C_{nom} : Nennkapazität der Batterie in Amperestunden

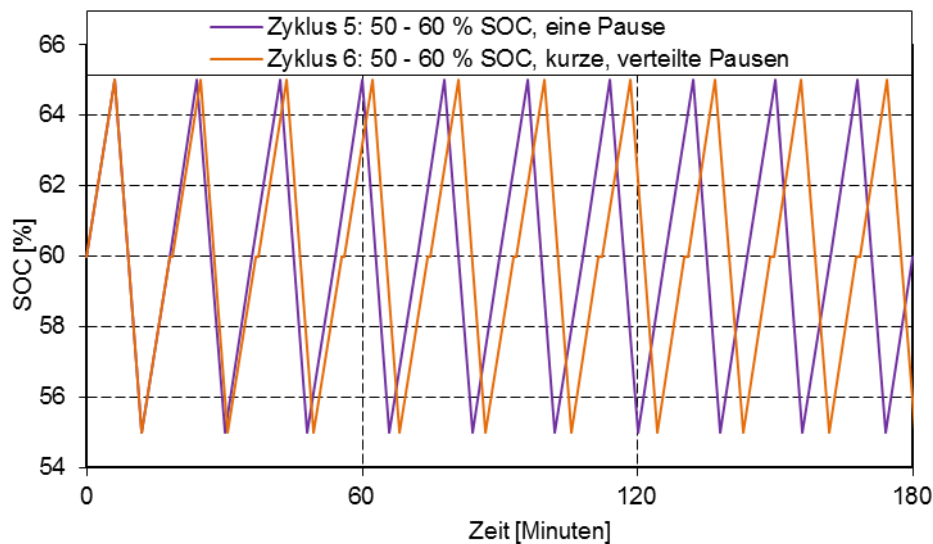


Abbildung 4-27: Unterschiedliche Testdefinition für Zyklentests 5 und 6 – Variation der Relaxationszeiten bei ansonsten gleichen Testbedingungen (Ausschnitt); Zyklentest 5: 30 Minuten Pause nach insgesamt 42 Zyklen; Zyklentest 6: 43 Sekunden Pause nach jedem Zyklus; am Ende der 30-minütigen Pause von Zyklentest 5 befinden sich beide Zyklen im bei gleichem Ladezustand und besitzen den gleichen Ladungsumsatz sowie die gleiche Gesamtpausendauer

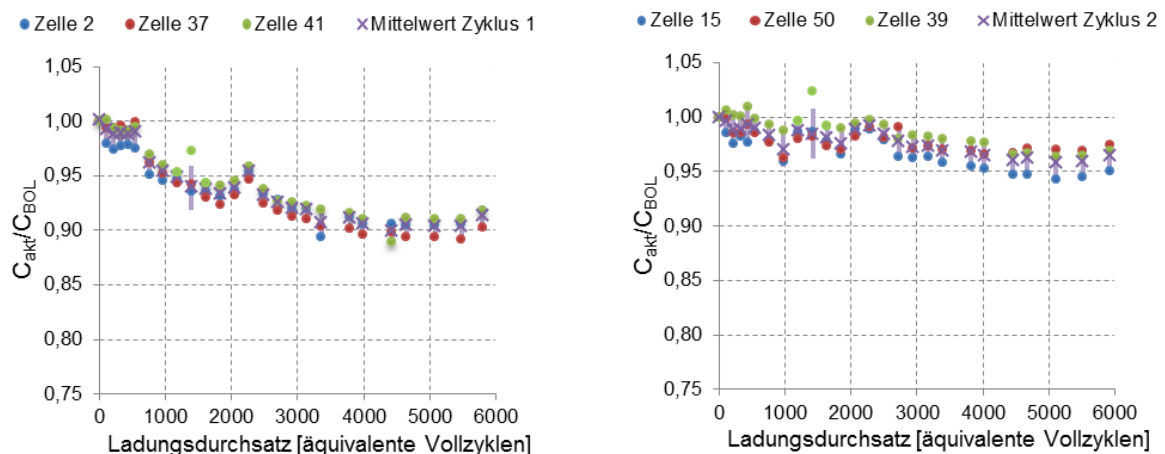


Abbildung 4-28: Verlauf der aktuellen Kapazität (C_{akt}) bezogen auf die Anfangskapazität (C_{BOL}) in Abhängigkeit des Ladungsdurchsatzes in äquivalenten Vollzyklen für die Zyklentest 1 (links) und 2 (rechts).

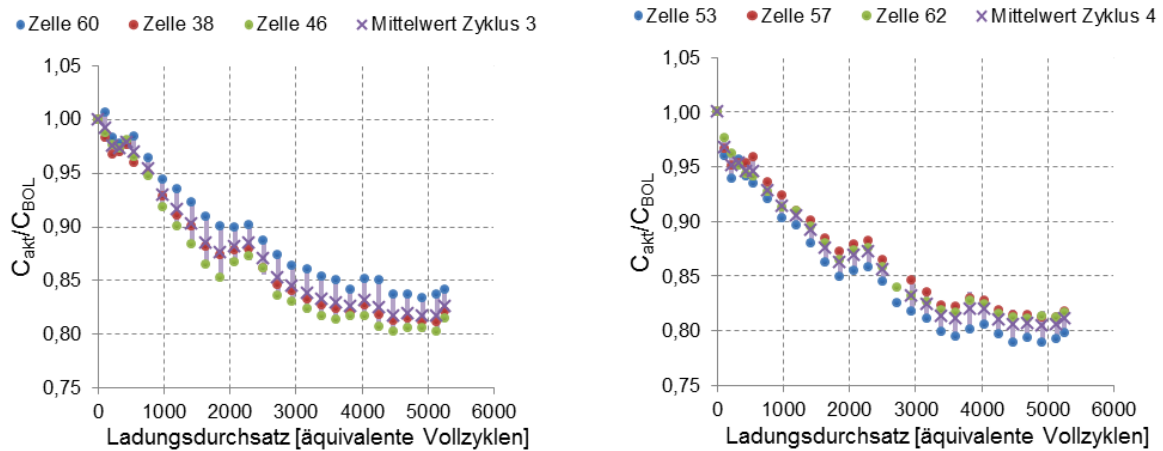


Abbildung 4-29: Verlauf der aktuellen Kapazität (C_{akt}) bezogen auf die Anfangskapazität (C_{BOL}) in Abhängigkeit des Ladungsdurchsatzes in äquivalenten Vollzyklen für die Zyklientest 3 (links) und 4 (rechts).

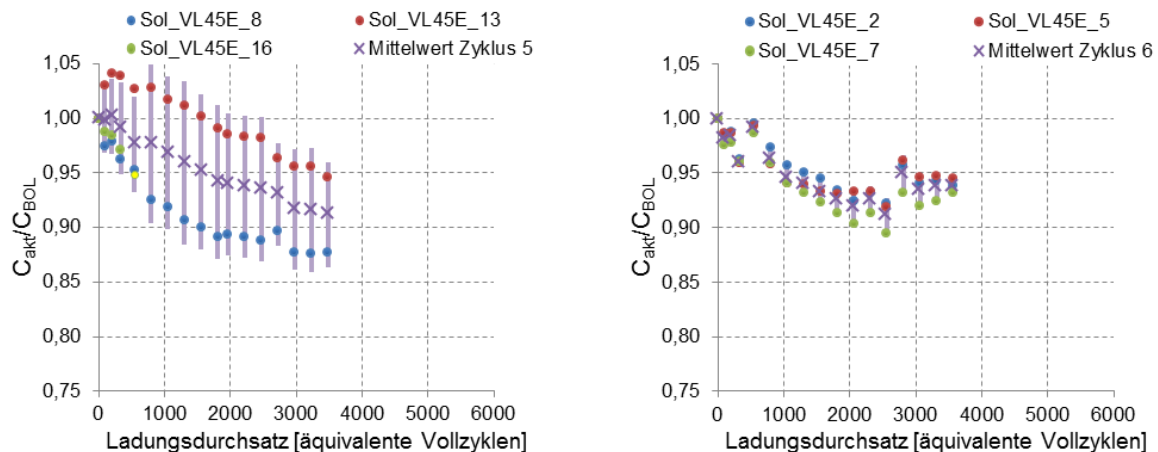


Abbildung 4-30: Verlauf der aktuellen Kapazität (C_{akt}) bezogen auf die Anfangskapazität (C_{BOL}) in Abhängigkeit des Ladungsdurchsatzes in äquivalenten Vollzyklen für die Zyklientest 5 (links) und 6 (rechts).

Auch hier entsprechen die Fehlerbalken der Standardabweichung über die drei vermessenen Prüflinge je Test. Die hohe Standardabweichung in Zyklientest 5 (vgl. Abbildung 4-30 links) ist dadurch zu erklären, dass einer der drei Prüflinge defekt aus dem Test genommen werden musste und die Berechnung daher über lediglich 2 Prüflinge durchgeführt wurde. Auffällig ist ein Kapazitätsanstieg bei den Zyklientests 1-4 (Testdurchführung am ISEA) zwischen 2.000 und 3.000 äquivalenten Vollzyklen. Dieser trat in Folge einer längeren Testunterbrechung durch Laborumbauarbeiten auf, während der es offenbar zu einem Regenerationseffekt bei den Zellen kam.

Abbildung 4-31 links zeigt den Vergleich der Mittelwerte der Tests mit gleicher Zyklentiefe, aber unterschiedlichem Betriebsbereich. Auffällig ist, dass der Test bei mittlerem Betriebsbereich (60 % SoC_{avg}) eine fast ebenso ausgeprägte Alterung zeigt, wie der Test im oberen Betriebsbereich. Die Grundhypothese war eine steigende Alterung mit zunehmendem Spannungs-, also SoC-Niveau. Hierbei ist jedoch zu beachten, dass Test 5 aufgrund der hohen Standardabweichung nicht die gleiche Signifikanz aufweist, wie die übrigen Tests.

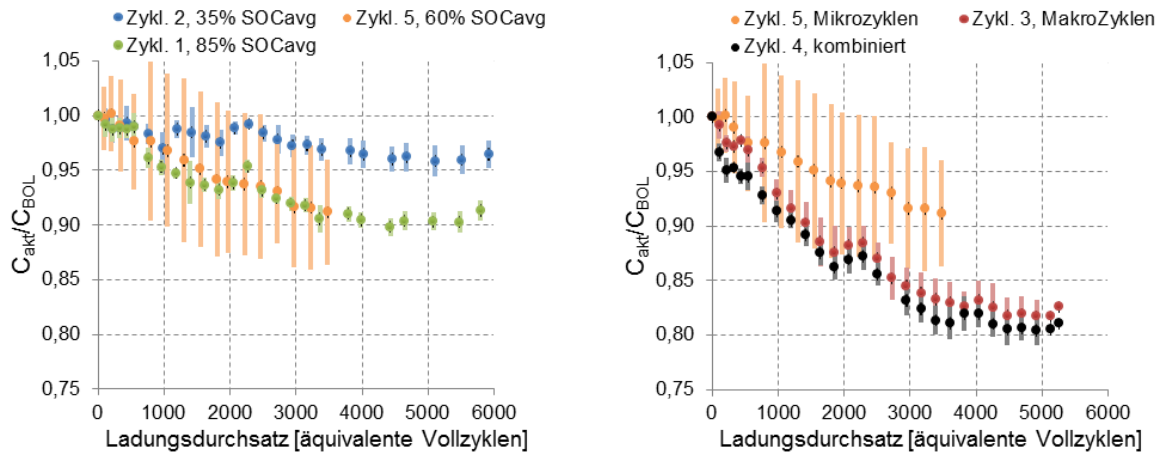


Abbildung 4-31: Zyklentests: Verlauf der aktuellen Kapazität (C_{akt}) bezogen auf die Anfangskapazität (C_{BOL}) in Abhängigkeit des Ladungsdurchsatzes in äquivalenten Vollzyklen - Vergleich des mittleren Ladezustandes (links); Vergleich der Zyklentiefe (rechts)

In Abbildung 4-31 rechts ist der Vergleich unterschiedlicher Zyklentiefen bei gleichem mittlerem Ladezustand zu sehen. Die Alterung bei größerer Zyklentiefe fällt hierbei stärker aus, als die bei kleineren Zyklentiefen. Dies deckt sich mit Erfahrungen und der Literatur, wonach ein Haupteffekt der Zyklentalterung auf die mechanische Beanspruchung durch Volumenänderungen bei der Ein- und Auslagerung von Lithium-Ionen in die bzw. aus der Elektrodengitterstruktur zurückzuführen ist [95, 96] und somit eine größere Veränderung zu einer höheren Beanspruchung führt. Unerwartet hoch ist die Alterung bei dem kombinierten Zyklus (Zyklusprofil 4). Hier ist die Alterung sogar minimal größer als bei Zyklusprofil 3. Da die Tests so ausgelegt wurden, dass der Ladungsumsatz in beiden Tests gleich ist, der kombinierte Zyklus allerdings aus einer Aneinanderreihung vieler kleinerer Zyklen besteht, und somit längere Relaxationszeiten zur Verfügung stehen (die Maximal- und Minimal-Ladezustände innerhalb des Profils liegen deutlich weiter auseinander), wäre hier nach der genannten Theorie der mechanischen Beanspruchung eine geringere Gesamtbelastung zu erwarten gewesen.

Der Vergleich der unterschiedlichen Relaxationszeiten (vgl. Abbildung 4-32) liefert, insbesondere vor dem Hintergrund der hohen Varianz durch den defekten Prüfling, keine signifikanten Unterschiede für die hier untersuchten Szenarien.

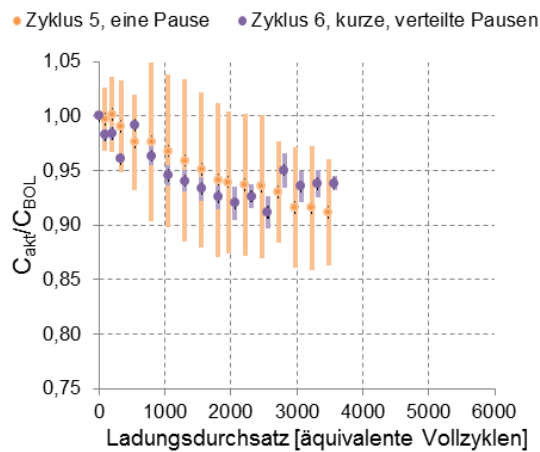


Abbildung 4-32: Zyklentests: Verlauf der aktuellen Kapazität (C_{akt}) bezogen auf die Anfangskapazität (C_{BOL}) in Abhängigkeit des Ladungsdurchsatzes in äquivalenten Vollzyklen; Vergleich der Relaxationszeiten

4.3.2 Modellierung der Batteriealterung

Die Modellierung basiert so weit wie möglich auf den Erfahrungen, die im Rahmen der durchgeführten beschleunigten Alterungstests gesammelt werden konnten. Wie bereits beschrieben, liefern insbesondere die kalendarischen Alterungstests nur eine unzureichende Basis für die Modellparametrierung. Lediglich der Test bei der höchsten Belastung (85 % Ladezustand und 55 °C) zeigt eine signifikante Abnahme der Kapazität, die für die Modellbildung herangezogen werden kann. Die erwarteten Ergebnisse zur Beschreibung der Temperatur- und Spannungsabhängigkeit lassen sich an dieser Stelle nicht aus den Testergebnissen ableiten, so dass hier auf Literaturwerte für Batterien mit gleicher Zellchemie zurückgegriffen wird. Hierauf wird im Folgenden näher eingegangen. Die experimentellen Ergebnisse zeigen aber auch, dass für die hier untersuchte Zelle die Alterung sehr langsam vor sich geht. Alle Tests wurden mindestens 3 Jahre, einige mehr als 5 Jahre durchgeführt. Es muss davon ausgegangen werden, dass Lebensdauerangaben von Herstellern nicht auf experimentellen Ergebnissen basieren, sondern durch Extrapolation wesentlicher kürzerer Tests mit den entsprechenden Unsicherheiten gewonnen werden.

Die grundsätzliche Modellstruktur, zugrundeliegende Annahmen, sowie Simulationsergebnisse werden im Folgenden dargestellt. Ein vollständiger Satz der Modellparameter ist in Anhang A.1 der Tabelle A-1 zu entnehmen.

In der gegebenen Anwendung wird als dominierender messbarer Alterungseffekt die Abnahme der Kapazität angenommen; die ebenfalls auftretende Erhöhung des Innenwiderstandes spielt aufgrund der geringen Leistungsanforderungen der Anwendung nur

eine untergeordnete Rolle. Durch Normierung der aktuellen Kapazität C_{act} auf den Wert zu Beginn der Lebensdauer C_{BoL} ³⁷ erhält man die normierte aktuelle Kapazität

$$C_{rel,act} = \frac{C_{act}}{C_{BoL}} \quad (4.19)$$

Per Definition ist die relative Kapazität zu Beginn der Lebensdauer somit 1. Die relative aktuelle Kapazität lässt sich mit Hilfe des Alterungszustandes SoH (von engl. State of Health) der Batterie ausdrücken als

$$C_{rel,act} = 1 - \Delta C_{rel,EoL}(1 - SoH) \quad (4.20)$$

wobei der SoH der Batterie zu Beginn der Lebensdauer eins beträgt und bis zum Lebensdauerende auf den Wert null abnimmt. $\Delta C_{rel,EoL}$ entspricht dem relativen Kapazitätsverlust am Lebensdauerende und ist ein anwendungsabhängiger Wert. In der Regel wird für die Restkapazität am Lebensdauerende ein Wert zwischen 0,7 und 0,8 der Kapazität zu Beginn der Lebensdauer angenommen. Daraus ergibt sich ein Wert für $\Delta C_{rel,EoL}$ von 0,2 bis 0,3. Für die nachfolgenden Betrachtungen wird gemäß der Spezifikation von SAFT von einer Restkapazität von 70 % am Ende der Lebensdauer ausgegangen. Zur Vereinfachung wird der Alterungsfaktor c_{sum} eingeführt:

$$c_{sum} = 1 - SoH \quad (4.21)$$

Die Betrachtungen hier konzentrieren sich auf den Kapazitätsverlust. Der zweite Parameter, der beobachtet werden kann, ist die Zunahme des Innenwiderstands bzw. die Abnahme der Leistungsfähigkeit der Batterie. Da diese Batteriezellen für die hier betrachtete Anwendung keiner Hochleistungsbelastung ausgesetzt sind (Ströme sind immer kleiner 1C), spielt die Zunahme des Innenwiderstands keine große Rolle und drückt sich im Prinzip nur in einer Veränderung des Wirkungsgrads der Zellen aus.

Das vorliegende Modell geht von einer additiven Überlagerung der kalendarischen und der zyklischen Alterung aus³⁸:

$$c_{sum} = c_{cal} + c_{cyc} \quad (4.22)$$

³⁷ BoL, von engl. Begin of Life

³⁸ Dieser Ansatz wird in der Literatur an verschiedener Stelle verwendet, so z.B. in [97],[98]. De facto wurde nie ein eindeutiger Beweis dafür erbracht, dass dieser Ansatz korrekt ist. Er stellt aber zunächst eine plausible erste Näherung dar, auch wenn die Realität mit Sicherheit noch komplexer ist. Da es aber nicht Aufgabe dieser Arbeit sein kann, dieser grundlegenden Frage nachzugehen, wird der hier beschriebene Ansatz der additiven Überlagerung der kalendarischen und der zyklischen Alterung in dieser Arbeit verwendet.

Somit ergibt sich für die relative aktuelle Kapazität

$$C_{rel,act} = 1 - \Delta C_{rel,EoL} \cdot c_{sum} \quad (4.23)$$

Die beiden Alterungsanteile werden in den folgenden Abschnitten näher erläutert:

4.3.2.1 Kalendarisches Alterungsmodell

Das kalendarische Alterungsmodell beschreibt die Alterung durch Verweildauern bei bestimmten Spannungslagen bzw. Temperaturen der Batterie. In der Literatur wird häufig ein wurzelförmiger Zusammenhang beschrieben [99] [100]:

$$c_{cal}(t) = a_{cal} \cdot t^{b_{cal}}, 0 \leq b_{cal} \leq 1 \quad (4.24)$$

a_{cal} und b_{cal} stellen hierbei die Parameter der Wurzelfunktion dar. Hintergrund ist, dass in vielen Batterien das Wachstum einer Grenzschicht (Solid Electrolyte Interphase SEI) an der negativen Elektrode durch den Materialverbrauch sowohl den Kapazitätsverlust beschreibt als auch durch zunehmende Schichtdicke die weitere Alterungsreaktion kontinuierlich verlangsamt. Der kalendarische Alterungstest, der zur Modellierung herangezogen werden kann (55 °C und 85% SoC) legt eine lineare Kapazitätsabnahme mit der Zeit ($b_{cal} = 1$) nahe (vgl. Abbildung 4-20 links). Daraus kann geschlossen werden, dass das Schichtwachstum nicht den kritischen Pfad in der Alterung dieser Zelle darstellt.

Unter Referenzbedingungen ergibt sich somit:

$$c_{cal}(T_{ref}, V_{OCV,ref}, t_{cal,ref}) = a_{cal} \cdot t_{cal,ref} = 1 \quad (4.25)$$

- T_{ref} Temperatur bei die Referenzlebensdauer erreicht wird
- $V_{OCV,ref}$ Ruhespannung bei der Referenzlebensdauer erreicht wird
- $t_{cal,ref}$ Referenzlebensdauer bei T_{ref} und $V_{OCV,ref}$

Im vorliegenden Fall liegt die Testtemperatur bei 55 °C, die Spannung bei 3,882 V (entspricht etwa 85 % Ladezustand). Die resultierende Lebensdauer bis zum Erreichen einer Restkapazität von 70 % lässt sich für diese Bedingungen zu 6,8 Jahren extrapolieren. Dies ist ein außergewöhnlich gutes Ergebnis.

Für die Potential- und Temperaturabhängigkeit werden Ansätze aus der Literatur herangezogen. Hierbei wird angenommen, dass das kalendarische Alterungsverhalten für Zellen gleicher Zellchemie vergleichbar ausfällt. In [101] und [102] wurden Daten aus unterschiedlichen Veröffentlichungen zu Zellen mit Nickel-Kobalt-Aluminium (NCA) Zellchemie untersucht und für die Modellbildung herangezogen. Diese Daten werden auch

hier zur Abbildung der Temperatur- und Spannungsabhängigkeit verwendet. Für die Temperaturabhängigkeit wird das Arrhenius-Gesetz zugrunde gelegt. Dies besagt, dass eine Erhöhung der Temperatur die Alterung um den Faktor k_T beschleunigt, wobei gilt

$$k_T = \exp\left(-\frac{E_a}{R_g} \cdot \left(\frac{1}{T_{bat}} - \frac{1}{T_{ref}}\right)\right) \quad (4.26)$$

- k_T Temperaturkoeffizient
- E_a freier Kurvenparameter
- R_g allgemeine Gaskonstante
- T_{bat} aktuelle Temperatur

Die Spannungsabhängigkeit kann gemäß den referenzierten Veröffentlichungen durch eine an die Tafel-Gleichung [103] angelehnte Beschreibung abgebildet werden:

$$k_V = \exp\left(\frac{a_T \cdot F}{R_g} \cdot \left(\frac{V_{OCV}}{T_{bat}} - \frac{V_{OCV,ref}}{T_{ref}}\right)\right) \quad (4.27)$$

- k_V Ruhespannungskoeffizient
- a_T freier Kurvenparameter
- F Faradaykonstante
- V_{OCV} aktuelle Ruhespannung

Aus dieser Beziehung ergibt sich eine Temperaturabhängigkeit der Ruhespannungskoeffizienten. Der Alterungsfaktor, der sich bei einer beliebigen Temperatur und Ruhespannung zum Zeitpunkt t (mit $t = 0$ am Beginn der Lebensdauer) ergibt, lässt sich gemäß der folgenden Gleichung ermitteln: $c_{cal}(T_{bat}, V_{OCV}, t) = a_{cal} \cdot k_T \cdot k_V \cdot t$ (4.28)

Da die Alterung in der Regel unter unterschiedlichen Bedingungen stattfindet, ist es erforderlich, die differentielle Alterung Δc_{cal} über einen Zeitabschnitt Δt zu ermitteln. Hierzu wird zunächst die äquivalente Zeitspanne $t_{equiv.}$ bestimmt, die unter den aktuellen Bedingungen (Temperatur und Spannung) zum aktuell erreichten Alterungszustand $c_{cal_{act}}$ geführt hätte. Dies geschieht durch Einsetzen der aktuellen Temperatur und Spannung in Formel (4.28) und Auflösen nach t :

$$t_{equiv.}(c_{cal_{act}}, V_{OCV}, T_{bat}) = \frac{c_{cal_{act}}}{a_{cal} \cdot k_T \cdot k_V} \quad (4.29)$$

Anschließend kann die differentielle Alterung berechnet werden:

$$\Delta c_{cal}(c_{cal_{act}}, V_{OCV}, T_{bat}, \Delta t) = a_{cal} \cdot k_T \cdot k_V \cdot (t_{equiv.} + \Delta t) - c_{cal_{act}} \quad (4.30)$$

Die Gesamalterung ergibt sich entsprechend als Summation über alle differentiellen Alterungsanteile.

4.3.2.2 Zyklentalterungsmodell

Aus der Analyse der zyklischen Alterungstests ergibt sich für die Zyklentalterung ein wurzelförmiger Verlauf in Abhängigkeit des Ladungsumsatzes, hier ausgedrückt durch die Anzahl äquivalenter Vollzyklen $N_{\#}$:

$$c_{cyc}(N_{\#}) = a_{cyc} \cdot N_{\#}^{b_{cyc}}, \quad 0 \leq b_{cyc} \leq 1 \quad (4.31)$$

Für Werte von b_{cyc} kleiner eins ergibt sich damit zu einem früheren Zeitpunkt eine stärkere Alterung unter gleichen Betriebsbedingungen. Wie oben beschrieben wird als ein Haupteffekt der Zyklentalterung von Lithium-Ionen-Batterien die mechanische Belastung der Elektrodenmaterialien durch Ein- und Auslagerung von Lithium-Ionen in die Elektrodengitterstruktur gesehen [95, 96]. Aus diesem Grund spielt einerseits die Zyklenamplitude, auf der anderen Seite aber auch der Betriebsbereich eine entscheidende Rolle.

$$a_{cyc} = f(\Delta SoC, SoC_{avg}) \quad (4.32)$$

Die Abhängigkeit von der Zyklentiefe wird in der Regel durch eine Lebensdauerkurve³⁹ beschrieben, bei der der potentielle Ladungsumsatz bis zum Erreichen des Lebensdauerendes $N_{\#,max}$ als Funktion der Zyklentiefe angegeben wird. Geringere Zyklentiefen ermöglichen hierbei einen größeren Gesamtladungsumsatz. Für das vorliegende Modell wurde eine Potentialfunktion in Abhängigkeit der äquivalenten Vollzyklen zur Beschreibung dieses Zusammenhangs verwendet:

$$N_{\#,max}(\Delta SoC) = a_w \cdot \Delta SoC^{b_w} \quad (4.33)$$

- a_w, b_w freie Kurvenparameter der Lebensdauercharakteristik

³⁹ In Anlehnung an die Theorie der Bruchmechanik häufig als Wöhlerkurve bezeichnet

Abbildung 4-33 zeigt eine exemplarische Lebensdauerkurve mit den gefundenen Parametern $a_w = 2,75 \cdot 10^{11}$ und $b_w = -3,0816$ für die vermessenen Zellen. In Blau dargestellt ist der Ladungsumsatzes in äquivalenten Vollzyklen $N_{\#,max}$, in Orange die Anzahl erreichbarer Zyklen $n_{\#,max}$ bei der jeweiligen Zykltiefe. Gemäß des gewählten Ansatzes der additiven Überlagerung von kalendarischer und zyklischer Alterung, beziehen sich die dargestellten Lebensdauerkurven auf die rein zyklische Alterung unter Abzug der kalendarischen Alterungseinflüsse (gemäß der unter Abschnitt 4.3.2.1 beschriebenen Zusammenhänge) und der zusätzlichen Alterung durch Phasenübergänge (siehe weiter unten). Die Werte sind daher nicht repräsentativ für die tatsächlich erreichbaren Zyklenzahlen. Die Batterie wird in der Praxis vor Erreichen der Zyklenzahlen durch die kalendarische Alterung ihr Lebensdauerende erreichen. Die Kurven zeigen aber die spezifische Belastung durch die Zyklisierung. Insgesamt handelt es sich bei der untersuchten Batterie um ein im Vergleich mit anderen Produkten sehr stabiles und langlebiges Produkt.

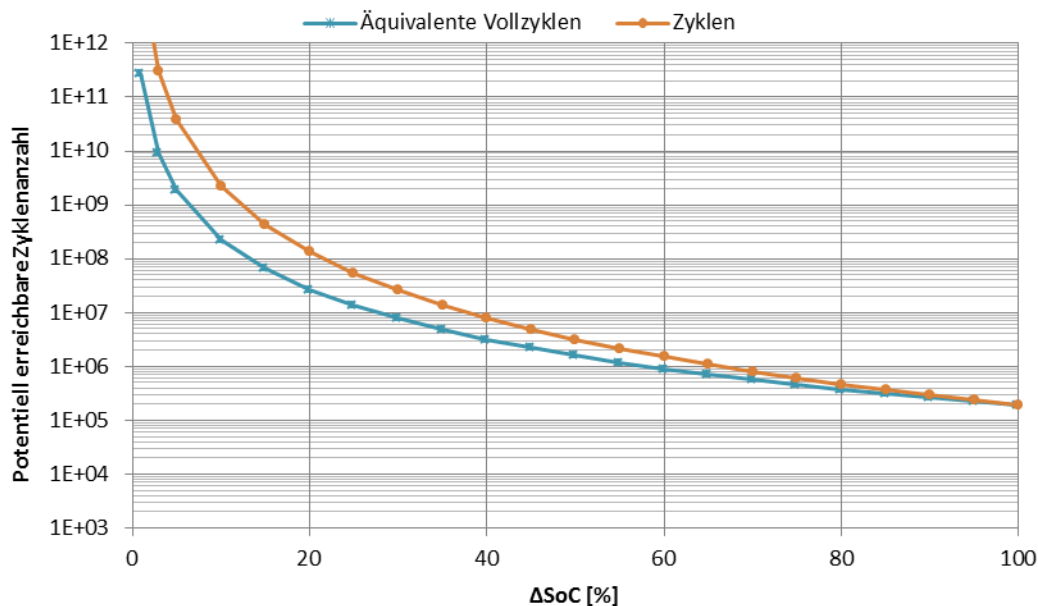


Abbildung 4-33: Lebensdauercharakteristik: Potentielle Zyklenzahl bis zum Erreichen des Lebensdauerendes; orange – Zyklen $n_{\#,max}$, blau – äquivalente Vollzyklen $N_{\#,max}$ ($N_{\#} = n_{\#} \cdot \frac{\Delta SoC}{100}$) in Abhängigkeit der Zykltiefe ΔSoC ; die hohen Werte der erreichbaren Zyklenzahlen ergeben sich für die rein zyklische Alterung im Modell unter Abzug der kalendarischen Alterung und weiterer Alterungseinflüsse. Sie sind daher eine theoretische Modellgröße und nicht repräsentativ für tatsächlich erreichbare Zyklenzahlen.

Für die Abhängigkeit vom mittleren Ladezustand wird häufig eine geringere Lebensdauer bei extrem hohen, aber auch bei extrem geringen Ladezuständen beschrieben. Der Einfluss zu höheren Ladezuständen fällt hierbei jedoch in der Regel stärker aus. Da für die vorliegende Zelle ein sehr konservativer zulässiger Betriebsbereich gegenüber anderen Zellen gleicher Chemie definiert ist, wird hier von einer streng monoton steigenden Lebensdauer mit

abnehmendem mittleren Ladezustand ausgegangen. Es wird ein Beschleunigungsfaktor definiert, der für einen mittleren Ladezustand von $SoC_{avg} = 50\%$ zu eins angenommen wird und sich gemäß einer Exponentialfunktion verhält:

$$k_{SoC_{avg}} = \begin{cases} \frac{1}{\exp\left(\left(50 - \left(100 - \frac{\Delta SoC}{2}\right)\right) \cdot f_{SoC_{avg}}\right)} & \text{für } SoC_{avg} + \frac{\Delta SoC}{2} > 100 \\ \frac{1}{\exp\left(\left(50 - SoC_{avg}\right) \cdot f_{SoC_{avg}}\right)} & \text{sonst} \\ \frac{1}{\exp\left(\left(50 - \left(0 + \frac{\Delta SoC}{2}\right)\right) \cdot f_{SoC_{avg}}\right)} & \text{für } SoC_{avg} - \frac{\Delta SoC}{2} < 0 \end{cases} \quad (4.34)$$

- $f_{SoC_{avg}}$ freier Kurvenparameter

Unter der Annahme, dass der mittlere Ladezustand dem arithmetischen Mittelwert zwischen maximalem und minimalem SoC eines Zyklus entspricht, ist die Funktion nur für einen Teil des Betriebsbereiches definiert. Für die Randbereiche des mittleren SoC wird der minimale bzw. maximale Wert fortgeschrieben, der sich durch arithmetische Mittelung ergibt. Am Beispiel des 100 %-Zyklus ist der Wert somit über die gesamte Spannbreite des mittleren SoC konstant eins.

Es ergibt sich der erreichbare Gesamtladungsumsatz in Abhängigkeit von Zyklenamplitude und Betriebsbereich zu

$$N_{\#,max}(\Delta SoC, SoC_{avg}) = k_{SoC_{avg}} \cdot a_w \cdot \Delta SoC^{b_w} \quad (4.35)$$

Analog zur kalendarischen Alterung ist auch für die zyklische Alterung von variablen Betriebsbedingungen auszugehen. Formel (4.31) gilt zunächst nur für konstante Betriebsbedingungen. Auch für die zyklische Alterung muss daher im Modell jeweils ein differentieller Alterungseinfluss Δc_{cyc} berechnet werden, den ein differentieller Ladungsumsatz $\Delta N_{\#}$ (Halbzyklus) bei gegebenem mittleren Ladezustand und gegebener Zyklentiefe gegenüber dem aktuellen Alterungszustand $c_{cyc,act}$ verursacht. Zunächst muss der Parameter a_{cyc} für die aktuellen Bedingungen berechnet werden. Es gilt, dass der Alterungsfaktor bei Erreichen der maximal möglichen Zyklenzahl 1 beträgt:

$$c_{cyc}(N_{\#,max}(\Delta SoC, SoC_{avg})) = 1 \quad (4.36)$$

Mit diesem Wissen lässt sich Gleichung (4.31) auflösen nach a_{cyc} :

$$a_{cyc}(\Delta SoC, SoC_{avg}) = \frac{1}{(N_{\#,max}(\Delta SoC, SoC_{avg}))^{b_{cyc}}} \quad (4.37)$$

Ist a_{cyc} bekannt, kann durch Umstellen von Gleichung (4.31) die äquivalente Vollzyklenzahl bestimmt werden, die unter den aktuellen Bedingungen (Zyklushub und Betriebsbereich) zu der aktuell vorliegenden Alterung c_{cycact} geführt hätte:

$$N_{\#,equiv.} = \left(\frac{c_{cycact}}{a_{cyc}(\Delta SoC, SoC_{avg})} \right)^{\frac{1}{b_{cyc}}} \quad (4.38)$$

Schließlich lässt sich die differentielle Alterung ermitteln zu

$$\Delta c_{cyc} \left(c_{cycact}, \Delta SoC, SoC_{avg}, \Delta N_{\#} \right) = a_{cyc} \cdot \left(N_{\#,equiv.} + \Delta N_{\#} \right)^{b_{cyc}} - c_{cycact} \quad (4.39)$$

Die gesamte zyklische Alterung ergibt sich auch hier aus der Summation der einzelnen differentiellen Alterungsanteile.

In Abbildung 4-34 ist der Beschleunigungsfaktor $k_{SoC_{avg}}$ exemplarisch dargestellt. Bei kleinen Zyklusn Höhen ist deutlich die exponentielle Abhängigkeit vom mittleren Ladezustand erkennbar⁴⁰.

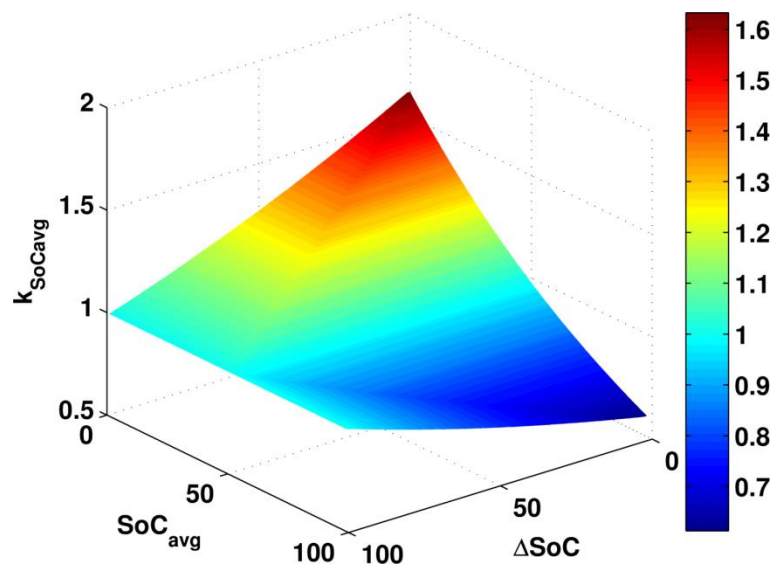


Abbildung 4-34: Exemplarische Darstellung des Beschleunigungsfaktors $k_{SoC_{avg}}$ in Abhängigkeit des Zyklusn Höhen und des mittleren Ladezustandes

⁴⁰ Da der mittlere Ladezustand als arithmetischer Mittelwert zwischen maximalem und minimalem Ladezustand während eines Zyklus bestimmt wird, sind einige Bereiche des Diagramms de facto nicht erreichbar. Ein Zyklus mit 100 % ΔSoC kann so beispielsweise per Definition nur einen mittleren Ladezustand von 50 % besitzen.

Durch Multiplikation mit der Wöhlerkurve aus Abbildung 4-33 ergibt sich eine dreidimensionale Charakteristik, wie sie in Abbildung 4-35 abgebildet ist. Bei einem mittleren Ladezustand von 50 % ergibt sich die ursprüngliche Charakteristik.

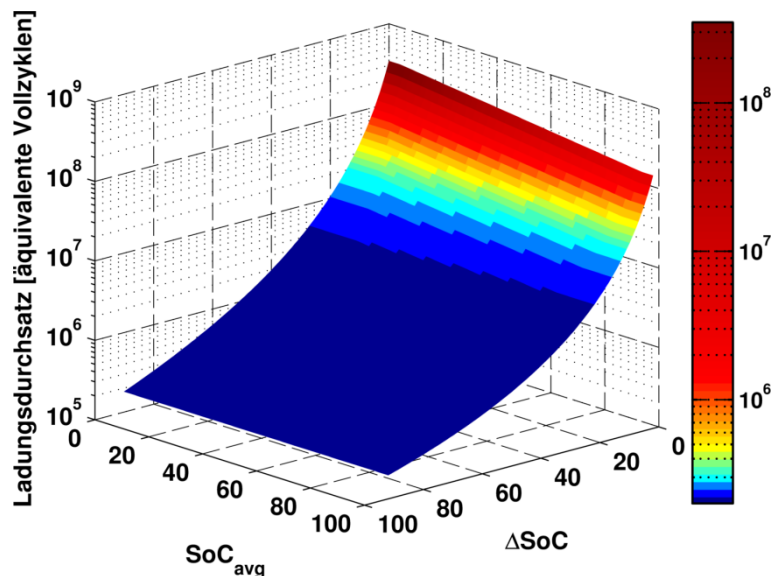


Abbildung 4-35: Exemplarische Darstellung der Wöhlerkurve mit Abhängigkeit vom Betriebsbereich gemäß Beschleunigungsfaktor $k_{\text{SoC}_{\text{avg}}}$ aus Abbildung 4-34

Zyklenzählung

Betrachtet man synthetische Profile, so ist die Zyklentiefe oft konstant über die Testdauer. In der realen Anwendung treten jedoch in der Regel stochastische Überlagerungen von Mikro- und Makrozyklen auf. In der vorliegenden Anwendung wird der Makrozyklus konkret durch den täglichen Sonnenverlauf verursacht. Mikrozyklen ergeben sich durch Lastspitzen oder Wolkendurchzüge während der Sonnenscheindauer. Zur Abbildung derartiger Überlagerungen in den Labortests wurde das Zyklprofil 4 definiert, welches eine Gesamtamplitude von 60 % aufweist, dem kleinere Zyklen mit einer Amplitude von 10 bzw. 20 % überlagert sind. Da die Makrozyklen einen größeren Einfluss auf die Alterung besitzen, als die Mikrozyklen, ist es notwendig, Makrozyklen zu detektieren. Der einfachste Ansatz der Zyklenerkennung, die Zählung von Halbzyklen durch Detektion von Stromrichtungswechseln bzw. lokalen Extrema im SoC-Verlauf, berücksichtigt keine Makrozyklen. Ein ebenfalls aus der Bruchmechanik entlehnter Ansatz zur Berücksichtigung von Makrozyklen ist der sogenannte Rainflow-Algorithmus. Es gibt eine Vielzahl von Veröffentlichungen, auch zu verschiedenen Ansätzen der Implementierung. Die Implementierung orientiert sich an den Ausführungen in [104] und [105].

Beim Rainflow-Counting werden vollständige Mikrozyklen (bestehend aus Laden und Entladen) aus dem Profil eliminiert (Abbildung 4-36, grau schraffierte Flächen) und die offenen Enden des residualen SoC-Profiles miteinander verknüpft. Dies geschieht solange, bis

das vollständige Profil verarbeitet wurde. Ggf. übrigbleibende Anteile werden als Halbzyklen gesondert verarbeitet. Am Beispiel des Zyklusprofils 4 wird die Wirkung des Rainflow-Algorithmus verdeutlicht. Die Zählergebnisse sind in Tabelle 4-3 gegenübergestellt. Wo die Halbzyklenzählung lediglich 10 und 20 % Zyklen erkennt, wird bei der Methode des Rainflow-Counting auch der überlagerte 60 %-Zyklus erkannt. Durch die Makrozyklenerkennung wird eine gewisse Profillänge benötigt, um die Alterung im Modell zu bestimmen. Es ist nicht mehr möglich, die Alterung zu jedem Zeitpunkt ausschließlich auf Basis der Vorgeschichte und des Ist-Zustandes zu ermitteln. Für die gegebene Anwendung wird die Auswertung jeweils über einen Tag durchgeführt, so dass der Makrozyklus nach Möglichkeit vollständig enthalten ist.

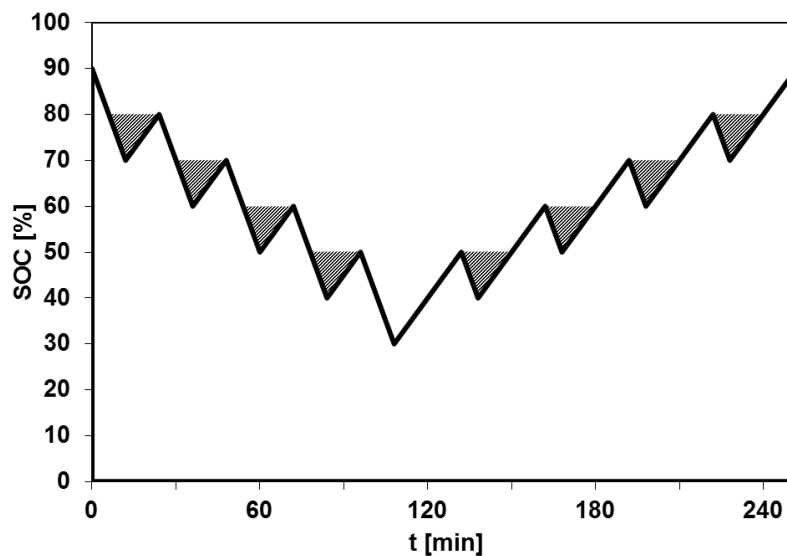


Abbildung 4-36: Eliminierung von vollständigen Teilzyklen (grau schraffierte Flächen) bei der Methode des Rainflow-Counting

Tabelle 4-3: Vergleich der Zählergebnisse der Halbzyklenzählung und des Rainflow-Counting am Beispiel des Zyklentests 4; Zahlen zur besseren Vergleichbarkeit angegeben in Halbzyklen

Zyklentiefe	Halbzyklenzählung	Rainflow-Counting
10 %	8	16
20 %	10	0
60 %	0	2

Zusätzlicher Alterungseinfluss von Phasenübergängen

Aus den Testergebnissen der beschleunigten Alterungstests wird deutlich, dass die Alterung bei gleicher Zykltiefe im mittleren Ladezustandsbereich (Zyklentest 5: $SoC_{avg} = 60\%$) mit nahezu gleicher Geschwindigkeit voranschreitet, wie im oberen Ladezustandsbereich (Zyklentest 1: $SoC_{avg} = 85\%$) (vgl. Abbildung 4-31 links). Es gibt Hinweise darauf, dass Phasenübergänge in den Elektrodenmaterialien einen Einfluss auf die Alterung haben [106]. Um derartige Phasenübergänge zu detektieren, ist es möglich den Spannungsgradienten bezüglich des Ladezustandes über den Ladezustand aufzutragen, wobei höhere Gradienten einen Phasenübergang andeuten. Für die vorliegende Zelle ist der Verlauf $\frac{dU}{dSoC}$ über dem Ladezustand in Abbildung 4-37 dargestellt. Es ist ein lokales Maximum der Spannungsänderung bei ca. 66 % Ladezustand zu beobachten. Die Mechanismen dieses Alterungseinflusses sind bisher nur unzureichend analysiert und bedürfen weiterer Untersuchungen. Es wird jedoch angenommen, dass derartige Phasenübergänge durch eine Veränderung in der Gitterstruktur der Elektrodenmaterialien zu erhöhten mechanischen Beanspruchungen führen, wodurch die Alterung beschleunigt wird. Für die Abbildung des Alterungseffekts im Modell wird an dieser Stelle eine Straffunktion eingeführt, die beim Überschreiten des Phasenüberganges einen zusätzlichen Alterungseinfluss bewirkt. Um die Ausdehnung des lokalen Maximums zu berücksichtigen, wird die Straffunktion als Integral über eine Dreieckfunktion mit dem Spitzenwert bei 66 % Ladezustand angenommen. Der Verlauf der Straffunktionen für Laden und Entladen sowie der Grundfunktion sind in Abbildung 4-38 dargestellt. Wird der kritische Bereich in Laderichtung überschritten, gilt die rote Kurve, in Entladerichtung kommt die grüne Kurve zur Anwendung. Wird innerhalb des Bereichs der Straffunktion zyklisiert, wird die Differenz der Werte der jeweiligen Straffunktion zu Beginn und am Ende des Zyklus gebildet. Die resultierende relative Alterung in Abhängigkeit von Zykltiefe und mittlerem Ladezustand ist in Abbildung 4-39 gezeigt. Um den Einfluss der Straffunktion mit zunehmender Alterung abzuschwächen, wird der absolute Wert mit der relativen aktuellen Kapazität skaliert.

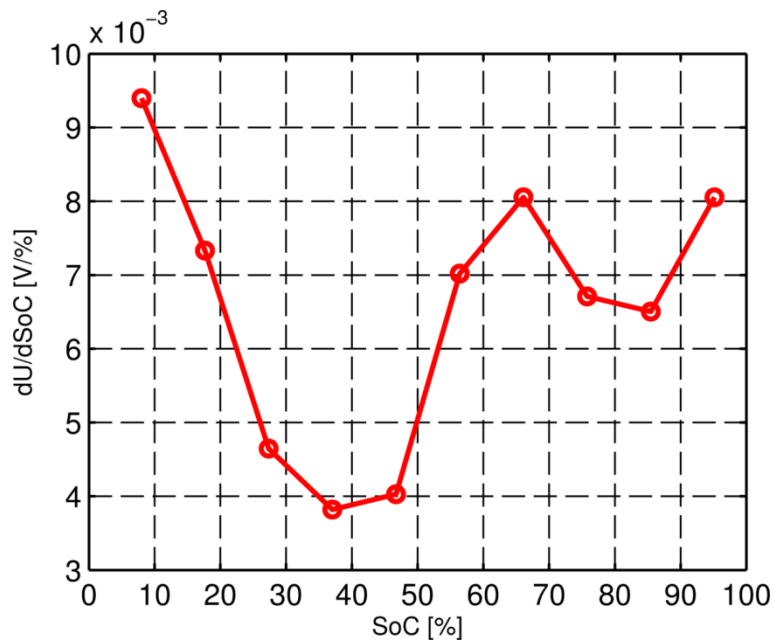


Abbildung 4-37: Spannungsgradient bezogen auf den Ladezustand, in Abhängigkeit des Ladezustandes

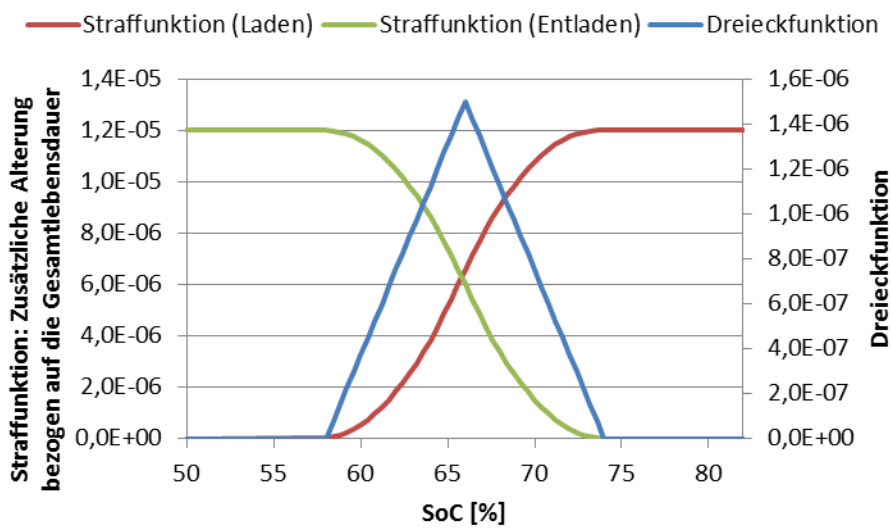


Abbildung 4-38: Für die Modellierung verwendete Strafffunktionen zur Berücksichtigung des Phasenüberganges; zur Ermittlung des resultierenden Alterungseinflusses wird die Differenz zwischen den Werten der entsprechenden Strafffunktion an den SoC-Werten am Ende und zu Beginn des Zyklus gebildet

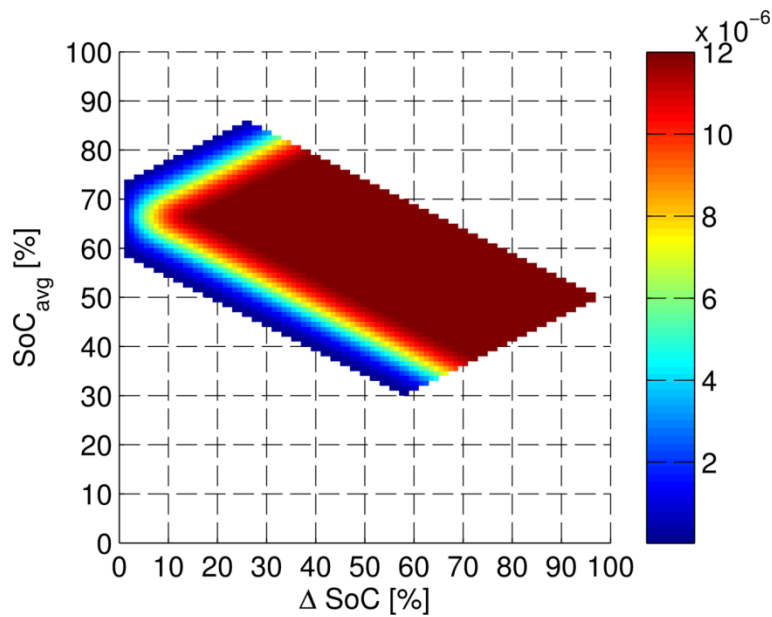


Abbildung 4-39: Werte der Strafffunktion bei Zyklisierung in Abhängigkeit der Zyklentiefe und des mittleren Ladezustandes

4.3.3 Rückwirkung der Alterung auf das elektrische Modell

Die Parametrierung der Batterie wurde unter Berücksichtigung der Rückkopplung der Alterung auf das elektrische Modell durchgeführt. Die Rückkopplung wurde folgendermaßen berücksichtigt:

Die Alterung bewirkt eine Abnahme der Kapazität gemäß den zuvor beschriebenen Zusammenhängen. Durch die Verringerung der Kapazität vergrößert sich der bezogene Strom bei gleichem absolutem Strom:

$$I_{rel,act} = I_{rel} \cdot \frac{C_{BoL}}{C_{act}} = \frac{I_{abs}}{C_{nom}} \cdot \frac{C_{BoL}}{C_{act}} \quad (4.40)$$

Im Modell wird der bezogene Strom gemäß dieser Formel berechnet und der Ladezustand basierend auf diesem bezogenen Strom ermittelt. Die Ruhespannung wird durch eine Look-Up-Tabelle realisiert, deren Eingang der Ladezustand ist. Durch Verwendung des Ladezustandes bezogen auf die aktuelle Kapazität wird die Ruhespannungskennlinie entsprechend skaliert. Die Gültigkeit dieser Annahme wird beim Vergleich zwischen den Grafiken in Abbildung 4-40 deutlich.

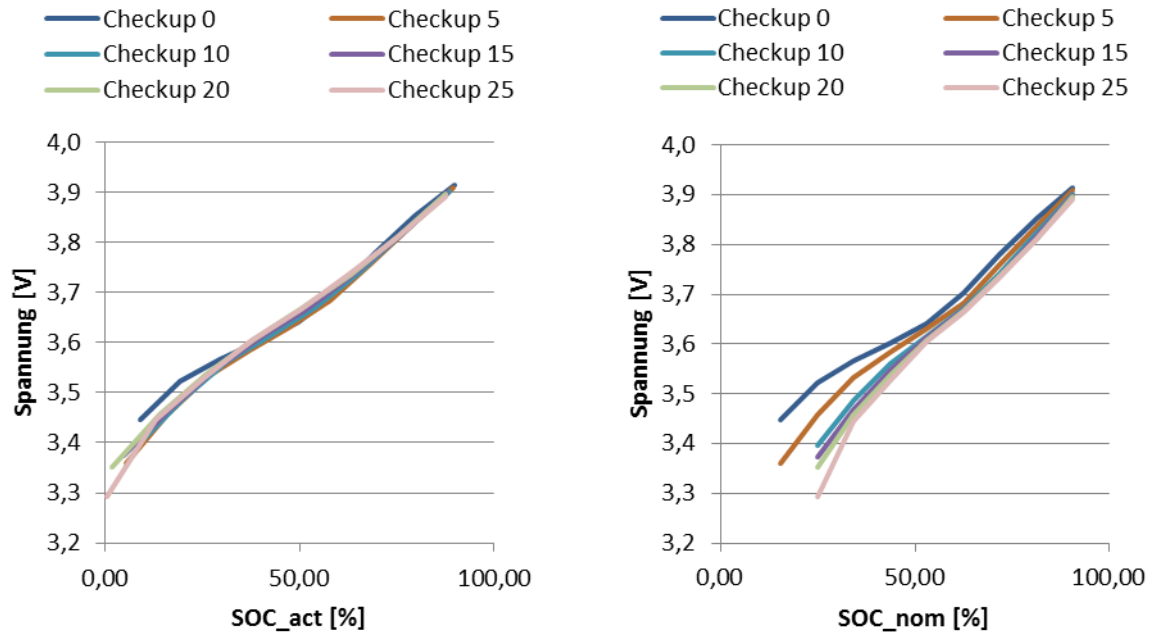


Abbildung 4-40: Ruhespannungskennlinien der Zelle 38 aus Zyklentest 3 (60 % Zyklenhub, 60 % mittlerer Ladezustand) in Abhängigkeit des Ladezustandes bezogen auf die aktuelle Kapazität (links) bzw. bezogen auf die Nennkapazität (rechts); Entwicklung über die Lebensdauer

Abbildung 4-40 zeigt links die Ruhespannungskennlinie einer Zelle aus Zyklentest 3 über die fortschreitende Lebensdauer (Check-Up-Intervall ca. 4-8 Wochen), wobei der Ladezustand bezogen auf die jeweils aktuelle Kapazität während der Messung berechnet wurde. Im Vergleich dazu zeigt Abbildung 4-40 rechts die gleichen Ruhespannungskennlinien, jedoch aufgetragen über den Ladezustand bezogen auf die Nennkapazität. Durch die Normierung auf den aktuellen Ladezustand kann eine erheblich bessere Deckung der einzelnen Messkurven erzielt werden⁴¹.

Neben dem Anstieg der Kapazität wirkt sich die Batteriealterung auch auf den Innenwiderstand aus. Dieser Effekt wird im vorliegenden Modell implizit bereits durch die Skalierung des Stromes mit berücksichtigt, da die Impedanzelemente des elektrischen Ersatzschaltbildmodells auch als bezogene Größen hinterlegt sind, so dass sie mit dem

⁴¹ Die Spannungscurven in den Grafiken enden bei den kleinen Ladezuständen sehr abrupt. Dies ist auf das Messverfahren zurückzuführen. Die Ruhespannungskennlinie wurde durch Messung der Spannung bei durch Entladung definiert angefahrenen Ladezuständen ermittelt. Mit abnehmender Kapazität waren ggf. einige der so gewählten diskreten Messpunkte nicht mehr erreichbar. Bezogen auf die Nennkapazität sind die Punkte entsprechend immer Deckungsgleich (z.B. letzter erreichbarer Messpunkt bei 20 % oder 10 % Ladezustand). Die Skalierung bei Normierung auf die aktuelle Kapazität wirkt sich auf den jeweils letzten messbaren Wert in Form einer Verschiebung aus. Ein moderneres Messverfahren ermittelt die Ruhespannungskennlinie kontinuierlich durch Entladung mit einem sehr geringen Strom. Dabei tritt dieser Effekt nicht mehr auf.

bezogenen Strom beaufschlagt werden. Ein Kapazitätsverlust von 20 % führt beispielsweise zu einem Anstieg des bezogenen Stromes von 25 %:

$$I_{rel,act} = I_{rel} \cdot \frac{C_{BoL}}{0,8 \cdot C_{BoL}} = I_{rel} \cdot \frac{1}{(1 - 0,8) \cdot c} = I_{rel} \cdot 1,25$$

Faktisch ist dies äquivalent zu einer Zunahme des Innenwiderstandes um 25 %. Da die Widerstandszunahme für die vorliegende Anwendung nur eine untergeordnete Rolle spielt wurde aufgrund der ausreichend guten Übereinstimmung des Modells mit den Messergebnissen (vgl. Abbildung 4-44) auf eine explizite Modellierung der Widerstandszunahme verzichtet.

4.3.4 Vergleich der Simulationsergebnisse mit den Labormessungen

Unter Verwendung der beschriebenen Modellansätze lassen sich die Messergebnisse aus dem Labor verhältnismäßig gut abbilden. Abbildung 4-41 bis Abbildung 4-43 zeigen den Vergleich der Simulationsergebnisse (jeweils in Blau) für die Kapazitätsabnahme mit den Labormessergebnissen (in Rot). Da es bedingt durch Laborumzüge stellenweise Testunterbrechungen gab, die zu einem temporären Anstieg der Kapazitätswerte geführt haben, wurden diese Messwerte für die Parametrierung ausgeschlossen. Die jeweiligen Messwerte sind in Hellgrau dargestellt. Auffällig ist insbesondere, dass die Zyklentests zum Ende der Messdauer, offenbar unabhängig vom absoluten Alterungsfortschritt, eine erneute deutliche Abflachung der Kapazitätsabnahme zeigen. Dieser Effekt wird durch das Modell derzeit nicht abgebildet. Ansonsten lässt sich durch das Modell sowohl die etwas stärkere Kapazitätsabnahme in Zyklentest 4 gegenüber Zyklentest 3 erklären. Darüber hinaus liefert die Strafffunktion zur Abbildung des Phasenüberganges einen geeigneten Ansatz, um die Alterung in Zyklentest 5 abzubilden.

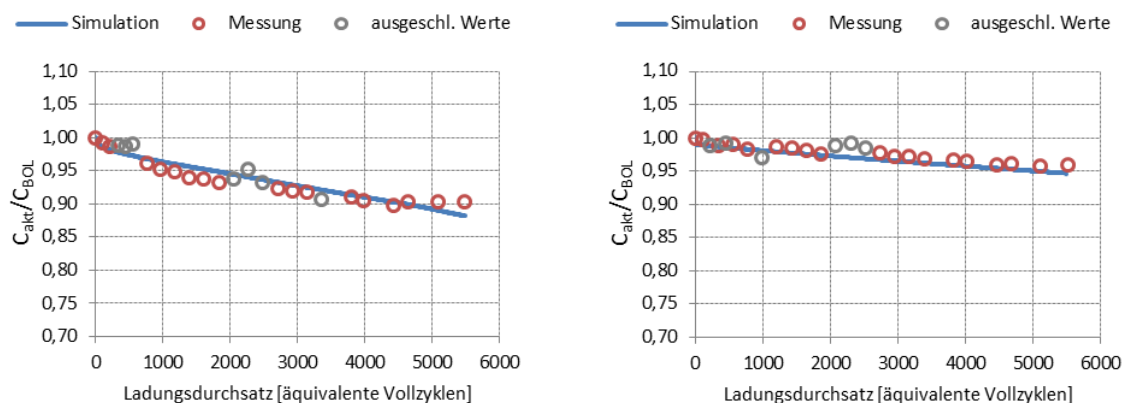


Abbildung 4-41: Vergleich der Simulationsergebnisse mit den Labormessungen: Verlauf der akt. Kapazität (C_{akt}) bez. auf die Anfangskapazität (C_{BoL}) in Abhängigkeit des Ladungsdurchsatzes; links: Zyklentest 1, rechts: Zyklentest 2

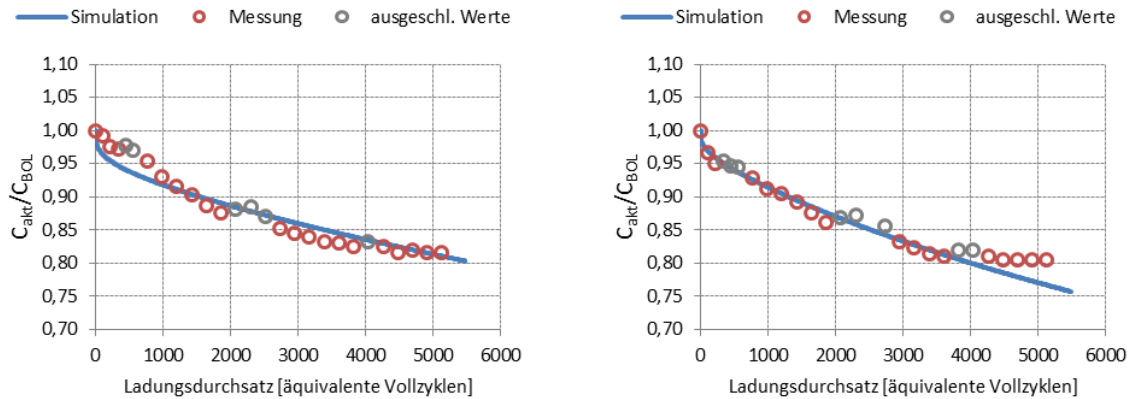


Abbildung 4-42: Vergleich der Simulationsergebnisse mit den Labormessungen: Verlauf der aktuellen Kapazität (C_{akt}) bezogen auf die Anfangskapazität (C_{BOL}) in Abhängigkeit des Ladungsdurchsatzes; links: Zyklentest 3, rechts: Zyklentest 4

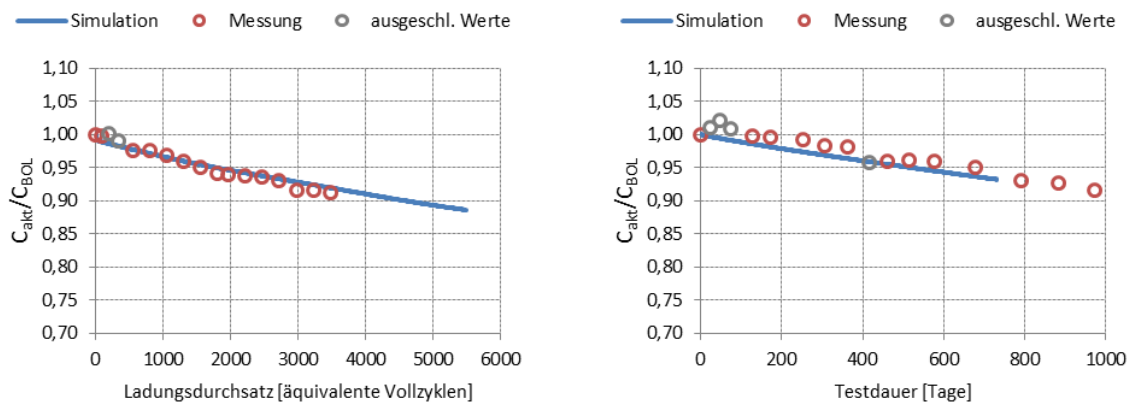


Abbildung 4-43: Vergleich der Simulationsergebnisse mit den Labormessungen: Verlauf der aktuellen Kapazität (C_{akt}) bezogen auf die Anfangskapazität (C_{BOL}) in Abhängigkeit des Ladungsdurchsatzes bzw. der Zeit; links: Zyklentest 5, rechts: kalendrischer Alterungstest bei 85 % SoC und 55 °C

Die Zunahme des Innenwiderstandes wurde nicht explizit modelliert, sondern lediglich, wie unter Kapitel 4.3.3 beschrieben, über den indirekten Effekt der Kapazitätsabnahme und damit einhergehender Erhöhung der bezogenen Ströme berücksichtigt.

Der Vergleich der Simulationsergebnisse ist in Abbildung 4-44 exemplarisch für die Zyklentests 2 und 4 dargestellt. Es ist erkennbar, dass auch hier aufgrund des Modellansatzes die anfängliche Abnahme des Innenwiderstandes nicht abgebildet werden kann. Darüber hinaus weisen die Simulationsergebnisse verglichen mit den Ergebnissen zur Kapazitätsabnahme deutlich größere Abweichungen auf. Für die vorliegende Anwendung, in

der der Batteriebetrieb bei moderaten C-Raten erfolgt, sind die gezeigten Abweichungen in einem akzeptablen Bereich. Auch wenn der Einfluss der Alterung auf den Batteriewirkungsgrad hier mit gewissen Fehlern behaftet ist, sind die Auswirkungen auf die Lebenszykluskosten des Gesamtsystems vernachlässigbar.

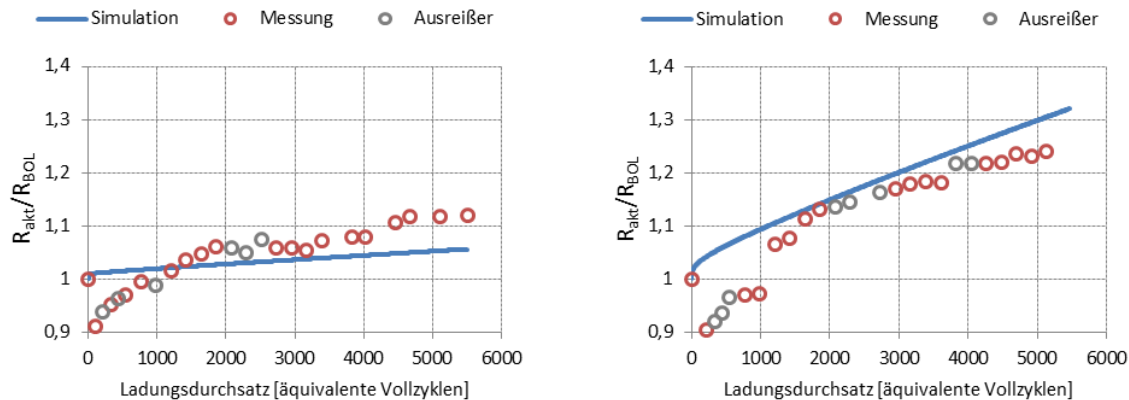


Abbildung 4-44: Vergleich der Simulationsergebnisse mit den Labormessungen: Verlauf des aktuellen Innenwiderstandes (R_{akt}) bezogen auf den Anfangswert (R_{BOL}) in Abhängigkeit des Ladungsdurchsatzes; links: Zyklentest 2, rechts: Zyklentest 4

Die vorgenommene Parametrierung der Simulation bildet die vorliegenden Messergebnisse gut ab. Mangels eines geeigneten Verifikationsdatensatzes, der einen Vergleich der Simulationsergebnisse mit Belastungsprofilen erlaubt, die einen dynamischen Betriebsbereich abdecken (z. B. aus realen Messungen), kann die Allgemeingültigkeit des Modellansatzes jedoch nicht vorausgesetzt werden.

4.4 Batteriemanagementsystem (BMS)

Das Batteriemanagementsystem (BMS) wird vom Batteriehersteller als Schnittstelle der Batterie zum übergeordneten System eingesetzt. Es dient in realen Batteriesystemen dazu, die Sicherheit der Batterie zu gewährleisten und Zustände zu vermeiden, die zu einer Beschädigung der Batterie führen. Hierzu ermittelt das BMS zulässige Betriebsbereiche (z. B. verfügbarer Lade-/Entladestrom) anhand des aktuellen Batteriezustandes (Zellspannungen und -temperaturen) und stellt diese in geeigneter Weise aufbereitet und in definierter Form über eine Kommunikationsschnittstelle dem übergeordneten Energiemanagementsystem (EMS) zur Verfügung. Die eigentliche Steuerung der Leistungsflüsse wird in der Regel vom EMS übernommen.

Insbesondere bei Lithium-Ionen-Batterien ist zwingend zu gewährleisten, dass ein definierter Betriebsbereich eingehalten wird. Ein Überladen der Batterie, wie es in der Regel bei Bleibatterien zum Angleichen der Zellladezustände oder auch zur Verlängerung der Lebensdauer praktiziert wird, ist nicht möglich, da keine nennenswerten Nebenreaktionen existieren. Überladung bzw. Tiefentladung führen bei Lithium-Batterien daher in der Regel zu sicherheitskritischen Zuständen und sind zu vermeiden.

Dieser Umstand führt bei stark ungleichmäßigen Ladezuständen der Zellen ggf. zu einer frühzeitigen Beendigung der Ladung bzw. Entladung, wodurch die Ausnutzung der verfügbaren Kapazität aber auch die Leistungsfähigkeit stark eingeschränkt würden. Um das zu verhindern, werden Ladungsausgleichssysteme (auch Balancing-Systeme genannt) eingesetzt. Das Ladungsausgleichsystem versucht durch gezielte Manipulation der Ladezustände der einzelnen Batteriezellen einen möglichst gleichmäßigen bzw. systemoptimalen Batteriezustand herzustellen. Beim Ladungsausgleich in der einfachsten Form wird eine Vergleichmäßigung der Ladezustände durch gezieltes Entladen einzelner Zellen über einen Widerstand realisiert.

In der Regel enthält das Batteriemanagementsystem zusätzlich auch Schutzeinrichtungen wie z. B. ein Leistungsschutz, das eine Trennung/Zuschaltung des Leistungsanschlusses realisiert.

Bei modularen Batteriesystemen kommen häufig Master-Slave-Systeme zum Einsatz. Hierbei werden die Messwerte modulweise gemessen und in der Regel wird auch der Ladungsausgleich über eine modulintegrierte Logik realisiert (Slave). Die Messwerte werden dann typischerweise an das Master-System übergeben, das die systemrelevanten Sicherheitsfunktionen beherbergt und die Schnittstelle zum Energiemanagementsystem bereitstellt. Auf diese Weise lassen sich flexibel unterschiedlich viele Module zu einem Batteriesystem verbinden. Das Prinzip ist in Abbildung 4-45 exemplarisch dargestellt.

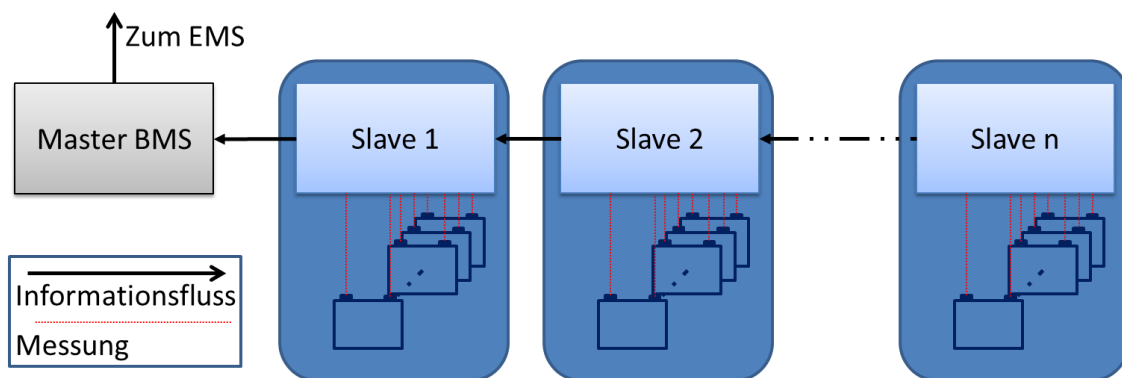


Abbildung 4-45: Exemplarische Darstellung der Master-Slave-Architektur

Das dieser Arbeit zugrundeliegende System besitzt ein solches modulares Batteriesystem, bei dem das Master-BMS Informationen aus den modulintegrierten Slave-BMS sammelt. In diesem System kommt ein serieller Bus zur Datenübertragung zum Einsatz, wie es schematisch auch in Abbildung 4-45 dargestellt ist. Basierend auf diesen Informationen wird

dem übergeordneten Energiemanagementsystem des Systems gemäß einer batteriespezifischen Charakteristik der zulässige Lade-/Entladestrom zur Verfügung gestellt. So ergibt sich z. B. der Ladestrom in Abhängigkeit von der Temperatur und dem Ladezustand.

Die entsprechende Charakteristik für das betrachtete Batteriesystem wurde in [107] vermessen und ist in Abbildung 4-46 dargestellt. Ein Derating⁴² des Ladestroms tritt erst oberhalb von 70 % Ladezustand auf. Für die Simulation wurde die Charakteristik mit implementiert, um eine eventuelle Beeinträchtigung der Leistungsfähigkeit in höheren Ladezustandsbereichen für die Optimierung berücksichtigen zu können. Auch wenn die Charakteristik zellspezifisch ist, ist insbesondere die Verringerung der Leistungsfähigkeit bei nahezu voller Batterie eine Eigenschaft, die alle Lithium-Ionen-Systeme in ähnlicher Form besitzen, da die maximale Ladespannung nicht überschritten werden darf und durch einen zu hohen Strom Lithium-Plating und in der Folge eine beschleunigte Alterung auftreten könnte [81]. Zusätzlich berücksichtigt die Funktion eine mögliche Überhitzung der Batterie durch die Vermeidung hoher Ladeströme, wenn die Batterie bereits warm ist. Der Entladestrom ist ebenfalls begrenzt, folgt hier allerdings keiner Temperatur- und Ladezustandsabhängigkeit. Der Entladestrom ist konstant auf 0,78 C begrenzt.

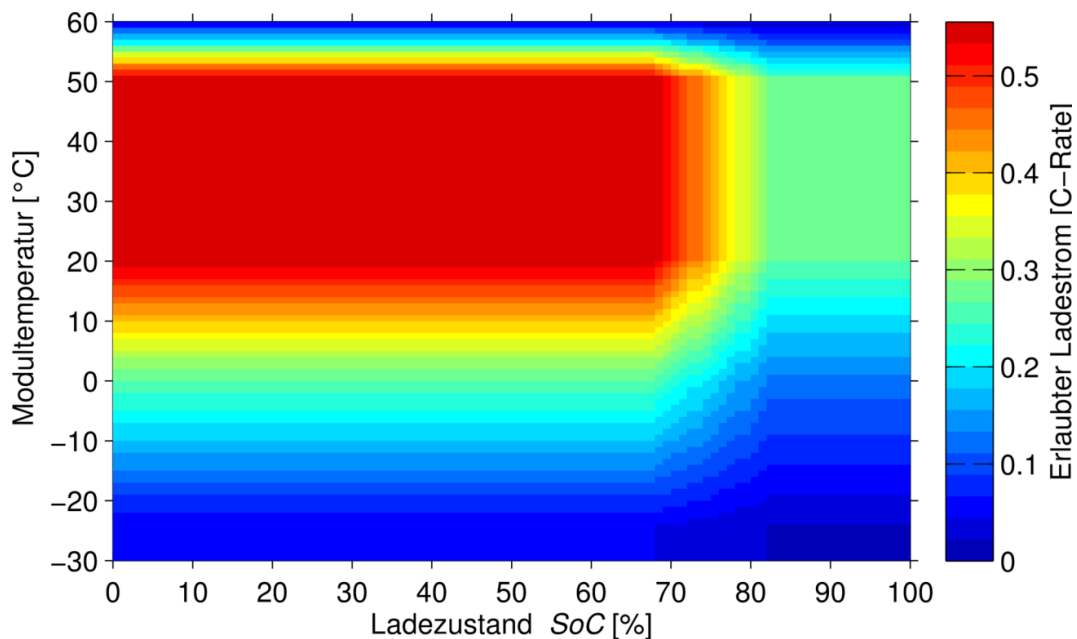


Abbildung 4-46: Maximaler erlaubter Ladestrom in Abhängigkeit der Temperatur und des Ladezustandes

⁴² Aus dem Englischen: Drosselung / Einschränkung der Betriebswerte

5 Szenariobetrachtung

Basierend auf den in den Kapiteln 3 und 4 beschriebenen Komponentenmodellen sollen im Folgenden Betrachtungen eines PV-Batteriesystems erfolgen. Um aus den Komponenten ein entsprechendes Systemmodell zu erzeugen, sind die folgenden Schritte notwendig, um ein Simulationsszenario zu definieren:

- Wahl der Eingangsdaten und Parametrierung der Komponentenmodelle
- Definition des Systemverhaltens durch die Implementierung einer Energiemanagementstrategie

Im folgenden Abschnitt 5.1 sollen diese beiden Schritte detailliert zur Definition des Basisszenarios dargestellt werden. Dieses wird als Ausgangsbasis für alle weiteren Betrachtungen dienen. Abweichungen zum Basisszenario werden bei Betrachtung weiterer Szenarien (z. B. Sensitivitätsanalysen) entsprechend kenntlich gemacht.

5.1 Basisszenario – DC-Topologie zur Maximierung des Eigenverbrauchs

Im Folgenden wird das Basisszenario dargestellt, das den weiteren Betrachtungen zugrunde gelegt wird und auf dem auch die Optimierung in Kapitel 6 beruhen wird. Das Basisszenario bezieht sich dabei auf ein Lithium-Ionen-Batteriesystem mit der in Kapitel 4 beschriebenen Charakteristik, das gemäß der DC-Topologie (vgl. Abschnitt 2.4.2) in das Gesamtsystem integriert ist. Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass die Energiemanagementstrategie zur Maximierung des lokalen Eigenverbrauchs zum Einsatz kommt, wie sie in Kapitel 2.5.1 näher beschrieben wurde.

5.1.1 Wahl der Eingangsdaten und Parametrierung der Komponentenmodelle

Das Basisszenario orientiert sich bzgl. der Systemauslegung und Komponentencharakteristik an dem im Rahmen des in Kapitel 4.3 erwähnten Projektes *„Netzgekoppeltes PV-System mit Lithium-Ionen basierten Speichern zur Verbesserung der Integration von Erneuerbaren Energien in das öffentliche Stromnetz“* (Kurztitel Sol-ion) entwickelten Prototypen des später kommerziell als *Bosch VS5 Hybrid* vermarkteten PV-Speichersystems. Die Parametergewinnung basiert hierbei größtenteils auf Messungen, die bereits im Rahmen der Validierung der Komponentenmodelle herangezogen wurden. Eventuelle Änderungen des Seriengerätes gegenüber dem Prototypen sind dem Autor nicht bekannt und können daher weder kommentiert noch berücksichtigt werden.

5.1.1.1 PV-Generator

Für das Basisszenario wird angenommen, dass ein 5 kWp PV-Generator installiert ist. Als Modulcharakteristik wurde auf ein Modul der Firma Suntech Power mit der Typenbezeichnung STP210 – 18/UD zurückgegriffen. Hierbei handelt es sich um ein Modul mit polykristallinen Silizium-Solarzellen. Das Modul hat eine Gesamtleistung von 210 W. Da die Charakteristik selbst für die vorzunehmenden Analysen nur eine untergeordnete Rolle spielt, fiel die Auswahl vornehmlich aufgrund der Datenverfügbarkeit. Für das genannte Modul sind umfangreiche Datenblätter [72] verfügbar, die eine einfache Parametrierung des Modells ermöglichen. Die Modulcharakteristik ist im Rahmen der Modellbeschreibung in Kapitel 3.3 gezeigt. Die aus dem Datenblatt extrahierten Parameter zur Modellparametrierung sind in Anhang A.1 in Tabelle A-2 dargestellt. Als Ausrichtung wird eine reine Südausrichtung ($\beta = 0^\circ$) und ein Anstellwinkel von $\delta_{Az} = 35^\circ$ angenommen, was in etwa der Ausrichtung für maximalen Jahresenergieertrag für deutsche Breitengrade entspricht. Die Albedo wird zu 0,2 angenommen.

Als Eingangsdatensatz der solaren Einstrahlung wird auf den bereits im Kapitel 3.3.5 zur Modellverifikation eingesetzten Datensatz des BSRN für den Standort Lindenberg (in der Nähe von Berlin) in Deutschland für das Jahr 2006 zurückgegriffen [74]. Dieser weist unter Verwendung des Modells (also unter Annahme eines idealen MPP-Betriebs) mit der genannten Parametrierung und Ausrichtung einen Jahresertrag von 1051 kWh/kWp am PV-Generatorausgang (also ohne Berücksichtigung aller Umrichterverluste) auf.

5.1.1.2 Umrichter

Das Basisszenario geht davon aus, dass alle Umrichter in der Lage sind, die volle Leistung des PV-Generators zu tragen, so dass einerseits die volle Erzeugungsleistung direkt in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden kann, andererseits aber auch die Möglichkeit besteht, die Erzeugungsleistung vollständig der Batterie zuzuführen. Somit werden alle Umrichter im Basisszenario mit einer Nennleistung von 5 kW angenommen. Die Modellvalidierung in Kapitel 3.2 fand unter Verwendung der Charakteristik des Batterie-DC/DC-Wandlers statt. Dieser ist für einen Spannungsbereich der Batterie von 168 bis 336 V ausgelegt. Der PV-DC/DC-Wandler ist für eine maximale Eingangsspannung von 650 V spezifiziert. Der Parametrierung liegen Messungen bei 275 V, 475 V und 650 V zugrunde. Für die Wechselrichterstufe wird davon ausgegangen, dass die Zwischenkreisspannung auf einen festen Wert geregelt wird und die Netzspannung ebenfalls als konstant angenommen werden kann. Somit ist hier keine Spannungsabhängigkeit zu berücksichtigen. Die verwendeten Parameter der drei Umrichter sind in Tabelle A-3 bis Tabelle A-7 im Anhang A.1 hinterlegt.

5.1.1.3 Haushaltslastprofil

Als Haushaltslastprofil kommt das im Kapitel 3.4 vorgestellte Profil des IÖW zum Einsatz [56], das eine zeitliche Auflösung von 60 Sekunden aufweist und einen Jahresenergieverbrauch von 4.500 kWh ausweist.

5.1.1.4 Netz

Für das öffentliche Stromnetz wird davon ausgegangen, dass es für die hier betrachtete Anwendung weder in Einspeise- noch in Bezugsrichtung eine relevante Leistungsbeschränkung aufweist. Zur Simulation von Szenarien mit KfW-Speicherförderung wird auf die Modellfunktionalität zur Beschränkung der Netzkapazität (in diesem Falle nur in Einspeiserichtung) zurückgegriffen, um die einzuhaltende Einspeisebegrenzung von 60 % der PV-Anlagenleistung abzubilden.

5.1.1.5 Batterie und Batteriemanagementsystem

Sowohl für die Batterie, als auch für das Batteriemanagementsystem wird die Parametrierung gemäß den Ausführungen im Modellierungskapitel 4 verwendet. Für die spätere Variation der Kapazität im Rahmen der Optimierung sind die Modelle so gestaltet, dass dies unter Einhaltung der Charakteristik möglich ist.

5.1.2 Implementierung der Energiemanagementstrategie

Das Energiemanagementsystem erfasst Systemzustände wie die verfügbare PV-Erzeugungsleistung, Haushaltslastleistung, Ladezustand der Batterie, zulässige Lade- und Entladeleistung der Batterie etc. und verteilt die Leistungsflüsse abhängig von diesen Zuständen und von der entsprechend gewählten Energiemanagementstrategie auf Batterie, Last und Netz. Abweichend zu der vereinfachten Darstellung der Energiemanagementstrategie in Abschnitt 2.5.1, ergeben sich für die tatsächliche Umsetzung des Energiemanagements im Modell noch einige weitergehende Anforderungen, wie beispielsweise Beschränkungen der Übertragungsleistungen. Die Implementierung soll im Folgenden näher dargestellt werden.

Abbildung 5-1 zeigt die DC-Topologie mit allen relevanten Energieflüssen (rot) und ggf. zu beachtenden Leistungsbeschränkungen (blau). Eine Beschreibung der Leistungsflüsse ist in Tabelle 5-1 aufgeführt, eine Beschreibung der Leistungsbeschränkungen findet sich in Tabelle 5-2. Im Modell ist bei den Leistungsbeschränkungen der Umrichter darauf zu achten, dass eindeutig definiert ist, ob sich ein Limit auf die Eingangs- oder Ausgangsseite bezieht. Ggf. ist es notwendig, über den Wirkungsgrad die Eingangs- auf die Ausgangsseite umzurechnen oder umgekehrt.

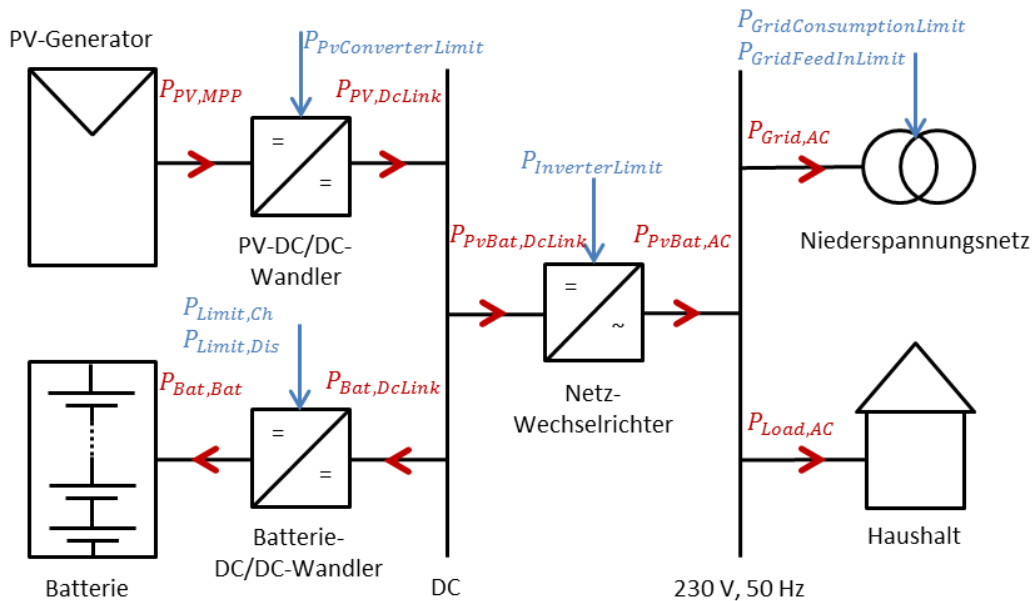


Abbildung 5-1: Modellbezeichner der Leistungsflüsse und Leistungsschränkungen für die DC-Topologie

Soll z.B. die Batterie über den Batterieumrichter geladen werden, wird die Leistung ggf. durch den Eingang des Umrichters begrenzt, für die Aufnahmefähigkeit der Batterie ist jedoch die Ausgangsleistung des Umrichters relevant. Zur Ermittlung des schlussendlich begrenzenden Limits muss die eingangsseitige Leistungsbegrenzung entsprechend auf die resultierende Ausgangsleistung umgerechnet und mit der maximalen Ladeleistung der Batterie verglichen werden. Begrenzend wirkt entsprechend der kleinere der beiden Leistungswerte.

Leistungsbeschränkungen limitieren die übertragbare Leistung an der jeweiligen Stelle. Dies ist insbesondere für die Optimierung des Systems relevant, um den Effekt einer Komponentenauslegung korrekt abbilden zu können. Neben der Kosteneinsparung durch Unterdimensionierung kann es beispielsweise zu Ertragseinbußen kommen, wenn der PV-DC/DC-Wandler oder der Wechselrichter die theoretisch verfügbare Leistung nicht übertragen kann. Ebenso kann eine Beschränkung der Netzeinspeiseleistung, wie sie beispielsweise im Marktanreizprogramm des BMWi gefordert wird, dazu führen, dass Energie verworfen wird, wenn nicht ausreichend Ladekapazität und -leistung zur Aufnahme zur Verfügung steht. Die Optimierung soll hier später die wirtschaftlichste Option zwischen Ertragsverlust und Investitionersparnis wählen.

Tabelle 5-1: Leistungsflüsse in einem PV-Batteriesystem mit DC-Topologie

Leistungsfluss	Beschreibung	Zählpfeilkonvention
$P_{PV,MPP}$	Vom PV-Generator im MPP zur Verfügung gestellte DC-Leistung	Positiv: Erzeugung Negativ: -
$P_{PV,DcLink}$	Nach dem PV-DC/DC-Wandler am DC-Zwischenkreis verfügbare PV-Leistung	Positiv: Erzeugung Negativ: -
$P_{Bat,Bat}$	Batterieleistung an den Batterieklemmen	Positiv: Laden Negativ: Entladen
$P_{Bat,DcLink}$	Nach dem Batterie-DC/DC-Wandler am DC-Zwischenkreis bereitgestellte / abgerufene Batterieleistung	Positiv: Zur Batterie Negativ: Von der Batterie
$P_{Load,AC}$	Haushaltslastleistung	Positiv: - Negativ: Energiebezug
$P_{Grid,AC}$	Netzaustauschleistung	Positiv: Einspeisung Negativ: Netzbezug
$P_{PvBat,DcLink}$	Am DC-Zwischenkreis vom PV-Batteriesystem zur Verfügung gestellte Leistung; Differenzleistung aus PV-Erzeugung und Batterieleistung (jeweils am DC-Zwischenkreis)	Positiv: Zur AC-Seite Negativ: Zur DC-Seite (für Eigenverbrauch nicht zulässig gemäß EEG)
$P_{PvBat,AC}$	Vom PV-Batteriesystem AC-seitig zur Verfügung gestellte Leistung	Positiv: AC-Einspeisung Negativ: Netzbezug (für Eigenverbrauch nicht zulässig gemäß EEG)

Für die Betriebsstrategie *Maximierung des Eigenverbrauchs* wird zunächst versucht, soweit möglich den Leistungsfluss am Netzanschlusspunkt des Haushaltes, die sogenannte Netzaustauschleistung ($P_{Grid,AC}$), auf null zu regeln. Das bedeutet, dass die Haushaltslast zu jedem Zeitpunkt, zu dem genügend Energie aus der PV-Anlage zur Verfügung steht, hieraus bedient wird. Eventuelle Überschüsse werden dabei vorrangig zum Laden der Batterie verwendet (Zustand I.: Batterieladung). Erst wenn die Batterie den maximal erlaubten Ladezustand erreicht hat, oder durch eine Leistungslimitierung nicht mehr die volle Überschussleistung aufnehmen kann, wird diese ins öffentliche Stromnetz eingespeist (Zustand II.: Netzeinspeisung). Ebenso wird bei einer Unterdeckung der Last durch die PV-Anlage zunächst auf die Batterie zurückgegriffen (Zustand III.: Batterieentladung). Erst wenn die Last nicht durch den PV-Generator und die Batterie gedeckt werden können, wird zusätzliche Leistung aus dem Netz bezogen (Zustand IV.: Netzbezug). In Abbildung 5-2 ist das Flussdiagramm für diese Energiemanagementstrategie dargestellt. Für die vier Zustände (I. bis IV.) sind die sich jeweils ergebenden Batterie- bzw. Netzaustauschleistung angegeben.

Tabelle 5-2: Leistungsbeschränkungen in einem PV-Batteriesystem mit DC-Topologie

Leistungsbeschränkung	Beschreibung
$P_{PvConverterLimit}$	Maximal übertragbare Leistung des PV-DC/DC-Wandlers; in der Regel die Nennleistung
$P_{BatConverterLimit}$	Maximal übertragbare Leistung des Batterie-DC/DC-Wandlers; in der Regel die Nennleistung
$P_{BatLimit,Ch}$	Ladeleistungsbeschränkung der Batterie; berücksichtigt ggf. Derating durch das Batteriemangement, sowie den Ladezustand (wird 0, wenn $SOC = SOC_{max}$)
$P_{BatLimit,Dis}$	Entladeleistungsbeschränkung der Batterie; berücksichtigt ggf. Derating durch das Batteriemangement, sowie den Ladezustand (wird 0, wenn $SOC = SOC_{min}$)
$P_{Limit,Ch}$	Wirksames Ladeleistungslimit: $\min(P_{BatConverterLimit}, P_{BatLimit,Ch})$
$P_{Limit,Dis}$	Wirksames Entladeleistungslimit: $\min(P_{BatConverterLimit}, P_{BatLimit,Dis})$
$P_{GridConsumptionLimit}$	Maximale Netzbezugsleistung
$P_{GridFeedInLimit}$	Maximale Netzeinspeiseleistung
$P_{InverterLimit}$	Maximal übertragbare Leistung des Netzwechselrichters; in der Regel die Nennleistung

Zur Realisierung dieser Energiemanagementstrategie im Modell wird auf zwei fiktive Größen zurückgegriffen:

- $P_{PV,AC}$: Entspricht der potentiell AC-seitig verfügbaren PV-Leistung bei vollständiger Direkteinspeisung (hierbei wird der Wechselrichterwirkungsgrad ohne zusätzliche Batterieleistung berechnet)
- $P_{Load,DcLink}$: Entspricht der auf dem DC-Zwischenkreis abgefragten Lastleistung bei vollständigem Bezug aus dem PV-Batteriesystem (hieraus lässt sich DC-seitig die benötigte Batterieleistung ermitteln, die sich als Differenz zwischen PV- und Lastleistung ergibt).

Mit Hilfe dieser Größen ist es möglich, im Modell exakt die Leistung aus der Batterie zu liefern, die differentiell zur Lastdeckung notwendig ist, bzw. die Leistung in die Batterie einzuspeichern, die als Überschuss aus der PV-Anlage zur Verfügung steht. Im realen System entspricht dieser Vorgang einer typischen Regelaufgabe, da zum Stellen der DC-seitigen Lade- bzw. Entladeleistung der Batterie die AC-seitige Leistungsbilanz (Differenz zwischen

AC-seitiger Lastanforderung ($P_{Load,AC}$) und AC-seitig verfügbarer Leistung aus dem PV-Generator) zugrunde gelegt wird (z. B. Messung der Netzaustauschleistung).

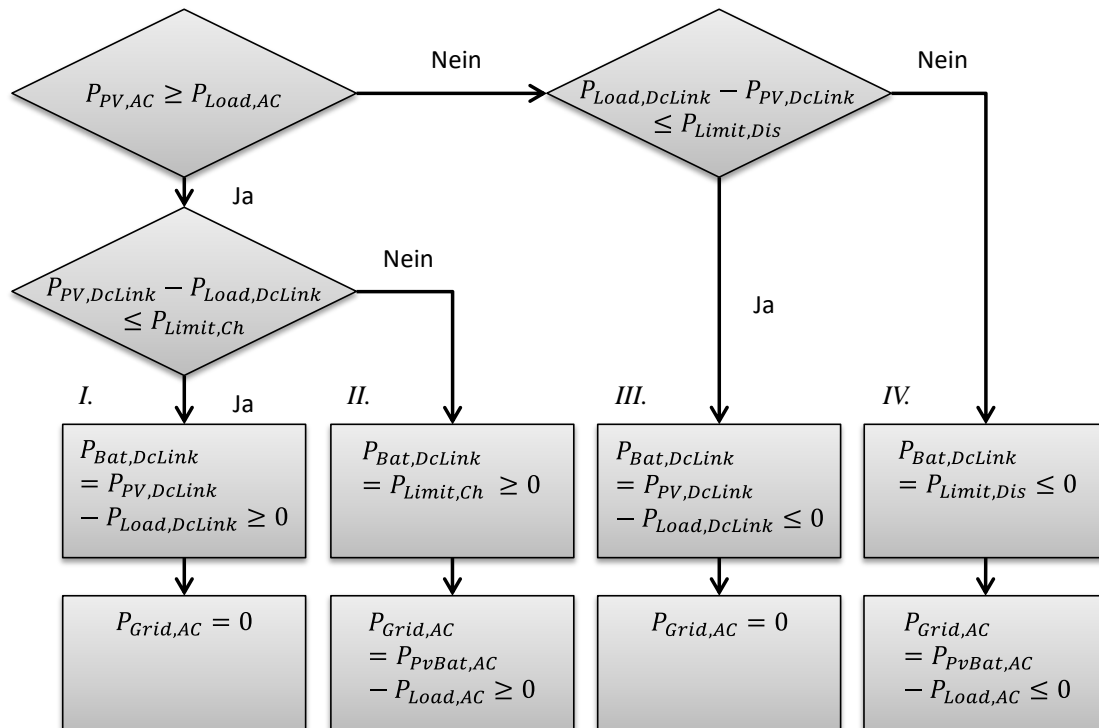


Abbildung 5-2: Flussdiagramm der Energiemanagementstrategie zur Erhöhung des Eigenverbrauchs - Modellimplementierung zur Eliminierung des Regelkreises

Der Wirkungsgrad des Wechselrichters, der AC- und DC-Seite miteinander koppelt, ist hierbei abhängig von der übertragenen Leistung, somit also auch von der schließlich gestellten Batterieleistung. Im Modell wird zu Gunsten einer schnelleren Simulationsgeschwindigkeit unter Verwendung der obigen Größen auf die Abbildung dieses Regelkreises verzichtet. Mögliche Einflüsse von Reglerzeitkonstanten und Regelabweichungen werden somit unter der Annahme einer optimalen Regelung vernachlässigt. In [108] wurde gezeigt, dass eine schlechte Regelung zu signifikanten Einbußen im Eigenverbrauch führen kann. So wird der entgangene Eigenverbrauch und entsprechend erhöhter Netzbezug für ein 5 kWp / 5 kWh PV-Batteriesystem bei einer Totzeit von 5 Sekunden zu 90 kWh/a beziffert. Technisch möglich sind Regelungstotzeiten weit unter diesem Wert, es sind jedoch in der Praxis durchaus Totzeiten in dieser Größenordnung mit Ausregeldauern⁴³ von mehr als 30 Sekunden zu finden [109].

Die Leistungsflüsse für diese Energiemanagementstrategie sind exemplarisch in Abbildung 5-3 gezeigt. Sobald die PV-Erzeugung die Lastleistung übersteigt, wird die Batterie geladen

⁴³ Zeit bis der Ist-Wert der Ausgangsleistung dem Sollwert gefolgt ist und einen stabilen Zustand erreicht hat.

(Zeitpunkt 1: Wechsel vom Netzbezug zur Batterieladung). Sobald die Batterie vollgeladen ist, kommutiert die überschüssige PV-Erzeugungsleistung von der Batterie auf das öffentliche Stromnetz (Zeitpunkt 2: Wechsel von Batterieladung zu Netzeinspeisung).

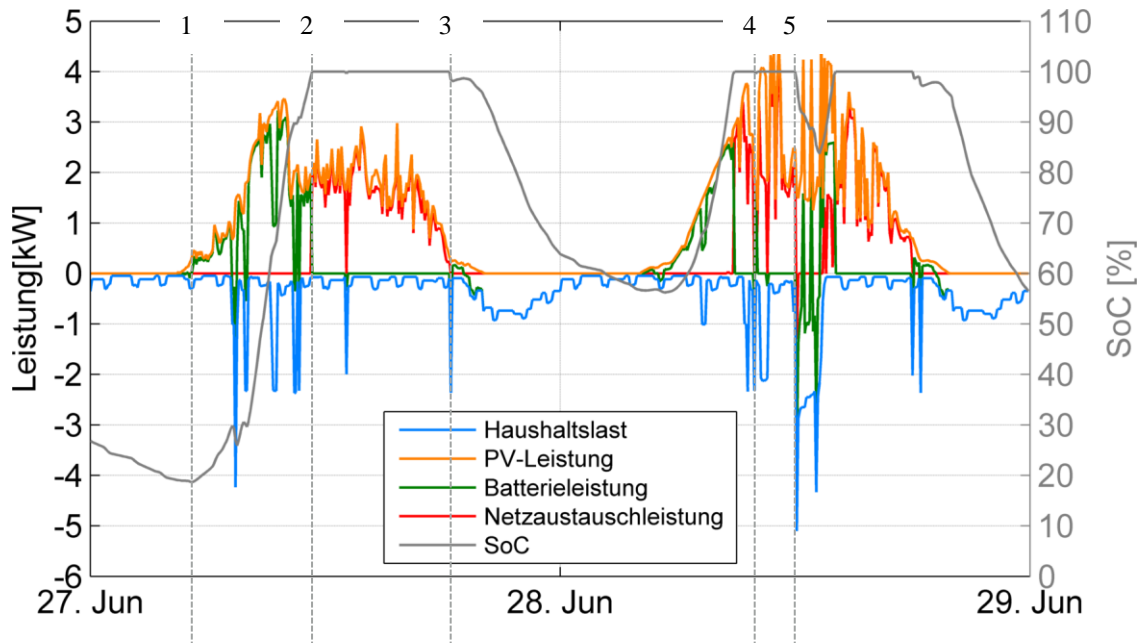


Abbildung 5-3: Exemplarische Leistungsflüsse für die Betriebsstrategie *Maximierung des Eigenverbrauchs*

Wenn am Abend die Sonne untergeht und die PV-Erzeugung nicht mehr ausreicht, um die Haushaltslast zu decken, wird die Batterie wieder entladen (Zeitpunkt 3: Wechsel von Netzeinspeisung zu Batterieentladung). Ebenso kommt es zu Batterieentladevorgängen, wenn am Tage die Erzeugungsleistung einbricht (z. B. Wolkendurchzüge) und diese die Lastleistung nicht mehr decken kann (Zeitpunkt 4). Außerdem ist zu erkennen, dass obwohl in dem gezeigten Zeitabschnitt grundsätzlich jederzeit genügend Energie zur Deckung der Haushaltslast in der Batterie zur Verfügung steht ($SoC > SoC_{Min}$), die begrenzte Umrichterleistung des PV-Batteriespeichersystems bei Zeitpunkt 5 dazu führt, dass die hohe Lastleistung nicht bedient werden kann und es zu einem Netzbezug kommt.

5.1.3 Eigenverbrauch und Autarkie

Für den Haushalt mit dem beschriebenen Lastverhalten wird nun untersucht, wie sich die Eigenverbrauchsquote (Abbildung 5-4) und der Autarkiegrad (Abbildung 5-6) in Abhängigkeit der gewählten PV-Anlagen- und Batteriegröße verhalten. Für die vorliegenden Betrachtungen wurde davon ausgegangen, dass alle Umrichter die volle PV-Generatorleistung tragen können. Es lässt sich erkennen, dass die Eigenverbrauchsquote gemäß ihrer Definition (vgl. Gleichung (2.2)) für große PV-Anlagen geringer ausfällt, da der Nenner für den idealisierten Fall linear mit der Anlagengröße skaliert. Zusätzlich vergrößert sich mit zunehmender Batteriekapazität die Menge an eigenverbraucher Energie, also der Zähler. Mit

zunehmender Batteriekapazität gelangt jedoch die Eigenverbrauchsquote in Sättigung. Diese tritt für kleine PV-Anlagengrößen früher ein, da sich bereits mit einer kleinen Batterie ein Großteil des Potentials erschließen lässt. Das theoretische Maximum lässt sich unter Annahme einer jährlichen PV-Erzeugung von 1000 kWh/kWp annähern zu

$$Q_{EV,max} = \min\left(\frac{E_{Last}/kWh}{P_{PV}/W}, 100\%\right) \quad (5.1)$$

Die Erhöhung der Batteriekapazität wirkt sich nur solange positiv aus, wie die eingespeicherte Energie auch wieder entnommen werden kann. Sobald also der typische nächtliche Verbrauch (Verbrauch nach Sonnenuntergang) deutlich überschritten wird, flacht die Kurve stark ab.

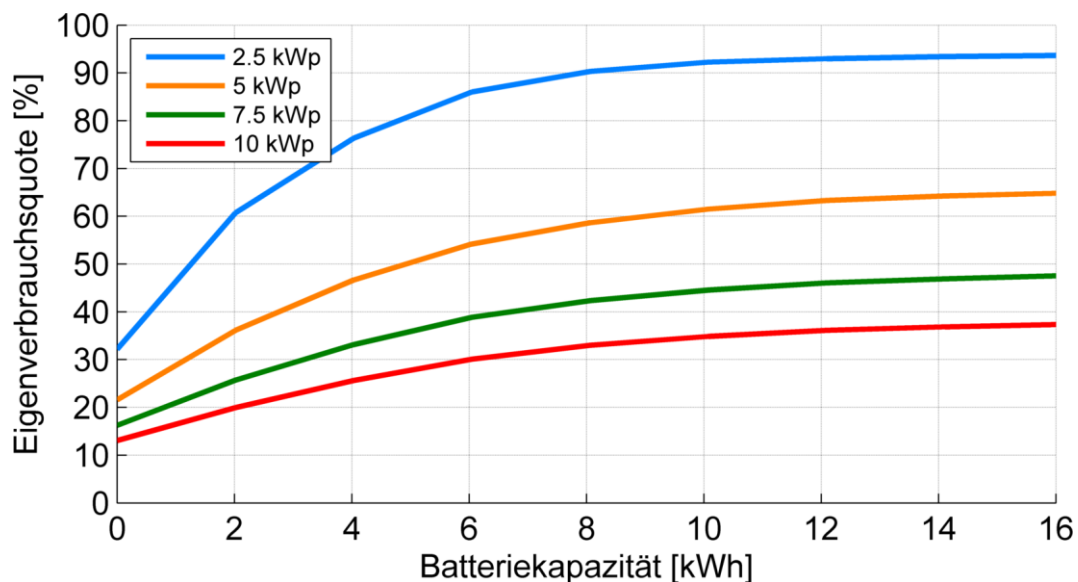


Abbildung 5-4: Eigenverbrauchsquote in Abhängigkeit der Batteriekapazität für verschiedene PV-Generatorgrößen; Haushaltslast: 4.500 kWh/a

Ab einem gewissen Punkt lässt sich die Eigenverbrauchsquote durch weitere Überdimensionierung nur noch marginal steigern. Da eine nächtliche Entladung nicht mehr gewährleistet wird, verschiebt man auf diese Weise Energie aus dem Frühjahr in den Herbst [110]. Dieser Effekt ist in Abbildung 5-5 dargestellt. Der nächtliche Energieverbrauch reicht ab ca. Ende März nicht mehr aus, um die Batterie vollständig zu entladen. Über mehrere sonnige Tage akkumuliert sich so der Ladezustand auf, so dass im Sommer im oberen Ladezustandsbereich zyklisiert wird. Der Ladezustand fällt dann erst zum Herbst wieder ab, wenn über mehrere Tage der Nachtverbrauch oberhalb der tagsüber eingespeicherten Energiemenge liegt.

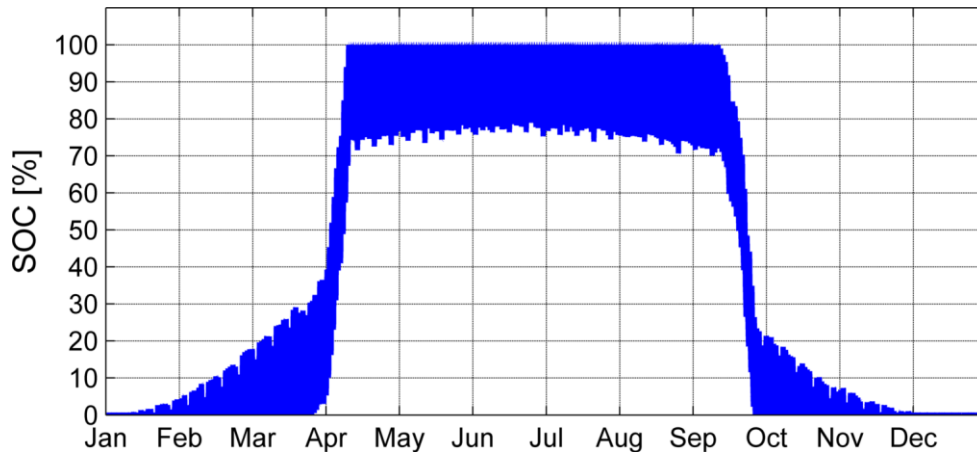


Abbildung 5-5: Ladezustandsverlauf einer deutlich überdimensionierten Batterie im Verlauf eines Jahres; der nächtliche Energieverbrauch reicht ab ca. Ende März nicht mehr aus, um die Batterie vollständig zu entladen. Die Energieüberschüsse akkumulieren sich auf und führen in den Sommermonaten zu einer Zyklisierung in hohen Ladezustandsbereichen.

In diesem Bereich führt jedoch eine Erhöhung der Batteriekapazität nur noch zu einem sehr geringen Anstieg der Eigenverbrauchsquote, so dass die Kurve extrem flach verläuft (Abbildung 5-4). Ähnliches gilt für den Autarkiegrad (Abbildung 5-6).

Dem gegenüber steht die Eigendeckungsquote Q_{ED} , auch Autarkiegrad genannt. Diese Kenngröße bezieht die eigenverbrauchte Energiemenge E_{EV} auf den Jahresenergieverbrauch E_{Last} und stellt ein Maß dafür dar, wie groß der Anteil der Last ist, der aus dem PV-Generator gedeckt wird.

$$Q_{ED} = \frac{E_{EV}}{E_{Last}} \quad (5.2)$$

Für die betrachtete Parameterstudie ist somit der Nenner konstant. Die Erhöhung der eigenverbrauchten Energie bei Vergrößerung des PV-Generators führt jedoch bei der Eigendeckungsquote zu einem umgekehrten Verhalten: Je größer der PV-Generator, desto größer die erreichbare Autarkie. Der Sättigungseffekt der eigenverbrauchten Energie in Abhängigkeit der Batteriegröße wirkt sich entsprechend auch auf die Eigendeckungsquote aus. Unter der Annahme einer Jahreserzeugung von 1000 kWh/kWp lässt sich das theoretische Maximum (asymptotischer Grenzwert) annähern durch das Verhältnis aus PV-Generatorgröße in Watt und dem Jahresenergieverbrauch in kWh. Absolut nach oben hin begrenzt wird die Eigendeckungsquote durch 100 %.

$$Q_{ED,max} = \min\left(\frac{P_{PV/W}}{E_{Last/kWh}}, 100\%\right) \quad (5.3)$$

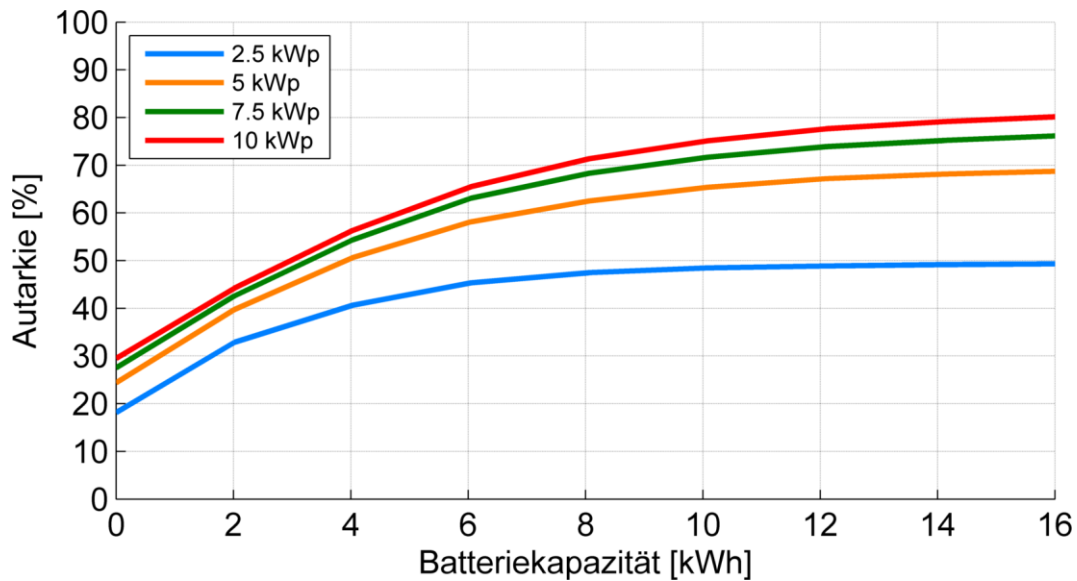


Abbildung 5-6: Autarkiegrad in Abhängigkeit der Batteriekapazität für verschiedene PV-Generatorgrößen; Haushaltslast: 4500 kWh/a

5.1.4 Zeitliche Entwicklung der Energieflüsse aufgrund der Batteriealterung

Die bisher dargestellten Ergebnisse basieren auf Simulationen über ein Jahr. Berücksichtigt man die Batteriealterung, so ergibt sich mit abnehmender Batteriekapazität ein sinkender Batteriedurchsatz. Die Entwicklung der Batteriekapazität, die Eigen- und Direktverbrauchsquoten, sowie die Eigendeckungsquote sind in Abbildung 5-7 dargestellt. Als Direktverbrauch wird dabei der Energieanteil verstanden, der durch Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch (also ohne Zwischenspeicherung) lokal selbst verbraucht wird.

Das Lebensdauerende der Batterie wird in diesem Szenario nach 17 Jahren erreicht, so dass dann eine neue Batterie eingesetzt werden muss. Die Batterie hat in dieser Zeit etwa 3350 äquivalente Vollzyklen absolviert. Der Einfluss auf die Direktverbrauchsquote über den gesamten Zeitraum ist vernachlässigbar, da über die Simulationsdauer von 20 Jahren die identischen Erzeugungs- und Lastprofile zum Einsatz kamen. Auf diese Weise ist auch die Gleichzeitigkeit über die Jahre unverändert. Die direkt verbrauchte Energiemenge beträgt über die Zeit unverändert 1097 kWh. Dadurch dass mit steigender Alterung weniger Energie über die Batterie fließt, reduzieren sich jedoch die Verluste in diesem Pfad und es wird durch das PV-Batteriesystem AC-seitig insgesamt sogar etwas mehr Energie bereitgestellt (im letzten Jahr vor dem Batteriewechsel stehen 4815 anstelle von 4793 kWh im ersten Jahr zur Verfügung). Es ergibt sich eine Veränderung der Direktverbrauchsquote von 22,9 % auf 22,8 %. Dieser Einfluss ist grafisch jedoch in dieser Darstellung nicht wahrnehmbar.

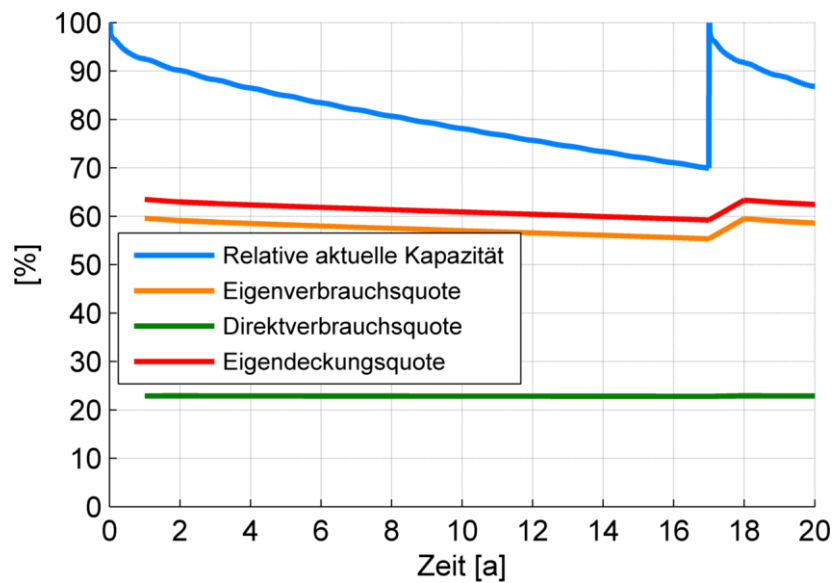


Abbildung 5-7: Zeitliche Entwicklung der Kapazität, der Eigen- und Direktverbrauchsquote, sowie der Eigendeckungsquote über 20 Jahre für das Basisszenario

Die Eigenverbrauchsquote hingegen fällt von knapp 59,6 % auf rund 55,3 % ab, da neben dem Anstieg der AC-seitig zur Verfügung gestellten Energie (Nenner) die eigenverbrauchte Energiemenge um fast 200 kWh von 2856 auf 2664 kWh abnimmt. Diese Energie wird zusätzlich ins Netz eingespeist. Ähnlich verhält es sich mit der Eigendeckungsquote, die aufgrund der reduzierten eigenverbrauchten Energiemenge von 63,5 % auf 59,2 % zurückgeht. Sowohl Eigenverbrauchsquote, als auch die Eigendeckungsquote erreichen mit Austausch der Batterie wieder ihre ursprünglichen Werte.

5.1.5 Wirtschaftliche Bewertung

Zur Beurteilung einer gewählten Systemkonfiguration stellen die Eigenverbrauchsquote und die Eigendeckungsquote alleine keine geeigneten Bewertungsmaßstäbe dar. Vielmehr muss ins Verhältnis gesetzt werden, wie viel Mehrwert eine gewisse Mehrinvestition liefert. Zur Beurteilung soll im Folgenden auf eine rein wirtschaftliche Betrachtung zurückgegriffen werden, auch wenn eine erhöhte Eigendeckungsquote und damit eine Verringerung des Strombezugs vom Stromversorger für viele Anlagenbetreiber einen ideellen Mehrwert darstellt [37]. Dieser kann beim Kauf für den Investor durchaus einen monetären Gegenwert in Form erhöhter Investitionsbereitschaft oder verringerten Ertragserwartung darstellen.

Im Folgenden sollen die verwendeten Berechnungsansätze und Parameterannahmen dargestellt und auf das oben gezeigte Basisszenario angewendet werden. In Abschnitt 5.1.5.1 werden zunächst die allgemeingültigen wirtschaftsmathematischen Ansätze dargestellt und die Levelized Cost of Electricity (LCOE) als Maß zur Bewertung einer Investitionsentscheidung eingeführt. In Abschnitt 5.1.5.2 werden die verwendeten

Parameterannahmen dargestellt und in Abschnitt 5.1.5.3 Berechnungsergebnisse für das Basisszenario und die bereits gezeigten Parametervariationen dargestellt.

5.1.5.1 Berechnungsansätze für die ökonomische Bewertung einer Investitionsentscheidung

Ziel der wirtschaftlichen Betrachtung ist es, ein Maß zur Beurteilung einer anstehenden Investitionsentscheidung zu finden. Für eine möglichst aussagekräftige Vergleichsgrundlage soll auf Methoden der dynamischen Investitionsrechnung zurückgegriffen werden, da diese eine zeitliche Entwicklung der Einnahmen und Ausgaben berücksichtigen. Die verwendeten Methoden sind die Barwertmethode und die Annuitätenmethode, die im Grunde äquivalente Aussagen generieren, da sie direkt aufeinander beruhen und sich ineinander überführen lassen.

Barwertmethode

Die Barwertmethode, auch Kapitalwertmethode, ist ein Ansatz, der es ermöglicht einen in der Zukunft liegenden Zahlungsfluss Z_j eines Jahres j mit dem Zinssatz i gemäß der Zinseszinsformel auf dessen Gegenwartswert $B_{0,j}$ abzubilden. Hierbei wird neben dem Kapitalzins vielfach auch eine Inflation d mit berücksichtigt, die die Rendite bremst:

$$B_{0,j} = \left(\frac{1+d}{1+i} \right)^j \cdot Z_j \quad (5.4)$$

Analog ergibt sich der Gesamtbarwert B_0 einer Investition als die Summe aller auf diese Weise auf den Gegenwartswert projizierten Zahlungsflüsse, die im Rahmen der Gesamtlaufzeit im Zusammenhang mit der Investition anfallen:

$$B_0 = \sum_{j=0}^{t_{ref}-1} \left(\frac{1+d}{1+i} \right)^j \cdot Z_j \quad (5.5)$$

Hierbei ist t_{ref} der Betrachtungszeitraum.

Hieraus folgt, dass der Barwert einer Zahlung in der Gegenwart ($j = 0$) dem tatsächlichen Zahlungsfluss identisch ist. Ist ein Barwert positiv, so wirft die Investition gegenüber der Anlage des Kapitals zum Kalkulationszinssatz eine zusätzliche Rendite ab. Ein negativer Barwert generiert für den Investor Verluste. Die Barwertmethode legt bei der Auf- und Abzinsung einen einheitlichen Kalkulationszinssatz für Soll und Haben zugrunde, was in der Realität jedoch im Allgemeinen nicht gegeben ist.

Annuitätenrechnung

Im Gegensatz zur Barwertmethode geht die Annuitätenmethode von jährlich konstanten Zahlungsflüssen aus.

$$Z_j = A_0 \forall j \quad (5.6)$$

Hierbei wird A_0 als Annuität bezeichnet. Diese Methode entspricht der Annahme, dass beispielsweise zur Begleichung eines aufgenommenen Kredites gleichbleibende Beträge gezahlt werden. Es ist möglich, aus einem Barwert, der auf variablen jährlichen Zahlungsflüssen beruht, die Annuität zu berechnen (5.7). F_A wird hierbei als Annuitätenfaktor bezeichnet.

$$A_0 = B_0 \cdot \underbrace{\left(i + \frac{i}{(1+i)^{t_{ref}-1}} \right)}_{F_A} \quad (5.7)$$

Analog berechnet sich der Barwert einer Annuität über einen gegebenen Berechnungszeitraum als

$$B_0 = \frac{1}{F_A} \cdot Z_0 \quad (5.8)$$

Der Term $\frac{1}{F_A}$ wird hierbei als Rentenbarwertfaktor bezeichnet.

Reinvestition und Restwertberechnung

Werden Investitionen in Systeme betrachtet, so ist der für die Wirtschaftlichkeitsberechnung zugrunde gelegte Betrachtungszeitraum in der Regel der Abschreibungszeitraum oder die Nutzungsdauer des Systems. Systemkomponenten, die einen signifikanten Anteil an der Gesamtinvestitionssumme haben, deren Lebensdauer aber von der Nutzungsdauer abweicht, müssen in der Regel gesondert betrachtet werden:

- Ist die Lebensdauer kürzer als die Nutzungsdauer, so müssen die entsprechenden Systemkomponenten ausgetauscht werden. Hierdurch fällt eine Reinvestitionssumme an, die als Zahlungsfluss im entsprechenden Jahr verbucht werden kann.
- Übersteigt die Lebensdauer derartiger Komponenten die Nutzungsdauer, so ergibt sich ggf. ein nicht vernachlässigbarer Restwert. Dies kann auch der Fall sein, wenn ein Austausch vorgenommen wurde und die Ersatzkomponente am Ende des Betrachtungszeitraumes eine Restlebensdauer aufweist.

Geht man für die Berechnung des Restwertes von einer linearen Abschreibung der betrachteten Komponente X über deren Lebensdauer L_X aus, so bleibt am Ende der Nutzungsdauer n ein Restwert $R_{k,n}$ von

$$R_{X,t_{ref}} = 1 - \frac{L_R}{L_X} \cdot Z_{X,t_{ref}} \quad (5.9)$$

wobei $Z_{X,t_{ref}}$ dem Zahlungsfluss entspricht, den eine Reinvestition im Jahr t_{ref} verursachen würde⁴⁴.

L_R ist die Restlebensdauer am Ende der Nutzungsdauer. Sie lässt sich aus der Nutzungsdauer und der Komponentenlebensdauer berechnen zu

$$L_R = L_X - \text{mod}(t_{ref}, L_X) \quad (5.10)$$

Für den so errechneten Restwert kann dann gemäß Formel (5.5) ebenfalls der Barwert bestimmt werden.

Levelized Cost of Electricity

Sowohl der Barwert, als auch die Annuität stellen für sich ein ausreichendes Maß dar, um eine konkrete Systemkonfiguration zu beurteilen und eignen sich grundsätzlich auch als Zielfunktion für die spätere Optimierung. Da jedoch die Gesamtkosten von dem zu deckenden Jahresenergieverbrauch abhängen, wird auf die Levelized Cost of Electricity (LCOE) als Maß zur Beurteilung zurückgegriffen. Hierbei wird die berechnete Annuität auf den (hier als konstant angenommenen) Jahresenergieverbrauch bezogen, so dass sich Kosten pro zur Verfügung gestellter Kilowattstunde ergeben. Somit werden später auch Systeme unterschiedlicher Größe miteinander vergleichbar und es ist eine einfache Einordnung gegenüber einem Haushalt ohne PV-Generator und Batterie möglich.

Zur Berechnung der Annuität wird in der Regel von drei Kostenanteilen ausgegangen:

- Investitionskosten und Ersatzinvestitionen
- Variable Betriebskosten
- Fixe Betriebskosten

Im Folgenden werden die einzelnen Kostenanteile für die vorliegende Anwendung näher spezifiziert und die Kalkulation basierend auf den oben beschriebenen Ansätzen näher erläutert.

Investitionskosten in eine Komponente X setzen sich in der Regel aus den Zahlungsflüssen für die Erstbeschaffung sowie eventuelle Ersatzbeschaffungen zusammen. Zusätzlich muss ein potentieller Restwert berücksichtigt werden. Die gegenwärtigen Kosten einer Komponente K_X ergeben sich hierbei in der Regel als Produkt der spezifischen Kosten $k_{X,0}$ (PV und Umrichter

⁴⁴ Auch für die Batterie wird an dieser Stelle von einer linearen Abschreibung ausgegangen, obwohl gezeigt wurde, dass das Alterungsverhalten stark nichtlinear ist. Dieser Ansatz wird auch häufig in der Praxis zur Berechnung des Restwertes im Rahmen von Zeitwertersatzgarantien verwendet, so z. B. auch in den Förderrichtlinien des Markteinführungsprogramms der KfW.

leistungsbezogen, Batterie bezogen auf den Energieinhalt) und der entsprechenden Dimensionierung G_X (entsprechend in Kilowatt oder Kilowattstunden):

$$K_{X,0} = k_{X,0} \cdot G_X \quad (5.11)$$

Da an dieser Stelle die einzelnen Einflüsse möglichst isoliert untersucht werden sollen, wird für die vorliegenden Rechnungen eine allgemeine Inflation vernachlässigt. Es wird jedoch von komponentenspezifischen Kostendegressionen ausgegangen. Diese lassen sich gemäß Formel (5.4) unmittelbar als negative Inflation d_X interpretieren. Der Barwert für Komponente X ergibt sich entsprechend zu

$$B_{X,0} = K_{X,0} + K_{X,0} \cdot \left(\frac{1+d_X}{1+i}\right)^{1 \cdot L_X} + \dots + K_{X,0} \cdot \left(\frac{1+d_X}{1+i}\right)^{p \cdot L_X} - R_{X,t_{ref}} \cdot \left(\frac{1+d_X}{1+i}\right)^{t_{ref}} \quad (5.12)$$

mit p der Anzahl an Reinstallationen, wobei gilt:

$$p \cdot L_X \leq t_{ref} \quad (5.13)$$

Für den Gesamtbarwert der Investitionskosten über alle Komponenten X ergibt sich:

$$B_{I,0} = \sum_X B_{X,0} \quad (5.14)$$

Und die Annuität entsprechend:

$$A_{I,0} = F_A \cdot B_{I,0} \quad (5.15)$$

Die variablen Kosten setzen sich aus den Strombezugskosten sowie einem negativen Anteil aus der Einspeisevergütung zusammen. Die jährlichen Zahlungsströme ergeben sich jeweils aus den spezifischen Kosten multipliziert mit der jeweiligen Energiemenge:

$$K_{X,j} = k_{X,j} \cdot E_{X,j} \quad (5.16)$$

Für den Strombezug (Index SB) entspricht $k_{SB,j}$ dem aktuellen Strombezugspreis und $E_{SB,j}$ der im entsprechenden Jahr aus dem Stromnetz bezogenen Energiemenge. Zur Berechnung des aktuellen Strompreises wird an dieser Stelle auf eine konstante Strompreisssteigerungsrate d_{SB} zurückgegriffen, die entsprechend wieder an Stelle der Inflation verwendet wird:

$$k_{SB,j} = k_{SB,0} \cdot (1 + d_{SB})^j$$

Für die Stromeinspeisung (Index SE) ist der Tarif über die Zeit fix:

$$k_{SE,j} = k_{SE,0} \quad (5.17)$$

Die eingespeiste Energiemenge $E_{SE,j}$ variiert über die Jahre in Abhängigkeit der Eingangsprofile. Für die variablen Kosten lassen sich damit dann wiederum anhand von Formel (5.5) und Formel (5.7) der Gesamtbarwert $B_{V,0}$ bzw. anschließend die Annuität $A_{V,0}$ berechnen.

Schließlich ergeben sich fixe Betriebskosten aus der Wartung der Systemkomponenten. Hierbei wird davon ausgegangen, dass jährliche Wartungskosten proportional zu den Investitionskosten der jeweiligen Komponente anfallen (Proportionalitätsfaktor f_W). Der jährliche Zahlungsstrom entspricht damit:

$$A_{F,0} = f_W \cdot K_{X,0} \quad (5.18)$$

Da dieser Term konstant ist, handelt es sich gemäß der Definition unmittelbar um eine Annuität.

Die Levelized Cost of Electricity ergeben sich als Quotient der Summe aller Annuitäten und dem Jahresenergieverbrauch⁴⁵, der hier als konstant angenommen ist:

$$LCOE = \frac{A_{I,0} + A_{V,0} + A_{F,0}}{E_{Last}}$$

Vernachlässigt werden bei dieser Rechnung zusätzliche Kostenanteile, wie eingepreiste Entwicklungskosten sowie Risiko- und Gewinnmargen, die üblicherweise den Endkundenpreis mit beeinflussen.

5.1.5.2 Parameter der Wirtschaftlichkeitsrechnung

Als Grundannahmen für die ökonomischen Parameter werden die in Tabelle 5-3 aufgelisteten Werte zugrunde gelegt. Alle Kosten sind Brutto. Aspekte die sich aus der Vorsteuerabzugsfähigkeit der PV-Anlage und ggf. des PV-Speichers sowie aus den Auswirkungen des Anlagenbetriebs auf die Einkommenssteuer ergeben, werden an dieser Stelle nicht betrachtet.

⁴⁵ Hier ist der Stromverbrauch zu verstehen, der zur Versorgung der Lasten bereitgestellt werden muss. Zusätzliche Wandlungsverluste, die sich im PV-Batteriesystem ergeben und somit den Eigenverbrauch erhöhen, dürfen diesem Verbrauch nicht zugerechnet werden.

Tabelle 5-3: Parameter der Wirtschaftlichkeitsrechnung

Parameter	Beschreibung	Wert	Einheit
$k_{Bat,0}$	Spezifische Initialkosten der Batterie	550	€/kWh
$k_{LE,0}$	Spezifische Initialkosten der Leistungselektronik	Siehe ⁴⁶	€/kW
$k_{PV,0}$	Spezifische Initialkosten des PV-Generators	1.170	€/kWp
$k_{SB,0}$	Initiale Strombezugskosten	0,2913	€/kWh
$k_{SE,0}$	Einspeisevergütung	0,1288	€/kWh
L_{Bat}	Lebensdauer der Batterie	Siehe ⁴⁷	a
L_{LE}	Lebensdauer der Leistungselektronik	20	a
L_{PV}	Lebensdauer des PV-Generators	20	a
d_{Bat}	Preisdegression der Batterie ⁴⁸	7	%/a
d_{SB}	Strompreissteigerung	1,85	%/a
i	Kapitalzinssatz	1,3	%/a
f_W	Proportionalitätsfaktor für Wartungskosten; identisch für alle Komponenten	1,5	%
t_{ref}	Betrachtungszeitraum	20	a

Für die folgenden Betrachtungen wird von einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren ausgegangen. An dieser Stelle sollen die Komponentenlebensdauern des PV-Generators und der leistungselektronischen Umrichter auch zu 20 Jahren angenommen werden. Die Preisdegression dieser beiden Komponenten ist somit wirkungslos.

Da die spezifischen Kosten leistungselektronischer Komponenten $k_{LE,0}$ teilweise erheblich mit der Größe G_{LE} (in kW) skalieren, werden diese basierend auf einer Marktrecherche zu PV-Wechselrichtern aus dem Jahr 2014 mit der folgenden Formel beschrieben:

⁴⁶ Abhängig von der Größe (vgl. Formel (5.19)).

⁴⁷ Dynamisch ermittelt aus Alterungsmodell.

⁴⁸ Die angenommene Preisdegression darf an dieser Stelle ohne Offset nicht beliebig weit fortgeschrieben werden, da die Kosten sonst gegen Null konvergieren. Für den hier betrachteten Zeithorizont von 20 Jahren ergibt sich jedoch ein Endwert von ca. 128 €, der durchaus nicht unrealistisch ist.

$$k_{LE,0} = \min \left(1000, \frac{970,3 \cdot G_{LE}^{-1,957} + 304,5}{2} \right) \quad (5.19)$$

Die Formel legt die vereinfachende Annahme zugrunde, dass sich die Kosten für einen PV-Wechselrichter zu jeweils 50 % auf den PV-DC/DC-Wandler und auf die Wechselrichterstufe aufteilen. Für einen Wechselrichter mit 5 kW Nennleistung ergeben sich spezifische Kosten von 173 €/kW pro Umrichterstufe bzw. 346 €/kW für einen zweistufigen Wechselrichter.

Für den Batterie-DC/DC-Wandler wird von einer analogen Kostenstruktur ausgegangen, auch wenn die Marktpreise hier aufgrund derzeit noch geringerer Stückzahlen zum Teil noch deutlich höher liegen.

Exemplarisch ergeben sich unter Verwendung der genannten Parameter für ein DC-gekoppeltes System mit 5 kW Umrichterleistung an allen Umrichterstufen, einer Batterie von 6 kWh und einer Batterieausnutzung von 80 % bezogen auf die Nennkapazität spezifische Systemkosten von ca. 800 €/kWh nutzbarer Kapazität.⁴⁹

5.1.5.3 Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung

Berechnet man die LCOE für das Basisszenario sowie für die im vorherigen Abschnitt 5.1.3 dargestellte Variation über Batteriekapazität und PV-Generatorgröße, ergeben sich die Abhängigkeiten wie in Abbildung 5-8 gezeigt. Es ist zu erkennen, dass sich hier klare Optima für die Batteriekapazität herausbilden, die je nach PV-Generatorgröße zwischen 2 und 4 kWh liegen. Dies ist bemerkenswert, wenn man berücksichtigt, dass bis zu einer Batteriekapazität von 8 kWh durchaus noch signifikante Anstiege der Eigenverbrauchsquoten zu beobachten sind. Die Mehrkosten für eine größere Batterie übersteigen hier jedoch den erzielbaren Mehrwert. Wie bereits für Eigenverbrauch und Autarkie vorausgesetzt, beruhen auch die Kosten der Umrichter auf der Annahme, dass alle Umrichter so dimensioniert sind, dass sie die volle PV-Generatorleistung tragen können. Die getroffenen Annahmen bzgl. der PV-Generatorkosten führen in Kombination mit der Einspeisevergütung zu einer positiven Renditeerwartung. Daraus resultiert, dass der größtmögliche PV-Generator die größtmögliche Rendite erwirtschaftet, wodurch die Wirtschaftlichkeit mit zunehmender PV-Generatorgröße steigt. Der Vergleichswert für einen Haushalt mit einem Jahresenergiebedarf von 4.500 kWh ohne PV-Generator und ohne Batterie liegt für einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren unter den beschriebenen Annahmen bei LCOE von 0,346 €/kWh.

⁴⁹ Die im Rahmen des Speichermonitorings [111] erhobenen Kostendaten für Lithium-Ionen basierte Systeme liegen für das dritte Quartal 2016 auf Systemlevel im Mittel knapp über 1.500 €/kWh und im Median bei rund 1.400 €/kWh. Hierbei handelt es sich um Endverbraucherpreise.

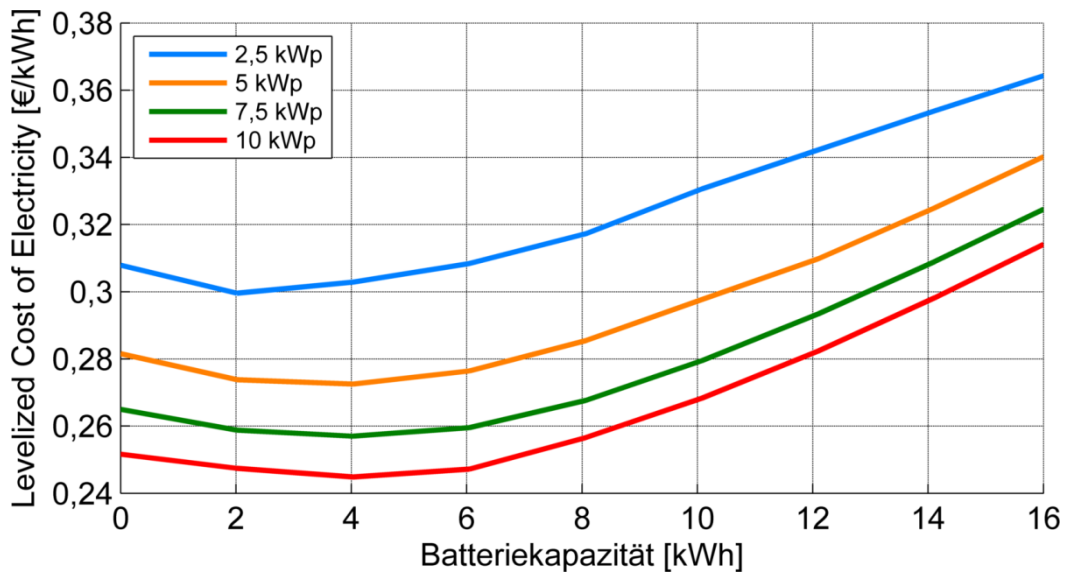


Abbildung 5-8: Levelized Cost of Electricity (LCOE) in Abhängigkeit der Batteriekapazität für verschiedene PV-Generatorgrößen; Haushaltslast: 4.500 kWh/a

Bei der Untersuchung der Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichersystemen ist zu berücksichtigen, dass die Batterielebensdauer in der Regel nicht unerheblich durch den Betrieb beeinflusst wird. Die Zusammenhänge sind in der Regel nichtlinear und durch eine Vielzahl von Parametern beeinflusst (vergleiche dazu die Ausführungen zum Alterungsmodell in Kapitel 4.3). Die Abhängigkeit der LCOE von der Batterielebensdauer ist für das Referenzszenario (5 kWp) in Abhängigkeit der Batteriekapazität in Abbildung 5-9 dargestellt.

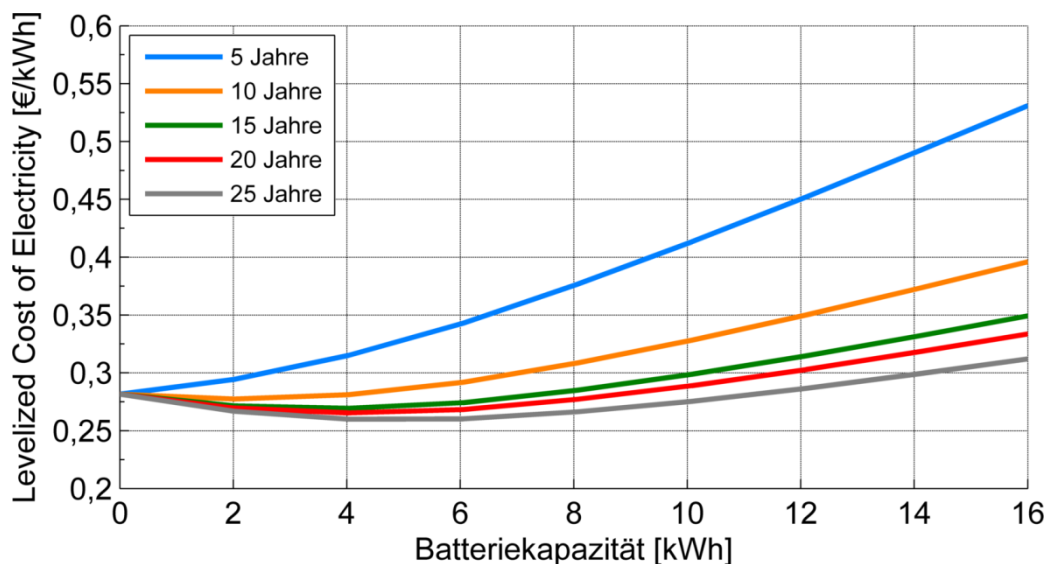


Abbildung 5-9: Levelized Cost of Electricity (LCOE) in Abhängigkeit der Batteriekapazität für verschiedene Batterielebensdauern; Haushaltslast: 4.500 kWh/a

Es ist zu erkennen, dass zwar auch bei einer Batterielebensdauer von lediglich 5 Jahren ein wirtschaftlicher Betrieb verglichen mit einem Haushalt ohne PV-Generator erzielt werden

kann. Jedoch lässt sich unter den getroffenen Annahmen der Batterieeinsatz erst ab einer Batterielebensdauer von 10 Jahren wirtschaftlich darstellen, wenn man als Referenz den Einsatz eines PV-Generators zugrunde legt. Die Grafik verdeutlicht, welchen Einfluss eine geeignete Betriebsweise, die zu einer Verlängerung der Batterielebensdauer beiträgt, auf das Optimum haben kann.

5.1.6 Überdimensionierung der Batterie zur Verlängerung der Lebensdauer

Die Lebensdauer der Batterie im Referenzszenario beträgt 17 Jahre. Grundsätzlich ist es möglich, die Batterie gezielt zu überdimensionieren, um sie in einem eingeschränkten und damit nach Möglichkeit lebensverlängernden Betriebsbereich zu betreiben. Die Lebensdauer in Abhängigkeit des Betriebsbereiches ist in Abbildung 5-10 dargestellt. In der Grafik wird angenommen, dass in allen Fällen die gleiche nutzbare Kapazität zur Verfügung steht. Für ein Szenario mit lediglich 50 % Zyklenhub (ΔSoC) wird die Batterie entsprechend doppelt so groß angenommen, wie für den Referenzfall mit 100 % ΔSoC , damit bei einer Nutzung von lediglich 50 % der Gesamtkapazität die gleiche nutzbare Kapazität zur Verfügung steht. Die Lebensdauerprognose des Modells wurde nach oben hin auf 30 Jahre beschränkt, da Lebensdauern jenseits von 30 Jahren derzeit kaum realistisch erwartbar sind und sich in den Bereich der Spekulation bewegen würden. Aufgrund der derzeit erheblichen Kostenentwicklungen sind Lebensdauern in dieser Größe jedoch ohnehin nicht von größerem Wert.

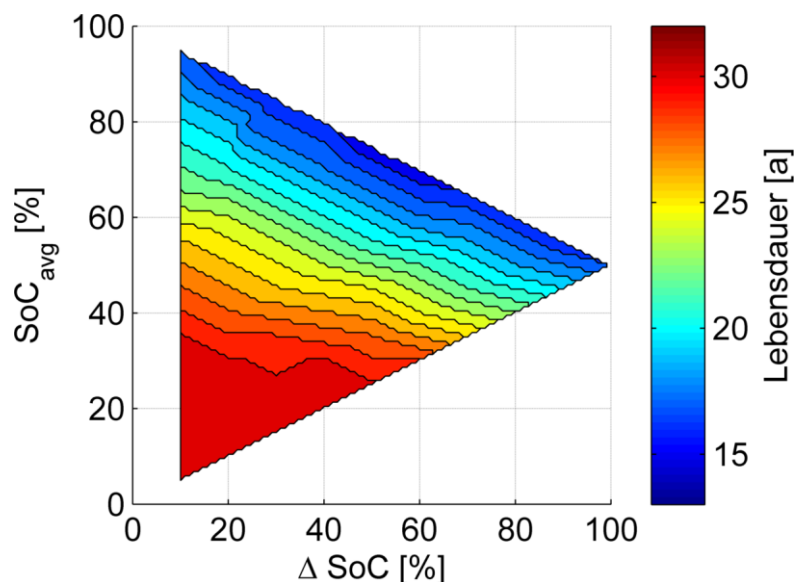


Abbildung 5-10: Abhängigkeit der Lebensdauer vom Betriebsbereich (ΔSoC und SoC_{avg}) bei konstanter nutzbarer Kapazität

Es ist erkennbar, dass eine Überdimensionierung nicht in jedem Fall sinnvoll ist. Insbesondere wenn jeweils zwischen 100 % maximalem und einem beliebigen minimalen Ladezustand

zyklisiert wird, wirkt sich eine Überdimensionierung kaum positiv, in weiten Teilen sogar negativ auf die Lebensdauer aus.

Um beurteilen zu können, ob sich eine Überdimensionierung lohnen kann, wird die relative Lebensdauer eines Szenarios bezogen auf die Lebensdauer des Referenzfalles bei 100 % ΔSoC berechnet und durch die relative Überdimensionierung (also die Kapazität des jeweiligen Szenarios bezogen auf die Kapazität des Referenzfalles) geteilt. Es ergibt sich ein prozentualer Mehrwert⁵⁰ gegenüber dem Referenzfall. Werte oberhalb von 100 % bedeuten, dass die Batterie bezogen auf die Kosten eine längere Lebensdauer erzielt, als im Referenzfall.

Rechenbeispiel:

Wird beispielsweise eine Batterie um 10 % überdimensioniert, und lässt sich dadurch eine Verlängerung der Lebensdauer um 20 % erzielen, so ergibt sich der Mehrwert zu

$$q_M = \frac{120\%}{110\%} = 109\% \quad (5.20)$$

Fällt die Lebensdauerzunahme geringer aus, als die Überdimensionierung, ergeben sich entsprechend Werte kleiner 100 %. Es ergibt sich entsprechend kein Mehrwert verglichen mit dem Referenzfall.

Die Ergebnisse unter Verwendung des im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Alterungsmodells sind in Abbildung 5-11 zu sehen. Einen positiven Effekt einer Überdimensionierung gegenüber dem Referenzfall erhält man grundsätzlich nur, wenn man das obere Ladezustandslimit absenkt. Wenn man überdimensioniert, aber die Batterie zwischen 100 % und einem Ladezustand oberhalb 0 % zyklisiert, wiegt die Lebensdauerverkürzung durch den Betrieb im oberen Ladezustandsbereich den Mehrwert der Überdimensionierung wieder auf. Darüber hinaus lässt sich ein positiver Effekt gegenüber dem Referenzfall nur bis zu einer Überdimensionierung von ca. 65 bis 70 % (entspricht in der Grafik einem ΔSoC von rund 60 %) erzielen. Die Ergebnisse können sich für andere Zellen erheblich von den gezeigten unterscheiden.

⁵⁰ Der so definierte Mehrwert berücksichtigt nicht den betriebswirtschaftlichen Effekt, dass eine längere Lebensdauer sich durch die Abzinsung und eventuelle, für eine Ersatzinvestition wirksame Kostendegressionen nicht linear auf den Gesamtbarwert der Investition über den gesamten Betrachtungszeitraum auswirkt. Sie dient lediglich als Indikator, indem Werte <100 % sich per se nicht positiv auf die Wirtschaftlichkeit niederschlagen können.

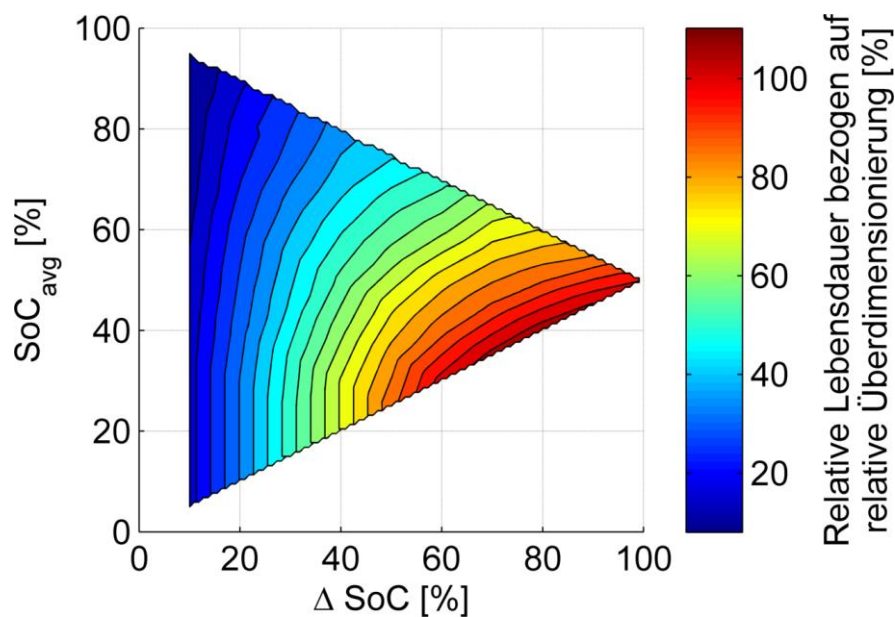


Abbildung 5-11: Relative Lebensdauer bezogen auf die relative Überdimensionierung in Abhängigkeit des Betriebsbereiches (ΔSoC und SoC_{avg}) bei konstanter nutzbarer Kapazität

5.1.7 Einfluss des Lastprofils

Die bisherigen Betrachtungen basieren alle auf einem konkreten Lastprofil, das lediglich über den Jahresenergieverbrauch charakterisiert ist. Der konkrete zeitliche Leistungsverlauf wurde bis hierhin nicht weiter betrachtet. Wie bereits im Kapitel 3.4 erwähnt, stellt der Jahresenergieverbrauch eine unzureichende Charakterisierung dar. Da der Direktverbrauch, aber auch der erzielbare Eigenverbrauch eines Haushaltes auch erheblich von der zeitlichen Verteilung der Leistungsabrufe abhängt (Direktverbrauch kann es nur bei Gleichzeitigkeit von PV-Erzeugung und Stromnachfrage, also am Tag, geben), soll im Folgenden untersucht werden, wie stark die Charakteristik des Lastprofils die Ergebnisse beeinflusst und mit welcher Streuung zu rechnen ist. Zu diesem Zweck werden synthetische Lastprofile herangezogen, die über weitere Eigenschaften spezifiziert werden. Diese sollen im Folgenden näher erläutert werden. Zunächst sind die Lastprofile für einen Zeitraum von 24 Stunden definiert und wiederholen sich kontinuierlich über die Simulationszeit. Es gibt also hier keine weitere Differenzierung nach Jahreszeiten oder Wochentag/Wochenende. Die zeitliche Auflösung beträgt maximal 60 Sekunden. Die Profile werden nun neben dem Jahresenergieverbrauch über drei weitere Parameter p_1 bis p_3 charakterisiert:

- **Hellverbrauchsanteil**⁵¹: Das Verhältnis von Energieverbrauch tagsüber (6:00 – 18:00 Uhr Ortszeit) zu Energieverbrauch über 24 Stunden: $p_1 = \frac{E_{Tag}}{E_{Tag} + E_{Nacht}}$ (schematische Darstellung siehe Abbildung 5-12)
- **Spitzenlastanteil**: Das Verhältnis des Energieverbrauches zu Peak-Zeiten zum Energieverbrauch am Tag (6:00 – 18:00 Uhr): $p_2 = \frac{E_{Peak}}{E_{Peak} + E_{Base}} = \frac{E_{Peak}}{E_{Tag}}$; es wird angenommen, dass die Peaklast nur tagsüber auftritt (schematische Darstellung siehe Abbildung 5-13).
- **Spitzenleistung**: Die maximale Leistung zu Peak-Zeiten: $p_3 = P_{Max}$; es wird angenommen, dass die Spitzenleistung während des Tages (6:00 – 18:00 Uhr) einmal pro Stunde auftritt.

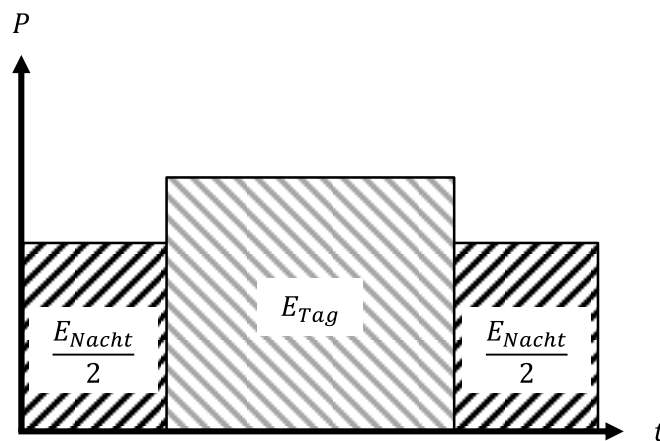


Abbildung 5-12: Schematische Darstellung der Energieanteile zur Berechnung des Tagesenergieverbrauchs

Mit diesen drei Parametern ist das Profil vollständig definiert. Alle weiteren Größen lassen sich daraus ableiten. Hierzu zählen die Leistung während der Nacht E_{Nacht} , die Leistung tagsüber während der Grundlastzeiten P_{Base} , die Dauer des Spitzenlastbezugs t_{Peak} und weitere. So lassen sich z. B. die Zeitpunkte steigender und fallender Flanken unmittelbar aus den definierten Leistungswerten und den Energiemengen ermitteln. Die tatsächliche zeitliche Auflösung fällt je nach Wahl der Parameter z. T. deutlich geringer aus, als 60 Sekunden.

⁵¹ Auch wenn durch die konstanten zeitlichen Grenzen nicht tatsächlich die Zeit zwischen Sonnenauf- und -untergang gemeint ist, soll an dieser Stelle zur besseren Differenzierung gegenüber *Tag* als Bezeichnung für 24 Stunden vom Hellverbrauchsanteil gesprochen werden.

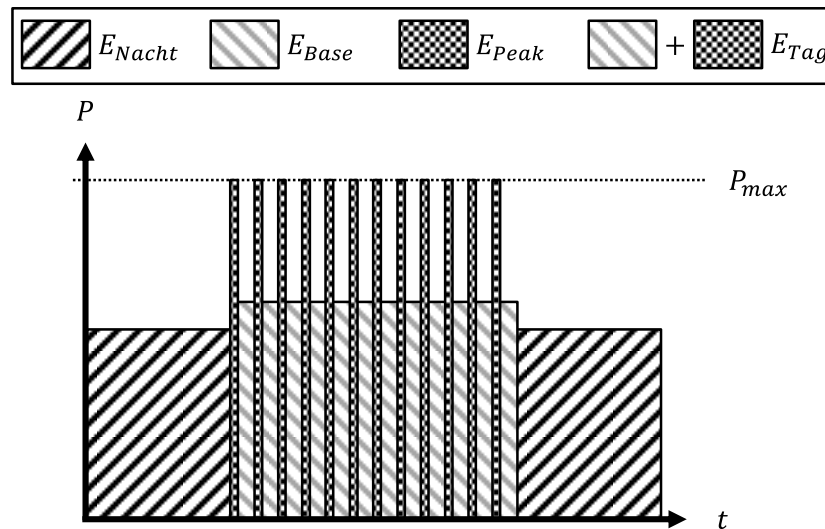


Abbildung 5-13: Schematische Darstellung der Energieanteile zur Berechnung des Spitzenlastenergieanteils; der Spitzenlastenergieanteil in Abbildung 5-12 entspricht folglich 0 %

Unter Verwendung der auf diese Weise definierten Lastprofile lässt sich nun untersuchen, wie das Basisszenario (8,7 kWh Batterie) von der Lastprofilcharakteristik abhängt. Hierzu wird davon ausgegangen, dass der Jahresenergieverbrauch analog zum Profil des Basisszenarios konstant 4500 kWh beträgt. Die Spitzenleistung wird ebenfalls konstant angenommen und beträgt für alle Profile 10 kW. Variiert werden der Hellverbrauchsanteil und der Spitzenlastanteil. Für den Eigenverbrauch ergibt sich das in Abbildung 5-14 a) dargestellte Bild. Es ist erkennbar, dass nicht der volle Bereich definiert ist. Das erklärt sich dadurch, dass es für einen Hellverbrauchsanteil von 0 % per Definition keinen Spitzenlastanteil geben kann. Auch für kleine Hellverbrauchsanteile ergeben sich durch die gewählte Diskretisierung z.T. maximale Spitzenlastanteile unterhalb von 100 %.

Am Eigenverbrauch lässt sich gut erkennen, dass bei gleichem Jahresenergieverbrauch eine Bandbreite von 50 bis annähernd 70 % möglich ist. Die höchsten Werte lassen sich erwartungsgemäß bei hohen Hellverbrauchsanteilen und geringen Spitzenlastanteilen erreichen. Das lässt sich über den in diesen Bereichen maximalen Direktverbrauch erklären (vgl. Abbildung 5-14 b)). Die Gleichzeitigkeit zwischen Erzeugung und Verbrauch ist am höchsten, wenn der Verbrauch am Tag und bei moderaten Leistungen stattfindet. Dennoch liegt das Maximum nicht bei exakt 100 % Hellverbrauchsanteil. Dies ist auf den in diesem Bereich etwas größeren Gradienten beim differentiellen Eigenverbrauch (vgl. Abbildung 5-14 c)) zurückzuführen. Hierbei macht sich bemerkbar, dass Verluste die lokal verbrauchte Energiemenge erhöhen können und Verluste somit einen positiven Einfluss auf die Eigenverbrauchsquote haben können. In diesem Falle sorgt ein geringer Nachtverbrauch für erhöhte Verluste im Batteriepfad, da die Entladung der Batterie auf diese Weise im ungünstigen Teillastbereich erfolgt.

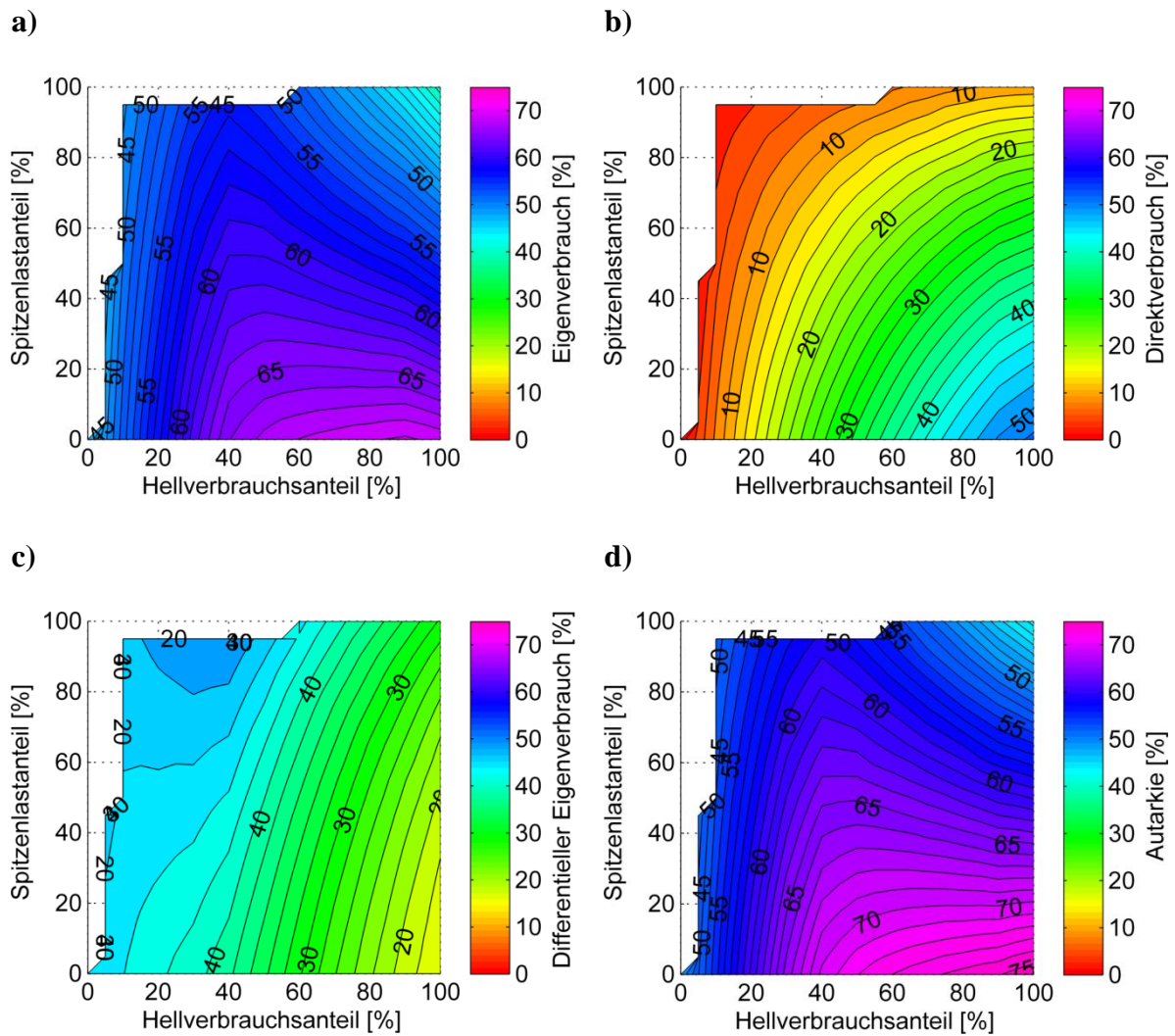


Abbildung 5-14: Systemverhalten in Abhängigkeit der Charakteristik des Lastprofils (Hellverbrauchsanteil und Spitzenlastanteil); Spitzenleistung 10 kW, Batteriekapazität 8,7 kWh; a) Eigenverbrauchsquote, b) Direktverbrauchsquote, c) Differentieller Eigenverbrauch durch Batterieeinsatz, d) Autarkiegrad

Auf den in Abbildung 5-14 d) gezeigten Autarkiegrad wirken sich Verluste nicht in gleicher Weise aus, da sie nicht zur Deckung der Haushaltslast beitragen. Das Maximum liegt hier also tatsächlich bei 100 % Hellverbrauchsanteil und 0 % Spitzenlastanteil. Das Spektrum reicht von maximal 75 % Autarkie bis hinab zu lediglich rund 45 %.

Ähnlich gestaltet sich der Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit, wiederum dargestellt in Form der LCOE. Diese sind in Abbildung 5-15 gezeigt. Bei einem Hellverbrauchsanteil von 100 % wird die größte Eigendeckungsrate erzielt, so dass nur wenig Energie zugekauft werden muss. Gleichzeitig wird die Batterie verhältnismäßig wenig in Anspruch genommen, so dass sich bei gleichen Investitionskosten die längste Batterielebensdauer ergibt. Es werden LCOE von 0,255 €/kWh erreicht. Im schlechtesten Falle betragen die LCOE hingegen etwa 0,325 €/kWh.

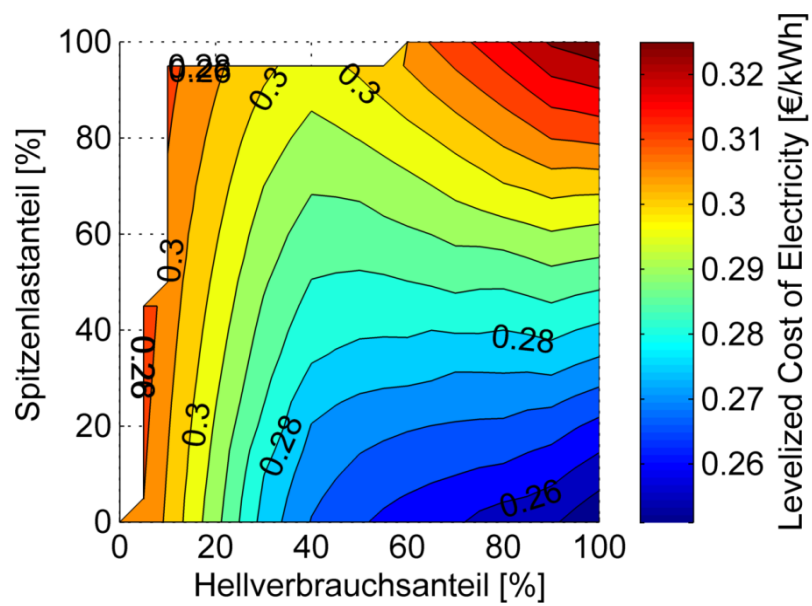


Abbildung 5-15: Levelized Cost of Electricity in Abhängigkeit der Charakteristik des Lastprofils (Hellverbrauchsanteil und Spitzenlastanteil); Spitzenleistung 10 kW, Batteriekapazität 8,7 kWh

6 Optimierung mittels Genetischer Algorithmen

In diesem Kapitel soll basierend auf den aufgestellten Komponenten- und Systemmodellen, die in den vorangegangenen Kapiteln beschrieben worden sind, ein automatischer Optimierungsalgorithmus zur Bestimmung des entsprechend der jeweiligen Randbedingungen optimalen PV-Batteriesystems vorgestellt werden. In Kapitel 6.1 wird zunächst die verwendete Zielfunktion festgelegt. Anschließend werden in Kapitel 6.2 die freien Parameter der Optimierung definiert und schließlich auf die Auswahl des Optimierungsalgorithmus eingegangen (Kapitel 6.3). Der gewählte Optimierungsansatz, der Genetische Algorithmus, wird anschließend in Kapitel 6.4 näher beschrieben. Nach einigen Ausführungen zur Einbettung der Simulation in die Optimierungsumgebung (Kapitel 6.5) werden in Kapitel 6.6 schließlich Ergebnisse der Optimierung vorgestellt und diskutiert.

6.1 Zielfunktion

Als Zielfunktion für die Optimierung werden im Folgenden die Levelized Cost of Electricity herangezogen, wie sie bereits im vorangegangenen Kapitel 5.1.4 eingeführt wurden. Auch die ökonomischen Parameter orientieren sich an den Ausführungen im Basisszenario (vgl. Kapitel 5.1.5.2).

6.2 Freie Parameter der Optimierung

Die Optimierung lehnt sich an das Basisszenario mit einem Haushaltsstromverbrauch von 4.500 kWh/a und dem unter Kapitel 3.4 vorgestellten Profil des IÖW in 60-sekündiger zeitlicher Auflösung an. Auch die solare Einstrahlung basiert auf dem Datensatz des BSRN für den Standort Lindenberg in Deutschland für das Jahr 2006 [74] (vgl. Kapitel 3.3.5). Als freie Parameter für die Optimierung werden die Ausrichtung des PV-Generators, die Nennleistungen der verschiedenen Umrichter und des PV-Generators, die Batteriekapazität sowie der minimale und maximale Ladezustand der Batterie herangezogen. Um den Lösungsraum etwas einzuschränken, werden für die freien Parameter Minimal- und Maximalwerte definiert und zusätzlich minimale Inkremente eingeführt, die dennoch eine ausreichende Genauigkeit der Optimierungsergebnisse erwarten lassen. Die freien Parameter, deren Grenzwerte und gewählten Inkremente sind in Tabelle 6-1 aufgelistet.

Die Batteriekapazität wird in Schritten zu einer Amperestunde variiert. Das Batteriemodell geht von einer Batteriekonfiguration mit 56 seriell verschalteten Zellen und einem Batteriestrang aus. Daraus ergibt sich mit der Nennspannung von 3,6 V eine inkrementelle Variation der Batteriekapazität von 201,6 Wh.

Als Nebenbedingung wird vorausgesetzt, dass der minimal zulässige Ladezustand kleiner als der maximal zulässige Ladezustand sein muss.

Tabelle 6-1: Freie Parameter der Optimierung, deren Grenzwerte und Inkremente

Parameter	Beschreibung	Einheit	Min.	Max.	Inkr.
β	Neigungswinkel des PV-Generators - Null entspricht horizontal - positive Werte Richtung Süden	°	0	+90	5
Δ_{Az}	Azimutwinkel des PV-Generators; - Null entspricht Süd - positive Werte Richtung West	°	-90	+90	5
P_{PV}	Nennleistung des PV-Generators	kW	0	10	0,1
P_{MPP}	Nennleistung des MPP-Trackers	kW	0	10	0,1
$P_{inverter}$	Nennleistung des Wechselrichters	kW	0	10	0,1
$P_{bat.conv}$	Nennleistung des Batterieumrichters	kW	0	10	0,1
Cap_{cell}	Batterie-Zellkapazität (resultierender Energieinhalt in Klammern)	Ah (kWh)	0 (0)	100 (20,16)	1 (0,202)
SoC_{Min}	Minimal zulässiger Ladezustand	%	0	100	1
SoC_{Max}	Maximal zulässiger Ladezustand	%	0	100	1

6.3 Wahl des Optimierungsansatzes

Das Ziel der Optimierung ist es, die wirtschaftlich bestmögliche Systemkonfiguration zu finden, wobei neben der Auslegung der einzelnen Systemkomponenten auch Parameter der Energiemanagementstrategie mit in die Optimierung einbezogen werden. Da die Zielfunktion (die LCOE) auf höchst nichtlinearen Modellen (z. B. Alterungsmodell) beruht, liegt ein nichtlineares Optimierungsproblem vor. Durch Inkrementierung der Eingangsparameter wird das vorliegende globale Optimierungsproblem in ein quasi-kombinatorisches Optimierungsproblem überführt, wobei weiter alle Wertekombinationen zulässig bleiben. Der Lösungsraum wird somit diskretisiert, jedoch von den Grenzen her nicht eingeschränkt.

Weitere Eigenschaften des Problems sind:

- Es ist multimodal, das heißt, es besitzt mehrere lokale Optima
- Es ist statisch, das heißt die Parameter der Optimierung werden über die Laufzeit als konstant angenommen

- Es gibt nur ein Optimierungsziel (single objective)⁵²
- Es handelt sich um eine Offline-Optimierung, das heißt, die Laufzeit der Optimierung ist unerheblich, da die Ergebnisse nicht für eine Betriebssteuerung oder ähnliches herangezogen werden müssen

Für ein solches Optimierungsproblem existiert eine Vielzahl von Lösungsansätzen, die unterschiedlich gut geeignet sind. Um eine sinnvolle Auswahl treffen zu können, ist es daher notwendig, mögliche Lösungsalgorithmen auf ihre Tauglichkeit zur Lösung der vorliegenden Problemklasse zu untersuchen.

In [112] wird eine Klassifikation der Lösungsverfahren vorgenommen. Ein genutztes Klassifikationskriterium ist die Lösungsmethodik, wobei zwischen deterministischen und probabilistischen Methoden unterschieden wird. Hiernach kommen deterministische Ansätze vor allem dann zu Einsatz, wenn der Zusammenhang zwischen Eingangsparametern des Problems und der Lösung relativ klar und eindeutig ist, da sich der Lösungsraum dann systematisch, z. B. mit sogenannten Divide-and-Conquer-Ansätzen⁵³ absuchen lässt. Deterministische Verfahren zeichnen sich dadurch aus, dass sie sich bei mehrfachem Aufruf mit gleichen Startbedingungen immer gleich und damit vorhersagbar verhalten und die gleiche Lösung hervorbringen. Bei unklaren oder wie im vorliegenden Fall sehr komplexen Zusammenhängen zwischen Eingangsparametern und Lösung wird entsprechend auf probabilistische Lösungsmethoden zurückgegriffen, zu denen unter anderem sogenannte Monte-Carlo-Verfahren zählen. Grundsätzlich wird bei dieser Art von Optimierungsverfahren in Kauf genommen, dass das Ergebnis nicht dem globalen Optimum entspricht, wodurch sich jedoch eine kürzere Laufzeit erkaufte wird. In der Regel wird versucht, durch die Lösung einer begrenzten Anzahl von Kandidaten im Lösungsraum, eine Lösung möglichst nahe am globalen Optimum zu finden. Eine rein zufällige Wahl der hierfür verwendeten Kandidaten erfordert in der Regel – wenn nicht gerade ein Glückstreffer gelandet wird – entweder sehr viele Kandidaten, um eine akzeptable Lösung zu erhalten, oder bringt eine eher ungenaue Lösung hervor. Um hier weitere Verbesserungen zu erzielen, werden Heuristiken oder Metaheuristiken eingesetzt, die basierend auf zusätzlichen Informationen die Wahl der verwendeten Kandidaten möglichst sinnvoll einschränken.

Heuristiken sind in der Regel problemspezifisch und haben häufig den Nachteil, dass sie schnell in lokale Optima konvergieren. Um die Problematik der lokalen Optima zu lösen, definieren Metaheuristiken eine abstrakte Abfolge von Schritten, die nacheinander ausgeführt werden, um eine unterlagerte, meist problemspezifischere Heuristik zu steuern. Hierbei

⁵² Das stellt keine Einschränkung der Allgemeinheit dar, da sich weitere Randbedingungen und Ziele, die optimiert werden sollen, durch die Abbildung in eine Kostenfunktion auf einen Zielwert zusammenführen lassen.

⁵³ Zerlegung des Grundproblems in immer kleinere/einfachere und schließlich lösbare Teilprobleme der gleichen Problemklasse und anschließende Kombination der Teillösungen zur Gesamtlösung [113].

werden auch Schritte akzeptiert, die zu einer Verschlechterung der Lösung führen, um so das Verlassen lokaler Optima zu ermöglichen [114]. Metaheuristiken sind mit begrenztem Aufwand gut auf beliebige Probleme übertragbar.

Die Differenzierung der Algorithmen der Monte-Carlo-Klasse erfolgt im Kern über die Wahl der angewendeten Heuristik bzw. Metaheuristik, die bei der Kandidatenwahl zum Einsatz kommt. Eine Sub-Klasse der Monte-Carlo-Algorithmen stellen sogenannte naturanaloge Verfahren dar, die sich wiederum in evolutionäre Algorithmen (EA) und schwarmintelligente Algorithmen (SIA) gliedern lassen. Teilweise wird auch das Simulated Annealing zu den naturanalogenen Verfahren gezählt.

Schwarmintelligente Algorithmen bedienen sich der Analogie des Sozialverhaltens von Tieren bei der Futtersuche (z. B. Ameisen, Vögel, Fische), mit dem diese versuchen einen zunehmend besseren Pfad zur Nahrungsquelle zu erzielen. Ein bekannter Vertreter dieser Klasse ist die Ameisenkolonie-Optimierung, die 1996 von Dorigo, Maniezzo und Colomi vorgestellt wurde [115], bei der Ameisen zu Beginn noch unkoordiniert in eine beliebige Richtung ausschwärmen und dabei eine Duftspur aus Pheromonen hinterlassen. Erfolgreiche Routen werden jedoch immer häufiger benutzt, wodurch sich die Duftspur verstärkt und wiederum mehr Ameisen auf diesen Weg lockt. Da die Pheromonintensität das Maß für die Wahrscheinlichkeit ist, einen Pfad zu wählen, aber andere Wege nicht komplett ausschließt, kommt es weiterhin zur Exploration neuer Wege und somit kann es weiterhin zu einer Verbesserung der Route kommen.

Ebenfalls der Klasse der SIA zugehörig ist die 1995 von Kennedy und Eberhart vorgestellte Partikelschwarm-Optimierung [116, 117]. Hier wird eine Menge von Kandidaten über den aktuellen Zustand der Parameter (hier als Position bezeichnet) und eine Änderungsrate der Parameter (hier als Geschwindigkeit bezeichnet) definiert. Die Geschwindigkeit unterliegt dabei Änderungen in Abhängigkeit der eigenen historisch besten Position sowie der Information über die historisch beste Position benachbarter Individuen.

Das Simulated Annealing⁵⁴ wurde bereits in den 80er Jahren beschrieben [118]. Es basiert auf dem sogenannten Metropolis-Algorithmus [119] und überträgt den Abkühlprozess beispielsweise von Metallen bei der Werkstofffertigung auf beliebige Optimierungsprobleme. Das Ergebnis der Zielfunktion entspricht dabei dem Energieniveau einer gegebenen Atomkonfiguration. Es werden iterativ mögliche Kandidaten evaluiert. Ergibt sich eine bessere Lösung (entspricht einem stabileren Zustand), so wird diese Lösung übernommen. Jedoch auch für schlechtere Kandidaten gibt es eine gewisse Wahrscheinlichkeit, die sogenannte Boltzmann-Wahrscheinlichkeit, mit der sie als Basis für den nächsten Schritt übernommen werden. In der physikalischen Beschreibung des Abkühlprozesses gibt sie die

⁵⁴ Annealing ist der englische Begriff für den im Deutschen „Glühen“ genannten Wärmebehandlungsprozess bei der Fertigung von Metallen. Es wird eingesetzt, um gewisse Werkstoffeigenschaften zu erzielen.

Wahrscheinlichkeit an, mit der ein bestimmter Zustand angetroffen wird. Mit sinkender Temperatur werden durch die Formulierung Verschlechterungen unwahrscheinlicher und es wird eine Annäherung an das Optimum erzielt.

Die evolutionären Algorithmen hingegen orientieren sich am Prinzip *Survival of the Fittest* der Darwin'schen Evolutionstheorie, wonach sich die Individuen einer Population durchsetzen, die der Umwelt am besten angepasst sind. Die Anpassung kann dabei über die Mechanismen *Selektion* (die am besten angepassten Individuen pflanzen sich fort), *Kreuzung* (Kombination einzelner Eigenschaften der bisher besten Individuen führt möglicherweise zu einem noch besser angepassten Individuum in der Folgegeneration) und *Mutation* (Verlassen lokaler Optima durch zufällige Variation einzelner Eigenschaften) weiter verbessert werden. Gemäß der Definition des Verfahrens werden für ein Fortschreiten des Algorithmus immer mehrere Individuen (eine Generation) ausgewertet und miteinander verglichen. Im Laufe der Zeit haben sich verschiedene Ausprägungen der Evolutionären Algorithmen entwickelt, die sich vor allem durch die Wahl der Operatoren, zum Teil aber auch die zu lösende Problemklasse differenzieren [120]. So verwenden die sogenannten Evolutionsstrategien (ES) reellwertige Repräsentationen der Eigenschaften und greifen vor allem auf die Mutation als treibenden Operator zurück. Dem gegenüber gibt es bei Genetischen Algorithmen (GA) sowohl binäre, als auch reellwertige Repräsentationen auf die vornehmlich Selektion und Rekombination angewendet werden und die Mutation lediglich als Hintergrundoperator zum möglichen Verlassen lokaler Optima bemüht wird. Die Genetische Programmierung (GP) orientiert sich von der Gewichtung der Operatoren her an den Genetischen Algorithmen, wird aber in der ursprünglichen Ausprägung auf Syntaxbäume, beispielsweise zur Beschreibung von Computerprogrammen, angewandt, wodurch sich Besonderheiten bei der Formulierung der Operatoren ergeben. Die letzte Klasse ist die sogenannte Evolutionäre Programmierung (EP), die ebenfalls zur Optimierung von Computerprogrammen angewendet wird, hier allerdings nicht in Form von Syntaxbäumen, sondern in Form endlicher Automaten. Bei der EP wird vollständig auf einen Rekombinationsoperator verzichtet. Die Mutation kann über Veränderungen der Transitionsbedingungen, des Startzustandes oder der Ausgabe der Zielzustände sowie durch Erzeugung und Löschung von Zuständen erfolgen.

Grundsätzlich sind alle oben genannten Monte-Carlo-Algorithmen (aus der Klasse der EA kommen für das betrachtete Problem vor allem Genetische Algorithmen und Evolutionsstrategien als potentielle Algorithmen in Frage) geeignet, das vorliegende Optimierungsproblem zu lösen, da sie geeignete Maßnahmen gegen lokale Konvergenz aufweisen. Ziel war es, auf eine frei verfügbare Implementierung zurückgreifen zu können, die sich entsprechend des modularen Modellierungsansatzes verhältnismäßig einfach auf weitere Systemkonfigurationen oder Zielfunktionen anpassen lassen sollte. Es wurde daher die Matlab® Optimization Toolbox herangezogen. Zum Zeitpunkt, als die Entscheidung für einen Optimierungsalgorithmus getroffen wurde, enthielt die Toolbox eine GA-Implementierung, sowie eine Implementierung des Simulated-Annealing-Algorithmus. Aufgrund der Rechenzeit des Simulationsmodells, welches für die Evaluation jedes

Kandidaten ausgeführt werden muss, sollte darüber hinaus auf einen Ansatz zurückgegriffen werden, der eine gleichzeitige Berechnung mehrerer Kandidaten (Parallel Computing) erlaubt, wie es bei den Evolutionären Algorithmen und den schwarmintelligenten Algorithmen der Fall ist. Die Wahl fiel schließlich auf den Genetischen Algorithmus, da zu diesem umfangreichere Literatur bzgl. des Einsatzes für ähnliche Anwendungen zu finden war.

In der aktuellen Version der Matlab[®] Optimization Toolbox steht darüber hinaus eine Particle Swarm Implementierung zur Verfügung. Eine Analyse der Leistungsfähigkeit dieses Algorithmus zur Lösung des vorliegenden Problems wurde bisher nicht geprüft. Erste Arbeiten, die den Particle Swarm Algorithmus auf ein vergleichbares Problem anwenden, sind bereits zu finden [14].

6.4 Der Genetische Algorithmus

Es soll nun kurz das Funktionsprinzip des Genetischen Algorithmus, der schließlich für die Optimierung zum Einsatz kommt, etwas näher beschrieben werden.

6.4.1 Terminologie

Individuum: Ein Individuum beschreibt eine beliebige Kombination von Parametern, die Teil des Lösungsraumes ist.

Generation: Eine Generation beschreibt einen Evaluationsabschnitt (Evolutionsschritt) des Genetischen Algorithmus. So erfolgt die Gesamtoptimierung durch Auswertung sequenziell aufeinanderfolgender Generationen.

Population: Die Population stellt die Gesamtheit der Individuen einer Generation dar.

Fitness: Rückgabewert der Zielfunktion, die im Kontext Genetischer Algorithmen daher auch häufig Fitnessfunktion genannt wird.

6.4.2 Funktionsprinzip

Wie bereits in Abschnitt 6.3 beschrieben, handelt es sich beim Genetischen Algorithmus um einen naturanalogen, heuristischen Optimierungsalgorithmus. Der GA erzeugt hierbei neue Individuen für eine Nachfolgeneraion auf Basis von Operatoren, die an die Evolutionsbiologie angelehnt sind. Durch geeignete Wahl der Operatoren konvergiert die Population über die Generationen hinweg hin zum globalen Optimum. Dabei werden die folgenden Schritte ausgeführt:

- Initialisierung: Der Genetische Algorithmus generiert eine zufällige Startpopulation.
- Ermittlung der Fitness: Der Genetische Algorithmus ermittelt die Fitness durch Berechnung der Fitnessfunktion für jedes der Individuen. Dies entspricht hier der

Zeitschrittsimulation über die geplante Systemlebensdauer und die Bestimmung des LCOE unter Beachtung von ggf. gesetzten Randbedingungen.

- Prüfen auf Abbruchkriterium: Falls eines der Abbruchkriterien erfüllt ist, wird die Optimierung beendet.
- Selektion: Auswahl der besten Individuen als Basis für die Erzeugung der Nachfolgepopulation.
- Reproduktion: Erzeugen der Nachfolgepopulation basierend auf den zuvor per Selektion gewählten Individuen mittels Kreuzung und Mutation.
- Jede auf diese Weise erzeugte Population wird wiederum bzgl. ihrer Fitness bewertet. Dieser Prozess wiederholt sich, bis eines der Abbruchkriterien erfüllt ist.

Das Funktionsprinzip und die durchlaufenen Schritte sind schematisch in Abbildung 6-1 dargestellt.

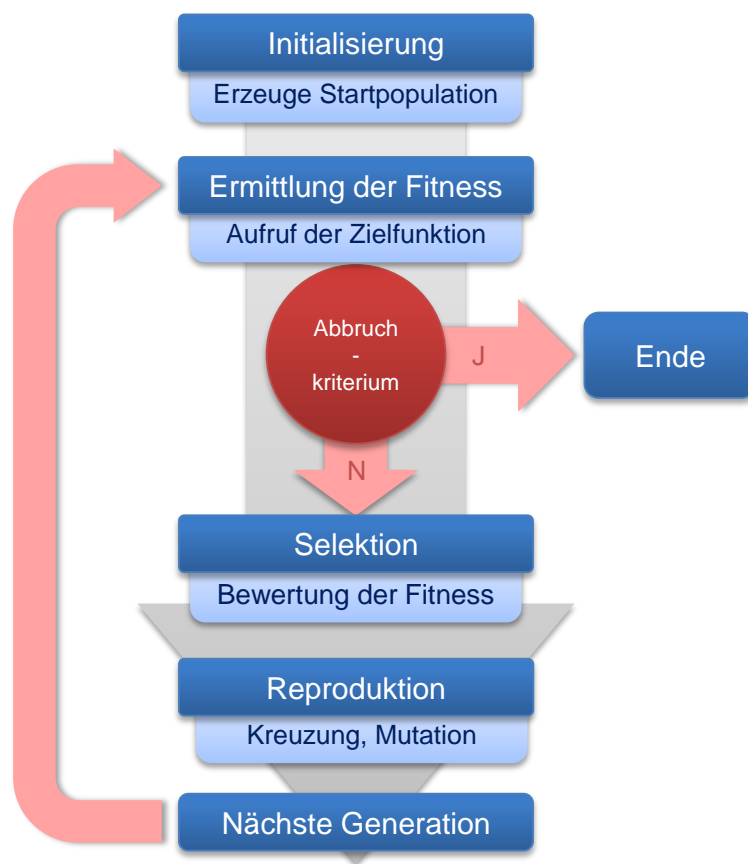


Abbildung 6-1: Funktionsprinzip des Genetischen Algorithmus

6.4.3 Erzeugung der Population einer neuen Generation

Die Erzeugung der Population einer neuen Generation erfolgt basierend auf der vorangegangenen Population mit Hilfe der Operatoren Selektion, Kreuzung und Mutation. Die grundsätzliche Funktionsweise der Operatoren soll hier kurz erwähnt werden. Es gibt bereits viele Entwicklungen und weiterhin rege Aktivität auf dem Feld der Genetischen

Algorithmen, so dass viele der Operatoren auch verfeinert wurden bzw. in unterschiedlichen Ausprägungen existieren. Eine Diskussion dieser verschiedenen Ansätze soll an dieser Stelle nicht Teil der vorliegenden Arbeit sein. Hierzu sei auf weiterführende Literatur verwiesen, z. B. [120].

Selektion: Bei der Selektion werden die Individuen mit der besten Fitness ausgewählt, die zur Erzeugung der Folgepopulation herangezogen werden. MATLAB[®] definiert hierbei auch sogenannte Elite-Nachkommen. Dies sind Individuen, die ohne weitere Manipulation der Parameter in die nächste Generation übernommen werden. Ein Individuum kann dabei mehrfach als Elternteil gewählt werden.

Kreuzung: Weitere Individuen der Folgepopulation werden mittels Kreuzung gebildet. Hierbei werden Eigenschaften, also Parameterwerte zweier Eltern-Individuen stellenweise miteinander getauscht.

Mutation: Durch Mutation werden einzelne Eigenschaften von Eltern-Individuen zufällig verändert. Diese zufällige Änderung der Parameter ist die entscheidende Eigenschaft des Mutationsoperators, die es ermöglicht, ein lokales Optimum wieder verlassen zu können.

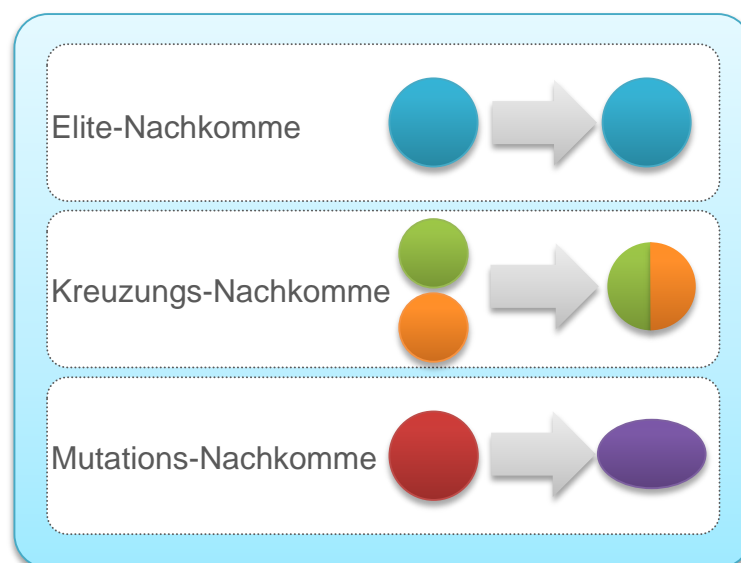


Abbildung 6-2: Schematische Darstellung der möglichen Typen von Nachkommen durch Selektion, Kreuzung und Mutation; eigene Darstellung angelehnt an [121]

6.5 Einbettung des Simulationsmodells in das Optimierungsframework

Um das Simulationsmodell in eine Optimierungsumgebung einzubetten, sind verschiedene Schritte notwendig, die im Folgenden kurz erläutert werden sollen.

In einem ersten Schritt wird die Simulationsumgebung vorbereitet. Hierbei wird vor allem definiert, welches Modell verwendet wird, an welchen Orten die Eingangsparameter für die Modelle liegen, darüber hinaus werden die Optimierungsparameter festgelegt und ggf. deren

Grenzen definiert. Schließlich wird ein temporärer Pfad angelegt, an den alle relevanten Dateien kopiert werden und in dem später auch die Ergebnisse abgelegt werden. Die Berechnung der Individuen einer Generation soll parallelisiert erfolgen. Hierfür müssen die entsprechenden Hardware-Ressourcen angefordert werden, in MATLAB[®]-Terminologie muss ein Matlabpool oder in neueren Versionen ein Parpool eröffnet werden. MATLAB[®] startet dann auf jedem der so allokierten Prozessorkerne (oder Threads) eine lokale Instanz, einen sogenannten Worker.

Im nächsten Schritt muss das Simulationsmodell initialisiert werden. Alle für den Modellaufruf relevanten Parameter müssen hier mit ihren Werten versehen werden und im Matlab-Workspace zur Verfügung stehen.

Für eine möglichst schnelle Laufzeit von Simulink Simulationsmodellen, ist es notwendig, die Modelle zu kompilieren und im sogenannten *Rapid Accelerator Modus* auszuführen. Es wird auch von der Erstellung eines Simulations-Targets gesprochen. Hier werden alle Parameter, die nicht variabel sind, „hart“ in das Simulations-Target geschrieben. Parameter, die für die Optimierung als freie Parameter zur Verfügung stehen sollen, müssen zuvor im Modell als *tunable* definiert worden sein. Wenn mit vektoriellen Modelleingängen gearbeitet werden soll, sind die entsprechenden Parameter bereits vor der Kompilierung in der jeweiligen Größe zu initialisieren, da auf diese Weise die entsprechenden Speicherbereiche reserviert werden.

Nach der Initialisierung des Genetischen Algorithmus wird dieser anschließend aufgerufen. Die Ausführung des Genetischen Algorithmus erfolgt gemäß den Erläuterungen in Abschnitt 6.4. Bei Erreichen einer Abbruchbedingung wird die Optimierung beendet. Der gesamte Prozess ist in Abbildung 6-3 dargestellt. Gemäß der Nomenklatur von Matlab ist auch die Simulation Teil der Zielfunktion, da sie innerhalb des Genetischen Algorithmus aufgerufen wird. Im Rahmen dieser Arbeit soll als Zielfunktion jedoch nur die Berechnung der LCOE auf Basis der Simulationsergebnisse bezeichnet werden.

Für die Optimierung soll von der Parallelisierbarkeit des Genetischen Algorithmus Gebrauch gemacht werden. Neben Methoden zur Parallelisierung verfügt MATLAB[®], dessen Name sich von MATrix LABoratory ableitet, über besonders leistungsfähige Methoden zur Durchführung von Matrixoperationen zur numerischen Berechnung. Aus diesem Grund wurde bei der Implementierung der Modelle auch Wert darauf gelegt, dass diese nicht nur skalare, sondern auch vektorielle Eingänge verarbeiten können.

Auf diese Weise lassen sich nicht nur mehrere Individuen parallel auf den n verfügbaren Prozessorkernen berechnen, sondern pro Modellaufruf auf jedem Prozessorkern direkt x Individuen vektorielemente berechnen. Da die Rechenzeit nicht linear mit der Vektorlänge skaliert, lässt sich hierdurch eine Beschleunigung der Optimierung erreichen. Das Prinzip ist ebenfalls Abbildung 6-3 zu entnehmen. Es hat sich jedoch herausgestellt, dass sich für die durch die Zahl der zu optimierenden Variablen gegebene Vektorlänge ein Optimum ergibt, was vor allem darauf beruht, dass für die Lösung der Simulationsmodelle ein Solver mit variabler Schrittweite zum Einsatz kommt.

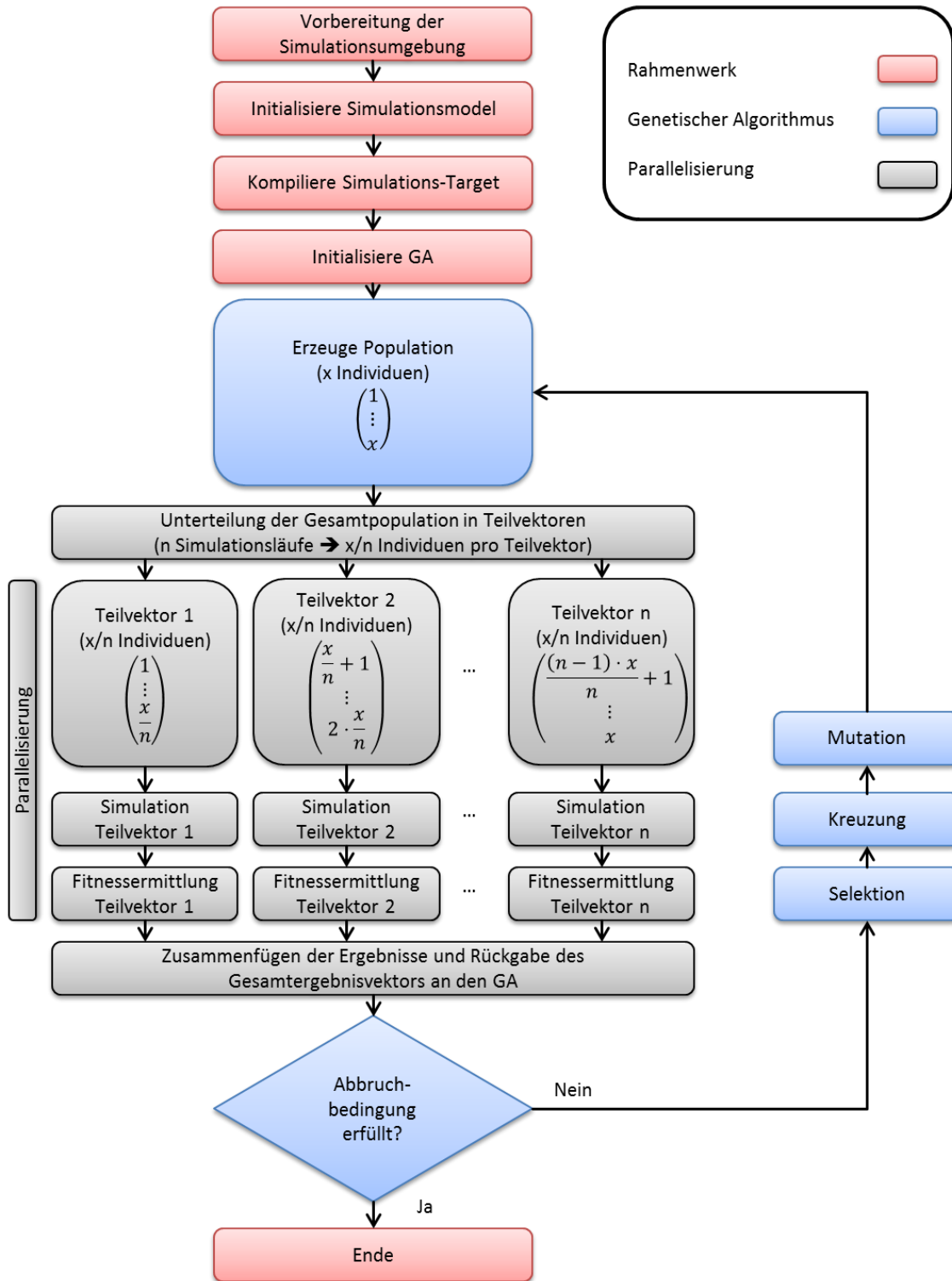


Abbildung 6-3: Schematische Darstellung der Einbettung des Simulationsmodells in die Optimierungsumgebung unter Verwendung von Parallelisierung und Vektorisierung

Werden als Vektoreingang für einen Modellaufruf sehr unterschiedliche Parametrierungen verwendet, kann eine Schrittweisenreduzierung in jeweils sehr unterschiedlichen Zeitschritten

erforderlich sein, so dass insgesamt eine verlängerte Rechenzeit daraus resultiert. Als Optimum hat sich eine Vektorlänge l zwischen 2 und 5 herausgestellt. Damit ergibt sich ggf. entgegen der Darstellung keine vollständige Parallelisierung mehr, da $n \cdot l < x$. In diesem Falle werden die Teilvektoren sequenziell abgearbeitet. Hierbei ist es erstrebenswert, l so zu wählen, dass $n \cdot l$ ein ganzzahliger Teiler von x ist, um eventuelle Leerläufe einzelner Prozessorkerne zu vermeiden.

Für die vorliegenden Optimierungsergebnisse wurden 320 Individuen pro Generation über maximal 50 Generationen gerechnet. Die Ergebnisse werden im folgenden Abschnitt dargestellt und diskutiert.

6.6 Ergebnisse der Optimierung

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Optimierung dargestellt und diskutiert. Hierzu wird zunächst die Optimierung basierend auf dem Basisszenario durchgeführt (Kapitel 6.6.1), die Ergebnisgüte diskutiert (Kapitel 6.6.2) sowie die Sensitivität gegenüber Variation der ökonomischen Parameter (Kapitel 6.6.3) bzw. gegenüber Abweichungen vom Optimum (Kapitel 6.6.4) untersucht. Anschließend findet eine Sensitivitätsbetrachtung bzgl. des Investitionszinses statt (Kapitel 6.6.5). Schließlich wird in Kapitel 6.6.6 der Einfluss der KfW-Förderung diskutiert.

6.6.1 Optimierung basierend auf dem Basisszenario

Wendet man die Optimierung auf das beschriebene Basisszenario unter Verwendung der LCOE als Zielfunktion an, so ergibt sich die optimale Systemkonfiguration wie in Tabelle 6-2 dargestellt. Der PV-Generator wird etwas flacher angestellt als erwartet. Eine Optimierung der Ausrichtung bzgl. des maximalen Ertrags mit einer Auflösung von 1° ergibt einen optimalen Neigungswinkel von 32° für das vorliegende Profil und bestätigt das Ergebnis. Darüber hinaus wird eine leichte Ost-Ausrichtung gewählt (Optimalergebnis für maximalen Ertrag: 7° Ost). In der Literatur finden sich hierzu zahlreiche Untersuchungen, die je nach Standort teilweise leicht positive Abweichungen (Richtung West) oder auch wie hier leicht negative Abweichungen (Richtung Ost) als optimale Ausrichtung identifizieren [122, 123].

In [123] wird der Effekt einer östlichen Abweichung für den Standort Kanada darauf zurückgeführt, dass der Direktstrahlungsanteil in den Morgenstunden höher ausfällt. Die angenommenen spezifischen Kosten für Photovoltaik in Kombination mit dem Einspeisetarif führen dazu, dass Photovoltaik als solches profitabel ist. Aus diesem Grund wird die maximal erlaubte installierte Leistung von 10 kWp als Optimalwert identifiziert.

Tabelle 6-2: Ergebnisse der Optimierung

Parameter	Beschreibung	Einheit	Optimum
β	Neigungswinkel des PV-Generators - Null entspricht horizontal - positive Werte Richtung Süden	°	30
Δ_{Az}	Azimutwinkel des PV-Generators; - Null entspricht Süd - positive Werte Richtung. West	°	-5
P_{PV}	Nennleistung des PV-Generators	kW	10
P_{MPP}	Nennleistung des MPP-Trackers	kW	7,4
$P_{inverter}$	Nennleistung des Wechselrichters	kW	7,2
$P_{bat.conv}$	Nennleistung des Batterieumrichters	kW	2,1
Cap_{cell}	Batterie-Zellkapazität (resultierender Energieinhalt in Klammern)	Ah (kWh)	23 (4,64)
SoC_{Min}	Minimal zulässiger Ladezustand	%	0
SoC_{Max}	Maximal zulässiger Ladezustand	%	99
LCOE	Levelized Cost of Electricity gewählte Zielfkt. d. Optimierung	ct/kWh	21,32

Für die Umrichter lässt sich erkennen, dass bereits der PV-DC/DC-Wandler auf lediglich 74 % der PV-Anlagen-Nennleistung dimensioniert wird. Diese Unterdimensionierung deckt sich grundsätzlich mit bekannten Erkenntnissen [124]. Der tatsächliche Energieanteil, der oberhalb einer gewissen Leistung verloren geht, wird hin zur Maximalleistung vernachlässigbar gering (siehe Abbildung 6-4). So liegt der entgangene Jahresenergieanteil bei einer Leistungsbegrenzung auf 70 % der PV-Generator-Nennleistung für das vorliegende Erzeugungsprofil bei gerade einmal rund 2 %.

Aufgrund der auftretenden Verluste im PV-DC/DC-Wandler und möglicherweise geringerer mittlerer Übertragungsleistungen, die sich bei der Batterieentladung ergeben, wird die Nennleistung des Wechselrichters noch einmal knapp 3 % kleiner ausgelegt, als der PV-DC/DC-Wandler.

Erstaunlich gering fällt mit lediglich 2,1 kW die Auslegung des Batterieumrichters aus. Dies lässt sich dadurch erklären, dass die Entladeleistungen in der Regel sehr gering ausfallen, da die Entladung größtenteils nachts bei Grundlast erfolgt. Auf der anderen Seite steht tagsüber für die Ladung gerade im Sommer ohnehin über einen längeren Zeitraum ein PV-Überschuss

zur Verfügung, so dass ein langsames Laden unter dem Strich keine Einbußen bedeutet; die Batterie wird dennoch vollgeladen. Lediglich im Winter kann hier ggf. Energie verloren gehen, wenn die Batterie nicht im Laufe der wenigen sonnenreichen Stunden mit voller Überschussleistung geladen werden kann. Allerdings scheint dieser Effekt keinen sehr großen Einfluss zu haben, insbesondere, da die typischerweise geringeren Leistungen im Winter auch zu großen Teilen direkt verbraucht werden können.

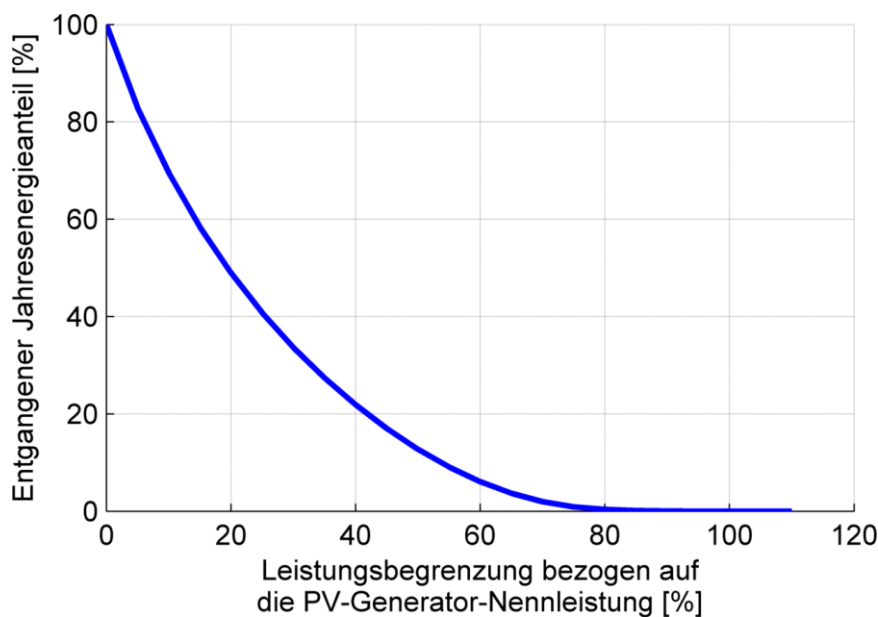


Abbildung 6-4: Entgangener Jahresenergieanteil in Abhängigkeit der relativen Leistungsbegrenzung

Die Batterie selbst wird nahezu im kompletten Betriebsbereich betrieben, so dass eine installierte Kapazität von 4,6 kWh ausreicht, um die definierte Anwendung zu bedienen.

Für das derart optimierte System ergeben sich LCOE von 21,32 ct/kWh. Diese setzen sich aus Kosten von insgesamt 42,26 ct/kWh und Erträgen von 20,94 ct/kWh zusammen (siehe Abbildung 6-5). Erträge ergeben sich lediglich aus der Einspeisevergütung. Die Kostenanteile lassen sich nach den einzelnen Kostenpositionen aufschlüsseln (siehe Abbildung 6-6). Auffällig ist, dass trotz des sehr groß dimensionierten PV-Generators, der über ein Drittel der Kosten ausmacht, mit 34,8 % immer noch der größte Kostenbeitrag durch den Stromeinkauf verursacht wird. Der große PV-Generator und die damit relativ hohen Investitionskosten verursachen auch einen nicht unerheblichen Kostenblock von 13,7 % bei der Wartung. Batterie und Batteriemrichter tragen zusammen rund 10 % zu den Kosten bei.

Das optimierte System weist aufgrund der verhältnismäßig großen PV-Anlage eine tendenziell geringe Direktverbrauchsquote von lediglich rund 13,6 % auf. Die Eigenverbrauchsquote liegt über die Laufzeit zwischen 27,6 und 24,6 %. Die Eigendeckungsquote bewegt sich zwischen 60,6 % und 54,3 %. Die Batterie weist unter diesen Bedingungen eine Lebensdauer von lediglich 16 Jahren auf, und hat in dieser Zeit

knapp 4300 äquivalente Vollzyklen absolviert. Die zeitliche Entwicklung ist in Abbildung 6-7 dargestellt.

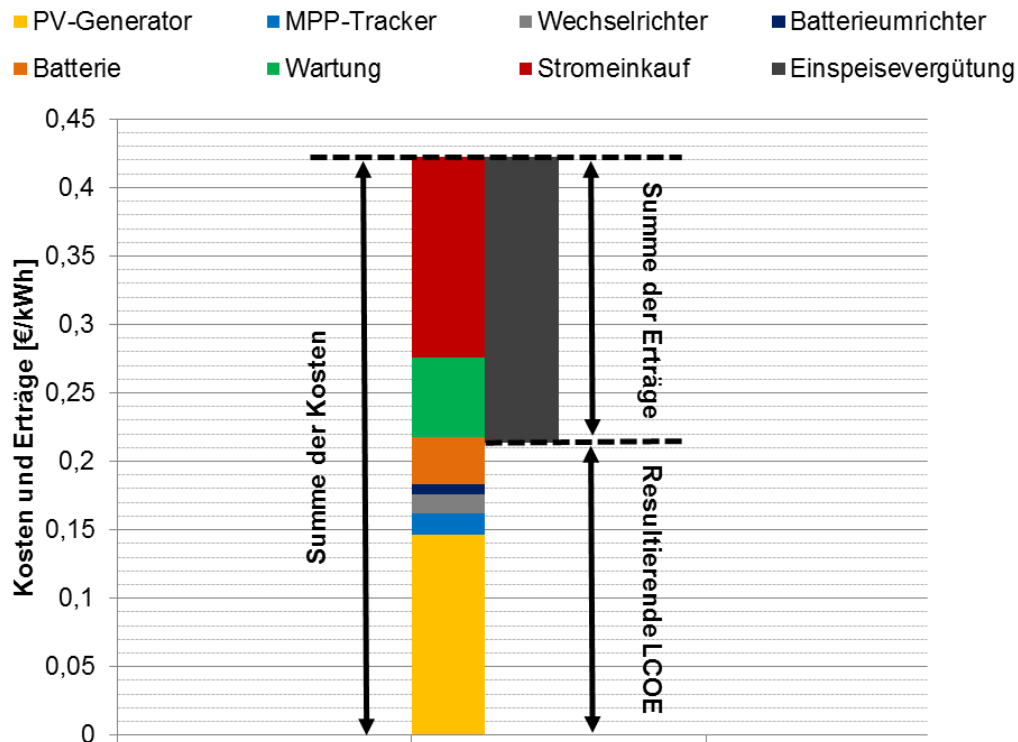


Abbildung 6-5: Aufschlüsselung der Kosten und Erträge für den Fall des optimierten Systems bei Basisannahmen. Soweit nicht anders dargelegt, gelten weiter die Parameter aus Tabelle 5-3.

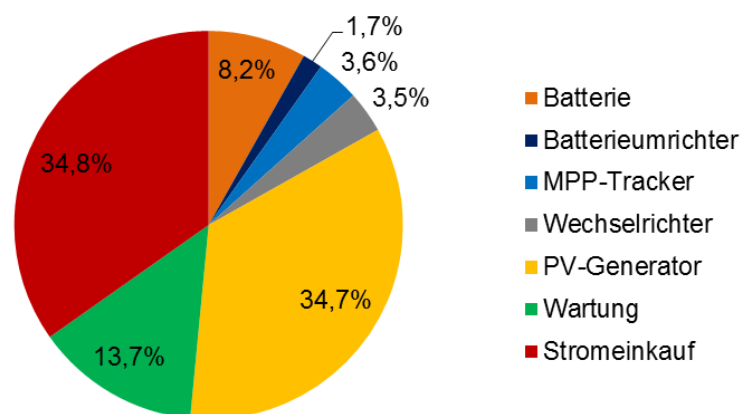


Abbildung 6-6: Kostenanteile der einzelnen Kostenpositionen an den Gesamtkosten für den in Abbildung 6-5 gezeigten Basisfall.

Gegenüber einem vergleichbaren System mit einem PV-Generator von 10 kWp und einer Batteriekapazität von etwa 4,5 kWh, jedoch unter der Annahme, dass alle Umrichter auf die PV-Generatormennleistung ausgelegt sind, ergeben sich erhebliche Einsparungen. So sinken

die LCOE von ursprünglich rund 24,5 ct/kWh (vgl. Abbildung 5-8) auf die genannten 21,32 ct/kWh, wobei Eigenverbrauchsquote und Autarkiegrad nahezu unverändert bleiben (vgl. Abbildung 5-4 und Abbildung 5-6). Hier werden also rund 13% Kosten eingespart und der Barwert steigt um rund 2.400 €.

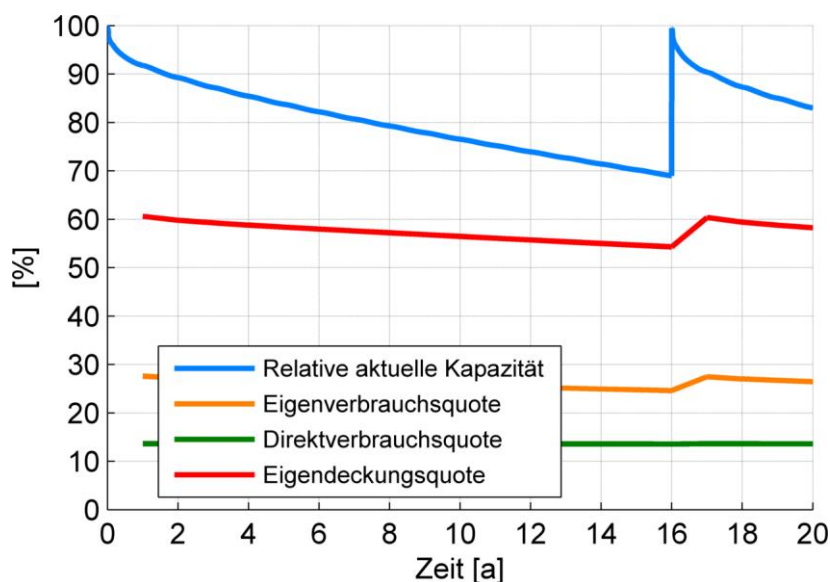


Abbildung 6-7: Zeitliche Entwicklung der Kapazität, der Eigen- und Direktverbrauchsquote, sowie der Eigendeckungsquote für die optimierte Systemkonfiguration über 20 Jahre

6.6.2 Einordnung der Ergebnislänge

Ein Problem bei der Optimierung mittels Genetischer Algorithmen ist deren Eigenschaft, nicht das absolute Optimum zu finden bzw. zumindest nicht nachweisen zu können, dass es sich bei dem Ergebnis um das absolute Optimum handelt. Es ist also nicht möglich, sich mit Gewissheit auf das Optimierungsergebnis genau eines Optimierungslaufes zu verlassen. Um eine Einordnung der Ergebnislänge vornehmen zu können, wurden einige Optimierungsszenarien fünfmal gestartet und die Variation betrachtet. Die Ergebnisse sollen im Folgenden für das Szenario aus dem vorangegangenen Abschnitt 6.6.1 gezeigt und diskutiert werden. Abbildung 6-8 zeigt die Ergebnisse für die Komponentenauslegung, sowie die resultierenden Fitness-Werte. In allen Fällen lag der die Größe des PV-Generators bei 10 kWp im optimalen Ergebnis, so dass auf eine Darstellung im Diagramm verzichtet wird. Dabei ist zu beachten, dass es sich dabei um die obere Grenze der vorgegebenen Bandbreite für die Größe des PV-Generators handelt. Es handelt sich also nicht um die geringst möglichen LCOE, sondern um die unter den gegebenen Randbedingungen optimale Systemkonfiguration. Ein Grund in der Begrenzung der maximalen Größe des PV-Generators kann z.B. in der begrenzten Größe des Dachs liegen, auf dem die PV-Anlage installiert werden soll.

Das beste Ergebnis, das auch den Diskussionen im vorherigen Abschnitt zugrunde liegt, hat der Optimierungslauf 2 hervorgebracht. Von allen fünf Durchläufen besitzt dieser tatsächlich die größte Batterie. Es ist zu erkennen, dass in zwei Durchläufen (1 und 4) die Optimierung eine Systemkonfiguration ohne Batterie hervorbringt. In diesen Fällen wird erwartungsgemäß auch der Batterieumrichter nicht benötigt. Dennoch führen diese beiden Durchläufe zu den höchsten LCOE in diesem Vergleich. Für das vorliegende Szenario scheint die Auslegung der anderen beiden Umrichter (PV-DC/DC-Wandler und Wechselrichter) nahezu ausschließlich am PV-Generator orientiert zu sein, unabhängig davon, ob eine Batterie zum Einsatz kommt, oder nicht. In allen Fällen liegt die Dimensionierung des PV-DC/DC-Wandlers bei 7,3-7,4 kW, der Wechselrichter wird 100 bis 200 W kleiner ausgelegt und liegt zwischen 7,2 und 7,3 kW.

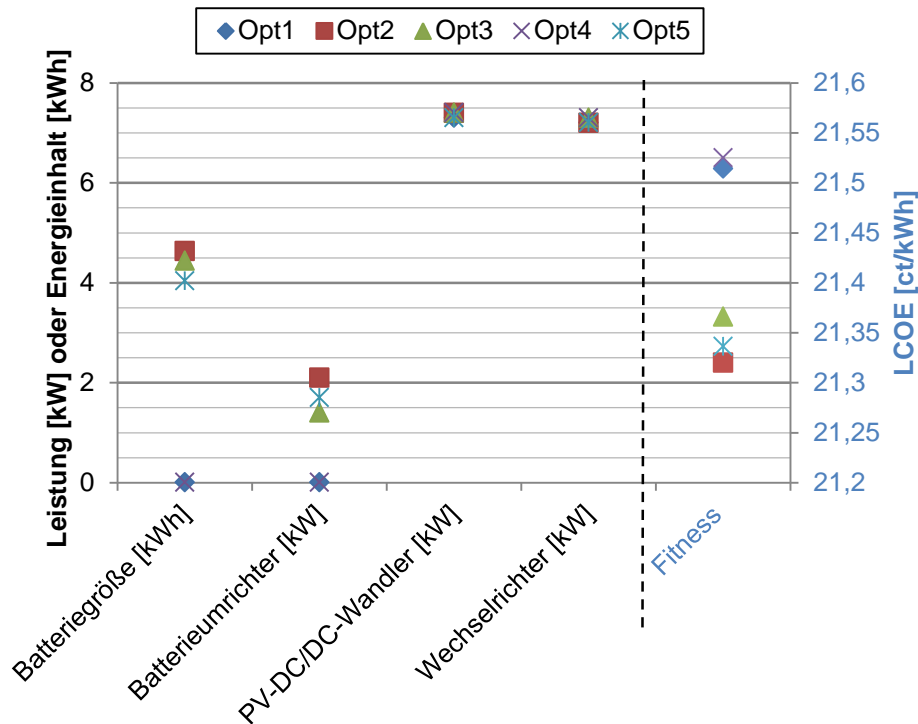


Abbildung 6-8: Vergleich der Ergebnisse von fünf identischen Optimierungsläufen zur Einordnung der Ergebnisgüte

Die vollständige Darstellung aller Ergebnisse ist Tabelle 6-3 zu entnehmen. Die Neigung des PV-Generators ist für alle Durchläufe identisch, lediglich für den Azimutwinkel ergibt sich eine leichte Streuung zwischen 0 und -10° . Kommt eine Batterie zum Einsatz, so wird sie immer nahezu im vollen Ladezustandsbereich betrieben, da eine Verlängerung der Lebensdauer durch Überdimensionierung aufgrund der angenommenen Batteriepreisdegression wirtschaftlich keinen Vorteil hat. Es ist günstiger, die Batterie zu den bis dahin signifikant geringeren Kosten zu ersetzen, als eine verlängerte Lebensdauer zu den deutlich höheren Initialkosten zu erkaufen. Kommt keine Batterie zum Einsatz, so sind die

Parameter SoC_{Min} und SoC_{Max} zufällig, da sie keinen Einfluss auf das Ergebnis haben. Es ist aber erkennbar, dass die Nebenbedingung $SoC_{Min} \leq SoC_{Max}$ erfüllt wird.

Tabelle 6-3: Ergebnisse von fünf Optimierungsläufen mit identischen Annahmen. Das beste Ergebnis wurde bei Durchlauf 2 (Opt2) erzielt.

Parameter	Beschreibung	Einheit	Opt1	Opt2	Opt3	Opt4	Opt5
β	Neigungswinkel des PV-Generators - Null entspricht horizontal - positive Werte Richtung Süden	°	30	30	30	30	30
Δ_{Az}	Azimutwinkel des PV-Generators; - Null entspricht Süd - positive Werte Richtung. West	°	-5	-5	-10	-10	0
P_{PV}	Nennleistung des PV-Generators	kW	10	10	10	10	10
P_{MPP}	Nennleistung des MPP-Trackers	kW	7,3	7,4	7,4	7,4	7,3
$P_{inverter}$	Nennleistung des Wechselrichters	kW	7,2	7,2	7,3	7,3	7,2
$P_{bat.conv}$	Nennleistung des Batterieumrichters	kW	0	2,1	1,4	0	1,7
Cap_{cell}	Batterie-Zellkapazität (resultierender Energieinhalt in Klammern)	Ah (kWh)	0 (0)	23 (4,64)	22 (4,44)	0 (0)	20 (4,03)
SoC_{Min}	Minimal zulässiger Ladezustand	%	15*	0	0	23*	0
SoC_{Max}	Maximal zulässiger Ladezustand	%	68*	99	100	42*	99
LCOE („Fitness“)	Levelized Cost of Electricity gewählte Zielfkt. d. Optimierung	ct/kWh	21,51	21,32	21,37	21,53	21,34

* Da hier keine Batterie zum Einsatz kommt, sind diese Werte ohne Bedeutung und haben keinen Einfluss auf die Zielfunktion

Insgesamt wird deutlich, dass die Wahl der ökonomischen Parameter sehr knapp am Rande des wirtschaftlichen Einsatzes von Batteriespeichern liegt (Durchlauf 1 entspricht tatsächlich dem Optimum ohne Batteriespeicher). Die Streuung der Fitnesswerte in der gewählten Darstellung der LCOE liegt bei lediglich 0,21 ct/kWh bzw. knapp 1 % bezogen auf den Bestwert. Umgerechnet auf den Barwert über 20 Jahre Betrieb unter der zugrundeliegenden Annahme von 4.500 kWh Jahresverbrauch und eines Kapitalzinses von 1,3 % ergibt sich eine Differenz von rund 165 € zwischen dem besten und dem schlechtesten Resultat der fünf Optimierungsdurchläufe. Die Ergebnisgüte kann damit als hoch bewertet werden. Dennoch wird deutlich, dass der Lösungsraum in der Nähe des Optimums sehr flach ausfällt, so dass bei ähnlich guten Ergebnissen die Wahl der Systemauslegung sehr unterschiedlich ausfallen kann.

6.6.3 Sensitivität der Zielfunktion bzgl. Änderungen der ökonomischen Parameter

Die Berechnung der Fitnessfunktion bezieht eine Reihe wirtschaftlicher Parameter mit ein, die auf gewissen Annahmen beruhen. Werden andere Annahmen getroffen oder ändern sich diese Parameter über die Zeit, verändert sich der Wert der Fitnessfunktion der als optimal befundenen Systemkonfiguration. Eine geringe Sensitivität liegt vor, wenn eine kleine Änderung eines Eingangsparameters nur sehr geringen Einfluss auf den Wert der Fitnessfunktion hat. Dies ist von Vorteil, wenn man trotz variierender ökonomischer Rahmenbedingungen über die Laufzeit dennoch auf den wirtschaftlichen Profit verlassen können möchte. Weist ein Optimum eine hohe Sensitivität gegenüber veränderten wirtschaftlichen Rahmenbedingungen auf, ist besondere Vorsicht geboten, wenn sich dieser Parameter von der Planung bis zur Realisierung eines Projektes ändert, sonst kann sich eine vermeintlich profitable Investition ggf. als Verlustgeschäft entpuppen. Die Sensitivität des Optimierungsergebnisses gegenüber Variationen der wirtschaftlichen Parameter soll daher in diesem Abschnitt exemplarisch anhand des Kapitalzinses, der Batteriekosten, der Strompreissteigerung sowie der Einspeisevergütung detaillierter betrachtet werden.

Sensitivität gegenüber dem Kapitalzinssatz

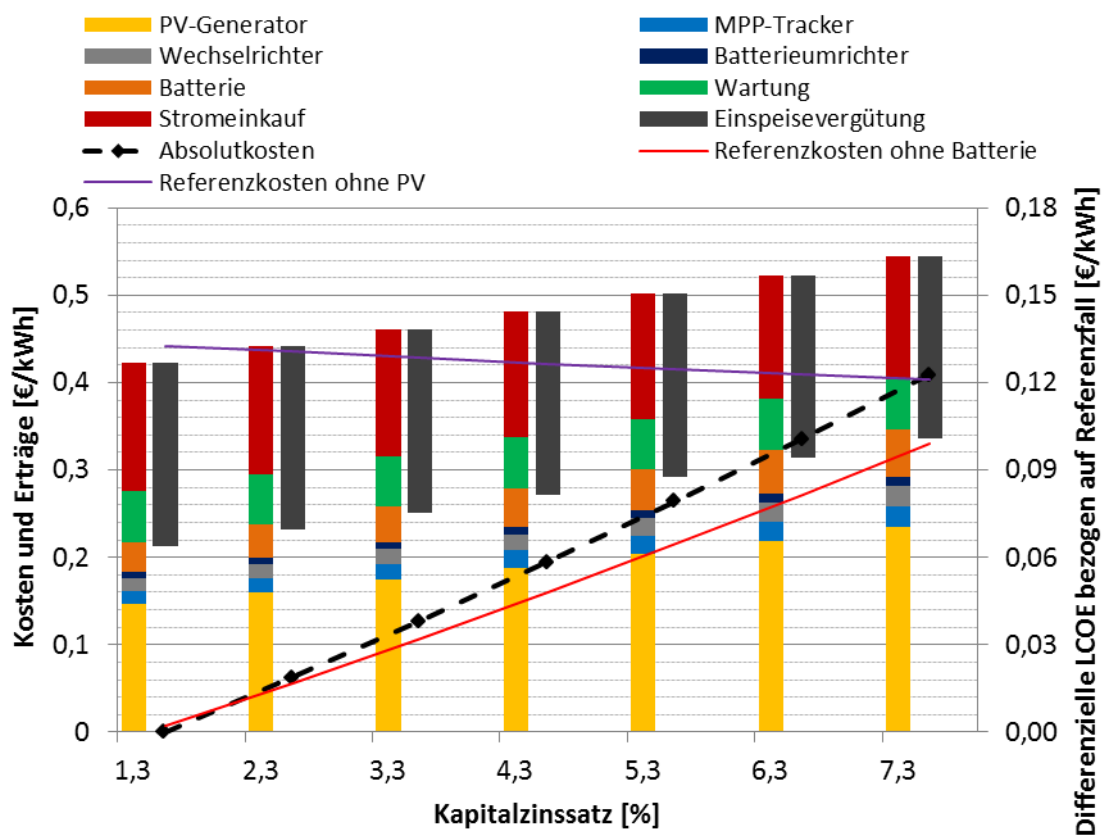


Abbildung 6-9: Einfluss des Kapitalzinssatzes auf die Kosten- und Ertragsstruktur von PV-Batteriesystemen (Balken – linke Y-Achse, Linien – rechte Y-Achse); Referenzfall: Kaptalzins = 1,3 %

Abbildung 6-9 zeigt den Einfluss der Variation des Kapitalzinssatzes vom angenommenen Wert von 1,3 % in Ein-Prozent-Schritten bis zu 7,3 %. Der sehr niedrige Zinssatz der KfW-Förderung ermöglicht im gezeigten Szenario erst einen wirtschaftlichen Einsatz eines Batteriespeichers. Bereits bei 2,3 % Kapitalzins ist ein System ohne Batterie minimal günstiger. Bis zu einem Kapitalzins von 7,3 % steigt diese Differenz auf knapp 2,4 ct/kWh an, was 7,6 % teurere Stromgestehungskosten bedeutet. Als Barwert ausgedrückt entspricht dies knapp 1200 € Mehrkosten. Im Worst-Case liegt das System mit Batterie sogar minimal oberhalb der LCOE für einen Haushalt ohne PV (bei 7,3 % Kapitalzins 33,42 ct/kWh; mit Batterie ergeben sich 33,59 ct/kWh). Der Barwert dieser Differenz liegt hier bei knapp 90 €.

Sensitivität gegenüber den Batteriekosten

Eine Variation der spezifischen Batteriekosten von 250 €/kWh bis 850 €/kWh zeigt, dass auch hier der gewählte Wert von 550 €/kWh am Rande der Wirtschaftlichkeit liegt (siehe Abbildung 6-10).

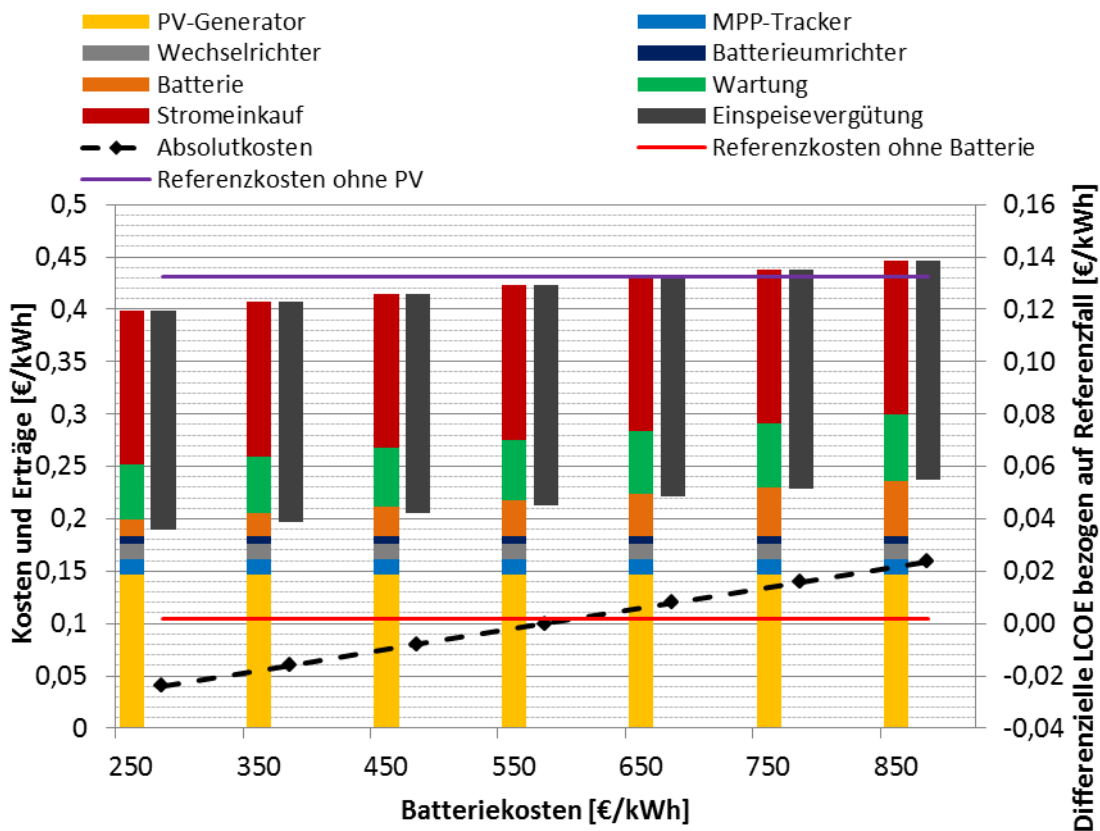


Abbildung 6-10: Einfluss der spezifischen Batteriekosten auf die Kosten- und Ertragsstruktur von PV-Batteriesystemen (Balken – linke Y-Achse, Linien – rechte Y-Achse); Referenzfall: Batteriekosten = 550 €/kWh

Kosten von 650 €/kWh lassen bereits ein System ohne Batterie wirtschaftlicher ausfallen (differenzielle LCOE < 0). Der Anstieg der LCOE ist linear und beträgt ca. 0,079 ct/kWh pro

100 €/kWh differenzieller Batteriekosten. Das entspricht einer Teuerung von 3,7 % pro 100 €/kWh differenzieller Batteriekosten. Der Einsatz eines PV-Batteriesystems bleibt – vor allem aufgrund der Rendite des PV-Generators – unabhängig von den Batteriekosten immer wirtschaftlich gegenüber einem Haushalt ohne PV. Die zusätzliche Investition in eine Batterie verschlechtert allerdings oberhalb von 550 €/kWh die Rendite gegenüber einem PV-System ohne Batterie.

Sensitivität gegenüber der Strompreissteigerung

Eine erhöhte Strompreissteigerung wirkt sich grundsätzlich positiv auf die Bilanz eines Batteriespeichers aus, da gerade die Vermeidung von Strombezug ein Effekt des erhöhten Eigenverbrauchs ist. Abbildung 6-11 zeigt den Einfluss einer Variation der Strompreissteigerung zwischen 0,85 %/a und 3,85 %/a. Unterhalb der für die Referenzrechnung verwendeten 1,85 %/a ist der Batteriespeicher nicht wirtschaftlich gegenüber einem reinen PV-System.

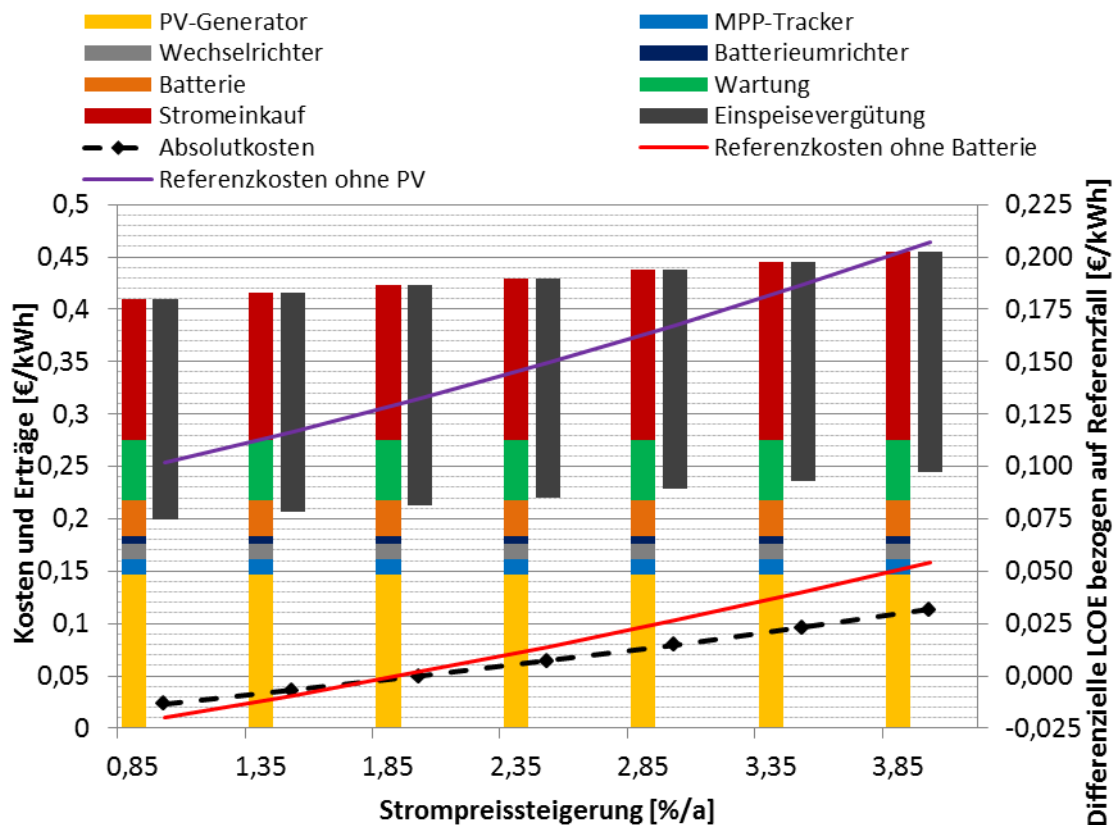


Abbildung 6-11: Einfluss der Strompreissteigerung auf die Kosten- und Ertragsstruktur von PV-Batteriesystemen (Balken – linke Y-Achse, Linien – rechte Y-Achse); Referenzfall: Strompreissteigerung = 1,85 %

Sensitivität gegenüber der Einspeisevergütung

Eine sinkende Einspeisevergütung, wie sie im EEG vorgesehen ist, wird zukünftige Installationen von PV-Batteriesystemen ebenfalls begünstigen (vgl. Abbildung 6-12). Sinkt die Einspeisevergütung auf unter ca. 6 ct/kWh ab, so lässt sich ein reines PV-System nicht mehr wirtschaftlich betreiben (LCOE von 35,51 ct/kWh). Ein Batteriespeicher in der hier gewählten Auslegung vermag es jedoch, die LCOE mit 33,02 ct/kWh unterhalb der Kosten ohne PV-Anlage (34,58 ct/kWh) zu drücken.

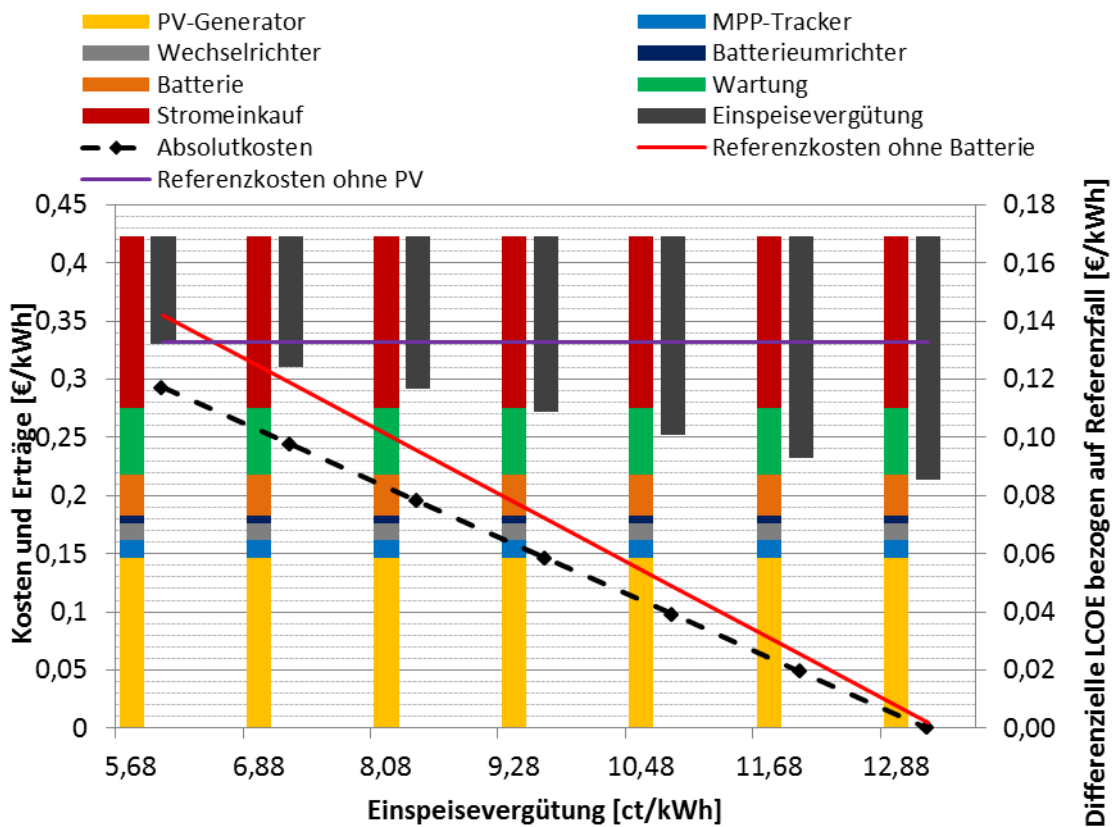


Abbildung 6-12: Einfluss der Einspeisevergütung auf die Kosten- und Ertragsstruktur von PV-Batteriesystemen (Balken – linke Y-Achse, Linien – rechte Y-Achse); Referenzfall: Einspeisevergütung = 12,88 ct/kWh

Ändern sich die PV-Generatorkosten, so bleibt die Batterielösung immer günstiger, auch wenn sich die Rendite des PV-Batteriesystems gegenüber dem Fall ohne PV-Anlage verringert. Mit wie ohne Batterie verteuern bzw. verbilligen sich die LCOE linear um 1,59 ct/kWh je 100 €/kW Teuerung bzw. Verbilligung des PV-Generators.

Eine Variation der Batteriepreisdegression⁵⁵ zwischen 1 % und 13 % ergibt LCOE von 21,81 ct/kWh bis 21,13 ct/kWh, was bezogen auf den Barwert eine Differenz von etwa 543 € ergibt. Hierbei wird unterhalb von 5 % Batteriepreisdegression keine Wirtschaftlichkeit der Batterie mehr erreicht.

Ausgehend von den angenommenen Parametern kann zusammenfassend gesagt werden, dass die meisten zu erwartenden Entwicklungen, wie ein steigender Strompreis, eine sinkende Einspeisevergütung und ein Absinken der Batteriepreise die Wirtschaftlichkeit von PV-Batteriesystemen grundsätzlich verbessert. Kann angenommen werden, dass Batteriepreise von 550 €/kWh auf Systemebene für den Endkunden verfügbar sind, so stellt ein steigender Kapitalzins die ernsthafteste Bedrohung für einen wirtschaftlichen Betrieb eines PV-Batteriesystems dar.

6.6.4 Sensitivität der Zielfunktion bzgl. abweichender Komponentendimensionierung

Nicht nur die wirtschaftlichen Parameter, sondern auch die der Optimierung zugrundeliegenden Eingangszeitreihen für Erzeugung und Last unterliegen gewissen Annahmen. Der Einfluss des Lastprofils auf das Ergebnis der Fitnessfunktion wurde in Kapitel 5.1.6 diskutiert. Wenn nun basierend auf falschen Annahmen eine Fehldimensionierung vorgenommen wurde, so wird auch diese einen negativen Einfluss auf das Ergebnis der Fitnessfunktion haben. Dieser Einfluss soll in diesem Abschnitt näher untersucht werden.

Abweichung der Batteriedimensionierung vom Optimum

Abbildung 6-13 zeigt, wie sich eine um bis zu 30 % größere bzw. kleinere Batterie verglichen mit der Optimalauslegung auswirkt. Das könnte z.B. der Fall sein, wenn am Markt kein Produkt mit exakt der berechneten optimalen Größe der Batterie verfügbar ist. Es ist erkennbar, dass die Batteriekosten entsprechend der Dimensionierung ansteigen. Dies wird jedoch durch sinkende Strombezugskosten aufgrund höheren Eigenverbrauchs kompensiert. Es ergibt sich tatsächlich ein sehr schwach ausgeprägtes Optimum. Die Abweichungen bei den LCOE bewegen sich zwischen 0,08 ct/kWh bei 30 % Unterdimensionierung und 0,23 ct/kWh bei 30 % Überdimensionierung. Da die Referenzkosten ohne PV über 13 ct/kWh oberhalb des Optimums liegen, wird auf die Darstellung in den folgenden Grafiken verzichtet. Der letztgenannte Fall führt dabei dazu, dass die Wirtschaftlichkeit der Batterie gerade nicht mehr gegeben ist. In allen anderen Fällen bleibt der wirtschaftliche Vorteil der Batterie erhalten.

⁵⁵ Die Auswirkungen einer veränderten Batteriepreisdegression beschränken sich auf einen Batteriewechsel.

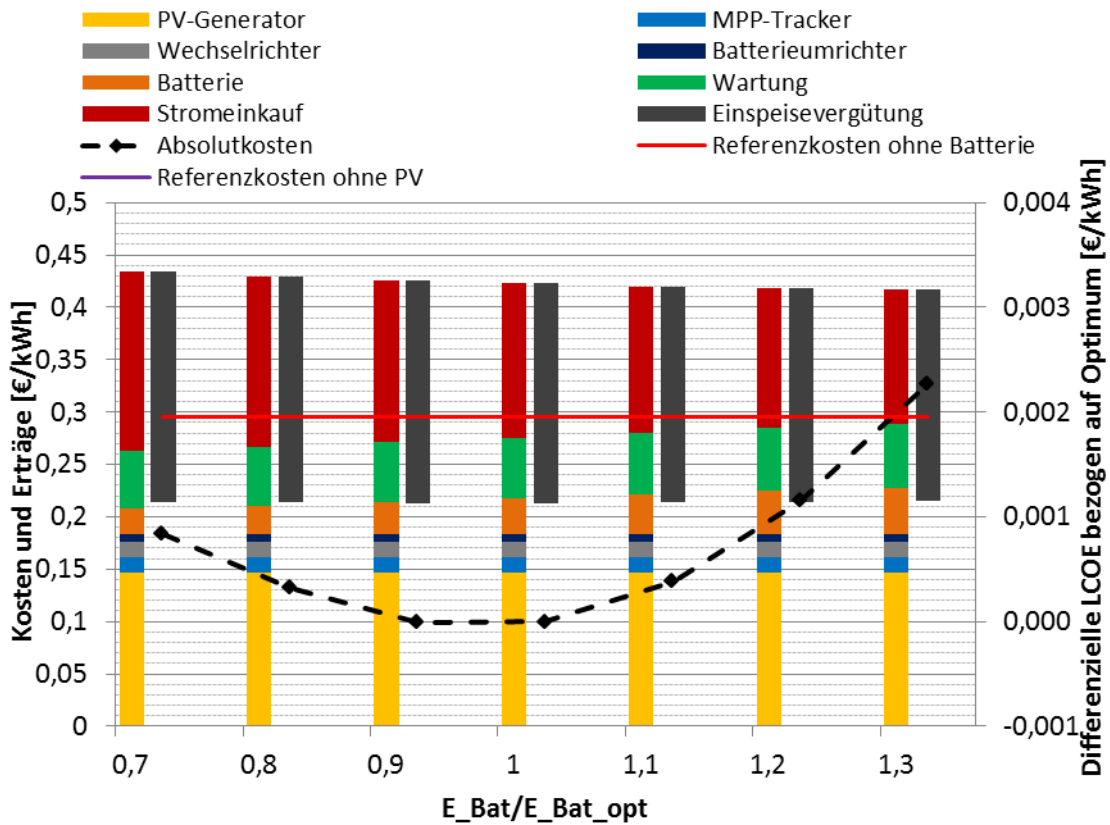


Abbildung 6-13: Einfluss einer vom Optimum abweichenden Batteriedimensionierung auf die Kosten- und Ertragsstruktur von PV-Batteriesystemen (Balken – linke Y-Achse, Linien – rechte Y-Achse)

Abweichung der Wechselrichterdimensionierung vom Optimum

Eine Fehldimensionierung des Wechselrichters führt bei Überdimensionierung zunächst zu kleineren Abweichungen (0,54 ct/kWh bei 30 % Überdimensionierung), die hauptsächlich durch erhöhte Investitionskosten und damit einhergehenden Wartungskosten verursacht werden (siehe Abbildung 6-14). Eine Unterdimensionierung führt jedoch schnell zu erheblichen Einbußen bei der Einspeisevergütung, da die erzeugte PV-Leistung nicht übertragen werden kann. Dies führt bei 30 % Unterdimensionierung zu 2,2 ct/kWh höheren LCOE, was einer Stromkostenerhöhung von 10 % und als Barwert ausgedrückt rund 1800 € entspricht. Dieser Effekt wirkt sich in gleicher Weise auch auf reine PV-Systeme aus, so dass die Wirtschaftlichkeit des Batterieeinsatzes dadurch unberührt bleibt. Auch hier liegen die Referenzkosten eines Haushaltes ohne PV über 13 ct/kWh oberhalb des Optimums und sind der Übersichtlichkeit nicht in der Grafik dargestellt. Sehr ähnlich (qualitativ wie quantitativ) wirkt sich eine Fehldimensionierung des PV-DC/DC-Wandlers aus.

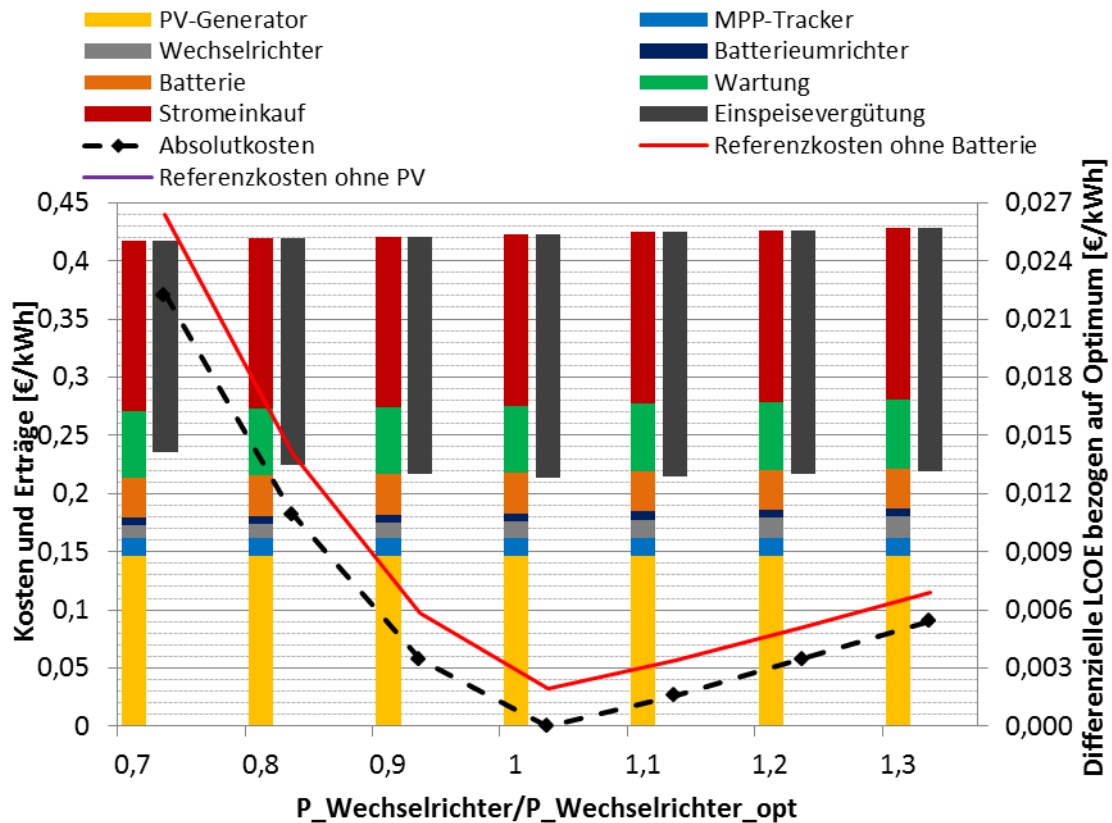


Abbildung 6-14: Einfluss einer vom Optimum abweichenden Wechselrichterdimensionierung auf die Kosten- und Ertragsstruktur von PV-Batteriesystemen (Balken – linke Y-Achse, Linien – rechte Y-Achse)

Abweichung der PV-Generator-Dimensionierung vom Optimum

Wird der PV-Generator größer dimensioniert, als es die Optimierung ermittelt hat, so führt dies zu einem weiteren Absinken der LCOE (Abbildung 6-15). Dies ist damit zu erklären, dass der Wertebereich der Optimierung auf 10 kWh limitiert war und die Optimierung keine größere Auslegung wählen durfte. Es zeigt sich ein Sättigungseffekt, der an dieser Stelle jedoch auch nur darauf zurückzuführen ist, dass die beiden zur Einspeisung notwendigen Umrichter (PV-DC/DC-Wandler und Wechselrichter) konstant gehalten werden und damit die einspeisbare Leistung limitieren. Es wird hier noch einmal sehr schön deutlich, dass die Einspeisevergütung immer die Investitionskosten überwiegt. Im dargestellten Bereich von $\pm 30\%$ der Optimalauslegung bleibt ein wirtschaftlicher Betrieb der Batterie immer gegeben.

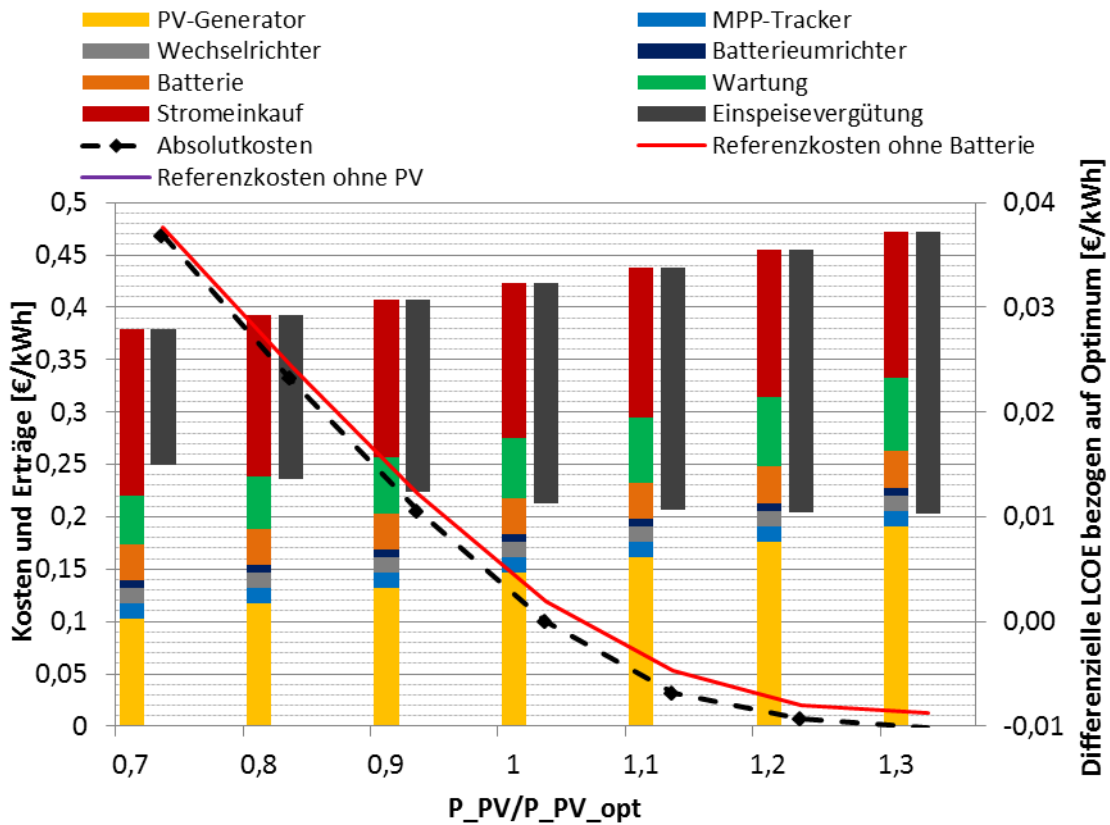


Abbildung 6-15: Einfluss einer vom Optimum abweichenden PV-Generator-Dimensionierung auf die Kosten- und Ertragsstruktur von PV-Batteriesystemen (Balken – linke Y-Achse, Linien – rechte Y-Achse)

Der Einfluss einer 30 % Über- oder Unterdimensionierung des Batterie-DC/DC-Wandlers ist nahezu vernachlässigbar.

Insgesamt ist eine Fehldimensionierung vor allem im Zusammenspiel des PV-Generators und der zur Netzeinspeisung relevanten Umrichter problematisch. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass ein Großteil der Investitionskosten auf den PV-Generator zurückgehen, auf der anderen Seite aber auch der komplette Ertrag aus der PV-Einspeisung resultiert. Auf eine Fehldimensionierung im Batteriestrang (Kapazität und Umrichterleistung) zeigen die LCOE hingegen eine geringere Sensitivität.

6.6.5 Sensitivität des Auslegungsoptimums auf den Investitionszins

Wie bereits verdeutlicht, befinden sich viele der Parameterannahmen an der Grenze zur Wirtschaftlichkeit bzgl. des Einsatzes einer Batterie⁵⁶. So führt eine Optimierung mit einem Batteriepreis von 700 € oder einem erhöhten Kapitalzins von 3,3 %/a bereits dazu, dass eine Batterie nicht mehr in der kostenoptimalen Lösung vorkommt. Das Optimierungsergebnis entspricht für den erstgenannten Fall der Lösung, wie sie in Tabelle 6-3 für Optimierungslauf 1 dargestellt ist. Eine weitere Erhöhung der Batteriepreise hat entsprechend keinen Einfluss mehr auf das Ergebnis.

Für den erhöhten Kapitalzins von 3,3 % ergibt sich ebenfalls eine identische Dimensionierung, jedoch entsprechend höhere LCOE von 24,51 ct/kWh. Zusätzlich ergibt sich eine gleichwertige Lösung, bei der sowohl der PV-DC/DC-Wandler, als auch der Wechselrichter jeweils um 100 W kleiner dimensioniert sind (7,2 kW und 7,1 kW anstelle von 7,3 kW und 7,2 kW). Eine weitere Erhöhung des Kapitalzinses auf 5,3 % erhöht die LCOE auf 27,75 ct/kWh und führt zur Reduktion der Umrichterleistungen um weitere 100 W.

Hier wird deutlich, dass sich der Barwert vermiedener Abregelungsverluste durch einen steigenden Kapitalzins verringert. Da der Barwert der Investitionskosten aufgrund der angenommenen Lebensdauer von 20 Jahren konstant bleibt, lassen sich Mehrinvestitionen zunehmend schlechter durch während der Lebensdauer vermiedene Abregelungsverluste kompensieren, so dass bei höheren Zinssätzen tendenziell kleinere Auslegungen zum Einsatz kommen.

Ein Kapitalzins von 7,3 % überschreitet schließlich die Rendite der reinen PV-Einspeisung, so dass nicht mehr die maximale PV-Generatorgröße von 10 kW zum Einsatz kommt, sondern dieser auf eine Größe von 6,1 kW herabgesetzt wird. Die Wirtschaftlichkeit ergibt sich nun nur noch aus der Mischkalkulation mit dem Eigenverbrauch. Entsprechend fallen auch die Umrichter für die Netzeinspeisung geringer aus. Der PV-DC/DC-Wandler wird auf 4,4 kW und der Wechselrichter auf 4,3 kW ausgelegt. Die relative Auslegung zum PV-Generator bleibt also in etwa erhalten (rund 72 % für den PV-DC/DC-Wandler bzw. rund 71 % für den Wechselrichter). Die LCOE ergeben sich auf diese Weise zu 30,75 ct/kWh. In Kapitel 6.6.3 wurde in Abbildung 6-9 gezeigt, wie sich ein veränderter Kapitalzins auf die Kosten auswirkt. Für einen Zinssatz von 7,3 % war auch hier die Systemlösung ohne Batterie die günstigere Variante. Ein 10 kW-System ohne Batterie resultiert in LCOE von 31,23 ct/kWh. Die Optimalauslegung führt hier also zu einer weiteren Senkung der LCOE von knapp 0,5 ct/kWh (Barwert rund 250 €).

⁵⁶ Dabei ist zu berücksichtigen, dass keine Möglichkeiten zur Verbesserung der Einnahmesituation für den Speicherbetreiber durch die Teilnahme an Regel- oder Energiemärkten berücksichtigt sind. Auch sind keine möglichen Gutschriften zur Entlastung des Netzes durch die Begrenzung der Einspeiseleistung berücksichtigt.

6.6.6 Einfluss der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen

6.6.6.1 Die KfW-Förderung

Mit der ersten Runde der KfW-Speicherförderung wurde von Mai 2013 bis Dezember 2015 ein Zuschuss zu den Investitionskosten in Form eines Tilgungszuschusses auf den Förderkredit gewährt. Im Gegenzug wurde eine Abregelung der Netzeinspeiseleistung auf einen Maximalwert von 60 % der PV-Generator-Nennleistung verlangt. Gemäß Abbildung 6-4 betrage der Energieverlust durch eine derartige Abregelung ohne den Einsatz einer Batterie und unter Vernachlässigung des Direktverbrauchs 6,1 % der erzeugten PV-Energie. Dieser Wert bezieht sich jedoch auf den PV-Generatorausgang, so dass die Leistungsspitzen, die theoretisch am Netzanschlusspunkt ankommen ohnehin noch durch die Wirkungsgrade der Umrichter reduziert werden. Darüber steht am Netzanschlusspunkt die Residualleistung, also die Differenz zwischen Erzeugung und Verbrauch an. Durch Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch werden die Leistungsspitzen also weiter vermindert. Für das optimierte PV-Batteriesystem ergeben sich auf diese Weise lediglich noch Abregelungsverluste von rund 2,5 % bezogen auf den PV-Generatorausgang (entspricht 2,7 % bezogen auf die am Ausgang des PV-Batteriesystems zur Verfügung stehende Energie). Dies entspricht monetären Verlusten von 0,77ct/kWh bzw. ausgedrückt als Barwert rund 612 €. Dem gegenüber stehen für diese Systemkonfiguration unter den angenommenen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen rund 1682 € Investitionskostenzuschuss (entspricht 2,13 ct/kWh LCOE). Ohne weiteres Zutun kann durch die Förderung ein wirtschaftlicher Vorteil von 1070 € erzielt werden. Die LCOE sinken auf 19,96 ct/kWh. Eine Betriebsstrategie, die prognosebasiert Batteriekapazität vorhält, um zu Zeiten der Überschreitung des Einspeiselimits Energie einspeichern zu können und somit Abregelungsverluste vermeidet, kann die Wirtschaftlichkeit weiter verbessern. Hierbei ist zu beachten, dass maximal 612 € erwirtschaftet werden können. Die Mehrkosten für die technologische Erschließung dieses Potentials sollten also deutlich darunter liegen.

Optimiert man wiederum die Systemkonfiguration ohne die Betriebsstrategie weiter anzupassen, so lassen sich die LCOE auf einen geringeren Wert von 19,74 ct/kWh senken. Hierzu wird jedoch eine vollkommen andere Systemkonfiguration eingesetzt (siehe Tabelle 6-4). Auffällig ist, dass vor allem die Batterie größer ausgelegt wird. Da deren Kosten unmittelbar prozentual gefördert werden, sich die Förderung allerdings nur auf die Erstinvestition bezieht, wird die Batterie zu Beginn überdimensioniert, um in einem schonenderen Betriebsfenster (SoC-Bereich zwischen 0 und 68 %) betrieben werden zu können. Im vorliegenden Fall wird so unter den getroffenen Modellannahmen eine Batterielebensdauer von 26 Jahren erreicht; eine Re-Investition entfällt. Aufgrund der Restwertberücksichtigung, ist hier auch eine Lebensdauer oberhalb des Betrachtungszeitraumes von 20 Jahren lukrativ. Der Effekt einer Überdimensionierung auf die Batterielebensdauer wurde im Abschnitt 5.1.6 diskutiert. Die Übertragungsleistung der

einspeisenden Umrichter wird auf nahezu 60 % herabgesetzt, da höhere Leistungen ohnehin nicht in das Netz eingespeist werden können.

Tabelle 6-4: Vergleich der optimalen Konfigurationen der Systemauslegungen unter Annahme der KfW-Förderkonditionen (Tilgungszuschuss sowie Einspeisebegrenzung von 60 %). Die Systemauslegung erfolgte dabei einmal ohne Berücksichtigung dieser Förderkonditionen (Optimiert ohne KfW) und einmal unter Annahme dieser Förderkonditionen (Optimiert mit KfW).

Parameter	Beschreibung	Einheit	Optimiert ohne KfW	Optimiert mit KfW
β	Neigungswinkel des PV-Generators - Null entspricht horizontal - positive Werte Richtung Süden	°	30	30
Δ_{Az}	Azimutwinkel des PV-Generators; - Null entspricht Süd - positive Werte Richtung West	°	-5	-5
P_{PV}	Nennleistung des PV-Generators	kW	10	10
P_{MPP}	Nennleistung des MPP-Trackers	kW	7,4	6,4
$P_{inverter}$	Nennleistung des Wechselrichters	kW	7,2	6,3
$P_{bat.conv}$	Nennleistung des Batterieumrichters	kW	2,1	1,7
Cap_{cell}	Batterie-Zellkapazität (resultierender Energieinhalt in Klammern)	Ah (kWh)	23 (4,64)	37 (7,46)
SoC_{Min}	Minimal zulässiger Ladezustand	%	0	0
SoC_{Max}	Maximal zulässiger Ladezustand	%	99	68
LCOE	Levelized Cost of Electricity unter Berücksichtigung d. Abregelung	ct/kWh	19,96	19,74

Idealerweise wird die Systemauslegung unter Annahme einer auf die Rahmenbedingungen angepassten Betriebsstrategie vorgenommen. Obwohl dies an dieser Stelle nicht erfolgte und das Ergebnis daher kein absolutes Optimum darstellt, verdeutlicht es doch sehr gut, wie ein globales Optimierungswerkzeug in der Lage ist, auch zunächst abwegige bzw. nicht unmittelbar offensichtliche Lösungen in Betracht zu ziehen.

6.6.6.2 Externalisierung des Leistungspreises

Wie bereits im Kapitel 2.3.1 diskutiert, führt eine Externalisierung des Leistungspreises aus dem heutigen Arbeitspreis zu einer deutlichen Verringerung der durch Eigenverbrauch erzielbaren Marge. Unter der Annahme eines Arbeitspreises für den Strom von 22 ct/kWh und ansonsten gleichen Grundannahmen wie im Kapitel 6.6.1 wird erneut eine Optimierung durchgeführt. Der Reduktion des Arbeitspreises steht in diesem Falle ein Leistungspreis in Form einer jährlichen Grundgebühr gegenüber. Laut statistischem Bundesamt gab es 2015 40,8 Mio. Haushalte, die einen Gesamtstromverbrauch von rund 132 GWh hatten [125]. Pro Haushalt ergibt sich damit ein durchschnittlicher Stromverbrauch von ca. 3.235 kWh. Die Strompreisdifferenz von 7,13 ct/kWh würde entsprechend durchschnittlich pro Haushalt eine Grundgebühr von rund 230 € im ersten Jahr ausmachen. Geht man auch für die Grundgebühr von der gleichen Strompreissteigerung in Höhe von 1,85 %/a aus, wie beim Arbeitspreis, so ergibt sich ein Anteil von etwa 6 ct/kWh an den LCOE.

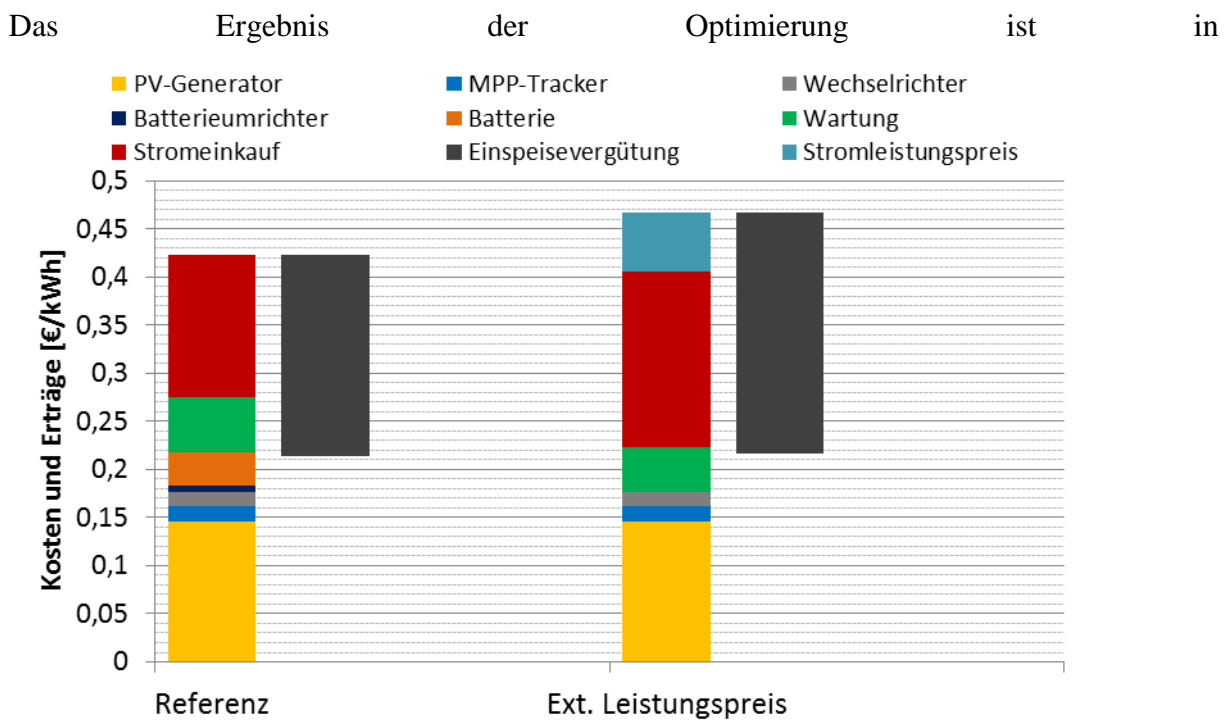


Abbildung 6-16 zeigt. Erwartungsgemäß führt die gesunkene Marge für den Eigenverbrauch dazu, dass sich eine Batterie nicht mehr lohnt. Folglich steigen die Strombezüge, aber auch die Einspeisung. Insgesamt erhöhen sich die LCOE um 0,32 ct/kWh auf 21,65 ct/kWh und es ergibt sich annähernd das gleiche Bild, wie im Falle des kombinierten Arbeitspreises ohne Batterie (LCOE von 21,52 ct/kWh). Da der Strombezug nach Direktverbrauch aus der PV-Anlage leicht unterhalb des mittleren Stromverbrauchs von 3.235 kWh liegt, fällt die Summe aus Leistungs- und Arbeitspreis jedoch minimal höher aus, als der kombinierte Arbeitspreis. Dies verdeutlicht, dass bei diesem Tarifmodell Haushalte mit hohem Stromverbrauch tendenziell profitieren, da eine feste Grundgebühr auf mehr Kilowattstunden umgelegt wird. Auf der anderen Seite zahlen sparsame Verbraucher relativ

gesehen mehr für den Strom. Vor dem Hintergrund, dass gerade im Moment tendenziell finanzstärkere Haushalte mit entsprechend hohen Stromverbräuchen (z. B. durch Pool, Sauna etc.) in PV-Heimspeicher investieren, würde eine Externalisierung des Leistungspreises zum jetzigen Zeitpunkt tendenziell gerade diese Haushalte bevorteilen. Zugleich reduziert sich der Anreiz zu energieeffizientem Handeln, da die Kosten für jede mehr verbrauchte Kilowattstunde 25 % geringer ausfallen.

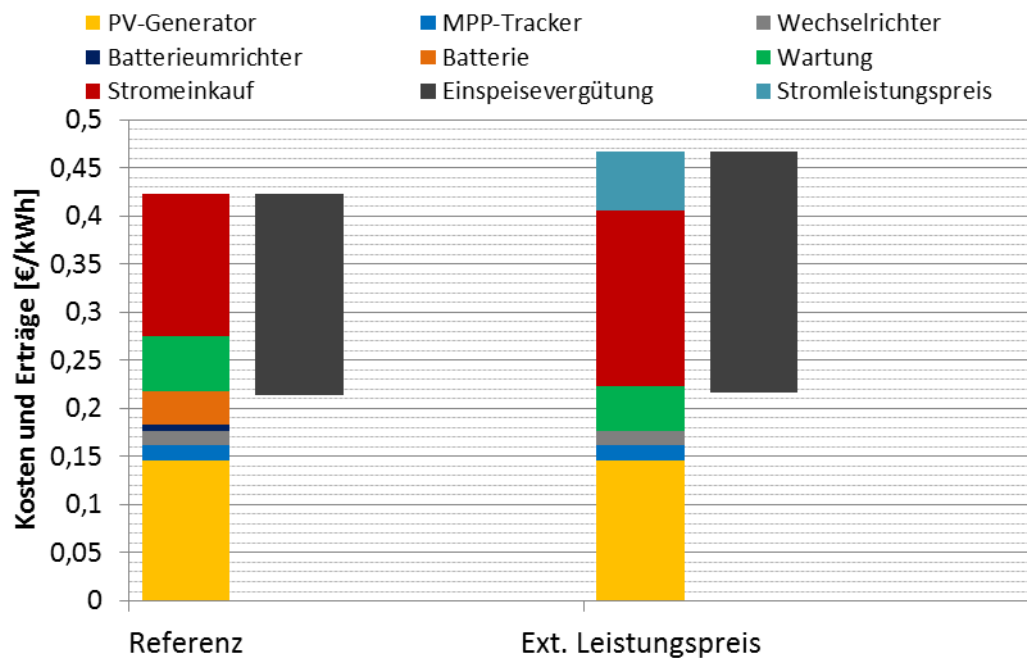


Abbildung 6-16: Einfluss der Externalisierung des Leistungspreises auf die Kosten- und Ertragsstruktur von PV-Batteriesystemen

6.6.7 Einfluss des Lastprofils auf die optimale Systemauslegung

An dieser Stelle soll aufbauend auf den Betrachtungen in Kapitel 5.1.7 für einige Extremfälle eine Optimierung durchgeführt werden. Betrachtet werden die folgenden Fälle:

- **Fall 1: Referenz:** Szenario mit realitätsnahem Lastprofil analog Kapitel 6.6.1.
- **Fall 2: Nachtlast:** 0 % Hellverbrauchsanteil, per Definition 0 % Spitzenlastanteil (entspricht der linken unteren Ecke der Grafiken in Abbildung 5-14 und Abbildung 5-15).
- **Fall 3: Taglast:** 100 % Hellverbrauchsanteil, 0 % Spitzenlastanteil (entspricht der rechten unteren Ecke der Grafiken in Abbildung 5-14 und Abbildung 5-15).
- **Fall 4: Tagspitzenlast:** 100 % Hellverbrauchsanteil, 100 % Spitzenlastanteil (entspricht der rechten oberen Ecke der Grafiken in Abbildung 5-14 und Abbildung 5-15).

Alle Profile haben einen Jahresenergieverbrauch von 4.500 kWh. Die Optimierungsergebnisse sind in Tabelle 6-5 zusammengefasst.

Tabelle 6-5: Optimierungsergebnisse für vier verschiedene Lastprofile mit identischem Jahresenergieverbrauch von 4.500 kWh.

Parameter	Beschreibung	Einheit	Fall 1	Fall 2	Fall 3	Fall 4
β	Neigungswinkel des PV-Generators - Null entspricht horizontal - positive Werte Richtung Süden	°	30	30	30	30
Δ_{Az}	Azimutwinkel des PV-Generators; - Null entspricht Süd - positive Werte Richtung West	°	-5	-10	-5	-5
P_{PV}	Nennleistung des PV-Generators	kW	10	10	10	10
P_{MPP}	Nennleistung des MPP-Trackers	kW	7,4	7,5	7,4	7,5
$P_{inverter}$	Nennleistung des Wechselrichters	kW	7,2	7,0	7,3	10
$P_{bat.conv}$	Nennleistung des Batterieumrichters	kW	2,1	1,8	0	5,1
Cap_{cell}	Batterie-Zellkapazität (resultierender Energieinhalt in Klammern)	Ah (kWh)	23 (4,64)	59 (11,89)	0 (0,00)	34 (6,85)
SoC_{Min}	Minimal zulässiger Ladezustand	%	0	0	34*	0
SoC_{Max}	Maximal zulässiger Ladezustand	%	99	100	99*	40
LCOE („Fitness“)	Levelized Cost of Electricity gewählte Zielfkt. d. Optimierung	ct/kWh	21,32	26,78	13,04	21,41

* Da hier keine Batterie zum Einsatz kommt, sind diese Werte ohne Bedeutung und haben keinen Einfluss auf die Zielfunktion

Die Ertrags- und Kostenstruktur für die verschiedenen Fälle zeigt Abbildung 6-17. Zum Vergleich sind auch die LCOE für das jeweilige Lastprofil bei Auslegung gemäß dem Referenzfall dargestellt.

Es fällt auf, dass zum einen die Batteriegröße, aber auch die insgesamt erzielbaren LCOE erheblich von der Lastcharakteristik abhängen. Liegt die Lastleistung überwiegend tagsüber an, ergibt sich zunächst eine gute Deckung zwischen PV-Erzeugung und Verbrauch, so dass tendenziell ein hoher Direktverbrauch möglich ist (*Taglast*: rund 30 % Direktverbrauchsquote; im Referenzfall lediglich ca. 13 %). In diesem Falle lässt sich der Eigenverbrauch durch Einsatz einer Batterie nicht mehr ausreichend steigern, wodurch eine

Batterie nicht wirtschaftlich betreibbar ist. Die hohe Eigenverbrauchsquote auch ohne Batterieinvestitionskosten führt zu sehr geringen LCOE von lediglich 13,04 ct/kWh.

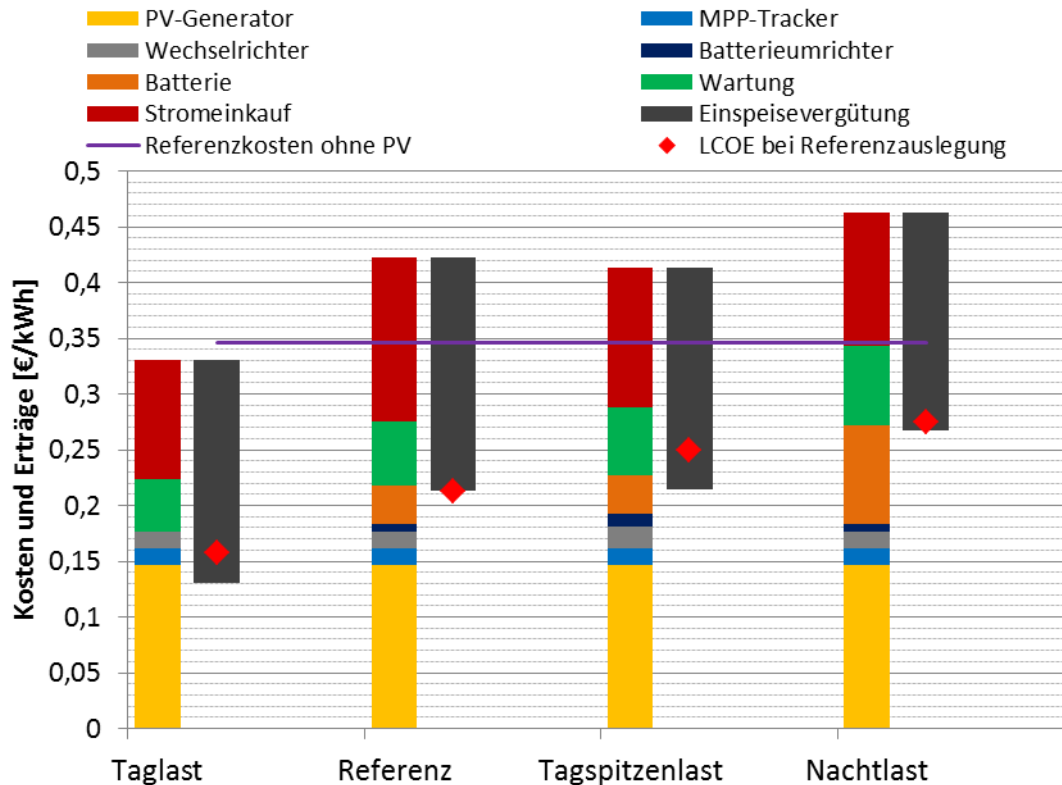


Abbildung 6-17: Einfluss des Lastprofils auf die Kosten- und Ertragsstruktur von PV-Batteriesystemen; Sortierung aufsteigend nach LCOE.

Im Szenario *Nachtlast* lässt sich hingegen kaum Direktverbrauch erzielen (Direktverbrauchsquote von 1 %), so dass der Batterieeinsatz einen signifikanten Effekt auf die Eigenverbrauchsquote hat. Mit knapp 12 kWh kommt eine entsprechend große Batterie zum Einsatz, die trotz der hohen Investitionskosten wirtschaftlich betrieben werden kann. Insgesamt fallen die LCOE für dieses Lastprofil am höchsten aus. Zwischen den resultierenden LCOE der Extremszenarien *Taglast* und *Nachtlast* liegt ein Faktor zwei.

Liegt die Last nun nicht kontinuierlich mit moderater Leistung (im Szenario *Taglast* ca. 2 kW), sondern als kurzzeitige Leistungsspitzen von 10 kW an (Szenario *Tagspitzenlast*), so ist auch hier das Direktverbrauchspotential mit 10,5 % Direktverbrauchsquote deutlich reduziert. Das führt dazu, dass, ähnlich wie im Szenario *Nachtverbrauch* auch hier die wirtschaftlichste Systemauslegung ein Batteriesystem beinhaltet. Auch wenn die LCOE sehr nahe am Referenzszenario liegen (21,41 ct/kWh), kommt hier eine deutlich abweichende Systemauslegung zum Einsatz. PV-Generator und MPP-Tracker entsprechen, wie auch in den anderen Fällen, der Auslegung im Referenzfall. Da der Leistungsbezug in diesem Szenario jedoch immer mit 10 kW erfolgt, wird der Wechselrichter auf diese Leistung dimensioniert, damit die Last ggf. aus PV-Generator und Batterie gemeinsam gedeckt werden kann.

Auffällig ist darüber hinaus die Auslegung der Batterie. Hier wird die gewählte Dimensionierung zu einem signifikanten Anteil durch die Leistungsverfügbarkeit der Batterie bestimmt. Die Batterie wird in einem deutlich eingeschränkten Betriebsbereich von lediglich 0 bis 40 % Ladezustand betrieben, und ist somit energetisch überdimensioniert. Gemäß Kapitel 4.4 wird jedoch die maximale Entladeleistung der Batterie durch das Batteriemanagementsystem auf 0,78 C begrenzt. Für die Batterie mit der Auslegung gemäß der Optimierung (6,85 kWh) ergibt sich entsprechend eine maximale Entladeleistung von ca. 5,3 kW bei Nennspannung. Dies entspricht in etwa auch der Auslegung des Batterieumrichters (5,1 kW). Die Leistungsfähigkeit stellt für dieses Lastprofil, das keine breite Leistungsverteilung aufweist, sondern immer die Maximalleistung abrufen, offenbar den dominierenden Einfluss für die Batterieauslegung dar. Die Mehrkosten für die energetische Überdimensionierung der Batterie können durch die höheren Erträge kompensiert werden, so dass das Optimum der Leistungsanforderung folgt. Innerhalb des erforderlichen Betriebsbereiches von ca. 2,7 kWh wird die Batterie dann in dem für die Lebensdauer günstigsten Fenster, also bei möglichst geringen Ladezuständen betrieben (0 bis 40 % Ladezustand), um die LCOE so gering wie möglich zu halten.

Es wird deutlich, wie signifikant die optimale Systemkonfiguration für verschiedene Lastprofile abweichen kann. Die gewählten Extremszenarien stellen sicherlich eher unwahrscheinliche Lastprofilverläufe dar, die Ergebnisse zeigen jedoch, dass das Optimierungswerkzeug auch für derart extreme Szenarien in der Lage ist, die optimale Systemkonfiguration zu finden. Der Vergleich der LCOE bei der Optimalauslegung für das jeweilige Lastprofil mit den LCOE bei Auslegung gemäß dem Referenzfall zeigt, dass die Annahme eines falschen Lastprofils zu einer suboptimalen Systemauslegung mit durchaus signifikanten Mehrkosten führen kann. Für das gezeigte Beispiel weichen die LCOE um bis zu 3,5 ct/kWh ab (Szenario *Tagspitzenlast*). Dies entspricht unter den getroffenen Annahmen einem Barwert von 2.790 €. Besondere Charakteristiken des Lastprofils sollten daher bei der Systemauslegung berücksichtigt werden.

7 Zusammenfassung

Im Rahmen der Arbeit wurde ein Auslegungswerkzeug für PV-Batteriesysteme basierend auf einer simulationsgestützten globalen Optimierung mittels Genetischem Algorithmus entwickelt. Der Fokus bei der Entwicklung des zugrunde liegenden Simulationsmodells lag auf einem modularen Ansatz sowie dem Einsatz möglichst generischer Komponentenmodelle, die einfach parametrierbar sind, jedoch eine ausreichend detaillierte Abbildung auch nichtlinearer Charakteristiken liefern. Die Simulationsergebnisse zeigen aufgrund der Dynamik der realen Prozesse eine signifikante Abhängigkeit von der zeitlichen Auflösung der Eingangsdaten. Vor dem Hintergrund der Zielstellung, auch die abnehmende Leistungsfähigkeit der Systemkomponenten, insbesondere die Batteriedegradation und deren Einfluss auf die Energieflüsse im Laufe der Betriebszeit von 20 und mehr Jahren abbilden zu können, ergaben sich erhöhte Anforderungen an die Simulationsgeschwindigkeit des Modells.

Um diese zu erfüllen, wurde für die unterschiedlichen Komponentenmodelle auf bekannte Ansätze aus der Literatur zurückgegriffen, die das Komponentenverhalten für die geforderte Anwendung ausreichend genau abbilden, jedoch Effekte höherer Ordnung vernachlässigen. Die Lithium-Ionen-Batterie wurde basierend auf intensiven Laboruntersuchungen bezüglich ihres thermischen, ihres elektrischen und ihres Alterungsverhaltens modelliert. Auch hier wurde zur Erhöhung der Simulationsgeschwindigkeit auf die Abbildung hochdynamischer Effekte mit Zeitkonstanten kleiner einer Sekunde verzichtet. Demgegenüber wurde auf die Abbildung des betriebszustandsabhängigen Alterungsverhaltens besonderer Wert gelegt, um den Einfluss der Batteriealterung auf die Gesamtwirtschaftlichkeit des Systems berücksichtigen zu können.

Durch den zusätzlichen Einsatz von Parallelisierung und Vektorisierung ist das entwickelte Modell in der Lage, trotz Simulationsdauern von 20 Jahren, Optimierungsergebnisse mit einer zeitlichen Auflösung bis in den Sub-Minutenbereich hinein in endlicher Zeit zu erzielen. Exemplarisch ergibt sich für eine zeitliche Auflösung von 60 Sekunden über einen Simulationshorizont von 20 Jahren eine Berechnungsdauer für ein Individuum von rund 150 Sekunden⁵⁷.

⁵⁷ Gesamtrechendauer einer Optimierung mit 320 Individuen pro Generation mit 50 Generationen (entspricht 16.000 Funktionsaufrufen) auf einem 8-Kern Computer betrug ca. 86 Stunden. Die konkrete Berechnungsdauer je Individuum sowie der Grad der Parallelisierbarkeit hängen stark von der Leistungsfähigkeit und Architektur der verwendeten Hardware ab.

Das Simulationsmodell ermöglicht es darüber hinaus, Energieflüsse und Systemzustände während des Betriebs detailliert zu analysieren. Damit wurde zunächst exemplarisch ein PV-Batteriesystem mit DC-Kopplung untersucht. Für die wirtschaftliche Beurteilung unterschiedlicher Szenarien wurden die Levelized Cost of Electricity als Maß zur Bewertung eingeführt. Als Basisszenario wurde von einer Systemauslegung ausgegangen, deren Umrichter alle auf die Nennleistung des PV-Generators ausgelegt sind. Einflussfaktoren wie PV-Generatorgröße sowie Batteriekapazität auf den Eigenverbrauch wurden diskutiert. Ebenso wurde gezeigt, dass für die verwendete Lebensdauercharakteristik eine Überdimensionierung der Batterie bis zu knapp 70 % einen überproportionalen positiven Effekt auf die Batterielebensdauer hat, wodurch sich ein theoretischer Mehrwert ergibt. Auf der anderen Seite bewirkt die angenommene Kostendegression von 7 %/a, dass eine Steigerung der Lebensdauer durch Überdimensionierung sich in der Regel negativ auf die Gesamtwirtschaftlichkeit auswirkt, da eine Neubeschaffung zu einem späteren Zeitpunkt dadurch deutlich günstiger ausfällt, als eine Mehrinvestition zu heutigen Kosten.

Eine Analyse auf Basis synthetischer Lastprofile, die neben dem Jahresenergieverbrauch durch den Hellverbrauchsanteil sowie den Spitzenlastanteil als Maße für die Lastverteilung über den Tag, charakterisiert sind, wurde aufgezeigt, wie stark die Streuung zwischen Profilen mit gleichem Jahresenergieverbrauch tatsächlich theoretisch ausfallen kann. Die Levelized Cost of Electricity können für das gleiche System bei gleichbleibendem Jahresenergieverbrauch um 7 ct/kWh auseinander liegen, je nachdem, welcher Anteil der Energie tagsüber und welcher Anteil bei hohen Leistungen verbraucht wird. Optimal stellt sich ein Profil dar, bei dem die Energie vollständig tagsüber und bei verhältnismäßig geringen Leistungen verbraucht wird (LCOE von 25,5 ct/kWh).

Im Anschluss wurde das Simulationsmodell in eine Optimierungsumgebung eingebunden, die auf einen Genetischen Algorithmus zurückgreift. Neben der reinen Dimensionierung einer Batterie für einen beliebigen Haushalt wurde auch die Auslegung der übrigen Komponenten eines solchen Systems (PV-Generator, Umrichter), die Ausrichtung des PV-Generators sowie einzelne Steuerparameter der Betriebsstrategie (minimaler und maximaler Batterieladezustand) bei der Optimierung berücksichtigt.

Aufbauend auf den Analysen des Basisszenarios wurden verschiedene Optimierungsszenarien untersucht. Ab Batteriepreisen von 550 €/kWh (brutto) lässt sich bei einem Kapitalzins (bzw. einer Renditeerwartung) von 1,3 % mit einem optimal ausgelegten System ein wirtschaftlicher Betrieb für ein PV-Batteriesystem erzielen. Das System mit Batterie liegt unter diesen Annahmen jedoch gerade auf der Grenze zur Wirtschaftlichkeit, so dass die Optimierung in einzelnen Durchläufen auch ein System ohne Batterie als optimale Konfiguration ermittelt. Die Abweichungen bzgl. der LCOE liegen zwischen den Konfigurationen mit und ohne Batterie bei unter 1 %. Unter Berücksichtigung der KfW-Förderung wird eine Überdimensionierung der Batterie zur Verlängerung der Lebensdauer verglichen zum Fall ohne Förderung attraktiv, da die Förderung nur auf die Erstinvestition gewährt wird.

Das entwickelte Werkzeug ermöglicht es, durch den modularen Ansatz verschiedene Systemtopologien zu implementieren, miteinander zu vergleichen und allgemeine Wirkzusammenhänge bei der Auslegung und dem Betrieb von PV-Batteriesystemen zu analysieren. Aufgrund der Rechenintensität des Werkzeuges ist es nur bedingt dafür geeignet, individuelle Auslegungen schnell zu ermitteln. Es ist jedoch einfach möglich die Sensitivität der Ergebnisse bzgl. einzelner ökonomischer Parameter zu untersuchen. Die Analyse der Sensitivität des Optimierungsergebnisses gegenüber Abweichungen von der optimalen Auslegung könnte es beispielsweise Herstellern ermöglichen, eine bestmögliche Modularität ihrer Produktpalette zu bestimmen, mit der eine möglichst gute Abdeckung aller potentiellen Kunden erreicht wird. Weiterhin ist das Werkzeug sehr gut geeignet, Einflüsse politischer oder marktwirtschaftlicher Eingriffe in die Kostenstruktur (z. B. Steuer- und Abgabenbelastung, Strompreisgestaltung, Fördermechanismen etc.) auf das Auslegungsoptimum zu analysieren.

Aufgrund des modularen Konzepts könnten weiterführende Arbeiten z. B. im Bereich der Verknüpfung mit dem Verkehrssektor (E-Mobilität), verschiedener Strommärkte, oder auch der Wärmeversorgung liegen. Die vektorielle Implementierung lässt auch eine effiziente Betrachtung mehrerer Systeme zu, so dass Fragen virtueller Großspeicher betrachtet werden können. In diesem Zusammenhang könnte das Modell um eine integrierte Komponente zur Abbildung von Niederspannungsnetzsträngen erweitert werden, die eine effiziente Betrachtung bzgl. der Netzwirksamkeit unterschiedlicher Betriebsstrategien ermöglicht.

Literaturverzeichnis

- [1] RAT DER EUROPÄISCHEN UNION: *Beschluss des EU-Ministerrats : 7224/1/07 REV 1*. Brüssel, 02.05.2007
- [2] CONFERENCE OF THE PARTIES: Adoption of the Paris Agreement : Proposal by the President - Draft decision -/CP.21. In: *Framework Convention on Climate Change (FCCC)*, 2015
- [3] DEUTSCHER BUNDESTAG: *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014)* (idF v. 21. 7. 2014). In: *Bundesgesetzblatt* (2014), Teil I, S. 1066 – Überprüfungsdatum 2014-08-25
- [4] ECKSTEIN, Sascha ; HILLEBRANDT, Katharina ; KUNZ, Claudia: *Entwicklung des Energieverbrauchs in Deutschland : Metastudie*. Berlin, Dezember 2014 (Forschungsradar Energiewende)
- [5] LUNZ, Benedikt: *Deutschlands Stromversorgung im Jahr 2050 : Ein szenariobasiertes Verfahren zur vergleichenden Bewertung von Systemvarianten und Flexibilitätsoptionen*. 1. Auflage. Herzogenrath : Shaker, 2016 (Aachener Beiträge des ISEA 82)
- [6] GITIZADEH, Mohsen ; FAKHARZADEGAN, Hamid: *Battery capacity determination with respect to optimized energy dispatch schedule in grid-connected photovoltaic (PV) systems*. In: *Energy* 65 (2014), S. 665–674
- [7] MOSHÖVEL, Janina ; MAGNOR, Dirk ; SAUER, Dirk Uwe: *PV Storage Calculator: Tool for Economically Optimal Battery Sizing of PV Storage Systems*. In: *IEEE Transactions on Sustainable Energy* (2016), S. t.b.d.
- [8] WENIGER, Johannes ; QUASCHNING, Volker ; TJADEN, Tjarko: *Optimale Dimensionierung von PV-Speichersystemen*. In: *PV Magazine* (2013), Nr. 1, S. 70–75 – Überprüfungsdatum 2015-12-03
- [9] WENIGER, Johannes ; TJADEN, Tjarko ; QUASCHNING, Volker: *Sizing of Residential PV Battery Systems*. In: *Energy Procedia* 46 (2014), S. 78–87
- [10] SAUER, Dirk Uwe: *Optimierung des Einsatzes von Blei-Säure-Akkumulatoren in Photovoltaik-Hybrid-Systemen unter spezieller Berücksichtigung der Batteriealterung*. Ulm, Universität Ulm. 2003
- [11] CHEDID, R. ; RAHMAN, S.: *Unit sizing and control of hybrid wind-solar power systems*. In: *IEEE Transactions on Energy Conversion* 12 (1997), Nr. 1, S. 79–85
- [12] AMER, Motaz ; NAMAANE, A. ; M'SIRDI, N. K.: *Optimization of Hybrid Renewable Energy Systems (HRES) Using PSO for Cost Reduction*. In: *Energy Procedia* 42 (2013), S. 318–327

- [13] SHARAFI, Masoud ; ELMEKKAWY, Tarek Y.: *Multi-objective optimal design of hybrid renewable energy systems using PSO-simulation based approach*. In: *Renewable Energy* 68 (2014), S. 67–79
- [14] PAULITSCHKE, Martin ; BOCKLISCH, Thilo ; BÖTTIGER, Michael: *Sizing Algorithm for a PV-battery-H2-hybrid System Employing Particle Swarm Optimization*. In: *Energy Procedia* 73 (2015), S. 154–162
- [15] BOROWY, B.S. ; SALAMEH, Z.M.: *Methodology for optimally sizing the combination of a battery bank and PV array in a wind/PV hybrid system*. In: *IEEE Transactions on Energy Conversion* 11 (1996), Nr. 2, S. 367–375
- [16] MUSELLI, M. ; NOTTON, G. ; LOUCHE, A.: *DESIGN OF HYBRID-PHOTOVOLTAIC POWER GENERATOR, WITH OPTIMIZATION OF ENERGY MANAGEMENT*. In: *Solar Energy* 65 (1999), Nr. 3, S. 143–157
- [17] MEREI, Ghada: *Optimization of off-grid hybrid PV-wind-diesel power supplies with multi-technology battery systems taking into account battery aging*. Aachen : Shaker Verlag, 2016 (Aachener Beiträge des ISEA 76)
- [18] IQBAL, M. ; AZAM, M. ; NAEEM, M. ; KHWAJA, A. S. ; ANPALAGAN, A.: *Optimization classification, algorithms and tools for renewable energy : A review*. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 39 (2014), S. 640–654
- [19] WAFFENSCHMIDT, Eberhard: *Dimensioning of Decentralized Photovoltaic Storages with Limited Feed-in Power and their Impact on the Distribution Grid*. In: *Energy Procedia* 46 (2014), S. 88–97
- [20] MULDER, Grietus ; RIDDER, Fjo de ; SIX, Daan: *Electricity storage for grid-connected household dwellings with PV panels*. In: *Solar Energy* 84 (2010), Nr. 7, S. 1284–1293 – Überprüfungsdatum 2013-07-17
- [21] MULDER, Grietus ; SIX, Daan ; CLAESSENS, Bert ; BROES, Thijs ; OMAR, Noshin ; VAN MIERLO, Joeri: *The dimensioning of PV-battery systems depending on the incentive and selling price conditions*. In: *Applied Energy* 111 (2013), S. 1126–1135
- [22] DEUTSCHER BUNDESTAG: *Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften (idF v. 25. 10. 2008) 2008 (2009-01-01), Teil I Nr. 49, S. 2074–2100 – Überprüfungsdatum 2013-06-26*
- [23] DEUTSCHER BUNDESTAG: *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (idF v. 29. 3. 2000)*. In: *Bundesgesetzblatt 2000 (2000-04-01), Teil I Nr.13, S. 305–309 – Überprüfungsdatum 2013-06-26*
- [24] DEUTSCHER BUNDESTAG: *Erstes Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (idF v. 11. 8. 2010)*. In: *Bundesgesetzblatt 2010 (2010-07-01), Teil I Nr. 43, S. 1170–1172 – Überprüfungsdatum 2013-06-26*

- [25] DEUTSCHER BUNDESTAG: *Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien* (idF v. 28. 7. 2011). In: *Bundesgesetzblatt* (2012-01-01), Teil I Nr. 42, S. 1634–1678 – Überprüfungsdatum 2013-06-26
- [26] DEUTSCHER BUNDESTAG: *Gesetz zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und zu weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien* (idF v. 17. 8. 2012). In: *Bundesgesetzblatt* (2012-04-01), Teil I Nr. 38, S. 1754–1764 – Überprüfungsdatum 2013-07-02
- [27] SAUERLAND, Svenja: *Energie-Info - Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken* (2013). Berlin, 31.01.2013
- [28] BUNDESVERBAND DER ENERGIE UND WASSERWIRTSCHAFT E.V.: *BDEW-Strompreisanalyse Mai 2016 : Haushalte und Industrie*. Berlin, 24. Mai 2016
- [29] BUNDESNETZAGENTUR: *Datenmeldungen vom 1. Januar bis zum 30. September 2009 : Archivierte Datenmeldungen*. URL http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/ArchivDatenMeldgn/PVLeistungMonat_2009pdf.pdf?__blob=publicationFile&v=2 – Überprüfungsdatum 2013-06-29
- [30] HOLLINGER, Raphael ; WILLE-HAUSMANN, Bernhard ; ERGE, Thomas ; SÖNNICHSEN, Jan ; STILLAHN, Thies ; KREIFELS, Niklas: *Speicherstudie 2013 : Kurzgutachten zur Abschätzung und Einordnung energiewirtschaftlicher, ökonomischer und anderer Effekte bei der Förderung von objektgebundenen elektrochemischen Speichern*. Freiburg, Januar 2013
- [31] WENIGER, Johannes ; TJADEN, Tjarko ; QUASCHNING, Volker: *Dezentrale PV-Batteriespeicher vorrausschauend betreiben*. In: *Solarzeitalter* (2014), Nr. 1, S. 38–42
- [32] FORUM NETZTECHNIK / NETZBETRIEB IM VDE (FNN): *Anschluss und Betrieb von Speichern am Niederspannungsnetz*. Berlin, 21.06.2013
- [33] VERBAND DER BAYRISCHEN ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V.; ALBRECHT, Walter (Mitarb.); BRUNNER, Winfried (Mitarb.); ENGLBRECHT, Alfred (Mitarb.); FÜNFER, Hermann (Mitarb.); HÄUSERER, Stefan (Mitarb.); MÜNNICH-DEBUS, Wolfgang (Mitarb.); SCHREIBER, Andreas (Mitarb.); SOMMER, Ralph (Mitarb.); LÖBLEIN, Gerhard (Mitarb.); ZUREK, Norbert (Mitarb.) : *Hinweise zum Anschluss und Betrieb von Stromspeichern am Niederspannungsnetz : Ausgabe 03.2013*. 03.2013. Aufl. München, März 2013
- [34] DEUTSCHER BUNDESTAG: *Drucksache 17/9152 : Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (16. Ausschuss)*. URL <http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/17/091/1709152.pdf> – Überprüfungsdatum 2013-07-09

- [35] SAUER, Dirk Uwe ; LUNZ, Benedikt ; MAGNOR, Dirk: *Marktanreizprogramm für dezentrale Speicher insbesondere für PV-Strom : Kurzgutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)*. Berlin, 2012
- [36] MOSHÖVEL, Janina ; KAIRIES, Kai-Philipp ; MAGNOR, Dirk ; LEUTHOLD, Matthias ; BOST, Mark ; GÄHRS, Swantje ; SZCZECZOWICZ, Eva ; CRAMER, Moritz ; SAUER, Dirk Uwe: *Analysis of the maximal possible grid relief from PV-peak-power impacts by using storage systems for increased self-consumption*. In: *Applied Energy* (2015), Nr. 137, S. 567–575
- [37] KAIRIES, Kai-Philipp ; HABERSCHUSZ, David ; MAGNOR, Dirk ; LEUTHOLD, Matthias ; BADEDA, Julia ; SAUER, Dirk Uwe: *Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm : Jahresbericht 2015*. 2015
- [38] ROTHERT, Martin ; BUKVIC-SCHÄFER, A. S. ; THIERSCHMIDT, T.: *Performance von Speichersystemen in der Praxis : Erfahrungen von über 6.500 Speichersystemen*. URL https://www.sma.de/fileadmin/content/global/Partner/Images/partner/solar_academy/Speichertag/PDF/005_Bukvic-Sch%C3%A4fer_Rothert_Performance_von_Speichersystemen_in_der_Praxis.pdf. – Aktualisierungsdatum: 2016-03-21
- [39] STRUTH, Janina ; KAIRIES, Kai-Philipp ; LEUTHOLD, Matthias ; ARETZ, Astrid ; BOST, Mark ; GÄHRS, Swantje ; CRAMER, Moritz ; SZCZECZOWICZ, Eva ; HIRSCHL, Bernd ; SCHNETTLER, Armin ; SAUER, Dirk Uwe: *PV-Benefit: A Critical Review of the Effect of Grid Integrated PV-Storage-Systems*. In: *Tagungsband der 8th International Renewable Energy Storage Conference (IRES 2013)*. Bonn, 2013
- [40] MAGNOR, Dirk ; SAUER, Dirk Uwe: *Optimization of PV Battery Systems Using Genetic Algorithms*. In: *Tagungsband der 10th International Renewable Energy Storage Conference (IRES 2016)*. Bonn, 2016
- [41] UNION FOR THE CO-ORDINATION OF TRANSMISSION OF ELECTRICITY: *UCTE Operations Handbook*. URL <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/> – Überprüfungsdatum 2013-07-04
- [42] VERBAND DER NETZBETREIBER E.V. BEIM VDEW (VDN): *TransmissionCode 2007 : Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*. Berlin, August 2007
- [43] 50HERTZ, AMPRION, TENNET, TRANSNET BW: *Ausschreibungsergebnisse für Primärregelleistung*. URL www.regelleistung.net – Überprüfungsdatum 2015-12-01
- [44] 50HERTZ, AMPRION, TENNET, TRANSNET BW: *Anforderungen an die Speicherkapazität bei Batterien für die Primärregelleistung*. 29.09.2015
- [45] 50HERTZ, AMPRION, TENNET, TRANSNET BW: *Eckpunkte und Freiheitsgrade bei Erbringung von Primärregelleistung*. 03.04.2014

- [46] LI-TEC BATTERY GMBH: *Lithium Elektrizitäts Speicher System : LESSY*. URL <http://www.lessy.de/> – Überprüfungsdatum 2015-12-02
- [47] WEMAG AG: *WEMAG-Batteriespeicher*. URL https://www.wemag.com/ueber_die_wemag/oekostrategie/Energiespeicher/Batteriespeicher/. – Aktualisierungsdatum: 2015-12-02
- [48] E.ON SE: *Modularer multi-Megawatt multi-Technologie Mittelspannungsbatteriespeicher : M5Bat*. URL www.m5bat.de – Überprüfungsdatum 2015-12-02
- [49] GERHARD, Sebastian ; HALFMANN, Felix: Entwurf einer Betriebsstrategie für Batteriespeicher zur Teilnahme am Primärregelungsmarkt. In: *Empfehlung zur Richtlinie zum Anschluss von Erzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz*. München, 15.05.2009.
- [50] STEAG GMBH: *STEAG investiert in Versorgungsstabilität : Neuanschaffung von sechs Großbatteriesystemen mit zusammen 90 MW*. Essen, 04.11.2015. URL http://www.steag.com/fileadmin/user_upload/www-steag-com/presse/pressemeldungen/download/PI_STEAG_Batterien_04112015_final.pdf – Überprüfungsdatum 2015-12-02
- [51] CATERVA GMBH: *Storage With Amply Redundant Megawatt : SWARM*. URL <http://www.swarm.bayern> – Überprüfungsdatum 2015-12-02
- [52] DEUTSCHE ENERGIEVERSORGUNG GMBH: *Economic Grid*. URL <http://www.senecies.com/Kostenloser-Strom-Economic-Grid> – Überprüfungsdatum 2015-12-02
- [53] FRIEDRICH, Andrea: *EEX Produktbroschüre Strom : Dokumentversion 3A*. URL http://cdn.eex.com/document/113163/Konzept%20Strom%20Release%2003A_deutsch.pdf – Überprüfungsdatum 2013-07-08
- [54] EPEX SPOT SE: *EPEX SPOT Handelsbedingungen*. URL http://static.epexspot.com/document/23446/20130606_EPEX_SPOT_RR_DE.ZIP – Überprüfungsdatum 2013-07-08
- [55] EPEX SPOT SE. URL www.epexspot.com – Überprüfungsdatum 2016-12-06
- [56] BOST, Mark ; HIRSCHL, Bernd ; ARETZ, Astrid: *Effekte von Eigenverbrauch und Netzparität bei der Photovoltaik : Beginn der dezentralen Energierevolution oder Nischeneffekt?* Studie im Auftrag von Greenpeace Energy eG. Berlin, Hamburg, 2011. – Studie im Auftrag von Greenpeace Energy eG
- [57] BAUMGARTEN, Corinna ; RECHENBERG, Jörg ; RICHTER, Simone ; CHORUS, Ingrid ; VIGELAHN, Lothar ; SCHMOLL, Oliver: *Wassersparen in Privathaushalten: sinnvoll, ausgereizt, übertrieben? : Fakten, Hintergründe, Empfehlungen*. Dessau-Roßlau, August 2014

- [58] MOSHÖVEL, Janina ; MAGNOR, Dirk ; SAUER, Dirk Uwe ; CRAMER, Moritz ; ÖZALAY, Baris ; MATROSE, Claas ; MÜLLER, Christoph ; SCHNETTLER, Armin: *Abschlussbericht für das Projekt PV-Nutzen*. Aachen, 2015
- [59] SAMWEBER, Florian ; NOBIS, Philipp ; WACHINGER, Kristin ; KÖPPL, Simon ; GALLET, Marc ; FISCHHABER, Sebastian ; STAUDACHER, Thomas; HERBST, Markus (Mitarb.); THOMA, Yannick (Mitarb.); PIELMEIER, Markus (Mitarb.) : *Sun2Car@GAP : Endbericht*. München, Dezember 2014
- [60] SAUER, Dirk Uwe: *Untersuchungen zum Einsatz und Entwicklung von Simulationsmodellen für die Auslegung von Photovoltaik-Systemen*. Darmstadt, Technische Hochschule Darmstadt, Institut für Angewandte Physik. Diplomarbeit. April 1994
- [61] LAUKAMP, H.: *Wechselrichter für Photovoltaik-Anlagen*. 4. Nationales Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, 1989
- [62] JANTSCH, M. ; SCHMIDT, H. ; SCHMID, J.: *Einfluß von Qualität und Auslegung der Systemkomponenten auf die Energiebilanz von Photovoltaik-Anlagen*. 8. Nationales Symposium Photovoltaische Solarenergie, Staffelstein, 1993
- [63] *Concerted Actions on PV Systems Technology and Coordination of PV Systems Development : Task 6, Modelling and Simulation*. Second Semi Annual Report. 1993. – Second Semi Annual Report
- [64] SCHMIDT, H. ; SAUER, Dirk Uwe: *Wechselrichter-Wirkungsgrade : Praxisgerechte Modellierung und Abschätzung*. In: *Sonnenenergie* (04.1996), S. 43–47
- [65] BRAUN, M. ; BÜDENBENDER, K. ; MAGNOR, D. ; JOSSEN, A.: *Photovoltaic Self-Consumption in Germany : Using Lithium-Ion Storage to increase Self Consumed Photovoltaic Energy*. In: *Proceedings of the 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC)*, 2009, S. 3121–3127
- [66] RITZENHOFF, P.: *Erstellung eines Modells zur Simulation der Solarstrahlung auf beliebig orientierte Flächen und deren Trennung in Diffus- und Direktanteil* : Forschungszentrum Jülich, Zentralbibliothek, 1992 (Berichte des Forschungszentrums Jülich: Forschungszentrum 2600)
- [67] LIU, Benjamin Y.H. ; JORDAN, Richard C.: *The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse and total solar radiation*. In: *Solar Energy* 4 (1960), Nr. 3, S. 1–19
- [68] SJERPS-KOOMEN, E. A. ; ALSEMA, E. A. ; TURKENBURG, W. C.: *A simple model for PV module reflection losses under field conditions*. In: *Solar Energy* 57 (1996), Nr. 6, S. 421–432

- [69] SCHOOL OF ENGINEERS MINES PARISTECH AND ARMINES: *solar radiation data (SoDa)* : *Solar Energy Services for Professionals*. URL <http://www.soda-is.com/eng/index.html> – Überprüfungsdatum 2016-03-22
- [70] RIGOLLIER, C. ; LEFÈVRE, M. ; WALD, L.: *The method Heliosat-2 for deriving shortwave solar radiation from satellite images*. In: *Solar Energy* 77 (2004), Nr. 2, S. 159–169
- [71] RAICU, A.: *Entwicklung einer Bewertungsmethodik von Solarzellen unter realistischen Witterungsbedingungen*. Freiburg. Dissertation. 1993
- [72] SUNTECH POWER: *Datenblatt für das Solarmodul Suntech Power STP210 - 18/Ud* : *Interne Dokumentreferenz: EN-STD-Ud-NO1.01-Rev 2010*. URL <http://www.solarpower.co.il/PDF/STP210.pdf> – Überprüfungsdatum 2015-12-03
- [73] SOLARENERGIE-FÖRDERVEREIN DEUTSCHLAND E.V.: *Bundesweite Aufnahme der monatlichen Stromertragsdaten von PV-Anlagen*. URL <http://www.pv-ertraege.de/> – Überprüfungsdatum 2015-12-03
- [74] BEHRENS, Klaus: *Horizon at station Lindenberg* : DOI: 10.1594/PANGAEA.669521. 2007
- [75] SCHMIEGEL, Armin U. ; KNAUP, Peter ; MEISSNER, A. ; JEHOULET, Christophe ; SCHUH, Holger ; LANDAU, Martin ; BRAUN, Martin ; SAUER, Dirk Uwe ; MAGNOR, Dirk ; MOHRING, Hans-Dieter: *The Sol-ion System: A Stationary PV Battery System*. In: *Tagungsband der 6th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition (IRES 2011)*. Bonn, 2011
- [76] STEGNER, Christoph: *First Year of Smart Metering With High Time Resolution*. In: *Tagungsband der 10th International Renewable Energy Storage Conference (IRES 2016)*. Bonn, 2016
- [77] THORSTEN BAUMHÖFER: *Statistische Betrachtung experimenteller Alterungsuntersuchungen an Lithium-Ionen Batterien*. Dissertation. Aachen : Shaker Verlag, 2015 (Aachener Beiträge des ISEA 74)
- [78] ECKER, M. ; TRAN, T. K. D. ; DECHENT, P. ; KABITZ, S. ; WARNECKE, A. ; SAUER, D. U.: *Parameterization of a Physico-Chemical Model of a Lithium-Ion Battery : I. Determination of Parameters*. In: *Journal of the Electrochemical Society* 162 (2015), Nr. 9, S. A1836-A1848
- [79] ECKER, M. ; KABITZ, S. ; LARESGOITI, I. ; SAUER, D. U.: *Parameterization of a Physico-Chemical Model of a Lithium-Ion Battery : II. Model Validation*. In: *Journal of the Electrochemical Society* 162 (2015), Nr. 9, S. A1849-A1857
- [80] LARESGOITI, Izaro ; KÄBITZ, Stefan ; ECKER, Madeleine ; SAUER, Dirk Uwe: *Modeling mechanical degradation in lithium ion batteries during cycling : Solid electrolyte interphase fracture*. In: *Journal of Power Sources* 300 (2015), S. 112–122

- [81] ECKER, Madeleine: *Lithium Plating in Lithium-Ion Batteries*. Dissertation. Aachen : Shaker Verlag, 2016 (Aachener Beiträge des ISEA 80)
- [82] KÄBITZ, Stefan: *Physikalisch-chemische Modellierung von Lithium-Ionen Batterien*. Aachen, RWTH Aachen University, ISEA. Diplomarbeit. 2010
- [83] SANTHANAGOPALAN, Shriram ; LONG, Cai ; WHITE, R. E.: Mathematical Modeling of Lithium Ion Batteries. In: *214th ECS Meeting*, S. 81–90
- [84] KARTHIKEYAN, Deepak K. ; SIKHA, Godfrey ; WHITE, Ralph E.: *Thermodynamic model development for lithium intercalation electrodes*. In: *Journal of Power Sources* 185 (2008), Nr. 2, S. 1398–1407
- [85] DOYLE, Christopher Marc: *Design and Simulation of Lithium Rechargeable Batteries* : *Ph.D. Thesis*. University of California, Berkeley, 1995
- [86] GERSCHLER, Jochen Bernhard: *Ortsaufgelöste Modellbildung von Lithium-Ionen-Systemen unter spezieller Berücksichtigung der Batteriealterung*. Dissertation. Aachen : Shaker Verlag, 2012 (Aachener Beiträge des ISEA 63)
- [87] STEPHAN BULLER: *Impedance-Based Simulation Models for Energy Storage Devices in Advanced Automotive Power Systems : Impedance-Based Simulation Models for Energy*. Aachen : Shaker Verlag, 2003 (Aachener Beiträge des ISEA 31)
- [88] KARDEN, Eckhard: *Using low frequency impedance spectroscopy for characterization, monitoring, and modeling of industrial batteries*. Aachen : Shaker, 2002 (Aachener Beiträge des ISEA Bd. 26)
- [89] MAGNOR, D. ; SOLTAU, N. ; BRAGARD, M. ; SCHMIEGEL, A.U ; DONCKER, R.W de ; SAUER, D.U: Analysis of the Model Dynamics for the Battery and Battery Converter in a Grid Connected 5 kW Photovoltaic System. In: *Proceedings of the 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC)*, 2010, S. 3821–3827
- [90] COLE, Kenneth S. ; COLE, Robert H.: *Dispersion and Absorption in Dielectrics I. Alternating Current Characteristics*. In: *The Journal of Chemical Physics* 9 (1941), Nr. 4, S. 341
- [91] DIARD, J.-P. ; LE GORREC, B. ; MONTELLA, C.: *Linear diffusion impedance. General expression and applications*. In: *Journal of Electroanalytical Chemistry* 471 (1999), Nr. 2, S. 126–131
- [92] MACDONALD, J. Ross: *Impedance spectroscopy : Emphasizing solid materials and systems*. New York : Wiley, 1987
- [93] MAURACHER, P. ; KARDEN, E.: *Dynamic modelling of lead/acid batteries using impedance spectroscopy for parameter identification*. In: *Journal of Power Sources* 67 (1997), 1-2, S. 69–84

- [94] SCHMIEGEL, Armin U. ; SCHUH, Holger ; THOMAS, Uwe ; LANDAU, Markus ; NIEDERMEYER, Fabian ; SCHÖNMANN, Oliver ; VAN APPEN, Jan ; BINDER, Jann ; MAGNOR, Dirk ; SAUER, Dirk Uwe: *Sol-Ion : Netzgekoppelte PV-System mit Lithium-Ionen basierten Speichern zur Verbesserung der Integration von Erneuerbaren Energien in das öffentliche Stromnetz*. Abschlussbericht ; 1.8.2008 - 30.3.2013. 2013. – Abschlussbericht ; 1.8.2008 - 30.3.2013
- [95] VETTER, J. ; NOVÁK, P. ; WAGNER, M. R. ; VEIT, C. ; MÖLLER, K.-C. ; BESENHARD, J. O. ; WINTER, M. ; WOHLFAHRT-MEHRENS, M. ; VOGLER, C. ; HAMMOUCHE, A.: *Ageing mechanisms in lithium-ion batteries*. In: *Journal of Power Sources* 147 (2005), 1-2, S. 269–281
- [96] WOHLFAHRT-MEHRENS, M. ; VOGLER, C. ; GARCHE, J.: *Aging mechanisms of lithium cathode materials*. In: *Journal of Power Sources* 127 (2004), 1-2, S. 58–64
- [97] SCHMALSTIEG, Johannes ; KÄBITZ, Stefan ; ECKER, Madeleine ; SAUER, Dirk Uwe: *From Accelerated Aging Tests to a Lifetime Prediction Model : Analyzing Lithium Ion-Batteries*. In: *Proceedings of the 27th International Battery, Hybrid and Fuel Cell Electric Vehicle Symposium*, 2013
- [98] SCHMALSTIEG, Johannes ; KÄBITZ, Stefan ; ECKER, Madeleine ; SAUER, Dirk Uwe: *A holistic aging model for Li(NiMnCo)O₂ based 18650 lithium-ion batteries*. In: *Journal of Power Sources* 257 (2014), S. 325–334
- [99] BROUSSELY, M. ; HERREYRE, S. ; BIENSAN, P. ; KASZTEJNA, P. ; NECHEV, K. ; STANIEWICZ, R.J: *Aging mechanism in Li ion cells and calendar life predictions*. In: *Journal of Power Sources* 97-98 (2001), S. 13–21
- [100] PLOEHN, Harry J. ; RAMADASS, Premanand ; WHITE, Ralph E.: *Solvent Diffusion Model for Aging of Lithium-Ion Battery Cells*. In: *Journal of The Electrochemical Society* 151 (2004), Nr. 3, S. A456
- [101] SMITH, K. ; EARLEYWINE, M. ; WOOD, E. ; PESARAN, A.: *Battery Wear from Disparate Duty-Cycles: Opportunities for Electric-Drive Vehicle Battery Health Management* : Preprint.
- [102] SMITH, K. ; EARLEYWINE, M. ; WOOD, E. ; NEUBAUER, J. ; PESARAN, A.: *Comparison of Plug-In Hybrid Electric Vehicle Battery Life Across Geographies and Drive Cycles*. In: *Proceedings of the SAE 2012 World Congress and Exhibition*, 2012
- [103] TAFEL, Julius: *Über die Polarisation bei kathodischer Wasserstoffentwicklung*. In: *Zeitschrift für die Physikalische Chemie, Stöchiometrie und Verwandtschaftslehre* (1905), Nr. 50, S. 641–654
- [104] AMZALLAG, C. ; GEREY, J. ; ROBERT, J. ; BAHUAUD, J.: *Standardization of the rainfall counting method for fatigue analysis*. In: *International Journal of Fatigue* 16 (1994), Nr. 4, S. 287–293

- [105] RYCHLIK, I.: *A new definition of the rainfall cycle counting method*. In: *International Journal of Fatigue* 9 (1987), Nr. 2, S. 119–121
- [106] ECKER, Madeleine ; NIETO, Nerea ; KÄBITZ, Stefan ; SCHMALSTIEG, Johannes ; BLANKE, Holger ; WARNECKE, Alexander ; SAUER, Dirk Uwe: *Calendar and cycle life study of Li(NiMnCo)O₂-based 18650 lithium-ion batteries*. In: *Journal of Power Sources* 248 (2014), S. 839–851
- [107] STERNKOPF, Benjamin: *Inbetriebnahme, Charakterisierung und Modellvalidierung eines stationären PV-Batteriesystems*. Aachen, RWTH Aachen University, Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe. Diplomarbeit. 2011-12-08 – Überprüfungsdatum 2012-07-25
- [108] WENIGER, Johannes ; TJADEN, Tjarko ; BERGNER, Joseph ; QUASCHNING, Volker: *Auswirkungen von Regelträglichkeiten auf die Energieflüsse in Wohngebäuden mit netzgekoppelten PV-Batteriesystemen*. In: *Tagungsband des 31. Symposium Photovoltaische Solarenergie*. Kloster Banz, Bad Staffelstein, 2016
- [109] KAIRIES, Kai-Philipp ; HABERSCHUSZ, David ; VAN OUWERKERK, Jonas ; STREBEL, Jan ; WESSELS, Oliver ; MAGNOR, Dirk ; BADEDA, Julia ; SAUER, Dirk Uwe ; HERZOG, Reiner (Mitarb.) ; EL-MASRI, Rani (Mitarb.) ; RUHNKE, Wojciech (Mitarb.) ; DEMIKHOVSKIY, Mikhail (Mitarb.) : *Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm : Jahresbericht 2016*. 2016
- [110] MAGNOR, D. ; GERSCHLER, J.B ; ECKER, M. ; MERK, P. ; SAUER, D.U: *Concept of a Battery Aging Model for Lithium-Ion Batteries Considering the Lifetime Dependency on the Operation Strategy*. In: *Proceedings of the 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition (EU PVSEC)*, 2009, S. 3128–3134
- [111] ISEA / RWTH AACHEN UNIVERSITY: *Webseite des BMBF-geförderten Projekts "Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher"*. URL www.speichermonitoring.de – Überprüfungsdatum 2016-10-26
- [112] WEISE, Thomas: *Global Optimization Algorithms : Theory and Application*. e-book. 2. Aufl. : Self-Published, 2009
- [113] DASGUPTA, Sanjoy ; PAPADIMITRIOU, Christos H. ; VAZIRANI, Umesh Virkumar: *Algorithms*. Boston : McGraw-Hill Higher Education, 2008
- [114] BLUM, Christian ; ROLI, Andrea: *Metaheuristics in Combinatorial Optimization : Overview and Conceptual Comparison*. In: *ACM Computing Surveys* 35 (2003), Nr. 3, S. 268–308
- [115] DORIGO, M. ; MANIEZZO, V. ; COLORNI, A.: *Ant system : Optimization by a colony of cooperating agents*. In: *IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics, Part B (Cybernetics)* 26 (1996), Nr. 1, S. 29–41

- [116] EBERHART, R. ; KENNEDY, J.: A new optimizer using particle swarm theory. In: *MHS'95. Proceedings of the Sixth International Symposium on Micro Machine and Human Science*, S. 39–43
- [117] KENNEDY, J. ; EBERHART, R.: Particle swarm optimization. In: *ICNN'95 - International Conference on Neural Networks*, S. 1942–1948
- [118] KIRKPATRICK, S. ; GELATT, C. D. ; VECCHI, M. P.: *Optimization by Simulated Annealing*. In: *Science* 220 (1983), Nr. 4598, S. 671–680
- [119] METROPOLIS, Nicholas ; ROSENBLUTH, Arianna W. ; ROSENBLUTH, Marshall N. ; TELLER, Augusta H. ; TELLER, Edward: *Equation of State Calculations by Fast Computing Machines*. In: *Journal of Chemical Physics* 21 (1953), Nr. 6, S. 1087–1092
- [120] WEICKER, Karsten: *Evolutionäre Algorithmen*. Wiesbaden : Springer Fachmedien Wiesbaden, 2015
- [121] MATHWORKS: *Matlab Documentation : How the Genetic Algorithm Works*. URL <http://de.mathworks.com/help/gads/how-the-genetic-algorithm-works.html>
- [122] MONDOL, Jayanta Deb ; YOHANIS, Yigzaw G. ; NORTON, Brian: *The impact of array inclination and orientation on the performance of a grid-connected photovoltaic system*. In: *Renewable Energy* 32 (2007), Nr. 1, S. 118–140
- [123] ROWLANDS, Ian H. ; KEMERY, Briana Paige ; BEAUSOLEIL-MORRISON, Ian: *Optimal solar-PV tilt angle and azimuth : An Ontario (Canada) case-study*. In: *Energy Policy* 39 (2011), Nr. 3, S. 1397–1409
- [124] MONDOL, Jayanta Deb ; YOHANIS, Yigzaw G. ; NORTON, Brian: *Optimal sizing of array and inverter for grid-connected photovoltaic systems*. In: *Solar Energy* 80 (2006), Nr. 12, S. 1517–1539
- [125] STATISTISCHES BUNDESAMT. URL www.destatis.de – Überprüfungsdatum 2016-12-15

Eigene Veröffentlichungen

Im Rahmen meiner Arbeiten am Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe der RWTH Aachen sind verschiedene Veröffentlichungen entstanden, die nachstehend aufgeführt sind. Inhalte dieser Veröffentlichungen sind in Teilen in Übereinstimmung mit der Promotionsordnung der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der RWTH Aachen und in Absprache mit dem betreuenden Professor Dirk Uwe Sauer in dieser Dissertationsschrift verarbeitet. Dabei ist bei Verwendung von Texten, Graphiken, Bildern und Tabellen aus eigenen Veröffentlichungen, sofern sie überwiegend von mir verfasst oder gestaltet worden sind, nicht jeweils explizit auf die jeweilige Veröffentlichung verwiesen. Sind Elemente aus den Veröffentlichungen überwiegend durch meine Co-Autoren beigesteuert worden, findet sich im Text ein Literaturverweis auf die entsprechende Veröffentlichung.

Wissenschaftliche Journale

Ghada Merei, Janina Moshövel, **Dirk Magnor**, Dirk Uwe Sauer: *Optimization of self-consumption and techno-economic analysis of PV-battery systems in commercial applications*, Applied Energy, Vol. 168, pp. 171-178, 2016

Christian Bußar, Philipp Stöcker, Z. Cai, Luiz Moraes Jr., **Dirk Magnor**, P. Wiernes, N. v. Bracht, A. Moser, Dirk Uwe Sauer: *Large-scale integration of renewable energies and impact on storage demand in a European renewable power system of 2050—Sensitivity study*, Journal of Energy Storage, Vol. 6, pp. 1-10, 2016

Ghada Merei, Sophie Adler, **Dirk Magnor**, Dirk Uwe Sauer: *Multi-physics Model for the Aging Prediction of a Vanadium Redox Flow Battery System*, Electrochimica Acta, Vol. 174, pp. 945-954, 2015

Kai-Philipp Kairies, **Dirk Magnor**, Dirk Uwe Sauer: *Scientific Measuring and Evaluation Program for Photovoltaic Battery Systems (WMEP PV-Speicher)*, Energy Procedia, Vol. 73, pp. 200-207, 2015

Zhuang Cai, Christian Bussar, Philipp Stöcker, Luiz Moraes, **Dirk Magnor**, Matthias Leuthold, Dirk Uwe Sauer: *Application of Battery Storage for Compensation of Forecast Errors of Wind Power Generation in 2050*, Energy Procedia, Vol. 73, pp. 208-217, 2015

Janina Moshövel, Kai-Philipp Kairies, **Dirk Magnor**, Matthias Leuthold, Mark Bost, Swantje Gähns, Eva Szczechowicz, Moritz Cramer, Dirk Uwe Sauer: *Analysis of the maximal possible grid relief from PV-peak-power impacts by using storage systems for increased self-consumption*, Applied Energy, Vol. 137, pp. 567-575, 2015

Ghada Merei, Sophie Adler, **Dirk Magnor**, Matthias Leuthold, Dirk Uwe Sauer: *Multi-physics Model for a Vanadium Redox Flow Battery*, Energy Procedia, Vol. 46, pp. 194-203, 2014

Buchkapitel

Dirk Magnor, Benedikt Lunz, Dirk Uwe Sauer: *'Double Use' of Storage Systems*, in Electrochemical Energy Storage for Renewable Sources and Grid Balancing, pp. 453-463, 2015

Studien

Kai-Philipp Kairies, David Haberschusz, Jonas van Ouwerkerk, Jan Strebel, Oliver Wessels, **Dirk Magnor**, Julia Badeda, Dirk Uwe Sauer: *Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm : Jahresbericht 2016*, Mai 2016, Aachen Germany

Kai-Philipp Kairies, David Haberschusz, **Dirk Magnor**, Matthias Leuthold, Julia Badeda, Dirk Uwe Sauer: *Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm : Jahresbericht 2015*, Juli 2015, Aachen, Germany

Christian Hille, Sören Schrader, **Dirk Magnor**, Thomas Pollok, Philipp Goergens, Simon Koopmann, Fabian Potratz, Dominik Schulte: *Technische und wirtschaftliche Potentiale von Speichersystemen in Verteilungsnetzen*; Studie der P3 Energy, Januar 2015, Aachen, Germany

Dirk Uwe Sauer, Benedikt Lunz, **Dirk Magnor**: *Marktanreizprogramm für dezentrale Speicher insbesondere für PV-Strom – Kurzugutachten*, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), März 2013, Aachen, Germany

Dirk Uwe Sauer, Matthias Leuthold, **Dirk Magnor**, Benedikt Lunz: *Dezentrale Energiespeicherung zur Steigerung des Eigenverbrauchs bei netzgekoppelten PV-Anlagen*, Studie im Auftrag des Bundesverbands Solarwirtschaft (BSW), Juli 2011, Aachen, Germany

Konferenzen

Dirk Magnor, Dirk Uwe Sauer: *Optimization of PV battery systems using genetic algorithms*, 10th International Renewable Energy Storage Conference, IRES 2016, März 2016, Düsseldorf, Germany

Kai-Philipp Kairies, David Haberschusz, Oliver Wessels, Jan Strebel, Jonas van Ouwerkerk, **Dirk Magnor**, Dirk Uwe Sauer: *Real-life load profiles of PV battery systems from field measurements*, 10th International Renewable Energy Storage Conference, IRES 2016, März 2016, Düsseldorf, Germany

Sebastian Zurmühlen, Henryk Wolisz, Georg Angenendt, **Dirk Magnor**, Rita Streblov, Dirk Müller, Dirk Uwe Sauer: *Potential and optimal sizing of combined heat and electrical storage in private households*, 10th International Renewable Energy Storage Conference, IRES 2016, März 2016, Düsseldorf, Germany

Georg Angenendt, Sebastian Zurmühlen, Ramin Mir-Montazeri, **Dirk Magnor**, Dirk Uwe Sauer: *Enhancing battery lifetime in PV battery home storage systems using forecast based operating strategies*, 10th International Renewable Energy Storage Conference, IRES 2016, März 2016, Düsseldorf, Germany

Zhuang Cai, Christian Bussar, Philipp Stöcker, Luiz Moraes Jr., **Dirk Magnor**, Dirk Uwe Sauer: *Optimal dispatch scheduling of a wind-battery-system in German power market*, 10th International Renewable Energy Storage Conference, IRES 2016, März 2016, Düsseldorf, Germany

Christian Bussar, Philipp Stöcker, Zhuang Cai, Luiz Moraes Jr., **Dirk Magnor**, Dirk Uwe Sauer: *Calculation of large scale long-term power system evolution*, 10th International Renewable Energy Storage Conference, IRES 2016, März 2016, Düsseldorf, Germany

Janina Moshövel, Georg Angenendt, **Dirk Magnor**, Dirk Uwe Sauer: *Tool to determine economic capacity dimensioning in PV battery systems considering various design parameters*, 31st European Photovoltaic Solar Energy Conference, EU PVSEC 2015, pp. 1639-1644, September 2015, Hamburg, Germany

Kai-Philipp Kairies, **Dirk Magnor**, Dirk Uwe Sauer: *Scientific Measuring and Evaluation Program for Photovoltaic Battery Systems (WMEP PV-Speicher)*, 9th International Renewable Energy Storage Conference, IRES 2015, März 2015, Düsseldorf, Germany

Kai-Philipp Kairies, **Dirk Magnor**, Dirk Uwe Sauer: *Scientific Measuring and evaluation program for photovoltaic battery systems*, 4th International Workshop on Integration of Solar into Power Systems, November 2014, Berlin, Germany

Ghada Merei, **Dirk Magnor**, Matthias Leuthold, Dirk Uwe Sauer: *Optimization of an off-grid hybrid power supply system based on battery aging models for different battery technologies*, 36th IEEE International Telecommunications Energy Conference, INTELEC 2014, September/Oktober 2014, Vancouver, Canada

Jann Binder, Hans-Dieter Mohring, Michael Danzer, O. Schanz, Armin U. Schmiegel, Andreas Linhart, Markus Landau, Jan von Appen, Fabian Niedermeyer, Martin Braun, **Dirk Magnor**, Dirk Uwe Sauer, Holger Schuh, Uwe Thomas, Nicolas Martin, Jean-Christian Marcel: *Sol-Ion PV storage system: Field trial results, spread of operating conditions and performance evaluation based on field data*, 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference, EU PVSEC 2012, pp. 3829-3833, September 2012, Frankfurt, Germany

Armin U. Schmiegel, Andreas Linhart, Christophe Jehoulet, Holger Schuh, Markus Landau, Martin Braun, Katrin Büdenbender, Dirk Uwe Sauer, **Dirk Magnor**, Jann Binder, Hans-Dieter Mohring: *The Sol-ion System: Realizing safety and efficiency for a PV storage system*,

26th European Photovoltaic Solar Energy Conference, EU PVSEC 2011, pp. 4151-4154, September 2011, Hamburg, Germany

Dirk Magnor, Angel Kirchev, Dirk Uwe Sauer: Economic Assessment and Design Optimization of PV-Battery Systems in Rural and Off-Grid Applications, 2nd Symposium Small PV Applications – Rural Electrification and Commercial Use, Juni 2011, Ulm, Germany

Armin U. Schmiegel, Peter Knaup, A. Meissner, Christophe Jehoulet, Holger Schuh, Markus Landau, Martin Braun, Dirk Uwe Sauer, **Dirk Magnor**, Hans-Dieter Mohring: *The Sol-ion system: A stationary PV battery system*, 5th International Renewable Energy Storage Conference, IRES 2010, pp. 1399-1403, November 2010, Berlin, Germany

Jochen B. Gerschler, Stefan Käbitz, Julia Kowal, Madeleine Ecker, Dirk Magnor, Dirk Uwe Sauer: Approaches to Li-ion battery performance and lifetime models – Tailor-made simulation solutions for R&D of storage systems for vehicle and grid applications, 2nd European Conference Smart Grids and E-Mobility 2010, Oktober 2010, Brussels, Belgium

Dirk Magnor, Nils Soltau, Michael Bragard, Armin U. Schmiegel, Rik W. De Doncker, Dirk Uwe Sauer: *Analysis of the model dynamics for the battery and battery converter in a grid-connected 5 kW photovoltaic system*, 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference, EU PVSEC 2010, pp. 3821-3827, September 2010, Valencia, Spain

Katrin Büdenbender, Martin Braun, Armin U. Schmiegel, **Dirk Magnor**, Jean-Christian Marcel: *Improving PV-integration into the Distribution Grid – Contribution of multifunctional PV-battery systems to stabilized system operation*, 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference, EU PVSEC 2010, pp. 4839-4845, September 2010, Valencia, Spain

Armin U. Schmiegel, K. Koch, A. Meissner, Peter Knaup, Christophe Jehoulet, Holger Schuh, Markus Landau, Martin Braun, Katrin Büdenbender, Randolph Geipel, C. Vachette, Dirk Uwe Sauer, **Dirk Magnor**, Jean-Christian Marcel: *The Sol-ion system, an integrated PV-system with lithium-ion batteries – System Performance -*, 25th European Photovoltaic Solar Energy Conference, EU PVSEC 2010, pp. 3803-3805, September 2010, Valencia, Spain

Martin Braun, Katrin Büdenbender, Dirk Uwe Sauer, **Dirk Magnor**, Armin Schmiegel: *Charakterisierung von netzgekoppelten PV-Batterie-Systemen – Verfahren zur vereinfachten Bestimmung der Performance*, 25. Symposium Photovoltaische Solarenergie, pp. 462-467, März 2010, Bad Staffelstein, Germany

Dirk Magnor, Jochen Bernhard Gerschler, Madeleine Ecker, Peter Merk, Dirk Uwe Sauer: *Concept of a battery aging model for lithium-ion batteries considering the lifetime dependency on the operation strategy*, 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference, EU PVSEC 2009, pp. 3128-3134, September 2009, Hamburg, Germany

Martin Braun, Katrin Büdenbender, **Dirk Magnor**, Andreas Jossen: *Photovoltaic Self-Consumption in Germany - Using Lithium-Ion Storage to Increase Self-Consumed*

Photovoltaic Energy, 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference, EU PVSEC 2009, pp. 3121-3127, September 2009, Hamburg, Germany

Dirk Magnor, Dirk Uwe Sauer: Comparison of different storage technologies for rural electrification applications, Symposium Small PV Applications – Rural Electrification and Commercial Use, pp. 314-319, Mai 2009, Ulm, Germany

Dirk Uwe Sauer, Tobias Blank, Julia Kowal, **Dirk Magnor**: *Energy Storage Technologies for Grids With High Penetration of Renewable Energies and for Grid Connected PV Systems*, 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference, EU PVSEC 2008, pp. 2674-2687, September 2008, Valencia, Spain

Vorträge

Wie Prosumer zur Systemstabilität beitragen können - Ein Überblick: Konferenz „Dezentrale Energiewende vor dem Aus? Welche Spielräume bei der aktuellen Energiepolitik für Prosumer und Eigenerzeugung bleiben“, 2016, Berlin, Germany

Batteries for Electromobility: Challenges and Potentials of Battery System Design; Helmholtz-Graduiertenschule HITEC, 2016, Jülich, Germany

Stationary Battery Storage – Technology Overview, cost Calculation and Application Examples: Deutsch-Irische Smart Grid Konferenz: Infrastruktur für Irlands Smart Grid, 2015, Dublin, Ireland

Mess- und Evaluierungsprogramm PV-Speicher – Deutschlandweites Monitoring für Batteriespeicher in dezentralen PV-Anlagen; 4. VDI-Fachkonferenz Energiespeicher in der Energiewende, 2014, Raunheim, Germany

Stationäre Batteriespeicher – Technologieüberblick: Fachworkshop „Strom Speichern“ der Verbraucherzentrale NRW, 2014, Siegen, Germany

Speicher in PV-Anlagen – Technologien, Kostenstudien und Konzeption für ein Marktanzreizprogramm; OTTI Anwenderforum Direkteinspeisung, Eigenverbrauch und Speicherung von PV-Strom, 2013, Köln, Germany

PV-Batteriesysteme – Ansatz zur Lösung des Interessenskonflikts zwischen Anlagen- und Netzbetreiber; VDE Kongress 2012: Smart Grid – Intelligente Energieversorgung der Zukunft, 2012, Stuttgart, Germany

Speichertechnologien im Vergleich; BWE-Fachtagung Direktvermarktung, 2011, Hannover Germany

Übersicht und Kosten verschiedener Speichertechnologien: Welche Möglichkeiten gibt es – wie rechnet sich das?; BWE-Fachtagung Netzstruktur der Zukunft, 2011, Berlin, Germany

Betreute studentische Arbeiten

Im Rahmen dieser Arbeit sind die nachfolgend aufgeführten studentischen Abschlussarbeiten entstanden. Für diese Arbeiten habe ich das Thema definiert und diese Arbeiten inhaltlich und wissenschaftlich betreut. Einige der Themen sind Teilaspekte dieser Dissertationsschrift und finden sich entsprechend auch in dieser Arbeit wieder. Entsprechende Inhalte werden nicht jeweils explizit auf diese Arbeiten referenziert. Studentische Arbeiten, die nicht unter meiner Anleitung entstanden sind, werden wie alle anderen Literaturstellen zitiert.

Diplomarbeiten

Jing Zou: Entwicklung eines Alterungsmodells für Lithium-Ionen Batterien, RWTH Aachen, 2012

Johannes Hölzer: Netzgekoppelte PV-Systeme mit integriertem Lithium-Ionen-Batteriespeicher, RWTH Aachen, 2011

Benjamin Sternkopf: Inbetriebnahme, Charakterisierung und Modellvalidierung eines stationären PV-Batteriesystems, RWTH Aachen, 2011

Christoph Molitor: Untersuchung der Auswirkung verschiedener Energiemanagementstrategien eines PV-Batteriesystems auf das Niederspannungsnetz, RWTH Aachen, 2010

Masterarbeiten

Raphael Wegmann: Entwicklung einer Methodik zur wirtschaftlich optimalen Auslegung von netzgekoppelten Photovoltaik Hausbatteriesystemen für nicht-deutsche Standorte, RWTH Aachen, 2014

Haoming Xiong: Optimierung der Auslegung eines PV-Batteriesystems zur Maximierung des Lokalen Eigenverbrauchs unter Berücksichtigung der Batteriealterung, RWTH Aachen, 2011

Indranil Pan: Development of Spatially resolved FEM based Thermal and Electrical Simulation Tools for Lithium Ion Batteries, RWTH Aachen, 2010

Marcin Koniak: Batteriespeicher in netzgekoppelten PV-Anlagen, RWTH Aachen, Warsaw University of Technology / RWTH Aachen, 2008

Bachelorarbeiten

Alexander Hamri: Optimierung eines PV-Batterie-Systems mittels Genetischer Algorithmen (GA), RWTH Aachen, 2013

Isabel Blaak: Energiemanagementstrategien zur Maximierung des Lokalen Eigenverbrauchs von PV-Energie mit Fahrzeugintegrierten Speichern, RWTH Aachen, 2012

Studienarbeiten

Nicolas Mertens: Entwicklung eines Verfahrens zur kostenbasierten Batteriespeicherverwaltung unter Berücksichtigung der Batteriealterung, RWTH Aachen, 2013

Armin Motakef: Ökonomische Bewertung verschiedener Batterie- und Energiemanagementstrategien für ein PV-Batteriesystem, RWTH Aachen, 2012

Daniel Grübl: Implementierung eines Batteriemodells inklusive Alterungsmodell in der Simulationsumgebung PowerFactory, RWTH Aachen, 2010

Andreas Erfen: Entwicklung eines Matlab basierten Tools zur Auswertung von Batteriealterungstests, RWTH Aachen, 2010

Gökhan Önal: Impedanzcharakterisierung und Modellparametrisierung für eine Lithium-Ionen Batterie, RWTH Aachen, 2010

Meine wissenschaftliche Arbeit wurde von den nachfolgend aufgeführten studentischen Hilfskräften, die unter meiner wissenschaftlichen Anleitung gearbeitet haben, unterstützt.

Aidin Nikookhesal

Christoph Sommer

Katrin Illian

Andreas Beleke

Florin Patrascu

A Anhang

A.1 Parameter

Tabelle A-1: Parameter des Alterungsmodells

Parameter	Wert	Einheit
$C_{rel,EoL}$	70	%
DoD_1	10	%
DoD_2	60	%
E_a	32994	
N_1	227838666	#
N_2	303012	#
SoC_{crit}	68	%
T_0	55	°C
U_0	3,882	V
a	3,2940e-6	
α	0,0323	
b_{cal}	0,8839	
b_{cyc}	0,2658	
$f_{SoC_{avg}}$	-0,0296	
$t_{cal,ref}$	6,8	Jahre
$width$	0,4897	

Tabelle A-2: Parameter des PV-Modells: Suntech Power STP210 - 18/UD

Parameter	Wert	Einheit
$G_{U,1}$	0	W/m ²
$G_{U,2}$	200	W/m ²
$G_{U,3}$	400	W/m ²
$G_{U,4}$	1000	W/m ²
$U_{MPP,1}$	0	V
$U_{MPP,2}$	24,4	V
$U_{MPP,3}$	26,47	V
$U_{MPP,4}$	26,5118	V
$G_{I,1}$	200	W/m ²
$G_{I,2}$	1000	W/m ²
$I_{MPP,1}$	1,433	A
$I_{MPP,2}$	7,87	A
P_{nom}	210	W
U_{nom}	26,4	V
T_{ref}	25	°C
U_{OC}	33,6	V
I_{SC}	8,33	A
C_t	-0,1246	

Tabelle A-3: Nennwirkungsgrad des PV-DC/DC-Wandlers

Parameter	Wert	Einheit
η_{nom}	95	%

Tabelle A-4: Wirkungsgradtabelle des PV-DC/DC-Wandlers

Spannung [V]	Relative Leistung [%]		
	10	50	100
275	93,54	97,30	97,40
475	95,21	98,23	98,59
650	97,04	99,84	99,04

Tabelle A-5: Nennwirkungsgrad des Wechselrichters

Parameter	Wert	Einheit
η_{nom}	95	%

Tabelle A-6: Wirkungsgradtabelle des Wechselrichters

Relative Leistung [%]	Wirkungsgrad [%]
10	97
50	98,37
100	98,01

Tabelle A-7: Wirkungsgradtabelle des Batterie-DC/DC-Wandlers

Spannung [V]	Relative Leistung [%]		
	5	50	100
168	0,9087	0,9556	0,9501
250	0,8857	0,9646	0,9652
336	0,8795	0,9711	0,9725

A.2 Ergebnisse

Tabelle A-8: Kosten und Erträge sowie jeweilige Kosten- und Ertragsanteile der Einzelpositionen des Optimierungsszenarios in Kapitel 6.6.1

	Kosten	Anteil an Gesamtkosten
PV-Generator	14,66 ct/kWh	34,7 %
MPP-Tracker	1,5 ct/kWh	3,6 %
Wechselrichter	1,47 ct/kWh	3,5 %
Batterieumrichter	0,7 ct/kWh	1,7 %
Batterie	3,45 ct/kWh	8,2 %
Wartung	5,79 ct/kWh	13,7 %
Stromeinkauf	14,7 ct/kWh	34,8 %
	Ertrag	Anteil an Gesamtertrag
Einspeisevergütung	20,94 ct/kWh	100 %

B Verzeichnisse

B.1 Abkürzungen

DSM	Demand-Side-Management
EA	Evolutionäre Algorithmen
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EIS	Elektrochemische Impedanzspektroskopie
EP	Evolutionäres Programmieren
ES	Evolutionsstrategien
FEE	Fluktuierende Erneuerbare Energien
GA	Genetischer Algorithmus
GP	Genetische Programmierung
LCOE	Levelized Cost of Electricity
PRL	Primärregelleistung
PV	Photovoltaik
SIA	Schwarmintelligente Algorithmen
SoC	State of Charge (Ladezustand)
SRL	Sekundärregelleistung

B.2 Formelzeichen

Römische Zeichen

A	Impedanzterm des Constant Phase Elements
A_0	Annuität
A_e	Elektrodenoberfläche
B_0	Barwert
C	Elektrische Kapazität
C_{act}	Aktuelle Batteriekapazität
C_{BoL}	Batterieanfangskapazität
C_{nom}	Batterienennkapazität
$C_{rel,act}$	Relative aktuelle Batteriekapazität (bezogen auf die Anfangskapazität)
$\Delta C_{rel,EoL}$	Relativer Kapazitätsverlust am Lebensdauerende
D	Diffusionskonstante der diffundierenden Spezies
E_a	Freier Kurvenparameter des Arrheniusgesetzes
E_{EV}	Lokal verbrauchte Energie
E_{Last}	Haushaltslastverbrauch
E_{PV}	Erzeugte PV-Energie
F	Faradaykonstante
F_A	Annuitätenfaktor
$H_{b,DNI}$	Direktstrahlung auf eine der Sonnenposition nachgeführte Fläche
$H_{b,horiz}$	Solare Direktstrahlung auf horizontale Fläche
$H_{b,incl}$	Solare Direktstrahlung auf geneigte Fläche
$H_{d,horiz}$	Solare Diffusstrahlung auf horizontale Fläche
$H_{d,incl}$	Solare Diffusstrahlung auf geneigte Fläche
$H_{g,horiz}$	Solare Globalstrahlung auf horizontale Fläche
$H_{g,incl}$	Solare Globalstrahlung auf geneigte Fläche
$H_{refl,incl}$	Reflektierter Strahlungsanteil
I_{aus}	Umrichterausgangsstrom
I_{abs}	Absoluter Strom
I_{Modell}	Ausgangsstrom des modellierten PV-Generators
I_{Modul}	Ausgangsstrom des simulierten PV-Moduls
I_{rel}	Relativer Strom
$I_{rel,act}$	Aktueller relativer Strom
L	Elektrische Induktivität

L	Lebensdauer
N	Vielfache der Modulleistung
$N_{\#}$	Anzahl äquivalenter Vollzyklen
P_{aus}	Umrichterausgangsleistung
P_{eigen}	Leerlaufverluste im Umrichter
P_{ein}	Umrichtereingangsleistung
P_{Last}	Lastleistung (Momentanwert)
P_{Modell}	Ausgangsleistung des modellierten PV-Generators
P_{Modul}	Ausgangsleistung des simulierten PV-Moduls
P_{PV}	Erzeugungsleistung (Momentanwert)
$P_{verl.}$	Umrichterverlustleistung
Q	Ladungsumsatz
R	Elektrischer Widerstand
R_g	Allgemeine Gaskonstante
$R_{verl.}$	Widerstandsverlustterm
SoC	Ladezustand
SoC_{avg}	Mittlerer Ladezustand während eines Zyklus
SoC_{Max}	Maximaler vom BMS zugelassener Ladezustand
SoC_{Min}	Minimaler vom BMS zugelassener Ladezustand
SoH	State of Health
T	Absolute Temperatur
T_M	PV-Modultemperatur
T_U	Umgebungstemperatur
T_{ref}	Temperatur, bei der kalendarische Referenzlebensdauer erreicht wird
U_{Modell}	Ausgangsspannung des modellierten PV-Generators
U_{Modul}	Ausgangsspannung des simulierten PV-Moduls
$U_{verl.}$	Spannungsverlustterm
V_{OCV}	Aktuelle Ruhespannung
$V_{OCV,ref}$	Ruhespannung, bei der kalendarische Referenzlebensdauer erreicht wird
Z	Zahlungsfluss
\underline{Z}	Komplexe Impedanz
a_{cal}	Funktionsparameter der kalendarischen Alterungsfunktion
a_{cyc}	Funktionsparameter der zyklischen Alterungsfunktion
a_w	Freier Kurvenparameter der Wöhlercharakteristik
b_{cal}	Funktionsparameter der kalendarischen Alterungsfunktion

b_{cyc}	Funktionsparameter der zyklischen Alterungsfunktion
b_T	Funktionsparameter zur Beschreibung der Abhängigkeit der Modultemperatur von der Globalstrahlung
b_w	Freier Kurvenparameter der Wöhlercharakteristik
c_{cal}	Alterungsfaktor der kalendarischen Alterung
c_{cyc}	Alterungsfaktor der zyklischen Alterung
c_{sum}	Alterungsfaktor
d	Inflationsrate
f	Frequenz
$f_{SoC_{avg}}$	Freier Kurvenparameter des Beschleunigungsfaktors
$f_{t,sol}$	Umrechnungsfunktion zwischen mittlerer Ortszeit und wahrer Sonnenzeit
f_W	Proportionalitätsfaktor für Wartungskosten in Abhängigkeit der Investitionskosten
i	Kapitalzins
k_{EV}	Einspeisevergütung bei Eigenverbrauch
k_{SB}	Strombezugskosten
k_{SE}	Einspeisevergütung bei Direkteinspeisung
$k_{SoC_{avg}}$	Beschleunigungsfaktor der Zyklenalterung in Abhängigkeit des mittleren Ladezustandes
k_T	Temperaturkoeffizient
k_V	Ruhspannungskoeffizient
l	Diffusionslänge
m_0	Molarität
n	Ladungsträgerzahl
n	Anzahl Zyklen
n_p	Anzahl paralleler Stränge im PV-Generator
n_s	Anzahl seriell verschalteter PV-Module im PV-Generator
q_{ED}	Eigendeckungsquote
q_{EV}	Eigenverbrauchsquote
r_b	Reflexionsfaktor für den Direktstrahlungsanteil
r_d	Reflexionsfaktor für den Diffusstrahlungsanteil
r_{STC}	Reflexionsfaktor bei Vermessung unter Standardtestbedingungen
$t_{cal,ref}$	Kalendarische Referenzlebensdauer
t_{Jahr}	Jahreslänge
t_{LST}	Lokale Standardzeit
t_{Mittel}	Mittlere Ortszeit

t_{ref}	Betrachtungszeitraum für Investitionsrechnung
t_{Sol}	Wahre Sonnenzeit
w_i	Teilterm der Reihenentwicklung der Warburgimpedanz

Griechische Symbole

Δk_{EV}	Marge für Eigenverbrauch
ΔSoC	Ladezustandsänderung während eines Zyklus
Δt	Sommerzeitverschiebung
ϕ	Geografische Breite
Ψ	Azimutwinkel gegenüber Nord-Südachse
Ψ_{FS}	Flächen-Sonnen-Azimut (relative Nord-Süd-Ausrichtung zwischen PV-Generatorfläche und Sonne)
Ψ_S	Sonnenazimut
α	Freier Kurvenparameter der Tafelgleichung
α	Albedo (Reflexionsvermögen der Erdoberfläche)
β	Neigungswinkel gegenüber der Horizontalen
γ	Sonnenhöhe
δ	Deklinationwinkel
η	Wirkungsgrad
λ	Längengrad
λ_{LST}	Definitionslängengrad der betrachteten Zeitzone
μ	Stundenwinkel
ν	Einfallswinkel
ξ	Exponent des Constant Phase Elements; definiert den Kompressionsgrad des Halbkreises
ρ_d	Tageswinkel
τ	Zeitkonstante
ω	Kreisfrequenz

Lebenslauf

Persönliche Daten

Name: Dirk Thomas Magnor
Geburtsdatum: 26.07.1979
Geburtsort: Hildesheim

Schulbildung:

1986 – 1990: Grundschule Dingelbe
1990 – 1999: Bischöfliches Gymnasium Josephinum, Hildesheim

Wehrdienst:

1999 – 2000: Grundwehrdienst im Panzergrenadierbatallion 323 in Schwanewede

Studium:

2000 – 2006: Studium der Elektrotechnik und Informationstechnik an der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen, Abschluss: Diplom
2004 – 2005: Auslandsstudium an der University of Bath, England

Berufserfahrung:

2005 Fachpraktikum bei der ABB Schweiz AG, Turgi, Schweiz
2007 Befristete Anstellung bei der ABB Schweiz AG, Baden-Dättwil, Schweiz
2008 – jetzt Wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen
2013 – jetzt Oberingenieur am Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen

Aachener Beiträge des ISEA

ABISEA Band 1

Eßer, A.

Berührungslose, kombinierte Energie- und Informationsübertragung für bewegliche Systeme
1. Auflage 1992, 130 Seiten
ISBN 3-86073-046-0

ABISEA Band 2

Vogel, U.

Entwurf und Beurteilung von Verfahren zur Hochausnutzung des Rad-Schiene-Kraftschlusses durch Triebfahrzeuge
1. Auflage 1992, 130 Seiten
ISBN 3-86073-060-6

ABISEA Band 3

Reckhorn, Th.

Stromeinprägendes Antriebssystem mit fremderregter Synchronmaschine
1. Auflage 1992, 130 Seiten
ISBN 3-86073-061-4

ABISEA Band 4

Ackva, A.

Spannungseinprägendes Antriebssystem mit Synchronmaschine und direkter Stromregelung
1. Auflage 1992, 135 Seiten
ISBN 3-86073-062-2

ABISEA Band 5

Mertens, A.

Analyse des Oberschwingungsverhaltens von takt-synchronen Delta-Modulationsverfahren zur Steuerung von Pulsstromrichtern bei hoher Taktfrequenz
1. Auflage 1992, 170 Seiten
ISBN 3-86073-069-X

ABISEA Band 6

Geuer, W.

Untersuchungen über das Alterungsverhalten von Bleiakumulatoren
1. Auflage 1993, 100 Seiten
ISBN 3-86073-097-5

ABISEA Band 7

Langheim, J.

Einzelradantrieb für Elektrostraßenfahrzeuge
1. Auflage 1993, 215 Seiten
ISBN 3-86073-123-8

ABISEA Band 8

Fetz, J.

Fehlertolerante Regelung eines Asynchron-Doppelantriebes für ein Elektrospeicherfahrzeug
1. Auflage 1993, 136 Seiten
ISBN 3-86073-124-6

ABISEA Band 9

Schülting, L.

Optimierte Auslegung induktiver Bauelemente für den Mittelfrequenzbereich
1. Auflage 1993, 136 Seiten
ISBN 3-86073-174-2

ABISEA Band 10

Skudelny, H.-Ch.

Stromrichtertechnik
4. Auflage 1997, 259 Seiten
ISBN 3-86073-189-0

ABISEA Band 11

Skudelny, Ch.

Elektrische Antriebe
3. Auflage 1997, 124 Seiten
ISBN 3-86073-231-5

ABISEA Band 12

Schöpe, F.

Batterie-Management für Nickel-Cadmium Akkumulatoren
1. Auflage 1994, 156 Seiten
ISBN 3-86073-232-3

ABISEA Band 13

v. d. Weem, J.

Schmalbandige aktive Filter für Schienentriebfahrzeuge am Gleichspannungsfahrdraht
1. Auflage 1995, 125 Seiten
ISBN 3-86073-233-1

ABISEA Band 14

Backhaus, K.

Spannungseinprägendes Direktantriebssystem mit schnelllaufender geschalteter Reluktanzmaschine
1. Auflage 1995, 156 Seiten
ISBN 3-86073-234-X

ABISEA Band 15

Reinold, H.

Optimierung dreiphasiger Pulsdauermodulationsverfahren
1. Auflage 1996, 116 Seiten
ISBN 3-86073-235-8

ABISEA Band 16

Köpken, H.-G.

Regelverfahren für Parallelschwingkreisumrichter
1. Auflage 1996, 125 Seiten
ISBN 3-86073-236-6

ABISEA Band 17

Mauracher, P.

Modellbildung und Verbundoptimierung bei Elektrostraßenfahrzeugen
1. Auflage 1996, 192 Seiten
ISBN 3-86073-237-4

ABISEA Band 18**Protiwa, F.-F.**

Vergleich dreiphasiger
Resonanz-Wechselrichter in
Simulation und Messung
1. Auflage 1997, 178 Seiten
ISBN 3-86073-238-2

ABISEA Band 19**Brockmeyer, A.**

Dimensionierungswerkzeug
für magnetische Bauelemente
in Stromrichteranwendungen
1. Auflage 1997, 182 Seiten
ISBN 3-86073-239-0

ABISEA Band 20**Apeldoorn, O.**

Simulationsgestützte
Bewertung von
Steuerverfahren für
netzgeführte Stromrichter mit
verringerteter Netzrückwirkung
1. Auflage 1997, 132 Seiten
ISBN 3-86073-680-9

ABISEA Band 21**Lohner, A.**

Batteriemanagement für
verschlossene Blei-Batterien
am Beispiel von
Unterbrechungsfreien
Stromversorgungen
1. Auflage 1998, 144 Seiten
ISBN 3-86073-681-7

ABISEA Band 22**Reinert, J.**

Optimierung der
Betriebseigenschaften von
Antrieben mit geschalteter
Reluktanzmaschine
1. Auflage 1998, 168 Seiten
ISBN 3-86073-682-5

ABISEA Band 23**Nagel, A.**

Leitungsgebundene
Störungen in der
Leistungselektronik:
Entstehung, Ausbreitung und
Filterung
1. Auflage 1999, 160 Seiten
ISBN 3-86073-683-3

ABISEA Band 24**Menne, M.**

Drehschwingungen im
Antriebsstrang von
Elektrostraßenfahrzeugen:
Analyse und aktive
Dämpfung
1. Auflage 2001, 192 Seiten
ISBN 3-86073-684-1

ABISEA Band 25**von Bloh, J.**

Multilevel-Umrichter zum
Einsatz in Mittelspannungs-
Gleichspannungs-
Übertragungen
1. Auflage 2001, 152 Seiten
ISBN 3-86073-685-X

ABISEA Band 26**Karden, E.**

Using low-frequency
impedance spectroscopy for
characterization, monitoring,
and modeling of industrial
batteries
1. Auflage 2002, 154 Seiten
ISBN 3-8265-9766-4

ABISEA Band 27**Karipidis, C.-U.**

A Versatile DSP/FPGA
Structure optimized for Rapid
Prototyping and Digital Real-
Time Simulation of Power
Electronic and Electrical
Drive Systems
1. Auflage 2001, 164 Seiten
ISBN 3-8265-9738-9

ABISEA Band 28**Kahlen, K.**

Regelungsstrategien für
permanentmagnetische
Direktantriebe mit mehreren
Freiheitsgraden
1. Auflage 2003, 158 Seiten
ISBN 3-8322-1222-1

ABISEA Band 29**Inderka, R.**

Direkte Drehmomentregelung
Geschalteter
Reluktanzantriebe
1. Auflage 2003, 190 Seiten
ISBN 3-8322-1175-6

ABISEA Band 30**Schröder, S.**

Circuit-Simulation Models of
High-Power Devices Based
on Semiconductor Physics
1. Auflage 2003, 124 Seiten
ISBN 3-8322-1250-7

ABISEA Band 31**Buller, S.**

Impedance-Based Simulation
Models for Energy Storage
Devices in Advanced
Automotive Power Systems
1. Auflage 2003, 136 Seiten
ISBN 3-8322-1225-6

ABISEA Band 32**Schönknecht, A.**

Topologien und
Regelungsstrategien für das
induktive Erwärmen mit
hohen Frequenz-
Leistungsprodukten
1. Auflage 2004, 170 Seiten
ISBN 3-8322-2408-4

ABISEA Band 33**Tolle, T.**

Konvertertopologien für ein
aufwandsarmes, zweistufiges
Schaltnetzteil zum Laden von
Batterien aus dem Netz
1. Auflage 2004, 150 Seiten
ISBN 3-8322-2676-1

ABISEA Band 34**Götting, G.**

Dynamische
Antriebsregelung von
Elektrostraßenfahrzeugen
unter Berücksichtigung eines
schwingungsfähigen
Antriebsstrangs
1. Auflage 2004, 166 Seiten
ISBN 3-8322-2804-7

ABISEA Band 35**Dieckerhoff, S.**

Transformatorlose
Stromrichterschaltungen für
Bahnfahrzeuge am $16\frac{2}{3}$ Hz
Netz

1. Auflage 2004, 158 Seiten
ISBN 3-8322-3094-7

ABISEA Band 36**Hu, J.**

Bewertung von DC-DC-
Topologien und Optimierung
eines DC-DC-
Leistungsmoduls für das 42-
V-Kfz-Bordnetz

1. Auflage 2004, 156 Seiten
ISBN 3-8322-3201-X

ABISEA Band 37**Detjen, D.-O.**

Characterization and
Modeling of Si-Si Bonded
Hydrophobic Interfaces for
Novel High-Power BIMOS
Devices

1. Auflage 2004, 146 Seiten
ISBN 3-8322-2963-9

ABISEA Band 38**Walter, J.**

Simulationsbasierte
Zuverlässigkeitsanalyse in
der modernen
Leistungselektronik

1. Auflage 2004, 134 Seiten
ISBN 3-8322-3481-0

ABISEA Band 39**Schwarzer, U.**

IGBT versus GCT in der
Mittelspannungsanwendung –
ein experimenteller und
simulativer Vergleich

1. Auflage 2005, 184 Seiten
ISBN 3-8322-4489-1

ABISEA Band 40**Bartram, M.**

IGBT-Umrichtersysteme für
Windkraftanlagen: Analyse
der Zyklenbelastung,
Modellbildung, Optimierung
und Lebensdauervorhersage

1. Auflage 2006, 195 Seiten
ISBN 3-8322-5039-5

ABISEA Band 41**Ponnaluri, S.**

Generalized Design, Analysis
and Control of Grid side
converters with integrated
UPS or Islanding
functionality

1. Auflage 2006, 163 Seiten
ISBN 3-8322-5281-9

ABISEA Band 42**Jacobs, J.**

Multi-Phase Series Resonant
DC-to-DC Converters

1. Auflage 2006, 185 Seiten
ISBN 3-8322-5532-X

ABISEA Band 43**Linzen, D.**

Impedance-Based Loss
Calculation and Thermal
Modeling of Electrochemical
Energy Storage Devices for
Design Considerations of
Automotive Power Systems

1. Auflage 2006, 150 Seiten
ISBN 3-8322-5706-3

ABISEA Band 44**Fiedler, J.**

Design of Low-Noise
Switched Reluctance Drives

1. Auflage 2007, 183 Seiten
ISBN 978-3-8322-5864-1

ABISEA Band 45**Fuengwarodsakul, N.**

Predictive PWM-based Direct
Instantaneous Torque Control
for Switched Reluctance
Machines

1. Auflage 2007, 150 Seiten
ISBN 978-3-8322-6210-5

ABISEA Band 46**Meyer, C.**

Key Components for Future
Offshore DC Grids

1. Auflage 2007, 196 Seiten
ISBN 978-3-8322-6571-7

ABISEA Band 47**Fujii, K.**

Characterization and
Optimization of Soft-
Switched Multi-Level
Converters for STATCOMs

1. Auflage 2008, 206 Seiten
ISBN 978-3-8322-6981-4

ABISEA Band 48**Carstensen, C.**

Eddy Currents in Windings of
Switched Reluctance
Machines

1. Auflage 2008, 190 Seiten
ISBN 978-3-8322-7118-3

ABISEA Band 49**Bohlen, O.**

Impedance-based battery
monitoring

1. Auflage 2008, 200 Seiten
ISBN 978-3-8322-7606-5

ABISEA Band 50**Thele, M.**

A contribution to the
modelling of the charge
acceptance of lead-acid
batteries – using frequency
and time domain based
concepts

1. Auflage 2008, 168 Seiten
ISBN 978-3-8322-7659-1

ABISEA Band 51**König, A.**

High Temperature DC-to-DC
Converters for Downhole
Applications

1. Auflage 2009, 160 Seiten
ISBN 978-3-8322-8489-3

ABISEA Band 52**Dick, C. P.**

Multi-Resonant Converters as
Photovoltaic Module-
Integrated Maximum Power
Point Tracker

1. Auflage 2010, 192 Seiten
ISBN 978-3-8322-9199-0

ABISEA Band 53**Kowal, J.**

Spatially-resolved impedance of nonlinear inhomogeneous devices: - using the example of lead-acid batteries -
1. Auflage 2010, 214 Seiten
ISBN 978-3-8322-9483-0

ABISEA Band 54**Roscher, M.**

Zustandserkennung von LiFePO₄-Batterien für Hybrid- und Elektrofahrzeuge
1. Auflage 2011, 194 Seiten
ISBN 978-3-8322-9738-1

ABISEA Band 55**Hirschmann, D.**

Highly Dynamic Piezoelectric Positioning
1. Auflage 2011, 156 Seiten
ISBN 978-3-8322-9746-6

ABISEA Band 56**Rigbers, K.**

Highly Efficient Inverter Architectures for Three-Phase Grid Connection of Photovoltaic Generators
1. Auflage 2011, 254 Seiten
ISBN 978-3-8322-9816-9

ABISEA Band 57**Kasper, K.**

Analysis and Control of the Acoustic Behavior of Switched Reluctance Drives
1. Auflage 2011, 214 Seiten
ISBN 978-3-8322-9869-2

ABISEA Band 58**Köllensperger, P.**

The Internally Commutated Thyristor - Concept, Design and Application
1. Auflage 2011, 212 Seiten
ISBN 978-3-8322-9909-5

ABISEA Band 59**Schoenen, T.**

Einsatz eines DC/DC-Wandlers zur Spannungsanpassung zwischen Antrieb und Energiespeicher in Elektro- und Hybridfahrzeugen
1. Auflage 2011, 138 Seiten
ISBN 978-3-8440-0622-3

ABISEA Band 60**Hennen, M.**

Switched Reluctance Direct Drive with Integrated Distributed Inverter
1. Auflage 2012, 150 Seiten
ISBN 978-3-8440-0731-2

ABISEA Band 61**van Treek, D.**

Position Sensorless Torque Control of Switched Reluctance Machines
1. Auflage 2012, 144 Seiten
ISBN 978-3-8440-1014-5

ABISEA Band 62**Bragard, M.**

The Integrated Emitter Turn-Off Thyristor: An Innovative MOS-Gated High-Power Device
1. Auflage 2012, 172 Seiten
ISBN 978-3-8440-1152-4

ABISEA Band 63**Gerschler, J. B.**

Ortsaufgelöste Modellbildung von Lithium-Ionen-Systemen unter spezieller Berücksichtigung der Batteriealterung
1. Auflage 2012, 350 Seiten
ISBN 978-3-8440-1307-8

ABISEA Band 64**Neuhaus, C.**

Schaltstrategien für Geschaltete Reluktanzantriebe mit kleinem Zwischenkreis
1. Auflage 2012, 144 Seiten
ISBN 978-3-8440-1487-7

ABISEA Band 65**Butschen, T.**

Dual-ICT - A Clever Way to Unite Conduction and Switching Optimized Properties in a Single Wafer
1. Auflage 2012, 178 Seiten
ISBN 978-3-8440-1771-7

ABISEA Band 66**Plum, T.**

Design and Realization of High-Power MOS Turn-Off Thyristors
1. Auflage 2013, 130 Seiten
ISBN 978-3-8440-1884-4

ABISEA Band 67**Kiel, M.**

Impedanzspektroskopie an Batterien unter besonderer Berücksichtigung von Batteriesensoren für den Feldeinsatz
1. Auflage 2013, 232 Seiten
ISBN 978-3-8440-1973-5

ABISEA Band 68**Brauer, H.**

Schnelldrehender Geschalteter Reluktanzantrieb mit extremem Längendurchmesser Verhältnis
1. Auflage 2013, 202 Seiten
ISBN 978-3-8440-2345-9

ABISEA Band 69**Thomas, S.**

A Medium-Voltage Multi-Level DC/DC Converter with High Voltage Transformation Ratio
1. Auflage 2014, 236 Seiten
ISBN 978-3-8440-2605-4

ABISEA Band 70**Richter, S.**

Digitale Regelung von PWM-Wechselrichtern mit niedrigen Trägerfrequenzen
1. Auflage 2014, 134 Seiten
ISBN 978-3-8440-2641-2

ABISEA Band 71**Bösing, M.**

Acoustic Modeling of
Electrical Drives: Noise and
Vibration Synthesis based on
Force Response
Superposition

1. Auflage 2014, 208 Seiten
ISBN 978-3-8440-2752-5
URN: urn:nbn:de:hbz:82-
opus-52014

ABISEA Band 72**Waag, W.**

Adaptive algorithms for
monitoring of lithium-ion
batteries in electric vehicles
1. Auflage 2014, 242 Seiten
ISBN 978-3-8440-2976-5

ABISEA Band 73**Sanders, T.**

Spatially Resolved Electrical
In-Situ Measurement
Techniques for Fuel Cells
1. Auflage 2014, 138 Seiten
ISBN 978-3-8440-3121-8

ABISEA Band 74**Baumhöfer, T.**

Statistische Betrachtung
experimenteller
Alterungsuntersuchungen an
Lithium-Ionen Batterien
1. Auflage 2015, 174 Seiten
ISBN 978-3-8440-3423-3

ABISEA Band 75**Andre, D.**

Systematic Characterization
of Ageing Factors for High-
Energy Lithium-Ion Cells and
Approaches for Lifetime
Modelling Regarding an
Optimized Operating Strategy
in Automotive Applications
1. Auflage 2015, 210 Seiten
ISBN 978-3-8440-3587-2

ABISEA Band 76**Merei, G.**

Optimization of off-grid
hybrid PV-wind-diesel power
supplies with multi-
technology battery systems
taking into account battery
aging

1. Auflage 2015, 194 Seiten
ISBN 978-3-8440-4148-4

ABISEA Band 77**Schulte, D.**

Modellierung und
experimentelle Validierung
der Alterung von Blei-Säure
Batterien durch inhomogene
Stromverteilung und
Säureschichtung

1. Auflage 2016, 168 Seiten
ISBN 978-3-8440-4216-0

ABISEA Band 78**Schenk, M.**

Simulative Untersuchung der
Wicklungsverluste in
Geschalteten
Reluktanzmaschinen

1. Auflage 2016, 142 Seiten
ISBN 978-3-8440-4282-5

ABISEA Band 79**Wang, Y.**

Development of Dynamic
Models with Spatial
Resolution for
Electrochemical Energy
Converters as Basis for
Control and Management
Strategies

1. Auflage 2016, 198 Seiten
ISBN 978-3-8440-4303-7

ABISEA Band 80**Ecker, M.**

Lithium Plating in Lithium-
Ion Batteries: An
Experimental and Simulation
Approach

1. Auflage 2016, 170 Seiten
ISBN 978-3-8440-4525-3

ABISEA Band 81**Zhou, W.**

Modellbasierte
Auslegungsmethode von
Temperierungssystemen für
Hochvolt-Batterien in
Personenkraftfahrzeugen
1. Auflage 2016, 192 Seiten
ISBN 978-3-8440-4589-5

ABISEA Band 82**Lunz, B.**

Deutschlands
Stromversorgung im Jahr
2050: Ein szenariobasiertes
Verfahren zur vergleichenden
Bewertung von
Systemvarianten und
Flexibilitätsoptionen

1. Auflage 2016, 196 Seiten
ISBN 978-3-8440-4627-4

ABISEA Band 83**Hofmann, A.**

Direct Instantaneous Force
Control: Key to Low-Noise
Switched Reluctance Traction
Drives

1. Auflage 2016, 244 Seiten
ISBN 978-3-8440-4715-8

ABISEA Band 84**Budde-Meiwes, H.**

Dynamic Charge Acceptance
of Lead-Acid Batteries for
Micro-Hybrid Automotive
Applications

1. Auflage 2016, 168 Seiten
ISBN 978-3-8440-4733-2

ABISEA Band 85**Engel, S. P.**

Thyristor-Based High-Power
On-Load Tap Changers:
Control under Harsh Load
Conditions

1. Auflage 2016, 170 Seiten
ISBN 978-3-8440-4986-2

ABISEA Band 86**Van Hoek, H.**

Design and Operation
Considerations of Three-
Phase Dual Active Bridge
Converters for Low-Power
Applications with Wide
Voltage Ranges

1. Auflage 2017, 242 Seiten

ISBN 978-3-8440-5011-0

DOI: 10.18154/RWTH-2017-
02955**ABISEA Band 87****Diekhans, T.**

Wireless Charging of Electric
Vehicles – a Pareto-Based
Comparison of Power
Electronic Topologies

1. Auflage 2017, 156 Seiten

ISBN 978-3-8440-5048-6

ABISEA Band 88**Lehner, S.**

Reliability Assessment of
Lithium-Ion Battery Systems
with Special Emphasis on
Cell Performance
Distribution

1. Auflage 2017, 202 Seiten

ISBN 978-3-8440-5090-5

ABISEA Band 89**Käbitz, S.**

Untersuchung der Alterung
von Lithium-Ionen-Batterien
mittels Elektroanalytik und
elektrochemischer
Impedanzspektroskopie

1. Auflage 2017, 257 Seiten

URN: urn:nbn:de:hbz:82-
rwth-2016-120944**ABISEA Band 90****Witzenhausen, H.**

Elektrische
Batteriespeichermodelle:
Modellbildung,
Parameteridentifikation und
Modellreduktion

1. Auflage 2017, 280 Seiten

DOI: 10.18154/RWTH-2017-
03437**ABISEA Band 91****Münnix, J.**

Einfluss von Stromstärke und
Zyklientiefe auf graphitische
Anoden

1. Auflage 2017, 178 Seiten

DOI: 10.18154/RWTH-2017-
01915**ABISEA Band 92****Pilatowicz, G.**

Failure Detection and Battery
Management Systems of
Lead-Acid Batteries for
Micro-Hybrid Vehicles

ABISEA Band 93**Drillkens, J.**

Aging in Electrochemical
Double Layer Capacitors: An
Experimental and Modelling
Approach

ABISEA Band 94**Magnor, D.**

Globale Optimierung
netzgekoppelter PV-
Batteriesysteme unter
besonderer Berücksichtigung
der Batteriealterung

1. Auflage 2017, 220 Seiten

DOI: 10.18154/RWTH-2017-
06592

In dieser Arbeit wird ein simulationsbasiertes Werkzeug zur Auslegungsoptimierung für PV-Batteriesysteme entwickelt. Die Modellbildung basiert auf einem modularen Ansatz, der die Systemkomponenten einzeln abbildet und es so ermöglicht Systeme mit unterschiedlichen Systemtopologien vergleichend zu betrachten. Bei der Beschreibung und Verifikation der einzelnen Komponentenmodelle liegt ein besonderes Augenmerk auf der Modellimplementierung der Lithium-Ionen-Batterie, die auf intensiven Labormessungen beruht. Es werden Messergebnisse dargestellt und die Umsetzung der elektrischen, der thermischen sowie der Alterungsmodellierung detailliert erörtert. Auf Basis des Gesamtsystemmodells werden einige charakteristische Größen wie der Eigenverbrauch, der Autarkiegrad, aber insbesondere auch der Einfluss des verbraucherseitigen Lastprofils genauer analysiert. Hier wurde gezeigt, dass die Levelized Cost of Electricity, die ein Maß für die Stromversorgungskosten eines Haushaltes darstellen, bei gleicher Systemauslegung und identischem Jahresenergieverbrauch bis zu 7 ct/kWh auseinanderliegen können. Für die Optimierung mittels Genetischem Algorithmus wird das Systemmodell in eine Optimierungsumgebung eingebettet. Als Zielfunktion werden die Levelized Cost of Electricity herangezogen. Die Ergebnisse werden durch Sensitivitätsanalysen eingeordnet und ausführlich diskutiert. Es wurde gezeigt, dass ab Batteriepreisen von 550 €/kWh bei einem Kapitalzins von 1,3 % mit einem optimal ausgelegten System ein wirtschaftlicher Betrieb möglich wird.